資料２－２－３

島根原子力発電所２号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について

令和３年３月

中国電力株式会社

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1．重大事故等対策
1.0　重大事故等対策における共通事項
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
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
1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等
1.4　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
1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等
1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等
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
1.8　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
1.9　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
1.10　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
1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等
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
1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等
1.14　電源の確保に関する手順等
1.15　事故時の計装に関する手順等
1.16　原子炉制御室の居住性等に関する手順等
1.17　監視測定等に関する手順等
1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等
1.19　通信連絡に関する手順等

2.　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他テロリズムへの対応における事項
2.1　可搬型設備等による対応

下線は，今回の提出資料を示す。

重大事故等発生時及び大規模損壊発生時の対処に係る基本方針

【要求事項】

発電用原子炉施設において、重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。以下同じ。）若しくは重大事故（以下「重大事故等」と総称する。）が発生した場合又は大規模な自然災害若しくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊が発生するおそれがある場合若しくは発生した場合における当該事故等に対処するために必要な体制の整備に関し、原子炉等規制法第４３条の３の２４第１項の規定に基づく保安規定等において、以下の項目が規定される方針であることを確認すること。

なお、申請内容の一部が本要求事項に適合しない場合であっても、その理由が妥当なものであれば、これを排除するものではない。

【要求事項の解釈】

要求事項の規定については、以下のとおり解釈する。

なお、本項においては、要求事項を満たすために必要な措置のうち、手順等の整備が中心となるものを例示したものである。重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力には、以下の解釈において規定する内容に加え、設置許可基準規則に基づいて整備される設備の運用手順等についても当然含まれるものであり、これらを含めて手順等が適切に整備されなければならない。

また、以下の要求事項を満足する技術的内容は、本解釈に限定されるものでなく、要求事項に照らして十分な保安水準が達成できる技術的根拠があれば、要求事項に適合するものと判断する。

東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえた重大事故等対策の設備強化等の対策に加え，重大事故に至るおそれがある事故若しくは重大事故が発生した場合又は大規模な自然災害若しくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊が発生するおそれがある場合若しくは発生した場合における以下の重大事故等対処設備に係る事項，復旧作業に係る事項，支援に係る事項及び手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備を考慮し，当該事故等に対処するために必要な手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備等運用面での対策を行う。また，１号及び３号炉の原子炉圧力容器に燃料が装荷されていないことを前提とする。

「1. 重大事故等対策」について手順を整備し，重大事故等の対応を実施する。「2. 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「2.1 可搬型設備等による対応」は「1. 重大事故等対策」の対応手順を基に，大規模な損壊が発生した場合も対応を実施する。また，様々な状況においても，事象進展の抑制及び緩和を行うための手順を整備し，大規模な損壊が発生した場合の対応を実施する。

また，重大事故等又は大規模損壊に対処し得る体制においても技術的能力を維持管理していくために必要な事項を，「核原料物質，核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置については，技術的能力の審査基準で規定する内容に加え，「設置許可基準規則」に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第１表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」を含めて手順書等を適切に整備する。

1.　重大事故等対策

1.0　重大事故等対策における共通事項

＜　目　次　＞

1.0.1　重大事故等への対応に係る基本的な考え方
(1)　重大事故等対処設備に係る事項
ａ．切り替えの容易性
ｂ．アクセスルートの確保
(2)　復旧作業に係る事項
ａ．予備品等の確保
ｂ．保管場所
ｃ．アクセスルートの確保
(3)　支援に係る事項
(4)　手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備
ａ．手順書の整備
ｂ．教育及び訓練の実施
ｃ．体制の整備
1.0.2　共通事項
(1)　重大事故等対処設備に係る事項
ａ．切り替えの容易性
ｂ．アクセスルートの確保
(2)　復旧作業に係る事項
ａ．予備品等の確保
ｂ．保管場所
ｃ．アクセスルートの確保
(3)　支援に係る事項
(4)　手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備
ａ．手順書の整備
ｂ．教育及び訓練の実施
ｃ．体制の整備

＜　添付資料　目次　＞

添付資料1.0.1　本来の用途以外の用途として使用する重大事故等に対処するための設備に係る切り替えの容易性について

添付資料1.0.2　可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについて

添付資料1.0.3　予備品等の確保及び保管場所について

添付資料1.0.4　外部からの支援について

添付資料1.0.5　重大事故等への対応に係る文書体系

添付資料1.0.6　重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について

添付資料1.0.7　有効性評価における重大事故対応時の手順について

添付資料1.0.8　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

添付資料1.0.9　重大事故等対策の対処に係る教育及び訓練について

添付資料1.0.10　重大事故等時の体制について

添付資料1.0.11　重大事故等時の発電用原子炉主任技術者の役割について

添付資料1.0.12　東京電力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

添付資料1.0.13　重大事故等に対処する要員の作業時における装備について

添付資料1.0.14　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運転手順等比較表

添付資料1.0.15　原子炉格納容器の長期にわたる状態維持に係る体制の整備について

添付資料 1.0.16　重大事故等時における停止号炉の影響について

下線は，今回の提出資料を示す。
（関連する図表を含む。）

る。

(g) 有毒ガス発生時に，事故対策に必要な各種の指示，操作を行うことができるように，重大事故等に対処する要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値以下とするための手順と体制を整備する。敷地内外において貯蔵施設に保管されている有毒ガスを発生させるおそれのある有毒化学物質（以下「固定源」という。）に対しては，重大事故等に対処する要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値を下回るようにする。敷地内において輸送手段の輸送容器に保管されている有毒ガスを発生させるおそれのある有毒化学物質（以下「可動源」という。）に対しては，換気空調設備の隔離等により，運転員及び緊急時対策要員のうち重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるようにする。

予期せぬ有毒ガスの発生においても，運転員及び緊急時対策要員のうち初動対応において重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に対して配備した防護具を着用することにより，事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるよう手順と体制を整備する。

有毒ガスの発生による異常を検知した場合，通信連絡設備により，有毒ガスの発生を発電所内の必要な要員に周知する手順を整備する。

b．教育及び訓練の実施

重大事故等に対処する要員に対して，重大事故等時において，事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため，教育及び訓練を計画的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては，通常時の実務経験を通じて付与される力量を考慮し，事故時対応の知識及び技能について，重大事故等に対処する要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度及び内容で計画的に実施することにより，重大事故等に対処する要員の力量の維持及び向上を図る。

重大事故等対策における中央制御室での操作，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は，第２表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な重大事故等に対処する要員数及び想定時間にて対応できるように，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。

重大事故等に対処する要員に対して，重大事故等時における事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処できるように，各要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し，計画的に評価することにより力量を付与し，運転開始前までに力量を付与された重大事故等に対処する要員を必要

人数配置する。

重大事故等に対処する要員を確保するため，以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

(a) 重大事故等対策は，幅広い発電用原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ，重大事故等に対処する要員の役割に応じて，重大事故等時の発電用原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練を実施する。

(b) 重大事故等に対処する要員の役割に応じて，重大事故等よりも厳しいプラント状態となった場合でも対応できるように，重大事故等の内容，基本的な対処方法等，定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

現場作業に当たっている緊急時対策要員が，作業に習熟し必要な作業を確実に完了できるように，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実施する。

重大事故等時のプラント状況の把握，的確な対応操作の選択等，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演習等を計画的に実施する。

(c) 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，発電用原子炉施設，予備品等について熟知する。

(d) 重大事故等時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために，重大事故等時の事象進展により高線量下になる場所を想定した事故時対応訓練，夜間及び降雨，強風等の悪天候下等を想定した事故時対応訓練等，様々な状況を想定し，訓練を実施する。

(e) 重大事故等時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために，設備，事故時用の資機材等に関する情報並びに手順書が即時に利用できるように，普段から保守点検活動等を通じて準備し，それらの情報及び手順書を用いた事故時対応訓練を行う。

c．体制の整備

重大事故等時において重大事故等に対応するための体制として，以下の基本方針に基づき整備する。

(a) 重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織の役割分担及び責任者を定め，効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

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

1.0.2　共通事項

(1)　重大事故等対処設備

① 切り替えの容易性

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

② アクセスルートの確保

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、工場又は事業所（以下「工場等」という。）内の道路及び通路が確保できるよう、実効性のある運用を行う方針であること。

(1)　重大事故等対処設備に係る事項

a．切り替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは，設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に，本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし，本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては，通常時に使用する系統から弁操作又は工具等の使用により速やかに切り替えられるように，当該操作等を明確にし，通常時に使用する系統から速やかに切り替えるために必要な手順等を整備するとともに，確実に行えるよう訓練を実施する。

（添付資料 1.0.1）

b．アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において，可搬型重大事故等対処設備を運搬し，又は他の設備の被害状況を把握するため，発電所内の道路及び通路が確保できるように，以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内において，アクセスルートは，想定される自然現象，発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。），溢水及び火災を想定しても，運搬，移動に支障をきたすことのないように，迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋内及び屋外アクセスルートに対する自然現象については，網羅的に抽出するために，地震，津波に加え，発電所敷地及びその周辺での発生実績の有無に関わらず，国内外の基準や文献等に基づき収集した洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り，火山の影響，生物学的事象，森林火災等の事象を考慮する。これらの事象のうち，発電所敷地及びその周辺での発生の可能性，屋外アクセスルートへの影響度，事象進展速度や事象進展に対する時間余裕の観点から，屋外アクセスルートに影響を与えるおそれがある事象として，地震，津波，洪水，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り・土石流，火山の影響及び生物学的事象を選定する。なお，森林火災の出火原因となるのは，たき火やタバコ等の人為によるものが大半であることを考慮し，森林火災については，人為によるもの（火災・爆発）として選定する。

屋外及び屋内アクセスルートに対する発電所敷地又はその周辺において想定される発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）については，網羅的に抽出するために，発電所敷地及びその周辺での発生実績の有無に関わらず，国内外の基準や文献等に基づき収集した飛来物（航空機落下等），ダムの崩壊，爆発，近隣工場等の火災，有毒ガス，船舶の衝突及び電磁的障害を考慮する。これらの事象のうち，発電所敷地及びその周辺での発生の可能性，屋外アクセスルートへの影響度，事象進展速度や事象進展に対する時間余裕の観点から，屋外アクセスルートに影響を与えるおそれがある事象として，飛来物（航空機落下），ダムの崩壊，火災・爆発（森林火災，近隣工場等の火災・爆発，航空機落下火災等），有毒ガス，船舶の衝突及び電磁的障害を選定する。

また，重大事故等時の高線量下環境を考慮する。

可搬型重大事故等対処設備の保管場所については，設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図る。また，屋外の可搬型重大事故等対処設備は複数箇所に分散して保管する。

(a)　屋外アクセスルート

重大事故等が発生した場合，事故収束に迅速に対応するため，屋外の可搬型重大事故等対処設備（大量送水車，可搬型代替交流電源設備，可搬式モニタリング・ポスト等）の保管場所から使用場所まで運搬するアクセスルートの状況確認，取水箇所の状況確認及びホース敷設ルートの状況確認を行い，併せて，軽油タンク，常設代替交流電源設備及びその他屋外設備の被害状況の把握を行う。

屋外アクセスルートに対する地震による影響（周辺構造物等の損壊，周辺タンク等の損壊，周辺斜面の崩壊及び道路面のすべり，液状化及び揺すり込みによる不等沈下，液状化に伴う浮き上がり並びに地中埋設構

造物の損壊），その他自然現象による影響（風（台風）及び竜巻による飛来物，積雪並びに火山の影響）を想定し，複数のアクセスルートの中から状況を確認し，早期に復旧可能なアクセスルートを確保するため，障害物を除去可能なホイールローダ等の重機を保管，使用し，それを運転できる要員を確保する。

また，地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して，道路上への自然流下も考慮した上で，溢水による通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確保する。

津波の影響については，基準津波の影響を受けない防波壁の内側にアクセスルートを確保する。

地滑り・土石流に対しては，複数のアクセスルート確保に加え，地滑り・土石流の影響を受けないアクセスルートを確保する。

屋外アクセスルートは，発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）のうち，飛来物（航空機落下），火災・爆発（森林火災，近隣工場等の火災・爆発，航空機落下火災等），有毒ガス及び船舶の衝突に対して，迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確保する。

有毒ガスに対しては，複数のアクセスルート確保に加え，防護具等の装備により通行に影響はない。

洪水及びダムの崩壊については立地的要因により設計上考慮する必要はない。

なお，落雷に対しては道路面が直接影響を受けることはなく，生物学的事象に対しては容易に排除可能であり，電磁的障害に対しては道路面が直接影響を受けることはないことからアクセスルートへの影響はない。

屋外アクセスルートの周辺構造物等の損壊による障害物については，ホイールローダ等の重機による撤去あるいは複数のアクセスルートによる迂回を行う。

屋外アクセスルートは，地震の影響による周辺斜面の崩壊や道路面のすべりで崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で，ホイールローダ等の重機による崩壊箇所の復旧を行い，通行性を確保する。

液状化，揺すり込みによる不等沈下及び地中埋設物の損壊に伴う段差の発生が想定される箇所においては，アクセスルートに影響がある場合は，あらかじめ段差緩和対策を実施する。想定を上回る段差が発生した場合は，迂回路を通行するか，ホイールローダ等の重機による段差箇所の復旧により，通行性を確保する。

屋外アクセスルート上の風（台風）及び竜巻による飛来物，積雪並びに火山の影響については，ホイールローダ等の重機による撤去を行う。なお，想定を上回る積雪又は火山の影響が発生した場合は，除雪又は除灰の頻度を増加させることにより対処する。また，凍結及び積雪に対し

て，道路については融雪剤を配備し，車両については走行可能なタイヤを装着することにより通行性を確保する。

屋外アクセスルートの地震発生時における，火災の発生防止策（可燃物・危険物管理） 及び火災の拡大防止策（大量の可燃物を内包する変圧器の防油堤の設置）については，「火災防護計画」に定める。

屋外アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。夜間時及び停電時においては，確実に運搬，移動ができるように可搬型照明を配備する。

また，現場との通信連絡手段を確保し，作業環境を考慮する。

(b) 屋内アクセスルート

重大事故等が発生した場合において，屋内の可搬型重大事故等対処設備（可搬型計測器，逃がし安全弁用窒素ガスボンベ等）の保管場所に移動するためのアクセスルートの状況確認を行い，併せてその他屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内アクセスルートは，自然現象として選定する地震，津波，風（台風），竜巻，凍結，降水，積雪，落雷，地滑り・土石流，火山の影響，生物学的事象による影響に対して，外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建物内に確保する。

また，発電所敷地又はその周辺における発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）として選定する飛来物（航空機落下），火災・爆発（森林火災，近隣工場等の火災・爆発，航空機落下火災等），有毒ガス及び船舶の衝突に対して，外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建物内に確保する。

屋内アクセスルートは，重大事故等時に必要となる現場操作を実施する場所まで外部事象による影響を考慮しても移動可能なルートを選定する。また，屋内アクセスルート上の資機材については，必要に応じて固縛又は転倒防止処置により，通行に支障をきたさない措置を講じる。

屋内アクセスルート周辺の機器に対しては火災の発生防止処置を実施する。

機器からの溢水が発生した場合については，適切な防護具を着用することにより，屋内アクセスルートを通行する。

屋内のアクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。停電時及び夜間時においては，確実に運搬，移動ができるように，可搬型照明を配備する。また，現場との連絡手段を確保し，作業環境を考慮する。

（添付資料 1.0.2）

で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。

・ 復旧作業の実施に当たっては，復旧が困難な設備についても，復旧するための対策を検討し実施することとするが，放射線の影響，その他の作業環境条件を踏まえ，復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

なお，今後も多様な復旧手段の確保，復旧を想定する機器の拡大，その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに，そのために必要な予備品の確保を行う。

また，予備品の取替え作業に必要な資機材として，がれき撤去等のためのホイールローダ等の重機及び夜間その他の作業環境の対応を想定した照明機器をあらかじめ確保する。

b．保管場所

予備品等については，地震による周辺斜面の崩壊，敷地下斜面のすべり，津波による浸水等の外部事象の影響を受けにくい場所に当該重要安全施設との位置的分散を考慮した場所に保管する。

（添付資料 1.0.3，1.0.13）

c．アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において，設備の復旧作業のため，発電所内の道路及び通路が確保できるように，「1.0.2(1) b.アクセスルートの確保」と同じ実効性のある運用管理を実施する。

（添付資料 1.0.2，1.0.3，1.0.13）

(4)　手順書の整備、訓練の実施及び体制の整備

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう、あらかじめ手順書を整備し、訓練を行うとともに人員を確保する等の必要な体制の適切な整備が行われているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1　手順書の整備は、以下によること。

a）　発電用原子炉設置者において、全ての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失、安全系の機器若しくは計測器類の多重故障又は複数号機の同時被災等を想定し、限られた時間の中において、発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策について適切な判断を行うため、必要となる情報の種類、その入手の方法及び判断基準を整理し、まとめる方針であること。

b）　発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防ぐために最優先すべき操作等の判断基準をあらかじめ明確化する方針であること。

（ほう酸水注入系(SLCS)、海水及び格納容器圧力逃がし装置の使用を含む。）

c）　発電用原子炉設置者において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針が適切に示されていること。

d）　発電用原子炉設置者において、事故の進展状況に応じて具体的な重大事故等対策を実施するための、運転員用及び支援組織用の手順書を適切に定める方針であること。なお、手順書が、事故の進展状況に応じていくつかの種類に分けられる場合は、それらの構成が明確化され、かつ、各手順書相互間の移行基準を明確化する方針であること。

e）　発電用原子炉設置者において、具体的な重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位、圧力及び温度等の計測可能なパラメータを手順書に明記する方針であること。また、重大事故等対策実施時のパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を、手順書に整理する方針であること。

f）　発電用原子炉設置者において、前兆事象を確認した時点での事前の対応(例えば大津波警報発令時や、降下火砕物の到着が予想されるときの原子炉停止･冷却操作)等ができる手順を整備する方針であること。

g）　有毒ガス発生時の原子炉制御室及び緊急時制御室の運転員、緊急時対策所において重大事故等に対処するために必要な要員並

びに重大事故等対処上特に重要な操作（常設設備と接続する屋外に設けられた可搬型重大事故等対処設備（原子炉建屋の外から水又は電力を供給するものに限る。）の接続をいう。）を行う要員（以下「運転・対処要員」という。）の防護に関し、次の①から③に掲げる措置を講じることが定められていること。

① 運転・対処要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値以下とするための手順と体制を整備すること。

② 予期せぬ有毒ガスの発生に対応するため、原子炉制御室及び緊急時制御室の運転員並びに緊急時対策所において重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員のうち初動対応を行う者に対する防護具の配備、着用等運用面の対策を行うこと。

③ 設置許可基準規則第６２条等に規定する通信連絡設備により、有毒ガスの発生を原子炉制御室又は緊急時制御室の運転員から、当該運転員以外の運転・対処要員に知らせること。

(4) 手順書の整備，教育及び訓練の実施並びに体制の整備

重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるように，手順書を整備し，教育及び訓練を実施するとともに，重大事故等に対処する要員を確保する等の必要な体制を整備する。

ａ．手順書の整備

重大事故等時において，事象の種類及び事象の進展に応じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるように手順書を整備する。

また，手順書は使用主体に応じて，運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書を整備する。

さらに，緊急時対策本部用手順書は使用主体に応じて，緊急時対策本部が使用する手順書，緊急時対策本部のうち技術支援組織が使用する手順書及び緊急時対策本部のうち実施組織（当直（運転員）以外）が使用する手順書に分類して整備する。

(a) すべての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失，安全系の機器又は計測器類の多重故障，複数号炉の同時被災等の過酷な状態において，限られた時間の中で２号炉の発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類，その入手の方法及び判断基準を整理し，運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書にまとめる。

発電用原子炉施設の状態の把握が困難な場合にも対処できるように，パラメータを計測する計器故障又は計器故障が疑われる場合に発電用原

子炉施設の状態を把握するための手順，パラメータの把握能力を超えた場合に発電用原子炉施設の状態を把握するための手順及び計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順を運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書に整備する。

具体的には，第１表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の内容を含むものとする。

(b) 炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止のために，最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるように，判断基準をあらかじめ明確にした手順を以下のとおり運転操作手順書又は緊急時対策本部用手順書に整備する。

原子炉停止機能喪失時においては，迷わずほう酸水注入を行えるように判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防ぐために注水する淡水源が枯渇又は使用できない状況においては，設備への悪影響を懸念することなく，迷わず海水注入を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

原子炉格納容器圧力が限界圧力に達する前，又は原子炉格納容器からの異常漏えいが発生した場合に，確実に格納容器フィルタベント系の使用が行えるように判断基準を明確にした手順を運転操作手順書に整備し，この運転操作手順書に従い，緊急時対策本部長の権限と責任において，当直副長が格納容器フィルタベント系によるベントを実施する。

全交流動力電源喪失時等において，準備に長時間を要する可搬型重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため，準備に要する時間を考慮のうえ，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

その他，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防ぐために必要な各操作については，重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため，手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

重大事故等対策時においては，設計基準事故時に用いる操作の制限事項は適用しないことを明確にした手順を整備する。

(c) 重大事故等対策の実施において，財産（設備等）保護よりも安全を優先するという共通認識を持って行動できるよう，社長はあらかじめ方針を示す。

重大事故等時の運転操作において，当直副長が躊躇せず判断できるように，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた運転操作手順書を整備し，判断基準を明記する。

重大事故等時の発電所の緊急時対策本部の活動において，重大事故等対策を実施する際に，緊急時対策本部長は，財産（設備等）保護よりも

安全を優先する方針に従った判断を実施する。また，財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた緊急時対策本部用手順書を整備し，判断基準を明記する。

(d)　重大事故等対策時に使用する手順書として，発電所内の運転員と緊急時対策要員が連携し，事故の進展状況に応じて具体的な重大事故等対策を実施するため，運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書を適切に定める。

なお，緊急時対策本部用手順書には，火山の影響（降灰），竜巻等の自然災害による重大事故等対処設備への影響を低減させるため，火山灰の除灰，竜巻時の固縛等の対処を行う手順についても整備する。

運転操作手順書は，重大事故等対策を的確に実施するために，事故の進展状況に応じて，以下のように構成し定める。

・　設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置

中央制御室及び現場制御盤に警報が発生した際に，警報発生原因の除去あるいはプラントを安全な状態に維持するために必要な対応操作に使用

・　事故時操作要領書（事象ベース）

単一の故障等で発生する可能性のある異常又は事故が発生した際に，事故の進展を防止するために必要な対応操作に使用

・　事故時操作要領書（徴候ベース）

事故の起因事象を問わず，異常時の操作に関する事故時操作要領書（事象ベース）では対処できない複数の設備の故障等による異常又は事故が発生した際に，重大事故への進展を防止するために必要な対応操作に使用

・　事故時操作要領書（シビアアクシデント）

異常時の操作に関する事故時操作要領書（徴候ベース）で対応する状態から更に事象が進展し炉心損傷に至った際に，事故の拡大を防止し影響を緩和するために必要な対応操作に使用

・　ＡＭ設備別操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）及び事故時操作要領書（シビアアクシデント）で使用する設備に対しての個別の操作内容を定めた手順

実施組織及び技術支援組織が重大事故等対策を的確に実施するためのその他の対応手順として，大気及び海洋への放射性物質の拡散の抑制，中央制御室，モニタリング設備，緊急時対策本部並びに通信連絡設備に関する手順書を定める。

緊急時対策本部は，運転員からの要請あるいは緊急時対策本部の判断により，運転員の事故対応の支援を行う。緊急時対策本部用手順書とし

て，事故状況に応じた戦略の検討及び現場での重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確に示した手順を定める。

運転操作手順書は，事故の進展状況に応じて構成を明確化し，手順書相互間を的確に移行できるよう，移行基準を明確にする。

異常又は事故の発生時，「設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置」により初期対応を行う。

事象が進展した場合には，「設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置」の記載に従い，「事故時操作要領書（事象ベース）」に移行する。

「設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置」又は「事故時操作要領書（事象ベース）」による対応中は，パラメータ（未臨界性，炉心の冷却機能，原子炉格納容器の健全性）を常に監視し，異常時の操作に関する「事故時操作要領書（徴候ベース）」の導入条件が成立した場合には，異常時の操作に関する「事故時操作要領書（徴候ベース）」に移行する。

ただし，異常時の操作に関する「事故時操作要領書（徴候ベース）」の導入条件が成立した場合でも，原子炉スクラム時の確認事項等，異常時の操作に関する「事故時操作要領書（事象ベース）」に具体的内容を定めている対応については異常時の操作に関する「事故時操作要領書（事象ベース）」を参照する。

異常又は事故が収束した場合は，異常時の操作に関する「事故時操作要領書（徴候ベース）」に従い復旧の措置を行う。

異常時の操作に関する「事故時操作要領書（徴候ベース）」による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は，緊急時における「事故時操作要領書（シビアアクシデント）」に移行する。

(e)　重大事故等対策実施の判断基準として確認する水位，圧力，温度等の計測可能なパラメータを整理し，運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書に明記する。

重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータのうち，発電用原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを，あらかじめ発電用原子炉施設の状態を監視するパラメータの中から選定し，運転操作手順書及び緊急時対策本部用手順書に整理する。

整理に当たっては，耐震性，耐環境性のある計測機器での確認の可否，記録の可否，直流電源喪失時における可搬型計測器による計測可否等の情報を運転操作手順書に明記する。

なお，発電用原子炉施設の状態を監視するパラメータが故障等により計測不能な場合は，他のパラメータにて当該パラメータを推定する方法を緊急時対策本部用手順書に明記する。

重大事故等対策実施時におけるパラメータ挙動予測，影響評価すべき

項目，監視パラメータ等を緊急時対策本部用手順書に整理する。

有効性評価等にて整理した有効な情報について，運転員が監視すべきパラメータの選定，状況の把握及び進展予測並びに対応処置の参考情報とし，運転操作手順書に整理する。

また，有効性評価等にて整理した有効な情報について，緊急時対策要員が運転操作を支援するための参考情報とし，緊急時対策本部用手順書に整理する。

(f) 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。

大津波警報が発令された場合，発電用原子炉を停止し，冷却操作を開始する手順を整備する。また，所員の高台への避難指示，水密扉の閉止確認を行い，津波監視カメラ及び取水槽水位計による津波の継続監視を行う手順を整備する。また，引き波により取水槽水位が低下した場合等，発電用原子炉の運転継続に支障がある場合に，発電用原子炉を手動停止する手順を整備する。

降下火砕物の降灰が想定される場合には，火山の情報を把握し，監視体制，連絡体制の強化を行う手順を整備する。また，降灰が確認された場合には，除灰等を行う手順を整備する。

台風進路に想定される場合には，屋外設備の暴風雨対策の強化及び巡視点検を強化する手順を整備する。

竜巻の発生が予想される場合には，車両の退避又は固縛の実施，クレーン作業の中止，外部事象防護対象施設を内包する区画に設置する扉の閉止状態を確認する手順を整備する。

土石流の発生が想定される場合には，監視カメラ及び巡視による監視強化を行う手順を整備する。また，土石流の発生により淡水源が使用できない場合を想定し，海を水源とした対応手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については，気象情報の収集，巡視点検の強化及び前兆事象に応じた事故の未然防止の対応を行う手順を整備する。

(g) 有毒ガス発生時に，事故対策に必要な各種の指示，操作を行うことができるよう，重大事故等に対処する要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値以下とするための手順と体制を整備する。固定源に対しては，重大事故等に対処する要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値を下回るようにする。可動源に対しては，換気空調設備の隔離等により，運転員及び緊急時対策要員のうち

重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるようにする。

予期せぬ有毒ガスの発生においても，運転員及び緊急時対策要員のうち初動対応において重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に対して配備した防護具を着用することにより，事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるよう手順と体制を整備する。

有毒ガスの発生による異常を検知した場合は，当直長に連絡し，当直長が通信連絡設備により，発電所内の必要な要員に有毒ガスの発生を周知する手順を整備する。

（添付資料 1.0.5，1.0.6，1.0.7，1.0.8，1.0.14）

【解釈】

２　訓練は、以下によること。

ａ）　発電用原子炉設置者において、重大事故等対策は幅広い発電用原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ、その教育訓練等は重大事故等時の発電用原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできるものとする方針であること。

ｂ）　発電用原子炉設置者において、重大事故等対策を実施する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行うとともに、下記３ａ）に規定する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演習等を計画する方針であること。

ｃ）　発電用原子炉設置者において、普段から保守点検活動を自らも行って部品交換等の実務経験を積むことなどにより、発電用原子炉施設及び予備品等について熟知する方針であること。

ｄ）　発電用原子炉設置者において、高線量下、夜間及び悪天候下等を想定した事故時対応訓練を行う方針であること。

ｅ）　発電用原子炉設置者において、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備し、及びそれらを用いた事故時対応訓練を行う方針であること。

ｂ．教育及び訓練の実施

重大事故等に対処する要員に対して，重大事故等時において，事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため，教育及び訓練を計画的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては，通常時の実務経験を通じて付与される力量を考慮し，事故時対応の知識及び技能について，重大事故等に対処する要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度及び内容で計画的に実施することにより，重大事故等に対処する要員の力量の維持及び向上を図る。

教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は，以下のとおりとし，この考え方に基づき教育訓練の計画を定め，実施する。

- 重大事故等に対処する要員に対し必要な教育及び訓練を年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。
- 重大事故等に対処する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計画的に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。

・ 重大事故等に対処する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回以上実施する。
・ 重大事故等対策における中央制御室での操作，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は，第２表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な重大事故等に対処する要員数及び想定時間にて対応できるように，教育及び訓練により効果的かつ確実に実施できることを確認する。
・ 教育及び訓練の実施結果により，手順，資機材及び体制について改善要否を評価し，必要により手順，資機材の改善，教育及び訓練計画への反映を行い，力量を含む対応能力の向上を図る。

重大事故等に対処する要員に対して，重大事故等時における事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処できるように，重大事故等に対処する要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し，計画的に評価することにより力量を付与し，運転開始前までに力量を付与された重大事故等に対処する要員を必要人数配置する。

重大事故等に対処する要員を確保するため，以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

計画（Ｐ），実施（Ｄ），評価（Ｃ），改善（Ａ）のプロセスを適切に実施し，ＰＤＣＡサイクルを回すことで，必要に応じて手順書の改善，体制の改善等の継続的な重大事故等対策の改善を図る。

(a) 重大事故等対策は，幅広い発電用原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ，重大事故等に対処する要員の役割に応じて，重大事故等時の発電用原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練を実施する。

重大事故等時にプラント状態を早期に安定な状態に導くための的確な状況把握，確実及び迅速な対応を実施するために必要な知識について，重大事故等に対処する要員の役割に応じた，教育及び訓練を定期的に実施する。

(b) 重大事故等に対処する要員の役割に応じて，重大事故等よりも厳しいプラント状態となった場合でも対応できるように，重大事故等の内容，基本的な対処方法等，定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

現場作業に当たっている緊急時対策要員が，作業に習熟し必要な作業を確実に完了できるように，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実施する。

重大事故等時のプラント状況の把握，的確な対応操作の選択等，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演習等を計画的に実施する。

運転員に対しては，知識の向上と手順書の実効性を確認するため，シミュレータ訓練又は模擬訓練を実施する。シミュレータ訓練は，従来からの設計基準事故等に加え，重大事故等に対し適切に対応できるように計画的に実施する。また，重大事故等時の対応力を養成するため，手順に従った対応中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る。また，東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえ，監視計器が設置されている周囲環境条件の変化により，監視計器が示す値の変化に関する教育及び訓練を実施する。

実施組織の緊急時対策要員に対しては，要員の役割に応じて，発電用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重大事故等対処設備を使用した注水確保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の習得を図るための訓練を，訓練ごとに頻度を定めて実施する。訓練は，訓練ごとの訓練対象者全員が実際の設備又は訓練設備を操作する訓練を実施する。

実施組織及び支援組織の緊急時対策要員に対しては，要員の役割に応じて，重大事故等時のプラント状況の把握，的確な対応操作の選択，確実な指揮命令の伝達等の一連の緊急時対策本部機能，支援組織の位置付け，実施組織との連携及び手順書の構成に関する机上教育を実施する。

(c)　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，発電用原子炉施設，予備品等について熟知する。

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社員自らが行う。

緊急時対策要員は，要員の役割に応じて，訓練施設にてポンプ，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。さらに，設備の点検においては，保守実施方法をまとめた手順書に基づき，現場において，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，作業要領書の内容確認，作業工程検討等の保守点検活動を社員自らが行う。

重大事故等対策については，緊急時対策要員が，要員の役割に応じて，可搬型重大事故等対処設備の設置，配管接続，ケーブルの敷設接続，放出される放射性物質の濃度，放射線の量の測定及びアクセスルートの確保，その他の重大事故等対策の資機材を用いた対応訓練を自らが行う。

(d)　重大事故等時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために，重大事故等時の事象進展により高線量下になる場所を想定した事故時対応訓練，夜間及び降雨，強風等の悪天候下等を想定した事故時対応訓練等，様々な状況を想定し，訓練を実施する。

(e)　重大事故等時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために，設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びに手順書が即時に利用できるように，普段から保守点検活動等を通じて準備し，それらの情報及び手順書を用いた事故時対応訓練を行う。

それらの情報及び手順書を用いて，事故時対応訓練を行うことで，設備及び資機材の保管場所，保管状態を把握し，取扱いの習熟を図るとともに，資機材等に関する情報及び手順書の管理を実施する。

（添付資料 1.0.9，1.0.12，1.0.13）

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（１／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.1	－	－	－	－
1.2	高圧原子炉代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却	運転員 （現場）	4	35分以内
	原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却	運転員 （現場）	4	１時間以内
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	1.14と同様		
	可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	1.14と同様		
1.3	常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	運転員 （中央制御室，現場）	3	40分以内
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	1.14と同様		
	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁機能回復	運転員 （中央制御室，現場）	3	１時間20分以内
		緊急時対策要員	2	
	逃がし安全弁窒素ガス供給系による窒素ガス確保	運転員 （中央制御室，現場）	3	25分以内
	逃がし安全弁窒素ガス供給系による背圧対策	運転員 （中央制御室）	1	１時間10分以内
		緊急時対策要員	2	
	代替直流電源設備による復旧	1.14と同様		
	代替交流電源設備による復旧	1.14と同様		
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応（現場での隔離操作）	運転員 （中央制御室，現場）	3	10時間以内
1.4	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却（交流電源が確保されている場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却（全交流動力電源が喪失している場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却（交流電源が確保されている場合）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	３時間10分以内
		緊急時対策要員	12	

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（２／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.4	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却（全交流動力電源が喪失している場合）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
1.5	原子炉補機代替冷却系による除熱	運転員（中央制御室，現場）	5	７時間20分以内
		緊急時対策要員	15	
	原子炉補機代替冷却系による除熱（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	5	７時間以内
		緊急時対策要員	6	
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	1.7と同様		
	格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ	1.7と同様		
	格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	1.7と同様		
	格納容器フィルタ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）	1.7と同様		
1.6	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（交流電源が確保されている場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（全交流動力電源が喪失している場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（交流電源が確保されている場合）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（全交流動力電源が喪失している場合）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
1.7	残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保	運転員（中央制御室，現場）	3	７時間20分以内
		緊急時対策要員	15	
	残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	７時間以内
		緊急時対策要員	6	

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（３／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.7	格納容器フィルタ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（中央制御室，現場）	3	55分以内
		緊急時対策要員	2	
	格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ	運転員（中央制御室）	1	２時間以内
		緊急時対策要員	4	
	格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室）	1	６時間40分以内
		緊急時対策要員	4	
	格納容器フィルタ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（中央制御室，現場）	3	２時間50分以内
		緊急時対策要員	2	
1.8	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	1.4と同様		
	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	1.4と同様		
1.9	格納容器フィルタ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（中央制御室，現場）	3	55分以内
		緊急時対策要員	2	
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給	緊急時対策要員	2	２時間以内
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	緊急時対策要員	2	６時間40分以内

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（４／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.9	代替電源設備による必要な設備への給電	1.14と同様		
1.10	代替電源設備による必要な設備への給電	1.14と同様		
1.11	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水	運転員（中央制御室）	1	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水	運転員（中央制御室）	1	２時間50分以内
		緊急時対策要員	12	
	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへのスプレイ	運転員（中央制御室）	1	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへのスプレイ	運転員（中央制御室）	1	２時間50分以内
		緊急時対策要員	12	
	大気への放射性物質の拡散抑制	1.12と同様		
	燃料プール監視カメラ用冷却設備起動	運転員（中央制御室，現場）	3	25分以内
	代替電源設備による監視設備への給電	1.14と同様		
1.12	大型送水ポンプ車及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	緊急時対策要員	12	４時間30分以内
	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	緊急時対策要員	5	４時間20分以内
	シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制（２号炉放水接合槽への設置）	緊急時対策要員	7	３時間以内
	シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制（輪谷湾への設置）	緊急時対策要員	7	24時間以内
	大型送水ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火	緊急時対策要員	12	５時間10分以内
1.13	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(高圧原子炉代替注水系による注水（現場手動操作))	1.2と同様		
	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(原子炉隔離時冷却系による注水（現場手動操作))	1.2と同様		
	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減圧及び除熱（残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による除熱）	1.7と同様		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉圧力容器への注水（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水）	1.4及び1.8と同様		

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（５／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉格納容器内の冷却（格納容器代替スプレイ系（可搬型）による冷却）	1.6と同様		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉格納容器下部への注水（格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水）	1.8と同様		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした原子炉格納容器下部への注水（ペデスタル代替注水系（可搬型）による注水）	1.8と同様		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による注水）	1.11と同様		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ（燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水）	1.11と同様		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）によるスプレイ）	1.11と同様		
	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ（燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）によるスプレイ）	1.11と同様		
	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（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水（交流電源が確保されている場合)）	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	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（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水（全交流動力電源が喪失している場合)）	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	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（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水（交流電源が確保されている場合)）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間20分以内
		緊急時対策要員	12	
	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（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水（全交流動力電源が喪失している場合)）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間20分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却（格納容器代替スプレイ系（可搬型）による冷却（交流電源が確保されている場合)）	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却（格納容器代替スプレイ系（可搬型）による冷却（全交流動力電源が喪失している場合)）	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却（格納容器代替スプレイ系（可搬型）による冷却（交流電源が確保されている場合)）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間20分以内
		緊急時対策要員	12	

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（６／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却（格納容器代替スプレイ系（可搬型）による冷却（全交流動力電源が喪失している場合））（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間 20 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水（格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水）	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水（格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間 20 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水（ペデスタル代替注水系（可搬型）による注水）	運転員（中央制御室，現場）	3	２時間10分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水（ペデスタル代替注水系（可搬型）による注水）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	３時間 20 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による注水）	運転員（中央制御室）	1	２時間 10 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ（燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水）	運転員（中央制御室）	1	２時間 50 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）によるスプレイ）	運転員（中央制御室）	1	２時間 10 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした燃料プールへの注水／スプレイ（燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）によるスプレイ）	運転員（中央制御室）	1	２時間 50 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送（原子炉補機代替冷却系による除熱）	1.5 と同様		
	海を水源とした大気への放射性物質の拡散抑制（大型送水ポンプ車及び放水砲による拡散抑制）	1.12 と同様		
	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火（大型送水ポンプ車，放水砲による泡消火）	1.12 と同様		

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（７／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給	運転員 （中央制御室）	1	２時間 10 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海を水源とした大量送水車（２台）による低圧原子炉代替注水槽への補給	運転員 （中央制御室）	1	２時間 10 分以内
		緊急時対策要員	12	
	海から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給（大量送水車による補給）	緊急時対策要員	12	２時間 30 分以内
1.14	常設代替交流電源設備による給電（M／C　D系受電）	運転員 （中央制御室，現場）	3	40 分以内
	常設代替交流電源設備による給電（M／C　C系受電）	運転員 （中央制御室，現場）	3	１時間 10 分以内
	可搬型代替交流電源設備によるM／C　C系又はM／C　D系受電（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続し，M／C　C系又はD系を受電する場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	４時間 35 分以内
		緊急時対策要員	3	
	可搬型代替交流電源設備によるM／C　C系又はM／C　D系受電（原子炉建物南側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続し，M／C　C系又はD系を受電する場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	４時間 35 分以内
		緊急時対策要員	3	
	可搬型代替交流電源設備によるM／C　C系又はM／C　D系受電（緊急用メタクラ接続プラグ盤に接続し，M／C　C系又はM／C　D系受電の場合）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	４時間 40 分以内
		緊急時対策要員	3	
	所内常設蓄電式直流電源設備による給電（Ｂ－115V系蓄電池からＢ１－115V系蓄電池（ＳＡ）への受電切替え）	運転員 （中央制御室，現場）	3	30 分以内
	代替交流電源設備による所内常設蓄電式直流電源設備への給電（Ａ－115V系充電器盤への受電）	運転員 （中央制御室，現場）	3	１時間 20 分以内
	代替交流電源設備による所内常設蓄電式直流電源設備への給電（Ｂ－115V系充電器盤への受電）	運転員 （中央制御室，現場）	3	１時間 20 分以内
	代替交流電源設備による所内常設蓄電式直流電源設備への給電（Ｂ１－115V系充電器盤（ＳＡ）への受電）	運転員 （中央制御室，現場）	3	１時間 20 分以内
	代替交流電源設備による所内常設蓄電式直流電源設備への給電（ＳＡ用115V系充電器盤への受電）	運転員 （中央制御室，現場）	3	１時間 20 分以内
	代替交流電源設備による所内常設蓄電式直流電源設備への給電（230V系充電器盤（ＲＣＩＣ）への受電）	運転員 （中央制御室，現場）	3	１時間 20 分以内
	中央制御室監視計器Ｃ系及びＤ系の復旧	運転員 （中央制御室，現場）	3	40 分以内

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（８／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.14	可搬型直流電源設備による給電（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱への接続による受電）	運転員（中央制御室，現場）	3	５時間10分以内
		緊急時対策要員	3	
	可搬型直流電源設備による給電（原子炉建物南側の高圧発電機車接続プラグ収納箱への接続による受電）	運転員（中央制御室，現場）	3	５時間10分以内
		緊急時対策要員	3	
	可搬型直流電源設備による給電（緊急用メタクラ接続プラグ盤への接続による受電）（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室，現場）	3	５時間50分以内
		緊急時対策要員	3	
	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保（ＳＡ用115V系蓄電池による直流Ｂ－115V系直流盤受電）	運転員（現場）	2	30分以内
	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保（常設代替交流電源設備によるＡ－115V系直流盤受電）	運転員（中央制御室，現場）	3	１時間35分以内
	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保（可搬型代替交流電源設備（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）によるＡ－115V系直流盤受電）	運転員（中央制御室，現場）	3	１時間35分以内
		緊急時対策要員	3	
	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保（可搬型代替交流電源設備（原子炉建物南側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）によるＡ－115V系直流盤受電）	運転員（中央制御室，現場）	3	１時間35分以内
		緊急時対策要員	3	
	可搬型代替交流電源設備（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電	運転員（中央制御室）	1	４時間35分以内
		緊急時対策要員	3	
	可搬型代替交流電源設備（原子炉建物南側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電	運転員（中央制御室）	1	４時間35分以内
		緊急時対策要員	3	
	可搬型代替交流電源設備（緊急用メタクラ接続プラグ盤への接続）によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）	運転員（中央制御室）	1	４時間40分以内
		緊急時対策要員	3	
	燃料補給設備による給油（ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給）	緊急時対策要員	2	１時間50分以内
	燃料補給設備による給油（ディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給）	緊急時対策要員	2	２時間30分以内
	燃料補給設備による給油（タンクローリによる給油対象設備への給油）	緊急時対策要員	2	30分以内

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（９／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.15	計器の計測範囲を超えた場合に状態を把握するための手段（可搬型計測器（現場）による計測）	運転員 （現場）	2	20分以内
	計器電源が喪失した場合の手段	1.14と同様		
	設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電	運転員 （現場）	2	10分以内
1.16	炉心損傷の判断時の中央制御室換気系加圧運転手順	運転員 （中央制御室，現場）	3	40分以内
	中央制御室待避室の正圧化準備手順	運転員 （現場）	2	30分以内
	チェンジングエリアの設置及び運用手順	緊急時対策要員	2	２時間以内
	現場での原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル部の閉止手順	緊急時対策要員	2	１個あたり ２時間以内
1.17	可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定	緊急時対策要員	2	６時間30分以内
	放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策要員	2	１時間30分以内
	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	緊急時対策要員	2	１時間30分以内
	放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策要員	2	１時間40分以内
	放射能測定装置による水中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策要員	2	１時間20分以内
	放射能測定装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策要員	2	１時間30分以内
	海上モニタリング	緊急時対策要員	3	５時間20分以内
	モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	緊急時対策要員	2	７時間20分以内
	可搬式モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	緊急時対策要員	2	４時間以内
	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	緊急時対策要員	2	30分以内
	可搬式気象観測装置による気象観測項目の代替測定	緊急時対策要員	2	３時間10分以内
	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する手順等	1.14と同様		

第２表　重大事故等対策における操作の成立性（10／10）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.18	緊急時対策所立ち上げの手順（緊急時対策所空気浄化送風機運転手順）	緊急時対策要員	2	１時間30分以内
	緊急時対策所立ち上げの手順（緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ）による空気供給準備手順）	緊急時対策要員	2	２時間以内
	緊急時対策所立ち上げの手順（可搬式エリア放射線モニタの設置手順）	緊急時対策要員	1	20分以内
	可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定手順	1.17と同様		
	重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等（緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ）による加圧手順）	緊急時対策要員	5	５分以内
	重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等（緊急時対策所正圧化装置（空気ボンベ）から緊急時対策所空気浄化送風機への切替え手順）	緊急時対策要員	5	５分以内
	必要な数の要員の収容に係る手順等（チェンジングエリアの設置及び運用手順）	緊急時対策要員	1	20分以内
	必要な数の要員の収容に係る手順等（緊急時対策所空気浄化送風機及び緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの切替え手順）	緊急時対策要員	3	６分以内
	代替電源設備からの給電手順（緊急時対策所用発電機準備手順）	緊急時対策要員	3	40分以内
	代替電源設備からの給電手順（緊急時対策所用発電機起動手順）	緊急時対策要員	3	20分以内
	代替電源設備からの給電手順（緊急時対策所用発電機への燃料給油手順）	緊急時対策要員	2	２時間50分以内
	代替電源設備からの給電手順（緊急時対策所用発電機の切替え手順）	緊急時対策要員	2	20分以内
1.19	代替電源設備から給電する手順等	1.14及び1.18と同様		

島根原子力発電所２号炉

可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについて

＜ 目 次 ＞

はじめに・・・

7.　別紙・・・

(32) 敷地の地質・地質構造の特徴及び想定されるリスクについて・・・

(19)　第861回審査会合（令和２年５月18日）からの主要な変更点について・・・

5.　屋内のアクセスルートの評価

アクセスルートについては，重大事故等時に必要となる屋内での現場操作場所までのアクセス性について，地震，地震随伴火災及び地震による内部溢水を評価し，アクセス可能であることを確認する。

なお,外部起因事象として想定される津波については,津波遡上解析の結果，防波壁内側の屋外アクセスルートへ基準津波が到達しないことを確認していることから，評価の対象外とする。

(1)　影響評価対象

評価する屋内現場操作及び操作場所については，技術的能力 1.1～1.19 で整備する重大事故等時において，期待する手順の屋内現場操作について，アクセスルートに影響のおそれがある地震，地震随伴火災及び地震による内部溢水について，現場操作ごとにその影響を評価する。

なお，機器等の起動失敗原因調査のためのアクセスルートについては，可能であれば，現場調査を実施する位置付けであることから，評価対象外とする。

技術的能力における対応手順で期待する屋内現場操作一覧を第 5－1 表に記す。また，屋内のアクセスルートの設定について別紙(13)に記す。

また，重要事故シーケンスにおけるアクセスルートについて一覧を第 5－2 表に，重要事故シーケンスごとのアクセスルート経路を第 5－1(1)図～第 5－1(12)図，重要事故シーケンスにおける現場作業一覧について第 5－3 表，屋内作業の成立性評価結果を第 5－4 表に示す。

(2)　評価方法

アクセスルートに影響を与えるおそれがある以下の事項について評価する。

ａ．地震時の影響評価

重大事故等時の現場操作対象場所までのアクセスルートにおける周辺施設の損傷，転倒，落下等によってアクセス性への影響がないことを確認する。

具体的には，以下の観点で確認を実施する。

・現場操作対象機器との離隔距離をとる等により，アクセス性に影響を与えないことを確認する。
・周辺に作業用ホイスト，レール，グレーチング，手摺等がある場合，落下防止措置等により，アクセス性に与える影響はないことを確認する。
・周辺に転倒する可能性のある常置品及び仮置資機材がある場合，固縛等の転倒防止処置の実施により，アクセス性に与える影響はないことを確認する。
・上部に照明器具がある場合，蛍光灯等の落下を想定しても，アクセス

性に与える影響はないことを確認する。

また，万一，周辺にある常置品が転倒した場合を考慮し，通行可能な通路幅が確保できない場合は，あらかじめ移設・撤去等を行う。

なお，常置品，仮置資機材の設置に対する運用，管理については，社内規程に基づき実施する。

ｂ．地震随伴火災の影響評価

アクセスルート近傍の油内包機器又は水素ガス内包機器について，地震により機器が転倒し，火災源とならないことを確認する。

影響評価の考え方等については，別紙(17)に示す。

ｃ．地震による内部溢水の影響評価

アクセスルートがある建物のフロアについて，地震により溢水源となるタンク等の損壊に伴い，各フロアにおける最大溢水水位で歩行可能な溢水高さであることを確認する。

影響評価の考え方等については，別紙(18)に示す。

(3)　評価結果

別紙(14)に現場確認結果，別紙(15)に機器等の転倒防止処置等確認結果を示す。

現場ウォークダウンによる確認を実施し，地震発生時にアクセスルート周辺に転倒する可能性のある常置品及び仮置資機材がある場合，固縛等の転倒防止処置により，アクセス性に与える影響がないことを確認した。万一，周辺にある常置品及び仮置資機材が転倒した場合であっても，通行可能な通路幅があり，また，通路幅が確保できない場合は移設又は撤去することでアクセス性に与える影響がないことを確認した。

なお，仮置資機材は，通行可能な通路幅が確保できるような配置とする。

加えて，周辺にある常設のボンベが転倒した場合を考慮し，ボンベ固定器具の耐震補強による転倒防止の実施又はアクセスルート近傍から撤去する。

(4)　屋内作業への影響について

ａ．作業環境

通常運転時，作業に伴い一時的に足場を構築する場合があるが，その場合は社内規程に定める運用（足場材が地震等により崩れた場合にも扉の開操作に支障となることがないように離隔距離をとる等考慮して設置する等）により管理するとともに，屋内作業に当たっては，溢水状況，空間放射線量，環境温度，薬品漏えい等，現場の状況に応じて人身安全を最優先に適切な放射線防護具や薬品防護具を選定した上で，適切なアクセスルートを通行する。(別紙(35)参照)

ｂ．アクセスルート通行時における通信手段及び照明の確保

緊急時対策要員から中央制御室への報告，中央制御室から緊急時対策要員への指示は，通常の連絡手段（所内通信連絡設備（ハンドセットステーション）及び電力保安通信用電話設備）が使用できない場合でも，有線式通信設備等の通信手段にて実施することが可能であり，屋内作業への影響はない。

電源喪失等により建物内の通常照明が使用できない場合，緊急時対策要員は中央制御室に配備しているヘッドライト，懐中電灯，ＬＥＤライトを使用することで，操作場所へのアクセス，操作が可能である。また，通常照明が使用できない場合に使用を期待できる照明器具として，電源内蔵型照明を建物内に設置しており，屋内作業への影響はない。(別紙(13)，別紙(16)参照)

(5)　作業の成立性

有効性評価における重要事故シーケンスで評価している屋内の現場作業について第5－4表に示すとおり，有効性評価における想定時間内に作業が実施できることを確認した。暗所，溢水，資機材の転倒等を考慮し，仮に移動時間を1.5倍とした場合であっても，有効性評価における事象発生からの作業開始想定時間及びそれ以前の作業の状況を確認した結果，有効性評価想定時間内に作業が実施可能であることを確認した。(防護具着用時間は「重大事故等対策の有効性評価」においてあらかじめ10分間の時間が考慮されていることから，本評価では考慮していない。)

また，技術的能力1.1～1.19の重大事故等時において期待する手順についても，地震随伴火災，地震随伴内部溢水を考慮しても屋内に設定したアクセスルートを通行できることを確認した。その結果については，別紙(13)に示す。

第5－1表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧
（1／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作※1	資機材の倒壊による影響※1	火災源の有無※1	溢水源の有無※1
高圧原子炉代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却	1.2	原子炉圧力容器の水位，圧力を確認 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】 高圧原子炉代替注水ポンプ現場起動 【中央制御室→（④階段B②）→[②-1]→（②階段B①）→[①-2]→[①-1]→（①階段B④）→[④-3]】	無	あり 1，2，3	あり
原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却	1.2	原子炉圧力容器の水位，圧力を確認 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】 原子炉隔離時冷却ポンプ現場起動 【中央制御室→（④階段B①）→[①-2]→（①階段B④）→[④-3]】	無	あり 1，2	あり
可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	1.3	原子炉圧力容器の圧力を確認 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】 主蒸気逃がし安全弁電源切替 【中央制御室→[④-10]】	無	無	あり
主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁機能回復	1.3	原子炉圧力容器の圧力を確認 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池の接続 【屋外A→（④階段D⑤）→（⑤階段H⑦）→（⑦階段F④）→[④-10]】	無	あり 6，7，8	あり
逃がし安全弁窒素ガス供給系による窒素ガス確保	1.3	逃がし安全弁用駆動源確保 A系ボンベを切り替える場合 【中央制御室→（④階段F⑤）→[⑤-6]】 B系ボンベを切り替える場合 【中央制御室→（④階段F⑦）→（⑦階段H⑤）→[⑤-1]】	無	あり 8	あり
逃がし安全弁の背圧対策	1.3	窒素ガス供給圧力調整による背圧対策 【屋外A→（④階段D⑤）→（⑤階段H⑦）→（⑦階段F⑤）→[⑤-5]→（⑤階段F④）→（④階段E⑤）→[⑤-2]】	無	あり 6，7，8，9	あり
原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離	1.3	Ａ－ＲＨＲ注水弁（MV222-5A）の場合 【中央制御室→（④階段F⑥）→[⑥-1]→（⑥階段F④）→（④階段E⑤）→（⑤梯子A④）→[④-5]】 Ｂ－ＲＨＲ注水弁（MV222-5B）の場合 【中央制御室→（④階段F⑤）→[⑤-13]→（⑤階段F④）→（④階段E⑤）→[⑤-16]】 Ｃ－ＲＨＲ注水弁（MV222-5C）の場合 【中央制御室→（④階段F⑤）→[⑤-13]→（⑤階段F④）→（④階段E⑤）→[⑤-16]】 ＬＰＣＳ注水弁（MV223-2）の場合 【中央制御室→（④階段F⑥）→[⑥-1]→（⑥階段F④）→[④-8]】	無	あり 9	あり
低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却	1.4	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→（④階段F⑦）→[⑦-3]】	無	無	あり
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の注水	1.4	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→（④階段F⑦）→[⑦-3]→[⑦-4]】 全交流電源が喪失で低圧原子炉代替注水系（A）注入配管使用の場合 【中央制御室→[④-5]→[④-7]】 全交流電源が喪失で低圧原子炉代替注水系（B）注入配管使用の場合 【中央制御室→（④階段E⑤）→[⑤-16]】	無	あり 3，11	あり
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却 （故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	1.4	【中央制御室→（④階段E⑤）→[⑤-16]】 【屋外E→（④階段S②）→（②階段Q①）→（①階段L④）→[④-21]】	無	無	無

※1：屋内現場操作については別紙(13)，火災源については別紙(17)，溢水源については別紙(18)参照。

※2：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第5－1表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧
（2／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作※1	資機材の倒壊による影響※1	火災源の有無※1	溢水源の有無※1
常設代替交流電源設備による残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の復旧	1.4	A－RHRの場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-21]】 B－RHRの場合 【中央制御室→(④階段F②)→[②-4]】	無	あり 12	あり
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱	1.4	A－RHRの場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-21]】 B－RHRの場合 【中央制御室→(④階段F②)→[②-4]】	無	あり 12	あり
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	1.5	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	無	あり 11	あり
格納容器フィルタベント停止後の窒素ガスパージ (原子炉建物付属棟西側扉を使用した場合)	1.5	【屋外A→[④-24]】	無	無	無
格納容器フィルタベント停止後の窒素ガスパージ (故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2)	1.5	【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-24]】	無	無	無
格納容器フィルタ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)	1.5	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ウェットウェルベントの場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-2]→(⑦階段H⑤)→(⑤階段D④)→[④-2]→(④階段D⑤)→(⑤階段E④)→中央制御室】 ドライウェルベントの場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-2]→(⑦階段H⑤)→[⑤-17]→(⑤階段E④)→中央制御室】	無	あり 8, 8, 9	あり
原子炉補機代替冷却系による除熱	1.5	原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 補機冷却水系A系使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→(⑤階段C⑦)→[⑦-5]】 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→(⑦階段F⑥)→[⑥-1]→(⑥階段F⑤)→[⑤-21]→(⑤階段F②)→(②階段G①)→[①-3]→(①階段G②)→[②-2]→(②階段L⑤)→[⑤-3]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-19]】 【屋外A→[④-9]→[④-1]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-9]】 補機冷却水系B系使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→(⑤階段C⑦)→[⑦-5]】 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]→(⑦階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F②)→[②-4]→(②階段G①)→[①-4]→(①階段G②)→[②-3]→(②階段L⑤)→[⑤-4]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-20]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F②)→(②階段G④)→[④-6]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-12]】	無	あり 4, 5, 6 7, 8, 9 10, 12 13, 14 15	あり
原子炉補機代替冷却系による除熱 (故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2)	1.5	【中央制御室→(④階段E⑤)→(⑤階段C⑦)→[⑦-5]】 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→(⑦階段F⑥)→[⑥-1]→(⑥階段F⑤)→[⑤-21]→(⑤階段F②)→(②階段G①)→[①-3]→(①階段G②)→[②-2]→(②階段L⑤)→[⑤-3]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-19]】 【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-22]→[④-9]→[④-1]】	無	無	無

※1：屋内現場操作については別紙(13)，火災源については別紙(17)，溢水源については別紙(18)参照。

※2：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第5－1表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧
（3／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作※1	資機材の倒壊による影響※1	火災源の有無※1	溢水源の有無※1
格納容器代替スプレイ系(常設)による 原子炉格納容器内へのスプレイ	1.6	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]】	無	無	あり
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による 原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水／海水)	1.6	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]】 全交流電源が喪失でA－格納容器代替スプレイ系スプレイ配管使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→[⑤-14]】 非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]】 全交流電源が喪失でB－格納容器代替スプレイ系スプレイ配管使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→[⑤-15]】	無	あり 8, 11	あり
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による 原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） （故意による大型航空機の衝突その他 テロリズムによる影響がある場合※2）	1.6	中央制御室→(④階段E⑤)→[⑤-15]】 【屋外E→(④階段S②)→(②階段Q①)→(①階段L④) →[④-21]】 非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]】	無	無	無
格納容器フィルタベント系による 原子炉格納容器内の減圧及び除熱	1.7	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	無	あり 11	あり
格納容器フィルタベント停止後の 窒素ガスパージ （原子炉建物付属棟西側扉を使用した場合）	1.7	【屋外A→[④-24]】	無	無	無
格納容器フィルタベント停止後の 窒素ガスパージ （故意による大型航空機の衝突その他 テロリズムによる影響がある場合※2）	1.7	【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→ [④-24]】	無	無	無
格納容器フィルタベント系による 原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)	1.7	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ウェットウェルベントの場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-2]→(⑦階段H⑤)→ (⑤階段D④)→[④-2]→(④階段D⑤)→(⑤階段E④)→ 中央制御室】 ドライウェルベントの場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-2]→(⑦階段H⑤)→ [⑤-17]→(⑤階段E④)→中央制御室】	無	あり 6, 8, 9	あり
残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の 減圧及び除熱	1.7	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】 補機冷却水確保 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]→ (⑦階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F②)→[②-4]→ (②階段G①)→[①-4]→(①階段G②)→[②-3]→ (②階段L⑤)→[⑤-4]→(⑤階段H⑦)→ (⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-20]】 原子炉建物西側接続口を使用する場合 【屋外A→[④-4]→(④階段D⑤)→[⑤-3]→ (⑤階段D④)→[④-4]→(④階段D⑤)→[⑤-3]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→ (⑦階段F⑤)→[⑤-9]】 原子炉建物南側接続口を使用する場合 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→ (⑦階段F②)→(②階段G④)→[④-6]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→ (⑦階段F⑤)→[⑤-12]】	無	あり 5, 6, 7, 8 10, 11, 12 13, 14, 15	あり

※1：屋内現場操作については別紙(13)，火災源については別紙(17)，溢水源については別紙(18)参照。

※2：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第5－1表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧
（4／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作※1	資機材の倒壊による影響※1	火災源の有無※1	溢水源の有無※1
残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 （故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	1.7	【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]→(⑦階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F②)→[②-4]→(②階段G①)→[①-4]→(①階段G②)→[②-3]→(②階段L⑤)→[⑤-23]→[⑤-4]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-20]】 【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-22]→[④-4]→(④階段D⑤)→[⑤-3]→(⑤階段D④)→[④-4]→(④階段D⑤)→[⑤-3]】	無	無	無
ペデスタル代替注水系(常設)による原子炉格納容器下部への注水	1.8	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	無	あり 11	あり
ペデスタル代替注水系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水	1.8	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]】	無	あり 11	あり
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	1.8	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	無	あり 11	あり
ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水 （故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	1.8	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]】 【屋外E→(④階段S②)→(②階段Q①)→(①階段L④)→[④-23]】	無	無	無
低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水	1.8	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]】	無	無	あり
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	1.8	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	無	あり 11	あり
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水 （故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	1.8	【屋外E→(④階段S②)→(②階段Q①)→(①階段L④)→[④-21]】	無	無	無
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	1.9	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	無	あり 11	あり
原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 （原子炉建物付属棟西側扉を使用した場合）	1.9	【屋外A→[④-24]】	無	無	無
原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 （故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	1.9	【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-24]】	無	無	無
燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水	1.11	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水系統構成 原子炉棟南側扉からの接続の場合 【屋外C→[④-14]→(④階段C⑤)→(⑤階段B⑧)→[⑧-1]】 原子炉棟西側扉からの接続の場合 【屋外B→[④-14]→(④階段A⑧)→[⑧-2]】	無	無	あり
燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへのスプレイ	1.11	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールスプレイ系統構成 原子炉棟南側扉からの接続の場合 【屋外C→[④-14]→(④階段C⑤)→(⑤階段B⑧)→[⑧-1]】 原子炉棟西側扉からの接続の場合 【屋外B→[④-14]→(④階段A⑧)→[⑧-2]】	無	無	あり
燃料プール監視カメラ用冷却設備起動	1.11	燃料プール監視カメラ用冷却設備起動 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-1]】	無	無	無

※1：屋内現場操作については別紙(13)，火災源については別紙(17)，溢水源については別紙(18)参照。

※2：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第5－1表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧
（5／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作※1	資機材の倒壊による影響※1	火災源の有無※1	溢水源の有無※1
常設代替交流電源設備による給電 (M/C C系及びD系受電)	1.14	常設代替交流電源設備による M/C C系及びM/C D系受電 【中央制御室→[④-12]→(④階段 J③)→[③-2]→ (③階段 J④)→(④階段 F⑤)→[⑤-11]→[⑤-10]→ [⑤-8]→[⑤-7]】	無	無	無
可搬型代替交流電源設備による給電 (高圧発電機車接続プラグ収納箱 (原子炉建物西側)に接続し, M/C C系又はM/C D系を受電する場合)	1.14	可搬型代替交流電源設備による M/C C系及びM/C D系受電 M/C C系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 F⑤)→[⑤-8]→ [⑤-7]→[⑤-21]】 【屋外A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤) →[⑤-9]】 M/C D系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 J③)→[③-2]→ (③階段 J④)→(④階段 F⑤)→[⑤-11]→[⑤-10]→ (⑤階段 F②)→[②-4]】 【屋外A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤) →[⑤-12]】	無	あり 6, 7 8, 12	あり
可搬型代替交流電源設備による給電 (高圧発電機車接続プラグ収納箱 (原子炉建物南側)に接続し, M/C C系又はM/C D系を受電する場合)	1.14	可搬型代替交流電源設備による M/C C系及びM/C D系受電 M/C C系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 F⑤)→[⑤-8]→ [⑤-7]→[⑤-21]】 【屋外A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤) →[⑤-9]】 M/C D系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 J③)→[③-2]→ (③階段 J④)→(④階段 F⑤)→[⑤-11]→[⑤-10]→ (⑤階段 F②)→[②-4]】 【屋外A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤) →[⑤-12]】	無	あり 6, 7 8, 12	あり
可搬型代替交流電源設備による給電 (緊急用メタクラ接続プラグ盤 （ガスタービン建物）に接続し, M/C C系又はM/C D系を受電する場合) （故意による大型航空機の衝突その他 テロリズムによる影響がある場合※2）	1.14	可搬型代替交流電源設備による M/C C系及びM/C D系受電 M/C C系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 F⑤)→[⑤-8]→ [⑤-7]→[⑤-21]】 【屋外D→(⑨階段 P⑪)→[⑪-1]】 M/C D系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 J③)→[③-2]→ (③階段 J④)→(④階段 F⑤)→[⑤-11]→[⑤-10]→ (⑤階段 F②)→[②-4]】 【屋外D→(⑨階段 P⑪)→[⑪-1]】	無	無	無
所内常設蓄電式直流電源設備及び 常設代替直流電源設備による給電 (直流蓄電池からの給電)	1.14	B-115V系蓄電池による給電の確認 【中央制御室→(④階段 J③)→[③-2]】 B1-115V系蓄電池(SA)による給電の確認 【中央制御室→(④階段 J③)→[③-1]】 SA用115V系蓄電池による給電の確認 【中央制御室→(④階段 J③)→[③-1]】	無	無	無
所内常設蓄電式直流電源設備による給電 (B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA)への 受電切替え)	1.14	B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA) への受電切替え 【中央制御室→[④-10]→(④階段 J③)→[③-3]→ [③-2]→[③-1]】	無	無	無
常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (SA用115V系蓄電池によるB-115V系 直流盤受電)	1.14	SA用115V系蓄電池によるB-115V系直流盤受電 【中央制御室→[④-10]→(④階段 J③)→[③-2]→ [③-1]】	無	無	無
常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (非常用直流電源喪失時のA-115V系直流盤受電)	1.14	非常用直流電源喪失時のA-115V系直流盤受電 【中央制御室→[④-12]】	無	無	無

※1：屋内現場操作については別紙(13)，火災源については別紙(17)，溢水源については別紙(18)参照。

※2：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第5－1表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧
（6／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作※1	資機材の倒壊による影響※1	火災源の有無※1	溢水源の有無※1
代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(A-115V 系充電器盤の受電)	1.14	A-115V 系充電器盤受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→[④-12]】	無	10	無
代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(B-115V 系充電器盤の受電)	1.14	B-115V 系充電器盤受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 J③)→[③-2]】	無	10	無
代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(B1-115V 系充電器盤(SA)の受電)	1.14	B1-115V 系充電器盤(SA)受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]】	無	10	無
代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(SA 用 115V 系充電器盤の受電)	1.14	SA 用 115V 系充電器盤受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]】	無	10	無
代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電(230V 系充電器盤(RCIC)の受電)	1.14	230V 系充電器盤(RCIC)受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-3]】	無	10	無
中央制御室監視計器C 系及びD 系の復旧	1.14	A-計装用C/C の受電 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-7]→(⑤階段 F④)→[④-12]】 B-計装用C/C の受電 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-10]→(⑤階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]】	無	無	あり
可搬型直流電源設備による給電(高圧発電機車接続プラグ収納箱(原子炉建物西側)経由による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電)	1.14	可搬型直流電源設備による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電 M/C C 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-9]→(⑤階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑥)→[⑥-1]】 M/C D 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-12]→(⑤階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑤)→[⑤-13]】	無	あり 6，7 8，10 11	あり
可搬型直流電源設備による給電(高圧発電機車接続プラグ収納箱(原子炉建物南側)経由による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電)	1.14	可搬型直流電源設備による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電 M/C C 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-9]→(⑤階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑥)→[⑥-1]】 M/C D 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-12]→(⑤階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑤)→[⑤-13]】	無	あり 6，7 8，10 11	あり

※1：屋内現場操作については別紙(13)，火災源については別紙(17)，溢水源については別紙(18)参照。

第5－1表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧
（7／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作※1	資機材の倒壊による影響※1	火災源の有無※1	溢水源の有無※1
可搬型直流電源設備による給電 (緊急用メタクラ接続プラグ盤（ガスタービン建物）経由によるB1-115V系充電器盤(SA)，SA用115V系充電器盤，230V系充電器盤(常用)の受電) （故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	1.14	可搬型直流電源設備によるB1-115V系充電器盤(SA)，SA用115V系充電器盤，230V系充電器盤(常用)の受電 M/C C系受電の場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段I④)→(④階段F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段F④)→(④階段J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→[⑦-6]→(⑦階段F⑥)→[⑥-1]】 【屋外D→(⑨階段P⑪)→[⑪-1]】 M/C D系受電の場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段I④)→(④階段F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段F④)→(④階段J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→[⑦-6]→(⑦階段F⑤)→[⑤-13]】 【屋外D→(⑨階段P⑪)→[⑪-1]】	無	無	無
常設代替交流電源設備によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタへの給電	1.14	常設代替交流電源設備によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタの受電 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3] →[⑦-4]】	無	あり 11	あり
可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）に接続）によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタへの給電	1.14	可搬型代替交流電源設備によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタの受電 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-9]→[⑤-12]→(⑤階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	無	あり 6，7 8，11	あり
可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）に接続）によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタへの給電	1.14	可搬型代替交流電源設備によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタの受電 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-9]→[⑤-12]→(⑤階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	無	あり 6，7 8，11	あり
可搬型代替交流電源設備 （緊急用メタクラ接続プラグ盤（ガスタービン建物）に接続）によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタへの給電 （故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	1.14	可搬型代替交流電源設備によるSAロードセンタ及びSAコントロールセンタの受電 【屋外D→(⑨階段P⑪)→[⑪-1]】	無	無	無
非常用直流電源設備による給電 (設計基準拡張)（不要な負荷の切離し操作）	1.14	【中央制御室→(④-12]】	無	無	無
計器の計測範囲を超えた場合 (他チャンネルによる計測代替パラメータによる推定，可搬計測器による計測)	1.15	可搬型計測器による計測 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】	無	無	無
計測に必要な電源の喪失 （設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電）	1.15	【中央制御室→[④-10]】	無	無	無
計測に必要な電源の喪失 (可搬型計測器による計測)	1.15	可搬型計測器による計測 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】	無	無	無
中央制御室空調換気系設備の運転手順等 (炉心損傷の判断時の中央制御室換気系加圧運転の実施手順)	1.16	中央制御室非常用再循環処理装置による加圧運転への切替え 【中央制御室→(④階段I⑤)→[⑤-18]】	無	あり 10	無
中央制御室空調換気系設備の運転手順等 (中央制御室換気系系統隔離運転停止時の加圧運転の実施手順)	1.16	中央制御室非常用再循環処理装置による加圧運転への切替え 【中央制御室→(④階段I⑤)→[⑤-18]】	無	あり 10	無
中央制御室待避室の準備手順 (中央制御室待避室正圧化装置（空気ボンベ）による加圧準備操作)	1.16	中央制御室待避室の準備手順 【中央制御室→[④-16]→[④-17]→[④-20]→[④-18]→[④-19]→[④-15]】	無	無	無
チェンジングエリアの設置及び運用手順	1.16	チェンジングエリアの設置 【第1チェックポイント→(②階段N④)→[④-13]】	無	無	あり

※1：屋内現場操作については別紙(13)，火災源については別紙(17)，溢水源については別紙(18)参照。

※2：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

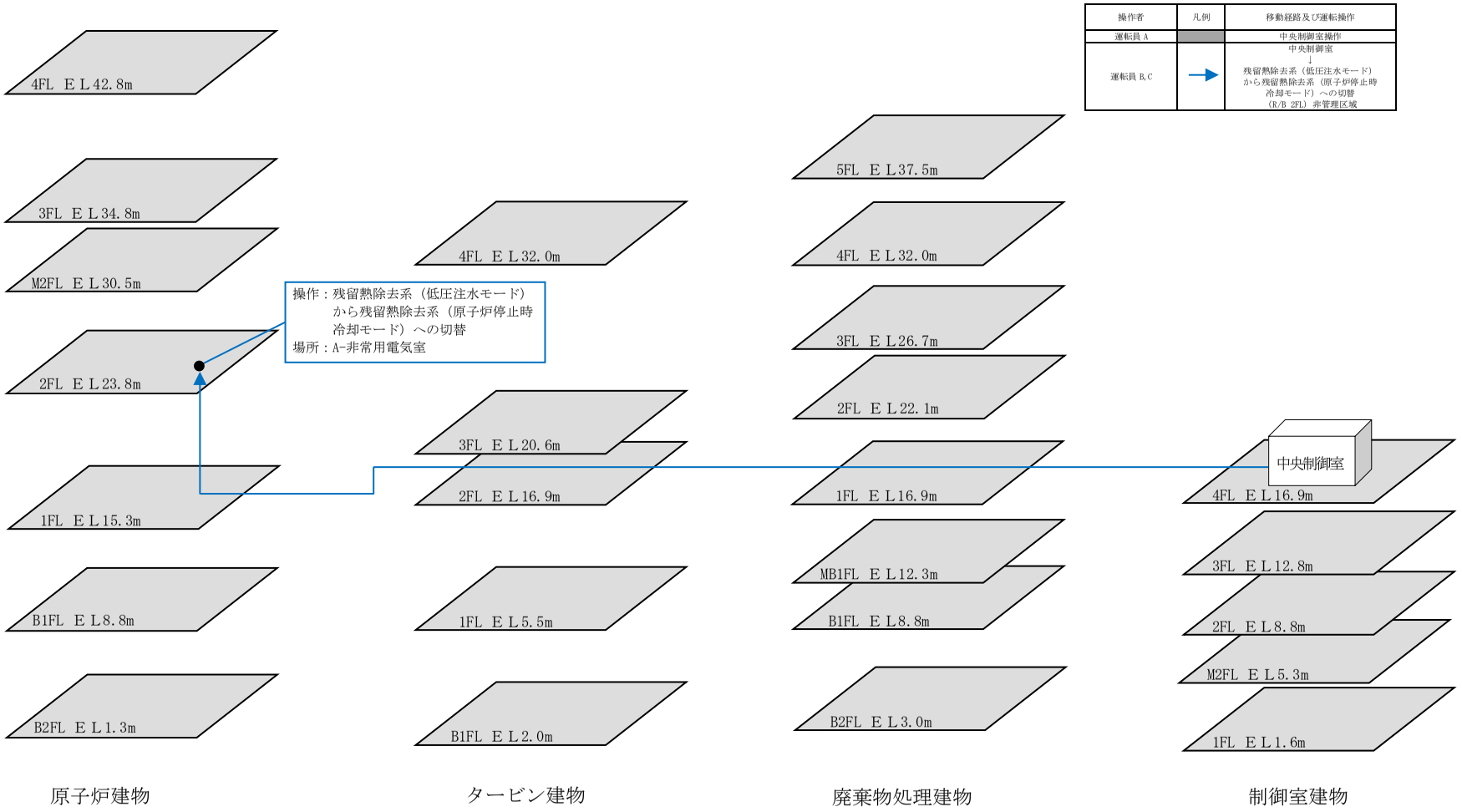
第5－1表　技術的能力における対応手段で期待する屋内現場操作一覧
（8／8）

対応手段	該当条文	屋内現場操作※1	資機材の倒壊による影響※1	火災源の有無※1	溢水源の有無※1
非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順 （原子炉建物ブローアウトパネル部の閉止手順）	1.16	現場での原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の閉止手順 原子炉棟西側扉を使用する場合 【屋外B→(④階段A⑧)→[⑧-3]→[⑧-4]】 原子炉棟南側扉を使用する場合 【屋外C→(④階段A⑧)→[⑧-3]→[⑧-4]】	無	無	あり

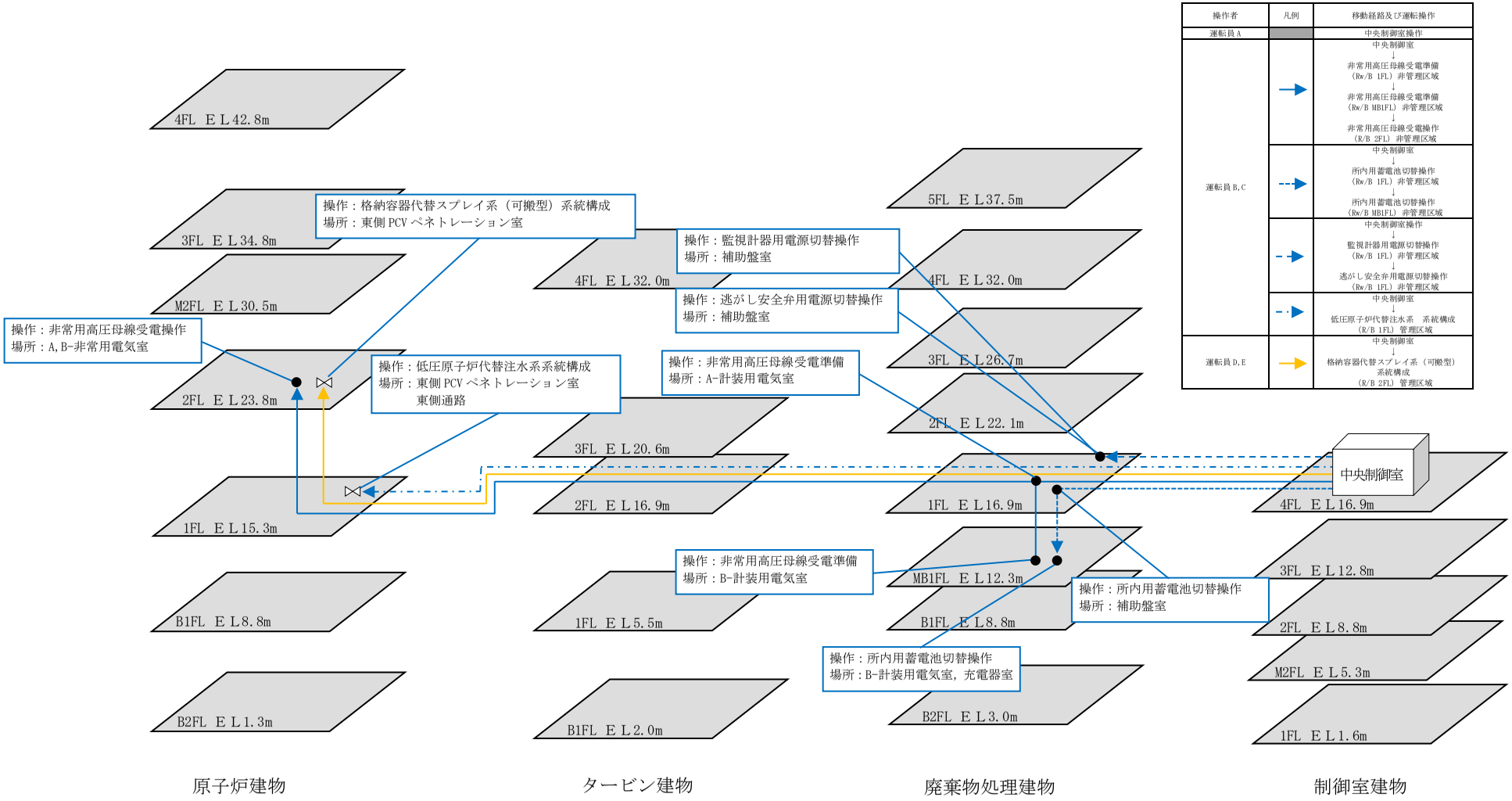
※1：屋内現場操作については別紙(13)，火災源については別紙(17)，溢水源については別紙(18)参照。

第5－2表　「重大事故等対策の有効性評価」屋内のアクセスルート整理表

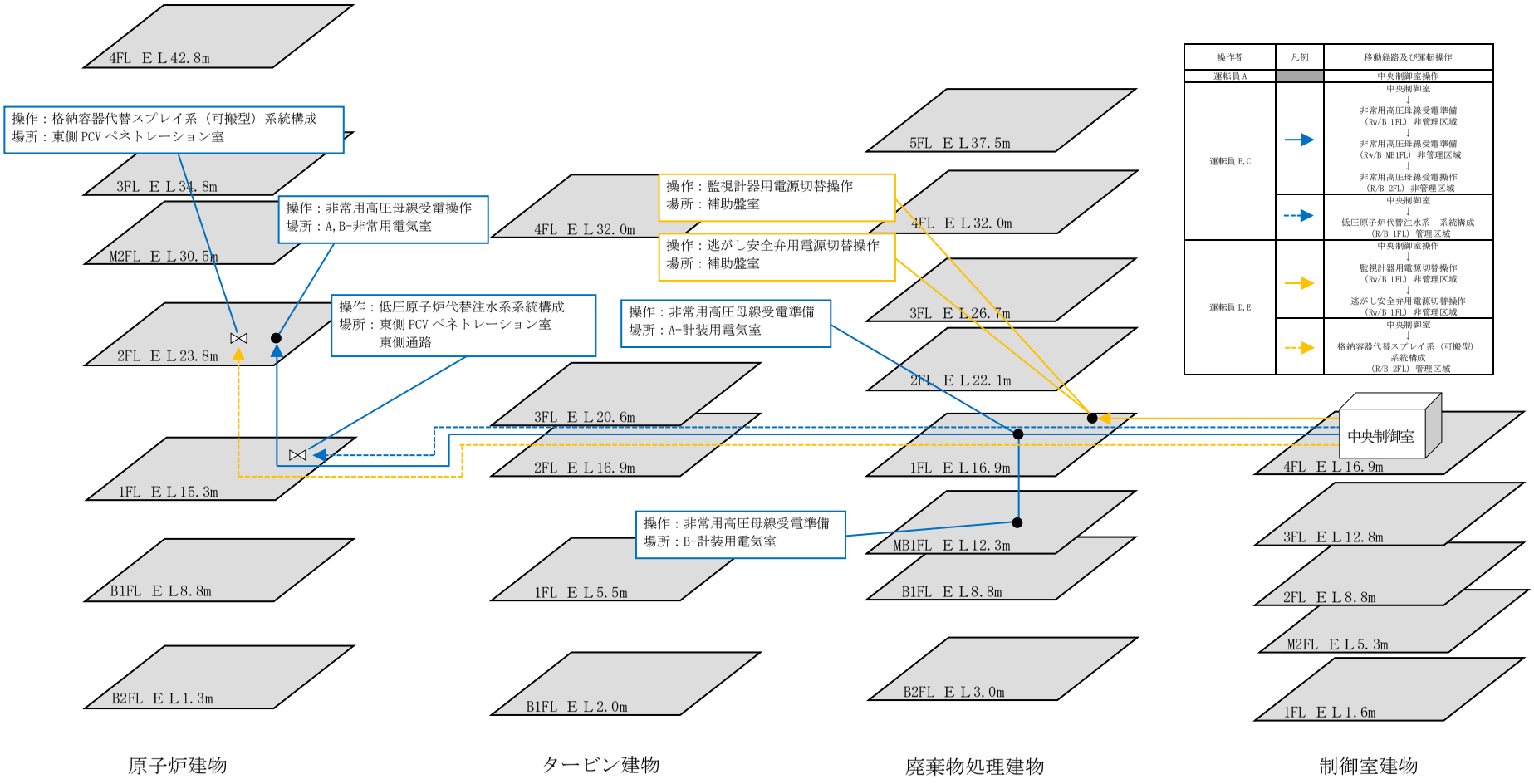
	「重大事故等対策の有効性評価」事故シーケンス	図面作成表	図番号
1	高圧・低圧注水機能喪失	現場操作なし	－
2	高圧注水・減圧機能喪失	○	5－1(1)
3	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	○	5－1(2)
4	全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	3で包括	－
5	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	○	5－1(3)
6	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	○	5－1(4)
7	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	○	5－1(5)
8	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が喪失した場合）	現場操作なし	－
9	原子炉停止機能喪失	現場操作なし	－
10	LOCA時注水機能喪失	現場操作なし	－
11	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	○	5－1(6)
12	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （残留熱代替除去系を使用する場合）	○	5－1(7)
13	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （残留熱代替除去系を使用しない場合）	○	5－1(8)
14	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	12で包括	－
15	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	現場操作なし	－
16	水素燃焼	現場操作なし	－
17	溶融炉心・コンクリート相互作用	現場操作なし	－
18	想定事故1	○	5-1(9)
19	想定事故2	18で包括	－
20	崩壊熱除去機能喪失（停止時）	○	5－1(10)
21	全交流動力電源喪失（停止時）	○	5－1(11)
22	原子炉冷却材の流出（停止時）	○	5－1(12)
23	反応度の誤投入（停止時）	現場操作なし	－



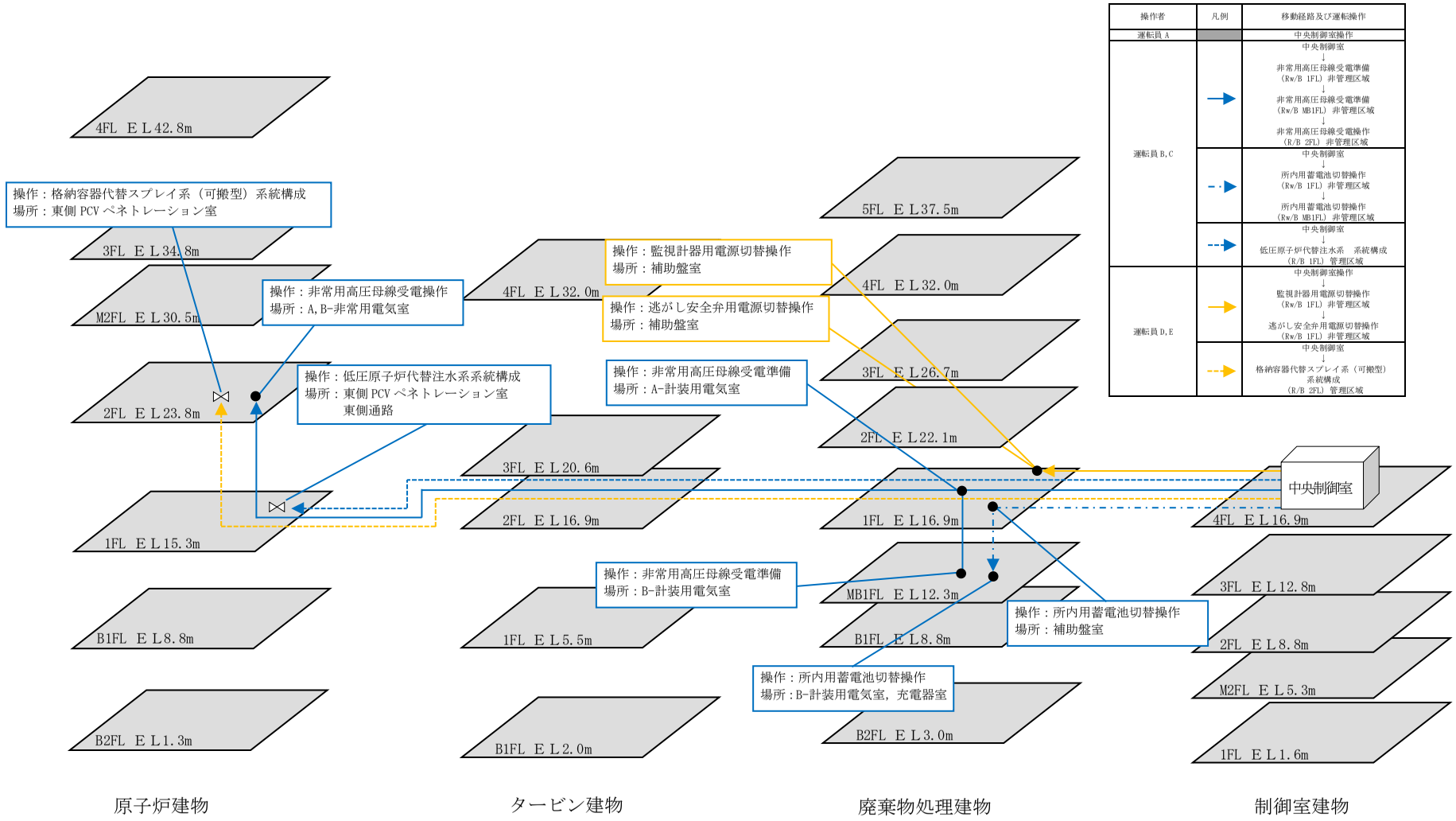
第５－１図(1)　事故シーケンス　高圧注水・減圧機能喪失



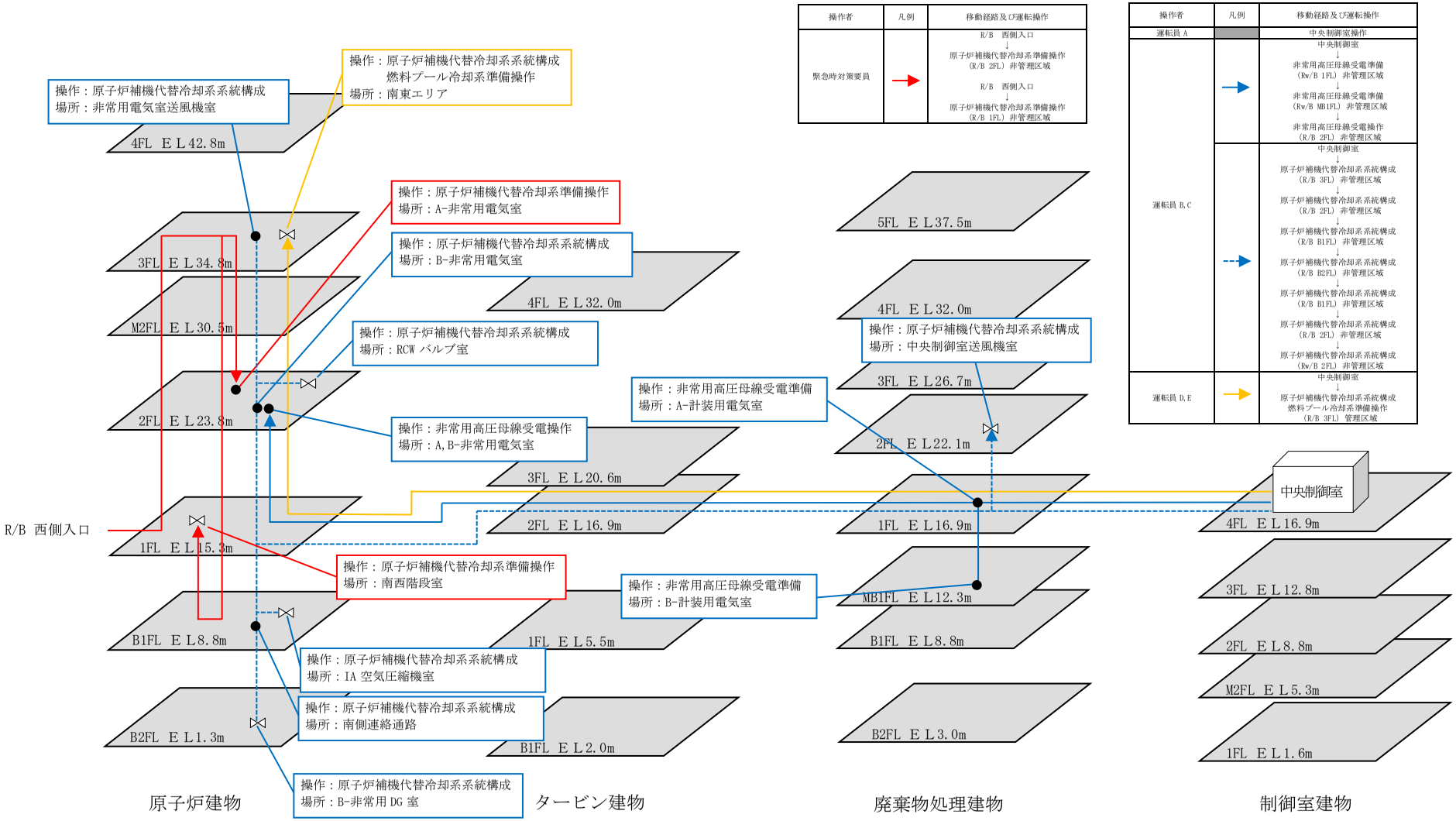
第 5－1 図(2)　事故シーケンス　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）



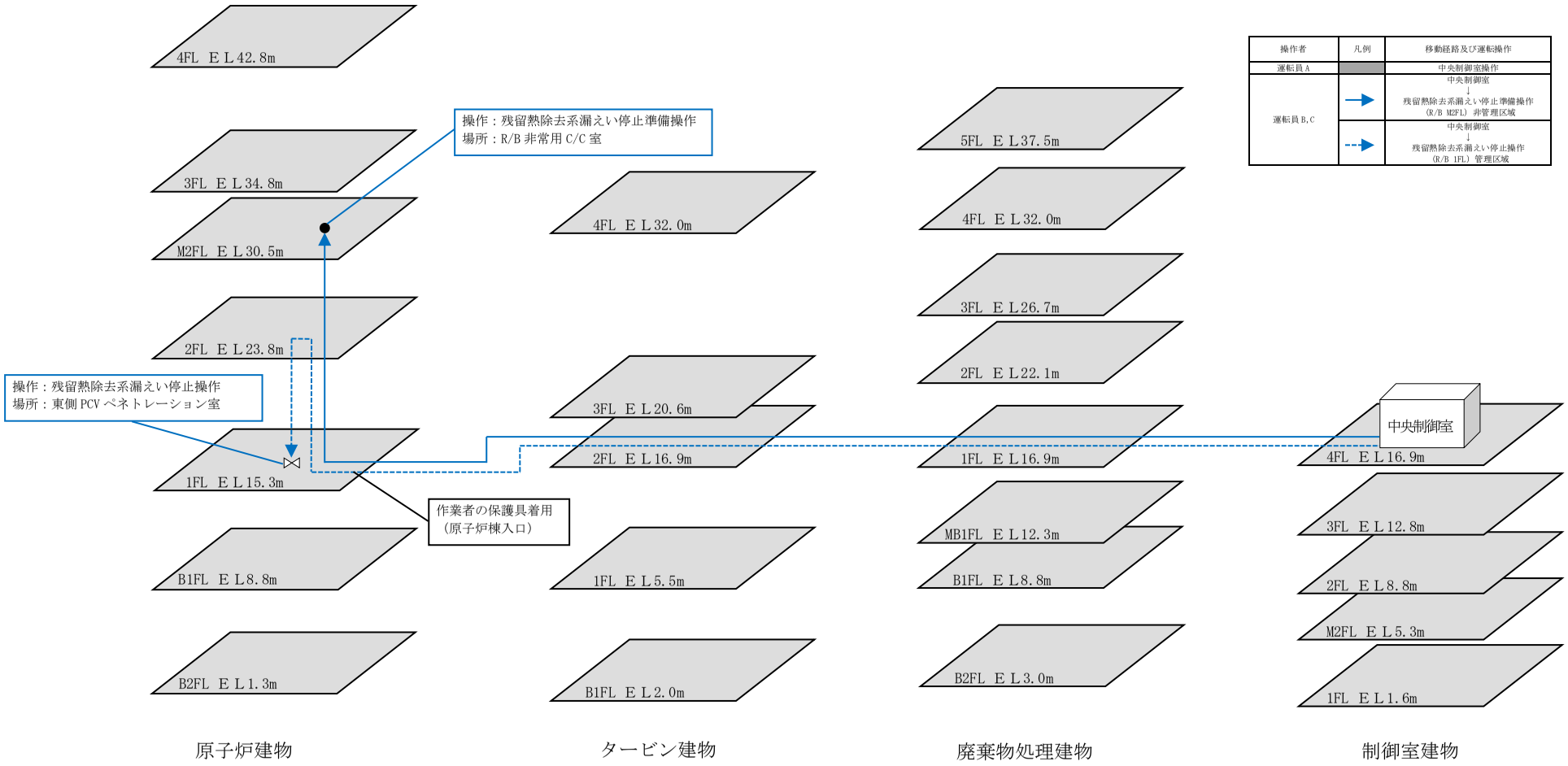
第５－１図(3)　事故シーケンス　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）



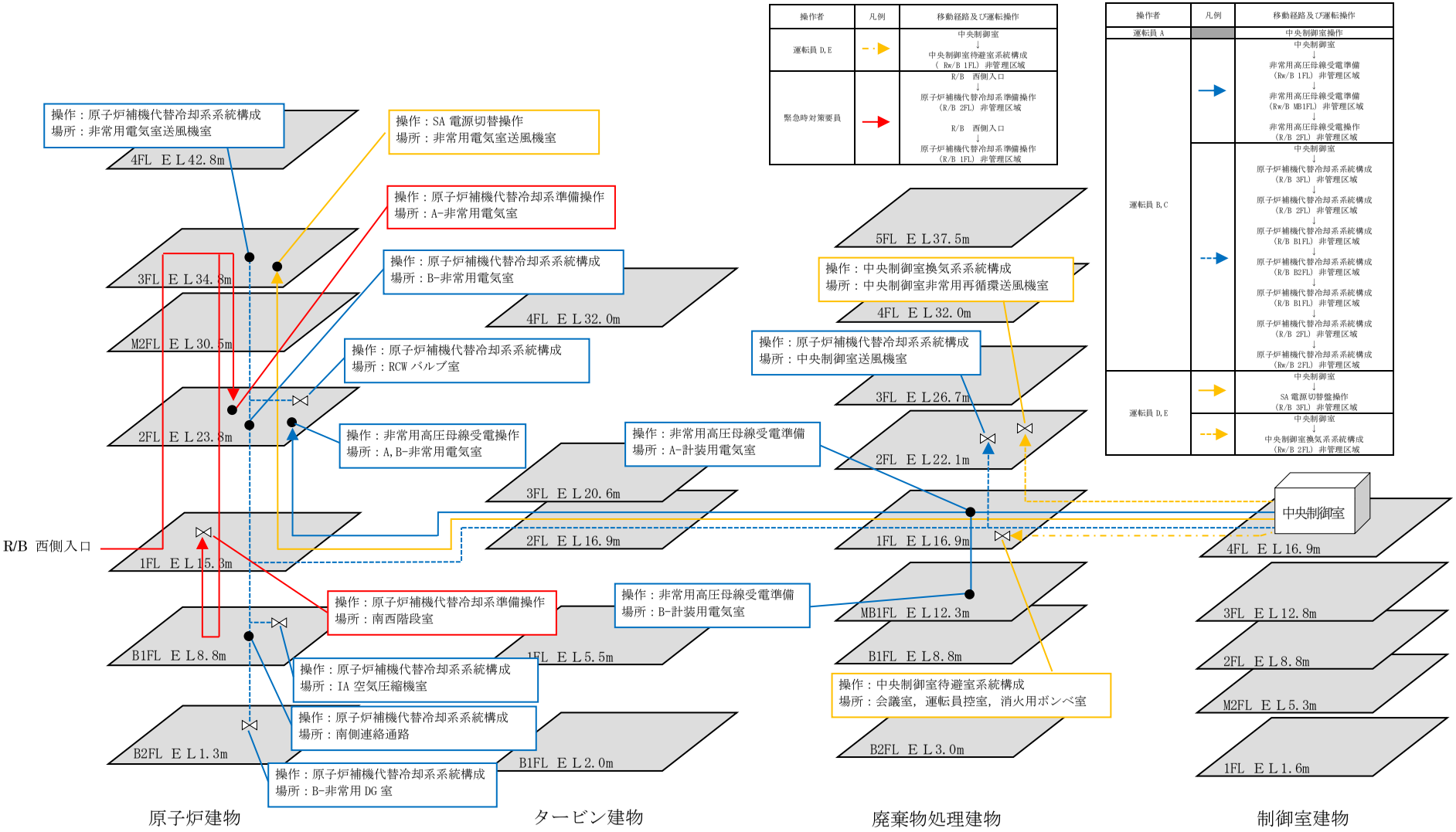
第５－１図(4)　事故シーケンス　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）



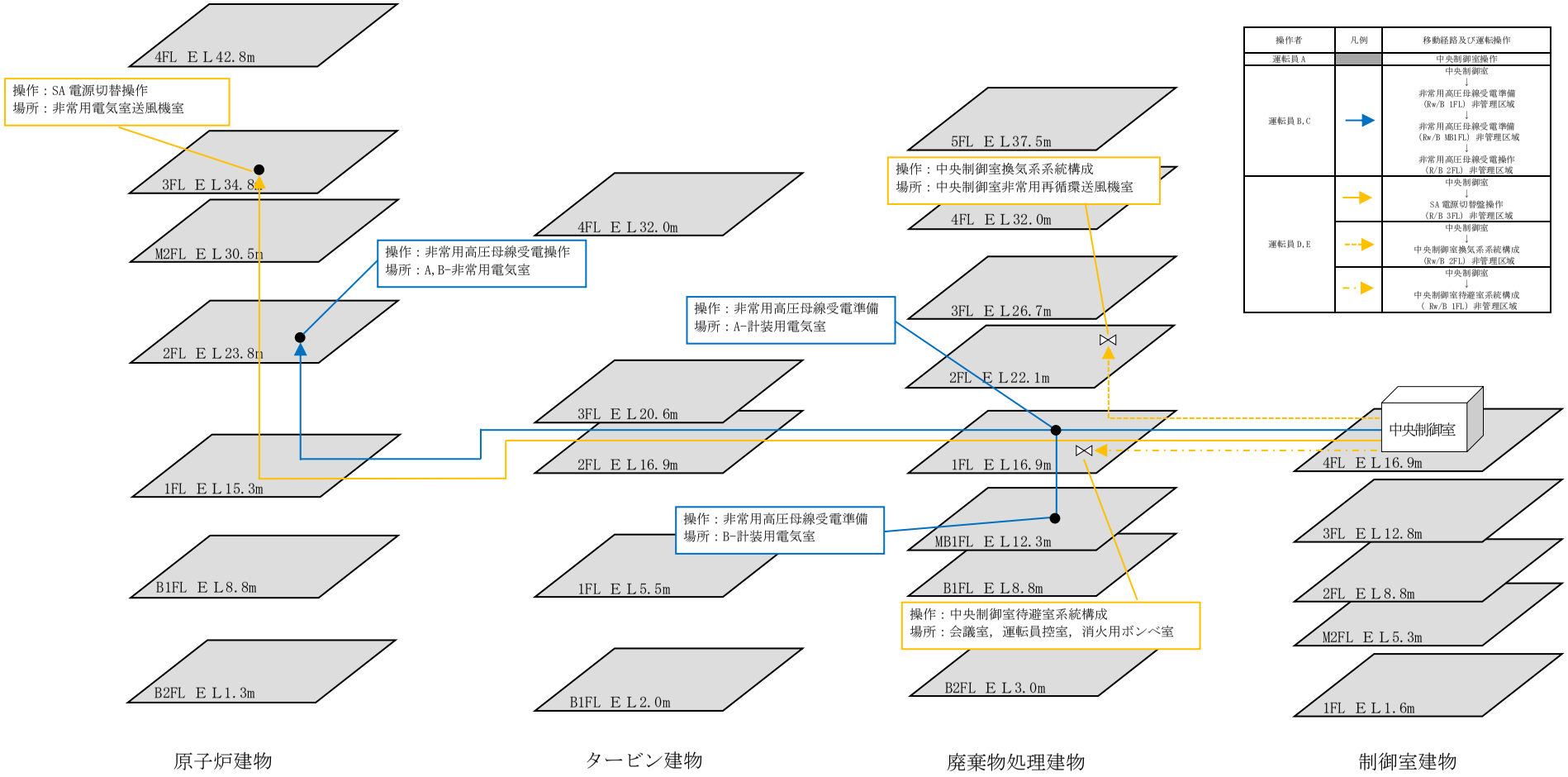
第 5－1 図(5)　事故シーケンス　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）



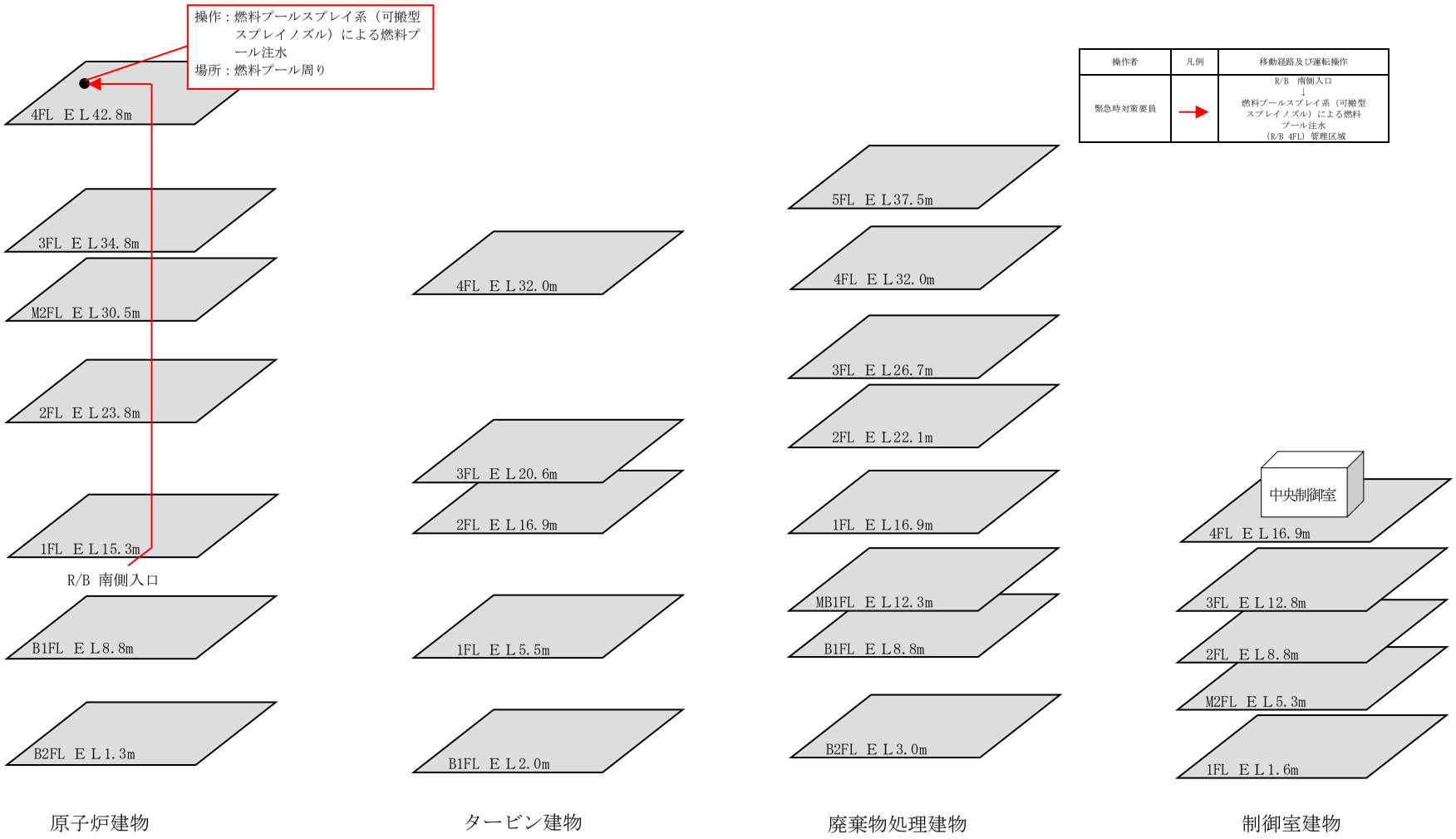
第５－１図(6)　事故シーケンス　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



