

添付書類十の一部補正

添付書類十を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
10-目-4	15行～ 17行	評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧(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)	評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧(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)
10-目-5	10行～ 11行	「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」の重大事故等対策について	「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」の重大事故等対策について
10-目-5	18行～ 19行	「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」における重大事故等対策について	「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について
10-目-14	1行～ 2行	「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」の対応手順の概要	「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」の対応手順の概要
10-目-14	3行～ 4行	「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」の作業と所要時間	「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」の作業と所要時間
10-目-29	14行と 15行の間	(追加)	<u>第 7.2.5-14 図 原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移(溶融物の落下量及び溶融物のポロシティを保守的に考慮する場合)</u>
10-目-29	15行	第 7.2.5-14 図 原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移(溶融炉心の崩壊熱	第 7.2.5-15 図 原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移(溶融炉心の崩壊熱

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-目-29	18行～ 19行	を保守的に考慮する場合) 「想定事故1」の <u>重要</u> 事故 等対策の概略系統図(使用 済燃料プールへの注水)	を保守的に考慮する場合) 「想定事故1」の <u>重大</u> 事故 等対策の概略系統図(使用 済燃料プールへの注水)

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-26	18行～ 19行	号機班は、当直（運転員）からの重要パラメータの入手、事故対応手段の選定に関する当直（運転員）の <u>支援</u> を行う。	号機班は、当直（運転員）からの重要パラメータの入手、事故対応手段の選定に関する当直（運転員）への <u>情報提供</u> を行う。
10-5-29	21行と 22行の間	(追加)	<u>また、参集する緊急時対策要員として、被災後 6 時間を目途に 40 名程度、被災後 10 時間以内に 106 名を確保する。</u>
10-5-37	10行～ 13行	各事象（重畳を含む）について、設計基準を超えるような苛酷な状況を想定した場合の <u>プラント</u> への影響度を評価し、特に <u>プラントの安全性</u> 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。	各事象（重畳を含む）について、設計基準を超えるような苛酷な状況を想定した場合の <u>発電用原子炉施設</u> への影響度を評価し、特に <u>発電用原子炉施設</u> 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。
10-5-37	19行～ 23行	b. 特に <u>プラント</u> 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苛酷な状況を想定した場合に <u>プラント</u> 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。	b. 特に <u>発電用原子炉施設</u> 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苛酷な状況を想定した場合に <u>発電用原子炉施設</u> 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

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-38	1行～ 5行	<p>主要な事象（検討した結果、特に<u>プラント</u>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5.2-1表、第5.2-2表及び第5.2-2図にそれぞれ示す。検討した結果、特に<u>プラント</u>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。</p>	<p>た。</p> <p>主要な事象（検討した結果、特に<u>発電用原子炉施設</u>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5.2-1表、第5.2-2表及び第5.2-2図にそれぞれ示す。検討した結果、特に<u>発電用原子炉施設</u>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。</p>
10-5-38	21行～ 22行	<p>上記 b. での整理から、<u>プラント</u>の最終状態は次の3項目に類型化することができ、第5.2-2表に事象ごとに整理した結果を示す。</p>	<p>上記 b. での整理から、<u>発電用原子炉施設</u>の最終状態は次の3項目に類型化することができ、第5.2-2表に事象ごとに整理した結果を示す。</p>
10-5-41	2行～ 5行	<p>(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</p> <p>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5.2-3表に示す。</p>	<p>(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</p> <p><u>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、発電所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</u></p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-42	6行～ 12行	<p><u>当該号炉に関する対応操作の優先順位付けや実施の判断は、一義的に事故発生号炉の当直副長が行う。</u></p> <p>また、<u>緊急時対策本部</u>は、<u>プラント</u>の影響予測を行い、その結果を基に各機能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。</p> <p><u>緊急時対策本部長</u>は、これらの情報を収集し、発電所全体の対応について総合的な責任を負う。</p>	<p><u>の操作に対する支援が重要となる。</u></p> <p>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5.2-3表に示す。</p> <p>また、<u>発電所対策本部</u>は、<u>発電用原子炉施設</u>の影響予測を行い、その結果を基に各機能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。</p> <p><u>発電所対策本部長</u>は、これらの情報を収集し、発電所全体の対応について総合的な責任を負う。</p>
10-5-42	13行～ 19行	<p>自然災害や人為事象が大規模になり、常設の設備では事故収束が行えない場合は、<u>緊急時対策本部</u>の支援を受け、多様なハザード対応手順等の手順を使用する。また、非常召集を行った場合、初動対応要員は、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所へ移動する。た</p>	<p>自然災害が大規模になり、常設の設備では事故収束が行えない場合は、<u>発電所対策本部</u>の支援を受け、多様なハザード対応手順等の<u>運転操作手順書</u>及び<u>緊急時対策本部用手順書</u>で<u>判断基準</u>を明確化して整備する手順を使用する。また、非常召集を行った場</p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-42 ～ 10-5-43	20行 ～ 8行	<p>だし、地震発生後防潮堤を超える津波により5号炉原子炉建屋内緊急時対策所も使用できない場合は、屋内外の利用できる施設を緊急時対策所として利用する。</p> <p>また、大規模損壊では、<u>重大事故時等に比べてプラント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なることから、緊急時対策本部における情報収集や運転員が実施するプラント操作の支援が重要となる。</u>このため、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」及び各号炉における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<u>緊急時対策本部で使用する対応フローを整備する。</u>この対応フローは、事故時運転操作手順書、多様なハザード対応手順、<u>緊急時対策本部の各機能班の対応ガイド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、</u></p>	<p>合、初動対応要員は、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所へ移動する。ただし、地震発生後防潮堤を超える津波により5号炉原子炉建屋内緊急時対策所も使用できない場合は、屋内外の利用できる施設を緊急時対策所として利用する。</p> <p>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」及び各号炉における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<u>発電所対策本部で使用する対応フローを整備する。</u>この対応フローは、事故時運転操作手順書、多様なハザード対応手順、<u>発電所対策本部の各機能班の対応ガイド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発電所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。</u>また、<u>b. (b)項から(n)項の</u>手順（第5.2-4表から第5.2-16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。</p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-43	9行～ 18行	<p>具体的な操作手順は個別の手順書等に記載する。また、<u>技術的能力に係る審査基準 1.2 から 1.14 に沿って作成した手順</u> (第 5.2-4 表から第 5.2-16 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。</p> <p>当該号炉に関する対応操作の優先順位付けや実施の判断は、一義的に事故発生号炉の当直副長が行う。万一、中央制御室の機能喪失時や中央制御室から運転員が撤退する必要がある場合等、当直副長の指揮下で対応できない場合については、次に掲げる (a)、(b) 及び (c) 項を実施し、それ以外の場合については、次に掲げる (b) 及び (c) 項を実施する。当直副長又は当該号炉の対応操作の責任者が判断した結果及びそれに基づき実施した監視や操作については、<u>緊急時対策本部</u>に報告し、各機能班の責任者（統括又は班長）は、その時点における他号炉の状況、リソースや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。</p>	<p>当該号炉に関する対応操作の優先順位付けや実施の判断は、一義的に事故発生号炉の当直副長が行う。万一、中央制御室の機能喪失時や中央制御室から運転員が撤退する必要がある場合等、当直副長の指揮下で対応できない場合については、次に掲げる (a)、(b) 及び (c) 項を実施し、それ以外の場合については、次に掲げる (b) 及び (c) 項を実施する。当直副長又は当該号炉の対応操作の責任者が判断した結果及びそれに基づき実施した監視や操作については、<u>発電所対策本部</u>に報告し、各機能班の責任者（統括又は班長）は、その時点における他号炉の状況、<u>人的リソースや資機材の確保状況</u>、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。</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-43 ～ 10-5-44	19行 ～ 2行	<p>また、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、可搬型直流電源装置、テスト等の代替の監視手段と無線連絡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、<u>確認できないパラメータを対象にパラメータ監視要員</u>を現場に出動させ、先ず外からの目視による確認を行い、その後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上で、パラメータが確認できない場合と同様の対応を行う。</p>	<p>また、<u>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</u>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、可搬型直流電源装置、テスト等の代替の監視手段と無線連絡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、<u>パラメータ監視のための運転員、号機班員等</u>を現場に出動させ、先ず外からの目視による確認を行い、その後、<u>確認できないパラメータを対象に代替監視手段</u>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上で、<u>他のパラメータについては、</u>パラメータが確認できない場合と同様の対応を行う。</p>
10-5-44	17行～ 21行	<p>中央制御室の機能喪失時や中央制御室との連絡が取れない場合等、当直副長の指揮下で対応できない場合には、<u>緊急時対策本部長</u>は当該号炉の運転員又は号機班の中から当該号炉の対応操作の責任者を</p>	<p>中央制御室の機能喪失時や中央制御室との連絡が取れない場合等、当直副長の指揮下で対応できない場合には、<u>発電所対策本部長</u>は当該号炉の運転員又は号機班の中から当該号炉の対応操作の責任者を</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-44	24行～ 25行	定め対応に当たらせる。当直副長の指揮下での対応操作不可の判断基準は次のとおりとする。 ・運転員による対応操作では限界があり、 <u>緊急時</u> 対策本部の指揮下で対応操作を行う必要があると当直副長が判断した場合	定め対応に当たらせる。当直副長の指揮下での対応操作不可の判断基準は次のとおりとする。 ・運転員による対応操作では限界があり、 <u>発電所</u> 対策本部の指揮下で対応操作を行う必要があると当直副長が判断した場合
10-5-45	2行～ 5行	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、建屋の損傷状況及び火災発生状況等を把握し、チェックシートに記載した上で、その情報を基に当面達成すべき目標を設定し、優先すべき号炉及び戦略を決定する。	<u>発電所</u> 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、建屋の損傷状況及び火災発生状況等を把握し、チェックシートに記載した上で、その情報を基に当面達成すべき目標を設定し、優先すべき号炉及び戦略を決定する。
10-5-45	13行～ 14行	・使用済燃料プールの水位が低下している場合は、速やかに <u>補給</u> する。	・使用済燃料プールの水位が低下している場合は、速やかに <u>注水</u> する。
10-5-45	22行～ 23行	緊急時対策本部は、(b)項で決定した目標設定に基づき、個別戦略を実施していく。設定目標と実施する個別戦略の考え方を次に示す。	<u>発電所</u> 対策本部は、(b)項で決定した目標設定に基づき、個別戦略を実施していく。設定目標と実施する個別戦略の考え方を次に示す。
10-5-51	16行～ 25行	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	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

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-63	8行～ 11行	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の不活性化しているが、炉心の著しい損傷が発生し、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解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。さらに、格納容器圧力逃がし装置により水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。	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の不活性化しているが、炉心の著しい損傷が発生し、ジルコニウム-水反応及び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。さらに、格納容器圧力逃がし装置により水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。
10-5-63 ～ 10-5-64	23行 ～ 4行	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-水反応及び水の放射線分解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。	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-水反応及び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。
		・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-水反応及び水の放射性分解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、	・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-水反応及び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

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-71	10行～ 13行	格納容器圧力逃がし装置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。 大規模損壊発生時の体制については、重大事故等時の対応体制を基本とするが、大規模損壊の発生により、要員の被災等による非常時の体制が部分的に機能しない場合(中央制御室の機能喪失含む)でも流動性を持って柔軟に対応できる体制を整備する。	合, 格納容器圧力逃がし装置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。 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おける体制については、重大事故等時の対応体制を基本とするが、大規模損壊の発生により、要員の被災等による非常時の体制が部分的に機能しない場合(中央制御室の機能喪失含む)でも流動性を持って柔軟に対応できる体制を整備する。
10-5-74	16行～ 20行	c. プルーム放出時は、大規模損壊対応への指示を行う緊急時対策要員と発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な緊急時対策要員は緊急時対策所、運転員は中央制御室待避室にとどまり、その他の緊急時対策要員及び自衛消防隊は発電所構外へ一時退避し、その後、発電所対策本部本部長(所長)の指示に基づき再参集する。	c. プルーム通過時は、大規模損壊対応への指示を行う緊急時対策要員と発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な緊急時対策要員は緊急時対策所、運転員は中央制御室待避室にとどまり、その他の緊急時対策要員及び自衛消防隊は発電所構外へ一時退避し、その後、発電所対策本部の指示に基づき再参集する。
10-5-74 ～	21行 ～	d. 大規模損壊と同時に大規模な火災が発生してい	d. 大規模損壊と同時に大規模な火災が発生してい

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-75	3 行	る場合、発電所対策本部の火災対応の指揮命令系統の下、自衛消防隊は消火活動を実施する。また、 <u>発電所対策本部本部長（所長）</u> が、事故対応を実施又は継続するために、放水砲等による泡消火の実施が必要と判断した場合は、緊急時対策要員を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消火活動に従事させる。なお、発電所対策本部の体制が整った後は、本部長の判断により、自衛消防組織を立ち上げ、自衛消防隊による消火活動を実施する。	る場合、発電所対策本部の火災対応の指揮命令系統の下、自衛消防隊は消火活動を実施する。また、 <u>発電所対策本部長</u> が、事故対応を実施又は継続するために、放水砲等による泡消火の実施が必要と判断した場合は、緊急時対策要員を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消火活動に従事させる。なお、発電所対策本部の体制が整った後は、本部長の判断により、自衛消防組織を立ち上げ、自衛消防隊による消火活動を実施する。
10-5-75	16 行～ 20 行	a. <u>本社緊急時対策本部体制の確立</u> 大規模損壊発生時における <u>本社緊急時対策本部（以下「本社対策本部」という。）</u> の設置による発電所への支援体制は、「5.1.4 手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備」で整備する支援体制と同様である。	a. <u>本社対策本部体制の確立</u> 大規模損壊発生時における <u>本社対策本部</u> の設置による発電所への支援体制は、「5.1.4 手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備」で整備する支援体制と同様である。
10-5-76 ～ 10-5-77	21 行 ～ 1 行	c. <u>屋外の可搬型重大事故等対処設備</u> 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影響を考慮して、 <u>関連する常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備</u> が	c. <u>屋外に保管する可搬型重大事故等対処設備</u> 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影響を考慮して、 <u>原子炉建屋、タービン建屋及び廃棄物処理建屋</u> から 100m

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
		設置されている原子炉建屋から 100m 以上離隔をとって当該建屋と同時に影響を受けない場所に分散して配備する。	以上離隔距離を確保するとともに、当該可搬型重大事故等対処設備がその機能を代替する屋外の設計基準対象施設及び常設重大事故等対処設備から 100m 以上の離隔距離を確保した上で、当該建屋及び当該設備と同時に影響を受けない場所に分散して配備する。
10-5-79 ～ 10-5-131		第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要	別紙 5-1 に変更する。
10-5-132 ～ 10-5-141		第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性	別紙 5-2 に変更する。
10-5-142 ～ 10-5-155		第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価	別紙 5-3 に変更する。
10-5-163		第 5.2-3 表 大規模損壊発生時の対応操作一覧 (4/10)	別紙 5-4 に変更する。
10-5-170		第 5.2-4 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)	別紙 5-5 に変更する。
10-5-171		第 5.2-4 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)	別紙 5-6 に変更する。
10-5-172		第 5.2-4 表 機能喪失を想定する設計基準事故対	別紙 5-7 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-173		処設備と整備する手順 (1.2) (3/6)	別紙 5-8 に変更する。
10-5-175		第 5.2-4 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)	別紙 5-9 に変更する。
10-5-176		第 5.2-4 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)	別紙 5-10 に変更する。
10-5-177		第 5.2-5 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 (1.3) (1/4)	別紙 5-11 に変更する。
10-5-180		第 5.2-5 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 (1.3) (2/4)	別紙 5-12 に変更する。
10-5-183		第 5.2-6 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 (1.4) (1/8)	別紙 5-13 に変更する。
10-5-183		第 5.2-6 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 (1.4) (4/8)	別紙 5-13 に変更する。
10-5-190		第 5.2-7 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 (1.5) (3/5)	別紙 5-14 に変更する。
10-5-191		第 5.2-7 表 機能喪失を 想定する設計基準事故対	別紙 5-15 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-192		処設備と整備する手順 (1.5) (4/5) 第 5.2-7 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 (1.5) (5/5)	別紙 5-16 に変更する。
10-5-193		第 5.2-8 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 (1.6) (1/6)	別紙 5-17 に変更する。
10-5-199		第 5.2-9 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 (1.7) (1/3)	別紙 5-18 に変更する。
10-5-201		第 5.2-9 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 (1.7) (3/3)	別紙 5-19 に変更する。
10-5-204		第 5.2-10 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 (1.8) (3/3)	別紙 5-20 に変更する。
10-5-205		第 5.2-11 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 (1.9) (1/2)	別紙 5-21 に変更する。
10-5-207		第 5.2-12 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 (1.10) (1/2)	別紙 5-22 に変更する。
10-5-208		第 5.2-12 表 機能喪失を 想定する設計基準事故対	別紙 5-23 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-209		処設備と整備する手順 (1.10) (2/2)	別紙 5-24 に変更する。
10-5-210		第 5.2-13 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) (1/3)	別紙 5-25 に変更する。
10-5-214		第 5.2-13 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) (2/3)	別紙 5-26 に変更する。
10-5-216		第 5.2-15 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 (1.13) (2/15)	別紙 5-27 に変更する。
10-5-217		第 5.2-15 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 (1.13) (4/15)	別紙 5-28 に変更する。
10-5-221		第 5.2-15 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 (1.13) (5/15)	別紙 5-29 に変更する。
10-5-222		第 5.2-15 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 (1.13) (9/15)	別紙 5-30 に変更する。
10-5-223		第 5.2-15 表 機能喪失を 想定する設計基準事故対	別紙 5-31 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-5-227		<p>処設備と整備する手順 (1.13) (11/15)</p> <p>第 5.2-15 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 (1.13) (15/15)</p>	別紙 5-32 に変更する。
10-5-229		<p>第 5.2-16 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 (1.14) (2/5)</p>	別紙 5-33 に変更する。
10-5-230		<p>第 5.2-16 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 (1.14) (3/5)</p>	別紙 5-34 に変更する。
10-5-232		<p>第 5.2-16 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 (1.14) (5/5)</p>	別紙 5-35 に変更する。
10-5-234		<p>第 5.2-1 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</p>	別紙 5-36 に変更する。
10-5-235		<p>第 5.2-2 図 大規模な自然 災害 (地震) により生じ 得るプラントの状況 (1/3)</p>	別紙 5-37 に変更する。
10-5-236		<p>第 5.2-2 図 大規模な自然 災害 (津波) により生じ 得るプラントの状況 (2/3)</p>	別紙 5-38 に変更する。
10-5-237		<p>第 5.2-2 図 大規模な自然 災害 (地震と津波の重 畳) により生じ得るプラ ントの状況 (3/3)</p>	別紙 5-39 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (1/19)

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	
方針目的	<p>運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止させるための設計基準事故対処設備が機能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、ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入、原子炉冷却材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により、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するための手順等を整備する。</p> <p>また、自動での原子炉緊急停止及び手動による原子炉緊急停止ができない場合は、原子炉出力の抑制を図った後にほう酸水注入により未臨界に移行する手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において、発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又は ATWS が発生した場合は、ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）により、制御棒が自動で緊急挿入するため、発電用原子炉が緊急停止したことを確認する。</p> <p>また、ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が自動で緊急挿入しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）等を作動させて制御棒を緊急挿入し、発電用原子炉を緊急停止する。</p>
	<p>フロントライン系故障時</p> <p>原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制</p> <p>ATWS が発生した場合は、ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）により原子炉冷却材再循環ポンプが自動で停止するため、炉心流量が低下し、原子炉出力が抑制されたことを確認する。</p> <p>また、ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）により原子炉冷却材再循環ポンプが自動で停止しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により原子炉冷却材再循環ポンプを停止し、原子炉出力を抑制する。</p>
	<p>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</p> <p>ATWS が発生した場合は、自動減圧系の起動阻止スイッチにより自動減圧系及び代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）による自動減圧を阻止し、原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止する。</p>
	<p>ほう酸水注入</p> <p>ATWS が発生した場合は、原子炉冷却材再循環ポンプ停止により原子炉出力を抑制した後、中央制御室からの手動操作によりほう酸水注入系を起動し、原子炉圧力容器へほう酸水を注入することにより発電用原子炉を未臨界とする。</p>

配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	<p> 運転時の異常な過渡変化の発生時において、発電用原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず全制御棒が全挿入されない場合は、ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が自動で緊急挿入するため、発電用原子炉が緊急停止したことを確認する。 </p> <p> ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が自動で緊急挿入しなかった場合は、中央制御室からの手動操作により ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）等を作動させて制御棒を緊急挿入し、発電用原子炉を緊急停止する。 </p> <p> ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒が緊急挿入せず、発電用原子炉が緊急停止できない場合は、原子炉停止機能喪失と判断し、中央制御室からの手動操作により原子炉冷却材再循環ポンプを停止し、原子炉出力を抑制するとともにほう酸水注入系を速やかに起動し、発電用原子炉を未臨界とする。 </p>
---------	----------------	---

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (2/19)

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	
方針目的	<p>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、高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水、原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉への注水により発電用原子炉を冷却する手順等を整備する。</p> <p>また、発電用原子炉を冷却するため、原子炉水位を監視及び制御する手順等を整備する。</p> <p>さらに、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系により注水する手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>重大事故等対処設備 (設計基準拡張)</p> <p>設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心注水系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p>
	<p>フロントライン系故障時</p> <p>高圧代替注水系による 発電用原子炉の冷却</p> <p>設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、発電用原子炉を冷却する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉圧力容器へ注水する。 中央制御室からの手動操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉圧力容器へ注水する。
	<p>サポート系故障時</p> <p>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</p> <p>全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却のほか、現場で弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動することで原子炉圧力容器へ注水し、発電用原子炉を冷却する。</p>
	<p>原子炉隔離時冷却系の復旧 代替電源設備による</p> <p>全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備を用いて給電している場合は、所内蓄電式直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に以下の手段等により直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 代替交流電源設備等により充電器を受電し、直流電源を供給する。 可搬型直流電源設備により直流電源を供給する。

対応手段等	監視及び制御	<p>「高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却」及び「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」により発電用原子炉を冷却する際には、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA）等により監視する。</p> <p>また、これらの計測機器が故障又は計測範囲（把握能力）を超えた場合は、当該パラメータの値を推定する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動する場合は、高圧代替注水系の作動状況を原子炉水位（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）、高圧代替注水系系統流量、復水貯蔵槽水位（SA）等により監視する。</p> <p>現場で弁の手動操作により高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系を起動する場合は、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の作動状況を原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA）等により監視する。</p> <p>原子炉圧力容器内の水位の調整が必要な場合は、中央制御室からの操作、又は現場での弁の操作により原子炉圧力容器内の水位を制御する。</p>	
	重大事故等の進展抑制	ほう酸水注入系による進展抑制	<p>原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による発電用原子炉への高圧注水により原子炉圧力容器内の水位が維持できない場合は、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系貯蔵タンク等を水源として、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へ注水する。</p>
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	<p>設計基準事故対処設備である高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系の運転を継続する。</p>

配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	サポート系故障時	<p>全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失により設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は、現場で弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>いずれの操作によっても高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場で弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>これらの対応手段により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。</p> <p>全交流動力電源が喪失し、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内蓄電式直流電源設備を用いて給電している場合は、所内蓄電式直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備等より充電器を受電することにより直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより発電用原子炉を冷却する。</p> <p>代替交流電源設備等を用いて給電できない場合は、可搬型直流電源設備により直流電源を確保し、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することにより発電用原子炉を冷却する。</p> <p>代替交流電源設備、可搬型直流電源設備等への燃料補給及び復水貯蔵槽への補給をすることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続させる。</p>
	原子炉隔離時冷却系の起動時の留意事項	現場での弁の手動操作による	<p>現場で弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動する場合は、発生する排水により原子炉隔離時冷却系ポンプ本体が水没する前に排水処理を実施する。</p>

配慮すべき事項	原子炉隔離時冷却系の起動時の環境条件	蒸気漏えいに伴う環境温度の上昇による運転員への影響を考慮し、原子炉隔離時冷却系ポンプ室に現場運転員が入室するのは原子炉隔離時冷却系の起動時のみとし、その後速やかに退室する。防護具を確実に装着することにより本操作が可能である。
	作業性	高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系の現場操作による起動操作は、通常の弁操作である。また、速やかに作業を開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いてほう酸水注入系へ給電する。
	燃料補給	配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (3/19)

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			
方針目的	<p>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、手動操作による減圧及び減圧の自動化により原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。</p> <p>また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。</p> <p>さらに、インターフェイスシステム LOCA 発生時において、炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。</p>		
	対応手段等	フロントライン系故障時	<p>手動操作による減圧</p> <p>設計基準事故対処設備である逃がし安全弁の自動減圧機能が故障等により発電用原子炉の減圧ができない場合は、中央制御室からの手動操作により逃がし安全弁を開操作し、発電用原子炉を減圧する。</p>
		サポート系故障時	<p>減圧の自動化</p> <p>設計基準事故対処設備である逃がし安全弁の自動減圧機能が故障等により発電用原子炉の減圧ができない場合は、代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）の自動作動を確認し、発電用原子炉を減圧する。</p>
		<p>常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し、発電用原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替直流電源設備により直流電源を確保する。その後、常設代替直流電源設備の AM 用蓄電池の枯渇を防止するため、可搬型直流電源設備により直流電源を継続的に供給する。 ・逃がし安全弁の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続して直流電源を確保する。 	

対応手段等	サポート系故障時	<p>高圧窒素ガス供給系による窒素ガス確保</p>	<p>逃がし弁機能用アキュムレータ及び自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給源を高圧窒素ガス供給系に切り替えることで逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスを確保し、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。</p> <p>高圧窒素ガス供給系からの供給期間中において、逃がし安全弁の作動に伴い窒素ガスの圧力が低下した場合は、予備の窒素ガスポンペに切り替える。</p>
		<p>代替電源設備を用いた逃がし安全弁の復旧</p>	<p>全交流動力電源又は常設直流電源の喪失により逃がし安全弁が作動せず発電用原子炉の減圧ができない場合は、以下の手段により直流電源を確保し、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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型直流電源設備等により直流電源を確保する。 ・代替交流電源設備等により充電器を受電することで直流電源を確保する。
	<p>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止</p>	<p>炉心損傷時、原子炉圧力容器への注水手段がない場合は、原子炉圧力容器が高圧の状態では破損した場合に溶融物が放出され、原子炉格納容器内の雰囲気が直接加熱されることによる原子炉格納容器の破損を防止するため、逃がし安全弁の手動操作により発電用原子炉を減圧する。</p>	
	<p>システムLOCA発生時</p>	<p>インターフェイスシステム LOCA が発生した場合は、発電用原子炉を手動停止するとともに、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の漏えいを停止するため、漏えい箇所を隔離する。</p> <p>漏えい箇所を隔離できない場合は、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の漏えいを抑制するため、逃がし安全弁等により発電用原子炉を減圧し、漏えい箇所を隔離する。</p> <p>原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいし原子炉建屋原子炉区域内の圧力が上昇した場合は、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放することで、原子炉建屋原子炉区域内の圧力及び温度の上昇を抑制し、環境を改善する。</p>	
配慮すべき事項	<p>重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>フロントライン系故障時</p>	<p>設計基準事故対処設備である逃がし安全弁の自動減圧系機能喪失により逃がし安全弁が作動しない場合は、低圧注水系、低圧代替注水系等による原子炉圧力容器への注水準備が完了していることを確認し、逃がし安全弁等により発電用原子炉を減圧する。</p> <p>なお、残留熱除去系が運転している場合は、原子炉水位低(L-1)が10分継続した段階で代替自動減圧機能が自動作動することを確認し、これにより発電用原子炉を減圧する。</p>

配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	サポート系故障時	<p>常設直流電源系統の喪失により逃がし安全弁が作動しない場合は、可搬型直流電源設備又は逃がし安全弁用可搬型蓄電池により逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。</p> <p>常設直流電源の喪失により逃がし安全弁が作動しない場合は、可搬型直流電源設備等により逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。</p> <p>常設直流電源喪失の原因が全交流動力電源喪失の場合は、代替交流電源設備等により充電器を受電することで直流電源を確保し、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。</p> <p>逃がし安全弁作動窒素ガスの喪失により逃がし安全弁が作動しない場合は、高圧窒素ガス供給系の高圧窒素ガスポンペにより逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスを確保し、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。</p>
	発電用原子炉の自動減圧時の留意事項	代替自動減圧機能による	<p>「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」における対応操作中は、発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止するため、自動減圧系の起動阻止スイッチにより自動減圧系及び代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）による自動減圧を阻止する。</p>
	逃がし安全弁の背圧対策	逃がし安全弁の	<p>逃がし安全弁は、想定される重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件においても確実に作動できるよう、あらかじめ逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス圧力を設定する。</p>
	LOCA時の溢水の影響	インターフェイスシステム	<p>隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルートは、インターフェイスシステム LOCA により漏えいが発生する機器よりも上層階に位置し、溢水の影響がないようにする。</p>
	LOCAの検知	インターフェイスシステム	<p>インターフェイスシステム LOCA の発生は、原子炉格納容器内外のパラメータ等により判断する。非常用炉心冷却系ポンプ設置室は原子炉建屋内において各部屋が分離されているため、漏えい箇所の特定は、床漏えい検出器、監視カメラ及び火災報知器により行う。</p>

配慮すべき事項	作業性	インターフェイスシステム LOCA 発生時において、現場で漏えい箇所を隔離する場合は、隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルート環境を考慮して、現場環境(温度・湿度・圧力)が改善された状態で行い、事故環境下においても作業できるよう防護具を確実に装着する。
	燃料補給	配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (4/19)

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			
方針目的	<p>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、低圧代替注水系により発電用原子炉を冷却する手順等を整備する。</p> <p>また、炉心が溶融し、原子炉圧力容器の破損に至った場合で、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存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、低圧代替注水系により残存溶融炉心を冷却する手順等を整備する。</p>		
		<p>重大事故等対処設備 (設計基準拡張)</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード又は原子炉停止時冷却モード）が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p>
対応手段等	原子炉運転中の場合	<p>フロントライン系故障時</p>	<p>による発電用原子炉の冷却</p> <p>低圧代替注水系</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）の故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、発電用原子炉を冷却する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水貯蔵槽を水源として、低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、代替淡水源を水源として、低圧代替注水系（可搬型）等により注水する。 <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p>
		<p>サポート系故障時</p>	<p>常設代替交流電源設備による</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、低圧代替注水系による発電用原子炉の冷却に加え、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（低圧注水モード）を復旧し、サプレッション・チェンバを水源として、原子炉圧力容器へ注水し、発電用原子炉を冷却する。</p> <p>また、常設代替交流電源設備等へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより残留熱除去系（低圧注水モード）を運転継続する。</p> <p>発電用原子炉の停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に移行し、長期的に発電用原子炉を除熱する。</p>

対応手段等	原子炉運転中の場合	溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	<p>による残存溶融炉心の冷却</p> <p>低圧代替注水系</p> <p>溶融炉心が原子炉圧力容器を破損し原子炉格納容器下部へ落下するものの、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、残存溶融炉心を冷却する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水貯蔵槽を水源として、低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により残存溶融炉心の冷却ができない場合は、代替淡水源を水源として、低圧代替注水系（可搬型）等により注水する。 <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p>
	原子炉停止中の場合	フロントライン系故障時	<p>による発電用原子炉の冷却</p> <p>低圧代替注水系</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障等により発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、発電用原子炉を冷却する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水貯蔵槽を水源として、低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、代替淡水源を水源として、低圧代替注水系（可搬型）等により注水する。 <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p>
		サポート系故障時	<p>常設代替交流電源設備による</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、低圧代替注水系による発電用原子炉の冷却に加え、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、発電用原子炉の除熱を実施する。</p> <p>また、常設代替交流電源設備等へ燃料を補給し、電源の供給を継続することにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を運転継続する。</p>

配慮すべき事項	原子炉運転中の場合	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）の故障等により発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合において、低圧代替注水系（常設）に異常がなく、交流電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）により発電用原子炉を冷却する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）により発電用原子炉の冷却ができない場合において、低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（代替淡水源）が確保されている場合は、低圧代替注水系（可搬型）により発電用原子炉を冷却する。</p> <p>なお、低圧代替注水系等により発電用原子炉を冷却する場合は、中央制御室から弁の操作が可能であって注水流量が多い配管から選択する。また、中央制御室から弁の操作ができない場合は、現場で弁の手動操作を実施する。</p>
			サポート系故障時	<p>外部電源、常設代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合において、原子炉補機冷却系の運転ができる場合は、残留熱除去系（低圧注水モード）により発電用原子炉を冷却する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合は、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系（低圧注水モード）により発電用原子炉を冷却する。</p> <p>代替原子炉補機冷却系の設置による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧に時間を要するため、低圧代替注水系等による発電用原子炉の冷却を並行して実施する。その際の優先順位は、フロントライン系故障時の優先順位と同様である。</p>
			溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合	<p>溶融炉心が原子炉压力容器内に残存した場合において、低圧代替注水系（常設）に異常がなく、交流電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）により残存溶融炉心を冷却する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）により残存溶融炉心の冷却ができない場合において、低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（代替淡水源）が確保されている場合は、低圧代替注水系（可搬型）により残存溶融炉心を冷却する。</p> <p>なお、低圧代替注水系等により発電用原子炉を冷却する場合は、注水流量が多い配管から選択する。</p>

配慮すべき事項	原子炉停止中の場合	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障等により発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合において、低圧代替注水系（常設）に異常がなく、交流電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）により発電用原子炉を冷却する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）により発電用原子炉の冷却ができない場合において、低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（代替淡水源）が確保されている場合は、低圧代替注水系（可搬型）により発電用原子炉を冷却する。</p> <p>なお、低圧代替注水等により発電用原子炉を冷却する場合は、中央制御室から弁の操作が可能であって注水流量が多い配管から選択する。また、中央制御室から弁の操作ができない場合は、現場で弁の手動操作を実施する。</p>
			サポート系故障時	<p>外部電源、常設代替交流電源設備等により交流電源が確保できた場合において、原子炉補機冷却系の運転ができる場合は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により発電用原子炉を除熱する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合は、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により発電用原子炉を除熱する。</p> <p>代替原子炉補機冷却系の設置による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧に時間を要するため、低圧代替注水系等による発電用原子炉の冷却を並行して実施する。その際の優先順位は、フロントライン系故障時の優先順位と同様である。</p>
	おける留意事項	残存熔融炉心の冷却に	<p>低圧代替注水系等により十分な注水流量が確保できない場合は、熔融炉心の冷却を優先し、効果的な注水箇所を選択する。</p>	
	作業性		<p>低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-2級）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるように十分な作業スペースを確保する。</p>	
	電源確保		<p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて低圧代替注水系等による注水に必要な設備へ給電する。</p>	
		燃料補給	<p>配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>	

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (5/19)

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等		
方針目的	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機能が喪失した場合において、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、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱，代替原子炉補機冷却系による除熱により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手順等を整備する。	
対応手段等	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード又は格納容器スプレイ冷却モード）及び原子炉補機冷却系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。
	フロントライン系故障時 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード）の故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、以下の手段により原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送する。 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器圧力逃がし装置により輸送する。 ・格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合は、耐圧強化ベント系により輸送する。 格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁（空気作動弁，電動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合は、隔離弁を遠隔で手動操作することにより原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送する。
	サポート系故障時 代替原子炉補機冷却系による除熱	設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系の故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、代替原子炉補機冷却系，残留熱除去系等により，発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海へ輸送する。

配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系が機能喪失した場合は、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は、耐圧強化ベント系により原子炉格納容器内の除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による格納容器ベントの実施にあたり、弁の駆動電源及び空気源がない場合は、現場で手動操作を行う。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系により格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェンバを経由する経路を第一優先とする。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側のベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウエルを経由する経路を第二優先とする。</p>
		作業性	<p>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であり、原子炉建屋内の原子炉区域外で実施する。</p> <p>代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を確保するために使用する各種ホースの接続は、一般的に使用される工具を用い、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p>
		電源確保	<p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントを実施するために必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は、現場において手動で系統構成を行う。</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、常設代替交流電源設備等を用いて残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード）へ給電する。</p>
		燃料補給	<p>配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (6/19)

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等			
方針目的	<p>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が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止するため、代替格納容器スプレイ冷却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手順等を整備する。</p> <p>また、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、代替格納容器スプレイ系により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手順等を整備する。</p>		
	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード又はサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p>		
対応手段等	炉心損傷前	<p>重大事故等対処設備 (設計基準拡張)</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉格納容器内へスプレイし、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水貯蔵槽を水源として、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によりスプレイする。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内へスプレイできない場合は、代替淡水源を水源として、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）等によりスプレイする。 <p>なお、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は、海を水源として利用できる。</p>
		<p>フロントライン系故障時</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系 による原子炉格納容器内の冷却</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）を復旧し、サブプレッション・チェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。</p> <p>また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を復旧し、サブプレッション・チェンバ・プール水を除熱する。</p>
		<p>サポート系故障時</p> <p>常設代替交流電源設備による残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)の復旧</p>	

対応手段等	炉心損傷前	サポート系故障時	<p>常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧</p> <p>（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧</p>	<p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧に時間を要する場合は、代替格納容器スプレイ冷却系等により原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。</p>
	炉心損傷後	フロントライン系故障時	<p>代替格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の冷却</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉格納容器内へスプレイし、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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水貯蔵槽を水源として、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によりスプレイする。 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内へスプレイできない場合は、代替淡水源を水源として、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）等によりスプレイする。 <p>なお、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は、海を水源として利用できる。</p> <p>また、原子炉圧力容器破損前に代替格納容器スプレイを実施することで原子炉格納容器内の温度の上昇を抑制し、逃がし安全弁の環境条件を緩和する。</p>

<p>対応手段等</p>	<p>炉心損傷後</p>	<p>サポート系故障時</p>	<p>常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）の復旧 サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、代替格納容器スプレィ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）を復旧し、サブプレッション・チェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレィする。</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）を復旧し、サブプレッション・チェンバ・プール水を除熱する。</p> <p>残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧に時間を要する場合は、代替格納容器スプレィ冷却系等により原子炉格納容器内へのスプレィを並行して実施する。</p>
<p>配慮すべき事項</p>	<p>重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>フロントライン系故障時</p>	<p>フロントライン系故障時</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレィ冷却系（常設）に異常がなく、交流電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、代替格納容器スプレィ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>代替格納容器スプレィ冷却系（常設）により原子炉格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（代替淡水源）が確保されている場合は、代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>代替格納容器スプレィ冷却系により原子炉格納容器内の冷却を実施する場合は、以下の優先順位でスプレィを実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉圧力容器破損前 <ol style="list-style-type: none"> 1. サプレッション・チェンバ内にスプレィ 2. ドライウエル内にスプレィ ・原子炉圧力容器破損後 <ol style="list-style-type: none"> 1. ドライウエル内にスプレィ 2. サプレッション・チェンバ内にスプレィ

配慮すべき事項	作業性	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-2級）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて代替格納容器スプレイ冷却系等による原子炉格納容器内の冷却に必要な設備へ給電する。
	燃料補給	配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (7/19)

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		
方針目的	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、格納容器圧力逃がし装置及び代替循環冷却系により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。	
対応手段等	原子炉格納容器圧力逃がし装置による 格納容器圧力逃がし装置による 原子炉格納容器内の減圧及び除熱	<p>残留熱除去系の復旧又は代替循環冷却系の運転によって原子炉格納容器内の圧力を 620kPa[gage]以下に抑制する見込みがない場合、又は原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の水素濃度が 2.2vol%に到達した場合は、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（空気作動弁、電動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合は、隔離弁を遠隔で手動操作することにより原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。</p>
	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 代替循環冷却系による	原子炉格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却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。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	<p>代替原子炉補機冷却系の設置が完了し、代替循環冷却系が起動できる場合は、代替循環冷却系により原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。</p> <p>原子炉圧力容器の破損を判断した後は、代替循環冷却系により原子炉格納容器下部への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。</p> <p>代替循環冷却系が起動できない場合は、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の減圧及び除熱を行う。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの実施にあたり、弁の駆動電源及び空気源がない場合は、現場で手動操作を行う。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサプレッション・チェンバを経由する経路を第一優先とする。</p> <p>サプレッション・チェンバ側のベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウエルを経由する経路を第二優先とする。</p>

配慮すべき事項	格納容器ベント時の留意事項	系統内の不活性ガスによる置換 格納容器圧力逃がし装置の	格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを実施中に、排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため、格納容器圧力逃がし装置の系統内を不活性ガス（窒素ガス）であらかじめ置換しておく。
		原子炉格納容器の負圧破損の防止	格納容器圧力逃がし装置の使用後に格納容器スプレイを実施する場合は、原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力を監視し、規定の圧力に到達した時点で格納容器スプレイを停止する。
		放射線防護	格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減するため、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。 現場運転員の放射線防護を考慮して、遠隔手動弁を操作するエリアを原子炉建屋内の原子炉区域外に設置する。 作業員の放射線防護を考慮して、フィルタ装置、よう素フィルタの周囲及び配管等の周辺に遮蔽体を設ける。 また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮して、防護具を装備し作業を行う。
		電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントに必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は、現場において手動で系統構成を行う。
	代替循環冷却時の留意事項	放射線防護	現場での系統構成は、運転開始前に行い、代替循環冷却系の起動及びその後の流量調整等の操作は、中央制御室で実施する。 なお、代替循環冷却系の運転後、長期にわたる系統廻りの線量低減対策として、可搬型代替注水ポンプにより系統水を入れ替えることでフラッシングを実施する。
		電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて代替循環冷却系へ給電する。

配慮すべき事項	作業性	格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であり、原子炉建屋内の原子炉区域外で実施する。
	燃料補給	配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (8/19)

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		
方針目的	<p>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、格納容器下部注水系により原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) を抑制し、溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止する手順等を整備する。</p> <p>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、原子炉压力容器へ注水する手順等を整備する。</p>	
対応手段等	<p>原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却</p> <p>格納容器下部注水系による原子炉格納容器下部への注水</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合は、原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するため、以下の手段により原子炉格納容器下部へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・復水貯蔵槽を水源として、格納容器下部注水系 (常設) により注水する。 ・格納容器下部注水系 (常設) により注水できない場合は、代替淡水源を水源として、格納容器下部注水系 (可搬型) 等により注水する。 <p>なお、格納容器下部注水系 (可搬型) による注水は、海を水源として利用できる。</p>
	<p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止</p> <p>原子炉压力容器への注水</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合は、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、以下の手段により原子炉压力容器へ注水する。原子炉压力容器へ注水する場合は、ほう酸水注入系により原子炉压力容器へほう酸水の注入を並行して実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は、復水貯蔵槽を水源として、高圧代替注水系により注水する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は、復水貯蔵槽を水源として、低圧代替注水系 (常設) により注水する。 ・低圧代替注水系 (常設) により注水できない場合は、代替淡水源を水源として、低圧代替注水系 (可搬型) により注水する。 <p>なお、低圧代替注水系 (可搬型) による注水は、海を水源として利用できる。</p>
配慮すべき事項	<p>原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却</p>	<p>格納容器下部注水系 (常設) に異常がなく、交流電源及び水源 (復水貯蔵槽) が確保されている場合は、格納容器下部注水系 (常設) により原子炉格納容器下部へ注水する。</p> <p>格納容器下部注水系 (常設) により原子炉格納容器下部へ注水できない状況において、格納容器下部注水系 (可搬型) に異常がなく、燃料及び水源 (代替淡水源) が確保されている場合は、格納容器下部注水系 (可搬型) により原子炉格納容器下部へ注水する。</p>

配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	<p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、高圧代替注水系に異常がなく、直流電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、高圧代替注水系により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、低圧代替注水系（常設）に異常がなく、交流電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合は、低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができない状況において、低圧代替注水系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（代替淡水源）が確保されている場合は、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。</p> <p>溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のために、原子炉圧力容器へ注水している状況において、損傷炉心を冷却できないと判断した場合は、原子炉格納容器下部への注水を開始する。</p>
	作業性	<p>格納容器下部注水系（可搬型）及び低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-2級）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備等を用いて格納容器下部注水系及び低圧代替注水系による注水に必要な設備へ給電する。</p>
	燃料補給	<p>配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (9/19)

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	
方針目的	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-水反応及び水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスが、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に必要な原子炉格納容器内の不活性化、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化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、及び原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を行う手順等を整備する。
対応手段	原子炉格納容器内の不活性化 原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉運転中における原子炉格納容器内の雰囲気は、不活性ガス（窒素ガス）で置換することにより不活性化した状態とする。
	格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化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 原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを以下の手段により大気に排出し、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する。 ・格納容器圧力逃がし装置により排出する。 ・格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合は、耐圧強化ベント系により排出する。
	水素濃度及び酸素濃度の監視 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスの濃度を格納容器内水素濃度 (SA) ，格納容器内水素濃度，格納容器内酸素濃度を用いて測定し、監視する。 全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、格納容器内水素濃度 (SA) を用いて測定し、監視する。

配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	<p>原子炉格納容器内の酸素濃度が規定値に到達した場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いて原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は、耐圧強化ベント系を用いて原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置を用いて原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する場合は、スクラビング効果が期待できるサプレッション・チェンバを経由する経路を第一優先とする。サプレッション・チェンバ側のベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウェルを経由する経路を第二優先とする。</p> <p>耐圧強化ベント系を用いて原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する場合は、スクラビング効果が期待できるサプレッション・チェンバを経由する経路のみを使用する。</p>
	原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出時の留意事項	<p>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系を使用する場合は、フィルタ装置水素濃度にて水素濃度を監視する。また、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、フィルタ装置出口放射線モニタの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にて放射性物質濃度を推定し監視する。耐圧強化ベント系を使用する場合は、耐圧強化ベント系放射線モニタの放射線量率及び事前に耐圧強化ベント系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にて放射性物質濃度を推定し監視する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系を使用する場合は、ブルームの影響による被ばくを低減させるため、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。</p> <p>現場運転員の放射線防護を考慮して、遠隔手動弁を操作するエリアを原子炉建屋内の原子炉区域外に設置する。</p> <p>作業員の放射線防護を考慮して、フィルタ装置、よう素フィルタの周囲及び配管等の周辺に遮蔽体を設ける。</p> <p>また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮して、防護具を装備して作業を行う。</p> <p>耐圧強化ベント系を使用する場合は、原子炉格納容器内の圧力が規定値以下であることを確認する。</p>
	作業性	<p>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であり、原子炉建屋内の原子炉区域外で実施する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて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電動弁、格納容器内水素濃度及び格納容器内酸素濃度へ給電する。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (10/19)

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	
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素ガスが原子炉格納容器内に放出され、原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした場合においても水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制及び原子炉建屋内の水素濃度監視を行う手順等を整備する。
対応手段	<p>静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制</p> <p>原子炉格納容器内で発生した水素ガスが原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした場合は、静的触媒式水素再結合器動作監視装置を用いて原子炉建屋内の水素濃度上昇を抑制するために設置している静的触媒式水素再結合器の作動状態を監視する。</p> <p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合器動作監視装置を用いて監視する。</p>
	<p>原子炉建屋内の水素濃度監視</p> <p>原子炉格納容器内で発生し原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした水素濃度を監視するため、原子炉建屋水素濃度を用いて原子炉建屋内の水素濃度を監視する。</p> <p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉建屋内水素濃度を用いて監視する。</p>
配慮すべき事項	非常用ガス処理系の系統内での水素爆発を回避させるため、原子炉建屋内の水素濃度の上昇を確認した場合は、非常用ガス処理系を手動操作により停止する。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (11/19)

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等			
方針目的	<p>使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料プール」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料プールからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が低下した場合において、使用済燃料プール内の燃料体又は使用済燃料（以下「使用済燃料プール内の燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するため、燃料プール代替注水、漏えい抑制、使用済燃料プールの監視を行う手順等を整備する。</p> <p>また、使用済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使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合において、使用済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、使用済燃料プールへのスプレイ、大気への拡散抑制、使用済燃料プールの監視を行う手順等を整備する。</p>		
	対応手段	の喪失時又は使用済燃料プール水の小規模な漏えい発生時	燃料プール代替注水
漏えい抑制			<p>使用済燃料プールに接続する配管の破断等により、使用済燃料プールディフューザ配管からサイフォン現象により使用済燃料プール水の漏えいが発生した場合は、ディフューザ配管上部に設けたサイフォンブレイク孔により漏えいが停止したことを確認する。</p> <p>さらに、現場で手動弁により隔離操作を実施する。</p>
大量の水の漏えい発生時		燃料プールのスプレイ	<p>使用済燃料プールからの大量の水の漏えい等により使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合は、代替淡水源を水源として、燃料プール代替注水系により常設スプレイヘッド又は可搬型スプレイヘッドから使用済燃料プール内の燃料体等に直接スプレイする。</p> <p>なお、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへのスプレイは、海を水源として利用できる。</p>
		大気への放射性物質の拡散抑制	<p>使用済燃料プールからの大量の水の漏えい等による使用済燃料プールの水位の異常な低下により使用済燃料プール内の燃料体等が著しい損傷に至った場合は、原子炉建屋放水設備により海水を原子炉建屋へ放水する。</p> <p>本対応手段は、「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」の大気への放射性物質の拡散抑制と同様である。</p>

対応手段	重大事故等時の使用済燃料プールの監視	使用済燃料プールの監視設備による 使用済燃料プールの状態監視	<p>使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失した場合、又は使用済燃料プール水の漏えいが発生した場合は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA）、使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA 広域）、使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料貯蔵プール監視カメラにより使用済燃料プールの状態を監視する。</p> <p>なお、使用済燃料貯蔵プール監視カメラは、耐環境性向上のため冷気を供給することで冷却する。</p> <p>使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）等の機能が喪失している場合は、あらかじめ評価した水位／放射線量の関係により使用済燃料プールの空間線量率を推定する。</p>
		代替電源による給電	<p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した状況において使用済燃料プールの状態を監視するため、所内蓄電式直流電源設備及び可搬型直流電源設備から使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA）、使用済燃料貯蔵プール水位・温度（SA 広域）、使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）へ給電する。</p> <p>さらに、代替交流電源設備等から使用済燃料貯蔵プール監視カメラへ給電する。</p>
	重大事故等時における 使用済燃料プールの除熱	燃料プール冷却浄化系による 使用済燃料プールの除熱	<p>燃料プール冷却浄化系が全交流動力電源喪失により起動できない場合は、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより燃料プール冷却浄化系の電源を確保し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保することで使用済燃料プールを除熱する。</p>
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択		<p>使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失した場合、又は使用済燃料プールの水位が低下した場合は、その程度によらず、可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）及び（A-2 級）により使用済燃料プールへ注水又はスプレーが可能となるよう準備し、可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）を優先して使用する。</p> <p>また、可搬型代替注水ポンプにより使用済燃料プールへ注水又はスプレーする場合は、常設スプレーヘッドを優先して使用し、常設スプレーヘッドが使用できない場合は、可搬型スプレーヘッドを使用する。</p> <p>全交流動力電源の喪失により燃料プール冷却浄化系による使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合は、常設代替交流電源設備等を用いて燃料プール冷却浄化系の電源を確保し、原子炉補機冷却系又は代替原子炉補機冷却系により冷却水を確保するとともに燃料プール代替注水により水源を確保し、燃料プール冷却浄化系により使用済燃料プールを除熱する。</p>

配慮すべき事項	作業性	燃料プール代替注水系で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）及び（A-2 級）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。
	燃料補給	配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (12/19)

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		
方針目的	<p>炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済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、大気への放射性物質の拡散抑制、海洋への放射性物質の拡散抑制により発電所外への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備する。</p> <p>また、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、航空機燃料火災への泡消火により火災に対応する手順等を整備する。</p>	
対応手段等	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済燃料プール内燃料体等の著しい損傷	<p>大気への放射性物質の拡散抑制</p> <p>炉心損傷を判断した場合においてあらゆる注水手段を講じても原子炉圧力容器への注水が確認できない場合、使用済燃料プール水位が低下した場合においてあらゆる注水手段を講じても水位低下が継続する場合、又は大型航空機の衝突等、原子炉建屋で大きな損傷を確認した場合は、海を水源として、大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲により放水準備を開始する。その後、原子炉格納容器の破損のおそれがある場合、原子炉格納容器からの異常な漏えいにより格納容器圧力逃がし装置で原子炉格納容器の減圧及び除熱をしているものの、原子炉建屋トップベントを開放する場合、使用済燃料プールへのスプレイが出来ない場合、又は、プラントの異常によりモニタリング・ポストの指示がオーダーレベルで上昇した場合は、原子炉建屋に海水を放水する。</p>
	海洋への放射性物質の拡散抑制	<p>大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲により原子炉建屋へ海水を放水する場合は、放射性物質を含む汚染水が発生するため、以下の手段により海洋への放射性物質の拡散を抑制する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・防潮堤内側の合計 6 箇所放射性物質吸着材を設置する。設置にあたっては、放水した汚染水が流れ込む 6 号及び 7 号炉近傍の構内雨水排水路の集水枘 2 箇所を優先する。 ・小型船舶（汚濁防止膜設置用）を用いて取水口 3 箇所、放水口 1 箇所の合計 4 箇所に汚濁防止膜を設置する。設置にあたっては、放水した汚染水が海洋に流れ込むルートにある放水口 1 箇所を優先する。
	航空機燃料火災への泡消火	<p>原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、海を水源として、大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）、放水砲、泡原液搬送車及び泡原液混合装置により、泡消火を実施する。</p>

配慮すべき事項	操作性	<p>放水砲による放水は、噴射ノズルを調整することで放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状とするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると直線状よりも放射性物質の拡散抑制効果が期待できることから、なるべく噴霧状を使用する。</p> <p>放水砲は風向き等の天候状況及びアクセス状況に応じて、最も効果的な方角から原子炉建屋の破損口等、放射性物質の放出箇所に向けて放水する。</p>
	作業性	<p>大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲の準備にあたり、プラント状況や周辺の現場状況、ホースの敷設時間等を考慮し、複数あるホース敷設ルートから作業時間が短くなるよう適切なルートを選択する。</p> <p>ホース等の取り付けは、速やかに作業ができるように大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）の保管場所に使用工具及びホースを配備する。</p>
	燃料補給	<p>配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料補給と同様である。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (13/19)

1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等		
方針目的	<p>設計基準事故の収束に必要な水源であるサプレッション・チェンバ及び復水貯蔵槽とは別に、重大事故等の収束に必要な水源として、ほう酸水注入系貯蔵タンク等を確保する。さらに、代替淡水源として防火水槽及び淡水貯水池を確保するとともに、海を水源として確保する。</p> <p>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な十分な量の水を供給するため、復水貯蔵槽、サプレッション・チェンバ、防火水槽、淡水貯水池、海及びほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした対応手段、並びに復水貯蔵槽、防火水槽等への水の補給について手順等を整備する。</p>	
対応手段等	水源を利用した対応手順	<p>サプレッション・チェンバを水源として利用できない場合は、復水貯蔵槽を水源として、以下の手段により対応する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・重大事故等対処設備（設計基準拡張）である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉圧力容器へ注水する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧時において、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、高圧代替注水系により原子炉圧力容器へ注水する。 ・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時において、残留熱除去系（低圧注水モード）の故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。 ・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内へスプレイする。 ・原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心を冷却するため、格納容器下部注水系（常設）により原子炉格納容器下部へ注水する。
	サプレッション・チェンバを水源とした対応手段	<p>復水貯蔵槽を水源として利用できない場合は、サプレッション・チェンバを水源として、以下の手段により対応する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・重大事故等対処設備（設計基準拡張）である原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉圧力容器へ注水する。 ・重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内を除熱する。 ・原子炉格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却系により原子炉圧力容器及び原子炉格納容器内を除熱する。

対応手段等	水源を利用した対応手順	防火水槽を水源とした対応手段	<p>復水貯蔵槽及びサブプレッション・チェンバを水源として利用できない場合は、防火水槽を水源として、以下の手段により対応する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。 ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内へスプレイする。 ・ 格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・ 燃料プール代替注水系により使用済燃料プールへ注水及びスプレイする。 <p>なお、防火水槽に淡水を補給できない場合は、海水を補給するか、海を水源として利用する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置を使用した時にフィルタ装置へ水の補給が必要な場合は、防火水槽を水源として、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により補給する。</p>
		淡水貯水池を水源とした対応手段	<p>復水貯蔵槽、サブプレッション・チェンバ及び防火水槽を水源として利用できない場合は、淡水貯水池を水源として、以下の手段により対応する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。 ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内へスプレイする。 ・ 格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・ 燃料プール代替注水系により使用済燃料プールへ注水及びスプレイする。 <p>格納容器圧力逃がし装置を使用した時にフィルタ装置へ水を補給する際に防火水槽を水源として利用できない場合は、淡水貯水池を水源として、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により補給する。</p>
		海を水源とした対応手段	<p>復水貯蔵槽、サブプレッション・チェンバ、防火水槽及び淡水貯水池を水源として利用できない場合は、海を水源として、以下の手順により対応する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大容量送水車（海水取水用）及び低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。 ・ 大容量送水車（海水取水用）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内へスプレイする。 ・ 大容量送水車（海水取水用）及び格納容器下部注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部へ注水する。 ・ 大容量送水車（海水取水用）及び燃料プール代替注水系により使用済燃料プールへ注水及びスプレイする。

対応手段等	水源を利用した対応手順	海を水源とした対応手段	<p>原子炉補機冷却系の故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、代替原子炉補機冷却系を使用し、残留熱除去系等の機器で発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海へ輸送する。</p> <p>本対応手段は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」の代替原子炉補機冷却系による除熱と同様である。</p> <p>炉心損傷を判断した場合においてあらゆる注水手段を講じて原子炉圧力容器への注水が確認できない場合、使用済燃料プール水位が低下した場合においてあらゆる注水手段を講じて水位低下が継続する場合、又は大型航空機の衝突等、原子炉建屋で大きな損傷を確認した場合は、海を水源として、大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲により放水する。</p> <p>本対応手段は、「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」の大気への放射性物質の拡散抑制と同様である。</p> <p>原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、海を水源として、大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）、放水砲、泡原液搬送車及び泡原液混合装置により泡消火を実施する。</p> <p>本対応手段は、「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」の航空機燃料火災への泡消火と同様である。</p>
		ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした対応手段	<p>ATWSが発生した場合、又は重大事故等の進展抑制や溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止が必要となる場合は、ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源として、ほう酸水注入系により原子炉圧力容器へほう酸水を注入する。</p>
	水源へ水を補給するための対応手段	復水貯蔵槽への補給	<p>水源として復水貯蔵槽を利用する場合は、防火水槽及び淡水貯水池の水を可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ補給する。</p> <p>また、海水を利用する場合は、防火水槽に補給した海水、大容量送水車（海水取水用）から送水された海水を可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ補給する。</p>
防火水槽への補給		<p>水源として防火水槽を利用する場合は、淡水貯水池の淡水を防火水槽へ補給する。</p> <p>また、枯渇等により淡水の補給が継続できない場合は、海水を大容量送水車（海水取水用）により防火水槽へ補給する。</p>	

配慮すべき事項	送水ルート の選択	水源から接続口までの距離により可搬型代替注水ポンプの必要台数及び設置場所、ホースの必要本数を選定し、水源と接続口の距離が最短となる組み合わせを優先して選択する。
	切替 え性	可搬型代替注水ポンプ（A-1級及びA-2級）の水源は、防火水槽（淡水）を優先する。淡水の供給が継続できないおそれがある場合は、海水の供給に切り替えるが、防火水槽を経由することにより、供給を継続しながら淡水から海水への切替えが可能である。
配慮すべき事項	成 立 性	海水取水時には、ホース先端にストレーナを取り付け、海面より低く着底しない位置に取水部分を固定することにより、ホースへの異物の混入を防止する。
	作 業 性	復水貯蔵槽への補給、可搬型代替注水ポンプによる送水で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-1級）及び（A-2級）のホースの接続は、汎用の結合金具を使用し、容易に操作できるよう十分な作業スペースを確保する。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (14/19)

1.14 電源の確保に関する手順等									
方針目的	<p>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、使用済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ける発電用原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するため、代替交流電源設備、号炉間電力融通設備、所内蓄電池式直流電源設備、可搬型直流電源設備及び代替所内電気設備により必要な電力を確保する手順等を整備する。</p> <p>また、重大事故等の対処に必要な設備を継続運転させるため、燃料補給設備により給油する手順等を整備する。</p>								
対応手段等	<table border="1"> <tr> <td>重大事故等対処設備 (設計基準拡張)</td> <td>設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備並びに非常用直流電源設備 C 系及び D 系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け、重大事故等の対処に用いる。</td> </tr> <tr> <td>交流電源喪失時</td> <td> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ給電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備を用いて給電する。 ・常設代替交流電源設備等を用いて給電できず、号炉間電力融通により給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備等を用いて給電する。 </td> </tr> <tr> <td>電力融通による給電</td> <td> <p>全交流動力電源が喪失し、さらに常設代替交流電源設備等を用いて給電できない場合において、他号炉の非常用交流電源設備から給電できる場合は、以下の手段により自号炉の非常用高圧母線を受電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・号炉間電力融通ケーブル（常設）を用いて受電する。 ・号炉間電力融通ケーブル（常設）を用いて受電できない場合は、号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を用いて受電する。 </td> </tr> <tr> <td>直流電源喪失時</td> <td> <p>全交流動力電源が喪失した場合において、充電器を経由して直流電源設備へ給電できない場合は、以下の手段により直流電源設備へ給電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替交流電源設備等を用いて給電を開始するまでの間、所内蓄電池式直流電源設備を用いて給電する。 ・所内蓄電池式直流電源設備を用いて給電できない場合は、可搬型直流電源設備等を用いて給電する。 </td> </tr> </table>	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備並びに非常用直流電源設備 C 系及び D 系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け、重大事故等の対処に用いる。	交流電源喪失時	<p>全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ給電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備を用いて給電する。 ・常設代替交流電源設備等を用いて給電できず、号炉間電力融通により給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備等を用いて給電する。 	電力融通による給電	<p>全交流動力電源が喪失し、さらに常設代替交流電源設備等を用いて給電できない場合において、他号炉の非常用交流電源設備から給電できる場合は、以下の手段により自号炉の非常用高圧母線を受電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・号炉間電力融通ケーブル（常設）を用いて受電する。 ・号炉間電力融通ケーブル（常設）を用いて受電できない場合は、号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を用いて受電する。 	直流電源喪失時	<p>全交流動力電源が喪失した場合において、充電器を経由して直流電源設備へ給電できない場合は、以下の手段により直流電源設備へ給電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替交流電源設備等を用いて給電を開始するまでの間、所内蓄電池式直流電源設備を用いて給電する。 ・所内蓄電池式直流電源設備を用いて給電できない場合は、可搬型直流電源設備等を用いて給電する。
	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備並びに非常用直流電源設備 C 系及び D 系が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け、重大事故等の対処に用いる。							
	交流電源喪失時	<p>全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ給電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備を用いて給電する。 ・常設代替交流電源設備等を用いて給電できず、号炉間電力融通により給電できない場合は、可搬型代替交流電源設備等を用いて給電する。 							
	電力融通による給電	<p>全交流動力電源が喪失し、さらに常設代替交流電源設備等を用いて給電できない場合において、他号炉の非常用交流電源設備から給電できる場合は、以下の手段により自号炉の非常用高圧母線を受電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・号炉間電力融通ケーブル（常設）を用いて受電する。 ・号炉間電力融通ケーブル（常設）を用いて受電できない場合は、号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を用いて受電する。 							
直流電源喪失時	<p>全交流動力電源が喪失した場合において、充電器を経由して直流電源設備へ給電できない場合は、以下の手段により直流電源設備へ給電する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替交流電源設備等を用いて給電を開始するまでの間、所内蓄電池式直流電源設備を用いて給電する。 ・所内蓄電池式直流電源設備を用いて給電できない場合は、可搬型直流電源設備等を用いて給電する。 								
非常用所内電気設備機能喪失時	<table border="1"> <tr> <td>代替所内電気設備による給電</td> <td>設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備が喪失した場合は、代替所内電気設備を用いて電路を確保し、代替交流電源設備等から必要な設備へ給電する。</td> </tr> </table>	代替所内電気設備による給電	設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備が喪失した場合は、代替所内電気設備を用いて電路を確保し、代替交流電源設備等から必要な設備へ給電する。						
代替所内電気設備による給電	設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備が喪失した場合は、代替所内電気設備を用いて電路を確保し、代替交流電源設備等から必要な設備へ給電する。								

配慮すべき事項	負荷容量	<p>有効性評価において最大負荷となる崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を想定するシナリオにおいても、常設代替交流電源設備により必要最大負荷以上の電力を確保し、発電用原子炉を安定状態に収束するための設備へ給電する。</p> <p>重大事故等対処設備による代替手段を用いる場合、常設代替交流電源設備等の負荷容量を確認し、代替手段が使用可能であることを確認する。</p>
	悪影響防止	<p>代替交流電源設備等を用いて給電する場合は、受電前準備として非常用高圧母線及び AM 用 MCC の負荷の遮断器を「切」とし、動的機器の自動起動防止のため、コントロールスイッチを「切」又は「切保持」とする。</p> <p>AM 用 MCC を受電する場合は、受電時の急激な負荷上昇防止のため、動的機器である復水移送ポンプのコントロールスイッチを「切保持」とする。</p>
	成立性	<p>所内蓄電式直流電源設備から給電されている 24 時間以内に、代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備又は代替所内電気設備へ十分な余裕を持って直流電源設備へ給電する。</p>
	作業性	<p>バッテリー内臓型 LED 照明を作業エリアに配備し、建屋内照明の消灯時における作業性を確保する。</p>
	燃料補給	<p>重大事故等の対処で使用する設備を必要な期間継続して運転させるため、タンクローリ等の燃料補給設備を用いて各設備の燃料が枯渇するまでに給油する。</p> <p>タンクローリの補給は、復旧が見込めない非常用ディーゼル発電機が接続されている軽油タンクの軽油を使用する。</p> <p>多くの給油対象設備が必要となる事象を想定し、重大事故等発生後 7 日間、それらの設備の運転継続に必要な燃料（軽油）を確保するため、6 号及び 7 号炉の軽油タンク 1 基あたり 510kL 以上を管理する。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (15/19)

1.15 事故時の計装に関する手順等	
方針 目的	<p>重大事故等が発生し、計測機器の故障により、当該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を計測することが困難となった場合において、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源喪失時の対応、計測結果を記録する手順等を整備する。</p>
パラメータの選定及び分類	<p>重大事故等に対処するために監視することが必要となるパラメータを技術的能力に係る審査基準 1.1~1.15 の手順着手の判断基準及び操作手順に用いるパラメータ並びに有効性評価の判断及び確認に用いるパラメータから抽出し、これを抽出パラメータとする。</p> <p>抽出パラメータのうち、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策等を成功させるために把握することが必要な発電用原子炉施設の状態を直接監視するパラメータを主要パラメータとする。</p> <p>また、計器の故障、計器の計測範囲（把握能力）の超過及び計器電源の喪失により、主要パラメータを計測することが困難となった場合において、主要パラメータの推定に必要なパラメータを代替パラメータとする。</p> <p>一方、抽出パラメータのうち、発電用原子炉施設の状態を直接監視することはできないが、電源設備の受電状態、重大事故等対策設備の運転状態及びその他の設備の運転状態により発電用原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータを補助パラメータとする。</p> <p>主要パラメータは、以下のとおり分類する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・重要監視パラメータ <p style="margin-left: 2em;">主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対策設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。</p> ・有効監視パラメータ <p style="margin-left: 2em;">主要パラメータのうち、自主対策設備の計器のみで計測されるが、計測することが困難となった場合にその代替パラメータが重大事故等対策設備としての要求事項を満たした計器で計測されるパラメータをいう。</p> <p>代替パラメータは、以下のとおり分類する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・重要代替監視パラメータ <p style="margin-left: 2em;">主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が重大事故等対策設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。</p> ・有効監視パラメータ <p style="margin-left: 2em;">主要パラメータの代替パラメータが自主対策設備の計器のみで計測されるパラメータをいう。</p>

			他チャンネルによる計測	<p>主要パラメータを計測する多重化された重要計器が、計器の故障により計測することが困難となった場合において、他チャンネルの重要計器により計測できる場合は、当該計器を用いて計測を行う。</p>
			計器故障時	<p>代替パラメータによる推定</p> <p>主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合は、代替パラメータにより主要パラメータを推定する。</p> <p>推定に当たり、使用する計器が複数ある場合は、代替パラメータと主要パラメータの関連性、検出器の種類、使用環境条件、計測される値の不確かさ等を考慮し、使用するパラメータの優先順位をあらかじめ定める。</p> <p>代替パラメータによる主要パラメータの推定は、以下の方法で行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・同一物理量（温度、圧力、水位、放射線量率、水素濃度及び中性子束）により推定 ・水位を注水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力により推定 ・流量を注水源又は注水先の水位変化を監視することにより推定 ・除熱状態を温度、圧力、流量等の傾向監視により推定 ・必要な pH が確保されていることを、フィルタ装置水位の水位変化により推定 ・圧力又は温度を水の飽和状態の関係により推定 ・注水量を注水先の圧力から注水特性の関係により推定 ・原子炉格納容器内の水位を格納容器内圧力(D/W)と格納容器内圧力(S/C)の差圧により推定 ・未臨界状態の維持を制御棒の挿入状態により推定 ・酸素濃度をあらかじめ評価したパラメータの相関関係により推定 ・水素濃度を装置の作動状況により推定 ・エリア放射線モニタの傾向監視により格納容器バイパス事象が発生したことを推定 ・原子炉格納容器への空気（酸素）の流入の有無を原子炉格納容器内圧力により推定 ・使用済燃料プールの状態を同一物理量(温度及び水位)、あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラによる監視により、使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定 ・原子炉圧力容器内の圧力と原子炉格納容器内の圧力 (S/C) の差圧により原子炉圧力容器の満水状態を推定

対応手段等

監視機能喪失時

計器故障時

代替パラメータによる推定

対応手段等	監視機能喪失時	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合	代替パラメータによる推定	<p>原子炉压力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉压力容器及び原子炉格納容器への注水量を計測するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは、原子炉压力容器内の温度及び水位、並びに原子炉压力容器及び原子炉格納容器への注水量である。</p> <p>これらの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推定するための手順を以下に示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉压力容器内の温度のパラメータである原子炉压力容器温度が計測範囲を超えた場合は、炉心損傷状態と推定して対応する。 原子炉压力容器内の水位のパラメータである原子炉水位が計測範囲を超えた場合は、高圧代替注水系系統流量、原子炉隔離時冷却系系統流量、高圧炉心注水系系統流量、復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量）、復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）、残留熱除去系系統流量のうち、機器動作状態にある流量計から崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、直前まで判明していた水位に変換率を考慮することにより原子炉压力容器内の水位を推定する。 <p>なお、原子炉压力容器内が満水状態であることは、原子炉圧力（SA）と格納容器内圧力（S/C）の差圧により、原子炉压力容器内の水位が有効燃料棒頂部以上であることは、原子炉压力容器温度により監視可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉压力容器への注水量を監視するパラメータである復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量）が計測範囲を超えた場合において、低圧代替注水系使用時は、水源である復水貯蔵槽の水位又は注水先である原子炉压力容器内の水位変化により注水量を推定する。 また、代替循環冷却系使用時は、注水先である原子炉压力容器内の水位変化により注水量を推定する。 原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータである復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）が計測範囲を超えた場合は、水源である復水貯蔵槽の水位又は注水先である原子炉格納容器内の水位変化により注水量を推定する。
			可搬型計測器による計測	<p>原子炉压力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉压力容器及び原子炉格納容器への注水量を計測するパラメータ以外で計器の計測範囲を超えた場合は、可搬型計測器により計測することも可能である。</p>

対応手段等	計器電源喪失時	<p>全交流動力電源喪失が発生した場合は、以下の手段により計器へ給電し、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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 所内蓄電式直流電源設備から給電する。 ・ 代替交流電源設備等から給電する。 ・ 直流電源が枯渇するおそれがある場合は、可搬型直流電源設備等から給電する。 <p>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は、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により計測又は監視する。</p>
	パラメータ記録	<p>重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータは、安全パラメータ表示システム(SPDS)により計測結果を記録する。</p> <p>ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する主要パラメータ(使用した計測結果を含む)の値、現場操作時のみ監視する現場の指示値及び可搬型計測器で計測されるパラメータの値は、記録用紙に記録する。</p>
配慮すべき事項	発電用原子炉施設の 状態把握	<p>重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの計測範囲、個数、耐震性及び非常用電源からの給電の有無を示し、設計基準を超える状態における発電用原子炉施設の状態を把握する能力を明確化する。</p>
	確からしさの考慮	<p>圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態でないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの発電用原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。</p> <p>推定に当たっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。</p>
	計測又は監視の留意事項 可搬型計測器による	<p>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。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (16/19)

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	
方針目的	重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対処設備及び資機材を活用した居住性の確保、汚染の持ち込み防止に係る手順等を整備する。
対応手段等	<p>中央制御室にとどまる運転員の被ばく量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするため、中央制御室遮蔽、中央制御室待避室遮蔽、中央制御室換気空調系給排気隔離弁、中央制御室可搬型陽圧化空調機及び中央制御室待避室陽圧化装置等により中央制御室隣接区域からのインリークを防止し、環境に放出された放射性物質等による被ばくから運転員を防護するため中央制御室の居住性を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室換気空調系は、原子炉冷却材圧力バウンダリからの 1 次冷却材の漏えい等により通常運転モードから再循環運転モードに切り替わり、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護する。再循環運転モードが停止した場合や再循環運転モード運転中に中央制御室内放射線量が異常上昇した場合は、中央制御室可搬型陽圧化空調機により中央制御室の陽圧化を実施する。 炉心損傷時は、放射性物質等が環境に放出されるおそれがある格納容器圧力逃がし装置を使用する前に、中央制御室可搬型陽圧化空調機により中央制御室の陽圧化を実施し、中央制御室待避室陽圧化装置により中央制御室待避室の陽圧化を実施する。 全交流動力電源喪失時は、常設代替交流電源設備等を用いて中央制御室可搬型陽圧化空調機へ給電し、中央制御室の陽圧化を実施する。 中央制御室換気空調系が再循環運転モードで運転中等、中央制御室が隔離されている状態となった場合は、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度の低下又は二酸化炭素濃度の上昇により許容濃度を満足できない場合は、外気を取り入れる。中央制御室待避室における酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定も中央制御室同様に行い、許容濃度を満足できない場合は、中央制御室待避室給・排気弁により調整及び管理を行う。 全交流動力電源喪失時に中央制御室の照明が使用できない場合は、可搬型蓄電池内蔵型照明により中央制御室の照明を確保し、チェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は、乾電池内蔵型照明により照明を確保する。

対応手段等	汚染の持ち込み防止	中央制御室へ汚染の持ち込みを防止するため、原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合は、モニタリング及び作業服への着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。
	運転員等の被ばく低減	非常用ガス処理系により原子炉建屋原子炉区域内を負圧に維持することにより、原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉区域内に漏えいしてくる放射性物質が、原子炉建屋原子炉区域から直接環境へ放出されることを防止し、被ばくから運転員等を防護する。 全交流動力電源の喪失により非常用ガス処理系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備等を用いて非常用ガス処理系へ給電する。
配慮すべき事項	放射線管理	チェンジングエリア内では運転員等がモニタリングを行い、汚染が確認された場合は、チェンジングエリア内に設ける除染エリアにおいてウェットティッシュ等により除染を行う。除染による汚染水は、ウェスに染み込ませることで固体廃棄物として廃棄する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、常設代替交流電源設備等を用いて中央制御室換気空調系給排気隔離弁等へ給電する。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (17/19)

1.17 監視測定等に関する手順等	
方針目的	<p>重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するため、放射性物質の濃度及び放射線量を測定する手順等を整備する。また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するため、風向、風速その他の気象条件を測定する手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>放射性物質の濃度及び放射線量の測定</p> <p>発電所及びその周辺における放射線量は、通常時からモニタリング・ポストを用いて連続測定しているが、放射線量の測定機能が喪失した場合は、可搬型モニタリングポストを用いて監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。また、原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合は、モニタリング・ポストが設置されていない海側等に可搬型モニタリングポストを配置し、放射線量を測定する。さらに、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所の陽圧化の判断のため、5 号炉原子炉建屋付近に可搬型モニタリングポストを配置し、放射線量を測定する。</p> <p>発電所及びその周辺における空気中の放射性物質の濃度は、放射能観測車を用いて測定するが、空気中の放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合は、可搬型放射線計測器（可搬型ダスト・よう素サンプラ、NaI シンチレーションサーベイメータ、GM 汚染サーベイメータ）等を用いて監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。</p> <p>発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における放射性物質の濃度（空气中、水中、土壌中）及び放射線量は、可搬型放射線計測器（可搬型ダスト・よう素サンプラ、NaI シンチレーションサーベイメータ、GM 汚染サーベイメータ、ZnS シンチレーションサーベイメータ及び電離箱サーベイメータ）を用いて監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。</p> <p>発電所の周辺海域は、小型船舶（海上モニタリング用）を用いて海上モニタリングを行う。</p>
	<p>風向、風速その他</p> <p>発電所における風向、風速その他の気象条件は、通常時から気象観測設備を用いて連続測定しているが、それらの測定機能が喪失した場合は、可搬型気象観測装置を用いて測定し、及びその結果を記録する。</p>
	<p>測定頻度</p> <p>可搬型モニタリングポストを用いた放射線量の測定は、連続測定とする。</p> <p>放射性物質の濃度の測定（空气中、水中、土壌中）及び海上モニタリングは、1 回／日以上とするが、発電用原子炉施設の状態、放射性物質の放出状況及び海洋の状況を考慮し、測定しない場合もある。</p> <p>風向、風速その他の気象条件の測定は、連続測定とする。</p>

配慮すべき事項	バックグラウンド低減対策	<p>周辺汚染によりモニタリング・ポストを用いて測定できなくなることを避けるため、モニタリング・ポストの検出器保護カバーを交換する等のバックグラウンド低減対策を行う。同様に可搬型モニタリングポストを用いて測定できなくなることを避けるため、可搬型モニタリングポストの養生シートを交換する等のバックグラウンド低減対策を行う。また、必要に応じて除草、周辺の土壌撤去等により、周辺のバックグラウンドレベルを低減する。</p> <p>周辺汚染により放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンドレベルが上昇し、可搬型放射線計測器が測定不能となるおそれがある場合は、可搬型放射線計測器の検出器を遮蔽材で囲む等のバックグラウンド低減対策を行う。ただし、可搬型放射線計測器の検出器を遮蔽材で囲んだ場合においても可搬型放射線計測器が測定不能となるおそれがある場合は、バックグラウンドレベルが低い場所に移動して、放射性物質の濃度を測定する。</p>
	他の機関との連携	<p>敷地外でのモニタリングは、国が地方公共団体と連携して策定するモニタリング計画に従い、資機材、要員及び放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。</p>
	電源確保	<p>常用所内電源喪失によりモニタリング・ポストの機能が喪失した場合は、自主対策設備である無停電電源装置が自動でモニタリング・ポストへ給電し、その間にモニタリング・ポスト用発電機による給電の操作を実施する。モニタリング・ポストは、電源が喪失した状態でモニタリング・ポスト用発電機から給電した場合、切替え操作を行うことで放射線量の連続測定を開始する。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (18/19)

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順書等	
方針目的	<p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても、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緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所緊急時対策本部としての機能を維持するために必要な居住性の確保、必要な指示及び通信連絡、必要な数の要員の収容、代替交流電源設備からの給電に関する手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>緊急時対策所遮蔽及び緊急時対策所陽圧化装置（空気ポンプ）を用いた希ガス等の放射性物質の侵入防止等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所の居住性を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・緊急時対策所を立ち上げる場合は、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所対策本部及び待機場所の可搬型陽圧化空調機を起動するとともに、酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始する。 <p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備である5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備を用いて給電し、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機を起動する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子力災害特別措置法第10条事象が発生した場合、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所対策本部及び待機場所に可搬型エリアモニタを設置し、放射線量の測定を実施する。 ・格納容器ベント等により放射性物質の放出のおそれがある場合は、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所対策本部及び待機場所において、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置（空気ポンプ）を用いて加圧を行うとともに、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を用いて緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度を測定する。その後、発電所敷地内に設置する可搬型モニタリングポスト等の指示値により周辺環境中の放射性物質が十分減少したと判断した場合は、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置（空気ポンプ）から5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機へ切り替える。
対応手段等	<p>重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等は、緊急時対策所の安全パラメータ表示システム（SPDS）及び通信連絡設備を用いて必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに重大事故等に対処するための対策の検討を行う。</p> <p>重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を5号炉原子炉建屋内緊急時対策所に整備する。当該資料は、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</p> <p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</p>

対応手段等	必要な数の要員の収容	<p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する。これらの要員を収容するため、以下の手順等により必要な放射線管理を行うための資機材、飲料水、食料等を整備し、維持、管理するとともに、放射線管理等の運用を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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징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。 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため、原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生したと判断した後、事象進展の状況、参集済みの要員数及び作業の優先順位を考慮して、上記資機材を用いて、モニタリング及び汚染防護服の着替え等を行うためのチェン징ングエリアを設置する。 ・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及び食料等を備蓄するとともに、通常時から維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所内の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。
	代替電源設備からの給電	<p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所の必要な負荷は、5号炉の共通用高圧母線、及び6号炉若しくは7号炉の非常用高圧母線より受電されるが、当該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5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備を用いて給電する。</p>
配慮すべき事項	配置	<p>重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレや休憩スペース等を整備する。</p>
	放射線管理	<p>除染は、ウェットティッシュでの拭き取りを基本とするが、拭き取りにて除染できない場合は、簡易シャワーにて水洗による除染を行う。簡易シャワーで発生した汚染水は、必要に応じてウエスへ染み込ませる等により固体廃棄物として廃棄する。</p> <p>運転中の5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機が故障する等、切替えが必要となった場合は、待機側への切替えを行う。</p> <p>使用済の可搬型陽圧化空調機のフィルタ部分は非常に高線量になるため、フィルタ交換や使用済空調機を移動することによる被ばくを避けるため、放射線量が減衰して下がるまで、適切な遮蔽が設置されているその場所で一時保管する。</p>

配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、緊急時対策所の安全パラメータ表示システム（SPDS）及び通信連絡設備へ給電する。
	燃料補給	<p>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備の運転開始後、負荷運転時における燃料給油手順着手時間に達した場合は、軽油タンクからタンクローリ（4kL）へ補給した燃料を当該設備に給油する。</p> <p>なお、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として、6号炉軽油タンク及び7号炉軽油タンク（合計2,040kL）を管理する。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (19/19)

1.19 通信連絡に関する手順等	
方針目的	<p>重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、発電所内の通信連絡設備（発電所内）、発電所外（社内外）との通信連絡設備（発電所外）により通信連絡を行う手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>運転員及び緊急時対策要員が、中央制御室、中央制御室待避室、屋内外の現場、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所及び5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）との間で相互に通信連絡を行う場合は、衛星電話設備、無線連絡設備、携帯型音声呼出電話設備、5号炉屋外緊急連絡用インターフォン等を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（充電式電池及び乾電池を含む。）を用いてこれらの設備へ給電する。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有する場合は、安全パラメータ表示システム（SPDS）を使用する。</p> <p>直流電源喪失時等は、可搬型の計測器を用いて炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所内の必要な場所で共有する場合は、以下の手段により実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場（屋内）と中央制御室との連絡には、携帯型音声呼出電話設備等を使用する。 ・現場（屋外）と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所との連絡には、無線連絡設備等を使用する。 ・中央制御室と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備、無線連絡設備等を使用する。 ・中央制御室待避室と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備及び無線連絡設備を使用する。 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）との連絡には、携帯型音声呼出電話設備等を使用する。 ・放射能観測車と5号炉原子炉建屋内緊急時対策所との連絡には、衛星電話設備を使用する。

<p>対応手段等</p>	<p>発電所外（社内外）との通信連絡</p>	<p>緊急時対策要員が、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と本社、国、自治体、その他関係機関等及び所外関係箇所（社内向）との間で通信連絡を行う場合は、衛星電話設備、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（充電式電池及び乾電池を含む。）を用いてこれらの設備へ給電する。</p> <p>国の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ必要なデータを伝送し、パラメータを共有する場合は、データ伝送設備を使用する。</p> <p>直流電源喪失時等、可搬型の計測器を用いて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合は、以下の手段により実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と本社、自治体、その他関係機関等との連絡には、衛星電話設備、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を使用する。 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と国との連絡には、衛星電話設備及び統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備を使用する。 ・5号炉原子炉建屋内緊急時対策所と所外関係箇所（社内向）との連絡には、衛星電話設備を使用する。
<p>配慮すべき事項</p>	<p>重大事故時の対応手段の選択</p>	<p>発電所内の通信連絡</p> <p>運転員及び緊急時対策要員が、中央制御室、中央制御室待避室、屋内外の現場、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所及び5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）との間で操作・作業等の通信連絡を行う場合は、通常、屋内外で使用が可能である送受信器（警報装置を含む。）及び電力保安通信用電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備、無線連絡設備、携帯型音声呼出電話設備及び5号炉屋外緊急連絡用インターフォンを使用する。</p> <p>なお、特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所内の必要な場所で共有する場合も同様である。</p>

配慮すべき事項	重大事故時の対応手段の選択	発電所外（社内向）との通信連絡	<p>緊急時対策要員が、本社との間で通信連絡を行う場合は、通常、テレビ会議システム及び衛星電話設備（社内向）を使用するが、これらが使用できない場合は、衛星電話設備又は統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備を使用する。</p> <p>緊急時対策要員が、国との間で通信連絡を行う場合は、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備又は衛星電話設備を使用する。</p> <p>緊急時対策要員が、自治体、その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合は、通常、専用電話設備を使用するが、これらが使用できない場合は、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備又は衛星電話設備を使用する。</p> <p>緊急時対策要員が、所外関係箇所（社内向）との間で通信連絡を行う場合は、衛星電話設備を使用する。</p> <p>なお、特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所外の必要な場所で共有する場合も同様である。</p>
	電源確保		<p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備を用いて、衛星電話設備（常設）、無線連絡設備（常設）、5号炉屋外緊急連絡用インターフォン、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備、安全パラメータ表示システム（SPDS）及びデータ伝送設備へ給電する。</p>

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

別紙5-2

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.1	—	—	—	—
1.2	高压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 (中央制御室, 現場)	5	約40分
	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 (運転員操作)	運転員 (中央制御室, 現場)	5	約90分
	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		
	ほう酸水注入系による進展抑制 (ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約20分
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)	6	約35分
	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		
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復	運転員 (中央制御室, 現場)	6	約55分
	高压窒素ガス供給系による窒素ガス確保 (不活性ガス系から高压窒素ガス供給系への切替え)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約20分
	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)	6	約240分
1.4	低压代替注水系 (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て防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約125分
		緊急時対策要員	3	
	低压代替注水系 (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て淡水貯水池を水源とした送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合))	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約330分
		緊急時対策要員	6	
	低压代替注水系 (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て防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室, 現場)	3	約150分
		緊急時対策要員	3	
	低压代替注水系 (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て淡水貯水池を水源とした送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合))	運転員 (中央制御室, 現場)	3	約330分
		緊急時対策要員	6	
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	運転員 (中央制御室, 現場)	6	20分以内	
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 (設計基準拡張)	運転員 (中央制御室, 現場)	6	20分以内	
1.5	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約40分
	原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンプ)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約45分
	フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	緊急時対策要員	2	45分以内

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.5	フィルタ装置水位調整（水張り）（水源が防火水槽の場合）	緊急時対策要員	2	約125分
	フィルタ装置水位調整（水張り）（水源が淡水貯水池であらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）	緊急時対策要員	6	約155分
	フィルタ装置水位調整（水抜き）	緊急時対策要員	2	約150分
	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ	運転員（中央制御室）	2	約270分
		緊急時対策要員	6	
	フィルタ装置スクラバ水pH調整	運転員（中央制御室）	1	約85分
		緊急時対策要員	6	
	ドレン移送ライン窒素ガスパージ	緊急時対策要員	2	約135分
	ドレンタンク水抜き	緊急時対策要員	2	約80分
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	運転員 （中央制御室，現場）	4	約55分
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	運転員 （中央制御室，現場）	6	約70分
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	運転員 （中央制御室，現場）	6	約135分
代替原子炉補機冷却系による除熱	運転員 （中央制御室，現場）	4	約540分	
	緊急時対策要員	13		
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱（設計基準拡張）	1.4と同様			
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（交流電源が確保されていて防火水槽を水源とした送水）	運転員 （中央制御室，現場）	4	約125分
		緊急時対策要員	3	
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（交流電源が確保されていて淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合））	運転員 （中央制御室，現場）	4	約330分
		緊急時対策要員	6	
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（全交流動力電源が喪失していて防火水槽を水源とした送水）	運転員 （中央制御室，現場）	3	約125分
		緊急時対策要員	3	
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却（全交流動力電源が喪失していて淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合））	運転員 （中央制御室，現場）	3	約330分
		緊急時対策要員	6	
1.7	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	運転員 （中央制御室，現場）	4	約45分
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（一次隔離弁を全開状態で保持）	運転員（現場）	2	約40分
	フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	緊急時対策要員	2	45分以内

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.7	フィルタ装置水位調整（水張り）（水源が防火水槽の場合）	運転員（中央制御室）	1	約125分
		緊急時対策要員	6	
	フィルタ装置水位調整（水張り）（水源が淡水貯水池であらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）	運転員（中央制御室）	1	約155分
		緊急時対策要員	10	
	フィルタ装置水位調整（水抜き）	運転員（中央制御室）	1	約130分
		緊急時対策要員	10	
	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ	運転員（中央制御室）	2	約270分
		緊急時対策要員	6	
	フィルタ装置スクラバ水pH調整	運転員（中央制御室）	1	約85分
		緊急時対策要員	10	
	ドレン移送ライン窒素ガスパージ	緊急時対策要員	8	約130分
	ドレンタンク水抜き	運転員（中央制御室）	1	約80分
緊急時対策要員		4		
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	運転員（中央制御室，現場）	6	約75分	
代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	運転員（中央制御室，現場）	6	約90分	
代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による除熱	運転員（中央制御室，現場）	4	約540分	
	緊急時対策要員	13		
1.8	格納容器下部注水系（常設）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）	4	35分以内
	格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（防火水槽を水源とした送水）	運転員（中央制御室，現場）	4	約125分
		緊急時対策要員	3	
	格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合））	運転員（中央制御室，現場）	4	約330分
		緊急時対策要員	6	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（防火水槽を水源とした送水）	運転員（中央制御室，現場）	4	約125分
		緊急時対策要員	3	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合））	運転員（中央制御室，現場）	4	約330分
緊急時対策要員		6		

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.8	ほう酸水注入系による原子炉压力容器へのほう酸水注入	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約20分
1.9	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約45分
	原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ)	1.5と同様		
	フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	1.7と同様		
	フィルタ装置水位調整 (水張り)	1.7と同様		
	フィルタ装置水位調整 (水抜き)	1.7と同様		
	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ	1.7と同様		
	フィルタ装置スクラバ水pH調整	1.7と同様		
	ドレン移送ライン窒素ガスパージ	1.7と同様		
	ドレンタンク水抜き	1.7と同様		
	耐圧強化ベント系 (W/W) 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	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約60分
	耐圧強化ラインの窒素ガスパージ	緊急時対策要員	4	約360分
	水素濃度及び酸素濃度の監視 (格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の監視)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約25分
	代替電源による必要な設備への給電	1.14と同様		
代替原子炉補機冷却系による冷却水確保	1.5と同様			
1.10	代替電源による必要な設備への給電	1.14と同様		
1.11	燃料プール代替注水系による常設スプレィヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水 (防火水槽を水源とした送水)	運転員 (中央制御室)	1	110分以内
		緊急時対策要員	2	
	燃料プール代替注水系による常設スプレィヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水 (淡水貯水池を水源とした送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合))	運転員 (中央制御室)	1	330分以内
		緊急時対策要員	6	
	燃料プール代替注水系による可搬型スプレィヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水 (防火水槽を水源とした送水 (SFP可搬式接続口を使用した場合))	運転員 (中央制御室, 現場)	3	約110分
		緊急時対策要員	2	
	燃料プール代替注水系による可搬型スプレィヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水 (防火水槽を水源とした送水 (原子炉建屋大物搬入口から接続した場合))	運転員 (中央制御室, 現場)	3	約120分
		緊急時対策要員	2	
	燃料プール代替注水系による可搬型スプレィヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水 (淡水貯水池を水源とした送水 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)) でSFP可搬式接続口を使用した場合)	運転員 (中央制御室, 現場)	3	約330分
		緊急時対策要員	6	

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.11	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水（淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）で原子炉建屋大物搬入口から接続した場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	約340分
		緊急時対策要員	6	
	漏えい抑制	運転員 （中央制御室，現場）	4	90分以内
	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ（防火水槽を水源とした送水）	運転員（中央制御室）	1	125分以内
		緊急時対策要員	3	
	燃料プール代替注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合））	運転員（中央制御室）	1	330分以内
		緊急時対策要員	6	
	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ（防火水槽を水源とした送水（SFP可搬式接続口を使用した場合））	運転員 （中央制御室，現場）	3	約125分
		緊急時対策要員	2	
	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ（防火水槽を水源とした送水（原子炉建屋大物搬入口から接続した場合））	運転員 （中央制御室，現場）	3	約135分
		緊急時対策要員	2	
	燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）でSFP可搬式接続口を使用した場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	約330分
		緊急時対策要員	6	
燃料プール代替注水系による可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水貯水池を水源とした送水（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）で原子炉建屋大物搬入口から接続した場合）	運転員 （中央制御室，現場）	3	約340分	
	緊急時対策要員	6		
大気への放射性物質の拡散抑制	1.12と同様			
使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置起動	運転員 （中央制御室，現場）	3	約20分	
代替電源による給電	1.14と同様			
代替交流電源設備を使用した燃料プール冷却浄化系による使用済燃料プールの除熱	運転員 （中央制御室，現場）	6	約45分	
1.12	大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）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	8	約160分
	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	4	約180分
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制（北放水口への設置）	緊急時対策要員	6	約190分
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制（取水口への設置）	緊急時対策要員	13	約24時間
	大容量送水車（原子炉建屋放水設備用），放水砲，泡原液搬送車及び泡原液混合装置による航空機燃料火災への泡消火	緊急時対策要員	8	約160分
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の復水貯蔵槽を水源とした原子炉圧力容器への注水（高圧代替注水系による注水（現場手動操作））	1.2と同様		

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の復水貯蔵槽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		
	復水貯蔵槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水（格納容器下部注水系（常設）による注水）	1.8と同様		
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の除熱（代替循環冷却系による減圧及び除熱）	1.7と同様		
	サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の除熱（代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による除熱）	1.7と同様		
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の防火水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水（低圧代替注水系（可搬型）による注水）	1.4及び1.8と同様		
	防火水槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却（代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による冷却）	1.6と同様		
	防火水槽を水源としたフィルタ装置への補給（可搬型代替注水ポンプによる水位調整（水張り））	1.5及び1.7と同様		
	防火水槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水（格納容器下部注水系（可搬型）による注水）	1.8と同様		
	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による常設スプレーヘッドを使用した注水）	1.11と同様		
	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による可搬型スプレーヘッドを使用した注水）	1.11と同様		
	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による常設スプレーヘッドを使用したスプレー）	1.11と同様		
	防火水槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による可搬型スプレーヘッドを使用したスプレー）	1.11と同様		
	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした原子炉圧力容器への注水（低圧代替注水系（可搬型）による注水）	1.4及び1.8と同様		
	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした原子炉格納容器内の冷却（代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による冷却）	1.6と同様		
淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源としたフィルタ装置への補給（可搬型代替注水ポンプによる水位調整（水張り））	1.5及び1.7と同様			
淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした原子炉格納容器下部への注水（格納容器下部注水系（可搬型）による注水）	1.8と同様			
淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による常設スプレーヘッドを使用した注水）	1.11と同様			

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による可搬型スプレーヘッダを使用した注水）	1.11と同様		
	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による常設スプレーヘッダを使用したスプレー）	1.11と同様		
	淡水貯水池（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による可搬型スプレーヘッダを使用したスプレー）	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压力容器への注水（低圧代替注水系（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）	4	約315分
		緊急時対策要員	10	
	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压力容器への注水（低圧代替注水系（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	約315分
		緊急時対策要員	10	
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却（代替格納容器スプレー冷却系（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）	4	約315分
		緊急時対策要員	10	
	海を水源とした原子炉格納容器内の冷却（代替格納容器スプレー冷却系（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	約315分
		緊急時対策要員	10	
	海を水源とした原子炉格納容器下部への注水（格納容器下部注水系（可搬型）による注水）	運転員 （中央制御室，現場）	6	約315分
		緊急時対策要員	10	
	海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による常設スプレーヘッダを使用した注水）	運転員 （中央制御室）	1	約305分
		緊急時対策要員	10	
海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による可搬型スプレーヘッダを使用した注水）	運転員 （中央制御室，現場）	3	約305分	
	緊急時対策要員	10		
海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による常設スプレーヘッダを使用したスプレー）	運転員 （中央制御室）	1	約315分	
	緊急時対策要員	10		
海を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレー（燃料プール代替注水系による可搬型スプレーヘッダを使用したスプレー）	運転員 （中央制御室，現場）	3	約315分	
	緊急時対策要員	10		
海を水源とした最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送（代替原子炉補機冷却系による除熱）	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（大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲による拡散抑制）	1.12と同様			

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	海を水源とした航空機燃料火災への泡消火（大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）、放水砲、泡原液搬送車及び泡原液混合装置による泡消火）	1.12と同様		
	ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉压力容器へのほう酸水注入（ほう酸水注入系による注水）	1.2と同様		
	ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉压力容器へのほう酸水注入（ほう酸水注入系によるほう酸水注入）	1.8と同様		
	防火水槽を水源とした可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	運転員（中央制御室）	1	145分以内
		緊急時対策要員	3	
	淡水貯水池を水源とした可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）	運転員（中央制御室）	1	340分以内
		緊急時対策要員	6	
海を水源とした大容量送水車（海水取水用）及び可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	運転員（中央制御室）	1	約325分	
	緊急時対策要員	10		
海から防火水槽への補給（大容量送水車（海水取水用）による補給）	緊急時対策要員	8	約300分	
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）	6	20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）	6	50分以内
	可搬型代替交流電源設備による給電（P/C C系動力変圧器の一次側に接続し，P/C C系及びP/C D系を受電する場合）	運転員（中央制御室，現場）	4	約340分
		緊急時対策要員	6	
	可搬型代替交流電源設備による給電（緊急用電源切替箱接続装置に接続し，P/C C系及びP/C D系を受電する場合）	運転員（中央制御室，現場）	4	約285分
		緊急時対策要員	6	
	電力融通による給電（号炉間電力融通ケーブル（常設）を使用し，M/C C系又はM/C D系を受電する場合）	運転員（中央制御室，現場）	10	約115分
		緊急時対策要員	6	
	電力融通による給電（号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を使用し，M/C C系又はM/C D系を受電する場合）	運転員（中央制御室，現場）	10	約245分
		緊急時対策要員	6	
	所内蓄電式直流電源設備による給電（直流125V蓄電池Aから直流125V蓄電池A-2への受電切替え）	運転員（中央制御室，現場）	4	20分以内
所内蓄電式直流電源設備による給電（直流125V蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池への受電切替え）	運転員（中央制御室，現場）	4	25分以内	
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（直流125V充電器盤Aの受電）	運転員（中央制御室，現場）	4	約40分	
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（直流125V充電器盤Bの受電）	運転員（中央制御室，現場）	4	約40分	
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（直流125V充電器盤A-2の受電）	運転員（中央制御室，現場）	4	約40分	

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.14	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 (AM用直流125V充電器盤の受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約35分
	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)	4	約50分
	可搬型直流電源設備による給電 (AM用動力変圧器への接続によるAM用直流125V充電器盤の受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約455分
		緊急時対策要員	6	
	可搬型直流電源設備による給電 (緊急用電源切替箱接続装置への接続によるAM用直流125V充電器盤の受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約410分
		緊急時対策要員	6	
	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (AM用直流125V蓄電池による直流125V主母線盤A受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	3	25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直流125V主母線盤B受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約40分
	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 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による直流125V主母線盤B受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	3	約40分
		緊急時対策要員	6	
	常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保 (号炉間電力融通ケーブルによる直流125V主母線盤B受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	5	約40分
	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 (P/C C系動力変圧器の一次側に接続) による直流125V主母線盤B受電)	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約80分
		緊急時対策要員	6	
	常設代替交流電源設備によるAM用MCCへの給電	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約25分
	号炉間電力融通ケーブル (常設) によるAM用MCCへの給電	運転員 (中央制御室, 現場)	8	約110分
		緊急時対策要員	6	
	号炉間電力融通ケーブル (可搬型) によるAM用MCCへの給電	運転員 (中央制御室, 現場)	8	約240分
		緊急時対策要員	6	
可搬型代替交流電源設備 (AM用動力変圧器に接続) によるAM用MCCへの給電	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約315分	
	緊急時対策要員	6		
可搬型代替交流電源設備 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) によるAM用MCCへの給電	運転員 (中央制御室, 現場)	4	約270分	
	緊急時対策要員	6		
燃料補給設備による給油 (軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給)	緊急時対策要員	2	105分以内	
燃料補給設備による給油 (軽油タンクからタンクローリ (16kL) への補給)	緊急時対策要員	2	120分以内	
燃料補給設備による給油 (タンクローリ (4kL) による給油対象設備への給油)	緊急時対策要員	2	約15分	
燃料補給設備による給油 (タンクローリ (16kL) による第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油)	緊急時対策要員	2	約90分	

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

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 （中央制御室，現場）	4	約18分
	計器電源が喪失した場合の手段	1.14と同様		
1.16	中央制御室換気空調系設備の運転手順等（中央制御室可搬型陽圧化空調機への切替え手順）	運転員 （中央制御室，現場）	8	約30分
	中央制御室換気空調系設備の運転手順等（全交流動力電源が喪失した場合の隔離弁現場閉操作）	運転員（現場）	4	約30分
	中央制御室待避室の準備手順（中央制御室待避室陽圧化装置による加圧準備操作）	運転員（現場）	2	約30分
	チェン징エリアの設置及び運用手順	緊急時対策要員	2	約60分
1.17	可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定及び代替測定	緊急時対策要員	2	約435分
	可搬型放射線計測器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	約95分
	可搬型放射線計測器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	約95分
	可搬型放射線計測器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	約65分
	可搬型放射線計測器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	約65分
	海上モニタリング	緊急時対策要員	4	約260分
	可搬型モニタリングポストのバックグラウンド低減対策	緊急時対策要員	2	約335分
	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	約25分
	可搬型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	約90分
	モニタリング・ポストの電源をモニタリング・ポスト用発電機から給電する手順等	緊急時対策要員	2	約110分
1.18	緊急時対策所立ち上げの手順（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機の手順）	緊急時対策要員	2	約60分
	緊急時対策所立ち上げの手順（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型エリアモニタの設置手順）	緊急時対策要員	2	約20分
	可搬型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		
	放射線防護等に関する手順等（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機から陽圧化装置（空気ポンプ）への切替え手順）	緊急時対策要員	3	約5分
	放射線防護等に関する手順等（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置（空気ポンプ）から可搬型陽圧化空調機への切替え手順）	緊急時対策要員	2	約30分
	放射線防護等に関する手順等（5号炉原子炉建屋内可搬型外気取入送風機による通路部のバージ手順）	緊急時対策要員	2	約30分
	要員の収容に係る手順等（チェン징エリアの設置及び運用手順）	緊急時対策要員	2	約90分
代替電源設備からの給電手順（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による給電）	緊急時対策要員	2	約25分	

第5.1-2表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.18	代替電源設備からの給電手順（5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備の燃料タンクへの燃料給油手順）	緊急時対策要員	2	約130分
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		

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (1/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
①地震	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 <p>【設計基準を超える場合の影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・送変電設備の碍子等の損傷により、外部電源喪失の可能性がある。 ・原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷の可能性もある。また、これにより、非常用ディーゼル発電機の冷却水が喪失することで、非常用ディーゼル発電機が停止し、外部電源喪失と相まって全交流動力電源喪失の重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉格納容器内の複数の配管が損傷し、原子炉冷却材喪失の可能性もある。大口径配管の破断や破損個所が多い場合、原子炉圧力は急速に減圧し、全交流動力電源喪失時には、原子炉冷却材喪失分を補う注水が確保できない可能性がある。 ・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。 	<p>【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】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器内配管 ・残留熱除去系の配管サポート及び弁駆動部 ・残留熱除去系ポンプ（停止時冷却モード）隔離弁 ・主蒸気系の配管サポート ・原子炉補機冷却水系熱交換器の耐震強化サポート ・原子炉補機冷却系配管 ・外部電源設備全般の碍子 ・ほう酸水注入系貯蔵タンク基礎ボルト ・復水貯蔵槽周りの配管サポート ・高圧炉心注水系弁駆動部 ・高圧窒素ガス供給系の配管サポート ・モニタリング・ポスト 	<p>【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉建屋損傷 ・原子炉格納容器・原子炉圧力容器損傷 ・格納容器バイパス ・原子炉冷却材喪失と注水機能喪失の同時発生 ・計測・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・外部電源喪失 ・最終ヒートシンク喪失 ・全交流動力電源喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (2/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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，可搬型放射線測定器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。 		
②津波	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電所近海での震源による地震を考え，地震発生後，10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，防潮堤の高さ(15m)を上回る高さの津波を想定する。 <p>【設計基準を超える場合の影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・屋外の低起動変圧器が津波により冠水し，外部電源が喪失する可能性がある。 ・原子炉建屋，タービン建屋，コントロール建屋及び廃棄物処理建屋の防護扉が波力又は没水により損傷の可能性がある。 ・コントロール建屋内への津波による溢水により，直流125V主母線盤が冠水し，直流電源が喪失する可能性がある。 	<p>【防潮堤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】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・低起動変圧器 ・125V 直流電源 ・原子炉隔離時冷却系 ・非常用高圧母線 ・復水補給水系 ・原子炉補機冷却系 ・軽油タンク ・モニタリング・ポスト 	<p>【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・全交流動力電源喪失 ・直流電源喪失 ・高圧炉心冷却機能喪失 ・最終ヒートシンク喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (3/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉建屋内への津波による溢水により、原子炉隔離時冷却系制御盤が冠水し、制御不能に至る可能性がある（運転状態であった場合は、その状態のまま継続）。また、非常用高圧母線の冠水により、外部電源が喪失している場合には全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・廃棄物処理建屋内への津波による溢水により、復水補給水系ポンプが冠水し、復水補給水系が機能喪失に至る可能性がある。 ・タービン建屋内への津波による溢水により、原子炉補機冷却水ポンプが冠水し、原子炉補機冷却系が機能喪失に至る可能性がある。 ・モニタリング・ポストの津波による冠水により、監視機能が喪失する可能性がある。 ・がれき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。 <p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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、可搬型放射線測定器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。 		

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (4/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<ul style="list-style-type: none"> 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。 		
③風 (台風含む)	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> 予報等により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 (飛散防止措置の確認等) を実施する。 基準風速 40.1m/s (地上高 10m, 10 分間平均) を超える強風を想定する。 <p>【設計基準を超える場合の影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> 風荷重によりタービン建屋が損傷し、タービン及び発電機に影響が及んでタービントリップに至る可能性がある。 風荷重による送変電設備の損傷により外部電源喪失に至る可能性がある。さらに、軽油タンク等が損傷し、非常用ディーゼル発電機の燃料が枯渇することで全交流動力電源が喪失する可能性がある。 台風による漂流物により取水口が閉塞し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。 <p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。 	<p>【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】</p> <ul style="list-style-type: none"> タービン建屋 送変電設備 軽油タンク 取水口 	<p>【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 全交流動力電源喪失 最終ヒートシンク喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (5/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<ul style="list-style-type: none"> 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。 		
④竜巻	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> 竜巻注意情報が発表された場合は、屋外でのクレーン転倒防止等の最低限の対応を行った上で作業を中断し、屋内の安全な場所に退避する。 発電所敷地内又は周辺で著しく大きな竜巻が目撃された場合あるいはその情報を入手した場合は、対応可能であれば襲来前にプラント停止の措置を取る。 設計竜巻を超える規模の竜巻を想定する。 <p>【設計基準を超える場合の影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> 風荷重によりタービン建屋が損傷し、タービン及び発電機に影響が及んでタービントリップに至る可能性がある。 風荷重による送変電設備の損傷により外部電源喪失に至る可能性がある。さらに、軽油タンク等が損傷し、非常用ディーゼル発電機の燃料が枯渇することで全交流動力電源が喪失する可能性がある。 竜巻による資機材又は車両等が飛散して、取水口周辺の海に入り、取水口が閉塞し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。 	<p>【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】</p> <ul style="list-style-type: none"> タービン建屋 送変電設備 軽油タンク 電気品室換気空調系 取水口 原子炉建屋ブローアウトパネル 	<p>【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 全交流動力電源喪失 最終ヒートシンク喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (6/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 		
⑤低温 (凍結)	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・予報等により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機能に影響を与えないよう、事前に保温、電熱線ヒータによる加温等の凍結防止対策を実施することができる。 ・低温における基準温度-15.2℃を超える規模の低温を想定する。 <p>【設計基準を超える場合の影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・送電線や碍子に着氷することによって相间短絡を起こし外部電源喪失に至る可能性がある。さらに、軽油タンク等内の軽油が凍結することで非常用ディーゼル発電機の燃料が枯渇し、全交流動力電源が喪失する可能性がある。 <p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事前の凍結防止対策（連続ブロー、循環運転等）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。 	<p>【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】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・送変電設備 ・軽油タンク 	<p>【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・全交流動力電源喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (7/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
⑥降水	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> 基準降水量 101.3mm/h を超える規模の降水を想定する。 <p>【設計基準を超える場合の影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクが物理的に機能喪失することで、原子炉補機冷却系が喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。また、雨水が下層階へ伝播し、ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が没水又は被水により機能喪失し、全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 タービン建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合にタービンや発電機に影響が及び、タービントリップに至る可能性がある。 タービン建屋熱交換器エリア屋上が雨水荷重により崩落した場合に、没水又は被水により原子炉補機冷却系及び同海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至る可能性がある。 コントロール建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に損傷を受けることにより、あるいは没水若しくは被水することにより、計測・制御系機能喪失に至る可能性があ 	<p>【設計基準を超える降水を想定した場合に喪失する可能性のある機器】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却系 タービン及び発電機 中央制御室 直流電源 送変電設備 非常用ディーゼル発電設備 	<p>【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】</p> <ul style="list-style-type: none"> 計測・制御系機能喪失 直流電源喪失 外部電源喪失 最終ヒートシンク喪失 全交流動力電源喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (8/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<p>る。その後、中央制御室の下階に位置している直流電源設備へ雨水が伝播し直流電源喪失に至る可能性がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に、冷却材再循環ポンプ M/G セットや換気空調補機常用冷却水系が没水又は被水により機能喪失し、プラントスクラムに至る可能性がある。 ・降水の影響により地滑りが発生し、屋外の送変電設備が機能喪失し外部電源喪失が発生している状態で、燃料移送ポンプが没水により機能喪失し、非常用ディーゼル発電設備（燃料ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 <p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・緩和設備を用いて対応する。 		
⑦積雪	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・予報等により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。 ・基準積雪量 167cm を超える規模の積雪を想定する。 <p>【設計基準を超える場合の影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系サージタンクが物理的に機能喪失することで、原子炉補機冷却系が喪失 	<p>【設計基準を超える積雪量を想定した場合に喪失する可能性のある機器】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉補機冷却系 ・タービン及び発電機 ・中央制御室 ・直流電源 ・送変電設備 ・軽油タンク ・中央制御室換気空調 	<p>【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・計測・制御系機能喪失 ・直流電源喪失 ・外部電源喪失 ・最終ヒートシンク喪失 ・全交流動力電源喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (9/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<p>し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。また、積雪（雪融け水含む）の影響により、ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が機能喪失し、全交流動力電源喪失に至る可能性がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> タービン建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合、タービンや発電機に影響が及び、タービントリップに至る可能性がある。 <p>タービン建屋熱交換器エリア屋上が積雪荷重により崩落した場合に、積雪（雪融け水含む）の影響により原子炉補機冷却系及び同海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至る可能性がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> コントロール建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は雪融け水により機能喪失し、計測・制御系機能喪失に至る可能性がある。その後、中央制御室下階に位置している直流電源設備へ溢水が伝搬し、機能喪失に至る可能性がある。 <p>廃棄物処理建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、冷却材再循環ポンプ M/G セットや換気空調補機常用冷却系が積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し、プラントスクラムに至る可能性がある。</p>	<p>自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器</p> <ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機 室空調 	<p>最終的なプラント状態</p>

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (10/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<ul style="list-style-type: none"> ・送電線や碍子に雪が着氷することによって相间短絡を起こし外部電源喪失に至る可能性がある。さらに、軽油タンク天井が積雪荷重により崩落した場合、軽油タンク機能が喪失し、非常用ディーゼル発電機の燃料が枯渇することで、全交流動力電源が喪失する可能性がある。 ・中央制御室換気空調及び非常用ディーゼル発電機室空調給気口の閉塞により各空調設備が機能喪失に至る可能性がある。 ・非常用ディーゼル発電機室空調給気口の閉塞により、非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るような場合において、外部電源喪失が同時発生した場合に、全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 <p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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プラント状況の把握、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。 		
⑧落雷	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・雷注意報が発表された場合は、状況に応じて屋外での作業を中断し、屋内に退避する。 ・発電用原子炉施設への事前対応については実質的に困難であるため想定しない。 	<p>【設計基準を超える雷サージを想定した場合に喪失する可能性のある機器】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源 ・非常用交流電源設備 	<p>【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・計測・制御系機能喪失 ・直流電源喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (11/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 基準電流値 200kA を超える雷サージの影響を想定する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・ 落雷により計測制御機器に発生するノイズの影響により、プラントスクラムに至る可能性がある。 ・ 屋外設備への雷サージの影響により、外部電源喪失及びその他過渡事象に至る可能性がある。さらに、軽油タンクと屋内非常用ディーゼル発電設備制御盤を融通するケーブルへの雷サージにより、非常用ディーゼル発電機の機能が喪失し、全交流動力電源喪失に至る可能性がある。 ・ 建屋内外への雷による誘導電流の影響により、原子炉補機冷却系、直流電源又は計測・制御系の機能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プラント状況の把握、給電及び注水を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機冷却系 ・ 直流電源 ・ 計測・制御系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 ・ 最終ヒートシンク喪失 ・ 全交流動力電源喪失
⑨火山	<ul style="list-style-type: none"> 【影響評価に当たっての考慮事項】 ・ 予報等により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）の堆積厚さの基準である 35cm を超える規模の堆積厚さを想定する。 	<ul style="list-style-type: none"> 【設計基準を超える火山灰堆積厚さを想定した場合に喪失する可能性のある機器】 ・ 原子炉補機冷却系 ・ タービン及び発電機 ・ 中央制御室 	<ul style="list-style-type: none"> 【次のプラント状態が相乗して発生する可能性がある】 ・ 計測・制御系機能喪失 ・ 外部電源喪失 ・ 最終ヒートシンク喪失 ・ 全交流動力電源喪失

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (12/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<p>【設計基準を超える場合の影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 原子炉建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系サージタンクが物理的に機能喪失することで、原子炉補機冷却系が喪失し最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。タービン建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落した場合、タービンや発電機に影響が及び、タービントリップに至る可能性がある。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至る可能性がある。 • コントロール建屋屋上が火山灰堆積荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に機能喪失し、計測・制御系機能喪失に至る可能性がある。 • 送電網や変圧器に火山灰が付着することによって相間短絡を起こし外部電源喪失に至る可能性がある。さらに、軽油タンク天井が火山灰堆積荷重により崩落した場合、軽油タンク機能が喪失し、非常用ディーゼル発電機の燃料が枯渇することで、全交流動力電源が喪失する可能性がある。 • 中央制御室換気空調及び非常用ディーゼル発電機室空調給気口の閉塞により各空調設備が機能喪失に至る可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> • 送変電設備 • 軽油タンク • 中央制御室換気空調 • 非常用ディーゼル発電機室空調 	

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (13/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<ul style="list-style-type: none"> ・海水中の火山灰が高濃度な場合に、熱交換器の伝熱管の閉塞又は、海水ポンプの軸受摩耗や海水ストレーナの閉塞により、最終ヒートシンク喪失に至る可能性がある。 <p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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プラント状況の把握，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。 		
⑩隕石	<p>【影響評価に当たっての考慮事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事前の予測については，行えないものと想定する。 <p>【影響評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・建屋又は屋外設備に隕石が衝突した場合は，当該建屋又は設備が損傷し，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は，振動により安全機能が損傷し，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は，津波により安全機能が冠水し，機能喪失に至る可能性がある。 <p>【主な対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・建屋に隕石が衝突し，建屋が損傷した場合は，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。 	<ul style="list-style-type: none"> ・具体的な喪失する機能は特定しない 	<ul style="list-style-type: none"> ・具体的な喪失する機能は特定しない

第 5.2-1 表 自然現象が発電用原子炉施設へ与える影響評価 (14/14)

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に与える影響評価	自然現象の想定規模と喪失する可能性のある機器	最終的なプラント状態
	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所近海に隕石が衝突し、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。 		

第 5.2-3 表 大規模損壊発生時の対応操作一覧(4/10)

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
		<p>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、低圧代替注水系(常設)、消火系、低圧代替注水系(可搬型)の順で選択する。</p> <p>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、上記手段に加え給水系、復水系、残留熱除去系(低圧注水モード)又は高圧炉心注水系を使用し原子炉圧力容器への注水を実施する。</p>	
	給復水系復旧による原子炉冷却	低圧代替注水系(常設)、低圧代替注水系(可搬型)及び消火系が発電用原子炉の冷却に使用できない場合、給復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	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-水反応及び水の放射性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、格納容器圧力逃がし装置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。	<ul style="list-style-type: none"> 第 3 項, 4 項 (1.9), (1.10)
	代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保	原子炉補機冷却系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、代替原子炉補機冷却系により、補機冷却水を供給する。	<ul style="list-style-type: none"> 第 3 項, 4 項 (1.5)

第 5.2-4 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	対応設備	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	原子炉隔離時冷却系ポンプ 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 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 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)	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等
			復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 直流 125V 蓄電池 A 直流 125V 充電器 A	重大事故等対処設備	
		高圧炉心注水系による 発電用原子炉の冷却	高圧炉心注水系ポンプ 高圧炉心注水系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 復水補給水系配管 原子炉補機冷却系 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)	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等
			復水貯蔵槽 サブプレッション・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 5.2-4 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	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系	高圧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	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ） 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 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	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等
			第二代替交流電源設備 ※1	自主対策設備	
		高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ） 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	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「HPAC 現場起動」

※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 5.2-4 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	対応設備	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	原子炉隔離時冷却系ポンプ 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 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 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)	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「RCIC 現場起動」 多様なハザード対応手順 「RCIC 現場起動（排水処理）」	
			復水貯蔵槽 サブプレッション・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	原子炉隔離時冷却系ポンプ 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 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 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)		- ※1
			復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 所内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	重大事故等 対処設備		
			第二代替交流電源設備 ※1	自主対策 設備		
原子炉隔離時冷却系への給電	可搬型直流電源設備による	原子炉隔離時冷却系ポンプ 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 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 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)			
		復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 所内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 5.2-4 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	対応設備	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	原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵槽 サブプレッション・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・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁・ストレーナ 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 所内蓄電式直流電源設備 ※1 直流給電車及び電源車 ※1	自主対策設備 - ※1

※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 5.2-4 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)

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	対応設備	手順書	
重大事故等の進展抑制	—	進展抑制(ほう酸水注入系によるほう酸水注入)	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパー ージャ 原子炉圧力容器 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	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「SLC ポンプによる原子炉注水」
			第二代替交流電源設備 ※1	自主対策 設備	
		進展抑制(注水)	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系テストタンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパー ージャ 復水補給水系 消火系 純水補給水系 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1	自主対策 設備	
		制御棒駆動系による 進展抑制	制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵槽 制御棒駆動系配管・弁 復水補給水系配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1	自主対策 設備	
		高圧炉心注水系緊急注水 による進展抑制	高圧炉心注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧炉心注水系配管・弁・スパー ージャ 復水補給水系配管 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1	自主対策 設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「HPCF 緊急注水」

※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 5.2-5 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
(1.3) (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	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	自動減圧系	原子炉減圧の自動化	代替自動減圧ロジック(代替自動減圧機能) 自動減圧系の起動阻止スイッチ 逃がし安全弁(自動減圧機能付き C, H, N, T の 4 個) 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ 非常用交流電源設備	重大事故等 対処設備	- ※1, ※2
				重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
		手動操作による原子炉減圧 (逃がし安全弁)	逃がし安全弁 主蒸気系配管・クエンチャ 逃がし弁機能用アキュムレータ 自動減圧機能用アキュムレータ 所内蓄電式直流電源設備 ※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	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「減圧冷却」 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」
			第二代替交流電源設備 ※3	自主対策 設備	
手動操作による原子炉減圧 (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	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「減圧冷却」 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」		

- ※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:想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう、あらかじめ供給圧力を設定している。
- ※5:原子炉建屋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 5.2-5 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
(1.3) (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	対応設備	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 AM 用切替装置 (SRV) 常設代替直流電源設備 逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 主蒸気系配管・クエンチャ 逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM 設備別操作手順書 「AM 用切替装置又はバッテリーによる SRV 開放」
		蓄電池による逃がし安全弁機能回復	逃がし安全弁用可搬型蓄電池 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM 設備別操作手順書 「AM 用切替装置又はバッテリーによる SRV 開放」
		代替逃がし安全弁駆動装置による原子炉減圧	高圧窒素ガス供給系(代替逃がし安全弁駆動装置) 逃がし安全弁 (自動減圧機能なし D, E, K, U の 4 個) 主蒸気系配管・クエンチャ	自主対策設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM 設備別操作手順書 「代替 SRV 駆動装置による SRV 開放」
	-	高圧窒素ガス供給系による窒素ガス確保	高圧窒素ガスポンペ 高圧窒素ガス供給系配管・弁 自動減圧機能用アキュムレータ 逃がし弁機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) AM 設備別操作手順書 「SRV 駆動源確保」

※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:想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるよう、あらかじめ供給圧力を設定している。

※5:原子炉建屋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 5.2-6 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
(1.4) (1/8)

(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	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパージャ ※6 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉補機冷却系 ※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)	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等
			サブプレッション・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	残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・スパージャ 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉補機冷却系 ※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)	事故時運転操作手順書 (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	事故時運転操作手順書 (停止時徴候ベース) 「SFP 原子炉水位・温度制御」

- ※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な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:復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象
- ※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な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)
- ※6: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 5.2-6 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
(1.4) (4/8)

(発電用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	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	サブプレッション・チェンバ	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「RHR(A)による原子炉注水」 「RHR(B)による原子炉注水」
			原子炉圧力容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2		
			残留熱除去系ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパージャ ※6 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉補機冷却系 ※3	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な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:復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な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)

※6: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 5.2-7 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
(1.5) (3/5)

(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	対応設備	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・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」 「PCV ベント弁駆動源確保 [予備ポンペ]」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整 (水張り)」 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」 「フィルタベント停止後の N2 パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N2 パージ」 「ドレンタンク水抜き」
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱	耐圧強化ベント系 (W/W) 配管・弁 耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁 遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作ポンベ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器 (サプレッション・チェンバ, 真空破壊弁を含む) 不活性ガス系配管・弁 非常用ガス処理系配管・弁 主排気筒 (内筒) 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 代替所内電気設備 ※3 常設代替直流電源設備 ※3 可搬型直流電源設備 ※3 第二代替交流電源設備 ※3	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」 「PCV ベント弁駆動源確保 [予備ポンペ]」

※1: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。
 ※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「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.2-7 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
(1.5) (4/5)

(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	対応設備	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，サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード） 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作作用ボンベ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	<p>事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」</p> <p>AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用 (S/C)）」 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用 (D/W)）」 「炉心損傷前 PCV ベント（耐圧強化ライン使用 (S/C)）」 「炉心損傷前 PCV ベント（耐圧強化ライン使用 (D/W)）」 「PCV ベント弁駆動源確保[予備ボンベ]」</p> <p>多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整（水張り）」 「フィルタベント水位調整（水抜き）」 「フィルタベント停止後の N₂ パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N₂ パージ」 「ドレンタンク水抜き」</p>

※1: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。

※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「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.2-7 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
(1.5) (5/5)

(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	対応設備	手順書	
サポート系故障時	原子炉補機冷却系 全交流動力電源	代替原子炉補機冷却系による除熱	熱交換器ユニット 大容量送水車（熱交換器ユニット用） 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ ホース 原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク 残留熱除去系熱交換器 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 燃料補給設備 ※3	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「S/P 温度制御」等 AM 設備別操作手順書 「代替 Hx による補機冷却水 (A) 確保」 「代替 Hx による補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」
			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ※1 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） ※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード） ※2 第二代替交流電源設備 ※3	重大事故等対処設備 (設計基準拡張) 自主対策設備	
		大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ ホース 原子炉補機冷却系配管・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） ※1 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） ※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード） ※2 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 常設代替交流電源設備 ※3 第二代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 移動式変圧器 燃料補給設備 ※3	自主対策設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「S/P 温度制御」等 AM 設備別操作手順書 「代替 Hx による補機冷却水 (A) 確保」 「代替 Hx による補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」	

※1: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。

※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「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.2-8 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
(1.6) (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 (格納容器スプレイ冷却モード) 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 ※1 非常用交流電源設備 ※2	重大事故対処設備 (設計基準拡張)
			サブプレッション・チェンバ 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器	重大事故等対処設備
		残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの除熱)	残留熱除去系ポンプ 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 ※1 非常用交流電源設備 ※2	重大事故対処設備 (設計基準拡張)
			サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器	重大事故等対処設備

※1:手順は「1.5 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: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な水の供給手順等」にて整備する。

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源 (措置)

第 5.2-9 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
(1.7) (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	対応設備	手順書	
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	フィルタ装置 よう素フィルタ ラプチャーディスク ドレン移送ポンプ ドレンタンク 遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作ポンプ 可搬型窒素供給装置 スクラバ水 pH 制御設備 フィルタベント遮蔽壁 配管遮蔽 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁 ホース・接続口 原子炉格納容器（サブプレッショ ン・チェンバ、真空破壊弁を含 む） 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）※5 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 代替所内電気設備 ※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	事故時運転操作手順書 （シビアアクシデン ト） 「PCV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後 PCV ベン ト（フィルタベント使 用（S/C）」 「炉心損傷後 PCV ベン ト（フィルタベント使 用（D/W）」 多様なハザード対応手 順 「フィルタ装置ドレン 移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位 調整（水張り）」 「フィルタベント水位 調整（水抜き）」 「フィルタベント停止 後の N2 パージ」 「フィルタ装置スクラ バ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N2 パージ」 「ドレンタンク水抜 き」
			防火水槽 ※5, ※6 淡水貯水池 ※5, ※6 第二代替交流電源設備 ※3		自主対策設備

※1: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。

※2: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。

※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:手順は「1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。