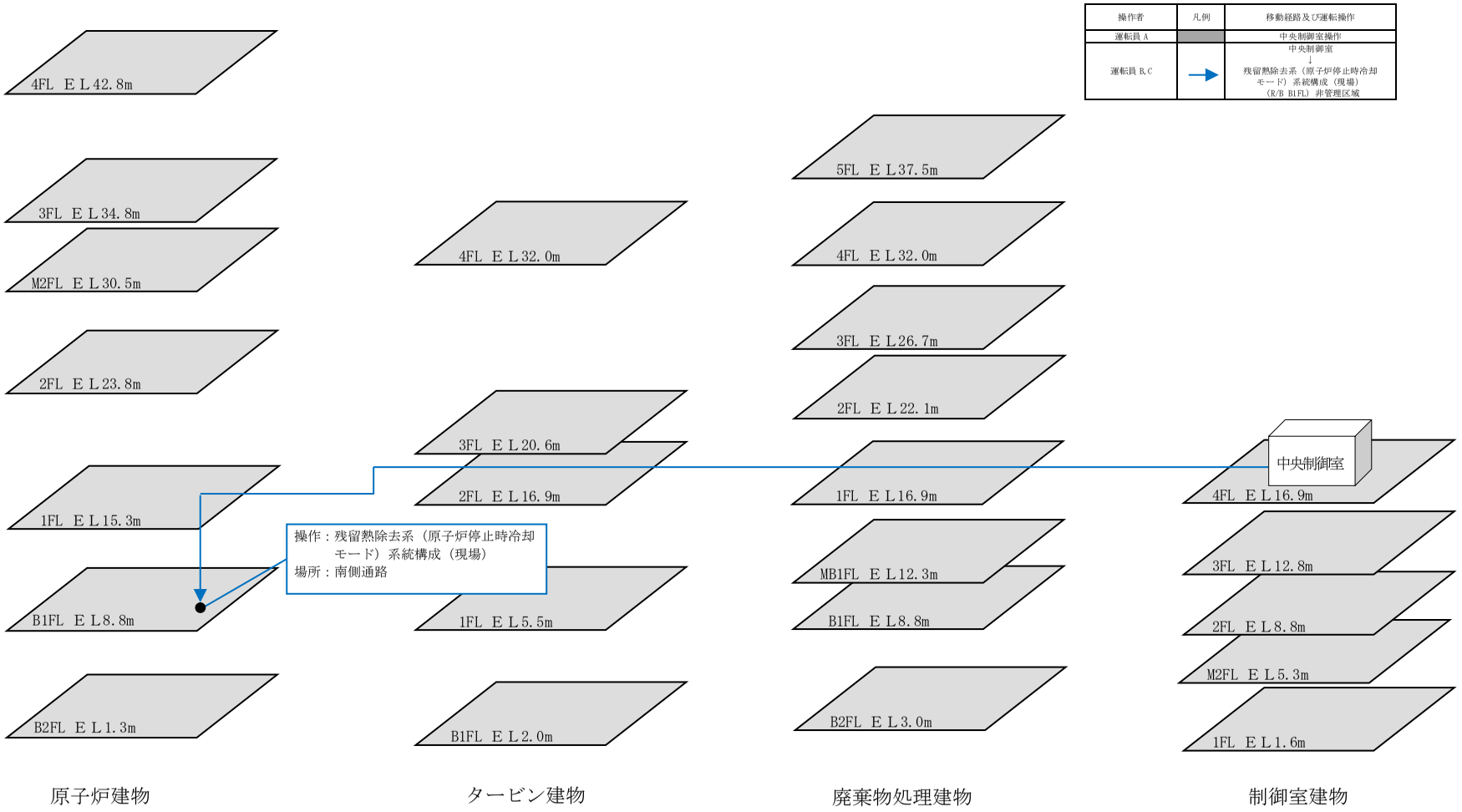
第５－１図(7)　事故シーケンス　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用する場合）



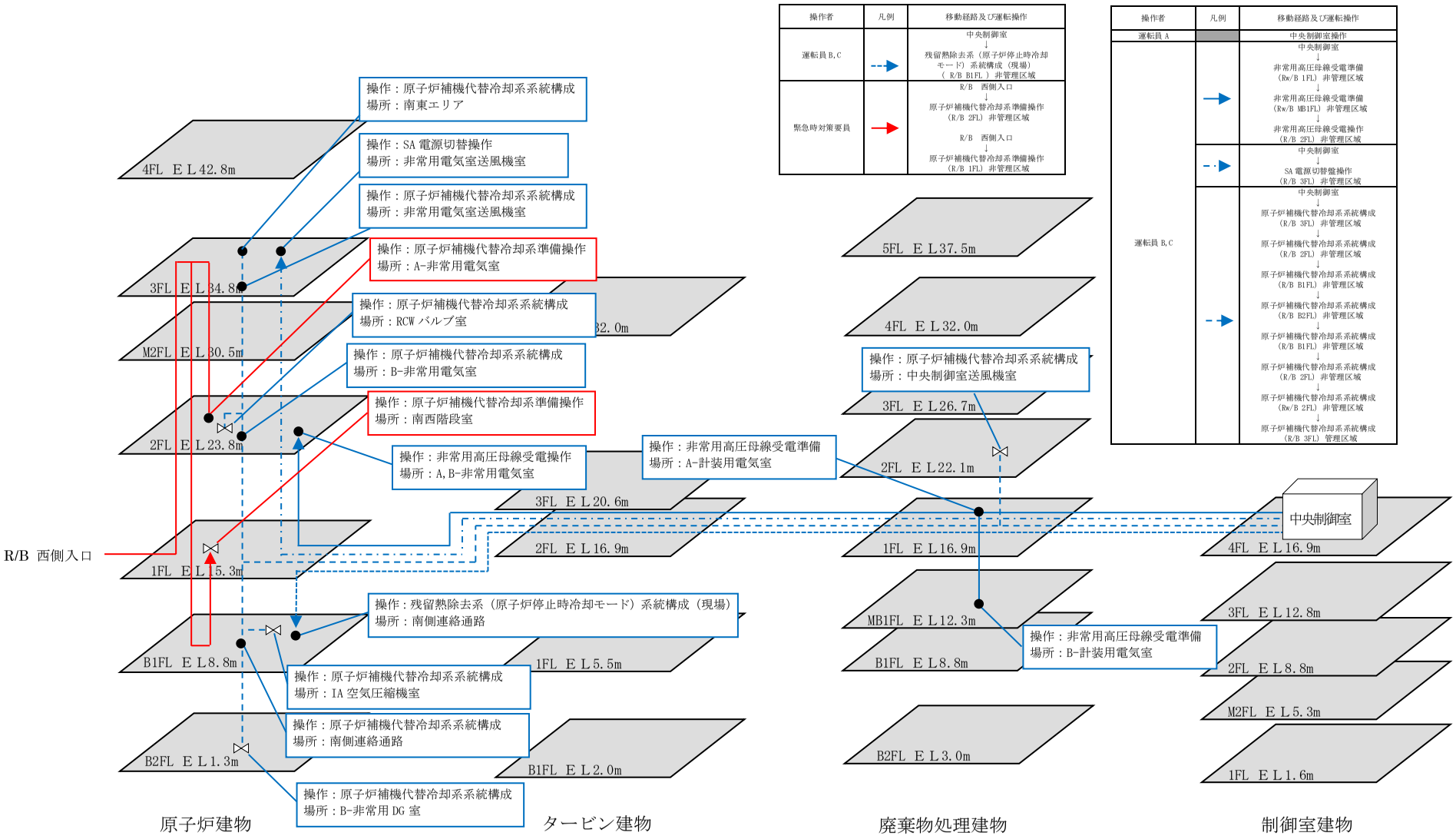
第５－１図(8)　事故シーケンス　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）



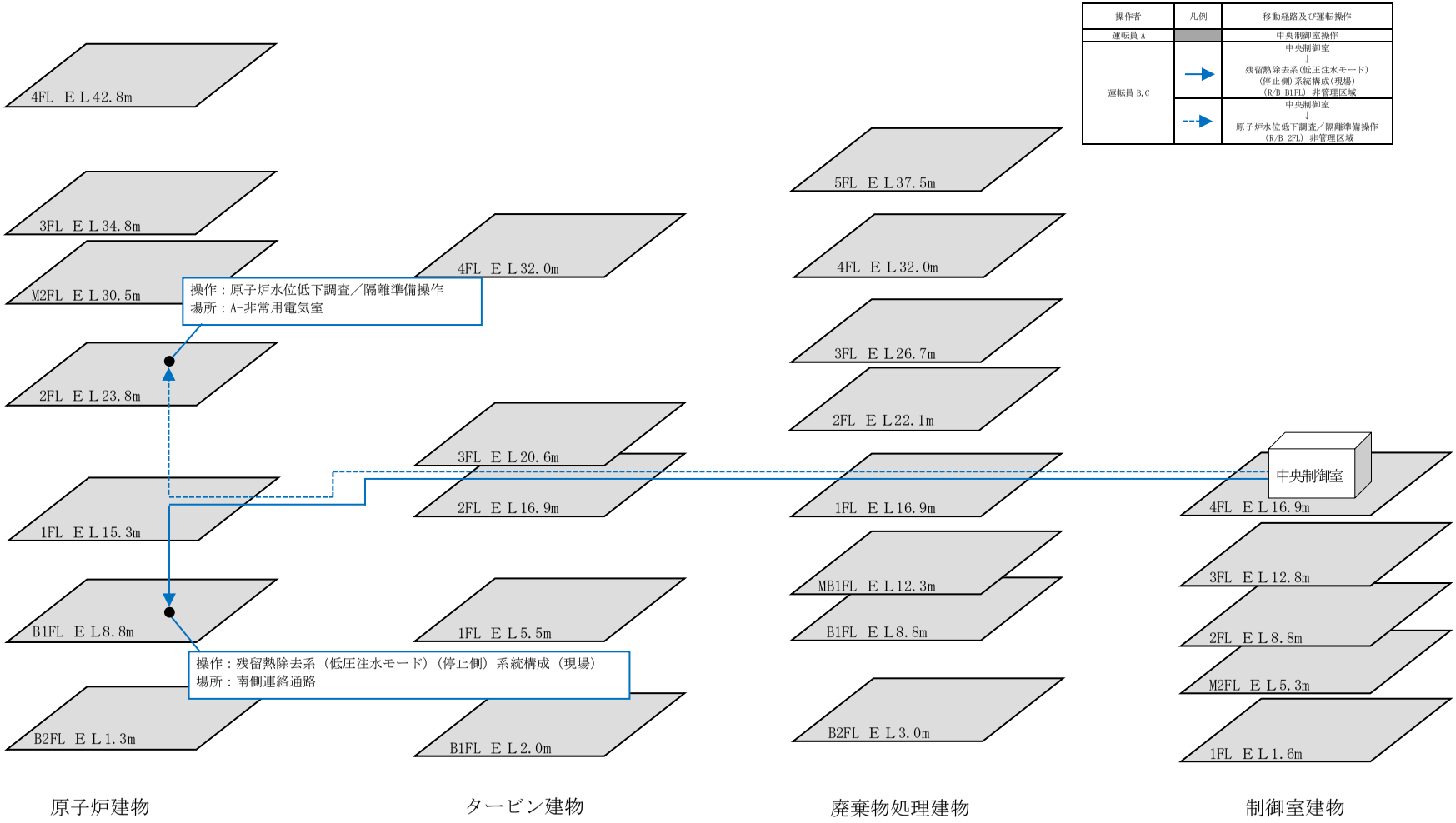
第５－１図(9)　事故シーケンス　想定事故１



第 5－1 図(10)　事故シーケンス　停止中の崩壊熱除去機能喪失



第5－1図(11)　事故シーケンス　全交流動力電源喪失（停止時）



第 5－1 図(12)　事故シーケンス　原子炉冷却材の流出（停止時）

第5－3表　重要事故シーケンスごとの現場作業（１／７）

事故シーケンス		作業場所	作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間①※2	作業時間②	作業合計時間①+②	有効性評価想定時間※3	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
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	高圧・低圧注水機能喪失	屋外	輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への補給	２時間10分	28分	１時間13分	１時間41分	２時間30分	事象発生 20 分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			格納容器ベント準備操作	40分	26分	５分	31分	16時間50分	事象発生16時間10分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			燃料補給準備	２時間30分	28分	１時間44分	２時間12分	２時間50分	事象発生 20 分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
	高圧注水・減圧機能喪失	屋内	残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替	20分	４分（６分）※2	１分	５分（７分）※2	12時間	事象発生11時間40分後からの作業を想定しているが，それ以前の作業はないため有効性評価想定時間に対し十分な余裕がある。	－
	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ） 全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	屋内	Ｄ系非常用高圧母線受電操作	準備：35分 操作：５分	９分（14分）※2	16分	25分（30分）※2	24時間５分	事象発生 22 時間 50 分後からの作業を想定しているが，８時間 30 分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			Ｃ系非常用高圧母線受電操作	準備：25分 操作：５分	１分（２分）※2	14分	15分（16分）※2	24時間10分	事象発生23時間25分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			所内用蓄電池切替操作（負荷切り離し／所内用蓄電池切替操作）	30分	４分（６分）※2	21分	25分（27分）※2	８時間30分	事象発生８時間後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			電源切替操作（監視計器用電源切替操作）	10分	２分（３分）※2	３分	５分（６分）※2	７時間50分	事象発生７時間40分後からの作業を想定しているが，１時間10分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			電源切替操作（逃がし安全弁用電源切替操作）	10分	２分（３分）※2	２分	４分（５分）※2	８時間	事象発生７時間 50 分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			低圧原子炉代替注水系（可搬型）系統構成	50分	８分（12分）※2	18分	26分（30分）※2	１時間10分	事象発生 20 分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	40分	６分（９分）※2	12分	18分（21分）※2	19時間	事象発生18時間20分後からの作業を想定しているが，それ以前の作業はないため有効性評価想定時間に対し十分な余裕がある。	－
		屋外	低圧原子炉代替注水系（可搬型）準備操作	２時間10分	28分	１時間13分	１時間41分	２時間30分	事象発生 20 分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			燃料補給準備	２時間30分	28分	１時間44分	２時間12分	２時間50分	事象発生 20 分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ

※１：有効性評価で，当該作業に要すると想定している時間。

※２：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から 1.5 倍した時間を括弧内に記載している。

※３：有効性評価で，事象発生を起点とし，当該作業が完了すると想定している時間。

第5－3表　重要事故シーケンスごとの現場作業（2／7）

事故シーケンス		作業場所	作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間①※2	作業時間②	作業合計時間①＋②	有効性評価想定時間※3	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
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	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	屋内	Ｄ系非常用高圧母線受電操作	準備：35分 操作：５分	９分 (14分)※2	16分	25分 (30分)※2	24時間５分	事象発生22時間50分後からの作業を想定しているが，１時間10分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			Ｃ系非常用高圧母線受電操作	準備：25分 操作：５分	１分 (２分)※2	14分	15分 (16分)※2	24時間10分	事象発生23時間25分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			電源切替操作（監視計器用電源切替操作）	10分	２分 (３分)※2	３分	５分 (６分)※2	30分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			電源切替操作（逃がし安全弁用電源切替操作）	10分	２分 (３分)※2	２分	４分 (５分)※2	40分	事象発生30分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			低圧原子炉代替注水系（可搬型）系統構成	50分	８分 (12分)※2	18分	26分 (30分)※2	１時間10分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	40分	６分 (９分)※2	12分	18分 (21分)※2	19時間	事象発生18時間20分後からの作業を想定しているが，30分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
		屋外	低圧原子炉代替注水系（可搬型）準備操作	２時間10分	28分	１時間13分	１時間41分	２時間30分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			燃料補給準備	２時間30分	28分	１時間44分	２時間12分	２時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	屋内	Ｄ系非常用高圧母線受電操作	準備：35分 操作：５分	９分 (14分)※2	16分	25分 (30分)※2	24時間５分	事象発生22時間50分後からの作業を想定しているが，８時間30分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			Ｃ系非常用高圧母線受電操作	準備：25分 操作：５分	１分 (２分)※2	14分	15分 (16分)※2	24時間10分	事象発生23時間25分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			所内用蓄電池切替操作（負荷切り離し／所内用蓄電池切替操作）	30分	４分 (６分)※2	21分	25分 (27分)※2	８時間30分	事象発生８時間後からの作業を想定しているが，１時間10分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			電源切替操作（監視計器用電源切替操作）	10分	２分 (３分)※2	３分	５分 (６分)※2	２時間10分	事象発生２時間後からの作業を想定しているが，それ以前の作業はないため有効性評価想定時間に対し十分な余裕がある。	－
			電源切替操作（逃がし安全弁用電源切替操作）	10分	２分 (３分)※2	２分	４分 (５分)※2	２時間20分	事象発生２時間10分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			低圧原子炉代替注水系（可搬型）系統構成	50分	８分 (12分)※2	18分	26分 (30分)※2	１時間10分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	40分	６分 (９分)※2	12分	18分 (21分)※2	21時間	事象発生20時間20分後からの作業を想定しているが，２時間20分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
		屋外	低圧原子炉代替注水系（可搬型）準備操作	２時間10分	28分	１時間13分	１時間41分	２時間20分	事象発生10分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			燃料補給準備	２時間30分	28分	１時間44分	２時間12分	２時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ

※１：有効性評価で，当該作業に要すると想定している時間。

※２：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から1.5倍した時間を括弧内に記載している。

※３：有効性評価で，事象発生を起点とし，当該作業が完了すると想定している時間。

第5－3表　重要事故シーケンスごとの現場作業（3／7）

事故シーケンス		作業場所	作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間①※2	作業時間②	作業合計時間①＋②	有効性評価想定時間※3	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
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	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	屋内	D系非常用高圧母線受電操作	準備：35分 操作：5分	9分 (14分)※2	16分	25分 (30分)※2	1時間	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			C系非常用高圧母線受電操作	準備：25分 操作：5分	1分 (2分)※2	14分	15分 (16分)※2	3時間5分	事象発生1時間5分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			原子炉補機代替冷却系準備操作（系統構成（現場））	1時間40分	33分 (50分)※2	34分	1時間7分 (1時間24分)※2	4時間55分	事象発生3時間15分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			燃料プール冷却系準備操作（系統構成（現場））	30分	8分 (12分)※2	4分	12分 (16分)※2	24時間	事象発生23時間30分後からの作業を想定しているが，4時間55分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
		屋内 屋外	原子炉補機代替冷却系準備操作（電源ケーブル接続）	1時間40分	26分	45分	1時間11分	3時間5分	事象発生1時間25分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			原子炉補機代替冷却系準備操作（資機材配置及びホース敷設，系統水張り）	7時間20分	32分	5時間9分	5時間41分	7時間40分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大型送水ポンプ車， 移動式代替熱交換設備
		屋外	燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が喪失した場合）	屋外	輪谷貯水槽（西1／西2）から低圧原子炉代替注水槽への補給	2時間10分	28分	1時間13分	1時間41分	2時間30分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			格納容器ベント準備操作	40分	26分	5分	31分	14時間50分	事象発生14時間10分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
	原子炉停止機能喪失	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	屋外	輪谷貯水槽（西1／西2）から低圧原子炉代替注水槽への補給	2時間10分	28分	1時間13分	1時間41分	2時間30分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			格納容器ベント準備操作	40分	26分	5分	31分	15時間50分	事象発生15時間10分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	屋内	残留熱除去系からの漏えい停止準備操作	30分	5分 (8分)※2	1分	6分 (9分)※2	1時間30分	事象発生1時間後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			残留熱除去系からの漏えい停止操作（現場操作）	1時間30分	13分 (20分)※2	41分	54分 (1時間1分)※2	10時間	事象発生8時間30分後からの作業を想定しているが，1時間30分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間内に実施可能である。	－

※1：有効性評価で，当該作業に要すると想定している時間。

※2：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から1.5倍した時間を括弧内に記載している。

※3：有効性評価で，事象発生を起点とし，当該作業が完了すると想定している時間。

第5－3表　重要事故シーケンスごとの現場作業（4／7）

事故シーケンス		作業場所	作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間①※2	作業時間②	作業合計時間①+②	有効性評価想定時間※3	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
重大事故	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用する場合）	屋内	D系非常用高圧母線受電操作	準備：35分 操作：5分	9分 (14分)※2	16分	25分 (30分)※2	1時間	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			C系非常用高圧母線受電操作	準備：25分 操作：5分	1分 (2分)※2	14分	15分 (16分)※2	4時間20分	事象発生2時間10分後からの作業を想定しているが，1時間後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			中央制御室換気系系統構成	40分	5分 (8分)※2	14分	19分 (22分)※2	1時間40分	事象発生1時間後からの作業を想定しているが，30分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			中央制御室待避室系統構成	30分	4分 (6分)※2	6分	10分 (12分)※2	2時間10分	事象発生1時間40分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			注水弁電源切替操作	20分	5分 (8分)※2	3分	8分 (11分)※2	30分	事象発生10分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			原子炉補機代替冷却系準備操作（系統構成（現場））	1時間40分	33分 (50分)※2	34分	1時間7分 (1時間24分)※2	6時間	事象発生4時間20分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
		屋内 屋外	原子炉補機代替冷却系準備操作（電源ケーブル接続）	1時間40分	26分	45分	1時間11分	4時間20分	事象発生2時間40分後からの作業を想定しているが，それ以前の作業はないため有効性評価想定時間に対し十分な余裕がある。	－
			原子炉補機代替冷却系準備操作（資機材配置及びホース敷設，系統水張り）	7時間20分	32分	5時間9分	5時間41分	9時間50分	事象発生2時間30分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	大型送水ポンプ車，移動式代替熱交換設備
		屋外	輪谷貯水槽（西1／西2）から低圧原子炉代替注水槽への補給	2時間10分	28分	1時間13分	1時間41分	2時間30分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
			可搬式窒素供給装置準備	2時間	32分	1時間10分	1時間42分	12時間	事象発生10時間後からの作業を想定しているが，9時間50分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬式窒素供給装置
	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）	屋内	D系非常用高圧母線受電操作	準備：35分 操作：5分	9分 (14分)※2	16分	25分 (30分)※2	1時間	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			C系非常用高圧母線受電操作	準備：25分 操作：5分	1分 (2分)※2	14分	15分 (16分)※2	4時間20分	事象発生2時間10分後からの作業を想定しているが，1時間後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			中央制御室換気系系統構成	40分	5分 (8分)※2	14分	19分 (22分)※2	1時間40分	事象発生1時間後からの作業を想定しているが，30分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			中央制御室待避室系統構成	30分	4分 (6分)※2	6分	10分 (12分)※2	2時間10分	事象発生1時間40分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			注水弁電源切替操作	20分	5分 (8分)※2	3分	8分 (11分)※2	30分	事象発生10分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
		屋外	輪谷貯水槽（西1／西2）から低圧原子炉代替注水槽への補給	2時間10分	28分	1時間13分	1時間41分	2時間30分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			格納容器ベント準備操作	40分	26分	5分	31分	27時間40分	事象発生27時間後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ

※1：有効性評価で，当該作業に要すると想定している時間。

※2：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から1.5倍した時間を括弧内に記載している。

※3：有効性評価で，事象発生を起点とし，当該作業が完了すると想定している時間。

第5－3表　重要事故シーケンスごとの現場作業（5／7）

事故シーケンス		作業場所	作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間①※2	作業時間②	作業合計時間①+②	有効性評価想定時間※3	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
重大事故	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	屋内	D系非常用高圧母線受電操作	準備：35分 操作：5分	9分 (14分)※2	16分	25分 (30分)※2	1時間	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			C系非常用高圧母線受電操作	準備：25分 操作：5分	1分 (2分)※2	14分	15分 (16分)※2	4時間20分	事象発生2時間30分後からの作業を想定しているが，1時間後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			中央制御室換気系系統構成	40分	5分 (8分)※2	14分	19分 (22分)※2	2時間	事象発生1時間20分後からの作業を想定しているが，それ以前の作業はないため有効性評価想定時間に対し十分な余裕がある。	－
			中央制御室待避室系統構成	30分	4分 (6分)※2	6分	10分 (12分)※2	2時間30分	事象発生2時間後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			原子炉補機代替冷却系準備操作（系統構成（現場））	1時間40分	33分 (50分)※2	34分	1時間7分 (1時間24分)※2	6時間	事象発生4時間20分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
		屋内 屋外	原子炉補機代替冷却系準備操作（電源ケーブル接続）	1時間40分	26分	45分	1時間11分	4時間20分	事象発生2時間40分後からの作業を想定しているが，それ以前の作業はないため有効性評価想定時間に対し十分な余裕がある。	－
			原子炉補機代替冷却系準備操作（資機材配置及びホース敷設，系統水張り）	7時間20分	32分	5時間9分	5時間41分	9時間50分	事象発生2時間30分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	大型送水ポンプ車，移動式代替熱交換設備
		屋外	格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備操作	2時間10分	28分	1時間13分	1時間41分	2時間30分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
			可搬式窒素供給装置準備	2時間	32分	1時間10分	1時間42分	12時間	事象発生10時間後からの作業を想定しているが，9時間50分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	可搬式窒素供給装置
	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	－	－	－	－	－	－	－	－	－

※1：有効性評価で，当該作業に要すると想定している時間。

※2：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から1.5倍した時間を括弧内に記載している。

※3：有効性評価で，事象発生を起点とし，当該作業が完了すると想定している時間。

第5－3表　重要事故シーケンスごとの現場作業（6／7）

事故シーケンス		作業場所	作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間①※2	作業時間②	作業合計時間①+②	有効性評価想定時間※3	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	想定事故1	屋内 屋外	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水	2時間50分	28分	1時間57分	2時間25分	3時間10分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
		屋外	燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
	想定事故2	屋外 屋内	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水	2時間50分	28分	1時間57分	2時間25分	3時間10分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
		屋外	燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ

※1：有効性評価で，当該作業に要すると想定している時間。

※2：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から1.5倍した時間を括弧内に記載している。

※3：有効性評価で，事象発生を起点とし，当該作業が完了すると想定している時間。

第5－3表　重要事故シーケンスごとの現場作業（7／7）

事故シーケンス		作業場所	作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間①※2	作業時間②	作業合計時間①+②	有効性評価想定時間※3	有効性評価想定時間に対する成立性	保管場所から作業現場に運搬する可搬型設備
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	停止中の崩壊熱除去機能喪失	屋内	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成（現場）	20分	6分 (9分)※2	1分	7分 (10分)※2	2時間30分	事象発生2時間10分後からの作業を想定しているが，それ以前の作業はないため有効性評価想定時間に対し十分な余裕がある。	－
	全交流動力電源喪失	屋内	D系非常用高圧母線受電操作	準備：35分 操作：5分	9分 (14分)※2	16分	25分 (30分)※2	1時間10分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			C系非常用高圧母線受電操作	準備：25分 操作：5分	1分 (2分)※2	14分	15分 (16分)※2	4時間20分	事象発生1時間10分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			注水弁電源切替操作	20分	5分 (8分)※2	3分	8分 (11分)※2	2時間	事象発生1時間40分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			原子炉補機代替冷却系準備操作（系統構成（現場））	2時間10分	41分 （1時間2分）※2	38分	1時間19分 (1時間40分)※2	6時間	事象発生4時間20分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成（現場）	20分	6分 (9分)※2	1分	7分 (10分)※2	9時間55分	事象発生9時間35分後からの作業を想定しているが，6時間25分後の別作業終了後から作業着手できるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	－
		屋内 屋外	原子炉補機代替冷却系準備操作（電源ケーブル接続）	1時間40分	26分	45分	1時間11分	4時間20分	事象発生2時間40分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			原子炉補機代替冷却系準備操作（資機材配置及びホース敷設，系統水張り）	7時間20分	32分	5時間9分	5時間41分	9時間50分	事象発生2時間30分後からの作業を想定しているが，前作業から継続して行うことができるため有効性評価想定時間に対し十分な余裕時間がある。	大型送水ポンプ車，移動式代替熱交換設備
		屋外	輪谷貯水槽（西1／西2）から低圧原子炉代替注水槽への補給	2時間10分	28分	1時間13分	1時間41分	2時間30分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	大量送水車
			燃料補給準備	2時間30分	28分	1時間44分	2時間12分	2時間50分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	タンクローリ
	原子炉冷却材の流出	屋内	残留熱除去系（低圧注水モード）（停止側）系統構成（現場）	20分	6分 (9分)※2	1分	7分 (10分)※2	40分	事象発生20分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
			原子炉水位低下調査／隔離準備操作	50分	4分 (6分)※2	2分	6分 (8分)※2	2時間	事象発生1時間10分後からの作業を想定しているが，移動時間に余裕を含めても有効性評価想定時間内に実施可能である。	－
	反応度の誤投入	－	－	－	－	－	－	－	－	－

※1：有効性評価で，当該作業に要すると想定している時間。

※2：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から1.5倍した時間を括弧内に記載している。

※3：有効性評価で，事象発生を起点とし，当該作業が完了すると想定している時間。

第 5－4 表　屋内作業の成立性評価結果（１／２）

作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間※2 ①	作業時間 ②	評価結果 ①＋②
低圧原子炉代替注水系（可搬型）系統構成	50 分	８分 (12 分)	18 分	26 分 (30 分)
格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	40 分	６分 (９分)	12 分	18 分 (21 分)
Ｄ系非常用高圧母線受電操作	準備：35 分 操作：５分	９分 (14 分)	16 分	25 分 (30 分)
Ｃ系非常用高圧母線受電操作	準備：25 分 操作：５分	１分 (２分)	14 分	15 分 (16 分)
中央制御室換気系系統構成	40 分	５分 (８分)	14 分	19 分 (22 分)
中央制御室待避室系統構成	30 分	４分 (６分)	６分	10 分 (12 分)
電源切替操作（注水弁電源切替操作）	20 分	５分 (８分)	３分	８分 (11 分)
電源切替操作（監視計器用電源切替操作）	10 分	２分 (３分)	３分	５分 (６分)
電源切替操作（逃がし安全弁用電源切替操作）	10 分	２分 (３分)	２分	４分 (５分)
所内用蓄電池切替操作（負荷切り離し／所内用蓄電池切替操作）	30 分	４分 (６分)	21 分	25 分 (27 分)
原子炉補機代替冷却系準備操作(系統構成(現場))	１時間 40 分	33 分 (50 分)	34 分	１時間７分 (１時間 24 分)
原子炉補機代替冷却系準備操作(系統構成(現場)) （全交流動力電源喪失（停止時))	２時間 10 分	41 分 (１時間２分)	38 分	１時間 19 分 (１時間 40 分)
燃料プール冷却系準備操作(系統構成(現場))	30 分	８分 (12 分)	４分	12 分 (16 分)

※１：有効性評価で，当該作業に要する時間として想定している時間。
※２：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から 1.5 倍した時間を括弧内に記載している。

第５－４表　屋内作業の成立性評価結果（２／２）

作業内容	有効性評価上の作業時間※1	移動時間※2 ①	作業時間 ②	評価結果 ①＋②
残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替	20 分	４分（６分）	１分	５分（７分）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統構成（現場）	20 分	６分（９分）	１分	７分（10 分）
残留熱除去系(低圧注水モード)(停止側)系統構成(現場)	20 分	６分（９分）	１分	７分（10 分）
残留熱除去系からの漏えい停止操作（現場操作）	１時間 30 分	13 分（20 分）	41 分	54 分（１時間１分）
残留熱除去系からの漏えい停止準備操作	30 分	５分（８分）	１分	６分（９分）
原子炉水位低下調査／隔離準備操作	50 分	４分（６分）	２分	６分（８分）

※１：有効性評価で，当該作業に要する時間として想定している時間。
※２：屋内作業の移動時間について，通常の移動時間から 1.5 倍した時間を括弧内に記載している。
※３：屋内作業の移動時間及び作業時間のみ記載。

屋内のアクセスルートの設定について

アクセスルートは，重大事故等時において必要となる現場活動場所まで外部事象を想定しても移動が可能であり，また，移動時間を考慮しても要求される時間までに必要な措置を完了させることが重要である。外部事象のうち一番厳しい事象は地震であり，地震起因による火災，溢水，全交流動力電源の喪失を考慮してもアクセス性に与える影響がないことを確認し設定する。

1. 屋内のアクセスルート設定における考慮事項

屋内での各階層におけるアクセスルートを選定する場合，地震随伴火災のおそれがある油内包機器又は水素内包機器※1，地震随伴内部溢水※2を考慮しても移動可能なアクセスルートをあらかじめ設定する。

以下に屋内のアクセスルートの選定の考え方を示す。

・火災発生時にアクセス性が阻害された場合は，迂回路を使用する。
・原子炉建物，タービン建物，廃棄物処理建物及び制御室建物の各階層を移動するルートは，地震，火災等の被害により，アクセス性が阻害された場合は，影響の小さいルートを使用し操作場所までアクセスする。
・地震随伴内部溢水については，アクセスルートの溢水水位を評価した上で影響を受ける可能性がある場合は，必要な措置を講じる。

※１：火災源となる機器については，別紙(17)「屋内のアクセスルートにおける地震随伴火災の影響評価」参照

※２：内部溢水については，別紙(18)「屋内のアクセスルートにおける地震随伴内部溢水の影響評価」参照

2. アクセスルートの成立性

技術的能力 1.1～1.19 で整備した重大事故等時において期待する手順について，外部事象による影響を考慮しても屋内に設定したアクセスルートを通行できることを確認した。その結果を第１表「技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧」に整理する。

また，移動経路については，本別紙第１図「島根原子力発電所２号炉重大事故等時 屋内のアクセスルート」に示す。また，第１図に記した「①～⑪」は，本別紙第１表「技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧」のアクセスルートに記載のある数字と関連づけがなされている。

なお，第２表に，第１図中の操作対象箇所における操作対象機器，操作項目等を示す。

3. 屋外のアクセスルートとの関係

重大事故等時は屋内での活動はもとより，可搬型重大事故等対処設備の屋外で

の設置作業との連携が重要である。そこで，重大事故等対処設備を使用する場合には，緊急時対策要員（現場要員）の滞在場所から現場に向かう。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（１／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
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	代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入	○		
		原子炉再循環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	○		
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	原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却	○		
		高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却	○		
		高圧原子炉代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却	○		
		高圧原子炉代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却		原子炉圧力容器の水位，圧力を確認 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】 高圧原子炉代替注水ポンプ現場起動 【中央制御室→(④階段B②)→[②-1]→(②階段B①)→[①-2]→[①-1]→(①階段B④)→[④-3]】	
		原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却		原子炉圧力容器の水位，圧力を確認 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】 原子炉隔離時冷却ポンプ現場起動 【中央制御室→(④階段B①)→[①-2]→(①階段B④)→[④-3]】	
		高圧原子炉代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器	○		
		ほう酸水注入系による進展抑制（ほう酸水注入）	○		
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			
		手動操作による減圧（逃がし安全弁）	○		
		可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	○	原子炉圧力容器の圧力を確認 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】 主蒸気逃がし安全弁電源切替 【中央制御室→[④-10]】	
		主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁機能回復	○	原子炉圧力容器の圧力を確認 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池の接続 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→[④-10]】	
		逃がし安全弁窒素ガス供給系による窒素ガス確保	○	逃がし安全弁用駆動源確保 A系ボンベを切替える場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-6]】 B系ボンベを切替える場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→(⑦階段H⑤)→[⑤-1]】	
		逃がし安全弁の背圧対策	○	窒素ガス供給圧力調整による背圧対策 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-5]→(⑤階段F④)→(④階段E⑤)→[⑤-2]】	
		発電用原子炉の減圧	○		

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（２／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
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	原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離	○	Ａ－ＲＨＲ注水弁(MV222-5A)の場合 【中央制御室→(④階段F⑥)→[⑥-1]→(⑥階段F④)→(④階段E⑤)→(⑤梯子A④)→[④-5]】 Ｂ－ＲＨＲ注水弁(MV222-5B)の場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F④)→(④階段E⑤)→[⑤-16]】 Ｃ－ＲＨＲ注水弁(MV222-5C)の場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F④)→(④階段E⑤)→[⑤-16]】 ＬＰＣＳ注水弁(MV223-2)の場合 【中央制御室→(④階段F⑥)→[⑥-1]→(⑥階段F④)→[④-8]】	
		原子炉建物原子炉棟の圧力上昇抑制及び環境改善			
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	低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]】	
		低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】 全交流電源が喪失で低圧原子炉代替注水系（A）注入配管使用の場合 【中央制御室→[④-5]→[④-7]】 全交流電源が喪失で低圧原子炉代替注水系（B）注入配管使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→[⑤-16]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	【中央制御室→(④階段E⑤)→[⑤-16]】 【屋外E→(④階段S②)→(②階段Q①)→(①階段L④)→[④-21]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧	○		
		常設代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧	○		
		常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧	○	Ａ－ＲＨＲの場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-21]】 Ｂ－ＲＨＲの場合 【中央制御室→(④階段F②)→[②-4]】	
		残留熱除去系（低圧注水モード）による発電用原子炉の冷却	○		
		低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却	○		
		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱	○	Ａ－ＲＨＲの場合 【中央制御室→(④階段F⑤)→[⑤-21]】 Ｂ－ＲＨＲの場合 【中央制御室→(④階段F②)→[②-4]】	
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	原子炉補機冷却系による除熱（原子炉補機海水系を含む。）	○		
		格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	
		格納容器フィルタベント停止後の窒素ガスパージ	○		緊急時対策所→第４保管エリア
		格納容器フィルタベント停止後の窒素ガスパージ（原子炉建物付属棟西側扉を使用した場合）	○	【屋外A→[④-24]】	緊急時対策所→第４保管エリア

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

※２：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（３／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	格納容器フィルタベント停止後の窒素ガスパージ（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-24]】	緊急時対策所→第４保管エリア
		格納容器フィルタ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）	○	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ウェットウェルベントの場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-2]→(⑦階段H⑤)→(⑤階段D④)→[④-2]→(④階段D⑤)→(⑤階段E④)→中央制御室】 ドライウェルベントの場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-2]→(⑦階段H⑤)→[⑤-17]→(⑤階段E④)→中央制御室】	
		原子炉補機代替冷却系による除熱	○	原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保 補機冷却水系Ａ系使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→(⑤階段C⑦)→[⑦-5]】 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→(⑦階段F⑥)→[⑥-1]→(⑥階段F⑤)→[⑤-21]→(⑤階段F②)→(②階段G①)→[①-3]→(①階段G②)→[②-2]→(②階段L⑤)→[⑤-3]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-19]】 【屋外A→[④-9]→[④-1]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-9]】 補機冷却水系Ｂ系使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→(⑤階段C⑦)→[⑦-5]】 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]→(⑦階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F②)→[②-4]→(②階段G①)→[①-4]→(①階段G②)→[②-3]→(②階段L⑤)→[⑤-4]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-20]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F②)→(②階段G④)→[④-6]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-12]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		原子炉補機代替冷却系による除熱（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	【中央制御室→(④階段E⑤)→(⑤階段C⑦)→[⑦-5]】 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→(⑦階段F⑥)→[⑥-1]→(⑥階段F⑤)→[⑤-21]→(⑤階段F②)→(②階段G①)→[①-3]→(①階段G②)→[②-2]→(②階段L⑤)→[⑤-3]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-19]】 【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-22]→[④-9]→[④-1]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
1.6	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]】	

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

※２：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（４／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.6	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]】 全交流電源が喪失でA－格納容器代替スプレイ系スプレイ配管使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→[⑤-14]】 非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]】 全交流電源が喪失でB－格納容器代替スプレイ系スプレイ配管使用の場合 【中央制御室→(④階段E⑤)→[⑤-15]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	【中央制御室→(④階段E⑤)→[⑤-15]】 【屋外E→(④階段S②)→(②階段Q①)→(①階段L④)→[④-21]】 非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		常設代替交流電源設備による残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の復旧	○		
		残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱	○		
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	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	
		格納容器フィルタベント停止後の窒素ガスパージ	○		緊急時対策所→第４保管エリア
		格納容器フィルタベント停止後の窒素ガスパージ（原子炉建物付属棟西側扉を使用した場合）	○	【屋外A→[④-24]】	緊急時対策所→第４保管エリア
		格納容器フィルタベント停止後の窒素ガスパージ（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-24]】	緊急時対策所→第４保管エリア
		格納容器フィルタ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）	○	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ウェットウェルベントの場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-2]→(⑦階段H⑤)→(⑤階段D④)→[④-2]→(④階段D⑤)→(⑤階段E④)→中央制御室】 ドライウェルベントの場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-2]→(⑦階段H⑤)→[⑤-17]→(⑤階段E④)→中央制御室】	
		不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換	○		緊急時対策所→第４保管エリア

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

※２：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（５／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
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	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】 補機冷却水確保 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]→(⑦階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F②)→[②-4]→(②階段G①)→[①-4]→(①階段G②)→[②-3]→(②階段L⑤)→[⑤-4]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-20]】 原子炉建物西側接続口を使用する場合 【屋外A→[④-4]→(④階段D⑤)→[⑤-3]→(⑤階段D④)→[④-4]→(④階段D⑤)→[⑤-3]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-9]】 原子炉建物南側接続口を使用する場合 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F②)→(②階段G④)→[④-6]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-12]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]→(⑦階段F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段F②)→[②-4]→(②階段G①)→[①-4]→(①階段G②)→[②-3]→(②階段L⑤)→[⑤-23]→[⑤-4]→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F④)→(④階段I⑤)→[⑤-20]】 【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-22]→[④-4]→(④階段D⑤)→[⑤-3]→(⑤階段D④)→[④-4]→(④階段D⑤)→[⑤-3]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
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	ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	
		ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-4]】 【屋外E→(④階段S②)→(②階段Q①)→(①階段L④)→[④-23]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]】	
		低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	【屋外E→(④階段S②)→(②階段Q①)→(①階段L④)→[④-21]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		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	○		
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	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止	○		緊急時対策所→第４保管エリア

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

※２：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（６／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
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	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止（原子炉建物付属棟西側扉を使用した場合）	○	【屋外A→[④-24]】	緊急時対策所→第４保管エリア
		原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	【屋外F→(②階段R①)→(①階段D④)→[④-24]】	緊急時対策所→第４保管エリア
		格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	○	非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	
		可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化	○		緊急時対策所→第４保管エリア
		水素濃度及び酸素濃度の監視	○		
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	静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制			
		原子炉建物内の水素濃度監視	○		
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水	○		緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水	○	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プール注水系統構成 原子炉棟南側扉からの接続の場合 【屋外C→[④-14]→(④階段C⑤)→(⑤階段B⑧)→[⑧-1]】 原子炉棟西側扉からの接続の場合 【屋外B→[④-14]→(④階段A⑧)→[⑧-2]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへのスプレイ	○		緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへのスプレイ	○	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールスプレイ系統構成 原子炉棟南側扉からの接続の場合 【屋外C→[④-14]→(④階段C⑤)→(⑤階段B⑧)→[⑧-1]】 原子炉棟西側扉からの接続の場合 【屋外B→[④-14]→(④階段A⑧)→[⑧-2]】	緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		燃料プールの状態監視			
		燃料プール監視カメラ用冷却設備起動	○	燃料プール監視カメラ用冷却設備起動 【中央制御室→(④階段F⑦)→[⑦-1]】	
		燃料プール冷却系復旧による燃料プール除熱	○		
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	大型送水ポンプ車及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制			緊急時対策所→第４保管エリア
		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			緊急時対策所→第４保管エリア
		シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制			緊急時対策所→第４保管エリア
		大型送水ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火			緊急時対策所→第４保管エリア

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

※２：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（７／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車による送水			緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		海を水源とした大量送水車及び大型送水ポンプ車又は大量送水車（２台）による送水			緊急時対策所→第１保管エリア，第２保管エリア，第３保管エリア又は第４保管エリア
		輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給			緊急時対策所→第２保管エリア又は第３保管エリア
		海を水源とした大量送水車及び大型送水ポンプ車又は大量送水車（２台）による低圧原子炉代替注水槽への補給			緊急時対策所→第１保管エリア，第２保管エリア，第３保管エリア又は第４保管エリア
		大型送水ポンプ車又は大量送水車による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への海水補給			緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源切替え	○		
		低圧原子炉代替注水槽へ補給する水源の切替え			
		輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）へ補給する水源の切替え			
		輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）から海への切替え			
		外部水源から内部水源への切替え（外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サプレッション・チェンバへの切替え））	○		
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（M/C C系及びD系受電）	○	常設代替交流電源設備による M/C C系及びM/C D系受電 【中央制御室→[④-12]→(④階段J③)→[③-2]→(③階段J④)→(④階段F⑤)→[⑤-11]→[⑤-10]→[⑤-8]→[⑤-7]】	
		可搬型代替交流電源設備による給電（高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）に接続し，M/C C系又はM/C D系を受電する場合）	○	可搬型代替交流電源設備による M/C C系及びM/C D系受電 M/C C系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段F⑤)→[⑤-8]→[⑤-7]→[⑤-21]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-9]】 M/C D系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段J③)→[③-2]→(③階段J④)→(④階段F⑤)→[⑤-11]→[⑤-10]→(⑤階段F②)→[②-4]】 【屋外A→(④階段D⑤)→(⑤階段H⑦)→(⑦階段F⑤)→[⑤-12]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（８／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.14	電源の確保に関する手順等	可搬型代替交流電源設備による給電 （高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）に接続し，M/C C 系又はM/C D 系を受電する場合）	○	可搬型代替交流電源設備による M/C C 系及びM/C D 系受電 M/C C 系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 F⑤)→[⑤-8]→[⑤-7]→[⑤-21]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-9]】 M/C D 系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 J③)→[③-2]→(③階段 J④)→(④階段 F⑤)→[⑤-11]→[⑤-10]→(⑤階段 F②)→[②-4]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-12]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		可搬型代替交流電源設備による給電 （緊急用メタクラ接続プラグ盤（ガスタービン建物）に接続し，M/C C 系又はM/C D 系を受電する場合） （故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2）	○	可搬型代替交流電源設備による M/C C 系及びM/C D 系受電 M/C C 系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 F⑤)→[⑤-8]→[⑤-7]→[⑤-21]】 【屋外 D→(⑨階段 P⑪)→[⑪-1]】 M/C D 系受電の場合 【中央制御室→[④-12]→(④階段 J③)→[③-2]→(③階段 J④)→(④階段 F⑤)→[⑤-11]→[⑤-10]→(⑤階段 F②)→[②-4]】 【屋外 D→(⑨階段 P⑪)→[⑪-1]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電 （直流蓄電池からの給電）	○	B-115V 系蓄電池による給電の確認 【中央制御室→(④階段 J③)→[③-2]】 B1-115V 系蓄電池(SA) による給電の確認 【中央制御室→(④階段 J③)→[③-1]】 SA 用 115V 系蓄電池による給電の確認 【中央制御室→(④階段 J③)→[③-1]】	
		所内常設蓄電式直流電源設備による給電 （B-115V 系蓄電池 から B1-115V 系蓄電池(SA) への受電切替え）	○	B-115V 系蓄電池 から B1-115V 系蓄電池(SA) への受電切替え 【中央制御室→[④-10]→(④階段 J③)→[③-3]→[③-2]→[③-1]】	
		常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 （SA 用 115V 系蓄電池による B-115V 系直流盤受電）	○	SA 用 115V 系蓄電池による B-115V 系直流盤受電 【中央制御室→[④-10]→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]】	
		常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 （非常用直流電源喪失時の A-115V 系直流盤受電）	○	非常用直流電源喪失時の A-115V 系直流盤受電 【中央制御室→[④-12]】	
		代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電 （A-115V 系充電器盤の受電）	○	A-115V 系充電器盤受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→[④-12]】	
		代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電 （B-115V 系充電器盤の受電）	○	B-115V 系充電器盤受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 J③)→[③-2]】	
		代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電 （B1-115V 系充電器盤(SA)の受電）	○	B1-115V 系充電器盤(SA)受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]】	
		代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電 （SA 用 115V 系充電器盤の受電）	○	SA 用 115V 系充電器盤受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]】	

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

※２：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（９／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.14	電源の確保に関する手順等	代替交流電源設備による所内蓄電式直流電源設備への給電（230V 系充電器盤(RCIC)の受電）	○	230V 系充電器盤(RCIC)受電 【中央制御室→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-3]】	
		中央制御室監視計器C系及びD系の復旧	○	A-計装用C/C の受電 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-7]→(⑤階段 F④)→[④-12]】 B-計装用C/C の受電 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-10]→(⑤階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]】	
		可搬型直流電源設備による給電（高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）経由による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電）	○	可搬型直流電源設備による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電 M/C C 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-9]→(⑤階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑥)→[⑥-1]】 M/C D 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-12]→(⑤階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑤)→[⑤-13]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		可搬型直流電源設備による給電（高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）経由による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電）	○	可搬型直流電源設備による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電 M/C C 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-9]→(⑤階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑥)→[⑥-1]】 M/C D 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-12]→(⑤階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑤)→[⑤-13]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（１０／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.14	電源の確保に関する手順等	可搬型直流電源設備による給電 (緊急用メタクラ接続プラグ盤(ガスタービン建物) 経由による B1-115V 系充電器盤(SA),SA 用 115V 系充電器盤,230V 系充電器盤(常用)の受電) (故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2)	○	可搬型直流電源設備による B1-115V 系充電器盤(SA)，SA 用 115V 系充電器盤，230V 系充電器盤(常用)の受電 M/C C 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑥)→[⑥-1]】 【屋外 D→(⑨階段 P⑪)→[⑪-1]】 M/C D 系受電の場合 【中央制御室→(④階段 F⑤)→[⑤-13]→(⑤階段 F④)→(④階段 I⑤)→[⑤-22]→[⑤-18]→(⑤階段 I④)→(④階段 F⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F④)→(④階段 J③)→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-1]→[③-2]→[③-3]→[③-2]→[③-3]】 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→[⑦-6]→(⑦階段 F⑤)→[⑤-13]】 【屋外 D→(⑨階段 P⑪)→[⑪-1]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		常設代替交流電源設備による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタへの給電	○	常設代替交流電源設備による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタの受電 【中央制御室→(④階段 F⑦)→[⑦-3]→[⑦-4]】	
		可搬型代替交流電源設備 (高圧発電機車接続プラグ収納箱(原子炉建物西側) に接続) による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタへの給電	○	可搬型代替交流電源設備による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタの受電 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-9]→[⑤-12]→(⑦階段 F⑤)→[⑦-3]→[⑦-4]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		可搬型代替交流電源設備 (高圧発電機車接続プラグ収納箱(原子炉建物南側) に接続) による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタへの給電	○	可搬型代替交流電源設備による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタの受電 【屋外 A→(④階段 D⑤)→(⑤階段 H⑦)→(⑦階段 F⑤)→[⑤-9]→[⑤-12]→(⑦階段 F⑤)→[⑦-3]→[⑦-4]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		可搬型代替交流電源設備 (緊急用メタクラ接続プラグ盤（ガスタービン建物) に接続) による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタへの給電 (故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合※2)	○	可搬型代替交流電源設備による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタの受電 【屋外 D→(⑨階段 P⑪)→[⑪-1]】	緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		燃料補給設備による給油 (軽油タンクからタンクローリへの補給)			緊急時対策所→第３保管エリア
		燃料補給設備による給油 (ディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給)			緊急時対策所→第３保管エリア
		燃料補給設備による給油 (タンクローリによる給油対象設備への給油)			緊急時対策所→第３保管エリア
		非常用交流電源設備による給電 (設計基準拡張)	○		
		非常用直流電源設備による給電 (設計基準拡張)			
		非常用直流電源設備による給電 (設計基準拡張) (不要な負荷の切離し操作)		【中央制御室→[④-12]】	

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

※２：本手段におけるアクセスルートは故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響を考慮した場合に使用するルートとして設定する。なお，起因事象が地震ではないことから，転倒物，地震随伴内部火災及び地震随伴内部溢水の影響はなく，アクセスに支障はない。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（１１／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.15	事故時の計装に関する手順等	計器の故障 (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 (他チャンネルによる 計測代替パラメータによる推定, 可搬計測器による計測)	○	可搬型計測器による計測 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】	
		計測に必要な電源の喪失 （設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電)	○	【中央制御室→[④-10]】	
		計測に必要な電源の喪失 （可搬型計測器による計測)	○	可搬型計測器による計測 【中央制御室→[④-11]→[④-10]】	
		重大事故時のパラメータを記録する手順 (安全パラメータ表示システム （ＳＰＤＳ）による記録)			
		重大事故時のパラメータを記録する手順 (可搬型計測器の記録)	○		
1.16	原子炉制御室の居住性等に関する手順等	中央制御室空調換気系設備の運転手順等 (中央制御室換気系系統隔離運転の実施手順)	○		
		中央制御室空調換気系設備の運転手順等 (炉心損傷の判断時の中央制御室換気系加圧運転の実施手順)	○	中央制御室非常用再循環処理装置による加圧運転への切替え 【中央制御室→(④階段Ⅰ⑤)→[⑤-18]】	
		中央制御室空調換気系設備の運転手順等(中央制御室換気系系統隔離運転停止時の加圧運転の実施手順)	○	中央制御室非常用再循環処理装置による加圧運転への切替え 【中央制御室→(④階段Ⅰ⑤)→[⑤-18]】	
		中央制御室待避室の準備手順 (中央制御室待避室正圧化装置(空気ボンベ）による加圧準備操作)	○	中央制御室待避室の準備手順 【中央制御室→[④-16]→[④-17]→[④-20]→[④-18]→[④-19]→[④-15]】	
		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	○		
		中央制御室待避室でのプラントパラメータ監視装置によるプラントパラメータ等の監視手順	○		
		その他の放射線防護措置等に関する手順等	○		
		チェンジングエリアの設置及び運用手順		チェンジングエリアの設置 【第１チェックポイント→(②階段N④)→[④-13]】	
		非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順 （非常用ガス処理系起動手順)	○		
		非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順 （非常用ガス処理系停止手順)	○		
		非常用ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順 （原子炉建物ブローアウトパネル部の閉止手順)	○	現場での原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の閉止手順 原子炉棟西側扉を使用する場合 【屋外B→(④階段A⑧)→[⑧-3]→[⑧-4]】 原子炉棟南側扉を使用する場合 【屋外C→(④階段A⑧)→[⑧-3]→[⑧-4]】	

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（１２／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.17	監視測定等に関する手順等	可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定			緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		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			
		放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の測定			
		放射能測定装置による水中の放射性物質の濃度の測定			
		放射能測定装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定			
		海上モニタリング			緊急時対策所→第１保管エリア又は第４保管エリア
		モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策			
		可搬式モニタリング・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			
		可搬式気象観測装置による気象観測項目の代替測定			緊急時対策所→第１保管エリア
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順等	緊急時対策所立ち上げの手順（緊急時対策所空気浄化装置運転手順）			
		緊急時対策所立ち上げの手順（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）			
		緊急時対策所立ち上げの手順（緊急時対策所内を加圧するために必要な設備による空気供給準備手順）			
		緊急時対策所立ち上げの手順（緊急時対策所可搬式エリア放射線モニタ設置手順）			
		放射線防護等に関する手順等（緊急時対策所内を加圧するために必要な設備への切替手順）			
		放射線防護等に関する手順等（緊急時対策所空気浄化装置への切替手順）			
		必要な指示及び通信連絡に関する手順等（データ伝送設備（発電所内）によるプラントパラメータ等の伝送状態確認手順）			
		必要な指示及び通信連絡に関する手順等（対策の検討に必要な資料の整備）			
		要員の収容に係る手順等（放射線管理用資機材の維持管理等）			
		要員の収容に係る手順等（放管エリアの運用について）			
		要員の収容に係る手順等（緊急時対策所空気浄化装置の待機側への切替手順）			
		代替電源設備からの給電手順（緊急時対策所用発電機準備手順）			緊急時対策所→第１保管エリア
		代替電源設備からの給電手順（緊急時対策所用発電機起動手順）			緊急時対策所→第１保管エリア
		代替電源設備からの給電手順（緊急時対策所用発電機の切替手順）			緊急時対策所→第１保管エリア
		代替電源設備からの給電手順（緊急時対策所用発電機燃料タンクへの燃料給油手順）			緊急時対策所→第１保管エリア

※1：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

第１表　島根原子力発電所２号炉 技術的能力における対応手順と操作・作業場所一覧（１３／１３）

条文		対応手段	操作・作業場所		
			中央	屋内のアクセスルート	屋外のアクセスルート※1
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順等	代替電源設備からの給電手順 (緊急時対策所用発電機の並列運転手順)			緊急時対策所→第１保管エリア
1.19	通信連絡に関する手順等	発電所内の通信連絡	○		

※１：屋外のアクセスルートは，緊急時対策所から保管場所までの移動ルートを記す。

第１図　①島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（１／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１図　②島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（２／１１）

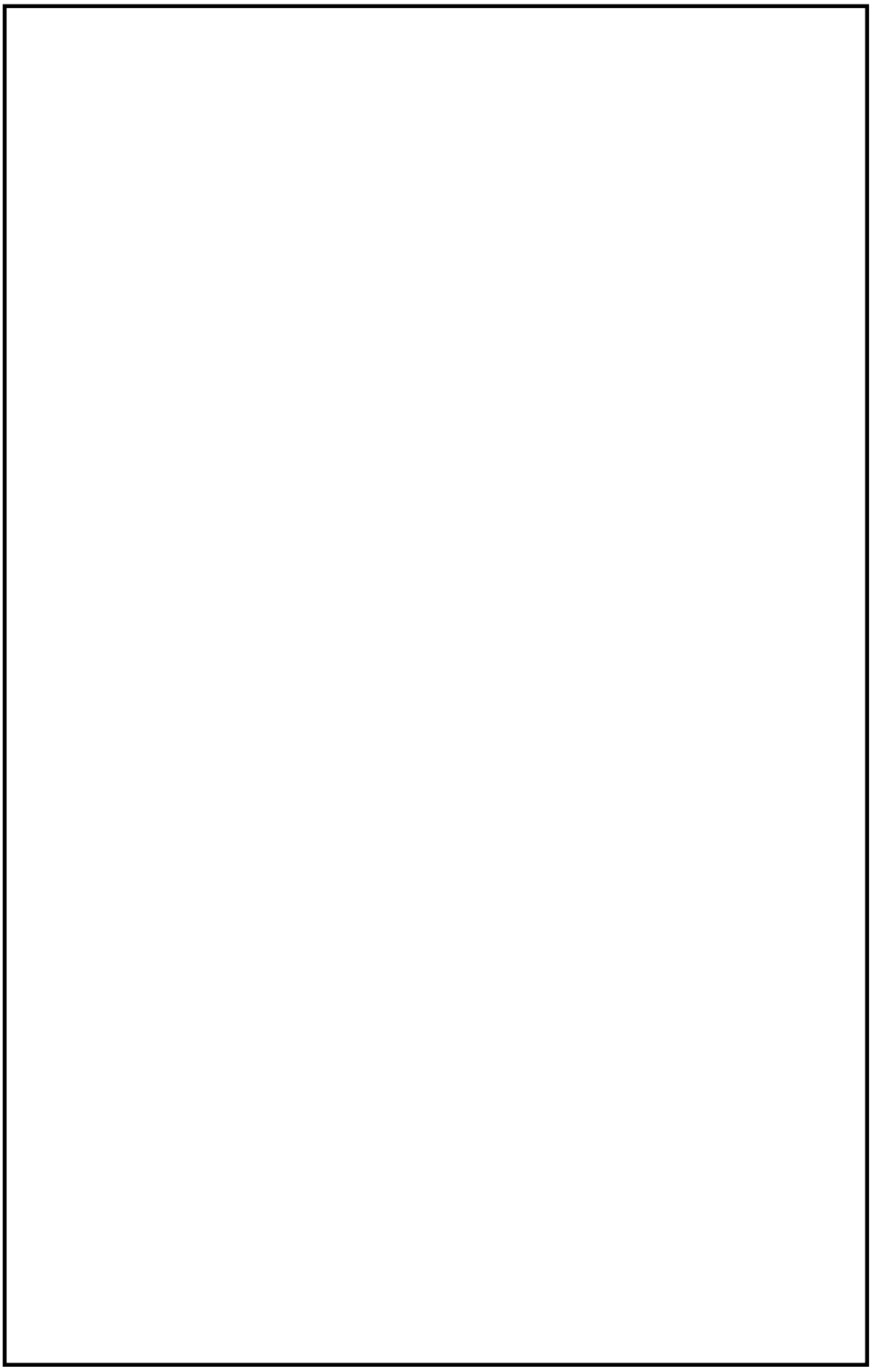
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１図　③島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（３／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１図　④島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（４／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第１図　⑤島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（５／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１図　⑥島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（６／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１図　⑦島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（７／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１図　⑧島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（８／１１）

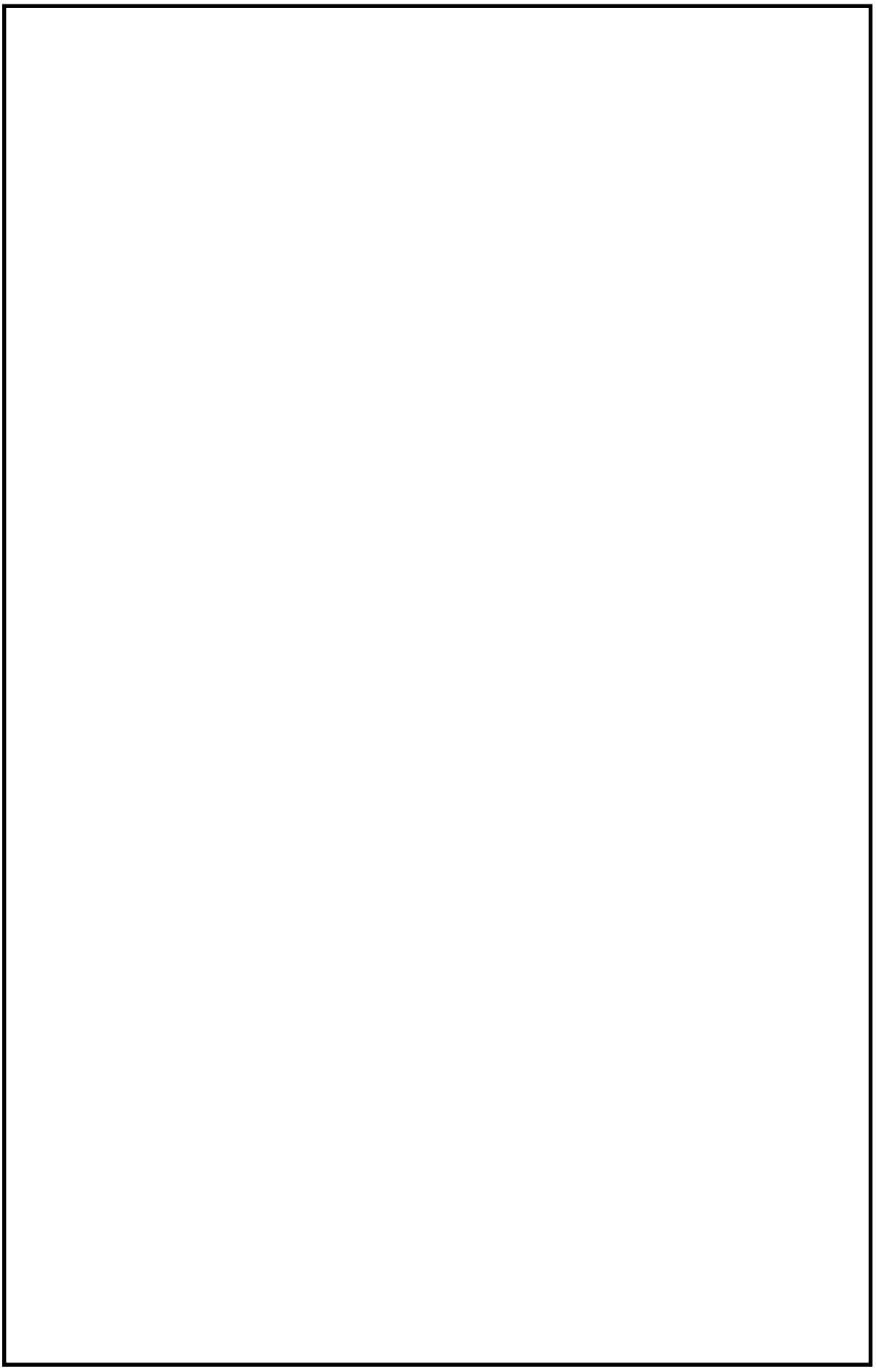
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１図　⑨島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（９／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第１図　⑩島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（１０／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第１図　⑪島根原子力発電所２号炉　重大事故等時　屋内のアクセスルート（１１／１１）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第２表　操作対象機器一覧（１／２）

①－１	高圧原子炉代替注水系	①－２	原子炉隔離時冷却系
①－３	RCW A-DEG 冷却水入口弁(V214-35A)	①－４	RCW B-DEG 冷却水入口弁(V214-35B)
②－１	HPAC 注水弁(MV2B1-4)	②－２	A-RCW 常用補機冷却水入口切替弁(MV214-1A)
②－３	B-RCW 常用補機冷却水入口切替弁(MV214-1B)	②－４	D1-R/B-C/C
③－１	B1-115V 系充電器盤(SA) B1-115V 系直流盤(SA) SA 用 115V 系充電器盤	③－２	B-115V 系直流盤，B-115V 系充電器盤 B-計装 C/C，B-計装分電盤，B-計装用 CVCF B1-115V 系充電器盤電源切替盤 SA 用 115V 系充電器盤電源切替盤 230V 系充電器盤(常用)電源切替盤 230V 系直流盤(RCIC)
③－３	230V 系充電器盤(RCIC)，230V 系充電器盤(常用) 230V 系直流盤(常用)，B-非常用直流電灯盤		
④－１	RCW A-AHEF 戻り配管止め弁(V214-53)	④－２	NGC N_2 トーラス出口隔離弁遠隔手動操作機構
④－３	蒸気外側隔離弁(MV221-21)	④－４	RCW B-AHEF 西側供給配管止め弁(V214-3) AHEF B-西側供給配管止め弁(V2C1-5)
④－５	A-RHR 注水弁(MV222-5A)	④－６	AHEF-B 戻り配管止め弁(V2C1-3B)
④－７	FLSR 注水隔離弁(MV2B2-4)	④－８	LPCS 注水弁(MV223-2)
④－９	RCW A-AHEF 供給配管止め弁(V214-52)	④－１０	主蒸気逃がし安全弁電源切替盤 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池(補助盤室) A,B-自動減圧継電器盤，重大事故変換器盤 A,B-原子炉プロセス計測盤 B-中央分電盤，切替スイッチ（計器給電源） HPCS トリップ設定器盤 ドライウェル水位計／ペデスタル水位計継電器盤
④－１１	可搬型計測器	④－１２	A-115V 系直流盤，A-115V 系充電器盤 A-計装 C/C，A-計装分電盤，A-計装用 CVCF 一般計装分電盤
④－１３	チェンジングエリア	④－１４	可搬型スプレイノズル・ホース
④－１５	１次減圧弁(A)入口弁（V2F7-10A） １次減圧弁(B)入口弁（V2F7-10B）	④－１６	空気ボンベラック（１）出口止め弁（V2F7-1）
④－１７	空気ボンベラック（２）出口止め弁（V2F7-2）	④－１８	空気ボンベラック（３）出口止め弁（V2F7-3）
④－１９	空気ボンベラック（４）出口止め弁（V2F7-4）	④－２０	空気ボンベラック（５）出口止め弁（V2F7-5）
④－２１	低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内） FLSR 可搬式設備 B-注水ライン止め弁 (V2B2-103B) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口 （建物内） ACSS　B-注水ライン止め弁(V2B5-2B)	④－２２	原子炉補機代替冷却系接続口（建物内）
④－２３	ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内） APFS B-注水ライン止め弁(V2B6-2B)		
④－２４	格納容器フィルタベント系窒素ガス供給用接続口（建物内） 窒素ガス代替注入系サプレッション・チェンバ側供給用接続口（建物内） 窒素ガス代替注入系ドライウェル側供給用接続口（建物内） FCVS 建物内窒素ガス補給元弁(V2B3-88) ANI 建物内代替窒素供給ライン元弁(D/W 側)(V2C2-6) ANI 建物内代替窒素供給ライン元弁(S/C 側)(V2C2-16)		
⑤－１	ADS 窒素ガスボンベ(B 系)	⑤－２	B-窒素ガス供給装置出口減圧弁（CV227-1B）
⑤－３	A-RCW 常用補機冷却水出口切替弁(MV214-3A) A-RCW サージタンク出口弁(V214-67A) RCW B-AHEF 西側戻り配管止め弁(V214-4) AHEF B-西側戻り配管止め弁(V2C1-6)	⑤－４	B-RCW 常用補機冷却水出口切替弁(MV214-3B)
⑤－５	A-窒素ガス供給装置出口減圧弁（CV227-1A）	⑤－６	ADS 窒素ガスボンベ(A 系)
⑤－７	C-L/C	⑤－８	C-M/C
⑤－９	メタクラ切替盤	⑤－１０	D-L/C
⑤－１１	D-M/C	⑤－１２	メタクラ切替盤
⑤－１３	D2-R/B-C/C，D3-R/B-C/C	⑤－１４	A-RHR ドライウェル第１スプレイ弁(MV222-3A) A-RHR ドライウェル第２スプレイ弁(MV222-4A)
⑤－１５	B-RHR ドライウェル第１スプレイ弁(MV222-3B) B-RHR ドライウェル第２スプレイ弁(MV222-4B)	⑤－１６	B-RHR 注水弁(MV222-5B) C-RHR 注水弁(MV222-5C)
⑤－１７	NGC N_2 ドライウェル出口隔離弁 遠隔手動操作機構	⑤－１８	制御室給気外側隔離ダンパ（CV264-17） 制御室給気内側隔離ダンパ（CV264-18）
⑤－１９	RCW A-中央制御室冷凍機入口弁(V214-20A)	⑤－２０	RCW B-中央制御室冷凍機入口弁(V214-20B)
⑤－２１	C1-R/B-C/C	⑤－２２	制御室排気内側隔離ダンパ（AV264-5） 制御室排気外側隔離ダンパ（AV264-6）
⑤－２３	B-RCW サージタンク出口弁(V214-67B)		
⑥－１	C2-R/B-C/C，C3-R/B-C/C		

第２表　操作対象機器一覧（２／２）

⑦－１	燃料プール監視カメラ用冷却設備	⑦－２	NGC 非常用ガス処理入口隔離弁, NGC 非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 遠隔手動操作機構
⑦－３	SA 電源切替盤 A	⑦－４	SA 電源切替盤 B
⑦－５	RCW A-FPC 熱交冷却水入口弁(V214-38A) RCW B-FPC 熱交冷却水入口弁(V214-38B)	⑦－６	SA2-C/C
⑧－１	可搬型スプレイノズル・ホース設置箇所	⑧－２	可搬型スプレイノズル・ホース設置箇所
⑧－３	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置	⑧－４	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置
⑪－１	緊急用メタクラ		

島根原子力発電所２号炉

重大事故等対応に係る手順書の
構成と概要について

＜　目　次　＞

1.　手順書の体系について 1.0.6-1
2.　各種手順書の概要について 1.0.6-1
2.1　運転操作手順書 1.0.6-2
(1)　設備別運転要領書　別冊　警報発生時の措置 1.0.6-2
(2)　事故時操作要領書（事象ベース） 1.0.6-2
(3)　事故時操作要領書（徴候ベース） 1.0.6-2
(4)　事故時操作要領書（シビアアクシデント） 1.0.6-4
(5)　ＡＭ設備別操作要領書 1.0.6-4
2.2　緊急時対策本部用手順書 1.0.6-5
(1)　緊急時の措置要領 1.0.6-5
(2)　緊急時対策所運用手順書 1.0.6-6
(3)　緊急時対策本部対応手順書 1.0.6-6
(4)　事故時操作要領書（ＡＭガイドライン） 1.0.6-6
(5)　原子力災害対策手順書 1.0.6-6
2.3　各種手順書の判断者・操作者の明確化 1.0.6-7
(1)　判断者の明確化 1.0.6-7
(2)　操作者の明確化 1.0.6-7
3.　各種手順書の間のつながり，移行基準について 1.0.6-8
(1)　設備別運転要領書 別冊 警報発生時の措置からほかの
　　事故手順書への移行 1.0.6-8
(2)　ＡＯＰからＥＯＰへの移行 1.0.6-8
(3)　ＥＯＰからＳＯＰへの移行 1.0.6-8
(4)　ＡＭ設備別操作要領書の使用 1.0.6-9
(5)　緊急時対策本部用手順書の導入 1.0.6-9
4.　運転員の対応操作の流れについて 1.0.6-9
5.　重大事故等時の対応及び手順書の内容について 1.0.6-11

添付１　炉心損傷開始の判断基準について
別紙１　ＡＯＰ「全給水喪失」対応フロー図
別紙２　ＥＯＰフローチャート
別紙３　ＥＯＰ目的及び基本的な考え方
別紙４　ＥＯＰ操作等判断基準一覧
別紙５　ＳＯＰフローチャート
別紙６　ＳＯＰ目的及び基本的な考え方
別紙７　ＳＯＰ操作等判断基準一覧
別紙８　ＡＭ設備別操作要領書一覧
別紙９　緊急時対策本部対応手順書と各班の役割

別紙 10 原子力災害対策手順書一覧
別紙 11 ＥＯＰ／ＳＯＰフローチャート凡例
別紙 12 重大事故等対策における作業ごとの想定時間の設定について

下線は，今回の提出資料を示す。

原子力災害対策手順書一覧

手順項目		項目概要
アクセスルート確保	アクセスルート確保	ホイルローダを使用しアクセスルートを確保する。
消火戦略	航空機燃料火災時等における初動対応	化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車，又は，化学消防自動車，小型動力ポンプ付水槽車及び小型放水砲により初期対応における泡消火を行う。
	放水砲による消火活動	海を水源として大型送水ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火を行う。
原子炉圧力容器への注水戦略	原子炉隔離時冷却系排水処理	「ＲＣＩＣ現場起動による原子炉注水」に伴い発生する排水を移送する。
	蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作（補助盤室）	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）により逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。
	蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作（原子炉建物）	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）により逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。
	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による主蒸気逃がし安全弁開放	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を駆動させ発電用原子炉を減圧する。
	窒素ガスボンベによる主蒸気逃がし安全弁背圧対策	格納容器圧力が設計圧力の２倍の状態（２Ｐｄ）において確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，窒素ガス供給設備の供給圧力を調整する。

手順項目		項目概要
水素爆発防止戦略	水素爆発防止のための原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放手順	原子炉建物内に水素ガスが漏えいし，原子炉建物内の水素濃度が上昇した場合，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを開放し，原子炉建物オペレーティングフロア天井部の水素ガスを大気へ排出することで，原子炉建物内における水素ガスの滞留を防止する。
原子炉格納容器除熱戦略	可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換	格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。
	第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給	スクラバ容器水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に，第１ベントフィルタスクラバ容器補給水ラインから第１ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。
	可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換	原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため，可搬式格納容器窒素供給装置設備により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。
	格納容器フィルタベント系系統構成	格納容器フィルタベント前にＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
燃料プール注水戦略	原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ	燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水により燃料プール内の燃料体等を冷却し，放射線を遮蔽し，及び臨界を防止する。また，燃料プールへのスプレイにより燃料損傷を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減する。
	燃料プールの漏えい緩和	燃料プール内側から漏えいしている場合に，シール材を張り付けたステンレス鋼板を燃料プール開口部付近までロープで吊り下ろし，漏えいするプール水の流れやプール水による水圧を利用して開口部を塞ぐことで漏えいを緩和する。
放射性物質拡散抑制	放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	発電所外へ放射性物質の拡散を抑制するため大型送水ポンプ車，放水砲により原子炉建物に放水する。
	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	原子炉建物放水設備の影響により，放射性物質を含む汚染水の発生を想定して，放射性物質吸着材により汚染水の海洋への拡散抑制を行う。
	シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制	原子炉建物放水設備の影響により，放射性物質を含む汚染水の発生を想定して，シルトフェンスにより汚染水の海洋への拡散抑制を行う。

手順項目		項目概要
電源確保	ガスタービン発電機の現場起動による電源確保	ガスタービン発電機を現場で起動して緊急用M／Ｃを受電する。
	高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保	高圧発電機車を緊急用メタクラ接続プラグ盤に接続してM／Ｃ　Ｃ系又はM／Ｃ　Ｄ系を受電する。
	高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用したM／ＣＣ系又はM／Ｃ　Ｄ系電源確保	高圧発電機車を高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続してM／Ｃ　Ｃ系又はM／Ｃ　Ｄ系を受電する。
	高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用した緊急用M／Ｃ電源確保	高圧発電機車を高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続して緊急用M／Ｃを受電する。
	高圧発電機車による直流電源確保時の可搬ケーブルを使用した中央制御室排風機電源確保	中央制御室排風機の電源を可搬ケーブルを使用して，ＳＡコントロールセンタから給電する。
	直流給電車を使用した直流盤電源確保	直流給電車をＢ－115V 系直流盤，230V 系直流盤（ＲＣＩＣ），Ｂ－115V 系直流盤（ＳＡ）及び230V 系直流盤（常用）に接続し，直流電源を給電する。
水源確保	大量送水車を使用した送水	大量送水車を使用して，各水源から接続口までの送水を実施する。
	海水を使用した水源の補給	大型送水ポンプ車及び大量送水車を使用して，海を水源とした各水源への補給を実施する。
	大量送水車を使用した送水／補給	大量送水車を使用して，各水源への補給を実施する。

手順項目		項目概要
その他	軽油タンク等を使用したタンクローリへの燃料積載	ガスタービン発電機用軽油タンク，ディーゼル燃料貯蔵タンクを使用してタンクローリへ軽油の補給を行う。
	タンクローリから各機器等への給油	可搬型重大事故等対処設備等への給油が必要な場合，タンクローリを用いて，可搬型重大事故等対処設備等へ給油する。
	移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保	原子炉補機代替冷却系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。
	大型送水ポンプ車を使用した海水供給	大型送水ポンプ車により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水することにより最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。
	データ伝送設備（発電所内）によるプラントパラメータ等の監視手順	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）のうちＳＰＤＳ伝送サーバ及びＳＰＤＳデータ表示装置によるプラントパラメータ等の伝送状態を確認する。
	ＳＰＤＳによるパラメータ記録結果の保存	ＳＰＤＳ伝送サーバ（１，２系）に記録された計測結果が記録容量を超える前に定期的にメディア(記録媒体)に保存する。
	中央制御室チェンジングエリアの設置及び運用手順	モニタリング及び作業服の着替え等を行うための放管エリアを設置する。
	可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定	可搬式モニタリング・ポストにより放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。
	可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の代替測定	モニタリング・ポストが機能喪失した場合，可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の代替測定を行う。
	放射能観測車による空気中の放射性物質の濃度の測定	周辺監視区域境界付近等の空気中の放射性物質の濃度を放射能観測車により監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。

手順項目		項目概要
その他	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	放射能測定装置（可搬式ダスト・よう素サンプラ，GM汚染サーベイ・メータ，ＮａＩシンチレーション・サーベイ・メータ）により空気中の放射性物質の濃度を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。
	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	発電所及びその周辺（周辺海域を含む。）において，放射能測定装置により，放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）及び放射線量の測定を行う。放射能測定装置により，監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する。
	モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	放射性物質の放出によりモニタリング・ポストの周辺の汚染を確認した場合，周辺の汚染レベルを確認し，局舎壁等の除染，除草，周辺の土壌撤去等により，バックグラウンドを低減する。
	可搬式モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	放射性物質の放出により可搬式モニタリング・ポストの周辺の汚染を確認した場合，周辺の汚染レベルを確認し，除草，周辺の土壌撤去等により，バックグラウンドを低減する。
	可搬式気象観測装置による気象観測項目の代替測定	可搬式気象観測装置により発電所における風向，風速及びその他の気象条件を測定し，及びその結果を記録する。
	海上モニタリング測定	小型船舶を使用し，放射能測定装置により空気中及び水中の放射性物質の濃度や放射線量の測定を行う。
	放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策	放射能測定装置の検出器を遮へい材で囲むこと等によりバックグラウンドレベルを低減させて，放射性物質の濃度を測定する。
	緊急時対策本部内可搬式エリア放射線モニタ設置	緊急時対策所の居住性の確認（線量率の測定）を行うため，緊急時対策所内に可搬式エリア放射線モニタを設置する。
	緊急時対策所空気浄化装置運転	緊急時対策所で活動する緊急時対策要員の必要な換気量の確保及び被ばくの低減のため，緊急時対策所空気浄化送風機を起動する。

手順項目		項目概要
その他	緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定	緊急時対策所空気浄化装置運転，酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。
	緊急時対策所空気ボンベ加圧装置設備による空気供給準備	緊急時対策所空気ボンベによる緊急時対策所内の加圧に必要な系統構成を行い，漏えい等がないことを確認し，切り替えの準備を行う。
	緊急時対策所空気浄化装置から緊急時対策所空気ボンベへの加圧設備への切替	格納容器ベントを実施する場合に備え，緊急時対策所空気浄化送風機から緊急時対策所空気ボンベに切り替えることにより，緊急時対策所への外気の流入を遮断する。
	緊急時対策所空気ボンベ加圧設備から緊急時対策所空気浄化装置への切替	周辺環境中の放射性物質が十分減少した場合にプルーム通過後の緊急時対策所空気ボンベから緊急時対策所空気浄化送風機への切り替えを行う。
	緊急時対策所空気浄化装置の待機側への切替	緊急時対策所空気浄化送風機及び緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの切り替えが必要となった場合に，待機側を起動し，切り替えを実施する。
	緊急時対策所用発電機準備	緊急時対策所用発電機の可搬ケーブル接続を行う手順を整備する。
	緊急時対策所用発電機起動	緊急時対策所の必要な負荷は，２号炉の非常用低圧母線より受電されるが，同母線より受電できない場合は，可搬型代替交流電源設備である緊急時対策所用発電機から給電する。
	緊急時対策所用発電機の切替	２号炉の非常用低圧母線より受電できない場合において，早期の電源回復が不能の場合で，緊急時対策所用発電機を運転した際は，燃料補給のため緊急時対策所用発電機を切り替える。
	緊急時対策所用発電機の並列運転	格納容器ベントに備える必要がある場合に備え，緊急時対策所用発電機の待機側発電機の並列運転を行う。
	緊急時対策所用発電機（予備）の切替手順	緊急時対策所用発電機が２台損傷した場合に，緊急時対策所用発電機（予備）へ切り替える。

手順項目		項目概要
その他	緊急時対策所チェンジングエリアの運用手順	緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため，モニタリング及び作業服の着替え等を行うためのチェンジングエリアを運用する。
	放射線管理用資機材の維持管理等	緊急時対策所には，７日間外部からの支援がなくとも緊急時対策要員が使用する十分な数量の装備（汚染防護服，個人線量計，全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材を配備するとともに，通常時から維持，管理し，重大事故等時には，防護具等の使用及び管理を適切に運用し，十分な放射線管理を行う。
	飲料水，食料等の維持管理	重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が重大事故等の発生後，少なくとも外部からの支援なしに７日間，活動するために必要な飲料水，食料等を備蓄するとともに，通常時から維持，管理する。
	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の操作手順	原子炉棟内部の負圧を確保するために必要な場合は原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを閉止する。

島根原子力発電所２号炉

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（ＴＢＵ）
1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）
1.3.4　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（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
2.　運転中の原子炉における重大事故
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）
2.1.1　残留熱代替除去系を使用する場合
2.1.2　残留熱代替除去系を使用しない場合
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.　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のある事故
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。

下線は，今回の提出資料を示す。

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

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。

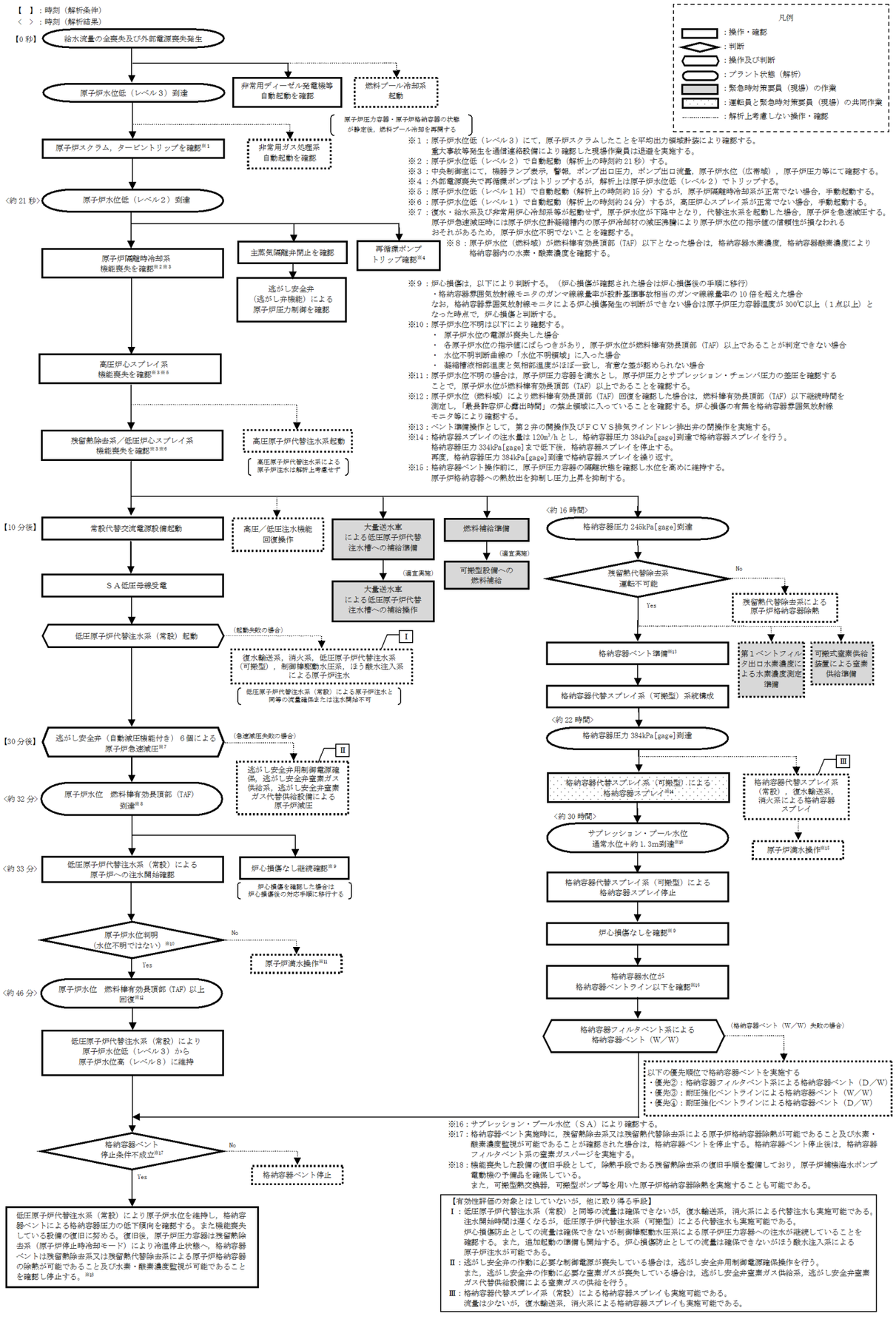
基本的な考え方

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原子炉代替注水系（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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

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．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
e．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
f．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

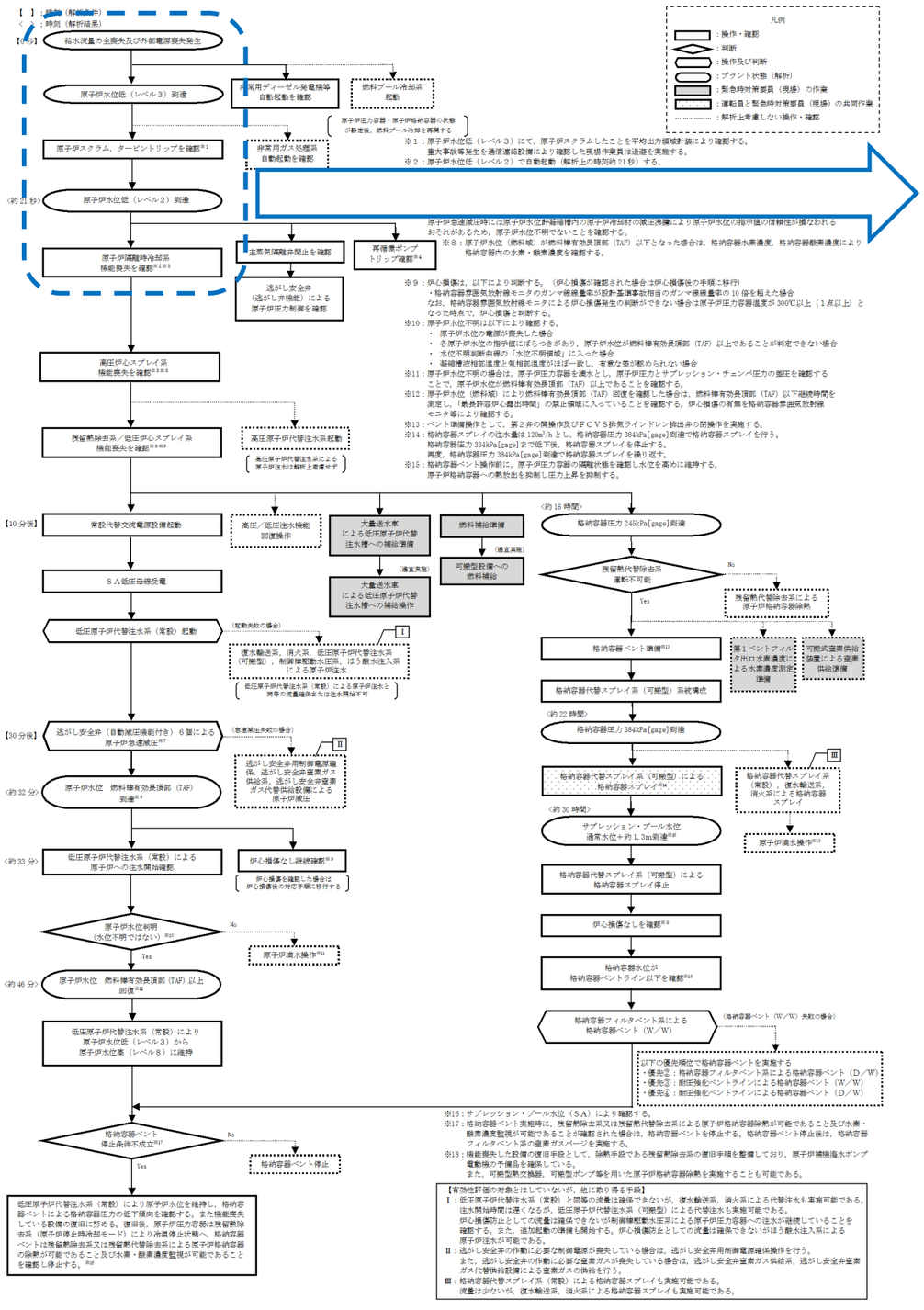
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用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。

原子炉水位は全給水喪失し，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動するが高圧注水機能喪失により，原子炉圧力容器への注水が不可となる。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行し，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線へ電源供給をする。

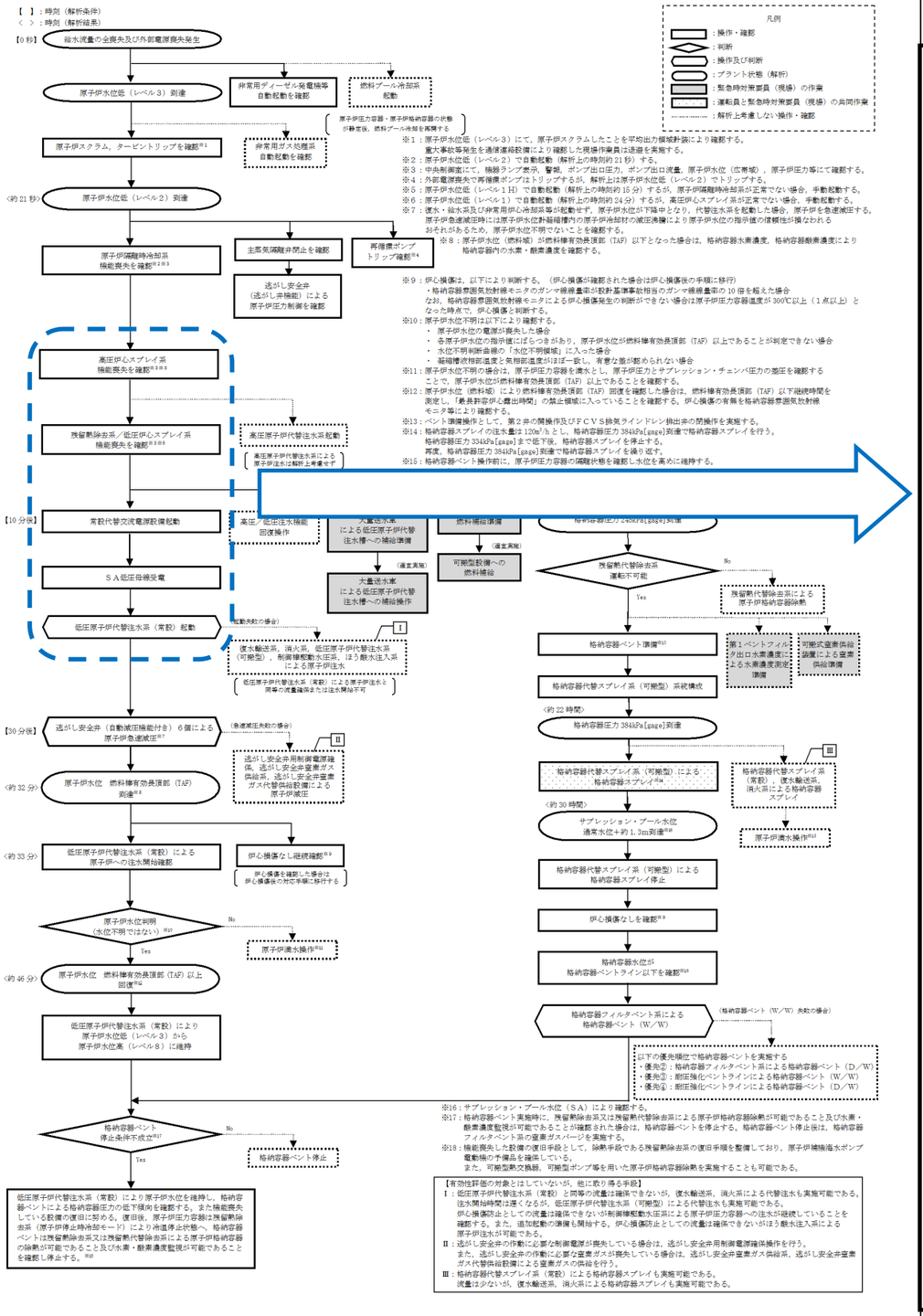
逃がし安全弁の動作により，格納容器圧力が上昇する。**ドライウェル圧力13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　B

操作補足事項

「水位確保」

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。

全給水喪失し原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系の起動に失敗し原子炉水位の低下が継続する。**ガスタービン発電機起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

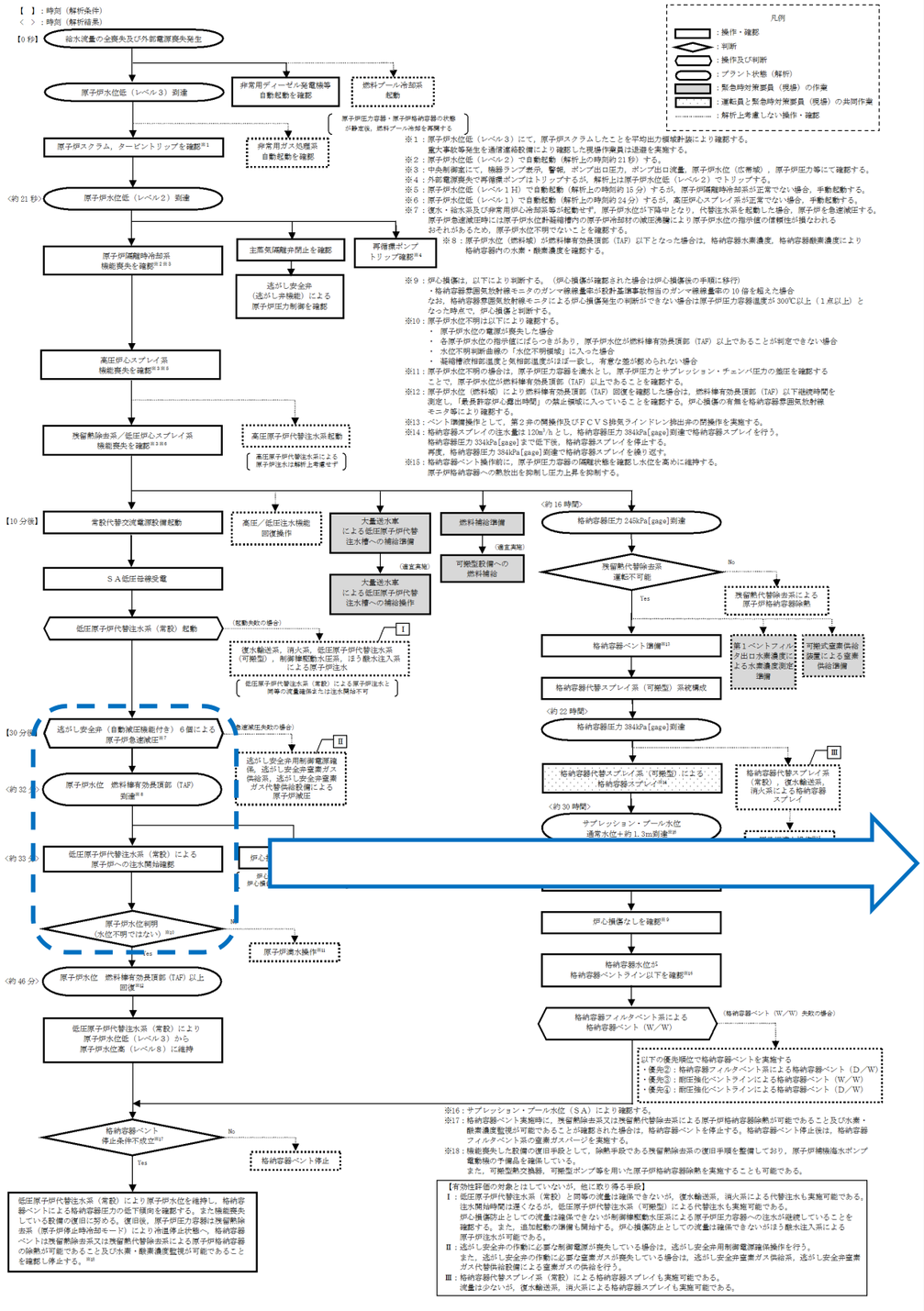
AM 1：「原子炉注水戦略」

・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　C

操作補足事項

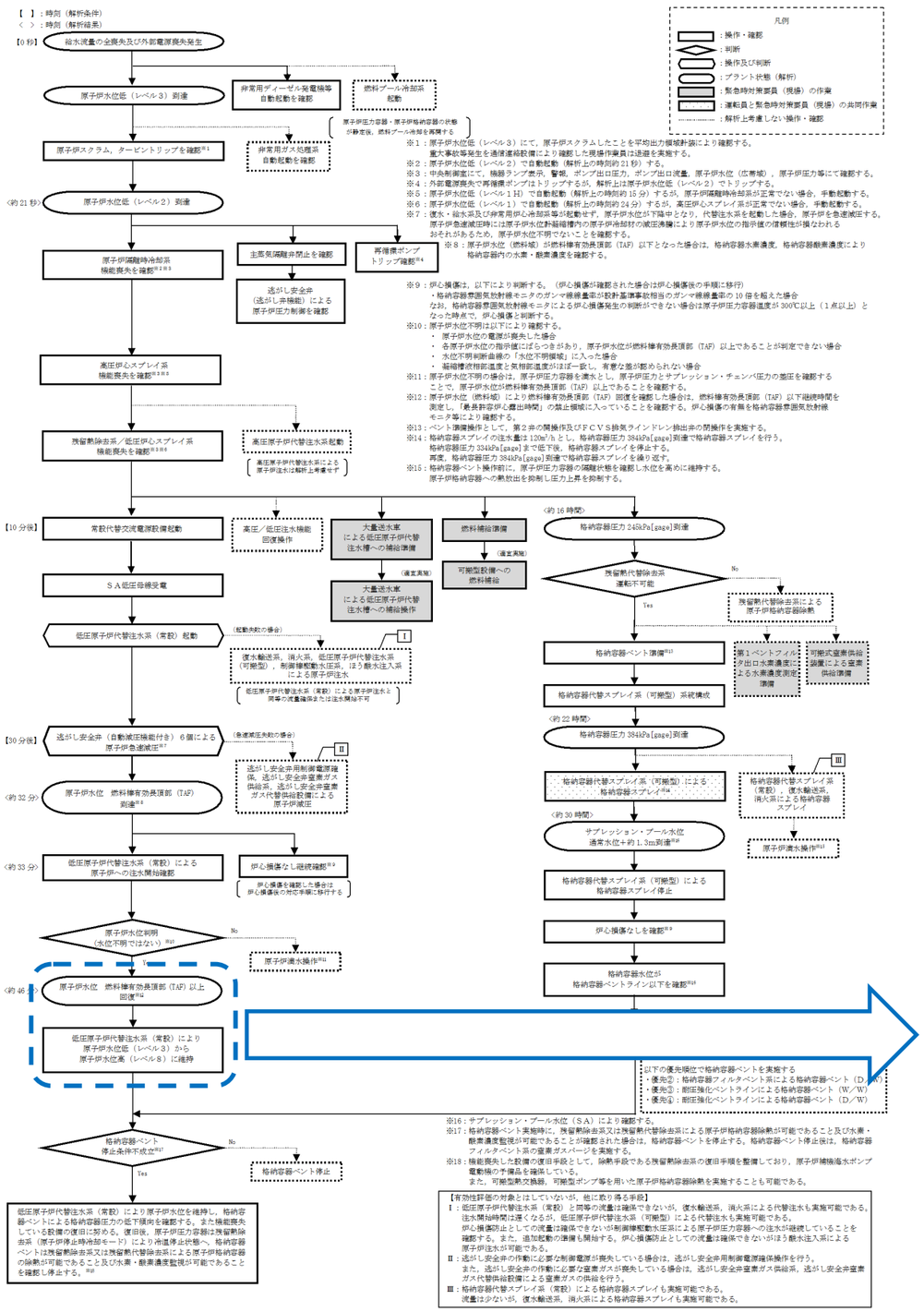
「急速減圧」
　低圧代替原子炉注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開し原子炉を減圧する。
　原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　D

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　E

操作補足事項

「水位回復」
原子炉減圧により，低圧原子炉代替注水系（常設）から原子炉へ注水が開始し，**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上になれば，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

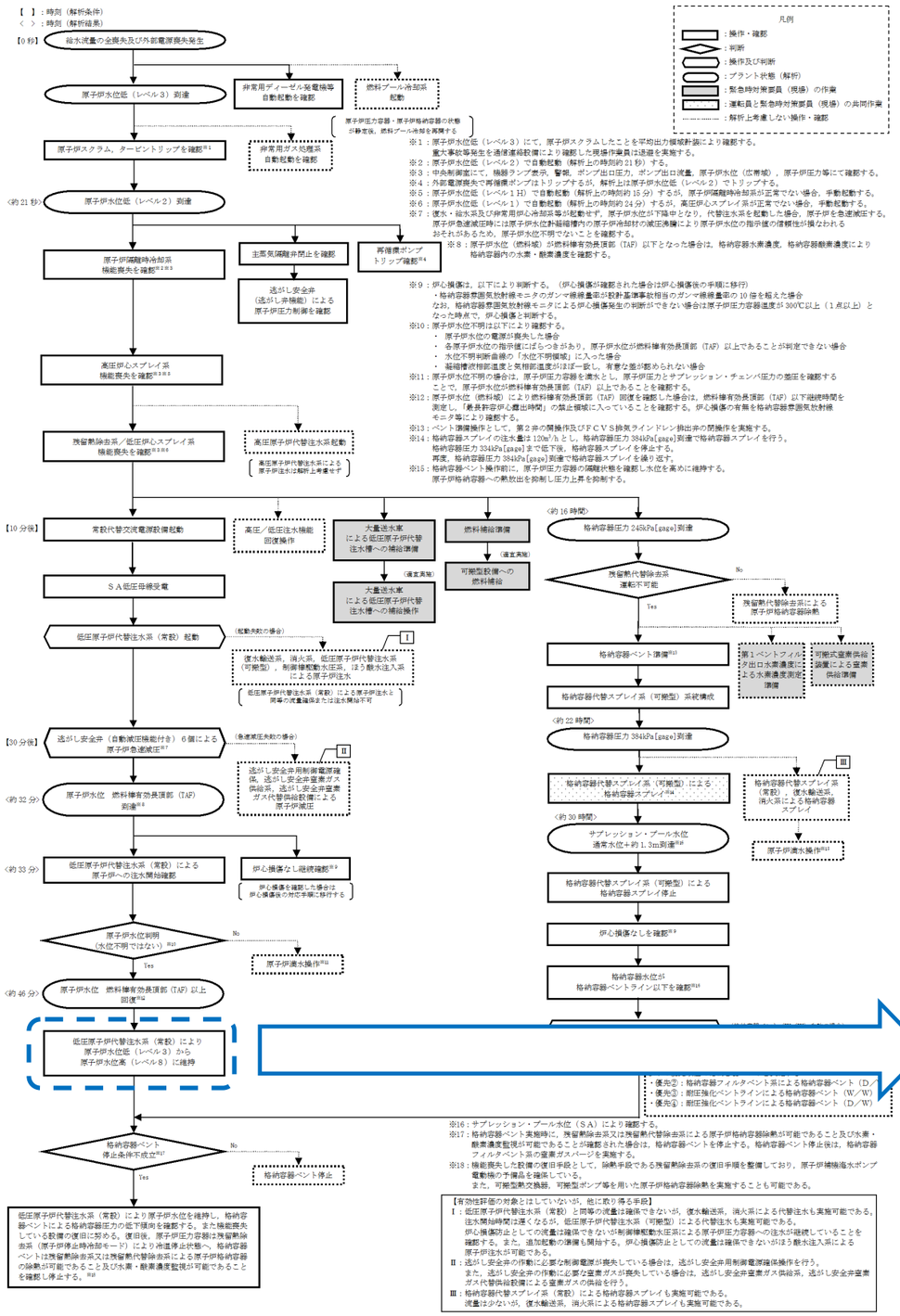
「水位確保」
低圧原子炉代替注水系（常設）により，**原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できるため，原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