※5: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。

※6:「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）

第 5.2-9 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
(1.7) (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	対応設備	手順書	
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	復水移送ポンプ 代替原子炉補機冷却系 ※2 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) ※5 サプレッション・チェンバ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・ポンプ 高压炉心注水系配管・弁 復水補給水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 格納容器スプレイ・ヘッド ホース 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 代替所内電気設備 ※3 燃料補給設備 ※3	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「代替循環冷却系による PCV 内の減圧及び除熱」
			防火水槽 ※5, ※6 淡水貯水池 ※5, ※6 第二代替交流電源設備 ※3	策自主対設備	
		格納容器内 pH 制御	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ※1 格納容器下部注水系 (常設) ※4 格納容器 pH 制御設備	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後格納容器薬品注入」

- ※1: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。
- ※2: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。
- ※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:手順は「1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。
- ※5: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。
- ※6:「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)

第 5.2-10 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
(1.8) (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	-	高圧代替注水系による原子炉炉圧力容器への注水	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系(蒸気系)配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系(蒸気系)配管・弁 高圧代替注水系(注水系)配管・弁 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁(7号炉のみ) 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 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデン ト) 「RPV 制御」, 「R/B 制 御」 ※3
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパー ジャ 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	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデン ト) 「RPV 制御」, 「R/B 制 御」 AM 設備別操作手順書 「SLC ポンプによるほう 酸水注入」
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
原子炉炉圧力容器への注水	制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 制御棒駆動系配管・弁 復水補給水系配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデン ト) 「RPV 制御」, 「R/B 制 御」 AM 設備別操作手順書 「CRD による原子炉注 水」 ※3		
原子炉炉圧力容器への緊急注水	高圧炉心注水系による 高圧炉心注水系ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 高圧炉心注水系配管・弁・スパー ジャ 復水補給水系配管 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデン ト) 「RPV 制御」, 「R/B 制 御」 AM 設備別操作手順書 「HPCF 緊急注水」 ※3		

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な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「1.2 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。

※4:「1.13 重大事故等の収束に必要な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)

第 5.2-11 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
(1.9) (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	不活性ガス系 ※1	- ※5	- ※1
			可搬型格納容器窒素供給設備	自主対策設備	多様なハザード対応手順 「可搬型格納容器窒素供給設備による PCV 窒素供給」
	-	格納容器圧力逃がし装置等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	格納容器圧力逃がし装置 ※2, ※3 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置水素濃度	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「PCV 水素・酸素ガス放出 (フィルタバント使用 (S/C))」 「PCV 水素・酸素ガス放出 (フィルタバント使用 (D/W))」 「PCV 水素・酸素ガス放出 (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「PCV 水素・酸素ガス放出 (耐圧強化ライン使用 (D/W))」
			サブプレッション・チェンバ 耐圧強化バント系 (W/W) ※3 可搬型窒素供給装置 ホース・接続口 耐圧強化バント系放射線モニタ フィルタ装置水素濃度	重大事故等対処設備	多様なハザード対応手順 「耐圧強化バント系の N ₂ パージ」

※1: 発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を不活性ガス系により常時不活性化している。

※2: 格納容器圧力逃がし装置補機類の手順は「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: 原子炉格納容器バント弁駆動源確保 (予備ポンペ) の手順は「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: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5: 不活性ガス系は設計基準対象施設であり、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 5.2-12 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
(1.10) (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屋等の損傷防止	-	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制	静的触媒式水素再結合器 ※1 静的触媒式水素再結合器動作監視装置 原子炉建屋原子炉区域	重大事故等対処設備	- ※1
		原子炉建屋内の水素濃度監視	原子炉建屋水素濃度	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「R/B 制御」
		代替電源による必要な設備への給電	常設代替直流電源設備 ※2 可搬型直流電源設備 ※2 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2	重大事故等	- ※2
			第二代替交流電源設備 ※2	対策設備 自主	
原子炉格納容器外への水素ガス漏えい抑制	-	原子炉格納容器頂部注水系による原子炉ウエルへの注水	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) ※3 防火水槽 ※3 淡水貯水池 ※3 ホース・接続口 格納容器頂部注水系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 原子炉ウエル 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による原子炉ウエル注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(原子炉ウエル注水)」
		サブプレッションプール浄化系による原子炉ウエルへの注水	サブプレッションプール浄化系ポンプ 復水貯蔵槽 ※3 サブプレッションプール浄化系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 原子炉ウエル 原子炉補機冷却系(6号炉のみ)	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「SPCUによる原子炉ウエル注水」

※1:静的触媒式水素再結合器は、運転員による操作不要の原子炉建屋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な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 5.2-12 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
(1.10) (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	対応設備		手順書
原子炉建屋等の損傷防止 水素ガス排出による	-	原子炉建屋トップベントによる水素ガスの排出	原子炉建屋トップベント 大容量送水車（原子炉建屋放水設備用） ※4 ホース 放水砲 ※4 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「R/B 制御」 多様なハザード対応手順 「水素対策（原子炉建屋トップベント）」

※1: 静的触媒式水素再結合器は、運転員による操作不要の原子炉建屋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な水の供給手順等」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 5.2-13 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) (1/3)

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	
使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時、又は使用済燃料プール水の小規模な漏えい発生時	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系	燃料プール代替注水系による常設スプレイへの注水	可搬型代替注水ポンプ (A-1 級) 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース・接続口 燃料プール代替注水系配管・弁 常設スプレイヘッダ 使用済燃料プール 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「SFP 水位・温度制御」 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「R/B 制御」 事故時運転操作手順書 (停止時徴候ベース) 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による SFP スプレイ」 「SFP 監視カメラ冷却装置起動」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (SFP 常設スプレイ)」
			防火水槽 ※1, ※5 淡水貯水池 ※1, ※5	自主対策設備	
		燃料プール代替注水系による可搬型スプレイ	可搬型代替注水ポンプ (A-1 級) 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース・接続口 燃料プール代替注水系配管・弁 可搬型スプレイヘッダ 使用済燃料プール 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「SFP 水位・温度制御」 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「R/B 制御」 事故時運転操作手順書 (停止時徴候ベース) 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による可搬型 SFP スプレイ」 「SFP 監視カメラ冷却装置起動」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (SFP 可搬型スプレイ)」
	使用済燃料プールへの注水	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク ※1 消火系配管・弁 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 使用済燃料プール 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「SFP 水位・温度制御」 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「R/B 制御」 事故時運転操作手順書 (停止時徴候ベース) 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる SFP 注水」 「SFP 監視カメラ冷却装置起動」	
-	-	漏えい抑制	サイフォン防止機能 ※4	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「SFP 水位・温度制御」 「原子炉建屋制御」 事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「R/B 制御」 事故時運転操作手順書 (停止時徴候ベース) 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「SFP 監視カメラ冷却装置起動」

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な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ための手順等」にて整備する。

※4:重大事故等時には現場手動弁による隔離操作を併せて実施する。

※5:「1.13 重大事故等の収束に必要な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)

※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 5.2-13 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) (2/3)

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	
使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時	-	燃料プール代替注水系に使用済燃料プールへのスプレイ	可搬型代替注水ポンプ(A-1 級) 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) ホース・接続口 燃料プール代替注水系配管・弁 常設スプレイヘッド 使用済燃料プール 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「SFP 水位・温度制御」 事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「R/B 制御」 事故時運転操作手順書（停止時徴候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」
			防火水槽 ※1, ※5 淡水貯水池 ※1, ※5	自主対策設備	AM 設備別操作手順書 「消防車による SFP スプレイ」 「SFP 監視カメラ冷却装置起動」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（SFP 常設スプレイ）」
	-	燃料プール代替注水系に使用済燃料プールへのスプレイ	可搬型代替注水ポンプ(A-1 級) 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) ホース・接続口 燃料プール代替注水系配管・弁 可搬型スプレイヘッド 使用済燃料プール 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「SFP 水位・温度制御」 事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「R/B 制御」 事故時運転操作手順書（停止時徴候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による可搬型 SFP スプレイ」 「SFP 監視カメラ冷却装置起動」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（SFP 可搬型スプレイ）」
			防火水槽 ※1, ※5 淡水貯水池 ※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	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「SFP 水位・温度制御」 「原子炉建屋制御」 事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「R/B 制御」 事故時運転操作手順書（停止時徴候ベース） 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「SFP 漏えい緩和」 「SFP 監視カメラ冷却装置起動」
-	-	物質の拡散抑制	大容量送水車（原子炉建屋放水設備用） ホース 放水砲 燃料補給設備 ※2	重大事故等対処設備	多様なハザード対応手順 「大容量送水車及び放水砲による大気への拡散抑制」 ※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ための手順等」にて整備する。
 ※4:重大事故等時には現場手動弁による隔離操作を併せて実施する。
 ※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】1 b)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 5.2-15 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
(1.13) (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
サブプレッション・チェンバを水源とした対応	復水貯蔵槽	(原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時) 原子炉圧力容器への注水	サブプレッション・チェンバ	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」にて整備する。
			原子炉隔離時冷却系（原子炉隔離時冷却系ポンプ） 高圧炉心注水系（高圧炉心注水系ポンプ）	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
		(原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時) 原子炉圧力容器への注水	サブプレッション・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。
			残留熱除去系（残留熱除去系ポンプ）	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	サブプレッション・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（残留熱除去系ポンプ）	重大事故等 対処設備 (設計基準拡張)	
		原子炉圧力容器及び原子炉格納容器内の除熱	サブプレッション・チェンバ 代替循環冷却系（復水移送ポンプ）	重大事故等 対処設備	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。

※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 5.2-15 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
(1.13) (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	
防火水槽を水源とした対応	サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽	防火水槽を水源とした送水	可搬型代替注水ポンプ (A-1 級) 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース・接続口 燃料補給設備 ※1	重大事故等 対処設備	多様なハザード対応手順 「消防車による送水 (原子炉注水)」 「消防車による送水 (格納容器スプレー)」 「消防車による送水 (デブリ冷却)」 「消防車による送水 (原子炉ウエル注水)」 「消防車による送水 (SFP 常設スプレー)」 「消防車による送水 (SFP 可搬型スプレー)」	
			防火水槽 ※2	自主対策 設備		
		(原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時)	原子炉圧力容器への注水	低圧代替注水系 (可搬型) (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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熔融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。
				防火水槽 ※2	自主対策 設備	
		原子炉格納容器内の冷却	代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。	
			防火水槽 ※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 5.2-15 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
(1.13) (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		
防火水槽を水源とした対応	—	フィルタ装置への補給	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース・接続口	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。		
			防火水槽 ※2	自主対策 設備			
	復水貯蔵槽	原子炉格納容器下部への注水	格納容器下部注水系 (可搬型) (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。	
			防火水槽 ※2	自主対策 設備			
	—	原子炉ウエルへの注水	防火水槽 ※2 格納容器頂部注水系 (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。
			燃料プール代替注水系 (可搬型代替注水ポンプ (A-1 級), 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), ホース・接続口等)	重大事故等 対処設備			
使用済燃料プールへの注水/スプレイ		燃料プール代替注水系 (可搬型代替注水ポンプ (A-1 級), 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。			
		防火水槽 ※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 5.2-15 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
(1.13) (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
(あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) 淡水貯水池を水源とした対応	-	フィルタ装置への補給	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース・接続口	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。
			淡水貯水池 ※2	自主対策 設備	
	復水貯蔵槽	原子炉格納容器下部への注水	格納容器下部注水系 (可搬型) (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。
			淡水貯水池 ※2	自主対策 設備	
	-	原子炉ウエルへの注水	淡水貯水池 ※2 格納容器頂部注水系 (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。
			使用済燃料プールへの注水 / スプレイ	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。
淡水貯水池 ※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 5.2-15 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
(1.13) (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	サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽	海を水源とした送水	大容量送水車 (海水取水用) 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 可搬型代替注水ポンプ (A-1 級) 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース・接続口 燃料補給設備 ※1	重大事故等対処設備 多様なハザード対応手順 「大容量送水車による消防車への海水送水」 「消防車による送水 (原子炉注水)」 「消防車による送水 (格納容器スプレイ)」 「消防車による送水 (デブリ冷却)」 「消防車による送水 (原子炉ウエル注水)」 「消防車による送水 (SFP 常設スプレイ)」 「消防車による送水 (SFP 可搬型スプレイ)」
		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)	低圧代替注水系 (可搬型) (大容量送水車 (海水取水用), 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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熔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	代替格納容器スプレイ系 (可搬型) (大容量送水車 (海水取水用), 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。
	復水貯蔵槽	原子炉格納容器下部への注水	格納容器下部注水系 (可搬型) (大容量送水車 (海水取水用), 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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熔融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。
	-	原子炉ウエルへの注水	格納容器頂部注水系 (大容量送水車 (海水取水用), 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。
		使用済燃料プールへの注水/スプレイ	燃料プール代替注水系 (大容量送水車 (海水取水用), 可搬型代替注水ポンプ (A-1 級), 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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 5.2-15 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
(1.13) (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	
海を水源とした対応	—	(海) 最終ヒートシンクへの代替熱輸送	代替原子炉補機冷却系 (大容量送水車(熱交換器ユニット用))	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	大容量送水車 (原子炉建屋放水設備用) 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	大容量送水車 (原子炉建屋放水設備用) ホース 放水砲 泡原液搬送車 泡原液混合装置 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。
ほう酸水注入系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	ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系 (ほう酸水注入系ポンプ)	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 5.2-15 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
(1.13) (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	
淡水タンクへ水を補給するための対応	—	淡水貯水池からの補給	淡水貯水池 ※2 ホース ろ過水タンク 純水タンク	自主対策設備 多様なハザード対応手順 「淡水貯水池から大湊側淡水タンクへの補給」	
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注水系の水源切替え	復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等
			原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
		防火水槽へ補給する水源の切替え	大容量送水車 (海水取水用) 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 ホース 燃料補給設備 ※1	重大事故等対処設備	多様なハザード対応手順 「淡水貯水池から大湊側防火水槽への補給」 「大湊側淡水タンクから防火水槽への補給」 「大容量送水車による防火水槽への海水補給」 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる防火水槽への海水補給」 「消防車による防火水槽への海水補給」
			淡水貯水池 ※2 防火水槽 ※2 淡水タンク 代替原子炉補機冷却海水ポンプ 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 可搬型代替交流電源設備 移動式変圧器 燃料補給設備 ※1	自主対策設備	
淡水貯水池から海への切替え	大容量送水車 (海水取水用) 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 可搬型代替注水ポンプ (A-1 級) 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース 燃料補給設備 ※1	重大事故等対処設備	多様なハザード対応手順 「大容量送水車による消防車への海水送水」 「消防車による送水 (原子炉注水)」 「消防車による送水 (格納容器スプレイ)」 「消防車による送水 (デブリ冷却)」 「消防車による送水 (原子炉ウエル注水)」 「消防車による送水 (SFP 常設スプレイ)」 「消防車による送水 (SFP 可搬型スプレイ)」		
	淡水貯水池 ※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 5.2-16 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
(1.14) (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	対応設備	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	第一ガスタービン発電機 第一ガスタービン発電機用燃料タンク 第一ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ 第一ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁 第一ガスタービン発電機～非常用高圧母線 C 系及び D 系電路 第一ガスタービン発電機～AM 用 MCC 電路 軽油タンク 軽油タンク出口ノズル・弁 ホース タンクローリ (16kL)	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「交流/直流電源供給回復」 事故時運転操作手順書 (停止時徴候ベース) 「交流/直流電源供給回復」 AM 設備別操作手順書 「第一ガスタービン発電機起動」 「M/C C・D 受電」 「第一 GTG から AM 用 MCC への電路構成」 「AM 用 MCC 受電」 多様なハザード対応手順 「非常用 D/G 軽油タンクからタンクローリへの給油」 「タンクローリから各機器等への給油」
			第二ガスタービン発電機 第二ガスタービン発電機用燃料タンク 第二ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ 第二ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁 第二ガスタービン発電機～荒浜側緊急用高圧母線～非常用高圧母線 C 系及び D 系電路 第二ガスタービン発電機～大湊側緊急用高圧母線～非常用高圧母線 C 系及び D 系電路 第二ガスタービン発電機～荒浜側緊急用高圧母線～AM 用 MCC 電路 第二ガスタービン発電機～大湊側緊急用高圧母線～AM 用 MCC 電路 軽油タンク 軽油タンク出口ノズル・弁 ホース タンクローリ (16kL)	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「交流/直流電源供給回復」 事故時運転操作手順書 (停止時徴候ベース) 「交流/直流電源供給回復」 AM 設備別操作手順書 「緊急用 M/C から M/C C・D への電路構成」 「大湊側緊急用 M/C から M/C C・D への電路構成」 「M/C C・D 受電」 「緊急用 M/C から AM 用 MCC への電路構成」 「大湊側緊急用 M/C から AM 用 MCC への電路構成」 「AM 用 MCC 受電」 多様なハザード対応手順 「第二 GTG による荒浜側緊急用 M/C 受電」 「第二 GTG による大湊側緊急用 M/C 受電」 「非常用 D/G 軽油タンクからタンクローリへの給油」 「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:直流 125V 蓄電池 A, B, C 及び D からの給電は、運転員による操作は不要である。

第 5.2-16 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
(1.14) (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	対応設備	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)	可搬型代替交流電源設備による給電	電源車 電源車～緊急用電源切替箱接続装置～非常 用高压母線 C 系及び D 系電路 電源車～動力変圧器 C 系～非常用高压母線 C 系及び D 系電路 電源車～緊急用電源切替箱接続装置～AM 用 MCC 電路 電源車～AM 用動力変圧器～AM 用 MCC 電路 電源車～代替原子炉補機冷却系電路 ※1 軽油タンク 軽油タンク出口ノズル・弁 ホース タンクローリ (4kL)	重大事故等 対処設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベ ース) 「交流/直流電源供給回復」 事故時運転操作手順書 (停止時徴候 ベース) 「交流/直流電源供給回復」 AM 設備別操作手順書 「緊急用 M/C から M/C C・D への電 路構成」 「電源車による P/C C-1・D-1 への 電路構成」 「電源車 (緊急用電源切替箱 A 経由) による M/C C・D への電路構成」 「M/C C・D 受電」 「P/C C-1・D-1 受電 (P/C 動力 変圧器～M/CC・D 経由)」 「緊急用 M/C から AM 用 MCC への 電路構成」 「電源車 (AM 用動力変圧器) によ る AM 用 MCC への電路構成」 「電源車 (緊急用電源切替箱 A 経 由) による AM 用 MCC への電路構 成」 「AM 用 MCC 受電」 多様なハザード対応手順 「電源車による荒浜側緊急用 M/C 受 電」 「電源車による給電 (緊急用電源切 替箱 A 接続)」 「電源車による給電 (動力変圧器 C -1 接続)」 「電源車による給電 (AM 用動力変 圧器接続)」 「非常用 D/G 軽油タンクからタン クローリへの給油」 「タンクローリから各機器等への給 油」
			号炉間電力融通ケーブル (常設) 号炉間電力融通ケーブル (可搬型) 号炉間電力融通ケーブル (常設) ～非常用 高压母線 C 系及び D 系電路 号炉間電力融通ケーブル (可搬型) ～非常 用高压母線 C 系及び D 系電路	重大事故等 対処設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベ ース) 事故時運転操作手順書 (停止時徴候 ベース) AM 設備別操作手順書 「他号炉 D/G による M/C C・D への電 路構成 (号炉間電力融通ケーブル使 用)」 「DG (A) (B) による他号炉への電力融 通」 多様なハザード対応手順 「号炉間電力融通ケーブルによる電 力融通」

※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:直流 125V 蓄電池 A, B, C 及び D からの給電は, 運転員による操作は不要である。

第 5.2-16 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
(1.14) (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	対応設備	手順書
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)	使用した直流電源確保	号炉間連絡ケーブル	自主対策設備 事故時運転操作手順書（微候ベース） 「交流/直流電源供給回復」 事故時運転操作手順書（停止時微候ベース） 「交流/直流電源供給回復」
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	緊急用断路器 緊急用電源切替箱断路器 緊急用電源切替箱接続装置 AM 用動力変圧器 AM 用 MCC AM 用切替盤 AM 用操作盤 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 事故時運転操作手順書（微候ベース） 「交流/直流電源供給回復」 事故時運転操作手順書（停止時微候ベース） 「交流/直流電源供給回復」 AM 設備別操作手順書 「第一ガスタービン発電機起動」 「第一 GTG から AM 用 MCC への電路構成」 「緊急用 M/C から AM 用 MCC への電路構成」 「大湊側緊急用 M/C から AM 用 MCC への電路構成」 「他号炉 D/G による AM 用 MCC への電路構成（号炉間電力融通ケーブル使用）」 「DG (A) (B) による他号炉への電力融通」 「電源車（AM 用動力変圧器）による AM 用 MCC への電路構成」 「電源車（緊急用電源切替箱 A 経由）による AM 用 MCC への電路構成」 「AM 用 MCC 受電」 多様なハザード対応手順 「第二 GTG による荒浜側緊急用 M/C 受電」 「第二 GTG による大湊側緊急用 M/C 受電」 「号炉間電力融通ケーブルによる電力融通」 「電源車による荒浜側緊急用 M/C 受電」 「電源車による給電（AM 用動力変圧器接続）」 「電源車による給電（緊急用電源切替箱 A 接続）」
			荒浜側緊急用高圧母線 大湊側緊急用高圧母線	自主対策設備 多様なハザード対応手順 「第二 GTG による荒浜側緊急用 M/C 受電」 「第二 GTG による大湊側緊急用 M/C 受電」 「号炉間電力融通ケーブルによる電力融通」 「電源車による荒浜側緊急用 M/C 受電」 「電源車による給電（AM 用動力変圧器接続）」 「電源車による給電（緊急用電源切替箱 A 接続）」
燃料の補給	—	燃料補給設備による給電	軽油タンク 軽油タンク出口ノズル・弁 ホース タンクローリ（4kL）	重大事故等対処設備 多様なハザード対応手順 「非常用 D/G 軽油タンクからタンクローリへの給電」 「タンクローリから各機器等への給電」

※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:直流 125V 蓄電池 A, B, C 及び D からの給電は、運転員による操作は不要である。

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44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苛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、そもそも柏崎刈羽原子力発電所において発生する可能性があるか、非常に苛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
- ・風（台風）
- ・竜巻
- ・低温（凍結）
- ・降水
- ・積雪
- ・落雷
- ・火山
- ・隕石

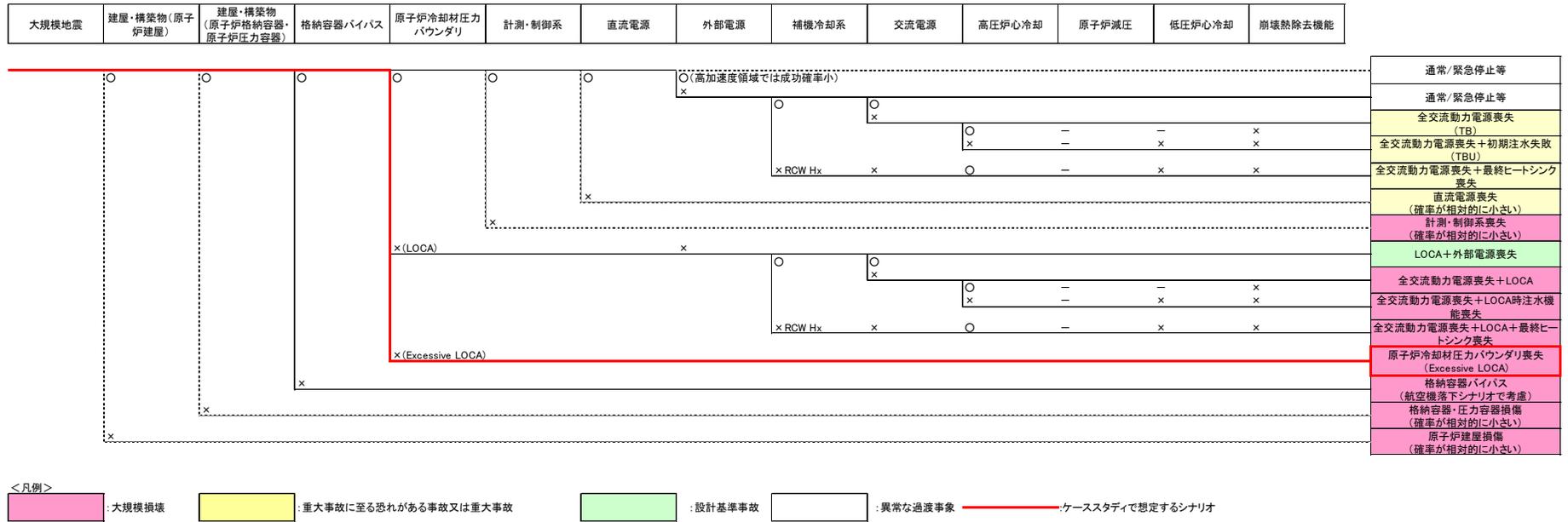


④ ケーススタディの対象シナリオ選定

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、重大事故対策で想定している事故シーケンスに包絡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 5.2-1 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5.2-2図 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(1/3)

大規模津波	外部電源	計測・制御系, 直流電源(C/B)	交流電源+RCIC (R/B)	補機冷却系 (T/B)	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去機能	
○(防潮堤を越える規模の津波の場合, 成功確率小)									通常/緊急停止等
x	○	○	○	○	○		○	○	外部電源喪失
					x			x	崩壊熱除去機能喪失
						○	○	○	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗
							x	-	崩壊熱除去機能喪失
					x	-	-	-	高圧・低圧注水機能喪失
			x						高圧注水・減圧機能喪失
					○	-	-	x	全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失
					x	x	x	x	全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失
		x	x	x	x	x	x	x	全交流動力電源喪失+RCIC機能喪失
	x	x(負荷入切不能)	x	x	x	x	x	x	全交流動力電源喪失+ 直流電源喪失+計測・制御系喪失

<凡例>

:大規模損壊

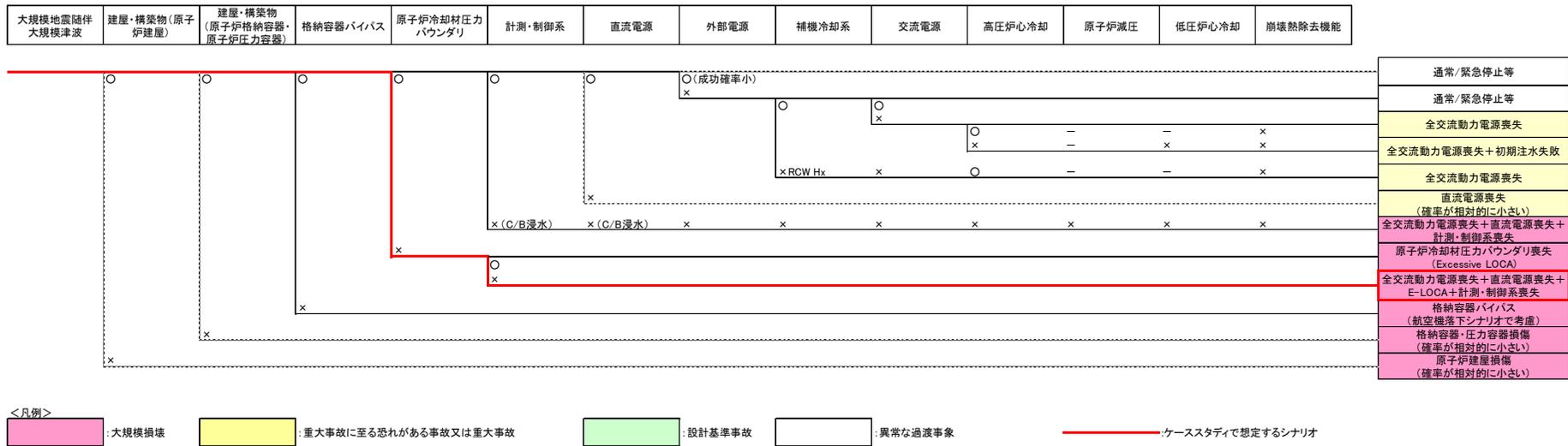
:重大事故に至るおそれがある
事故又は重大事故

:設計基準事故

:異常な過渡事象

— :ケーススタディで想定するシナリオ

第 5.2-2 図 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 (2/3)



第 5.2-2 図 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(3/3)

頁	行	補正前	補正後
10-6-10	8行	・圧力容器・格納容器損傷	・ <u>原子炉</u> 圧力容器・ <u>原子炉</u> 格納容器損傷
10-6-14	23行	代替制御棒挿入機能に期待する場合、	<u>ATWS 緩和設備</u> (代替制御棒挿入機能) (以下「代替制御棒挿入機能」という。)に期待する場合、
10-6-20	11行	・ <u>水蒸気爆発</u> (原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)	・原子炉圧力容器内での水蒸気爆発
10-6-21	8行	<u>水蒸気爆発</u> (原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)については、	原子炉圧力容器内での水蒸気爆発については、
10-6-33	12行	RHR 切替え時の <u>ミニフロー</u> 弁操作誤り	RHR <u>系統切替え時のミニ</u> マムフロー弁操作誤り
10-6-33	16行～ 17行	RHR 切替え時の <u>ミニフロー</u> 弁操作誤り	RHR <u>系統切替え時のミニ</u> マムフロー弁操作誤り
10-6-54	8行～ 9行	動的ボイド係数はサイクル末期の値の 1.25 倍、動的ドップラ係数はサイクル末期の値の 0.9 倍を用いるものとする。	<u>動的ボイド係数(減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合で除した値)</u> はサイクル末期の値の 1.25 倍、 <u>動的ドップラ係数(ドップラ係数を遅発中性子発生割合で除した値)</u> はサイクル末期の値の 0.9 倍を用いるものとする。
10-6-59	3行	玄武岩コンクリート	玄武岩 <u>系</u> コンクリート
10-6-74		第 6.2-3 表 評価事故シーケンスの選定(運転中の原子炉における重大事故)(4/7)	別紙 6-1 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-6-78		第 6.2-4 表 重要事故シ ーケンスの選定(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)	別紙 6-2 に変更する。
10-6-82		第 6.4-4 表 SAFER におけ る重要現象の不確かさ等 (1/2)	別紙 6-3 に変更する。
10-6-106		第 6.2-2 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー	別紙 6-4 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 6.2-3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（4/7）

補足：PDS の分類結果

PDS	格納容器 破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	プラント 損傷時点での 電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流/直流 電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流/直流 電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源無 ^{※1} 交流電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源無
LOCA (AE, S1E, S2E)	炉心損傷後	低圧 ^{※2}	早期	交流/直流 電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
格納容器バイパス (ISLOCA)	炉心損傷前	—	早期	—

※1 蓄電池枯渇により事象発生から 8 時間で原子炉隔離時冷却系が停止し、炉心損傷に至るため、プラント損傷時点では直流電源が機能喪失している。

※2 S1E や S2E では、高圧状態で炉心損傷に至る場合が考えられるが、LOCA は速やかな冷却材流出の影響を確認する PDS として、大破断 LOCA をその代表として扱うこととし、高圧状態かつ早期に炉心損傷に至る事象は TQUX で代表させることとした。

注：網掛けは格納容器破損時期が炉心損傷前であり、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できないため、炉心損傷防止対策の有効性を確認する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とする PDS を示す。

第 6.2-4 表 重要事故シーケンスの選定（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）

運転停止中 事故シーケンス グループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス (重要事故シーケンス)
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗
全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗
原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（CRD 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（LPRM 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（RIP 点検時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（CUW ブロー時の操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材流出(RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り)＋崩壊熱除去・注水系失敗 <p>(RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りは、PRA では冷却材の流出により燃料露出に至らないため起因事象として同定していないが、流出流量及び放射線の遮蔽維持の観点から、改めて起因事象として想定する。)</p>
反応度の誤投入	<ul style="list-style-type: none"> ・反応度の誤投入 	<ul style="list-style-type: none"> ・反応度の誤投入 <p>(代表性の観点から、停止中に実施される試験等により、最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引抜されている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故を想定する。)</p>

10-6-4

第 6.4-4 表 SAFER における重要現象の不確かさ等 (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。
炉心 (燃料)	燃料棒表面熱伝達, 沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレー冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレー冷却のある場合には実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。 また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。
炉心 (熱流動)	沸騰・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流, 三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却 (蒸気単相冷却又は噴霧流冷却) の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレーの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。
	気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレー冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレー冷却のある場合には実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。

地震	地震 加速度大	建屋・ 構造物 の損傷	格納容器 バイパス	冷却材喪失 (E-LOCA) ※1	計測・ 制御系 喪失	直流 電源喪失	原子炉 補機冷却系 の喪失	交流 電源喪失	外部電源 喪失	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
										炉心損傷なし	炉心損傷なし
										過渡事象へ	過渡事象へ
										外部電源喪失へ	外部電源喪失へ
										全交流動力電源喪失へ	全交流動力電源喪失へ
										最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失へ	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失へ
										直流電源喪失	(h)
										計測・制御系喪失	(h)
										Excessive LOCA	(h)
										格納容器バイパス	(h)
										原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷 原子炉建屋損傷	(h)

※1 E-LOCA : Excessive LOCA

(h) 炉心損傷直結シーケンス

第 6.2-2 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-9	3行	(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	(b) <u>ATWS 緩和設備</u> (代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能)
10-7-1-9	4行	原子炉水位の低下に伴い、	<u>ATWS 緩和設備</u> (代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能) (以下「代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能」という。) は、原子炉水位の低下に伴い、
10-7-1-17	24行～ 25行	解析条件の燃焼度33Gwd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33Gwd/t に対応した <u>もの</u> としており、その最確条件は
10-7-1-19	4行～ 5行	解析条件の燃焼度33Gwd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33Gwd/t に対応した <u>もの</u> としており、その最確条件は
10-7-1-30	10行～ 11行	7.1.3.3 全交流動力電源喪失 (外部電源+DG 喪失) +直流電源喪失	7.1.3.3 全交流動力電源喪失 (外部電源 <u>喪失</u> +DG 喪失) +直流電源喪失
10-7-1-31	1行～ 3行	安定状態に向けた対策として残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	安定状態に向けた対策として残留熱除去系(<u>原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>)による <u>原子炉圧力容器及び原子炉格納容器</u> 除熱手段を整備する。
10-7-1-42	12行～ 13行	解析条件の燃焼度33Gwd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33Gwd/t に対応した <u>もの</u> としており、その最確条件は

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-43	17行～ 18行	解析条件の燃焼度33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, その最確条件は
10-7-1-48	11行～ 12行	安定状態に向けた対策として <u>残留熱除去系</u> による	安定状態に向けた対策として <u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u> による
10-7-1-49	8行～ 10行	残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は,	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は,
10-7-1-66	20行～ 24行	解析コードは <u>実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから, 解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって, 実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが,</u>	解析コードは, <u>炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。</u>
10-7-1-68	2行～ 4行	不確かさとして, <u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め</u> に評価し, <u>有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め</u> に評価するが, 原子炉水位は	不確かさとして, <u>炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等</u> に評価する。 <u>有効性評価解析においても, 原子炉水位は</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-69	17行～ 18行	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, <u>その最確条件</u> は
10-7-1-70	18行～ 19行	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, <u>その最確条件</u> は
10-7-1-77	20行	連続定格容量が 2,950kW であり,	連続定格容量が <u>1 台あたり</u> 2,950kW であり,
10-7-1-90	20行～ 21行	2.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)	7.1.3.1 全交流動力電源 喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)
10-7-1-92	8行～ 9行	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, <u>その最確条件</u> は
10-7-1-93	14行～ 15行	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, <u>その最確条件</u> は
10-7-1-99	4行	連続定格容量が 2,950kW であり,	連続定格容量が <u>1 台あたり</u> 2,950kW であり,
10-7-1-128	16行～ 17行	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, <u>その最確条件</u> は
10-7-1-129	16行～ 17行	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, <u>その最確条件</u> は

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-136	22 行	連続定格容量が 2,950kW であり,	連続定格容量が <u>1 台あたり 2,950kW</u> であり,
10-7-1-140	18 行～ 22 行	初期の対策として原子炉隔離時冷却系, 低圧代替注水系 (常設), <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード)</u> 及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し, 安定状態に向けた対策として, 逃がし安全弁を開維持することで, 低圧代替注水系 (常設) による炉心冷却を継続する。	初期の対策として原子炉隔離時冷却系, 低圧代替注水系 (常設) 及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し, 安定状態に向けた対策として, 逃がし安全弁を開維持することで, <u>低圧代替注水系 (常設) 及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード)</u> による炉心冷却を継続する。
10-7-1-155	21 行～ 22 行	解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応した <u>もの</u> としており, その最確条件は
10-7-1-157	2 行～ 3 行	解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応した <u>もの</u> としており, その最確条件は
10-7-1-164	11 行	連続定格容量が 2,950kW であり,	連続定格容量が <u>1 台あたり 2,950kW</u> であり,
10-7-1-164 ～ 10-7-1-165	23 行 ～ 2 行	低圧代替注水系 (常設), <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード)</u> 及び逃がし安全弁による原子炉注水手段, 安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却手段,	低圧代替注水系 (常設) 及び逃がし安全弁による原子炉注水手段, 安定状態に向けた対策として <u>低圧代替注水系 (常設) 及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード)</u> による原子炉注水手段, <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> による原

なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-165	23行～ 24行	低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水，	子炉格納容器冷却手段， 低圧代替注水系（常設）， <u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）</u> 及び逃がし安全弁による原子炉注水，
10-7-1-176	23行	ボイド率が一時的に増加し， <u>ドライアウトが発生する。</u>	ボイド率が一時的に増加し， <u>高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u>
10-7-1-179	6行～ 10行	解析コードは <u>実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，</u>	解析コードは， <u>炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。</u>
10-7-1-180	14行～ 16行	不確かさとして， <u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価するが，</u> 原子炉水位は	不確かさとして， <u>炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，</u> 原子炉水位は
10-7-1-182	4行～ 5行	解析条件の燃焼度33Gwd/tに対して <u>最確条件は</u>	解析条件の燃焼度33Gwd/tに <u>対応したものと</u> しており， <u>その最確条件は</u>
10-7-1-183	13行～ 14行	解析条件の燃焼度33Gwd/tに対して <u>最確条件は</u>	解析条件の燃焼度33Gwd/tに <u>対応したものと</u> しており， <u>その最確条件</u>

なお，頁は，平成29年6月16日付け，原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-196	15 行	未然に阻止する。	は 未然に阻止する。 <u>なお, 自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により, 代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。</u>
10-7-1-202	19 行	炉心入口サブクール	炉心入口サブクール <u>度</u>
10-7-1-203	19 行	これに伴い, 原子炉水位は上昇し,	これに伴い, <u>原子炉出力の上昇が抑制されるため, 原子炉水位は上昇し,</u>
10-7-1-203	21 行	原子炉水位を維持するとともに,	原子炉水位を維持する ^{※2} とともに,
10-7-1-203	22 行と 23 行の間	(追加)	<u>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが, 原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低(レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する。</u>
10-7-1-206	3 行～ 4 行	解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として SLMCPR で	解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として <u>MCPR に関する燃料の許容設計限界 (以下「SLMCPR」という。) で</u>
10-7-1-215	15 行	約 9.12MPa[gage] ^{※2}	約 9.12MPa[gage] ^{※3}

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-216	11行	※ <u>2</u>	※ <u>3</u>
10-7-1-236	9行～ 10行	解析条件の燃焼度33GWd/tに <u>対して最確条件は</u>	解析条件の燃焼度33GWd/tに <u>対応したものと</u> しており、 <u>その最確条件は</u>
10-7-1-238	1行～ 2行	解析条件の燃焼度33GWd/tに <u>対して最確条件は</u>	解析条件の燃焼度33GWd/tに <u>対応したものと</u> しており、 <u>その最確条件は</u>
10-7-1-250	7行～ 8行	インターフェイスシステムLOCAが発生する。	インターフェイスシステムLOCAが発生する。 <u>破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。</u>
10-7-1-259	10行～ 14行	解析コードは <u>実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、</u>	解析コードは、 <u>炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。</u>
10-7-1-259 ～ 10-7-1-260	25行～ 2行	不確かさとして、 <u>実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め</u> に評価し、 <u>有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め</u> に評価するが、原子炉水位は	不確かさとして、 <u>炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等</u> に評価する。 <u>有効性評価解析においても、原子炉水位は</u>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-261	2行～ 3行	解析条件の燃焼度33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, <u>その最確条件</u> は
10-7-1-262	3行～ 4行	解析条件の燃焼度33GWd/t に対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33GWd/t に対応した <u>もの</u> としており, <u>その最確条件</u> は
10-7-1-269		第7.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について	別紙7-1-1に変更する。
10-7-1-279		第7.1.3.1-1表 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の重大事故等対策について	別紙7-1-2に変更する。
10-7-1-285		第7.1.3.2-1表 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」の重大事故等対策について	別紙7-1-3に変更する。
10-7-1-292		第7.1.3.3-1表 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」の重大事故等対策について	別紙7-1-4に変更する。
10-7-1-294		第7.1.3.4-1表 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗」の重大事故等対策について(2/2)	別紙7-1-5に変更する。
10-7-1-301		第7.1.4.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重大	別紙7-1-6に変更する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-307		事故等対策について 第 7.1.4.2-1 表 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について	別紙 7-1-7 に変更する。
10-7-1-313		第 7.1.5-1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について	別紙 7-1-8 に変更する。
10-7-1-318		第 7.1.6-1 表 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策について	別紙 7-1-9 に変更する。
10-7-1-323		第 7.1.7-1 表 「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策について(1/2)	別紙 7-1-10 に変更する。
10-7-1-331		第 7.1.1-4 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要	別紙 7-1-11 に変更する。
10-7-1-333		第 7.1.1-5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間(2/2)	別紙 7-1-12 に変更する。
10-7-1-334		第 7.1.1-7 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移	別紙 7-1-13 に変更する。
10-7-1-336		第 7.1.1-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	別紙 7-1-14 に変更する。
10-7-1-341		第 7.1.1-18 図 格納容器圧力の推移	別紙 7-1-15 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-359		第 7.1.3.1-5 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の対応手順の概要	別紙 7-1-16 に変更する。
10-7-1-360		第 7.1.3.1-6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の作業と所要時間 (1/2)	別紙 7-1-17 に変更する。
10-7-1-361		第 7.1.3.1-6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の作業と所要時間 (2/2)	別紙 7-1-18 に変更する。
10-7-1-363		第 7.1.3.1-9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移	別紙 7-1-19 に変更する。
10-7-1-371		第 7.1.3.2-5 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗」の対応手順の概要	別紙 7-1-20 に変更する。
10-7-1-372		第 7.1.3.2-6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗」の作業と所要時間 (1/2)	別紙 7-1-21 に変更する。
10-7-1-373		第 7.1.3.2-6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗」の作業と所要時間 (2/2)	別紙 7-1-22 に変更する。
10-7-1-375		第 7.1.3.2-9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移	別紙 7-1-23 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-383		第 7.1.3.3-5 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失」の対応手順の概要	別紙 7-1-24 に変更する。
10-7-1-384		第 7.1.3.3-6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失」の作業と所要時間(1/2)	別紙 7-1-25 に変更する。
10-7-1-385		第 7.1.3.3-6 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失」の作業と所要時間(2/2)	別紙 7-1-26 に変更する。
10-7-1-388		第 7.1.3.4-5 図 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」の対応手順の概要	別紙 7-1-27 に変更する。
10-7-1-406		第 7.1.4.1-6 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の作業と所要時間(2/2)	別紙 7-1-28 に変更する。
10-7-1-418		第 7.1.4.2-4 図 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要	別紙 7-1-29 に変更する。
10-7-1-419		第 7.1.4.2-5 図 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間	別紙 7-1-30 に変更する。
10-7-1-423		第 7.1.4.2-12 図 燃料被覆管温度の推移	別紙 7-1-31 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-1-423		第 7.1.4.2-13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移	別紙 7-1-32 に変更する。
10-7-1-424		第 7.1.4.2-15 図 格納容器圧力の推移	別紙 7-1-33 に変更する。
10-7-1-429		第 7.1.5-4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要	別紙 7-1-34 に変更する。
10-7-1-441		第 7.1.5-26 図 外部電源がない場合のサブレーション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)	別紙 7-1-35 に変更する。
10-7-1-448		第 7.1.6-4 図 「LOCA 時注水機能喪失」の対応手順の概要	別紙 7-1-36 に変更する。
10-7-1-450		第 7.1.6-5 図 「LOCA 時注水機能喪失」の作業と所要時間 (2/2)	別紙 7-1-37 に変更する。
10-7-1-453		第 7.1.6-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	別紙 7-1-38 に変更する。
10-7-1-456		第 7.1.6-17 図 破断流量の推移	別紙 7-1-39 に変更する。
10-7-1-458		第 7.1.6-19 図 格納容器圧力の推移	別紙 7-1-40 に変更する。
10-7-1-462		第 7.1.7-1 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧	別紙 7-1-41 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
		及び原子炉注水)	

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 7.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を 2 台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁 8 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

：有効性評価上考慮しない操作

第 7. 1. 3. 1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
直流電源切替え	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替えを実施し 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。	所内蓄電式直流電源設備	—	—
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを手動起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の系統圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
■：有効性評価上考慮しない操作

第 7.1.3.2-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを手動起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 常設代替直流電源設備	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱注水 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉水位回復後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

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

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

【 】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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

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

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

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

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

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 7.1.5-1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について

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

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

■: 有効性評価上考慮しない操作

10-7-1-21

第 7.1.6-1 表 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	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発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系 (常設) を 2 台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉急速減圧する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高 (レベル 8) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

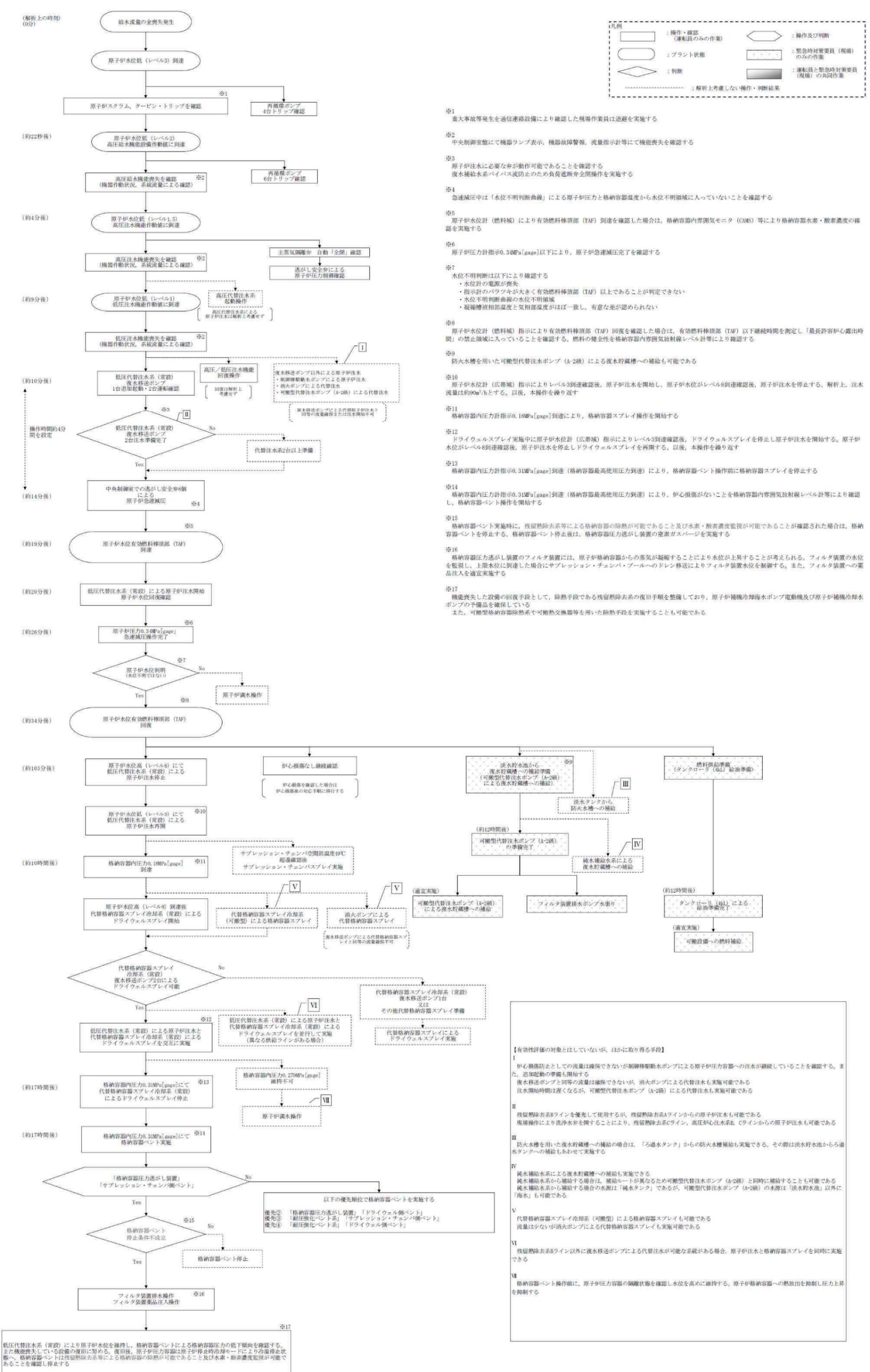
【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

■: 有効性評価上考慮しない操作

第 7.1.7-1 表 「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフェイスシステム LOCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。	原子炉建屋ブローアウトパネル	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
インターフェイスシステム LOCA 発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 ドライウェル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 【高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力】
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注水隔離弁の開操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する。	—	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉急速減圧により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル 1.5)で健全側の高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

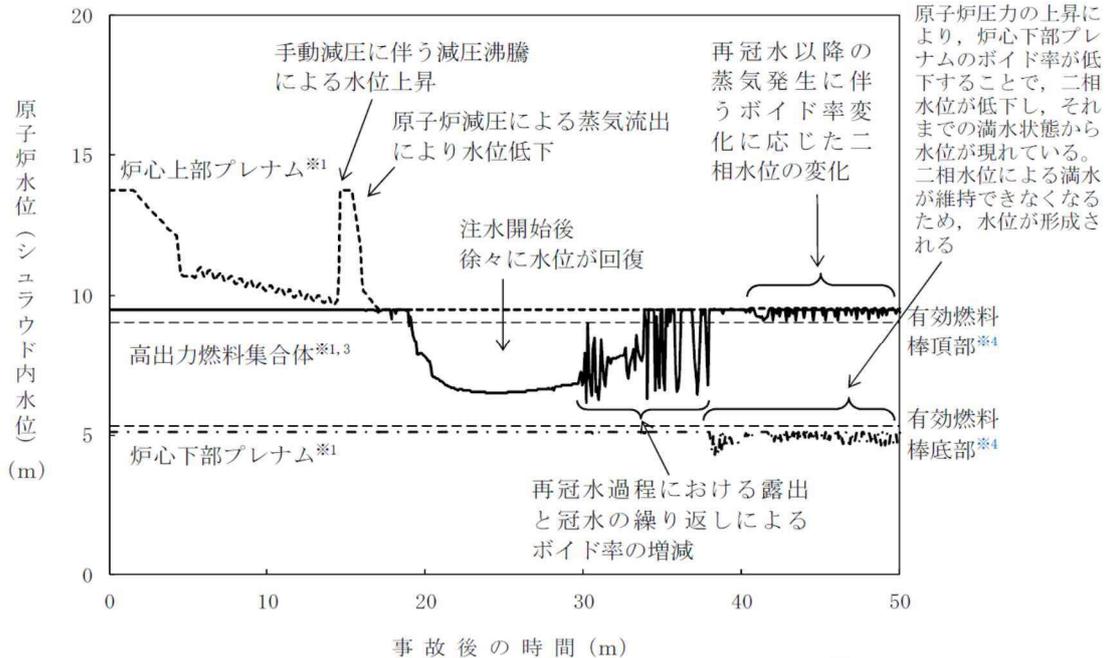


第 7.1.1-4 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失							経過時間 (時間)										備考	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)										備考
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			経過時間 (時間)										
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	事象発生 約20分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル8維持 約10時間 格納容器圧力0.18MPa [gage]到達 レベル6到達後格納容器スプレイ切替 レベル3到達後原子炉注水切替 約17時間 格納容器圧力0.31MPa [gage]到達 レベル3～レベル8維持										
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施										
原子炉調水操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉注水量の増加	格納容器圧力0.279MPa [gage]以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間部への熱の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する										解析上考慮せず
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) サプレッション・チェンバースプレイ操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	サプレッション・チェンバースプレイ超温確認後 サプレッション・チェンバースプレイを実施する										解析上考慮せず
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人	-	・放射線防護装備準備	10分										
	-	-	-	-	6人	※1	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 〔可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り〕	360分										
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント準備 (バウンダリ構成)	60分										
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分										
	-	-	-	-	※1	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作、バウンダリ構成)	90分										
	-	-	-	-	2人	2人	・6号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) ・7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分										
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作) ・格納容器ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視										
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である (操作完了は、約20分後) 具体的な操作方法は、弁駆動部に設置された遠隔手動弁操作設備により、原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う										解析上考慮せず
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)	20分										解析上考慮せず
給油準備	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (参集)	10人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置点検 ・フィルタ装置変更補給 ・ドレン移送ライン窒素パージ	適宜実施										中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリ (4t) への補給	10分 140分										タンクローリ (4t) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油	適宜実施										一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 (参集要員20人)													

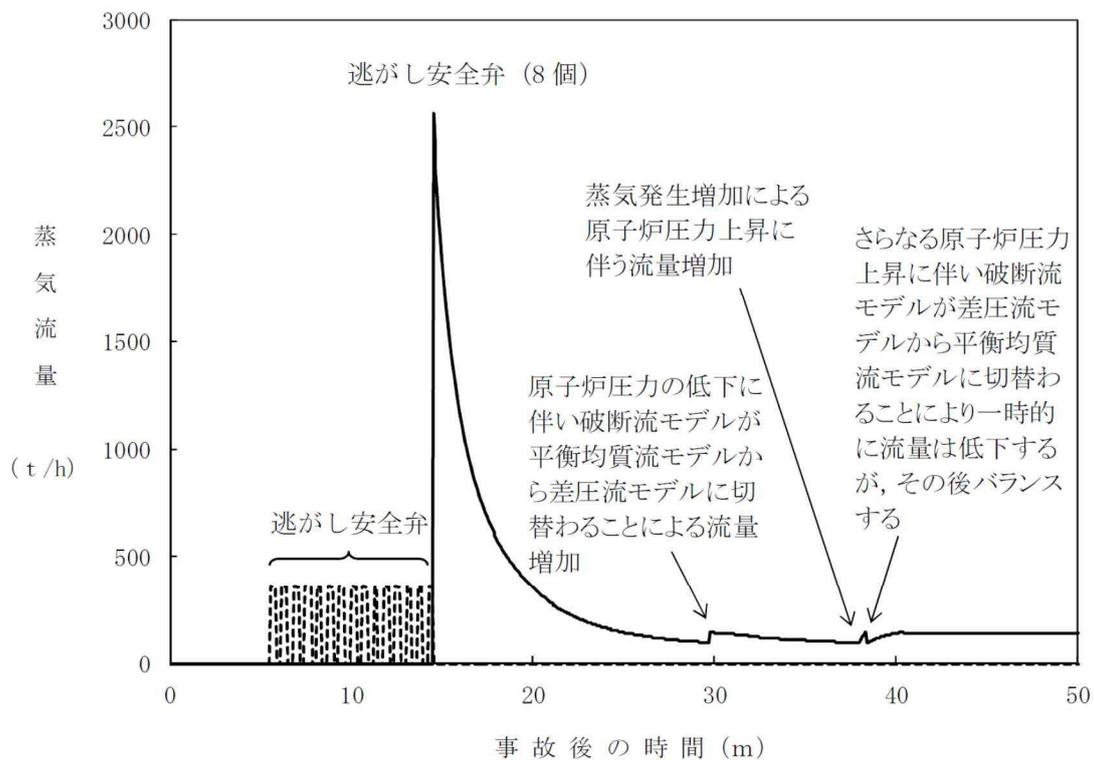
() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7.1.1-5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間 (2/2)

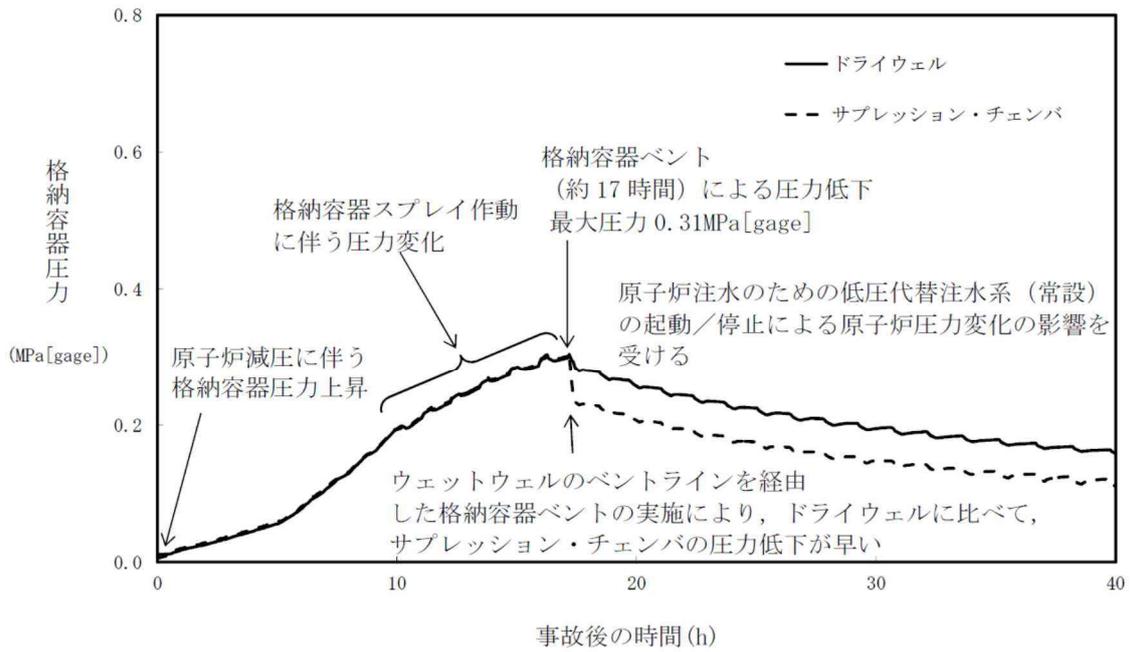


事故後の時間 (m)
 第 7.1.1-7 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移※2

- ※1 SAFER では、炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは、炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なしの状態)、高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位(ノード内の満水状態)が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の原子炉冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は高出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の水位を示す。
- ※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を0.9と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合相体積から二相水位を求めている。ボイド率が1.0となるまで二相混合相体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合相体積(水位)として扱われるため水位を高めに評価することとなる。)
- ※3 高出力燃料集合体とは、「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」をいう。(追補2. III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード9: 高出力燃料集合体 参照)
- ※4 有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。



第 7.1.1-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 7.1.1-18 図 格納容器圧力の推移

(解断上の時間)

(約9分)

(約3分後)

(約10分後)

(約19時間後)

(約8時間後)

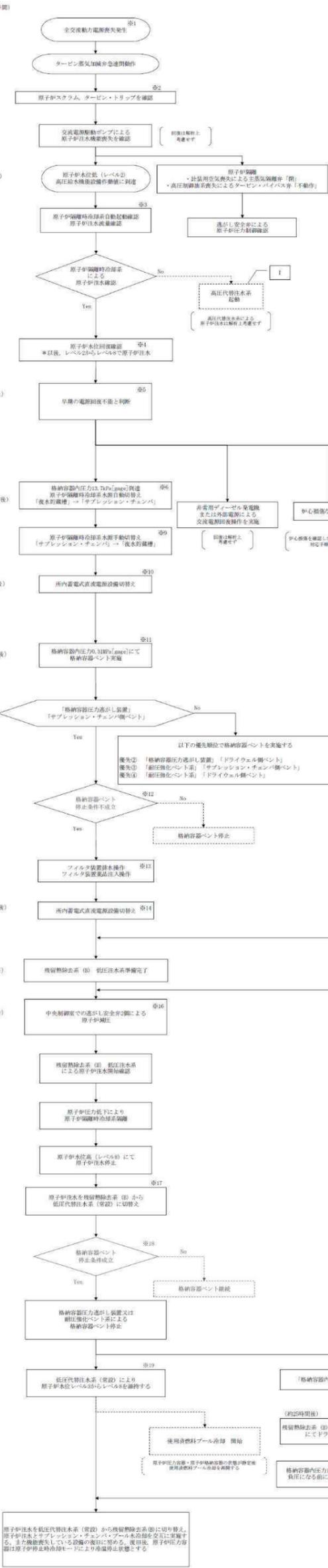
(約10時間後)

(約19時間後)

(約24時間後)

(約24時間後)

(約25時間後)



- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧母線（6.9kV）が使用不能となった場合
- ※2 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転速度、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※4 原子炉隔離時冷却系はレベル2からレベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する
- ※5 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する
- ※6 サプレッションプール水位高「+50mm」到達中に、格納容器圧力高13.7kPa[gage]信号が発生すると、原子炉隔離時冷却系ポンプの吸込弁が自動で切り替わる
具体的には、サブプレッション・チェンバ吸込弁が「全開」し、復水貯蔵槽側吸込弁が「全閉」することにより切り替わる
- ※7 防火水槽を用いた可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給も可能である
- ※8 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り離しを含む
- ※9 原子炉格納容器除熱機能が喪失している場合は、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする
実際の操作においては、自動切替前に原子炉隔離時冷却系水源切替スイッチを「CSP」位置にすることにより、自動切替を阻止することができる
- ※10 所内蓄電式直流電源設備を蓄電池から蓄電池A-2へ切り替える
- ※11 格納容器内圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線モニタ等により確認し、格納容器ベント操作を開始する



【有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段】

- I 全交流動力電源喪失時に、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系による原子炉注水ができない場合は、常設代替交流電源設備による非常用電源が回復後、高圧炉心注水系を無給水状態の状態で短時間起動し、原子炉注水することが可能である
- II 常設代替交流電源設備が使用できない場合は第二代替交流電源設備により電源を供給する。
常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による高圧側緊急用高圧母線を受電する（電源容量により使用できる設備に限られる）
大連側緊急用高圧母線及び高圧側緊急用高圧母線が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線を受電する（電源容量により使用できる設備に限られる）
- III 消防車を代替注水として使用する場合はため消防ポンプ運転状態について確認する。
加設備による原子炉圧力容器への注水が実施できない場合、低圧代替注水系（可搬型）による注水を実施する
- IV 防火水槽を用いた復水貯蔵槽への補給の場合は、「ろ過タンク」からの防火水補給も実施できる。その際は防火水補給からの過水タンクへの補給もあわせて実施する
- V 純水補給水による復水貯蔵槽への補給も実施できる。
純水補給水から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同時に補給することも可能である（電源容量により使用できる設備に限られる）
純水補給水から補給する場合は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の水源は「純水貯水」以外に「海水」も可能である
- VI 残留熱除去系のラインを優先して使用するが、現場操作で洗浄水を使用することにより、高圧炉心注水からの原子炉注水も可能である
- VII 代替格納容器スプレィ冷却系（常設）及び消防車での代替格納容器スプレィの使用も可能である
加設備による格納容器スプレィが実施できない場合、代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）によるスプレィを実施する

- ※12 格納容器ベント実施時に、残留熱除去系等による格納容器の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、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスバージを実施する
- ※13 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられるフィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサブプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する
- ※14 所内蓄電式直流電源設備を蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池に切り替える
- ※15 原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する。復水補給水系パイプ流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する
- ※16 残留熱除去系準備完了後、「サブプレッションプール水温容量温度制限」により急減圧する。急減圧必要最低弁数2個での減圧を評価している。また、実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧注水系へ移行するが、評価上原子炉隔離時冷却系は停止し、かつ原子炉水位レベル2及びレベル1.5での自動起動も考慮しない
原子炉減圧後も逃がし安全弁は閉状態を保持し、原子炉圧力を低圧状態で維持する
- ※17 残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施するため、原子炉注水を低圧代替注水系に切り替える
- ※18 残留熱除去系等による格納容器の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を確認された場合は、格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスバージを実施する
- ※19 原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する。以後、本操作を繰り返す
- ※20 格納容器内圧力計指示0.18MPa[gage]を確認し格納容器スプレィ操作を開始する

第 7.1.3.1-5 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」 の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）							経過時間（分）										経過時間（時間）	備考									
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	10	20	30	40	50	60	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	責任者	当直長	1人	中央監視	緊急時対策本部連絡			10	20	30	40	50	60	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 ・主蒸気隔離弁全閉確認、逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・交流電源喪失による原子炉注水機能喪失確認	10分																			
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認																				
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復																				
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 起動																				
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 受電前準備 (中央制御室)																				
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 受電準備操作 (解析上考慮せず)	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 受電前準備																				
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 受電操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 受電確認																				
所内蓄電池式直流電源設備切替え操作	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	・放射線防護装備準備 ・蓄電池切替え準備 ・蓄電池切替え操作 (A→A-2)																				
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系統構成																				
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人 ↓ (6人) ※2, ※3	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への補給																				
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント準備 (バウンダリ構成) ・格納容器ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作、バウンダリ構成)																				
給油準備	-	-	-	-	2人 ↓ ※4	-	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリ (4kl) への補給																				
給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油																				

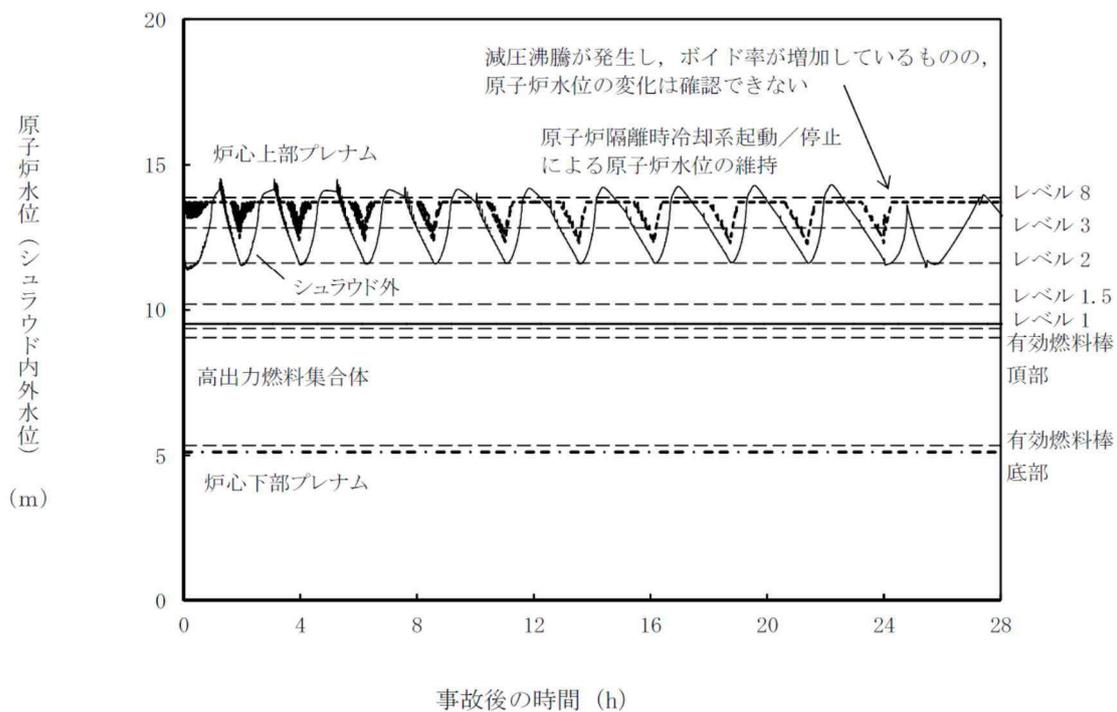
第 7.1.3.1-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の作業と所要時間 (1/2)

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）							経過時間（時間）										備考
操作項目	実施箇所・必要人員数																
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策委員 (現場)												
	6号	7号	6号	7号	6号	7号											
原子炉注水操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	約16時 格納容器圧力0.33MPa[man]到達										
格納容器ベント準備操作	-	-	(2A) B, F	(2A) a, f	-	-	約19時 高圧電源切替										
格納容器ベント操作	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	約24時 常設代替交流電源設備による給電開始 格納容器系ポンプ起動										
格納容器ベント停止操作	-	-	(2A) B, F	(2A) a, f	-	-	約24時 原子炉急減速										
給電準備	-	-	-	-	※2	10人 (参集)	120分										タンクローリ (4台) 搬入に応じて適宜給油タンクから給油
給電作業	-	-	-	-	※2	(2A)	適定実施										
代替原子炉補給冷却系 準備操作	-	-	-	-	※1 (1A) A ※5, ※6	※1 (1A) a ※5, ※6	270分+待機時間30分										作業時間18時間
給電準備	-	-	-	-	※5	(2A)	140分										タンクローリ (4台) 搬入に応じて適宜給油タンクから給油
給電作業	-	-	-	-	※5	(2A)	適定実施										
代替原子炉補給冷却系 運転	-	-	-	-	※2 (1A) A	※2 (1A) a	適定実施										
炉内蓄電池交流電源設備切替準備操作	-	-	(2A) B, F	(2A) a, f	-	-	10分										
蓄電池切替準備	-	-	-	-	-	-	30分										
蓄電池切替準備 (A-2-48用)	-	-	-	-	-	-	15分										
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	20分										機台作業者含む
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	10分										
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	40分										
放射線計測準備	-	-	(4A) C, D, E, F	(4A) c, d, e, f	-	-	10分										
現場移動	-	-	-	-	-	-	50分										
非常用高圧母線 受電前準備	-	-	-	-	-	-	10分										
非常用高圧母線 受電	-	-	(4A) C, D, E, F	(4A) c, d, e, f	-	-	10分										
格納容器系 起動操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	15分										
原子炉急減速操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	5分										
低圧代替注水 (常設) 準備操作	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	15分										
現場移動	-	-	(2A) C, D	(2A) c, d	-	-	30分										
低圧注水モードから低圧代替注水 (常設) 切替	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	5分										
低圧代替注水 (常設) 注水操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	格納容器圧力は13.7~180Pa[man]維持										
格納容器ベント停止操作	-	-	(2A) B, F	(2A) a, f	-	-	30分										
格納容器スプレッド系 起動操作	(1A) A	(1A) a	-	-	-	-	格納容器圧力は13.7~180Pa[man]維持										
燃料プールの冷却浄化系熱交換器冷却系1系運転	-	-	(2A) C, D	(2A) c, d	-	-	60分										
燃料プールの冷却浄化系熱交換器冷却系2系運転	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	30分										燃料プールの水温「77℃」以下で運転員を確保して対応する
燃料プールの冷却浄化系熱交換器冷却系3系運転	(1A) B	(1A) b	-	-	-	-	30分										
可搬型代替注水ポンプ (A-2) による低圧注水から低圧代替注水への切替	-	-	-	-	※3 (1A) A	※3 (1A) a	適定実施										
給電作業	-	-	-	-	※4 (2A) A	※4 (2A) a	適定実施										一時待機中に燃料が枯渇しないように確認する

必要人員数 合計 2A, B, 2A, a, b, 4A, C, D, E, F, 4A, c, d, e, f, 8A, (参集員6人)

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7.1.3.1-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の作業と所要時間 (2/2)



第 7.1.3.1-9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

(解析上の時間)

(6分)

(約3分後)

(10分後)

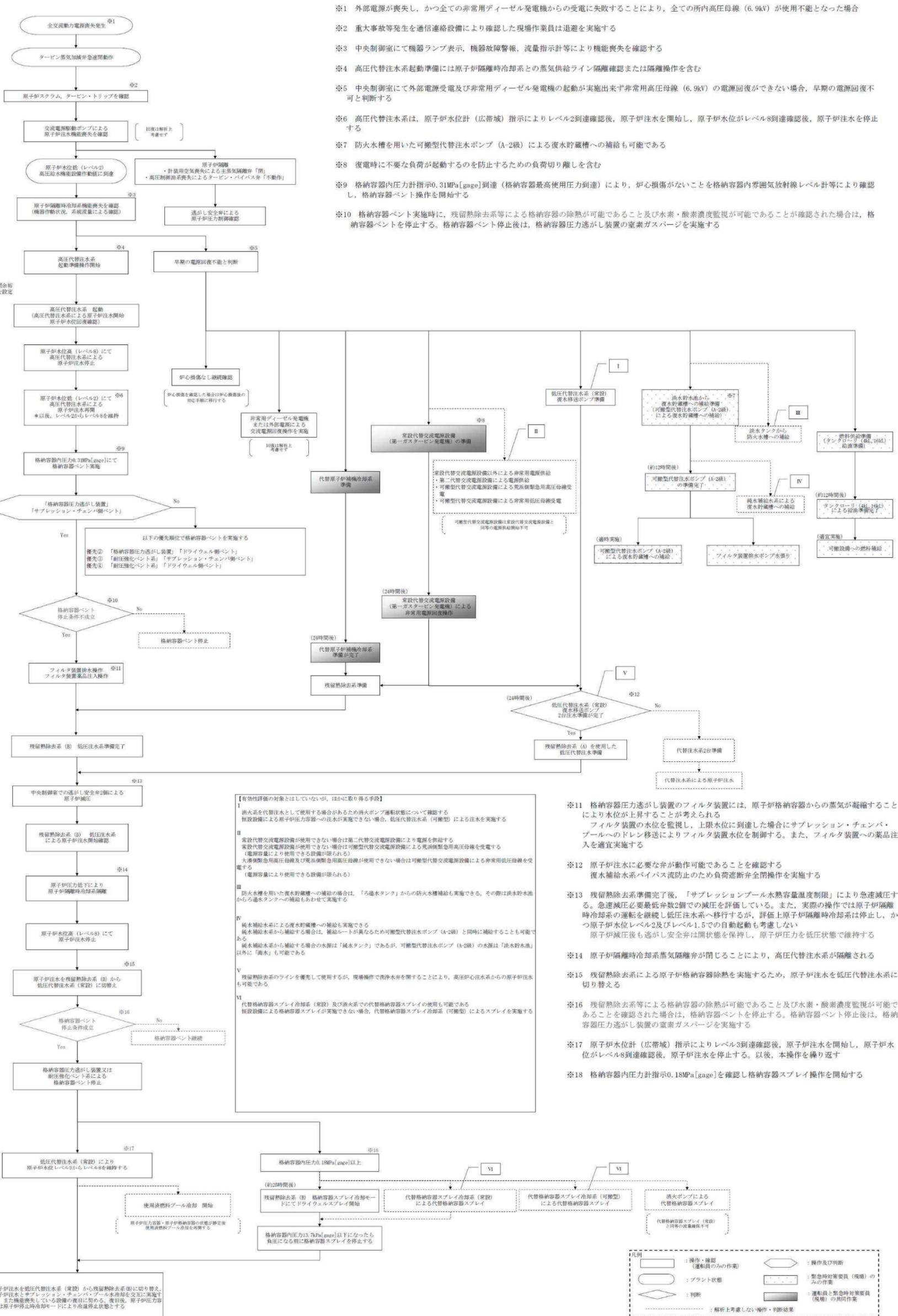
(25分後)

(約16時間後)

(24時間後)

(24時間後)

(約25時間後)



10-7-1-33

第 7.1.3.2-5 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」の対応手順の概要

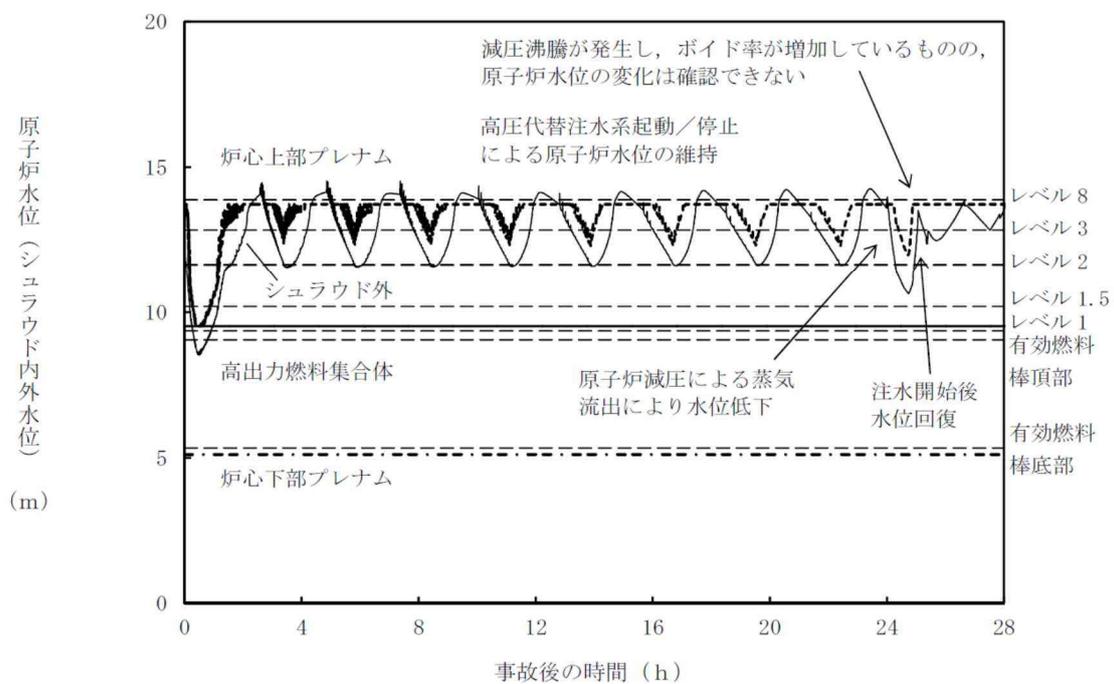
全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗							経過時間（時間）										備考					
							10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	120	130	140	150
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）														備考
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		▽本機発生														
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮	▽原子炉スクラム																
	通報連絡者	7号	当直副長	1人	中央制御室連絡 緊急時対策本部連絡	約2分 原子炉水位低（レベル2） ▽プラント状況判断																
	運転員 （中央制御室）	7号	運転員 （現場）	6号	7号	緊急時対策要員 （現場）	約16時間 新設の責任力 を30分以内で確保															
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 ・交流電源喪失による原子炉注水機能喪失確認 ・主蒸気隔離弁全閉確認、逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	10分														
原子炉隔離時冷却系機能喪失調査、復旧操作 （解析上考慮せず）	-	-	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 機能回復															対応可能な要員により対応する
交流電源回復操作 （解析上考慮せず）	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復															対応可能な要員により対応する
高圧代替注水系起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧代替注水系系統構成 ・高圧代替注水系起動操作	15分														
高圧代替注水系による原子炉注水	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧代替注水系 起動/停止操作	原子炉水位レベル2～レベル6で原子炉注水														
常設代替交流電源設備準備操作 （第一ガスタービン発電機） （解析上考慮せず）	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 起動															
常設代替交流電源設備運転 （第一ガスタービン発電機） （解析上考慮せず）	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 給電															
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 受電準備操作 （解析上考慮せず）	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 受電前準備（中央制御室）															解析上、事態発生時の時間的交流電源回復は考慮しない
	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 受電前準備															
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 受電操作 （解析上考慮せず）	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 受電確認															
	-	-	(4人) C, D E, F	(4人) c, d e, f	-	-	・非常用高圧母線 受電															
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系統構成	20分														
	-	-	-	-	13人 （参集） ※1	13人 （参集） ※1	・放射線防護装備準備	10分														
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設、起動及びシステム張り	30分+約20分												作業時間10時間		
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による被水貯水池から復水貯水槽への補給	-	-	-	-	6人 ↓ (6人) ※2, ※3	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯水槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動、ホース敷設（被水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口）、ホース接続、ホース水張り）	10分														
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯水槽への補給	30分														
格納容器ベント準備操作	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	・格納容器ベント準備（バウンダリ構成）	60分	この時間内に実施											全交流動力電源喪失発生以降に及ぶ場合に実施する		
	-	-	-	-	-	-	・格納容器ベント準備（格納容器一次隔離弁操作、バウンダリ構成）	90分														
	-	-	-	-	※2	-	・6号がフィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	60分														
	-	-	-	-	-	-	・7号がフィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	60分														
給油準備	-	-	-	-	2人 ↓ ※4	-	・放射線防護装備準備	10分														
	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリ（4tL）への補給	140分												タンクローリ（4tL）搬送に応じて重油貯蔵タンクから補給		
給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	適宜実施														

第 7.1.3.2-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」の作業と所要時間（1/2）

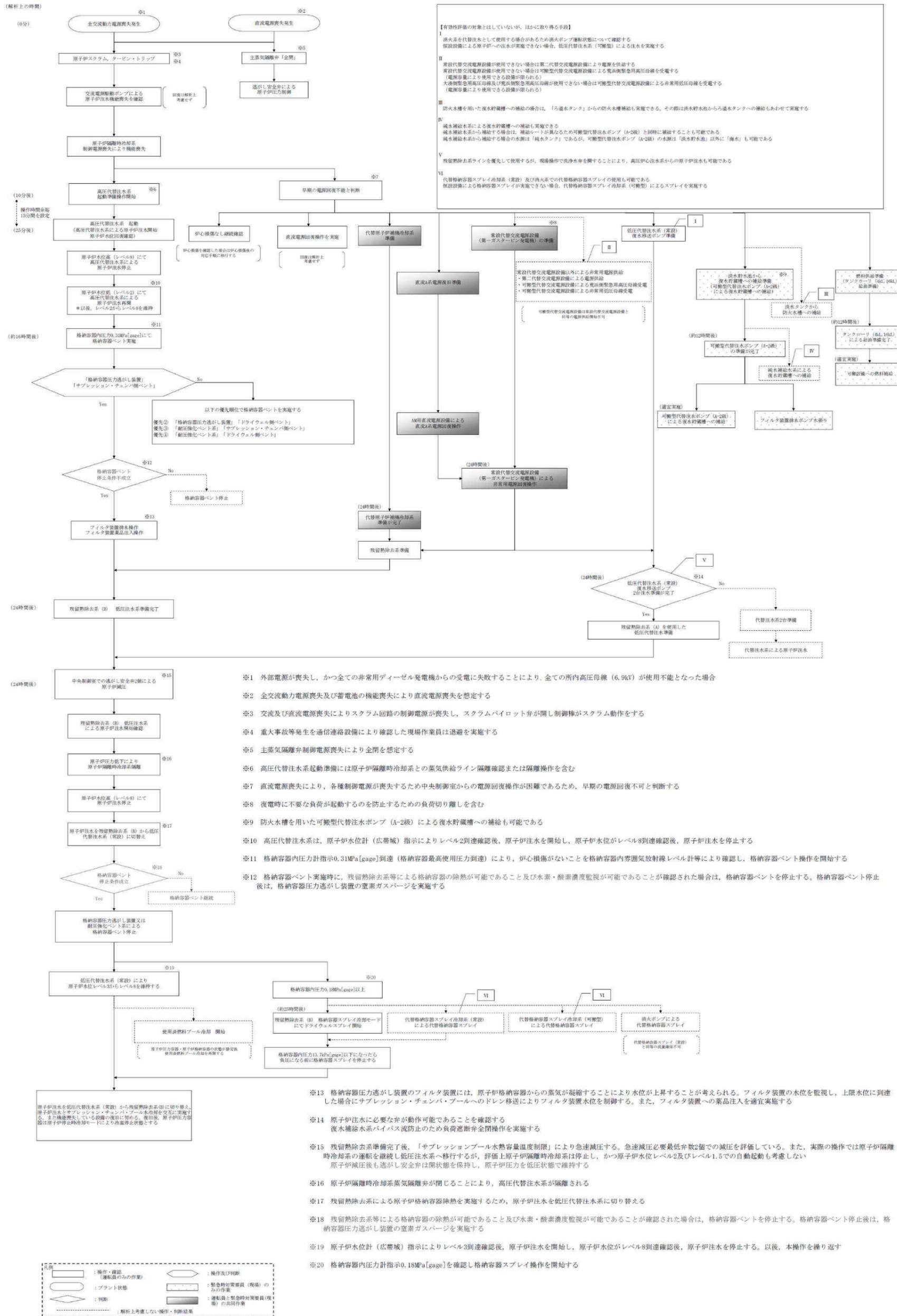
全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗							経過時間（時間）											備考		
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			約16時前								24時前				
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・高圧代替注水系 ・原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル4で原子炉注水 高圧代替注水系の注水は、残留熱除去系ポンプによる注水準備完了を確認するまで実施												
格納容器ベント準備操作	—	—	(2人) E, F	(2人) e, f	—	—	・格納容器ベント準備（格納容器一次隔離を操作、バウンダリ構成）	90分												
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ本機等)	60分												
	—	—	(2人) E, F	(2人) e, f	—	—	・格納容器ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視												
	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離を操作）	60分	適宜実施											中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
給油準備	—	—	—	—	※2	—	・軽油タンクからタンクローリ（16L）への給油												120分	タンクローリ（16L）残量に応じて適宜軽油タンクから給油
給油作業	—	—	—	—	(2人)	—	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油												適宜実施	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	—	—	—	—	※1 ↓ (13人)	※1 ↓ (13人)	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り	作業中断 (一時待避中)											270分+待避時間30分	作業時間10時間
給油準備	—	—	—	—	※5 ↓ (2人)	—	・軽油タンクからタンクローリ（4L）への給油												140分	タンクローリ（4L）残量に応じて適宜軽油タンクから給油
給油作業	—	—	—	—	—	—	・電源車への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油												適宜実施	
代替原子炉補機冷却系 運転	—	—	—	—	※6 ↓ (3人)	※6 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視												適宜実施	
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・第一ガスタービン発電機 起動												30分	機特性確認含む
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・第一ガスタービン発電機 給電												10分	
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・非常用高圧母線 受電前準備（中央制御室）												40分	
	—	—	(4人) C, D, E, F	(4人) c, d, e, f	—	—	・放射線防護準備												10分	
	—	—	—	—	—	—	・現場移動 ・非常用高圧母線 受電前準備												90分	
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・非常用高圧母線 受電確認												10分	
	—	—	(4人) C, D, E, F	(4人) c, d, e, f	—	—	・非常用高圧母線 受電												10分	
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系ポンプ起動												15分	
原子炉急凍減圧操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・遠がし安全弁 2個 手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水												5分	
低圧代替注水系（常設） 準備操作	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系（常設） 系統構成												15分	
	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設） 現場系統構成 ・復水移送ポンプ停止/切替												30分	
低圧注水モードから 低圧代替注水系（常設）切替え	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始												5分	
低圧代替注水系（常設） 注水操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 注入準備	原子炉水位はレベル3～レベル4維持												
格納容器ベント停止操作	—	—	(2人) E, F	(2人) e, f	—	—	・格納容器ベント停止操作												30分	
格納容器スプレイ冷却系 起動操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・格納容器スプレイ冷却系 起動	格納容器圧力は13.7～150kPa[gage]維持												
使用済燃料プール冷却 再開 (解除上向きせず)	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	代替原子炉補機冷却系が供給していない際の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する											80分	
	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・スキママーキングタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	再開準備として遠隔装置の隔離及びスキママーキングタンクへの給油を実施する											30分	燃料プール水温「TTC」以下維持 警員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・燃料プール冷却浄化系再起動	燃料プール冷却浄化系を再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキママーキングタンクへの給油を実施する											30分	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水 貯水塔から復水貯蔵罐への給油	—	—	—	—	※3 ↓ (4人)	—	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵罐への給油	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施	
給油作業	—	—	—	—	※4 ↓ (2人)	—	・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施	一時待避前に燃料が枯渇しないように 確認する
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	8人 (必要要員16人)	—														

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7. 1. 3. 2-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」の作業と所要時間（2/2）



第 7. 1. 3. 2-9 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



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

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失							経過時間（時間）																		備考		
操作項目	実施場所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）																		備考	
	責任者	当直長		1人		中央監視		10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180																			
	指揮者	6号	当直副長	1人	中央監視	▽ 原子炉スクラム																					
	通報連絡者	7号	当直副長	1人	緊急時対策本部連絡	▽ 原子炉水位異常 (1~2FD)																					
運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)		▽ プラント状況確認																		▽ 時18時時 補給調整方式 6.1時14時15時18時			
6号	7号	6号	7号	6号	7号																						
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 ・主蒸気隔離弁全閉確認、逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・交戻電線断線による原子炉注水機能喪失確認 ・直流電源喪失確認 ・原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	10分																			
直流電源機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・直流電源 機能回復																			対応可能な要員により対応する	
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復																			対応可能な要員により対応する	
高圧代替注水系起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧代替注水系系統構成 ・高圧代替注水系起動操作	15分																			
高圧代替注水系による原子炉注水	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧代替注水系 起動/停止操作	原子炉水位レベル(1~2FD)で原子炉注水																			
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系統構成	10分																			
			-	-	13人 (参加) ※1	13人 (参加) ※1	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り	10分																		作業時間(18時時)	
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 起動																				
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 給電																				
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 受電準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 受電前準備 (中央制御室)																			解析上、非常発生4時間の交流電源喪失は考慮しない。	
			4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 受電前準備																				
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 受電操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 受電確認																				
			4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	・非常用高圧母線 受電																				
遮断器制御電源確保	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・現場移動 ・直流125V主母線受電前負荷隔離	30分																		代替交流電源設備からの交流電源喪失時に実施する	
			2人 C, D	2人 c, d	-	-	・AM用直流125V蓄電池→直流125V主母線受電	10分																			
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水 池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人	-	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り)	10分																		適宜実施	
					6人 ※2, ※3	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への補給																				
格納容器ベント準備操作	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	・放射線防護装置準備 ・格納容器ベント準備 (バウンダリ構成)	10分																		公共交流電源喪失発生時に発生する に実施する	
	-	-	-	-	-	-	・格納容器ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作、バウンダリ構成)	30分																			
	-	-	-	-	※2	-	・6号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	30分																			
	-	-	-	-	-	-	・7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	30分																			
給油準備	-	-	-	-	2人	-	・放射線防護装置準備 ・軽油タンクからタンクローリ (4KL) への補給	10分																		タンクローリ (4KL) 積載に応じて重機 配置タンクから補給	
給油作業	-	-	-	-	※4	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油	140分																			

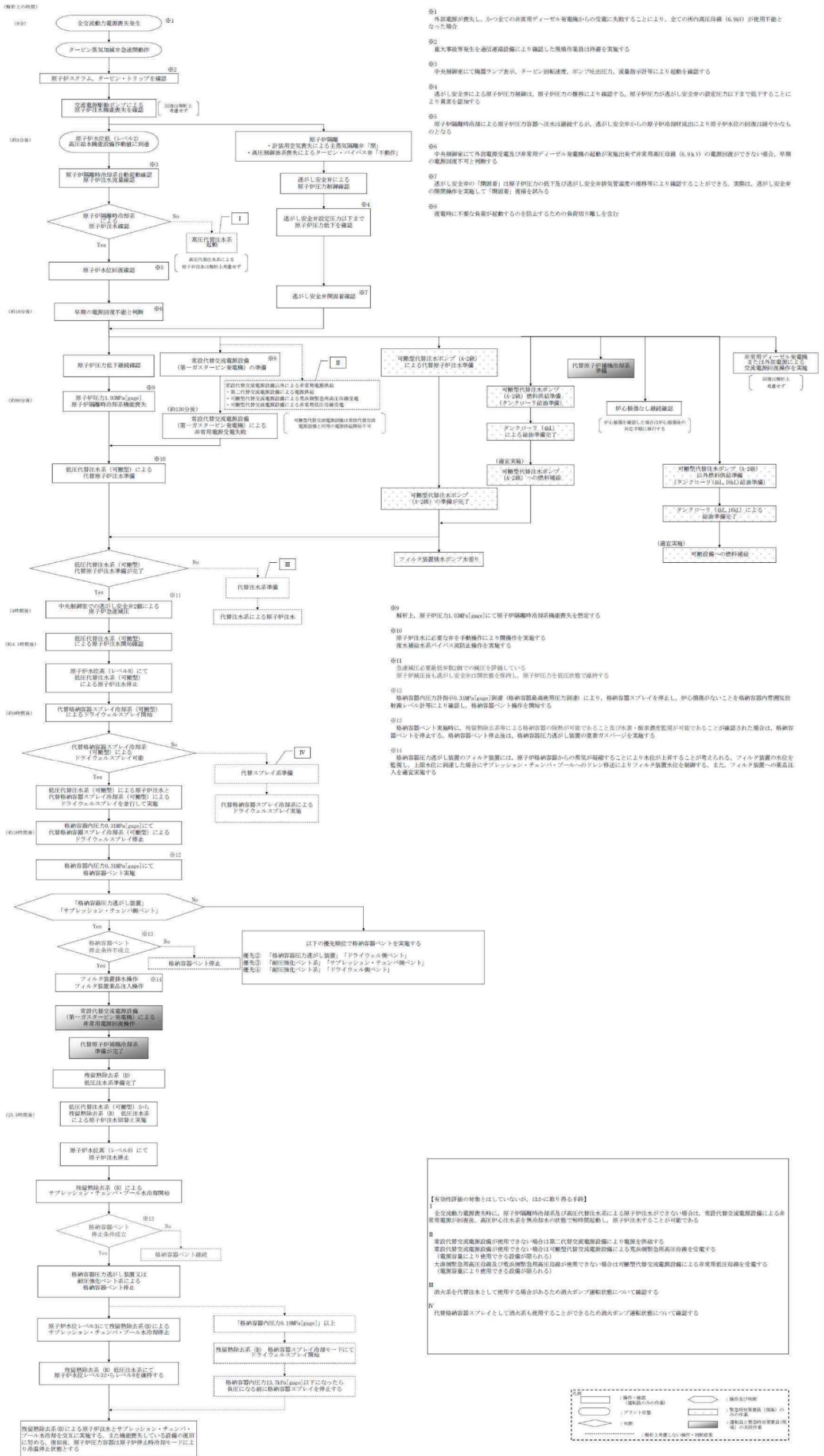
第 7.1.3.3-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」の作業と所要時間（1/2）

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失							経過時間（時間）											備考		
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）											備考	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			経過時間（時間）												
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		27
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	約16時間 格納容器圧力0.31MPa[gage]回復												
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント準備（格納容器一次隔離準備、バウンダリ確認）	90分												
格納容器ベント準備操作	-	-	-	-	※2	-	・3号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ本張り）	80分												
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視	格納容器ベント操作後、遠征ベント状態監視												
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離準備）	80分												
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (※兼)	10人 (※兼)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置調整 ・フィルタ装置調整補助 ・ドレン線送ライン調整（バージ）	遠征実施											中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する	
給油準備	-	-	-	-	※2 ↓ (2人)	-	・軽油タンクからタンクローリ（10L）への給油	120分											タンクローリ（10L）搬送に応じて遠征給油タンクから給油	
給油作業	-	-	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	遠征実施												
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	※1 ↓ (11人) ※5, ※6	※1 ↓ (11人) ※5, ※6	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り	作業中断 （一時待避中） 270分+待避時間30分											作業時間10時間	
給油準備	-	-	-	-	※5 ↓ (2人)	-	・軽油タンクからタンクローリ（4L）への給油	140分											タンクローリ（4L）搬送に応じて遠征給油タンクから給油	
給油作業	-	-	-	-	-	-	・電源室への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油	遠征実施												
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※6 ↓ (3人)	※6 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	遠征実施												
常設代替交流電源設備準備操作 （第一ガスタービン発電機）	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 起動	20分											機油性確認含む	
常設代替交流電源設備運転 （第一ガスタービン発電機）	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 給電	10分												
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 受電前準備（中央制御室）	40分												
	-	-	(4人) C, D E, F	(4人) c, d e, f	-	-	・放射線防護設備準備	10分												
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 受電前準備	50分												
	-	-	(4人) C, D E, F	(4人) c, d e, f	-	-	・非常用高圧母線 受電確認	10分												
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 受電	10分												
	-	-	(4人) C, D E, F	(4人) c, d e, f	-	-	・非常用高圧母線 受電	10分												
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系ポンプ起動	15分												
原子炉急減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・過剰安全弁 2個 手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水	5分												
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・排水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水（常設） 系統確認	15分												
低圧代替注水（常設） 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水（常設） 現場系統確認 ・常設水貯蔵槽送ライン切替	30分												
低圧注水モードから 低圧代替注水（常設）切替え	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水（常設）による原子炉注水開始	5分												
低圧代替注水（常設） 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入準備	原子炉水位はレベル43～レベル48維持												
格納容器ベント停止操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント停止操作	30分												
格納容器スプレイ冷却系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器スプレイ準備	格納容器圧力1213.7～1898Pa[gage]維持												
使用済燃料プールの冷却 再開 （燃料上向きセリ）	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・燃料プールの冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	代替原子炉補機冷却系が供給していない別の燃料プールの冷却浄化系熱交換器を隔離する											60分	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマージタンク水位調整 ・燃料プールの冷却浄化系系統確認	再開準備としての過電圧器の隔離及びスキマージタンクへの給油を実施する											30分	燃料プールの温度「77℃」以下維持 要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プールの冷却浄化系再起動	燃料プールの冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマージタンクへの給油を実施する											30分	
可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による排水 貯水池から排水貯蔵槽への給油	-	-	-	-	※3 ↓ (6人)	-	・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による排水貯蔵槽への給油	遠征実施												
給油作業	-	-	-	-	※4 ↓ (2人)	-	・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）への給油	遠征実施											一時待避中に燃料が枯渇しないよう に確認する	

必要人員数 合計 2人
A, B 2人
a, b 4人
C, D, E, F 4人
c, d, e, f 8人
(※兼要員6人)

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7. 1. 3. 3-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」の作業と所要時間(2/2)



第 7.1.3.4-5 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)							経過時間 (時間)																		備考		
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)																		備考	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36		38
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																					
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認 ・原子炉隔離時冷却系 手動停止																			・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認 ・原子炉隔離時冷却系 手動停止	
原子炉急減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作	5分																			
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	原子炉水位はレベル3～レベル4維持しレベル5まで注水後は格納容器スプレイ停止後は、原子炉水位はレベル3～レベル4維持 適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施																			
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	原子炉水位確保可能な条件下に格納容器スプレイ開始 適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施																			
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	-	6人	・放射線防護装備準備	10分																			
	-	-	-	-	-	6人	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り)	360分																			
給油準備	-	-	-	-	-	※1	・軽油タンクからタンクローリ (16L) への補給	120分																			タンクローリ (16L) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-	-	※2	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施																			
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分																			
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系統構成	300分																			
給油準備	-	-	-	-	-	13人 (※3, ※4)	・放射線防護装備準備	10分																			
	-	-	-	-	-	13人 (※3, ※4)	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り	10時間																			
給油準備	-	-	-	-	-	※3	・軽油タンクからタンクローリ (4L) への補給	140分																			タンクローリ (4L) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-	-	※2	・電源車への給油 ・大容量送水車 (熱交換器ユニット用) への給油	適宜実施																			
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	-	※4	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施																			
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・サプレッション・チェンバ・プール冷却モード 起動準備	10分																			
残留熱除去系 原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・サプレッション・チェンバ・プール冷却モード 起動	5分																			
残留熱除去系 原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	レベル5まで注水後は、適宜原子炉注水とサプレッション・チェンバ・プール冷却モードの切り替えを繰り返し実施 原子炉水位はレベル3～レベル4維持																		適宜実施	
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール冷却操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 試験用調節弁操作	適宜実施																			
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	60分	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する																		
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	30分	・再起動準備としての過熱器の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する																		燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	30分	・燃料プール冷却浄化系を再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する																		
給油準備	-	-	-	-	-	2人	・放射線防護装備準備	10分																			
給油準備	-	-	-	-	-	2人	・軽油タンクからタンクローリ (4L) への補給	140分																			タンクローリ (4L) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-	-	2人	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油	適宜実施																			
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	8人 (その他参集26人)																						

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7. 1. 4. 1-6 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の作業と所要時間 (2/2)

(解析上の時間)
(0分)

(約22秒後)

(約10分後)

(約20分後)

(約62分後)

(約62分後)

(約62分後)

(約349分後)

(約350分後)

(約10時間後)

(約22時間後)

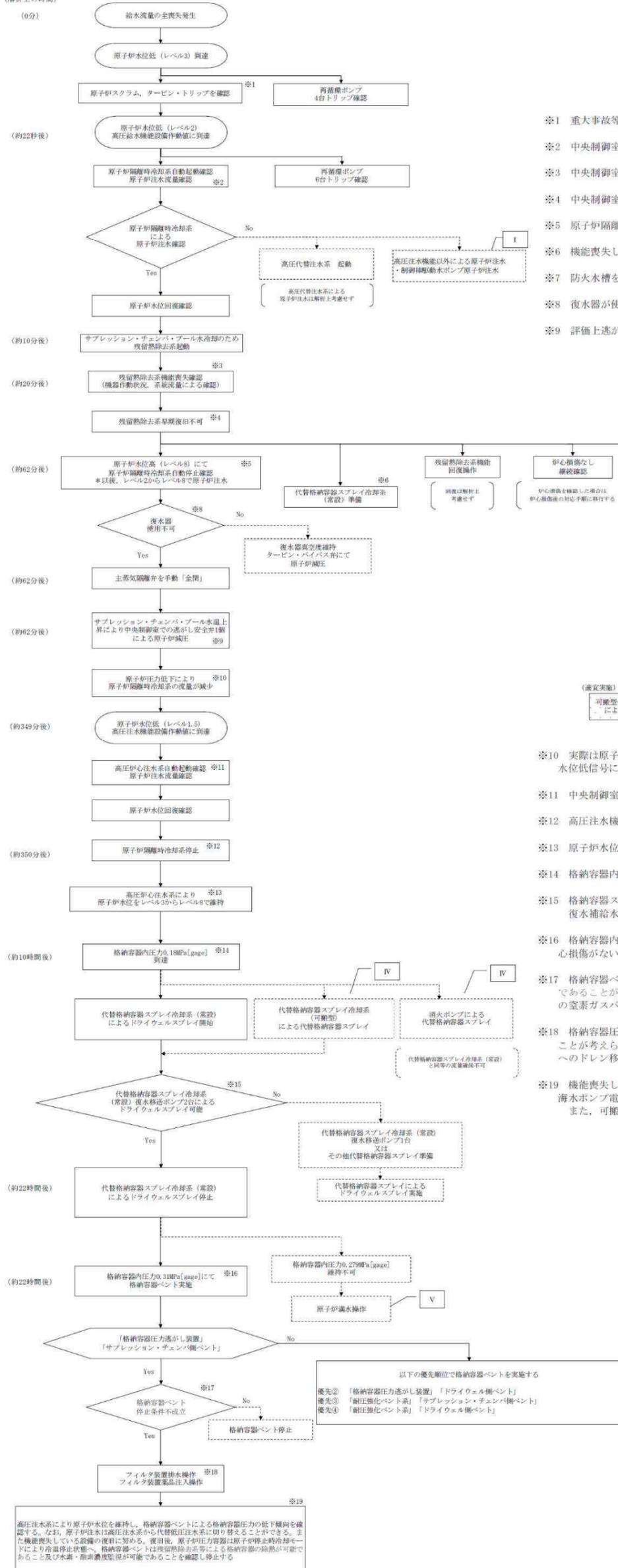
(約22時間後)

(約22時間後)

高圧注水により原子炉水位を維持し、格納容器ベントによる格納容器圧力の低下傾向を確認する。なお、原子炉注水は高圧注水から代替低圧注水に切り替えることができる。また機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後、原子炉圧力容器は原子炉停止時冷却モードにより低温停止状態へ、格納容器ベントは残留熱除去系等による格納容器の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を確認し停止する



- ※1 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転速度、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計等にて機能喪失を確認する
- ※4 中央制御室にて機器故障警報等により起動操作ができない場合、早期復旧不可と判断する
- ※5 原子炉隔離時冷却系はレベル2からレベル8の範囲で原子炉圧力容器へ注水する
- ※6 機能喪失した設備の復旧には不確定要素が大きいため、待機設備を優先して準備する
- ※7 防火水槽を用いた可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への補給も可能である
- ※8 復水器が使用可能であれば、主蒸気隔離弁「開」のままタービン・バイパス弁で減圧する
- ※9 評価し安全弁1個を「開」保持し減圧する



- ※10 実際は原子炉隔離時冷却系の流量低下前に、高圧炉心注水系を起動させ原子炉注水を開始するが、解析上原子炉水位低信号により高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水が開始されることとする
- ※11 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する
- ※12 高圧注水機能により原子炉水位の回復を確認し原子炉隔離時冷却系を停止する
- ※13 原子炉水位計(広帯域)を確認し、原子炉水位をレベル3からレベル8に維持する
- ※14 格納容器内圧力計指示0.18MPa[gage]到達により、格納容器スプレイ操作を開始する
- ※15 格納容器スプレイに必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する
- ※16 格納容器内圧力計指示0.31MPa[gage]到達(格納容器最高使用圧力到達)により、格納容器スプレイを停止し、炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し、格納容器ベント操作を開始する
- ※17 格納容器ベント実施時に、残留熱除去系等による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、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスパージを実施する
- ※18 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサブプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する
- ※19 機能喪失した設備の回復手段として、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、原子炉補給冷却海水ポンプ電動機及び原子炉補給冷却水ポンプの予備品を確保している
また、可搬型格納容器除熱系や可搬型交換器等を用いた除熱手段を実施することも可能である

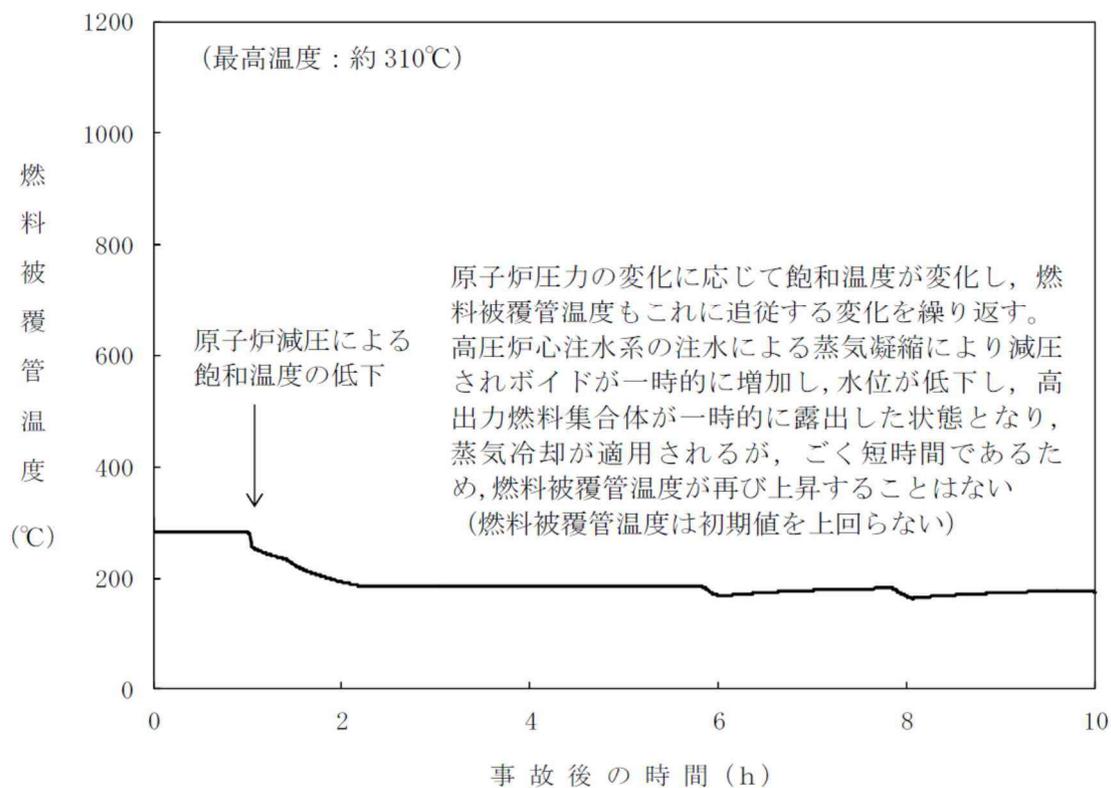
【有効性評価の対象としないが、ほかに取り得る手段】
 I 制御格納容器ポンプが運転を継続し原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する
 II 防火水槽を用いた復水貯蔵槽への補給の場合は、「ろ過タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は淡水貯水池からろ過タンクへの補給もあわせて実施する
 III 純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる
 純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプ(A-2級)と同時に補給することも可能である
 純水補給水系から補給する場合は水源は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の水源は「淡水貯水池」以外に「海水」も可能である
 IV 消火系を代替格納容器スプレイとして使用することができるため消火ポンプ運転状態について確認する
 恒設設備による格納容器スプレイが実施できない場合、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)によるスプレイを実施する
 V 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

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

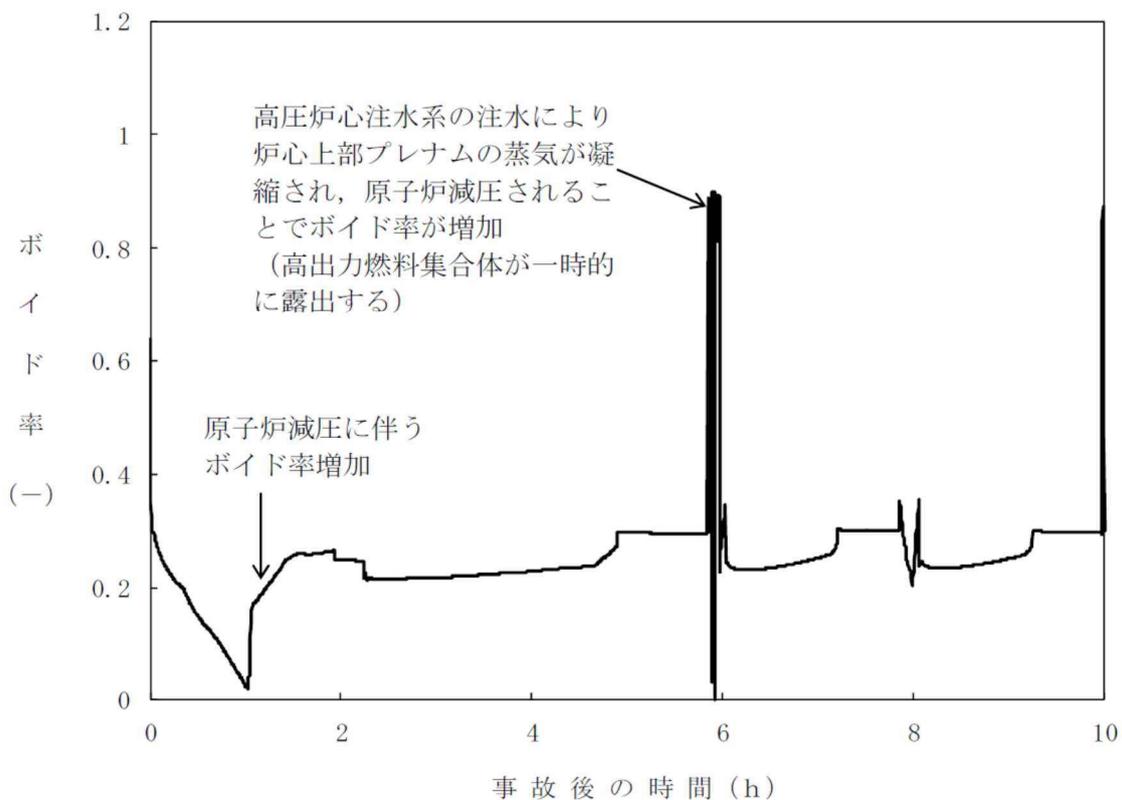
実施箇所・必要人員数							操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)											備考			
責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡		操作の内容		10	20	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		20	21	22
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡		原子炉スクラム 約22秒 原子炉水位低 (レベル4.2) プラント状況判断 約62分 サプレッション・チェンバ・プール水温 40℃到達 約349分 原子炉水位低 (レベル4.1.5) 約10時間 格納容器圧力0.18MPa[gage]到達 約22時間 代替格納容器スプレイ停止 格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達																	
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡																			
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)																		
	運転員 (現場)	6号	7号	6号	7号	6号		7号																
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認	10分																
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認		原子炉水位レベル2~レベル4で原子炉注水															
残留熱除去系機能喪失確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (A) (B) (C) 手動起動操作/機能喪失確認	10分																
残留熱除去系機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復																	
原子炉減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・透かし安全弁 1個 手動開操作		5分															
高圧注水機能 起動確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧炉心注水系 自動起動確認			原子炉水位レベル3~レベル4維持														
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 系統構成		30分															
	-	-	2人 C, D	2人 e, f	-	-	・放射線防護装置準備		10分															
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 現場系統構成 空復水貯蔵槽後送ライン切替え		30分															
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作			復水移送ポンプトリップ水位付近でスプレイ停止														
可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	-	6人 ↓ (6人) ↓ (4人), ※1	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2線) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2線)、可搬型代替注水ポンプ (A-2線) から接続口)、ホース接続、ホース水張り)	10分		360分														
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2線) による復水貯蔵槽への補給																	適宜実施 一時待避
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント準備 (バックダリ構成)																	60分
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	・放射線防護装置準備																	10分
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備 (格納容器二次隔離弁操作、バックダリ構成)																	90分
	-	-	-	-	-	※1	・6号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) ・7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)																	60分
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作) ・格納容器ベント状態監視																	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視 適宜実施
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視																	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視 適宜実施
	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)																	20分 解析上考慮せず
	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (参集)	10人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置取組 ・フィルタ装置取組補給 ・ドレン移送ライン空車パージ																	適宜実施 中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
給油準備	-	-	-	-	2人	・放射線防護装置準備		10分																
給油作業	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリ (4t) への補給																	140分
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2線) への給油																	適宜実施 一時待避
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 e, f	8人 (参集要員20人)																			

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

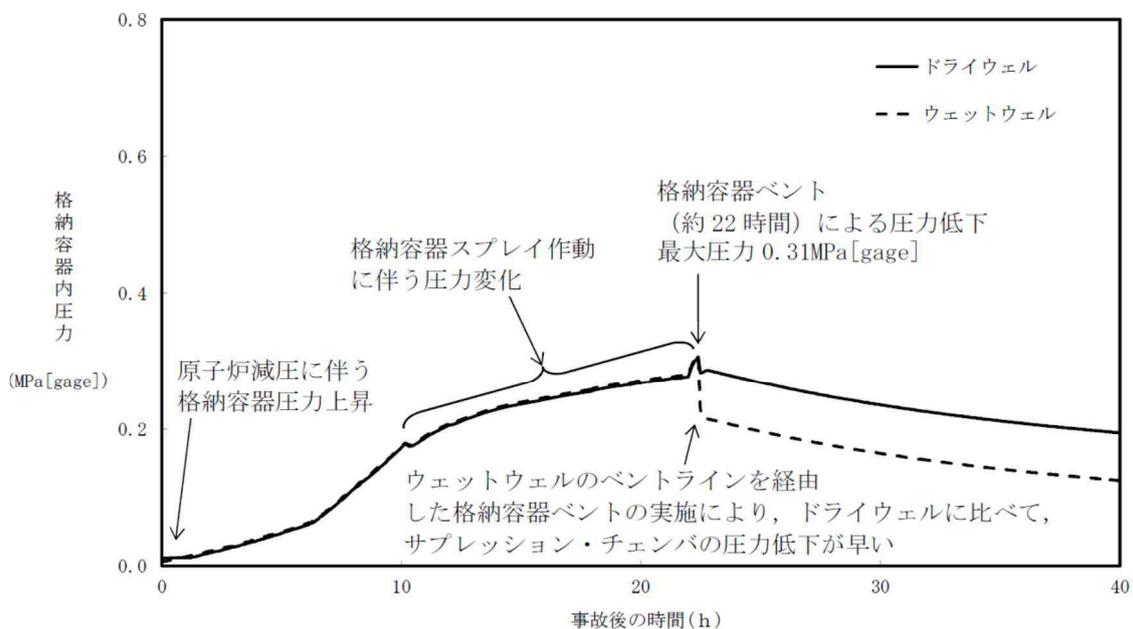
第 7.1.4.2-5 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」 の作業と所要時間



第 7. 1. 4. 2-12 図 燃料被覆管温度の推移



第 7. 1. 4. 2-13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 7.1.4.2-15 図 格納容器圧力の推移

(解析上の時間)

(約0分)

(約24秒後)

(約34秒後)

(約43秒後)

(約173秒後)

(約191秒後)

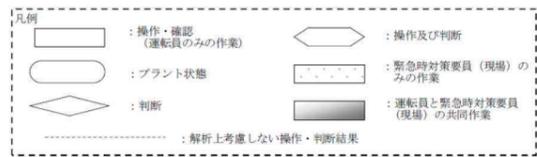
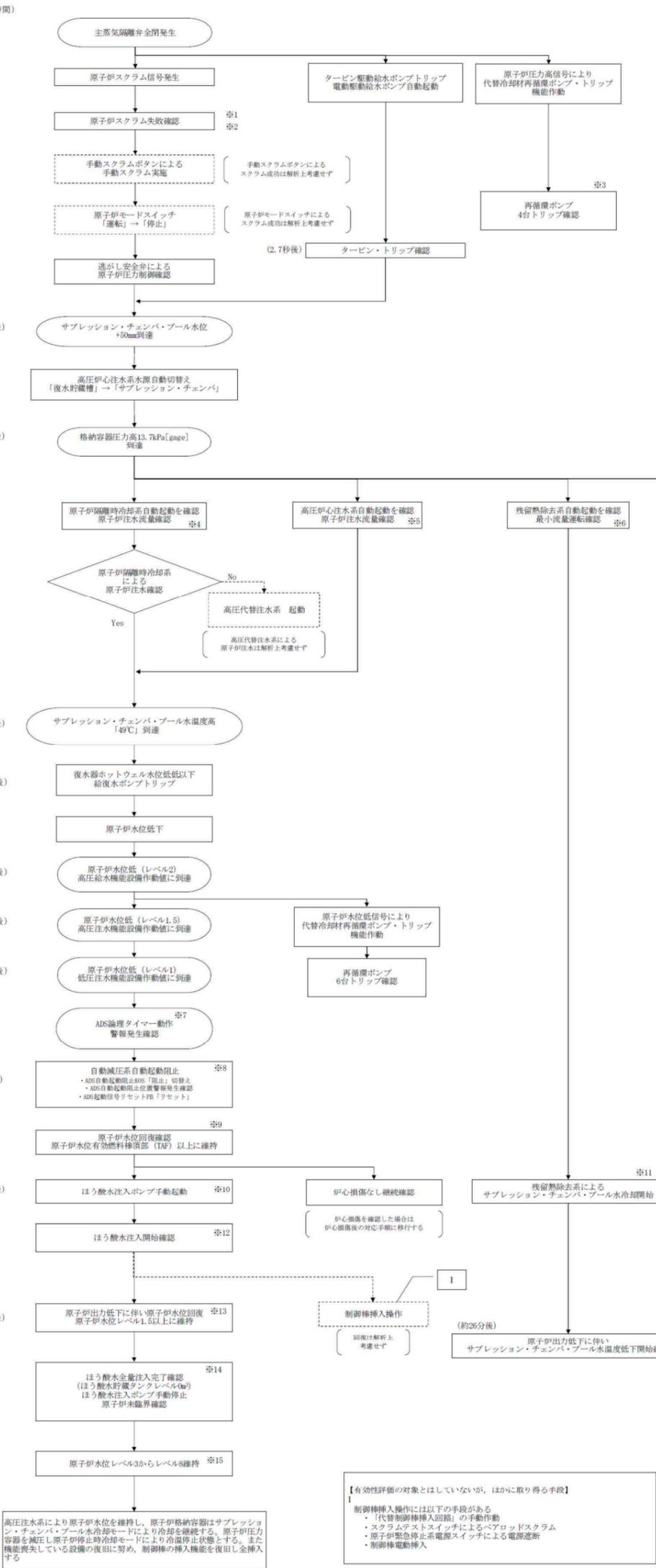
(約215秒後)

(約239秒後)

(約4分後)

(約11分後)

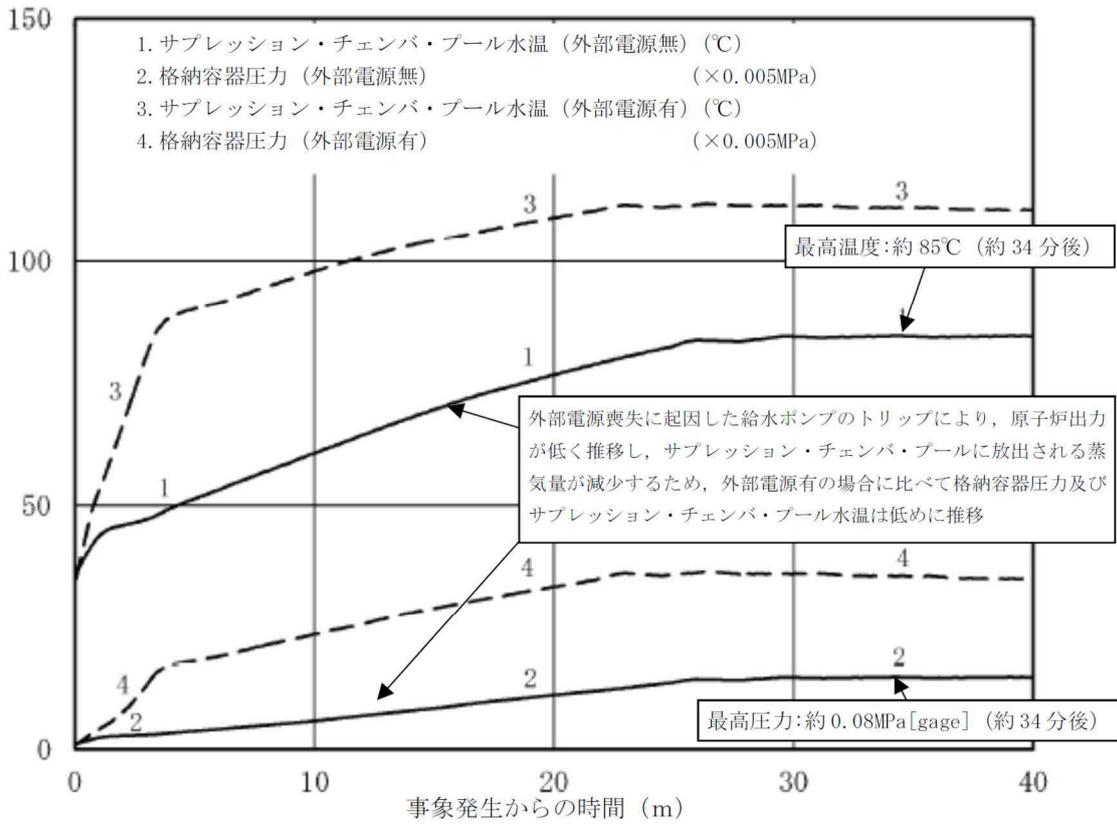
(約22分後)



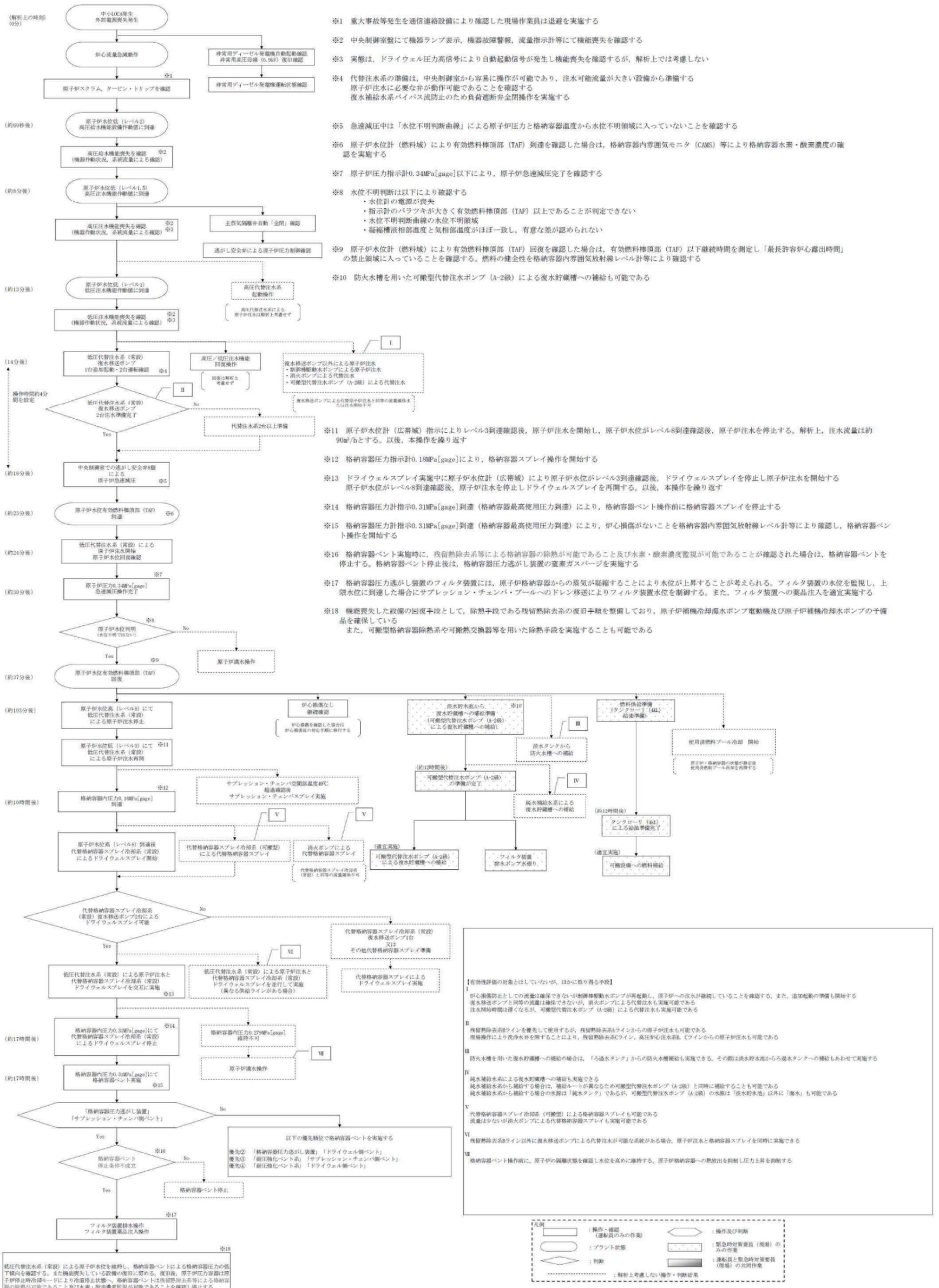
- ※1 全制御棒が全挿入位置とならず、未挿入の制御棒がベアロッド1組又は制御棒1本よりも多い場合、原子炉スクラム失敗(ATWS)と判断する
- ※2 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
- ※3 再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。また、残り6台の再循環ポンプのランバックにも期待しない
- ※4 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転速度、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※5 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力、流量指示計等にて起動を確認する
- ※6 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する
原子炉圧力が高いため注入弁は開かず最小流量運転となる
- ※7 ドライウェル圧力高及び原子炉水位低(レベル1)の両方が検出されると警報が発生する。30秒間継続後、高圧炉心注水系または残留熱除去系の吐出圧力確立により自動減圧系が動作する
- ※8 自動減圧系動作により原子炉圧力容器は急激に減圧され、低圧注水系から大量の冷水が注入し、炉心ボイドを急激に潰し大きな正の反応度印加を引き起こす可能性があるため、自動減圧系が動作する前に自動起動阻止を実施する
- ※9 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉注水しているが、原子炉出力が高いため原子炉水位レベル1.5以上に維持できない。そのため、原子炉水位計(燃料域)により有効燃料棒頂部(TAF)以上に維持する
- ※10 原子炉スクラム失敗(ATWS)確認からほう酸水注入系起動を判断する
操作余裕として10分間を考慮
- ※11 サプレッション・チェンバ・プール水温度上昇を確認し、残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)を起動する
サプレッション・チェンバ・プール水温度高警報設定値(49℃)到達から、操作余裕として10分間を考慮
- ※12 ほう酸水の原子炉注入開始は、ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する
- ※13 ほう酸水注入により原子炉出力が低下するため徐々に原子炉水位が上昇する
ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため、事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位レベル1.5以上に維持する
- ※14 ほう酸水全量注入は約165分以内になる設計である
- ※15 原子炉水位計(広帯域)を確認し、原子炉水位をレベル3からレベル8に維持する