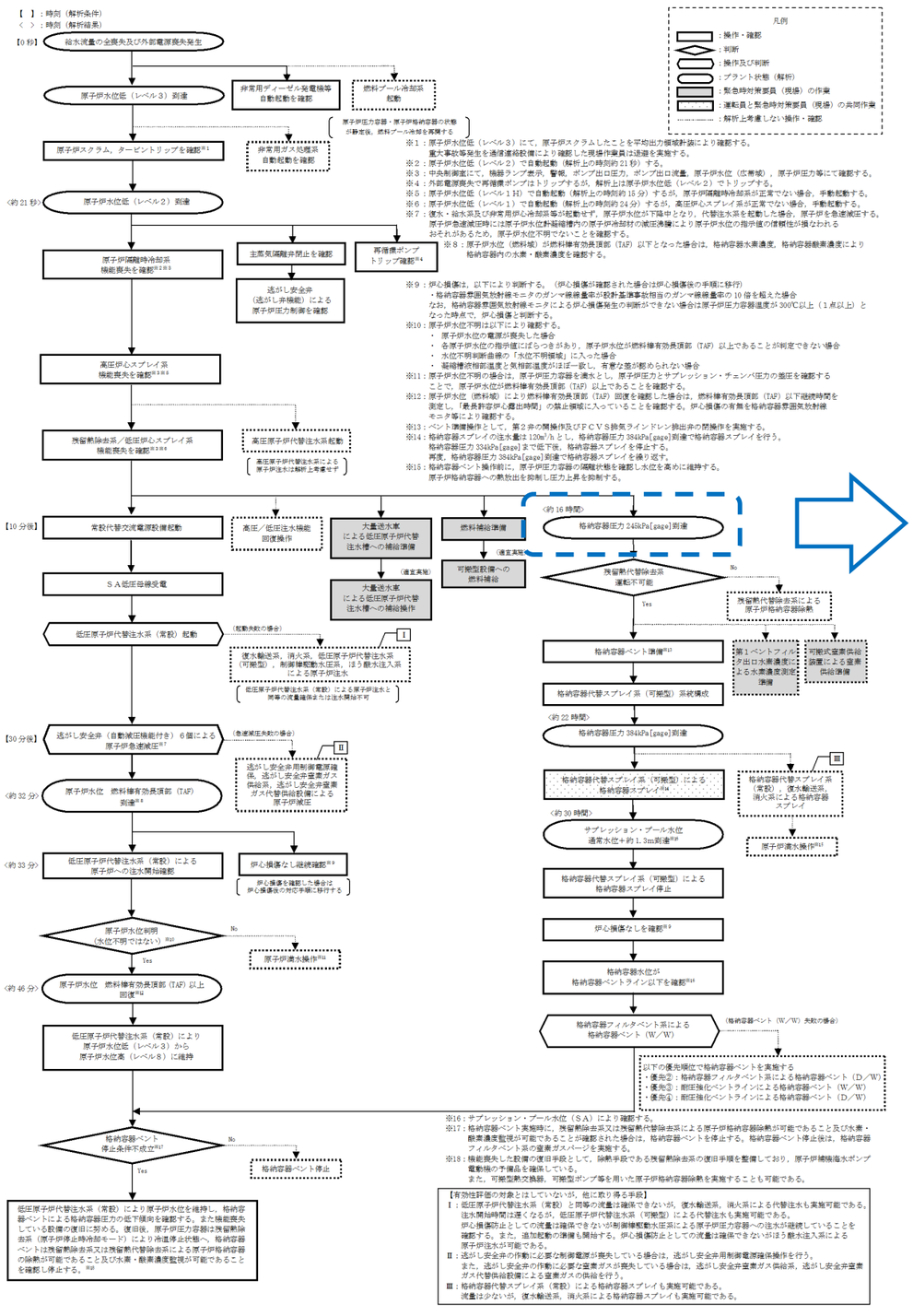
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

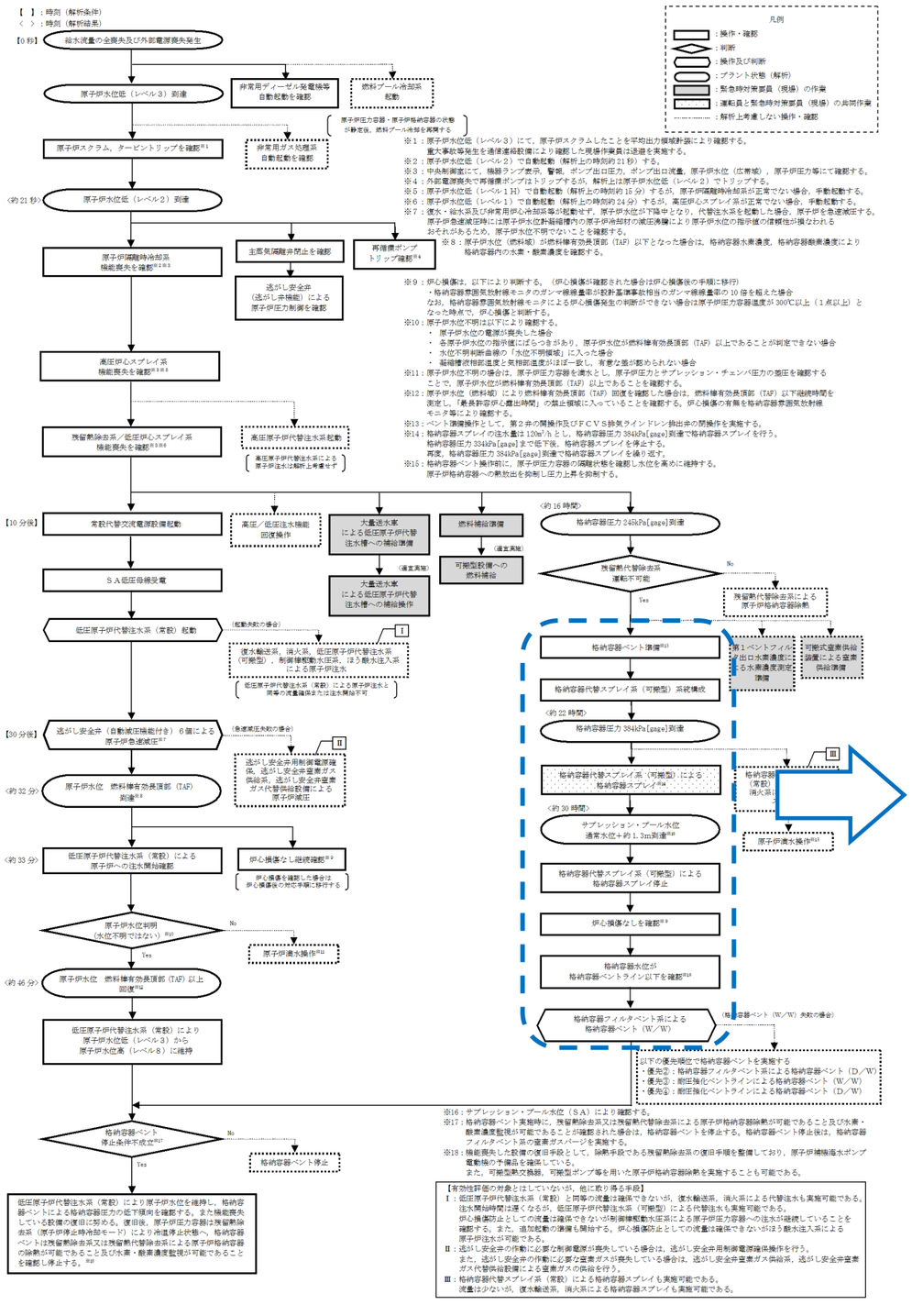
操作補足事項

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」

サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

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・プール水位が＋1.29m到達にて，ウェットウェル側からの格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」

・ＦＣＶＳによる格納容器ベント

AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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（ＴＢＵ）

1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）

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

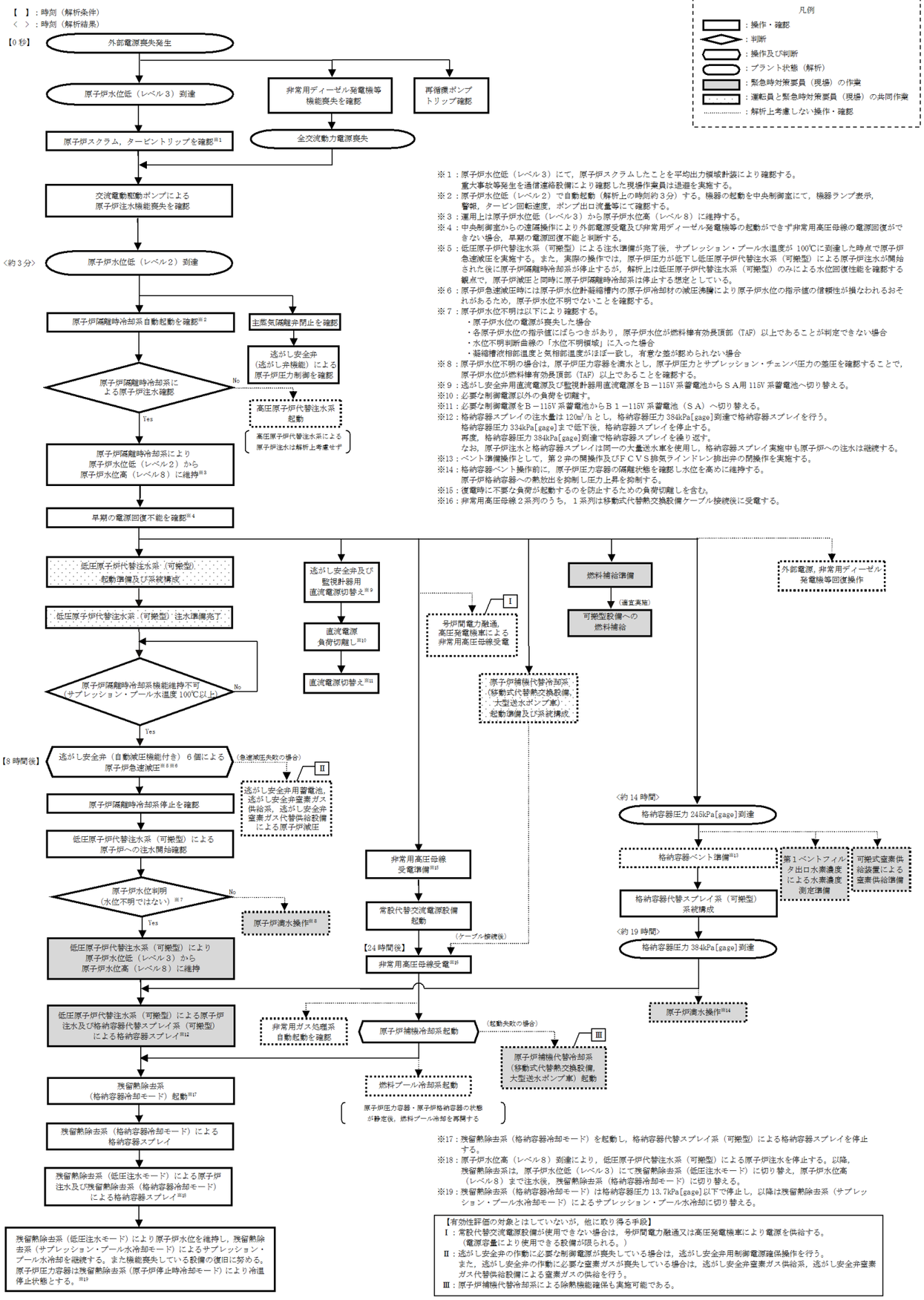
所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生８時間後まで炉心を冷却し，その後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生 24 時間 30 分後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

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及び切替え
e．低圧原子炉代替注水系（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．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
h．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
i．残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
j．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失」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（長期ＴＢ）」，「全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）」，「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」は原子炉圧力容器への注水方法に原子炉隔離時冷却系と高圧原子炉代替注水系の違いはあるが手順上同じであることから「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」を代表して記載する。

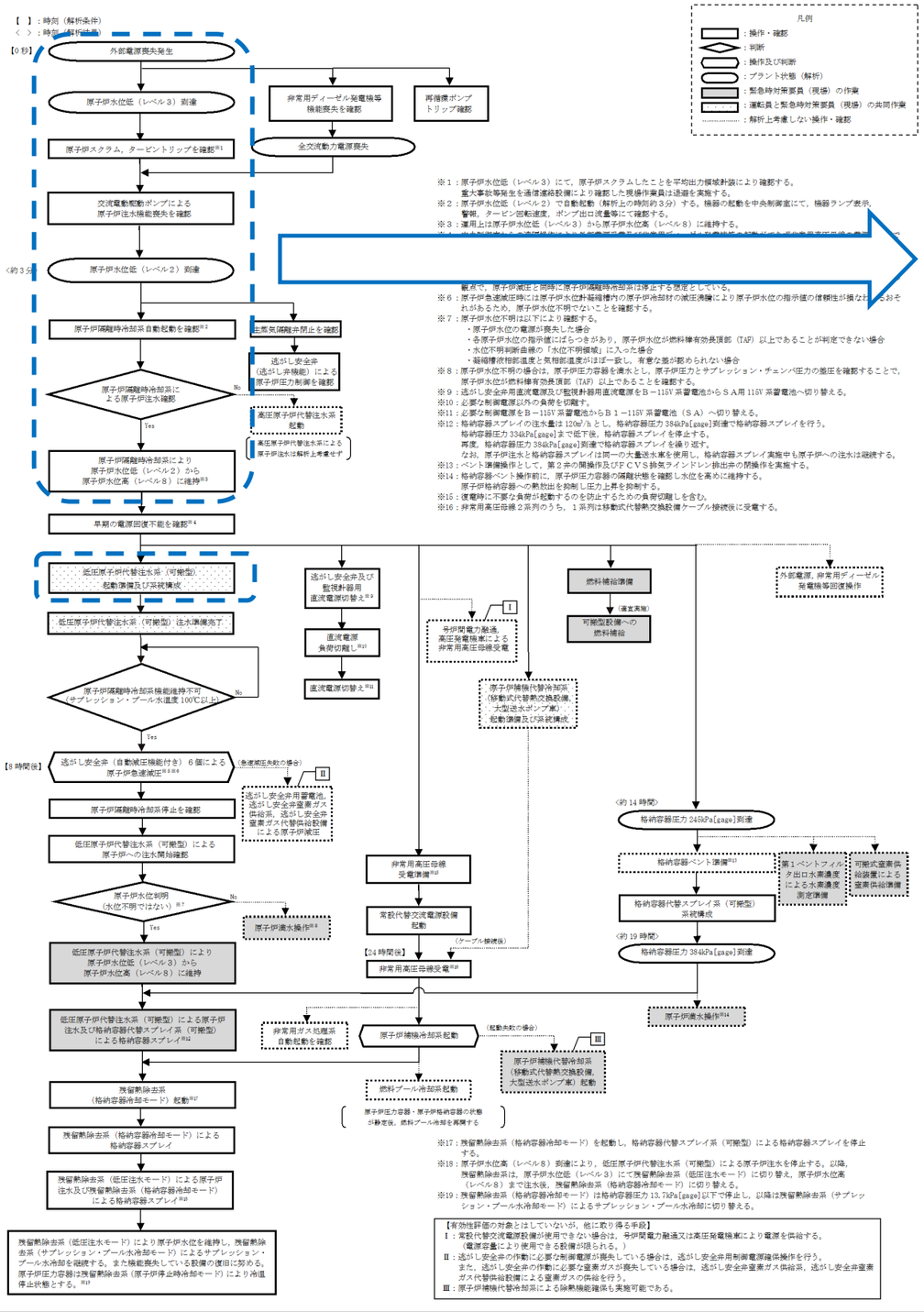
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用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。

原子炉水位は全給水喪失するため水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。サプレッション・プール水温度が 100℃到達で機能喪失するため，他の注水手段を確保する。

所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。

原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール温度，格納容器圧力が上昇する。

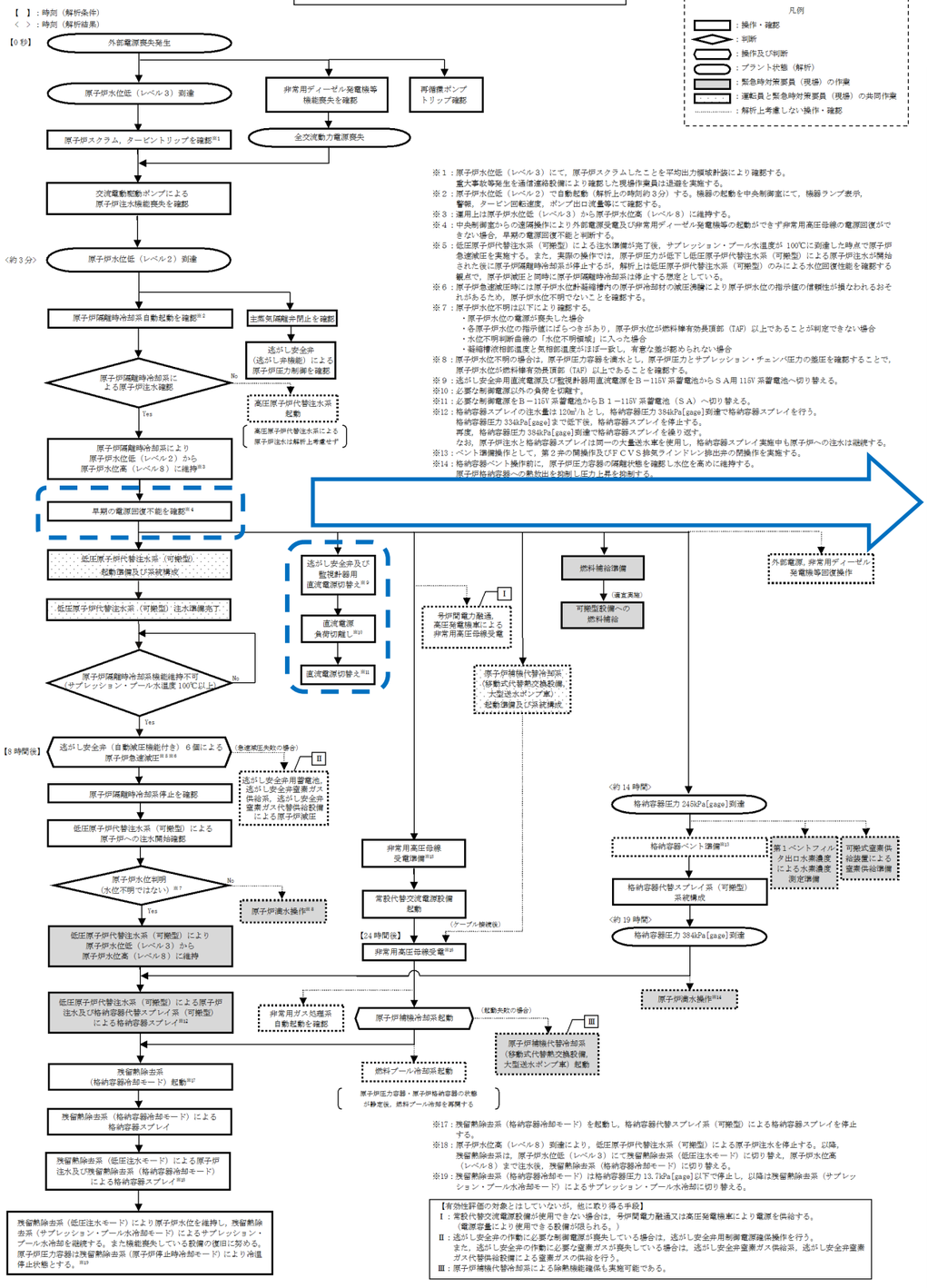
サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧

B

操作補足事項

「電源復旧」

外部電源および非常用ディーゼル発電機等が喪失しているため，ガスタービン発電機の起動を試みるが起動に失敗する。

直流電源は蓄電池により給電されるが，制御電源を維持するため不要な負荷を切り離す。

逃がし安全弁用電源を確保するため，電源切替を実施する。

B-115V 系直流電源については，B１-115V 系（SA）直流電源から融通し 24 時間維持する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 2：「原子炉減圧戦略」
・ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）

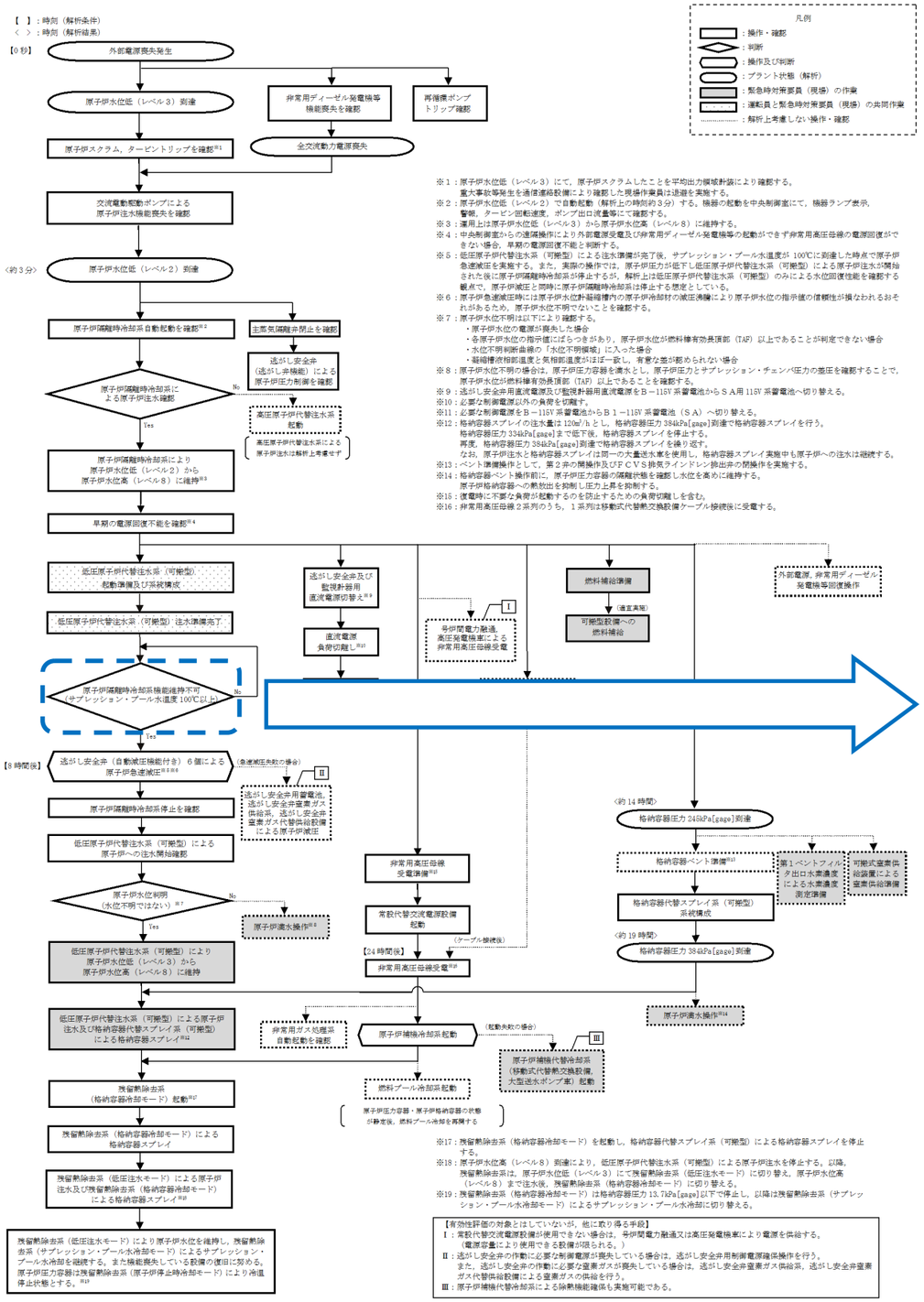
AM 9：「代替監視戦略」
・重要計器の電源切替

AM 11：「電源確保戦略」
・B1-115V 蓄電池（SA）による B-115V 系直流盤受電

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時間約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※４：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高圧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。
※５：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※６：原子炉急速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。
※７：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※８：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※９：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※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：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」　C

操作補足事項

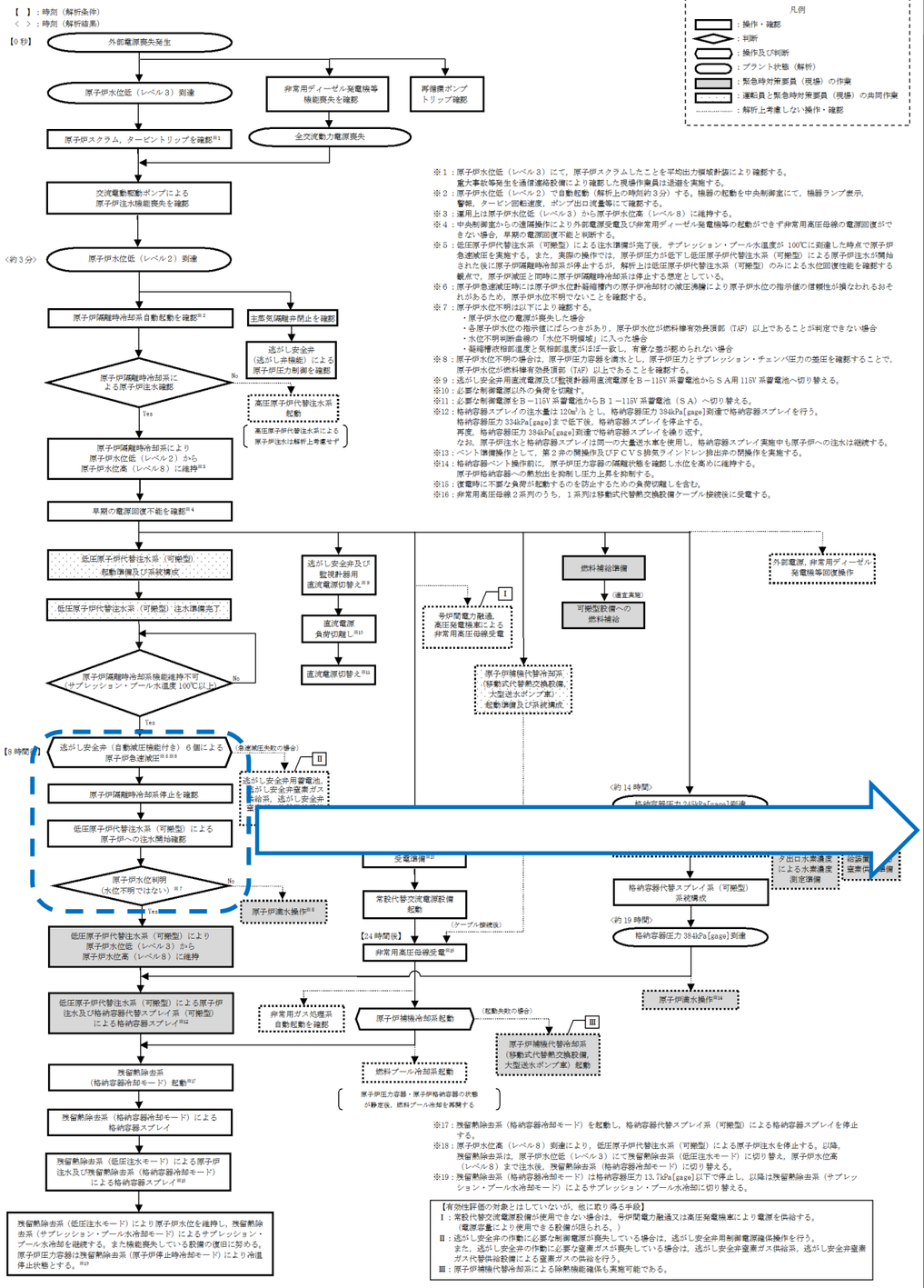
「Ｓ／Ｃ温度制御」
サプレッション・プール冷却を試みるが全交流動力電源喪失により，原子炉補機冷却系／原子炉補機海水系が喪失しているため，起動できない。
サプレッション・プール水温の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が 100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※4：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高圧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。
※5：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※6：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基幅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。
※7：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽底部指示温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※8：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※9：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V系蓄電池からＳＡ用 115V系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V系蓄電池からＢ１－115V系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/hとし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＰＣＶＳ換気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※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：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　D

操作補足事項

「急速減圧」
低圧原子炉代替注水系（可搬型）が起動していることを確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開にし，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。
原子炉水位が判明していることを確認し，格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御（ＳＰ／Ｔ）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

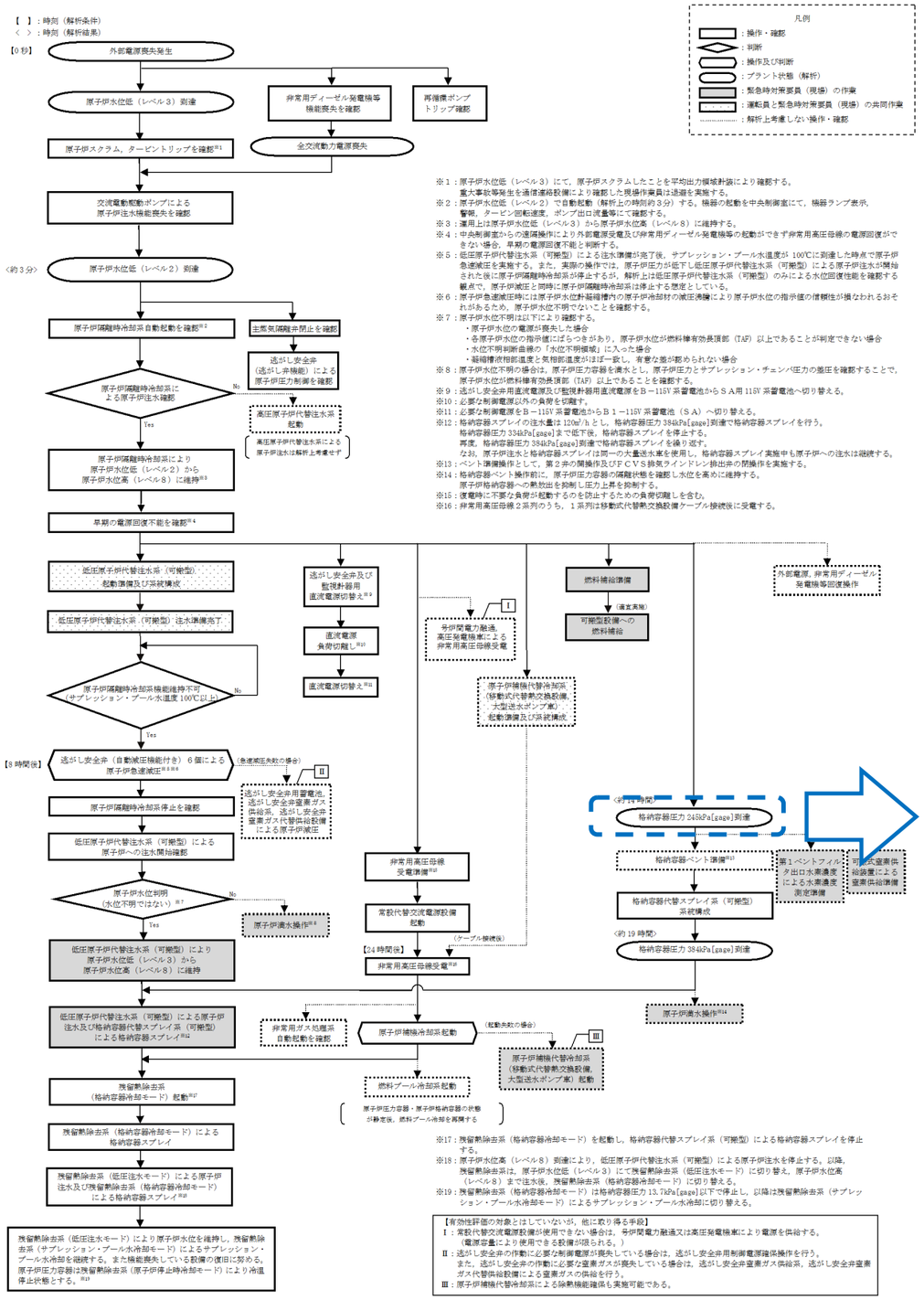
AM 1：「原子炉注水戦略」
・大量送水車による原子炉注水

原子力災害対策手順書

EHP
・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※4：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高圧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。
※5：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※6：原子炉急速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。
※7：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽底部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※8：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※9：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＳＲＶ窒素ラインドレン弁出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※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：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」 E

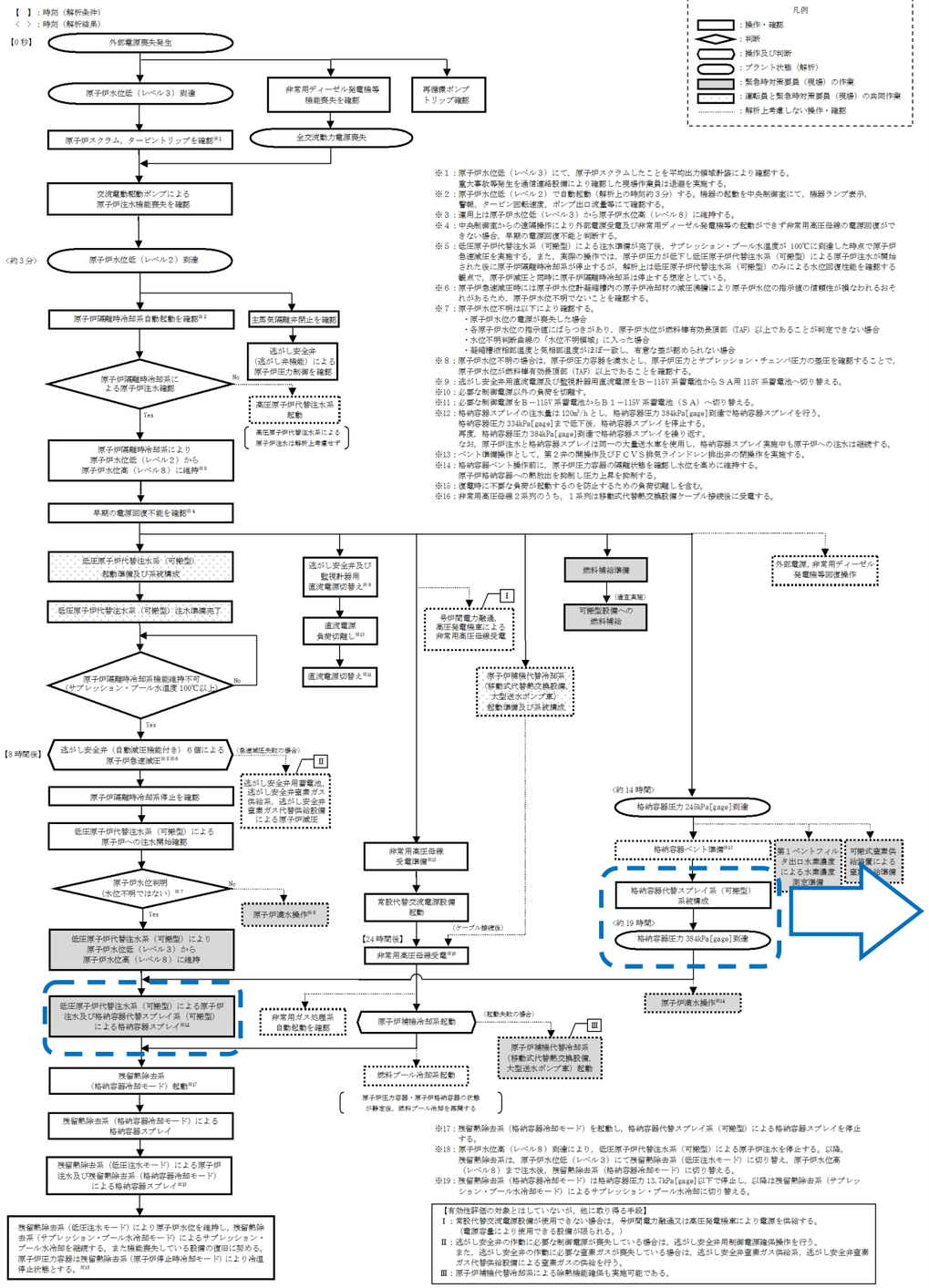
操作補足事項

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※４：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高圧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。
※５：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※６：原子炉急速減圧時には原子炉水位が基準値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。
※７：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であること判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納容器相当温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※８：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※９：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＰＣＶＳ排気ラインドレン弁出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※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：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　E

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」
サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

ＡＭ設備別操作要領書

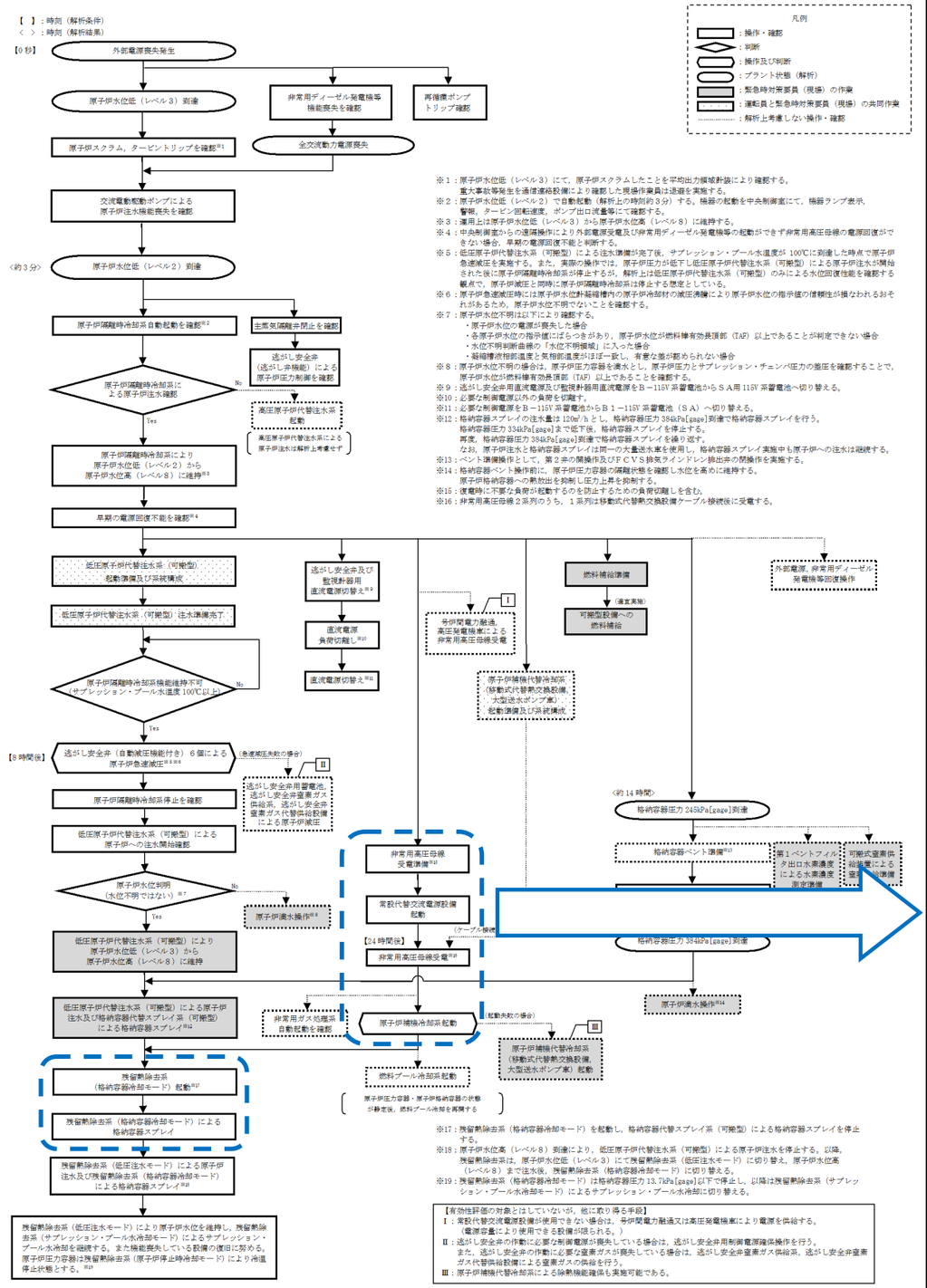
AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※4：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高圧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。
※5：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（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。
※6：原子炉急速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。
※7：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・基準槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※8：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※9：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V 系蓄電池から５A 用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＰＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※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：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧　B

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　E

操作補足事項

「電源復旧」
ガスタービン発電機が起動可能になり，非常用母線受電準備が完了していること，移動式代替熱交換設備の電源ケーブルが接続されていることを確認し，ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

「ＰＣＶ圧力制御」
非常用母線受電後，原子炉補機冷却系，残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＲＨＲによる格納容器除熱

原子力災害手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

特徴

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。

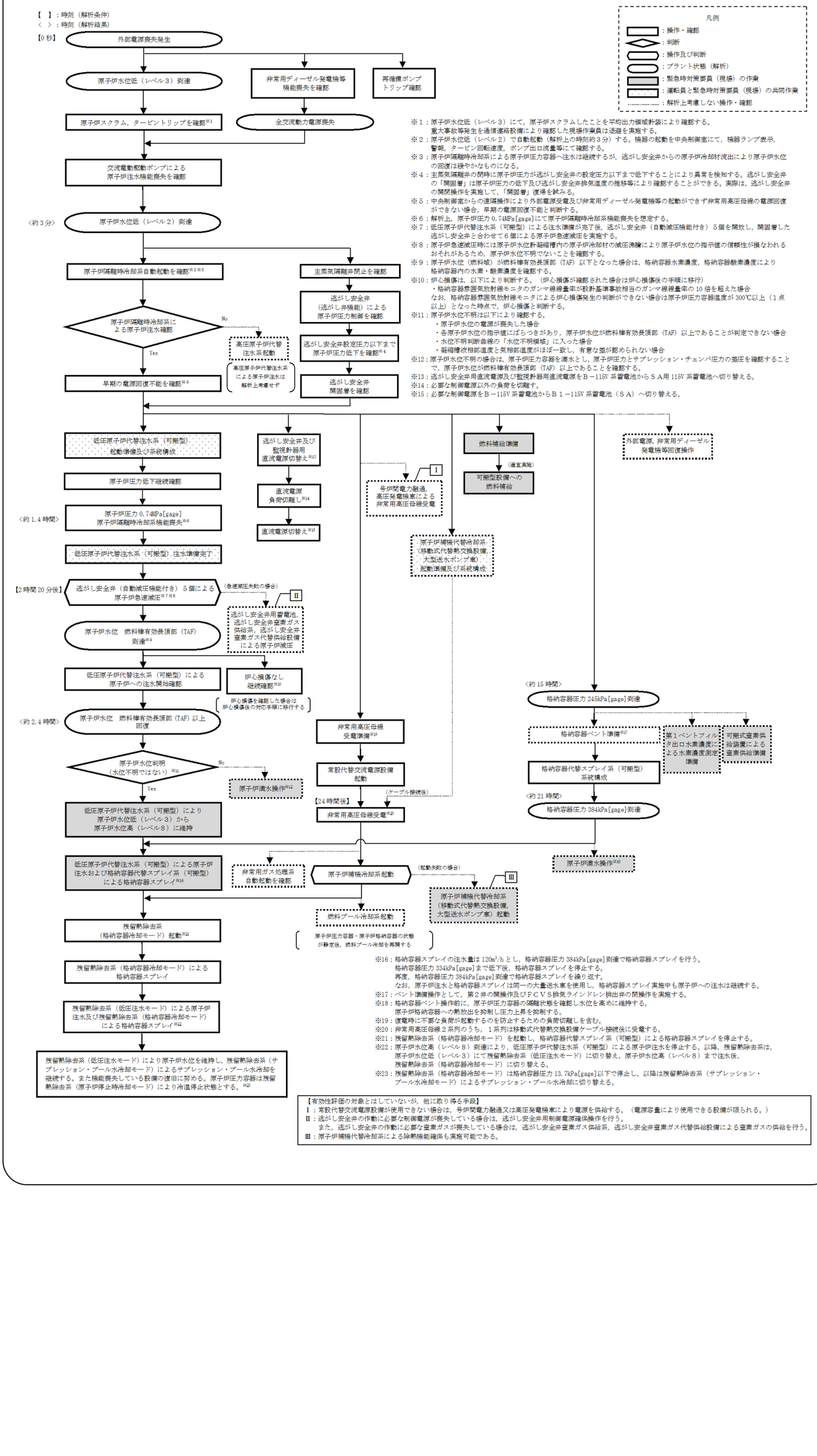
基本的な考え方

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蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，低圧原子炉代替注水系（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原子炉代替注水系（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（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

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．直流電源切替え
e．低圧原子炉代替注水系（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．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
h．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
i．残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
j．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

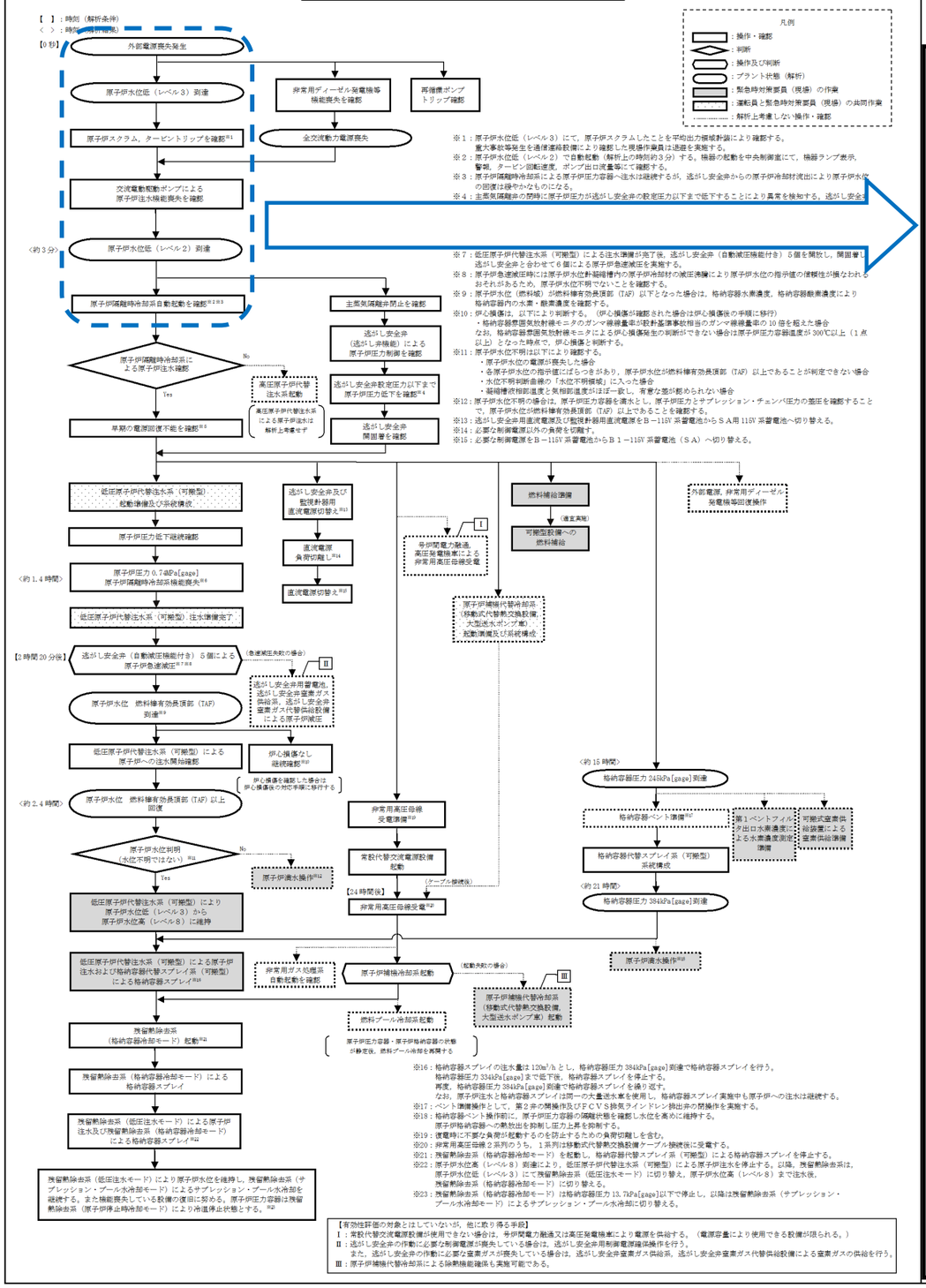
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

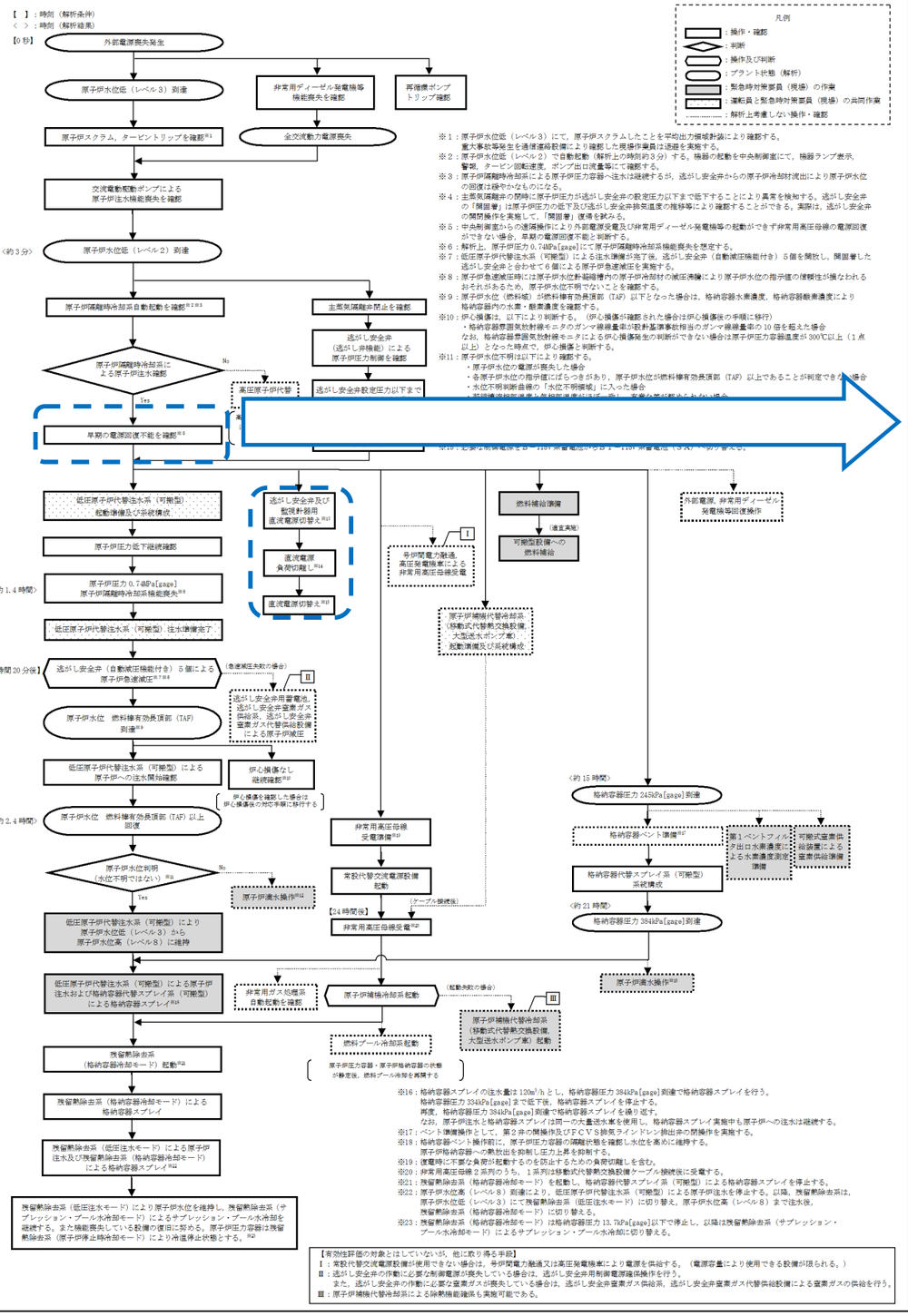
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は全給水喪失するため水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動するが逃がし安全弁が開固着しているため，水位低下が継続する。**原子炉水位低（レベル３）到達で原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。
原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール温度，格納容器圧力が上昇する。**サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル3）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時間約3分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：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になる。
※4：主蒸気隔離弁の閉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高圧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。
※6：解析上，原子炉圧力0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）5個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて6個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計装機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。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が300℃以上（1点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納容器雰囲気放射線モニタ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が300℃以上（1点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※12：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納容器雰囲気放射線モニタ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が300℃以上（1点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※13：直流電源切替えを行う。
※14：直流電源負荷切離しを行う。
※15：直流電源切替えを行う。
※16：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第2弁の開操作及びFCVS排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：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。
※20：非常用高圧母線2系列のうち，1系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル8）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル8）まで注水後，
残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）　電源復旧

B

操作補足事項

「電源復旧」

外部電源および非常用ディーゼル発電機等が喪失しているため，ガスタービン発電機車の起動を試みるが起動に失敗する。

直流電源は蓄電池により給電されるが，制御電源を維持するため不要な負荷を切り離す。

逃がし安全弁用電源を確保するため，電源切替を実施する

B-115V系直流電源については，B1-115V系（SA）直流電源から融通し24時間維持する。

AM設備別操作要領書

AM 2：「原子炉減圧戦略」
・ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）

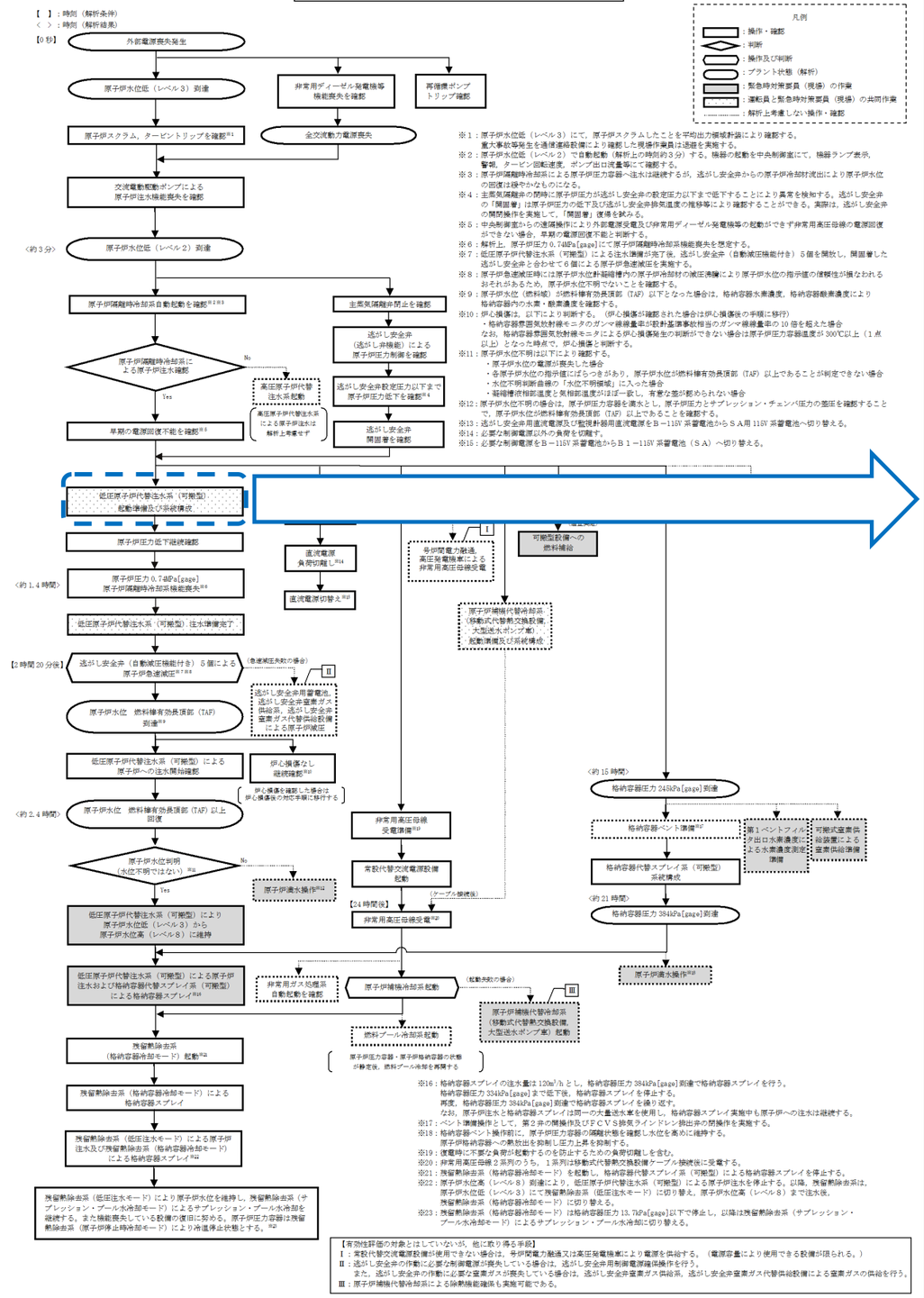
AM 9：「代替監視戦略」
・重要計器の電源切替

AM 11：「電源確保戦略」
・B1-115V 蓄電池（SA）による B-115V 系直流盤受電

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時間約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：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になる。
※4：主蒸気隔離弁の閉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高圧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。
※6：解析上，原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基準機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。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽底部雰囲気温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びドライウェル排出非の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：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。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　C

操作補足事項

「水位確保」
逃がし安全弁が開固着しているため原子炉水位の低下が継続する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）を準備する。**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上に維持できないと判断し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

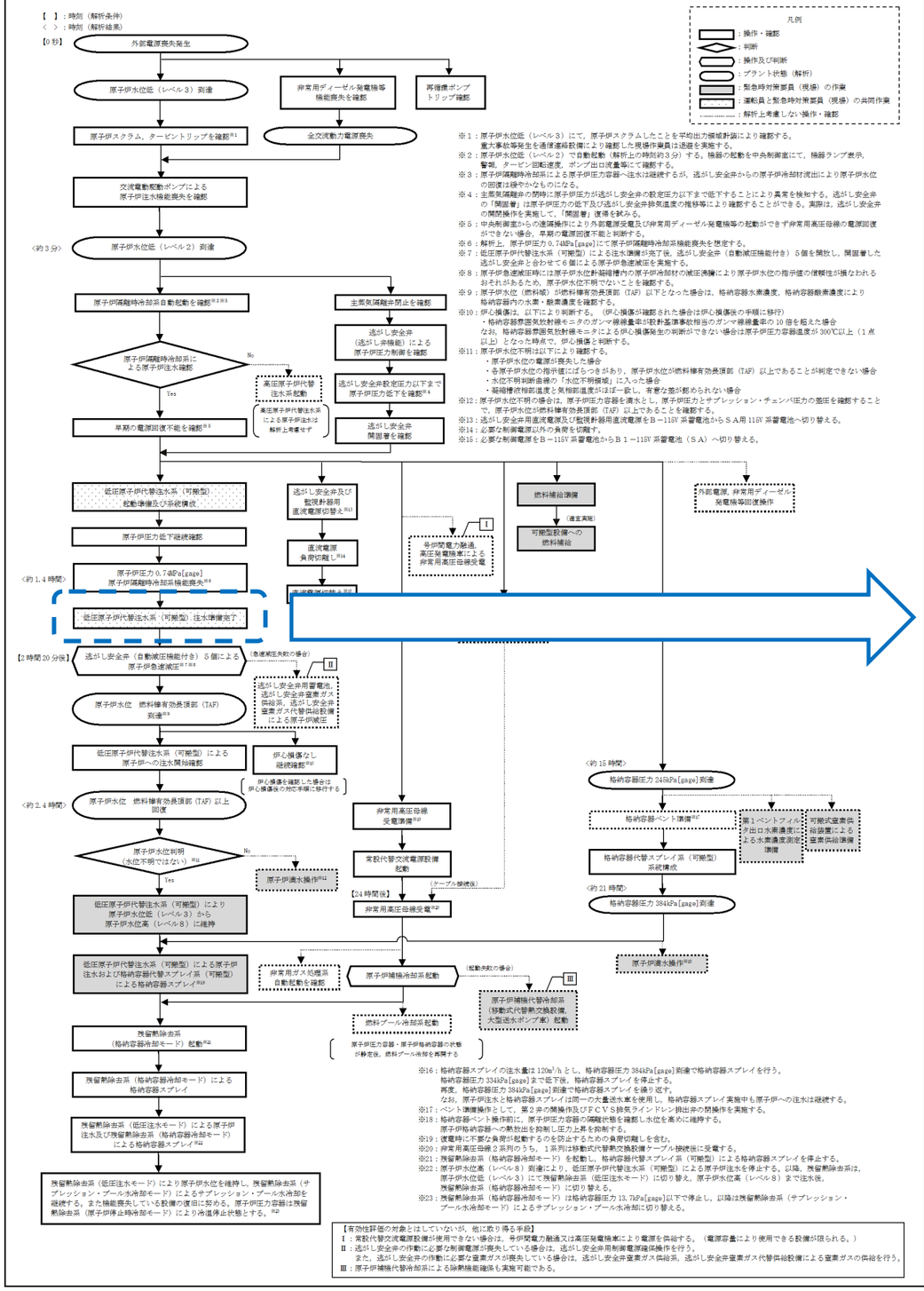
AM 1：「原子炉注水戦略」
・大量送水車による原子炉注水

原子力災害対策手順書

EHP
・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，手持発電機車又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　D

操作補足事項

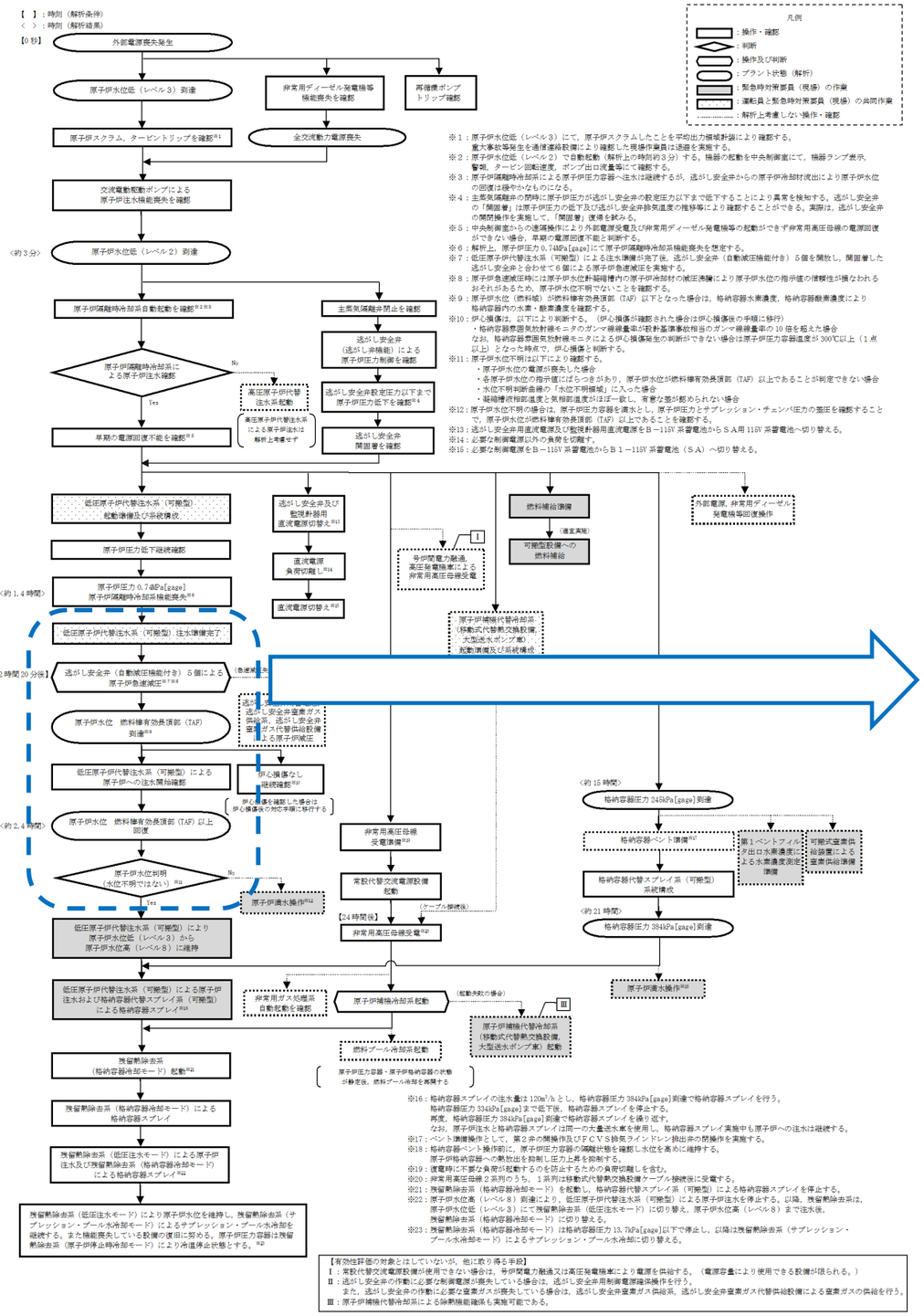
「水位回復」
逃がし安全弁開固着により，原子炉圧力容器内からの水の流出が継続し原子炉水位が燃料棒有効長頂部未満であり原子炉水位の低下が継続していることを確認する。**低圧原子炉代替注水系（可搬型）の起動準備が完了し不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：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になる。
※4：主蒸気隔離弁の閉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高圧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。
※6：解析上，原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉圧力容器，格納容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。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・基礎槽底板相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２非の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン抜出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：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。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は静動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源隔離操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　E

操作補足事項

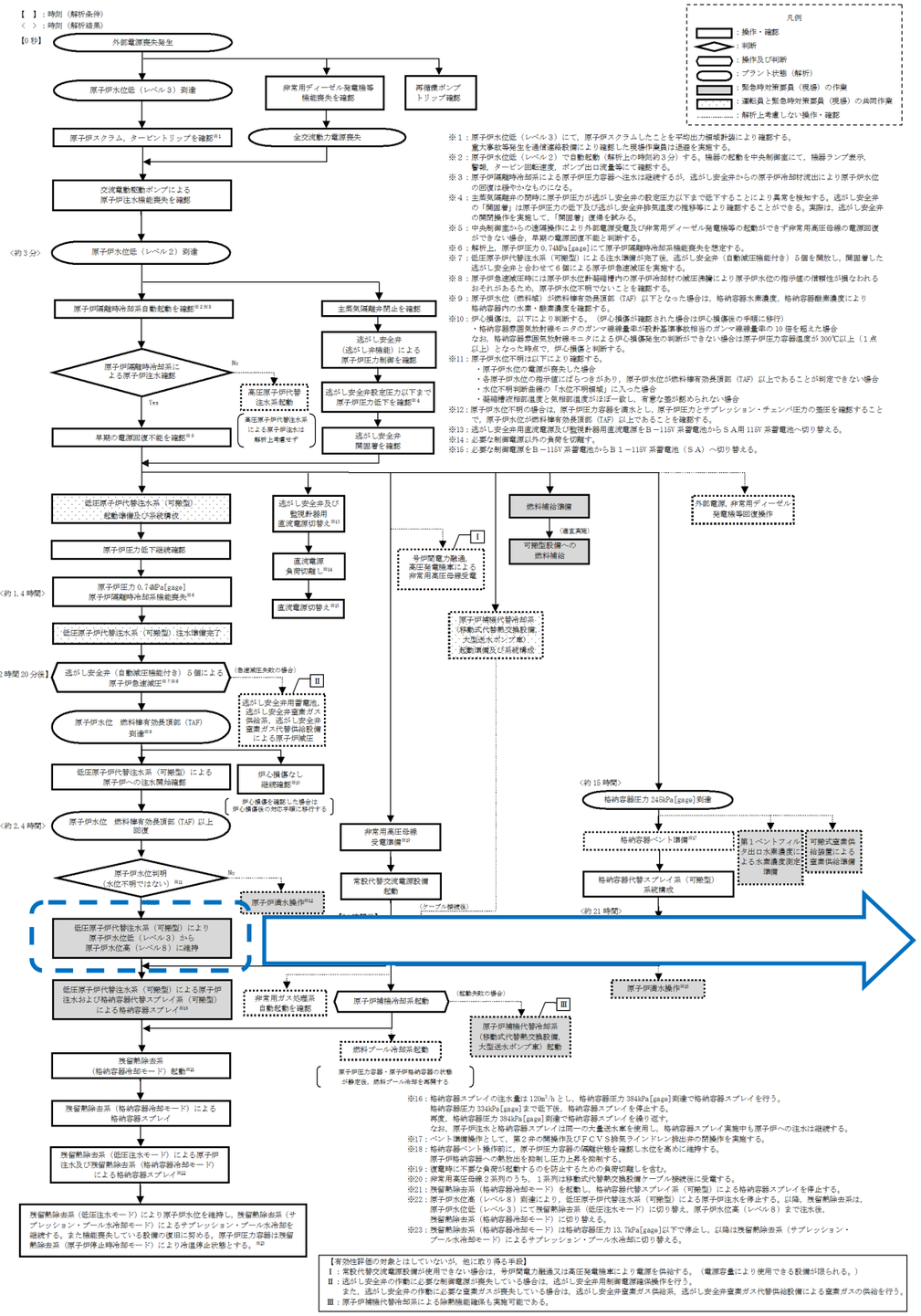
「急速減圧」
低圧原子炉代替注水系（可搬型）の起動していることを確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を全開にし，原子炉を減圧する。
原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。
原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：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になる。
※4：主蒸気隔離弁の閉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高圧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。
※6：解析上，原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉圧力容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。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・蒸暖槽炭相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※12：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：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。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　F

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　C

操作補足事項

「水位回復」
原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上で原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。

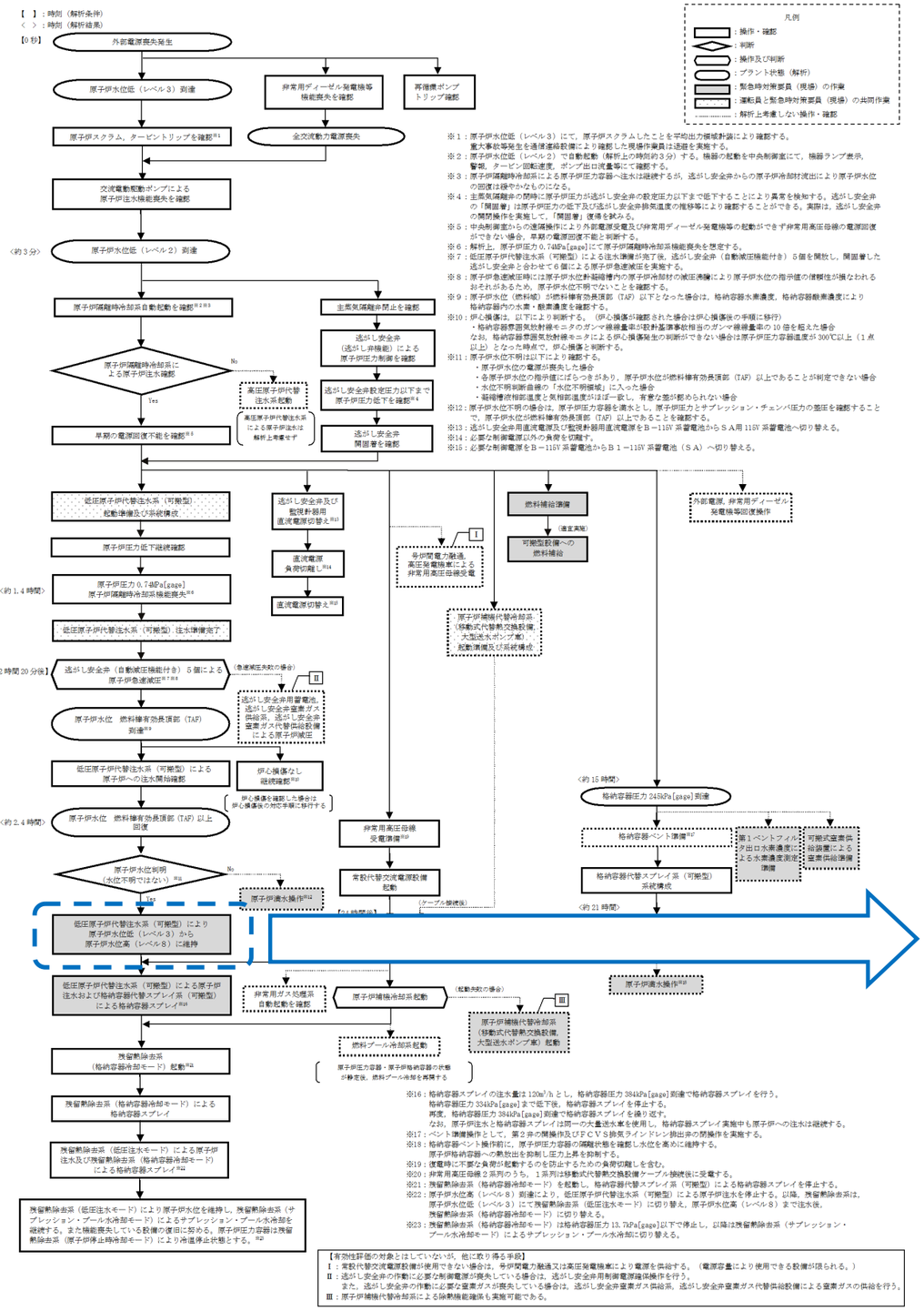
「水位確保」
原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持可能により原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

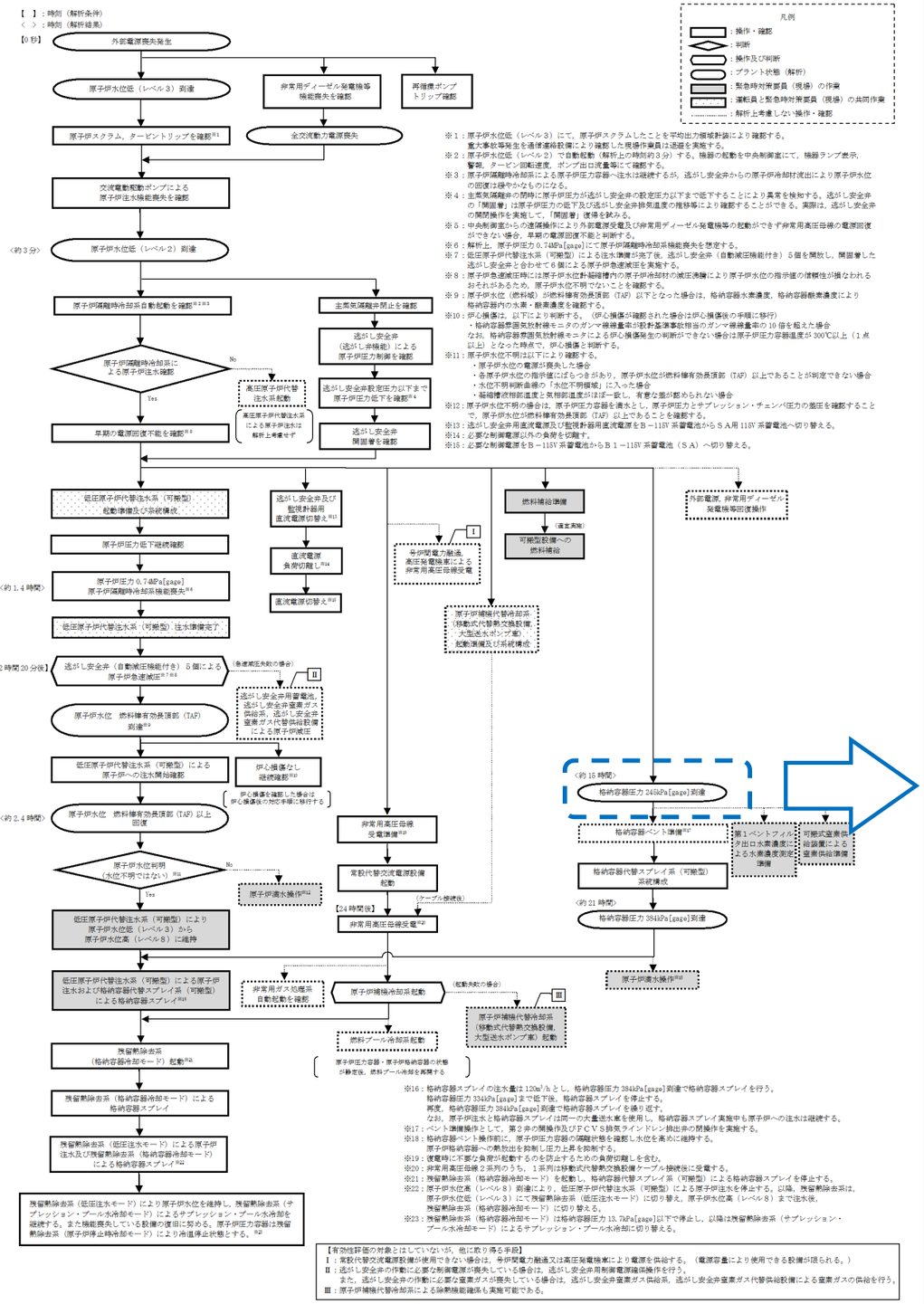
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　G

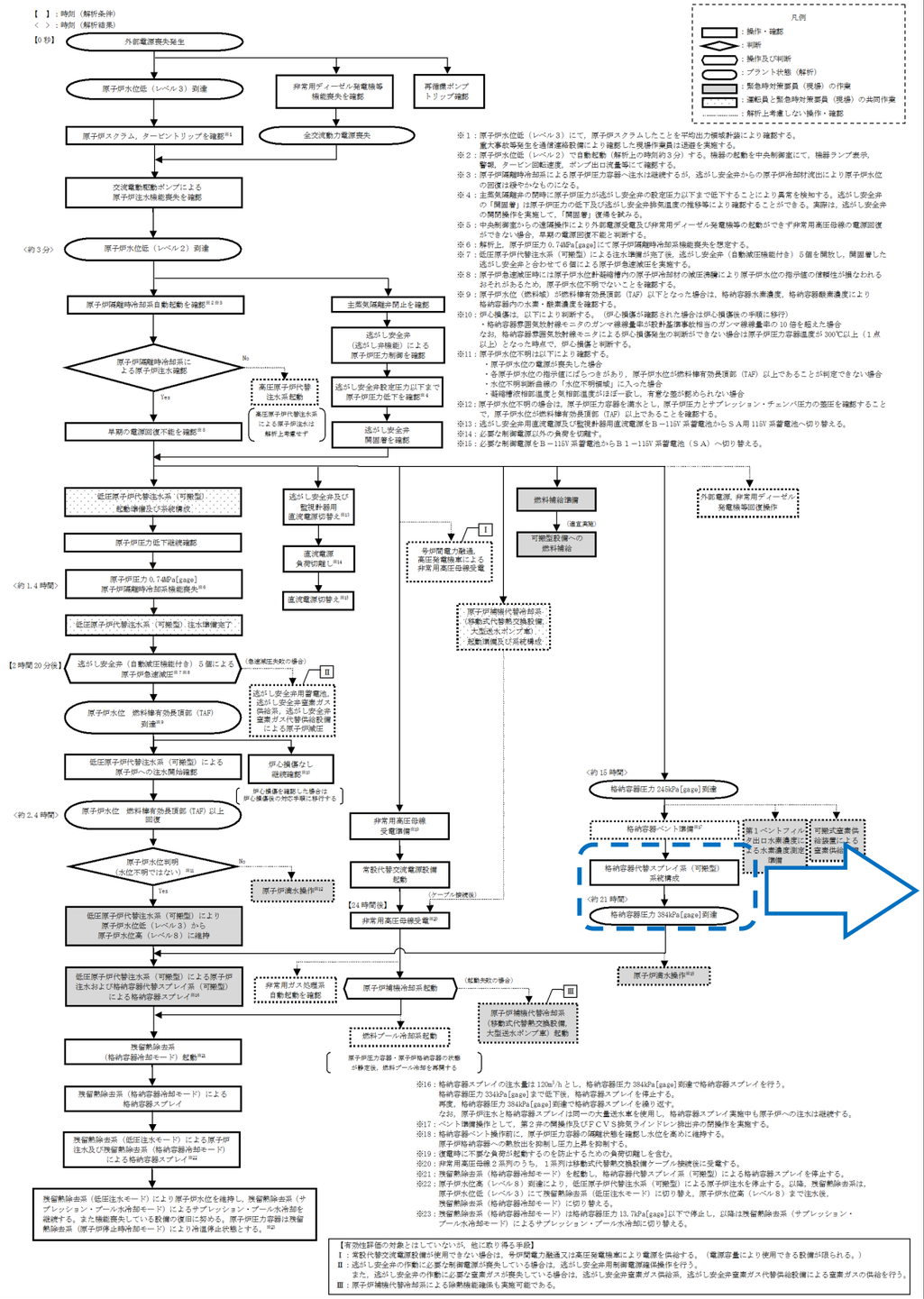
操作補足事項

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：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になる。
※4：主蒸気隔離弁の閉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「開閉者」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気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，「開閉者」復帰を試みる。
※5：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高圧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。
※6：解析上，原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速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。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器意図的気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器意図的気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断台帳の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽底部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び監視計器用直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の閉操作及びＰＣＶ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：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。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，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（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，
残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　G

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」
サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

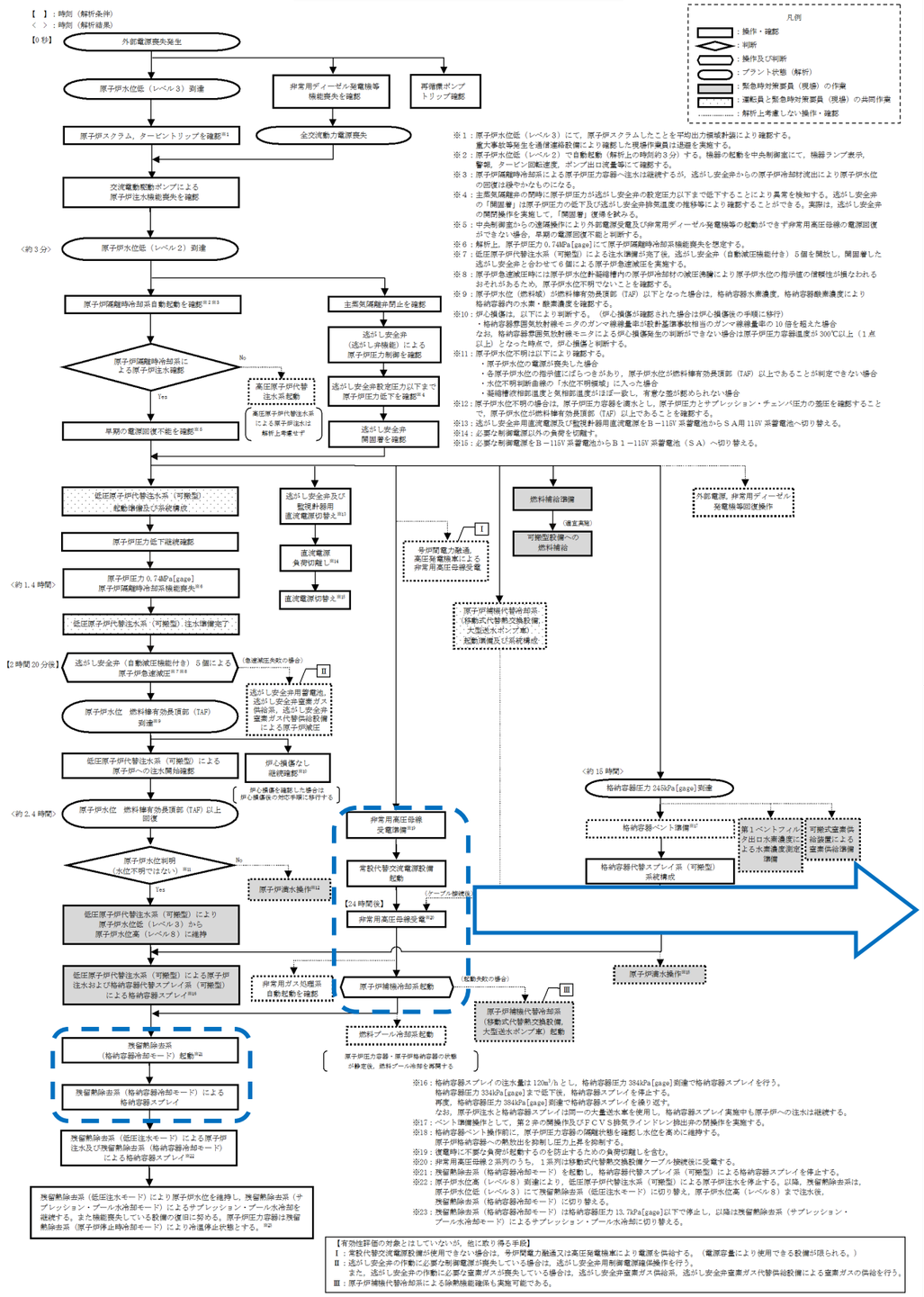
ＡＭ設備別操作要領書

AM 5：「格納容器機能維持戦略」
・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）　電源復旧　B

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

操作補足事項

「電源復旧」
　ガスタービン発電機が起動可能になり，非常用母線受電準備が完了していること，移動式代替熱交換設備の電源ケーブルが接続されていることを確認し，ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

「ＰＣＶ圧力制御」
　非常用母線受電後，原子炉補機冷却系，残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＲＨＲによる格納容器除熱

原子力災害手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

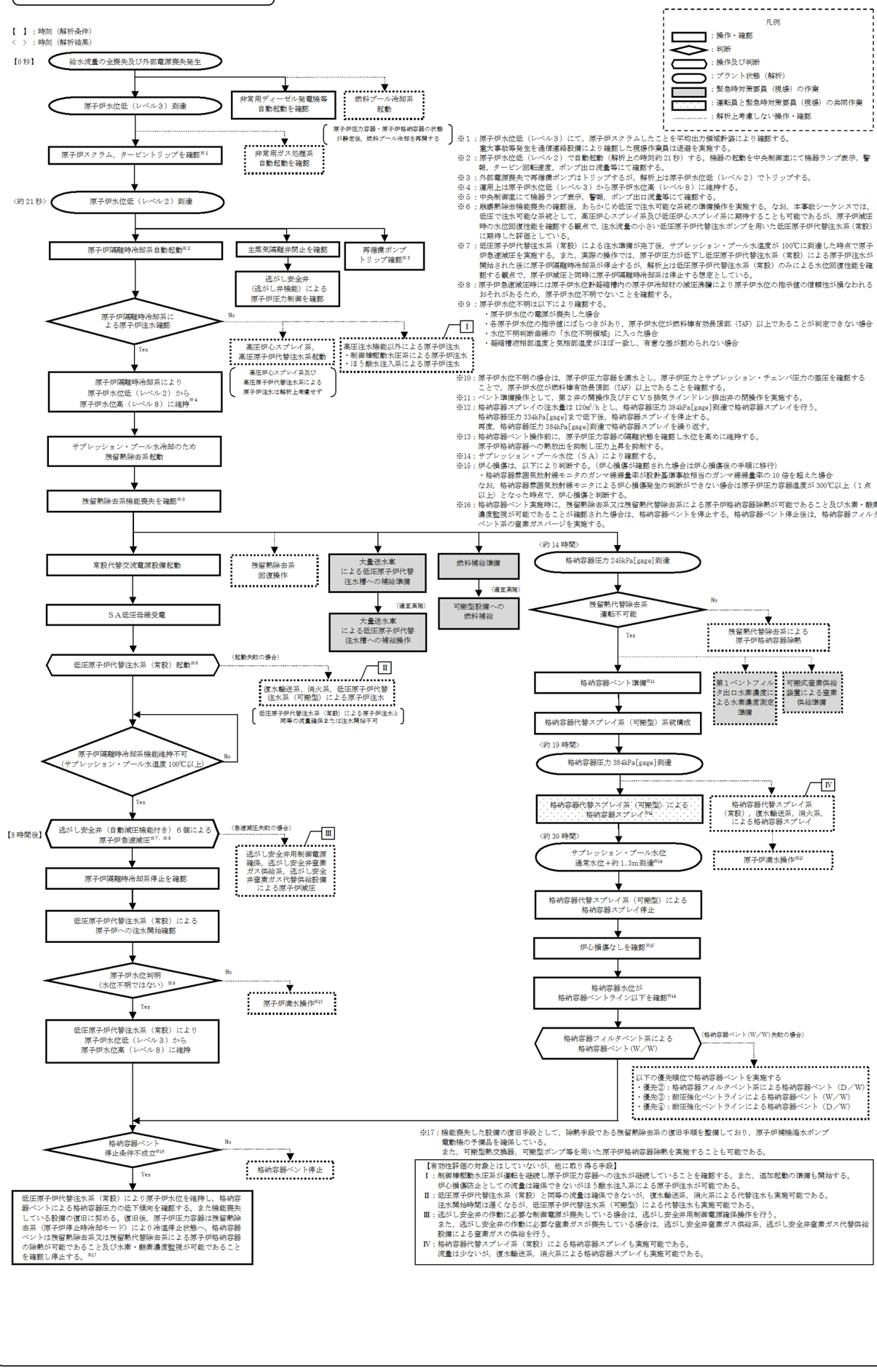
基本的な考え方

原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．外部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．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減圧
e．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
f．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
g．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

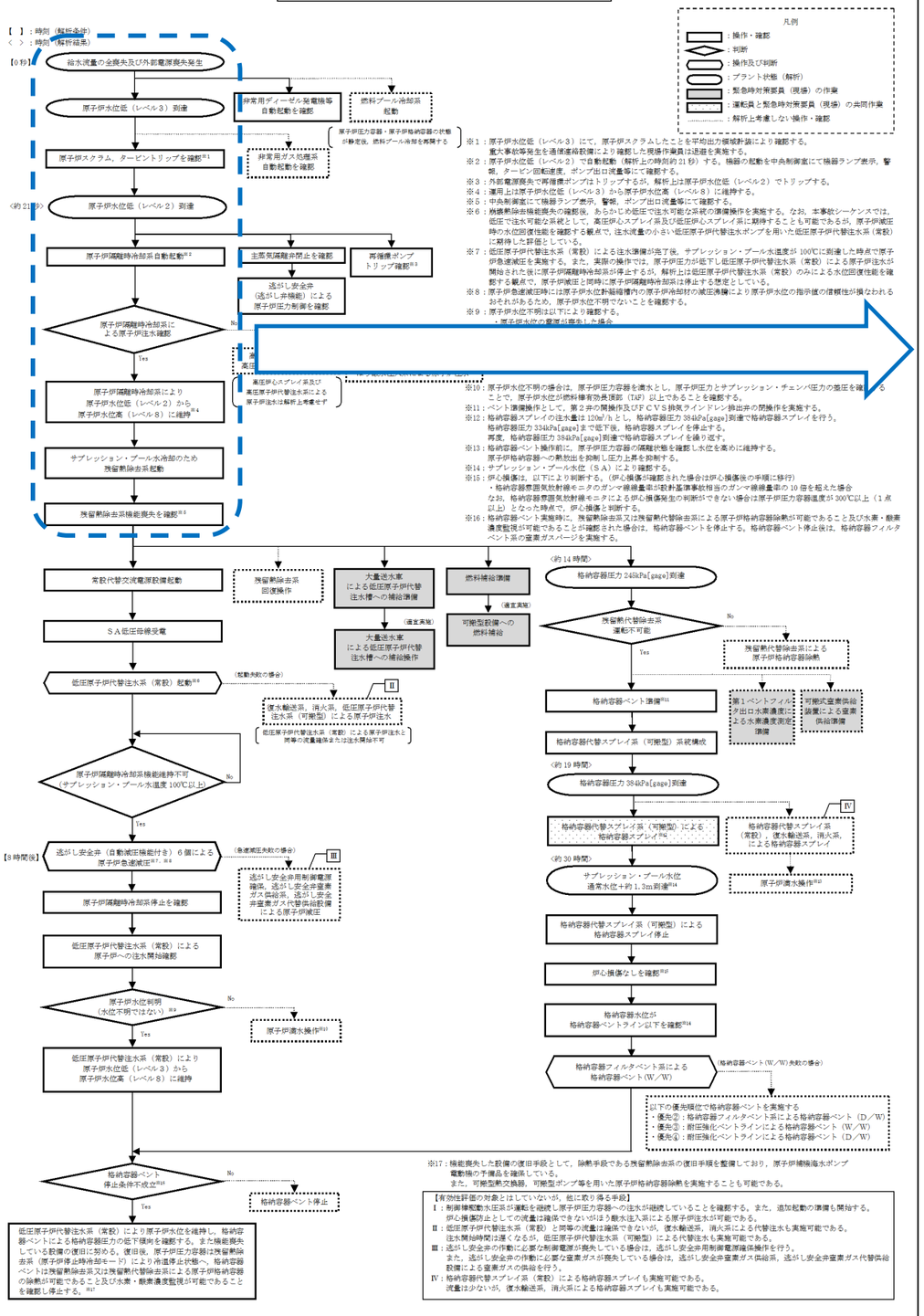
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

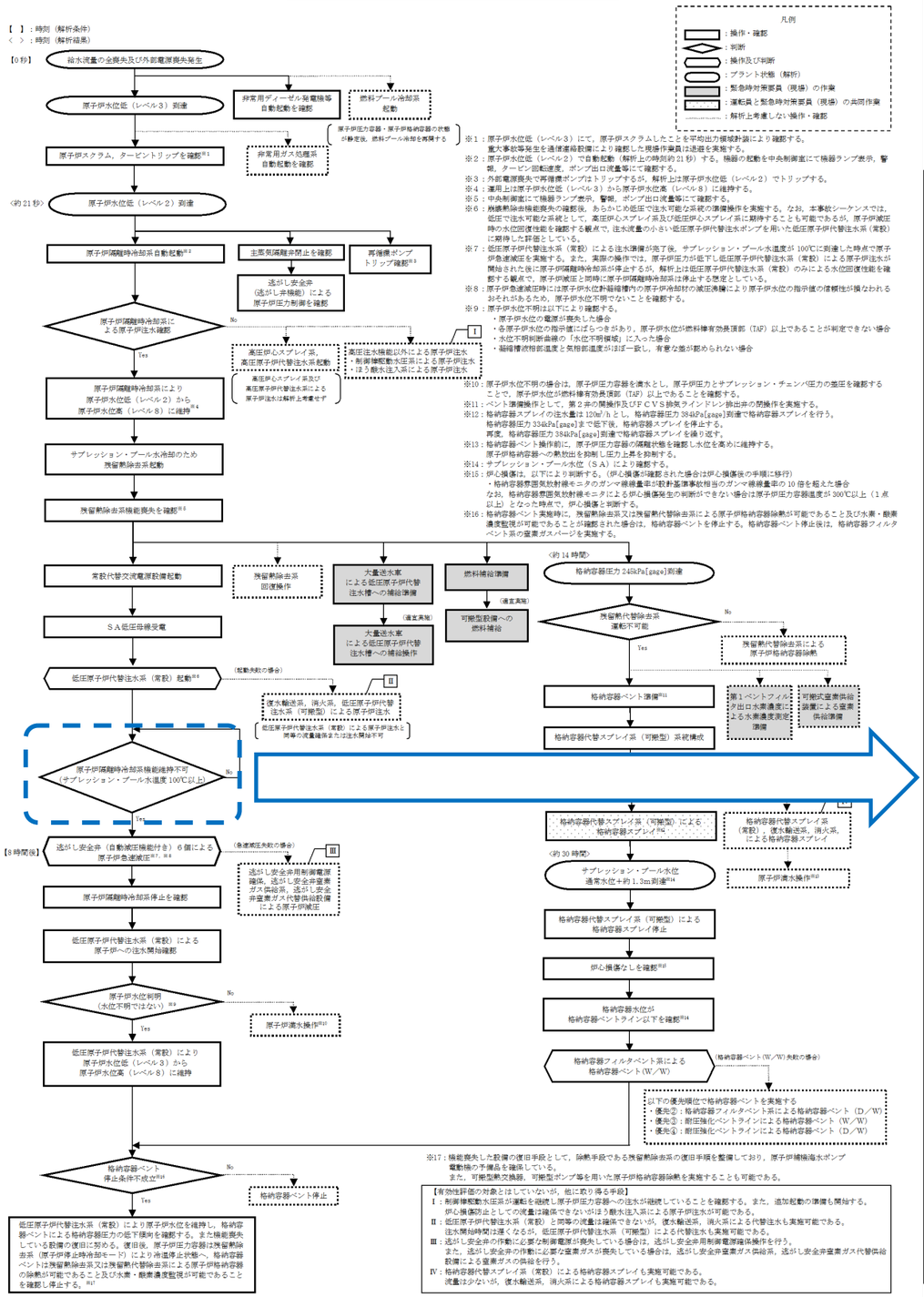
「スクラム」
最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
原子炉水位は全給水喪失し水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。サプレッション・プール水温度が 100℃到達で機能喪失するため，他の注水手段を確保する。
原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度，格納容器圧力が上昇する。サプレッション・プール水冷却のため残留熱除去系起動を試みるが起動失敗により残留熱除去機能が喪失していることを判断する。
サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。
ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行し，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線へ電源供給をする。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 21 秒）する。機器の起動を中央制御室にて機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※4：運転上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※5：中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ出口流量等にて確認する。
※6：残留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，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系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，注水流量の小さい低圧原子炉代替注水ポンプを用いた低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。
※7：低圧原子炉代替注水系（常設）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（常設）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧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。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計装相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。
※9：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽底相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※11：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（1 点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※16：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※17：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。
また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉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はしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：制御棒駆動水圧系が運転を継続し原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅳ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」　B

操作補足事項

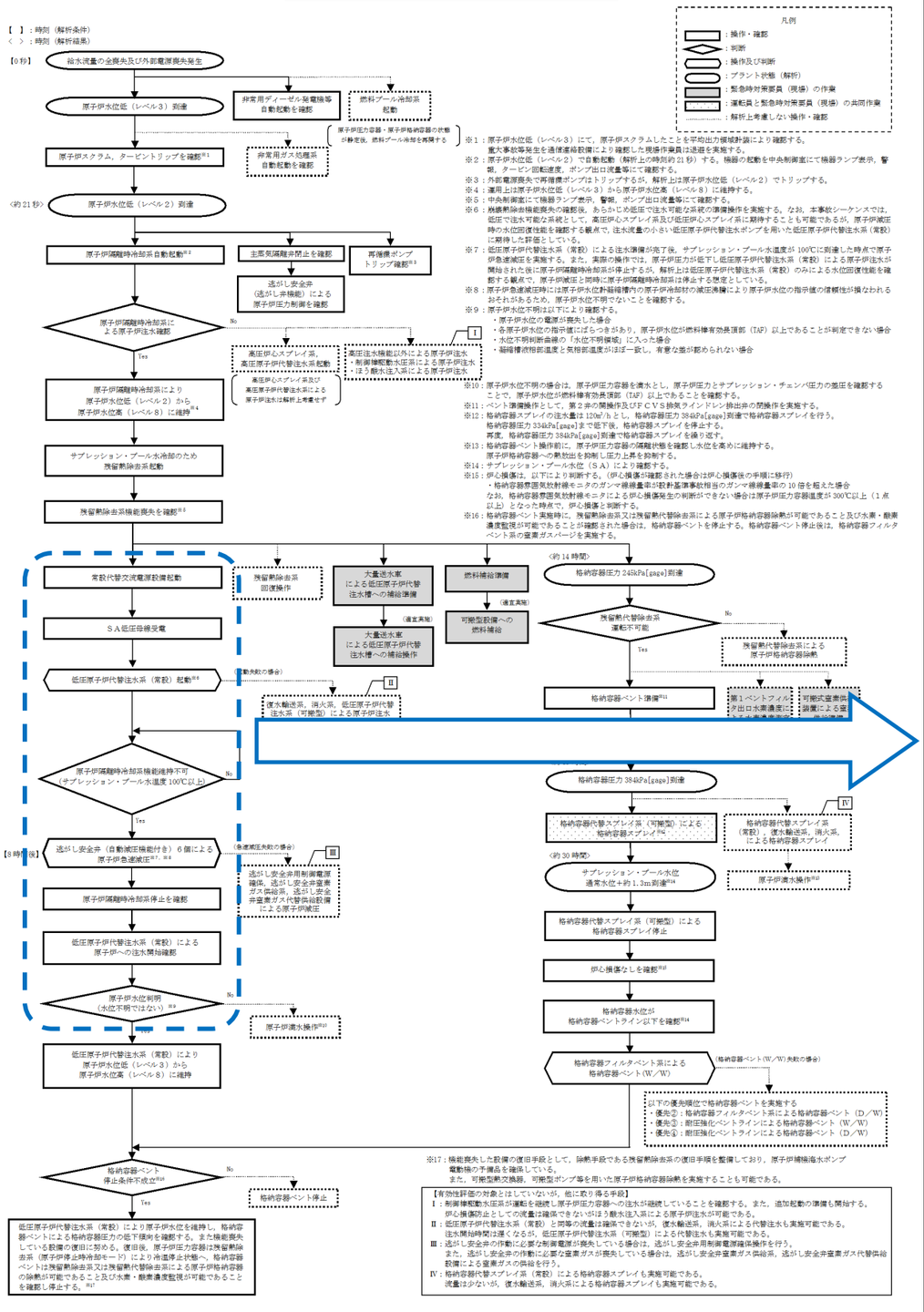
「Ｓ／Ｃ温度制御」
残留熱除去系が起動できないためサプレッション・プール水温度の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が 100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」

C

操作補足事項

「急速減圧」

ガスタービン発電機起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）を起動後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開にし，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。

原子炉水位が判明していることを確認し，格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御（ＳＰ／Ｔ）」へ移行する。

「Ｓ／Ｃ温度制御」

残留熱除去系が起動できないため，サプレッション・プール水の冷却ができない。

AM設備別操作要領書

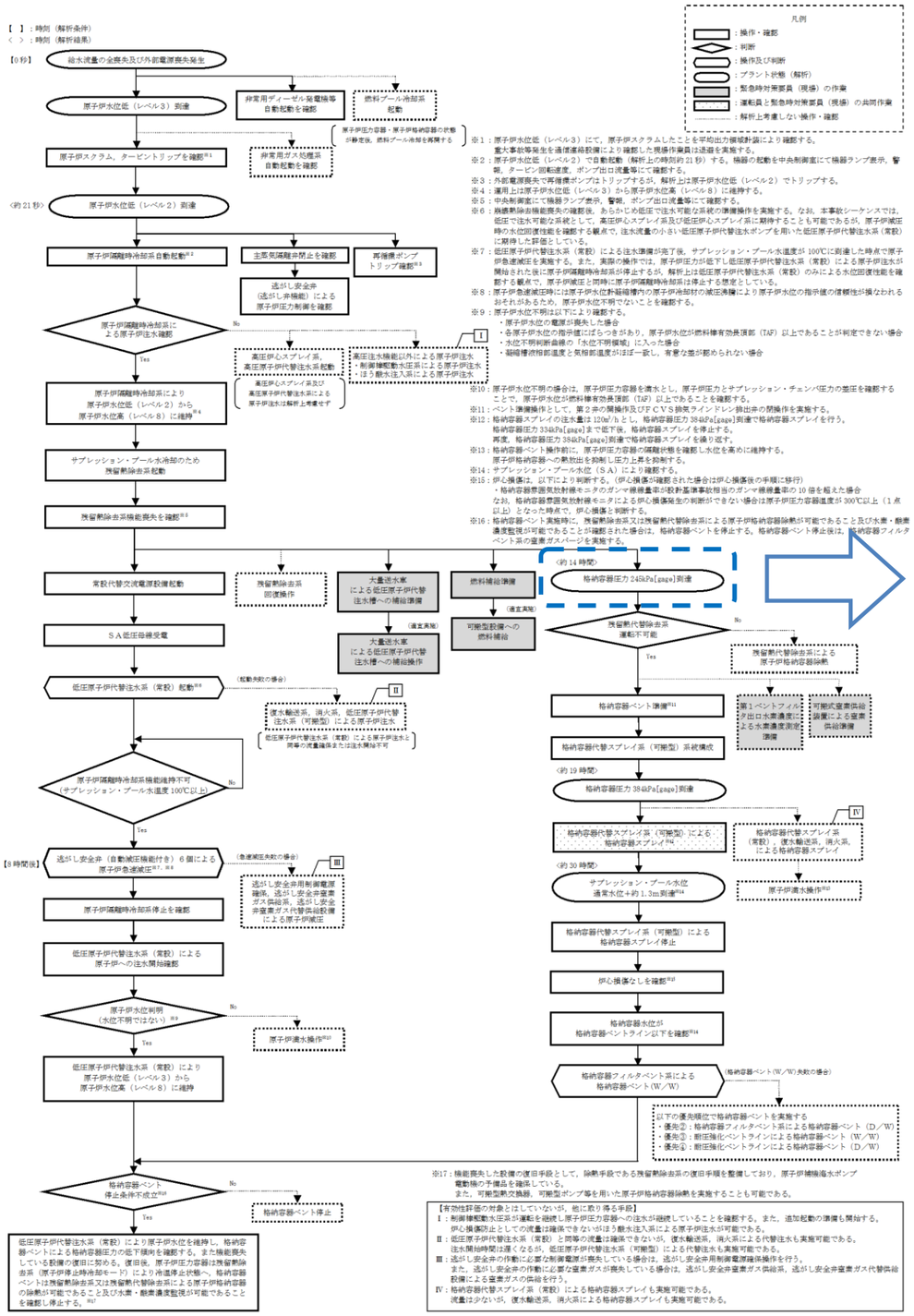
AM 1：「原子炉注水戦略」

・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル3）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約21秒）する。機器の起動を中央制御室にて機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル2）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）に維持する。
※5：中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ出口流量等にて確認する。
※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，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系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，注水流量の小さい低圧原子炉代替注水ポンプを用いた低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。
※7：低圧原子炉代替注水系（常設）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（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，解析上は低圧原子炉代替注水系（常設）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧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。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計装箱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。
※9：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であること判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽底部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※11：ベント準備操作として，第2弁の開操作及びFCVS排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の減圧状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（SA）により確認する。
※15：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が300℃以上（1点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※16：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※17：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。
また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉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はしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：制御棒駆動水圧系が運転を継続し原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅳ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」 D