【有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段】
 1 制御棒挿入操作には以下の手段がある
 ・「代替制御棒挿入回路」の手動作動
 ・スクラムテストスイッチによるベアロッドスクラム
 ・原子炉緊急停止電源スイッチによる電源遮断
 ・制御棒電動挿入

第7.1.5-4図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要



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



- ※1 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、流量指示計等にて機能喪失を確認する
- ※3 実施は、ドライウェル圧力高信号により自動起動信号が発生し機能喪失を確認するが、解析上では考慮しない
- ※4 代替注水の準備は、中央制御室から容易に操作が可能であり、注水可能流量が大きい設備から準備する
原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する
- ※5 急速減圧中は「水位不明判断曲線」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する
- ※6 原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）到達を確認した場合は、格納容器内雰囲気モニタ（GMS）等により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する
- ※7 原子炉圧力指示計0.34MPa[gage]以下により、原子炉急速減圧完了を確認する
- ※8 水位不明判断は以下により確認する
・水位計の電源が喪失
・指示計のパラッキが大きく有効燃料棒頂部（TAF）以上であることが判定できない
・水位不明判断曲線の水位不明領域
・凝縮槽液相温度と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない
- ※9 原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）回復を確認した場合は、有効燃料棒頂部（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。燃料の健全性を格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認する
- ※10 防火水槽を用いた可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給も可能である
- ※11 原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する。解析上、注水流量は約90m³/hとする。以後、本操作を繰り返す
- ※12 格納容器圧力指示計0.18MPa[gage]により、格納容器スプレー操作を開始する
- ※13 ドライウェルスプレー実施中に原子炉水位計（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達確認後、ドライウェルスプレーを停止し原子炉注水を開始する
原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止しドライウェルスプレーを再開する。以後、本操作を繰り返す
- ※14 格納容器圧力指示計0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、格納容器バント操作前に格納容器スプレーを停止する
- ※15 格納容器圧力指示計0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し、格納容器バント操作を開始する
- ※16 格納容器バント実施時に、残留熱除去系等による格納容器の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、格納容器バントを停止する。格納容器バント停止後は、格納容器圧力逃がし装置の蓋蓋ガスバージを実施する
- ※17 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサブプレッション・チェンバールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する
- ※18 機能喪失した設備の回復手段として、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、原子炉補機冷却水ポンプ電動機及び原子炉補機冷却水ポンプの予備品を確保している
また、可搬型格納容器除熱系や可搬型交換器等を用いた除熱手段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、ほかに取り得る手段】

I 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ポンプが再起動し、原子炉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
復水移送ポンプと同等の流量は確保できないが、消火ポンプ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、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による代替注水も実施可能である

II 残留熱除去系ラインを優先して使用するが、残留熱除去系ラインからの原子炉注水も可能である
現場操作により洗浄水弁を開閉することにより、残留熱除去系ライン、高圧炉心注水系、Cラインからの原子炉注水も可能である

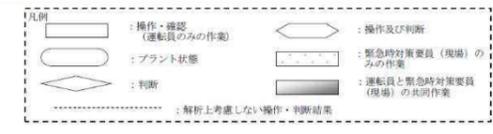
III 防火水槽を用いた復水貯蔵槽への補給の場合は、「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は淡水貯水タンクからの過水タンクへの補給もあわせて実施する

IV 純水補給系による復水貯蔵槽への補給も実施できる
純水補給系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同時に補給することも可能である
純水補給系から補給する場合の水源は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の水源は「淡水貯水池」以外に「海水」も可能である

V 代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器スプレーも可能である
流量が少ないが消火ポンプによる代替格納容器スプレーも実施可能である

VI 残留熱除去系Bライン以外に復水移送ポンプによる代替注水が可能系がある場合、原子炉注水と格納容器スプレーを同時に実施できる

VII 格納容器バント操作前に、原子炉の隔離状態を確認し水位を高いに維持する。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



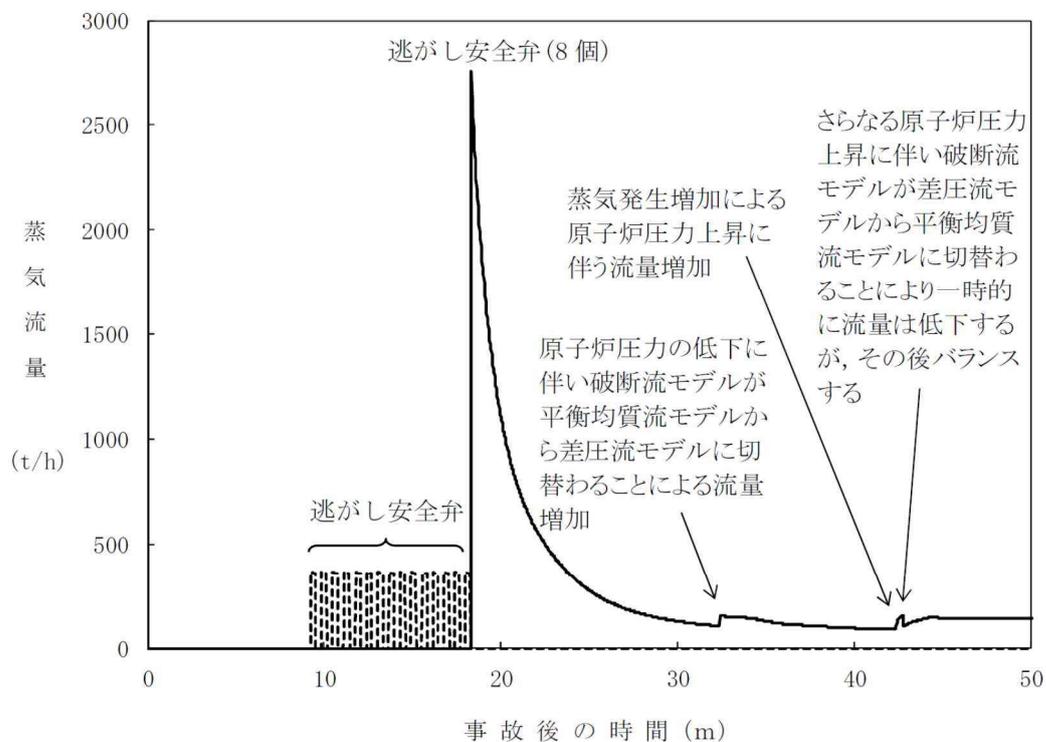
10-7-1-49

第 7.1.6-4 図 「LOCA 時注水機能喪失」の対応手順の概要

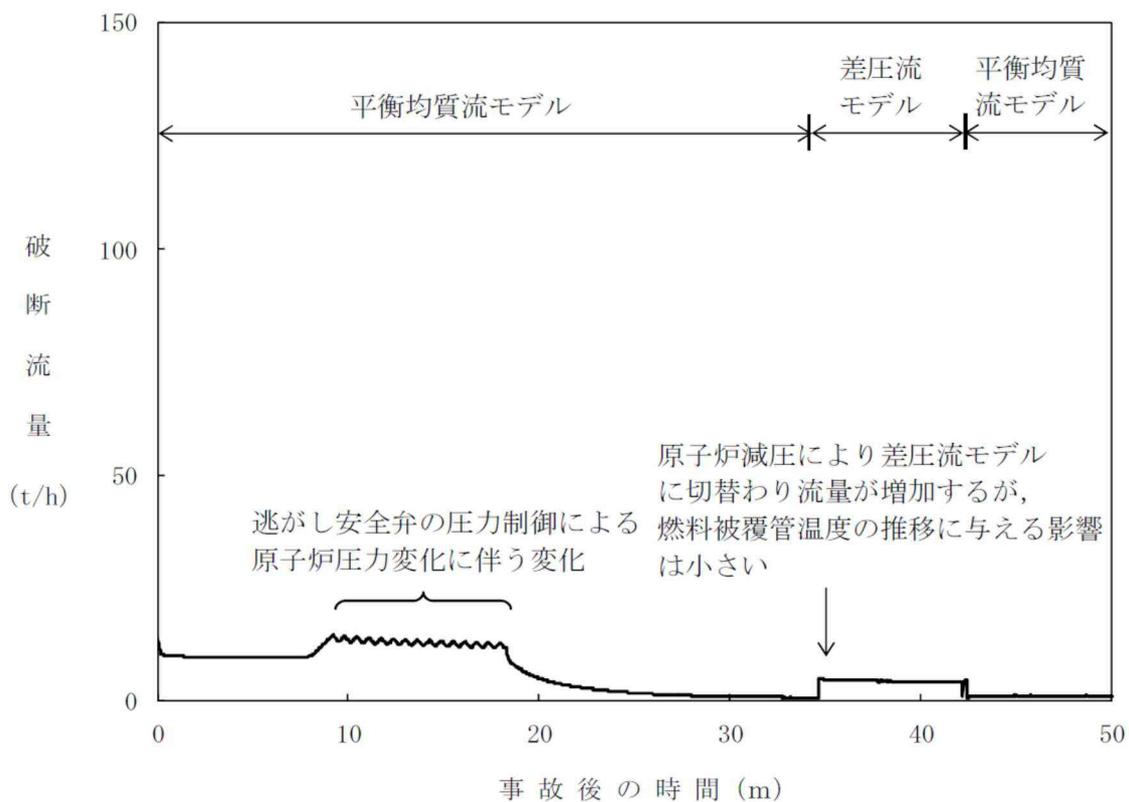
LOCA時注水機能喪失							経過時間 (時間)												備考						
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)																	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22		24					
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 約24分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 約10時間 格納容器圧力0.18MPa [gauge] 到達 約17時間 格納容器圧力0.31MPa [gauge] 到達																	
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル8維持												レベル8到達後格納容器スプレイ切替え レベル3到達後原子炉注水切替え	レベル3～レベル8維持				
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施																	
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系構成	30分	・再起動準備として過熱塩素の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する											燃料プール水温「77℃」以下維持 要員を確保して対応する					
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	30分	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する																
原子炉満水操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉注水量の増加	格納容器圧力0.279MPa [gauge] 以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間部への熱の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する												解析上考慮せず					
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人	-	・放射線防護装備準備	10分																	
	-	-	-	-	(6人) (4人、※1)	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り)	360分																	
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント準備 (バウンダリ構成)												60分						
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備												10分						
	-	-	-	-	※1	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備 (格納容器一次隔離弁操作、バウンダリ構成)												90分						
	-	-	-	-	-	-	・6号がフィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) ・7号がフィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)												60分						
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作) ・格納容器ベント状態監視												格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視						
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である (操作完了は、約20分後) 具体的な操作方法は、弁駆動部に設置された遠隔手動弁操作設備により、原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う											格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視	解析上考慮せず					
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・格納容器ベント操作 (格納容器二次隔離弁操作)												20分	解析上考慮せず					
給油準備	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (参集)	10人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置油測定 ・フィルタ装置薬液補給 ・ドレン移送ライン室素パージ												適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する					
	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリ (4t) への補給	10分												140分	タンクローリ (4t) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給				
給油作業	-	-	-	-	8人 (参集要員20人)	8人 (参集要員20人)	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油	適宜実施												作業中断 (一時待避中)	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する				
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 (参集要員20人)	8人 (参集要員20人)																			

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

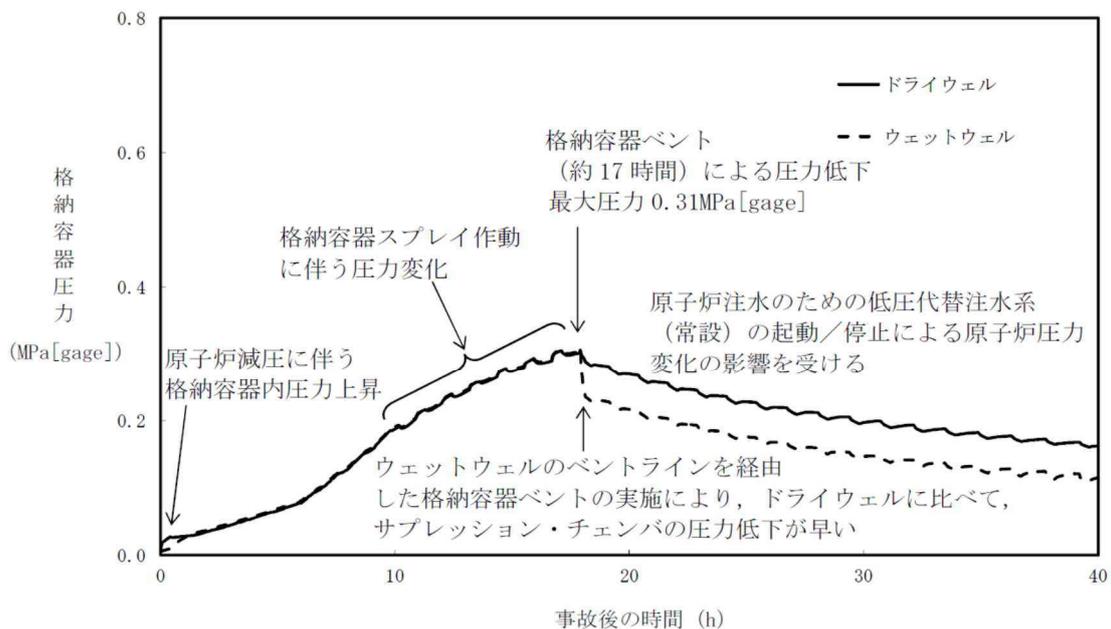
第 7.1.6-5 図 「LOCA 時注水機能喪失」の作業と所要時間 (2/2)



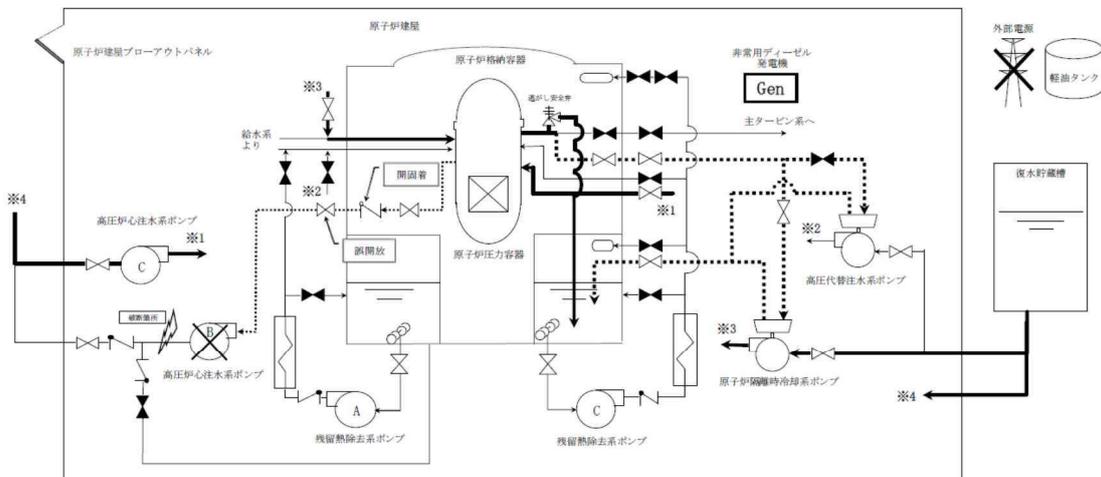
第 7. 1. 6-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 7.1.6-17 図 破断流量の推移



第 7.1.6-19 図 格納容器圧力の推移



第 7.1.7-1 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の
 重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-6	22行～ 23行	復水補給水流量（RHR B系代替注水流量）等	復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）等
10-7-2-16	23行	本 <u>重要事故シーケンス</u> において	本 <u>格納容器破損モード</u> において
10-7-2-18	20行～ 23行	の再現性を確認している。 <u>また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。</u> 本評価事故シーケンスでは、 <u>リロケーション</u> を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、	の再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、 <u>炉心の損傷状態</u> を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、
10-7-2-21	21行～ 22行	解析条件の燃焼度33GWd/t <u>に対して最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33GWd/t <u>に対応したものとしており、その最確条件</u> は
10-7-2-23	4行～ 5行	解析条件の燃焼度33GWd/t <u>に対して最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33GWd/t <u>に対応したものとしており、その最確条件</u> は
10-7-2-31	21行	連続定格容量が 2,950kW であり、	連続定格容量が <u>1 台あたり 2,950kW</u> であり、
10-7-2-41	4行	Bq_Cs137 : Cs-137 の炉内内蔵量 (Bq)	Bq_Cs_137 : Cs-137 の炉内内蔵量 (Bq)
10-7-2-46	3行	本 <u>評価事故シーケンス</u> において	本 <u>格納容器破損モード</u> において

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-47 ～ 10-7-2-48	24行 ～ 2行	の再現性を確認している。 <u>また、炉心ノード崩壊のパ ラメータを低下させた感 度解析により原子炉圧力 容器破損時間に与える影 響は小さいことを確認し ている。本評価事故シーケ ンスでは、リロケーション を起点に操作開始する運 転員等操作はないことか ら、</u>	の再現性を確認している。 本評価事故シーケンスで は、 <u>炉心の損傷状態</u> を起点 に操作開始する運転員等 操作はないことから、
10-7-2-51	4行～ 5行	解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対して <u>最確条 件は</u>	解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応した <u>もの としており、その最確条件 は</u>
10-7-2-52	9行～ 10行	解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対して <u>最確条 件は</u>	解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応した <u>もの としており、その最確条件 は</u>
10-7-2-59	25行	連続定格容量が 2,950kW であり、	連続定格容量が <u>1</u> 台あた り <u>2,950kW</u> であり、
10-7-2-63	25行	以下の a から j に示すと ともに、a から j の	以下の a_ から j_ に示す とともに、a_ から j_ の
10-7-2-64	2行～ 3行	以下の a から f 及び h で ある。	以下の a_ から f_ 及び h_ で ある。
10-7-2-69	21行	復水補給水流量計(格納容 器下部注水流量)	復水補給水系流量計(格納 容器下部注水流量)
10-7-2-70	2行	復水補給水流量(格納容器 下部注水流量)	復水補給水系流量(格納容 器下部注水流量)
10-7-2-70	3行～ 4行	復水補給水流量 (RHR B 系 代替注水流量)	復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-76	19 行	運転員等操作に関する条件は,	運転員等操作に関する条件として,
10-7-2-82	15 行～ 21 行	<p>本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、<u>リロケーション(炉心溶融開始後の溶融炉心の移動)</u>が挙げられる。これに対しては、原子炉水位を監視し、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴候を捉えた対応を図ることによって、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行が発生する前に速やかに 2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。</p>	<p>本評価事故シーケンスの有効性評価における<u>現象の不確かさ</u>としては、<u>溶融炉心落下流量、溶融ジェット径、溶融炉心粒子化割合、冷却材とデブリ粒子の伝熱、炉心ヒートアップ、炉心崩壊挙動、溶融炉心と上面水プールとの伝熱、溶融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達、原子炉圧力容器破損判定</u>が挙げられる。</p> <p><u>これらの不確かさに対して、燃料ペレットが崩壊する時間及び温度、溶融ジェット径、エンタレイメント係数、デブリ粒子径、ジルコニウム-水反応速度、限界熱流束に係る係数、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数、溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。</u></p> <p>また、原子炉水位を監視し、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴候を捉えた対応を図ることによって、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行が発生</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
			する前に速やかに2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。
10-7-2-88	11行～ 12行	解析条件の燃焼度33Gwd/tに対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33Gwd/tに <u>対応したもの</u> としており、 <u>その最確条件</u> は
10-7-2-89	2行～ 3行	解析条件の燃焼度33Gwd/tに対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33Gwd/tに <u>対応したもの</u> としており、 <u>その最確条件</u> は
10-7-2-93	24行	約1020kL	約1,020kL
10-7-2-96	13行～ 14行	溶融炉心と原子炉圧力容器外の <u>原子炉冷却材</u> が接触して	溶融炉心と原子炉圧力容器外の <u>水</u> が接触して
10-7-2-97	8行～ 9行	溶融炉心から原子炉格納容器下部の <u>原子炉冷却材</u> への伝熱による、	溶融炉心から原子炉格納容器下部の <u>水</u> への伝熱による、
10-7-2-98	1行～ 2行	圧カスパイク及び <u>水蒸気爆発</u> の発生を仮定した場合の	圧カスパイクの発生を仮定した場合の
10-7-2-98	14行～ 15行	7.2.2.1(3)の a から j に示している。	7.2.2.1(3)の a ₁ から j ₁ に示している。
10-7-2-98	16行～ 17行	7.2.2.1(3)に示す g 及び h である。なお、g の	7.2.2.1(3)に示す g ₁ 及び h ₁ である。なお、g ₁ の
10-7-2-99	17行	6.2.2.1(3)c に示すとおり、	「6.2.2.1(3)c. <u>原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用</u> 」に示すとおり、

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-102 ～ 10-7-2-103	19行 ～ 4行	(記載変更)	別紙 7-2-1 に変更する。
10-7-2-104	2行～ 3行	解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認していることから、	解析コード MAAP の評価結果の方が保守的である <u>もの</u> 、その差異は小さいことを確認していることから、
10-7-2-106	1行～ 2行	解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認していることから、	解析コード MAAP の評価結果の方が保守的である <u>もの</u> 、その差異は小さいことを確認していることから、
10-7-2-106 ～ 10-7-2-107	25行 ～ 5行	炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、 <u>溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数及びデブリ粒子径の感度解析により、BWR においては原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。このうち、ABWR においては、最も感度のあるエントレインメント係数について感度解析を行った結果、</u>	炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、 <u>エントレインメント係数について感度解析を行った結果、</u>
10-7-2-107	6行	第 7.2.3-8 図に示す <u>通り</u> 、	第 7.2.3-8 図に示す <u>とおり</u> 、
10-7-2-107	19行～ 20行	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対して最確条	解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した <u>もの</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-108	22行～ 23行	件は 解析条件の燃焼度33GWd/tに対して <u>最確条件</u> は	<u>としており,その最確条件</u> は 解析条件の燃焼度33GWd/tに <u>対応したもの</u> としており, <u>その最確条件</u> は
10-7-2-112	9行～ 10行	7.2.2.4 必要な <u>要因</u> 及び資源の評価	7.2.2.4 必要な <u>要員</u> 及び資源の評価
10-7-2-112	15行～ 16行	溶融炉心と原子炉圧力容器外の <u>原子炉冷却材</u> が接触して	溶融炉心と原子炉圧力容器外の <u>水</u> が接触して
10-7-2-114 ～ 10-7-2-115	25行～ ～ 2行	原子炉格納容器の破損を防止する上では,酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要であり, <u>水の放射線分解,</u>	原子炉格納容器の破損を防止する上では, <u>水素濃度及び酸素濃度が可燃領域</u> に至ることを防止することが重要であるが, <u>特に酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要である。また,水の放射線分解,</u>
10-7-2-116	7行～ 10行	水素ガス及び酸素ガスの絶対量が減少するとともに,サプレッション・チェンバのプール水等の減圧沸騰で発生する水蒸気により <u>水素濃度及び酸素濃度が低下</u> することで,原子炉格納容器内での	水素ガス及び酸素ガスの絶対量が減少し, <u>水素ガス及び酸素ガスの分圧が低下</u> するとともに,サプレッション・チェンバのプール水の減圧沸騰等によって発生する水蒸気とともに <u>原子炉格納容器外に排出され続けることで,水素ガス及び酸素ガスの分圧並びに水素濃度及び酸素濃度が低く維持され,</u> 原子炉格納容器内での

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-119	2行	事象進展は7.2.1.2.2(4) aと同じである。	事象進展は7.2.1.2.2(4) a_と同じである。
10-7-2-131 ～	25行 ～	7.2.2.1(3)の a から j に示している。	7.2.2.1(3)の a_ から j_ に示している。
10-7-2-132	1行		
10-7-2-132	2行～ 3行	7.2.2.1_(3)に示す g から j である。	7.2.2.1(3)に示す g_ から j_ である。
10-7-2-132	23行	6.2.2.1(3)e に示すとおり、	「 <u>6.2.2.1(3)e. 溶融炉心・コンクリート相互作用</u> 」に示すとおり、
10-7-2-137 ～	23行 ～	(記載変更)	別紙7-2-2に変更する。
10-7-2-138	11行		
10-7-2-139	11行～ 12行	解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であることを確認していることから、	解析コードMAAPの評価結果の方が保守的である <u>ものの、その差異は小さい</u> ことを確認していることから、
10-7-2-142	21行～ 22行	解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であることを確認している。	解析コードMAAPの評価結果の方が保守的である <u>ものの、その差異は小さい</u> ことを確認している。
10-7-2-145	23行	7.2.5.2(3)bにて示した酸素濃度	「 <u>7.2.5.2(3)b. 評価項目等</u> 」にて示した酸素濃度
10-7-2-146	10行～ 11行	解析条件の燃焼度33Gwd/tに対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33Gwd/tに <u>対応したもの</u> としており、その最確条件は
10-7-2-148	12行～ 13行	解析条件の燃焼度33Gwd/tに対して <u>最確条件</u> は	解析条件の燃焼度33Gwd/tに <u>対応したもの</u> としており、その最確条件は

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-150	6行	7.2.5.2(3)bにて示した酸素濃度	<u>「7.2.5.2(3)b, 評価項目等」にて示した酸素濃度</u>
10-7-2-150	16行	余裕は大きくなる。	<u>余裕は大きくなる。コンクリート侵食量に対しては、溶融物のコリウムシールド内側への流入を考慮し、ドライウェルサンプに流入した場合の影響を確認する観点で、溶融物の落下量及び溶融物のポロシテイを保守的に考慮した場合についての感度解析を実施した。その結果、第7.2.5-14図に示すとおり、ドライウェルサンプのコンクリート侵食量は、床面で約9cm、壁面で約9cmに抑えられることから、原子炉圧力容器の支持機能及び原子炉格納容器バウンダリ機能を維持できることを確認した。</u>
10-7-2-151	21行	第7.2.5-14図	第7.2.5-15図
10-7-2-157		第7.2.1.2-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）	別紙7-2-3に変更する。
10-7-2-158		第7.2.1.2-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を	別紙7-2-4に変更する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-163		使用する場合) (2/2) 第 7.2.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用しない場合) (1/2)	別紙 7-2-5 に変更する。
10-7-2-164		第 7.2.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策について (代替循環冷却系を使用しない場合) (2/2)	別紙 7-2-6 に変更する。
10-7-2-169		第 7.2.2-1 表 「高压溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱時」の重大事故等対策について (1/2)	別紙 7-2-7 に変更する。
10-7-2-170		第 7.2.2-1 表 「高压溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱時」の重大事故等対策について (2/2)	別紙 7-2-8 に変更する。
10-7-2-179		第 7.2.1.2-5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の対応手順の概要 (代替循環冷却系を使用する場合)	別紙 7-2-9 に変更する。
10-7-2-181		第 7.2.1.2-6 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)」時の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用する場合) (2/2)	別紙 7-2-10 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-2-189		第 7.2.1.3-4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用しない場合）	別紙 7-2-11 に変更する。
10-7-2-191		第 7.2.1.3-5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用しない場合）（2/2）	別紙 7-2-12 に変更する。
10-7-2-201		第 7.2.2-6 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間（1/2）	別紙 7-2-13 に変更する。
10-7-2-202		第 7.2.2-6 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間（2/2）	別紙 7-2-14 に変更する。
10-7-2-227		第 7.2.5-14 図 原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移（溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合）	第 7.2.5- <u>15</u> 図 原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移（溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合）
10-7-2-227		（追加）	別紙 7-2-15 を追加する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては、熔融炉心落下速度、細粒化量、プール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。本評価事故シーケンスの評価では、熔融炉心落下速度、細粒化量の不確かさに対して、エントレインメント係数を変化させた場合の影響評価を実施する。なお、プール水とデブリ粒子の伝熱の不確かさに対してデブリ粒子径を変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。

エントレインメント係数を変化させた場合の影響評価の結果、運転員等操作時間に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認している。

なお、これまでの FCI 実験の知見からは、一部の二酸化ウラン混合物を用いて実機条件よりも高い熔融物温度の条件のもとで実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例が報告されているが、実機で想定される程度の熔融物の温度において実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例は確認されていないことから、実機条件においては原子炉格納容器の損傷に至る大規模な原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用の発生の可能性は低いと推定される。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては、熔融炉心の粒子化、熔融炉心の拡がり、デブリから水への熱伝達、コンクリート種類が挙げられる。

本評価事故シーケンスの評価では、水による拡がり抑制に対して熔融炉心の拡がりを抑制した場合、及び、デブリ上面の性状に対して上面熱流束を変化させた場合の影響評価を実施する。なお、熔融炉心の粒子化の不確かさに対してエントレインメント係数を変化させた場合、コンクリート種類に対して壁方向と床方向の熱分配を変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。これらの影響評価に加え、熔融物がドライウェルサンプに流入した場合の影響を確認する観点で、熔融物の落下量及び熔融物のポロシティを保守的に考慮した場合、及び、熔融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から崩壊熱を変化させた場合の影響評価を実施する。

これらの影響評価の結果、運転員等操作時間に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響として、原子炉压力容器の支持機能を維持できることを確認している。

また、原子炉压力容器下鏡部温度を監視し、300℃に到達した時点（事象発生から約 3.7 時間後）で原子炉格納容器下部への初期水張りを行い、原子炉格納容器下部への熔融炉心の落下に対しては、原子炉格納容器下部の雰囲気温度、格納容器圧力等を監視することによって、原子炉压力容器破損を認知し、原子炉格納容器下部への注水を行うといった徴候を捉えた対応によって、熔融炉心を確実に冷却できることを確認している。

第7.2.1.2-1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の

重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
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	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム-水反応により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度（SA）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し，崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA） ドライウェル雰囲気温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 7.2.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の

重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が 190℃に到達した場合、推定手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL, 16kL）	ドライウェル雰囲気温度 格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C) 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位(SA)
代替循環冷却系による原子炉注水、原子炉格納容器除熱	代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、代替循環冷却系の運転準備のため、低圧代替注水系（常設）の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口高さまで水位回復後、格納容器スプレイに切り替え、最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器冷却を実施する。 崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低（レベル 1）に到達した時点で、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却系の運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間は可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉への注水を実施し、水位の回復を図る。 代替循環冷却系の運転準備が完了した後、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。また、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) タンクローリ（4kL, 16kL）	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水温度 サブプレッション・チェンバ・プール水位 復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量） 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 7.2.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用しない場合）（1/2）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
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	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム-水反応により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度（SA）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し，崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA） ドライウエル雰囲気温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 7.2.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
 (代替循環冷却系を使用しない場合) (2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が 190℃に到達した場合、推定手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。 推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。 格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL, 16kL)	ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA) サブプレッション・チェンバ・プール水位
格納容器圧力逃がし装置による 原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に接近した場合、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 7.2.2-1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認 ^{*1}	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが、全ての非常用炉心冷却系が機能喪失していることを確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
炉心損傷確認 水素濃度監視	原子炉水位が更に低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内水素濃度 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁 2 個を開放し、原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合、格納容器圧力 0.465MPa [gage] 到達を確認した場合又は格納容器温度 190℃到達を確認した場合には原子炉格納容器の雰囲気を冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却を実施する。また、格納容器圧力 0.465MPa [gage] 到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa [gage] 以下となった時点で停止する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	原子炉圧力容器温度 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル雰囲気温度 復水貯蔵槽水位 (SA)

※1 非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高圧炉心注水系及び低圧注水系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心注水系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧注水系による原子炉注水ができない場合。

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

■: 有効評価上考慮しない操作

第 7.2.2-1 表 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉格納容器下部への注水	原子炉压力容器下鏡部温度 300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合、原子炉压力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、原子炉格納容器下部の水位が 2m（総注水量 180m ³ ）に到達した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉压力容器温度 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 格納容器下部水位 復水貯蔵槽水位（SA）
原子炉压力容器破損確認	原子炉压力容器破損を直接確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する。	—	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 原子炉压力容器温度 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 格納容器内圧力（D/W） ドライウェル雰囲気温度
溶融炉心への注水	原子炉压力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う ^{※1} 。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク コリウムシールド	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL）	復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱 ^{※2}	代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却系の運転を開始し、溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は、格納容器下部注水と格納容器スプレイに復水補給水流量計を用いることによって流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイする。	復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL）	復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度 サブプレッション・チェンバ・プール水位

※1 原子炉压力容器破損時の影響により、格納容器下部水位計による監視ができない場合であっても、以下の条件の一部又は全てについての数時間の推移を確認することにより、総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。

- ・原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- ・ドライウェルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- ・原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること

また、サブプレッション・チェンバ・プール水位がリターンライン高さ（通常運転水位+約 1.5m）を超える場合には、リターンラインを通じたサブプレッション・チェンバのプール水の原子炉格納容器下部への流入による溶融炉心の冷却に期待でき、サブプレッション・チェンバ・プール水位計によってこれを推定することができる。

※2 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取外機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

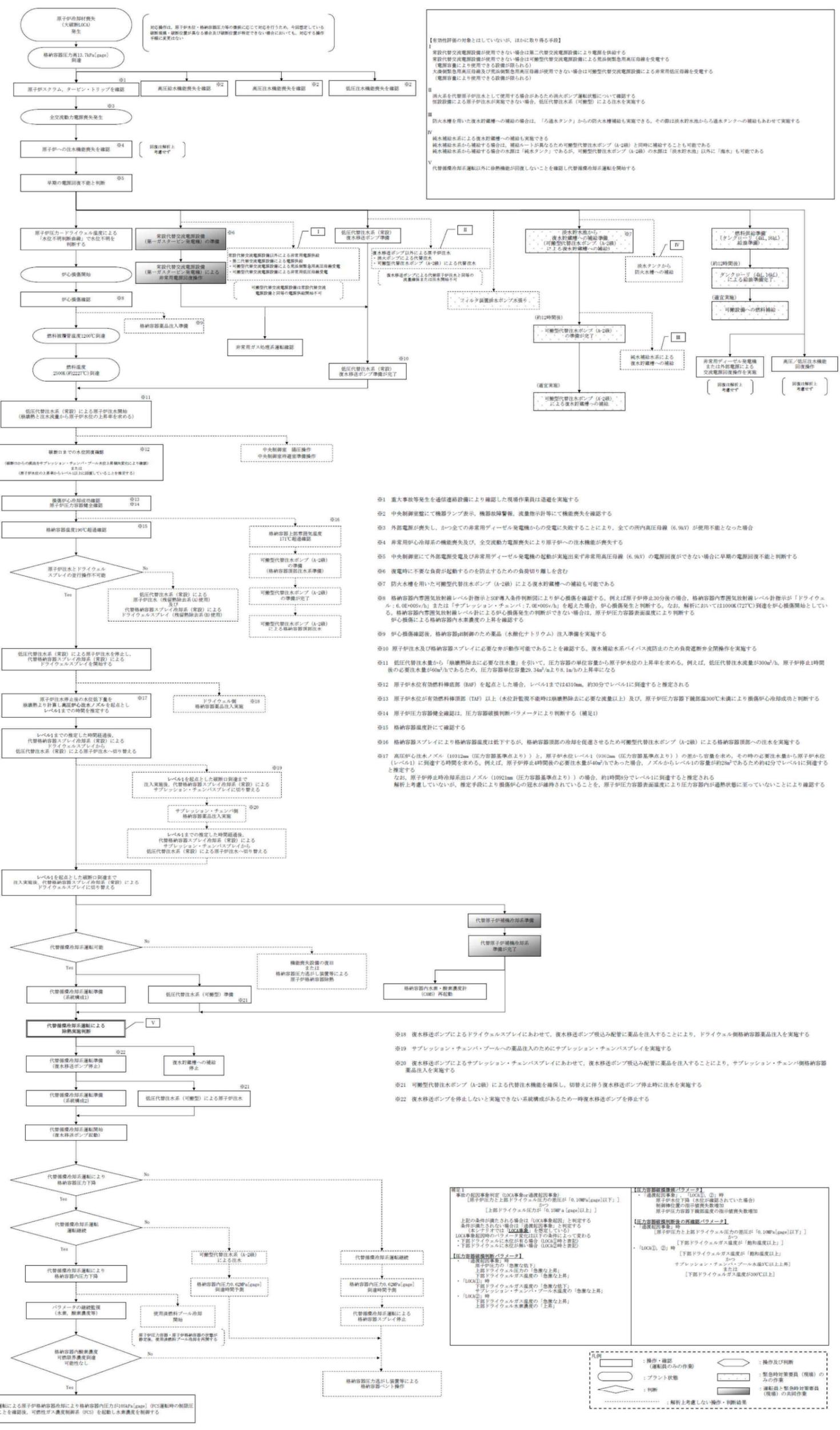
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効評価上考慮しない操作

(解野上の時間)

(約9分)

(約10分)



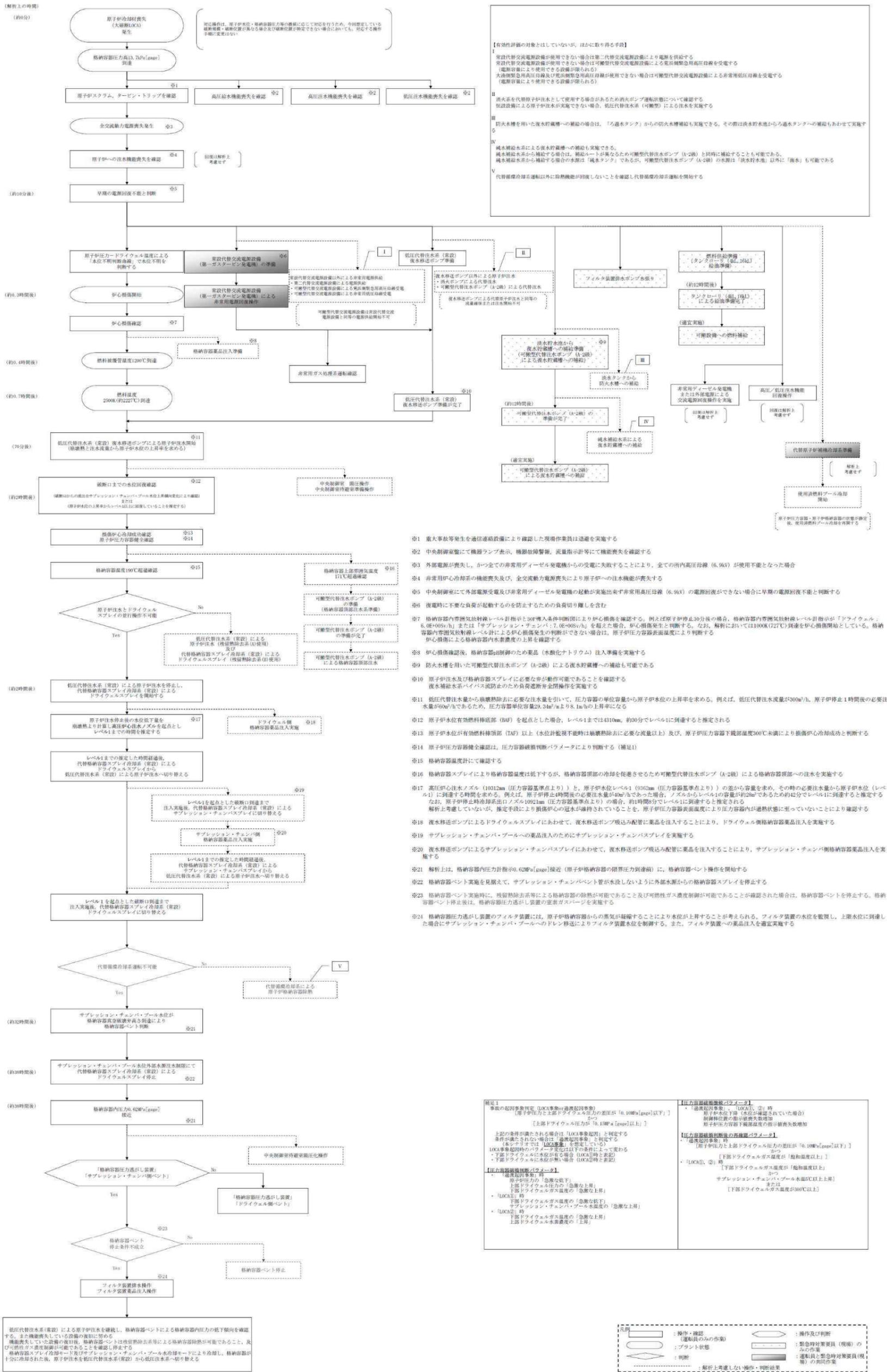
第 7.2.1.2-5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用する場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）											備考													
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22		24	26	28	30	32								
	8号	7号	8号	7号	8号	7号		事故発生 19:03時 炉心挿入開始 19:09時 原子炉注水開始 約20分 燃料口まで水位確認 20時 代替原子炉補機冷却系 運転開始 約25分 代替循環冷却系 運転開始																								
低圧代替注水系（常設）注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入外操作	燃料口まで水位確認後、適宜原子炉注水と格納容器スプレいの切り替えを繰り返し実施																								
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ外操作	適宜原子炉注水と格納容器スプレいの切り替えを繰り返し実施																								
非常用ガス処理系による原子炉建屋負圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉建屋差圧監視 ・原子炉建屋差圧調整	適宜実施																								
原子炉ウエル注水（解析上考慮せず）	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による原子炉ウエル注水 ・放射線防護設備準備/設置	10分 10分 適宜実施																								要員を確保して対応する
可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による淡水貯水池から淡水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	-	8人 (4人) ※1	・放射線防護設備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による淡水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2線）移動、ホース敷設（可搬型代替注水ポンプ（A-2線）から接続口）、ホース接続） ・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による淡水貯蔵槽への補給	10分 30分 適宜実施																								
給油準備	-	-	-	-	-	※1	・軽油タンクからタンクローリ（10t）への補給	10分																								タンクローリ（10t）状態に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-	-	(2人)	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施																								適宜実施
格納容器ベント準備操作（解析上考慮せず）	(1人) A	(1人) a	-	-	-	(2人)	・格納容器ベント準備 ・フィルタ装置水位調整準備（燃料ポンプ水張り）	30分 80分																								要員を確保して対応する
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系統構成 ・放射線防護設備準備/設置	10分 30分																								
給油準備	-	-	-	-	-	※2	・軽油タンクからタンクローリ（4t）への補給	140分																								タンクローリ（4t）状態に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-	-	(2人)	・電源車への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油	適宜実施																								適宜実施
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	-	※3 (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施																								適宜実施
原子炉格納容器内水素・酸素濃度計（CAMS）再起動	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・原子炉格納容器内水素・酸素濃度計（CAMS）起動操作 ・原子炉格納容器内水素・酸素濃度監視	30分																								CAMS起動操作後、代替循環冷却系準備操作を実施し、適宜原子炉格納容器内可燃性ガス濃度を確認する
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による原子炉への注水準備	10分 30分																								
代替循環冷却系（系統構成1）準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	10人（参集）	・放射線防護設備準備/設置 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による原子炉への注水準備（ホース敷設（可搬型代替注水ポンプ（A-2線）から接続口）、ホース接続）	10分 30分																								
代替循環冷却系（系統構成2）準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代替循環冷却系 中央制御室系統構成 ・現場移動 ・代替循環冷却系 現場系統構成（低圧代替注水に影響のない部分）	30分 10分 30分																								20分：原子炉最大注水 20分：格納容器最大スプレイ 20分：復水移送ポンプ全停 20分：代替循環冷却系 運転開始
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系高圧炉心注水第一止め弁、第二止め弁 ・低圧注水系 注入外操作 ・原子炉注水状態確認	30分 30分																								
代替循環冷却系 運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動 ・低圧注水用送水弁、格納容器スプレイ外操作	5分																								操作時間の50分間は、可搬型代替注水ポンプ（A-2線）の起動等に30分間、原子炉への注水を10分間とする
代替循環冷却系 運転状態監視	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代替循環冷却系による原子炉圧力管理、原子炉格納容器の状態監視	適宜実施																								原子炉格納容器状態監視には水素・酸素濃度の継続監視を含む
使用済燃料プール冷却 再開（解析上考慮せず）	(1人) B	(1人) b	-	-	-	(8人)	・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による使用済燃料プールへの補給 ・燃料プール冷却浄化系 系統構成	10分 30分																								燃料プール水温「70℃」以下維持 要員を確保して対応する
給油準備	-	-	-	-	-	2人	・放射線防護設備準備/設置 ・軽油タンクからタンクローリ（4t）への補給	10分 140分																								タンクローリ（4t）状態に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ（A-2線）への給油	適宜実施																								適宜実施

※ 有効性評価で考慮しない作業を含めると要員は「10人」となる
（ ）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7. 2. 1. 2-6 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）(2/2)



【有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段】

I 常設代替交流電源設備が使用できない場合は第二代替交流電源設備により電源を供給する
 常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用高圧母線を受電する
 (電源容量により使用できる設備が限られる)
 非常用緊急電源(非常用ディーゼル発電機)が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線を受電する
 (電源容量により使用できる設備が限られる)

II 消防車を代替原子炉注水として使用する場合はため消火ポンプ運転状態について確認する
 施設設備による原子炉注水が実施できない場合、低圧代替注水(可搬型)による注水を実施する

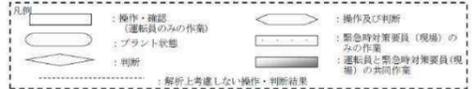
III 防大水槽を用いた復水貯蔵槽への補給の場合は、「ろ過水タンク」からの防大水槽補給も実施できる。その際は防大水槽からろ過水タンクへの補給もあわせて実施する

IV 純水補給水による復水貯蔵槽への補給も実施できる。
 純水補給水から補給する場合は、ろ過水タンクが機能するため可搬型代替注水ポンプ(A-2機)と同時に補給することも可能である。
 純水補給水から補給する場合は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプ(A-2機)の水源は「海水」も可能である

V 代替循環冷却系運転以外に除熱機能が回復しないことを確認し代替循環冷却系運転を開始する

- ※1 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、流量指示計等に機能喪失を確認する
- ※3 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧母線(6.9kV)が使用不能となった場合
- ※4 非常用炉心冷却系の機能喪失及び、全交流動力電源喪失により原子炉への注水機能が喪失する
- ※5 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合に早期の電源回復不能と判断する
- ※6 復電時に不要な負荷が起動することを防止するための負荷切り離しを含む
- ※7 格納容器内常設放射線レベル計指示と30秒間条件判断により炉心損傷を確認する。例えば原子炉停止30分後の場合、格納容器内常設放射線レベル計指示が「ドライウェル」6.0E+005/h または「サブプレッション・チェンバ」7.0E+005/h を超えた場合、炉心損傷発生と判断する。なお、解析において(1100k(727℃)を炉心損傷開始としている。格納容器内常設放射線レベル計指示による炉心損傷発生の判断ができない場合は、原子炉圧力容器表面温度により判断する
- ※8 炉心損傷確認後、格納容器内制御のための薬品(水酸化ナトリウム)注入準備を実施する
- ※9 防大水槽を用いた復水貯蔵槽への補給も可能である
- ※10 原子炉注水及び格納容器スプレイに必要な弁が動作可能であることを確認する
 復水補給水系バイパス防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する
- ※11 低圧代替注水量から崩壊除去に必要な注水量を求め、例えば、低圧代替注水流量が300m³/h、原子炉停止1時間後の必要注水量が90m³/hであるため、圧力容器単位容量29.34m³/mより8.1m/hの上昇率になる
- ※12 原子炉水位有効燃料棒底部(BMF)を起点とした場合、レベル1までは4310m、約30分でレベル1に到達すると推定される
- ※13 原子炉水位有効燃料棒頂部(TAF)以上(水位計監視不能時は崩壊除去に必要な注水量以上)及び、原子炉圧力容器下部温度300℃未満により損傷炉心冷却と判断する
- ※14 原子炉圧力容器健全確認は、圧力容器破損判断パラメータにより判断する(補足1)
- ※15 格納容器温度計にて確認する
- ※16 格納容器スプレイにより格納容器温度は低下するが、格納容器頂部の冷却を促進させるため可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による格納容器頂部への注水を実施する
- ※17 高圧炉心注水ノズル(10312mm(圧力容器基準点より))と、原子炉水位レベル4(9302mm(圧力容器基準点より))の差から容量を求め、その時の必要注水量から原子炉水位(レベル1)に到達する時間を求める。例えば、原子炉停止時間後の必要注水量が340m³/hであった場合、ノズルからレベル1の容量が約28m³であるため約42分でレベル1に到達すると推定する
 なお、原子炉停止時冷却出力ノズル10921mm(圧力容器基準点より)の場合、約1時間分でレベル1に到達すると推定される
 解析上考慮していないが、推定手段により損傷炉心の注水が維持されていることを、原子炉圧力容器表面温度より圧力容器内の過熱状態に至っていないことにより確認する
- ※18 復水移送ポンプによるドライウェルスプレイにあわせて、復水移送ポンプ吸込み配管に薬品を注入することにより、ドライウェル側格納容器薬品注入を実施する
- ※19 サプレッション・チェンバ・プールの薬品注入のためにサプレッション・チェンバスプレイを実施する
- ※20 復水移送ポンプによるサプレッション・チェンバスプレイにあわせて、復水移送ポンプ吸込み配管に薬品を注入することにより、サプレッション・チェンバ側格納容器薬品注入を実施する
- ※21 解析上は、格納容器内圧力指示0.62MPa[gage]接近(原子炉格納容器の限界圧力到達前)に、格納容器ベント操作を開始する
- ※22 格納容器ベント実施を見据えて、サプレッション・チェンバベント管が水封しないよう外部水源からの格納容器スプレイを停止する
- ※23 格納容器ベント実施時に、既置熱除去系等による格納容器の除熱が可能であること及び可燃性ガス濃度測定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、格納容器圧力逃がし装置の異常ガスバypassを実施する
- ※24 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置は、原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

<p>【格納容器圧力逃がし装置】</p> <p>格納容器圧力逃がし装置(「サブプレッション・チェンバベント」)</p> <p>「格納容器圧力逃がし装置」 「ドライウェル側ベント」</p> <p>格納容器ベント停止条件不成立</p> <p>格納容器ベント停止</p>	<p>【圧力容器破損判断パラメータ】</p> <p>「格納容器圧力逃がし装置」 「ドライウェル側ベント」</p> <p>格納容器ベント停止条件不成立</p> <p>格納容器ベント停止</p>
---	--



第 7.2.1.3-4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の対応手順の概要(代替循環冷却系を使用しない場合)

10-7-2-21

別紙 7-2-11

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）							経過時間（時間）										備考			
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）										備考		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策員 (現場)			2	4	6	8	12	16	20	24	28	32		36	40
低圧代替注水系（常設） 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注水弁操作	約0.3時間 炉心復旧開始 約12時間 原子炉注水開始 約18時間 格納容器水位調整開始 約32時間 アプリケーション・チェンバース水位 格納容器高気圧調整準備完了到達 約38時間 格納容器圧力 限界圧の到達												
代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施												
非常用ガス処理系による原子炉建屋負圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉建屋負圧監視 ・原子炉建屋負圧調整	適宜実施										格納容器ベント準備操作として非常用ガス処理系を停止する		
原子炉ウエル注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による原子炉ウエル注水	上記ドライウエル内平均気圧低下を確保 監視による水位低下を考慮して定期的注水												
	-	-	-	-	2人 ↓ (2人)	2人 ↓ (2人)	・放射線防護装置準備/装置 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による原子炉ウエルへの注水準備 (可搬型代替注水ポンプ(A-2機)移動、ホース敷設(可搬型代替注水ポンプ(A-2機)から接続口)、ホース接続)	10分										10分	人員を確保して対応する	
代替原子炉補機冷却系 準備操作(解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系接続	300分										300分	人員を確保して対応する	
	-	-	-	-	13人 (参集)	13人 (参集)	・放射線防護装置準備/装置 ・現場移動 ・管機材配置及びホース敷設、駆動及び系統水張り	10分										10分	人員を確保して対応する	
代替原子炉補機冷却系 運転(解析上考慮せず)	-	-	-	-	(3人) ↓ (3人)	(3人) ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施										現場確認中 (一時待機中)	人員を確保して対応する	
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による使用済燃料プールへの補給	・西船動準備として使用済燃料プールへの補給を実施する										120分		
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系系接続 ・燃料プール冷却浄化系再起動	30分										30分	燃料プール水温「77℃」以下維持 人員を確保して対応する	
可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人 ↓ (4人), ※1		・放射線防護装置準備/装置 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ(A-2機)移動、ホース敷設(淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2機)、可搬型代替注水ポンプ(A-2機)から接続口)、ホース接続、ホース水張り)	10分										360分		
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による復水貯蔵槽への補給	適宜実施										現場確認中 (一時待機中)	格納容器ベント前に待機準備及び待機を実施する 待機解除は作業エリアの放射線量測定後となる	
給油準備	-	-	-	-	※1		・軽油タンクからタンクローリー(16kL)への補給	120分										120分	タンクローリー(16kL) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
給油作業	-	-	-	-	(2人) ↓ (2人)		・第一ガスタービン発電機用軽油タンクへの給油	適宜実施										10分	格納容器ベント前にガスタービン発電機用軽油タンクが枯渇しないように給油する	
中央制御室待避室の隔圧化 (解析上考慮せず)	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室隔圧化装置空気供給弁開 ・中央制御室待避室隔圧調整	適宜実施										5分	格納容器ベント実施の30分前または格納容器ベント操作に運転員が現場への移動を開始した 場合に実施する 中央制御室待避室隔圧化操作完了後、格納容器ベント操作員以外が待避室へ移動する	
中央制御室待避室の隔圧化維持	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室隔圧状態確認 ・中央制御室待避室隔圧調整	適宜実施										5分	中央制御室待避室が隔圧化されていること監視し、必要に応じて適宜調整 弁により隔圧調整を実施する	
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント準備 (格納容器二次隔離弁操作、バウンダリ構成、非常用ガス処理系停止)	60分										60分		
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・放射線防護装置準備/装置 ・格納容器ベント準備 (バウンダリ構成)	10分										60分		
格納容器ベント操作	-	-	-	-	2人 (参集) ↓ ※2	2人 (参集) ↓ ※3	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分										60分	現場確認中 (一時待機中)	格納容器ベント前に待機準備及び待機を実施する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視	適宜実施										60分	待避室へ待機し格納容器ベント状態を監視する	
給油準備	-	-	-	-	8人, ※2 (参集)	8人, ※3 (参集)	・軽油タンクからタンクローリー(4kL)への補給	140分										140分	タンクローリー(4kL) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)への給油	適宜実施										10分	現場確認中 (一時待機中)	格納容器ベント前に待機準備及び待機を実施する 一時待機中に燃料が枯渇しないように補給する 待機解除は作業エリアの放射線量測定後となる

第 7.2.1.3-5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間
(代替循環冷却系を使用しない場合) (2/2)

実施箇所・必要人員数							操作の内容	経過時間 (時間)												備考		
責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
指揮者	6号	当直副長	1人	7号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮															
通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																	
運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																		
6号		7号		6号		7号																
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機起動確認 ・全ての原子炉注水機能喪失確認	10分														
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・非常用ガス処理系 運転確認 ・原子炉建屋差圧監視 ・原子炉建屋差圧調整	10分														
原子炉注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復															対応可能な要員により対応する
原子炉格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・残留熱除去系 スプレー弁操作	10分														要員を確保して対応する
	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	・放射線防護装備準備/装備	10分														
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器スプレーにあわせた薬品注入	80分														
原子炉格納容器下部注水系 準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉格納容器下部への注水準備 ・低圧代替注水系 (常設) 系統構成				40分											
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備/装備	10分														
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場系統構成 空復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分														
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作				5分											
格納容器下部注水系 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉圧力容器破損前の初期注水															
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水															原子炉格納容器下部に残留熱相当量を継続注水
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	・放射線防護装備準備/装備	10分														要員を確保して対応する
	-	-	-	-	-	-	・原子炉格納容器下部注水にあわせた薬品注入	30分														
代替格納容器スプレー冷却系 (常設) 準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認	30分														原子炉格納容器薬品注入操作において実施済みとなる
代替格納容器スプレー冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレー弁操作															原子炉圧力容器破損確認まで継続実施
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレー弁操作															0.465~0.390MPa[gage]で開欠スプレー
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備/装備															10分
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系統構成															300分
	-	-	-	-	13人 (13名) ※1	13人 (13名) ※1	・放射線防護装備準備/装備															10分
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り															600分
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人 ↓ (6人) ※2	6人 ↓ (6人) ※2	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り)															360分
	-	-	-	-	2人 ↓ ※3	2人 ↓ ※3	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への補給															
給油準備	-	-	-	-	-	-	・放射線防護装備準備/装備															10分
給油作業	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給															140分
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油															タンクローリ (4kL) 降量に応じて適宜軽油タンクから補給

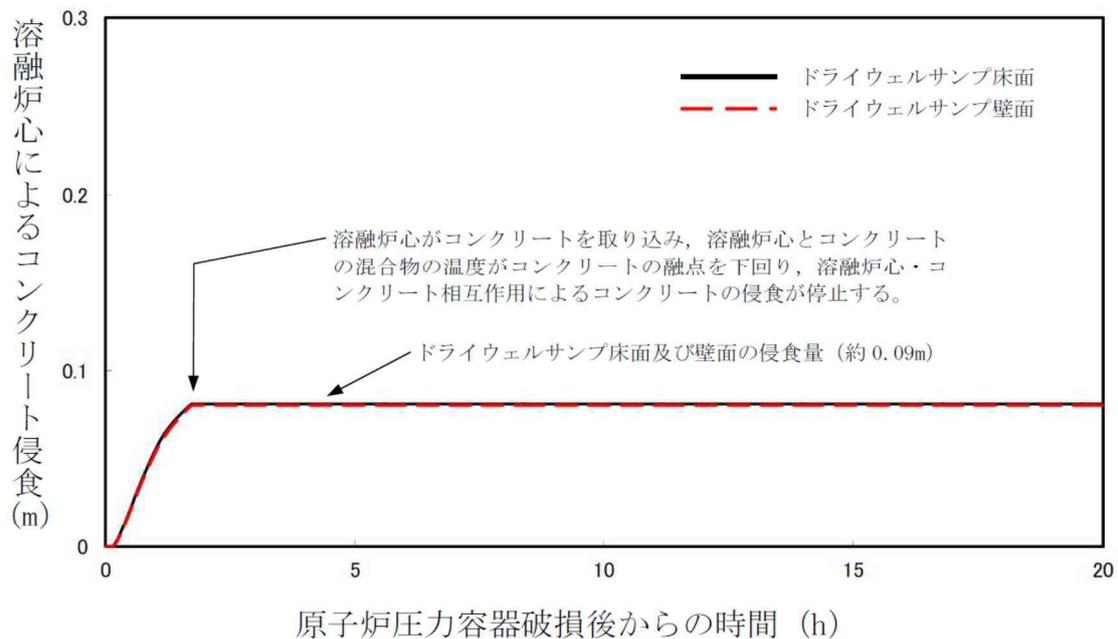
第 7.2.2-6 図 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(1/2)

高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）										備考				
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			14	16	18	20	22	24	26	28	30	32		34	36		
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) c, D	(2人) e, d	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系統構成	300分														
	-	-	-	-	※1 ↓ (13人) ↓ ※4, ※5	※1 ↓ (13人) ↓ ※4, ※5	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設, 起動及び系統水張り	600分														
給油準備	-	-	-	-	※4 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリ (4tL) への補給				140分											タンクローリ (4tL) 積込に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	-	-	-	-			・電源車への給油 ・大容量送水車 (熱交換器ユニット用) への給油															適宜実施
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※5 ↓ (3人)	※5 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視															適宜実施
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成1)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・代替循環冷却系 中央制御室系統構成	30分	この時間内に実施													
	-	-	(4人) c, D E, F	(4人) e, d e, f	-	-	・現場移動 ・代替循環冷却系 現場系統構成 (代替格納容器スプレイに影響のない部分)	120分	この時間内に実施													
原子炉格納容器下部注水系操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水															原子炉格納容器下部に崩壊熱相当量を継続注水
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作															0.465~0.390MPa[gage]で開欠スプレイ
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成2)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却系 中央制御室系統構成	30分														
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・現場移動 ・代替循環冷却系 現場系統構成 (復水貯蔵槽吸込弁)	30分														
	-	-	(2人) c, D	(2人) e, d	-	-	・現場移動 ・代替循環冷却系 現場系統構成 (残留熱除去系高压炉心注水系第一止め弁, 第二止め弁)	30分														
代替循環冷却系 運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動 ・格納容器スプレイ弁, 原子炉格納容器下部注水弁操作															5分
代替循環冷却系 運転状態監視	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代替循環冷却系による原子炉格納容器の状態監視															適宜実施
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※2 ↓ (4人)		・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への補給															適宜実施
給油作業	-	-	-	-	※3 ↓ (2人)		・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油															適宜実施
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 c, D, E, F	4人 e, d, e, f	8人 (参集要員26人)																	

() 内の数字は他の作業終了後, 移動して対応する人員数

第 7. 2. 2-6 図 「高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(2/2)



第 7.2.5-14 図 原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移 (溶融物の落下量及び溶融物のポロシティを保守的に考慮する場合)

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-1	24行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-2	2行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-2	6行～7行	燃料プール代替注水系(可搬型)※1	燃料プール代替注水系※1
10-7-3-2	18行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-3	13行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-3	14行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-3	15行～16行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-3	18行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-3	19行	必要な遮蔽	必要な遮蔽※2
10-7-3-3	20行	使用済燃料プール水位※2	使用済燃料プール水位
10-7-3-3	21行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-3 ～ 10-7-3-4	24行 ～ 10行	<p>※2 必要な遮蔽の目安は<u>緊急作業時の被ばく限度(100mSv)等と比べ、余裕を考慮し、また通常時の現場線量率での実績値(蒸気乾燥器の取り付け又は取り外し作業の実績 平成 23年 10月 柏崎刈羽原子力発電所7号炉 約11mSv/h)を参考として設定する。この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。</u></p> <p><u>なお、前述する現場線量率での実績値は設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合の測定点の値であり、設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待する場合の測定点の値では約1mSv/hとなり、必要な遮蔽の目安(10mSv/h)以下であった。このように、通常作業に対する作業員の放射線影響は、線源との離隔距離を確保する、作業時間を短くする、遮蔽を実施するなど、過度な被ばくをしないように運用面も含んだ対策が可能である。</u></p>	<p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故1における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業は、燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッド)を使用する場合、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置が想定される。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。</p>
10-7-3-6	9行～ 10行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-6	14行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-6	24行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-7	9行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-7	12行～13行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-7	22行	必要な遮蔽の目安と考える10mSv/hと比べて	必要な遮蔽の目安とした10mSv/h ^{※2} と比べて
10-7-3-7	24行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティングフロア
10-7-3-8	4行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-8	15行～16行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-10	2行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティングフロア
10-7-3-11	10行	1日以上(10mSv/hの場合、6号及び7号炉は約1.1日)、	1日以上(10mSv/h ^{※2} の場合、6号及び7号炉は約1.1日)、
10-7-3-11	13行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-11	22行	1日以上(10mSv/hの場合、6号及び7号炉は約1.2日)、	1日以上(10mSv/h ^{※2} の場合、6号及び7号炉は約1.2日)、
10-7-3-11	25行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-12	3行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティングフロア