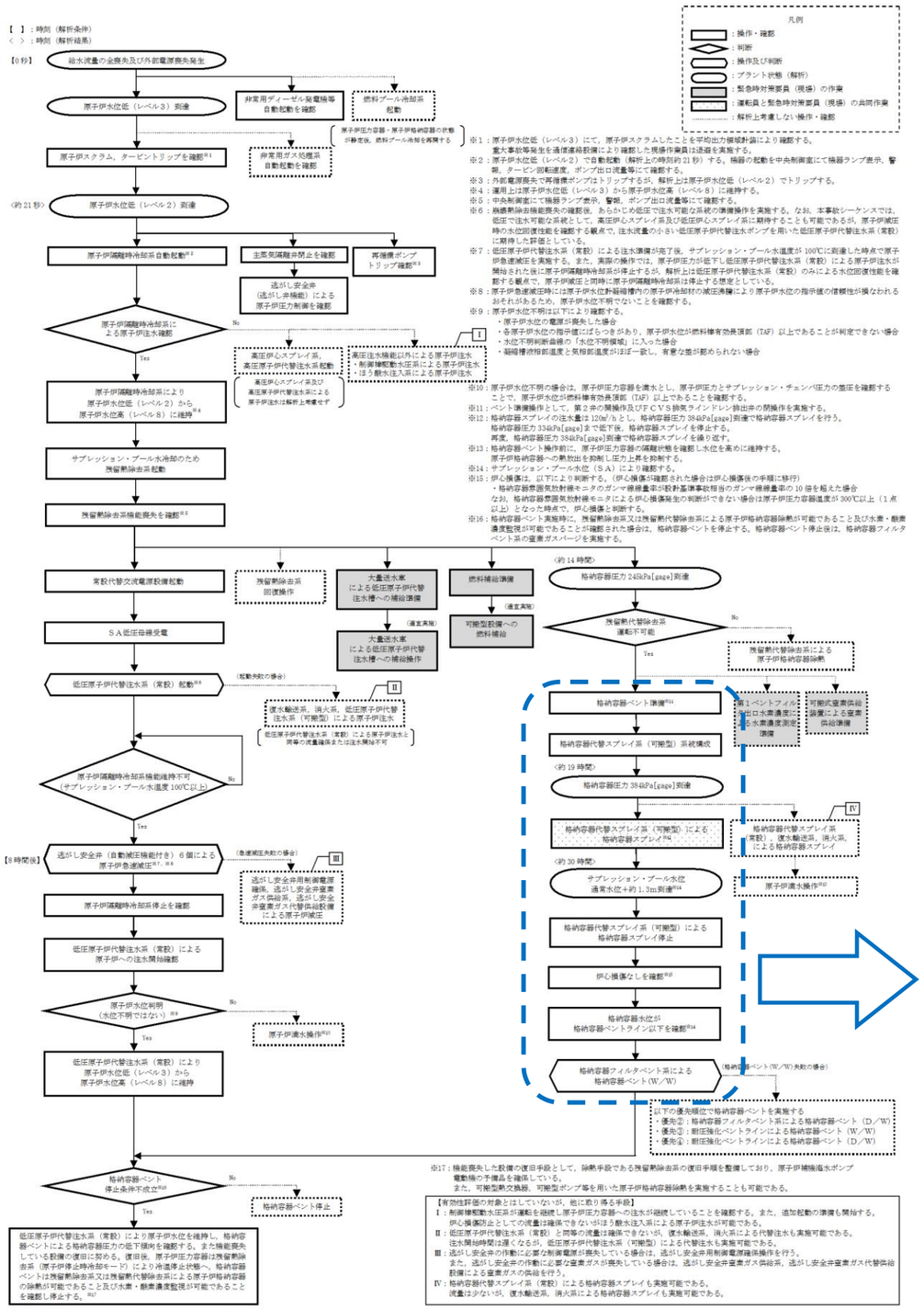
操作補足事項

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　D

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」

サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

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・プール水位が＋1.29m到達にて，ウェットウェル側からの格納容器ベントを実施する。

AM設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」

・ＦＣＶＳによる格納容器ベント

AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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。

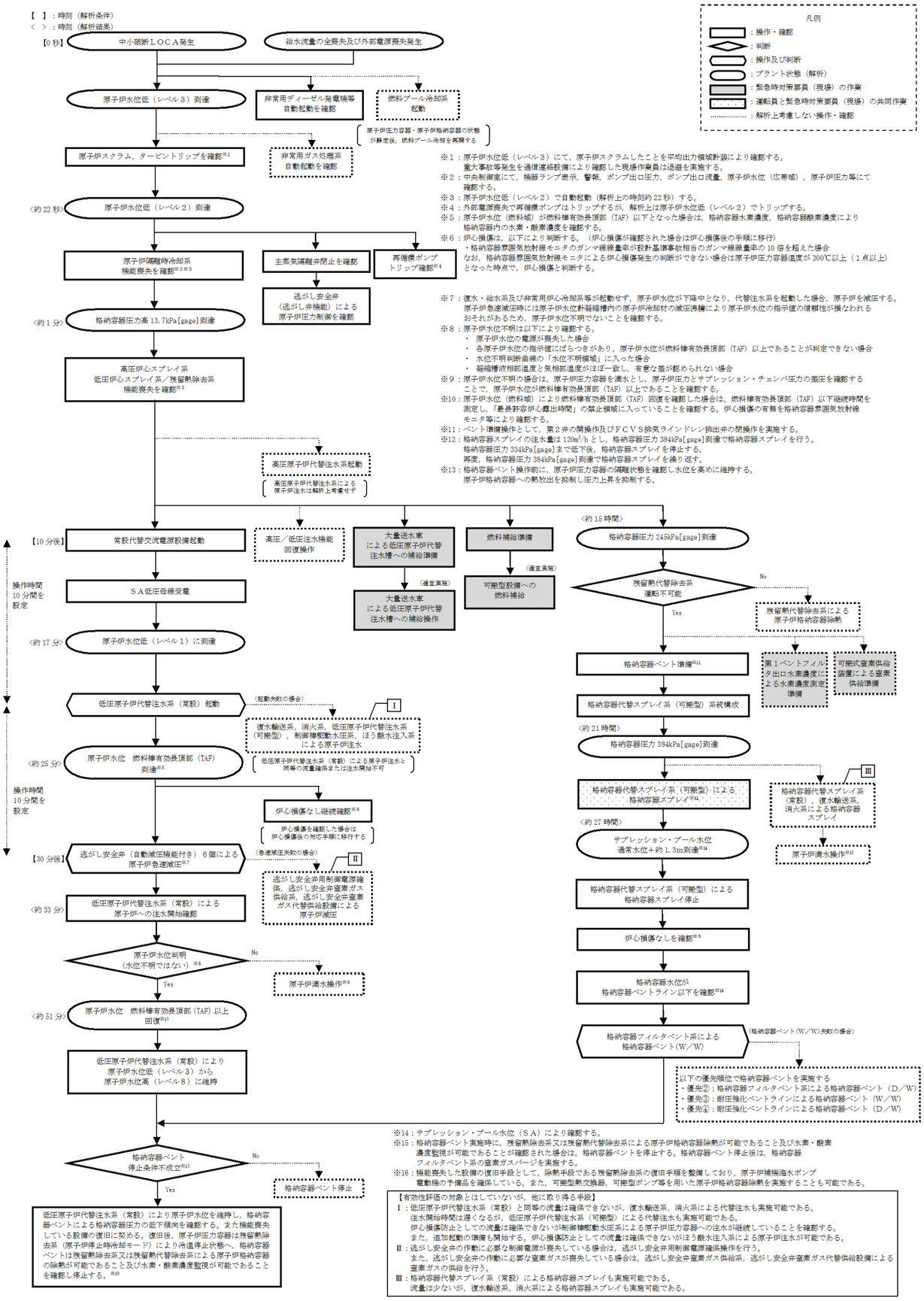
基本的な考え方

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原子炉代替注水系（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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

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．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
e．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
f．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

解析上の対応手順の概要フロー



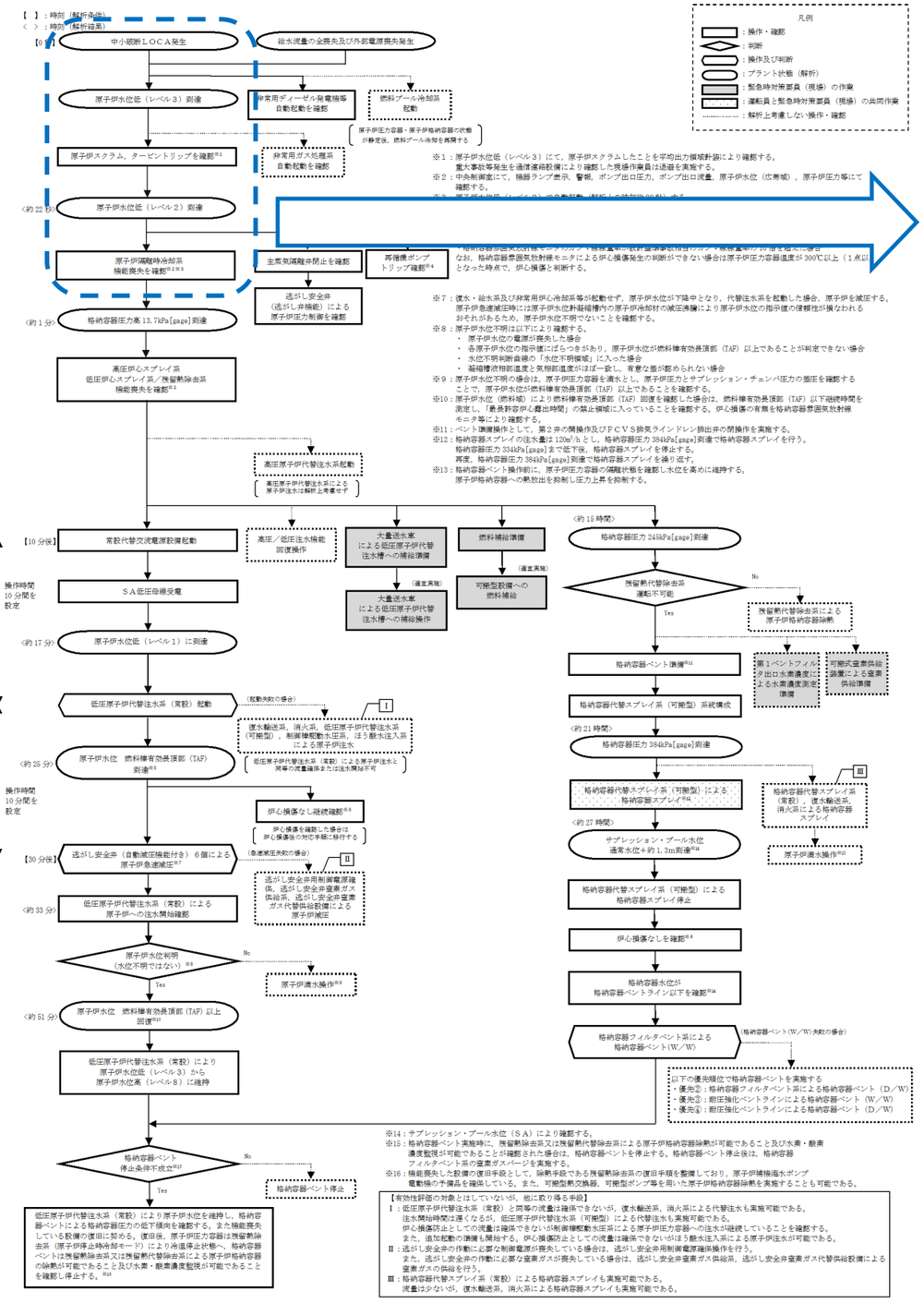
※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 22 秒）する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※6：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※7：復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず，原子炉水位が下降中となり，代替注水系を起動した場合，原子炉を減圧する。
原子炉急速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。
※8：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※9：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※10：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は，燃料棒有効長頂部（TAF）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：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※16：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉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はしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。
また，追加起動の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用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。

原子炉水位は全給水喪失し，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動するが高圧注水機能喪失により，原子炉圧力容器への注水が不可となる。**原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できないため，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

格納容器内パラメータにより格納容器内の漏えいがあることを確認する。

格納容器内漏えい及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，格納容器圧力が上昇する。**ドライウェル圧力 13.7kPa［gage］到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。**

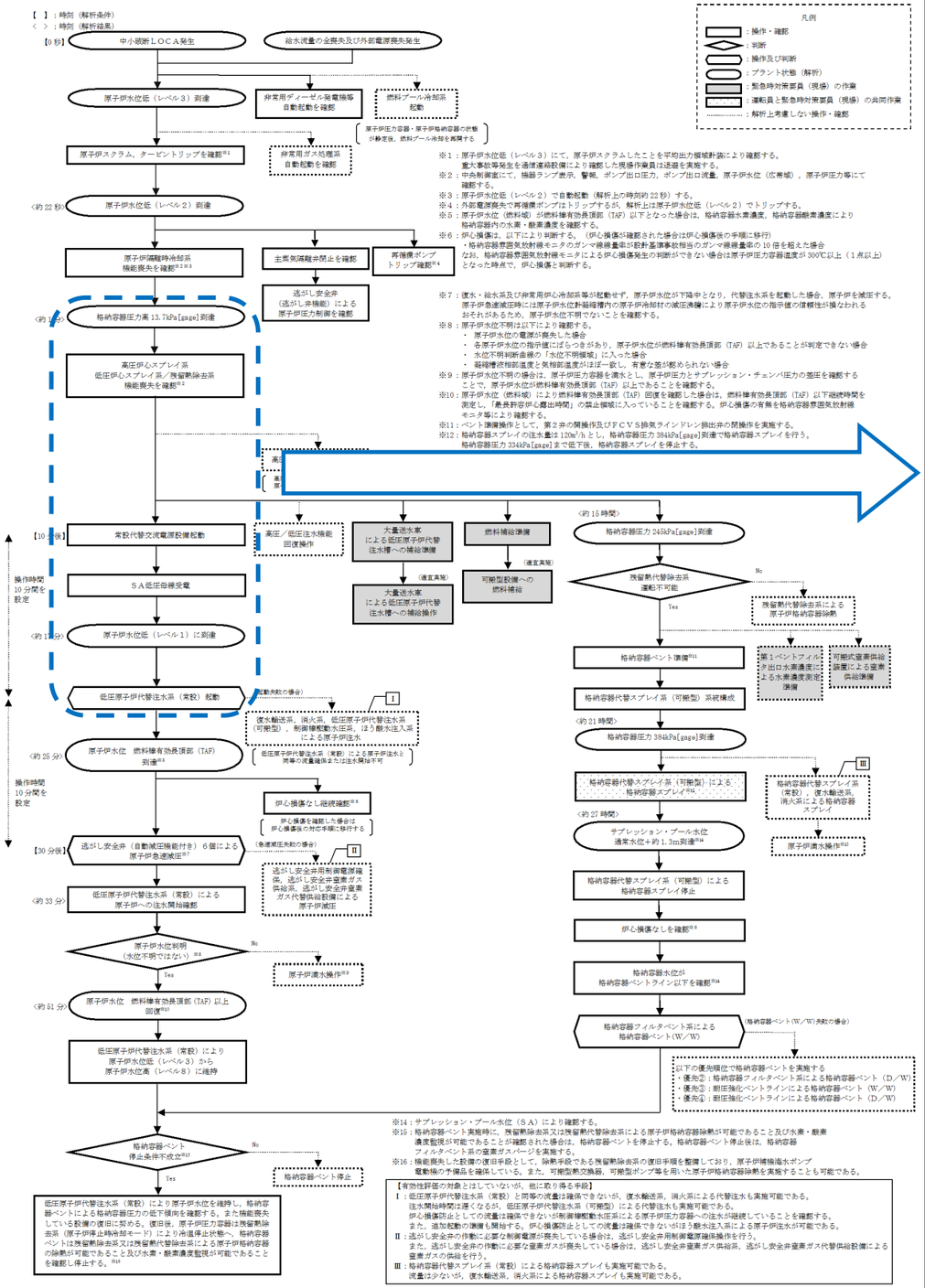
所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行し，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し非常用母線へ電源供給をする。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 22 秒）する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップする。解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※6：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※7：復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず，原子炉水位が下降中となり，代替注水系を起動した場合，原子炉を減圧する。
原子炉急速減圧時には原子炉水位計装端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。
※8：原子炉水位不明は以下により確認する。
・ 原子炉水位の電源が喪失した場合
・ 各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・ 水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・ 格納槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※9：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※10：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は，燃料棒有効長頂部（TAF）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：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＵＦＣＶＳ換気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であると判断された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※16：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉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はしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。
また，追加起動の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」

B

操作補足事項

「水位確保」
　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。
　全給水喪失し原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系の起動に失敗し原子炉水位の低下が継続する。**ガスタービン発電機起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

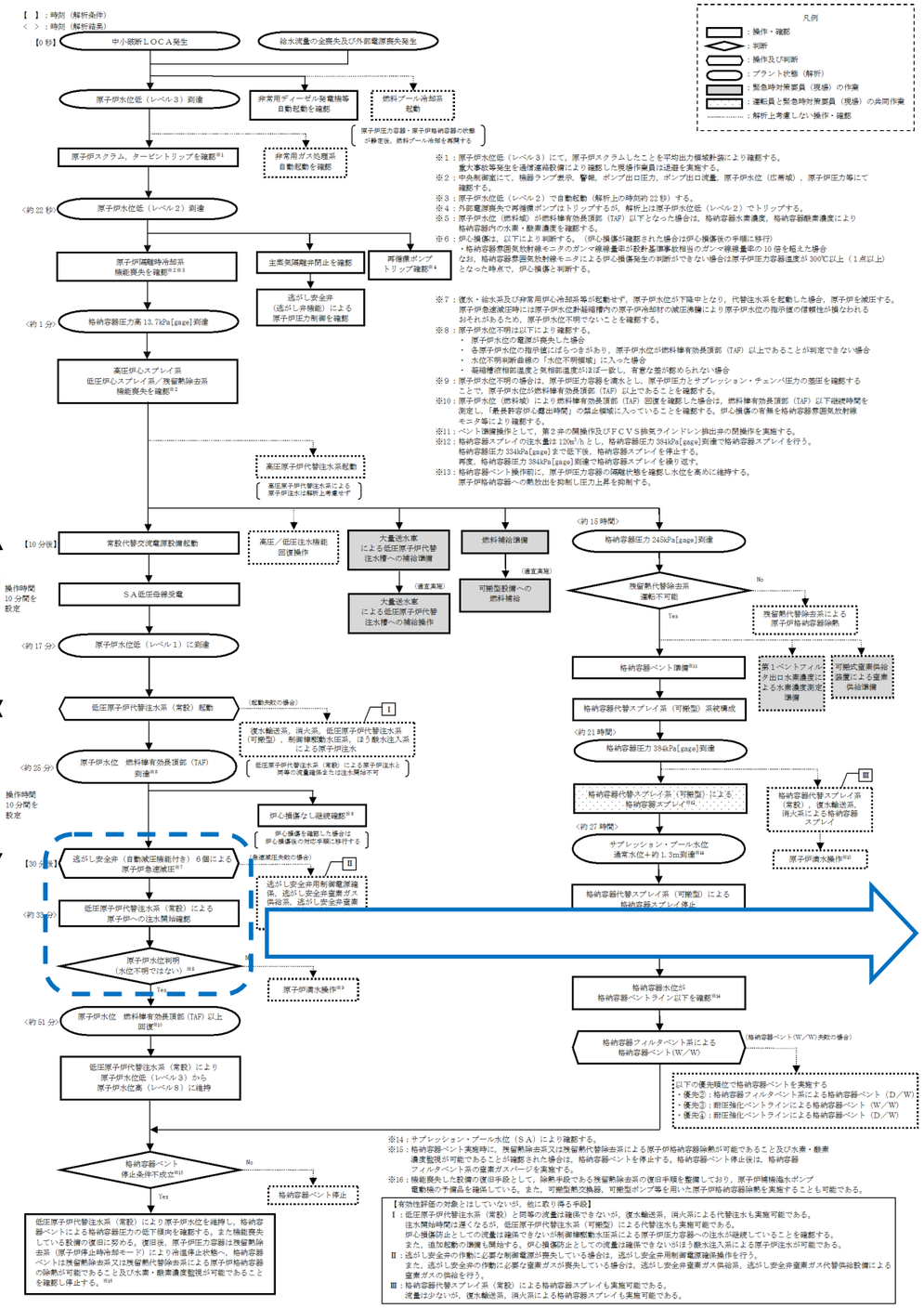
ＡＭ設備別操作要領書

AM 1：「原子炉注水戦略」
・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」

C

操作補足事項

「急速減圧」

低圧原子炉代替注水系（常設）が起動していることを確認し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開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。

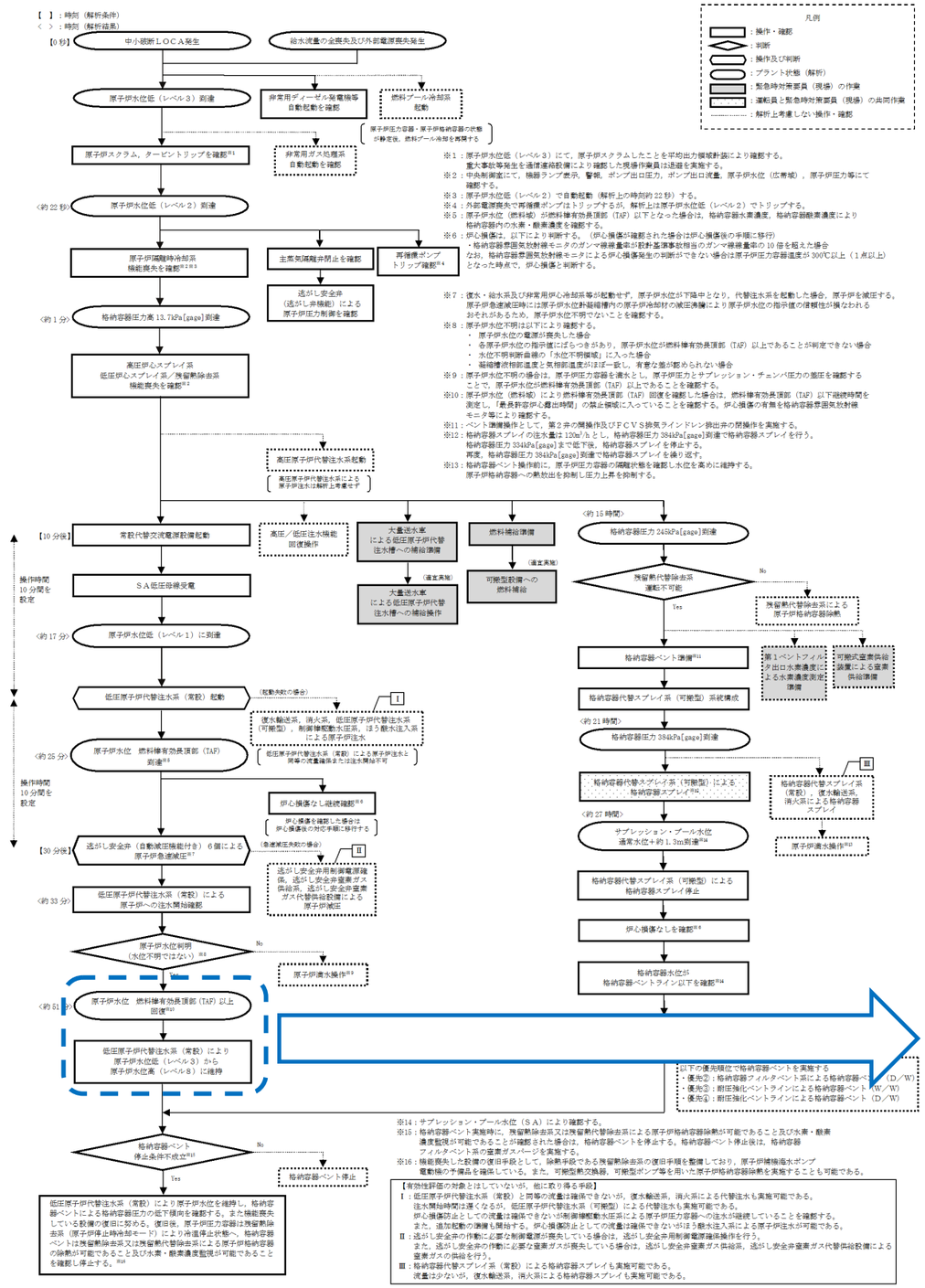
原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　D

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　E

操作補足事項

「水位回復」
　原子炉減圧により，低圧原子炉代替注水系（常設）から原子炉へ注水が開始し，**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上になれば，原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

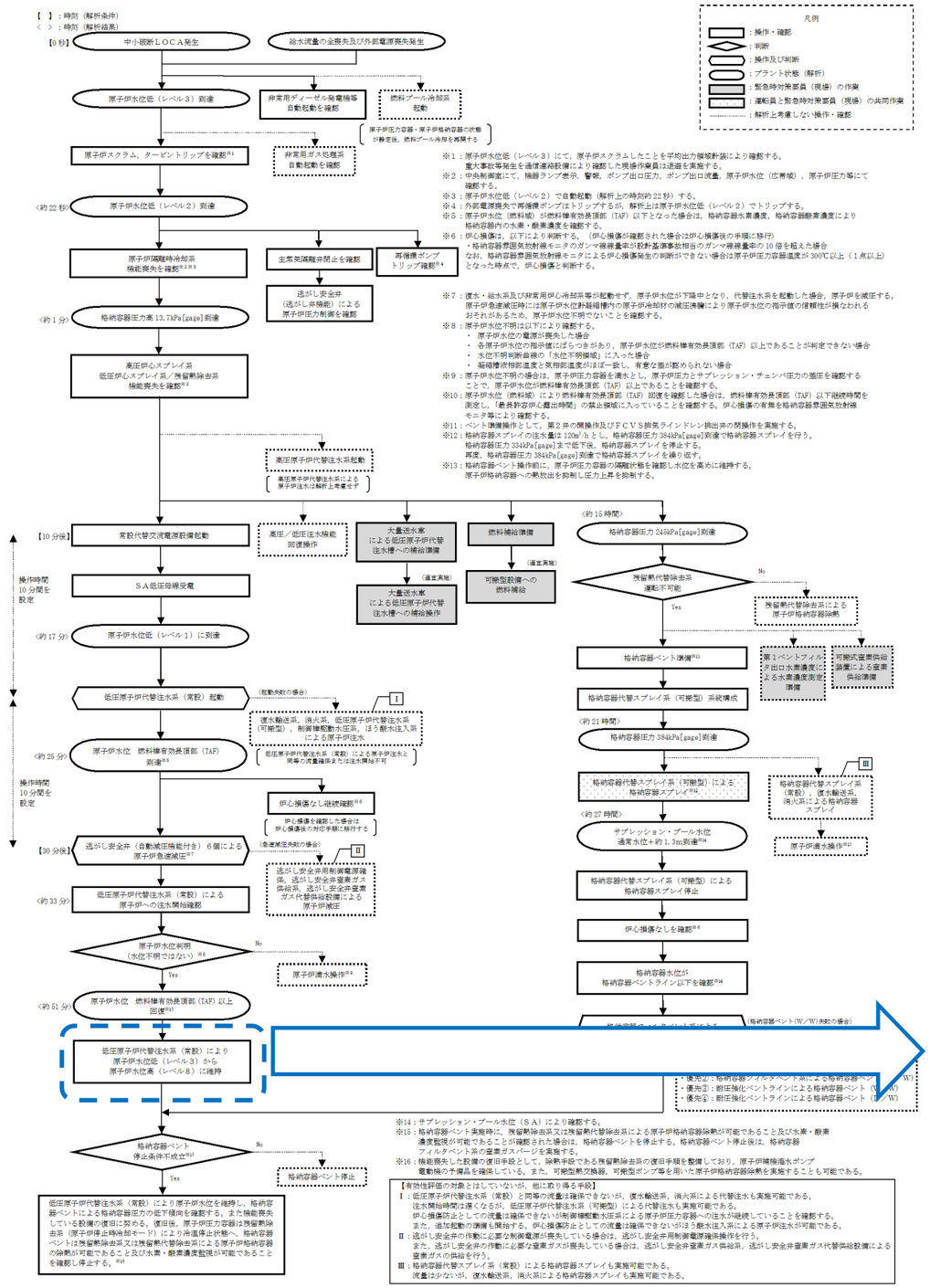
「水位確保」
　低圧原子炉代替注水系（常設）により，**原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持できるため，原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 22 秒）する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※6：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※7：復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず，原子炉水位が下降中となり，代替注水系を起動した場合，原子炉を減圧する。
原子炉急速減圧時には原子炉水位計装幅狭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。
※8：原子炉水位不明は以下により確認する。
・ 原子炉水位の電源が喪失した場合
・ 各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・ 水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・ 格納槽底部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※9：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※10：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は，燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し，「最長非容伊心露出時間」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：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の減圧状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※16：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉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はしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。
また，追加配置の測定も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

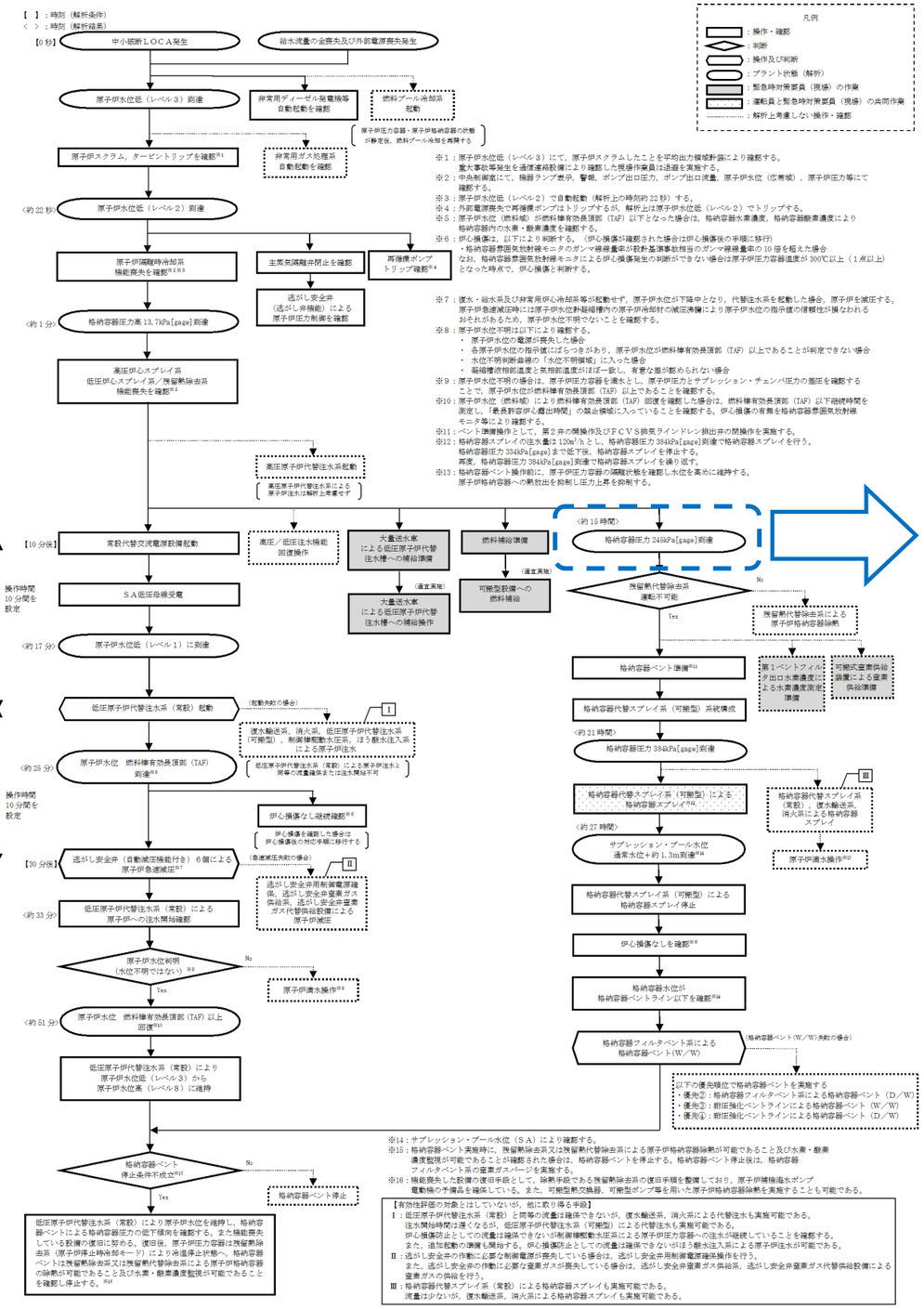
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
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：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※3：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 22 秒）する。
※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※5：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※6：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタ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 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタ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が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※7：復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず，原子炉水位が下降中となり，代替注水系を起動した場合，原子炉を減圧する。
原子炉急速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。
※8：原子炉水位不明は以下により確認する。
・　原子炉水位の電源が喪失した場合
・　各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であること５秒間できない場合
・　水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・　基準構造物温度と気相部温度が13℃差し，有意な差が認められない場合
※9：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，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※10：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は，燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し，「最長到達炉心露出時間」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：ベント準備操作として，第２弁の閉操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：格納容器ベント実施時に，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※16：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉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はしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：低圧原子炉代替注水系（常設）と同等の流量は確保できないが，復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。
また，追加起動の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，復水輸送系，消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

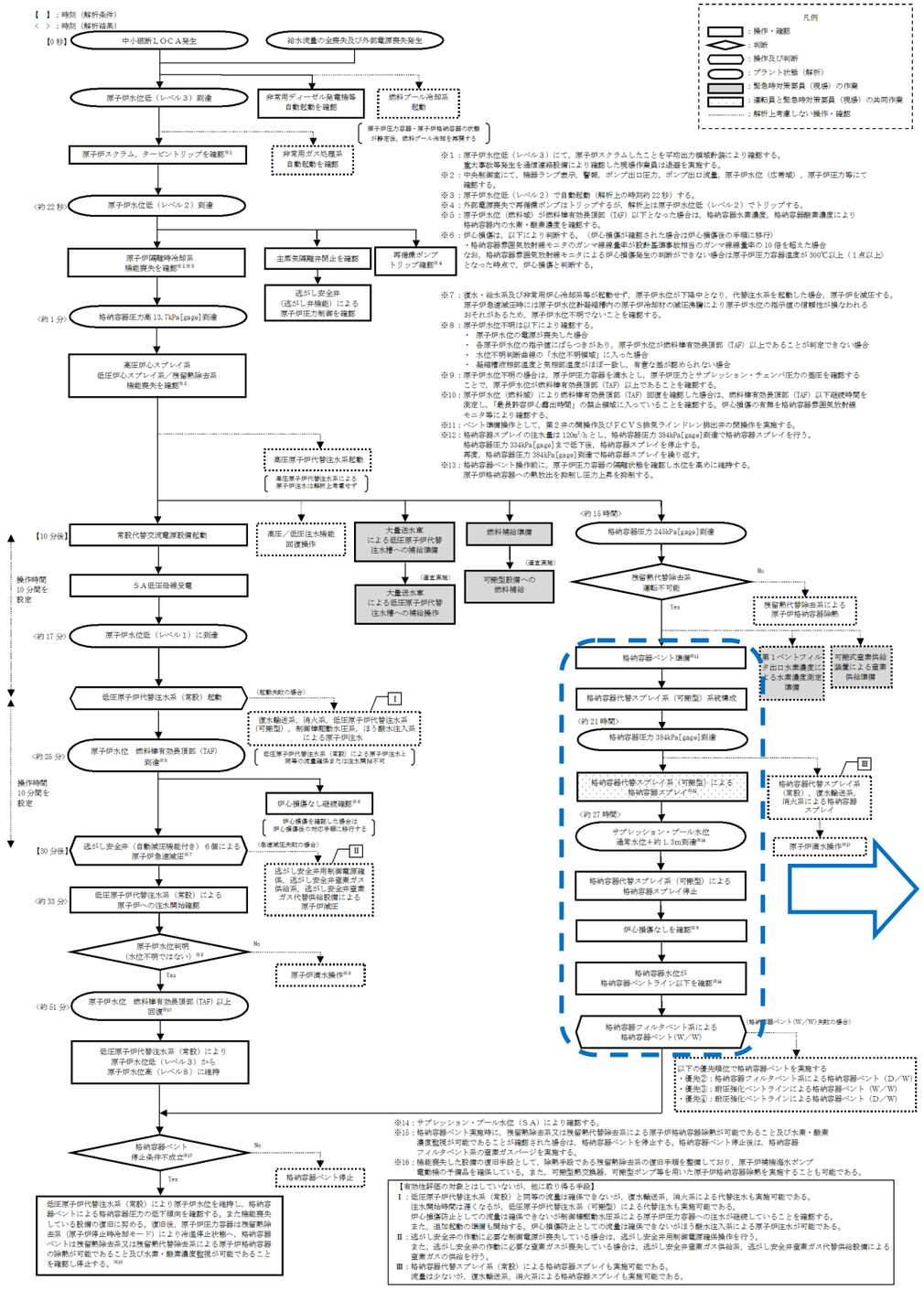
操作補足事項

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　F

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」

サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

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・プール水位が＋1.29m到達にて，ウェットウェル側からの格納容器ベントを実施する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＦＣＶＳによる格納容器ベント

AM 5：「格納容器機能維持戦略」
・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2.　運転中の原子炉における重大事故

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）

2.1.2　残留熱代替除去系を使用しない場合

特徴

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－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，原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至る。

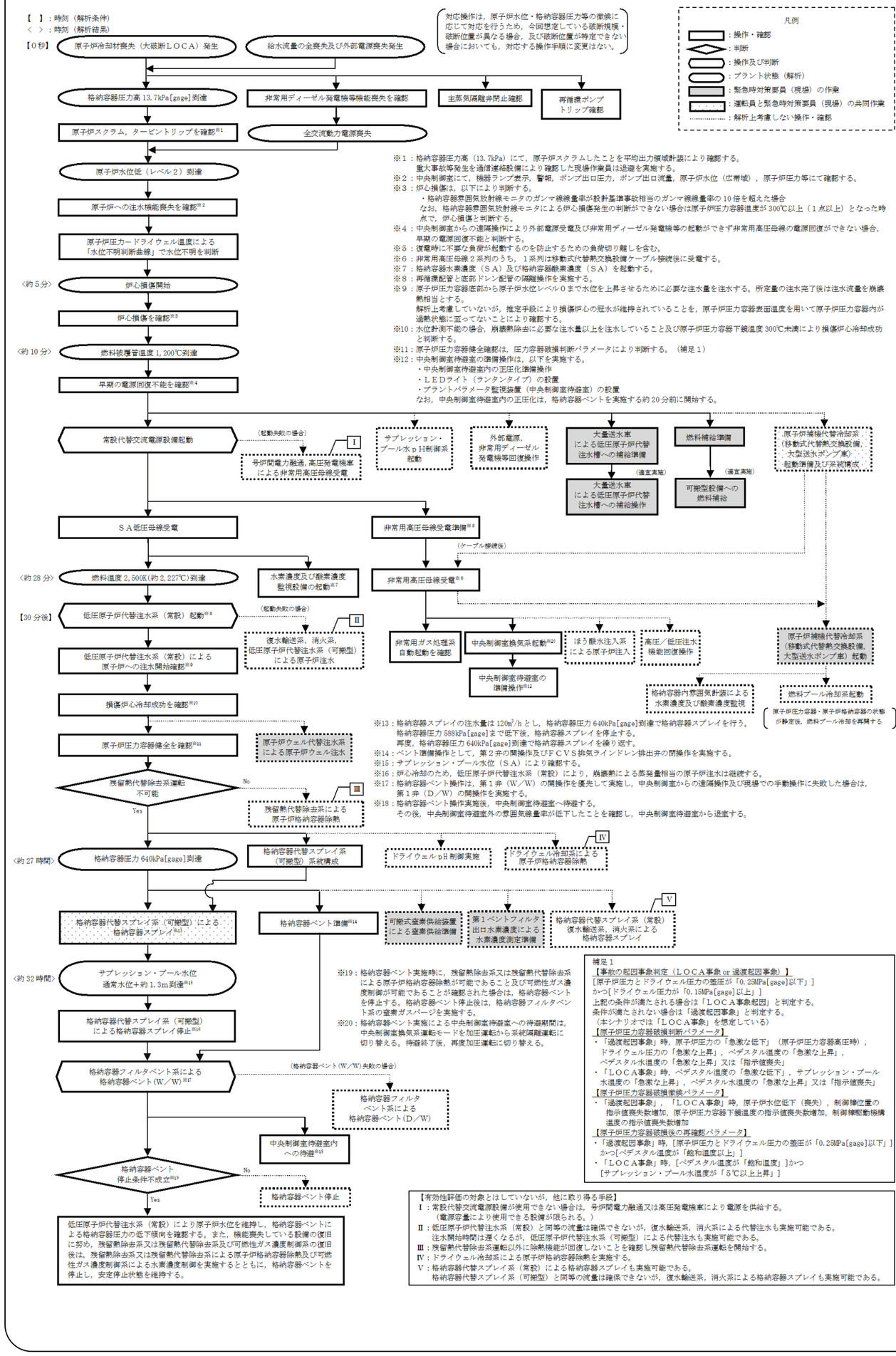
基本的な考え方

損傷炉心の冷却のための低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱によって原子炉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，原子炉格納容器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ために，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。

対応手順の概要

a．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認
b．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備
c．炉心損傷確認
d．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
e．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動
f．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
g．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

解析上の対応手順の概要フロー



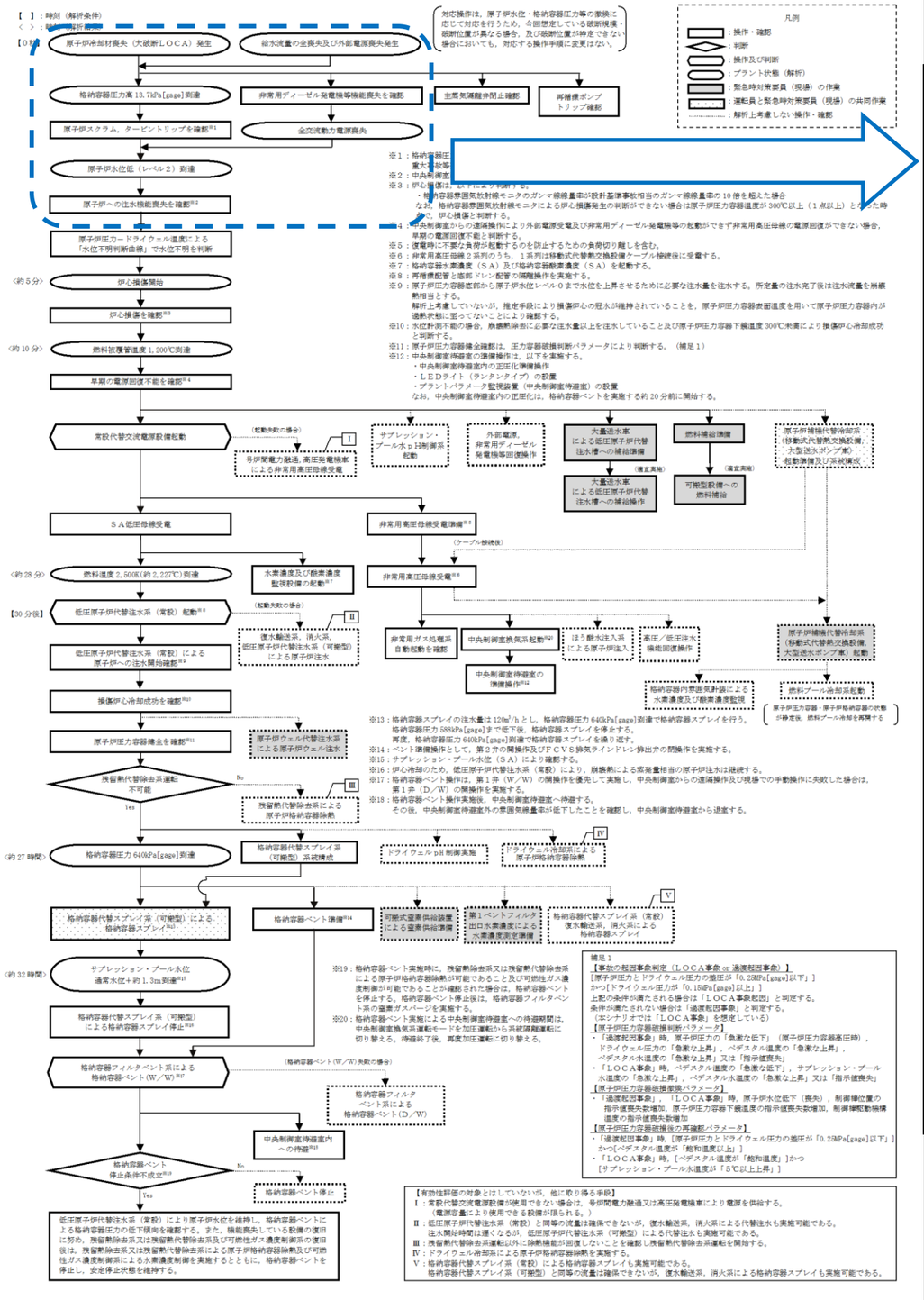
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

事故時運転操作手順書　ＳＯＰ対応フロー

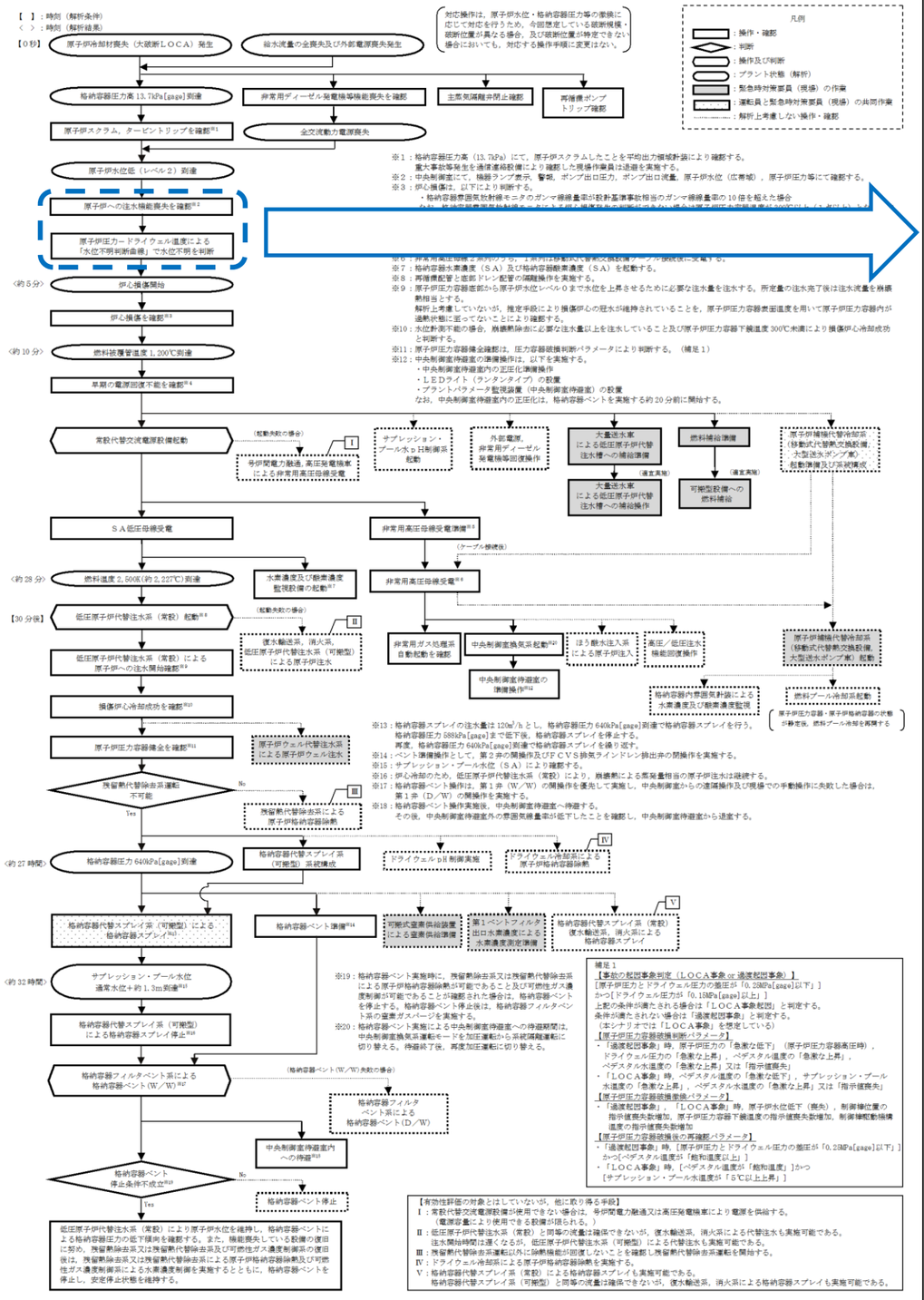
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー


【 】：時刻（解析条件）
〈 〉：時間（解析結果）
【0分】
原子炉冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）発生
給水流量の全喪失及び外部電源喪失発生
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。
凡例
：操作・確認
：判断
：操作及び判断
：プラント状態（解析）
：緊急時対策要員（現場）の作業
：運転員と緊急時対策要員（現場）の共同作業
：解析上考慮しない操作・確認
格納容器圧力高 13.7kPa[gage]到達
非常用ディーゼル発電機等機能喪失を確認
主蒸気隔離弁閉止確認
再循環ポンプトリップ確認
原子炉スクラム，タービントリップを確認※1
全交流動力電源喪失
原子炉水位低（レベル２）到達
原子炉への注水機能喪失を確認※2
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
〈約５分〉
炉心損傷開始
炉心損傷を確認※3
〈約 10 分〉
燃料被覆管温度 1,200℃到達
早期の電源回復不能を確認※4
常設代替交流電源設備起動
（起動失敗の場合）
号炉間電力融通，高圧発電機車による非常用高圧母線受電
サプレッション・プール水ｐＨ制御装置起動
外部電源，非常用ディーゼル発電機等回復操作
大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備
燃料補給準備
原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車）起動準備及び系統構成
（適宜実施）
大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給操作
（適宜実施）
可搬型設備への燃料補給
ＳＡ低圧母線受電
非常用高圧母線受電準備※5
（ケーブル接続後）
〈約 28 分〉
燃料温度 2,500K（約 2,227℃）到達
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動※7
非常用高圧母線受電※6
【30 分後】
低圧原子炉代替注水系（常設）起動※8
（起動失敗の場合）
Ⅱ
復水輸送系，消火系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
非常用ガス処理系自動起動を確認
中央制御室換気系起動※20
ほう酸水注入系による原子炉注入
高圧／低圧注水機能回復操作
原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車）起動
中央制御室待避室の準備操作※12
格納容器内雰囲気計測による水素濃度及び酸素濃度監視
燃料プール冷却系起動
（原子炉圧力容器・原子炉格納容器の状態が安定後，燃料プール冷却を再開する）
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水開始確認※9
操作余裕時間
操作余裕時間
操作余裕時間

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　B

補足説明事項

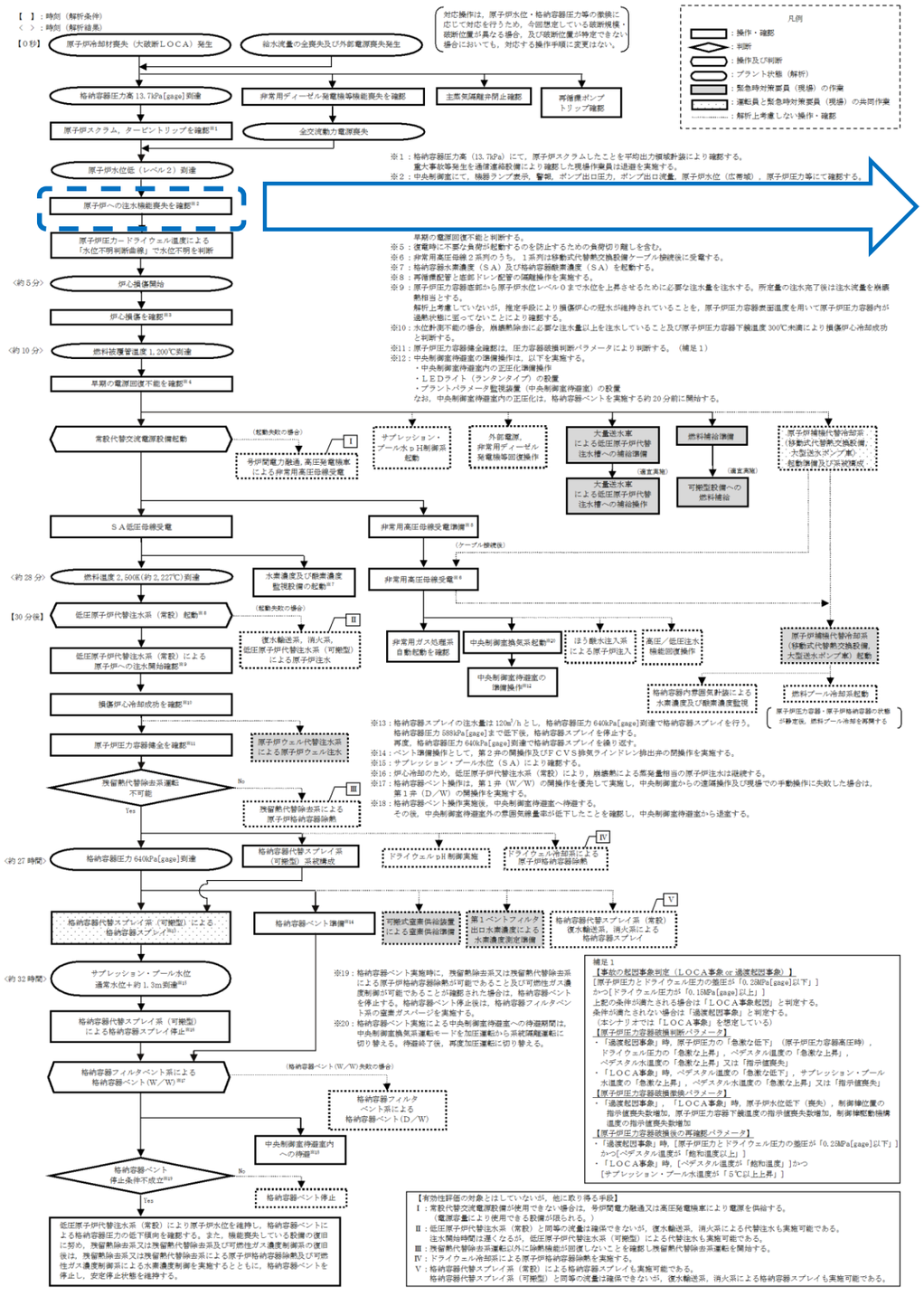
「水位確保」
　プラント状態を的確に把握し，作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。
　原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係による「**水位不明判断曲線」で原子炉水位が水位不明と判断し不測事態「水位不明（Ｃ３）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位不明」　C

補足説明事項

「水位不明」

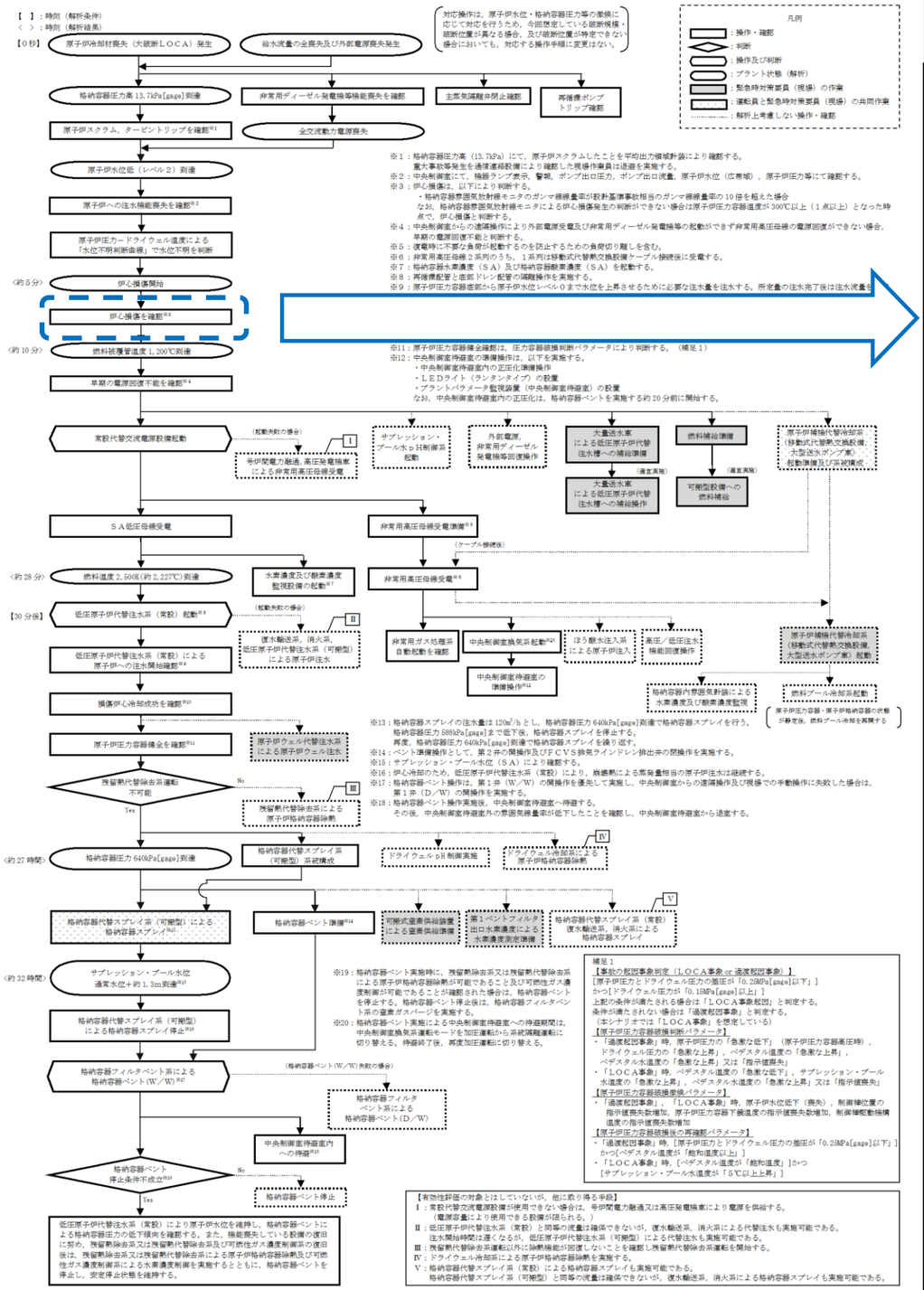
原子炉へ注水可能な系統を１系統も運転状態にすることができないため，不測事態「ＡＭ初期対応（Ｃ４）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「ＡＭ初期対応」

D

補足説明事項

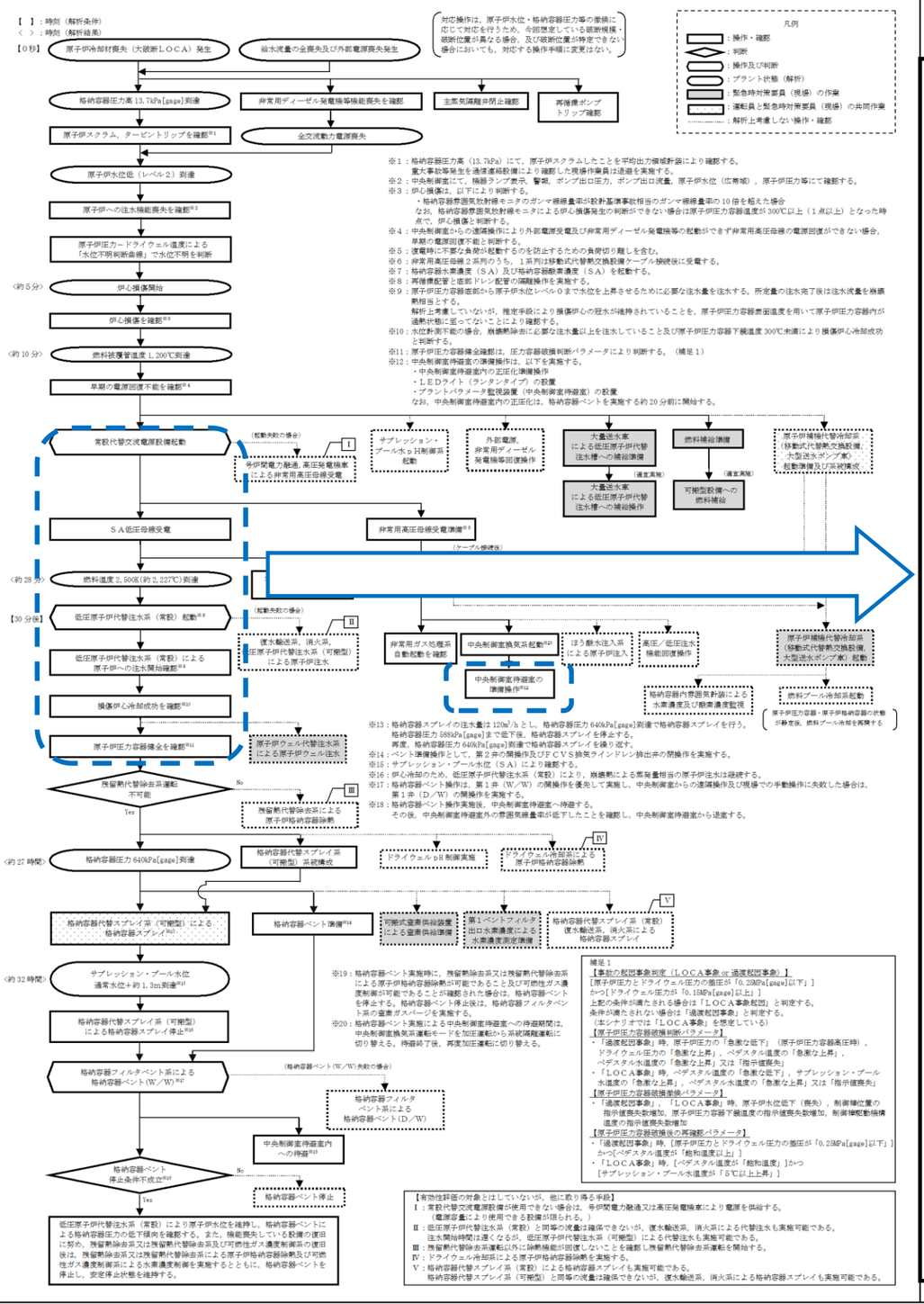
「ＡＭ初期対応」
格納容器モニタを確認し，**格納容器内γ線線量率が各種設計基準事故時に想定される値の 10 倍を超えた場合に，事故時操作要領書「シビアアクシデント」の「注水－１」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－１（損傷炉心への注水）

E

補足説明事項

「注水－１」

格納容器破損の防止のため，「放出」へ移行する。

原子炉格納容器内漏えいを確認したため，隔離操作を実施する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉へ注水のため，低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。

中央制御室作業環境確保のため，中央制御室換気系を起動する。

損傷炉心が冷却できていること及び原子炉圧力容器が健全であることを確認し，「注水－２」「除熱－１」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 10：「居住性確保戦略」

・ＭＣＲによる居住性確保

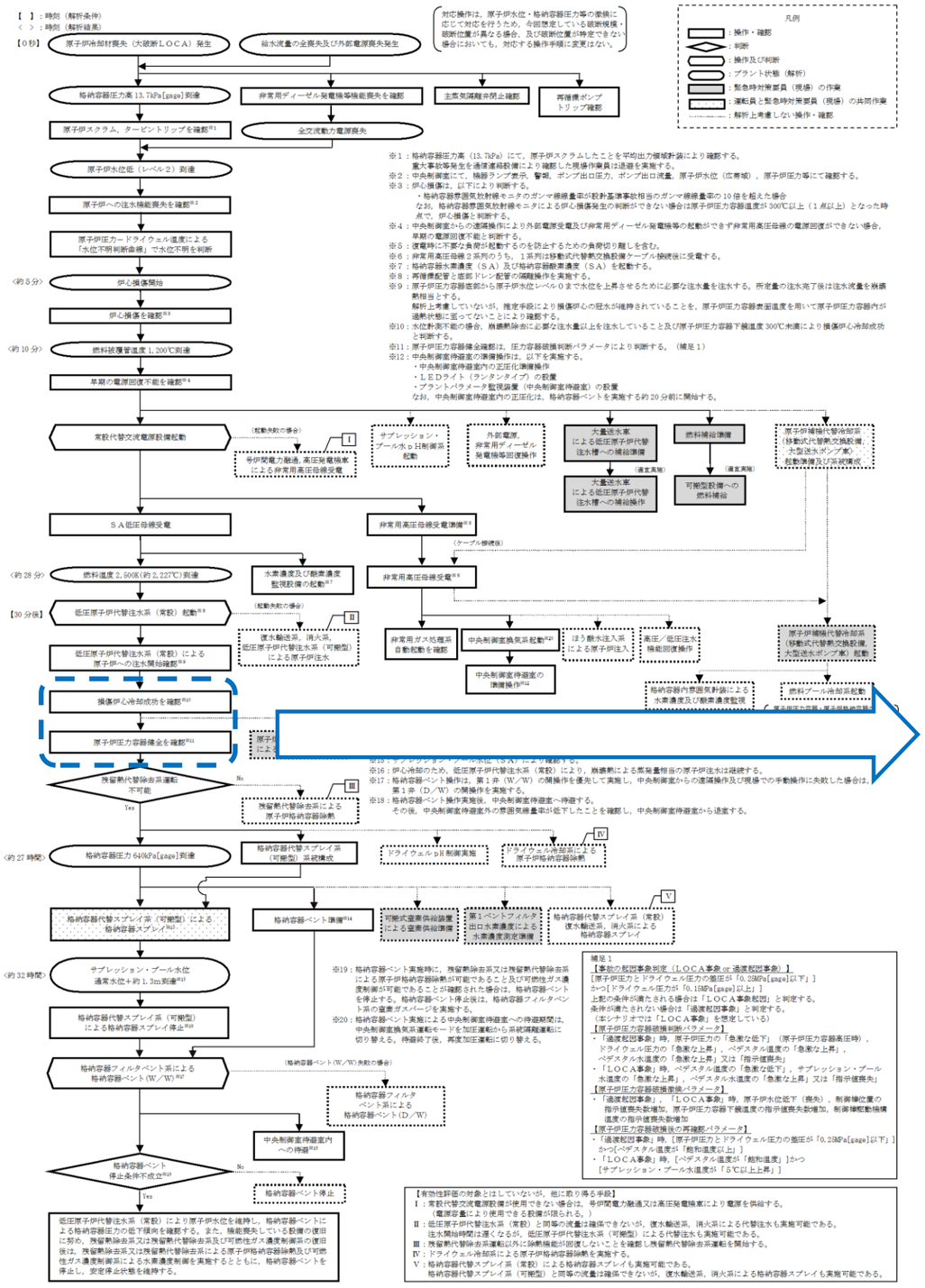
AM 1：「原子炉注水戦略」

・ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
注水－２（長期の原子炉水位の確保）

F

補足説明事項

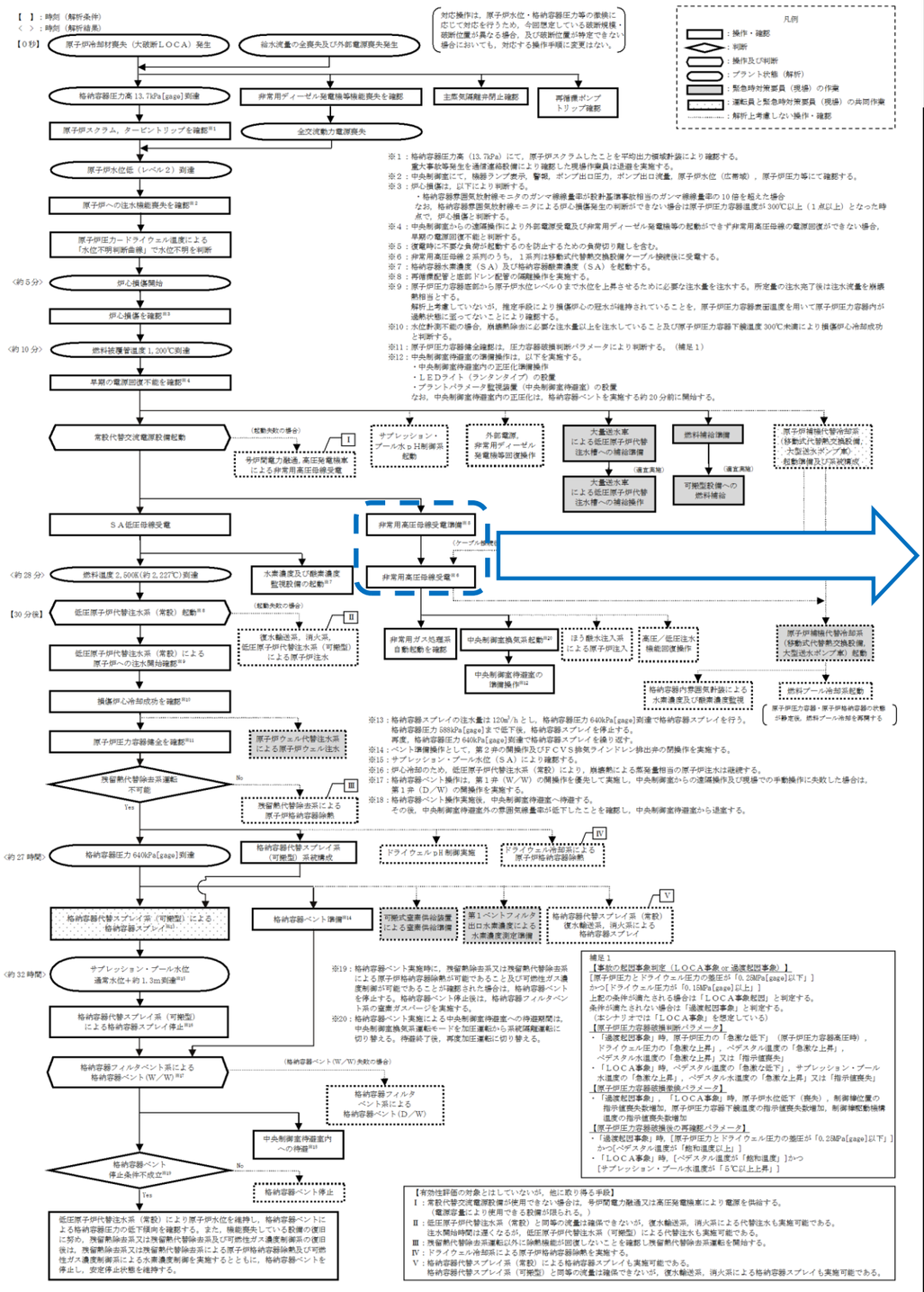
「注水－２」
原子炉水位が確認できずＬＯＣＡが発生しているため，シュラウド内水位回復に必要な時間注水後，崩壊熱相当分注水し，**引き続き損傷炉心が冷却されていることおよび原子炉圧力容器が健全であることを確認する。**

ＡＭ設備別操作要領書

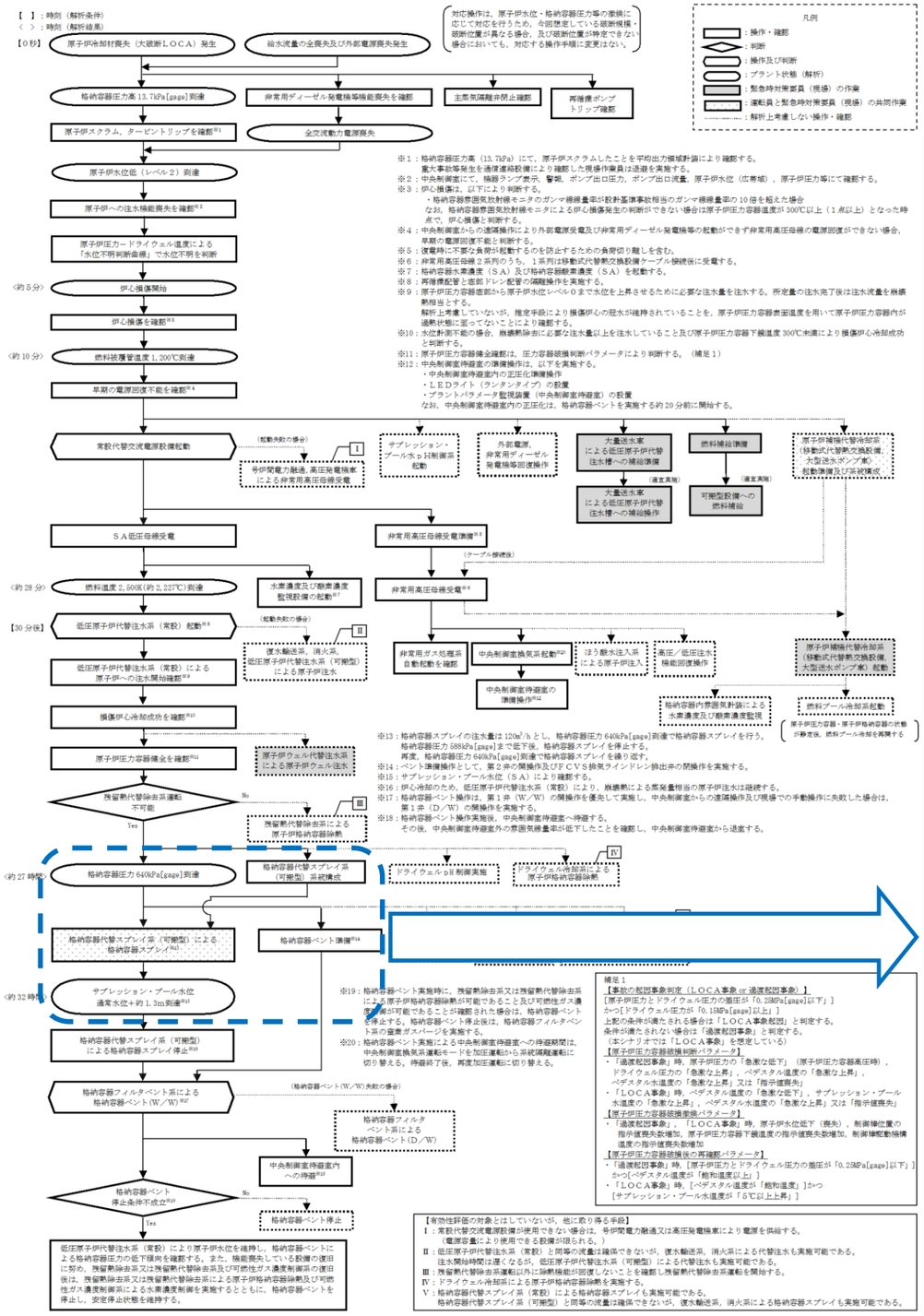
原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー


【 】：時刻（解析条件）
〈 〉：時刻（解析結果）
【0秒】
原子炉冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）発生
給水流量の全喪失及び外部電源喪失発生
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。
凡例
：操作・確認
：判断
：操作及び判断
：プラント状態（解析）
：緊急時対策要員（現場）の作業
：運転員と緊急時対策要員（現場）の共同作業
：解析上考慮しない操作・確認
格納容器圧力高 13.7kPa[gage]到達
非常用ディーゼル発電機等機能喪失を確認
主蒸気隔離弁閉止確認
再循環ポンプトリップ確認
原子炉スクラム，タービントリップを確認※1
全交流動力電源喪失
原子炉水位低（レベル２）到達
原子炉への注水機能喪失を確認※2
原子炉圧力容器健全性確認※11
原子炉圧力容器破損判断パラメータ
原子炉圧力容器破損判断パラメータ
原子炉圧力容器破損後の再識別パラメータ
原子炉圧力容器破損後の再識別パラメータ
原子炉圧力容器破損後の再識別

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」

除熱－１（損傷炉心冷却後の除熱）

H

補足説明事項

「除熱―１」

格納容器圧力が 640kPa［gage］到達後，格納容器代替スプレイ系による格納容器スプレイ（間欠スプレイ）を実施する。

残留熱除去系による除熱ができないかつ，Ｓ／Ｐ水位が＋1.29m に到達後，「放出」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

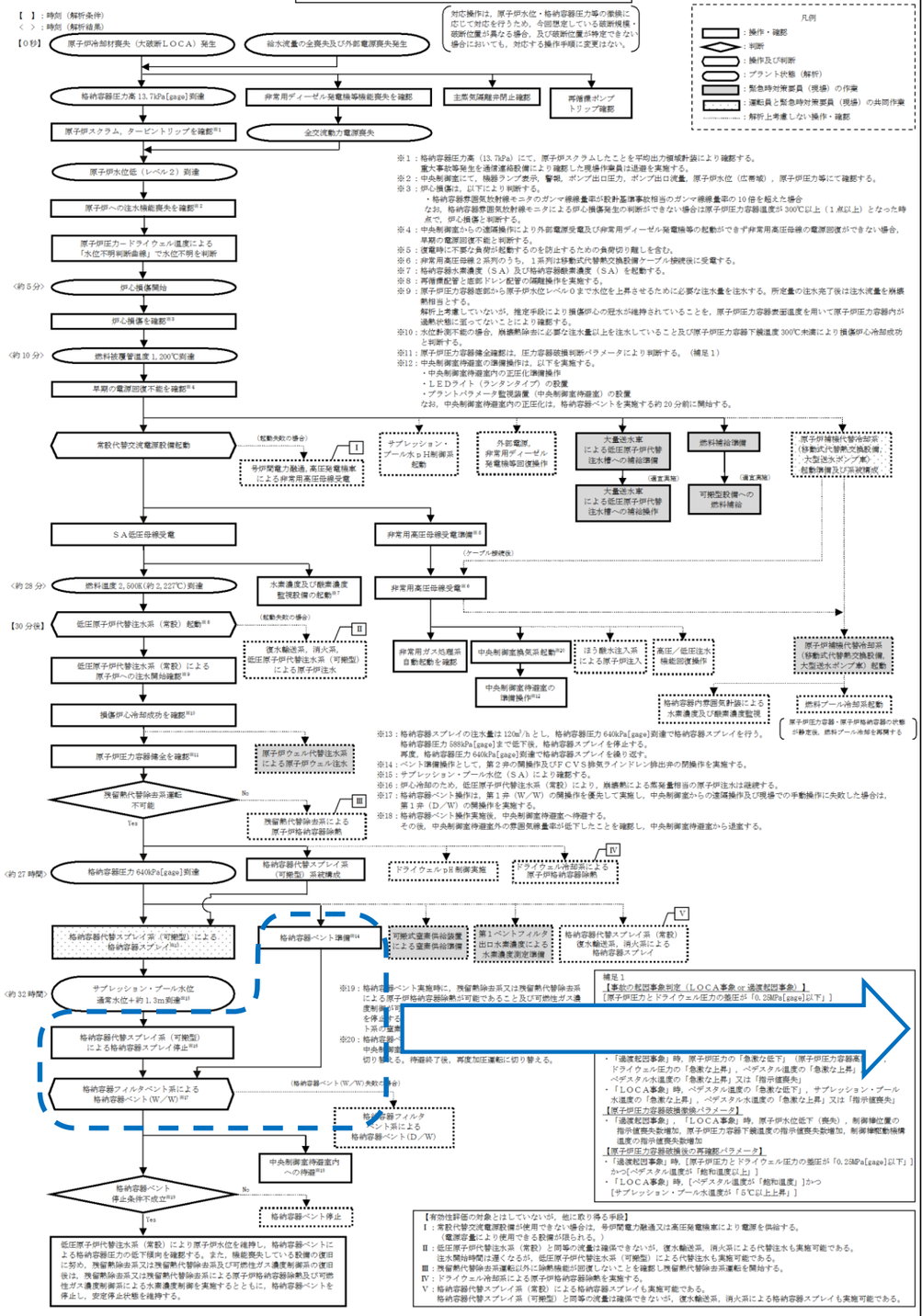
原子力災害対策手順書

EHP

・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（シビアアクシデント）「ＳＯＰ」
放出（ＰＣＶ破損防止）

Ⅰ

補足説明事項

「放出」
格納容器圧力が 640kPa［gage］到達後，格納容器ベント準備を行う。
サプレッション・プール水位が＋1.29m に到達後，格納容器スプレイの停止操作，中央制御室換気系を循環運転に切り替えを行う。
格納容器スプレイ停止空調換気系循環運転切り替え後，格納容器フィルタベント系によるベントを行う。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＦＣＶＳによる格納容器ベント

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

島根原子力発電所２号炉

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
(1)　基本教育 ..... 1.0.9 - 1
ａ．防災教育 ..... 1.0.9 - 1
ｂ．アクシデントマネジメント教育 ..... 1.0.9 - 2
(2)　原子力防災訓練 ..... 1.0.9 - 2
ａ．要素訓練 ..... 1.0.9 - 3
ｂ．総合訓練 ..... 1.0.9 - 4
(3)　その他の教育及び訓練 ..... 1.0.9 - 5
2.　運転員に対する教育及び訓練 ..... 1.0.9 - 5
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 - 5
4.　支援組織に対する教育及び訓練 ..... 1.0.9 - 6
5.　教育及び訓練計画の頻度の考え方 ..... 1.0.9 - 6
6.　教育及び訓練の効果の確認についての整理 ..... 1.0.9 - 6
(1)　要員の力量管理並びに教育及び訓練の有効性評価 ..... 1.0.9 - 6
(2)　対応能力の向上 ..... 1.0.9 - 7
7.　実務経験によるプラント設備の習熟 ..... 1.0.9 - 7
8.　協力会社社員の教育及び訓練参加について ..... 1.0.9 - 7
9.　本社の緊急時対策要員の教育及び訓練について ..... 1.0.9 - 8

第１表　重大事故等対策に関する教育及び訓練（運転員の主な教育内容）
..... 1.0.9 - 9
第２表　重大事故等対策に関する教育及び訓練（実施組織（運転員を除く。）
の主な教育内容） ..... 1.0.9 - 11
第３表　重大事故等対策に関する教育及び訓練（支援組織の主な教育内容）
..... 1.0.9 - 12
第４表　重大事故等対策に関する主な訓練 ..... 1.0.9 - 13
第５表　教育及び訓練計画の頻度の考え方について ..... 1.0.9 - 33
第６表　重大事故等に対処する要員の力量管理について ..... 1.0.9 - 34
第７表　プラント設備の習熟のための保守点検活動 ..... 1.0.9 - 35
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 - 36
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 - 38
補足３　全交流動力電源喪失（ＳＢＯ）環境下における操作項目の
訓練実績について ..... 1.0.9 - 39

下線は，今回の提出資料を示す。

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	原子炉の停止	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「スクラム」（原子炉出力）	運転員	・代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入：１回／年以上
	反応度制御	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「反応度制御」	運転員	・原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制：１回／年以上 ・自動減圧系等の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止：１回／年以上 ・ほう酸水注入：１回／年以上

注１：教育訓練に使用する手順書，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る。以下，第４表において同じ。

注２：「1.19 通信連絡に関する手順等」については，各手順の訓練の中で実際に使用することで習熟していく。以下，第４表において同じ。

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（２／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	高圧原子炉への注水	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「水位確保」等	運転員	・原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却：１回／年以上 ・高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」	運転員	・高圧原子炉代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却：１回／年以上 ・高圧原子炉代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＲＣＩＣによる原子炉注水」	運転員	・原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」	運転員	・ほう酸水注入系による進展抑制（ほう酸水注入）：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（３／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	原子炉の減圧	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「減圧冷却」等 ○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－1」	運転員	・手動操作による減圧（逃がし安全弁）：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）」	運転員	・可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ用蓄電池）」	運転員	・主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁機能回復：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作（補助盤室）」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（窒素ガスボンベ）」	運転員	・逃がし安全弁窒素ガス供給系による窒素ガス確保：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＲＶ背圧対策」	運転員	・逃がし安全弁の背圧対策：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「窒素ガスボンベによる主蒸気逃がし安全弁背圧対策」	実施組織 （復旧班員）	
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「二次格納施設制御」等	運転員	・二次格納施設制御：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（４／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	低圧原子炉への注水	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「水位確保」等	運転員	・残留熱除去系（低圧注水モード）による発電用原子炉の冷却：１回／年以上 ・低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却：１回／年以上
		○事故時操作要領書（徴候ベース） 「減圧冷却」等	運転員	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」	運転員	・低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉への冷却：１回／年以上 ・低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」	運転員	・低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉への冷却：１回／年以上 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	
		○AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる原子炉注水」	運転員	・常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＬＰＣＳによる原子炉注水」	運転員	・常設代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧：１回／年以上
	原子炉の除熱	○AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる原子炉除熱」	運転員	・常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（５／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	最終ヒートシンクへの熱輸送	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」	運転員	・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」	運転員	・格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：１回／年以上 ・現場操作による格納容器ベント：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」	運転員	・原子炉補機代替冷却系による除熱：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（ＵＨＳＳ編）」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源編）」	実施組織 （復旧班員）	

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（６／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	格納容器内の冷却・減圧・除熱	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 「Ｓ／Ｃ温度制御」 「ＰＣＶ水素濃度制御」 ○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」	運転員	・残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ：１回／年以上
		○事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」	運転員	・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ」	運転員	・格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」	運転員	・格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」	運転員	・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：１回／年以上 ・残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（７／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	格納容器内の減圧・除熱	○AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	運転員	・格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」 「大量送水車を使用した送水」 「格納容器フィルタベント系系統構成」	実施組織 （復旧班員）	
		○AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」	運転員	・現場操作による格納容器ベント：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」	運転員	・不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	実施組織 （復旧班員）	
		○AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」	運転員	・残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（８／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	原子炉圧力容器への注水	○AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによるペデスタル注水」	運転員	・ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 「大量送水車によるペデスタル注水」	運転員	・格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水：１回／年以上 ・ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	
		○AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」	運転員	・高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」	運転員	・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：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」	運転員	・低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水：１回／年以上
		○AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」	運転員	・低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（９／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	○原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	実施組織 （復旧班員）	・原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」	運転員	・格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」 「ＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」	運転員	・水素濃度及び酸素濃度の監視：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１０／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	水素爆発による原子炉建物等の損傷防止	○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「水素」	運転員	・原子炉建物内の水素濃度監視：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１１／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	燃料プールへの注水及びスプレイ	○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	・燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水：１回／年以上 ・燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへのスプレイ：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」 「原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ」	実施組織 （復旧班員）	・燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水：１回／年以上 ・燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへのスプレイ：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＦＰ監視カメラ用冷却設備起動」	運転員	・燃料プールの状態監視：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＰＣによる燃料プール除熱」	運転員	・燃料プール冷却系による燃料プールの除熱：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１２／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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	発電所外への放射性物質の拡散抑制	○原子力災害対策手順書 「放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制」	実施組織 （復旧班員）	・大気への放射性物質の拡散抑制：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「シルトフェンス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」	実施組織 （復旧班員）	・海洋への放射性物質の拡散抑制：１回／年以上
	消火活動	○原子力災害対策手順書 「放水砲による消火活動」	実施組織 （復旧班員）	・航空機燃料火災への対応：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１３／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	送水	○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	実施組織 （復旧班員）	・輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした送水：１回／年以上 ・海を水源とした送水：１回／年以上
	低圧原子炉代替注水槽への補給	○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」	実施組織 （復旧班員）	・輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした補給（淡水／海水）：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」		・海を水源とした補給：１回／年以上
	輪谷貯水槽への補給	○原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」	実施組織 （復旧班員）	・輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への海水補給：１回／年以上
	水源切替	○原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」	実施組織 （復旧班員）	・低圧原子炉代替注水槽へ補給する水源の切替え：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」 「大量送水車を使用した送水／補給」		・輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）へ補給する水源の切替え：１回／年以上 ・輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）から海への切替え：１回／年以上
		○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水-2」	運転員	・外部水源から内部水源への切替え（外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サプレッション・チェンバへの切替え））：１回／年以上
		○事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水-4」		・外部水源から内部水源への切替え（外部水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））から内部水源（サプレッション・チェンバへの切替え））：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１４／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
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給電	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」	運転員	・非常用交流電源設備による給電：１回／年以上
	非常用直流電源設備による給電	○事故時操作要領書（徴候ベース） 「電源復旧」	運転員	・非常用直流電源設備による給電：１回／年以上
	代替交流電源設備による給電	○ＡＭ設備別操作要領書 「ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」	運転員	・常設代替交流電源設備による給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「ガスタービン発電機の現場起動による電源確保」	実施組織 （復旧班員）	
		○ＡＭ設備別操作要領書 「高圧発電機車によるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」	運転員	・可搬型代替交流電源設備による給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用したＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」	実施組織 （復旧班員）	
	代替直流電源設備による給電	○ＡＭ設備別操作要領書 「Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）によるＢ－115V 系直流盤受電」 「充電器復旧，中央監視計器復旧」	運転員	・所内常設蓄電式直流電源設備による給電：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＡ用 115V 系蓄電池によるＢ－115V 系直流盤受電」	運転員	・常設代替直流電源設備による給電：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１５／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.14 電源の確保に関する手順等（続き）	代替直流電源設備による給電（続き）	○AM設備別操作要領書 「高圧発電機車によるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 「充電器復旧，中央監視計器復旧」	運転員	・可搬型直流電源設備による給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用した緊急用Ｍ／Ｃ電源確保」 「高圧発電機車による直流電源確保時の可搬ケーブルを使用した中央制御室排風機電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」	実施組織 （復旧班員）	
	代替所内電気設備による給電	○AM設備別操作要領書 「ＧＴＧによるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 「高圧発電機車によるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 「主要弁の電源切替」	運転員	・代替所内電気設備による給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「ガスタービン発電機の現場起動による電源確保」 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用した緊急用Ｍ／Ｃ電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」	実施組織 （復旧班員）	
	燃料の補給	○原子力災害対策手順書 「軽油タンク等を使用したタンクローリへの燃料積載」 「タンクローリから各機器等への給油」	実施組織 （復旧班員）	・燃料補給設備による給油：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１６／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.15 事故時の計装に関する手順等	事故時の計装	○原子力災害対策手順書 「重要計器の監視・復旧」	実施組織 （プラント監視班員）	・他チャンネルによる計測：１回／年以上 ・代替パラメータによる推定：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「可搬型計測器による計測」	運転員	・可搬型計測器による計測：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「重要計器の電源切替」	運転員	・設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「ＳＰＤＳによるパラメータ記録結果の保存」	運営支援組織 （情報管理班員）	・パラメータ記録：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１７／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	中央制御室の居住性の確保	○ＡＭ設備別操作要領書 「ＭＣＲによる居住性確保」	運転員	・ＭＣＲ運転による居住性確保：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「待避室の居住性確保」	運転員	・中央制御室待避室の使用：１回／年以上
		○ＡＭ設備別操作要領書 「中央制御室の居住性確保」	運転員	・可搬型照明による居住性確保：１回／年以上 ・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：１回／年以上
	運転員等の被ばく低減	○ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＧＴによる放射性物質除去」	運転員	・ＳＧＴによる放射性物質の除去：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１８／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.17 監視測定等に関する手順等	放射線量の代替測定	○原子力災害対策手順書 「可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の代替測定」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の代替測定：１回／年以上
	空気中の放射性物質の濃度の代替測定	○原子力災害対策手順書 「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」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・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：１回／年以上
	放射線量の測定	○原子力災害対策手順書 「可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・可搬式モニタリング・ポストによる放射線量の測定：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「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」		・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：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「海上モニタリング測定」		・海上モニタリング測定：１回／年以上
	放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）の測定	○原子力災害対策手順書 「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」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・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：１回／年以上
	海上モニタリング	○原子力災害対策手順書 「海上モニタリング測定」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・海上モニタリング測定：１回／年以上
	気象観測項目の代替測定	○原子力災害対策手順書 「可搬式気象観測装置による気象観測項目の代替測定」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・可搬式気象観測装置による気象観測項目の代替測定：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（１９／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	緊急時対策所の居住性の確保	○原子力災害対策手順書 「緊急時対策所空気浄化装置運転」 「緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定」 「緊急時対策所空気ボンベ加圧設備による空気供給準備」 「緊急時対策所空気浄化装置から緊急時対策所空気ボンベ加圧設備への切替」 「緊急時対策所空気ボンベ加圧設備から緊急時対策所空気浄化装置への切替」	実施組織 （復旧班員）	・緊急時対策所空気浄化装置運転：１回／年以上 ・緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定：１回／年以上 ・緊急時対策所空気ボンベ加圧設備による空気供給準備：１回／年以上 ・緊急時対策所空気浄化装置から緊急時対策所空気ボンベ加圧設備への切替：１回／年以上 ・緊急時対策所空気ボンベ加圧設備から緊急時対策所空気浄化装置への切替：１回／年以上
		○原子力災害対策手順書 「緊急時対策本部内可搬式エリア放射線モニタ設置手順」	技術支援組織 （放射線管理班員）	・緊急時対策本部内可搬式エリア放射線モニタ設置：１回／年以上
	必要な指示及び通信連絡	○原子力災害対策手順書 「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」	実施組織 （プラント監視班員）	・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：１回／年
	代替交流電源設備からの給電	○原子力災害対策手順書 「緊急時対策所用発電機準備」 「緊急時対策所用発電機起動」 「緊急時対策所用発電機の切替」 「緊急時対策所用発電機への燃料給油」 「緊急時対策所用発電機（予備）の切替」	実施組織 （復旧班員）	・緊急時対策所用発電機準備：１回／年以上 ・緊急時対策所用発電機起動：１回／年以上 ・緊急時対策所用発電機の切替：１回／年以上 ・緊急時対策所用発電機への燃料給油：１回／年以上 ・緊急時対策所用発電機（予備）の切替：１回／年以上

第４表　重大事故等対策に関する主な訓練（２０／２０）

技術的能力審査基準	教育訓練項目	教育訓練に使用する手順書	対象者	訓練名称及び頻度
1.0 共通事項	アクセスルートの確保	○原子力災害対策手順書 「ホイールローダを使用したアクセスルート確保」	実施組織 （復旧班員）	・ホイールローダを使用したアクセスルート確保：１回／年以上

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

＜目 次＞

1.3.1　対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
ａ．フロントライン系故障時の対応手段及び設備
(a)　代替減圧
(b)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｂ．サポート系故障時の対応手段及び設備
(a)　常設直流電源系統喪失時の減圧
(b)　逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧
(c)　逃がし安全弁が作動可能な環境条件
(d)　復旧
(e)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｃ．原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備
(a)　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
(b)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｄ．インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手段及び設備
(a)　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応
(b)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｅ．手順等
1.3.2　重大事故等時の手順
1.3.2.1　フロントライン系故障時の対応手順
(1)　代替減圧
ａ．手動操作による減圧
(2)　重大事故等時の対応手段の選択
1.3.2.2　サポート系故障時の対応手順
(1)　常設直流電源系統喪失時の減圧
ａ．可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
ｂ．主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放
ｃ．主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放
ｄ．逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
(2)　逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧
ａ．逃がし安全弁窒素ガス供給系による逃がし安全弁駆動源確保
(3)　逃がし安全弁窒素ガス供給系による背圧対策

(4)　復旧

ａ．代替直流電源設備による復旧

ｂ．代替交流電源設備による復旧

(5)　重大事故等時の対応手段の選択

1.3.2.3　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

1.3.2.4　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順

(1)　ＥＯＰ「二次格納施設制御」

1.3.2.5　その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.3.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表
添付資料1.3.2　自主対策設備仕様
添付資料1.3.3　対応手段として選定した設備の電源構成図
添付資料1.3.4　重大事故対策の成立性
1．可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
2．主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放
3．主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放
4．逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
5．逃がし安全弁窒素ガス供給系による逃がし安全弁駆動源確保
6．逃がし安全弁窒素ガス供給系による背圧対策
7．インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の漏えい停止操作
添付資料1.3.5　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の概要図
添付資料1.3.6　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の破断面積及び現場環境等について
添付資料1.3.7　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の検知手段について
添付資料1.3.8　発電用原子炉の減圧操作について
添付資料1.3.9　逃がし安全弁の電源受電状態について
添付資料1.3.10 解釈一覧
1．判断基準の解釈一覧
2．操作手順の解釈一覧
3．弁番号及び弁名称一覧
添付資料 1.3.11 手順のリンク先について

1.3.2.2　サポート系故障時の対応手順

(1)　常設直流電源系統喪失時の減圧

a．可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合，可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びＳＡ用115V系充電器により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し，逃がし安全弁を開放して，発電用原子炉を減圧する。なお，可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びＳＡ用115V系充電器による直流電源の供給準備が整うまでの期間は，常設代替直流電源設備として使用するＳＡ用115V系蓄電池にて逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し，逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については，補助盤室の計器にて確認が可能である。

(a)　手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態又は全交流動力電源喪失時に，原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する際に直流電源の切替が必要な状態において，以下の条件がすべて成立した場合。

・炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は，低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系のうち１系統以上の起動※1により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は，高圧注水系が使用できない場合で，低圧注水系統１系統※2以上が使用可能である場合，又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20％高い位置）に到達した場合。
・逃がし安全弁作動用の窒素ガスが確保されている場合。
・逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を常設代替直流電源設備から給電可能な場合。

※１：「低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系のうち１系統以上の起動」とは，原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び復水・給水系のうち１系統以上起動すること，また，それができない場合は低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）のうち１系統以上起動することをいう。

※２：「低圧注水系統１系統」とは，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード），低圧原子炉代替注水系（常設），復

水輸送系，消火系又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のいずれか１系統をいう。

(b) 操作手順

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3－3 図及び第 1.3－6 図に，概要図を第 1.3－7 図に，タイムチャートを第 1.3－8 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びＳＡ用 115V 系充電器による逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びＳＡ用 115V 系充電器による直流電源の復旧を依頼する。

③当直副長は，可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びＳＡ用 115V 系充電器による直流電源の復旧が完了するまでの間，逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧するため，運転員に常設代替直流電源設備として使用するＳＡ用 115V 系蓄電池による逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。

④現場運転員Ｂ及びＣは，補助盤室の原子炉プロセス計測盤に，原子炉圧力（可搬型計測器）を接続し，原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

⑤現場運転員Ｂ及びＣは，補助盤室のＳＲＶ用電源切替盤で，逃がし安全弁の制御回路電源を所内常設蓄電式直流電源設備として使用するＢ－115V系蓄電池から常設代替直流電源設備として使用するＳＡ用115V系蓄電池への切替えを実施し，当直副長に常設代替直流電源設備として使用するＳＡ用115V系蓄電池による逃がし安全弁開放の準備完了を報告する。

⑥当直副長は，中央制御室運転員に常設代替直流電源設備として使用するＳＡ用 115V 系蓄電池による逃がし安全弁の開放を指示する。

⑦当直副長は，原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は現場運転員に，発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。

⑧中央制御室運転員Ａは，逃がし安全弁を手動で開操作し，発電用原子炉の減圧を開始する。

⑨現場運転員Ｂ及びＣは，発電用原子炉の減圧が開始されたことを補助盤室の原子炉プロセス計測盤に接続した原子炉圧力（可搬型計測器）指示値の低下により確認し，当直副長に報告するとともに，原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

⑩現場運転員Ｂ及びＣは，原子炉圧力容器内の圧力が逃がし安全弁に

よる減圧完了圧力となったことを確認し，当直副長へ発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

なお，可搬型直流電源設備から電源供給が開始されると，負荷への給電がＳＡ用 115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系充電器による給電へ操作無く自動で切り替わることから，可搬型直流電源設備からの受電操作については不要である。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名，現場運転員２名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替直流電源設備による逃がし安全弁開放まで 40 分以内で可能である。また，可搬型直流電源設備に関する操作の成立性は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整理する。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。また，速やかに作業が開始できるよう，使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.3.4－1）

b．主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合，補助盤室にて逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池を接続し，逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については，補助盤室の計器にて確認が可能である。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において，以下の条件がすべて成立した場合。

・炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は，低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系のうち１系統以上の起動※1により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は，高圧注水系が使用できない場合で，低圧注水系統１系統※2以上が使用可能である場合，又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20％高い位置）に到達した場合。

・逃がし安全弁作動用窒素ガスが確保されている場合。

※１：「低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系のうち１系統以上の起動」とは，原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び復水・給水系の

1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

＜目 次＞

1.5.1　対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
ａ．フロントライン系故障時の対応手段及び設備
(a)　最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送
(b)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送
(c)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｂ．サポート系故障時の対応手段及び設備
(a)　最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送
(b)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｃ．手順等
1.5.2　重大事故等時の手順
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順
(1)　最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送
ａ．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合）
ａ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
ｃ．耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）
ａ．格納容器フィルタ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）
ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
ｃ．耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱
（現場操作）
(4)　重大事故等時の対応手段の選択
1.5.2.2　サポート系故障時の対応手順
(1)　最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送
ａ．原子炉補機代替冷却系による除熱
ｂ．大型送水ポンプ車による除熱
(2)　重大事故等時の対応手段の選択
1.5.2.3　重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順
(1)　原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱
1.5.2.4　その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.5.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表
添付資料1.5.2　自主対策設備仕様
添付資料1.5.3　対応手段として選定した設備の電源構成図
添付資料1.5.4　重大事故対策の成立性

1．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(1)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(2)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成
(3)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保
2．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(1)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(2)　格納容器フィルタ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）
(3)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）
(4)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）
(5)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ
(6)　フィルタベント計装（第１ベントフィルタ出口水素濃度）
(7)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整
3．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
4．耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(1)　耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(2)　耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）
(3)　耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ
5．原子炉補機代替冷却系による除熱
(1)　系統構成
(2)　移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車による除熱
6．大型送水ポンプ車による除熱
(1)　系統構成
(2)　大型送水ポンプ車による除熱
7．原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

添付資料1.5.5　スクラビング水の保有水量の設定根拠について
添付資料1.5.6　格納容器ベント操作について
添付資料1.5.7　解釈一覧

1．判断基準の解釈一覧

2. 操作手順の解釈一覧
3. 弁番号及び弁名称一覧

添付資料1.5.8　手順のリンク先について

下線は，今回の提出資料を示す。
（関連する図表を含む。）

(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合）

a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，格納容器フィルタベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

また，格納容器ベント実施中において，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa[gage]（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は，ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁又はＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁（以下「第１弁」という。）を全閉し，格納容器ベントを停止することを基本として，その他の要因を考慮した上で総合的に判断し，適切に対応する。なお，ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（以下「第２弁」という。）又はＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁（以下「第２弁バイパス弁」という。）は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

ⅰ 手順着手の判断基準

炉心損傷※1前において，残留熱除去系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができず，原子炉格納容器内の圧力が 245kPa[gage]に到達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器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 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

ⅱ 操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.5－2 図に，概要図を第 1.5－11 図に，タイムチャートを第 1.5－12 図及び第 1.5－13 図に示す。

［W／Wベントの場合（D／Wベントの場合，手順⑫以外は同様）］

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，格納容器フィルタベント系によるウェットウェル（以下「W／W」という。）側から

の格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（W／W側からの格納容器ベントができない場合は，ドライウェル（以下「D／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備のため，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を依頼する。

③[a]非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合

中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤にて，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第２弁，第２弁バイパス弁及び第１弁の電源切替え操作を実施する。

③[b]非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第２弁，第２弁バイパス弁及び第１弁の電源切替え操作を実施する。

④中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント前の確認として，格納容器隔離信号が発生している場合は，格納容器隔離信号の除外操作を実施する。

⑦緊急時対策要員は，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施し，緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑧中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント前の系統構成として，ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁，ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁（以下「第３弁」という。）の全開を確認後，第２弁を全開し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑨当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直副長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集

を適宜行い，当直長に報告する。また，当直長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。

⑫当直副長は，以下のいずれかの条件に到達したことを確認し，運転員に格納容器ベント開始を指示する。

・外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイを実施中に，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約 1.3m に到達した場合。

・原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage]に到達した場合において，外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。

⑬[a]Ｗ／Ｗベントの場合

中央制御室運転員Ａは，第１弁（Ｗ／Ｗ）の全開操作により，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。

⑬[b]Ｄ／Ｗベントの場合

中央制御室運転員Ａは，第１弁（Ｄ／Ｗ）の全開操作により，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。

⑭中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを，原子炉格納容器内の圧力指示値の低下，並びに第１ベントフィルタスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに，第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑮中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し，水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，第１ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑯当直副長は，格納容器ベント開始後，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa[gage]（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認するこ

とにより，第１弁の全閉操作を実施し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止するよう運転員に指示する。

⑰中央制御室運転員Ａは，第１弁の全閉操作を実施し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。

⑱当直副長は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合は，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を実施するよう運転員に指示する。

⑲中央制御室運転員Ａは，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

ⅲ　操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから，格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・中央制御室からの第２弁操作の場合
中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，45 分以内で可能である。

格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・中央制御室からの第１弁（Ｗ／Ｗ）操作の場合
中央制御室運転員１名にて作業した場合，10 分以内で可能である。

・中央制御室からの第１弁（Ｄ／Ｗ）操作の場合
中央制御室運転員１名にて作業した場合，10 分以内で可能である。

【Ｗ／Ｗベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第２弁操作を中央制御室及び現場にて実施した場合，45 分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第１弁（Ｗ／Ｗ）操作を中央制御室にて実施した場合，10 分以内で可能である。

【Ｄ／Ｗベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第２弁操作を中央制御室及び現場にて実施した場合，45 分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第１弁（Ｄ／Ｗ）操作を中央制御室にて実施した場合，10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.5.4－2(1)）

(b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）

第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位

に到達する前に，輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車により第１ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。

ⅰ　手順着手の判断基準

第１ベントフィルタスクラバ容器水位の水位低警報が発報した場合。

ⅱ　操作手順

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5－14 図に，タイムチャートを第 1.5－15 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，当直長を経由して，緊急時対策本部へ第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備開始を依頼する。

②緊急時対策本部は，緊急時対策要員に第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備開始を指示する。

③当直副長は，運転員に第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備開始を指示する。

④中央制御室運転員Ａは，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を当直副長に報告する。

⑤当直長は，当直副長からの依頼に基づき，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑥緊急時対策要員は，事前に他の対応手段により設置した第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車の配備及び第１ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口へ送水ホースを接続し，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。

⑦緊急時対策本部は，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を当直長に報告する。

⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水開始を依頼する。

⑨緊急時対策本部は，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車の起動を緊急時対策要員に指示する。

⑩緊急時対策要員は，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車を起動した後，ＦＣＶＳ補給止

め弁の全開操作を実施し，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車により注水を開始したことを，第１ベントフィルタ格納槽付近（屋外）の計器ラックにて，第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の上昇により確認し，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を開始したことを緊急時対策本部に報告する。