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-12	9 行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティングフロア
10-7-3-12	10 行～ 11 行	約 1.1 日後 (10mSv/h の場合, 6 号炉では約 1.0 日後, 7 号炉では約 1.1 日後),	約 1.1 日後 (10mSv/h ^{※2} の場合, 6 号炉では約 1.0 日後, 7 号炉では約 1.1 日後),
10-7-3-12	16 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-13	8 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-13	10 行～ 15 行	評価上の操作開始時間を事象発生 12 時間後として設定しているが, 他の操作との重複はないことから, 使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり, 実態の操作開始時間が早まる可能性があることから, 運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	当該操作は他の操作との重複はなく, 使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり, その準備操作にかかる時間は 360 分を想定していることから, 実態の操作開始時間は想定している事象発生から 12 時間後より早まる可能性があり, 運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。
10-7-3-13	17 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-14	1 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-14	3 行～ 4 行	1 日以上 (10mSv/h の場合, 6 号及び 7 号炉は約 1.4 日),	1 日以上 (10mSv/h ^{※2} の場合, 6 号及び 7 号炉は約 1.4 日),
10-7-3-14	19 行	7.5.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果	7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-15	10行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-15	18行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-16	2行～3行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-16	19行～20行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-16	22行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-17	14行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-18	21行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-18	22行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-19	3行～4行	燃料プール代替注水系(可搬型) ※1	燃料プール代替注水系※1
10-7-3-19	15行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-20	15行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-20	16行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-20	18行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-20	20行～21行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-20	22行～ 23行	必要な遮蔽を確保できる使用済燃料プール水位 ^{※2} より高く維持する。	必要な遮蔽 ^{※2} を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。
10-7-3-20	24行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-21	2行～ 13行	<p>※2 必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)等と比べ、余裕を考慮し、また通常時の現場線量率での実績値(蒸気乾燥器の取り付け又は取り外し作業の実績 平成 23年 10月 柏崎刈羽原子力発電所7号炉 約11mSv/h)を参考として設定する。この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。</p> <p>なお、前述する現場線量率での実績値は設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合の測定点の値であり、設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待する場合の測定点の値では約1mSv/hとなり、必要な遮蔽の目安(10mSv/h)以下であった。このように、通常作業に対する作業員の放射線影響は、線源との離隔距離を確保する、作業時間を短くする、遮蔽を実施するなど、過度な被ばくをしないように運用面も含んだ対策が可能である。</p>	<p>※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故2における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも10mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業は、燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッド)を使用する場合における可搬型スプレイヘッド及びホースの設置、及びサイフォン現象による使用済燃料プール水流出を原子炉建屋オペレーティングフロアで隔離する場合における弁の手動隔離が想定される。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
			この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約 2.1m 下の位置である。
10-7-3-24	14 行～ 15 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-24	19 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-25	6 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-26	2 行～ 3 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-26	7 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-26	10 行～ 11 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-26	20 行	必要な遮蔽の目安と考える 10mSv/h と比べて	必要な遮蔽の目安と考える 10mSv/h ^{※2} と比べて
10-7-3-26	22 行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティングフロア
10-7-3-27	2 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-27	14 行～ 15 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-28	5 行～ 6 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-28	17 行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-29	4行～ 5行	燃料プール代替注水系(可 <u>搬型</u>)	燃料プール代替注水系
10-7-3-29	12行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティ <u>ングフロア</u>
10-7-3-29	21行～ 22行	燃料プール代替注水系(可 <u>搬型</u>)	燃料プール代替注水系
10-7-3-30	6行	燃料プール代替注水系(可 <u>搬型</u>)	燃料プール代替注水系
10-7-3-31	8行	16時間以上(10mSv/hの場 合,6号及び7号炉は約16 時間),	16時間以上(10mSv/h ^{※2} の 場合,6号及び7号炉は約 16時間),
10-7-3-31	11行	燃料プール代替注水系(可 <u>搬型</u>)	燃料プール代替注水系
10-7-3-31	20行～ 21行	約20時間(10mSv/hの場 合,6号及び7号炉は約20 時間),	約20時間(10mSv/h ^{※2} の場 合,6号及び7号炉は約20 時間),
10-7-3-31	23行	燃料プール代替注水系(可 <u>搬型</u>)	燃料プール代替注水系
10-7-3-32	1行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティ <u>ングフロア</u>
10-7-3-32	4行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティ <u>ングフロア</u>
10-7-3-32	10行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティ <u>ングフロア</u>
10-7-3-32	11行～ 12行	約1.1日後(10mSv/hの場 合,6号炉では約1.0日後, 7号炉では約1.1日後),	約1.1日後(10mSv/h ^{※2} の 場合,6号炉では約1.0日 後,7号炉では約1.1日 後),
10-7-3-32	16行～	燃料プール代替注水系(可 <u>搬型</u>)	燃料プール代替注水系

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
	17行	<u>搬型)</u>	
10-7-3-34	7行	燃料プール代替注水系(<u>可搬型)</u>	燃料プール代替注水系
10-7-3-34	10行～ 15行	<u>評価上の操作開始時間は事象発生12時間後を設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プール水位の低下による異常の認知後に冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認した時点で注水準備に着手可能であり、評価上の操作開始時間に対し、実態の操作開始時間は早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u>	<u>当該操作は他の操作との重複はなく、使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能であり、その準備操作にかかる時間は360分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から12時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u>
10-7-3-34	17行～ 18行	燃料プール代替注水系(<u>可搬型)</u>	燃料プール代替注水系
10-7-3-34	22行～ 24行	約7時間(10mSv/hの場合、6号及び7号炉は約7時間)、注水操作に対して約23時間(10mSv/hの場合、6号及び7号炉は約23時間)	約7時間(10mSv/h ^{※2} の場合、6号及び7号炉は約7時間)、注水操作に対して約23時間(10mSv/h ^{※2} の場合、6号及び7号炉は約23時間)
10-7-3-35	6行～ 7行	約7時間(10mSv/hの場合、6号及び7号炉は約7時間)、	約7時間(10mSv/h ^{※2} の場合、6号及び7号炉は約7時間)、
10-7-3-35	11行	燃料プール代替注水系(<u>可搬型)</u>	燃料プール代替注水系

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-35	13行	約23時間(10mSv/hの場合、6号及び7号炉は約23時間)、	約23時間(10mSv/h ^{※2} の場合、6号及び7号炉は約23時間)、
10-7-3-36	5行	7.5.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果	7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
10-7-3-36	20行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-37	4行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-37	13行～14行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-38	7行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-38	10行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-39	1行	燃料プール代替注水系(可搬型)	燃料プール代替注水系
10-7-3-40		第7.3.1-1表「想定事故1」の重大事故等対策について	別紙7-3-1に変更する。
10-7-3-42		第7.3.1-2表 主要評価条件(想定事故1)(2/2)	別紙7-3-2に変更する。
10-7-3-43		第7.3.2-1表「想定事故2」の重大事故等対策について	別紙7-3-3に変更する。
10-7-3-45		第7.3.2-2表 主要評価条件(想定事故2)(2/2)	別紙7-3-4に変更する。
10-7-3-47		第7.3.1-2図「想定事故1」の対応手順の概要	別紙7-3-5に変更する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-3-48		第 7.3.1-3 図 「想定事故 1」 の作業と所要時間	別紙 7-3-6 に変更する。
10-7-3-51		第 7.3.2-2 図 「想定事故 2」 の対応手順の概要	別紙 7-3-7 に変更する。
10-7-3-52		第 7.3.2-3 図 「想定事故 2」 の作業と所要時間	別紙 7-3-8 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 7.3.1-1 表 「想定事故 1」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却機能喪失確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プール冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	-	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後、使用済燃料プール水温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。	-	-	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 復水移送ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	燃料プール代替注水系の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系による使用済燃料プール注水により、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設スプレイヘッド 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水 (可搬型スプレイ設備)	常設スプレイヘッドが使用できない場合、可搬型スプレイヘッドを用いた燃料プール代替注水系による使用済燃料プール注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	軽油タンク	可搬型スプレイヘッド 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
: 有効性評価上考慮しない操作

第 7.3.1-2 表 主要評価条件 (想定事故 1) (2/2)

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	燃料プール代替注水系	45m ³ /h (4 台) ※1 で注水	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して、事象発生から 12 時間後までは、その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系 (常設スプレイヘッド)、燃料プール代替注水系 (可搬型スプレイヘッド) の注水容量はともに 45m³/h 以上(4 台)である。

第 7.3.2-1 表 「想定事故 2」の重大事故等対策について

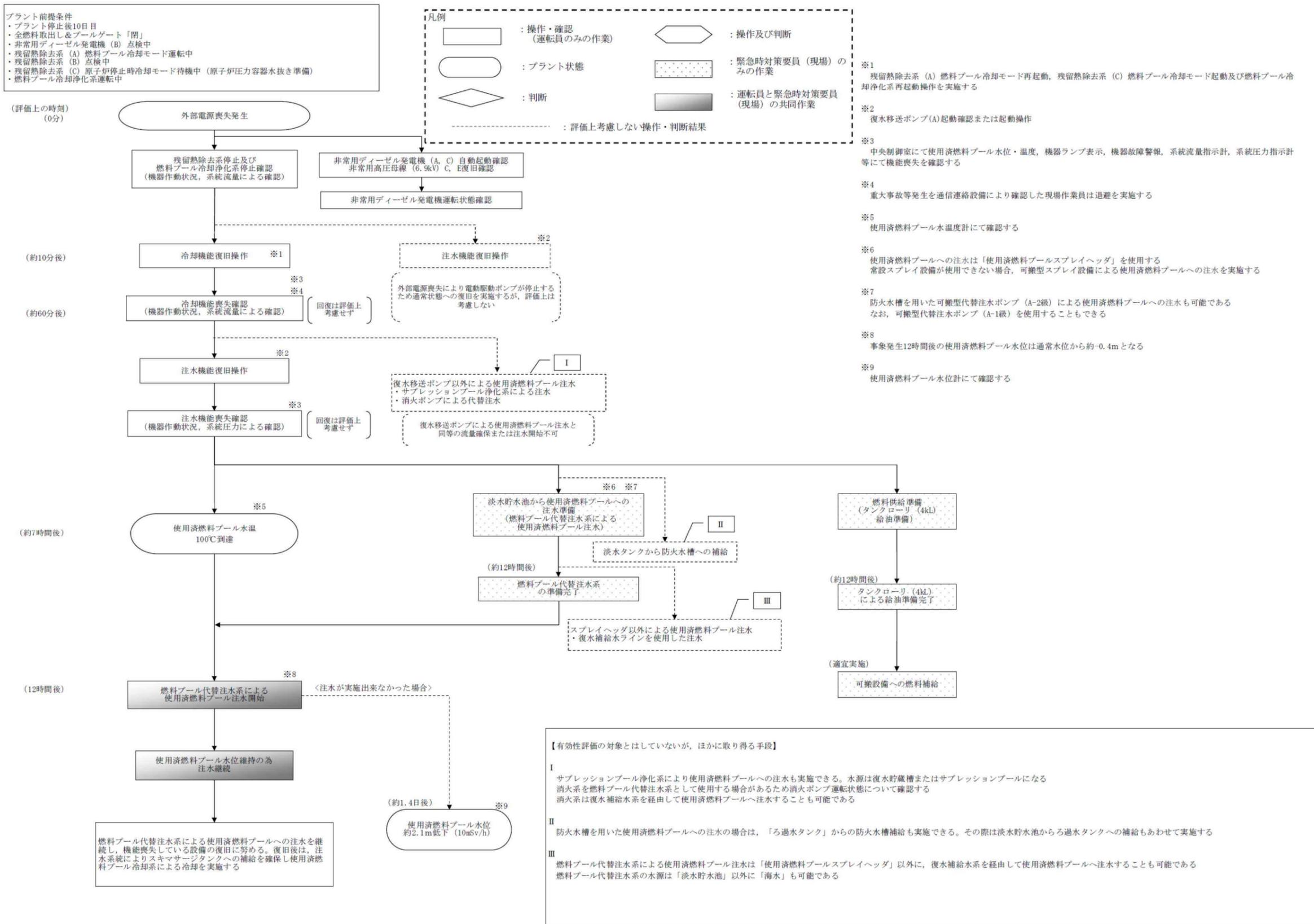
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管損傷によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	—	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの水位低下分を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。	—	—	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系系統流量】 復水移送ポンプ吐出圧力 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プール漏えい箇所の隔離	使用済燃料プール又はスキマサージタンク水位低下に伴い発生する警報により漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、使用済燃料プール本体からの漏えいではないことから、サイフォン現象による漏えいであることを判断し、使用済燃料プールの冷却系の配管の手動弁を閉止することで漏えい箇所の隔離が完了する。	—	—	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	燃料プール代替注水系の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設スプレイヘッダ 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ(A-2級) タンクローリ (4kL)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水 (可搬型スプレイ設備)	常設スプレイヘッダが使用できない場合、可搬型スプレイ設備を用いた燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	軽油タンク	可搬型スプレイ設備 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) タンクローリ (4kL)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
: 有効性評価上考慮しない操作

第 7.3.2-2 表 主要評価条件 (想定事故 2) (2/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系等の機能喪失を設定
	配管損傷の想定	残留熱除去系の配管内径の 1/2 の長さ と配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラックによる損傷	低圧配管であるため、全周破断の発生は考えづらいと考え貫通クラックによる損傷を想定
	サイフォン現象による漏えい量	約 70m ³ /h	想定される異物の弁への噛み込みにより逆止弁が固着し、その機能が十分に働かない状態を想定。なお、サイフォン現象による漏えいを停止させる配管の孔（サイフォンブレイク孔）によるサイフォンブレイクには期待しない
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に 関連する 機器条件	燃料プール代替注水系	45m ³ /h (4 台) ※1 で注水	燃料プール代替注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 関連する 操作条件	使用済燃料プール漏えい隔離	事象発生から 150 分後	認知、現場調査、漏えい箇所隔離までの操作の作業想定時間に余裕を含めて設定 (水位低下認知及び注水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認に余裕を踏まえ 1 時間、水位低下要因調査及び現場隔離操作箇所への移動に 1 時間、隔離操作実施に 30 分の合計 150 分)
	燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して、事象発生から 12 時間後までは、その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系 (常設スプレイヘッド)、燃料プール代替注水系 (可搬型スプレイヘッド) の注水容量は、ともに 45m³/h 以上(4 台)である。



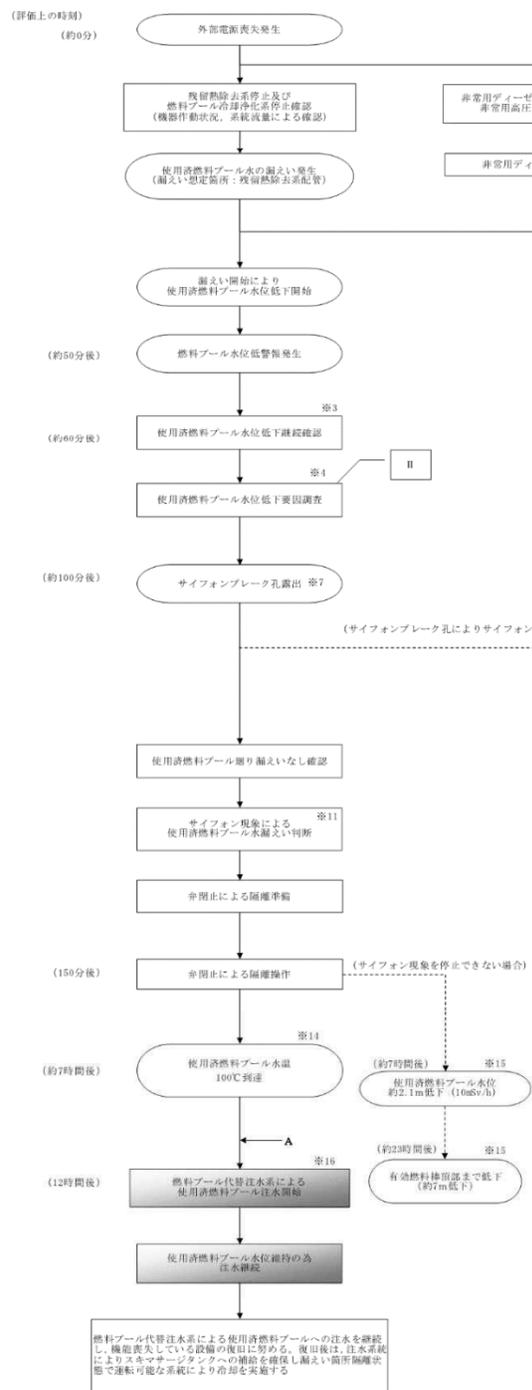
第 7.3.1-2 図 「想定事故 1」 の対応手順の概要

想定事故1

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)														備考	
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮		事象発生 約7時間 使用済燃料プール水温100℃到達 プラント状況確認 約60分 冷却機能喪失確認 注水機能喪失確認 12時間 使用済燃料プール注水開始																
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																	
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)																	
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・使用済燃料プール冷却系停止確認 (燃料プール冷却浄化系ポンプ, 残留熱除去系ポンプ) ・非常用ディーゼル発電機 自動起動確認	10分															
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・使用済燃料プール水位, 温度監視	適宜実施															
使用済燃料プール冷却系復旧作業 (評価上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・使用済燃料プール冷却系 機能回復 (燃料プール冷却浄化系ポンプ, 残留熱除去系ポンプ)														対応可能な要員により対応する		
使用済燃料プール注水系復旧作業 (評価上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・使用済燃料プール注水系 機能回復 (復水補給水系)														対応可能な要員により対応する		
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水 (常設スプレイヘッド使用)	-	-	-	-	6人		・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動, ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級), 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口), ホース接続, ホース水張り) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水	10分											360分				
									適宜実施														
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水 (可搬型スプレイヘッド使用) (評価上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール注水準備 (建屋内ホース敷設, 可搬型スプレイノズル設置) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール注水準備 (建屋内ホース接続) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動, ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級), 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から建屋内ホース), ホース接続, ホース水張り) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水															常設スプレイヘッド使用不可の場合要員を確保して対応する	
給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給	10分											140分		タンクローリ (4kL) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
									適宜実施														
給油作業	-	-	-	-			・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油															適宜実施	
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	0人	0人	8人		原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く (運転開始直後を考慮しても使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで 1日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。 () 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。																

第 7.3.1-3 図 「想定事故1」の作業と所要時間

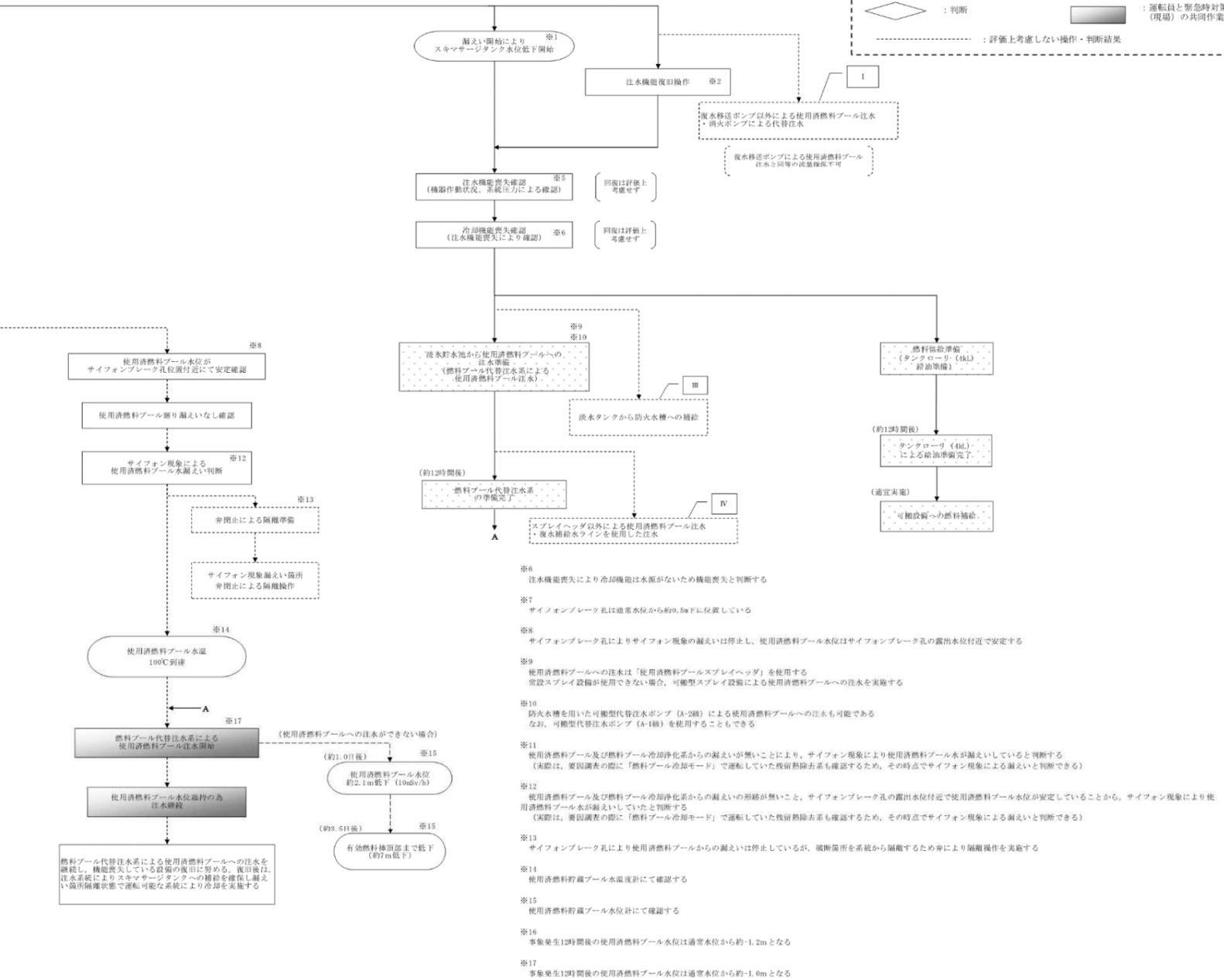
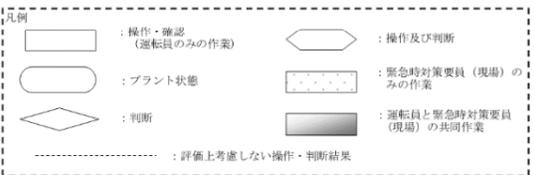
プラント前提条件
 ・プラント停止後10日目
 ・全燃料取出しポンプ「閉」
 ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (A) 燃料プール冷却モード運転中
 ・残留熱除去系 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (C) 原子炉停止時冷却モード特機中 (原子炉力容器水抜き準備)
 ・燃料プール冷却浄化系運転中



- ※1 実際は、使用済燃料プール側の水頭圧により漏えい量が抑制されることも考えられる
- ※2 復水移送ポンプ(A)起動確認または起動操作
 評価上、残留熱除去系ポンプの機能喪失を想定しているため、残留熱除去系ポンプを用いた使用済燃料プールへの補給も機能喪失を想定
- ※3 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は避難を実施する
- ※4 下記により要因調査を実施する
 ・「燃料プールライナドレン漏えい火」警報発生有無
 ・現場のライナドレン目視も確認する
 ・「FVポート/HP、PCV開漏えい火」警報発生有無
 ・現場の流量指示計及びファンネルへの流入も確認する
 ・燃料プール冷却浄化系まわりの確認
- ※5 中央制御室にて使用済燃料プール水位・温度、機器ランプ表示、機器故障警報、系統圧力指示計等にて機能喪失を確認する

【有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段】

- I 消火系を燃料プール代替注水系として使用する場合はため消火ポンプ運転状態について確認する
 消火系は復水補給水系を経由して使用済燃料プールへ注水することも可能である
- II 「床漏えい検出器」により漏えいエリアを特定できる場合もある
- III 防火水槽を用いた使用済燃料プールへの注水の場合は、「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は淡水貯水池からろ過水タンクへの補給もあわせて実施する
- IV 燃料プール代替注水系による使用済燃料プール注水は「使用済燃料プールのスプレッド」以外に、復水補給水系を経由して使用済燃料プールへ注水することも可能である
 可燃型燃料プール代替注水系の水源は「淡水貯水池」以外に「海水」も可能である



第 7.3.2-2 図 「想定事故2」の対応手順の概要

想定事故 2																																		
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)										備考														
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		30	60	90	120	150	3	4	5	6	7	8	9		10	11	12	13										
指揮者	6号		当直副長		1人		各号炉運転操作指揮																											
	7号		当直副長		1人																													
通報連絡者	緊急時対策本部要員						5人																											
	中央制御室連絡 発電所外部連絡																																	
運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																														
6号		7号		6号		7号		6号		7号																								
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・使用済燃料プール冷却系停止確認 (燃料プール冷却浄化系ポンプ、残留熱除去系ポンプ) ・非常用ディーゼル発電機自動起動確認 ・スキマサージタンク水位低下確認 ・使用済燃料プール水位低下確認	10分	適宜実施																									
使用済燃料プール注水復旧作業 (評価上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・使用済燃料プール注水系 機能回復 (復水補給水系)		対応可能な要員により対応する																									
使用済燃料プール水位低下要因調査	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・警報確認による要因調査	30分																										
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・現場確認	10分	60分																									
使用済燃料プール漏えい箇所の隔離	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・電動弁の隔離			10分																								
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・原子炉建屋原子炉区域2階 弁室での弁操作			30分																								
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水 (常設スプレイヘッド使用)	-	-	-	-	-	6人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続、ホース水張り) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水	10分											360分	適宜実施														
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による淡水貯水池から使用済燃料プールへの注水 (可搬型スプレイヘッド使用) (評価上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水準備 (建屋内ホース敷設、可搬型スプレイノズル設置) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水準備 (建屋内ホース接続) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から建屋内ホース)、ホース接続、ホース水張り) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を用いた使用済燃料プール注水	適宜実施																										
給油準備	-	-	-	-	-	2人	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリ (4t) への補給	10分											140分	タンクローリ (4t) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給														
給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油	適宜実施																										
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	8人																													

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く (運転開始直後を考慮しても使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで1日以上)、原子炉側の事故対応が取東に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

第 7.3.2-3 図 「想定事故 2」 の作業と所要時間

頁	行	補正前	補正後
10-7-4-8	7行～ 8行	必要な遮蔽が維持される水位 ^{※4} である	必要な遮蔽 ^{※4} が維持される水位である
10-7-4-8	10行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティングフロア
10-7-4-8 ～ 10-7-4-9	16行 ～ 3行	<p>※4 必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)等と比べ、余裕を考慮し、また通常時の現場線量率での実績値(蒸気乾燥器の取り付け又は取り外し作業の実績 平成 23 年 10 月 柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉 約 11mSv/h)を参考として設定する。この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上(通常水位から約 2.4m 下)の位置である。なお、前述する現場線量率での実績値は設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合の測定点の値であり、設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待する場合の測定点の値では約 1mSv/h となり、必要な遮蔽の目安(10mSv/h)以下であった。このように、通常作業に対する作業員の放射線影響は、線源との離隔距離を確保する、作業時間を短くする、遮蔽を実施するなど、過度な被ばくをしないように運用面も含んだ対策が可能である。</p>	<p>※4 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必ず必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-4-10	8行～ 9行	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である	は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上(通常水位から約 2.4m 下)の位置である。 必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h ^{※4} が維持される水位) である
10-7-4-11	22行～ 23行	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h ^{※4} が維持される水位) である
10-7-4-12	8行～ 9行	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h ^{※4} が維持される水位) である
10-7-4-25	8行～ 9行	必要な遮蔽を確保できる水位 ^{※2} である	必要な遮蔽 ^{※2} を確保できる水位である
10-7-4-25	11行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋オペレーティングフロア
10-7-4-25 ～ 10-7-4-26	20行～ 7行	※2 必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)等と比べ、余裕を考慮し、また通常時の現場線量率での実績値(蒸気乾燥器の取り付け又は取り外し作業の実績 平成 23年 10月 柏崎刈羽原子力発電所7号炉 約11mSv/h)を参考として設定する。この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上(通常水位から約 2.4m 下)の位置である。 なお、前述する現場線量	※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は1時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティング

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
		<p>率での実績値は設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合の測定点の値であり、設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待する場合の測定点の値では約1mSv/h となり、必要な遮蔽の目安 (10mSv/h) 以下であった。このように、通常作業に対する作業員の放射線影響は、線源との隔離距離を確保する、作業時間を短くする、遮蔽を実施するなど、過度な被ばくをしないように運用面も含んだ対策が可能である。</p>	<p>フロアでの操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系(可搬型スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上 (通常水位から約 2.4m 下) の位置である。</p>
10-7-4-27	13行～14行	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h ^{※2} が維持される水位) である
10-7-4-29	2行～3行	必要な遮蔽を確保できる水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が確保される水位) である	必要な遮蔽を確保できる水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h ^{※2} が確保される水位) である
10-7-4-29	15行～16行	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である	必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h ^{※2} が維持される水位) である
10-7-4-34	23行	連続定格容量が 2,950kW であり、	連続定格容量が 1 台あたり 2,950kW であり、
10-7-4-37	11行	RHR 切替え時のミニマム	RHR 系統切替え時のミニ

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-4-40	2行～ 3行	フロー弁操作誤り RHR 切替え時のミニマム フロー弁操作誤り	マムフロー弁操作誤り RHR <u>系統切替え時のミニ マムフロー弁操作誤り</u>
10-7-4-40	10行	<u>残留熱除去系切替え時の ミニマムフロー弁操作誤 り</u>	RHR <u>系統切替え時のミニ マムフロー弁操作誤り</u>
10-7-4-41	4行	RHR 切替え時のミニマム フロー弁操作誤り	RHR <u>系統切替え時のミニ マムフロー弁操作誤り</u>
10-7-4-43	18行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋 <u>オペレーティ ングフロア</u>
10-7-4-43	24行～ 25行	必要な遮蔽が維持できる 水位(<u>必要な遮蔽の目安と した 10mSv/h が維持され る水位</u>) ※ ³ である	必要な遮蔽 ^{※3} が維持でき る水位である
10-7-4-44	2行	原子炉建屋最上階	原子炉建屋 <u>オペレーティ ングフロア</u>
10-7-4-44	5行～ 6行	原子炉水位回復後、残留熱 除去系(原子炉停止時冷却 モード)運転による原子炉 圧力容器除熱を行うこと で、	原子炉水位回復後、 <u>残留熱 除去系(低圧注水モード) による原子炉注水を停止 し、残留熱除去系(原子炉 停止時冷却モード)運転に よる原子炉圧力容器除熱 を行うこと</u> で、
10-7-4-44	9行～ 20行	※3 必要な遮蔽の目安は <u>緊急作業時の被ばく限度 (100mSv)等と比べ、余裕を 考慮し、また通常時の現場 線量率での実績値(蒸気乾 燥器の取り付け又は取り 外し作業の実績 平成 23 年 10 月 柏崎刈羽原子力 発電所 7号炉 約 11mSv/h)</u>	※3 必要な遮蔽の目安と <u>した線量率は 10mSv/h と する。原子炉冷却材流出に おける原子炉建屋オペレ ーティングフロアでの作 業時間及び作業員の退避 は 1 時間以内であり、作業 員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため、緊急作</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

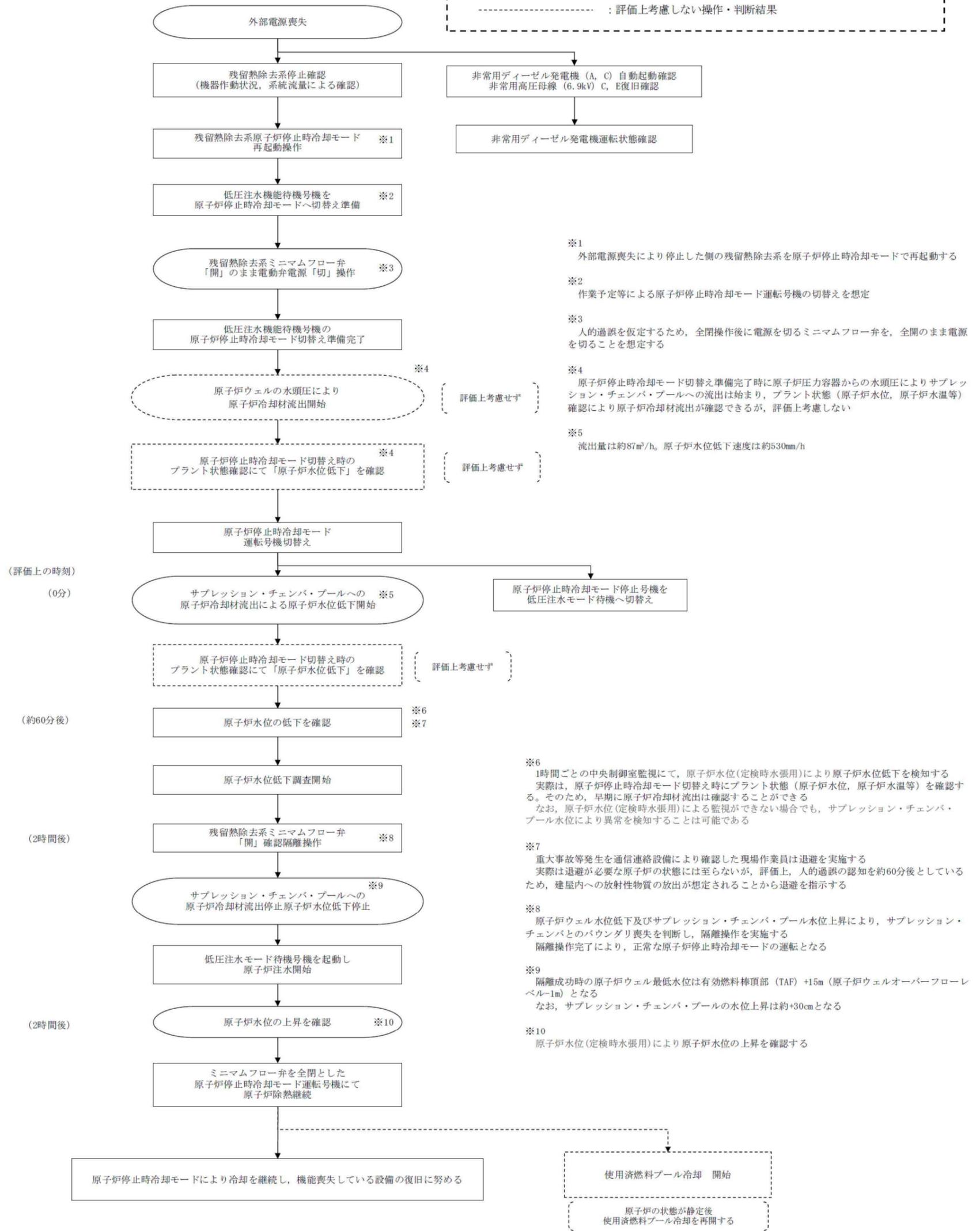
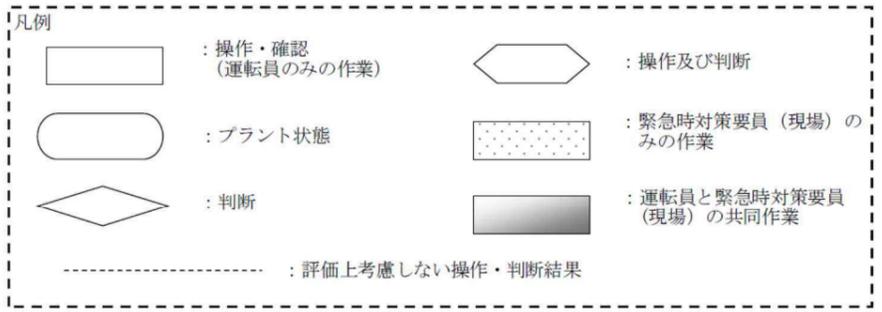
頁	行	補正前	補正後
		<p>を参考として設定する。この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 3.0m 上（原子炉ウエル満水から約 14m 下）の位置である。なお、前述する現場線量率での実績値は設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待しない場合の測定点の値であり、設置する遮蔽体の遮蔽効果に期待する場合の測定点の値では約 1mSv/h となり、必要な遮蔽の目安（10mSv/h）以下であった。このように、通常作業に対する作業員の放射線影響は、線源との離隔距離を確保する、作業時間を短くする、遮蔽を実施するなど、過度な被ばくをしないように運用面も含んだ対策が可能である。</p>	<p>業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型スプレーヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレーヘッド及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 3.0m 上（原子炉ウエル満水から約 14m 下）の位置である。</p>
10-7-4-48	7 行～ 8 行	運転員の残留熱除去系切替え時の	運転員の残留熱除去系系統切替え時の
10-7-4-48	17 行～ 18 行	実態は運転員の残留熱除去系切替え時の	実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時の
10-7-4-62	12 行～ 14 行	投入される反応度は 0.56 ドル、0.53 ドル、実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は 0.53 ドル、0.56 ドルとなる。	投入される反応度は 0.56 ドル（+10%）、0.53 ドル（-10%）、実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は 0.53 ドル（+10%）、0.56 ドル

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10-7-4-64	20行～ 24行	重要事故シーケンス「 <u>最大反応度値を有する同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が全引抜されている状態から、その隣接制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界に至る事故</u> 」について有効性評価を行った。	ル(-10%)となる。 重要事故シーケンス「 <u>停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故</u> 」について有効性評価を行った。
10-7-4-91		第7.4.3-3 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要	別紙7-4-1に変更する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

プラント前提条件
 ・原子炉ウエル満水
 ・全燃料装荷&プールゲート「閉」
 ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
 ・残留熱除去系 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中



10-7-4-7

第 7.4.3-3 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

頁	行	補正前	補正後
10-7-5-6	7行～ 9行	7.2.1.3 <u>雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)</u> 代替循環冷却系を使用しない場合	7.2.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合
10-7-5-9	14行～ 15行	7.1.4.1 <u>崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)</u>	7.1.4.1 取水機能が喪失した場合
10-7-5-9	17行～ 18行	常設代替交流電源設備の連続定格容量である	常設代替交流電源設備の <u>1台あたりの連続定格容量</u> である

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

添付書類八（追補）の補正

添付書類八（追補）を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
		追補（添付書類八）	（削除）

添付書類十（追補 1）の一部補正

添付書類十（追補1）を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
1.1-10	13行と14行の間	(追加)	・ <u>制御棒操作監視系</u>
1.1-14	8行～9行	スクラムテストスイッチ若しくは原子炉緊急停止系電源スイッチの操作が完了するまでの間,	スクラムテストスイッチ若しくは原子炉緊急停止系電源スイッチの操作により <u>制御棒を水圧駆動で挿入完了するまでの間,</u>
1.1-14	10行～11行	制御棒を <u>自動又は手動にて電動駆動で挿入する手段として有効である。</u>	<u>電動駆動で制御棒を挿入する手段として有効である。なお,電動駆動で制御棒を挿入する手段には原子炉スクラム信号又は代替制御棒挿入機能作動信号による制御棒の自動挿入及び制御棒操作監視系にて選択した制御棒の手動挿入がある。</u>
1.1-18	12行～15行	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能が作動していない場合又は <u>作動したにもかかわらず原子炉冷却材再循環ポンプが停止しない場合は,</u>	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能が作動していない場合又は原子炉冷却材再循環ポンプが <u>部分台数のみ停止している場合は,</u>
1.1-22		第1.1.1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) (フロントライン系故障時)	別紙1.1-1に変更する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.1-23		対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/2) (フロントライン系故障時)	別紙 1.1-2 に変更する。
1.1-32		第 1.1.6 図 EOP「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応タイムチャート	別紙 1.1-3 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 1.1.1 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)

(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	原子炉緊急停止系	スクラム 原子炉手動	手動スクラムボタン ※1 原子炉モードスイッチ「停止」 ※1 制御棒 制御棒駆動機構 (水圧駆動) 制御棒駆動系配管 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「スクラム」(原子炉出力)	
				代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入		ATWS 緩和設備 (代替制御棒挿入機能) ※2 制御棒 制御棒駆動機構 (水圧駆動) 制御棒駆動系配管 制御棒駆動系水圧制御ユニット
			非常用交流電源設備			重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
		原子炉冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ※2 原子炉出力抑制	ATWS 緩和設備 (代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能) ※2	重大事故等対処設備		事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「反応度制御」
				非常用交流電源設備		
		原子炉出力急上昇防止 自動減圧系の起動阻止スイッチによる	自動減圧系の起動阻止スイッチ	重大事故等対処設備		
				非常用交流電源設備		

※1: 発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に, 手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり, 重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2: 自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

※3: 代替制御棒挿入機能作動信号による制御棒の自動挿入機能がある。

※4: 制御棒自動挿入は, 運転員による操作不要の制御棒挿入機能である。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (2/2)

(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	原子炉緊急停止系	ほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「反応度制御」
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
		制御棒自動挿入 (電動挿入)	ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）※2, ※3 制御棒操作監視系 制御棒 制御棒駆動機構（電動駆動） 非常用交流電源設備	自主対策設備	— ※4
		制御棒手動挿入 (水圧挿入)	スクラムテストスイッチ 原子炉緊急停止系電源スイッチ 制御棒 制御棒駆動機構（水圧駆動） 制御棒駆動系配管 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「反応度制御」
		制御棒手動挿入 (電動挿入)	制御棒操作監視系 制御棒 制御棒駆動機構（電動駆動） 非常用交流電源設備	自主対策設備	
		原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	給水制御系 給水系（電動駆動原子炉給水ポンプ） 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系	自主対策設備	

※1：発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に、手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり、重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

※3：代替制御棒挿入機能作動信号による制御棒の自動挿入機能がある。

※4：制御棒自動挿入は、運転員による操作不要の制御棒挿入機能である。

		経過時間(分)										備考										
		1	2	6	7	8	9	10														
手順の項目	要員(数)	▽ EOP「スクラム」より導入																				
EOP「反応度制御」	中央制御室運転員A	1	原子炉冷却材再循環ポンプ停止																			
			自動減圧系、代替自動減圧系の自動起動阻止																			
			ほう酸水注入系起動(制御棒をベアロッド1組以下まで若しくは未挿入の制御棒を16ステップ以下まで挿入完了、又はほう酸水全量注入完了まで運転継続)																			
			原子炉圧力容器内の水位低下操作(出力3%以下を維持する。維持できない場合は、原子炉水位低(レベル1.5)以上に維持)																			
			原子炉手動スクラム																			
			手動による代替制御棒挿入																			
			制御棒電動挿入(制御棒をベアロッド1組以下まで若しくは16ステップ以下まで挿入完了するまで継続)																			
	中央制御室運転員B	1	スクラムテストスイッチによる制御棒手動挿入																			
			原子炉緊急停止系電源スイッチによる制御棒手動挿入																			

第 1.1.6 図 EOP「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応 タイムチャート

頁	行	補正前	補正後
1.2-7	18行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管
1.2-8	10行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管
1.2-10	2行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管
1.2-11	4行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管
1.2-11	14行～22行	<p> 高压代替注水系ポンプ，復水貯蔵槽，高压代替注水系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，高压代替注水系（注水系）配管・弁，復水補給水系配管・<u>弁</u>，高压炉心注水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ），給水系配管・弁・スパージャ，原子炉压力容器，常設代替直流電源設備，可搬型直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。 </p>	<p> 高压代替注水系ポンプ，復水貯蔵槽，高压代替注水系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，高压代替注水系（注水系）配管・弁，復水補給水系配管，高压炉心注水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ），給水系配管・弁・スパージャ，原子炉压力容器，常設代替直流電源設備，可搬型直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。 </p>
1.2-13	14行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管
1.2-14	22行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管
1.2-16	1行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管
1.2-16	23行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管

なお，頁は，平成29年6月16日付け，原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.2-17	15行～20行	また、原子炉隔離時冷却系ポンプ、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、復水補給水系配管・弁、高圧炉心注水系配管・弁及び給水系配管・弁・スパーージャは重大事故等対処設備(設計基準拡張)として位置付ける。	また、原子炉隔離時冷却系ポンプ、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、復水補給水系配管、高圧炉心注水系配管・弁及び給水系配管・弁・スパーージャは重大事故等対処設備(設計基準拡張)として位置付ける。
1.2-18	1行～6行	また、原子炉隔離時冷却系ポンプ、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、復水補給水系配管・弁、高圧炉心注水系配管・弁及び給水系配管・弁・スパーージャは重大事故等対処設備(設計基準拡張)として位置付ける。	また、原子炉隔離時冷却系ポンプ、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、復水補給水系配管、高圧炉心注水系配管・弁及び給水系配管・弁・スパーージャは重大事故等対処設備(設計基準拡張)として位置付ける。
1.2-24	7行	・復水補給水系配管・弁	・復水補給水系配管
1.2-63		第1.2.1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))	別紙1.2-1に変更する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.2-64		対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/6) (フロントライン系故障時)	別紙 1.2-2 に変更する。
1.2-65		対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (3/6) (サポート系故障時)	別紙 1.2-3 に変更する。
1.2-66		対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (4/6) (サポート系故障時)	別紙 1.2-4 に変更する。
1.2-68		対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (6/6) (重大事故等の進展抑制)	別紙 1.2-5 に変更する。
1.2-79		第 1.2.4 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動, 現場手動操作による高圧代替注水系起動 概要図	別紙 1.2-6 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 1.2.1 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)	-	原子炉隔離時冷却系による 発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ 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 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 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)	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「水位確保」等
			復水貯蔵槽 サプレッション・チェンバ 原子炉圧力容器 直流 125V 蓄電池 A 直流 125V 充電器 A	重大事故等 対処設備	
		高圧炉心注水系による 発電用原子炉の冷却	高圧炉心注水系ポンプ 高圧炉心注水系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 復水補給水系配管 原子炉補機冷却系 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)	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「水位確保」等
			復水貯蔵槽 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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（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	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系	高圧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	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ） 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 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	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等
		第二代替交流電源設備 ※1	自主対策設備		
		高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ） 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	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（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	原子炉隔離時冷却系ポンプ 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 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 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）	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等 AM 設備別操作手順書 「RCIC 現場起動」 多様なハザード対応手順 「RCIC 現場起動（排水処理）」
			復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉压力容器	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	原子炉隔離時冷却系ポンプ 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 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 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）	— ※1
			復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉压力容器 所内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	重大事故等 対処設備	
			第二代替交流電源設備 ※1	自主対策 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	原子炉隔離時冷却系ポンプ 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 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 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）	— ※1		
	復水貯蔵槽 サブプレッション・チェンバ 原子炉压力容器 所内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。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (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	原子炉隔離時冷却系ポンプ 復水貯蔵槽 サブプレッション・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・弁 原子炉隔離時冷却系(注水系)配管・弁・ストレータ 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 所内蓄電式直流電源設備 ※1 直流給電車及び電源車 ※1	自主対策設備	- ※1

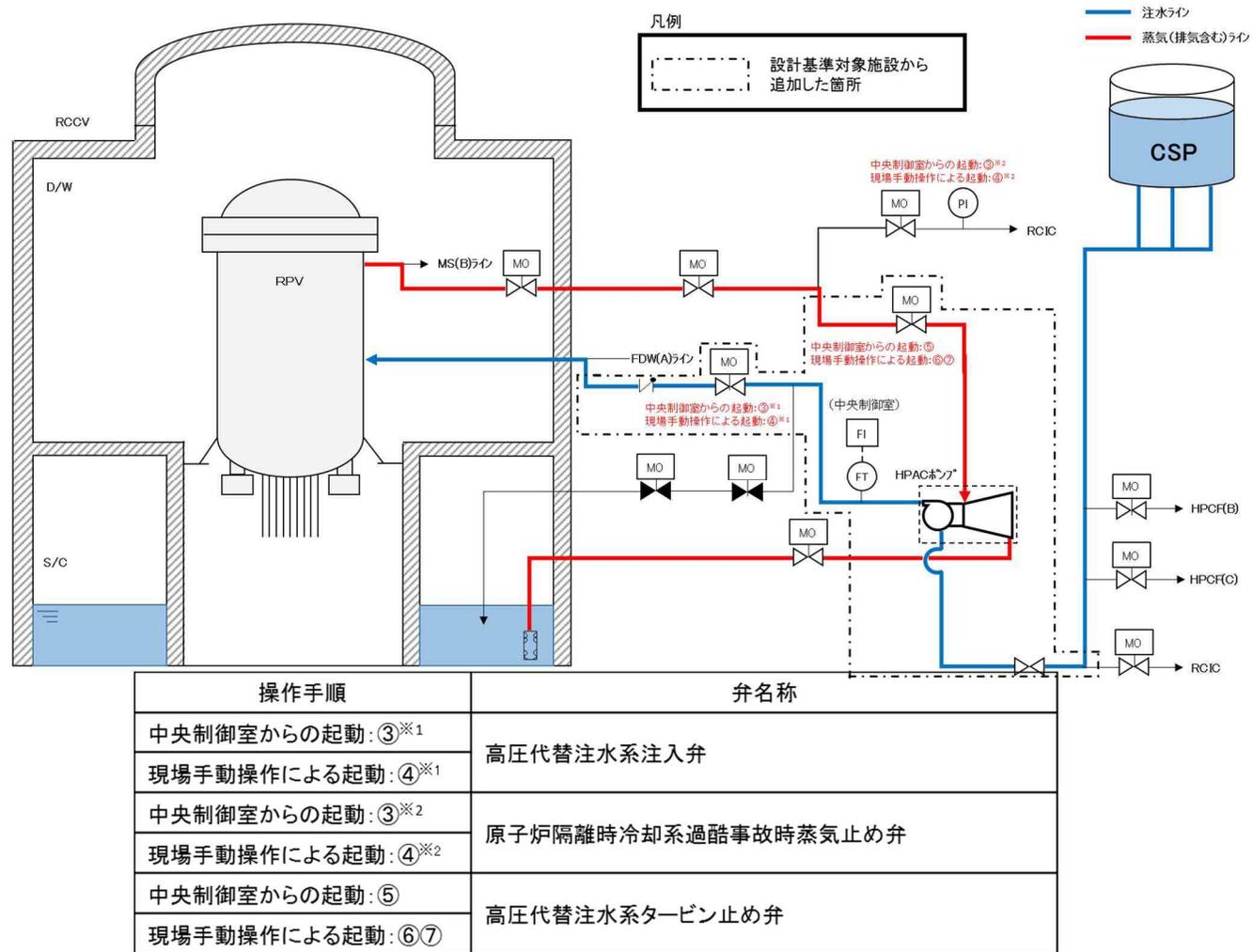
※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6/6）

（重大事故等の進展抑制）

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	-	<p>進展抑制（ほう酸水注入系による）</p>	<p>ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1</p>	<p>重大事故等対処設備</p>	<p>事故時運転操作手順書（微候ベース） 「水位確保」等</p> <p>AM 設備別操作手順書 「SLC ポンプによる原子炉注水」</p>
			<p>第二代替交流電源設備 ※1</p>	<p>自主対策設備</p>	
		<p>進展抑制（注水）</p>	<p>ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系テストタンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ 復水補給水系 消火系 純水補給水系 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1 可搬型代替交流電源設備 ※1</p>	<p>自主対策設備</p>	
		<p>制御棒駆動系による進展抑制</p>	<p>制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵槽 制御棒駆動系配管・弁 復水補給水系配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1</p>	<p>自主対策設備</p>	
<p>高圧炉心注水系緊急注水による進展抑制</p>	<p>高圧炉心注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧炉心注水系配管・弁・スパージャ 復水補給水系配管 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 第二代替交流電源設備 ※1</p>	<p>自主対策設備</p>			

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。



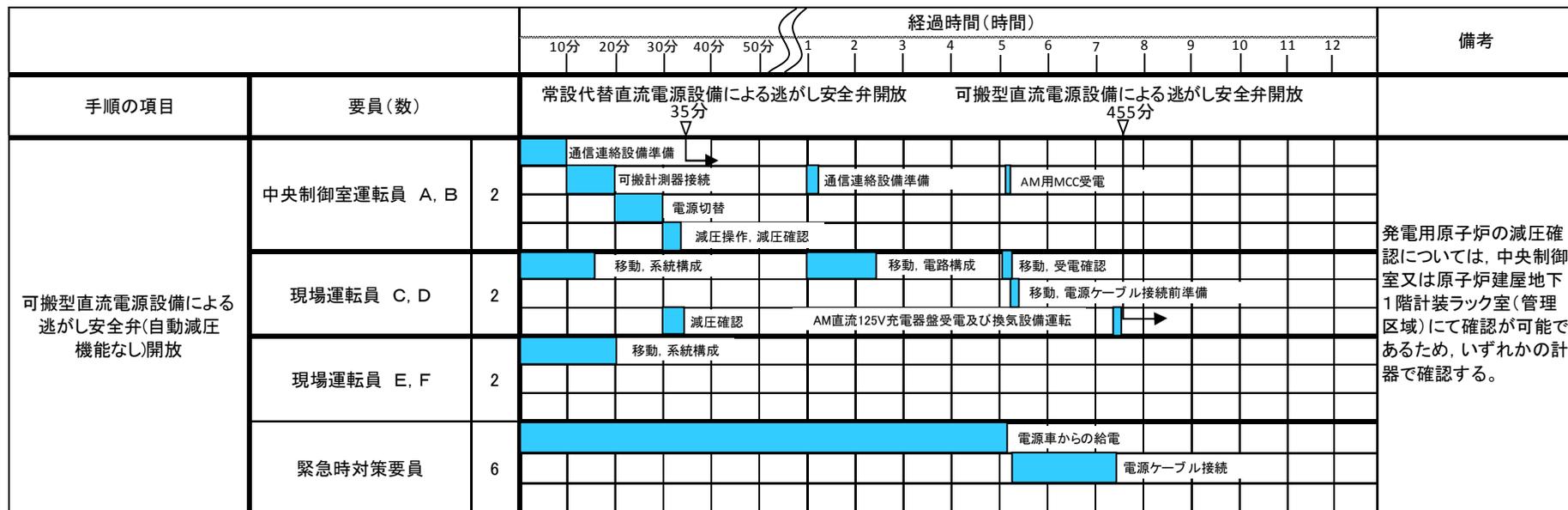
第 1.2.4 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動，現場手動操作による高圧代替注水系起動 概要図

頁	行	補正前	補正後
1.3-8	6行～8行	以下に記す「自動減圧系の起動阻止スイッチ」により自動減圧系の <u>作動</u> を阻止する。	以下に記す「自動減圧系の起動阻止スイッチ」により自動減圧系及び代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）による自動減圧を阻止する。
1.3-18	20行～21行	原子炉建屋原子炉区域内の圧力上昇を抑制し、	原子炉建屋原子炉区域内の圧力及び <u>温度の上昇</u> を抑制し、
1.3-19	12行～14行	インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域内の圧力上昇抑制及び環境改善で使用する設備は以下のとおり。	インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域内の圧力及び <u>温度の上昇抑制並びに環境改善</u> で使用する設備は以下のとおり。
1.3-20	3行～6行	インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域内の圧力上昇抑制及び環境改善で使用する原子炉建屋ブローアウトパネルは重大事故等対処設備として位置付ける。	インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域内の圧力及び <u>温度の上昇抑制並びに環境改善</u> で使用する原子炉建屋ブローアウトパネルは重大事故等対処設備として位置付ける。
1.3-72		第 1.3.6 図 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放 タイムチャート	別紙 1.3-1 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.3-81		第 1.3.15 図 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応 タイムチャート (中央制御室からの遠隔操作による破断箇所の隔離ができない場合)	別紙 1.3-2 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。



第 1.3.6 図 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁 (自動減圧機能なし) 開放 タイムチャート

手順の項目	要員(数)	経過時間(時)																備考
		10分	20分	30分	2	3	4	5	6	7	8							
		インターフェイスシステムLOCA事象発生 ▽ インターフェイスシステムLOCA事象判断 ▽ 減圧完了, S/P冷却開始 15分 遠隔隔離 240分 現場隔離 ※																
インターフェイスシステム LOCA	中央制御室運転員 A, B 2	警報確認, パラメータ確認, 通信連絡設備準備																
		手動スクラム並びに破断箇所特定及び遠隔隔離操作																
		SGTS起動並びに低圧注水系若しくは代替注水系起動																
		発電用原子炉の減圧操作																
		原子炉水位調整 隔離成功までL-1~L-1.5水位を維持																
		原子炉水位 隔離成功後L-3~L-8水位を維持																
		RHR(サブプレッション・チェンバール冷却モード)起動																
		R/A, T/A送・排風機起動																
	現場運転員 C, D 2	移動, 防護具装着																
		移動, 現場隔離操作																
	現場運転員 E, F 2	移動, 防護具装着補助																

※ 破断の規模によっては, 現場での隔離操作の所要時間は240分以内となる。

第 1.3.15 図 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応 タイムチャート

(中央制御室からの遠隔操作による破断箇所の隔離ができない場合)

頁	行	補正前	補正後
1. 4-10 ～ 1. 4-11	19 行 ～ 1 行	<p>なお、<u>低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</u></p>	<p>なお、<u>防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</u></p> <p>また、<u>低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。</u></p>
1. 4-17 ～ 1. 4-18	19 行 ～ 2 行	<p>なお、<u>低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</u></p>	<p>なお、<u>防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</u></p> <p>また、<u>低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却は、防火水槽又</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 4-31	8行～9行	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の配備 <u>及び</u> ホース接続を依頼する。	は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の配備、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を依頼する。
1. 4-33	14 行～15 行	⑧緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の配備 <u>及び</u> ホース接続を行い	⑧緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の配備、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を行い
1. 4-33	23 行～24 行	⑩緊急時対策要員は、 <u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 起動後</u> 、運転員が選択した送水ラインから送水する	⑩緊急時対策要員は、運転員が選択した送水ラインから送水する
1. 4-35	15 行～16 行	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の <u>起動及び送水準備</u> を依頼する。	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の <u>配備</u> 、ホース接続 <u>及び起動操作</u> を依頼する。
1. 4-36	7行～8行	残留熱除去系注入弁 (B) の全開操作	残留熱除去系注入弁 (B) <u>及び残留熱除去系洗浄水弁 (B)</u> の全開操作
1. 4-36	10 行～11 行	残留熱除去系注入弁 (A) の全開操作	残留熱除去系注入弁 (A) <u>及び残留熱除去系洗浄水弁 (A)</u> の全開操作
1. 4-36	13 行～14 行	残留熱除去系注入弁 (C) の全開操作	残留熱除去系注入弁 (C) <u>及び残留熱除去系洗浄水弁 (C)</u> の全開操作

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 4-36	16 行～17 行	高压炉心注水系注入弁(B)の全開操作	高压炉心注水系注入弁(B)及び高压炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)の全開操作
1. 4-36	19 行～20 行	高压炉心注水系注入弁(C)の全開操作	高压炉心注水系注入弁(C)及び高压炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)の全開操作
1. 4-36	20 行と 21 行の間	(追加)	⑦緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)の配備、ホース接続及び起動操作を行い、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による送水準備完了を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。
1. 4-36	21 行～24 行	⑦当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)の吐出圧力以下であることを確認後、現場運転員に低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。	⑧当直副長は、原子炉圧力容器内の圧力が可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)の吐出圧力以下であることを確認後、中央制御室運転員に低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。
1. 4-36 ～ 1. 4-37	25 行 ～ 14 行	⑧ ^a 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合 現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系洗浄水弁(B)の全開操作を実施する。 ⑧ ^b 残留熱除去系(A)注入配管使用の場合	(削除)

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.4-37	15行～18行	<p><u>現場運転員 C 及び D は、</u> <u>残留熱除去系洗浄水弁</u> <u>(A) の全開操作を実施す</u> <u>る。</u></p> <p><u>⑧^c 残留熱除去系 (C) 注入</u> <u>配管使用の場合</u> <u>現場運転員 C 及び D は、</u> <u>残留熱除去系洗浄水弁</u> <u>(C) の全開操作を実施す</u> <u>る。</u></p> <p><u>⑧^d 高压炉心注水系 (B) 注</u> <u>入配管使用の場合</u> <u>現場運転員 C 及び D は、</u> <u>高压炉心注水系洗浄用補</u> <u>給水止め弁 (B) の全開操</u> <u>作を実施する。</u></p> <p><u>⑧^e 高压炉心注水系 (C) 注</u> <u>入配管使用の場合</u> <u>現場運転員 C 及び D は、</u> <u>高压炉心注水系洗浄用補</u> <u>給水止め弁 (C) の全開操</u> <u>作を実施する。</u></p> <p><u>⑨緊急時対策要員は、可</u> <u>搬型代替注水ポンプ (A-</u> <u>2 級) の配備及びホース</u> <u>接続を行い、可搬型代替</u> <u>注水ポンプ (A-2 級) に</u> <u>よる送水準備完了を緊急</u> <u>時対策本部に報告する。</u> <u>また、緊急時対策本部は</u> <u>当直長に報告する</u></p>	(削除)
1.4-37	19行	<p><u>⑩当直長は、当直副長か</u> <u>らの依頼に基づき</u></p>	<p><u>⑨当直長は、当直副長か</u> <u>らの依頼に基づき</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 4-37	22 行～23 行	<u>⑪当直副長は、中央制御室運転員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。</u>	(削除)
1. 4-37	24 行～25 行	<u>⑫緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）起動後、運転員が選択した送水ラインから送水するため、</u>	<u>⑩緊急時対策要員は、運転員が選択した送水ラインから送水するため、</u>
1. 4-38	5 行	<u>⑬^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合</u>	<u>⑪^a 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合</u>
1. 4-38	13 行	<u>⑬^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合</u>	<u>⑪^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合</u>
1. 4-38	21 行～22 行	<u>⑬^c 残留熱除去系 (C) 及び高圧炉心注水系 (B), (C) 注入配管使用の場合</u>	<u>⑪^c 残留熱除去系 (C) 及び高圧炉心注水系 (B), (C) 注入配管使用の場合</u>
1. 4-39	4 行	<u>⑭当直長は、当直副長からの依頼に基づき</u>	<u>⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき</u>
1. 4-39	22 行	残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合：約 <u>95</u> 分	残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合：約 <u>135</u> 分
1. 4-82		監視計器一覧 (7/9)	別紙 1. 4-1 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.4-83		監視計器一覧 (8/9)	別紙 1.4-2 に変更する。
1.4-84		監視計器一覧 (9/9)	別紙 1.4-3 に変更する。
1.4-105		第 1.4.17 図 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水) (可搬型代替注水ポンプによる送水) タイムチャート (2/2)	別紙 1.4-4 に変更する。
1.4-106		第 1.4.18 図 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水) 概要図 (全交流動力電源が喪失している場合)	別紙 1.4-5 に変更する。
1.4-107		第 1.4.19 図 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水) (系統構成) タイムチャート (全交流動力電源が喪失している場合)	別紙 1.4-6 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

監視計器一覧 (7/9)

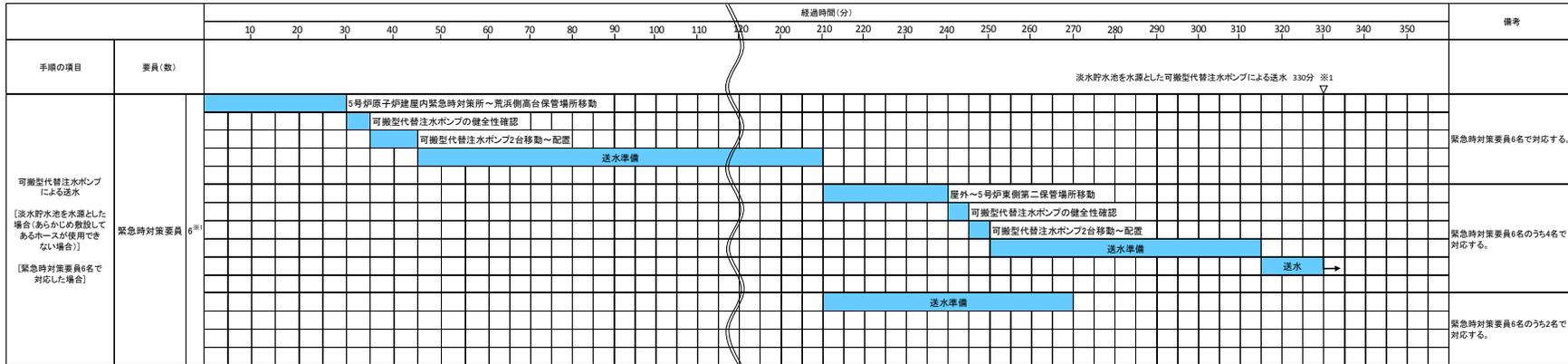
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転転換手順書 (停止時微候ベース) 「SFP 原子炉水位・温度制御」 AM 設備別操作手順書 「RHR (A) による原子炉除熱」 「RHR (B) による原子炉除熱」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張用)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口温度 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口温度
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口冷却水流量
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
	操作	原子炉压力容器内の水位	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) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張用)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度

監視計器一覧 (8/9)

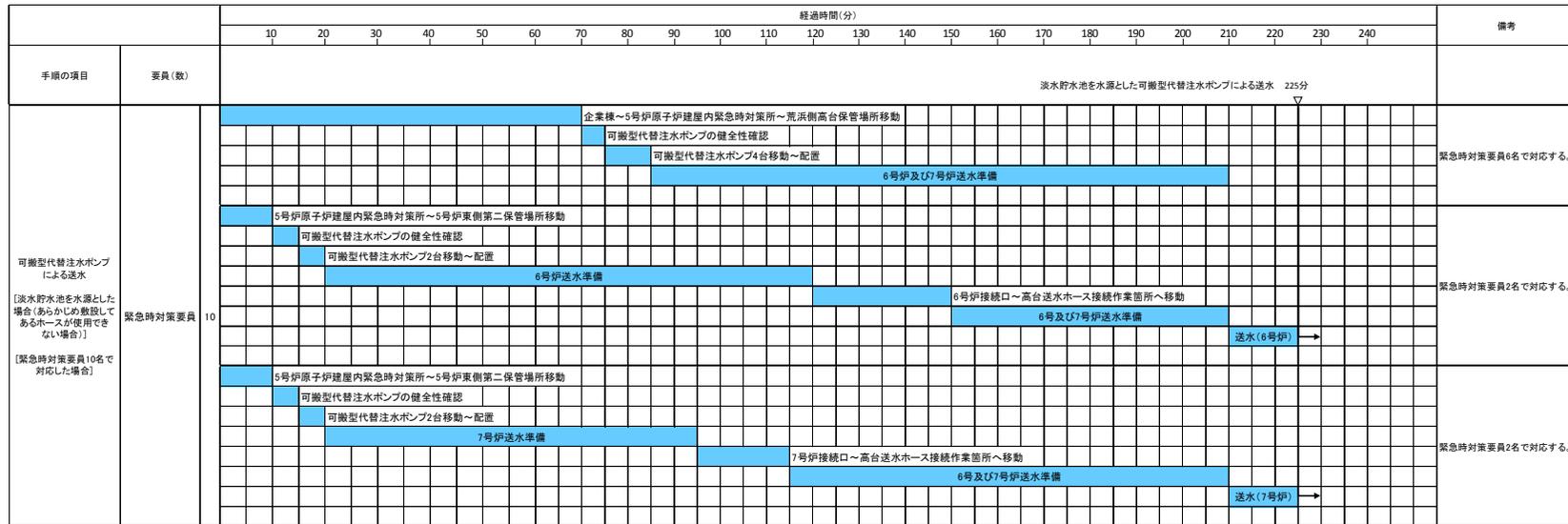
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (1) 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉圧力容器への注水			
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「水位確保」等	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張用)
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (C) 熱交換器入口冷却水流量
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 M/C E 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 P/C E-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 主母線盤 C 電圧
		水源の確保	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		操作	原子炉圧力容器内の水位
	原子炉圧力容器内の圧力		原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
	原子炉圧力容器への注水量		残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量
	補機監視機能		残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 吐出圧力
	水源の確保		サブプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧 (9/9)

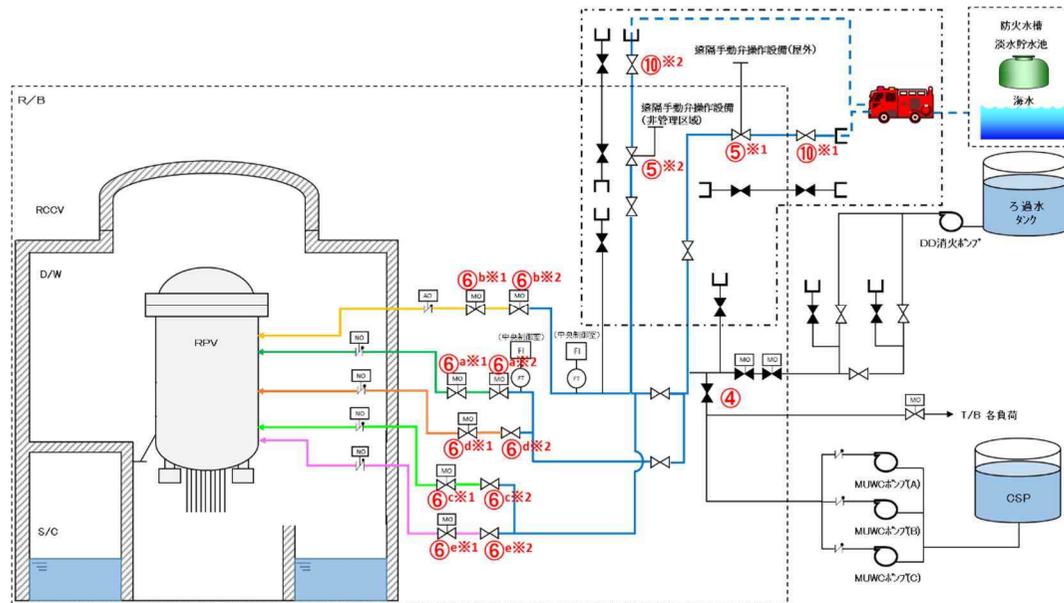
手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.4.2.3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順 (2) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による発電用原子炉からの除熱			
事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「減圧冷却」等 事故時運転操作手順書 (停止時徴候ベース) 「SFP 原子炉水位・温度制御」	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張用)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口温度 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口温度 残留熱除去系 (C) 熱交換器入口温度
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (C) 熱交換器入口冷却水流量
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 M/C E 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 P/C E-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 主母線盤 C 電圧
	操作	原子炉压力容器内の水位	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) 原子炉水位 (停止域) 原子炉水位 (定検時水張用)
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系 (A) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (B) 熱交換器入口冷却水流量 残留熱除去系 (C) 熱交換器入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (A) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度



※1 緊急時対策要員6名で2ユニット分を対応した場合、6号炉への送水開始まで約330分、7号炉への送水開始まで約345分で可能である。



第 1.4.17 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水）
（可搬型代替注水ポンプによる送水）タイムチャート（2/2）



操作手順	弁名称
④	復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁
⑤※1	MUWC接続口内側隔離弁(B)
⑤※2	MUWC接続口内側隔離弁(A)
⑥※1	残留熱除去系注入弁(B)
⑥※2	残留熱除去系洗浄水弁(B)
⑥※1	残留熱除去系注入弁(A)
⑥※2	残留熱除去系洗浄水弁(A)
⑥※1	残留熱除去系注入弁(C)
⑥※2	残留熱除去系洗浄水弁(C)
⑥※1	高圧炉心注水系注入弁(B)
⑥※2	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑥※1	高圧炉心注水系注入弁(C)
⑥※2	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)
⑩※1	MUWC接続口外側隔離弁1(B), MUWC接続口外側隔離弁2(B)
⑩※2	MUWC接続口外側隔離弁1(A), MUWC接続口外側隔離弁2(A)

凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.4.18 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水/海水） 概要図

（全交流動力電源が喪失している場合）

		経過時間(分)													備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130		
手順の項目	要員(数)	系統構成完了 135分														
低圧代替注水系(可搬型) による原子炉圧力容器への注水 [全交流動力電源が喪失している場合]	中央制御室運転員 A	1	通信連絡設備準備, 電源確認													
	現場運転員 C, D	2	移動, 遠隔手動弁操作設備リンク機構の取外し, 系統構成(管理区域) バイパス流防止措置 系統構成(注入弁, 洗浄水弁開操作含む) ※1													

※1 各注水配管の系統構成(注入弁, 洗浄水弁開操作含む)に要する時間は以下のとおり。

- ・残留熱除去系(A)注入配管を使用する場合は, 約90分で可能である。
- ・残留熱除去系(B)(C)注入配管を使用する場合は, 約40分で可能である。
- ・高圧炉心注水系(B)(C)注入配管を使用する場合は, 約30分で可能である。

第 1.4.19 図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水)

(系統構成) タイムチャート

(全交流動力電源が喪失している場合)

頁	行	補正前	補正後
1.5-9	4行	<u>・フィルタ装置スクラバ水補給設備</u>	(削除)
1.5-12	8行～17行	<u>・フィルタ装置スクラバ水補給設備</u> <u>有効性評価の条件下において、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合、事故発生後7日間は、外部からのスクラバ水を補給しなくてもフィルタ装置内に必要となるスクラバ水を保有することができる。</u> <u>その後の安定状態において、スクラバ水が低下した場合、本設備を用いて外部からスクラバ水を補給することで格納容器圧力逃がし装置の機能を維持できることから、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止対策として有効である。</u>	(削除)
1.5-18	10行～15行	<u>格納容器ベント実施中において、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁又は二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを一旦停止する。また、残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復した場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。</u>	<u>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却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な場合は、一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。なお、二次隔離弁については、一次隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の</u>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-22	16行と17行の間	(追加)	<p>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。</p> <p>⑩当直副長は、現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</p> <p>⑪現場運転員C及びDは、水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</p>
1.5-22	17行	⑩中央制御室運転員A及びBは、	⑩中央制御室運転員A及びBは、
1.5-22 ～ 1.5-23	21行 ～ 7行	<p>⑪中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。なお、一次隔離弁の全閉操作ができない場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</p> <p>残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後に二次隔離弁</p>	<p>⑪中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却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な場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。一次隔離弁を全閉後、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、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-23	13行と14行の間	又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。 (追加)	<u>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。</u>
1.5-23	21行～22行	常設ポンベの残量が減少した場合に、常設ポンベと予備ポンベを交換することで、	常設ポンベの圧力が低下した場合に、常設ポンベと予備ポンベを交換することで、
1.5-24	4行～5行	遠隔空気駆動弁操作用ポンベの残量が減少した場合。	遠隔空気駆動弁操作用ポンベの圧力が規定値以下となった場合。
1.5-27	10行～18行	緊急時対策要員は、 <u>フィルタベント遮蔽壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁を全開操作し、フィルタベント遮蔽壁附室にてFCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、フィルタベント遮蔽壁南側(屋外)にてFCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を開操作することで系統内のエア抜きを実施し、エア抜き完了後、FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め</u>	緊急時対策要員は、FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁を全開操作し、FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を開操作することで系統内のエア抜きを実施し、エア抜き完了後、FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を全閉操作する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-29	2行～4行	弁を全閉する。 防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開した水張りの場合	防火水槽から可搬型代替注水ポンプ <u>(A-2 級)</u> を展開した水張りの場合又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ <u>(A-2 級)</u> を展開した水張りの場合
1.5-29	13行～14行	事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプを使用した水張りの場合	事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ <u>(A-2 級)</u> を使用した水張りの場合
1.5-29	17行～18行	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) からフィルタベント装置補給水接続口へホースを接続し	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) からフィルタベント装置補給水接続口へ <u>送水</u> ホースを接続し
1.5-30	4行～6行	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 停止及び FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全閉操作、	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 停止 <u>操作</u> , FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全閉操作 <u>及び</u>
1.5-30	11行	防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開した	防火水槽から可搬型代替注水ポンプ <u>(A-2 級)</u> を展開した
1.5-30	19行	淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開した	淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ <u>(A-2 級)</u> を展開した
1.5-32	14行～20行	緊急時対策要員は、 <u>フィルタベント遮蔽壁南側(屋外)にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全開操作し、原子炉建</u>	緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁 <u>及び</u> FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-33	2行～3行	<p>屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、<u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開と</u>する。</p> <p>フィルタ装置水位調整（水抜き）系統構成完了を</p>	<p>弁を全開操作した後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開操作する。</p> <p>フィルタ装置水位調整（水抜き）の系統構成完了を</p>
1.5-33	6行～10行	<p>ドレン移送ポンプ A 又は B の起動及びポンプ起動後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し、<u>フィルタ装置からの排水が開始</u></p>	<p>ドレン移送ポンプ A 又は B の起動操作を実施し、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整する。また、<u>フィルタ装置からの排水が開始</u></p>
1.5-33	14行～21行	<p>フィルタ装置水位指示値が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、<u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィル</u></p>	<p>フィルタ装置水位指示値が通常水位に到達したことを確認後、ドレン移送ポンプを停止し、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作する。</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-34	18行	タベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作する。 格納容器圧力逃がし装置の <u>停止を判断</u> した場合。	格納容器圧力逃がし装置を停止した場合。
1.5-35	1行～3行	当直長に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ <u>前</u> の系統構成を開始するよう <u>指示</u> するとともに	当直長に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成を開始するよう <u>依頼</u> するとともに
1.5-35	6行～7行	中央制御室運転員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ <u>前</u> の系統構成の開始を指示	中央制御室運転員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成開始を指示
1.5-35	9行～10行	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ <u>前</u> の系統構成として	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成として
1.5-35	13行～19行	二次隔離弁を全開とし、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ <u>準備完了</u> を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を全開とする。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。	二次隔離弁を全開 <u>操作</u> し、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの <u>系統構成完了</u> を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を全開 <u>操作</u> する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-35	20行～21行	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ <u>前</u> の系統構成完了を	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成完了を
1.5-35 ～ 1.5-36	23行～ 4行	緊急時対策要員は、 <u>原子炉建屋非管理区域内サンプリングラックにて、フィルタ装置の水素濃度測定のため、系統構成及び工具準備、サンプリングポンプの起動を実施する。また、原子炉建屋外壁南側（屋外）へ可搬型窒素供給装置を配備し送気ホースを接続口へ取り付け、窒素ガス注入の準備完了を</u>	緊急時対策要員は、原子炉建屋外壁南側（屋外）へ可搬型窒素供給装置を配備し送気ホースを接続口へ取り付け、窒素ガスパージの準備完了を
1.5-36	5行～6行	緊急時対策要員に窒素ガスの <u>注入開始</u> を指示する。	緊急時対策要員に窒素ガスパージの開始を指示する。
1.5-36	7行～9行	緊急時対策要員は、 <u>原子炉建屋外壁南側（屋外）にて、FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N₂ パージ用元弁の開操作により窒素ガスの注入を実施する。</u>	緊急時対策要員は、FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N ₂ パージ用元弁の開操作により窒素ガスの供給を開始するとともに、 <u>緊急時対策本部に窒素ガスパージの開始を報告する。</u>
1.5-36	9行と10行の間	(追加)	<u>⑧緊急時対策本部は、窒素ガスパージの開始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サンプリングポンプの起動を指示する。</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-36	10行～11行	⑧緊急時対策要員は、 <u>サンプリングポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。</u>	⑨緊急時対策要員は、 <u>原子炉建屋非管理区域内サンプリングラックにて、系統構成、工具準備及びサンプリングポンプの起動を実施するとともに、緊急時対策本部にサンプリングポンプの起動完了を報告する。</u>
1.5-36	12行～14行	⑨緊急時対策本部は、 <u>可搬型窒素供給装置からの窒素注入の完了及びサンプリングポンプの起動完了を当直長に連絡する</u>	⑩緊急時対策本部は、サンプリングポンプの起動完了を当直長に <u>報告する</u>
1.5-36	16行	⑩当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置の	⑪当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置の
1.5-36	18行～22行	⑪中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置入口圧力 <u>指示値</u> によりフィルタ装置入口配管内の圧力が正圧であることを確認する。また、フィルタ装置水素濃度 <u>指示値</u> により水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス <u>注入</u> 完了を	⑫中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置入口圧力によりフィルタ装置入口配管内の圧力が正圧であることを確認する。また、フィルタ装置水素濃度により水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス <u>パージ</u> 完了を
1.5-36	24行～25行	⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ窒素ガス <u>注入</u> 完了を	⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ窒素ガス <u>パージ</u> 完了を

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-37	1行～2行	⑬緊急時対策本部は、緊急時対策要員へ窒素ガス注入の停止操作を指示する。	⑭緊急時対策本部は、緊急時対策要員へ窒素ガス供給の停止操作を指示するとともに、当直長にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を依頼する。
1.5-37	3行～7行	⑭当直副長は、中央制御室運転員へフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。また、緊急時対策要員は、原子炉建屋外壁南側（屋外）にてFCVS PCV ベントラインフィルタベント側N ₂ パージ用元弁の全閉操作を実施し、窒素ガスの注入停止を	⑮緊急時対策要員は、FCVS PCV ベントラインフィルタベント側N ₂ パージ用元弁の全閉操作を実施し、緊急時対策本部に窒素ガス供給の停止を
1.5-37	8行と9行の間	(追加)	⑯当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。
1.5-37	9行～11行	⑰中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガスの注入停止後のフィルタ装置入口圧力指示値及びフィルタ装置水素濃度指示値が窒素ガス注入完了時	⑰中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガス供給停止後のフィルタ装置入口圧力指示値及びフィルタ装置水素濃度指示値が、窒素ガスパージ完了時
1.5-37	13行	⑰当直長は、当直副長からの依頼に基づき、	⑱当直長は、当直副長からの依頼に基づき、

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-37	17行～18行	⑰当直副長は、窒素ガスパーズの完了後の系統構成を開始するよう中央制御室運転員に指示する。	⑲当直副長は、窒素ガスパーズ完了後の系統構成を開始するよう運転員に指示する。
1.5-37	19行～23行	⑱中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガスパーズの完了後の系統構成として、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて	⑳中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガスパーズ完了後の系統構成として、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備にて
1.5-37	24 行の次	(追加)	㉑現場運転員 C 及び D は、窒素ガスパーズ完了後の系統構成として、水素バイパスライン止め弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。
1.5-38	5行～8行	窒素ガスパーズ完了まで約 270 分で可能である。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、作業は可能である。	窒素ガスパーズ完了まで約 270 分で可能である。その後、中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて窒素ガスパーズ完了後の系統構成を実施した場合、約 15 分で可能である。 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、作業は可能である。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-38	16行～17行	フィルタ装置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。	<u>排気ガスの凝縮水により、</u> フィルタ装置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。
1.5-39	4行～5行	②緊急時対策本部は、 <u>当直長にスクラバ水の pH 値及び水位を確認するよう依頼する。</u>	②緊急時対策要員は、 <u>pH 測定の系統構成として、フィルタベント装置 pH 入口止め弁及びフィルタベント装置 pH 出口止め弁を全開操作した後、pH 計サンプリングポンプを起動させ、サンプリングポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。</u> <u>また、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）へ薬液補給用として可搬型窒素供給装置、ホース、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、系統構成を行い、緊急時対策本部に薬液補給の準備完了を報告する。</u>
1.5-39	6行～11行	③緊急時対策要員は、 <u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）へ薬液補給用としてコンプレッサー、ホース接続、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、フィルタベント遮蔽壁附室にて、系統構成のためフィルタベント装置 pH 入口止め弁、フィルタベント装置 pH 出口止め弁の全開操作を実施す</u>	③緊急時対策本部は、 <u>緊急時対策要員にフィルタ装置への薬液補給の開始を指示する。</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-39	12行～15行	る。 ④緊急時対策要員は、 <u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、薬液補給のため FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全開操作し、補給用ポンプを起動、所定量の薬液を補給するとともに、補給用ポンプの起動を</u>	④緊急時対策要員は、 <u>薬液補給のためホース接続及び FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全開操作し、補給用ポンプを起動、所定量の薬液を補給するとともに、補給用ポンプの起動完了を</u>
1.5-39	21行～22行	中央制御室運転員 A は、 <u>FCVS 制御盤のフィルタ装置スクラバ水の pH 指示値によりスクラバ水の pH 値が規定値</u>	中央制御室運転員 A は、 <u>FCVS 制御盤のフィルタ装置スクラバ水 pH 及びフィルタ装置水位によりスクラバ水の pH 値及び水位を確認するとともに、フィルタ装置スクラバ水 pH 指示値が規定値</u>
1.5-40	1行～2行	当直長は、当直副長からの依頼に基づき、 <u>薬液補給の完了を緊急時対策本部に報告する。</u>	当直長は、当直副長からの依頼に基づき、 <u>スクラバ水の pH 値及び水位、並びにフィルタ装置への薬液補給の完了を緊急時対策本部に報告する。</u>
1.5-40	2行～3行	緊急時対策本部は緊急時対策要員に pH 測定の停止を指示する。	⑨緊急時対策本部は、 <u>緊急時対策要員に薬液補給の停止及び pH 測定の停止を指示する。</u>
1.5-40	4行～8行	⑨緊急時対策要員は、 <u>FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全閉操作の後、pH 計サンプリングポンプを停止し、フィルタベント装置 pH 入</u>	⑩緊急時対策要員は、 <u>薬液補給を停止するため、補給用ポンプを停止し、FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全閉操作する。また、pH 測定</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-40	11行～13行	口止め弁、 <u>フィルタベント装置</u> pH 出口止め弁を全閉操作し、緊急時対策本部へスクラバ水 pH 調整 <u>作業</u> の完了を報告する。	<u>を停止するため</u> 、pH 計サンプリングポンプを停止、フィルタベント装置 pH 入口止め弁及び <u>フィルタベント装置</u> pH 出口止め弁を全閉操作し、緊急時対策本部へ <u>フィルタ装置</u> スクラバ水 pH 調整の完了を報告する。
1.5-41	12行～17行	作業開始の判断をしてから <u>格納容器圧力逃がし装置</u> スクラバ水 pH 調整完了	作業開始の判断をしてから <u>フィルタ装置</u> スクラバ水 pH 調整完了
1.5-41	19行～20行	可搬型窒素供給装置を配置し、排水ライン接続口に可搬型窒素供給装置からの送気ホースを接続する。 FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を <u>開操作</u> し、 <u>原子炉建屋外壁東側(屋外)</u> にて、FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作し、窒素ガス <u>注入</u> の準備完了	可搬型窒素供給装置を配置し、排水ライン接続口に可搬型窒素供給装置からの送気ホースを接続する。 また、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作し、 <u>ドレン移送ライン</u> 窒素ガス <u>パージ</u> の準備完了
1.5-41	21行～23行	緊急時対策要員は、 <u>フィルタベント遮蔽壁南側(屋外)</u> にて、FCVS フィルタベント装置ドレンラインN ₂ パージ用元弁を全	緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンラインN ₂ パージ用元弁を全開操作し、 <u>窒素ガス</u> の供給を開始するととも
1.5-41	19行～20行	緊急時対策要員に窒素ガスの <u>注入</u> 開始を指示	緊急時対策要員に窒素ガスの <u>供給</u> 開始を指示

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-41	23 行の次	開操作し、窒素ガスの注 入を開始する。 (追加)	に、緊急時対策本部にド レン移送ライン窒素ガス パージの開始を報告す る。 ⑤緊急時対策本部は、緊 急時対策要員に窒素ガス の供給停止を指示する。
1.5-42	1 行～9 行	⑤緊急時対策要員は、 FCVS フィルタベント装 置ドレンラインN ₂ パージ 用元弁を全閉操作し、窒 素ガスの注入を停止した 後、フィルタベント遮蔽 壁南側(屋外)にて、FCVS フィルタベント装置ドレ ン移送ポンプ吐出側第二 止め弁を全閉操作し、原 子炉建屋外壁東側(屋外) にて FCVS フィルタベン ト装置ドレンライン二次 格納施設外側止め弁を全 閉操作し、ドレン移送ポ ンプ出口ライン配管内が 正圧で維持されているこ とをドレン移送ライン圧 力指示値により確認し、	⑥緊急時対策要員は、 FCVS フィルタベント装 置ドレンラインN ₂ パージ 用元弁を全閉操作し、窒 素ガスの供給を停止す る。また、FCVS フィルタ ベント装置ドレン移送ポ ンプ吐出側第二止め弁及 び FCVS フィルタベント 装置ドレンライン二次格 納施設外側止め弁を全閉 操作し、ドレン移送ポン プ出口ライン配管内が正 圧で維持されていること をドレン移送ライン圧力 により確認し、
1.5-42	13 行～14 行	ドレン移送ライン窒素ガ スパージ完了まで約 155 分で可能	ドレン移送ライン窒素ガ スパージ完了まで約 135 分で可能
1.5-43 ～ 1.5-44	9 行 ～ 1 行	FCVS 現場制御盤ドレン 移送ポンプ運転状態ラン プにより確認し、FCVS フ ィルタベント装置遮蔽壁 内側ドレン弁を遠隔手動	FCVS 現場制御盤ドレン 移送ポンプ運転状態ラン プにより確認する。また、 ドレントank水抜き系の系 統構成として FCVS フィ

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-44	2 行～13 行	<p>弁操作設備にて全閉とする。<u>フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を全開，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全開操作し，原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後，フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開とし，ドレン移送ポンプを起動した後，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により，ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し，ドレンタンク内の水をサブプレッション・チェンバへ排水し，排水開始を緊急時対策本部に報告</u></p> <p>フィルタベント遮蔽壁附室 FCVS 計器ラックのドレンタンク水位<u>指示値</u>にて排水による水位の低下を確認し，ドレン移送ポンプを停止した後，<u>フィルタベント遮蔽壁附室に</u></p>	<p>ルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開，<u>FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を遠隔手動弁操作設備にて全開，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開操作し，ドレン移送ポンプ A 又は B を起動する。その後，FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増開操作によりポンプ吐出側流量を必要流量に調整し，ドレンタンク内の水をサブプレッション・チェンバへ排水開始したことを緊急時対策本部に報告</u></p> <p>フィルタベント遮蔽壁附室 FCVS 計器ラックのドレンタンク水位にて排水による水位の低下を確認し，ドレン移送ポンプを停止した後，FCVS フィルタベント装置ドレンタンク</p>

なお，頁は，平成 29 年 6 月 16 日付け，原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-45	5 行～10 行	<p>て FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を全閉、<u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作、フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開とし、</u></p> <p><u>格納容器ベント実施中において、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁又は二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを一旦停止する。また、残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復した場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。</u></p>	<p>ク出口止め弁を遠隔手動弁操作設備にて全閉、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開操作し、</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却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な場合は、一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。なお、二次隔離弁については、一次隔離弁を全閉後、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。</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 5-49	15行と16行の間	(追加)	<p>⑱当直副長は、現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</p> <p>⑳現場運転員C及びDは、水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</p>
1. 5-49 ～ 1. 5-50	16行 ～ 2行	<p>⑲中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。なお、一次隔離弁の全閉操作ができない場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</p> <p>残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、耐圧強化ベント系を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</p>	<p>㉑中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却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な場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを停止する。一次隔離弁を全閉後、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、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</p>
1. 5-50	19行～20行	常設ポンベの残量が減少した場合に、常設ポンベと予備ポンベを交換	常設ポンベの圧力が低下した場合に、常設ポンベと予備ポンベを交換

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-51	2行～4行	各隔離弁の駆動源である遠隔空気駆動弁操作ポンベの <u>残量が減少した場合</u> 。	各隔離弁の駆動源である遠隔空気駆動弁操作ポンベの <u>圧力が規定値以下となった場合</u> 。
1.5-53	10行～16行	<u>格納容器ベント実施中において、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁又は二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを一旦停止する。</u> また、 <u>残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復した場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。</u> なお、 <u>全交流動力電源喪失時は、現場手動にて</u>	また、 <u>格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却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な場合は、一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。</u> なお、 <u>二次隔離弁については、一次隔離弁を全閉後、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。</u> 全交流動力電源喪失時は、現場手動にて
1.5-55	14行～15行	電源が確保されていることを <u>状態表示にて確認する</u> 。	電源が確保されていることを確認する。
1.5-58	12行と13行の間	(追加)	<u>⑰当直副長は、現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u> <u>⑱現場運転員C及びDは、水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 5-58	13 行	⑰中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にて	⑲中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にて
1. 5-58 ～ 1. 5-59	17 行 ～ 1 行	⑱中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。 残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後に二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。	⑳中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却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な場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）を全閉するよう現場運転員に指示する。
1. 5-59	2 行～10 行	⑲ [格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合] 現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。なお、一次隔離弁の全閉操作ができない場合は、遠隔手動弁操作設備により二次	㉑現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-59	10行と11行の間	<p><u>隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p><u>[残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合]</u></p> <p>(追加)</p>	<p><u>②中央制御室運転員 A 及び B は、一次隔離弁を全閉後、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、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉するよう現場運転員に指示する。</u></p>
1.5-59	11行～14行	<p>現場運転員 C 及び D は、<u>遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p>	<p><u>③現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p>
1.5-62	3行	<p>フィルタ装置水位調整（水抜き）後は、</p>	<p>フィルタ装置水位調整（水抜き）後、</p>
1.5-62 ～ 1.5-63	20行 ～ 4行	<p><u>格納容器ベント実施中において、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁又は二次隔離弁を全閉</u></p>	<p>また、<u>格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 5-65	3行～4行	<p>し、格納容器ベントを一旦停止する。また、残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復した場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。 <u>なお、全交流動力電源喪失時は、</u></p> <p>電源が確保されていることを<u>状態表示にて確認する。</u></p>	<p>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な場合は、一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。 <u>なお、二次隔離弁については、一次隔離弁を全閉後、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。</u> <u>全交流動力電源喪失時は、</u></p> <p>電源が確保されていることを確認する。</p>
1. 5-68	14行と15行の間	(追加)	<p><u>⑱当直副長は、現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p><u>⑲現場運転員C及びDは、水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u></p>
1. 5-68	15行～24行	<p><u>⑳中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。</u></p>	<p><u>㉑中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却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な場合は、一次隔離</u></p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-68 ～ 1.5-69	25行 ～ 8行	<p>残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、<u>耐圧強化ベント系を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。</u></p> <p>⑱ [格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合]</p> <p>現場運転員C及びDは、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。なお、一次隔離弁の全閉操作ができない場合は、遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</p> <p>[残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、耐圧強化ベント系を停止できると判断した場合]</p>	<p>弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）を全閉するよう現場運転員に指示する。</p> <p>⑳現場運転員C及びDは、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。</p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-69	8行と9行の間	(追加)	②中央制御室運転員A及びBは、 <u>一次隔離弁を全閉後、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、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉するよう現場運転員に指示する。</u>
1.5-69	9行～12行	現場運転員C及びDは、 <u>遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サブレーション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u>	③現場運転員C及びDは、 <u>遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u>
1.5-69	17行～18行	原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで135分以内で可能	原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで <u>約</u> 135分で可能
1.5-71	13行～14行	B系使用時については手順⑦を除いて同様	B系使用時については手順⑥を除いて同様
1.5-72	12行と13行の間	(追加)	<u>B系使用時は、熱交換器ユニットの繋ぎ込み箇所が、原子炉補機冷却水系熱交換器(B/E)冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器(B/E)冷却水出口弁については系統構成対象外とする。(A系使用時は、原子炉補機冷却水系熱交換器(A/D)冷却水出口弁</u>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-72	13行	⑦ ^a 現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却系による	<u>の前に繋ぎこむ</u> ⑦現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却系による
1.5-72	16行～21行	⑦ ^b B 系使用時は、 <u>熱交換器ユニットの繋ぎ込み箇所が、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁については系統構成対象外とする。(A 系使用時は、原子炉補機冷却水系熱交換器 (A/D) 冷却水出口弁の前に繋ぎこむ)</u>	(削除)
1.5-75	7行～9行	系統構成完了まで約 <u>4 時間 15 分</u> 、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約 <u>9 時間</u> で可能	系統構成完了まで約 <u>255 分</u> 、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約 <u>540 分</u> で可能
1.5-77	5行～6行	B 系使用時については手順⑦を除いて同様	B 系使用時については手順⑥を除いて同様
1.5-78	5 行と 6 行の間	(追加)	<u>B 系使用時は、大容量送水車 (熱交換器ユニット用) の繋ぎ込み箇所が、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁については系統構成対象外とする。(A 系使用時は、原子炉補機冷却水系熱交換器 (A/D) 冷却水出口弁の</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-78	6行～7行	⑦ ^a 現場運転員 C 及び D は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）による	<u>前に繋ぎこむ</u> ⑦現場運転員C及びDは、大容量送水車（熱交換器ユニット用）による
1.5-78	9 行～14 行	⑦ ^b B 系使用時は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）の繋ぎ込み箇所が、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁については系統構成対象外とする。(A 系使用時は、原子炉補機冷却水系熱交換器 (A/D) 冷却水出口弁の前に繋ぎこむ)	(削除)
1.5-81	6行～9行	運転員による系統構成完了まで約 <u>4時間15分</u> 、緊急時対策要員による大容量送水車（熱交換器ユニット用）を使用した補機冷却水供給開始まで約 <u>5時間</u> で可能	運転員による系統構成完了まで約 <u>255分</u> 、緊急時対策要員による大容量送水車（熱交換器ユニット用）を使用した補機冷却水供給開始まで約 <u>300分</u> で可能
1.5-81	17 行～20 行	運転員による系統構成完了まで約 <u>4時間15分</u> 、緊急時対策要員による代替原子炉補機冷却海水ポンプ) を使用した補機冷却水供給開始まで約 <u>7時間</u> で可能	運転員による系統構成完了まで約 <u>255分</u> 、緊急時対策要員による代替原子炉補機冷却海水ポンプ) を使用した補機冷却水供給開始まで約 <u>420分</u> で可能

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-87		対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (3/5) (フロントライン系故障時)	別紙 1.5-1 に変更する。
1.5-88		対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (4/5) (フロントライン系故障時)	別紙 1.5-2 に変更する。
1.5-90		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 (1/8)	別紙 1.5-3 に変更する。
1.5-91		監視計器一覧 (2/8)	別紙 1.5-4 に変更する。
1.5-92		監視計器一覧 (3/8)	別紙 1.5-5 に変更する。
1.5-94		監視計器一覧 (5/8)	別紙 1.5-6 に変更する。
1.5-103		第 1.5.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)	別紙 1.5-7 に変更する。
1.5-104		第 1.5.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)	別紙 1.5-8 に変更する。
1.5-105		第 1.5.5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (W/W ベントの場合) 第 1.5.6 図 格納容器圧力逃がし装置による原子	別紙 1.5-9 に変更する。

なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-106		炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (D/W ベントの場合) 第 1.5.7 図 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンベ) 概要図	別紙 1.5-10 に変更する。
1.5-107		第 1.5.8 図 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンベ) タイムチャート	別紙 1.5-11 に変更する。
1.5-108		第 1.5.9 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 概要図	別紙 1.5-12 に変更する。
1.5-109		第 1.5.10 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート	別紙 1.5-13 に変更する。
1.5-110		第 1.5.11 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) 概要図	別紙 1.5-14 に変更する。
1.5-111		第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (1/3)	別紙 1.5-15 に変更する。
1.5.112		第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (2/3)	別紙 1.5-16 に変更する。
1.5-113		第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (3/3)	別紙 1.5-17 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-114		第 1.5.13 図 フィルタ装置水位調整（水抜き）概要図	別紙 1.5-18 に変更する。
1.5-115		第 1.5.14 図 フィルタ装置水位調整（水抜き）タイムチャート	別紙 1.5-19 に変更する。
1.5-116		第 1.5.15 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ 概要図（1/2）	別紙 1.5-20 に変更する。
1.5-117		第 1.5.15 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ 概要図（2/2）	別紙 1.5-21 に変更する。
1.5-118		第 1.5.16 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ タイムチャート	別紙 1.5-22 に変更する。
1.5-119		第 1.5.17 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整概要図	別紙 1.5-23 に変更する。
1.5-120		第 1.5.18 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整タイムチャート	別紙 1.5-24 に変更する。
1.5-121		第 1.5.19 図 ドレン移送ライン窒素ガスパーシ概要図	別紙 1.5-25 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-122		第 1.5.20 図 ドレン移送ライン窒素ガスパージタイムチャート	別紙 1.5-26 に変更する。
1.5-123		第 1.5.21 図 ドレンタンク水抜き 概要図	別紙 1.5-27 に変更する。
1.5-124		第 1.5.22 図 ドレンタンク水抜き タイムチャート	別紙 1.5-28 に変更する。
1.5-125		第 1.5.23 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱概要図 (1/2)	別紙 1.5-29 に変更する。
1.5-126		第 1.5.23 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱概要図 (2/2)	別紙 1.5-30 に変更する。
1.5-127		第 1.5.24 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱タイムチャート (W/W ベントの場合) 第 1.5.25 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱タイムチャート (D/W ベントの場合)	別紙 1.5-31 に変更する。
1.5-128		第 1.5.26 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図 (1/2)	別紙 1.5-32 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-129		第 1.5.26 図 格納容器 圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）	別紙 1.5-33 に変更する。
1.5-130		第 1.5.27 図 格納容器 圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート （W/W ベントの場合） 第 1.5.28 図 格納容器 圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート （D/W ベントの場合）	別紙 1.5-34 に変更する。
1.5-131		第 1.5.29 図 耐圧強化 ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）	別紙 1.5-35 に変更する。
1.5-132		第 1.5.29 図 耐圧強化 ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）	別紙 1.5-36 に変更する。
1.5-133		第 1.5.30 図 耐圧強化 ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート （W/W ベントの場合） 第 1.5.31 図 耐圧強化 ベント系による原子炉格	別紙 1.5-37 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.5-134		<p>納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) タイムチャート (D/W ベントの場合)</p> <p>第 1.5.32 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図 (1/2)</p>	別紙 1.5-38 に変更する。
1.5-135		<p>第 1.5.32 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図 (2/2)</p>	別紙 1.5-39 に変更する。
1.5-136		<p>第 1.5.33 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート</p>	別紙 1.5-40 に変更する。
1.5-137		<p>第 1.5.34 図 大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保 概要図 (1/2)</p>	別紙 1.5-41 に変更する。
1.5-138		<p>第 1.5.34 図 大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保 概要図 (2/2)</p>	別紙 1.5-42 に変更する。
1.5-139		<p>第 1.5.35 図 大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保 タイムチャート</p>	別紙 1.5-43 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

対応手段、対応設備、手順書一覧 (3/5)

(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応設備	対応手段	対応設備	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、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 格納容器圧力逃がし装置による	格納容器圧力逃がし装置	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用（S/C）」 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用（D/W）」 「PCV ベント弁駆動源確保[予備ポンベ]」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整（水張り）」 「フィルタベント水位調整（水抜き）」 「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N ₂ パージ」 「ドレンタンク水抜き」
			原子炉格納容器内の減圧及び除熱 耐圧強化ベント系による	耐圧強化ベント系（W/W）配管・弁 耐圧強化ベント系（D/W）配管・弁 遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作作用ポンベ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ、真空破壊弁を含む） 不活性ガス系配管・弁 非常用ガス処理系配管・弁 主排気筒（内筒） 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 代替所内電気設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3
				第二代替交流電源設備※3

※1: 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。

※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「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (4/5)

(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・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード） 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作ポンベ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用 (S/C)）」 「炉心損傷前 PCV ベント（フィルタベント使用 (D/W)）」 「炉心損傷前 PCV ベント（耐圧強化ライン使用 (S/C)）」 「炉心損傷前 PCV ベント（耐圧強化ライン使用 (D/W)）」 「PCV ベント弁駆動源確保[予備ポンベ]」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整（水張り）」 「フィルタベント水位調整（水抜き）」 「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N ₂ パージ」 「ドレンタンク水抜き」

※1: 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。

※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「1.14 電源の確保に関する手順等」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 (1/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	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 (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時運転転操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ
補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用ボンベ出口圧力		
事故時運転転操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「PCV ベント弁駆動源確保 [予備ボンベ]」	判断基準	補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用ボンベ出口圧力
	操作	補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用ボンベ出口圧力

監視計器一覧 (2/8)

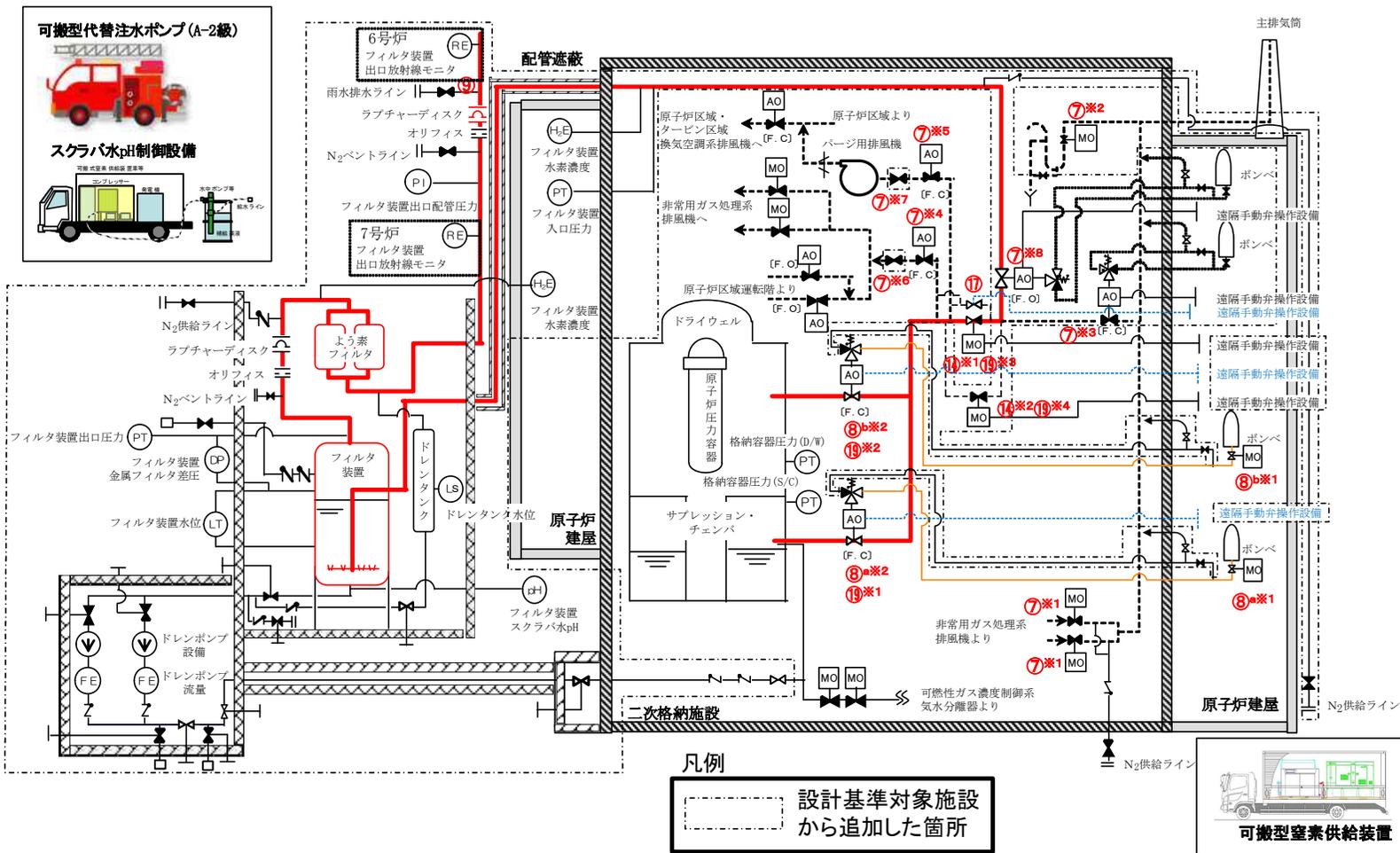
手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準	最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量	
	操作	—	
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水張り)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水抜き)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタバント停止後の N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準	補機監視機能	ドレンタンク水位
	操作	補機監視機能	ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量

監視計器一覧 (3/8)

	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 (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ氣體温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ
補機監視機能	遠隔空気駆動弁操作作用ボンベ出口圧力		
事故時運転転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「PCV ベント弁駆動源確保 [予備ボンベ]」	判断基準	補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用ボンベ出口圧力	
	操作	補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用ボンベ出口圧力	

監視計器一覧 (5/8)

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 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準	最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量	
	操作	—	
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水張り)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水抜き)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタバント停止後の N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準	補機監視機能	ドレンタンク水位
	操作	補機監視機能	ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量



第 1.5.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
⑦※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
⑦※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦※3	耐圧強化ベント弁
⑦※4	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦※5	換気空調系第一隔離弁
⑦※6	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※7	換気空調系第二隔離弁
⑦※8	フィルタ装置入口弁
⑧ ^a ※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑧ ^a ※2 ①⑨※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑧ ^b ※1	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑧ ^b ※2 ①⑨※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑨	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
①④※1 ①⑨※3	二次隔離弁
①④※2 ①⑨※4	二次隔離弁バイパス弁
①⑦	水素バイパスライン止め弁

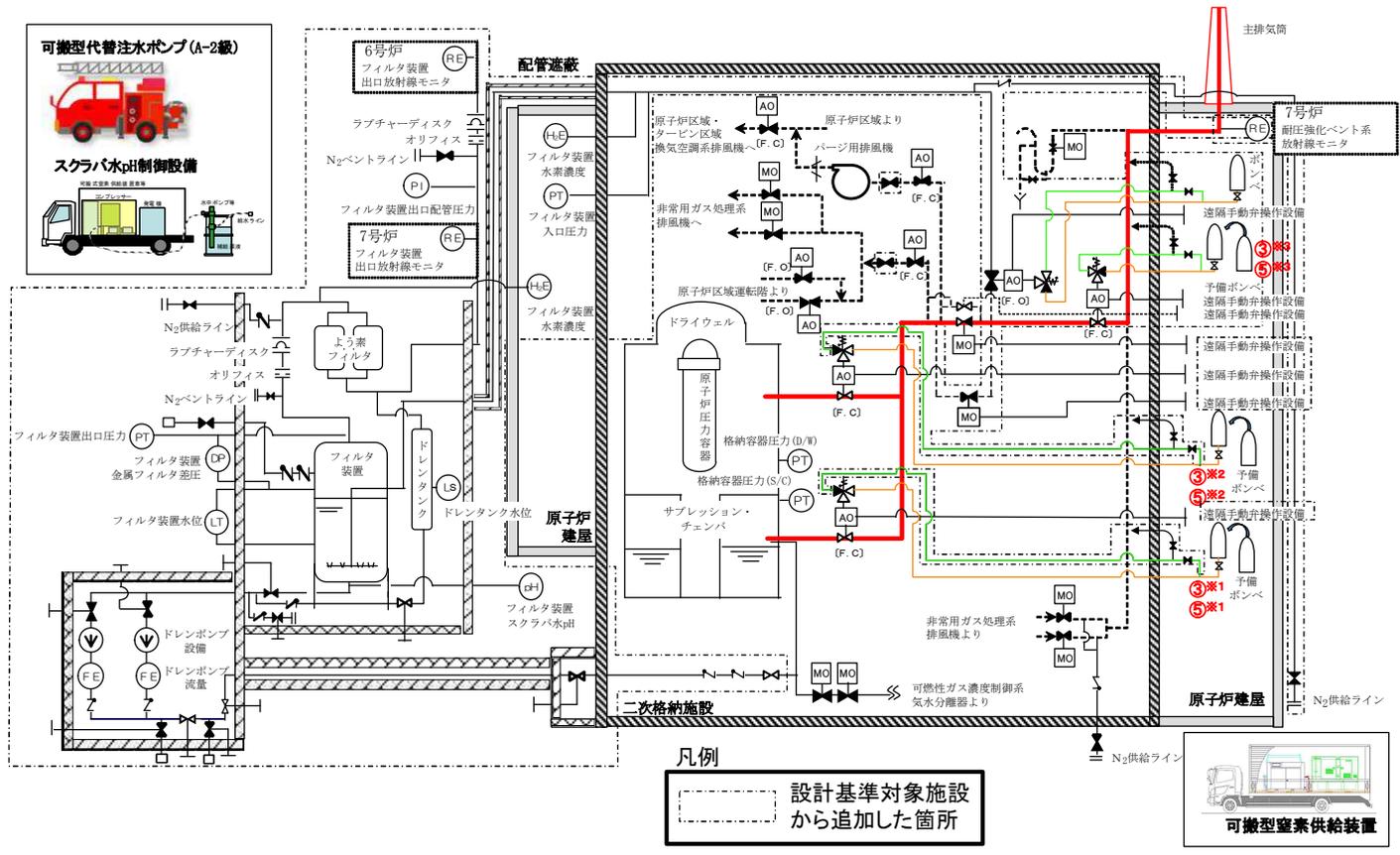
第 1.5.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)



第 1.5.5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(W/W ベントの場合)



第 1.5.6 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(D/W ベントの場合)

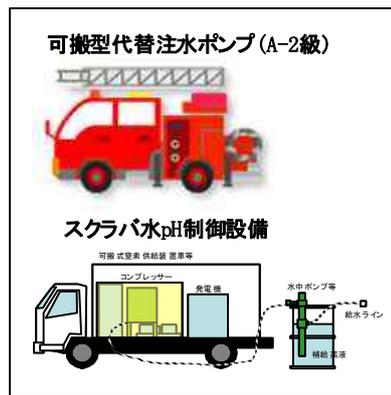


操作手順	弁名称
③※1⑤※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気ポンベ出口弁
③※2⑤※2	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気ポンベ出口弁
③※3⑤※3	耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁

第 1.5.7 図 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンベ) 概要図

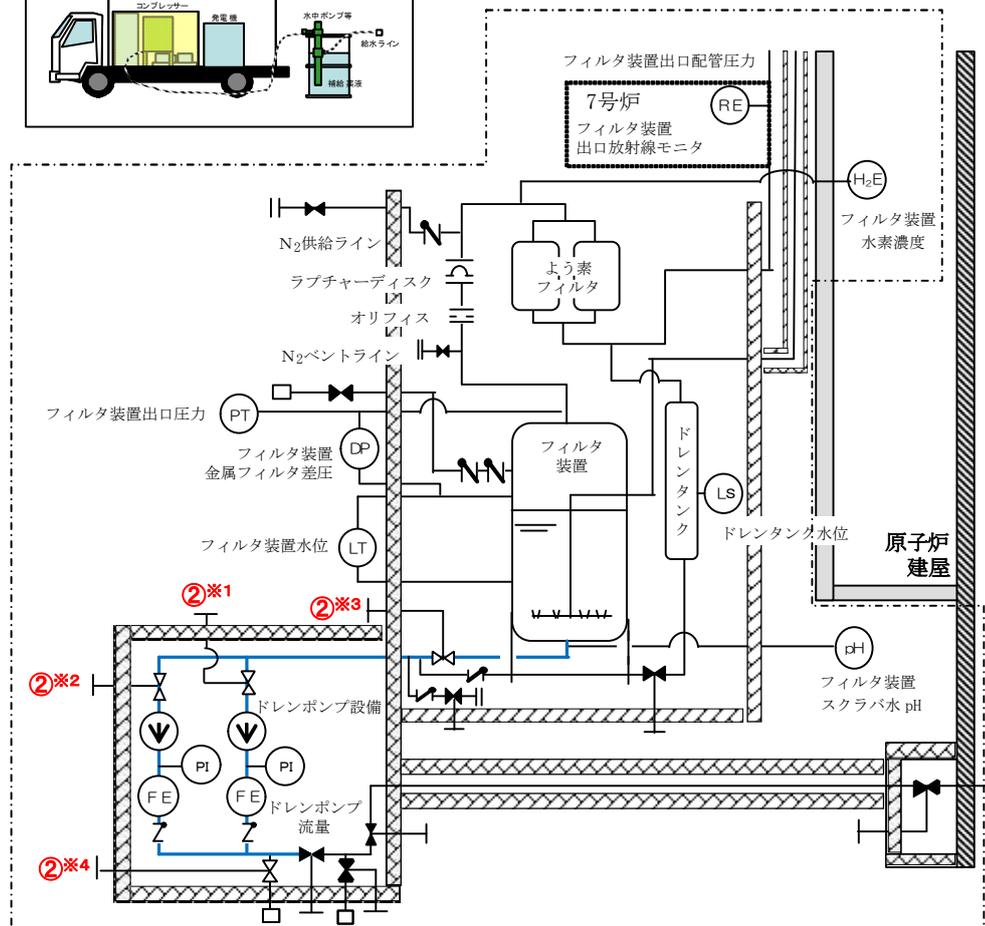
		経過時間(分)																		備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90										
手順の項目	要員(数)	原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 45分																		
原子炉格納容器ベント弁 駆動源確保	中央制御室運転員A, B	2	系統構成																	
	現場運転員C, D	2	移動, ボンベ交換																※時間は1弁のボンベ交換 時間 3弁すべてを連続で交換 した場合, 135分	
			リークチェック																	

第 1.5.8 図 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ボンベ) タイムチャート



凡例

設計基準対象施設から追加した箇所

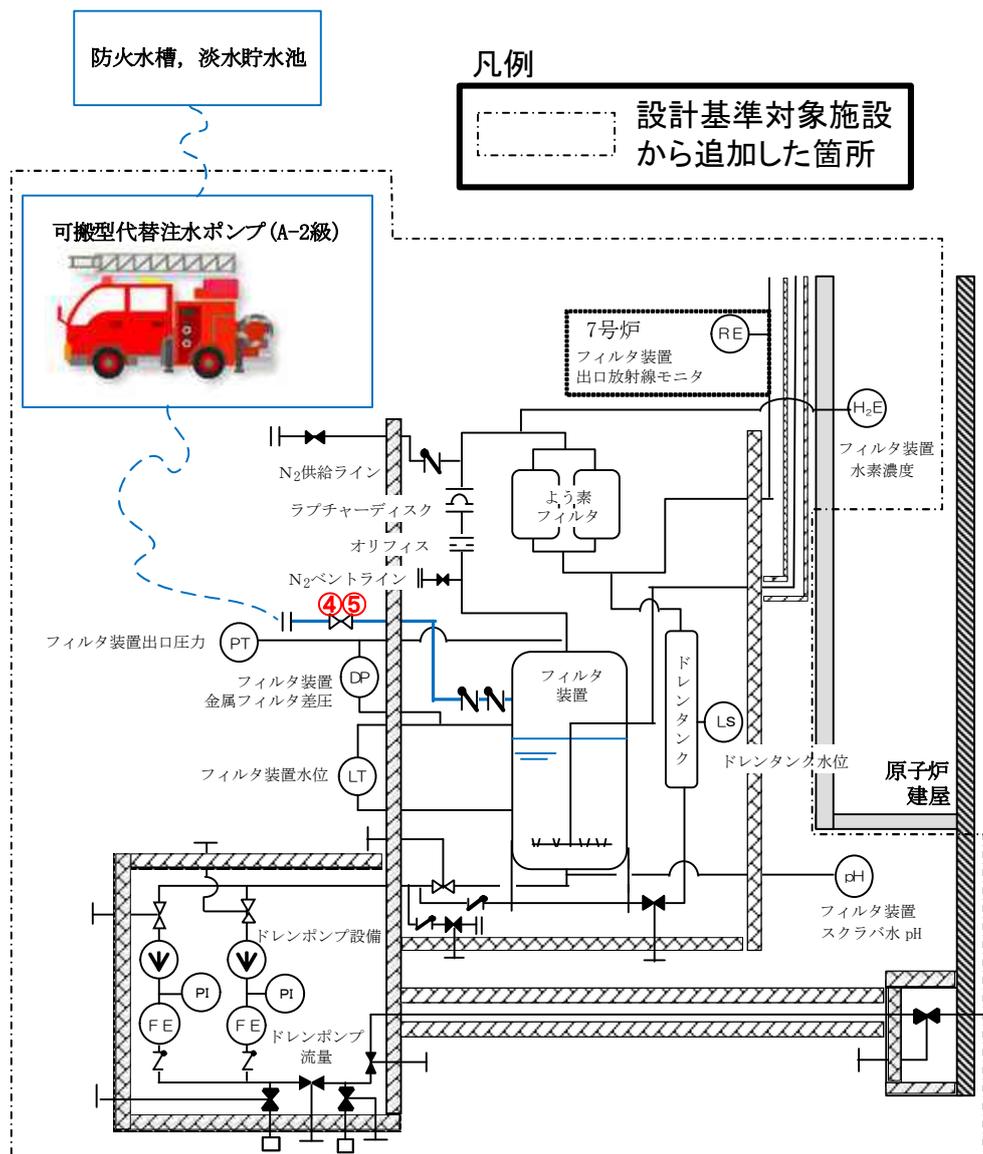


操作手順	弁名称
②※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁A
②※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁B
②※3	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②※4	FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁

第 1.5.9 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 概要図

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	45分 水張り完了確認													
フィルタ装置 ドレン移送ポンプ水張り	緊急時対策要員	2	現場移動												
			系統構成												
			系統水張り												
			弁閉操作												
			→ 系統水張り完了												

第 1.5.10 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート



操作手順	弁名称
④⑤	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁

第 1.5.11 図 フィルタ装置水位調整（水張り） 概要図

		経過時間(分)																備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160		170	
手順の項目	要員(数)	フィルタ装置水位調整(水張り)開始 65分 フィルタ装置水位調整(水張り)完了 125分 ※1 (水位計指示[1000~1500mm])																		
フィルタ装置 水位調整(水張り) [防火水槽を水源とした場合]	緊急時対策要員 2	現場移動※2		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台の健全性確認		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動～配置		送水準備, 送水開始操作		フィルタ装置水位監視		水張り完了		停止操作		フィルタ装置水位調整(水張り)完了				

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ (A-2級) を使用する場合は、約105分で可能である。

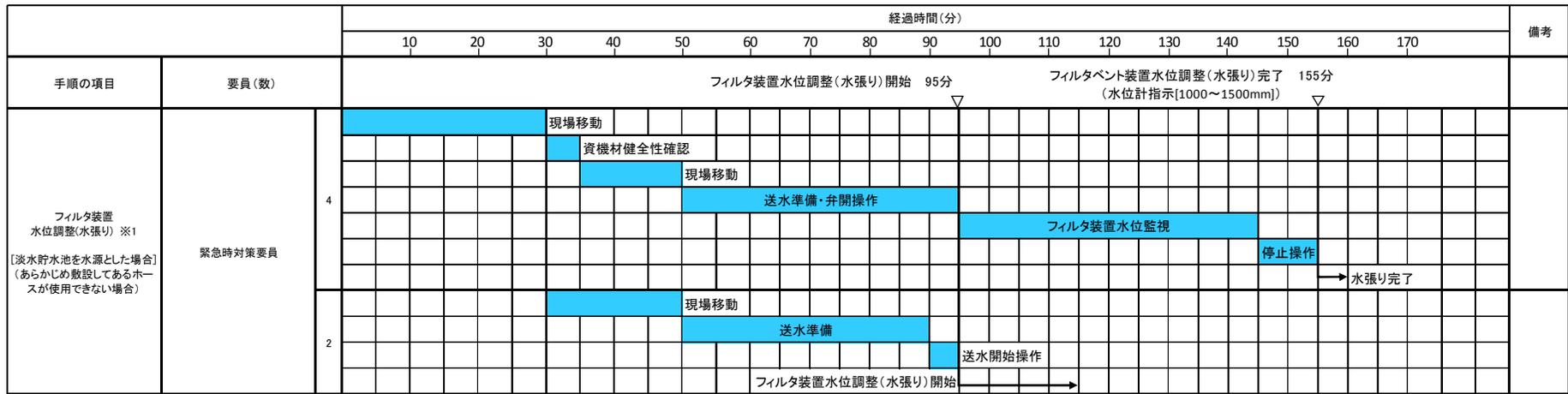
※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (1/3)

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)																備考					
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160		170				
		フィルタ装置水位調整(水張り)開始 65分						フィルタ装置水位調整(水張り)完了 125分 (水位計指示[1000~1500mm])															
フィルタ装置 水位調整(水張り) [淡水貯水池を水源とした場合] (あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)	緊急時対策要員	4	現場移動																				
			貯水池出口弁「開」																				
			送水ライン水張り、健全性確認、送水ホース及び消防ホース接続継ぎ接続																				
			送水開始操作																				
		2	現場移動※																				
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台の健全性確認																				
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動~配置																				
			送水準備																				
			フィルタ装置水位監視																				
			水張り完了																				
フィルタ装置水位調整(水張り)開始																							
停止操作																							
フィルタ装置水位調整(水張り)完了																							

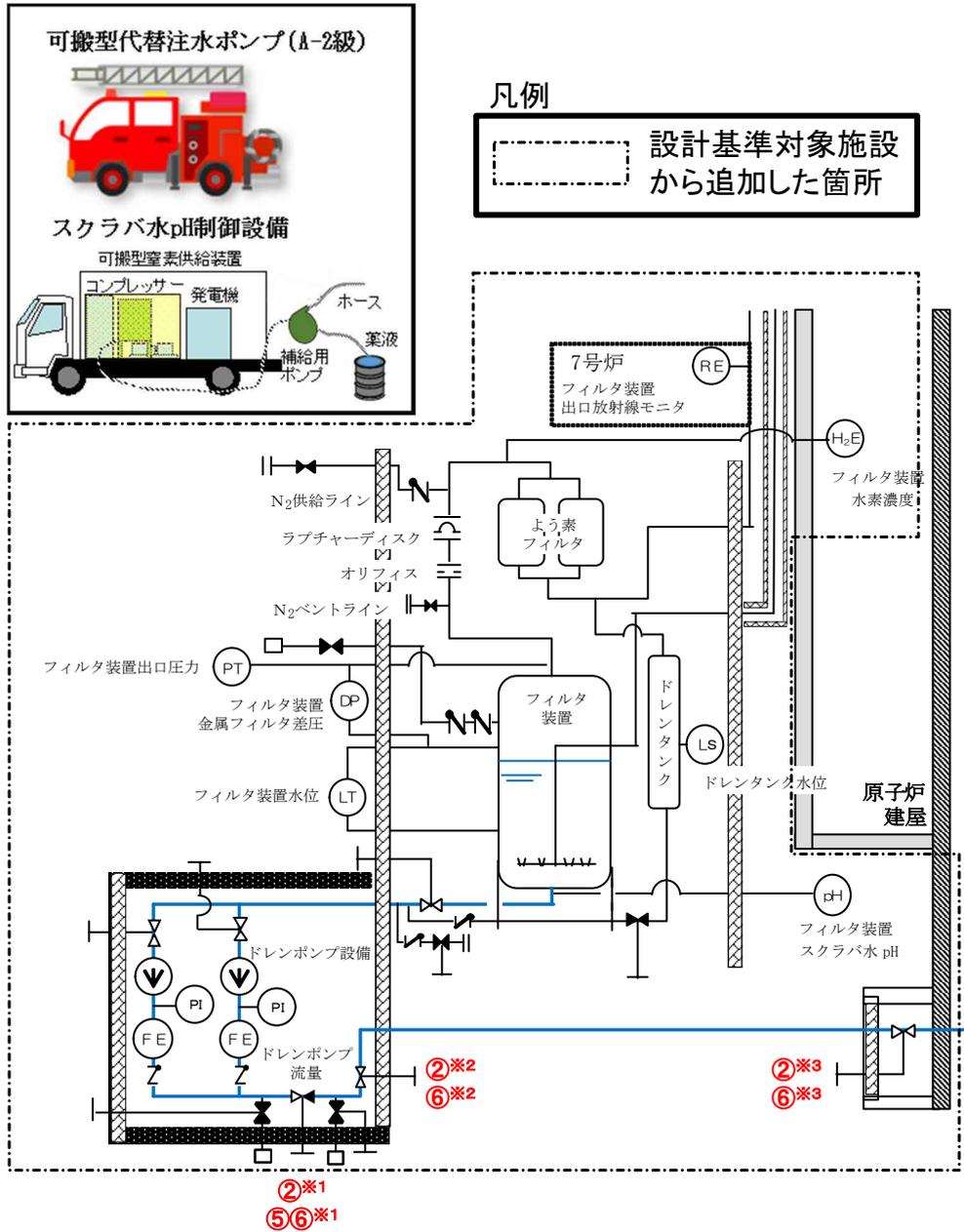
※ 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (2/3)