⑪緊急時対策本部は，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を開始したことを当直長に報告する。

⑫当直副長は，第１ベントフィルタスクラバ容器の水位を監視するよう運転員に指示する。

⑬中央制御室運転員Ａは，第１ベントフィルタスクラバ容器水位にて水位を継続監視する。

⑭緊急時対策要員は，規定水位に到達したことを確認し，ＦＣＶＳ補給止め弁を全閉とした後，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車を停止し，第１ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口送水ホースの取外し操作を実施する。

⑮緊急時対策要員は，緊急時対策本部に第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を停止したことを報告する。

⑯緊急時対策本部は，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を停止したことを当直長に報告する。

iii　操作の成立性

上記の操作は，作業開始を判断してから第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の開始及び完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）から大量送水車を展開した第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）操作は，中央制御室運転員１名及び緊急時対策要員 12 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定～大量送水車の配備～送水準備～第１ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口使用による大量送水車による注水開始まで２時間 10 分以内，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）完了まで２時間 30 分以内で可能である。

なお，炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから，

本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く，作業可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に操作が可能である。

車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保する。

（添付資料 1.5.4－2(3)）

(c) 第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び第１ベントフィルタスクラバ容器内で凝縮し，その凝縮水が第１ベントフィルタスクラバ容器に溜まることで第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合は，格納容器フィルタベント系機能維持のため第１ベントフィルタスクラバ容器の排水を実施する。

ⅰ 手順着手の判断基準

第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合。

ⅱ 操作手順

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5－16 図に，タイムチャートを第 1.5－17 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員へ第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，ドレン移送ポンプ，ＦＣＶＳ第１ベントフィルタスクラバ容器１次ドレン弁，ＦＣＶＳドレン移送ライン連絡弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認し，ＦＣＶＳ第１ベントフィルタスクラバ容器１次ドレン弁及びＦＣＶＳドレン移送ライン連絡弁の全開操作を実施する。

③中央制御室運転員Ａは，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）系統構成完了を当直副長に報告する。

④当直副長は，運転員へ第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の開始を指示する。

⑤中央制御室運転員Ａは，ドレン移送ポンプの起動操作を実施し，第１ベントフィルタスクラバ容器からの排水が開始されたことを第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の低下により確認す

る。
その後，通常水位に到達したことを確認し，ドレン移送ポンプを停止し，ＦＣＶＳ第１ベントフィルタスクラバ容器１次ドレン弁及びＦＣＶＳドレン移送ライン連絡弁を全閉操作する。

⑥中央制御室運転員Ａは，当直副長に第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の完了を報告する。

ⅲ　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）完了まで２時間 20 分以内で可能である。

（添付資料 1.5.4－2(4)）

(d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において，スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また，第１ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第１ベントフィルタスクラバ容器上流側配管内が負圧となることにより，スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため，格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。

ⅰ　手順着手の判断基準

炉心損傷※1前において，格納容器ベント移行条件※2に達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器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 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：原子炉格納容器内の圧力が 245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。

ⅱ　操作手順

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5－18図に，タイムチャートを第1.5－19図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，当直長を経由し，緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を依頼する。

②緊急時対策本部は，緊急時対策要員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を指示する。

③[a]窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合

緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し，送気ホースを接続口に取り付け，可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

③[b]窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合

緊急時対策要員は，原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し，送気ホースを接続口に取り付け，可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

③[c]窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し，送気ホースを接続口に取り付け，可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

④緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）に可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度を配備しホース等を接続口に取り付け，可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑤緊急時対策本部は，格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備完了を当直長に報告する。

⑥当直副長は，運転員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成開始を指示する。

⑦中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成として，第１弁の全閉確認，並びに第３弁，第２弁又は第２弁バイパス弁の全開を確認し，格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの系統構成完了を当直副長に報告する。

⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に窒素ガスパージの開始を依頼する。

⑨緊急時対策本部は，緊急時対策要員に窒素ガスパージの開始を指示する。

⑩[a]窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合

緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，ＦＣＶＳ窒素ガス補給元弁の開操作を実施

し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。

⑩[b] 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合

緊急時対策要員は，原子炉建物西側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，原子炉建物付属棟にて，ＦＣＶＳ建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。

⑩[c] 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，タービン建物北側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，原子炉建物付属棟にて，ＦＣＶＳ建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。

⑪緊急時対策本部は，窒素ガスパージを開始したことを当直長に報告するとともに，緊急時対策要員に水素濃度測定のための可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動を指示する。

⑫緊急時対策要員は，可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動を実施するとともに，緊急時対策本部に可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動完了を報告する。

⑬緊急時対策本部は，可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度のサンプリング装置の起動完了を当直長に報告するとともに，第１ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第１ベントフィルタ出口水素濃度の監視を依頼する。

⑭当直副長は，運転員に第１ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第１ベントフィルタ出口水素濃度を監視するよう指示する。

⑮中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器内圧力指示値により，第１ベントフィルタスクラバ容器内の圧力が正圧であることを確認する。また，第１ベントフィルタ出口水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し，当直副長に報告する。

⑯中央制御室運転員Ａは，第１ベントフィルタスクラバ容器内の圧

力及び第１ベントフィルタ出口水素濃度を継続して監視する。

ⅲ　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名及び緊急時対策要員４名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ開始までの想定時間は以下のとおり。

・窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合，２時間以内で可能である。
・窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合，２時間以内で可能である。
・窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合），６時間 40 分以内で可能である。

なお，炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから，本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く，作業可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保する。

（添付資料1.5.4－2(5)，1.5.4－2(6)）

(e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のｐＨが規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

ⅰ　手順着手の判断基準

排気ガスの凝縮水により，第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断し，排水を行った場合。

ⅱ　操作手順

第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整の手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5－20 図に，タイムチャートを第 1.5－21 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員へスクラビング水のｐＨ測定，第１ベントフィルタスクラバ容器水位測定及び薬液補給の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，スクラバ水ｐＨ指示値により確認したｐ

Ｈ値及び第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値により確認した水位を当直副長に報告する。

③当直副長は，運転員に第１ベントフィルタスクラバ容器への薬液補給の開始を指示する。

④中央制御室運転員Ａは，薬液補給のためＦＣＶＳ薬品注入タンク出口弁及びＦＣＶＳ循環ライン止め弁を全開操作し，ドレン移送ポンプを起動，所定量の薬液を補給する。薬液補給完了後は，薬液が均一になるよう循環運転を実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤のスクラバ水ｐＨ指示値及び第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値によりスクラビング水のｐＨ値及び水位を確認するとともに，スクラビング水のｐＨ値が規定値であることを確認し，薬液補給の完了を当直副長に報告する。

ⅲ　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整開始まで 15 分以内で可能である。

（添付資料 1.5.4－2(7)）

(3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）

a．格納容器フィルタ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）

残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，格納容器フィルタベント系により最終ヒートシンク（大気）へ輸送する。

また，格納容器ベント実施中において，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa[gage]（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素･酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は，第１弁を全閉し，格納容器ベントを停止することを基本として，その他の要因を考慮した上で総合的に判断し，適切に対応する。なお，第２弁又は第２弁バイパス弁は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合に全閉する。

全交流動力電源喪失時は，現場手動にて系統構成を行う。

(a)　格納容器フィルタ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）

ⅰ　手順着手の判断基準

炉心損傷※1前において，残留熱除去系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができず，原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器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 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

ⅱ　操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.5－2 図に，概要図を第 1.5－29 図に，タイムチャートを第 1.5－30 図及び第 1.5－31 図に示す。

［W／Wベントの場合（D／Wベントの場合，手順⑫以外は同様）］

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，格納容器フィルタベント系によるW／W側からの格納容器ベント準備を開始するよう運転員に指示する（W／W側からの格納容器ベントができない場

合は，Ｄ／Ｗ側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備のため，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を依頼する。

③中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。

④中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント前の系統構成として，ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁，ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及び第３弁の全開を確認する。

⑥緊急時対策要員は，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施し，緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑦現場運転員Ｂ及びＣは，第２弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とする。第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。

⑧中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑨当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直副長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い，当直長に報告する。また，当直長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。

⑫当直副長は，以下のいずれかの条件に到達したことを確認し，運転員に格納容器ベント開始を指示する。

・外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイを実施中に，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約 1.3m に到達した場合。

・原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage]に到達した場合において，外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。

⑬[a]Ｗ／Ｗベントの場合

現場運転員Ｂ及びＣは，第１弁（Ｗ／Ｗ）を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。

⑬[b]Ｄ／Ｗベントの場合

現場運転員Ｂ及びＣは，第１弁（Ｄ／Ｗ）を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。

⑭中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを，原子炉格納容器内の圧力指示値の低下，並びに第１ベントフィルタスクラバ容器圧力及びスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに，第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑮中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し，水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，第１ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑯当直副長は，格納容器ベント開始後，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa［gage］（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより，第１弁を全閉し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止するよう運転員に指示する。

⑰中央制御室運転員Ａは，第１弁の全閉操作を実施し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。

⑱当直副長は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合は，第２弁又は第２弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。

⑲中央制御室運転員Ａは，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

ⅲ　操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・現場からの第２弁操作の場合

中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，１時間 20 分以内で可能である。

格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・現場からの第１弁（W／W）操作の場合

現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。

・現場からの第１弁（D／W）操作の場合

現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。

【W／Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第２弁操作を現場にて実施した場合，1 時間 20 分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第１弁（W／W）操作を現場にて実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名，総想定時間：２時間 50 分以内）

【D／Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第２弁操作を現場にて実施した場合，1 時間 20 分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第１弁（D／W）操作を現場にて実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名，総想定時間：２時間 50 分以内）

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

遠隔手動弁操作機構の操作については，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。

また，作業エリアには電源内蔵型照明を配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保しているが，ヘッドライト及び懐中電灯を携行する。

室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.5.4－2(2)）

(b) 第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)

第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位

に到達する前に，輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車により第１ベントフィルタスクラバ容器補給水ラインから第１ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。

なお，操作手順については，「1.5.2.1(2)a.(b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）」の操作手順と同様である。

(c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き)

格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び第１ベントフィルタスクラバ容器内で凝縮し，その凝縮水が第１ベントフィルタスクラバ容器に溜まることで，第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合は，格納容器フィルタベント系機能維持のため第１ベントフィルタスクラバ容器の排水を実施する。

ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は，代替交流電源設備から受電可能である。

なお，操作手順については，「1.5.2.1(2)a.(c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）」の操作手順と同様である。

(d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

格納容器ベント停止後において，スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また，第１ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第１ベントフィルタスクラバ容器上流側配管内が負圧となることにより，スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため，格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。

なお，操作手順については，「1.5.2.1(2)a.(d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。

(e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のｐＨ値が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。

ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は，代替交流電源設備から受電可能である。

なお，操作手順については，「1.5.2.1(2)a.(e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整」の操作手順と同様である。

ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の

第 1.5－1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（１／６）
（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「減圧冷却」等
		残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」

※1：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※3：手順は「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」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（２／６）
（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱	原子炉補機海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。) 配管・弁・海水ストレーナ 原子炉補機冷却系サージタンク 原子炉補機冷却系熱交換器 非常用交流電源設備※1	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」
			取水口 取水管 取水槽	重大事故等対処設備	

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（３／６）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード）	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 残留熱代替除去系による	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉補機代替冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」等 AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（４／６）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード）	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器フィルタベント系	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
			スクラバ容器補給設備	自主対策設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」
		可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給	可搬式窒素供給装置	自主対策設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱	遠隔手動弁操作機構 ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁用空気ボンベ ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 窒素ガス制御系　配管・弁 非常用ガス処理系　配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	自主対策設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（５／６）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード） 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
		可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給	可搬式窒素供給装置	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱	遠隔手動弁操作機構 ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁用空気ボンベ ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 窒素ガス制御系　配管・弁 非常用ガス処理系　配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（６／６）
（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） 全交流動力電源	原子炉補機代替冷却系による除熱	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機冷却系　配管・弁・サージタンク 原子炉補機代替冷却系　配管・弁 残留熱除去系熱交換器 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」等 AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保(ＵＨＳＳ編)」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源編）」
			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※3 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		大型送水ポンプ車による除熱	大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機冷却系　配管・弁 原子炉補機代替冷却系　配管・弁 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※2 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 燃料補給設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」等 AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

第 1.5－2 表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（１／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (1)　最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送 a．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」等 ＡＭ設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱代替除去系原子炉注水流量
		最終ヒートシンクの確保	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度
		補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口流量
		水源の確保	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

監視計器一覧（２／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合） a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧（３／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合） a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」 原子力災害対策手順 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合） a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合） a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	補機監視機能	第１ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合） a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器ｐＨ調整」 原子力災害対策手順 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	判断基準	－	－
	操作	補機監視機能	スクラバ水ｐＨ スクラバ容器水位

監視計器一覧（４／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合） ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）

監視計器一覧（５／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合） ｃ．耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a)　耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	非常用ガス処理系排ガス・モニタ
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合） ｃ．耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b)　耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「耐圧強化ベント後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）

監視計器一覧（６／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合） a．格納容器フィルタ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） (a)　格納容器フィルタ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）			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧（７／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合） a．格納容器フィルタ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） (b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」 原子力災害対策手順 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合） a．格納容器フィルタ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） (c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き)			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合） a．格納容器フィルタ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） (d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	補機監視機能	第１ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合） a．格納容器フィルタ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） (e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器ｐＨ調整」 原子力災害対策手順 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	判断基準	－	－
	操作	補機監視機能	スクラバ水ｐＨ スクラバ容器水位

監視計器一覧（８／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合） b．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）

監視計器一覧（９／１１）

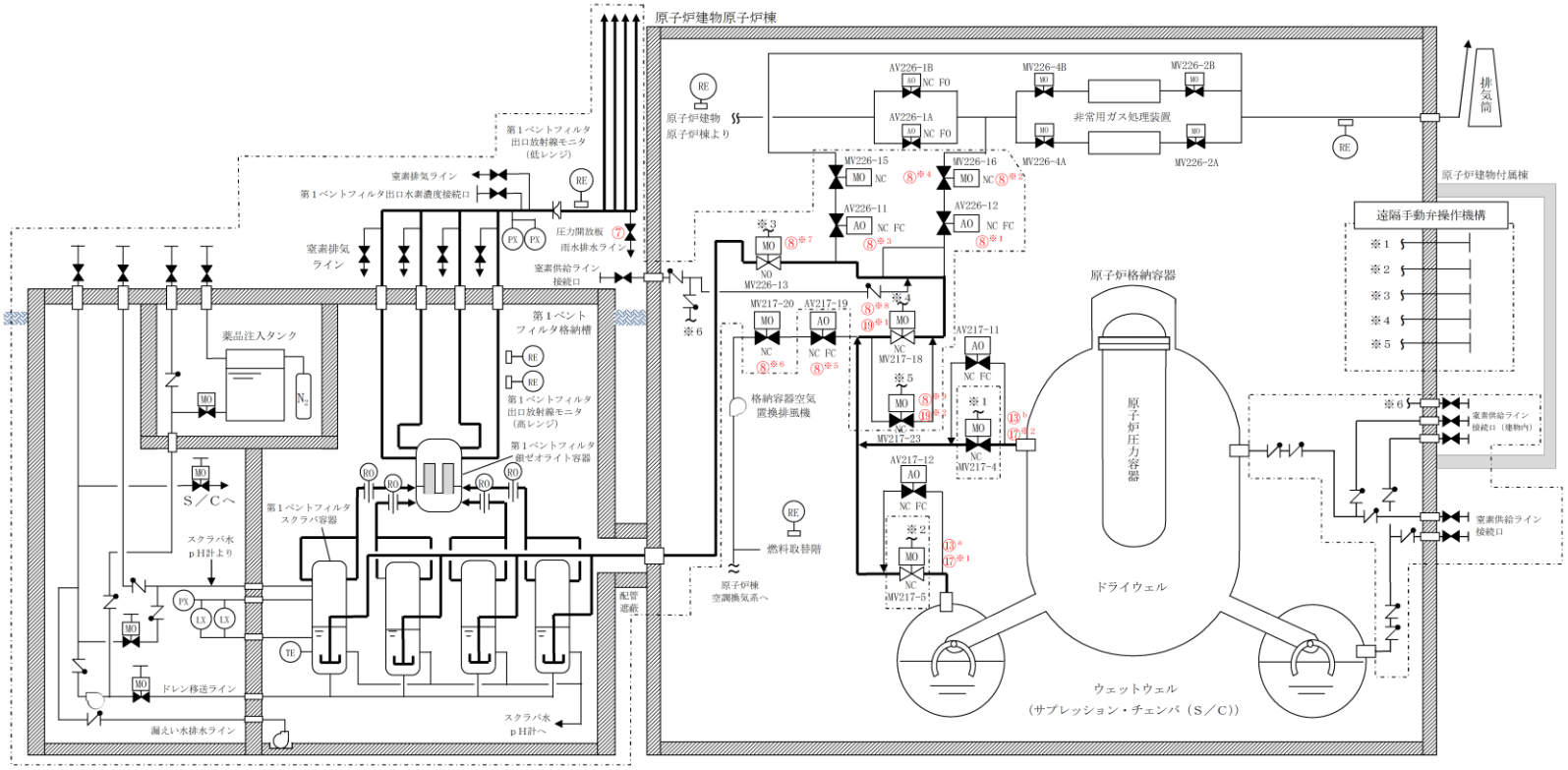
手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合） ｃ．耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (a)　耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	非常用ガス処理系排ガス・モニタ
1.5.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (3)　最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合） ｃ．耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (b)　耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「耐圧強化ベント停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）

監視計器一覧（１０／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.2　サポート系故障時の対応手順 （1）　最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送 ａ．原子炉補機代替冷却系による除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」等 ＡＭ設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（ＵＨＳＳ編）」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源編）」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	Ａ－ＲＣＷサージタンク水位 Ｂ－ＲＣＷサージタンク水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		補機監視機能	移動式代替熱交換設備淡水ポンプ出口圧力 大型送水ポンプ車出口圧力
1.5.2.2　サポート系故障時の対応手順 （1）　最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送 ｂ．大型送水ポンプ車による除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」等 ＡＭ設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	最終ヒートシンクの確保	Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		補機監視機能	大型送水ポンプ車出口圧力

監視計器一覧（１１／１１）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.3　重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順 (1)　原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		水源の確保	Ａ－ＲＣＷサージタンク水位 Ｂ－ＲＣＷサージタンク水位
	操作	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ａ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ａ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度



記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○ᵃ～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○※１～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

凡例

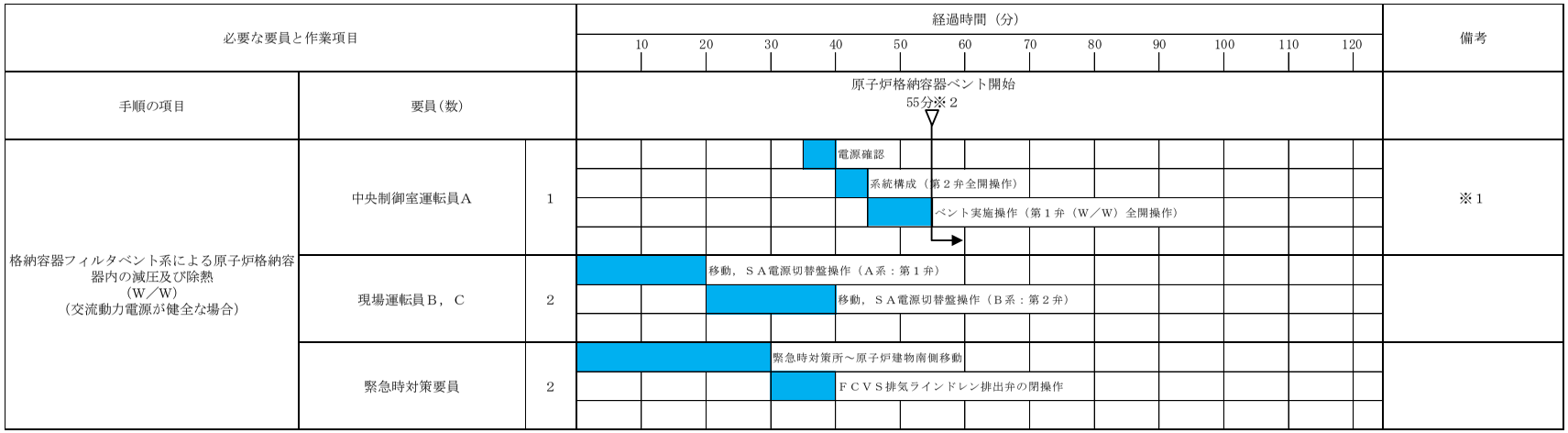
	ポンプ
MO	電動作動
AO	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
TE	温度検出要素
PX	圧力発信器
LX	液面発信器
RE	放射線検出要素
RO	流量制限オリフィス

第 1.5－11 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑦	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁
⑧※1	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁
⑧※2	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁
⑧※3	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁
⑧※4	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑧※5	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁
⑧※6	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁
⑧※7	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁（第３弁）
⑧※8⑲※1	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑧※9⑲※2	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁（第２弁バイパス弁）
⑬a　⑰※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁（第１弁（Ｗ／Ｗ側））
⑬b　⑰※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁（第１弁（Ｄ／Ｗ側））

記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○a～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

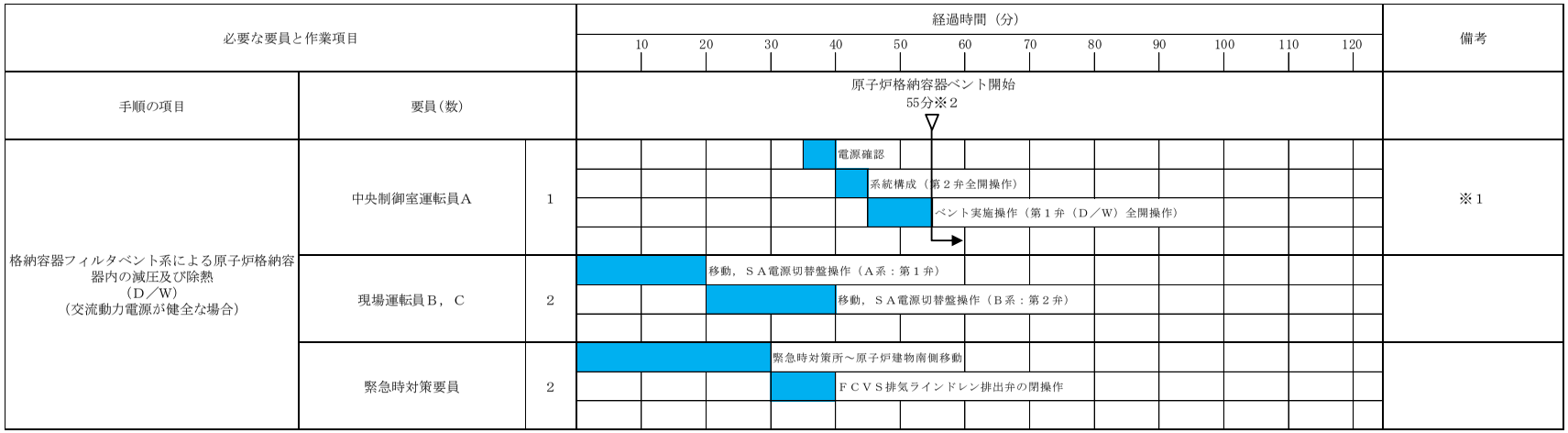
第 1.5－11 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　概要図（２／２）



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Ａにて実施した場合，20分以内で可能である。

※２：非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合は，中央制御室運転員Ａにて25分以内で可能である。

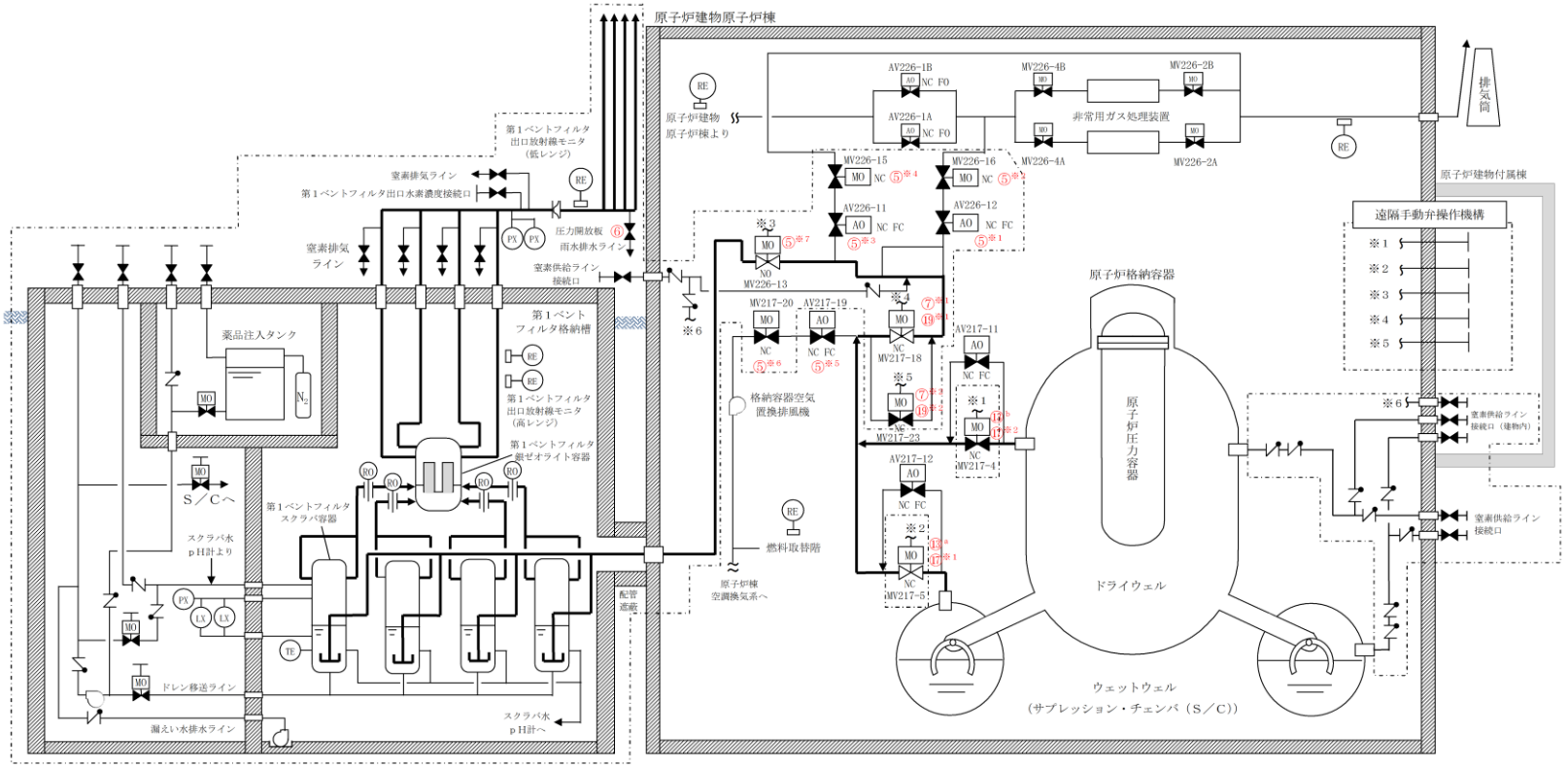
第 1.5－12 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（W／W）　タイムチャート



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Ａにて実施した場合，20分以内で可能である。

※２：非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合は，中央制御室運転員Ａにて25分以内で可能である。

第 1.5－13 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（D／W）　タイムチャート



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
AO	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
TE	温度検出要素
PX	圧力発信器
LX	液面発信器
RE	放射線検出要素
RO	流量制限オリフィス

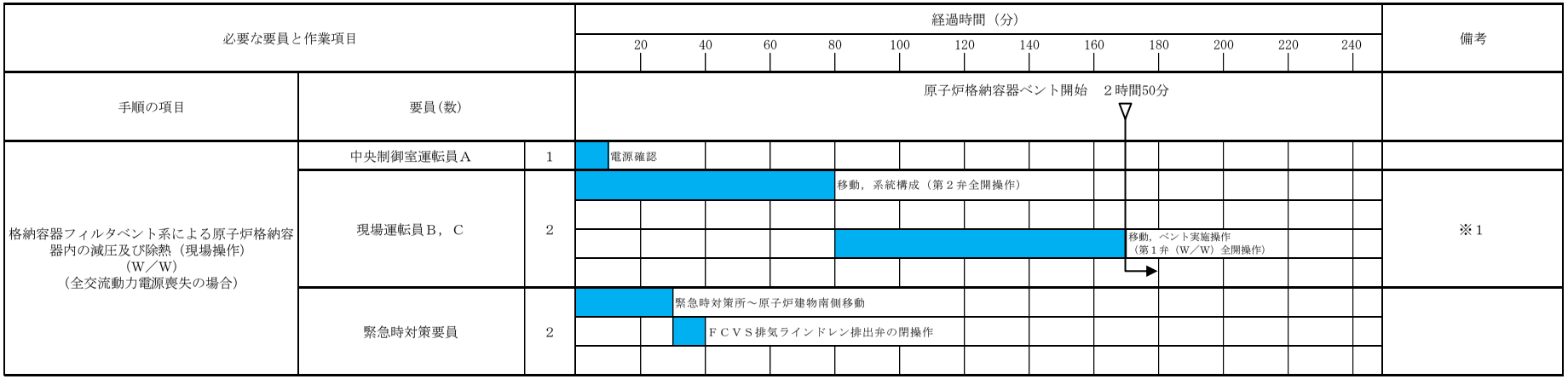
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○[a]～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○[※1]～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.5－29図　格納容器フィルタ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）　概要図（1／2）

操作手順	弁名称
⑤※1	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁
⑤※2	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁
⑤※3	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁
⑤※4	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑤※5	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁
⑤※6	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁
⑤※7	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁（第３弁）
⑥	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁
⑦※1⑲※1	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑦※2⑲※2	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁（第２弁バイパス弁）
⑬a⑰※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁（第１弁（Ｗ／Ｗ側））
⑬b⑰※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁（第１弁（Ｄ／Ｗ側））

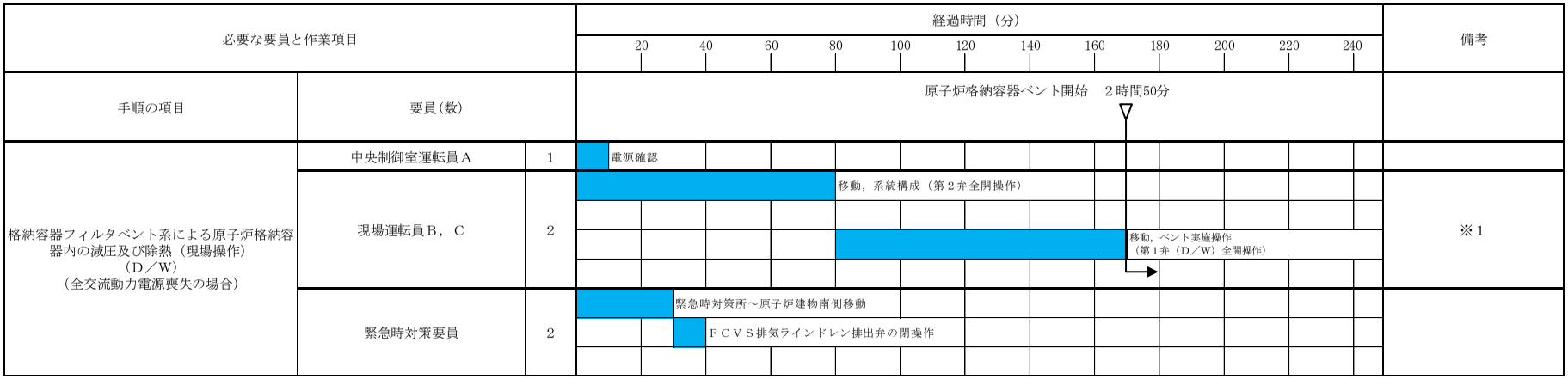
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○a～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.5－29図　格納容器フィルタ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）　概要図（２／２）



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。現場運転員Ｂ，Ｃにて実施した場合，２時間50分以内で可能である。

第 1.5－30 図　格納容器フィルタ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）
（W／W）　タイムチャート



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。現場運転員Ｂ，Ｃにて実施した場合，２時間50分以内で可能である。

第 1.5－31 図　格納容器フィルタ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）
（D／W）　タイムチャート

2.　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

ａ．操作概要

中央制御室からの格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において，原子炉建物付属棟３階まで移動するとともに，現場でのＳＡ電源切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成及び格納容器ベント操作を実施し，格納容器ベントを実施する。

ｂ．作業場所

電源切替え　原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
系統構成，ベント実施操作　制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）
排気ラインドレン排出弁操作　屋外（原子炉建物南側周辺）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として，最長時間を要するＳＡ電源切替盤による電源切替えを実施し，第一優先のW／Wベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

なお，W／Wベントに必要な想定時間，D／Wベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数　：５名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名）

想定時間　：移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）20 分以内（所要時間目安※1：８分）
移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）20 分以内（所要時間目安※1：４分）
電源確認（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）
系統構成（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）
ベント実施操作（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：３分）
排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安４分

・電源確認：所要時間目安４分（電源確認：中央制御室）

●系統構成（第２弁全開操作）：想定時間５分，所要時間目安４分

・系統構成（第２弁全開操作）：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

●ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）

：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）

：所要時間目安３分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系：第１弁）：想定時間 20 分，所要時間目安８分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）

・ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系：第１弁）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系：第２弁）：想定時間 20 分，所要時間目安４分

・移動：所要時間目安１分（原子炉建物付属棟３階）

・ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系：第２弁）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～原子炉建物南側周辺移動：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安 26 分（移動経路：緊急時対策所～原子炉建物南側周辺）

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・排気ラインドレン排出弁操作：所要時間目安５分（排気ラインドレン排出弁操作：屋外（原子炉建物南側周辺））

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）

を装備して作業を行う。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性　：通常の受電操作であり，排気ラインドレン排出弁操作については，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。

連絡手段：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。また，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。

(2)　格納容器フィルタ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）

ａ．操作概要

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況で，中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合において，原子炉建物付属棟３階まで移動するとともに，現場での遠隔手動弁操作機構による操作により系統構成を実施する。格納容器ベントについては，原子炉建物付属棟１階又は原子炉建物付属棟２階まで移動するとともに，現場での遠隔手動弁操作機構により格納容器ベントする。

ｂ．作業場所

系統構成　　原子炉建物付属棟　３階　北側通路（非管理区域）
Ｗ／Ｗベント　原子炉建物付属棟　１階　西側（非管理区域）
Ｄ／Ｗベント　原子炉建物付属棟　２階　西側（非管理区域）
電源確認　　制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）
排気ラインドレン排出弁操作　屋外（原子炉建物南側周辺）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として，第一優先のＷ／Ｗベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

なお，Ｗ／Ｗベントに必要な想定時間，Ｄ／Ｗベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数　：５名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名）
想定時間　　：系統構成（原子炉建物付属棟）１時間 20 分以内（所要時間目安※1：１時間４分）
ベント実施操作（原子炉建物付属棟）１時間 30 分以内（所要時間目安※1：１時間９分）
排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・電源確認：所要時間目安４分（中央制御室）

【現場運転員】

●移動，系統構成（第２弁全開操作）：想定時間１時間 20 分，所要時間目安１時間４分

・移動：所要時間目安 10 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）

・系統構成（第２弁全開操作）：所要時間目安 54 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟３階）

●移動，ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）：想定時間１時間 30 分，所要時間目安１時間９分

・移動：所要時間目安 15 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟１階）

・ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）：所要時間目安 54 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟１階）

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～原子炉建物南側周辺移動：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安 26 分（移動経路：緊急時対策所～原子炉建物南側周辺）

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・排気ラインドレン排出弁操作：所要時間目安５分（排気ラインドレン排出弁操作：屋外（原子炉建物南側周辺））

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場作業

作業環境：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し，遠隔手動弁操作機構は，原

子炉建物付属棟に設置している。

移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており，近接可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性　：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。遠隔手動弁操作機構の操作についても，操作に必要な工具はなく，通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能であり，排気ラインドレン排出弁操作についても，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。また，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。

ベント操作（遠隔手動弁操作機構）

格納容器ベント操作について

格納容器フィルタベント系の放出系統として，サプレッション・チェンバからとドライウェルから放出する系統の２通りあるが，サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（エアロゾル等の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

ただし，サプレッション・チェンバからのベントが実施できない場合には，ドライウェルからのベントを実施する。

また，ベント準備を含めたベント弁開操作は，以下を考慮し，第２弁から実施する。

・現場の雰囲気線量を考慮した操作手順

第１弁から開操作を実施した場合，格納容器内の蒸気（放射性物質を含む）が原子炉建物原子炉棟内の系統配管内に滞留することにより，現場の雰囲気線量が上昇する可能性がある。

・格納容器内への閉じ込め機能維持を考慮した操作手順

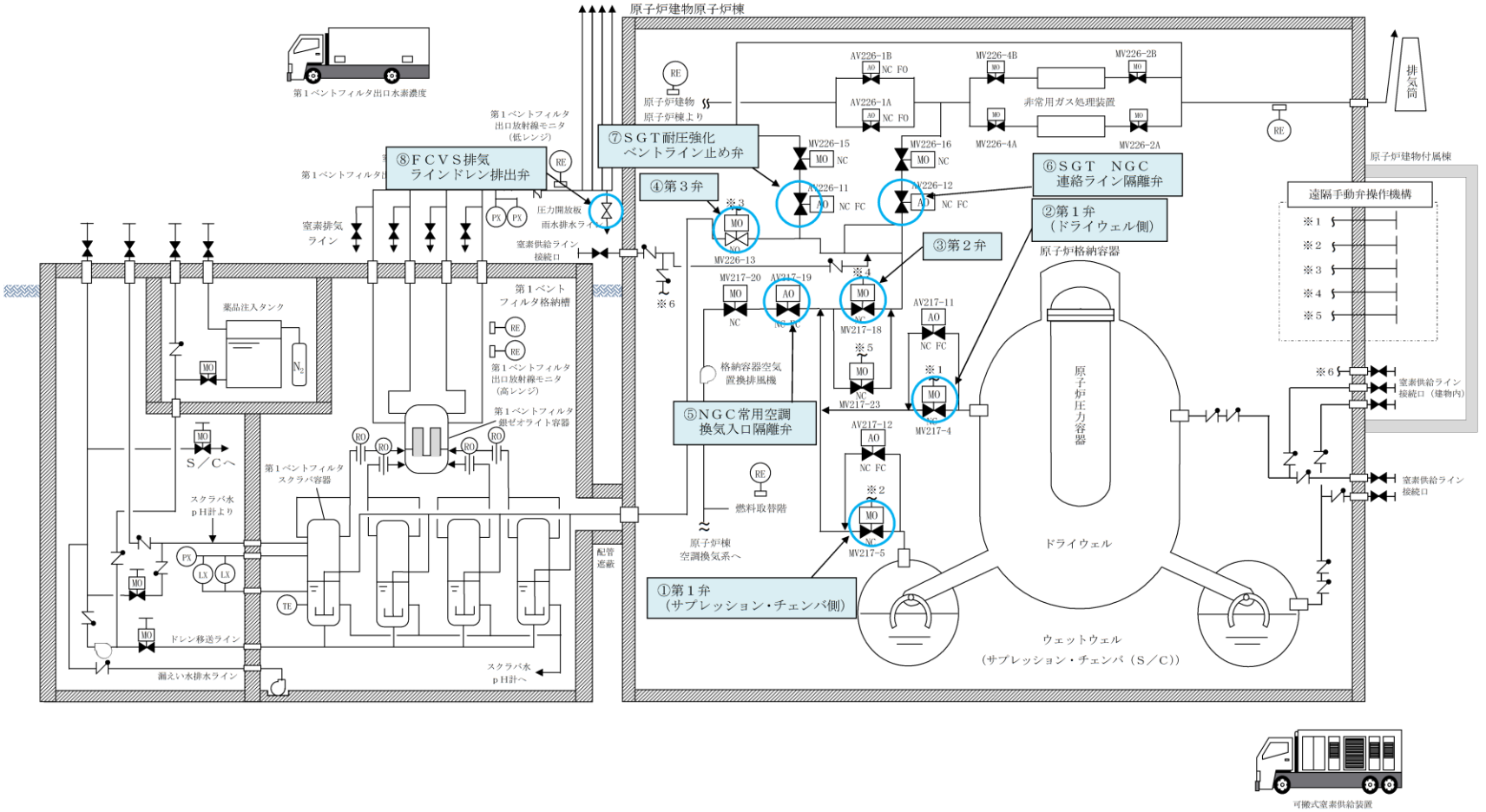
機能を発揮している格納容器バウンダリを変更しないため，第２弁から開操作を実施する。

・現場での手動操作時間を考慮した操作手順

第１弁から開操作を実施した場合，操作する弁の片側に蒸気圧がかかり，現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する際，操作に時間を要する可能性がある。

なお，ベント停止時に第１弁で隔離する理由は，格納容器バウンダリ範囲を通常時と同様にするためである。

格納容器フィルタベント系の系統概要図（操作対象箇所）を第１図に示す。



第１図　格納容器フィルタベント系の系統概要図（操作対象箇所）

1. 格納容器フィルタベント系におけるベントタイミング

格納容器フィルタベント系によるベント操作は，第１表に示す基準に到達した場合に，当直副長の指示の下に運転員が実施する。これにより，格納容器の過圧破損防止及び格納容器内での水素燃焼防止が可能である。

第１表　ベント実施判断基準

炉心状態	目的	実施判断基準
炉心損傷なし	過圧破損防止	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達
炉心損傷を判断した場合	過圧破損防止	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達
	水素燃焼防止	格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol%及びウェット条件にて 1.5vol%到達

格納容器の過圧破損防止の観点では，炉心損傷なしの場合は，残留熱除去系等の格納容器除熱機能が喪失し格納容器圧力が上昇した際，格納容器圧力が 384kPa[gage]から 334kPa[gage]の範囲で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ（間欠）を実施する。外部水源によるスプレイであるため，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達すれば格納容器スプレイを停止し，ベントの実施を判断する。これは，格納容器除熱機能の復旧時間の確保及び追加放出された希ガスの減衰時間を確保することを目的としている。

炉心損傷を判断した場合は，640kPa［gage］から 588kPa［gage］の範囲で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ（間欠）を実施し，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達すれば格納容器スプレイを停止するとともにベントを実施する。これにより確実に 853kPa［gage］（２Pd）到達までに格納容器ベントが実施できる。炉心損傷の有無により，格納容器スプレイ実施基準を変更する理由は，炉心損傷した場合，格納容器内に放射性物質が放出されるため，炉心損傷なしの場合に比べてベント実施操作判断基準に到達するタイミングを遅らせることにより，ベント時の外部影響を軽減させるためである。

また，炉心損傷を判断した場合は，ジルコニウムー水反応により大量の水素が発生し，格納容器内の水素濃度は可燃限界の４vol%を超過する。その後，水の放射線分解によって格納容器内酸素濃度が上昇し，格納容器内水素・酸素濃度が可燃限界に到達することにより，格納容器内で水素燃焼が発生するおそれがある。この水素燃焼の発生を防止するため，格納容器内酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol%及びウェット条件にて 1.5vol%に到達した時点でベント操作を実施することで格納容器内の水素・酸素を排出する。ベント実施の判断フローを第２～４図に示す。

炉心損傷の有無の判断は，第２表に示すパラメータを確認する。

第２表　確認パラメータ（炉心損傷判断）

確認パラメータ	炉心損傷判断
ドライウェル又はサプレッション・チェンバのγ線線量率	設計基準事故（原子炉冷却材喪失）において想定する希ガスの追加放出量相当のγ線線量率の 10 倍を超えた場合，炉心が損傷したものと判断する※。

※　この基準は，炉内蓄積量の割合約 0.1%に相当する希ガスが格納容器内に放出した場合のγ線線量率相当となっている。

さらに，重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準として，第３表に示す判断基準を整理している。これらの状況においても，格納容器ベント実施により，格納容器破損の緩和又は大気へ放出される放射性物質の総量の低減が可能である。

第３表　重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準

炉心状態	実施判断基準
炉心損傷なし	格納容器スプレイが実施できない場合（384kPa[gage]以下維持不可）
炉心損傷を判断した場合	格納容器スプレイが実施できない場合（1.5Pd 以下維持不可）
	原子炉建物水素濃度 2.5vol%到達
	格納容器温度 200℃以上において温度上昇が継続している場合
	可搬式モニタリング・ポスト指示の急激な上昇
	原子炉建物原子炉棟内の放射線モニタ指示値の急激な上昇

なお，炉心損傷後の格納容器代替スプレイが実施できない場合でも，格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達後，２Pd（853kPa[gage]）に到達するまでに５時間程度以上の時間があるため，ベント準備時間が約１時間 30 分であることを踏まえても格納容器圧力２Pd（853kPa[gage]）に到達するまでに準備ができる。

重大事故時における格納容器スプレイ手段として，常設設備を用いた残留熱除去系，格納容器代替スプレイ系（常設）及び残留熱代替除去系並びに可搬型設備を用いた格納容器代替スプレイ系（可搬型）がある。想定し難い状況ではあるが，これら格納容器スプレイ手段が喪失した場合，想定する希ガスの減衰時間が短くなるが，格納容器の圧力を抑制する観点から，格納容器破損の緩和のためベントを実施する。

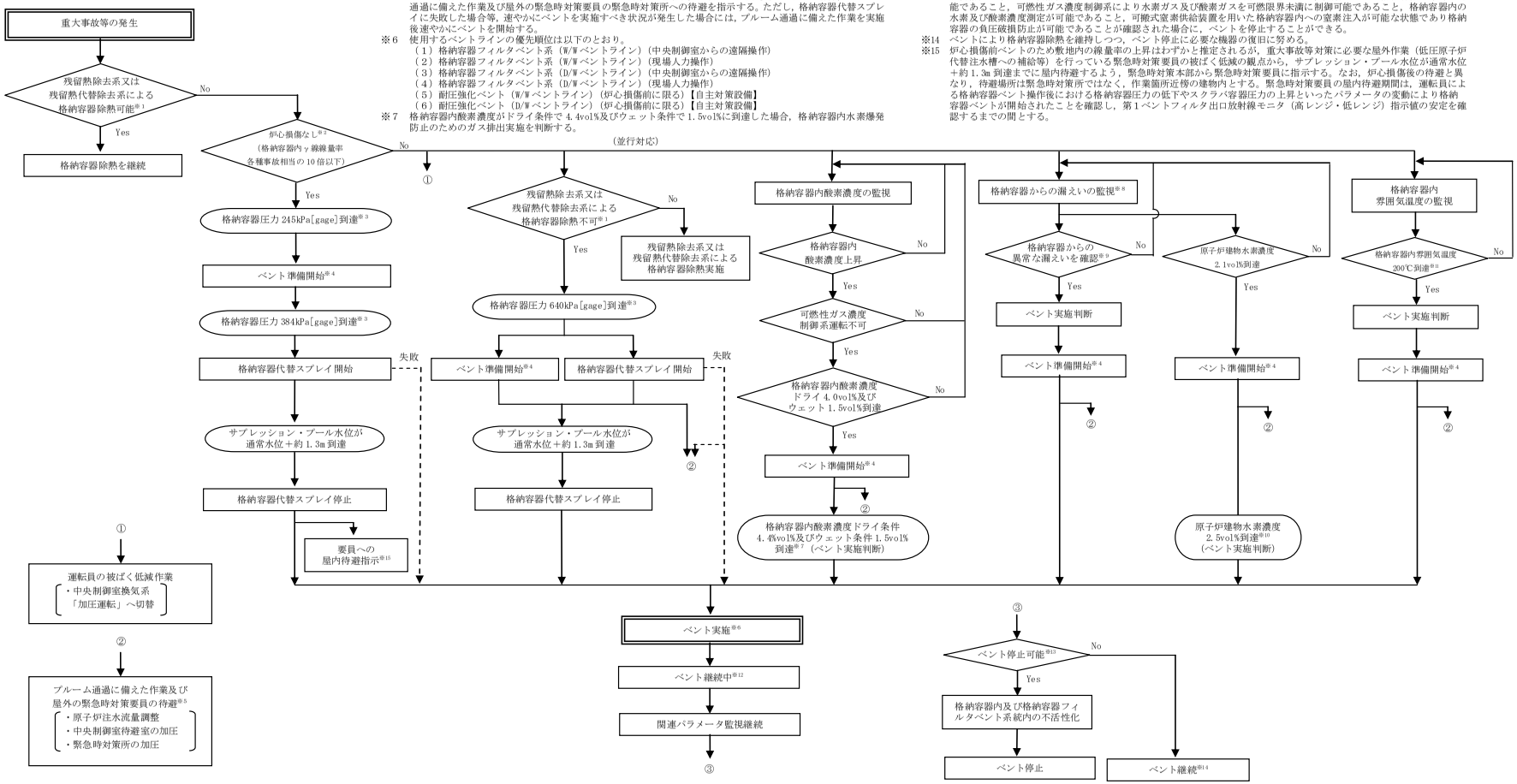
また，格納容器から漏えいした水素により，原子炉建物水素濃度が上昇した場合，原子炉建物原子炉棟内で水素爆発が発生することよって格納容器が破損するおそれがある。このような場合，格納容器圧力を低下させることで格納容器から漏えいする水素量を低減し，原子炉建物原子炉棟内での水素爆発による格納容器破損を緩和するため，水素の可燃限界濃度４vol%を考慮し，原子炉建

物水素濃度 2.5vol％到達によりベントを実施する。

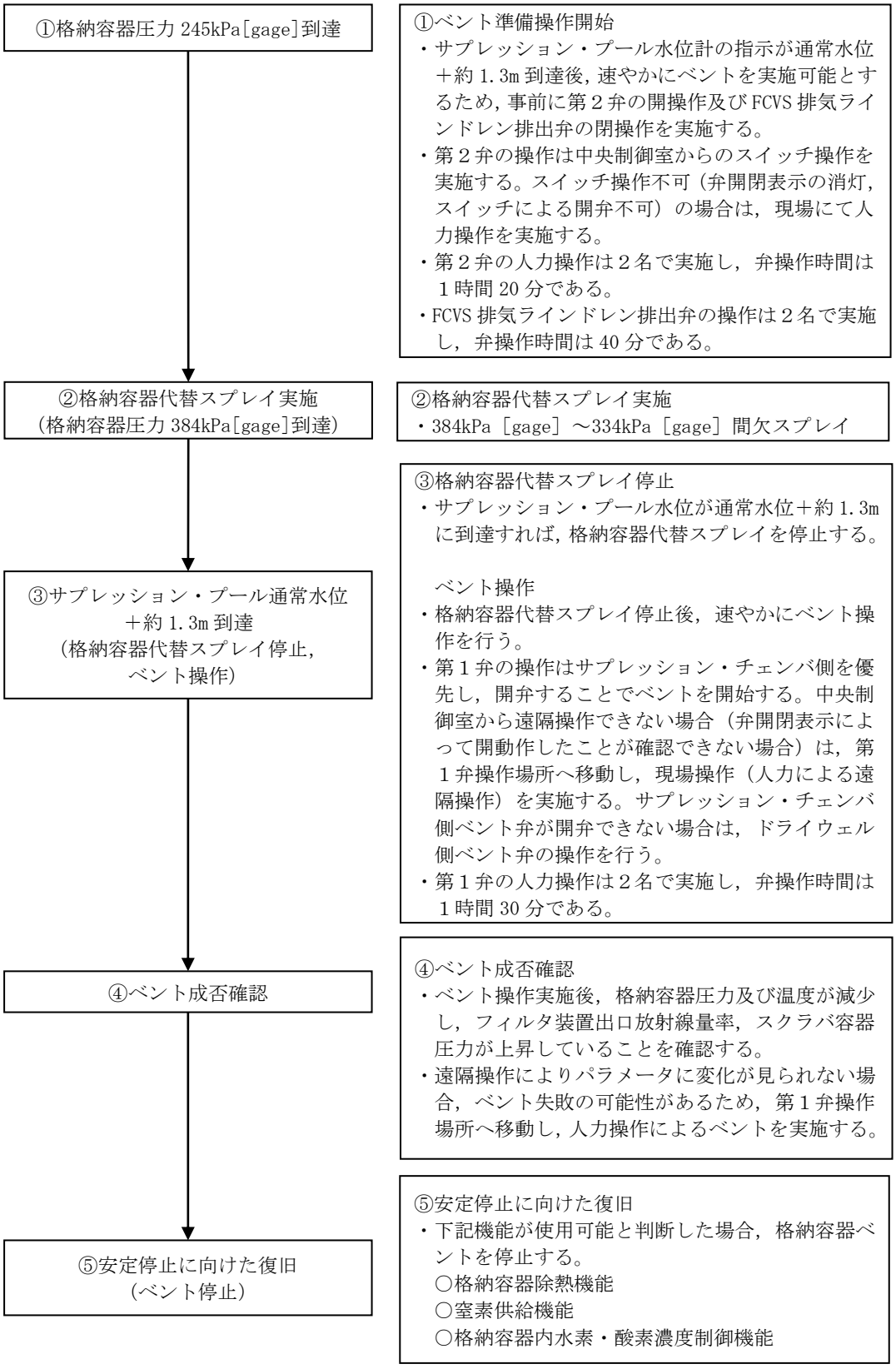
格納容器への十分な注水等ができない場合，格納容器雰囲気が過熱状態になり，格納容器は限界圧力を下回る 853kPa[gage]に達する前に 200℃に達し，いずれは過温破損に至ることが考えられる。この場合，ベントを実施することによって過温破損を防止できないが，フィルタ装置を介した放出経路を形成し，大気への放射性物質の放出を極力低減するためのベントを実施する。

さらに，格納容器が限界圧力を下回る 853kPa［gage］及び限界温度を下回る 200℃に到達する前に，何らかの理由により格納容器の健全性が損なわれ，格納容器から異常な漏えいがある場合，可搬式モニタリング・ポスト指示値及び原子炉建物原子炉棟内の放射線モニタ指示値が急激に上昇することが考えられる。この場合，格納容器圧力を低下させることで漏えい箇所からの漏えい量を低減させることが可能と考えられることから，フィルタ装置を介さない大気への放射性物質の放出を極力低減するためにベントを実施する。

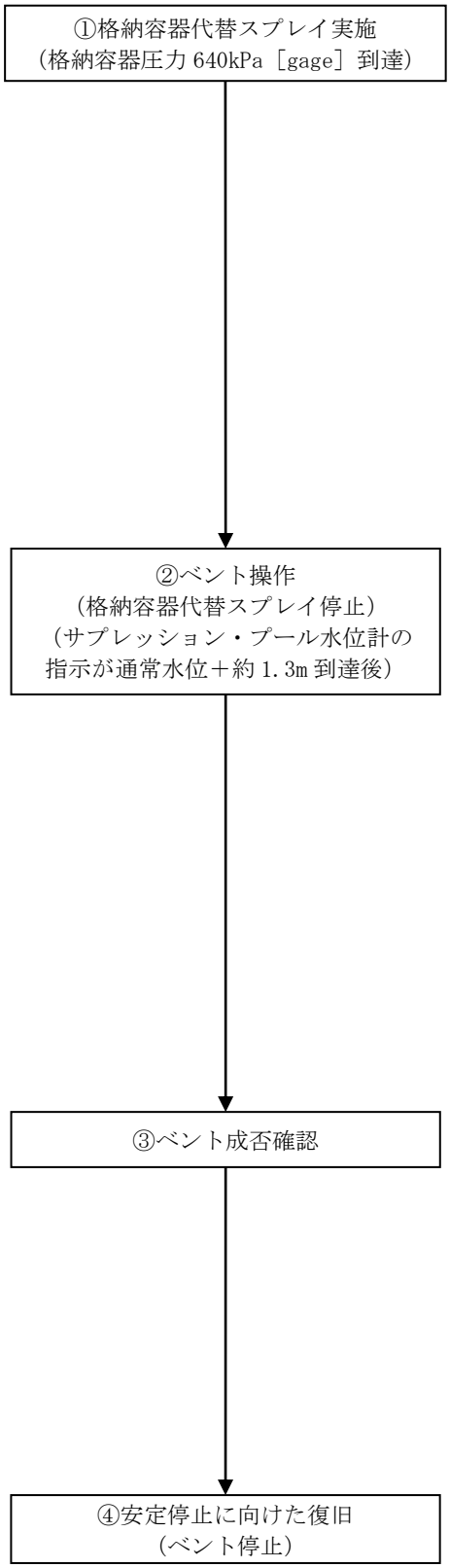
※1　原子炉補機代替冷却系の準備状況及び機器の復旧状況を確認し，残留熱除去系又は残留熱代替除去系の準備が完了した時点で格納容器除熱を開始する。
※2　格納容器内雰囲気放射線モニタが使用不能の場合において，原子炉圧力容器表面温度300℃以上で炉心損傷を判断する。炉心損傷前ベント準備中に炉心損傷を判断した場合，以降の対応は炉心損傷後の判断基準に従う。
※3　格納容器圧力が計測できない場合は，複数の格納容器雰囲気温度計測結果から格納容器圧力を推定する。
※4　ベント準備として，以下の作業を行う。格納容器内水素及び酸素の排出準備についても同様。
・ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認
・他系統との隔離確認
・ベント弁　第２弁開操作（全開）及び第３弁開確認
・FCVS 排気ラインドレン排出弁開操作
・可搬式窒素供給装置準備，第１ベントフィルタ出口水素濃度
※5　ベント開始の約１時間前（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.2m を目安）となった場合，プルーム通過に備えた作業及び屋外の緊急時対策要員の緊急時対策所への待避を指示する。ただし，格納容器代替スプレイに失敗した場合等，速やかにベントを実施すべき状況が発生した場合には，プルーム通過に備えた作業を実施後速やかにベントを開始する。
※6　使用するベントラインの優先順位は以下のとおり。
（１）格納容器フィルタベント系（W/Wベントライン）（中央制御室からの遠隔操作）
（２）格納容器フィルタベント系（W/Wベントライン）（現場人力操作）
（３）格納容器フィルタベント系（D/Wベントライン）（中央制御室からの遠隔操作）
（４）格納容器フィルタベント系（D/Wベントライン）（現場人力操作）
（５）耐圧強化ベント（W/Wベントライン）（炉心損傷前に限る）【自主対策設備】
（６）耐圧強化ベント（D/Wベントライン）（炉心損傷前に限る）【自主対策設備】
※7　格納容器内酸素濃度がドライ条件で4.4vol%及びウェット条件で1.5vol%に到達した場合，格納容器内水素爆発防止のためのガス排出実施を判断する。
※8　格納容器圧力上昇に伴う格納容器からの漏えいを以下の計器により確認する。
・原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）壁面及び天井付近
・可搬式モニタリング・ポスト（使用可能な場合はモニタリング・ポスト）
・原子炉建物内各種放射線モニタ
※9　可搬式モニタリング・ポスト（使用可能な場合はモニタリング・ポスト）及び原子炉建物内の各種放射線モニタの指示値の急激な上昇が発生した場合，格納容器からの異常な漏えいを判断する。
※10　原子炉建物水素濃度2.5vol%到達により，原子炉建物内水素爆発防止のためのベント実施を判断する。
※11　格納容器内雰囲気温度190℃到達により格納容器代替スプレイを実施するが，格納容器雰囲気温度が原子炉格納容器限界温度である200℃に到達し温度上昇が継続する場合，原子炉格納容器過温破損のおそれがあるため影響緩和のためベントを実施する。
※12　格納容器圧力，スクラバ容器圧力，スクラバ容器水位等を継続して監視する。
※13　残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態となり，長期にわたり格納容器の冷却が可能であること，可燃性ガス濃度制御系により水素ガス及び酸素ガスを可燃限界未満に制御可能であること，格納容器内の水素及び酸素濃度測定が可能であること，可搬式窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素注入が可能な状態であり格納容器の負圧破損防止が可能であることが確認された場合に，ベントを停止することができる。
※14　ベントにより格納容器除熱を維持しつつ，ベント停止に必要な機器の復旧に努める。
※15　炉心損傷前ベントのため敷地内の線量率の上昇はわずかと推定されるが，重大事故等対策に必要な屋外作業（低圧原子炉代替注水槽への補給等）を行っている緊急時対策要員の被ばく低減の観点から，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m 到達までに屋内待避するよう，緊急時対策本部から緊急時対策要員に指示する。なお，炉心損傷後の待避と異なり，待避場所は緊急時対策所ではなく，作業箇所近傍の建物内とする。緊急時対策要員の屋内待避期間は，運転員による格納容器ベント操作後における格納容器圧力の低下やスクラバ容器圧力の上昇といったパラメータの変動により格納容器ベントが開始されたことを確認し，第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の安定を確認するまでの間とする。



第２図　ベント実施の判断フロー



第３図　炉心損傷していない場合のベント実施フロー



① 格納容器代替スプレイ実施
・640kPa［gage］～588kPa［gage］間欠スプレイ

①ベント準備操作開始
・サプレッション・プール水位計の指示が通常水位＋約 1.3m 到達後，速やかにベントを実施可能とするため，事前に第２弁の開操作及び FCVS 排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
・第２弁の操作は，中央制御室からのスイッチ操作を実施する。スイッチ操作不可（弁開閉表示の消灯，スイッチによる開弁不可）の場合は，現場にて人力操作を実施する。
・第２弁の人力操作は２名で実施し，弁操作時間は１時間 20 分である。
・FCVS 排気ラインドレン排出弁の操作は２名で実施し，弁操作時間は 40 分である。

②ベント操作
・格納容器圧力 853kPa「gage」までに確実にベントを実施するため，サプレッション・プール水位計の指示が通常水位＋約 1.3m 到達後，格納容器スプレイを停止し，速やかにベント操作を行う。
・第１弁の操作はサプレッション・チェンバ側を優先し，開弁することでベントを開始する。サプレッション・チェンバ側ベント弁が開弁できない場合は，ドライウェル側ベントの操作を行う。
・ベント開始後，中央制御室操作者は中央制御室待避室に退避する。
・中央制御室から遠隔操作できない場合（弁開閉表示によって開動作したことが確認できない場合）は，現場にて人力操作を実施する。
・第１弁の人力操作は２名で実施し，開操作時間は１時間 30 分である。

③ベント成否確認
・ベント操作実施後，格納容器圧力及び温度が減少し，フィルタ装置出口放射線量率，スクラバ容器圧力が上昇していることを確認する。
・遠隔操作によりパラメータに変化が見られない場合，ベント失敗の可能性があるため，第１弁操作場所へ移動し，人力操作によるベントを実施する。

④安定停止に向けた復旧
・下記機能が使用可能と判断した場合，格納容器フィルタベントを停止する。
○格納容器除熱機能
○窒素供給機能
○格納容器内水素・酸素濃度制御機能

第４図　炉心損傷を判断した場合のベント実施フロー

2.　格納容器フィルタベント系の操作手順の概要

(1)　系統待機状態の確認

格納容器フィルタベント系の待機状態において，第４表に示すパラメータにより，系統に異常がないことを確認する。

第４表　確認パラメータ（系統待機状態）

確認パラメータ	確認内容
スクラバ容器水位	待機水位である 1,700～1,900 ㎜ の範囲にあること
スクラバ容器ｐＨ	[redacted]であること
フィルタ装置出口配管圧力	微正圧に維持されていること

(2)　ベント準備操作

ベント準備操作は，ベント操作が必要になった場合に速やかに実施できるよう，以下に示す事前準備を行う。

なお，弁名称及び弁名称に付記する①～⑦の番号は，第１図の番号に対応している。

ａ．ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認

中央制御室にてベント実施に必要な隔離弁の健全性を確認するため，当該弁に電源が供給されていることを表示灯により確認する。

①第１弁（サプレッション・チェンバ側）

②第１弁（ドライウェル側）

③第２弁

④第３弁（開確認のみ）

ｂ．他系統との隔離確認

ベント操作前に，中央制御室にて他系統（原子炉棟空調換気系，非常用ガス処理系及び耐圧強化ベント系）と隔離する弁が全閉となっていることを表示灯により確認する。

⑤ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁

⑥ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁

⑦ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁

ｃ．第２弁の開操作

中央制御室にて開操作を実施する。万一，中央制御室での開操作ができない場合には，現場にて第２弁の人力による開操作を実施する。

また，格納容器フィルタベント系の放出経路として，サプレッション・チェンバからとドライウェルから放出する経路の２通りあるが，サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（エアロゾル等の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ただし，サプレッション・チェンバからのベントが実施できない場合には，ドライウェルからのベントを実施する。

現場操作の着用装備は，全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服であり，着用時間は約６分である。

d．FCVS 排気ラインドレン排出弁閉操作

ベントガスの排出を防止するため，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。

e．可搬型重大事故等対処設備（第１ベントフィルタ出口水素濃度，可搬式窒素供給装置）準備

ベント停止操作にあたり，格納容器及び格納容器フィルタベント系統内を掃気し不活性化を行うことを目的に，可搬型設備（車両）である可搬式窒素供給装置及び第１ベントフィルタ出口水素濃度を準備する。

3. ベント準備判断の確認パラメータ

ベント準備及び可搬型設備着手判断である格納容器圧力 245kPa[gage]及び640kPa[gage]の確認に必要なパラメータを以下に示す。また，確認パラメータについては，手順書に定め明確化する。

また，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施している場合，ドライ条件で 4.0vol％及びウェット条件で 1.5vol％到達後，ベント準備を開始する。

ベント準備着手判断に必要なパラメータを以下に示す。

・格納容器圧力

・格納容器酸素濃度（ＳＡ）

4. ベント準備作業の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷ありの場合の作業項目及び作業環境を第５表に示す。ベント弁の開操作については，中央制御室での遠隔操作の場合と現場での手動操作（人力による遠隔操作）の場合について記載している。

可搬型設備は，ベント実施後長期で必要となる設備であるため，ベント実施までに準備が完了する必要はないが，念のため準備を実施する。

なお，可搬型設備の準備にあたっては，炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策に用いる設備の準備を優先する。

また，ベント実施までに準備が完了していない場合でも，操作場所は原子炉建物及びフィルタ装置の第 1 ベントフィルタ格納槽のコンクリートを隔てた屋外であるため，ベント直後からプルームの影響を受ける期間以外は，十分作業できる環境にある。

フィルタ装置（スクラバ容器）のスクラビング水（水・薬剤）の補給操作については，格納容器ベント実施後 168 時間までは補給不要の設計のため，ベント後，補給が必要となった場合に準備作業を開始する。

第５表　ベント準備操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業・操作場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
ベント弁の健全性確認 他系統との隔離確認	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約 52mSv/７日間以下 （マスク着用※3）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
第２弁開操作（移動含む）	原子炉建物付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 9.3mSv/h 以下 （マスク着用※3）	電源内蔵型照明，ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
FCVS 排水ラインドレン排出弁閉操作（移動含む）	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 6.7mSv/h 以下 （マスク着用※3）	ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
可搬型設備の準備（第１ベントフィルタ出口水素濃度，可搬式窒素供給装置）	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 6.7mSv/h 以下 （マスク着用※3）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。

※１：中央制御室の温度・湿度については，全交流動力電源喪失の場合には，中央制御室換気系が動作しないものの，制御盤の発熱が少ないため，作業に支障となる環境とはならない。なお，全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため，作業に支障となる環境とはならない。

※２：設計基準事故相当の γ 線線量率の 10 倍相当である，全燃料の１％程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも，被ばくは１mSv 以下であり作業に支障はない。

※３：全面マスク（PF50）の着用

5.　ベント準備操作の余裕時間

有効性評価で示したシナリオを例に，ベント準備操作の余裕時間を以下に示す。

(1)　炉心損傷なしの場合

炉心損傷なしの場合のベントを実施する有効性評価シナリオを第６表に示す。

残留熱除去系による格納容器除熱機能が喪失している場合には，格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達後，準備操作として，第５図に示す第２弁（②又は③）の開操作，第３弁（①）の開確認及び可搬型設備の準備を実施するとともに，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁（⑥）を閉操作する。

第２弁（②又は③），第３弁（①）は，中央制御室にて操作及び確認を行うことにより，短時間で準備可能である。万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場にて第２弁（②又は③）の現場での手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

第６図に中央制御室での操作ができない場合の，現場での手動操作（人力による遠隔操作）による作業・操作の所要時間を示す。ベントの準備時間は，約１時間 20 分である。

第６表及び第６図に示すとおり，ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するまでに十分な時間があることから，可搬型設備の準備を含めて，確実に準備を完了することができる。

第６表　炉心損傷なしの場合のベント関連時間

事故シーケンス	245kPa[gage] 到達時間※2	準備時間	ベント時間※1
高圧・低圧注水機能喪失	約 16 時間	約 1 時間 20 分 （245kPa[gage] 到達後から）	約 30 時間
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系故障)	約 14 時間		約 30 時間
ＬＯＣＡ時注水機能喪失（中小破断ＬＯＣＡ）	約 15 時間		約 27 時間

※１：サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達する時間。

※２：格納容器圧力の測定ができない場合には，格納容器圧力を推定する手段として，格納容器温度を代替パラメータとする。

(2)　炉心損傷ありの場合

炉心損傷ありの場合のベントを実施する有効性評価シナリオを第７表に示す。

残留熱除去系による格納容器除熱機能が喪失している場合には，格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達後，準備操作として，第５図に示す第２弁（②又は③）の開操作，第３弁（①）の開確認及び可搬型設備の準備を実施するとともに，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁（⑥）を閉操作する。

第２弁（②又は③），第３弁（①）は，中央制御室にて操作及び確認を行うことにより短時間で準備可能である。万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場にて第２弁（②又は③）の手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

第７図に中央制御室での操作ができない場合の，現場での手動操作（人力による遠隔操作）による作業・操作の所要時間を示す。ベントの準備時間は，約１時間 20 分である。

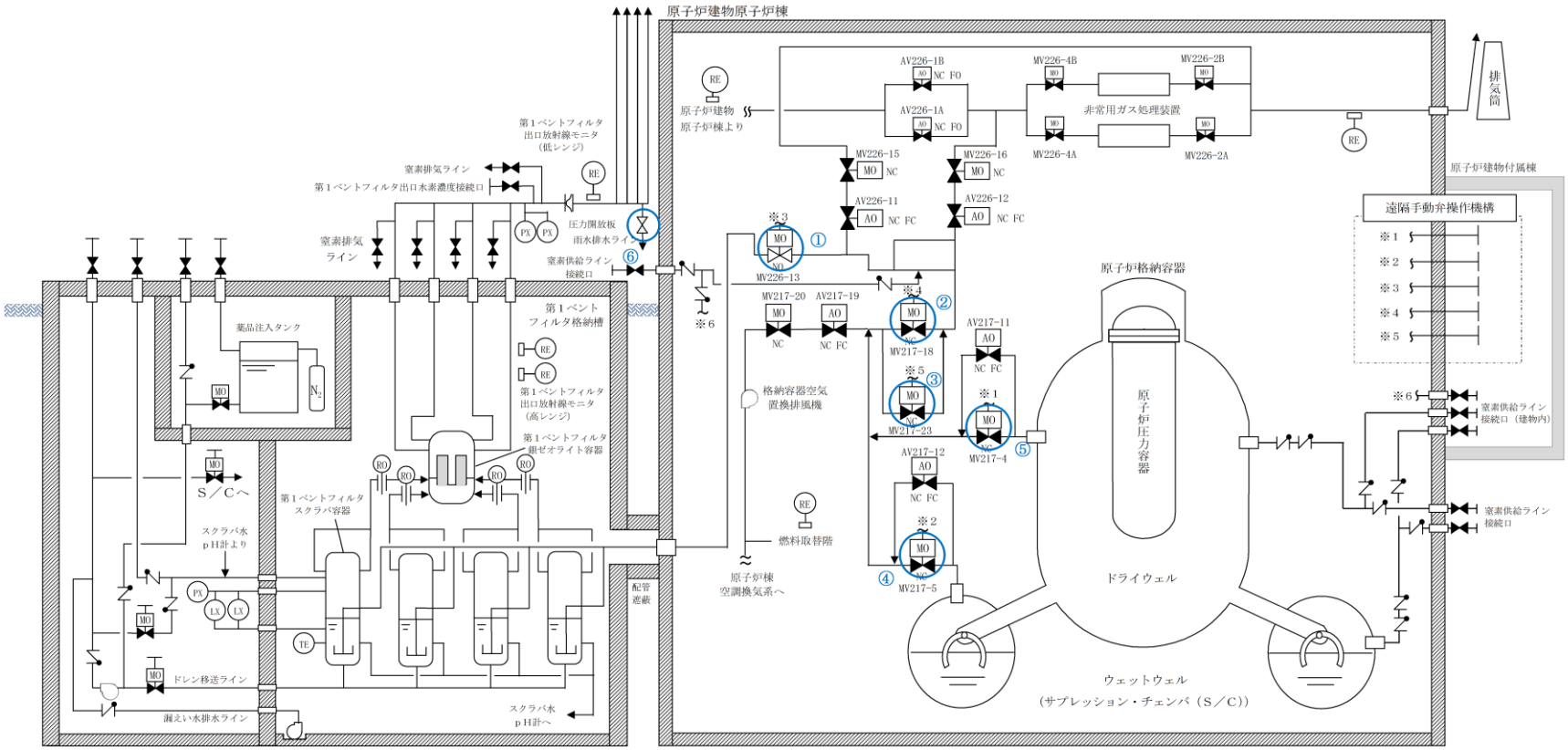
第７表及び第７図に示すとおり，ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するまでに十分な時間があることから，可搬型設備の準備を含めて，確実に準備を完了することができる。

第７表　炉心損傷ありの場合のベント関連時間

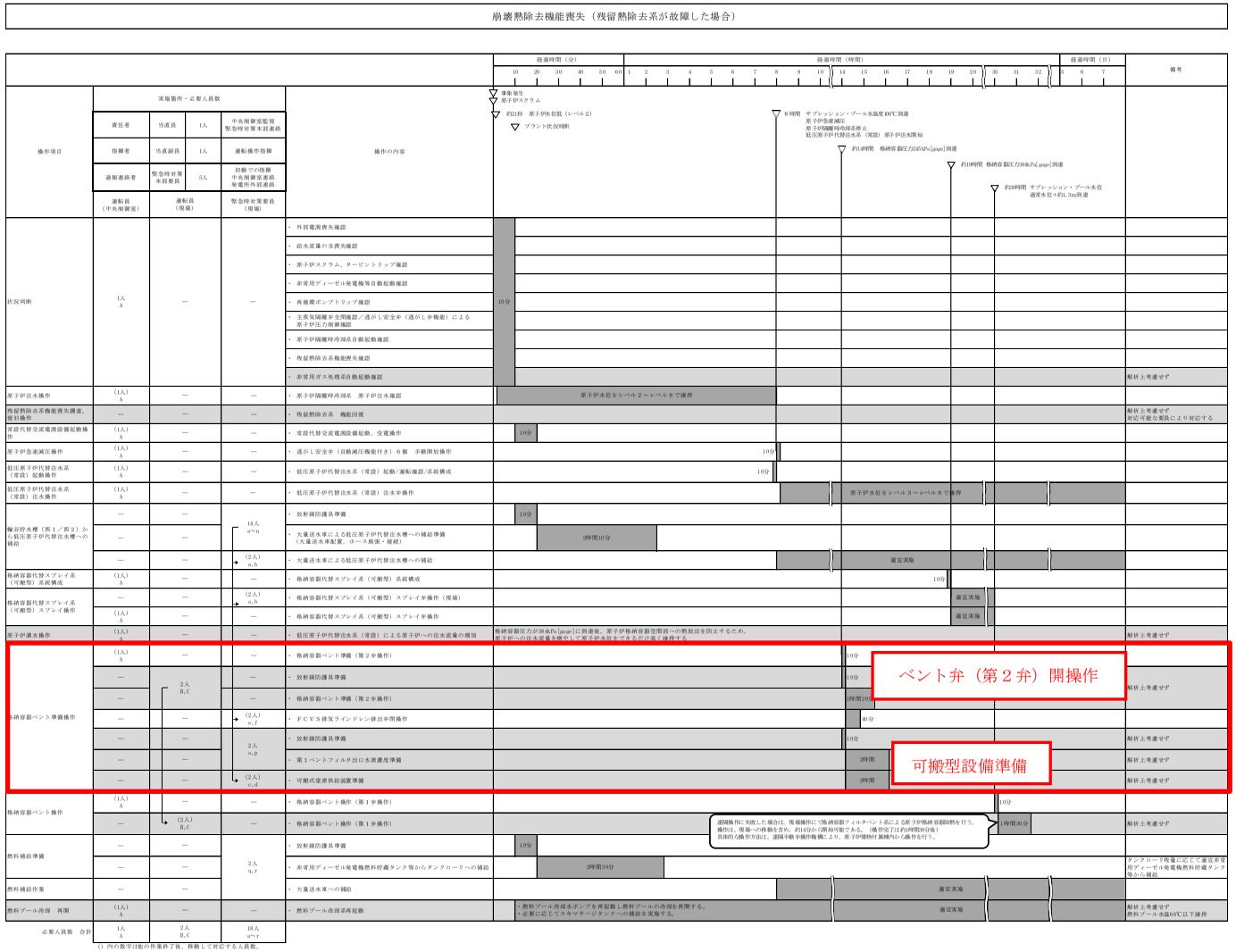
格納容器破損モード	640kPa[gage] 到達時間※２	準備時間	ベント時間※１
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （過圧・過温破損） 残留熱代替除去系を使用しない場合	約 27 時間	約 1 時間 20 分 （640kPa[gage] 到達後から）	約 32 時間

※１：サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する時間。

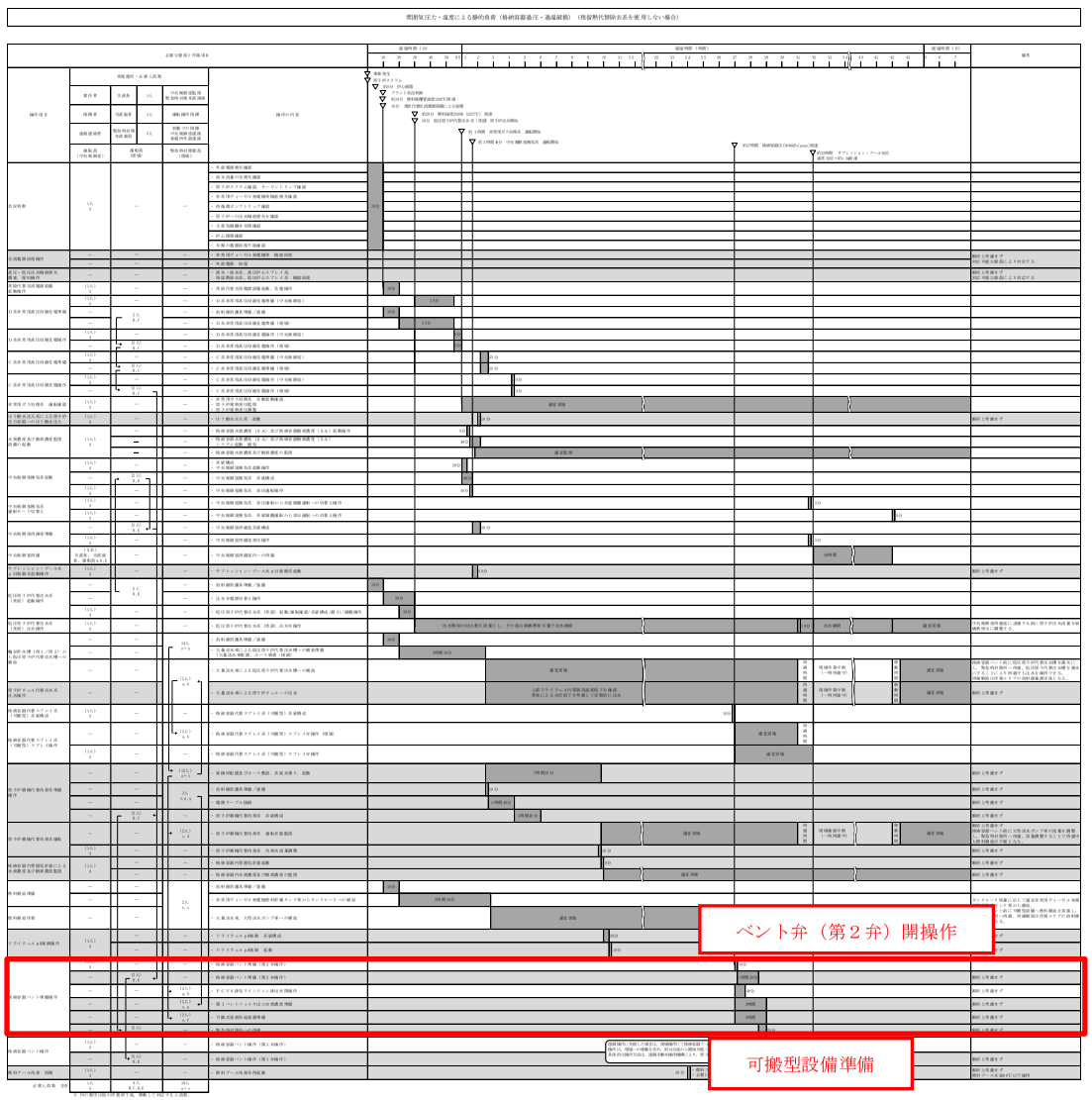
※２：格納容器圧力の測定ができない場合には，格納容器圧力を推定する手段として，
格納容器温度を代替パラメータとする。



第５図　格納容器フィルタベント系　系統概要図（他系統を含む）



第６図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系故障）時の作業・操作の所要時間



第７図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時の作業・操作の所要時間

6. ベント実施操作判断基準

(1) 炉心損傷なしの場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

格納容器の健全性を確保するため，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点でベントを実施する。

(2) 炉心損傷を判断した場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

格納容器へ大量の放射性物質が放出されることから，大気への放射性物質の放出を極力遅らせることでベント時の外部影響を軽減させるため，限界圧力を下回る 853kPa[gage]に到達するまでにベントを実施する。具体的には，中央制御室での遠隔操作に失敗した場合の現場手動操作時間を考慮し，格納容器スプレイ停止基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点でベントを実施する。

b．格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合

炉心損傷時には，ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等により水素・酸素が発生し，可燃限界に到達すると水素燃焼が発生するおそれがある。これを防止するため，可燃限界到達前に格納容器内の水素・酸素を排出することを目的として，格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合にベントを実施する。4.4vol％の基準設定に当たっては，酸素濃度の可燃限界である 5vol％に対し，計器誤差の±約 0.5vol％及び 0.1vol％の余裕を考慮して設定した。

7. ベント実施操作判断の確認パラメータ

(1) 炉心損傷なしの場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

炉心損傷がない場合は，サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断するため，確認パラメータは以下のとおり。

・サプレッション・プール水位（ＳＡ）

(2) 炉心損傷を判断した場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

炉心損傷を判断した場合は，格納容器スプレイを間欠にて実施しながら，サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断する。したがって，確認パラメータは以下のとおり。

・サプレッション・プール水位（ＳＡ）

ｂ．格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合

格納容器酸素濃度によりベント実施操作を判断するため，確認パラメータは以下のとおり。

・格納容器酸素濃度（ＳＡ）

8. ベント実施操作の妥当性

ベントは，第１弁を開弁することで実施する。炉心損傷していない場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第８表に示す。ベント弁の開操作については，中央制御室での操作を基本とするが，万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

なお，炉心損傷を判断する有効性評価の「格納容器圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）」シーケンスにおいて，ベント準備段階の現場アクセス，現場待機，現場での手動操作，プルーム通過までの現場待機及び帰還の一連の作業での実効線量は，約 19mSv である。

第８表　ベント実施操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
第１弁の開操作 ・開確認	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※3 【炉心損傷後】 約 52mSv/７日間以下 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
	原子炉建物付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度 ※2※3 【炉心損傷後】 2.2mSv/h 以下 （マスク着用※4）	電源内蔵型照明，ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。

※１：中央制御室の温度・湿度については，全交流動力電源喪失の場合には，中央制御室換気系が動作しないものの，制御盤の発熱が少ないため，作業に支障となる環境とはならない。なお，全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため，作業に支障となる環境とはならない。

※２：事故あたりに放出される放射性物質全量に対する線量

※３：設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍相当である，全燃料の１％程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも，被ばくは１mSv 以下であり作業に支障はない。

※４：全面マスク（PF50）の着用

9.　ベント成否確認

格納容器過圧破損防止の目的から，格納容器圧力の低下による判断を基本とし，以下のパラメータについても参考として判断する。

・ 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
・ スクラバ容器圧力
・ スクラバ容器水位
・ 格納容器温度
・ サプレッション・チェンバ水位

パラメータに変化が見られない場合は，ベント失敗の可能性があるため，現場操作によるベントを実施する。

ベント開始直後は，格納容器内で発生する水素，水蒸気及び窒素等からなるベントガスが系統内に流入するが，系統内は不活性化されているため，高濃度の水素が流入しても水素燃焼には至らない。

10.　ベント継続時

ベント継続時は，第９表に示すパラメータによりベント継続状況に異常がないことを確認する。

第９表　確認パラメータ（ベント継続時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	各パラメータに異常な変化がないこと
格納容器温度	
サプレッション・チェンバ水位	
格納容器酸素濃度（ＳＡ）	
格納容器水素濃度（ＳＡ）	
スクラバ容器圧力	
スクラバ容器水位	
スクラバ容器温度	
第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	
モニタリング・ポスト	

ベント継続時には，格納容器内及びフィルタ装置内では放射性物質の崩壊熱による多量の蒸気が発生することにより，水素濃度は低く抑えられるため，可燃限界に至らない。

なお，炉心損傷がない場合の格納容器フィルタベント系によるベント実施中に炉心損傷を判断した場合は，ベントを継続する運用とする。これは，ベント実施までには格納容器代替スプレイにより外部注水制限に到達していることが想定され，事象が進むことで発生する可能性のある炉心のリロケーション※及

び原子炉圧力容器破損時の過熱蒸気発生の影響による格納容器圧力の急激な上昇を抑制する手段がベントのみであるためである。加えて，次のとおり，ベントを継続した場合でも，一時的にベント停止する場合と比較し，被ばくの観点で大きな差異はないと考えられる。

・ベントを停止しても格納容器の圧力上昇により再度ベントすることとなり，希ガス保持時間を大きく確保することはできないこと
・このような事態では，原子炉スクラムしてからある程度の時間が経過していることから，希ガスの減衰時間は十分に確保されており，ベントを停止しない場合でも大きな放出量にならないと考えられること

※　ここで言うリロケーションとは，炉心損傷後，溶融炉心が炉心下部プレナムに移行する状態を指す。

11.　ベント停止操作

第 10 表に示す機能が全て使用可能となったことにより，ベント停止後も長期的に格納容器の安定状態を継続可能であることを判断する。また，第 11 表に示すパラメータを確認し，ベント停止操作が可能であることを判断した場合には，第１弁を閉とすることでベントを停止する。

第 10 表　ベント停止のために必要な機能及び設備

必要な機能	設備	設備概要
格納容器除熱機能	残留熱除去系又は残留熱代替除去系	格納容器内に残存する核分裂生成物から発生する崩壊熱を除去し，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する
	原子炉補機代替冷却系	
窒素供給機能	可搬式窒素供給装置	・残留熱除去系の運転に伴う蒸気凝縮により，格納容器内が負圧になることを防止する ・系統内のパージを実施する
格納容器内水素・酸素濃度制御機能	可燃性ガス濃度制御系	水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の濃度が可燃限界濃度に到達することを防止する
	格納容器水素・酸素濃度計	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

第 11 表　確認パラメータ（ベント停止時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	427kPa[gage]以下であること及び 171℃以下であること。
格納容器温度	
格納容器酸素濃度（ＳＡ）	可燃限界未満であること。
格納容器水素濃度（ＳＡ）	
第１ベントフィルタ出口水素濃度	

ベント停止前から可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給を行い，ベント停止後も継続し，系統を含めて不活性化することで，水素濃度は低く抑えられ，可燃限界には至らない。

12.　ベント停止操作手順

次にベント停止の流れを示す。

①ベント停止可能であると判断した場合，可搬式窒素供給装置により格納容器に窒素注入を開始する。

・ベント弁は開状態であるため，注入した窒素はそのまま排出されると考えられるが，ベント弁閉後における「水の放射性分解によって発生する水素・酸素濃度の上昇」を抑制するため，早期に注入開始することを目的として最初に実施する。

・ドライウェル内に水素・酸素が滞留している可能性を考慮して，ドライウェル側から窒素供給する。

②第１弁を微開とする。

③残留熱除去系又は残留熱代替除去系を起動する。

・ベント弁を微開後，サプレッション・プール水温度が飽和温度以下であることを確認し，残留熱除去系又は残留熱代替除去系を起動する。

・残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器内の気相を蒸気から窒素へ置換する。

④格納容器の気相が蒸気から窒素への置換が完了したことを確認する。

⑤可燃性ガス濃度制御系を起動する。

・残留熱除去系による冷却水を供給し，可燃性ガス濃度制御系の暖気運転を開始する。

・起動後３時間以内に暖機運転が完了し，処理が開始される。

⑥第１弁を閉とする。

⑦格納容器への窒素注入を停止する。

⑧格納容器内水素濃度・酸素濃度により，格納容器内の水素・酸素濃度を監視する。

13.　ベント停止操作の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第 12 表に示す。ベント弁の閉操作については，中央制御室での操作を基本とするが，万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作を実施する。

第 12 表　ベント停止操作項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
ベント弁の閉操作	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約 52mSv/７日間以下 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
	原子炉建物 付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 2.2mSv/h 以下※3 （マスク着用※4）	電源内蔵型照明，ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
窒素供給操作	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 5.0mSv/h 以下※3 （マスク着用※4）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
水素濃度測定操作	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約 52mSv/７日間以下※3 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。

※１：中央制御室の温度・湿度については，全交流動力電源喪失の場合には，中央制御室換気系が動作しないものの，制御盤の発熱が少ないため，作業に支障となる環境とはならない。なお，全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため，作業に支障となる環境とはならない。

※２：計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍相当である，全燃料の１％程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも，被ばくは１mSv 以下であり作業に支障はない。

※３：事故後 168 時間以降を想定

※４：全面マスク（PF50）の着用

14.　ベント停止後の操作

ベント停止後は，第 13 表で示すパラメータにより格納容器及び格納容器フィルタベント系に異常がないことを確認する。

第 13 表　確認パラメータ（ベント停止後）

監視パラメータ	監視理由
スクラバ容器水位	フィルタ装置水位が運転範囲内にあることを監視する。 また，蒸発による水位低下時においては，水補給の必要性を判断する。
スクラバ容器圧力	指示値により系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
スクラバ容器温度	指示値によりスクラビング水からの水蒸気発生の有無を監視する。
フィルタ装置出口配管圧力	指示値により系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
第１ベントフィルタ出口水素濃度	指示値により系統に水素が滞留していないことを監視する。
第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	指示値が安定していることを監視する。
モニタリング・ポスト	指示値が安定していることを監視する。
スクラバ水ｐＨ	アルカリ性に維持されていることを監視する。
格納容器圧力	格納容器内が負圧でないこと。また，ベント停止後長期的に格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと。
格納容器温度	
格納容器水素濃度	格納容器内の水素・酸素濃度の異常な上昇がないこと。
格納容器酸素濃度	

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

＜目 次＞

1.7.1　対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
ａ．原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備
(a)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(b)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(c)　サプレッション・プール水ｐＨ制御
(d)　ドライウェルｐＨ制御
(e)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｂ．手順等
1.7.2　重大事故等時の手順
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順
(1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順
ａ．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
ｃ．サプレッション・プール水ｐＨ制御
ｄ．ドライウェルｐＨ制御
ｅ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
(2)　全交流動力電源喪失時の対応手順
ａ．格納容器フィルタ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）
ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
1.7.2.2　その他の手順項目について考慮する手順
1.7.2.3　重大事故等時の対応手段の選択

添付資料1.7.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表
添付資料1.7.2　自主対策設備仕様
添付資料1.7.3　対応手段として選定した設備の電源構成図
添付資料1.7.4　重大事故対策の成立性

1.　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(1)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(2)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成
(3)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保
2.　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(1)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(2)　格納容器フィルタ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）
(3)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）
(4)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）
(5)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ
(6)　フィルタベント計装（第１ベントフィルタ出口水素濃度）
(7)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整3.
サプレッション・プール水ｐＨ制御
4.　ドライウェルｐＨ制御
5.　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

添付資料 1.7.5　残留熱代替除去系の長期運転及び不具合等を想定した対策について
添付資料 1.7.6　ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について
添付資料 1.7.7　スクラビング水の保有水量の設定根拠について
添付資料 1.7.8　格納容器ベント操作について
添付資料 1.7.9　炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
添付資料1.7.10　解釈一覧

1.　判断基準の解釈一覧
2.　操作手順の解釈一覧
3.　弁番号及び弁名称一覧

添付資料1.7.11　手順のリンク先について
添付資料1.7.12　フォルトツリー解析の実施の考え方について

下線は，今回の提出資料を示す。
（関連する図表を含む。）

b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系の機能が喪失した場合，及び残留熱代替除去系の運転が期待できない場合は，サプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため，サプレッション・プール水位が上昇するが，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約1.3mに到達した場合は，このスプレイを停止するため，原子炉格納容器内の圧力を853kPa[gage]以下に抑制できる見込みがなくなることから，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施することで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また，原子炉格納容器内でジルコニウムー水反応により発生した水素ガスが原子炉建物原子炉棟に漏えいする可能性があることから，原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）天井付近の水素濃度，非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素処理装置の出入口温度の監視を行い，原子炉建物原子炉棟内において異常な水素ガスの漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素ガスを排出することで，原子炉建物原子炉棟への水素ガスの漏えいを防止する。

なお，格納容器フィルタベント系を使用する場合は，プルームの影響による被ばくを低減させるため，運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

格納容器ベント実施中において，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa［gage］（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合はＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁又はＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁（以下「第１弁」という。）を全閉し，格納容器ベントを停止することを基本として，その他の要因を考慮した上で総合的に判断し，適切に対応する。なお，ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（以下「第２弁」という。）又はＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁（以下「第２弁バイパス弁」という。）は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

ⅰ　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，残留熱除去系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができず，原子炉格納容器圧力が640kPa[gage]に到達した場合※2，若しくは，原子炉建物原子炉棟内のいずれかの原子炉建物水素濃度指示値が2.1vol%に到達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器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倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：発電用原子炉の冷却ができない場合，又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は，速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ⅱ　操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7－3図に，概要図を第1.7－10図に，タイムチャートを第1.7－11図及び第1.7－12図に示す。

［W／Wベントの場合（D／Wベントの場合，手順⑫以外は同様）］

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，格納容器フィルタベント系によるウェットウェル（以下「W／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（W／W側からの格納容器ベントができない場合は，ドライウェル（以下「D／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備のため，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を依頼する。

③[a]非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合

中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤にて，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第２弁，第２弁バイパス弁及び第１弁の電源切替え操作を実施する。

③[b]非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第２弁，第２弁バイパス弁及び第１弁の電源切替え操作を実施する。

④中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器

ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント前の確認として，格納容器隔離信号が発生している場合は，格納容器隔離信号の除外操作を実施する。

⑦緊急時対策要員は，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施し，緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑧中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント前の系統構成として，ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁，ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉，及びＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁（以下「第３弁」という。）の全開を確認後，第２弁を全開し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑨当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直副長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位，並びに原子炉建物原子炉棟内の水素濃度に関する情報収集を適宜行い，当直長に報告する。また，当直長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位，並びに原子炉建物原子炉棟内の水素濃度に関する情報を緊急時対策本部に報告する。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。

⑫当直副長は，以下のいずれかの条件に到達したことを確認し，運転員に格納容器ベント開始を指示する。

・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約1.3mに到達した場合。

・原子炉建物原子炉棟内のいずれかの原子炉建物水素濃度指示値が2.5vol％に到達した場合。

⑬[a]Ｗ／Ｗベントの場合

中央制御室運転員Ａは，第１弁（Ｗ／Ｗ）の全開操作により，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。

⑬ᵇＤ／Ｗ ベントの場合

中央制御室運転員Ａは，第１弁（Ｄ／Ｗ）の全開操作により，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。

⑭中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを，格納容器内圧力指示値の低下又は原子炉建物水素濃度指示値が安定若しくは低下，並びに第１ベントフィルタスクラバ容器圧力及びスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに，第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑮中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し，水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，第１ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑯当直副長は，格納容器ベント開始後，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa［gage］（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより，第１弁を全閉し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止するよう運転員に指示する。

⑰中央制御室運転員Ａは，第１弁の全閉操作を実施し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。

⑱当直副長は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合は，第２弁又は第２弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。

⑲中央制御室運転員Ａは，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

ⅲ　操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・中央制御室からの第２弁操作の場合

中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，45 分以内で可能である。

格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・中央制御室からの第１弁（W／W）操作の場合

中央制御室運転員１名にて作業した場合，10 分以内で可能である。

・中央制御室からの第１弁（D／W）操作の場合

中央制御室運転員１名にて作業した場合，10 分以内で可能である。

【W／Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第２弁操作を中央制御室及び現場にて実施した場合，45 分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第１弁（W／W）操作を中央制御室にて実施した場合，10 分以内で可能である。

【D／Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第２弁操作を中央制御室及び現場にて実施した場合，45 分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第１弁（D／W）操作を中央制御室にて実施した場合，10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.7.4-2(1)，添付資料1.7.6）

(2)　全交流動力電源喪失時の対応手順

a．格納容器フィルタ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）

炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系の機能が喪失した場合，及び残留熱代替除去系の運転が期待できない場合は，サプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため，サプレッション・プール水位が上昇するが，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約1.3mに到達した場合は，このスプレイを停止するため，原子炉格納容器内の圧力を853kPa[gage]以下に抑制できる見込みがなくなることから，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施することで，原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また，原子炉格納容器内でジルコニウムー水反応により発生した水素ガスが原子炉建物原子炉棟に漏えいする可能性があることから，原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）天井付近の水素濃度，非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素処理装置の出入口温度の監視を行い，原子炉建物原子炉棟内において異常な水素ガスの漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素ガスを排出することで，原子炉建物原子炉棟への水素ガスの漏えいを防止する。

なお，格納容器フィルタベント系を使用する場合は，プルームの影響による被ばくを低減させるため，運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

格納容器ベント実施中において，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa［gage］（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は第１弁を全閉し，格納容器ベントを停止することを基本として，その他の要因を考慮した上で総合的に判断し，適切に対応する。なお，第２弁又は第２弁バイパス弁は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合に全閉する。全交流動力電源喪失時は，現場手動にて系統構成を行う。

(a)　格納容器フィルタ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）

i　手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に，早期の電源復旧が見込めず，炉心損傷を判断した場合※1において，残留熱除去系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができず，原子炉格納容器圧力が640kPa[gage]に到達した場合※2，若しくは，原子炉建物原子炉棟内のいずれかの原子炉建物水素濃度指示値が2.1vol%に到達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器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倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：発電用原子炉の冷却ができない場合，又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は，速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ⅱ　操作手順

格納容器フィルタ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）の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7－3図に，概要図を第1.7－27図に，タイムチャートを第1.7－28図及び第1.7－29図に示す。

［W／Wベントの場合（D／Wベントの場合，手順⑫以外は同様）］

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，格納容器フィルタベント系によるW／W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（W／W側からの格納容器ベントができない場合は，D／W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備のため，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を依頼する。

③中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。

④中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント前の系統構成としてＳＧＴＮＧＣ連絡ライン隔離弁，ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及び第３弁の全開を確認する。

⑥緊急時対策要員は，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施し，緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑦現場運転員Ｂ及びＣは，第２弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。

⑧中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑨当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直副長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位，並びに原子炉建物原子炉棟内の水素濃度に関する情報収集を適宜行い，当直長に報告する。また，当直長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位，並びに原子炉建物原子炉棟内の水素濃度に関する情報を緊急時対策本部に報告する。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。

⑫当直副長は，以下のいずれかの条件に到達したことを確認し，運転員に格納容器ベント開始を指示する。

・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約1.3mに到達した場合。

・原子炉建物原子炉棟内のいずれかの原子炉建物水素濃度指示値が2.5vol%に到達した場合。

⑬[a]Ｗ／Ｗ ベントの場合

現場運転員Ｂ及びＣは，第１弁（Ｗ／Ｗ）を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。

⑬[b]Ｄ／Ｗ ベントの場合

現場運転員Ｂ及びＣは，第１弁（Ｄ／Ｗ）を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。

⑭中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを，格納容器内圧力指示値の低下又は原子炉建物水素濃度指示値が安定若しくは低下，並びに第１ベントフィルタスクラバ容器圧力及びスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに，第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

⑮中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタス

クラバ容器水位指示値を確認し，水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，第１ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑯当直副長は，格納容器ベント開始後，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa［gage］（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより，第１弁を全閉し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止するよう運転員に指示する。

⑰中央制御室運転員Ａは，第１弁の全閉操作を実施し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。

⑱当直副長は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合は，第２弁又は第２弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。

⑲中央制御室運転員Ａは，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

ⅲ　操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・現場からの第２弁操作の場合

中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，１時間 20 分以内で可能である。

格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・現場からの第１弁（W／W）操作の場合

現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。

・現場からの第１弁（D／W）操作の場合

現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。

【W／Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第２弁操作を現場にて実施した場合，１時間 20 分以内で可能である。また，格納容器ベント基準

到達後，第１弁（W／W）操作を現場にて実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名，総想定時間：２時間 50 分以内）

【D／Wベントの場合】

格納容器ベント移行条件到達後，第２弁操作を現場にて実施した場合，１時間 20 分以内で可能である。また，格納容器ベント基準到達後，第１弁（D／W）操作を現場にて実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名，総想定時間：２時間 50 分以内）

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

遠隔手動弁操作機構の操作については，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。

また，作業エリアには電源内蔵型照明を配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保しているが，ヘッドライト及び懐中電灯を携行する。

（添付資料1.7.4－2(2)，添付資料1.7.6）

第 1.7－1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	原子炉格納容器内の減圧及び除熱　残留熱代替除去系による	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉補機代替冷却系※4 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」
			大量送水車※1 輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3	自主対策設備	
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱　格納容器フィルタベント系による	第１ベントフィルタスクラバ容器 第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器 圧力開放板 遠隔手動弁操作機構 可搬式窒素供給装置 第１ベントフィルタ格納槽遮蔽 配管遮蔽 窒素ガス制御系　配管・弁 非常用ガス処理系　配管・弁 格納容器フィルタベント系　配管・弁 ホース・接続口 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」 「大量送水車を使用した送水」 「格納容器フィルタベント系系統構成」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3 ドレン移送ポンプ 薬品注入タンク 大量送水車※1 ホース・接続口	自主対策設備	
	全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」

※１：手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.14　電源の確保に関する手順」にて整備する。
※３：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１b)項を満足するための代替淡水源（措置）
※４：手順は，「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換	可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
		原子炉格納容器負圧破損の防止	可搬式窒素供給装置 ホース・接続口 窒素ガス代替注入系　配管・弁	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		サプレッション・プール水ｐＨ制御	残留熱除去系　配管 サプレッション・チェンバスプレイヘッダ サプレッション・プール水ｐＨ制御系	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 AM設備別操作要領書 「Ｓ／Ｐ水ｐＨ制御」
		ドライウェルｐＨ制御	残留熱代替除去ポンプ 原子炉補機代替冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」

※１：手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.14　電源の確保に関する手順」にて整備する。
※３：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１b)項を満足するための代替淡水源（措置）
※４：手順は，「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第1.7－2表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（１／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ａ．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱代替除去系原子炉注水流量
		最終ヒートシンクの確保	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度
		補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口流量
		水源の確保	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

監視計器一覧（２／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉建物原子炉棟４階 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉建物原子炉棟４階 ・原子炉建物原子炉棟２階 ・原子炉建物原子炉棟１階 ・原子炉建物原子炉棟地下１階
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧（３／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」 「大量送水車を使用した送水」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	補機監視機能	第１ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整			
AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器ｐＨ調整」	判断基準	－	－
	操作	補機監視機能	スクラバ水ｐＨ スクラバ容器水位

監視計器一覧（４／６）

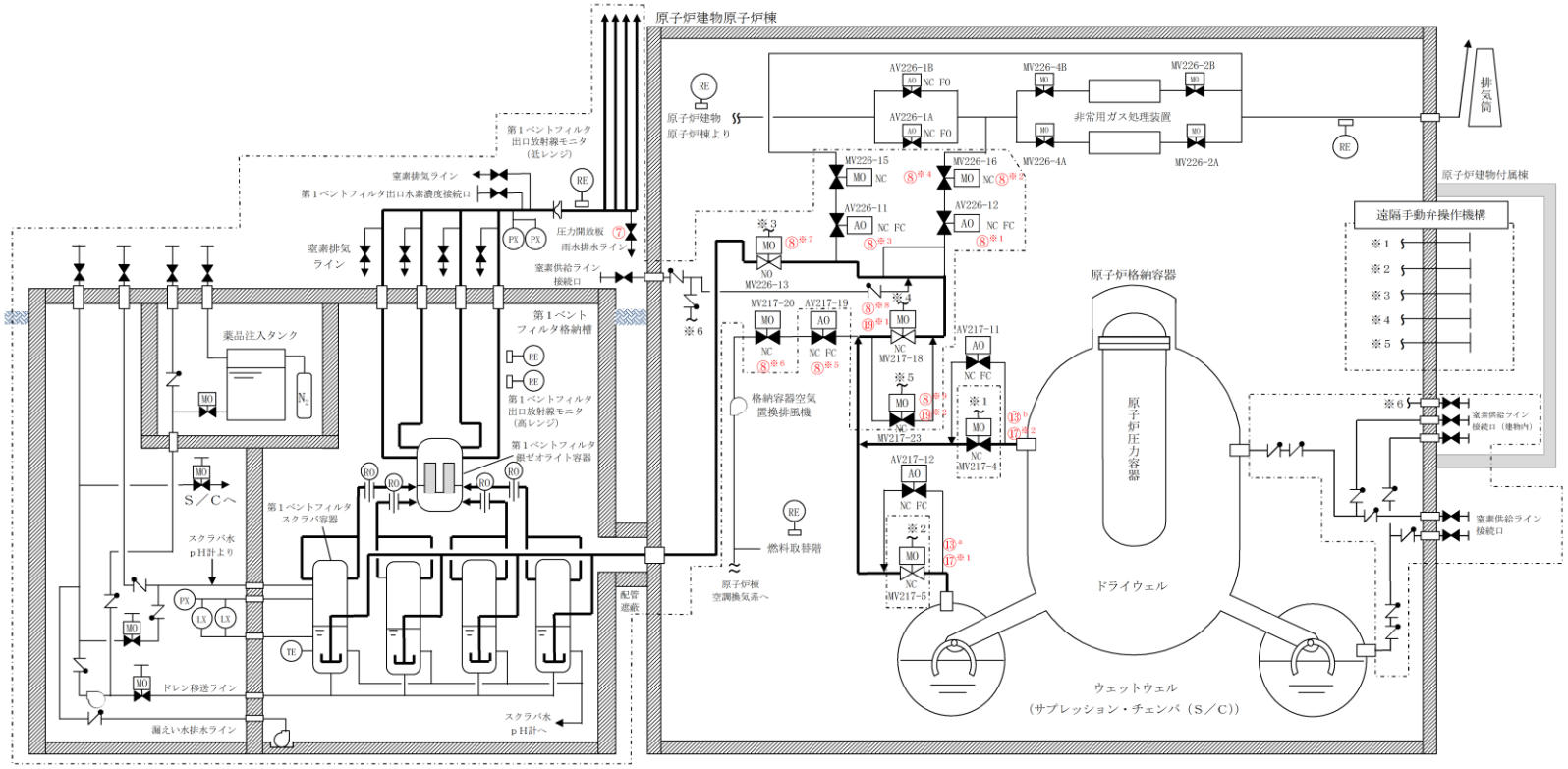
手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｃ．サプレッション・プール水ｐＨ制御			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 AM設備別操作要領書 「Ｓ／Ｐ水ｐＨ制御」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
	操作	補機監視機能	薬液タンク水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｄ．ドライウェルｐＨ制御			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
	操作	原子炉格納容器への注水量	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量
		補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｅ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）

監視計器一覧（５／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 a．格納容器フィルタ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） (a)　格納容器フィルタ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）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉建物原子炉棟４階 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉建物原子炉棟４階 ・原子炉建物原子炉棟２階 ・原子炉建物原子炉棟１階 ・原子炉建物原子炉棟地下１階
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧（６／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ａ．格納容器フィルタ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） (b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ａ．格納容器フィルタ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） (c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ａ．格納容器フィルタ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） (d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	補機監視機能	第１ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ａ．格納容器フィルタ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） (e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整			
AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	判断基準	－	－
	操作	補機監視機能	スクラバ水ｐＨ スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
AO	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
TE	温度検出要素
PX	圧力発信器
LX	液面発信器
RE	放射線検出要素
RO	流量制限オリフィス

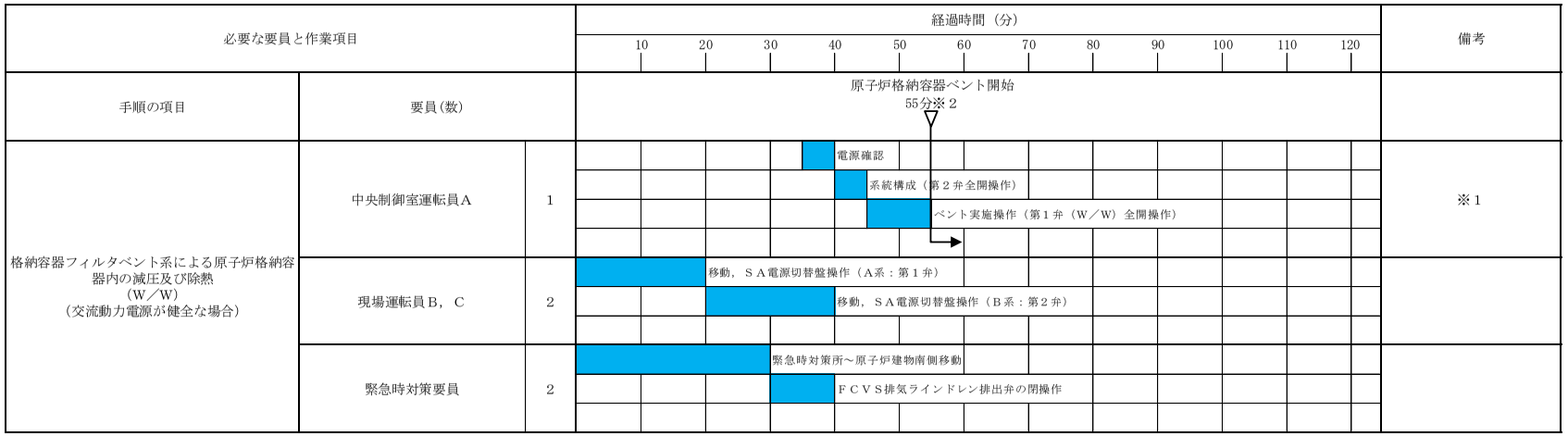
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○[a]～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○[※1]～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.7－10 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑦	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁
⑧※1	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁
⑧※2	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁
⑧※3	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁
⑧※4	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑧※5	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁
⑧※6	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁
⑧※7	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁 （第３弁）
⑧※8 ⑲※1	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑧※9 ⑲※2	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 （第２弁バイパス弁）
⑬a　⑰※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁 （第１弁（Ｗ／Ｗ））
⑬b　⑰※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁 （第１弁（Ｄ／Ｗ））

記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○a～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

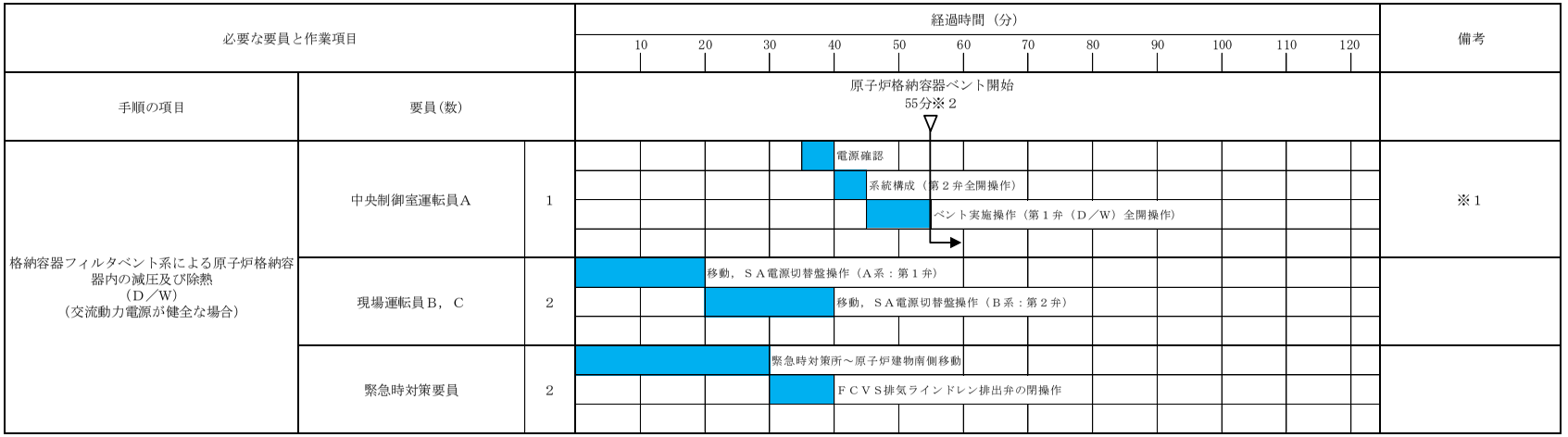
第 1.7－10 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　概要図（２／２）



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Aにて実施した場合，20分以内で可能である。

※２：非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合は，中央制御室運転員Aにて25分以内で可能である。

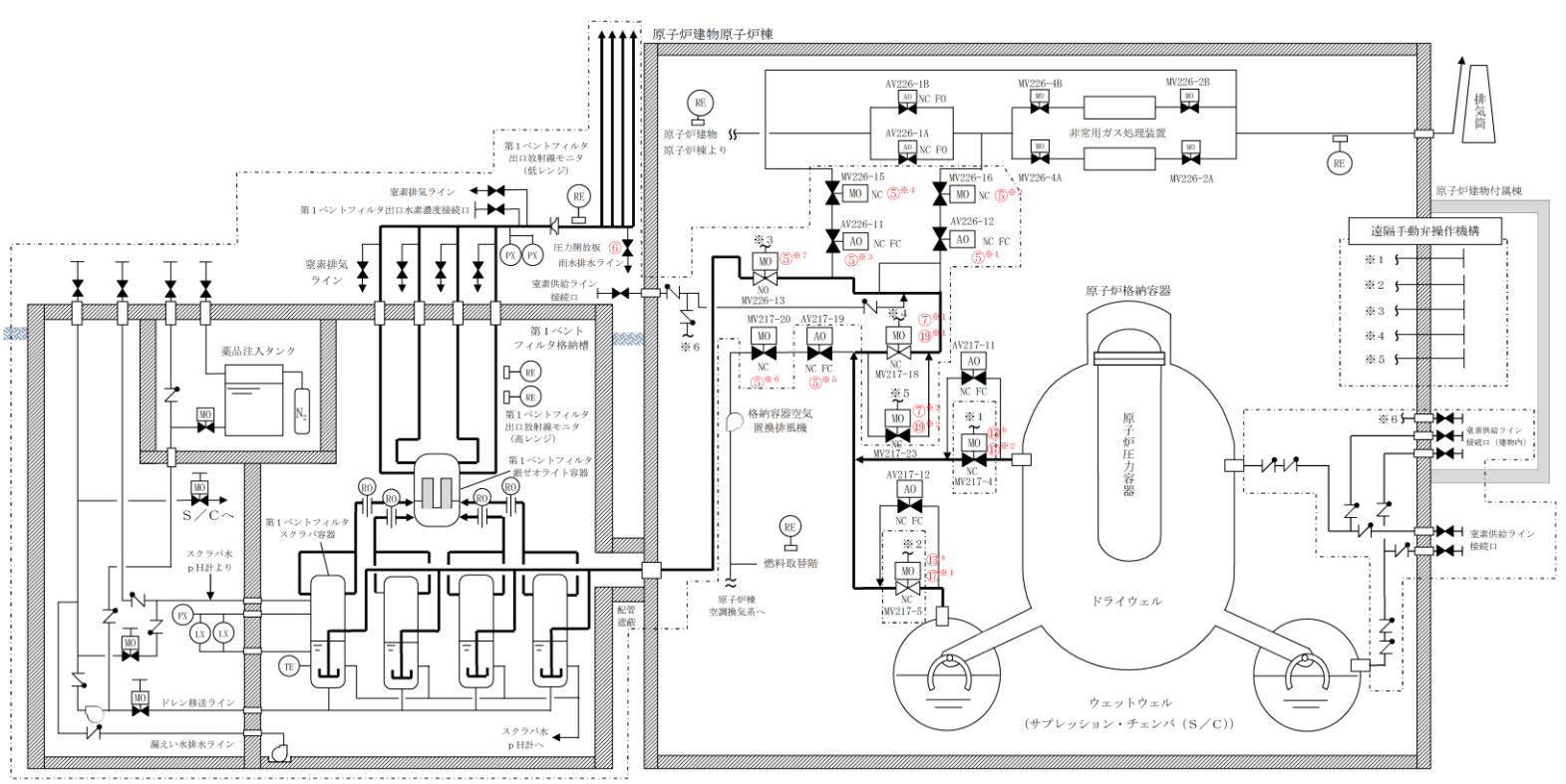
第 1.7－11 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（W／W）　タイムチャート



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Aにて実施した場合，20分以内で可能である。

※２：非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合は，中央制御室運転員Aにて25分以内で可能である。

第 1.7－12 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（D／W）　タイムチャート



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
AO	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所
TE	温度検出要素
PX	圧力発信器
LX	液面発信器
RE	放射線検出要素
RO	流量制限オリフィス

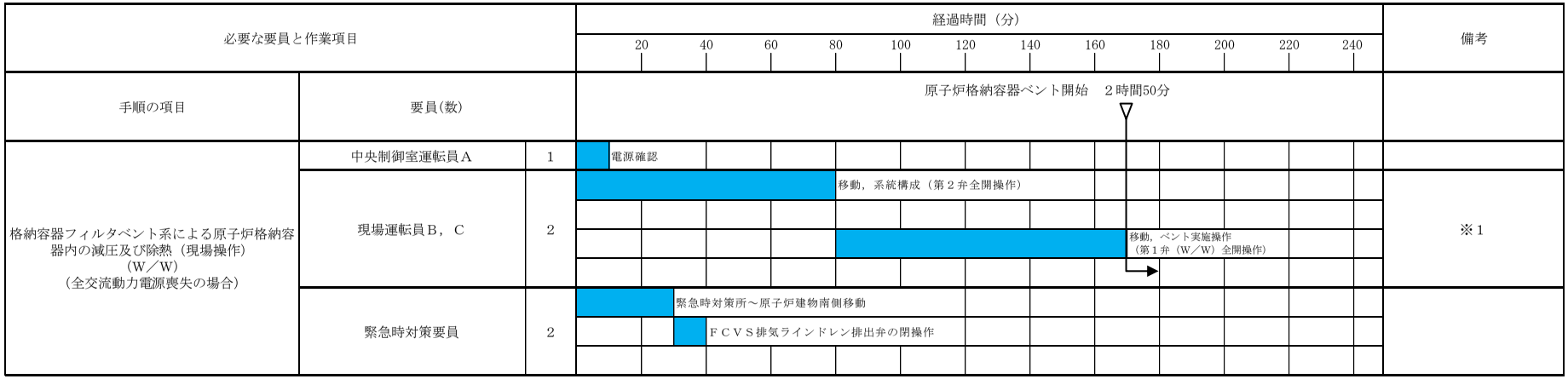
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○[a]～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○[※1]～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.7－27図　格納容器フィルタ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）　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑤※1	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁
⑤※2	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁
⑤※3	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁
⑤※4	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑤※5	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁
⑤※6	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁
⑤※7	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁 （第３弁）
⑥	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁
⑦※1 ⑲※1	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑦※2 ⑲※2	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 （第２弁バイパス弁）
⑬a ⑰※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁 （第１弁（Ｗ／Ｗ））
⑬b ⑰※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁 （第１弁（Ｄ／Ｗ））

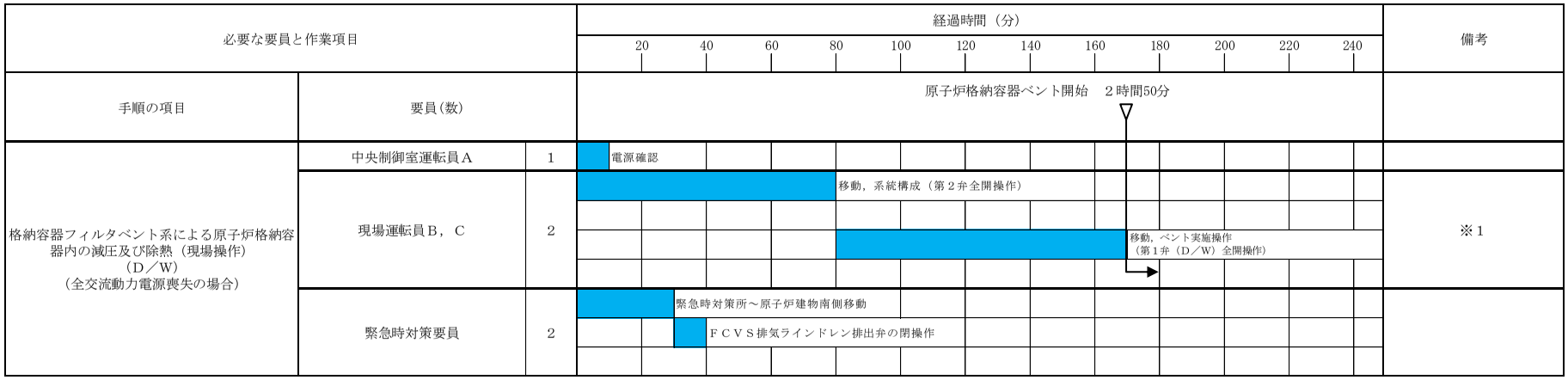
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○a～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.7－27図　格納容器フィルタ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）　概要図（２／２）



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。現場運転員Ｂ，Ｃにて実施した場合，２時間50分以内で可能である。

第 1.7－28 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（W／W）　タイムチャート
（現場操作による原子炉格納容器ベント）



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。現場運転員Ｂ，Ｃにて実施した場合，２時間50分以内で可能である。

第1.7－29図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（D／W）　タイムチャート
（現場操作による原子炉格納容器ベント）

2.　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

a．操作概要

中央制御室からの格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において，原子炉建物付属棟３階まで移動するとともに，現場でのＳＡ電源切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成及び格納容器ベント操作を実施し，格納容器ベントを実施する。

b．作業場所

電源切替え　原子炉建物付属棟３階（非管理区域）

系統構成，ベント実施操作　制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

排気ラインドレン排出弁操作　屋外（原子炉建物南側周辺）

c．必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として，最長時間を要するＳＡ電源切替盤による電源切替えを実施し，第一優先のW／Wベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

なお，W／Wベントに必要な想定時間，D／Wベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数　：５名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名）

想定時間　：移動，ＳＡ電源切替盤操作（A系）20 分以内（所要時間目安※1：８分）

移動，ＳＡ電源切替盤操作（B系）20 分以内（所要時間目安※1：４分）

電源確認（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）

系統構成（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）

ベント実施操作（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：３分）

排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安４分

・電源確認：所要時間目安４分（電源確認：中央制御室）

●系統構成（第２弁全開操作）：想定時間５分，所要時間目安４分

・系統構成（第２弁全開操作）：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

●ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）

：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）

：所要時間目安３分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系：第１弁）：想定時間 20 分，所要時間目安８分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）

・ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系：第１弁）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系：第２弁）：想定時間 20 分，所要時間目安４分

・移動：所要時間目安１分（原子炉建物付属棟３階）

・ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系：第２弁）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～原子炉建物南側周辺移動：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安 26 分（移動経路：緊急時対策所～原子炉建物南側周辺）

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・排気ラインドレン排出弁操作：所要時間目安５分（排気ラインドレン排出弁操作：屋外（原子炉建物南側周辺））

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

作業環境　　：常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配

備している。

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場操作

作業環境　　：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。
放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

移動経路　　：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性　　：通常の受電操作であり，排気ラインドレン排出弁操作については，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。

連絡手段　　：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。また，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。

(2)　格納容器フィルタ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）

ａ．操作概要

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況で，中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合において，原子炉建物付属棟３階まで移動するとともに，現場での遠隔手動弁操作機構による操作により系統構成を実施する。格納容器ベントについては，原子炉建物付属棟１階又は原子炉建物付属棟２階まで移動するとともに，現場での遠隔手動弁操作機構により格納容器ベントする。

ｂ．作業場所

系統構成　原子炉建物付属棟３階北側通路（非管理区域）
Ｗ／Ｗベント　原子炉建物付属棟１階西側（非管理区域）
Ｄ／Ｗベント　原子炉建物付属棟２階西側（非管理区域）
電源確認　　制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）
排気ラインドレン排出弁操作　屋外（原子炉建物南側周辺）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱として，第一優先のＷ／Ｗベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

なお，Ｗ／Ｗベントに必要な想定時間，Ｄ／Ｗベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数　：５名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名）
想定時間　　：系統構成（原子炉建物付属棟）１時間 20 分以内（所要時間目安※1：１時間４分）
ベント実施操作（原子炉建物付属棟）１時間 30 分以内（所要時間目安※1：１時間９分）
排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・電源確認：所要時間目安４分（中央制御室）

【現場運転員】

●移動，系統構成（第２弁全開操作）：想定時間１時間 20 分，所要時間目安１時間４分

・移動：所要時間目安 10 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）

・系統構成（第２弁全開操作）：所要時間目安 54 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟３階）

●移動，ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）：想定時間１時間 30 分，所要時間目安１時間９分

・移動：所要時間目安 15 分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟１階）

・ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）：所要時間目安 54 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟１階）

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～原子炉建物南側周辺移動：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安 26 分（移動経路：緊急時対策所～原子炉建物南側周辺）

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・排気ラインドレン排出弁操作：所要時間目安５分（排気ラインドレン排出弁操作：屋外（原子炉建物南側周辺））

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

作業環境　：常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場作業

移動経路　：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境　：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，へ

ッドライト及び懐中電灯を携行している。現場運転員の放射線防護を考慮し，遠隔手動弁操作機構は，原子炉建物付属棟に設置している。また，格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し防護具（酸素呼吸器，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

操作性　　：遠隔手動弁操作機構の操作については，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能であり，排気ラインドレン排出弁操作についても，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段　　：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。また，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。

ベント操作（遠隔手動弁操作機構）

ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について

ベント実施に伴う現場作業は，放射線環境下での作業となることから，作業の成立性を確認するために各作業場所における線量影響を評価する。

なお，中央制御室又は現場のいずれにおいても同等の操作が可能な場合については，高線量環境が予想される現場での作業線量のみについて記載する。

線量影響の評価に当たっては，「実用発電用原子炉に係る重大事故時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）を参照した。ベント実施に伴うベント操作を手動で行う場合の作業員の被ばく評価を以下のとおり行った。

1.　評価条件

(1)　想定シナリオ

想定シナリオは以下のとおりとした。

・発災プラント：２号炉

・想定事象：冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失

・以下の２ケースについて評価※1

-W／Wベントにより事象収束に成功

-D／Wベントにより事象収束に成功

※１　島根２号炉においては，格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気圧力・温度による静的負荷のうち，格納容器過圧の破損モードにおいて想定している「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオにおいても，格納容器ベントを実施することなく事象を収束することのできる残留熱代替除去系を整備している。したがって，仮に重大事故が発生したと想定する場合であっても，第一に残留熱代替除去系を用いて事象を収束することとなる。しかしながら，被ばく評価においては，代替循環冷却に失敗することも考慮し，格納容器フィルタベント系を用いた格納容器ベントを想定する。格納容器ベントに至る事故シーケンスとしては，前述の「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を選定した。なお，よう素放出量の低減対策として導入した格納容器ｐＨ制御については，その効果に期待しないものとした。

(2)　放出放射能量

大気中への放出放射能量は，中央制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価※2と同様の評価方法にて評価した。なお，D／Wベント時においては，ベントライン経由で放出される無機よう素に対しサプレッション・プールのスクラビング効果を見込まないものとした。また，放射性物質

の大気放出過程を図１～図４に示す。

評価結果を第１表に示す。

※２　「59-11 原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について」の「添付資料　中央制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価について」を参照

(3)　被ばく評価条件

被ばく経路の概念図を第５図及び第６図に示す。

大気拡散評価の条件は，評価点を除き，中央制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価と同じとした。

放射性物質の大気拡散評価の主な評価条件を第２表に示す。放射性物質の大気拡散評価で用いた放出点，評価点並びに評価結果を第３表に示す。

評価点は人力によるベント操作を行う作業地点として以下の場所とした。

・第１弁（ウェットウェルベントライン）操作位置
（原子炉建物付属棟　１階）
・第１弁（ドライウェルベントライン）操作位置
（原子炉建物付属棟　２階）
・第２弁操作位置（原子炉建物付属棟　３階）

なお，屋内移動中（往路，復路）の評価点は，１階～３階において最も評価結果が厳しくなる原子炉建物付属棟３階の第２弁操作位置で代表した。

大気中への放出量及び大気拡散評価以外に関する主な評価条件を第４表に示す。

格納容器ベントの実施前及び実施後における作業の作業場所を第７図から第 11 図に示す。

(4)　評価方法

ａ．原子炉建物外での作業

(a)　原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばく

原子炉建物内の放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による実効線量は，原子炉建物内の放射性物質の積算線源強度，施設の位置，遮蔽構造，評価点の位置等を踏まえて評価した。直接ガンマ線についてはＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用い，スカイシャインガンマ線についてはＡＮＩＳＮコード及びＧ３３ＧＰ２Ｒコードを用いて評価した。

(b)　放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による被ばく

放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に大気拡散効果を踏まえ評価した。

(c)　放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる被ばく

放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量及び大気拡散効果を踏まえ評価した。なお，評価に当たってはマスクの着用を考慮した。

(d) 地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による被ばく

地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に，大気拡散効果，地表面沈着効果を踏まえて評価した。

(e) 格納容器フィルタベント系の配管内の放射性物質からのガンマ線による被ばく格納容器フィルタベント系の配管内の放射性物質による被ばくは，配管内の放射性物質からの直接ガンマ線による実効線量を，作業エリアの位置，配管の位置と形状を考慮し評価した。評価に当たっては，ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いた。

線源としては，格納容器フィルタベント系出口配管内の放射性物質を考慮した。線源の評価で想定する放射性物質の付着量は，配管を流れる放射性物質（希ガスを除く）が，配管長 100ｍあたり 10％の割合で付着するものとした。

ｂ．原子炉建物内での作業

(a) 原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばく

原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばくは，作業エリアの放射性物質濃度が外気と同濃度※3になると仮定し，サブマージョンモデルを用いて評価した。なおサブマージョンモデルでの計算に用いる空間容積は，２号炉の第１弁，第２弁の作業エリアの空間容積を包絡する原子炉建物西側エリアの最下階から最上階までの値 [redacted] ㎥ を設定した。

(b) 放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による被ばく

放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に大気拡散効果と建物による遮蔽効果を踏まえて評価した。

(c) 原子炉建物内の放射性物質を吸入摂取することによる被ばく

原子炉建物内の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばくは，作業エリアの放射性物質濃度が外気と同濃度※3になると仮定して評価した。

なお，評価に当たってはマスクの着用を考慮した。

(d) 地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による被ばく

地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に，建物外壁による遮蔽，大気拡散効果，地表面沈着効果を踏まえて評価した。

(e) 格納容器フィルタベント系の配管内の放射性物質からのガンマ線によ

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

る被ばく

原子炉建物内の配管内の放射性物質による作業エリアでの被ばくは，配管内の放射性物質からの直接ガンマ線による実効線量を，作業エリアの位置，配管の位置と形状並びに作業エリアを囲む壁等によるガンマ線の遮蔽効果を考慮し評価した。評価に当たっては，ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いた。

なお，格納容器フィルタベント系のフィルタ装置及び屋外の配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，第１ベントフィルタ格納槽躯体厚による遮蔽が十分厚いことから影響は軽微であるとし，評価の対象外とした。

また，原子炉建物内の配管においても，配管と作業エリアとの間に十分厚い遮蔽が存在する場合は，影響は軽微であるとし評価の対象外とした。

※３　格納容器ベント実施時に格納容器フィルタベント系排気管（EL.65m）から放出されたベント流体は，熱エネルギーを持つため放出後に上昇し，さらに周囲の風場の影響を受け原子炉建物から時間と共に離れていくものと考えられる。また，ベント流体の放出口（EL.65m）と第１弁の開操作場所（Ｗ／Ｗベント時：原子炉建物付属棟１階（ EL.15.3m ），Ｄ／Ｗベント時：原子炉建物付属棟２階(EL.23.8m ）は少なくとも 40m 程度の高低差があることから放出されたベント流体が第１弁の開操作場所に直接流入することはほとんど無いものと考えられる。このことから第１弁の開操作に伴う被ばくの評価においては，ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響を考慮しないものとした。

(f)　非常用ガス処理系フィルタの放射性物質からのガンマ線による被ばく

非常用ガス処理系フィルタの放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，第一弁操作前及び第一弁開放後に蓄積した放射性物質の量を基に，作業エリアの位置及び作業エリアを囲む壁等によるガンマ線の遮蔽効果を考慮し評価した。

(5)　作業時間

格納容器ベントの実施前及び実施後における作業時間及び作業時間帯を第５表に示す。

各作業時間には，作業場所への往復時間を含めた。

各作業場所への移動中における線量率が作業場所における線量率よりも高い場所が存在する可能性があるため，各作業時間とは別に，作業場所への往路及び復路での評価を行った。

2. 評価結果

格納容器ベント（W／Wベント）の実施前及び実施後の作業における被ばく線量の評価結果を第６表に示す。また，格納容器ベント（D／Wベント）の実施前及び実施後の作業における被ばく線量の評価結果を第７表に示す。

最も被ばく線量が大きくなる作業においても約 13mSv となった。したがって，緊急時作業に係る線量限度 100mSv に照らしても，作業可能であることを確認した。

なお，第６表及び第７表の評価結果は，第５表に示す各作業の作業開始時間の範囲のうち，評価結果が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載しており，その他の時間帯における被ばく線量は前述の評価結果以下となる。したがって，第５表に示す各作業の作業開始時間の範囲においては，いずれの時間帯においても作業可能である。

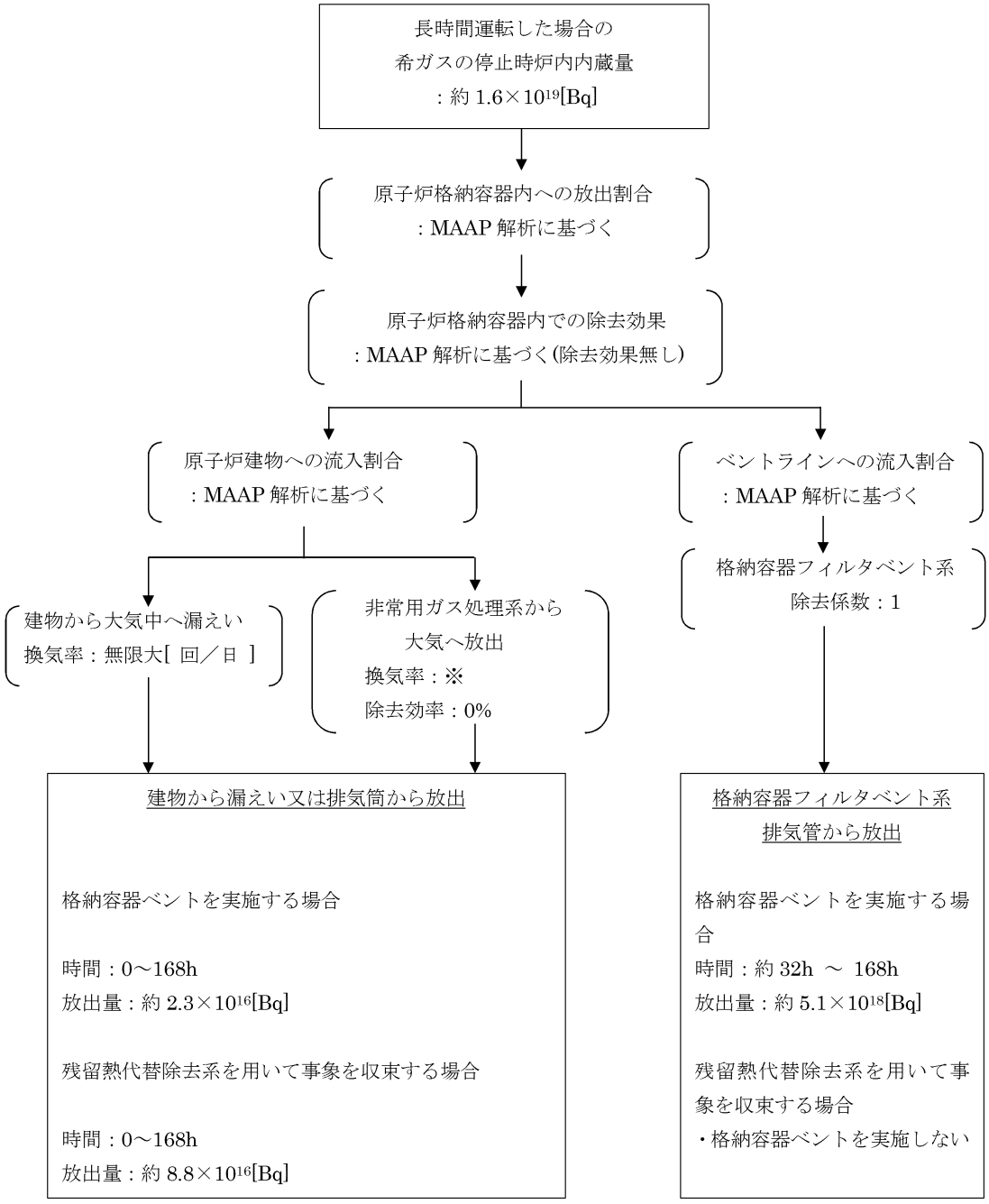
また，炉心損傷前ベント後に炉心損傷の兆候が見られた場合における隔離弁の閉操作等の作業については，当該作業に係る被ばく線量が，炉心損傷後の格納容器ベントに伴う作業時の被ばくに包含されるものと考えられるため，作業可能である。

第１表　大気中への放出放射能量（７日間積算値）（１／２）
（W／Wベントの実施を想定する場合）

核種類	停止時炉内内蔵量［Bq］（gross 値）	放出放射能量[Bq]（gross 値）	
		格納容器フィルタベント系を経由した放出	原子炉建物から大気中への放出
希ガス類	約 1.6×10^{19}	約 5.1×10^{18}	約 2.3×10^{16}
よう素類	約 2.1×10^{19}	約 4.2×10^{15}	約 1.9×10^{15}
ＣｓＯＨ類	約 8.3×10^{17}	約 5.5×10^{9}	約 3.4×10^{12}
Ｓｂ類	約 9.5×10^{17}	約 2.2×10^{8}	約 3.1×10^{11}
TeO_2類	約 5.0×10^{18}	約 4.2×10^{9}	約 2.9×10^{12}
ＳｒＯ類	約 9.0×10^{18}	約 1.6×10^{9}	約 1.5×10^{12}
ＢａＯ類	約 8.8×10^{18}	約 2.2×10^{9}	約 1.6×10^{12}
MoO_2類	約 1.8×10^{19}	約 8.4×10^{8}	約 5.5×10^{11}
CeO_2類	約 5.5×10^{19}	約 5.3×10^{8}	約 3.4×10^{11}
La_2O_3類	約 4.1×10^{19}	約 1.2×10^{8}	約 9.1×10^{10}

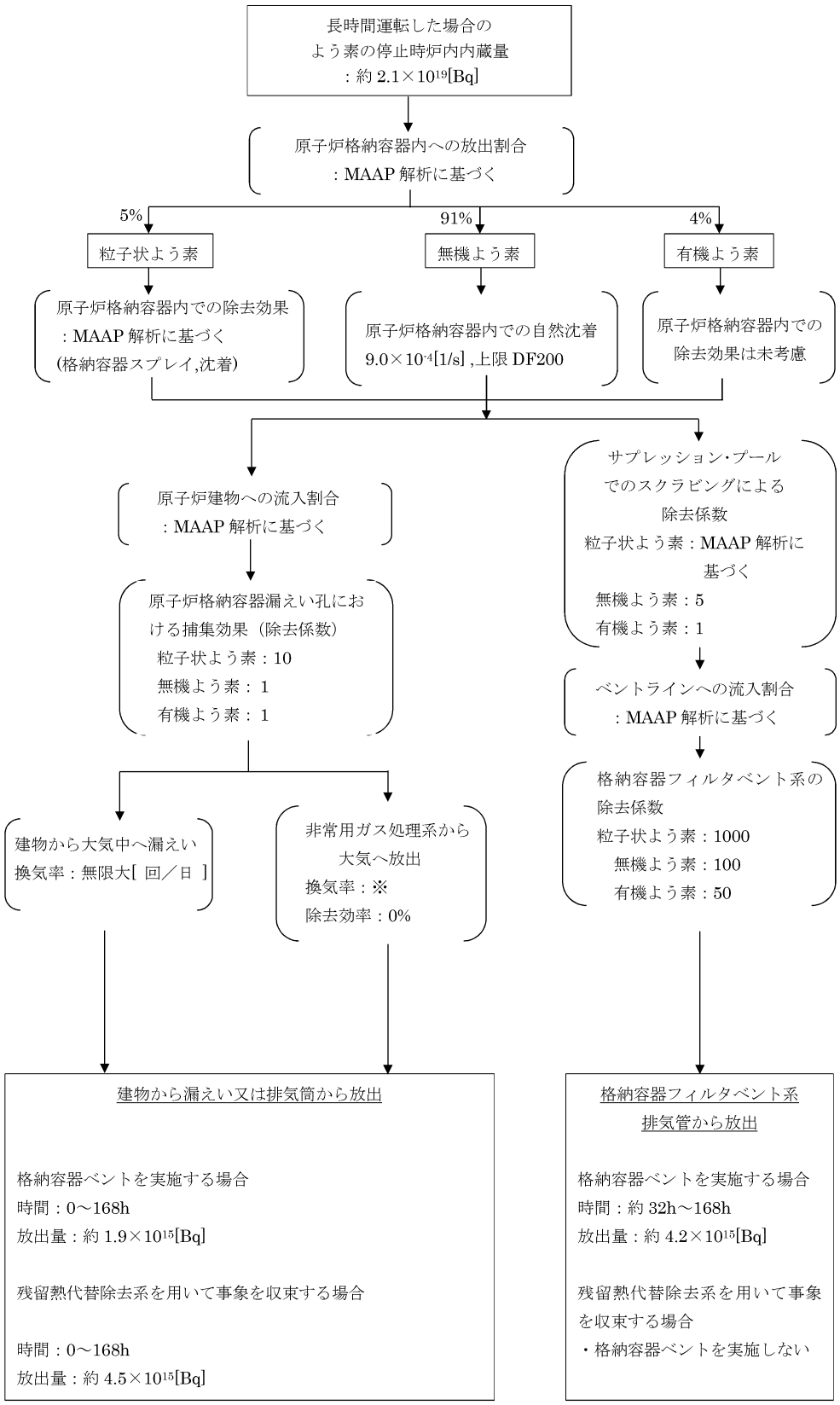
第１表　大気中への放出放射能量（７日間積算値）（２／２）
（D／Wベントの実施を想定する場合）

核種類	停止時炉内内蔵量［Bq］（gross 値）	放出放射能量[Bq]（gross 値）	
		格納容器フィルタベント系を経由した放出	原子炉建物から大気中への放出
希ガス類	約 1.6×10^{19}	約 5.0×10^{18}	約 2.5×10^{16}
よう素類	約 2.1×10^{19}	約 4.6×10^{15}	約 2.0×10^{15}
ＣｓＯＨ類	約 8.3×10^{17}	約 1.3×10^{13}	約 3.4×10^{12}
Ｓｂ類	約 9.5×10^{17}	約 5.1×10^{11}	約 3.1×10^{11}
TeO_2類	約 5.0×10^{18}	約 9.7×10^{12}	約 2.9×10^{12}
ＳｒＯ類	約 9.0×10^{18}	約 3.7×10^{12}	約 1.5×10^{12}
ＢａＯ類	約 8.8×10^{18}	約 5.1×10^{12}	約 1.6×10^{12}
MoO_2類	約 1.8×10^{19}	約 1.9×10^{12}	約 5.6×10^{11}
CeO_2類	約 5.5×10^{19}	約 1.2×10^{12}	約 3.4×10^{11}
La_2O_3類	約 4.1×10^{19}	約 2.9×10^{11}	約 9.2×10^{10}



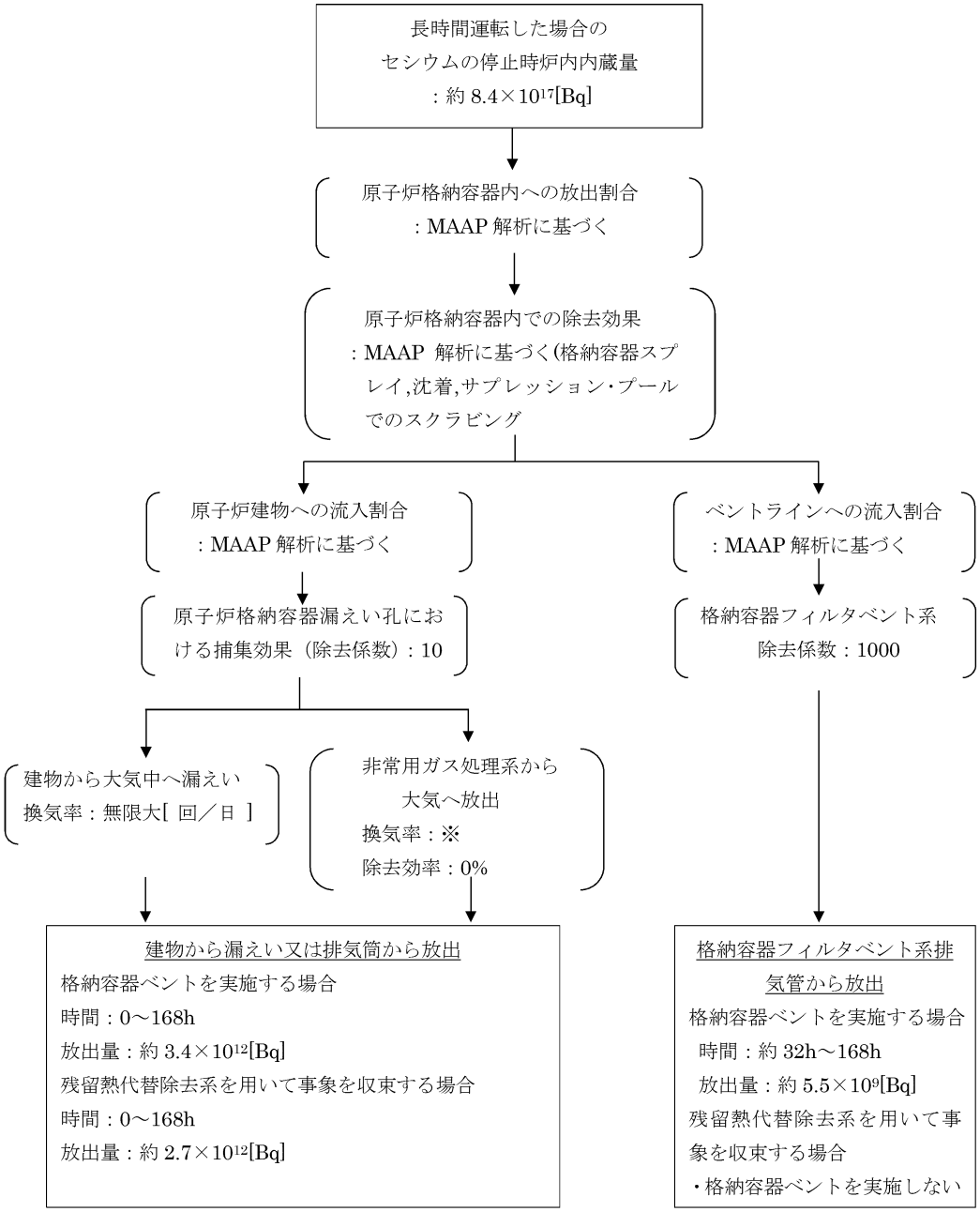
※非常用ガス処理系の定格風量 4400m³/h による換気率１回／日により屋外に放出

図１　希ガスの大気放出過程



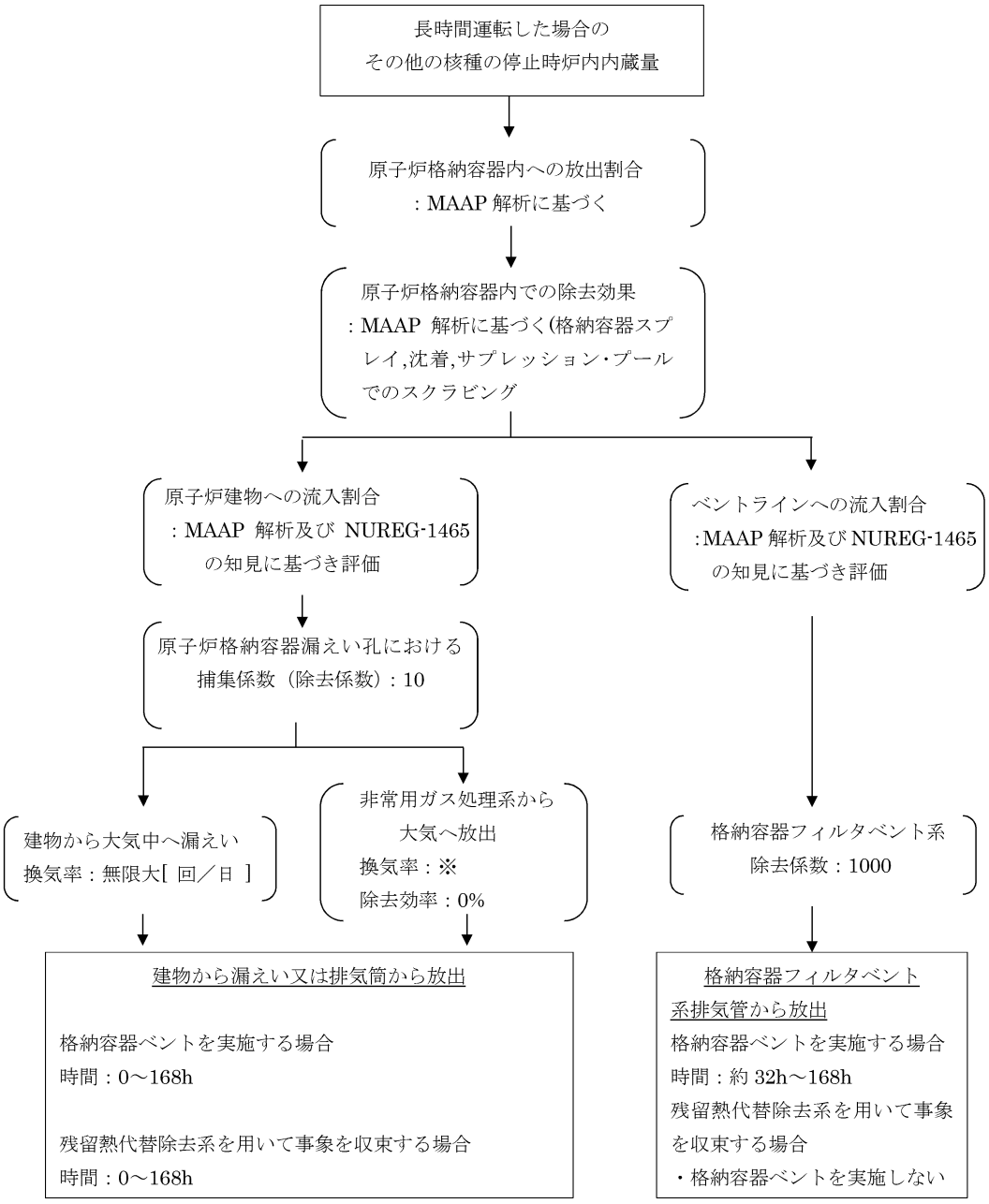
※非常用ガス処理系の定格風量 4400m[3]/h による換気率１回／日により屋外に放出

図２　よう素の大気放出過程



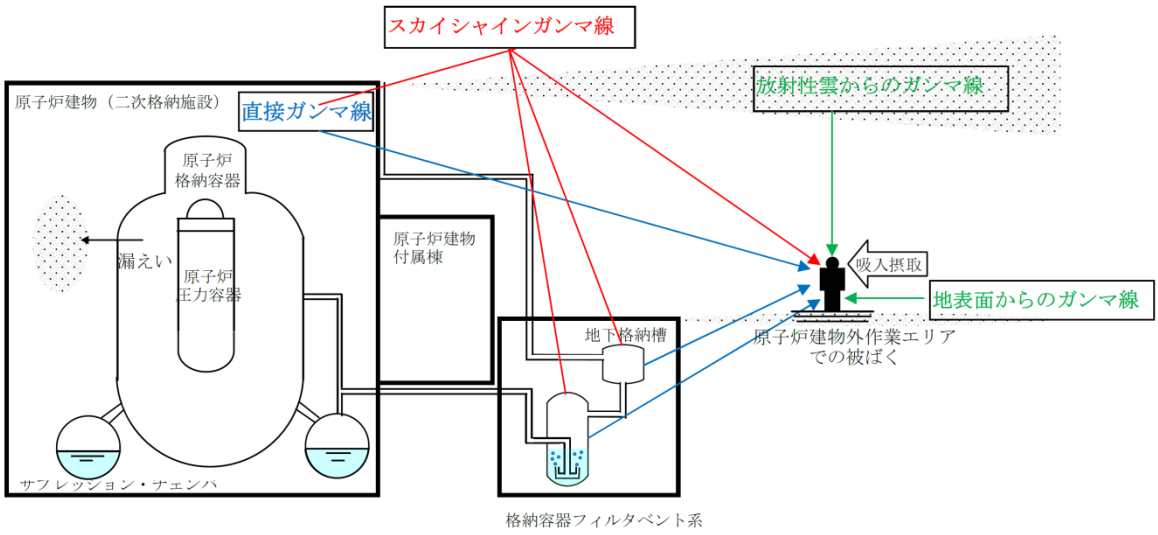
※非常用ガス処理系の定格風量 4400m[3]/h による換気率 1[回／日]により屋外に放出

図３　セシウムの大気放出過程

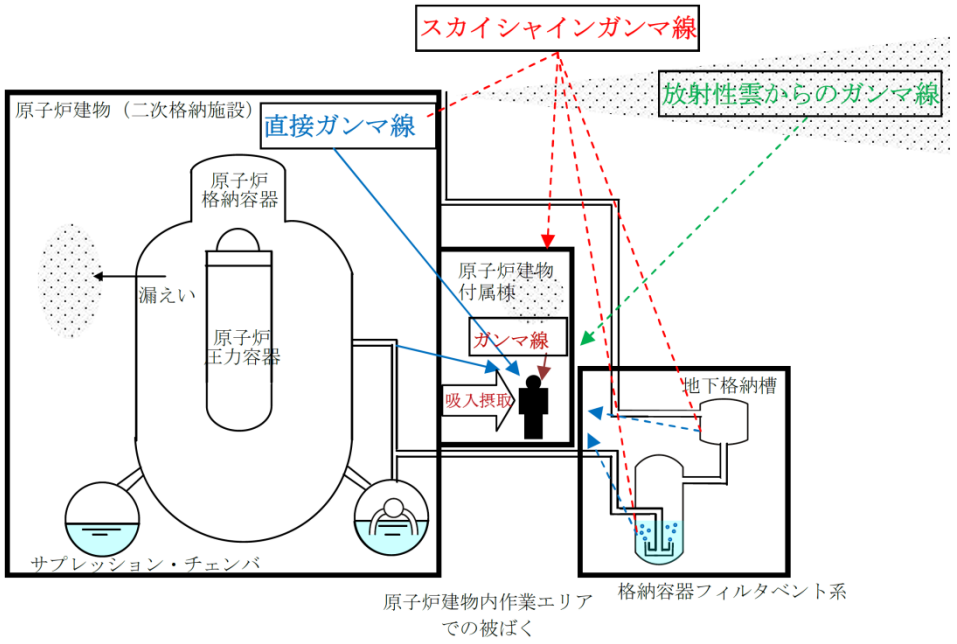


※非常用ガス処理系の定格風量 4400m³/h による換気率１回／日により屋外に放出

図４ その他核種の大気放出過程



第５図　被ばく経路概念図（屋外）



第６図　被ばく経路概念図（屋内）

第２表　放射性物質の大気拡散評価条件（１／２）

項　目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針（以下「気象指針」という。）に基づき評価
気象資料	島根原子力発電所における １年間の気象資料 （2009 年 1 月～2009 年 12 月）	建物影響を受ける大気拡散評価を行うため保守的に地上風（地上約 20m）の気象データを使用 審査ガイドに示されたとおり，発電所において観測された１年間の気象データを使用
放出源及び放出源高さ	原子炉建物　：地上 0m 格納容器フィルタベント系排気管：地上50m 非常用ガス処理系排気管　：地上110m	実高さを参照 なお，放出エネルギーによる影響は未考慮
実効放出継続時間	原子炉建物　：１時間 格納容器フィルタベント系排気管：１時間 非常用ガス処理系排気管　：30時間	格納容器フィルタベント系排気管及び原子炉建物からの放出については保守的に１時間と設定。SGT 排気管からの放出は，気象指針に従い，全放出量を最大放出量で除した値を保守的に丸めた値とする。
累積出現頻度	小さい方から累積して 97%	気象指針を参照
建物巻き込み	考慮する	放出点から近距離の建物の影響を受けるため，建物による巻き込み現象を考慮
巻き込みを生じる代表建物	２号原子炉建物及び２号タービン建物	放出源又は放出源から最も近く，巻き込みの影響が最も大きい建物として設定
放射性物質濃度の評価点	図 7 ～図 11 参照	屋外移動時は，敷地内の最大濃度点で設定 屋内移動時は，１階～３階において最も評価結果が厳しくなる原子炉建物３階の第２弁操作位置で設定
建物投影面積	２号原子炉建物：2600m^2 （原子炉建物，格納容器フィルタベント系放出時） ２号タービン建物：2100m^2 （非常用ガス処理系排気管放出時）	審査ガイドに示されたとおり設定 風向に垂直な投影面積のうち最も小さいもの
形状係数	0.5	審査ガイドに示された評価方法を参照し設定

第２表　放射性物質の大気拡散評価条件（２／２）

項目	評価条件		選定理由
着目方位	第１弁（Ｗ／Ｗベント）操作位置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (SW,WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE) 【非常用ガス処理系排気管放出時】 9 方位 (ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW,WSW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE)	審査ガイドに示された評価方法に基づき設定
	第１弁（Ｄ／Ｗベント）操作位置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (SSW,SW,WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE) 【非常用ガス処理系排気管放出時】 9 方位 (ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW,WSW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE)	
	第２弁操作位置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE) 【非常用ガス処理系排気管放出時】 9 方位 (NE,ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE,E)	

第３表　相対濃度及び相対線量

評価点	放出点及び放出高さ	相対濃度[s/m^3]	相対線量[Gy/Bq]
第１弁（W／Wベント）操作位置	原子炉建物中心（地上 0m）	1.6×10^{-3}	6.0×10^{-18}
	非常用ガス処理系排気管（地上 110m）	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系排気管（地上 50m）	7.4×10^{-4}	6.2×10^{-18}
第１弁（D／Wベント）操作位置	原子炉建物中心（地上 0m）	1.6×10^{-3}	5.9×10^{-18}
	非常用ガス処理系排気管（地上 110m）	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系排気管（地上 50m）	7.5×10^{-4}	6.1×10^{-18}
第２弁操作位置	原子炉建物中心（地上 0m）	1.6×10^{-3}	5.8×10^{-18}
	非常用ガス処理系排気管（地上 110m）	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系排気管（地上 50m）	7.5×10^{-4}	6.1×10^{-18}

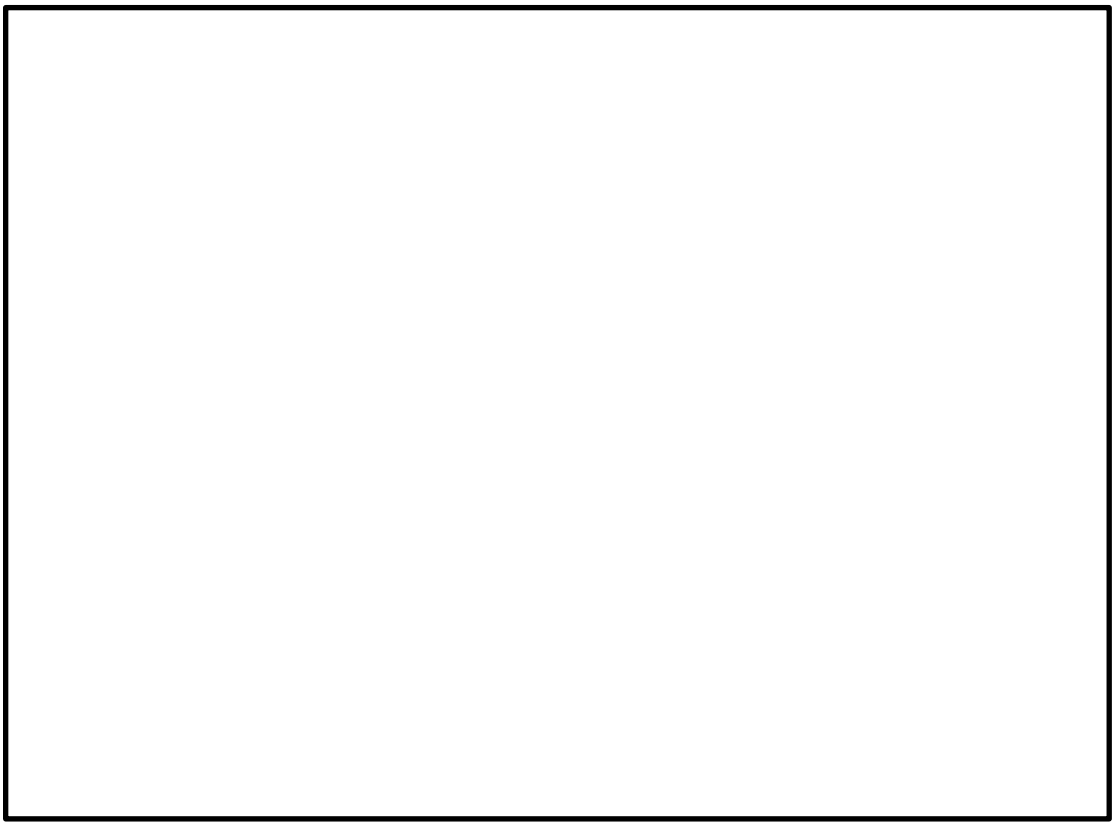
第４表　線量換算係数及び地表面への沈着速度等

項　目	評価条件	選定理由
線量換算係数	成人実効線量換算係数使用 （主な核種を以下に示す） Ｉ－131　：2.0×10^{-8}　Sv／Bq Ｉ－132　：3.1×10^{-10}　Sv／Bq Ｉ－133　：4.0×10^{-9}　Sv／Bq Ｉ－134　：1.5×10^{-10}　Sv／Bq Ｉ－135　：9.2×10^{-10}　Sv／Bq Ｃｓ－134　：2.0×10^{-8}　Sv／Bq Ｃｓ－136　：2.8×10^{-9}　Sv／Bq Ｃｓ－137　：3.9×10^{-8}　Sv／Bq 上記以外の核種は ICRP Pub.71 等に基づく	ICRP Publication 71 等に基づき設定
呼吸率	$1.2m^3$／h	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」の第２表の成人活動時の呼吸率を設定
マスクによる防護係数	50	着用を考慮し，期待できる防護係数として設定した
地表への沈着速度	エアロゾル：0.5 cm／s 無機よう素：0.5 cm／s 有機よう素：1.7×10^{-3}cm／s 希ガス　　：沈着無し	湿性沈着を考慮し設定（補足１参照）

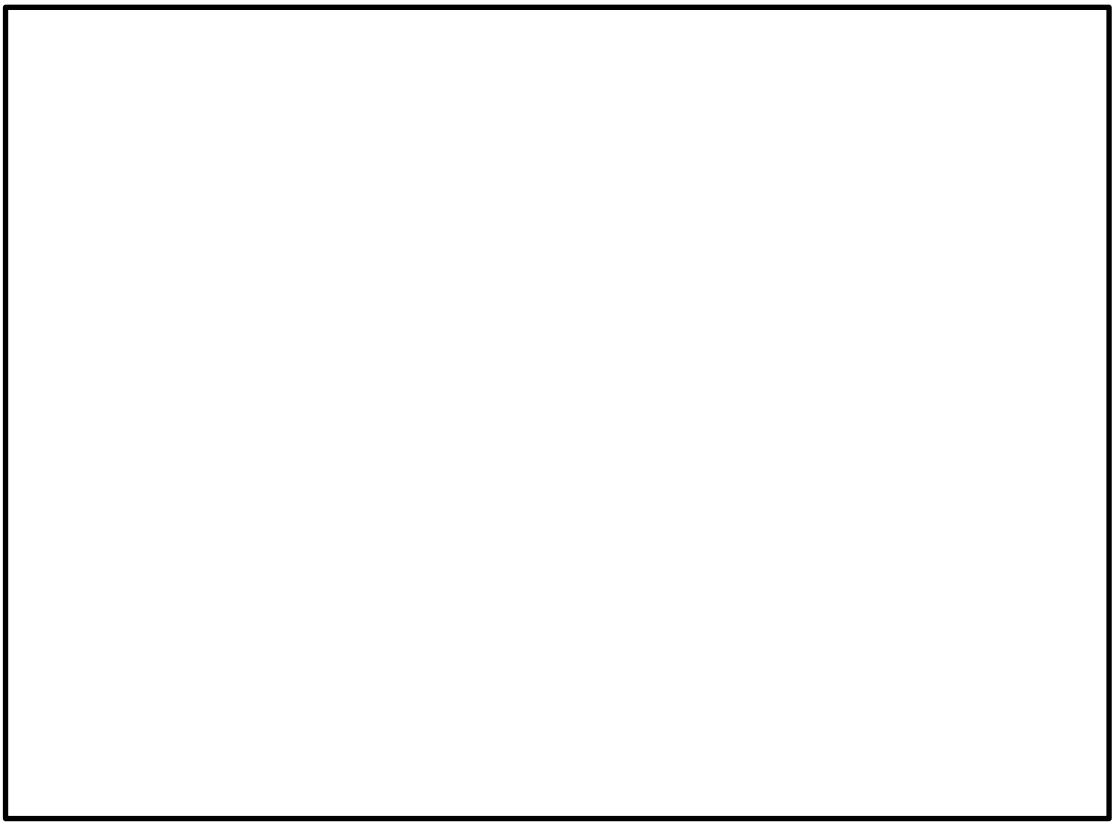
第５表　格納容器ベント実施前後の作業

	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	第１ベントフィルタ出口水素濃度準備／可搬式窒素供給装置準備	FCVS 排気ラインドレン排出弁閉止操作	第２弁開操作	第１弁開操作	ベント弁閉操作	水素濃度測定操作／窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内※1	屋内※1	屋内※1	屋外
作業開始時間（事象開始後）	約 27 時間～約 32 時間	約 27 時間～約 32 時間	約 27 時間～約 32 時間	約 32 時間	168 時間後以降	168 時間後以降
作業時間	移動(往)：35 分 作業　：75 分 移動(復)：35 分	移動(往)：30 分 作業　：10 分 移動(復)：30 分	移動(往)：10 分 作業：60 分 移動(復)：10 分	移動(往)：15 分 作業　：60 分 移動(復)：15 分	移動(往)：15 分 作業：60 分 移動(復)：15 分	移動(往):35 分 作業：10 分 移動(復):35 分

※１　二次格納施設内での作業は不要であるため，二次格納施設以外の屋内操作場所について検討する。

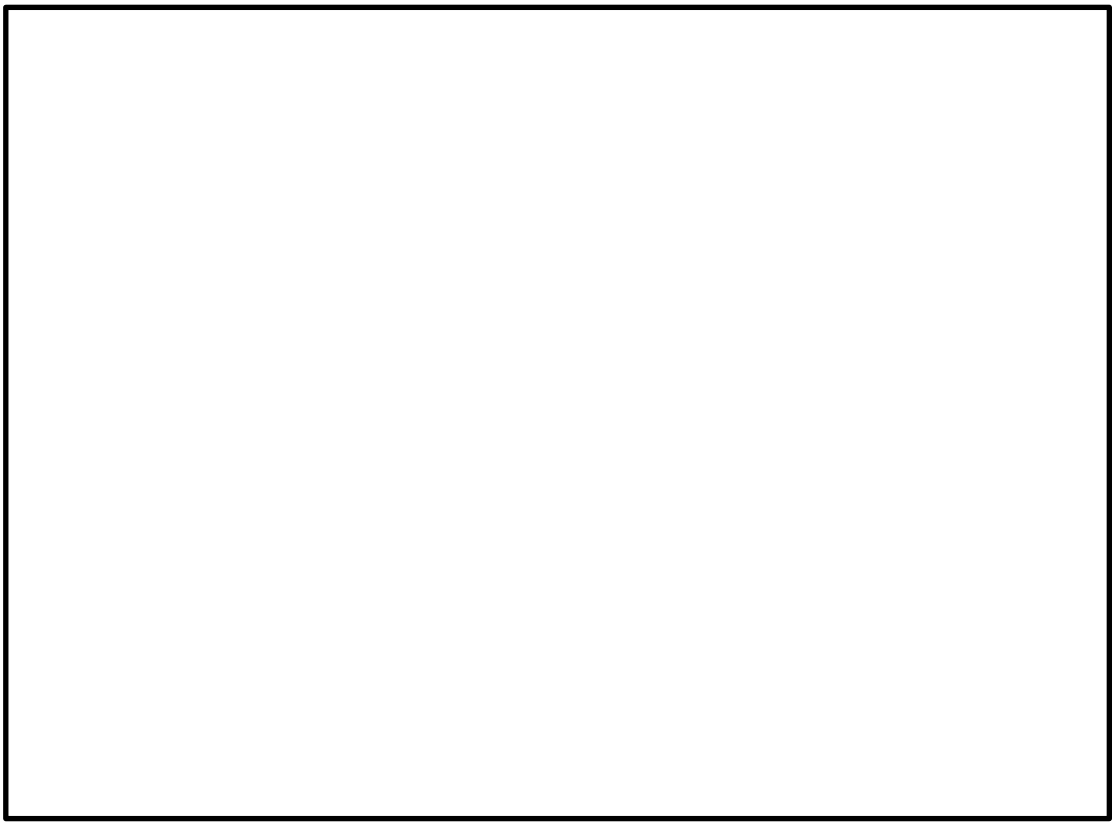


第７図　第１弁（W／Wベント）操作場所（原子炉建物地下１階）

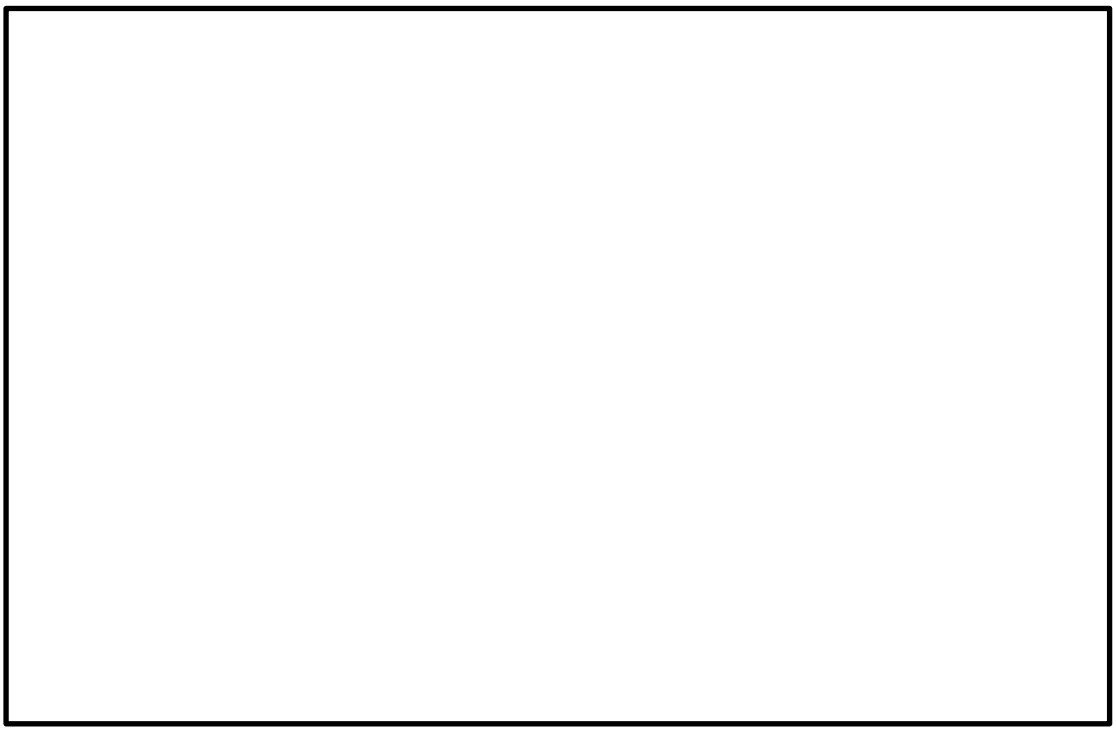


第８図　第１弁（W／Wベント）操作場所（原子炉建物地上１階）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

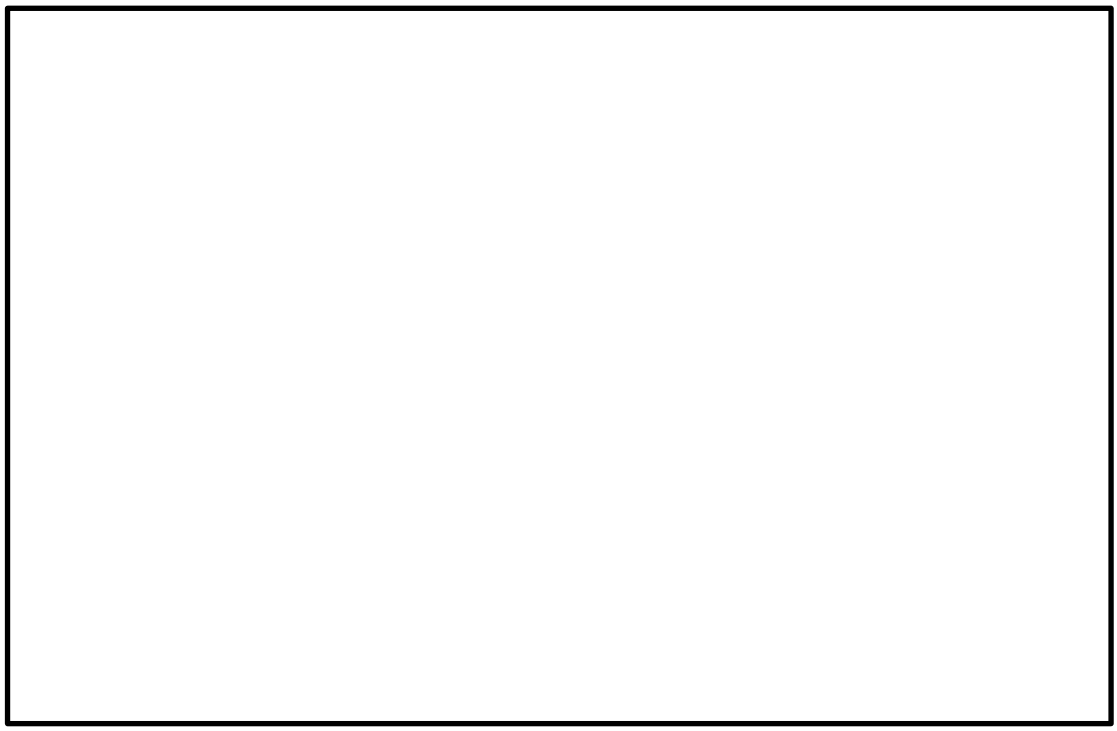


第９図　第１弁（Ｄ／Ｗベント）操作場所（原子炉建物地上２階）



第 10 図　屋外作業場所

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 11 図　第２弁操作場所（原子炉建物地上３階）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第６表　格納容器ベント（Ｗ／Ｗベント）実施に伴う被ばく評価結果
（単位：mSv）

評価内容	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	第１ベントフィルタ出口水素濃度準備／可搬式窒素供給装置準備※1	FCVS 排気ラインドレン排出弁閉止操作	第２弁開操作※1	第１弁開操作	ベント弁閉操作※1	水素濃度測定操作／窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内	屋内	屋内	屋外
原子炉建物原子炉棟内の放射性物質からの直接線・スカイシャイン線による外部被ばく	1.1×10^{0}	5.4×10^{-1}	9.2×10^{-1}	1.4×10^{0}	2.5×10^{0}	6.2×10^{-1}
放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	5.1×10^{-1}	1.2×10^{-1}	7.6×10^{-1}	1.5×10^{0}	1.6×10^{0}	1.0×10^{-2}以下
建物内に取込まれた放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく※2	6.1×10^{-1}	1.3×10^{-1}	1.0×10^{0}	1.5×10^{0} ※3	1.6×10^{0}	1.0×10^{-2}以下
地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	7.4×10^{0}	1.5×10^{0}	9.4×10^{0}	1.8×10^{0}	1.0×10^{-2}以下	1.1×10^{0}
ベント系配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	－	－	－	1.0×10^{-2}以下	1.0×10^{-2}以下	1.6×10^{-1} ※4
ＳＧＴフィルタの放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	－※5	－※5	2.6×10^{-1}	4.8×10^{-2}	－※5	－※5
被ばく線量	約 10	約３	約 13	約７	約６	約２

※1　被ばく線量が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載。

※2　マスク着用（PF50）による防護効果を考慮する。

※3　ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響は考慮しない。

※4　ベント系配管内に浮遊及び沈着した放射性物質を考慮する。なお，ベント配管内に沈着した放射性物質がドレンだまりに蓄積するものとして評価する。

※5　線源との間に十分な遮蔽があるため，影響は軽微であり，評価の対象外とした。

第７表　格納容器ベント（Ｄ／Ｗベント）実施に伴う被ばく評価結果
（単位：mSv）

評価内容	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	第１ベントフィルタ出口水素濃度準備／可搬式窒素供給装置準備※1	FCVS 排気ラインドレン排出弁閉止操作	第２弁開操作※1	第１弁開操作	ベント弁閉操作※1	水素濃度測定操作／窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内	屋内	屋内	屋外
原子炉建物原子炉棟内の放射性物質からの直接線・スカイシャイン線による外部被ばく	1.1×10^{0}	5.5×10^{-1}	9.3×10^{-1}	1.5×10^{0}	2.6×10^{0}	6.3×10^{-1}
放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	5.1×10^{-1}	1.2×10^{-1}	7.6×10^{-1}	7.3×10^{-1}	7.0×10^{-1}	1.0×10^{-2}以下
建物内に取込まれた放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく※2	6.1×10^{-1}	1.3×10^{-1}	1.0×10^{0}	1.5×10^{0} ※3	1.6×10^{0}	1.0×10^{-2}以下
地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	7.4×10^{0}	1.5×10^{0}	9.4×10^{0}	1.8×10^{0}	1.0×10^{-2}以下	2.2×10^{0}
ベント系配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	－	－	－	1.0×10^{-2}以下	1.0×10^{-2}以下	7.8×10^{-1} ※4
ＳＧＴフィルタの放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	－※5	－※5	2.7×10^{-1}	5.1×10^{-2}	－※5	－※5
被ばく線量	約 10	約３	約 13	約６	約５	約４

※1　被ばく線量が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載。

※2　マスク着用（PF50）による防護効果を考慮する。

※3　ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響は考慮しない。

※4　ベント系配管内に浮遊及び沈着した放射性物質を考慮する。なお，ベント配管内に沈着した放射性物質がドレンだまりに蓄積するものとして評価する。

※5　線源との間に十分な遮蔽があるため，影響は軽微であり，評価の対象外とした。

格納容器ベント操作について

格納容器フィルタベント系の放出系統として，サプレッション・チェンバからとドライウェルから放出する系統の２通りあるが，サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（エアロゾル等の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

ただし，サプレッション・チェンバからのベントが実施できない場合には，ドライウェルからのベントを実施する。

また，ベント準備を含めたベント弁開操作は，以下を考慮し，第２弁から実施する。

・現場の雰囲気線量を考慮した操作手順

第１弁から開操作を実施した場合，格納容器内の蒸気（放射性物質を含む）が原子炉建物原子炉棟内の系統配管内に滞留することにより，現場の雰囲気線量が上昇する可能性がある。

・格納容器内への閉じ込め機能維持を考慮した操作手順

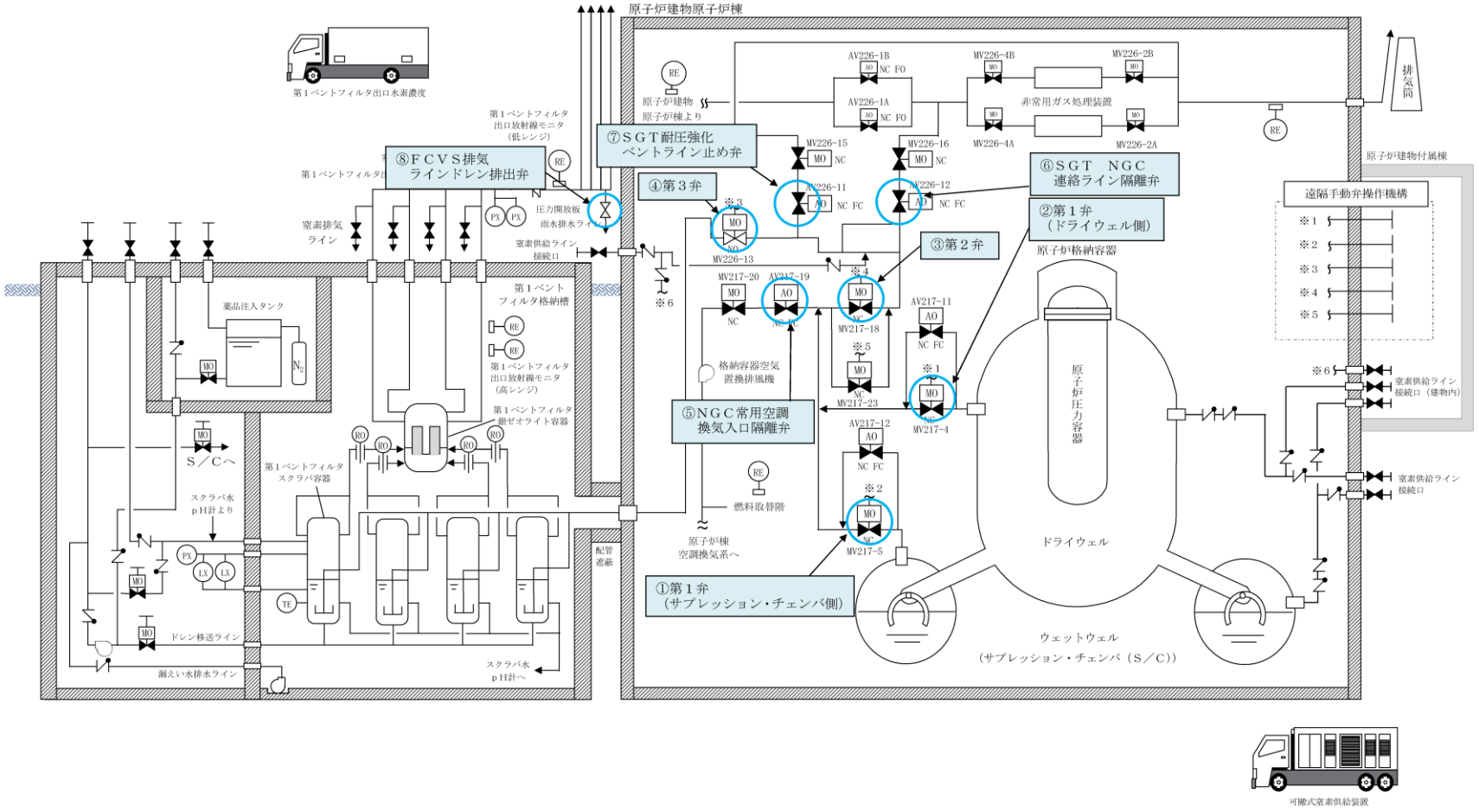
機能を発揮している格納容器バウンダリを変更しないため，第２弁から開操作を実施する。

・現場での手動操作時間を考慮した操作手順

第１弁から開操作を実施した場合，操作する弁の片側に蒸気圧がかかり，現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する際，操作に時間を要する可能性がある。

なお，ベント停止時に第１弁で隔離する理由は，格納容器バウンダリ範囲を通常時と同様にするためである。

格納容器フィルタベント系の系統概要図（操作対象箇所）を第１図に示す。



第１図　格納容器フィルタベント系の系統概要図（操作対象箇所）

1. 格納容器フィルタベント系におけるベントタイミング

格納容器フィルタベント系によるベント操作は，第１表に示す基準に到達した場合に，当直副長の指示の下に運転員が実施する。これにより，格納容器の過圧破損防止及び格納容器内での水素燃焼防止が可能である。

第１表　ベント実施判断基準

炉心状態	目的	実施判断基準
炉心損傷なし	過圧破損防止	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達
炉心損傷を判断した場合		サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達
	水素燃焼防止	格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％到達

格納容器の過圧破損防止の観点では，炉心損傷なしの場合は，残留熱除去系等の格納容器除熱機能が喪失し格納容器圧力が上昇した際，格納容器圧力が 384kPa[gage]から 334kPa[gage]の範囲で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ（間欠）を実施する。外部水源によるスプレイであるため，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達すれば格納容器スプレイを停止し，ベントの実施を判断する。これは，格納容器除熱機能の復旧時間の確保及び追加放出された希ガスの減衰時間を確保することを目的としている。

炉心損傷を判断した場合は，640kPa［gage］から 588kPa［gage］の範囲で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ（間欠）を実施し，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達すれば格納容器スプレイを停止するとともにベントを実施する。これにより確実に 853kPa［gage］（２Pd）到達までに格納容器ベントが実施できる。炉心損傷の有無により，格納容器スプレイ実施基準を変更する理由は，炉心損傷した場合，格納容器内に放射性物質が放出されるため，炉心損傷なしの場合に比べてベント実施操作判断基準に到達するタイミングを遅らせることにより，ベント時の外部影響を軽減させるためである。

また，炉心損傷を判断した場合は，ジルコニウムー水反応により大量の水素が発生し，格納容器内の水素濃度は可燃限界の４vol％を超過する。その後，水の放射線分解によって格納容器内酸素濃度が上昇し，格納容器内水素・酸素濃度が可燃限界に到達することにより，格納容器内で水素燃焼が発生するおそれがある。この水素燃焼の発生を防止するため，格納容器内酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した時点でベント操作を実施することで格納容器内の水素・酸素を排出する。ベント実施の判断フローを第２～４図に示す。

炉心損傷の有無の判断は，第２表に示すパラメータを確認する。

第２表　確認パラメータ（炉心損傷判断）

確認パラメータ	炉心損傷判断
ドライウェル又はサプレッション・チェンバのγ線線量率	設計基準事故（原子炉冷却材喪失）において想定する希ガスの追加放出量相当のγ線線量率の 10 倍を超えた場合，炉心が損傷したものと判断する※。

※　この基準は，炉内蓄積量の割合約 0.1%に相当する希ガスが格納容器内に放出した場合のγ線線量率相当となっている。

さらに，重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準として，第３表に示す判断基準を整理している。これらの状況においても，格納容器ベント実施により，格納容器破損の緩和又は大気へ放出される放射性物質の総量の低減が可能である。

第３表　重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準

炉心状態	実施判断基準
炉心損傷なし	格納容器スプレイが実施できない場合（384kPa[gage]以下維持不可）
炉心損傷を判断した場合	格納容器スプレイが実施できない場合（1.5Pd 以下維持不可）
	原子炉建物水素濃度 2.5vol%到達
	格納容器温度 200℃以上において温度上昇が継続している場合
	可搬式モニタリング・ポスト指示の急激な上昇
	原子炉建物原子炉棟内の放射線モニタ指示値の急激な上昇

なお，炉心損傷後の格納容器代替スプレイが実施できない場合でも，格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達後，２Pd（853kPa[gage]）に到達するまでに５時間程度以上の時間があるため，ベント準備時間が約１時間 30 分であることを踏まえても格納容器圧力２Pd（853kPa[gage]）に到達するまでに準備ができる。

重大事故時における格納容器スプレイ手段として，常設設備を用いた残留熱除去系，格納容器代替スプレイ系（常設）及び残留熱代替除去系並びに可搬型設備を用いた格納容器代替スプレイ系（可搬型）がある。想定し難い状況ではあるが，これら格納容器スプレイ手段が喪失した場合，想定する希ガスの減衰時間が短くなるが，格納容器の圧力を抑制する観点から，格納容器破損の緩和のためベントを実施する。

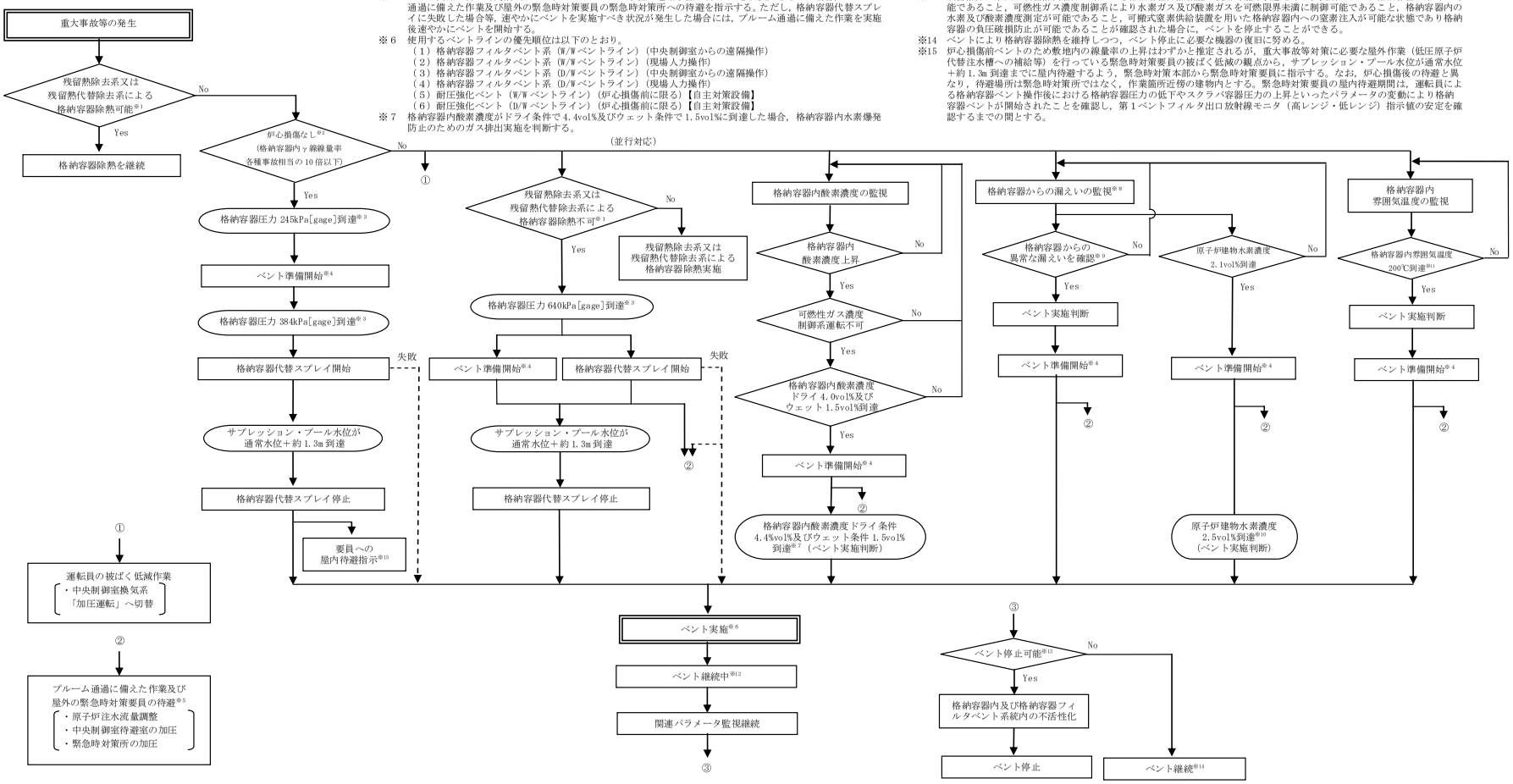
また，格納容器から漏えいした水素により，原子炉建物水素濃度が上昇した場合，原子炉建物原子炉棟内で水素爆発が発生することよって格納容器が破損するおそれがある。このような場合，格納容器圧力を低下させることで格納容器から漏えいする水素量を低減し，原子炉建物原子炉棟内での水素爆発による格納容器破損を緩和するため，水素の可燃限界濃度４vol%を考慮し，原子炉建

物水素濃度 2.5vol％到達によりベントを実施する。

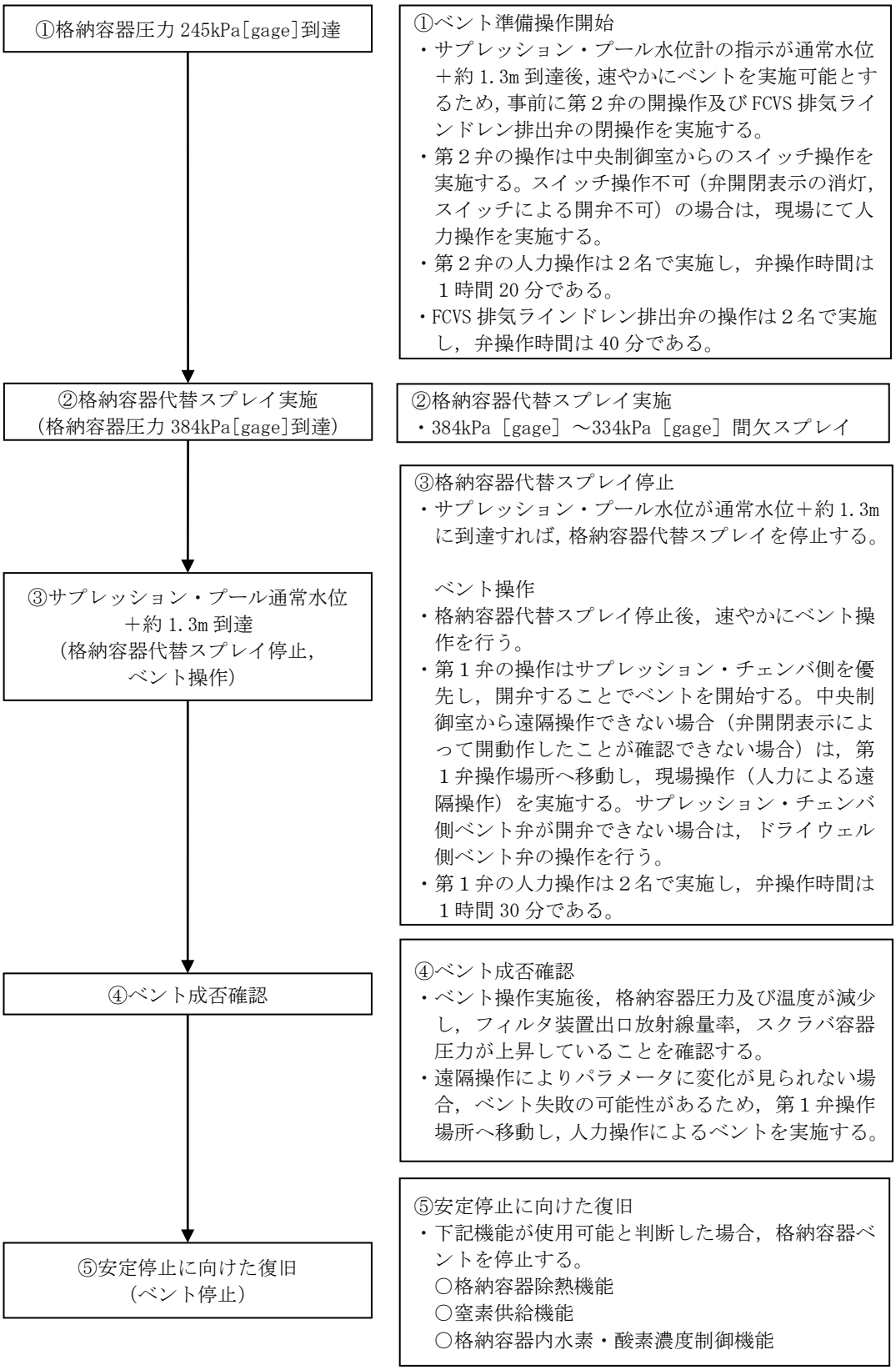
格納容器への十分な注水等ができない場合，格納容器雰囲気が過熱状態になり，格納容器は限界圧力を下回る 853kPa[gage]に達する前に 200℃に達し，いずれは過温破損に至ることが考えられる。この場合，ベントを実施することによって過温破損を防止できないが，フィルタ装置を介した放出経路を形成し，大気への放射性物質の放出を極力低減するためのベントを実施する。

さらに，格納容器が限界圧力を下回る 853kPa［gage］及び限界温度を下回る 200℃に到達する前に，何らかの理由により格納容器の健全性が損なわれ，格納容器から異常な漏えいがある場合，可搬式モニタリング・ポスト指示値及び原子炉建物原子炉棟内の放射線モニタ指示値が急激に上昇することが考えられる。この場合，格納容器圧力を低下させることで漏えい箇所からの漏えい量を低減させることが可能と考えられることから，フィルタ装置を介さない大気への放射性物質の放出を極力低減するためにベントを実施する。

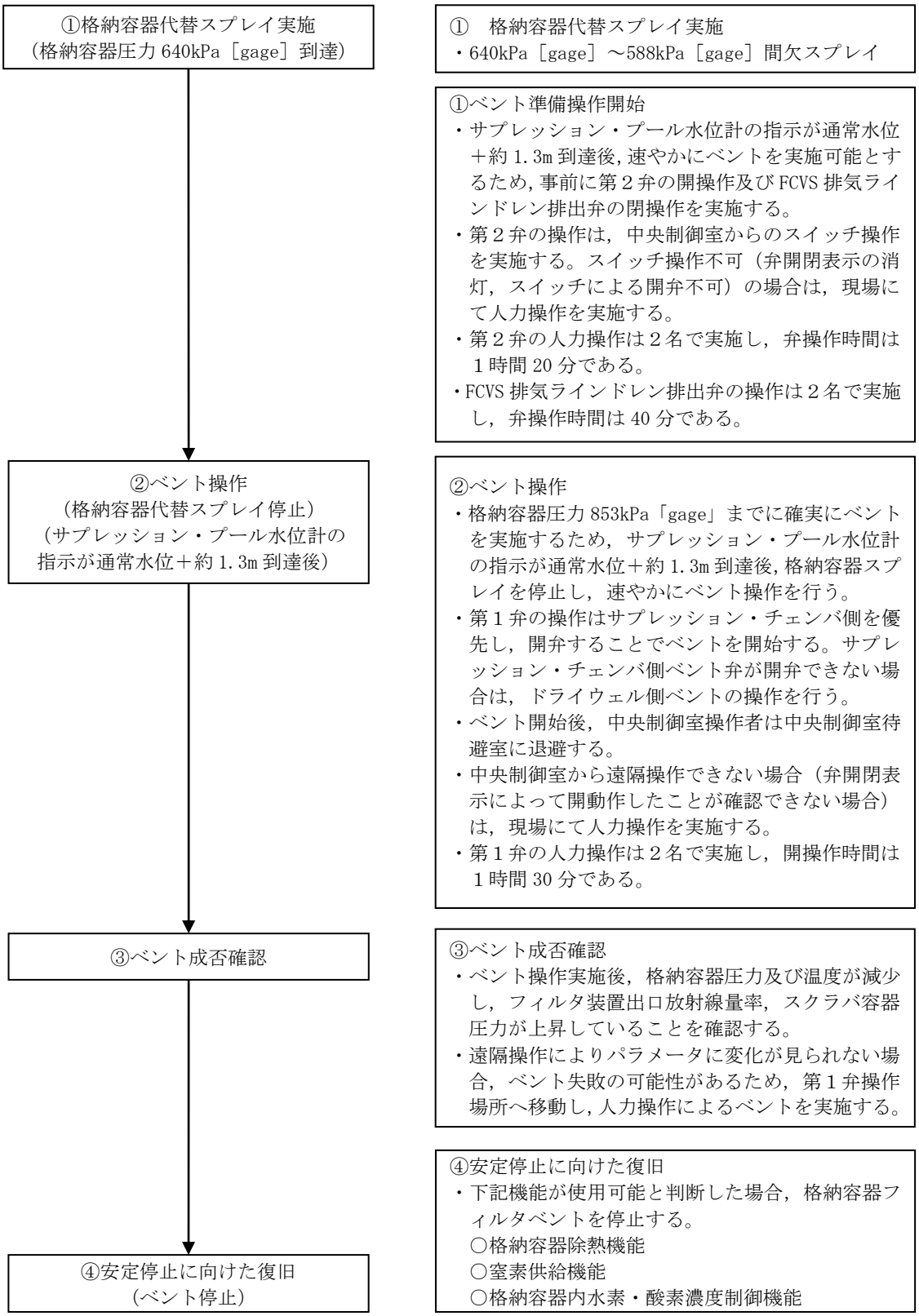
※1　原子炉補機代替冷却系の準備状況及び機器の復旧状況を確認し，残留熱除去系又は残留熱代替除去系の準備が完了した時点で格納容器除熱を開始する。
※2　格納容器内雰囲気放射線モニタが使用不能の場合において，原子炉圧力容器表面温度 300℃以上で炉心損傷を判断する。炉心損傷前ベント準備中に炉心損傷を判断した場合，以降の対応は炉心損傷後の判断基準に従う。
※3　格納容器圧力が計測できない場合は，複数の格納容器雰囲気温度計測結果から格納容器圧力を推定する。
※4　ベント準備として，以下の作業を行う。格納容器内水素及び酸素の排出準備についても同様。
・ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認
・他系統との隔離確認
・ベント弁　第２弁開操作（全開）及び第３弁開確認
・FCVS 排気ラインドレン排出弁閉操作
・可搬式窒素供給装置準備，第１ベントフィルタ出口水素濃度
※5　ベント開始の約１時間前（サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.2m を目安）となった場合，プルーム通過に備えた作業及び屋外の緊急時対策要員の緊急時対策所への待避を指示する。ただし，格納容器代替スプレイに失敗した場合等，速やかにベントを実施すべき状況が発生した場合には，プルーム通過に備えた作業を実施後速やかにベントを開始する。
※6　使用するベントラインの優先順位は以下のとおり。
（1）格納容器フィルタベント系（W/Wベントライン）（中央制御室からの遠隔操作）
（2）格納容器フィルタベント系（W/Wベントライン）（現場人力操作）
（3）格納容器フィルタベント系（D/Wベントライン）（中央制御室からの遠隔操作）
（4）格納容器フィルタベント系（D/Wベントライン）（現場人力操作）
（5）耐圧強化ベント（W/Wベントライン）（炉心損傷前に限る）【自主対策設備】
（6）耐圧強化ベント（D/Wベントライン）（炉心損傷前に限る）【自主対策設備】
※7　格納容器内酸素濃度がドライ条件で 4.4vol%及びウェット条件で 1.5vol%に到達した場合，格納容器内水素爆発防止のためのガス排出実施を判断する。
※8　格納容器圧力上昇に伴う格納容器からの漏えいを以下の計器により確認する。
・原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）壁面及び天井付近
・可搬式モニタリング・ポスト（使用可能な場合はモニタリング・ポスト）
・原子炉建物内各種放射線モニタ
※9　可搬式モニタリング・ポスト（使用可能な場合はモニタリング・ポスト）及び原子炉建物内の各種放射線モニタの指示値の急激な上昇が発生した場合，格納容器からの異常な漏えいを判断する。
※10　原子炉建物水素濃度 2.5vol%到達により，原子炉建物内水素爆発防止のためのベント実施を判断する。
※11　格納容器内雰囲気温度 190℃到達により格納容器代替スプレイを実施するが，格納容器内雰囲気温度が原子炉格納容器限界温度である 200℃に到達し温度上昇が継続する場合，原子炉格納容器過温破損のおそれがあるため影響緩和のためベントを実施する。
※12　格納容器圧力，スクラバ容器圧力，スクラバ容器水位等を継続して監視する。
※13　残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態となり，長期にわたり格納容器の冷却が可能であること，可燃性ガス濃度制御系により水素ガス及び酸素ガスを可燃限界未満に制御可能であること，格納容器内の水素及び酸素濃度測定が可能であること，可搬式窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素注入が可能な状態であり格納容器の負圧破損防止が可能であることが確認された場合に，ベントを停止することができる。
※14　ベントにより格納容器除熱を維持しつつ，ベント停止に必要な機器の復旧に努める。
※15　炉心損傷前ベントのため敷地内の線量率の上昇はわずかと推定されるが，重大事故等対策に必要な屋外作業（低圧原子炉代替注水槽への補給等）を行っている緊急時対策要員の被ばく低減の観点から，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達までに屋内待避するよう，緊急時対策本部から緊急時対策要員に指示する。なお，炉心損傷後の待避と異なり，待避場所は緊急時対策所ではなく，作業箇所近傍の建物内とする。緊急時対策要員の屋内待避期間は，運転員による格納容器ベント操作後における格納容器圧力の低下やスクラバ容器圧力の上昇といったパラメータの変動により格納容器ベントが開始されたことを確認し，第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の安定を確認するまでの間とする。



第２図　ベント実施の判断フロー



第３図　炉心損傷していない場合のベント実施フロー



第４図　炉心損傷を判断した場合のベント実施フロー

2.　格納容器フィルタベント系の操作手順の概要

(1)　系統待機状態の確認

格納容器フィルタベント系の待機状態において，第４表に示すパラメータにより，系統に異常がないことを確認する。

第４表　確認パラメータ（系統待機状態）

確認パラメータ	確認内容
スクラバ容器水位	待機水位である 1,700～1,900 ㎜ の範囲にあること
スクラバ容器ｐＨ	[redacted] であること
フィルタ装置出口配管圧力	微正圧に維持されていること

(2)　ベント準備操作

ベント準備操作は，ベント操作が必要になった場合に速やかに実施できるよう，以下に示す事前準備を行う。

なお，弁名称及び弁名称に付記する①～⑦の番号は，第１図の番号に対応している。

ａ．ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認

中央制御室にてベント実施に必要な隔離弁の健全性を確認するため，当該弁に電源が供給されていることを表示灯により確認する。

①第１弁（サプレッション・チェンバ側）

②第１弁（ドライウェル側）

③第２弁

④第３弁（開確認のみ）

ｂ．他系統との隔離確認

ベント操作前に，中央制御室にて他系統（原子炉棟空調換気系，非常用ガス処理系及び耐圧強化ベント系）と隔離する弁が全閉となっていることを表示灯により確認する。

⑤ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁

⑥ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁

⑦ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁

ｃ．第２弁の開操作

中央制御室にて開操作を実施する。万一，中央制御室での開操作ができない場合には，現場にて第２弁の人力による開操作を実施する。

また，格納容器フィルタベント系の放出経路として，サプレッション・チェンバからとドライウェルから放出する経路の２通りあるが，サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（エアロゾル等の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ただし，サプレッション・チェンバからのベントが実施できない場合には，ドライウェルからのベントを実施する。

現場操作の着用装備は，全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服であり，着用時間は約６分である。

d．FCVS 排気ラインドレン排出弁閉操作

ベントガスの排出を防止するため，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。

e．可搬型重大事故等対処設備（第１ベントフィルタ出口水素濃度，可搬式窒素供給装置）準備

ベント停止操作にあたり，格納容器及び格納容器フィルタベント系統内を掃気し不活性化を行うことを目的に，可搬型設備（車両）である可搬式窒素供給装置及び第１ベントフィルタ出口水素濃度を準備する。

3. ベント準備判断の確認パラメータ

ベント準備及び可搬型設備着手判断である格納容器圧力 245kPa[gage]及び640kPa[gage]の確認に必要なパラメータを以下に示す。また，確認パラメータについては，手順書に定め明確化する。

また，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施している場合，ドライ条件で 4.0vol％及びウェット条件で 1.5vol％到達後，ベント準備を開始する。

ベント準備着手判断に必要なパラメータを以下に示す。

・格納容器圧力

・格納容器酸素濃度（ＳＡ）

4. ベント準備作業の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷ありの場合の作業項目及び作業環境を第５表に示す。ベント弁の開操作については，中央制御室での遠隔操作の場合と現場での手動操作（人力による遠隔操作）の場合について記載している。

可搬型設備は，ベント実施後長期で必要となる設備であるため，ベント実施までに準備が完了する必要はないが，念のため準備を実施する。

なお，可搬型設備の準備にあたっては，炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策に用いる設備の準備を優先する。

また，ベント実施までに準備が完了していない場合でも，操作場所は原子炉建物及びフィルタ装置の第 1 ベントフィルタ格納槽のコンクリートを隔てた屋外であるため，ベント直後からプルームの影響を受ける期間以外は，十分作業できる環境にある。

フィルタ装置（スクラバ容器）のスクラビング水（水・薬剤）の補給操作に

ついては，格納容器ベント実施後 168 時間までは補給不要の設計のため，ベント後，補給が必要となった場合に準備作業を開始する。

第５表　ベント準備操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業・操作場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
ベント弁の健全性確認 他系統との隔離確認	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約 52mSv/７日間以下 （マスク着用※3）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
第２弁開操作（移動含む）	原子炉建物付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 9.3mSv/h 以下 （マスク着用※3）	電源内蔵型照明，ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
FCVS 排水ラインドレン排出弁閉操作（移動含む）	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 6.7mSv/h 以下 （マスク着用※3）	ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
可搬型設備の準備（第１ベントフィルタ出口水素濃度，可搬式窒素供給装置）	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 6.7mSv/h 以下 （マスク着用※3）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。

※１：中央制御室の温度・湿度については，全交流動力電源喪失の場合には，中央制御室換気系が動作しないものの，制御盤の発熱が少ないため，作業に支障となる環境とはならない。なお，全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため，作業に支障となる環境とはならない。

※２：設計基準事故相当の γ 線線量率の 10 倍相当である，全燃料の１％程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも，被ばくは１mSv 以下であり作業に支障はない。

※３：全面マスク（PF50）の着用

5.　ベント準備操作の余裕時間

有効性評価で示したシナリオを例に，ベント準備操作の余裕時間を以下に示す。

(1)　炉心損傷なしの場合

炉心損傷なしの場合のベントを実施する有効性評価シナリオを第６表に示す。

残留熱除去系による格納容器除熱機能が喪失している場合には，格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達後，準備操作として，第５図に示す第２弁（②又は③）の開操作，第３弁（①）の開確認及び可搬型設備の準備を実施するとともに，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁（⑥）を閉操作する。

第２弁（②又は③），第３弁（①）は，中央制御室にて操作及び確認を行うことにより，短時間で準備可能である。万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場にて第２弁（②又は③）の現場での手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

第６図に中央制御室での操作ができない場合の，現場での手動操作（人力による遠隔操作）による作業・操作の所要時間を示す。ベントの準備時間は，約１時間 20 分である。

第６表及び第６図に示すとおり，ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するまでに十分な時間があることから，可搬型設備の準備を含めて，確実に準備を完了することができる。

第６表　炉心損傷なしの場合のベント関連時間

事故シーケンス	245kPa[gage] 到達時間※2	準備時間	ベント時間※1
高圧・低圧注水機能喪失	約 16 時間	約 1 時間 20 分 （245kPa[gage] 到達後から）	約 30 時間
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系故障)	約 14 時間		約 30 時間
ＬＯＣＡ時注水機能喪失（中小破断ＬＯＣＡ）	約 15 時間		約 27 時間

※１：サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達する時間。

※２：格納容器圧力の測定ができない場合には，格納容器圧力を推定する手段として，格納容器温度を代替パラメータとする。

(2)　炉心損傷ありの場合

炉心損傷ありの場合のベントを実施する有効性評価シナリオを第７表に示す。

残留熱除去系による格納容器除熱機能が喪失している場合には，格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達後，準備操作として，第５図に示す第２弁（②又は③）の開操作，第３弁（①）の開確認及び可搬型設備の準備を実施するとともに，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁（⑥）を閉操作する。

第２弁（②又は③），第３弁（①）は，中央制御室にて操作及び確認を行うことにより短時間で準備可能である。万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場にて第２弁（②又は③）の手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

第７図に中央制御室での操作ができない場合の，現場での手動操作（人力による遠隔操作）による作業・操作の所要時間を示す。ベントの準備時間は，約１時間 20 分である。

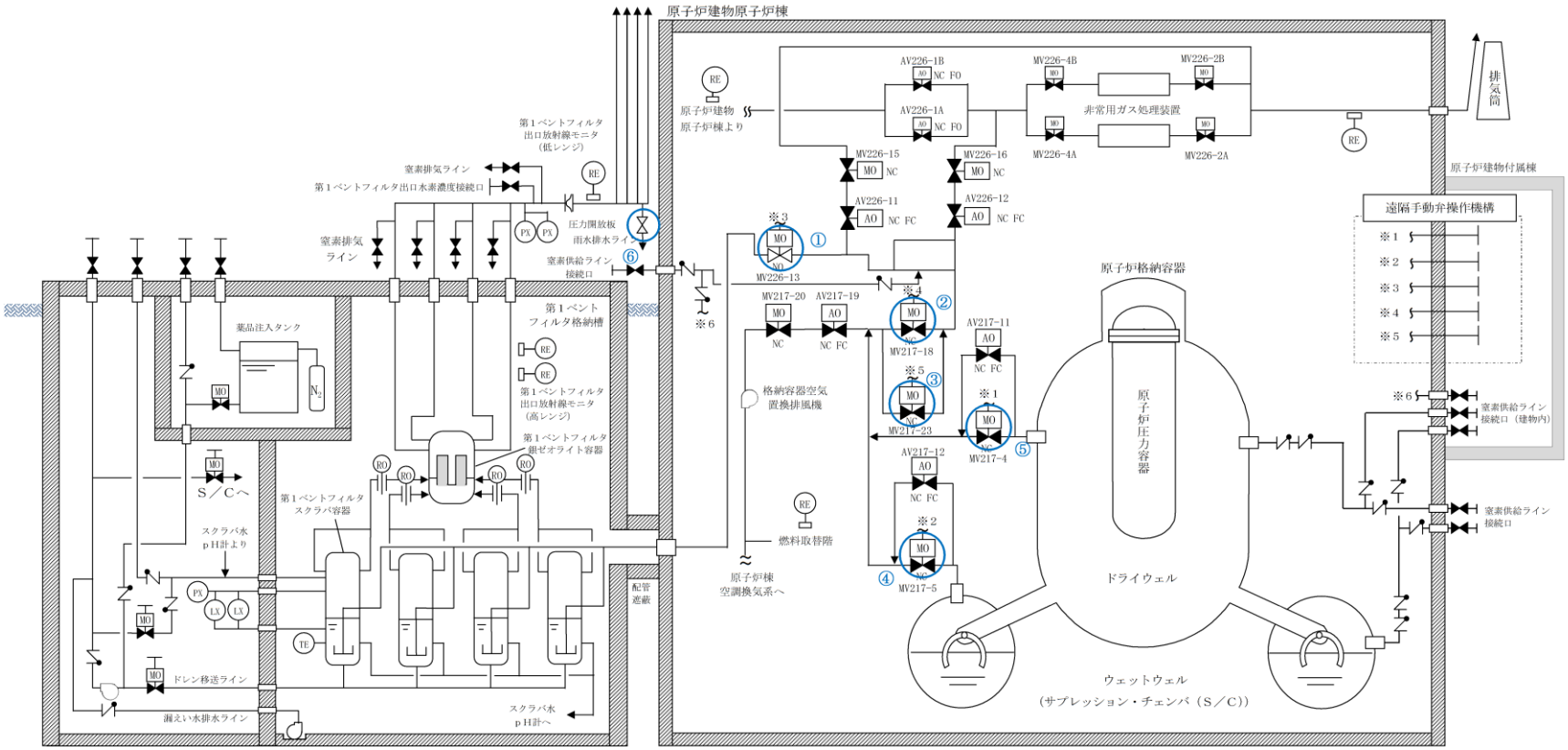
第７表及び第７図に示すとおり，ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するまでに十分な時間があることから，可搬型設備の準備を含めて，確実に準備を完了することができる。

第７表　炉心損傷ありの場合のベント関連時間

格納容器破損モード	640kPa[gage] 到達時間※２	準備時間	ベント時間※１
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （過圧・過温破損） 残留熱代替除去系を使用しない場合	約 27 時間	約 1 時間 20 分 （640kPa[gage] 到達後から）	約 32 時間

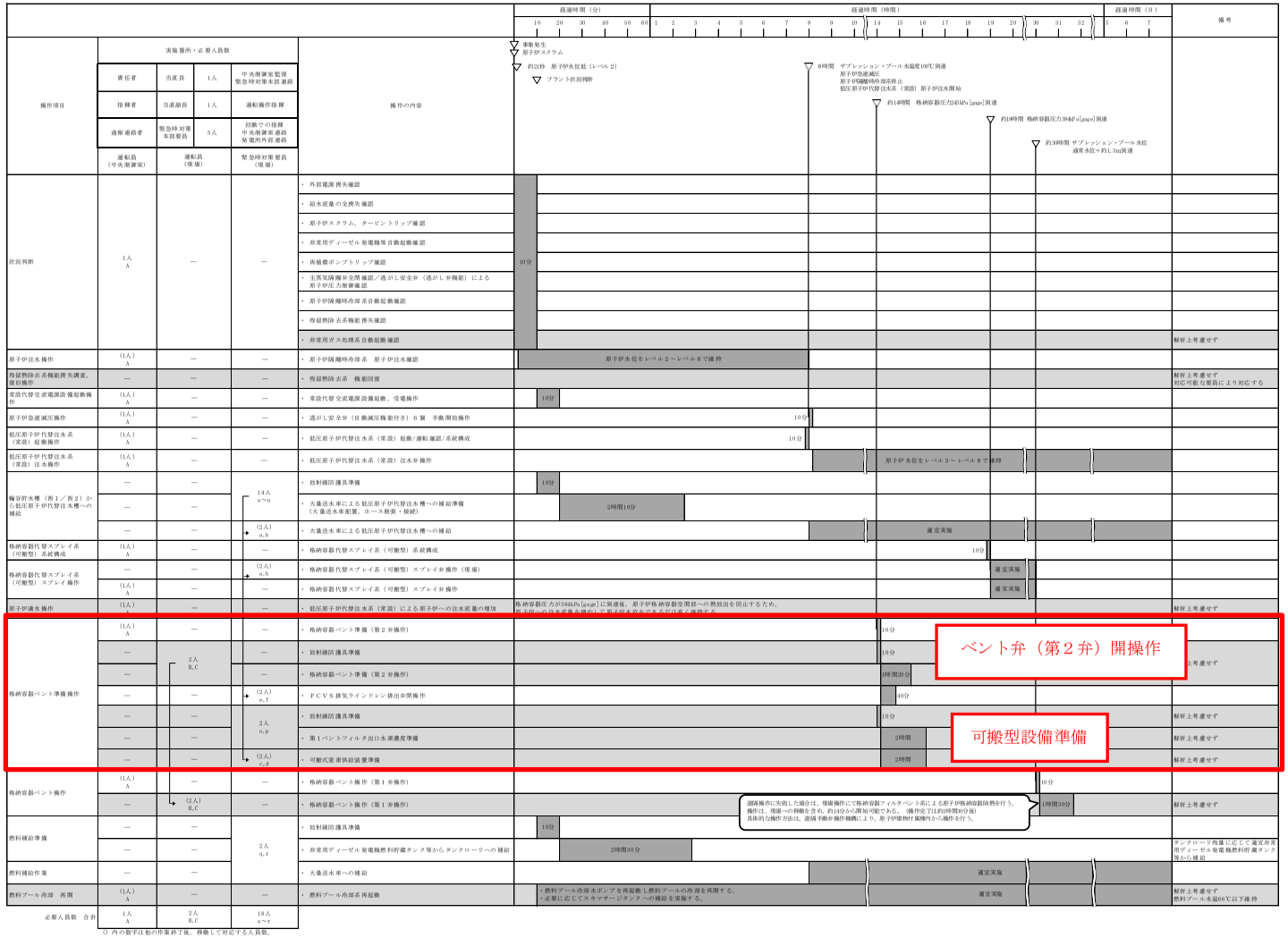
※１：サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する時間。

※２：格納容器圧力の測定ができない場合には，格納容器圧力を推定する手段として，
格納容器温度を代替パラメータとする。

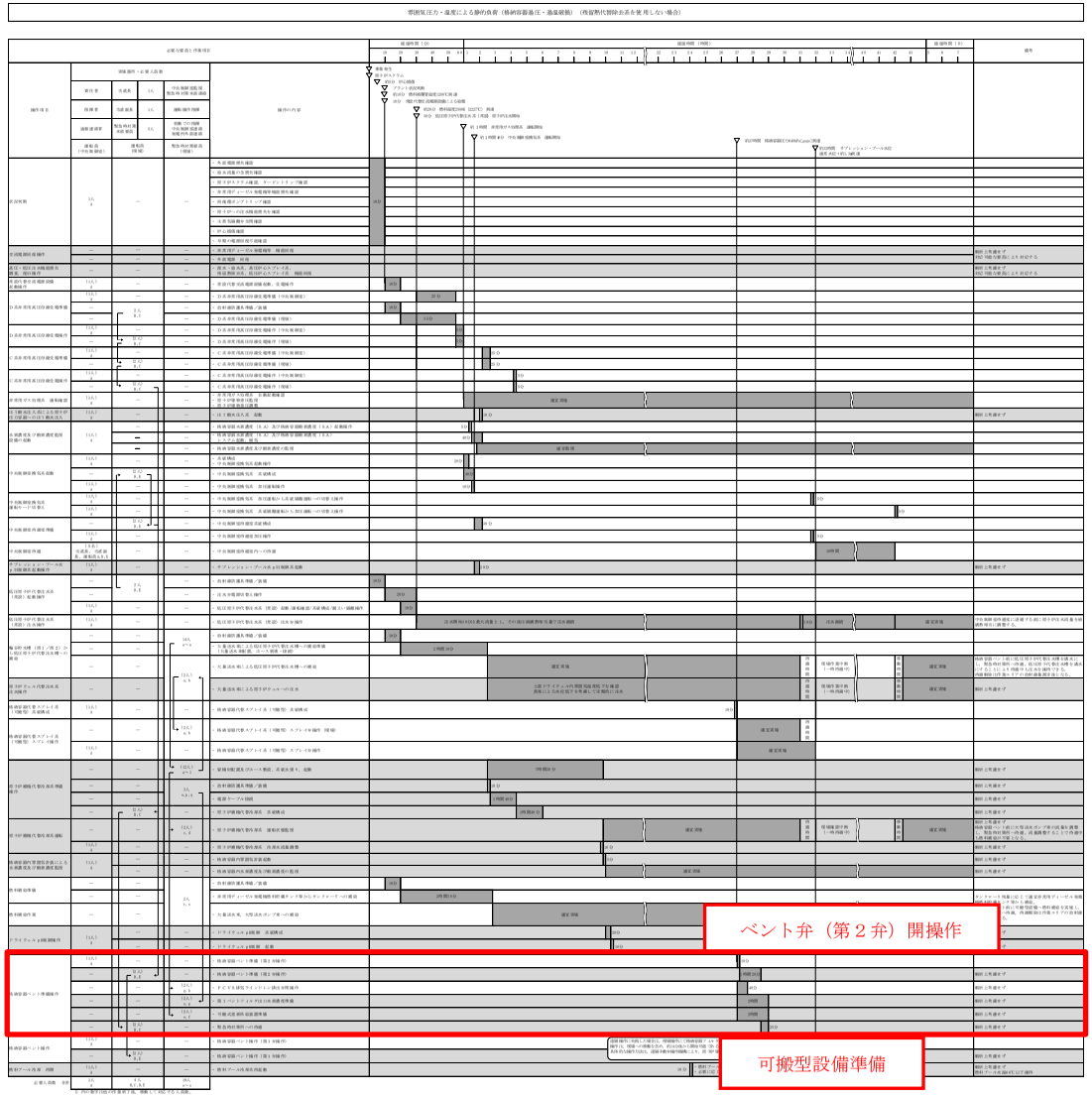


第５図　格納容器フィルタベント系　系統概要図（他系統を含む）

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）



第６図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系故障）時の作業・操作の所要時間



第７図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時の作業・操作の所要時間

6. ベント実施操作判断基準

(1) 炉心損傷なしの場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

格納容器の健全性を確保するため，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点でベントを実施する。

(2) 炉心損傷を判断した場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

格納容器へ大量の放射性物質が放出されることから，大気への放射性物質の放出を極力遅らせることでベント時の外部影響を軽減させるため，限界圧力を下回る 853kPa[gage]に到達するまでにベントを実施する。具体的には，中央制御室での遠隔操作に失敗した場合の現場手動操作時間を考慮し，格納容器スプレイ停止基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点でベントを実施する。

b．格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合

炉心損傷時には，ジルコニウムー水反応及び水の放射線分解等により水素・酸素が発生し，可燃限界に到達すると水素燃焼が発生するおそれがある。これを防止するため，可燃限界到達前に格納容器内の水素・酸素を排出することを目的として，格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合にベントを実施する。4.4vol％の基準設定に当たっては，酸素濃度の可燃限界である 5vol％に対し，計器誤差の±約 0.5vol％及び 0.1vol％の余裕を考慮して設定した。

7. ベント実施操作判断の確認パラメータ

(1) 炉心損傷なしの場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

炉心損傷がない場合は，サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断するため，確認パラメータは以下のとおり。

・サプレッション・プール水位（ＳＡ）

(2) 炉心損傷を判断した場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

炉心損傷を判断した場合は，格納容器スプレイを間欠にて実施しながら，サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断する。したがって，確認パラメータは以下のとおり。

・サプレッション・プール水位（ＳＡ）

ｂ．格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合

格納容器酸素濃度によりベント実施操作を判断するため，確認パラメータは以下のとおり。

・格納容器酸素濃度（ＳＡ）

8. ベント実施操作の妥当性

ベントは，第１弁を開弁することで実施する。炉心損傷していない場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第８表に示す。ベント弁の開操作については，中央制御室での操作を基本とするが，万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

なお，炉心損傷を判断する有効性評価の「格納容器圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）」シーケンスにおいて，ベント準備段階の現場アクセス，現場待機，現場での手動操作，プルーム通過までの現場待機及び帰還の一連の作業での実効線量は，約 19mSv である。

第８表　ベント実施操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
第１弁の開操作・開確認	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※3 【炉心損傷後】 約 52mSv/７日間以下 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
	原子炉建物付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度 ※2※3 【炉心損傷後】 2.2mSv/h 以下 （マスク着用※4）	電源内蔵型照明，ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。

※１：中央制御室の温度・湿度については，全交流動力電源喪失の場合には，中央制御室換気系が動作しないものの，制御盤の発熱が少ないため，作業に支障となる環境とはならない。なお，全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため，作業に支障となる環境とはならない。

※２：事故あたりに放出される放射性物質全量に対する線量

※３：設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍相当である，全燃料の１％程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも，被ばくは１mSv 以下であり作業に支障はない。

※４：全面マスク（PF50）の着用

9.　ベント成否確認

格納容器過圧破損防止の目的から，格納容器圧力の低下による判断を基本とし，以下のパラメータについても参考として判断する。

・ 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
・ スクラバ容器圧力
・ スクラバ容器水位
・ 格納容器温度
・ サプレッション・チェンバ水位

パラメータに変化が見られない場合は，ベント失敗の可能性があるため，現場操作によるベントを実施する。

ベント開始直後は，格納容器内で発生する水素，水蒸気及び窒素等からなるベントガスが系統内に流入するが，系統内は不活性化されているため，高濃度の水素が流入しても水素燃焼には至らない。

10.　ベント継続時

ベント継続時は，第９表に示すパラメータによりベント継続状況に異常がないことを確認する。

第９表　確認パラメータ（ベント継続時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	各パラメータに異常な変化がないこと
格納容器温度	
サプレッション・チェンバ水位	
格納容器酸素濃度（ＳＡ）	
格納容器水素濃度（ＳＡ）	
スクラバ容器圧力	
スクラバ容器水位	
スクラバ容器温度	
第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	
モニタリング・ポスト	

ベント継続時には，格納容器内及びフィルタ装置内では放射性物質の崩壊熱による多量の蒸気が発生することにより，水素濃度は低く抑えられるため，可燃限界に至らない。

なお，炉心損傷がない場合の格納容器フィルタベント系によるベント実施中に炉心損傷を判断した場合は，ベントを継続する運用とする。これは，ベント実施までには格納容器代替スプレイにより外部注水制限に到達していることが想定され，事象が進むことで発生する可能性のある炉心のリロケーション※及

び原子炉圧力容器破損時の過熱蒸気発生の影響による格納容器圧力の急激な上昇を抑制する手段がベントのみであるためである。加えて，次のとおり，ベントを継続した場合でも，一時的にベント停止する場合と比較し，被ばくの観点で大きな差異はないと考えられる。

・ベントを停止しても格納容器の圧力上昇により再度ベントすることとなり，希ガス保持時間を大きく確保することはできないこと
・このような事態では，原子炉スクラムしてからある程度の時間が経過していることから，希ガスの減衰時間は十分に確保されており，ベントを停止しない場合でも大きな放出量にならないと考えられること

※　ここで言うリロケーションとは，炉心損傷後，溶融炉心が炉心下部プレナムに移行する状態を指す。

11.　ベント停止操作

第 10 表に示す機能が全て使用可能となったことにより，ベント停止後も長期的に格納容器の安定状態を継続可能であることを判断する。また，第 11 表に示すパラメータを確認し，ベント停止操作が可能であることを判断した場合には，第 1 弁を閉とすることでベントを停止する。

第 10 表　ベント停止のために必要な機能及び設備

必要な機能	設備	設備概要
格納容器除熱機能	残留熱除去系又は残留熱代替除去系	格納容器内に残存する核分裂生成物から発生する崩壊熱を除去し，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する
	原子炉補機代替冷却系	
窒素供給機能	可搬式窒素供給装置	・残留熱除去系の運転に伴う蒸気凝縮により，格納容器内が負圧になることを防止する ・系統内のパージを実施する
格納容器内水素・酸素濃度制御機能	可燃性ガス濃度制御系	水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の濃度が可燃限界濃度に到達することを防止する
	格納容器水素・酸素濃度計	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

第 11 表　確認パラメータ（ベント停止時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	427kPa[gage]以下であること及び 171℃以下であること。
格納容器温度	
格納容器酸素濃度（ＳＡ）	可燃限界未満であること。
格納容器水素濃度（ＳＡ）	
第１ベントフィルタ出口水素濃度	

ベント停止前から可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給を行い，ベント停止後も継続し，系統を含めて不活性化することで，水素濃度は低く抑えられ，可燃限界には至らない。

12.　ベント停止操作手順

次にベント停止の流れを示す。

①ベント停止可能であると判断した場合，可搬式窒素供給装置により格納容器に窒素注入を開始する。

・ベント弁は開状態であるため，注入した窒素はそのまま排出されると考えられるが，ベント弁閉後における「水の放射性分解によって発生する水素・酸素濃度の上昇」を抑制するため，早期に注入開始することを目的として最初に実施する。

・ドライウェル内に水素・酸素が滞留している可能性を考慮して，ドライウェル側から窒素供給する。

②第１弁を微開とする。

③残留熱除去系又は残留熱代替除去系を起動する。

・ベント弁を微開後，サプレッション・プール水温度が飽和温度以下であることを確認し，残留熱除去系又は残留熱代替除去系を起動する。

・残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器内の気相を蒸気から窒素へ置換する。

④格納容器の気相が蒸気から窒素への置換が完了したことを確認する。

⑤可燃性ガス濃度制御系を起動する。

・残留熱除去系による冷却水を供給し，可燃性ガス濃度制御系の暖気運転を開始する。

・起動後３時間以内に暖機運転が完了し，処理が開始される。

⑥第１弁を閉とする。

⑦格納容器への窒素注入を停止する。

⑧格納容器内水素濃度・酸素濃度により，格納容器内の水素・酸素濃度を監視する。

13.　ベント停止操作の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第 12 表に示す。ベント弁の閉操作については，中央制御室での操作を基本とするが，万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作を実施する。

第 12 表　ベント停止操作項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
ベント弁の閉操作	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約 52mSv/7 日間以下 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
	原子炉建物付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 2.2mSv/h 以下※3 （マスク着用※4）	電源内蔵型照明，ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
窒素供給操作	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 5.0mSv/h 以下※3 （マスク着用※4）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
水素濃度測定操作	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約 52mSv/7 日間以下※3 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。

※１：中央制御室の温度・湿度については，全交流動力電源喪失の場合には，中央制御室換気系が動作しないものの，制御盤の発熱が少ないため，作業に支障となる環境とはならない。なお，全交流動力電源喪失以外の事故シーケンスでは中央制御室換気系が動作するため，作業に支障となる環境とはならない。

※２：計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍相当である，全燃料の１％程度の燃料被覆管破裂を考慮した場合でも，被ばくは１mSv 以下であり作業に支障はない。

※３：事故後 168 時間以降を想定

※４：全面マスク（PF50）の着用

14.　ベント停止後の操作

ベント停止後は，第 13 表で示すパラメータにより格納容器及び格納容器フィルタベント系に異常がないことを確認する。

第 13 表　確認パラメータ（ベント停止後）

監視パラメータ	監視理由
スクラバ容器水位	フィルタ装置水位が運転範囲内にあることを監視する。 また，蒸発による水位低下時においては，水補給の必要性を判断する。
スクラバ容器圧力	指示値により系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
スクラバ容器温度	指示値によりスクラビング水からの水蒸気発生の有無を監視する。
フィルタ装置出口配管圧力	指示値により系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
第１ベントフィルタ出口水素濃度	指示値により系統に水素が滞留していないことを監視する。
第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	指示値が安定していることを監視する。
モニタリング・ポスト	指示値が安定していることを監視する。
スクラバ水ｐＨ	アルカリ性に維持されていることを監視する。
格納容器圧力	格納容器内が負圧でないこと。また，ベント停止後長期的に格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと。
格納容器温度	
格納容器水素濃度	格納容器内の水素・酸素濃度の異常な上昇がないこと。
格納容器酸素濃度	

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

＜目 次＞

1.9.1　対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
ａ．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対応手段及び設備
(a)　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止
(b)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止
(c)　水素濃度及び酸素濃度の監視
(d)　代替電源による必要な設備への給電
(e)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｂ．手順等
1.9.2　重大事故等時の手順
1.9.2.1　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対応手順
(1)　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止
ａ．発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化
ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
(2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止
ａ．可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化
ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出
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
(3)　原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
ａ．格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（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
ｂ．格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
1.9.2.2　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する手順
1.9.2.3　その他の手順項目について考慮する手順
1.9.2.4　重大事故等時の対応手段の選択

添付資料 1.9.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表
添付資料 1.9.2　自主対策設備仕様
添付資料 1.9.3　対応手段として選定した設備の電源構成図
添付資料 1.9.4　重大事故対策の成立性
1.　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止
2.　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止
3.　原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
添付資料 1.9.5　炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
添付資料 1.9.6　解釈一覧
1.　操作手順の解釈一覧
2.　弁番号及び弁名称一覧
添付資料 1.9.7　手順のリンク先について

下線は，今回の提出資料を示す。
（関連する図表を含む。）

(2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

a．可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化

格納容器フィルタベント系は，可搬式窒素供給装置から供給する不活性ガス（窒素ガス）にて，発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系を不活性化した状態としておくことで，格納容器ベント実施時における系統内での水素爆発を防止する。この操作は，重大事故等時に対応するものではなく通常の運転操作により対応する。

b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合，格納容器フィルタベント系を使用した格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

なお，格納容器フィルタベント系を使用する場合は，プルームの影響による被ばくを低減させるため，運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

格納容器ベント実施中において，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa[gage]（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合はＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁又はＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁（以下「第１弁」という。）を全閉とし，格納容器ベントを停止することを基本として，その他の要因を考慮した上で総合的に判断し，適切に対応する。

なお，ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（以下「第２弁」という。）又はＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁（以下「第２弁バイパス弁」という。）は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a)　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，可燃性ガス濃度制御系による水素濃度及び酸素濃度の制御ができず，原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が 4.0vol％に到達及びウェット条件の酸素濃度が 1.5vol％に到達した場合※2

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器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 倍を超えた場合又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合又は原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は，これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし，発電用原子炉の冷却ができない場合又は原子炉格納容器内の冷却ができない場合は，速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

(b)　操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.9－1 図に，概要図を第 1.9－7 図に，タイムチャートを第 1.9－8 図及び第 1.9－9 図に示す。

なお，格納容器フィルタベント系補機類の操作手順は「1.7.2.1(1) b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて整備する。

ウェットウェルベント（以下「W／Wベント」という。）の場合（ドライウェルベント（以下「D／Wベント」という。）の場合，手順⑪以外は同様）

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，格納容器フィルタベント系によるウェットウェル（以下「W／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（W／W側からの格納容器ベントができない場合は，ドライウェル（以下「D／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器ベントの準備のため，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を依頼する。

③[a]非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合

中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤にて，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第２弁，第２弁バイパス弁及び第１弁の電源切替え操作を実施する。

③[b]非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，格納容器フィルタベン

ト系による格納容器ベントに必要な第２弁，第２弁バイパス弁及び第１弁の電源切替え操作を実施する。

④中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと，及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント前の確認として，格納容器隔離信号が発生している場合は，格納容器隔離信号の除外操作を実施する。

⑦緊急時対策要員は，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施し，緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑧中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント前の系統構成として，ＳＧＴＮＧＣ連絡ライン隔離弁，ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁，ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁，ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁（以下「第３弁」という。）の全開を確認後，第２弁を全開し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開し格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。

⑨当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。

⑩当直長は，当直副長からの依頼に基づき，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を適宜確認し，緊急時対策本部に報告する。

⑪当直副長は，原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が 4.4vol％に到達したこと及びウェット条件の酸素濃度が 1.5vol％に到達したことを確認し，運転員に格納容器フィルタベント系による格納容器ベント開始を指示する。

⑫[a]Ｗ／Ｗベントの場合

中央制御室運転員Ａは，第１弁（Ｗ／Ｗ）の全開操作により，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。また，中央制御室からの操作以外の手段として，遠隔手動弁操作機構による操作にて第１弁（Ｗ／Ｗ）を全開する手段がある。

⑫[b]Ｄ／Ｗベントの場合

中央制御室運転員Ａは，第１弁（Ｄ／Ｗ）の全開操作により，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。また，中央制

御室からの操作以外の手段として，遠隔手動弁操作機構による操作にて第１弁（Ｄ／Ｗ）を全開する手段がある。

⑬中央制御室運転員Ａは，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを，格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値の低下，第１ベントフィルタ出口放射線モニタ指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑭中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント開始後，可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度による水素濃度の監視及び第１ベントフィルタ出口放射線モニタによる放射線量率の監視を行う。また，緊急時対策要員は，第１ベントフィルタ出口放射線モニタから得た放射線量率及び事前にフィルタ装置出口配管表面の放射線量率と配管内部の放射性物質濃度から算出した換算係数を用いて放射性物質濃度を推定する。

⑮中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し，水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，第１ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。

⑯中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント開始後，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa［gage］（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより，第１弁の全閉操作を実施し，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止する。

⑰当直副長は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合は，第２弁又は第２弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。

⑱中央制御室運転員Ａは，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

(c)　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，格納容器ベント準備については，

第1.9－1表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順一覧（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止	窒素ガス制御系※1	－※4	－※1
			可搬式窒素供給装置	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
	－	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	格納容器フィルタベント系※2 第１ベントフィルタ出口水素濃度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」
	－	可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化	可搬式窒素供給装置 格納容器フィルタベント系	－※6	－※5

※１：原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
※２：手順は「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」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等が発生した際に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。
※５：発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系内は不活性化した状態とする。
※６：可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化に用いる可搬式窒素供給装置は，発電用原子炉起動前に使用するものであり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

対応手段，対処設備，手順一覧（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロワ 可燃性ガス濃度制御系再結合装置 可燃性ガス濃度制御系　配管・弁 残留熱除去系 残留熱代替除去系	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＳによる格納容器水素・酸素濃度制御」
	－	水素濃度及び酸素濃度の監視	格納容器水素濃度（ＳＡ） 格納容器酸素濃度（ＳＡ） 格納容器水素濃度（Ｂ系） 格納容器酸素濃度（Ｂ系）	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」 「ＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」
			格納容器水素濃度（Ａ系） 格納容器酸素濃度（Ａ系）	自主対策設備	
	－	代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3 代替所内電気設備※3	重大事故等対処設備	－※3

※１：原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
※２：手順は「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」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等が発生した際に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。
※５：発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系内は不活性化した状態とする。
※６：可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化に用いる可搬式窒素供給装置は，発電用原子炉起動前に使用するものであり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

第 1.9－2 表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（１／４）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.9.2.1 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対応手順 (1)　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	代替注水流量（常設） 格納容器代替スプレイ流量 Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位 輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２） サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		補機監視機能	Ａ－残留熱除去ポンプ出口圧力 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口圧力 低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力

監視計器一覧（２／４）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.9.2.1　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対応手順 (2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止 b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第１ベントフィルタ出口水素濃度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧（３／４）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.9.2.1　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対応手順 (2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止 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			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＳによる格納容器水素・酸素濃度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の水素濃度	Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ａ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ａ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量 残留熱代替除去ポンプ出口流量 残留熱代替除去ポンプ出口圧力 Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		補機監視機能	Ａ，Ｂ－ＦＣＳ系統入口流量 Ａ，Ｂ－ＦＣＳブロワ入口流量 Ａ，Ｂ－ブロワ入口圧力 Ａ，Ｂ－ＦＣＳ加熱器ガス温度 Ａ，Ｂ－ＦＣＳ加熱器出口温度 Ａ，Ｂ－ＦＣＳ加熱器壁温度 Ａ，Ｂ－再結合器ガス温度 Ａ，Ｂ－ＦＣＳ再結合器壁温度

監視計器一覧（４／４）

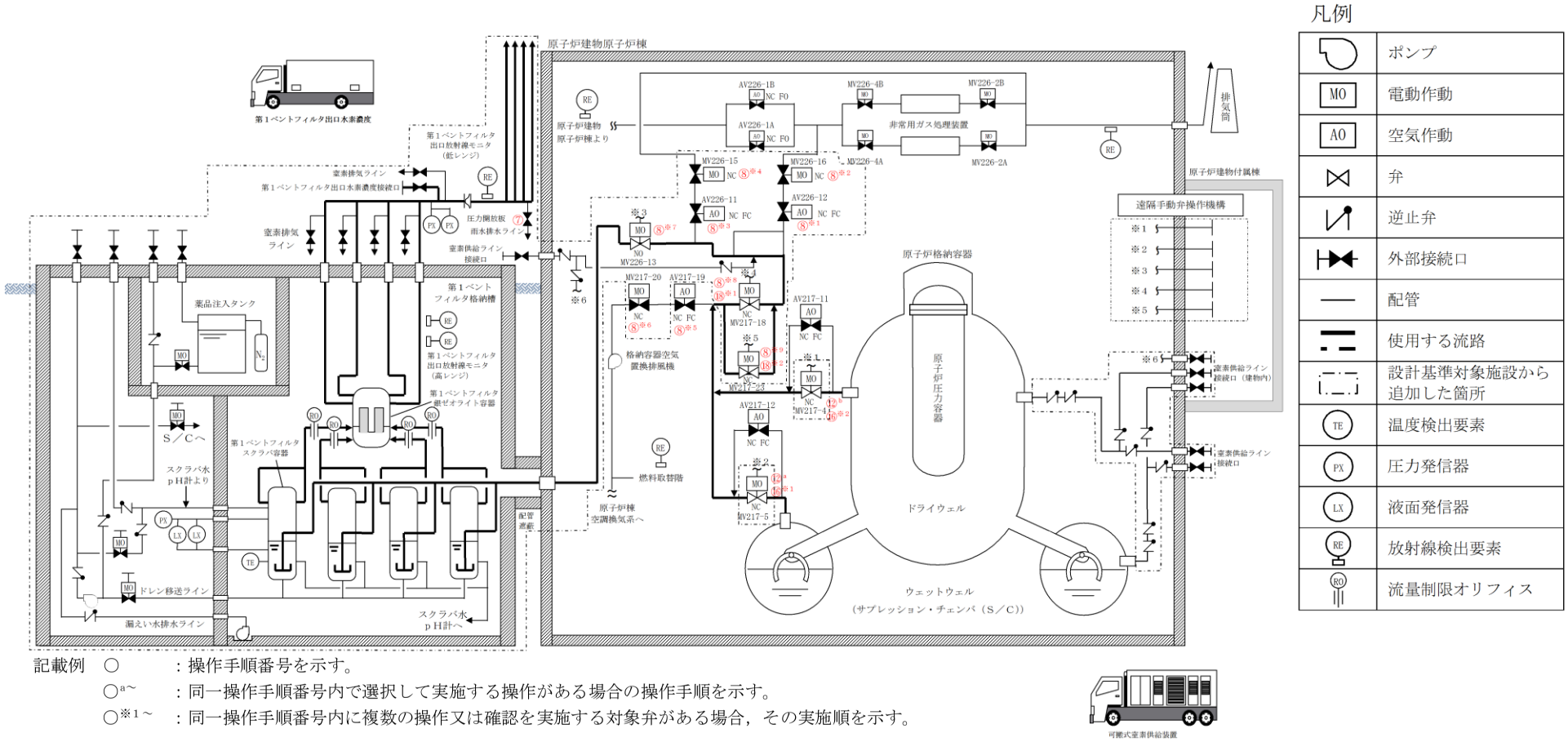
手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (3)原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 ａ．格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
1.9.2.1 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対応手順 (3)原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 ｂ．格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度

作業開始を判断してから格納容器ベント準備完了まで 45 分以内で可能である。

格納容器ベント開始については，格納容器ベント判断基準到達から格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出開始まで 10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.9.4－2(1)）



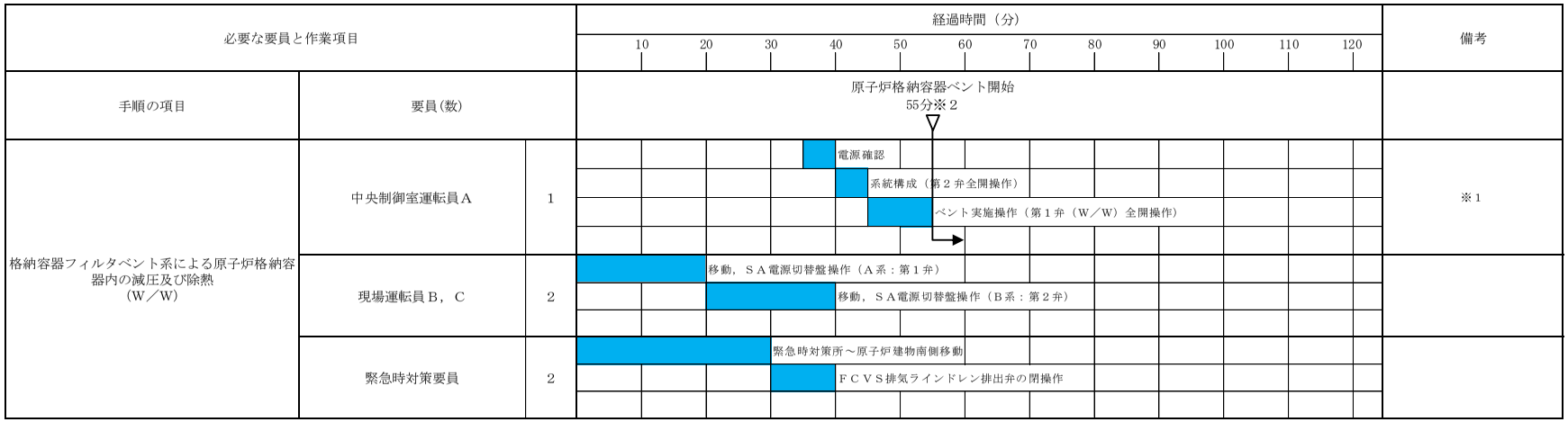
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○ᵃ～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.9－7 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑦	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁
⑧※1	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁
⑧※2	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁
⑧※3	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁
⑧※4	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑧※5	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁
⑧※6	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁
⑧※7	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁 （第３弁）
⑧※8 ⑱※1	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑧※9 ⑱※2	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 （第２弁バイパス弁）
⑫ａ ⑯※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁 （第１弁（Ｗ／Ｗ））
⑫ｂ ⑯※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁 （第１弁（Ｄ／Ｗ））

記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○ａ～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

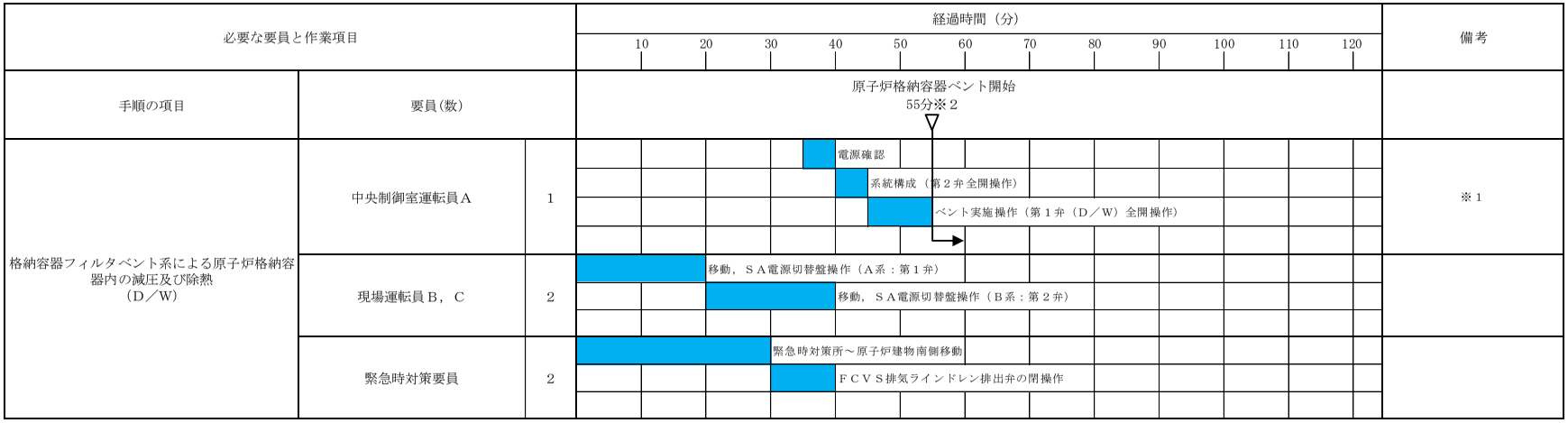
第1.9－7図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出　概要図（２／２）



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Ａにて実施した場合，20分以内で可能である。

※２：非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は，25分以内に可能である。

第 1.9－8 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出（W／W）　タイムチャート



※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。中央制御室運転員Ａにて実施した場合，20分以内で可能である。

※２：非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合は，25分以内に可能である。

第 1.9－9 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出（D／W）　タイムチャート

2.　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

(1)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

a．操作概要

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出に必要な状況において，原子炉建物付属棟３階まで移動するとともに，現場でのＳＡ電源切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成及び格納容器ベント操作を実施し，格納容器ベントを実施する。

b．作業場所

電源切替え　原子炉建物付属棟３階（非管理区域）

系統構成，格納容器ベント操作　制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

排気ラインドレン排出弁操作　屋外（原子炉建物南側周辺）

c．必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出として，最長時間を要するＳＡ電源切替盤による電源切替えを実施し，第一優先のW／Wベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

なお，W／Wベントに必要な想定時間，D／Wベントに必要な想定時間は同一時間とする。

必要要員数　：５名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名）

想定時間　：移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）20 分以内（所要時間目安※1：８分）

移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）20 分以内（所要時間目安※1：４分）

電源確認（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）

系統構成（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）

ベント実施操作（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：３分）

排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安４分

・電源確認：所要時間目安４分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間５分，所要時間目安４分

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

●ベント実施操作（第１弁（W／W）開操作）：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・ベント実施操作（第１弁（W／W）開操作）：所要時間目安３分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替操作（Ａ系：第１弁）：想定時間 20 分，所要時間目安８分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室から原子炉建物付属棟３階）

・ＳＡ電源切替操作（Ａ系：第１弁）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

●移動，ＳＡ電源切替操作（Ｂ系：第２弁）：想定時間 20 分，所要時間目安４分

・移動：所要時間目安１分（原子炉建物付属棟３階）

・ＳＡ電源切替操作（Ｂ系：第２弁）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～原子炉建物南側周辺移動：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安 26 分（移動経路：緊急時対策所～原子炉建物南側周辺）

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・排気ラインドレン排出弁操作：所要時間目安５分（排気ラインドレン排出弁操作：屋外（原子炉建物南側周辺））

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

作業環境　　：常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　　：操作スイッチによるによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場操作

作業環境　：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。
放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

移動経路　：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性　：通常の受電操作であるため，容易に実施可能であり，排気ラインドレン排出弁操作については，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため，容易に実施可能である。

連絡手段　：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。また，衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。

1.15　事故時の計装に関する手順等

＜ 目 次 ＞

1.15.1　対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
ａ．パラメータを計測する計器の故障時に発電用原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備
ｂ．原子炉圧力容器内の温度，圧力及び水位，並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に発電用原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備
ｃ．計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備
ｄ．重大事故等時のパラメータを記録する手段及び設備
ｅ．手順等
1.15.2　重大事故等時の手順等
1.15.2.1　監視機能喪失
(1)　計器の故障
(2)　計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合
ａ．代替パラメータによる推定
ｂ．可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視
1.15.2.2　計測に必要な電源の喪失
(1)　全交流動力電源喪失及び直流電源喪失
ａ．所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電
ｂ．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
ｃ．可搬型直流電源設備又は直流給電車からの給電
ｄ．設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電
ｅ．可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視
ｆ．重大事故等時の対応手段の選択
1.15.3　重大事故等時のパラメータを記録する手順
1.15.4　その他の手順項目にて考慮する手順

添付資料 1.15.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表
添付資料 1.15.2　重大事故等対処に必要なパラメータの選定
添付資料 1.15.3　重大事故等対処に係る監視事項
添付資料 1.15.4　重大事故等対策の成立性
1. 設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電
2. 可搬型計測器の接続操作
添付資料 1.15.5　可搬型計測器の必要台数整理
添付資料 1.15.6　代替パラメータにて重大事故等対処時の判断基準を判断した場合の影響について
添付資料 1.15.7　原子炉水位不明時の対応について
添付資料 1.15.8　自主対策設備仕様
添付資料 1.15.9　手順のリンク先について

下線は，今回の提出資料を示す。

1.15.2.2　計測に必要な電源の喪失

(1)　全交流動力電源喪失及び直流電源喪失

全交流動力電源喪失及び直流電源喪失等により計器電源が喪失した場合に，代替電源（交流，直流）から計器へ給電する手順及び可搬型計測器により，重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。

ａ．所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電

全交流動力電源喪失が発生した場合に，所内常設蓄電式直流電源設備であるＢ－115V 系蓄電池，Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）及び常設代替直流電源設備であるＳＡ用 115V 系蓄電池からの給電に関する手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整理する。

なお，所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器について第 1.15－2 表に示す。

ｂ．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

全交流動力電源喪失が発生した場合に，常設代替交流電源設備であるガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備である高圧発電機車からの給電に関する手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

ｃ．可搬型直流電源設備又は直流給電車からの給電

全交流動力電源喪失が発生し，直流電源が枯渇するおそれがある場合に，可搬型直流電源設備である高圧発電機車，Ｂ１－115V 系充電器（ＳＡ），ＳＡ用 115V 系充電器又は可搬型直流電源設備に関連する自主対策設備である直流給電車からの給電に関する手順は，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

d．設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電

全交流動力電源喪失が発生した場合に，設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備のうち，常設代替直流電源設備であるＳＡ用 115V 系蓄電池からの給電が必要な計装設備の電源切替え手順を整備する。

(a)　手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に，設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備の電源切替えが必要な状態において，常設代替直流電源設備から給電可能な場合。

(b)　操作手順

設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電手順の概要は以下のとおり。また，タイムチャートを第 1.15－5 図に示

す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員にＳＡ用 115V 系蓄電池からの給電が必要な設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備の電源切替えを指示する。

②現場運転員Ｂ，Ｃは，中央制御室及び廃棄物処理建物１階のあらかじめ定めた制御盤にて，電源切替え操作を実施し，当直副長に報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作対応は，現場運転員２名にて実施し，作業開始を判断してから所要時間は 10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，照明及び通信連絡設備を整備する。また，作業環境（作業空間，温度等）に支障がないことを確認する。

（添付資料 1.15.4-1）

ｅ．可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視

代替電源（交流，直流）からの給電が困難となり，中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合に，重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータのうち，手順着手の判断基準及び操作に必要なパラメータを可搬型計測器で計測又は監視を行う手順を整備する。

可搬型計測器による計測対象の選定を行う際，同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は，いずれか１つの適切なチャンネルを選定し計測又は監視する。同一の物理量について複数のパラメータがある場合は，いずれか１つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。

なお，可搬型計測器により計測可能な計器については第 1.15－2 表に示す。

（添付資料 1.15.5）

(a)　手順着手の判断基準

計器電源が喪失し，中央制御室でパラメータ監視ができない場合。

(b)　操作手順

可搬型計測器によるパラメータ計測の概要は以下のとおり。また，タイムチャートを第 1.15－6 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に可搬型計測器によるパラメータの計測開始を指示する。

②現場運転員Ｂ，Ｃは，可搬型計測器を使用する前に電池容量を確認し，残量が少ない場合は予備乾電池と交換する。

③現場運転員Ｂ，Ｃは，廃棄物処理建物１階のあらかじめ定めた端子台

第 1.15－1 表　事故時に必要な計装に関する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧

分類	機能喪失を想定する重大事故等対処設備	対応手段	対処設備		手順書
監視機能喪失時	計器の故障	他チャンネルによる計測	主要パラメータの他チャンネルの重要計器	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「重要計器の監視・復旧」
			主要パラメータの他チャンネルの常用計器	自主対策設備	
		代替パラメータによる推定	重要代替計器	重大事故等対処設備	
			常用代替計器	自主対策設備	
	計器の計測範囲を超えた場合	代替パラメータによる推定	重要代替計器	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「重要計器の監視・復旧」
			常用代替計器	自主対策設備	
		可搬型計測器による計測	可搬型計測器	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「可搬型計測器による計測」
計器電源喪失時	全交流動力電源喪失 直流電源喪失	代替電源（交流）からの給電	常設代替交流電源設備	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「電源復旧」
			可搬型代替交流電源設備		
			代替所内電気設備		
		代替電源（直流）からの給電	所内常設蓄電式直流電源設備	重大事故等対処設備	
			常設代替直流電源設備		
			可搬型直流電源設備		
			直流給電車	自主対策設備	
		設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電	常設代替直流電源設備	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「重要計器の電源切替」
		可搬型計測器による計測	可搬型計測器	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「可搬型計測器による計測」
－	－	パラメータ記録	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）（ＳＰＤＳデータ収集サーバ，ＳＰＤＳ伝送サーバ，ＳＰＤＳデータ表示装置）	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「SPDS によるパラメータ記録結果の保存」
			運転監視用計算機	自主対策設備	－
			中央制御室記録計		

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（１／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
①原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）	2	0～500℃	最大値：302℃	重大事故等時における損傷炉心の冷却状態を把握し，適切に対応するための判断基準（300℃）に対して，500℃までを監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	熱電対	可	㉝
	原子炉圧力※1	「②原子炉圧力容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
	原子炉圧力（ＳＡ）※1									
	原子炉水位（広帯域）※1	「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
	原子炉水位（燃料域）※1									
	原子炉水位（ＳＡ）※1									
	残留熱除去系熱交換器入口温度※1	「⑫最終ヒートシンクの確保（残留熱除去系）」を監視するパラメータと同じ								
②原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力※2	2	0～10MPa［gage］	最大値：8.29MPa［gage］	重大事故等時における原子炉圧力容器最高圧力（8.68MPa［gage］）を包絡する範囲として設定。なお，逃がし安全弁の手動操作により変動する範囲についても計測範囲に包絡されており，監視可能である。	Ｓ	区分Ⅰ無停電交流電源 区分Ⅱ無停電交流電源 ①	弾性圧力検出器	可	㉞
	原子炉圧力（ＳＡ）※2	1	0～11MPa［gage］	最大値：8.29MPa［gage］	原子炉圧力容器最高使用圧力（8.62MPa［gage］）の1.2倍（10.34MPa［gage］）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	弾性圧力検出器	可	㉟
	原子炉水位（広帯域）※1	「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
	原子炉水位（燃料域）※1									
	原子炉水位（ＳＡ）※1									
	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）※1	「①原子炉圧力容器内の温度」を監視するパラメータと同じ								

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328cm）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（２／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
③原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域）※2	2	－400～150cm※3	－798～132cm※3	炉心の冷却状況を把握する上で，原子炉水位制御範囲（レベル３～８）及び燃料棒有効長底部まで監視可能である。	S	区分Ⅰ 無停電 交流電源 区分Ⅱ 無停電 交流電源 ①	差圧式 水位 検出器	可	㊱
	原子炉水位（燃料域）※2	2	－800～－300cm※3			S		差圧式 水位 検出器	可	㊲
	原子炉水位（ＳＡ）※2	1	－900～150cm※3			－（Ｓｓ）	ＳＡ用 直流電源	差圧式 水位 検出器	可	㊳
	高圧原子炉代替注水流量※1	「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ								
	代替注水流量（常設）※1									
	低圧原子炉代替注水流量※1									
	低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）※1									
	原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量※1									
	高圧炉心スプレイポンプ出口流量※1									
	残留熱除去ポンプ出口流量※1									
	低圧炉心スプレイポンプ出口流量※1									
	残留熱代替除去系原子炉注水流量※1									
	原子炉圧力※1	「②原子炉圧力容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
	原子炉圧力（ＳＡ）※1									
	サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）※1	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1,328cm）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は 124 個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（３／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
④原子炉圧力容器への注水量（１／２）	高圧原子炉代替注水流量	1	0～150m³/h	－※8	高圧原子炉代替注水ポンプの最大注水量（93m³/h）を監視可能である。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式流量検出器	可	①
	代替注水流量（常設）	1	0～300m³/h	－※8	低圧原子炉代替注水ポンプの最大注水量（230m³/h）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	超音波式流量検出器	－	②
	低圧原子炉代替注水流量	2	0～200m³/h	－※8	大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）における最大注水量（70m³/h）を監視可能。また，崩壊熱相当の注水量(12m³/h)を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式流量検出器	可	③[a] ③[b]
	低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）	2	0～50m³/h	－※8		－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式流量検出器	可	
	原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量	1	0～150m³/h	0～99m³/h	原子炉隔離時冷却ポンプの最大注水量（99m³/h）を監視可能。	Ｓ	区分Ⅱ直流電源②	差圧式流量検出器	可	⑥
	高圧炉心スプレイポンプ出口流量	1	0～1,500m³/h	0～1,314m³/h	高圧炉心スプレイ・ポンプの最大注水量（1,314m³/h）を監視可能。	Ｓ	区分Ⅲ交流電源	差圧式流量検出器	可	⑦
	残留熱除去ポンプ出口流量	3	0～1,500m³/h	0～1,380m³/h	残留熱除去ポンプの最大注水量（1,380m³/h）を監視可能。	Ｓ	区分Ⅰ交流電源 区分Ⅱ交流電源②	差圧式流量検出器	可	⑧
	低圧炉心スプレイポンプ出口流量	1	0～1,500m³/h	0～1,314m³/h	低圧炉心スプレイ・ポンプの最大注水量（1,314m³/h）を監視可能。	Ｓ	区分Ⅰ交流電源	差圧式流量検出器	可	⑨
	残留熱代替除去系原子炉注水流量	1	0～50m³/h	－※8	残留熱代替除去系原子炉注水の最大注水量（30m³/h）を監視可能。	Ｓ	ＳＡ用直流電源	差圧式流量検出器	可	⑩

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1,328cm）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は 124 個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第 1.15－2 表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（４／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第 1.15－3 図No.
④原子炉圧力容器への注水量（２／２）	サプレッション・プール水位（ＳＡ）※1	「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
	低圧原子炉代替注水槽水位※1	「⑭水源の確保」を監視するパラメータと同じ								
	原子炉水位（広帯域）※1	「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
	原子炉水位（燃料域）※1									
	原子炉水位（ＳＡ）※1									

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1,328㎝）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は 124 個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（５／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑤原子炉格納容器への注水量	代替注水流量（常設）	「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ								
	格納容器代替スプレイ流量	2	0～150m³/h	－※8	大量送水車を用いた格納容器代替スプレイ系（可搬型）における最大注水量（120m³/h）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式流量検出器	可	④
	ペデスタル代替注水流量	2	0～150m³/h	－※8	大量送水車を用いたペデスタル代替注水系（可搬型）における最大注水量（120m³/h）を監視可能。また，崩壊熱相当の注水量（12m³/h）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式流量検出器	可	⑤[a] ⑤[b]
	ペデスタル代替注水流量（狭帯域用）	2	0～50m³/h	－※8		－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式流量検出器	可	
	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量	1	0～150m³/h	－※8	残留熱代替除去系格納容器スプレイの最大注水量（120m³/h）を監視可能。	Ｓ	ＳＡ用直流電源	差圧式流量検出器	可	⑪
	低圧原子炉代替注水槽水位※1	「⑭水源の確保」を監視するパラメータと同じ								
	ドライウェル圧力（ＳＡ）※1	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
	サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）※1									
	ドライウェル水位※1	「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
	サプレッション・プール水位（ＳＡ）※1									
	ペデスタル水位※1									
	残留熱代替除去系原子炉注水流量※1	「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ								
	残留熱代替除去ポンプ出口圧力※1	「⑭水源の確保」を監視するパラメータと同じ								

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1,328cm）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は 124 個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（６／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑥原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）※2	7	0～300℃	最大値：145℃	原子炉格納容器の限界温度（200℃）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	熱電対	可	㊴
	ペデスタル温度（ＳＡ）※2	2	0～300℃	最大値：145℃	原子炉格納容器の限界温度（200℃）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	熱電対	可	㊵
	ペデスタル水温度（ＳＡ）	2	0～300℃	－※8	原子炉格納容器下部に溶融炉心が落下した場合における原子炉圧力容器の破損検知が可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	熱電対	可	㊶
	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）※2	2	0～200℃	最大値：88℃	原子炉格納容器の限界温度（200℃）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	熱電対	可	㊷
	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）※2	2	0～200℃	最大値：88℃	原子炉格納容器の限界圧力（２Pd：853kPa［gage］）におけるサプレッション・プール水の飽和温度（約178℃）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	測温抵抗体	可	㊸
	ドライウェル圧力（ＳＡ）※1	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
	サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）※1									

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1,328㎝）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は 124 個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（７／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑦原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ）※2	2	0～1,000kPa［abs］	最大値：324kPa［gage］	原子炉格納容器の限界圧力（2Pd：853kPa［gage］）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	弾性圧力検出器	可	㊹
	サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）※2	2	0～1,000kPa［abs］	最大値：206kPa［gage］		－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	弾性圧力検出器	可	㊺
	ドライウェル温度（ＳＡ）※1	「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ								
	ペデスタル温度（ＳＡ）※1									
	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）※1									

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328㎝）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（８／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑧原子炉納容器内の水位	ドライウェル水位	3	－3.0m※5， －1.0m※5， ＋1.0m※5	－※8	重大事故等時において，溶融炉心の冷却に必要な原子炉格納容器下部への事前注水量を監視可能。 ペデスタル代替注水系（可搬型）の崩壊熱に余裕を見た注水の停止を判断できる位置（格納容器底面＋1.0m）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	電極式水位検出器	可	㊼
	サプレッション・プール水位（ＳＡ）※2	1	－0.80～5.50m※4	－0.5～０m※4	ウェットウェルベント操作可否判断を把握できる範囲を監視可能。 （サプレッション・プールを水源とする非常用炉心冷却系の起動時に想定される変動（低下）水位：－0.5m についても監視可能。）	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式水位検出器	可	㊻
	ペデスタル水位	4	＋0.1m※6， ＋1.2m※6， ＋2.4m※6， ＋2.4m※6	－※8	重大事故等時において，原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水深（＋2.4m）があることを監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	電極式水位検出器	可	㊽
	代替注水流量（常設）※1	「⑤原子炉格納容器への注水量」を監視するパラメータと同じ								
	低圧原子炉代替注水流量※1									
	低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）※1									
	格納容器代替スプレイ流量※1									
	ペデスタル代替注水流量※1									
	ペデスタル代替注水流量（狭帯域用）※1									
	低圧原子炉代替注水槽水位※1	「⑭水源の確保」を監視するパラメータと同じ								

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1,328cm）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は 124 個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（９／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑨原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度（Ｂ系）※2	1	０～５vol％／ ０～100vol％	０～2.0vol％	重大事故等時に原子炉格納容器内の水素濃度が変動する可能性のある範囲（０～90.4vol％）を監視可能。	Ｓ	区分Ⅱ 交流電源 ②	熱伝導式 水素 検出器	－	㊾
	格納容器水素濃度（ＳＡ）※2	1	０～100vol％	０～2.0vol％	重大事故等時に原子炉格納容器内の水素濃度が変動する可能性のある範囲（０～90.4vol％）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用 交流電源 ③	熱伝導式 水素 検出器	－	㊿
⑩原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ （ドライウェル）	2	10^{-2}～10^{5}Sv/h	約10Sv/h未満 ※9	炉心損傷の判断値（原子炉停止直後に炉心損傷した場合は約10Sv/h）を把握する上で監視可能（上記の判断値及び推定値は原子炉停止後の経過時間とともに低くなる）。	Ｓ	区分Ⅰ 無停電 交流電源 区分Ⅱ 無停電 交流電源 ①	電離箱	－	(51)
	格納容器雰囲気放射線モニタ （サプレッション・チェンバ）	2	10^{-2}～10^{5}Sv/h	約10Sv/h未満 ※9	炉心損傷の判断値（原子炉停止直後に炉心損傷した場合は約10Sv/h）を把握する上で監視可能（上記の判断値及び推定値は原子炉停止後の経過時間とともに低くなる）。	Ｓ	区分Ⅰ 無停電 交流電源 区分Ⅱ 無停電 交流電源 ①	電離箱	－	(52)

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328㎝）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（10／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑪未臨界の維持又は監視	中性子源領域計装※2	4	10^{-1}～10^{6} s^{-1} (1.0×10^{3}～ 1.0×10^{9} $cm^{-2}\cdot s^{-1}$)	定格出力の約21倍	原子炉の停止時から起動時の中性子束を監視可能。 なお，中性子源領域計装が測定できる範囲を超えた場合は，平均出力領域計装によって監視可能。	S	区分Ⅰ 交流電源 区分Ⅱ 交流電源 ②	核分裂計数管	－	⑭
	平均出力領域計装※2	6 ※7	0～125% (1.2×10^{12}～ 2.8×10^{14} $cm^{-2}\cdot s^{-1}$)		原子炉の起動時から定格出力運転時の中性子束を監視可能。 なお，設計基準事故及び重大事故等時，一時的に計測範囲を超えるが，負の反応度フィードバック効果により短期間であり，かつ出力上昇及び下降は急峻である。125%を超えた領域でその指示に基づき操作を伴うものでないことから，現状の計測範囲でも運転監視上影響はない。また，重大事故等時においても再循環ポンプトリップ等により中性子束は低下するため，現状の計測範囲でも対応が可能。	S	区分Ⅰ 無停電 交流電源 区分Ⅱ 無停電 交流電源 ②	核分裂電離箱	－	⑬

※1：重要代替監視パラメータ　　※2：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※3：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328cm）。　※4：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※5：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※6：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※7：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※8：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※9：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は7箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第 1.15－2 表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（11／18）

分類		重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第 1.15－3 図No.
⑫最終ヒートシンクの確保	残留熱代替除去系	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）※2	「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ								
		残留熱除去系熱交換器出口温度	「⑫最終ヒートシンクの確保（残留熱除去系）」を監視するパラメータと同じ								
		残留熱代替除去系原子炉注水流量※2	「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ								
		残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量※2	「⑤原子炉格納容器への注水量」を監視するパラメータと同じ								
		サプレッション・プール水位（ＳＡ）※1	「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
		原子炉水位（広帯域）※1	「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
		原子炉水位（燃料域）※1									
		原子炉水位（ＳＡ）※1									
		残留熱代替除去ポンプ出口圧力※1	「⑭水源の確保」を監視するパラメータと同じ								
		サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）※1	「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ								
		ドライウェル温度（ＳＡ）※1									
		原子炉圧力容器温度（ＳＡ）※1	「①原子炉圧力容器内の温度」を監視するパラメータと同じ								

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1,328㎝）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は 124 個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（12／18）

分類		重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑫最終ヒートシンクの確保	格納容器フィルタベント系	スクラバ容器水位	8	[redacted]	－※8	系統待機時におけるスクラバ容器水位の範囲（1,700mm～1,900mm）及びフィルタ装置機能維持のための系統運転時の下限水位から上限水位の範囲[redacted]を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式水位検出器	可	㉔
		スクラバ容器圧力	4	0～1MPa［gage］	－※8	格納容器ベント実施時に，格納容器フィルタベント系の最高使用圧力（0.853MPa［gage］）が監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	弾性圧力検出器	可	㉕
		スクラバ容器温度	4	0～300℃	－※8	格納容器フィルタベント系の最高使用温度（200℃）を計測可能な範囲とする。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	熱電対	可	㉖
		第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	2	10^{-2}～10^{5}Sv/h	－※8	格納容器ベント実施時（炉心損傷している場合）に，想定される第１ベントフィルタ出口の最大放射線量率（約1.6×10^{1}Sv/h）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	電離箱	－	㉗
			1	10^{-3}～10^{4}mSv/h	－※8	格納容器ベント実施時（炉心損傷していない場合）に，想定される第１ベントフィルタ出口の最大放射線量率（約6.5×10^{-2}mSv/h）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	電離箱	－	
		第１ベントフィルタ出口水素濃度	1	0～20vol%／0～100vol%	－※8	格納容器ベント停止後の窒素によるパージを実施し，第１ベントフィルタ出口配管内に滞留する水素濃度が可燃限界（４vol%）未満であることを監視可能。	－	ＳＡ用交流電源①	熱伝導式水素濃度検出器	－	㉘
		ドライウェル圧力（ＳＡ）※1	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
		サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）※1									
		格納容器水素濃度（Ｂ系）※1	「⑨原子炉格納容器内の水素濃度」を監視するパラメータと同じ								
		格納容器水素濃度（ＳＡ）※1									

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328cm）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（13／18）

分類		重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑫最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系	残留熱除去系熱交換器入口温度※2	2	0～200℃	最大値：90℃	残留熱除去系の運転時における，残留熱除去系熱交換器入口温度の最高使用温度（116℃）を監視可能。	S	区分Ⅰ 交流電源 区分Ⅱ 交流電源 ① ＳＡ用 直流電源	熱電対	可	⑬
		残留熱除去系熱交換器出口温度	2	0～200℃	最大値：90℃	残留熱代替除去系の運転時における，残留熱除去系熱交換器出口温度の最高使用温度（185℃）を監視可能。	S	区分Ⅰ 交流電源 区分Ⅱ 交流電源 ① ＳＡ用 直流電源	熱電対	可	⑭
		残留熱除去ポンプ出口流量	「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ								
		原子炉圧力容器温度（ＳＡ）※1	「①原子炉圧力容器内の温度」を監視するパラメータと同じ								
		サプレッション・プール水温度（ＳＡ）※1	「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ								
		残留熱除去系熱交換器冷却水流量※1	2	0～1,500m³/h	0～1,218m³/h	残留熱除去系熱交換器冷却水流量の最大流量（1,218m³/h）を監視可能。 移動式代替熱交換器設備の最大流量（600m³/h）を監視可能。	S	区分Ⅰ 交流電源 区分Ⅱ 交流電源 ②	差圧式流量検出器	可	⑮
		残留熱除去ポンプ出口圧力※1	「⑬格納容器バイパスの監視」を監視するパラメータと同じ								

※1：重要代替監視パラメータ　　※2：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※3：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328㎝）。　※4：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※5：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※6：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※7：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※8：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※9：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は7箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（14／18）

分類		重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑬格納容器バイパスの監視	原子炉圧力容器内の状態	原子炉水位（広帯域）※2	「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
		原子炉水位（燃料域）※2									
		原子炉水位（ＳＡ）※2									
		原子炉圧力※2	「②原子炉圧力容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
		原子炉圧力（ＳＡ）※2									
		原子炉圧力容器温度（ＳＡ）※1	「①原子炉圧力容器内の温度」を監視するパラメータと同じ								
	原子炉格納容器内の状態	ドライウェル温度（ＳＡ）※2	「⑥原子炉格納容器内の温度」」を監視するパラメータと同じ								
		ドライウェル圧力（ＳＡ）※2	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
		サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）※1									
	原子炉建物内の状態	残留熱除去ポンプ出口圧力	3	0～4MPa［gage］	最大値： 1.0MPa［gage］	残留熱除去系の運転時における，残留熱除去系系統の最高使用圧力（1.0MPa［gage］）を監視可能。	S	区分Ⅰ 無停電 交流電源 区分Ⅱ 無停電 交流電源 ①	弾性圧力検出器	可	⑯
		低圧炉心スプレイポンプ出口圧力	1	0～5MPa［gage］	最大値： 2.0MPa［gage］	低圧炉心スプレイ系の運転時における，低圧炉心スプレイ系統の最高使用圧力（2.0MPa［gage］）を監視可能。	S	区分Ⅰ 無停電 交流電源	弾性圧力検出器	可	㉑
		原子炉圧力※1	「②原子炉圧力容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
		原子炉圧力（ＳＡ）※1									

※1：重要代替監視パラメータ　　※2：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※3：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328cm）。　※4：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※5：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※6：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※7：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※8：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※9：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は7箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（15／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑭水源の確保（1／2）	低圧原子炉代替注水槽水位	1	0～1,500m³ （0～12,542mm）	－※8	低圧原子炉代替注水槽の底部から上端（0～1,495m³）を監視可能である。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	差圧式水位検出器	可	⑰
	サプレッション・プール水位（ＳＡ）※2	「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
	高圧原子炉代替注水流量※1	「④原子炉圧力容器への注水量」及び「⑤原子炉格納容器への注水量」を監視するパラメータと同じ								
	代替注水流量（常設）※1									
	原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量※1									
	高圧炉心スプレイポンプ出口流量※1									
	残留熱除去ポンプ出口流量※1									
	低圧炉心スプレイポンプ出口流量※1									
	残留熱代替除去系原子炉注水流量※1									

※1：重要代替監視パラメータ　　※2：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※3：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328cm）。　※4：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※5：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※6：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※7：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※8：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※9：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は7箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（16／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑭水源の確保（2／2）	低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力※1	2	0～4MPa［gage］	－※8	重大事故等時における，低圧原子炉代替注水ポンプの最高使用圧力（3.92MPa［gage］）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	弾性圧力検出器	可	⑱
	原子炉隔離時冷却ポンプ出口圧力※1	1	0～10MPa［gage］	最大値：9.02MPa［gage］	原子炉隔離時冷却系の運転時における，原子炉隔離時冷却系統の最高使用圧力（9.02MPa［gage］）を監視可能。	S	区分Ⅱ直流電源②	弾性圧力検出器	可	⑲
	高圧炉心スプレイポンプ出口圧力※1	1	0～12MPa［gage］	最大値：8.93MPa［gage］	高圧炉心スプレイ系の運転時における，高圧炉心スプレイ系統の最高使用圧力（8.93MPa［gage］）を監視可能。	S	区分Ⅲ直流電源	弾性圧力検出器	可	⑳
	残留熱除去ポンプ出口圧力※1	「⑬格納容器バイパスの監視」を監視するパラメータと同じ								
	低圧炉心スプレイポンプ出口圧力※1									
	残留熱代替除去ポンプ出口圧力※1	2	0～3MPa［gage］	－※8	重大事故等時における，残留熱代替除去ポンプの最高使用圧力（2.5MPa［gage］）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	弾性圧力検出器	可	⑫
	原子炉水位（広帯域）※1	「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ								
	原子炉水位（燃料域）※1									
	原子炉水位（ＳＡ）※1									

※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328㎝）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（17／18）

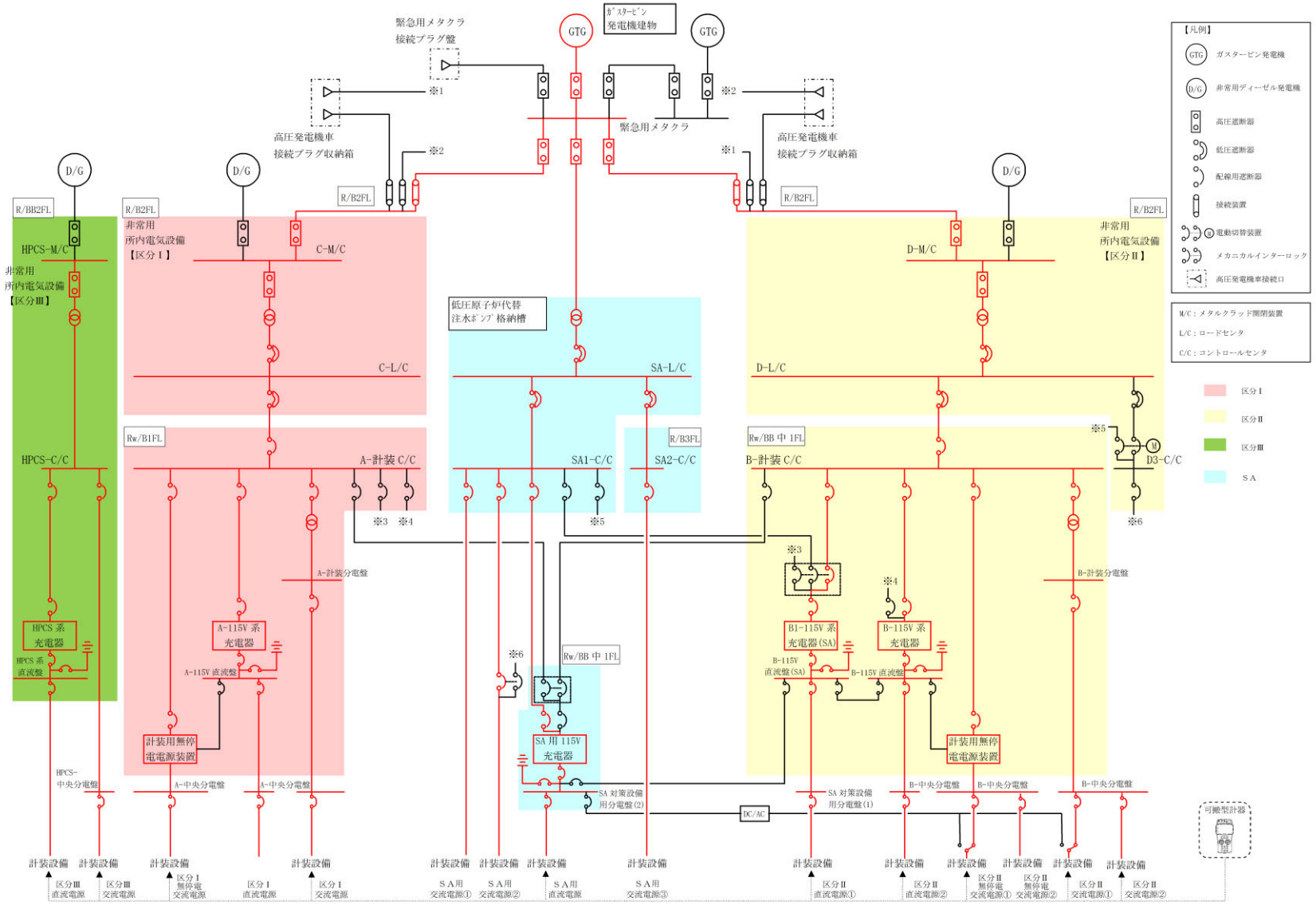
分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑮原子炉建物内の水素濃度	原子炉建物水素濃度	1 6	0～10vol% 0～20vol%	－※8	重大事故等時において，原子炉建物内の水素燃焼の可能性（水素濃度：4vol%）を把握する上で監視可能（なお，静的触媒式水素処理装置にて，原子炉建物内の水素濃度を可燃限界である4vol%未満に低減する）。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用交流電源②	触媒式水素検出器 熱伝導式水素検出器	－	㉒
	静的触媒式水素処理装置入口温度※1 静的触媒式水素処理装置出口温度※1	2 2	0～100℃ 0～400℃	－※8	重大事故等時において，静的触媒式水素処理装置作動時に想定される温度を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	熱電対	可	㉓a ㉓b
⑯原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器酸素濃度（Ｂ系）※2	1	0～5vol%／0～25vol%	4.3vol%以下	重大事故等時において，原子炉格納容器内の酸素濃度が変動する可能性のある範囲（0～3.0vol%）を監視可能。	Ｓ	区分Ⅱ交流電源②	熱磁気風式酸素検出器	－	㊺
	格納容器酸素濃度（ＳＡ）※2	1	0～25vol%	4.3vol%以下	重大事故等時において，原子炉格納容器内の酸素濃度が変動する可能性のある範囲（0～3.0vol%）を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用交流電源③	磁気力式酸素検出器	－	㊻
	格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）※1	「⑩原子炉格納容器内の放射線量率」を監視するパラメータと同じ								
	格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）※1									
	ドライウェル圧力（ＳＡ）※1	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ								
	サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）※1									

※1：重要代替監視パラメータ　　※2：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※3：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1,328cm）。　※4：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※5：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※6：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※7：局部出力領域計装の検出器は124個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには14個又は17個の信号が入力される。
※8：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※9：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は7箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。

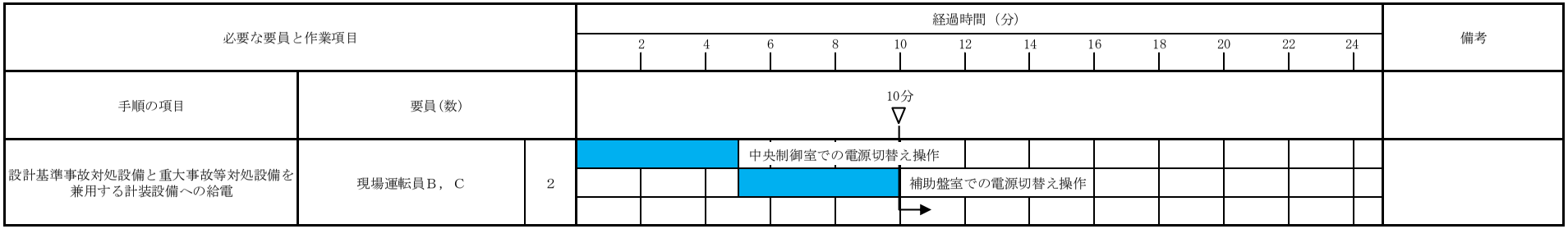
第1.15－2表　重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（18／18）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※12	検出器の種類	可搬型計測器	第1.15－3図No.
⑰燃料プールの監視	燃料プール水位（ＳＡ）※2	1	－4.30～7.30m※10 (EL31218～42818)	6,982mm※10 (EL42500)	重大事故等時により変動する可能性のある燃料プール上部から底部付近までの範囲にわたり水位を監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用交流電源②	ガイドパルス式水位検出器	－	㉙
	燃料プール水位・温度（ＳＡ）※2	1 ※11	－1,000～6,710mm※10 (EL34518～42228)	6,982mm※10 (EL42500)	重大事故等時により変動する可能性のある燃料プール上部から使用済燃料貯蔵ラック上端近傍までの範囲にわたり水位を監視可能。	Ｃ（Ｓｓ）	区分Ⅱ直流電源①	熱電対	可	㉚
			0～150℃	最大値：65℃	重大事故等時により変動する可能性のある燃料プールの温度を監視可能。					
	燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）※2	1	10^{1}～10^{8}mSv/h	－※8	重大事故等時により変動する可能性がある放射線量率の範囲（10^{-3}～10^{7}mSv/h）にわたり監視可能。	－（Ｓｓ）	ＳＡ用直流電源	電離箱	－	㉛
		1	10^{-3}～10^{4}mSv/h							
	燃料プール監視カメラ（ＳＡ）※2	1	－	－※8	重大事故等時において燃料プールの状況を監視可能。	－（Ｓｓ）	カメラ：ＳＡ用直流電源 冷却設備：ＳＡ用交流電源②	赤外線カメラ	－	㉜

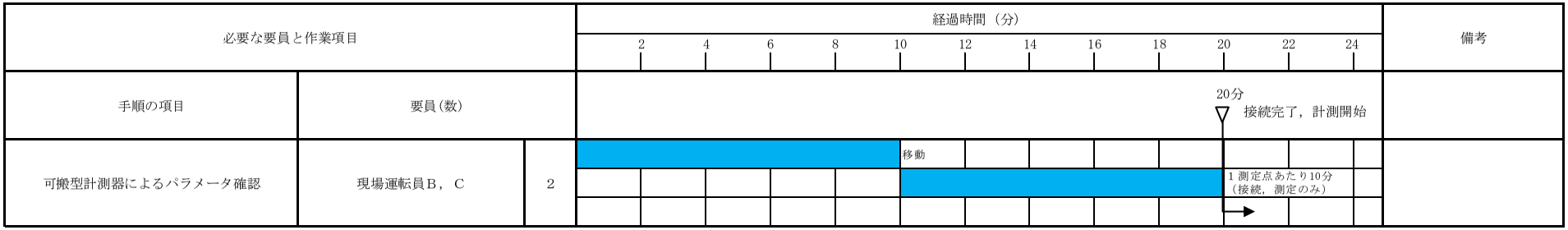
※１：重要代替監視パラメータ　　※２：重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
※３：基準点は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1,328cm）。　※４：基準点はサプレッション・プール通常水位（EL5610）。
※５：基準点は格納容器底面（EL10100）。　※６：基準点はコリウムシールド上表面（EL6706）。
※７：局部出力領域計装の検出器は 124 個であり，平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。
※８：重大事故等時に使用する設備のため，設計基準事故時は値なし。
※９：炉心損傷は原子炉停止後の経過時間における格納容器内雰囲気放射線レベルの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h（経過時間とともに低くなる）であり設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
※10：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端（EL35518）。　※11：検出点は７箇所。
※12：所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器は，ＳＡ用直流電源，区分Ⅱ直流電源及び区分Ⅱ無停電交流電源を電源とした計器である。



第 1.15－4 図　計器の電源構成図



第 1.15－5 図　設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電タイムチャート



第 1.15－6 図　可搬型計測器によるパラメータ計測タイムチャート

重大事故等対策の成立性

1. 設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電

a．操作概要

全交流動力電源喪失が発生した場合に，設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電のための電源切替えを行う。

b．作業場所

中央制御室

廃棄物処理建物　１階（非管理区域）（補助盤室）

c．必要要員数及び操作時間

設計基準事故対処設備と重大事故等対処設備を兼用する計装設備への給電のための電源切替えに必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　　：２名（現場運転員２名）

想定時間　　：10 分（所要時間目安※1　：５分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【現場運転員Ｂ，Ｃ】

●中央制御室での電源切替え操作：想定時間５分，所要時間目安１分

・電源切替え操作：所要時間目安１分（中央制御室）

●補助盤室での電源切替え操作：想定時間５分，所要時間目安４分

・移動：所要時間目安２分（中央制御室から補助盤室）

・電源切替え操作：所要時間目安２分（補助盤室）

d．操作の成立性

作業環境：室温は通常運転状態と同程度であり，周辺には支障となる設備はない。常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。

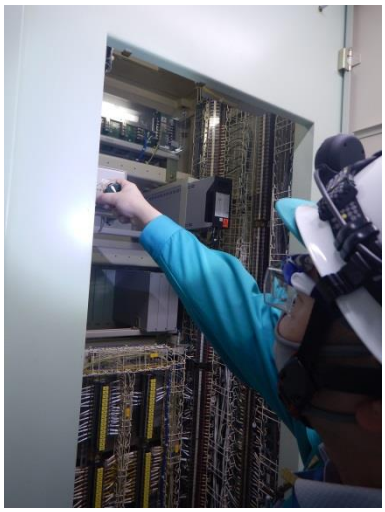
移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操 作 性：通常の電源切替え操作であり，容易に実施可能である。

連絡手段：衛星電話設備（固定型），無線通信設備（固定型），有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置

を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。

切替えスイッチ



切替え操作

2. 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項

＜目　　次＞

2.1　可搬型設備等による対応
2.1.1　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応に係る基本的な考え方
2.1.1.1　大規模損壊発生時の手順書の整備
2.1.1.2　大規模損壊の発生に備えた体制の整備
2.1.1.3　大規模損壊の発生に備えた設備及び資機材の配備
2.1.2　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項
2.1.2.1　大規模損壊発生時の手順書の整備
2.1.2.2　大規模損壊の発生に備えた体制の整備
2.1.2.3　大規模損壊の発生に備えた設備及び資機材の配備
2.1.3　まとめ

添付資料 2.1.1　大規模損壊を発生させる可能性のある大規模な自然現象の抽出プロセスについて
添付資料 2.1.2　設計基準を超える竜巻事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料 2.1.3　設計基準を超える凍結事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料 2.1.4　設計基準を超える積雪事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料 2.1.5　設計基準を超える落雷事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料 2.1.6　設計基準を超える火山事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料 2.1.7　設計基準を超える地滑り・土石流事象のうち土石流に対する事故シーケンス抽出
添付資料 2.1.8　設計基準を超える森林火災事象に対する事故シーケンス抽出
添付資料 2.1.9　設計基準を超える自然現象の重畳に対する事故シーケンス抽出
添付資料 2.1.10　ＰＲＡで選定しなかった事故シーケンス等への対応について
添付資料 2.1.11　大規模損壊発生時の対応
添付資料 2.1.12　大規模損壊発生時に使用する対応手順書及び設備一覧について
添付資料 2.1.13　燃料プール大規模漏えい時の対応について
添付資料 2.1.14　放水砲の設置場所及び使用方法等について
添付資料 2.1.15　外部事象に対する対応操作の適合性について
添付資料 2.1.16　米国ガイド（ＮＥＩ　06－12 及びＮＥＩ　12－06）で参考とした事項について
添付資料 2.1.17　大規模損壊発生時に必要な可搬型重大事故等対処設備等の配備及び防護の状況について
添付資料 2.1.18　重大事故等と大規模損壊対応に係る体制整備等の考え方
添付資料 2.1.19　大規模損壊の発生に備えて配備する資機材について
添付資料 2.1.20　設計基準対象施設に係る要求事項に対する大規模損壊での対応状況
添付資料 2.1.21　大規模損壊発生時における放射線防護に係る対応について

別冊　非公開資料
Ⅰ.　具体的対応の共通事項
Ⅱ.　大規模な自然災害の想定の具体的内容
Ⅲ.　テロの想定脅威の具体的内容

下線は，今回の提出資料を示す。

2.1.2　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊(以下「大規模損壊」という。)が発生するおそれがある場合又は発生した場合における体制の整備に関し、以下の項目についての手順書が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。また、当該手順書に従って活動を行うための体制及び資機材が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

一　大規模損壊発生時における大規模な火災が発生した場合における消火活動に関すること。
二　大規模損壊発生時における炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。
三　大規模損壊発生時における原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関すること。
四　大規模損壊発生時における使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。
五　大規模損壊発生時における放射性物質の放出を低減するための対策に関すること。

【解釈】

1　発電用原子炉設置者において、大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊が発生した場合において、第 1 号から第 5 号までに掲げる活動を実施するために必要な手順書、体制及び資機材等を適切に整備する方針であること。

2　第 1 号に規定する「大規模損壊発生時における大規模な火災が発生した場合における消火活動」について、発電用原子炉設置者は、故意による大型航空機の衝突による外部火災を想定し、泡放水砲等を用いた消火活動についての手順等を整備する方針であること。

3　発電用原子炉設置者は、本規程における「1.重大事故等対策における要求事項」の以下の項目について、大規模な自然災害を想定した手順等を整備する方針であること。

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
1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等
1.4 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
1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等
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
1.8 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
1.9 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

1.10 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
1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等
1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等
1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等
1.14 電源の確保に関する手順等

4　発電用原子炉設置者は、上記３の項目について、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムも想定した手順等を整備する方針であること。

2.1.2.1　大規模損壊発生時の手順書の整備

自然災害については，大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の事象を選定したうえで，整備した対応手順書の有効性を確認する。これに加え，ＰＲＡの結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスについても対応できる手順書として整備する。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては，様々な状況が想定されるが，その中でも施設の広範囲にわたる損壊，多数の機器の機能喪失及び大規模な火災が発生して発電用原子炉施設に大きな影響を与える事象を前提とした対応手順書を整備する。

(1)　大規模損壊のケーススタディで扱う自然現象の選定について

大規模損壊を発生させる可能性のある自然現象を網羅的に抽出するため，島根原子力発電所及びその周辺での発生実績に関わらず，国内で一般に発生し得る事象に加え，国内外の基準で示されている外部事象を抽出した。

各事象（重畳を含む。）について，設計基準を超えるような過酷な状況を想定した場合の発電用原子炉施設への影響度を評価し，特に発電用原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある自然現象を選定し，さらに大規模損壊のケーススタディとして扱う事象をその中から選定した。

検討プロセスをフローで表したものを第１図に示す。また検討内容について以下に示す。

ａ．自然現象の網羅的な抽出

国内外の基準を参考に，網羅的に自然現象を抽出・整理し，自然現象55事象を抽出した。（添付資料2.1.1参照）

ｂ．特に発電用原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある自然現象の選定

各自然現象について，設計基準を超えるような非常に過酷な状況を想定した場合に発電用原子炉施設の安全性が損なわれる可能性について評価を実施し，発生し得るプラント状態（起因事象）を特定した。

プラント状態を特定するに当たっては，イベントツリーによる事象進展

評価又は定性的な評価を実施した。

主要な事象（検討した結果，特に発電用原子炉施設の安全性に影響を与える可能性があるとして整理された事象）の影響を整理した結果を第１表，第２表及び第２図にそれぞれ示す。その他の事象を含む全事象に対する検討内容については添付資料 2.1.1 に示す。検討した結果，特に発電用原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある自然現象として選定されたものは次のとおり。

・地震
・津波
・地震と津波の重畳
・竜巻
・凍結
・積雪
・落雷
・地滑り・土石流
・火山の影響
・森林火災
・隕石

ｃ．ケーススタディの対象シナリオ選定

上記で選定された自然現象について，それぞれで特定した起因事象・シナリオを基に，大規模損壊のケーススタディとして想定することが適切な事象を選定する。

上記ｂ．での整理から，発電用原子炉施設の最終状態は次の３項目に類型化することができ，第３表に事象ごとに整理した結果を示す。

・重大事故等対策で想定していない事故シーケンス（大規模損壊）
・重大事故等対策で想定している事故シーケンス
・設計基準事故で想定している事故シーケンス

第３表に示すとおり，発電用原子炉施設において大規模損壊を発生させる可能性のある自然現象は，地震，津波，地震と津波の重畳，積雪，落雷，火山の影響及び隕石の７事象となる。

また，大規模損壊を発生させる可能性のある自然現象のうち，以下の事象については，他の事象のシナリオに代表させることができる。

・積雪

最も過酷なケースは全交流動力電源喪失＋計装・制御系喪失となる。積雪については大型航空機の衝突と異なり事象進展がある程度遅いことから，事前に除雪等の対応が可能となる。非常に過酷な状況を考慮

した場合にも，除雪の対象を限定し最小限必要な設備（原子炉建物やアクセスルート等）について健全性を維持させるといった対応により損傷範囲を抑制することが可能であることから，津波又は地震と津波の重畳のシナリオに代表させる事象として整理した。

・落雷

最も過酷なケースは外部電源喪失＋計装・制御系喪失となるが，地震と津波の重畳のシナリオ又は大型航空機の衝突に代表させることができる。

・火山の影響

最も過酷なケースは全交流動力電源喪失＋計装・制御系喪失となる。火山の影響についても，大量の降下火砕物がある場合には，積雪時と同様，降下火砕物を除去することで，影響範囲を抑制することが可能であることから，津波又は地震と津波の重畳のシナリオに代表させる事象として整理した。

・隕石

隕石衝突に伴う建物・屋外設備の損傷については，大型航空機の衝突のシナリオに代表させることができる。

発電所敷地への隕石落下に伴う振動の発生については，地震のシナリオに代表させることができる。

また，隕石の発電所近海への落下に伴う津波については，津波のシナリオに代表させることができる。

以上より，自然現象として，地震，津波及び地震と津波の重畳の３事象をケーススタディとして選定する。これら３事象で想定する事故シーケンスと代表シナリオは次のとおりとする。

(a) 地震

地震レベル１ＰＲＡにより抽出した事故シーケンスには，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ，原子炉格納容器損傷，原子炉圧力容器損傷，計装・制御系喪失，格納容器バイパス，原子炉建物損傷，制御室建物損傷，廃棄物処理建物損傷，全交流動力電源喪失＋原子炉停止失敗等がある。また，内部事象のレベル 1.5ＰＲＡにより，炉心損傷後に格納容器バイパスに至る原子炉格納容器の破損モードとして，格納容器隔離失敗を抽出している。大規模な地震が発生した場合には，これらの事故シーケンス，あるいは複数の事故シーケンスの組合せが生じることが考えられるが，大規模損壊が発生した場合の対応手順書の有効性を確認する観点から，ケーススタディとして，大規模な地震で原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリにおいて，大破断ＬＯＣＡを超える規模の損傷が発生し，炉心損傷に至るＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡを代表シナリオ

として選定する。この際，地盤の陥没等により，アクセスルートの通行に支障をきたす可能性を考慮する。

(b) 津波

津波レベル１ＰＲＡにより抽出した事故シーケンスとして，直接炉心損傷に至る事象がある。また，内部事象のレベル 1.5ＰＲＡにより，炉心損傷後に格納容器バイパスに至る原子炉格納容器の破損モードとして，格納容器隔離失敗を抽出している。大規模な津波が発生した場合には，これらの事故シーケンス，あるいは複数の事故シーケンスの組合せが生じることが考えられるが，大規模損壊が発生した場合の対応手順書の有効性を確認する観点から，防波壁を超える規模の津波により，原子炉建物付属棟地下階が浸水する前提において，ケーススタディとして，全交流動力電源喪失＋直流電源喪失＋計装・制御系喪失に至る事象を代表シナリオとして選定する。この際，取水槽エリアの浸水により，アクセスルートの通行に支障をきたす可能性を考慮する。

(c) 地震と津波の重畳

地震と津波の重畳では，上記の地震及び津波の項で想定した事故シーケンスの組合せとして，全交流動力電源喪失＋直流電源喪失＋Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ＋計装・制御系喪失等が想定される。ケーススタディとしては，対応手順書の有効性を確認する観点から，この事故シーケンスを代表シナリオとして選定する。この際，地盤の陥没等及び取水槽エリアの浸水により，アクセスルートの通行に支障をきたす可能性を考慮する。

(2) 故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における考慮について

テロリズムには様々な状況が想定されるが，その中でも施設の広範囲にわたる損壊，多数の機器の機能喪失及び大規模な火災が発生して発電用原子炉施設に大きな影響を与える故意による大型航空機の衝突をケーススタディとして選定する。

なお，爆発等の人為事象による発電用原子炉施設への影響については，故意による大型航空機の衝突に代表させることができる。

以上より，大規模損壊発生時の対応手順書の整備に当たっては，(1)及び(2)において整理した大規模損壊の発生によって，多量の放射性物質が環境中に放出されるような万一の事態に至る可能性も想定し，発電用原子炉施設において使える可能性のある設備，資機材及び要員を最大限に活用した多様性及び柔軟性を有する手段を構築する。

（添付資料2.1.2，2.1.3，2.1.4，2.1.5，2.1.6，2.1.7，2.1.8，2.1.9，2.1.10参照）

第１表　自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価（１／８）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
地震	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・基準地震動を超える地震の発生を想定する。 ・事前の予測については，現在確立した手法が存在しないことから，予兆なく発生する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・送受電設備の碍子等の損傷により，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・原子炉補機海水ポンプ等の損傷による補機冷却系喪失及び非常用ディーゼル発電機の損傷による全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・直流電源を供給する設備の損傷により，非常用交流電源の制御機能等が喪失するため，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・原子炉建物が大規模に損傷する場合には，緩和できない大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生すると同時に，建物内の原子炉注水系配管が損傷して原子炉注水機能も喪失するため，重大事故に至る可能性がある。建物損傷の二次的被害により，原子炉格納容器や原子炉格納容器の貫通配管が損傷しており，閉じ込め機能にも期待することはできない。 ・原子炉格納容器内の配管及びＥＣＣＳ注入配管が同時に損傷して，大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生すると同時に，原子炉注水機能も喪失するため，重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉圧力容器の損傷により，原子炉冷却材圧力バウンダリの大規模な損傷や，炉内構造物の大規模な破損による原子炉冷却材の流路閉塞等により，炉心の除熱が困難となり重大事故に至る可能性がある。 ・制御室建物が大規模に損傷する場合には，建物内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定すると，中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により原子炉注水機能等が喪失し，重大事故に至る可能性がある。 ・廃棄物処理建物が大規模に損傷する場合には，建物内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定すると，補助盤室やバッテリ室損傷により緩和系の制御機能が喪失する。これにより原子炉注水機能等が喪失し，重大事故に至る可能性がある。 ・複数の制御盤等が同時に損傷することにより，計装・制御系喪失に至る可能性がある。 ・常時開の隔離弁に接続している配管が原子炉格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで，高温・高圧の原子炉冷却材が隔離不能な状態で原子炉格納容器外（原子炉建物）へ流出し，複数の緩和系が機能喪失に至る可能性がある。	【基準地震動を超える地震を想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備 ・原子炉補機海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機 ・直流電源 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ等） ・原子炉格納容器・原子炉圧力容器 ・原子炉建物 ・制御室建物 ・廃棄物処理建物 ・計装・制御系 ・隔離弁の閉機能及び原子炉格納容器外配管 ・燃料プール ・モニタリング・ポスト	【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・補機冷却系喪失 ・全交流動力電源喪失 ・ＬＯＣＡ及びＥＣＣＳ注水機能喪失 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉圧力容器損傷 ・原子炉建物損傷 ・制御室建物損傷 ・廃棄物処理建物損傷 ・計装・制御系喪失 ・格納容器バイパス

第１表　自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価（２／８）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
地震	・燃料プールのスロッシングによるプール水の溢水及び全交流動力電源喪失による燃料プール冷却系の機能喪失に伴うプール水の蒸発により，燃料プールの水位が低下する。 ・モニタリング・ポストの監視機能が喪失する可能性がある。 ・保管している危険物による火災の発生の可能性がある。 ・斜面の崩壊，地盤の陥没等によりアクセスルートの通行が困難となり，事故の対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型重大事故等対処設備等によるプラント状況の把握，給電及び注水を行う。 ・モニタリング・ポストが使用できない場合は，可搬式モニタリング・ポストにより測定及び監視を行う。 ・火災が発生した場合は，化学消防自動車等の消火設備による消火を行う。 ・屋外アクセスルート上に通行不能の影響がある場合は，重機により仮復旧を行う。		
津波	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・発電所近傍を震源とする地震を考慮し，地震発生後，15分程度で津波が襲来すると想定する。 ・基準津波を超える規模として，防波壁の高さ（15m）を上回る高さの津波を想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・屋外変圧器の水没により，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・原子炉補機海水ポンプの水没により，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・建物内への浸水により，計装・制御系，ＥＣＣＳ等の緩和機能が喪失し，直接炉心損傷に至る可能性がある。 ・タンク等からの火災発生，漂流物等により，アクセスルートの通行に支障をきたし，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型重大事故等対処設備等によるプラント状況の把握，給電及び注水を行う。 ・火災が発生した場合は，化学消防自動車等の消火設備による消火を行う。 ・屋外アクセスルート上に通行不能の影響がある場合は，重機により仮復旧を行う。	【防波壁を超える高さの津波を想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備 ・原子炉補機海水ポンプ ・計装・制御系，ＥＣＣＳ等の緩和機能	【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・補機冷却系喪失 ・直接炉心損傷

第１表　自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価（３／８）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
竜巻	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・外部事象防護対象施設は，風速92m/sの竜巻から設定した荷重に対して，竜巻防護対策設備により防護すること等により安全機能を損なわない設計としている。 ・事前の予測が可能であることから，発電用原子炉施設の安全性に影響を与えることがないように，あらかじめ体制を強化して安全対策（飛来物発生防止対策の確認等）を講じることが可能である。 ・最大風速92m/sを超える規模の竜巻を想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・風荷重又は飛来物によって，送受電設備が損傷し，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・気圧差荷重又は飛来物によって，非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプが損傷し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・気圧差荷重によって，原子炉建物付属棟空調換気系のダクトやダンパ等が損傷し，非常用ディーゼル発電機室の室温上昇により非常用ディーゼル発電機が機能喪失し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・気圧差荷重又は飛来物によって，原子炉補機海水ポンプが損傷し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・原子炉建物外壁を貫通した飛来物によって，原子炉補機冷却系サージタンクが損傷し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・飛来物等によりアクセスルートの通行に支障をきたし，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型重大事故等対処設備等による給電及び注水を行う。 ・屋外アクセスルート上に通行不能の影響がある場合は，重機により仮復旧を行う。	【設計基準を超える最大風速を想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備 ・非常用ディーゼル発電機 ・原子炉補機海水ポンプ ・原子炉補機冷却系サージタンク	【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・全交流動力電源喪失 ・補機冷却系喪失

第１表　自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価（４／８）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
凍結	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・予報等により事前に予測が可能であることから，発電用原子炉施設の安全機能に影響を与えることがないよう，事前に保温，電熱線ヒータによる凍結防止対策を実施することができる。 ・低温における設計基準温度－8.7℃を下回る規模を想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・送受電設備への着氷によって地絡・短絡を起こし，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・低温によって非常用ディーゼル発電機燃料移送系配管内の軽油が凍結し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 【主な対応】 ・事前の凍結防止対策（加温，循環運転等の凍結防止対策）を行う。 ・可搬型重大事故等対処設備等による給電及び注水を行う。	【設計基準を超える低温を想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備 ・非常用ディーゼル発電機	【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・全交流動力電源喪失

第１表　自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価（５／８）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
積雪	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・予報等により事前に予測が可能であることから，発電用原子炉施設の安全機能に影響を与えることがないよう，あらかじめ体制を強化して対策（除雪）を実施することができる。 ・設計基準積雪量100cmを超える規模の積雪を想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・送受電設備への着雪によって地絡・短絡を起こし，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・積雪荷重によって，変圧器が損傷し，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・積雪による非常用ディーゼル発電機の燃焼用給気フィルタの目詰まり又は燃焼用給気口の閉塞により，非常用ディーゼル発電機の機能が喪失し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・積雪荷重によって，非常用ディーゼル発電機燃焼用給気口が損傷し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・積雪荷重によって，原子炉建物屋上が崩壊，原子炉補機冷却系サージタンクが損傷し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・積雪荷重によって，原子炉補機海水ポンプが損傷し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・積雪によって，原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口が閉塞し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・積雪荷重によって，制御室建物屋上が崩壊，中央制御室が損傷し，計装・制御系喪失に至る可能性がある。 ・積雪によりアクセスルートの通行に支障をきたし，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・あらかじめ体制を強化して対策（除雪）を行う。 ・可搬型重大事故等対処設備等による給電及び注水を行う。 ・屋外アクセスルート上に通行不能の影響がある場合は，重機により仮復旧を行う。	【設計基準を超える積雪を想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備 ・非常用ディーゼル発電機 ・原子炉補機冷却系サージタンク ・原子炉補機海水ポンプ ・計装・制御系	【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・全交流動力電源喪失 ・補機冷却系喪失 ・計装・制御系喪失

第１表　自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価（６／８）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
落雷	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・設計基準電流値150kAを超える雷サージの影響を想定する。 ・落雷に対して，建築基準法に基づき高さ20mを超える排気筒等へ避雷設備を設置し，避雷導体により接地網と接続する。接地網は，雷撃に伴う構内接地系の接地電位分布を平坦化することから，安全保護系等の設備に影響を与えることはなく，安全に大地に導くことができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・直撃雷によって送受電設備が損傷し，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・直撃雷によって，原子炉補機海水ポンプが損傷し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・建物避雷設備等から誘導雷サージが建物内に侵入し，電気盤内の制御回路が損傷し，計装・制御系喪失に至る可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型重大事故等対処設備等による給電及び注水を行う。	【設計基準を超える落雷を想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備 ・原子炉補機海水ポンプ ・計装・制御系	【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・補機冷却系喪失 ・計装・制御系喪失
地滑り ・土石流	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・事前の予測については，現在確立した手法が存在しないことから，予兆なく発生する。 ・設計基準における影響範囲（土石流危険区域）を超える影響範囲の土石流を想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・土砂の荷重によって送受電設備が損傷し，外部電源喪失に至る可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型重大事故等対処設備等による給電及び注水を行う。	【設計基準を超える地滑り・土石流を想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備	・外部電源喪失

第１表　自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価（７／８）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
火山の影響	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・予報等により事前に予測が可能であることから，発電用原子炉施設の安全機能に影響を与えることがないよう，あらかじめ体制を強化して対策（除灰）を実施することができる。 ・降下火砕物（火山灰）の堆積厚さの設計基準である56cmを超える規模の堆積厚さを想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・降下火砕物の堆積荷重によって，送受電設備が損傷し，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物が送受電設備へ付着し，霧や降雨の水分を吸収することによって，地絡・短絡を起こし，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物の堆積荷重によって，非常用ディーゼル発電機燃焼用給気口が損傷し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物による非常用ディーゼル発電機の燃焼用給気フィルタの目詰まり又は燃焼用給気口の閉塞によって，非常用ディーゼル発電機の機能が喪失し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物によって，非常用ディーゼル発電設備のうち燃料移送ポンプの軸受が損傷し，同時に外部電源喪失の発生を想定すると，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物の堆積荷重によって，原子炉建物屋上が崩壊，原子炉補機冷却系サージタンクが損傷し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物の堆積荷重によって原子炉補機海水ポンプが損傷し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・海水中の降下火砕物が高濃度な場合に，熱交換器の伝熱管，海水ポンプ軸受の閉塞による異常摩耗や海水ストレーナの閉塞によって，原子炉補機海水ポンプが機能喪失し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物によって，原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口が閉塞し，補機冷却系喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物の堆積荷重によって，制御室建物屋上が崩壊，中央制御室が損傷し，計装・制御系喪失に至る可能性がある。 ・降下火砕物によりアクセスルートの通行に支障をきたし，重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。	【設計基準を超える降下火砕物堆積厚さを想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備 ・非常用ディーゼル発電機 ・原子炉補機冷却系サージタンク ・原子炉補機海水ポンプ ・計装・制御系	【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・全交流動力電源喪失 ・補機冷却系喪失 ・計装・制御系喪失

第１表　自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価（８／８）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
火山の影響	【主な対応】 ・あらかじめ体制を強化して対策（除灰）を行う。 ・可搬型重大事故等対処設備等による給電及び注水を行う。 ・屋外アクセスルート上に通行不能の影響がある場合は，重機により仮復旧を行う。		
森林火災	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・防火帯を越えて延焼するような規模を想定する。 ・森林火災が拡大するまでの時間的余裕は十分にあることから，発電用原子炉施設の安全機能に影響を与えることがないよう，予防散水する等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・森林火災の輻射熱によって，送受電設備が損傷し，外部電源喪失に至る可能性がある。 【主な対応】 ・早期の消火体制確立による火災影響緩和対策を行う。 ・可搬型重大事故等対処設備等による給電及び注水を行う。	【設計基準を超える森林火災を想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備	・外部電源喪失
隕石	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・事前の予測については，行えないものとして想定する。 【隕石が落下した場合の影響評価】 ・建物又は屋外設備に隕石が衝突した場合は，当該建物又は設備が損傷し，機能喪失に至る可能性がある。 ・発電所敷地に隕石が落下した場合に発生する振動により設備が損傷し，機能喪失に至る可能性がある。 ・発電所近海に隕石が落下した場合に発生する津波により設備が浸水し，機能喪失に至る可能性がある。 【主な対応】 ・建物又は屋外設備等に隕石が衝突した場合は，故意による大型航空機の衝突と同様に対応する。 ・発電所敷地に隕石が衝突し，振動が発生した場合は，地震発生時と同様に対応する。 ・発電所近海に隕石が落下し，津波が発生した場合は，津波発生時と同様に対応する。 ・屋外アクセスルート上に通行不能の影響がある場合は，重機により仮復旧を行う。	・具体的な喪失する機器は特定しない（地震，津波又は故意による大型航空機の衝突による影響に包含）	・具体的なプラント状態は特定しない（地震，津波又は故意による大型航空機の衝突による影響に包含）

第２表　自然現象の重畳が発電用原子炉施設へ与える影響評価（１／２）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
大規模地震と大規模津波の重畳	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・事前の予測については，現在確立した手法が存在しないことから，予兆なく地震が発生する。 ・地震発生後，15 分程度で津波が襲来すると想定する。 ・基準地震動を超える地震の発生を想定する。 ・基準津波を超える規模として，防波壁の高さ（15m）を上回る高さの津波を想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・送受電設備の碍子等の損傷により，外部電源喪失に至る可能性がある。 ・原子炉補機海水ポンプ等の損傷による補機冷却系喪失及び非常用ディーゼル発電機の損傷による全交流動力電源喪失に至る可能性がある。さらに，原子炉隔離時冷却系コントロールセンタの浸水により，原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合は，高圧・低圧注水機能喪失に至る可能性がある。 ・直流電源を供給する設備の損傷により，非常用交流電源の制御機能等が喪失するため，全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・原子炉建物が大規模に損傷する場合には，緩和できない大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生すると同時に，建物内の原子炉注水系配管が損傷して原子炉注水機能も喪失するため，重大事故に至る可能性がある。建物損傷の二次的被害により，原子炉格納容器や原子炉格納容器の貫通配管が損傷しており，閉じ込め機能にも期待することはできない。 ・原子炉格納容器内の配管及びＥＣＣＳ注入配管が同時に損傷して，大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生すると同時に，原子炉注水機能も喪失するため，重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉圧力容器の損傷により，原子炉冷却材圧力バウンダリの大規模な損傷や，炉内構造物の大規模な破損による原子炉冷却材の流路閉塞等により，炉心の除熱が困難となり重大事故に至る可能性がある。 ・制御室建物が大規模に損傷する場合には，建物内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定すると，中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により原子炉注水機能等が喪失し，重大事故に至る可能性がある。 ・廃棄物処理建物が大規模に損傷する場合には，建物内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定すると，補助盤室やバッテリ室損傷により緩和系の制御機能が喪失する。これにより原子炉注水機能等が喪失し，重大事故に至る可能性がある。 ・複数の制御盤等が同時に損傷することにより，計装・制御系喪失に至る可能性がある。	【地震と津波の重畳により喪失する可能性のある機器】 ・送受電設備 ・原子炉補機海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機 ・直流電源 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ ・原子炉隔離時冷却系 ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ等） ・原子炉格納容器 ・原子炉圧力容器 ・原子炉建物 ・制御室建物 ・廃棄物処理建物 ・計装・制御系 ・隔離弁等の閉機能及び原子炉格納容器外配管 ・燃料プール ・モニタリング・ポスト	【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・外部電源喪失 ・補機冷却系喪失 ・全交流動力電源喪失 ・ＬＯＣＡ及びＥＣＣＳ注水機能喪失 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉圧力容器損傷 ・原子炉建物損傷 ・制御室建物損傷 ・廃棄物処理建物損傷 ・計装・制御系喪失 ・格納容器バイパス ・直接炉心損傷

第２表　自然現象の重畳が発電用原子炉施設へ与える影響評価（２／２）

自然現象	設計基準を超える自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響の評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある設備・機能	最終的なプラント状態
大規模地震と大規模津波の重畳	・常時開の隔離弁に接続している配管が原子炉格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで，高温・高圧の原子炉冷却材が隔離不能な状態で原子炉格納容器外（原子炉建物）へ流出し，複数の緩和系が機能喪失に至る可能性がある。 ・建物内への浸水により，計装・制御系，ＥＣＣＳ等の緩和機能が喪失し，直接炉心損傷に至る可能性がある。 ・燃料プールのスロッシングによるプール水の溢水及び全交流動力電源喪失による燃料プール冷却系の機能喪失に伴うプール水の蒸発により，燃料プールの水位が低下する。 ・モニタリング・ポストの監視機能が喪失する可能性がある。 ・保管している危険物による火災の発生の可能性がある。 ・斜面の崩壊，地盤の陥没等によりアクセスルートの通行が困難となり，事故の対策に影響を及ぼす可能性がある。 【主な対応】 ・可搬型重大事故等対処設備等によるプラント状況の把握，給電及び注水を行う。 ・モニタリング・ポストが使用できない場合は，可搬式モニタリング・ポストにより測定及び監視を行う。 ・火災が発生した場合は，化学消防自動車等の消火設備による消火を行う。 ・屋外アクセスルート上に通行不能の影響がある場合は，重機により仮復旧を行う。		

第３表　大規模損壊へ至る可能性のある自然現象（１／２）

自然現象	重大事故等対策で想定していない 事故シーケンス（大規模損壊）	重大事故等対策で想定している 事故シーケンス	設計基準事故で想定している 事故シーケンス
地震	・外部電源喪失＋原子炉格納容器損傷 ・外部電源喪失＋原子炉圧力容器損傷 ・外部電源喪失＋原子炉建物損傷 ・外部電源喪失＋制御室建物損傷 ・外部電源喪失＋廃棄物処理建物損傷 ・外部電源喪失＋Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ ・外部電源喪失＋計装・制御系喪失 ・外部電源喪失＋格納容器バイパス	・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ） ＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗 ・冷却材喪失（中小破断ＬＯＣＡ） ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・冷却材喪失（中小破断ＬＯＣＡ） ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ・全交流動力電源喪失	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失 ・大破断ＬＯＣＡ
津波	・直接炉心損傷に至る事象 （全交流動力電源喪失＋直流電源喪失 ＋計装・制御系喪失）	・補機冷却系喪失	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失
地震と津波の重畳	・外部電源喪失＋原子炉格納容器損傷 ・外部電源喪失＋原子炉圧力容器損傷 ・外部電源喪失＋原子炉建物損傷 ・外部電源喪失＋制御室建物損傷 ・外部電源喪失＋廃棄物処理建物損傷 ・外部電源喪失＋Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ ・外部電源喪失＋計装・制御系喪失 ・外部電源喪失＋格納容器バイパス ・全交流動力電源喪失＋直流電源喪失 ＋Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ＋計装・制御系喪失	・冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ） ＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗 ＋低圧炉心冷却失敗 ・冷却材喪失（中小破断ＬＯＣＡ） ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗 ・冷却材喪失（中小破断ＬＯＣＡ） ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗 ・全交流動力電源喪失 ・補機冷却系喪失	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失 ・大破断ＬＯＣＡ
竜巻	なし	・補機冷却系喪失 ・全交流動力電源喪失	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失
凍結	なし	・全交流動力電源喪失	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失
積雪	・全交流動力電源喪失＋計装・制御系喪失	・全交流動力電源喪失 ・補機冷却系喪失	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失

第３表　大規模損壊へ至る可能性のある自然現象（２／２）

自然現象	重大事故等対策で想定していない 事故シーケンス（大規模損壊）	重大事故等対策で想定している 事故シーケンス	設計基準事故で想定している 事故シーケンス
落雷	・外部電源喪失＋計装・制御系喪失	・補機冷却系喪失	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失
地滑り ・土石流	なし	なし	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失
火山の影響	・全交流動力電源喪失＋計装・制御系喪失	・補機冷却系喪失 ・全交流動力電源喪失	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失
森林火災	なし	なし	・通常停止／緊急停止等 ・外部電源喪失
隕石	（地震，津波又は大型航空機の衝突に同じ）		

① 外部事象の収集

発電用原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある外部事象を網羅的に収集するため，国内外の基準等で示されている外部事象を参考に 55 事象を収集。

↓

② 個別の事象に対する発電用原子炉施設の安全性への影響度評価（起因事象の特定）

収集した各自然現象について，設計基準を超えるような非常に過酷な状況を想定した場合に，発電用原子炉施設の安全性が損なわれる可能性について評価を実施し，発生し得るプラント状態（起因事象）を特定。

↓

③ 特に発電用原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある自然現象の選定

②の影響度評価により，そもそも島根原子力発電所において発生する可能性があるか，非常に過酷な状況を想定した場合，発電用原子炉施設の安全性が損なわれる可能性があるか，影響度の大きさから代表事象による評価が可能かといった観点で，特に発電用原子炉施設の安全性に影響を与える可能性がある事象を下記のとおり選定。

- 地震
- 津波
- 地震と津波の重畳
- 竜巻
- 凍結
- 積雪
- 落雷
- 地滑り・土石流
- 火山の影響
- 森林火災
- 隕石

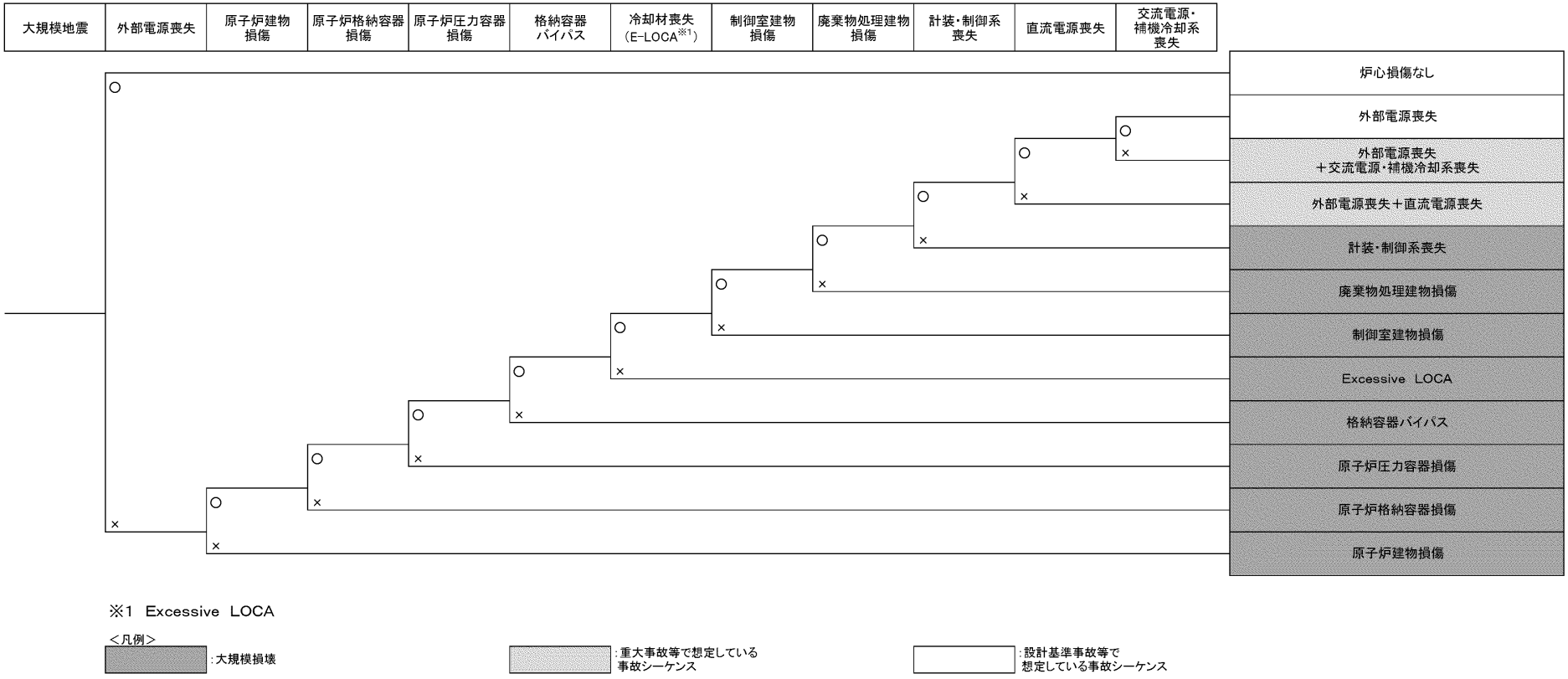
↓

④ ケーススタディの対象シナリオ選定

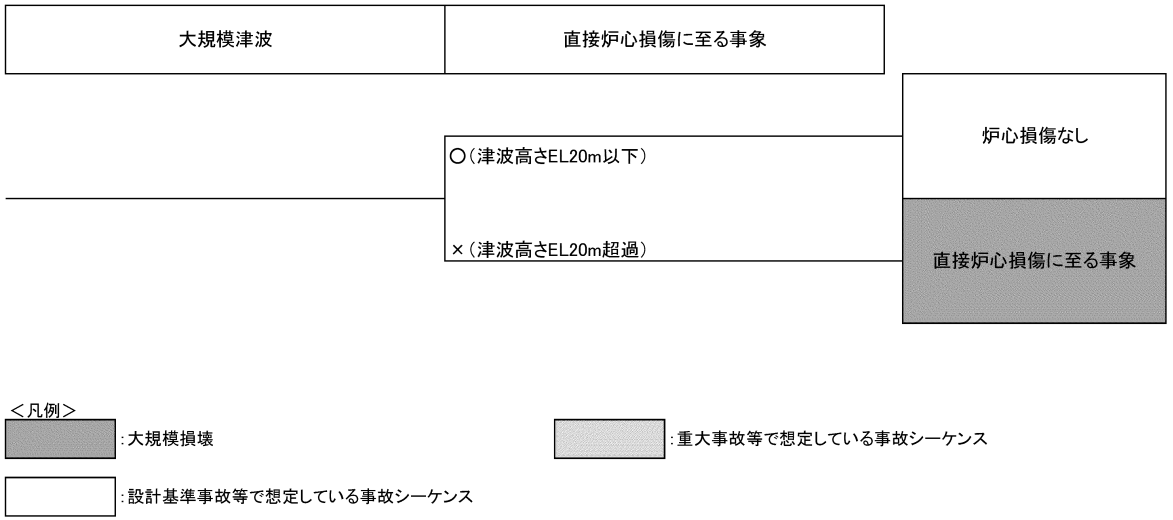
上記で選定された事象の発電用原子炉施設への影響について，重大事故等対策で想定している事故シーケンスに包含されないものを抽出し，さらに他事象での想定シナリオによる代表性を考慮して，大規模損壊のケーススタディの対象とするシナリオを選定。

- 地震
- 津波
- 地震と津波の重畳

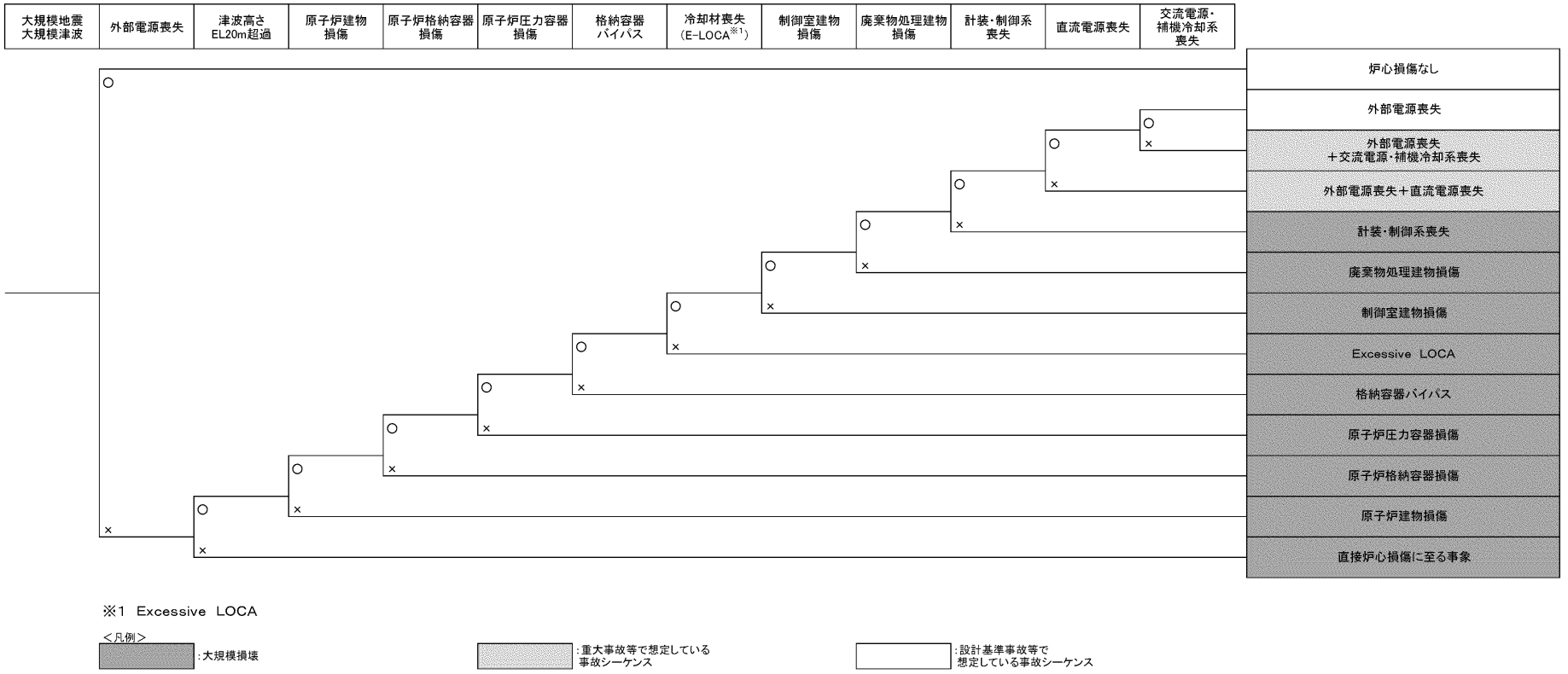
第１図　大規模損壊を発生させる可能性のある自然現象の検討プロセスの概要



第２図(1)　大規模な自然災害（地震）により生じ得る発電用原子炉施設の状況



第２図(2)　大規模な自然災害（津波）により生じ得る発電用原子炉施設の状況



第２図(3)　大規模な自然災害（地震と津波の重畳）により生じ得る発電用原子炉施設の状況

(3)　大規模損壊発生時の対応手順書の整備及びその対応操作

大規模損壊では，重大事故等時に比べて発電用原子炉施設が受ける影響及び被害の程度が大きく，その被害範囲は広範囲で不確定なものと想定され，あらかじめシナリオを設定して対応することが困難であると考えられることから，緊急時対策本部における情報収集，運転員が実施する発電用原子炉施設の操作に対する支援が重要となる。

大規模損壊の対応に当たっては，発電所外への放射性物質放出の防止及び抑制を最優先として，次に示す各項目を優先実施事項とする。技術的能力に係る審査基準の該当項目との関係を第４表に示す。

＜炉心の著しい損傷を緩和するための対策＞

・炉心の著しい損傷を緩和するための原子炉停止と発電用原子炉への注水

＜原子炉格納容器の破損を緩和するための対策＞

・炉心損傷回避，著しい炉心損傷緩和が困難な場合の原子炉格納容器からの除熱と原子炉格納容器の破損回避

＜燃料プールの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策＞

・燃料プールの水位異常低下時のプールへの注水

＜放射性物質の放出を低減するための対策＞

・水素爆発による原子炉建物の損傷を防止するための対策
・放射性物質放出の可能性がある場合の原子炉建物への放水による拡散抑制

＜大規模な火災が発生した場合における消火活動＞

・消火活動

＜その他の対策＞

・要員の安全確保
・対応に必要なアクセスルートの確保
・電源及び水源の確保並びに燃料補給
・人命救助

ａ．大規模損壊発生時の対応手順書の適用条件と対応フロー

大規模損壊発生時は，発電用原子炉施設の状況把握が困難で事故対応の判断ができない場合は，プラント状態が悪化した等の安全側に判断した措置をとるように対応フローを整備する。また，大規模損壊発生時に使用す

る手順書を有効，かつ効果的に使用するため，対応手順書において適用開始条件を明確化するとともに，対応フローを明示することにより必要な個別戦略への移行基準を明確化する。

大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生について，緊急地震速報，大津波警報，外部からの情報連絡，衝撃音，衝突音等により検知した場合，中央制御室の状況，プラント状態の大まかな確認及び把握（火災発生の有無，建物の損壊状況等）を行うとともに，大規模損壊の発生（又は発生が疑われる場合）の判断を原子力防災管理者又は当直副長が行う。また，原子力防災管理者又は当直副長が以下の適用開始条件に該当すると判断した場合は，大規模損壊時に対応する手順に基づく事故の進展防止及び影響を緩和するための活動を開始する。

a) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより発電用原子炉施設が以下のいずれかの状態となった場合又は疑われる場合
- ・プラント監視機能又は制御機能の喪失によりプラント状態把握に支障が発生した場合（中央制御室の機能喪失を含む。）
- ・燃料プールの損傷により水の漏えいが発生し，燃料プールの水位が維持できない場合
- ・炉心冷却機能及び放射性物質閉じ込め機能に影響を与える可能性があるような大規模な損壊（建物損壊に伴う広範囲な機能喪失等）が発生した場合
- ・大型航空機の衝突による大規模な火災が発生した場合

b) 原子力防災管理者が大規模損壊に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合※

c) 当直副長が大規模損壊に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合※

※：大規模損壊に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合とは，重大事故等時に期待する設備等が機能喪失し，事故の進展防止及び影響緩和が必要と判断した場合をいう。

緊急時対策本部は，発電用原子炉施設の影響予測を行い，その結果を基に各班の責任者は必要となる対応を予想して先行的に準備を行う。

緊急時対策本部長は，これらの情報を収集し，発電所全体の対応について総括的な責任を負う。

非常招集を行った場合，緊急時対策要員及び自衛消防隊は，緊急時対策

所へ移動する。ただし，緊急時対策所が使用できない場合は，屋内の利用できる施設を緊急時対策所として利用する。

発電所全体の状態を把握するための「プラント状態確認チェックシート」及び対応操作の優先順位付けや対策決定の判断を行うための緊急時対策本部で使用する対応フローを整備する。この対応フローは，事故時操作要領書，原子力災害対策手順書等の相互関係の概略をまとめ，全体像を把握するツールとして緊急時対策本部の運営を支援するために整備するものであり，具体的な操作手順は個別の手順書等に記載する。また，ｂ．(b)項から(o)項の手順（第５表から第18表）の中で使用することを想定している設備については，チェックシートの項目に盛り込むこととしている。

対応操作の優先順位付けや実施の判断は，一義的に緊急時対策本部長が行う。大規模損壊時の対応に当たっては，次に掲げる(a)，(b)項を実施する。

当直副長又は対応操作の責任者が実施した監視や操作については，緊急時対策本部に報告し，各班の責任者（統括又は班長）は，その時点における人的リソースや資機材の確保状況，対応の優先順位付け等を判断し，必要な支援や対応を行う。

また，重大事故等時に対処するために直接監視することが必要なパラメータが中央制御室及び緊急時対策所のいずれでも確認できない場合は，放射線測定器，可搬型直流電源設備，可搬型計測器等の代替の監視手段と無線通信設備等の通信連絡設備を準備し，アクセスルートが確保され次第，パラメータ監視のための当直（運転員），緊急時対策要員等を現場に出動させ，まず外からの目視による確認を行い，その後，確認できないパラメータを対象に代替監視手段を用いて可能な限り継続的なプラント状況の把握に努める。パラメータが中央制御室及び緊急時対策所において部分的に確認できる場合は，確認したパラメータを基に安全機能等の状況把握を行ったうえで，他のパラメータについては，パラメータが確認できない場合と同様の対応を行う。

初動対応での目標設定や個別戦略における判断要素として必要になる主要パラメータが採取できない場合は，判断要素として代替できる他のパラメータを採取する。採取手段の優先順位は，採取に時間を要しない中央制御室等の常設計器等の使用を第１優先とし，監視機能の喪失により採取できない場合は，補助盤室内の計器盤内にて可搬型計測器の使用を第２優先とする。補助盤室内でパラメータが採取できない場合は，現場の常設計器又は可搬型計測器を使用して採取する。

また，初動対応での目標設定や個別戦略における判断要素として必要になる主要パラメータ及び代替できる他のパラメータのいずれも採取できない場合は，まず外からの目視による確認を行い，目標設定や個別戦略の判断に最も影響を与えるパラメータから優先順位を付けて監視機能を回復さ

せ，使用可能な設備を用いて緩和措置を行う。

(a) 当面達成すべき目標の設定

緊急時対策本部は，プラント状況，対応可能な要員数，使用可能な設備，屋外の放射線量率，建物の損傷状況，火災発生状況等を把握し，チェックシートに記載したうえで，その情報を基に当面達成すべき目標を設定し，環境への放射性物質の放出低減を最優先に，優先すべき戦略を決定する。

当面達成すべき目標設定の考え方を次に示す。活動に当たっては，重大事故等に対処する要員の安全確保を最優先とする。

・第一義的目標は炉心損傷を回避するため，速やかに発電用原子炉を停止し，注水することである。炉心損傷に至った場合においても発電用原子炉への注水は必要となる。
・炉心損傷が回避できない場合は，原子炉格納容器の破損を回避する。
・燃料プールの水位が低下している場合は，速やかに注水する。
・これらの努力を最大限行った場合においても，炉心損傷かつ原子炉格納容器の破損又は燃料プール水位の異常低下の回避が困難な場合は放射性物質の拡散抑制を行う。

これらの目標は，複数の目標を同時に設定するケースも想定される。また，プラント状況に応じて，設定する目標も随時見直していくこととする。

(b) 個別戦略を選択するための判断フロー

緊急時対策本部は，(a)項で決定した目標設定に基づき，個別戦略を実施する。設定目標と実施する個別戦略の考え方を次に示す。

ⅰ　設定目標：炉心損傷回避のための原子炉圧力容器への注水

発電用原子炉の「止める」，「冷やす」機能を優先的に実施する。

ⅱ　設定目標：原子炉格納容器の破損回避

基本的に炉心損傷が発生した場合においても，原子炉圧力容器への注水は継続して必要となるが，使用可能な設備や対応可能要員の観点から，一時的に原子炉格納容器の破損回避の対応を優先せざるを得ない状況になることが想定される。この際に「閉じ込め」機能を維持するための個別戦略を実施する。原子炉格納容器の損傷が発生し，原子炉建物内に放射性物質が漏えいする状況が想定される場合は，放射性物質拡散抑制戦略を実施する。

ⅲ　設定目標：燃料プール水位確保

燃料プール内の燃料の冷却のための個別戦略を実施する。

燃料プール内の燃料損傷が発生し，原子炉建物内の放射性物質濃度が上昇する状況が想定される場合は，放射性物質拡散抑制戦略を実施する。

ⅳ　設定目標：放射性物質拡散抑制

炉心損傷が発生するとともに原子炉圧力容器への注水が行えない場合，燃料プール水位の低下が継続している場合又は原子炉建物が損傷している場合は，放射性物質拡散抑制戦略を実施する。

（添付資料 2.1.11，2.1.12 参照）

第４表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（１／８）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
炉心の著しい損傷を緩和するための対策	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制	原子炉緊急停止（原子炉スクラム）ができない事象（以下「ＡＴＷＳ」という。）が発生した場合，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）又は原子炉再循環ポンプの手動停止操作により，原子炉出力を抑制する。	第１項（1.1）
	ほう酸水注入	ＡＴＷＳが発生した場合，ほう酸水を注入することにより未臨界とする。	
	制御棒挿入	ＡＴＷＳが発生した場合，原子炉手動スクラム又はＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒全挿入が確認できない場合，手動操作による制御棒挿入を行う。	
	原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制	ＡＴＷＳが発生した場合，原子炉水位を低下させることにより原子炉出力を抑制する。	
	現場手動操作による高圧原子炉代替注水系起動	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失した場合において，中央制御室からの操作により高圧原子炉代替注水系を起動できない場合，現場での人力による弁の操作により高圧原子炉代替注水系を起動し，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を実施する。	第３項，第４項（1.2）
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を発電用原子炉の冷却に使用できない場合において，高圧原子炉代替注水系を起動できない場合，現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し，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を実施する。	
	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水	高圧炉心スプレイ系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失時において，高圧原子炉代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル３）以上に維持できない場合，ほう酸水貯蔵タンクを水源とした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を実施する。	
	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	高圧炉心スプレイ系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失時において，高圧原子炉代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル３）以上に維持できない場合，電源及び原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）により冷却水を確保し，復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水を実施する。	

第４表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（２／８）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
炉心の著しい損傷を緩和するための対策	原子炉減圧操作	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって，低圧の注水機能を働かせるために，自動減圧系，原子炉減圧の自動化又は逃がし安全弁若しくはタービンバイパス弁を使用した中央制御室からの手動操作により発電用原子炉を減圧する。	第３項，第４項（1.3）
	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合，可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し，逃がし安全弁を開放して，発電用原子炉を減圧する。	
	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合，補助盤室にて逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）を接続し，逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。	
	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合，ＡＤＳ仮設電源接続中継端子箱にて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）を接続し，逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。	
	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なしＡ及びＪ）の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給し，逃がし安全弁（自動減圧機能なしＡ及びＪ）を開放して発電用原子炉を減圧する。	
	逃がし安全弁窒素ガス供給系による背圧対策	想定される重大事故等の環境条件を考慮して，原子炉格納容器内の圧力 853kPa[gage]において確実に逃がし安全弁を作動させることができるように，逃がし安全弁窒素ガス供給系の供給圧力を調整する。	
	逃がし安全弁窒素ガス供給系による逃がし安全弁駆動源確保	窒素ガス制御系からの作動窒素ガスの供給が喪失し，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給圧力が低下した場合，供給源が逃がし安全弁用窒素ガスボンベに自動で切り替わることで，逃がし弁の駆動源を確保する。	

第４表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（３／８）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
炉心の著しい損傷を緩和するための対策	低圧代替注水	常設の原子炉圧力容器への注水設備による注水機能が喪失した場合，低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水について，同時並行で注水準備を開始する。 また，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は，低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），復水輸送系及び消火系の手段のうち，低圧で原子炉圧力容器へ注水可能な系統１系統以上が起動し，注水のための系統構成が完了した時点で，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し，原子炉圧力容器への注水を開始する。原子炉圧力容器への注水に使用する手段は，準備が完了した手段のうち，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）の順で選択する。 なお，原子炉圧力容器内の水位が不明になる等，発電用原子炉を満水にする必要がある場合は，上記手段に加え復水・給水系，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水モード）を使用し原子炉圧力容器への注水を実施する。	第３項，第４項（1.4）
	復水・給水系復旧による原子炉冷却	低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），復水輸送系及び消火系が発電用原子炉の冷却に使用できない場合，復水・給水系を復旧させて発電用原子炉を冷却する。	
原子炉格納容器の破損を緩和するための対策	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器の不活性化	炉心の著しい損傷が発生し，原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇した場合に原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減させるため，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器内へ窒素ガスを供給する。	第３項，第４項（1.9）
	原子炉格納容器の水素ガス及び酸素ガスの排出	炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し，ジルコニウム－水反応，水の放射線分解等により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合，格納容器フィルタベント系を使用した格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。	

第４表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（４／８）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
原子炉格納容器の破損を緩和するための対策	原子炉補機代替冷却系による除熱	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の機能が喪失した場合，原子炉補機冷却系の系統構成を行い，原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を供給する。	第３項，第４項（1.5）
	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，残留熱代替除去系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。	
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，格納容器フィルタベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。	
	耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，耐圧強化ベントラインにより最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。	
	格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイ	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合，格納容器代替スプレイ系（常設）により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。	第３項，第４項（1.6）
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。	
	復水輸送系による格納容器スプレイ	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合，復水輸送系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。	
	消火系による格納容器スプレイ	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合，消火系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。	
	残留熱代替除去系による原子炉過圧破損の防止	炉心の著しい損傷が発生した場合，残留熱代替除去系の運転により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。	第３項，第４項（1.7）
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の過圧破損の防止	炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系の機能が喪失した場合及び残留熱代替除去系の運転が期待できない場合，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施し，原子炉格納容器の過圧破損を防止する。	

第４表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（５／８）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
原子炉格納容器の破損を緩和するための対策	ペデスタル代替注水系（常設）によるデブリ冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，ペデスタル代替注水系（常設）により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する。	第３項，第４項（1.8）
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるデブリ冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する。	
	ペデスタル代替注水系（可搬型）によるデブリ冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，ペデスタル代替注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する。	
	復水輸送系によるデブリ冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，復水輸送系により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する。	
	消火系によるデブリ冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，消火系により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する。	
燃料プールの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策	燃料プールスプレイ	燃料プール内の燃料体等は，ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵しているため，未臨界は維持されている。燃料プールからの大量の水の漏えいにより，燃料プールの水位が異常に低下し，燃料プール注水設備による注水を実施しても水位を維持できない場合に，大量送水車により常設スプレイヘッダを使用したスプレイを実施することで，燃料損傷を緩和し，臨界を防止する。また，この場合に，外的要因（航空機衝突又は竜巻等）により，常設スプレイヘッダの機能が喪失した場合には，可搬型スプレイノズルを使用したスプレイを実施することで，燃料損傷を緩和し，臨界を防止する。	第３項，第４項（1.11）
	消火系による燃料プールへの注水	燃料プールの冷却機能若しくは注水機能の喪失又は燃料プールからの水の漏えい若しくはその他の要因により燃料プールの水位が低下した場合，消火系の電源復旧が実施可能な場合において，補助消火水槽又はろ過水タンクを水源とし，消火系によりスキマサージタンクに補給し，逆流（オーバーフロー）させることで燃料プールへ注水する。	

第４表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（６／８）

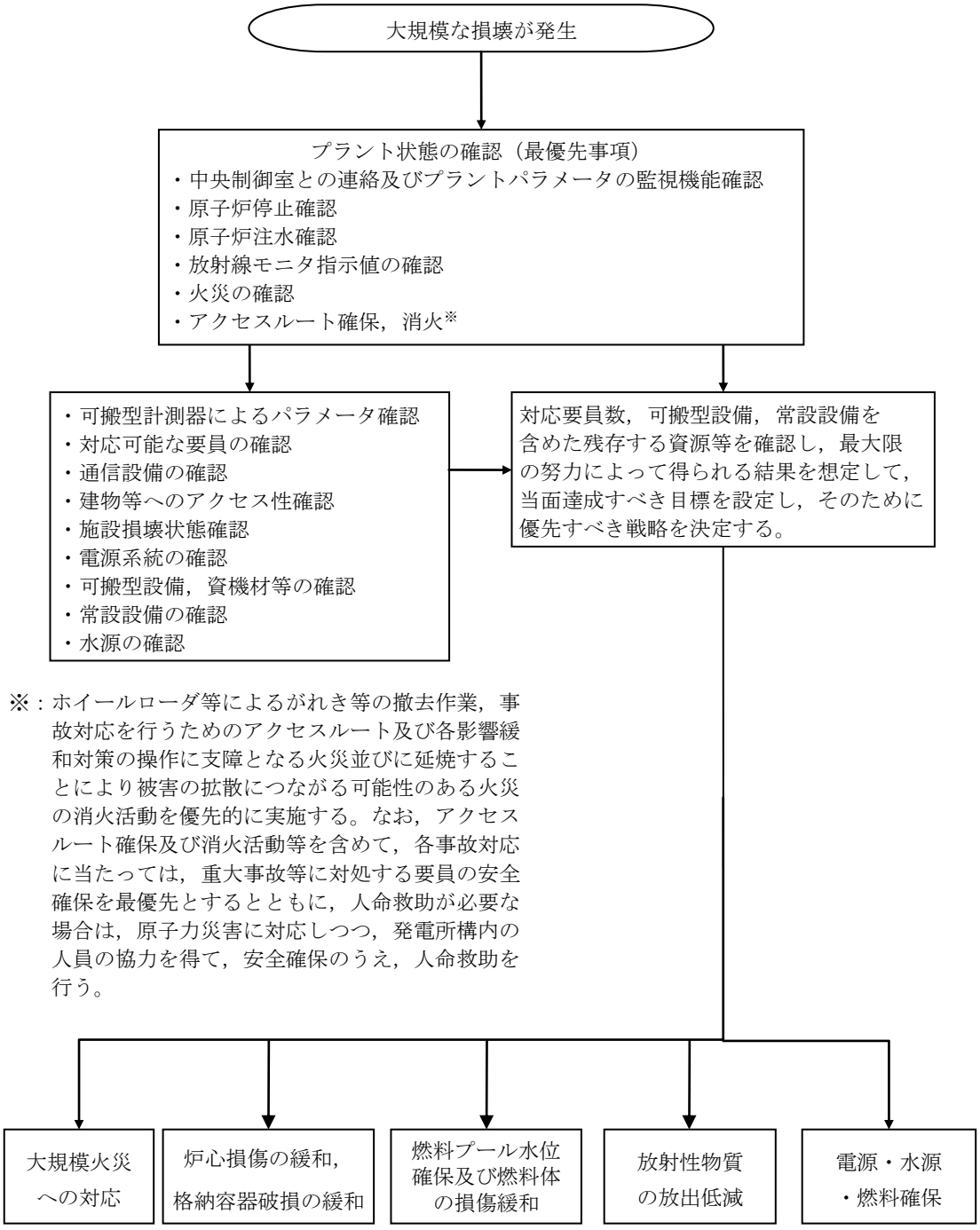
対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
放射性物質の放出を低減するための対策	原子炉ウェル注水	炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉ウェル代替注水系により原子炉ウェルに注水することで原子炉格納容器頂部を冷却し，原子炉格納容器から原子炉建物への水素ガス漏えいを抑制する。	第３項，第４項（1.10）
	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放による水素の排出	炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉建物内の水素濃度が可燃限界に達する前に，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを開放することにより，原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）天井部に滞留した水素ガスを大気へ排出し，原子炉建物の水素爆発を防止する。	
	大型送水ポンプ車及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損のおそれ又は燃料プールの燃料体等の著しい損傷のおそれにより原子炉建物から直接放射性物質が拡散する場合，大型送水ポンプ車及び放水砲により原子炉建物に海水を放水し，大気への放射性物質の拡散を抑制する。	第３項，第４項（1.12）
	放射性物質吸着材及びシルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制	放水により放射性物質を含む汚染水が発生した場合，防波壁の内側で放射性物質吸着材を設置することにより，汚染水の海洋への放射性物質の拡散を抑制する。また，放射性物質を含む汚染水は雨水排水路及び２号炉放水接合槽を通って海へ流れ出すため，シルトフェンスを設置することで，海洋への放射性物質の拡散を抑制する。	
大規模な火災が発生した場合における消火活動	消火活動	大規模な火災が発生した場合，放水砲，大型送水ポンプ車，小型動力ポンプ付水槽車，小型放水砲及び化学消防自動車による泡消火並びに延焼防止のための消火を行う。	第２項（2.1）
対応に必要なアクセスルートの確保	アクセスルートの確保	大規模損壊発生時に可搬型設備の輸送や要員の移動の妨げとなるアクセスルート上の障害が発生した場合，がれきの撤去，道路段差の解消，堆積土砂の撤去，火災の消火及びその他のアクセスルートの確保の活動を行う。	第１項，第２項（2.1）

第４表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（７／８）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
電源確保	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	外部電源及び非常用交流電源設備による給電が見込めない場合，非常用高圧母線Ｄ系及び非常用高圧母線Ｃ系の順に復旧し，常設代替交流電源設備から非常用所内電気設備へ給電する。（緊急用メタクラを経由するため，代替所内電気設備への給電も同時に行われる。）	第３項，第４項（1.14） 第３項，第４項（1.15）
	可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	外部電源，非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備及び号炉間電力融通ケーブルによる非常用高圧母線Ｃ系及び非常用高圧母線Ｄ系への給電が見込めない場合，可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車）を高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側），高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）又は緊急用メタクラ接続プラグ盤に接続し，非常用高圧母線Ｃ系又は非常用高圧母線Ｄ系へ給電する。	
	号炉間電力融通ケーブルによる電力融通	当該号炉で外部電源，非常用交流電源設備及び常設代替交流電源設備による非常用高圧母線Ｃ系及び非常用高圧母線Ｄ系への給電が見込めない場合，号炉間電力融通ケーブルを使用して他号炉の非常用高圧母線から当該号炉の非常用高圧母線Ｃ系又は非常用高圧母線Ｄ系までの電路を構成し，他号炉から給電する。	
	可搬型直流電源設備による直流盤への給電	外部電源及び非常用交流電源設備の機能喪失時に，常設代替交流電源設備，号炉間電力融通ケーブル及び可搬型代替交流電源設備による交流入力電源の復旧が見込めない場合，可搬型直流電源設備（高圧発電機車，Ｂ１－115V 系充電器（ＳＡ），ＳＡ用 115V 系充電器，230V 系充電器（常用））により直流電源を接続し，Ｂ－115V 系直流盤（ＳＡ），ＳＡ対策設備用分電盤（２），230V 系直流盤（ＲＣＩＣ）へ給電する。	
	直流給電車による直流盤への給電	外部電源及び非常用交流電源設備の機能喪失時に，所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備が機能喪失した場合で，かつ可搬型直流電源設備（高圧発電機車，Ｂ１－115V 系充電器（ＳＡ），ＳＡ用 115V 系充電器，230V 系充電器（常用））による直流電源の給電ができない場合に，直流給電車をＢ－115V 系直流盤，230V 系直流盤（ＲＣＩＣ），Ｂ－115V 系直流盤（ＳＡ）及び 230V 系直流盤（常用）に接続し，直流電源を給電する。	

第４表　大規模損壊発生時の対応操作一覧（８／８）

対応操作		内　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
電源確保	代替所内電気設備による給電	蓄電池及び代替電源（交流，直流）からの給電が困難となり，中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合，可搬型計測器により計測又は監視を行う。非常用所内電気設備の３系統全てが同時に機能喪失した場合，又は代替所内電気設備に接続する重大事故等対処設備が必要な場合に，代替所内電気設備により，炉心の著しい損傷等を防止するために必要な設備へ給電する。	第３項，第４項（1.14） 第３項，第４項（1.15）
水源確保	低圧原子炉代替注水槽への補給	低圧原子炉代替注水槽を水源として低圧原子炉代替注水ポンプにより各種注水する場合，低圧原子炉代替注水槽の水が枯渇する前に輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽に補給する。	第３項，第４項（1.13）
燃料確保	燃料給油	可搬型重大事故等対処設備等への給油を行う。	第１項（1.14）



第３図　大規模損壊発生時の対応全体概略フロー
（プラント状況把握が困難な場合）

b．大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書

大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合に対応する手順については，(a)項に示す５つの活動を行うための手順を網羅する。

また，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

なお，プラントパラメータの採取手段の優先順位は，採取に時間を要しない中央制御室等の常設計器等の使用を第１優先とし，監視機能の喪失により採取できない場合は，補助盤室内の計器盤内にて可搬型計測器の使用を第２優先とする。

補助盤室内でパラメータが採取できない場合は，現場の常設計器又は可搬型計測器を使用して採取する。

技術的能力に係る審査基準1.2から1.14における重大事故等対処設備と整備する手順を(b)項から(n)項に示す。なお，大規模損壊に特化した手順を(o)項に示す。

(a) ５つの活動又は緩和対策を行うための手順書

i 大規模な火災が発生した場合における消火活動に関する手順等

大規模損壊発生時に大規模な火災が発生した場合における消火活動として，故意による大型航空機の衝突による大規模な航空機燃料火災を想定し，放水砲等を用いた泡消火についての手順書を整備する。

また，地震及び津波のような大規模な自然災害においては，施設内の油タンク火災等の複数の危険物内包設備の火災が発生した場合においても，同様な対応が可能なように多様な消火手段を整備する。

大型航空機の衝突による大規模な火災が発生した場合における対応手段の優先順位は，放水砲等を用いた泡消火について速やかに準備するとともに，早期に準備が可能な小型放水砲，小型動力ポンプ付水槽車及び化学消防自動車による泡消火並びに延焼防止のための消火を実施する。

地震により建物内部に火災が発生した場合において，屋外に配備する可搬型重大事故等対処設備は火災の影響を受けないと考えられるため，これらの設備を中心とした事故対応を行うことが可能である。なお，当該の対応において，事故対応を行うためのアクセスルート又は操作箇所での復旧活動に支障となる火災が発生している場合は，消火活動を速やかに実施し，操作箇所までのアクセスルート等を確保する。具体的には，次の手順で対応を行う。

a) アクセスルートに障害がない箇所があれば，その箇所を使用する。

b)　複数の操作箇所のいずれもがアクセスルートに障害がある場合，最もアクセスルートを確保しやすい箇所を優先的に確保する。

c)　a)及びb)いずれの場合も，予備としてもう１つの操作箇所へのアクセスルートを確保する。

消火活動を行うに当たっては，火災発見の都度，次に示すa)からd)の区分を基本に消火活動の優先度を判定し，優先度の高い火災より順次消火活動を実施する。

a)　アクセスルート及び操作箇所の確保のための消火
・アクセスルート確保
・車両及びホースルートの設置エリアの確保
（初期消火に用いる化学消防自動車等又は小型放水砲等）

b)　原子力安全の確保のための消火
・重大事故等対処設備が設置された建物，放射性物質内包の建物
・可搬型重大事故等対処設備の屋外接続箇所及び設置エリアの確保
・大型送水ポンプ車，ホースルート及び放水砲の設置エリアの確保

c)　火災の波及性が考えられ，事故収束に向けて原子力安全に影響を与える可能性がある火災の消火
・可搬型重大事故等対処設備の複数の屋外接続箇所及び設置エリアの確保

d)　その他火災の消火
a)からc)以外の火災は，対応可能な段階になってから，可能な範囲で消火する。

建物内外ともに上記の考え方を基本に消火するが，大型航空機衝突による建物内の大規模な火災時は，入域可能な状態になってから消火活動を実施する。

消火活動に当たっては，現場間及び現場と緊急時対策本部間では無線通信設備を使用し，連絡を密にする。無線通信設備での連絡が困難な建物内において火災が発生している場合には，複数ある別の対応手

段を選択して事故対応を試みるとともに，火災に対しては連絡要員を配置する等により外部との通信ルート及び自衛消防隊の安全を確保したうえで，対応可能な範囲の消火活動を行う。

また，自衛消防隊以外の緊急時対策要員が消火活動の支援を行う場合は，緊急時対策本部の火災対応の指揮命令系統の下で活動する自衛消防隊の指揮下で活動する。

ii　炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷を緩和するための対応手段は次のとおりとする。

・原子炉停止機能が喪失した場合は，原子炉手動スクラム，原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制，ほう酸水注入，ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）又は手動挿入による制御棒緊急挿入及び原子炉水位低下による原子炉出力抑制を試みる。
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時において，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の故障により発電用原子炉の冷却が行えない場合に，高圧原子炉代替注水系により発電用原子炉を冷却する。
全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失により発電用原子炉の冷却が行えない場合は，常設代替直流電源設備より給電される高圧原子炉代替注水系による発電用原子炉の冷却又は原子炉隔離時冷却系の現場起動により発電用原子炉の冷却を試みる。
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に注水機能が喪失している状態において，原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に期待している注水機能が使用できる場合は，逃がし安全弁による原子炉減圧操作を行う。
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時において原子炉冷却材喪失事象が発生している場合は，残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系を優先し，全交流動力電源喪失により発電用原子炉の冷却が行えない場合は，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉を冷却する。

iii　原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順等

原子炉格納容器の破損を緩和するための対応手段は次のとおりとする。

・残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障又は全交流動力電源喪失により機能喪失した場合は，格納容器代替スプレイ系（常設），消火系，復水輸送系，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

・最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は，原子炉補機代替冷却系によりサプレッション・チェンバから最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するため，格納容器フィルタベント系により，原子炉格納容器内の減圧及び除熱を行う。
・炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，残留熱代替除去系により原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。
・炉心の著しい損傷が発生した場合において，ＭＣＣＩや溶融炉心と原子炉格納容器バウンダリの接触による原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉格納容器下部への注水を行う。
・原子炉格納容器内に水素ガスが放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するためにプラント運転中の原子炉格納容器内は不活性ガス（窒素）置換により原子炉格納容器内雰囲気を不活性化した状態になっているが，炉心の著しい損傷が発生し，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等による水素ガス及び酸素ガスの発生によって水素濃度が可燃限界を超えるおそれがある場合は，可燃性ガス濃度制御系による水素ガス又は酸素ガスの濃度を抑制する。また，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器への窒素注入を行うことで酸素濃度を抑制し，さらに，格納容器フィルタベント系により水素ガス及び酸素ガスを原子炉格納容器外に排出する手段を有している。

ⅳ　燃料プールの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

燃料プール内の燃料体等は，ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵しているため，未臨界は維持されている。燃料プールの水位を確保するための対応手段及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対応手段は次のとおりとする。

・燃料プールの状態を監視するため，燃料プール水位（ＳＡ），燃料プール水位・温度（ＳＡ），燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）（ＳＡ）及び燃料プール監視カメラ（ＳＡ）を使用する。
・燃料プールの注水機能の喪失又は燃料プールからの水の漏えい，その他の要因により燃料プールの水位が低下した場合は，燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ），燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）及び消火系により燃料プールへ注水することにより，燃料プール内の燃料体等を冷却し，放射線を遮蔽し，臨界を防止する。

・燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により燃料プールの水位維持が行えない場合，燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）又は燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールスプレイを実施することで，燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止するとともに，環境への放射性物質の放出を可能な限り低減させる。
・原子炉建物の損壊又は放射線量率の上昇により原子炉建物に近づけない場合は，放水砲により燃料体の著しい損傷の進行を緩和する。

v　放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順等

放射性物質の放出を低減するための対応手段は次のとおりとする。

・原子炉建物から直接放射性物質が拡散する場合，大型送水ポンプ車，放水砲により原子炉建物に海水を放水し，大気への放射性物質の拡散を抑制する。
・その際，防波壁の内側で放射性物質吸着材を設置することにより汚染水の海洋への拡散抑制を行う。
・放水することで放射性物質を含む汚染水が雨水排水路及び２号炉放水接合槽から海へ流れ出すためシルトフェンスを設置することで，海洋への拡散範囲を抑制する。
・また，シルトフェンスの設置が困難な状況（大津波警報や津波警報が出ている状況等）である場合，大津波警報又は津波警報等が解除された後にシルトフェンスの設置を開始する。

(b)　「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」

i　重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は，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圧力容器への注水機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，発電用原子炉を冷却する対処設備及び手順を整備する。

ii　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における発

電用原子炉を冷却するための手順の例を次に示す（第５表参照）。

・原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失した場合において，中央制御室からの操作により高圧原子炉代替注水系を起動できない場合，現場での人力による弁の操作により高圧原子炉代替注水系を起動し，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を実施する。

・全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を発電用原子炉の冷却に使用できない場合において，高圧原子炉代替注水系が起動できない場合，現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し，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を実施する。

・高圧炉心スプレイ系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失において，高圧原子炉代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル３）以上に維持できない場合，ほう酸水貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注水を実施する。

・高圧炉心スプレイ系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失において，高圧原子炉代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル３）以上に維持できない場合は，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）により冷却水を確保し，復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水を実施する。

第５表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.2）
（１／６）

（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却ポンプ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 主蒸気系　配管 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁・ストレーナ 原子炉浄化系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ 非常用交流電源設備※1	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書（徴候ベース） 「水位確保」等
			サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 所内常設蓄電式直流電源設備※1	重大事故等対処設備	
		高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却	高圧炉心スプレイ・ポンプ 高圧炉心スプレイ系　配管・弁・ストレーナ・スパージャ 高圧炉心スプレイ補機冷却系 非常用交流電源設備※1	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書（徴候ベース） 「水位確保」等
			サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	

※1：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第５表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.2）
（２／６）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	高圧原子炉代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却	高圧原子炉代替注水ポンプ サプレッション・チェンバ 高圧原子炉代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系　配管 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 高圧原子炉代替注水系（注水系）　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁 原子炉浄化系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備※1 可搬型直流電源設備※1 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」
		高圧原子炉代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却	高圧原子炉代替注水ポンプ サプレッション・チェンバ 高圧原子炉代替注水系（蒸気系）　配管・弁 主蒸気系　配管 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 高圧原子炉代替注水系（注水系）　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁 原子炉浄化系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」

※1：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第５表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.2）
（３／６）
（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 常設直流電源系統	原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却ポンプ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 主蒸気系　配管 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁 ・ストレーナ 原子炉浄化系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＲＣＩＣによる原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「原子炉隔離時冷却系排水処理」
			サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	
			水中ポンプ ホース 仮設発電機 燃料補給設備※1	自主対策設備	
	全交流動力電源	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	原子炉隔離時冷却ポンプ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 主蒸気系　配管 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁 ・ストレーナ 原子炉浄化系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等
			サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 所内常設蓄電式直流電源設備※1 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1	重大事故等対処設備	
		可搬型直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	原子炉隔離時冷却ポンプ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 主蒸気系　配管 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁 ・ストレーナ 原子炉浄化系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
			サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 所内常設蓄電式直流電源設備※1 可搬型直流電源設備※1	重大事故等対処設備	

※1：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第５表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.2）
（４／６）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源	原子炉隔離時冷却系への給電 直流給電車による	原子炉隔離時冷却ポンプ サプレッション・チェンバ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 主蒸気系　配管 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁・ストレーナ 原子炉浄化系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 直流給電車及び可搬型代替交流電源設備※1 所内常設蓄電式直流電源設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「水位確保」等

※1：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第５表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.2）
（５／６）

（監視及び制御）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
監視及び制御	－	高圧原子炉代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ） 高圧原子炉代替注水流量 サプレッション・プール水位（ＳＡ）	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」
			原子炉水位（狭帯域）	自主対策設備	
		高圧原子炉代替注水系（現場起動時）の監視計器	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（可搬型計測器） 原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力（可搬型計測器）	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」
			原子炉水位（狭帯域） 高圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 高圧原子炉代替注水系タービン入口圧力 高圧原子炉代替注水系タービン排気圧力 高圧原子炉代替注水ポンプ入口圧力	自主対策設備	
		原子炉隔離時冷却系（現場起動時）の監視計器	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（可搬型計測器） 原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力（可搬型計測器）	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＲＣＩＣによる原子炉注水」
			原子炉水位（狭帯域） 原子炉隔離時冷却ポンプ入口圧力 可搬型回転計	自主対策設備	

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第５表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.2）
（６／６）

（重大事故等の進展抑制時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等の進展抑制	－	制御棒駆動水圧系による進展抑制	制御棒駆動水圧ポンプ 復水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系　配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＣＲＤによる原子炉注水」
		ほう酸水注入系による進展抑制（ほう酸水注入）	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系　配管・弁 差圧検出・ほう酸水注入系配管 （原子炉圧力容器内部） 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」
		ほう酸水注入系による進展抑制（注水）	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系　テストタンク ほう酸水注入系　配管・弁 差圧検出・ほう酸水注入系配管 （原子炉圧力容器内部） 復水輸送系 消火系 補給水系 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」

※1：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(c)　「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」

i　重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能は，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による減圧機能である。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制する。なお，損傷箇所の隔離ができない場合は，逃がし安全弁による原子炉減圧で原子炉冷却材の漏えいを抑制する。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備及び手順を整備する。

ii　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順の例を次に示す（第６表参照）。

・常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合，可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し，逃がし安全弁を開放して，発電用原子炉を減圧する。
・常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合，補助盤室にて逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用蓄電池を接続し，逃がし安全弁を開放して発電用原子炉を減圧する。
・常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により逃がし安全弁（自動減圧機能なしＡ及びＪ）の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給し，逃がし安全弁（自動減圧機能なしＡ及びＪ）を開放して発電用原子炉を減圧する。
・窒素ガス制御系からの作動窒素ガスの供給が喪失し，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給圧力が低下した場合，供給源が逃がし安全弁用窒素ガスボンベに自動で切り替わることで逃がし安全弁の機能が確保される。

第６表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.3）
（１／４）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	自動減圧系	減圧の自動化	代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能） 逃がし安全弁（自動減圧機能付きB,Mの２個） 主蒸気系　配管・クエンチャ 自動減圧起動阻止スイッチ 代替自動減圧起動阻止スイッチ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	－※1，※2
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		手動操作による減圧（逃がし安全弁）	逃がし安全弁 主蒸気系　配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ 所内常設蓄電式直流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「減圧冷却」等 事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－1」
		手動操作による減圧（タービンバイパス弁）	タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「減圧冷却」等

※１：代替自動減圧機能は運転員による操作不要の減圧機能である。
※２：自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については，「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」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

第６表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.3）
（２／４）
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	常設直流電源系統	可搬型直流電源設備による逃がし安全弁機能回復	可搬型直流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 ＳＲＶ用電源切替盤 逃がし安全弁 主蒸気系　配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「急速減圧」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）」
		主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁機能回復	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室） 逃がし安全弁 主蒸気系　配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「急速減圧」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ用蓄電池）」 原子力災害対策手順書 「蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作（補助盤室）」
		主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）による逃がし安全弁機能回復	主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物） 逃がし安全弁（自動減圧機能付きＢ，Ｍの２個） 主蒸気系　配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「急速減圧」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ用蓄電池）」 原子力災害対策手順書 「蓄電池設備による主蒸気逃がし安全弁開放操作（原子炉建物）」
		逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による減圧	逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備 逃がし安全弁（自動減圧機能なしＡ，Ｊの２個） 主蒸気系　配管・クエンチャ	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「急速減圧」 AM設備別操作要領書 「ＳＲＶＤＳによるＳＲＶ開放」 原子力災害対策手順書 「逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による主蒸気逃がし安全弁開放」
	－	逃がし安全弁窒素ガス供給系による窒素ガス確保	逃がし安全弁用窒素ガスボンベ 逃がし安全弁窒素ガス供給系　配管・弁 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ 常設代替交流電源設備※3 所内常設蓄電式直流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「急速減圧」 AM設備別操作要領書 「ＳＲＶ駆動源確保（窒素ガスボンベ）」

※1：代替自動減圧機能は運転員による操作不要の減圧機能である。
※2：自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については，「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」にて整備する。
※3：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4：原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

第６表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.3）
（３／４）
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	－	逃がし安全弁の背圧対策	逃がし安全弁用窒素ガスボンベ 逃がし安全弁窒素ガス供給系　配管・弁	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－1」 AM設備別操作要領書 「ＳＲＶ背圧対策」 原子力災害対策手順書 「窒素ガスボンベによる主蒸気逃がし安全弁背圧対策」
	常設直流電源 全交流動力電源	代替直流電源設備による復旧	可搬型直流電源設備※3	重大事故等対処設備	－※3
			直流給電車※3	自主対策設備	
		代替交流電源設備による復旧	常設代替交流電源設備※3 代替所内電気設備※3 可搬型代替交流電源設備※3	重大事故等対処設備	

※１：代替自動減圧機能は運転員による操作不要の減圧機能である。
※２：自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については，「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」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

第６表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.3）
（４／４）
（原子炉格納容器の破損防止，インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の破損防止	－	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止	逃がし安全弁 主蒸気系　配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ 所内常設蓄電式直流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－1」
インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時	－	発電用原子炉の減圧	逃がし安全弁 主蒸気系　配管・クエンチャ 逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「二次格納施設制御」等
			タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策設備	
		原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離	残留熱除去系注水弁 低圧炉心スプレイ系注水弁	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		原子炉建物原子炉棟の圧力上昇抑制及び環境改善	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル※4	重大事故等対処設備	

※１：代替自動減圧機能は運転員による操作不要の減圧機能である。
※２：自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については，「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」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

(d)　「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」

ⅰ　重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において，設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は，残留熱除去系（低圧注水モード），低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉を冷却する対処設備及び手順を整備する。

ⅱ　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時における原子炉を冷却するための手順の例を次に示す（第７表参照）。

・常設の原子炉圧力容器への注水設備による注水機能が喪失した場合，低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水について，同時並行で注水準備を開始する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合，低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），復水輸送系及び消火系の手段のうち低圧で原子炉圧力容器への注水可能な系統１系統以上の起動及び注水ラインの系統構成が完了した時点で，その手段による原子炉圧力容器への注水を開始する。

また，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は，低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），復水輸送系及び消火系の手段のうち低圧で原子炉圧力容器への注水可能な系統１系統以上を起動し，注水のための系統構成が完了した時点で，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し，原子炉圧力容器への注水を開始する。

原子炉圧力容器への注水に使用する手段は，準備が完了した系統のうち，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）の順で選択する。

なお，原子炉圧力容器内の水位が不明になる等，発電用原子炉を満水にする必要がある場合は，上記手段に加え復水・給水系，残留熱

除去系（低圧注水モード），高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系を使用し，原子炉圧力容器への注水を実施する。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（１／９）
（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	残留熱除去系（低圧注水モード）による発電用原子炉の冷却	残留熱除去ポンプ 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ※5 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等
			サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	
		低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却	低圧炉心スプレイ・ポンプ 低圧炉心スプレイ系　配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等
			サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	
		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ジェットポンプ 原子炉再循環系　配管 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「減圧冷却」等
			原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	

※1：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※2：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※4：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）
※5：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（２／９）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（低圧注水モード）低圧炉心スプレイ系	低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」
		復水輸送系による発電用原子炉の冷却	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる原子炉注水」
		消火系による発電用原子炉の冷却	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※５：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（３／９）

（原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（低圧注水モード）低圧炉心スプレイ系	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 燃料補給設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※５：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（４／９）

（原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧	サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる原子炉注水」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		常設代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧	サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作要領書 「ＬＰＣＳによる原子炉注水」
			低圧炉心スプレイ・ポンプ 低圧炉心スプレイ系　配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※５：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（５／９）
（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	低圧原子炉代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－４」等 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」
		復水輸送系による残存溶融炉心の冷却	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－４」等 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる原子炉注水」
		消火系による残存溶融炉心の冷却	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 代替所内電気設備※2		事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－４」等 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※５：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（６／９）
（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	－	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 燃料補給設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－４」等 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水　　」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※５：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（７／９）

（原子炉停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「崩壊熱除去機能喪失時対応」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」
		復水輸送系による発電用原子炉の冷却	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「崩壊熱除去機能喪失時対応」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる原子炉注水」
		消火系による発電用原子炉の冷却	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「崩壊熱除去機能喪失時対応」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※５：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（８／９）
（原子炉停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 燃料補給設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「崩壊熱除去機能喪失時対応」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	
		原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱	原子炉浄化補助ポンプ 原子炉圧力容器 原子炉浄化系非再生熱交換器 原子炉再循環系　配管・弁 原子炉浄化系　配管・弁 給水系　配管・弁・スパージャ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「崩壊熱除去機能喪失時対応」 AM設備別操作要領書 「ＣＵＷによる原子炉除熱」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※５：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

第７表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.4）
（９／９）

（原子炉停止中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧	原子炉圧力容器 原子炉補機代替冷却系※３ 常設代替交流電源設備※２ 代替所内電気設備※２	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「崩壊熱除去機能喪失時対応」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる原子炉除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ジェットポンプ 原子炉再循環系　配管 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※３	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※５：残留熱除去系（低圧注水モード）は熱交換機能に期待しておらず，熱交換器は流路としてのみ用いるため，配管に含むこととする。

(e)　「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

i　重大事故等対策に係る手順

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送するための機能は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード），残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）並びに原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため，サプレッション・チェンバに蓄積された熱を，最終ヒートシンクへ輸送するための対処設備及び手順を整備する。

ii　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順の例を次に示す（第８表参照）。

・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の機能が喪失した場合，原子炉補機冷却系の系統構成を行い，原子炉補機代替冷却系により，補機冷却水を供給する。
・残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，残留熱代替除去系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。
・残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，格納容器フィルタベント系により，最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。
・残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，耐圧強化ベントラインを使用して最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

第８表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.5）
（１／６）
（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書（徴候ベース）「減圧冷却」等
		残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書（徴候ベース）「Ｓ／Ｃ温度制御」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

第８表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.5）
（２／６）

（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱	原子炉補機海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） 配管・弁・海水ストレーナ 原子炉補機冷却系サージタンク 原子炉補機冷却系熱交換器 非常用交流電源設備※1	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」
			取水口 取水管 取水槽	重大事故等対処設備	

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

第８表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.5）
（３／６）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード）	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉補機代替冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」等 AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

第８表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.5）
（４／６）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード）	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器フィルタベント系	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
			スクラバ容器補給設備	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」
		可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給	可搬式窒素供給装置	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱	遠隔手動弁操作機構 ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁用空気ボンベ ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 窒素ガス制御系　配管・弁 非常用ガス処理系　配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

第８表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.5）
（５／６）
（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード，サプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード） 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
		可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給	可搬式窒素供給装置	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱	遠隔手動弁操作機構 ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁用空気ボンベ ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 窒素ガス制御系　配管・弁 非常用ガス処理系　配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

第８表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.5）
（６／６）
（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） 全交流動力電源	原子炉補機代替冷却系による除熱	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機冷却系　配管・弁・サージタンク 原子炉補機代替冷却系　配管・弁 残留熱除去系熱交換器 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」等 ＡＭ設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（ＵＨＳＳ編）」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源編）」
			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※3 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		大型送水ポンプ車による除熱	大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機冷却系　配管・弁 原子炉補機代替冷却系　配管・弁 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※2 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 燃料補給設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」等 ＡＭ設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」

※１：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※３：手順は「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」にて整備する。

(f)　「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」

ⅰ　重大事故等対策に係る手順

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能は，残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器の冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させ，また，炉心の著しい損傷が発生した場合においても原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる対処設備及び手順を整備する。

ⅱ　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に原子炉格納容器内を冷却するための手順の例を次に示す（第９表参照）。

・残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合，低圧原子炉代替注水槽を水源とした格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器内スプレイを行う。

第９表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.6）
（１／７）
（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ	残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 「Ｓ／Ｃ温度制御」 「ＰＣＶ水素濃度制御」 事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」
			サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 格納容器スプレイ・ヘッダ	重大事故等対処設備	
		残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱	残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」
			サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器	重大事故等対処設備	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

第９表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.6）
（２／７）
（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 （格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）	格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ」
		復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」
		消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

第９表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.6）
（３／７）
（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 （格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）	原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による	大量送水車 ホース・接続口 可搬型ストレーナ 格納容器代替スプレイ系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

第９表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.6）
（４／７）
(炉心損傷前のサポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	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	サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2 格納容器スプレイ・ヘッダ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 「Ｓ／Ｃ水位制御」 「ＰＣＶ水素濃度制御」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱	サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

第９表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.6）
（５／７）
（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 （格納容器冷却モード）	格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ」
		復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」
		消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

第９表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.6）
（６／７）
（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 （格納容器冷却モード）	原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による	大量送水車 ホース・接続口 可搬型ストレーナ 格納容器代替スプレイ系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	
		格納容器内の代替除熱 ドライウェル冷却系による	ドライウェル冷却装置 原子炉格納容器 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 常設代替交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＨＶＤによる格納容器除熱」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

第９表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.6）
（７／７）

（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	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	サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2 格納容器スプレイ・ヘッダ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱	サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系※3 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

(g)　「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」

i　重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備及び手順を整備する。

ii　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷が生じた場合において原子炉格納容器の破損を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順の例を次に示す（第10表参照）。

・炉心の著しい損傷が発生した場合，残留熱代替除去系の運転により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。
・炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系の機能が喪失した場合及び残留熱代替除去系の運転が期待できない場合，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施し，原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

第 10 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.7）
（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 残留熱代替除去系による	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉補機代替冷却系※4 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」
			大量送水車※1 輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3	自主対策設備	
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱 格納容器フィルタベント系による	第１ベントフィルタスクラバ容器 第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器 圧力開放板 遠隔手動弁操作機構 可搬式窒素供給装置 第１ベントフィルタ格納槽遮蔽 配管遮蔽 窒素ガス制御系　配管・弁 非常用ガス処理系　配管・弁 格納容器フィルタベント系　配管・弁 ホース・接続口 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」 「大量送水車を使用した送水」 「格納容器フィルタベント系系統構成」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3 ドレン移送ポンプ 薬品注入タンク 大量送水車※1 ホース・接続口	自主対策設備	
	全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」

※１：手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.14　電源の確保に関する手順」にて整備する。
※３：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１b)項を満足するための代替淡水源（措置）
※４：手順は，「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 10 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.7）（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換	可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
		原子炉格納容器負圧破損の防止	可搬式窒素供給装置 ホース・接続口 窒素ガス代替注入系　配管・弁	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		サプレッション・プール水ｐＨ制御	残留熱除去系　配管 サプレッション・チェンバスプレイヘッダ サプレッション・プール水ｐＨ制御系	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 AM設備別操作要領書 「Ｓ／Ｐ水ｐＨ制御」
		ドライウェルｐＨ制御	残留熱代替除去ポンプ 原子炉補機代替冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」

※１：手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.14　電源の確保に関する手順」にて整備する。
※３：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１b)項を満足するための代替淡水源（措置）
※４：手順は，「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

(h)　「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」

i　重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ＭＣＣＩや溶融炉心と原子炉格納容器バウンダリの接触による原子炉格納容器の破損を防止し，また，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，原子炉圧力容器へ注水する対処設備及び手順を整備する。

ii　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心溶融による原子炉格納容器の破損を緩和するため及び溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延させる又は防止するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順の例を次に示す（第11表参照）。

・炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，ペデスタル代替注水系（常設）により，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する。
・炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル代替注水系(常設)による原子炉格納容器下部への注水機能が喪失した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器代替スプレイ系（可搬型）又はペデスタル代替注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する。
・炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，復水貯蔵タンクを水源とした復水輸送系又は補助消火水槽若しくはろ過水タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する。
・炉心の著しい損傷が発生した場合において，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延させる又は防止するため，低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉圧力容器に注水する。

第11表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.8）
（１／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	—	ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによるペデスタル注水」
		復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによるペデスタル注水」 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」
		消火系による原子炉格納容器下部への注水	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによるペデスタル注水」 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」
		格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	大量送水車 ホース・接続口 可搬型ストレーナ 格納容器代替スプレイ系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3	自主対策設備	
		ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	大量送水車 ホース・接続口 ペデスタル代替注水系　配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「大量送水車によるペデスタル注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3	自主対策設備	

※1：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※2：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）。

第 11 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.8）（２／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	—	高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水	高圧原子炉代替注水ポンプ サプレッション・チェンバ 高圧原子炉代替注水系（蒸気系）　配管・弁 高圧原子炉代替注水系（注水系）　配管・弁 原子炉浄化系　配管 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 主蒸気系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備※2 可搬型直流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」
		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	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系　配管・弁 差圧検出・ほう酸水注入系配管（原子炉圧力容器内部） 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」
		制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	制御棒駆動水圧ポンプ 復水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系　配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＲＤによる原子炉注水」

※1：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※2：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）。

第11表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.8）（３／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	—	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」
		復水輸送系による原子炉圧力容器への注水	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる原子炉注水」
		消火系による原子炉圧力容器への注水	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」
		低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

(i)　「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」

ⅰ　重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応，水の放射線分解等による水素ガスが原子炉格納容器内に放出された場合においても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対処設備及び手順を整備する。

ⅱ　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に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の例を次に示す（第12表参照）。

・炉心の著しい損傷が発生し，原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇した場合に原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減させるため，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器内へ窒素ガスを供給する。
・炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し，ジルコニウム－水反応，水の放射線分解等により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合，格納容器フィルタベント系を使用した原子炉格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

第 12 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.9）
（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止	窒素ガス制御系※1	－※4	－※1
			可搬式窒素供給装置	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（シビアアクシデント）「放出」 原子力災害対策手順書「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
	－	原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	格納容器フィルタベント系による格納容器フィルタベント系 第１ベントフィルタ出口水素濃度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（シビアアクシデント）「放出」 ＡＭ設備別操作要領書「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書「格納容器フィルタベント系系統構成」
	－	可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化	可搬式窒素供給装置 格納容器フィルタベント系	－※6	－※5

※１：原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
※２：手順は「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」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等が発生した際に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。
※５：発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系内は不活性化した状態とする。
※６：可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化に用いる可搬式窒素供給装置は，発電用原子炉起動前に使用するものであり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

第 12 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.9）（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロワ 可燃性ガス濃度制御系再結合装置 可燃性ガス濃度制御系　配管・弁 残留熱除去系 残留熱代替除去系	自主対策設備	事故時操作要領書（シビアアクシデント）「放出」 AM設備別操作要領書「ＦＣＳによる格納容器水素・酸素濃度制御」
	－	水素濃度及び酸素濃度の監視	格納容器水素濃度（ＳＡ） 格納容器酸素濃度（ＳＡ） 格納容器水素濃度（Ｂ系） 格納容器酸素濃度（Ｂ系）	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（シビアアクシデント）「放出」 AM設備別操作要領書「ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」 「ＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」
			格納容器水素濃度（Ａ系） 格納容器酸素濃度（Ａ系）	自主対策設備	
	－	代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3 代替所内電気設備※3	重大事故等対処設備	－※3

※１：原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
※２：手順は「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」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等が発生した際に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。
※５：発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系内は不活性化した状態とする。
※６：可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化に用いる可搬式窒素供給装置は，発電用原子炉起動前に使用するものであり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

(j)　「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」

ⅰ　重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生した水素ガスが原子炉建物等に漏えいした場合においても，水素爆発による原子炉建物等の損傷を防止するための対処設備及び手順を整備する。

ⅱ　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても水素爆発による原子炉建物等の損傷を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に水素爆発による原子炉建物の損傷を防止するための手順の例を次に示す（第13表参照）。

・炉心の著しい損傷が発生した場合，輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源として原子炉ウェル代替注水系により原子炉ウェルに注水することで原子炉格納容器頂部を冷却し，原子炉格納容器から原子炉建物原子炉棟への水素ガス漏えいを抑制する。

・炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉建物内の水素濃度が可燃限界に達する前に，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル及び原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置を開放することにより，原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）天井部に滞留した水素ガスを大気へ排出し，原子炉建物原子炉棟の水素爆発を防止する。

第 13 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.10）
（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水素濃度制御による原子炉建物等の損傷防止	—	静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制	静的触媒式水素処理装置※1 静的触媒式水素処理装置入口温度※1 静的触媒式水素処理装置出口温度※1 原子炉建物原子炉棟	重大事故等対処設備	—※1
		原子炉建物内の水素濃度監視	原子炉建物水素濃度	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「水素」
		代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 常設代替直流電源設備※2 可搬型直流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	—※2

※1：静的触媒式水素処理装置は，中央制御室運転員による操作不要の水素濃度制御設備である。
※2：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※4：手順は「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」にて整備する。

第 13 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.10）
（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器外への水素ガス漏えい抑制	—	原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水）	大量送水車 輪谷貯水槽（西１）※3 輪谷貯水槽（西２）※3 ホース・接続口 原子炉ウェル代替注水系　配管・弁 燃料プール冷却系　配管・弁 原子炉ウェル 燃料補給設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水-1」 「注水-4」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉ウェル注水」
水素ガス排出による原子炉建物等の損傷防止	—	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル強制開放装置 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置 大型送水ポンプ車※4 ホース※4 放水砲※4 燃料補給設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「水素」 原子力災害対策手順書 「水素爆発防止のための島根２号機原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放手順」 「原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の操作手順」

※１：静的触媒式水素処理装置は，中央制御室運転員による操作不要の水素濃度制御設備である。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※４：手順は「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」にて整備する。

(k)　「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」

i　重大事故等対策に係る手順

燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失し，又は燃料プールからの水の漏えいその他の要因により当該燃料プールの水位が低下した場合において，燃料プール内の燃料体等を冷却し，放射線を遮蔽し，及び臨界を防止するための対処設備及び手順を整備する。なお，燃料プール内の燃料体等は，ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵しているため，未臨界は維持されている。

また，燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により当該燃料プールの水位が異常に低下した場合において，燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減するための対処設備及び手順を整備する。

ii　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し，臨界を防止し，放射性物質の放出を低減するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に燃料プールを冷却するための手順の例を次に示す（第14表参照）。

・燃料プールからの大量の水の漏えいにより，燃料プールの水位が異常に低下し，燃料プール注水設備による注水を実施しても水位を維持できない場合に，大量送水車により，常設スプレイヘッダを使用したスプレイを実施することで燃料損傷を緩和し，臨界を防止する。また，この場合に，外的要因（航空機衝突又は竜巻等）により，常設スプレイヘッダの機能が喪失した場合には，大量送水車により，可搬型スプレイノズルを使用したスプレイを実施することで，燃料損傷を緩和し，臨界を防止する。

（添付資料2.1.13参照）

第 14 表　機能喪失を想定する設計基準対象施設と整備する手順（1.11）
（１／４）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対処設備		手順書
燃料プールの冷却機能又は注水機能喪失時，又は燃料プール水の小規模な漏えい発生時	燃料プール冷却系 残留熱除去系	消火系による燃料プールへの注水（消火栓を使用した燃料プールへの注水の場合）	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁・注水ホース，代替注水ノズル，代替注水配管 燃料プール 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる燃料プール注水」
		消火系による燃料プールへの注水（復水輸送系ラインを使用した燃料プールへの注水の場合）	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 燃料プール冷却系　配管・弁 燃料プール冷却系　スキマ・サージ・タンク 燃料プール 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる燃料プール注水」

※1：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※2：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順は「1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制する手順等」にて整備する。
※4：サイフォンブレイク機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※5：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※6：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 14 表　機能喪失を想定する設計基準対象施設と整備する手順（1.11）
（２／４）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対処設備		手順書
燃料プールの冷却機能又は注水機能喪失時，又は燃料プール水の小規模な漏えい発生時	燃料プール冷却系 残留熱除去系	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへの注水	大量送水車 ホース・接続口 燃料プールスプレイ系　配管・弁 常設スプレイヘッダ 燃料プール 燃料補給設備※2 可搬型ストレーナ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1※5 輪谷貯水槽（西２）※1※5	自主対策設備	
		燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへの注水	大量送水車 ホース・弁 可搬型スプレイノズル 燃料プール 燃料補給設備※2 可搬型ストレーナ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」 「原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ」
			輪谷貯水槽（西１）※1※5 輪谷貯水槽（西２）※1※5	自主対策設備	
	－	漏えい抑制	サイフォンブレイク機能	重大事故等対処設備	－※4

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制する手順等」にて整備する。
※４：サイフォンブレイク機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※５：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※６：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 14 表　機能喪失を想定する設計基準対象施設と整備する手順（1.11）
（３／４）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対処設備		手順書
燃料プールからの大量の水の漏えい発生時	－	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）による燃料プールへのスプレイ	大量送水車 ホース・接続口 燃料プールスプレイ系　配管・弁 常設スプレイヘッダ 燃料プール 燃料補給設備※2 可搬型ストレーナ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1※5 輪谷貯水槽（西２）※1※5	自主対策設備	
		燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による燃料プールへのスプレイ	大量送水車 ホース・弁 可搬型スプレイノズル 燃料プール 燃料補給設備※2 可搬型ストレーナ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」 「原子炉建物内ホース展張による燃料プールへの注水及びスプレイ」
			輪谷貯水槽（西１）※1※5 輪谷貯水槽（西２）※1※5	自主対策設備	
	－	漏えい緩和	シール材 接着剤 ステンレス鋼板 吊り降ろしロープ	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 原子力災害対策手順書 「燃料プール漏えい緩和」
	－	大気への放射性物質の拡散抑制	大型送水ポンプ車 ホース 放水砲 燃料補給設備※2	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制」※3

※1：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※2：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順は「1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制する手順等」にて整備する。
※4：サイフォンブレイク機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※5：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※6：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 14 表　機能喪失を想定する設計基準対象施設と整備する手順（1.11）
（４／４）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等時における燃料プールの監視	－	燃料プールの状態監視	燃料プール水位（ＳＡ） 燃料プール水位・温度（ＳＡ） 燃料プールエリア放射線モニタ （高レンジ・低レンジ）（ＳＡ） 燃料プール監視カメラ（ＳＡ） （燃料プール監視カメラ用冷却設備を含む。）	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＳＦＰ監視カメラ用冷却設備起動」
		代替電源による給電	常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 所内常設蓄電式直流電源設備※2 常設代替直流電源設備※2 可搬型直流電源設備※2	重大事故等対処設備	－※2
燃料プールから発生する水蒸気による悪影響の防止	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※6	燃料プール冷却系による燃料プールの除熱	燃料プール冷却ポンプ 燃料プール 燃料プール冷却系熱交換器 燃料プール冷却系　配管・弁 燃料プール冷却系　スキマ・サージ・タンク 燃料プール冷却系　ディフューザ 原子炉補機代替冷却系※6 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「燃料プール制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＰＣによる燃料プール除熱」
			原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※6	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制する手順等」にて整備する。
※４：サイフォンブレイク機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。
※５：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）
※６：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

(1)　「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」

i　重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は燃料プール内燃料体等の著しい損傷に至った場合において,発電用原子炉施設外への放射性物質の拡散を抑制するための対処設備及び手順を整備する。

ii　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても発電用原子炉施設外への放射性物質の拡散を抑制するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に発電用原子炉施設外への放射性物質の拡散を抑制するための手順の例を次に示す（第15表参照）。

・炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損のおそれ又は燃料プール内の燃料体等の著しい損傷のおそれにより原子炉建物から直接放射性物質が拡散するおそれがある場合，大型送水ポンプ車，放水砲により原子炉建物に海水を放水し，大気への放射性物質の拡散を抑制する。

・放水により放射性物質を含む汚染水が発生する場合，防波壁の内側で放射性物質吸着材を設置することにより，汚染水の海洋への放射性物質の拡散を抑制する。また，放射性物質を含む汚染水は雨水排水路及び２号炉放水接合槽から海へ流れ込むため，シルトフェンスを設置することで，海洋への放射性物質の拡散を抑制する。

第 15 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.12）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損 燃料プール内燃料体等の著しい損傷	－	大気への放射性物質の拡散抑制	大型送水ポンプ車 ホース 放水砲 取水口 取水管 取水槽 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「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 サーモカメラ	自主対策設備	
		海洋への放射性物質の拡散抑制	放射性物質吸着材 シルトフェンス 小型船舶	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「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」 「シルトフェンスによる海洋への放射性物質の拡散抑制」
原子炉建物周辺における航空機衝突による航空機燃料火災	－	航空機燃料火災への対応	大型送水ポンプ車 ホース 放水砲 泡消火薬剤容器 取水口 取水管 取水槽 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「放水砲による消火活動」 「航空機燃料火災時等における初動対応」
		初期対応における延焼防止処置	化学消防自動車 小型動力ポンプ付水槽車 小型放水砲 泡消火薬剤容器 消火栓（ろ過水タンク，補助消火水槽） ろ過水タンク 補助消火水槽 純水タンク	自主対策設備	

※1：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(m)　「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」

i　重大事故等対策に係る手順

重大事故等が発生した場合において，設計基準事故の収束に必要な水源とは別に重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な設備を複数確保し，これらの水源から注水が必要な場所への供給を行うための対処設備及び手順を整備する。

ii　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に事故の収束に必要となる水の供給手順の例を次に示す（第16表参照）。

・低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水等の対応を実施している場合，大量送水車により輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を水源とした低圧原子炉代替注水槽への補給を実施する。

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（１／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サプレッション・チェンバを水源とした対応	復水貯蔵タンク	原子炉圧力容器への注水（原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時）	サプレッション・チェンバ 高圧原子炉代替注水系（高圧原子炉代替注水ポンプ）	重大事故等対処設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
			原子炉隔離時冷却系（原子炉隔離時冷却ポンプ） 高圧炉心スプレイ系（高圧炉心スプレイ・ポンプ）	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		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）	サプレッション・チェンバ	重大事故等対処設備	手順は「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」にて整備する。
			低圧炉心スプレイ系（低圧炉心スプレイ・ポンプ） 残留熱除去系（残留熱除去ポンプ）	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		原子炉格納容器内の除熱	サプレッション・チェンバ	重大事故等対処設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
			残留熱除去系（残留熱除去ポンプ）	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
	－	原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱	サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系（残留熱代替除去ポンプ）	重大事故等対処設備	手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」及び「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」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（２／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
復水貯蔵タンクを水源とした対応	サプレッション・チェンバ	原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水（原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時）	復水貯蔵タンク 原子炉隔離時冷却ポンプ 原子炉圧力容器 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 主蒸気系　配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁・ストレーナ 原子炉浄化系　配管 所内常設蓄電式直流電源設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等
		高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水（原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時）	復水貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ・ポンプ 原子炉圧力容器 主蒸気系　配管・弁 高圧炉心スプレイ系　配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉浄化系　配管 非常用交流電源設備※1	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等
		制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水（原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時）	復水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系（制御棒駆動水圧ポンプ）	自主対策設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（３／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
復水貯蔵タンクを水源とした対応	サプレッション・チェンバ	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）	復水貯蔵タンク 復水輸送系（復水輸送ポンプ）	自主対策設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器内の冷却	復水貯蔵タンク 復水輸送系（復水輸送ポンプ）	自主対策設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
	－	原子炉格納容器下部への注水	復水貯蔵タンク 復水輸送系（復水輸送ポンプ）	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（４／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
低圧原子炉代替注水槽を水源とした対応	サプレッション・チェンバ 復水貯蔵タンク	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）	低圧原子炉代替注水槽 低圧原子炉代替注水系（常設）（低圧原子炉代替注水ポンプ）	重大事故等対処設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器内の冷却	低圧原子炉代替注水槽 格納容器代替スプレイ系（常設）（低圧原子炉代替注水ポンプ）	重大事故等対処設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
	－	原子炉格納容器下部への注水	低圧原子炉代替注水槽 ペデスタル代替注水系（常設）（低圧原子炉代替注水ポンプ）	重大事故等対処設備	手順は「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」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（５／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
補助消火水槽を水源とした対応	サプレッション・チェンバ 復水貯蔵タンク	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）	補助消火水槽 消火系（補助消火ポンプ）	自主対策設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器内の冷却	補助消火水槽 消火系（補助消火ポンプ）	自主対策設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
	－	原子炉格納容器下部への注水	補助消火水槽 消火系（補助消火ポンプ）	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。
		燃料プールへの注水	補助消火水槽 消火系（補助消火ポンプ）	自主対策設備	手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（6／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
ろ過水タンクを水源とした対応	サプレッション・チェンバ 復水貯蔵タンク	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）	ろ過水タンク 消火系（消火ポンプ）	自主対策設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器内の冷却	ろ過水タンク 消火系（消火ポンプ）	自主対策設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
		原子炉格納容器下部への注水	ろ過水タンク 消火系（消火ポンプ）	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。
		燃料プールへの注水	ろ過水タンク 消火系（消火ポンプ）	自主対策設備	手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。
		ろ過水タンクを水源とした送水	ろ過水タンク 大量送水車 ホース・接続口 燃料補給設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
		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）	ろ過水タンク 低圧原子炉代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器内の冷却	ろ過水タンク 格納容器代替スプレイ系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
		第1ベントフィルタスクラバ容器への補給	ろ過水タンク 大量送水車 ホース・接続口 燃料補給設備※1	自主対策設備	手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器下部への注水	ろ過水タンク 格納容器代替スプレイ系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等） ペデスタル代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。
		原子炉ウェルへの注水	ろ過水タンク 原子炉ウェル代替注水系（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。
		燃料プールへの注水／スプレイ	ろ過水タンク 燃料プールスプレイ系（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（7／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）を水源とした対応	サプレッション・チェンバ 復水貯蔵タンク	輪谷貯水槽（西1）及び輪谷貯水槽（西2）を水源とした送水	大量送水車 ホース・接続口 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西1）※2 輪谷貯水槽（西2）※2	自主対策設備	
		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）	低圧原子炉代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
			輪谷貯水槽（西1）※2 輪谷貯水槽（西2）※2	自主対策設備	
		原子炉格納容器内の冷却	格納容器代替スプレイ系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
			輪谷貯水槽（西1）※2 輪谷貯水槽（西2）※2	自主対策設備	
	－	第1ベントフィルタスクラバ容器への補給	大量送水車 ホース・接続口 輪谷貯水槽（西1）※2 輪谷貯水槽（西2）※2	自主対策設備	手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器下部への注水	格納容器代替スプレイ系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等） ペデスタル代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「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」にて整備する。
			輪谷貯水槽（西1）※2 輪谷貯水槽（西2）※2	自主対策設備	
		原子炉ウェルへの注水	原子炉ウェル代替注水系（大量送水車，ホース・接続口等） 輪谷貯水槽（西1）※2 輪谷貯水槽（西2）※2	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。
		燃料プールへの注水／スプレイ	燃料プールスプレイ系（大量送水車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。
			輪谷貯水槽（西1）※2 輪谷貯水槽（西2）※2	自主対策設備	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（８／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
純水タンクを水源とした対応	サプレッション・チェンバ 復水貯蔵タンク	純水タンクを水源とした送水	純水タンク 大量送水車 ホース・接続口 燃料補給設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
		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）	純水タンク 低圧原子炉代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器内の冷却	純水タンク 格納容器代替スプレイ系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
		第1ベントフィルタスクラバ容器への補給	純水タンク 大量送水車 ホース・接続口 燃料補給設備※1	自主対策設備	手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器下部への注水	純水タンク 格納容器代替スプレイ系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等） ペデスタル代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。
		原子炉ウェルへの注水	純水タンク 原子炉ウェル代替注水系（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。
		燃料プールへの注水	純水タンク 燃料プールスプレイ系（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（９／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
海を水源とした対応	サプレッション・チェンバ 復水貯蔵タンク	海を水源とした送水	大量送水車 ホース・接続口 非常用取水設備 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			大型送水ポンプ車	自主対策設備	
		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）	低圧原子炉代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。
		原子炉格納容器内の冷却	格納容器代替スプレイ系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
	－	原子炉格納容器下部への注水	格納容器代替スプレイ系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等） ペデスタル代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「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」にて整備する。
		原子炉ウェルへの注水	原子炉ウェル代替注水系（大量送水車，ホース・接続口等）	自主対策設備	手順は「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」にて整備する。
		燃料プールへの注水／スプレイ	燃料プールスプレイ系（大量送水車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（10／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
海を水源とした対応	－	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による冷却水の確保	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） （原子炉補機冷却水ポンプ，原子炉補機海水ポンプ）	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
		最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送	原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車，ホース・接続口等）	重大事故等対処設備	手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
		大気への放射性物質の拡散抑制	大型送水ポンプ車 放水砲 ホース 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備	手順は「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」にて整備する。
		航空機燃料火災への泡消火	大型送水ポンプ車 ホース 放水砲 泡消火薬剤容器 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備	手順は「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」にて整備する。
ほう酸水貯蔵タンクを水源とした対応	－	原子炉圧力容器へのほう酸水注入	ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系（ほう酸水注入ポンプ）	重大事故等対処設備	手順は「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」及び「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」にて整備する。

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（11／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
低圧原子炉代替注水槽へ水を補給するための対応	－	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした補給（淡水／海水）	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水槽 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」
			輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2	自主対策設備	
		淡水タンクを水源とした補給	淡水タンク 大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水槽 燃料補給設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」
		海を水源とした補給	大量送水車 非常用取水設備 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水槽 燃料補給設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」
			大型送水ポンプ車	自主対策設備	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（12／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）へ水を補給するための対応	－	輪谷貯水槽（東１）又は輪谷貯水槽（東２）から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給	大量送水車 輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2 輪谷貯水槽（東１） 輪谷貯水槽（東２） ホース 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」
		輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への海水補給	大量送水車 非常用取水設備 ホース 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」
			大型送水ポンプ車 輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2	自主対策設備	
復水貯蔵タンクへ水を補給するための対応	－	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした補給（淡水／海水）	大量送水車 輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2 ホース 復水貯蔵タンク 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」
		淡水タンクを水源とした補給	淡水タンク 大量送水車 ホース 復水貯蔵タンク 燃料補給設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」
		海を水源とした補給	大型送水ポンプ車 大量送水車 非常用取水設備 ホース 復水貯蔵タンク 燃料補給設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（13／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水源を切り替えるための対応	－	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源切替え	サプレッション・チェンバ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「水位確保」等
			原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
			復水貯蔵タンク	自主対策設備	
		低圧原子炉代替注水槽へ補給する水源の切替え	大量送水車 非常用取水設備 ホース 低圧原子炉代替注水槽 燃料補給設備 ※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水／補給」
			大型送水ポンプ車 輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2 淡水タンク	自主対策設備	
		輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）へ補給する水源の切替え	大量送水車 非常用取水設備 ホース 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」 「大量送水車を使用した送水／補給」
			大型送水ポンプ車 輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2 輪谷貯水槽（東１） 輪谷貯水槽（東２）	自主対策設備	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（14／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水源を切り替えるための対応	－	輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）から海への切替え	大量送水車 非常用取水設備 ホース 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」 「大量送水車を使用した送水／補給」
			大型送水ポンプ車 輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2	自主対策設備	
		復水貯蔵タンクへ補給する水源の切替え	大型送水ポンプ車 大量送水車 非常用取水設備 輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2 淡水タンク ホース 復水貯蔵タンク 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」 「大量送水車を使用した送水／補給」
		外部水源から内部水源への切替え（外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サプレッション・チェンバ）への切替え）	低圧原子炉代替注水槽 サプレッション・チェンバ 低圧原子炉代替注水系（常設）（低圧原子炉代替注水ポンプ） 残留熱代替除去系（残留熱代替除去ポンプ）	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水-2」
		外部水源から内部水源への切替え（外部水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））から内部水源（サプレッション・チェンバ）への切替え）	サプレッション・チェンバ ペデスタル代替注水系（可搬型）（大量送水車，ホース・接続口等） 残留熱代替除去系（残留熱代替除去ポンプ） 燃料補給設備※1 構内監視カメラ（ガスタービン発電機建物屋上） 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水-4」
			輪谷貯水槽（西１）※2 輪谷貯水槽（西２）※2	自主対策設備	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

第 16 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.13）
（15／15）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水源を切り替えるための対応	－	海から淡水タンクへの切替え	大量送水車 大型送水ポンプ車 非常用取水設備 ろ過水タンク ホース 燃料補給設備※1	自主対策設備	原子力災害対策手順書 「海水を利用した水源の補給」 「大量送水車を使用した送水／補給」

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※2：本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）

(n)　「1.14　電源の確保に関する手順等」

ⅰ　重大事故等対策に係る手順

電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において，炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中において原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため，代替電源から給電するための対処設備及び手順を整備する。

ⅱ　大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中において原子炉内燃料体の著しい損傷を緩和するため，重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合の現場での可搬型計測器によるプラントパラメータ計測，監視手順及び中央制御室損傷時の現場と緊急時対策所の通信連絡手順を整備する。

大規模損壊発生時に電源の確保手順の例を次に示す（第17表参照）。

・外部電源及び非常用交流電源設備による給電が見込めない場合，非常用高圧母線Ｄ系及び非常用高圧母線Ｃ系の順に復旧し，常設代替交流電源設備から非常用所内電気設備へ給電する。（緊急用メタクラを経由するため，代替所内電気設備への給電も同時に行われる）

・当該号炉で外部電源，非常用交流電源設備及び常設代替交流電源設備による非常用高圧母線Ｃ系及び非常用高圧母線Ｄ系への給電が見込めない場合，号炉間電力融通ケーブルを使用して他号炉の非常用高圧母線から当該号炉の非常用高圧母線Ｃ系又は非常用高圧母線Ｄ系までの電路を構成し，他号炉から給電する。

・外部電源，非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備及び号炉間電力融通ケーブルによる非常用高圧母線Ｃ系及び非常用高圧母線Ｄ系への給電が見込めない場合，可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車）を高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側），高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）又は緊急用メタクラ接続プラグ盤に接続し，非常用高圧母線Ｃ系又は非常用高圧母線Ｄ系へ給電する。

・外部電源及び非常用交流電源設備の機能喪失時に，常設代替交流電源設備，号炉間電力融通ケーブル及び可搬型代替交流電源設備による交流入力電源の復旧が見込めない場合，可搬型直流電源設備(高圧発電機車，Ｂ１－115V系充電器（ＳＡ），ＳＡ用115V系充電器及び230V系充電器（常用）)により直流電源を接続し，Ｂ－

115V系直流盤（ＳＡ），ＳＡ対策設備用分電盤（２），230V系直流盤（ＲＣＩＣ）へ給電する。

・外部電源及び非常用交流電源設備の機能喪失時に，所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備が機能喪失した場合で，かつ可搬型直流電源設備（高圧発電機車，Ｂ１－115V系充電器（ＳＡ），ＳＡ用115V系充電器及び230V系充電器（常用））による直流電源の給電ができない場合に，直流給電車をＢ－115V系直流盤，230V系直流盤（ＲＣＩＣ），Ｂ－115V系直流盤（ＳＡ）及び230V系直流盤（常用）に接続し，直流電源を給電する。

・非常用所内電気設備の電源給電機能が喪失した場合は，代替交流電源設備である常設代替交流電源設備（又は可搬型代替交流電源設備）から代替所内電気設備へ給電するとともに，代替直流電源設備である可搬型直流電源設備の電路として代替所内電気設備を使用する。

第 17 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.14）
（１／５）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	非常用交流電源設備による給電	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 非常用ディーゼル発電機燃料デイタンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料デイタンク 非常用ディーゼル発電機～非常用高圧母線Ｃ系及びD系電路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機～非常用高圧母線ＨＰＣＳ系電路 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※1 高圧炉心スプレイ補機冷却系（高圧炉心スプレイ補機海水系を含む。）※1 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク 非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ 非常用ディーゼル発電機燃料移送系　配管・弁 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」
		非常用直流電源設備による給電	高圧炉心スプレイ系蓄電池※2 Ａ－原子炉中性子計装用蓄電池※2 Ｂ－原子炉中性子計装用蓄電池※2 高圧炉心スプレイ系充電器 Ａ－原子炉中性子計装用充電器 Ｂ－原子炉中性子計装用充電器 高圧炉心スプレイ系蓄電池及び充電器～直流母線電路 Ａ－原子炉中性子計装用蓄電池及び充電器～直流母線電路 Ｂ－原子炉中性子計装用蓄電池及び充電器～直流母線電路	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「電源復旧」
			Ａ－115V 系蓄電池※2 Ｂ－115V 系蓄電池※2 Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）※2 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）※2 Ａ－115V 系充電器 Ｂ－115V 系充電器 Ｂ１－115V 系充電器（ＳＡ） 230V 系充電器（ＲＣＩＣ） Ａ－115V 系蓄電池及び充電器～直流母線電路 Ｂ－115V 系蓄電池及び充電器～直流母線電路 Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）及び充電器～直流母線電路 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）及び充電器～直流母線電路	重大事故等対処設備	

※1：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※2：Ａ－115V 系蓄電池，Ｂ－115V 系蓄電池，ＳＡ用 115V 系蓄電池，高圧炉心スプレイ系蓄電池，Ａ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）及び 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）からの給電は，運転員による操作不要の動作である。

第 17 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.14）（２／５）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
代替交流電源設備による給電	非常用交流電源設備 （全交流動力電源喪失）	常設代替交流電源設備による給電	ガスタービン発電機 ガスタービン発電機用サービスタンク ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ ガスタービン発電機用燃料移送系　配管・弁 ガスタービン発電機～非常用高圧母線Ｃ系及びＤ系電路 ガスタービン発電機～ＳＡロードセンタ電路 ガスタービン発電機～ＳＡロードセンタ～ＳＡ１コントロールセンタ電路 ガスタービン発電機～ＳＡロードセンタ～ＳＡ２コントロールセンタ電路 ガスタービン発電機～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）～原子炉補機代替冷却系電路 ガスタービン発電機～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）～原子炉補機代替冷却系電路 ガスタービン発電機用軽油タンク	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」 原子力災害対策手順書 「ガスタービン発電機の現場起動による電源確保」
		号炉間電力融通電気設備による給電	号炉間電力融通ケーブル（１号炉） 号炉間電力融通ケーブル（１号炉）～常用高圧母線Ａ系～非常用高圧母線Ｃ系電路 号炉間電力融通ケーブル（１号炉）～常用高圧母線Ｂ系～非常用高圧母線Ｄ系電路	自主対策設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」 ＡＭ設備別操作要領書 「号炉間融通によるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」
		可搬型代替交流電源設備による給電	高圧発電機車 高圧発電機車～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）～非常用高圧母線Ｃ系及びＤ系電路 高圧発電機車～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）～非常用高圧母線Ｃ系及びＤ系電路 高圧発電機車～緊急用メタクラ接続プラグ盤電路 緊急用メタクラ接続プラグ盤～非常用高圧母線Ｃ系及びＤ系電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）～ＳＡ１コントロールセンタ及びＳＡ２コントロールセンタ電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）～ＳＡ１コントロールセンタ及びＳＡ２コントロールセンタ電路 緊急用メタクラ接続プラグ盤～ＳＡ１コントロールセンタ及びＳＡ２コントロールセンタ電路 ガスタービン発電機用軽油タンク ガスタービン発電機用軽油タンクドレン弁 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク ホース タンクローリ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」 ＡＭ設備別操作要領書 「高圧発電機車によるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」 原子力災害対策手順書 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用したＭ／ＣＣ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」

※１：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※２：Ａ－115V 系蓄電池，Ｂ－115V 系蓄電池，ＳＡ用 115V 系蓄電池，高圧炉心スプレイ系蓄電池，Ａ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）及び 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）からの給電は，運転員による操作不要の動作である。

第 17 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.14）
（３／５）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
代替直流電源設備による給電	非常用交流電源設備 （全交流動力電源喪失） 非常用直流電源設備 （蓄電池枯渇）	所内常設蓄電式直流電源設備による給電	Ｂ－115V 系蓄電池※2 Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）※2 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）※2 Ｂ－115V 系充電器 Ｂ１－115V 系充電器（ＳＡ） 230V 系充電器（ＲＣＩＣ） Ｂ－115V 系蓄電池及び充電器～直流母線電路 Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）及び充電器～直流母線電路 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）及び充電器～直流母線電路	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）によるＢ－115V 系直流盤受電」 「充電器復旧，中央監視計器復旧」
	非常用交流電源設備 （全交流動力電源喪失） 非常用直流電源設備 （常設直流電源系統喪失）	常設代替直流電源設備による給電	ＳＡ用 115V 系蓄電池※2 ＳＡ用 115V 系充電器 ＳＡ用 115V 系蓄電池及び充電器～直流母線電路	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「ＳＡ用 115V 系蓄電池によるＢ－115V 系直流盤受電」
	非常用交流電源設備 （全交流動力電源喪失） 非常用直流電源設備 （蓄電池枯渇）	可搬型直流電源設備による給電	高圧発電機車 Ｂ１－115V 系充電器（ＳＡ） ＳＡ用 115V 系充電器 230V 系充電器（常用） 高圧発電機車～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）～直流母線電路 高圧発電機車～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）～直流母線電路 高圧発電機車～緊急用メタクラ接続プラグ盤電路 緊急用メタクラ接続プラグ盤～直流母線電路 ガスタービン発電機用軽油タンク ガスタービン発電機用軽油タンクドレン弁 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク ホース タンクローリ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「高圧発電機車によるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 「充電器復旧，中央監視計器復旧」 原子力災害対策手順書 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用した緊急用Ｍ／Ｃ電源確保」 「高圧発電機車による直流電源確保時の可搬ケーブルを使用した中央制御室排風機電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」
		直流給電車による給電	高圧発電機車 直流給電車 115V 直流給電車 230V 高圧発電機車～直流給電車～直流給電車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）電路 直流給電車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）～直流母線電路 高圧発電機車～直流給電車～直流給電車接続プラグ収納箱（廃棄物処理建物南側）電路 直流給電車接続プラグ収納箱（廃棄物処理建物南側）～直流母線電路 ガスタービン発電機用軽油タンク ガスタービン発電機用軽油タンクドレン弁 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク ホース タンクローリ	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「直流給電車による直流盤受電」 原子力災害対策手順書 「直流給電車を使用した直流盤電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」

※1：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※2：Ａ－115V 系蓄電池，Ｂ－115V 系蓄電池，ＳＡ用 115V 系蓄電池，高圧炉心スプレイ系蓄電池，Ａ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）及び 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）からの給電は，運転員による操作不要の動作である。

第 17 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.14）
（４／５）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
号炉間連絡ケーブルを使用した直流電源確保	非常用交流電源設備 （全交流動力電源喪失） 非常用直流電源設備 （蓄電池枯渇）	号炉間連絡ケーブルを使用した直流電源確保	号炉間連絡ケーブル（１号炉）	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「低圧電源融通」
代替所内電気設備による給電	非常用所内電気設備	代替所内電気設備による給電	緊急用メタクラ メタクラ切替盤 緊急用メタクラ接続プラグ盤 高圧発電機車接続プラグ収納箱 ＳＡロードセンタ ＳＡ１コントロールセンタ ＳＡ２コントロールセンタ 充電器電源切替盤 ＳＡ電源切替盤 重大事故操作盤 非常用高圧母線Ｃ系 非常用高圧母線Ｄ系	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「ＧＴＧによるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 「主要弁の電源切替」 「高圧発電機車によるＳＡ－Ｌ／Ｃ，Ｃ／Ｃ受電」 原子力災害対策手順書 「ガスタービン発電機の現場起動による電源確保」 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用した緊急用Ｍ／Ｃ電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」
			非常用コントロールセンタ切替盤	自主対策設備	
非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電	非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備による給電	ガスタービン発電機 ガスタービン発電機用サービスタンク ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ ガスタービン発電機用燃料移送系　配管・弁 ガスタービン発電機～非常用高圧母線Ｃ系及びＤ系電路 ガスタービン発電機～ＳＡロードセンタ電路 ガスタービン発電機～ＳＡロードセンタ～ＳＡ１コントロールセンタ電路 ガスタービン発電機～ＳＡロードセンタ～ＳＡ２コントロールセンタ電路 ガスタービン発電機～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）～原子炉補機代替冷却系電路 ガスタービン発電機～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）～原子炉補機代替冷却系電路 ガスタービン発電機用軽油タンク	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」 原子力災害対策手順書 「ガスタービン発電機の現場起動による電源確保」

※１：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※２：Ａ－115V 系蓄電池，Ｂ－115V 系蓄電池，ＳＡ用 115V 系蓄電池，高圧炉心スプレイ系蓄電池，Ａ－原子炉中性子計装用蓄電池，
Ｂ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）及び 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）からの給電は，運転員による操作不要の動作である。

第 17 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（1.14）（５／５）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電	非常用ディーゼル発電機	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による給電	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料デイタンク 高圧炉心スプレイ補機冷却系（高圧炉心スプレイ補機海水系を含む。）※1 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書（徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「ＨＰＣＳ－ＤＥＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」
			高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機～非常用高圧母線ＨＰＣＳ系～常用高圧母線Ａ系～非常用高圧母線Ｃ系電路 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機～非常用高圧母線ＨＰＣＳ系～常用高圧母線Ａ系～常用高圧母線Ｂ系～非常用高圧母線Ｄ系電路	自主対策設備	
		号炉間電力融通電気設備による給電	号炉間電力融通ケーブル（１号炉） 号炉間電力融通ケーブル（１号炉）～常用高圧母線Ａ系～非常用高圧母線Ｃ系電路 号炉間電力融通ケーブル（１号炉）～常用高圧母線Ｂ系～非常用高圧母線Ｄ系電路	自主対策設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「号炉間融通による　Ｃ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」
		可搬型代替交流電源設備による給電	高圧発電機車 高圧発電機車～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）～非常用高圧母線Ｃ系及びＤ系電路 高圧発電機車～高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）～非常用高圧母線Ｃ系及びＤ系電路 高圧発電機車～緊急用メタクラ接続プラグ盤電路 緊急用メタクラ接続プラグ盤～非常用高圧母線Ｃ系及びＤ系電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物西側）～ＳＡ１コントロールセンタ及びＳＡ２コントロールセンタ電路 高圧発電機車接続プラグ収納箱（原子炉建物南側）～ＳＡ１コントロールセンタ及びＳＡ２コントロールセンタ電路 緊急用メタクラ接続プラグ盤～ＳＡ１コントロールセンタ及びＳＡ２コントロールセンタ電路 ガスタービン発電機用軽油タンク ガスタービン発電機用軽油タンクドレン弁 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク ホース タンクローリ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書（徴候ベース） 「外部電源喪失時対応手順」 「電源復旧」 AM設備別操作要領書 「高圧発電機車によるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電」 原子力災害対策手順書 「高圧発電機車による緊急用メタクラ接続プラグ盤からの電源確保」 「高圧発電機車によるメタクラ切替盤を使用したＭ／ＣＣ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系電源確保」 「タンクローリから各機器等への給油」
燃料の補給	—	燃料補給設備による給油	ガスタービン発電機用軽油タンク ガスタービン発電機用軽油タンクドレン弁 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク ホース タンクローリ	重大事故等対処設備	原子力災害対策手順書 「軽油タンク等を使用したタンクローリへの燃料積載」 「タンクローリから各機器等への給油」

※１：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※２：Ａ－115V 系蓄電池，Ｂ－115V 系蓄電池，ＳＡ用 115V 系蓄電池，高圧炉心スプレイ系蓄電池，Ａ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ－原子炉中性子計装用蓄電池，Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）及び 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ）からの給電は，運転員による操作不要の動作である。

(o)　「2.1　可搬型設備等による対応手順等」

大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時に使用する設備と手順については，先に記載した(b)項から(n)項で示した重大事故等対策で整備する手順等を活用することで「炉心の著しい損傷を緩和するための対策」，「原子炉格納容器の破損を緩和するための対策」，「燃料プールの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策」，「放射性物質の放出を低減させるための対策」及び「大規模な火災が発生した場合における消火活動」の措置を行う。

さらに，柔軟な対応を行うため上記の手順に加えて，以下の大規模損壊に特化した手順を整備する（第18表参照）。

ⅰ　現場での可搬型計測器によるパラメータ計測及び監視手順

中央制御室が機能喪失する場合を想定し，現場での可搬型計測器によるパラメータ監視手順を整備する。

ⅱ　中央制御室損傷時の通信連絡手順

中央制御室が機能喪失する場合を想定し，現場と緊急時対策所が直接連絡できる手順を整備する。

第 18 表　大規模損壊に特化した手順

想定	対応手段	対応手順	対処設備	整備する手順書の分類
中央制御室が機能喪失する場合	監視機能の回復	現場での可搬型計測器によるパラメータ計測及び監視手順	可搬型計測器	大規模損壊時に対応する手順
	連絡手段の確保	中央制御室損傷時の通信連絡手順	衛星電話設備 有線式通信機	大規模損壊時に対応する手順

ｃ．ｂ．項に示す大規模損壊への対応手順書は，万一を考慮し中央制御室の機能が喪失した場合も対応できるよう整備する。

ｄ．ｂ．項に示す大規模損壊への対応手順書は，地震，津波及び地震と津波の重畳により発生する可能性のある大規模損壊に対して，また，ＰＲＡの結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスについて，当該事故により発生する可能性のある重大事故等及び大規模損壊への対応も考慮する。

加えて，大規模損壊発生時に，同等の機能を有する可搬型重大事故等対処設備，常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備が同時に機能喪失することなく，炉心注水，電源確保及び放射性物質拡散抑制等の各対策が上記設備のいずれかにより達成できるよう構成する。

ｅ．発電用原子炉施設において整備する大規模損壊発生時の対応手順については，大規模損壊に関する考慮事項等，米国におけるＮＥＩガイドの考え方も参考とする。また，当該ガイドの要求内容に照らして発電用原子炉施設の対応状況を確認する。