※1 フィルタ装置水位調整(水張り)は、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用するため、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からフィルタ装置までのホースの敷設のみを行う。

第 1.5.12 図 フィルタ装置水位調整(水張り) タイムチャート(3/3)

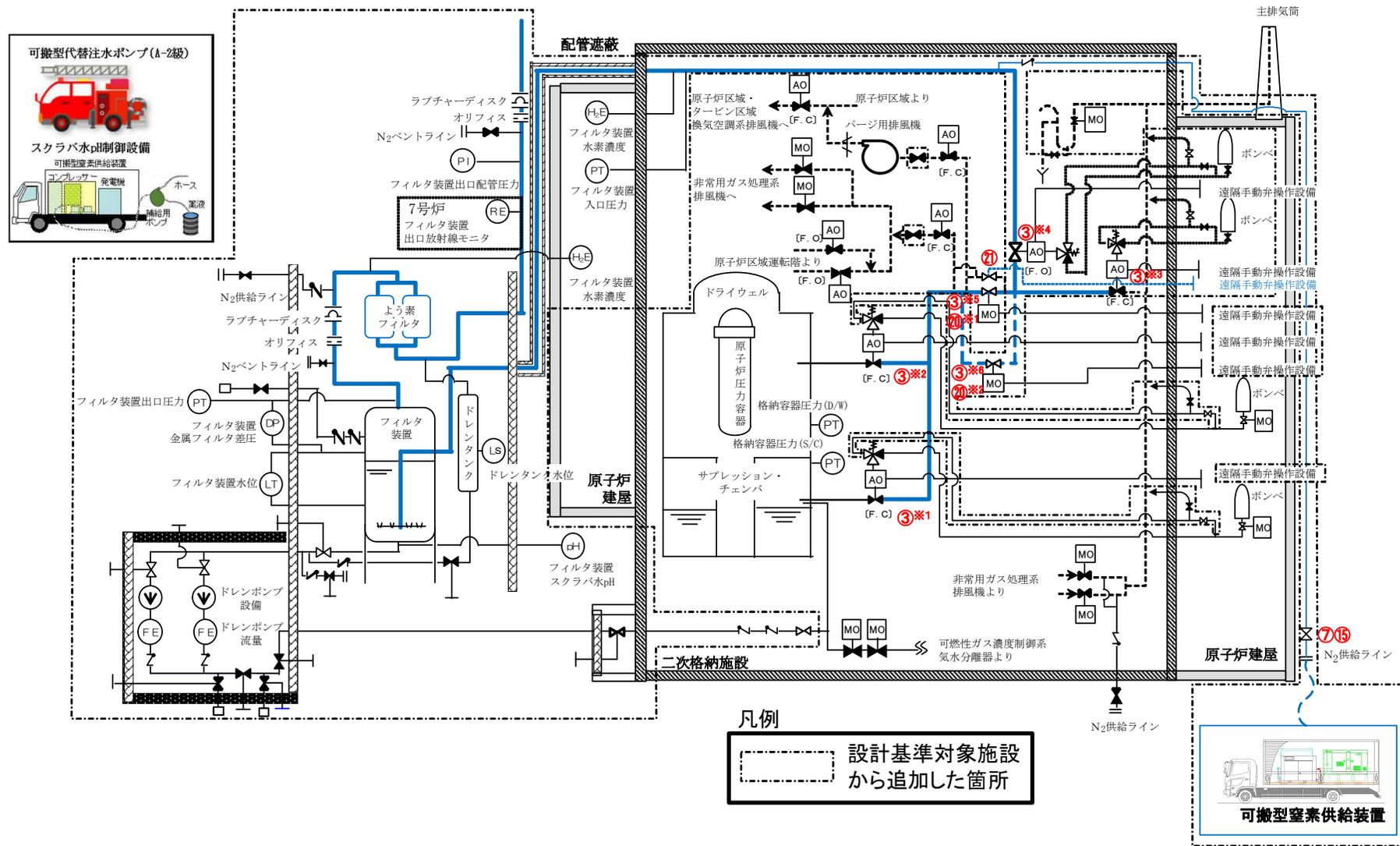


操作手順	弁名称
②*1⑤⑥*1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②*2⑥*2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②*3⑥*3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁

第 1.5.13 図 フィルタ装置水位調整（水抜き） 概要図



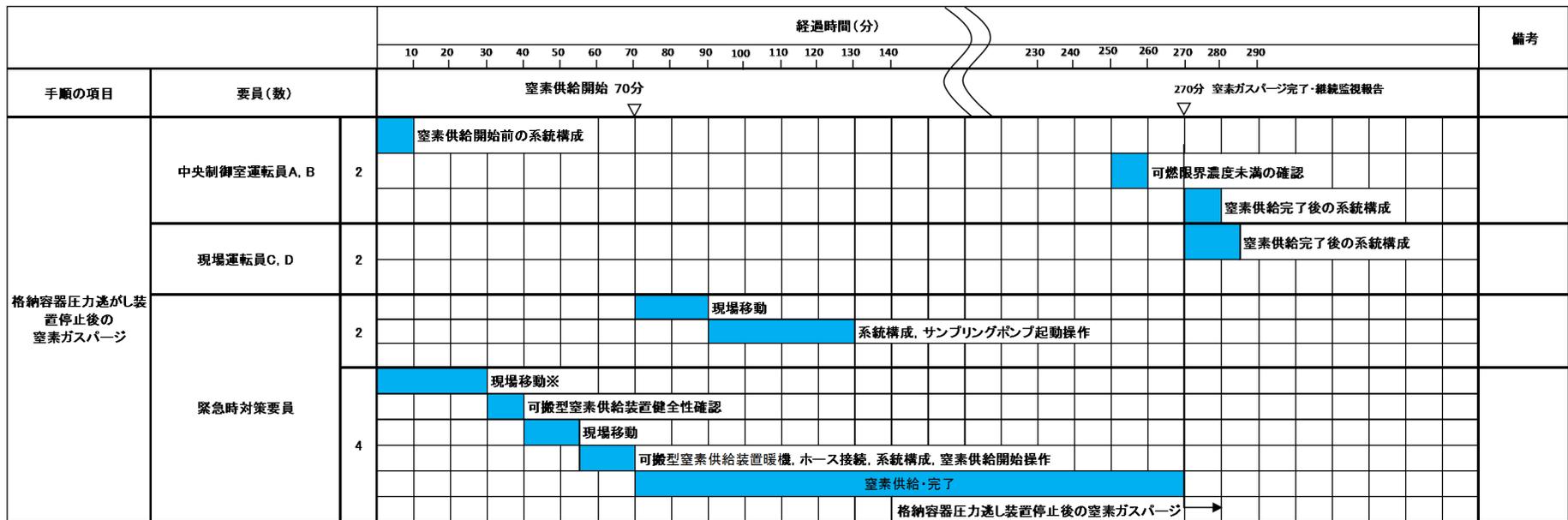
第 1.5.14 図 フィルタ装置水位調整 (水抜き) タイムチャート



第 1.5.15 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
③※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)
③※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
③※3	耐圧強化ベント弁
③※4	フィルタ装置入口弁
③※5 ⑳※1	二次隔離弁
③※6 ⑳※2	二次隔離弁バイパス弁
⑦⑮	FCVS PCVベントラインフィルタベント側N ₂ パージ用元弁
㉑	水素バイパスライン止め弁

第 1.5.15 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ 概要図 (2/2)

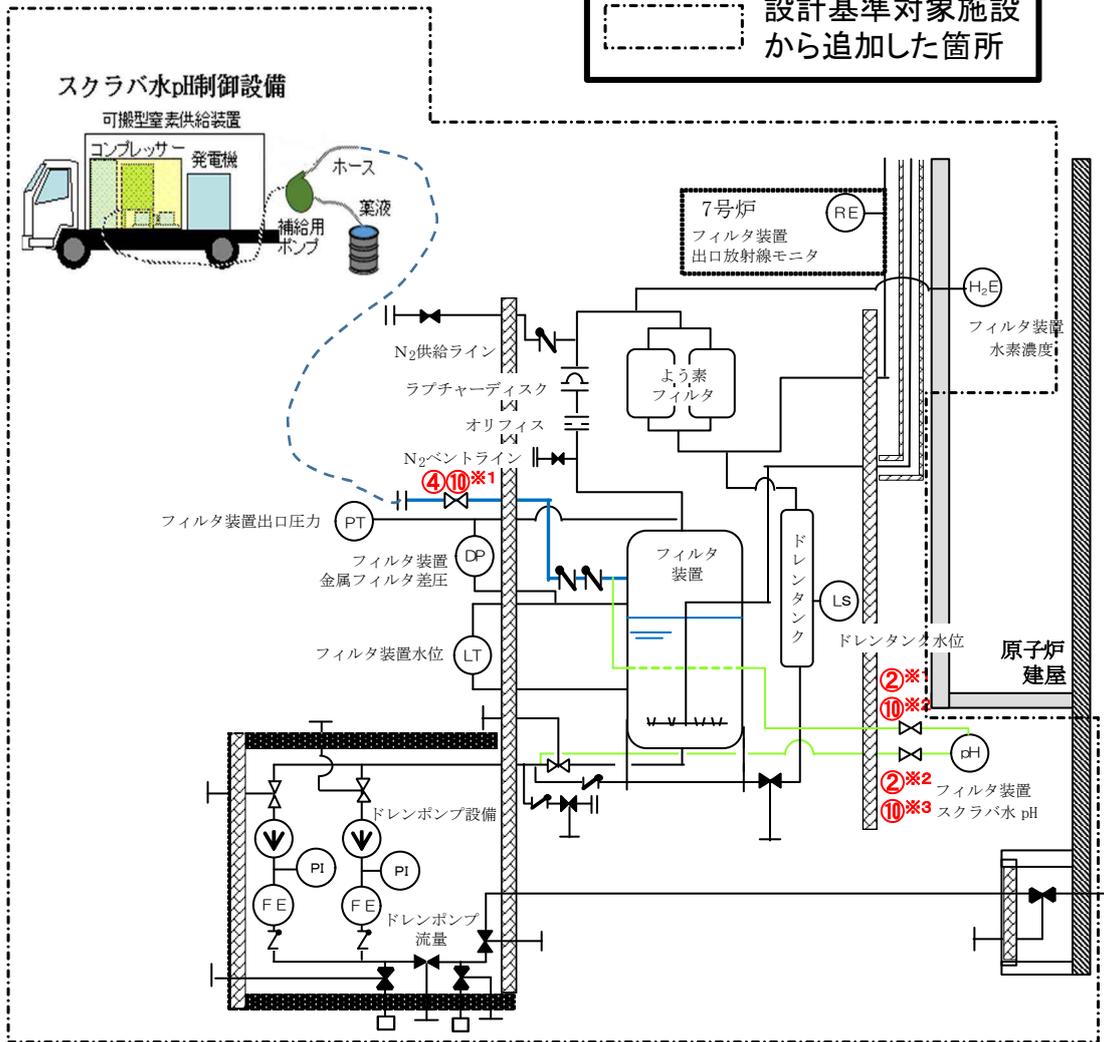


※ 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する。

第 1.5.16 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズ タイムチャート

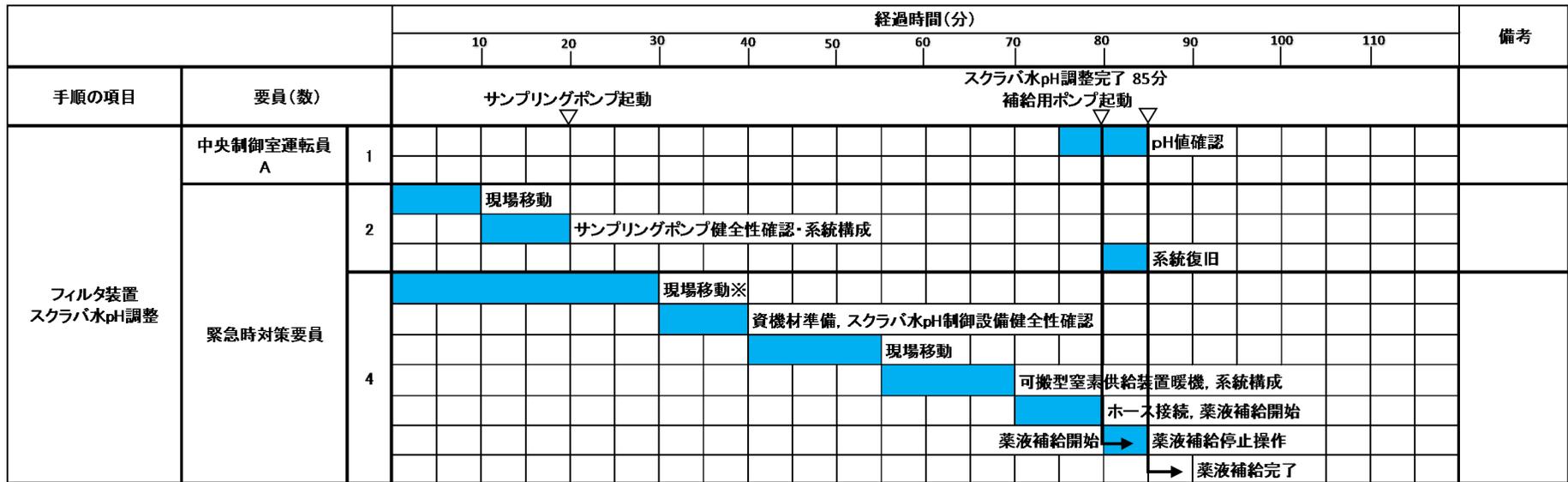
凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所



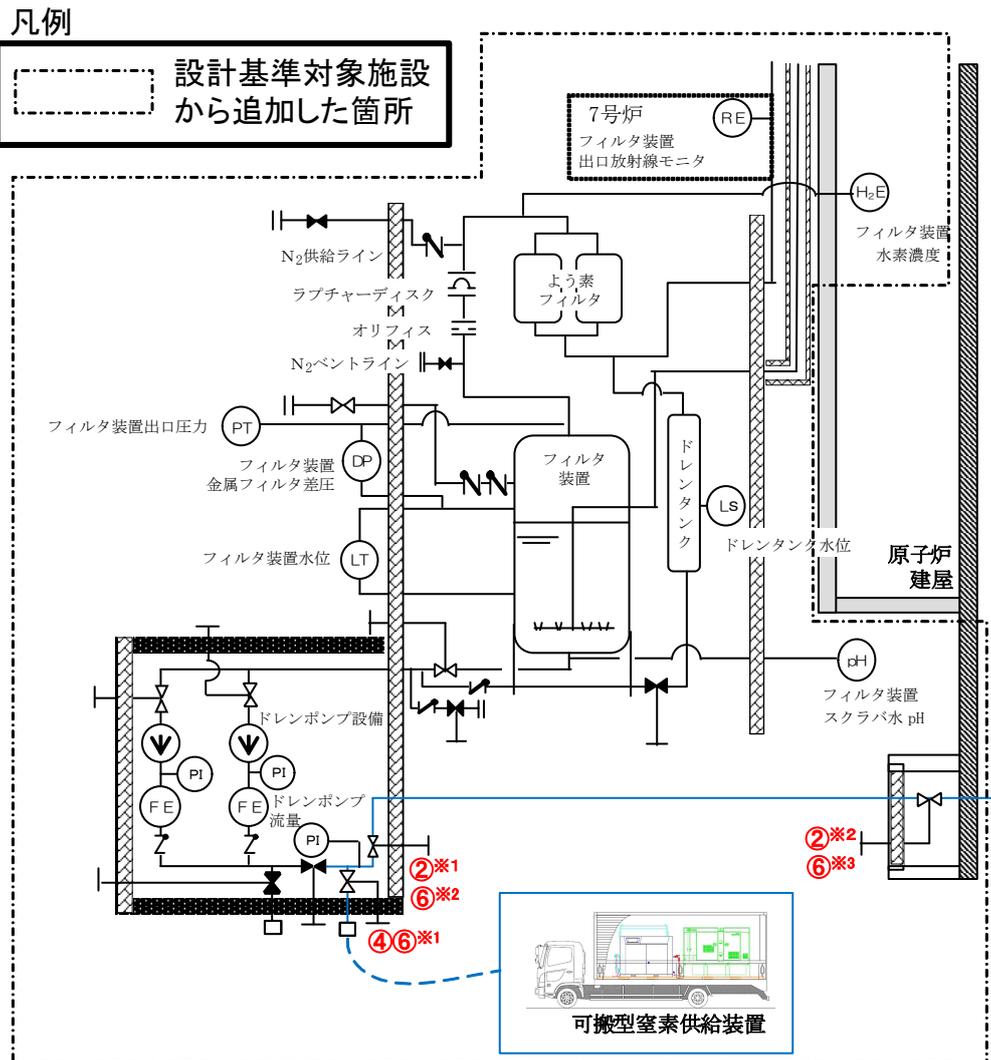
操作手順	弁名称
②*1 ⑩*2	フィルタベント装置pH入口止め弁
②*2 ⑩*3	フィルタベント装置pH出口止め弁
④⑩*1	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁

第 1.5.17 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図



※ 大湊側高台保管場所への移動は, 20分と想定する。

第 1.5.18 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 タイムチャート



操作手順	弁名称
②*1 ⑥*2	FCVSフィルタバント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②*2 ⑥*3	FCVSフィルタバント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑥*1	FCVSフィルタバント装置ドレンラインN ₂ パージ用元弁

第 1.5.19 図 ドレン移送ライン窒素ガスパージ 概要図

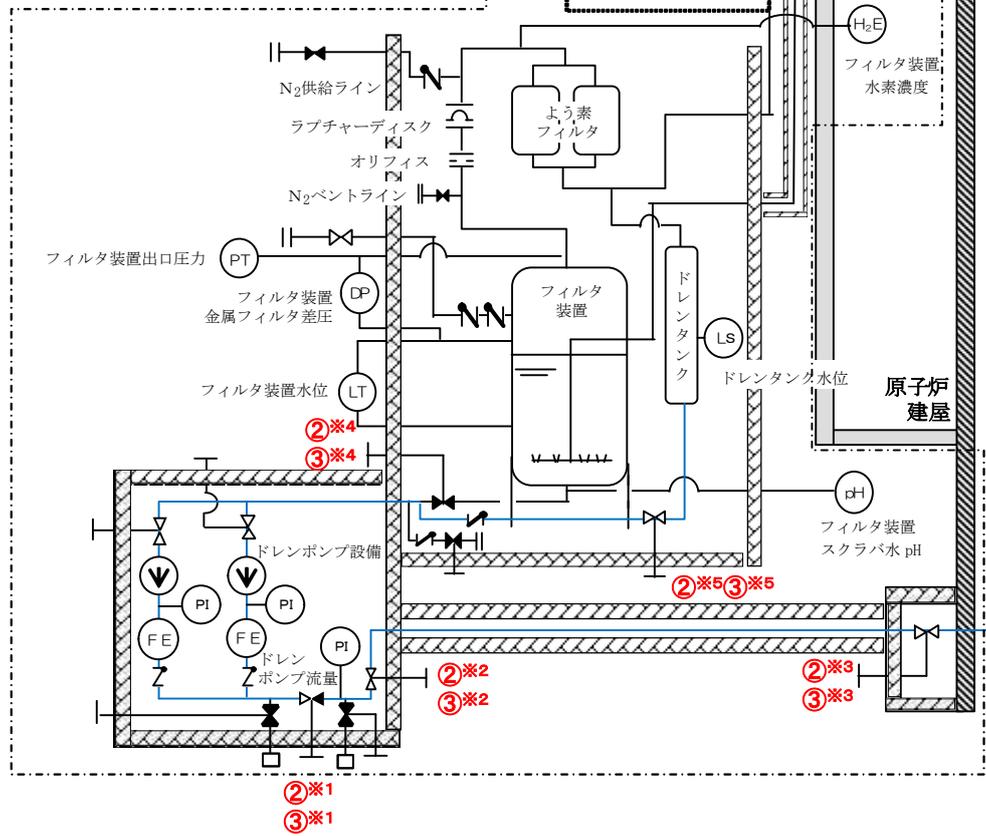
		経過時間(分)															備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150		
手順の項目	要員(数)	ドレン移送ライン窒素ガスバージ開始 75分															135分 ドレン移送ライン窒素ガスバージ作業完了	
ドレン移送ライン 窒素ガスバージ	緊急時対策要員 2	現場移動※																
		可搬型窒素供給装置健全性確認																
		現場移動																
		可搬型窒素供給装置暖機, ホース接続, 系統構成																
		窒素供給開始操作																
		→ 窒素供給開始																
		窒素供給停止操作, 弁閉操作																
		→ドレン移送ライン窒素ガスバージ完了																

※ 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する。

第 1.5.20 図 ドレン移送ライン窒素ガスバージ タイムチャート

凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所

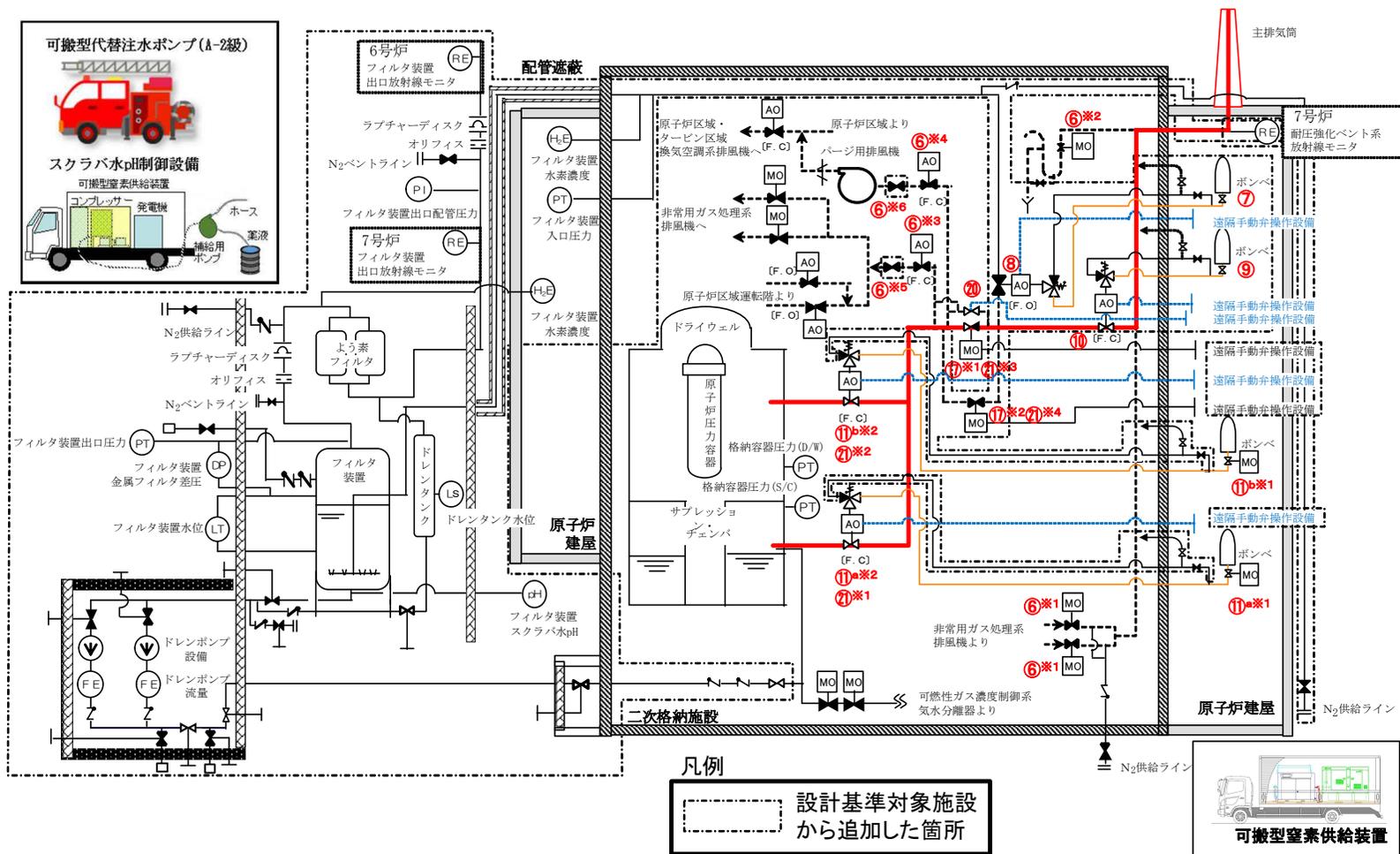


操作手順	弁名称
②*1③*1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②*2③*2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②*3③*3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
②*4③*4	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②*5③*5	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁

第 1.5.21 図 ドレンタンク水抜き 概要図

		経過時間(分)												備考						
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120							
手順の項目	要員(数)	ドレン移送ポンプ起動・流量調整 ▽ドレンタンク水抜き開始																		
ドレンタンク 水抜き	緊急時対策要員	2	現場移動																	
			系統構成																	
			水抜き(水位3000[mm] → 510[mm]) 継続監視																	
			→																	
			ポンプ停止操作, 系統復旧																	
			→																	

第 1.5.22 図 ドレンタンク水抜き タイムチャート



第 1.5.23 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
⑥※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
⑥※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑥※3	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑥※4	換気空調系第一隔離弁
⑥※5	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑥※6	換気空調系第二隔離弁
⑦	フィルタ装置入口弁操作用空気ポンベ出口弁
⑧	フィルタ装置入口弁
⑨	耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁
⑩	耐圧強化ベント弁
⑪ ^a ※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑪ ^a ※2 ⑪※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑪ ^b ※1	一次隔離弁(ドライウェル側)操作用空気供給弁
⑪ ^b ※2 ⑪※2	一次隔離弁(ドライウェル側)
⑰※1 ⑰※3	二次隔離弁
⑰※2 ⑰※4	二次隔離弁バイパス弁
⑳	水素バイパスライン止め弁

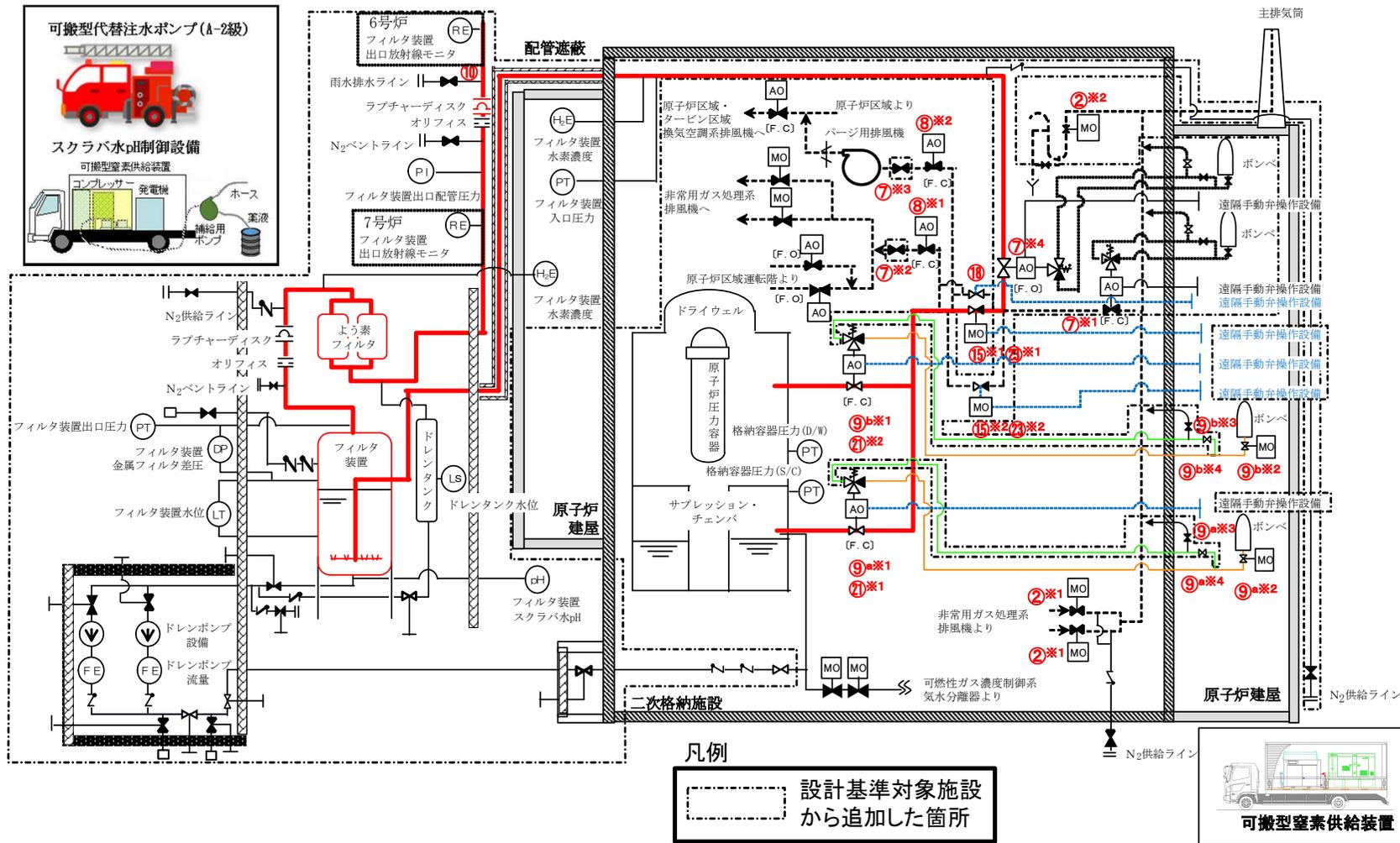
第 1.5.23 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)



第 1.5.24 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(W/W ベントの場合)



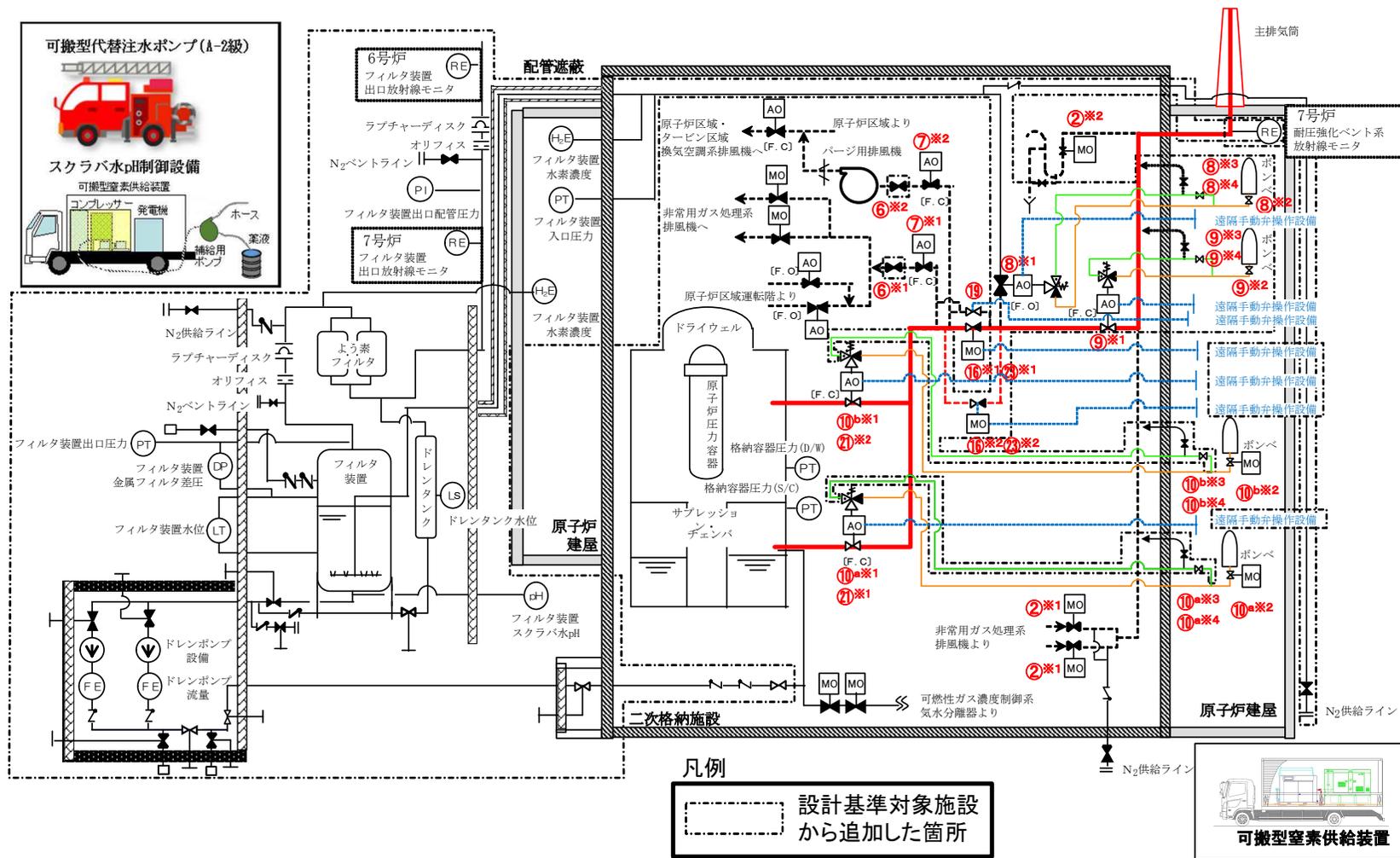
第 1.5.25 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(D/W ベントの場合)



第 1.5.26 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
②※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
②※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦※1	耐圧強化ベント弁
⑦※2	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※3	換気空調系第二隔離弁
⑦※4	フィルタ装置入口弁
⑧※1	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑧※2	換気空調系第一隔離弁
⑨ ^a ※1 ⑳※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑨ ^a ※2	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作作用空気供給弁
⑨ ^a ※3	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)逆操作作用空気排気側止め弁
⑨ ^a ※4	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作作用空気排気側止め弁
⑨ ^b ※1 ㉑※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑨ ^b ※2	一次隔離弁(ドライウエル側)操作作用空気供給弁
⑨ ^b ※3	一次隔離弁(ドライウエル側)逆操作作用空気排気側止め弁
⑨ ^b ※4	一次隔離弁(ドライウエル側)操作作用空気排気側止め弁
⑩	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑮※1 ㉒※1	二次隔離弁
⑮※2 ㉒※2	二次隔離弁バイパス弁
⑱	水素バイパスライン止め弁

第 1.5.26 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）



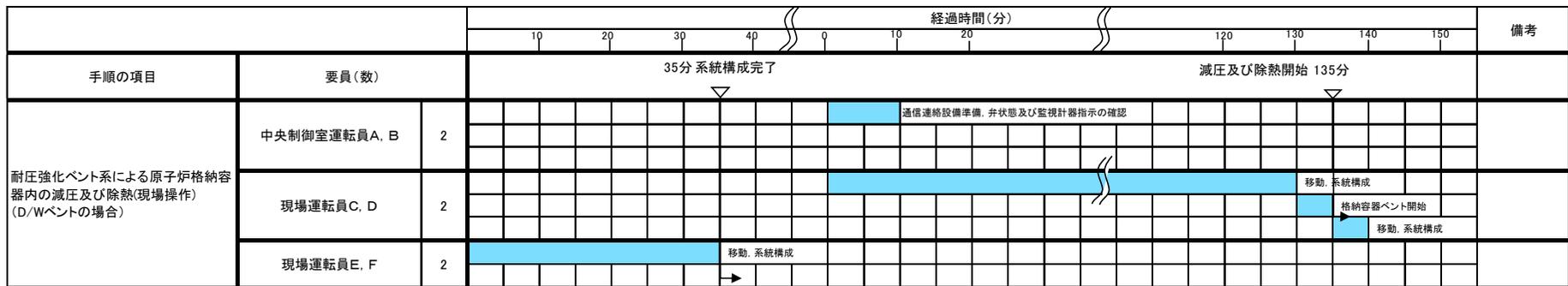
第 1.5.29 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
②※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
②※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑥※1	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑥※2	換気空調系第二隔離弁
⑦※1	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦※2	換気空調系第一隔離弁
⑧※1	フィルタ装置入口弁
⑧※2	フィルタ装置入口弁操作作用空気ポンベ出口弁
⑧※3	フィルタ装置入口弁逆操作作用空気排気側止め弁
⑧※4	フィルタ装置入口弁操作作用空気排気側止め弁
⑨※1	耐圧強化ベント弁
⑨※2	耐圧強化ベント弁操作作用空気ポンベ出口弁
⑨※3	耐圧強化ベント弁逆操作作用空気排気側止め弁
⑨※4	耐圧強化ベント弁操作作用空気排気側止め弁
⑩ ^a ※1 ⑳※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑩ ^a ※2	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作作用空気供給弁
⑩ ^a ※3	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)逆操作作用空気排気側止め弁
⑩ ^a ※4	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作作用空気排気側止め弁
⑩ ^b ※1 ⑳※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑩ ^b ※2	一次隔離弁(ドライウエル側)操作作用空気供給弁
⑩ ^b ※3	一次隔離弁(ドライウエル側)逆操作作用空気排気側止め弁
⑩ ^b ※4	一次隔離弁(ドライウエル側)操作作用空気排気側止め弁
⑯※1 ㉑※1	二次隔離弁
⑯※2 ㉑※2	二次隔離弁バイパス弁
⑰	水素バイパスライン止め弁

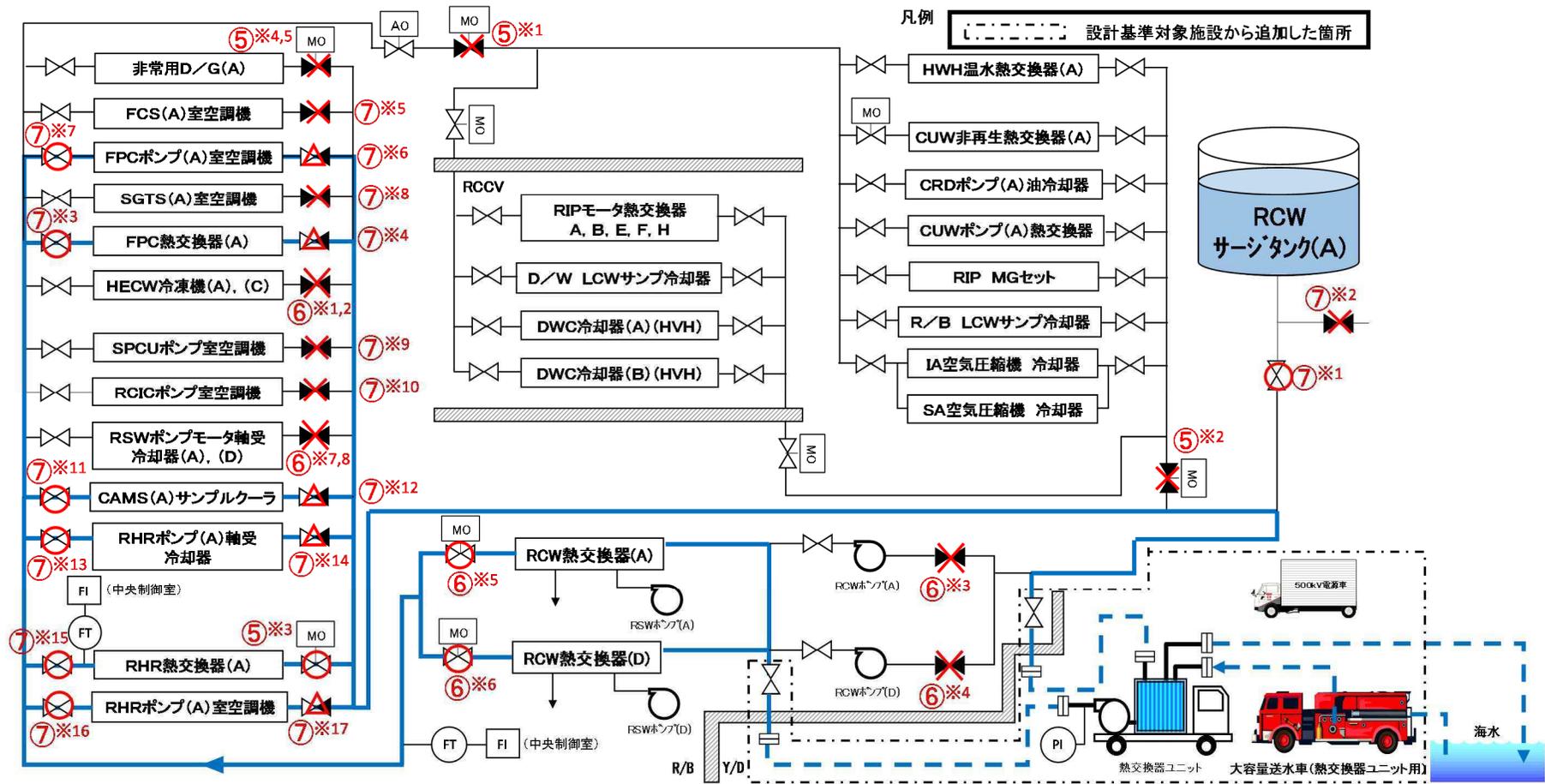
第 1.5.29 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）



第 1.5.30 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート
(W/W ベントの場合)



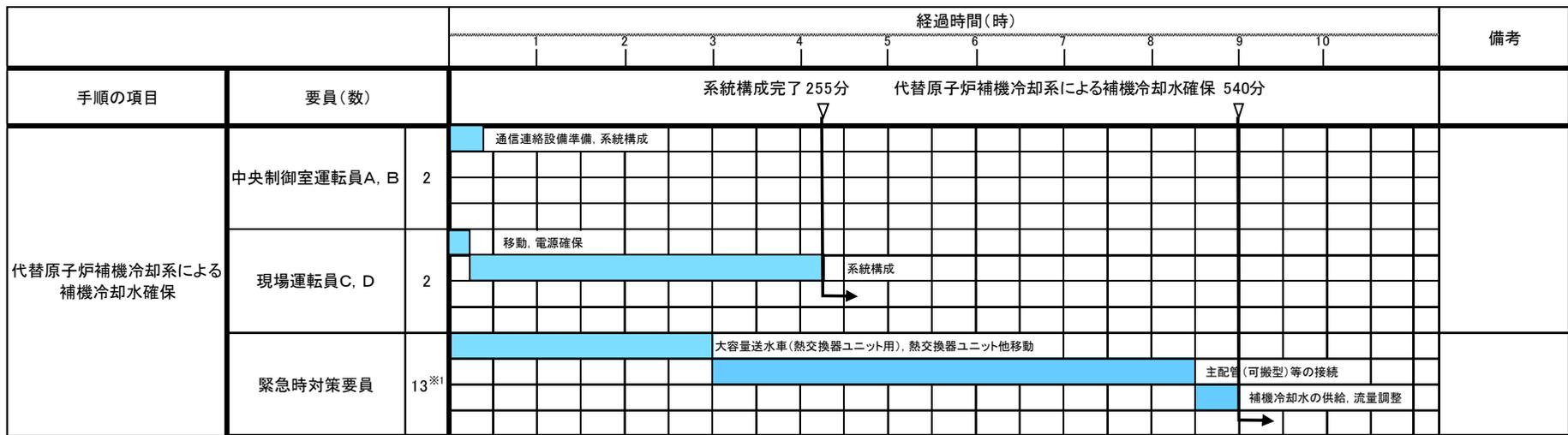
第 1.5.31 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート
(D/W ベントの場合)



第 1.5.32 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図 (1/2)

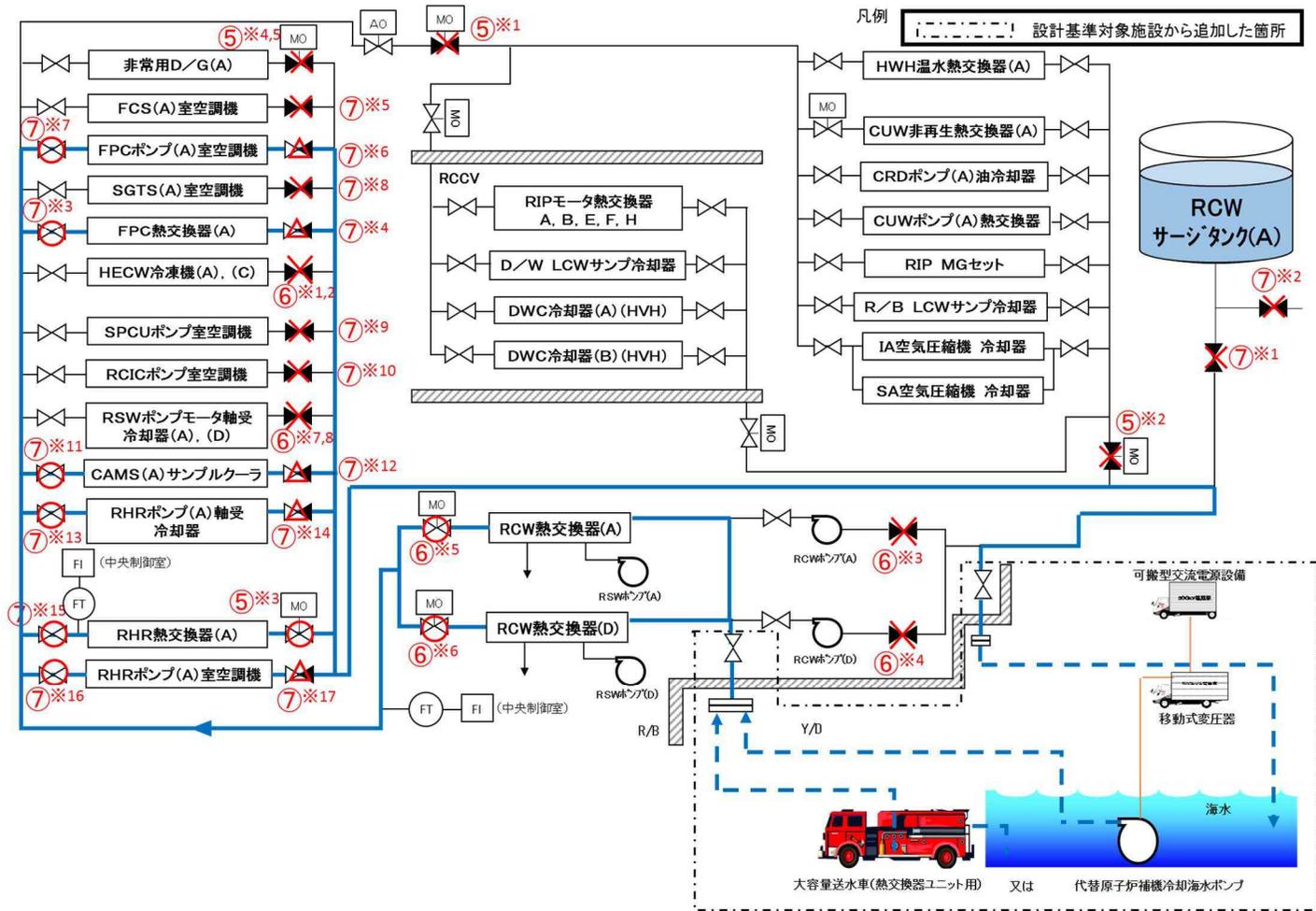
操作手順	弁名称
⑤※1	常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※2	常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※3	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(A)冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(C)冷却水温度調節弁後弁
⑥※3	原子炉補機冷却水系ポンプ(A)吸込弁
⑥※4	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※5	原子炉補機冷却水系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑥※6	原子炉補機冷却水系熱交換器(D)冷却水出口弁
⑥※7	原子炉補機冷却海水ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却海水ポンプ(D)電動機軸受出口弁
⑦※1	原子炉補機冷却水系サージタンク(A)出口弁
⑦※2	サージタンク(A)換気空調補機非常用冷却水系側出口弁
⑦※3	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	サプレッションプール浄化系ポンプ室空調機出口弁
⑦※10	原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	格納容器雰囲気モニタラック(A)入口弁
⑦※12	格納容器雰囲気モニタラック(A)出口弁
⑦※13	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水入口弁
⑦※16	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※17	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

第 1.5.32 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図 (2/2)



※1 炉心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を2班体制とし、交替して対応する。

第 1.5.33 図 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート

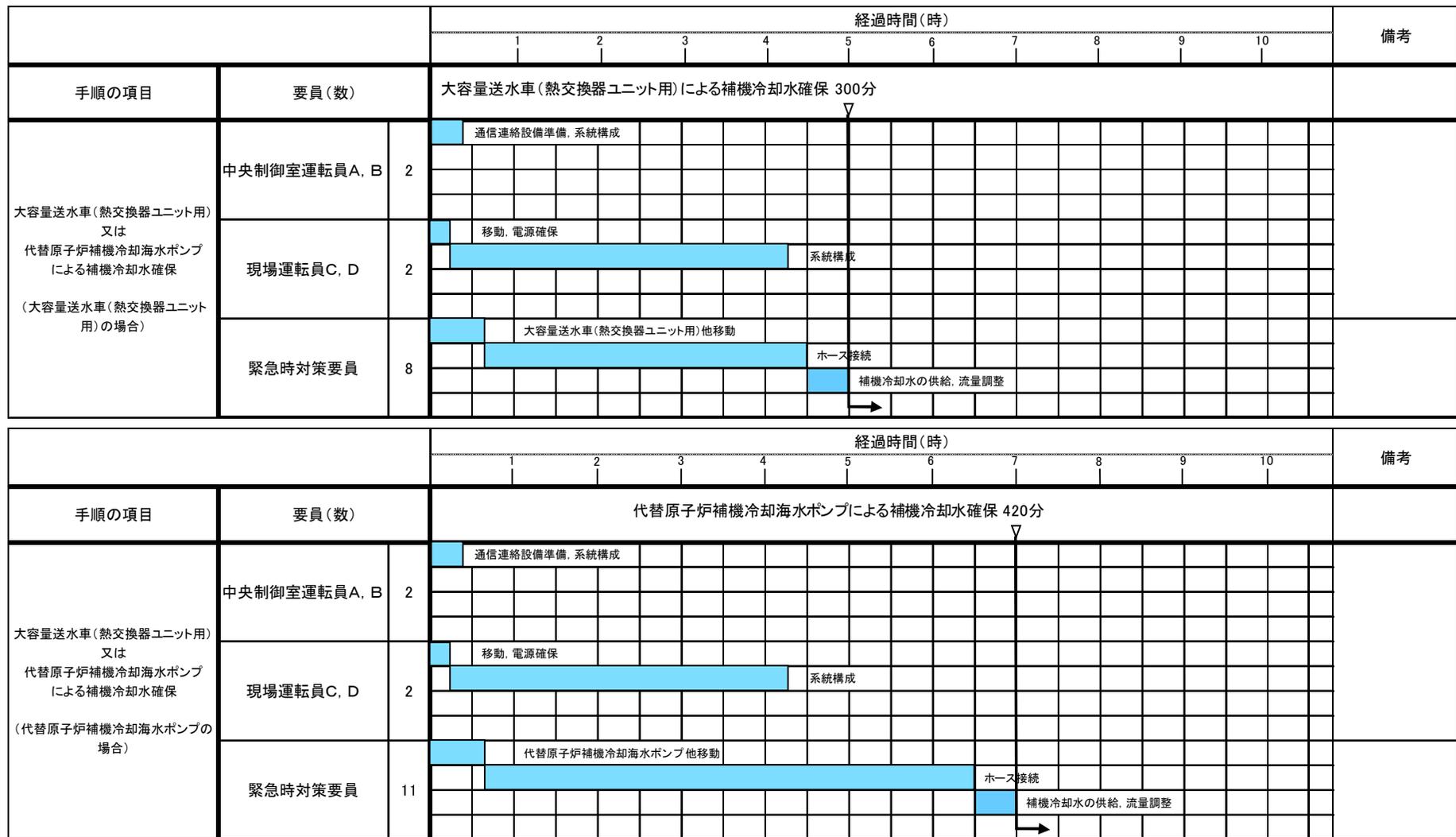


第 1.5.34 図 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる
補機冷却水確保 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
⑤※1	常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※2	常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※3	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	非常用ディーゼル発電機(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(A)冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(C)冷却水温度調節弁後弁
⑥※3	原子炉補機冷却水系ポンプ(A)吸込弁
⑥※4	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※5	原子炉補機冷却水系熱交換器(A)冷却水出口弁
⑥※6	原子炉補機冷却水系熱交換器(D)冷却水出口弁
⑥※7	原子炉補機冷却海水ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却海水ポンプ(D)電動機軸受出口弁
⑦※1	原子炉補機冷却水系サージタンク(A)出口弁
⑦※2	サージタンク(A)換気空調補機非常用冷却水系側出口弁
⑦※3	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	サプレッションプール浄化系ポンプ室空調機出口弁
⑦※10	原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	格納容器雰囲気モニタラック(A)入口弁
⑦※12	格納容器雰囲気モニタラック(A)出口弁
⑦※13	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	残留熱除去系熱交換器(A)冷却水入口弁
⑦※16	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※17	残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

第 1.5.34 図 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機

冷却海水ポンプによる補機冷却水確保概要図（2/2）



第 1.5.35 図 大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保 タイムチャート

頁	行	補正前	補正後
1.6-11	8行～14行	<p>なお、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内の冷却は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、<u>淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</u></p>	<p>なお、<u>防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。</u>淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</p> <p>また、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内の冷却は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。</p>
1.6-24	11行～13行	<p>なお、格納容器内圧力(D/W)、サプレッション・チェンバ氣體温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、</p>	<p>なお、格納容器内圧力(S/C)、サプレッション・チェンバ氣體温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、</p>
1.6-29	6行～8行	<p>なお、格納容器内圧力(D/W)、サプレッション・チェンバ氣體温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、</p>	<p>なお、格納容器内圧力(S/C)、サプレッション・チェンバ氣體温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、</p>
1.6-32	10行～11行	<p>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の<u>配備及び</u>ホース接続を依頼する。</p>	<p>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の<u>配備、</u>ホース接続<u>及び起動操作</u>を依頼する。</p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.6-33	20行～21行	緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備 <u>及び</u> ホース接続を行い、	緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を行い、
1.6-34	5行～6行	緊急時対策要員は、 <u>可搬型代替注水ポンプ（A-2級）起動後</u> 、運転員が選択した送水ラインから送水するため、	緊急時対策要員は、運転員が選択した送水ラインから送水するため、
1.6-34	16行～18行	なお、格納容器内圧力（D/W）、サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、	なお、格納容器内圧力（S/C）、サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、
1.6-35	21行～22行	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備 <u>及び</u> ホース接続を依頼する。	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を依頼する。
1.6-37	8行～9行	緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備 <u>及び</u> ホース接続を行い、	緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を行い、
1.6-37	18行～19行	緊急時対策要員は、 <u>可搬型代替注水ポンプ（A-2級）起動後</u> 、運転員が選択した送水ラインから送水するため、	緊急時対策要員は、運転員が選択した送水ラインから送水するため、
1.6-38	4行～6行	なお、格納容器内圧力（D/W）、サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、	なお、格納容器内圧力（S/C）、サプレッション・チェンバ気体温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が、

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.6-44	11行～13行	なお，格納容器内圧力(D/W)，サプレッション・チェンバ氣體温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が，	なお，格納容器内圧力(S/C)，サプレッション・チェンバ氣體温度又はサプレッション・チェンバ・プール水位指示値が，
1.6-92		第 1.6.4 表 原子炉格納容器内へのスプレイ起動，停止の判断基準 (炉心の著しい損傷を防止するための対応)	別紙 1.6-1 に変更する。
1.6-109		第 1.6.13 図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水） (可搬型代替注水ポンプによる送水) タイムチャート (2/2)	別紙 1.6-2 に変更する。

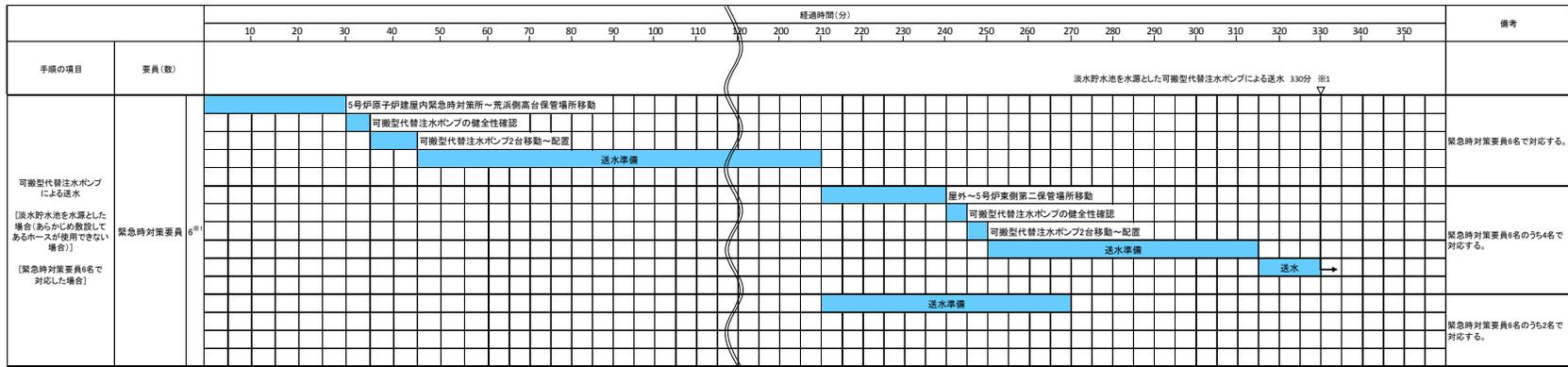
なお，頁は，平成 29 年 6 月 16 日付け，原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 1.6.4 表 原子炉格納容器内へのスプレイ起動，停止の判断基準

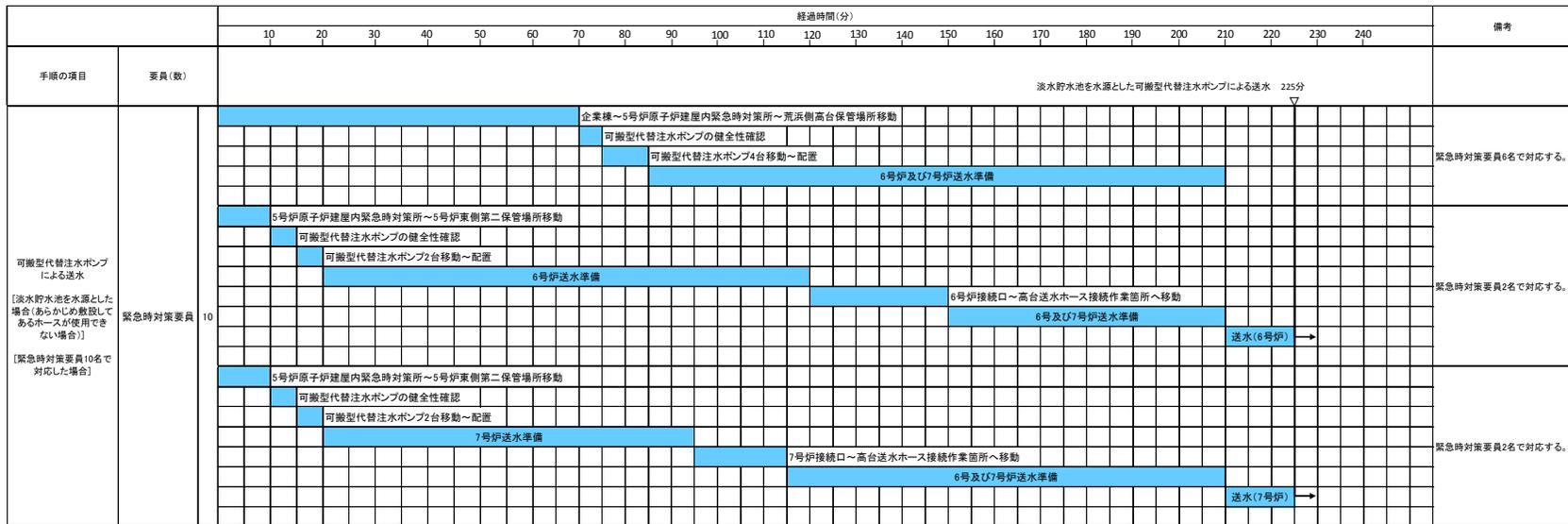
(炉心の著しい損傷を防止するための対応)

	スプレイ起動の判断基準		代替格納容器 スプレイ	RHRによる スプレイ	スプレイ停止の判断基準	
炉心の著しい損傷を防止するための対応	P C V 圧力制御	格納容器内圧力(D/W)指示値が13.7kPa[gage]以上で，原子炉水位指示値が-2880mm以下を経験した場合	D/W S/P	D/W S/P	圧力制御・ 温度制御・ 水位制御	以下のいずれかの条件でスプレイを停止する。 ・格納容器内圧力(S/C)指示値が13.7kPa[gage]以下まで低下した場合 ・サブプレッション・チェンバ気体温度指示値が□以下まで低下した場合 ・サブプレッション・チェンバ・プール水位指示値が14.0m ^{※2} 以上の場合
		格納容器内圧力(S/C)指示値が13.7kPa[gage]以上の場合	—	S/P		
		格納容器内圧力(S/C)指示値が□以上の場合	D/W ^{※3} S/P ^{※3}	D/W S/P		
	S D / / P W 温度制御	ドライウェル雰囲気温度指示値が□に到達し，格納容器内圧力(D/W)指示値が13.7kPa[gage]以上の場合	D/W ^{※4}	D/W		
		サブプレッション・チェンバ気体温度指示値が□以上の場合	S/P ^{※5}	S/P		
	水位制御 ※1	サブプレッション・チェンバ・プール水位指示値が7.2m ^{※2} 以上で，格納容器内圧力(D/W)指示値が13.7kPa[gage]以上の場合	D/W ^{※6}	D/W		

- ※1：LOCA時，真空破壊弁の機能喪失前に格納容器圧力を低下させ，D/WとS/Pの圧力を平衡にする。
- ※2：S/P底面からの水位。
- ※3：原子炉格納容器外からの注水によるS/P水位上昇を抑制するため，代替格納容器スプレイの場合は180kPa[gage]で実施する。
- ※4：原子炉格納容器外からの注水によるS/P水位上昇を抑制するため，代替格納容器スプレイの場合は171℃で実施する。
- ※5：原子炉格納容器外からの注水によるS/P水位上昇を抑制するため，代替格納容器スプレイの場合は104℃で実施する。
- ※6：原子炉格納容器外からの注水によるS/P水位上昇を抑制するため，代替格納容器スプレイの場合は□で実施する。



※1 緊急時対策要員6名で2ユニット分を対応した場合、6号炉への送水開始まで約330分、7号炉への送水開始まで約345分で可能である。



第 1.6.13 図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）
（可搬型代替注水ポンプによる送水）タイムチャート（2/2）

頁	行	補正前	補正後
1.7-7	14行と 15行の間	(追加)	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型代替注水ポンプ</u> (A-2級) ・ <u>防火水槽</u> ・ <u>淡水貯水池</u>
1.7-8	3行～ 12行	<p><u>格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置の性能を維持するために、フィルタ装置スクラバ水補給設備により格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置へスクラバ水を補給する手段がある。</u></p> <p><u>フィルタ装置スクラバ水補給設備によるフィルタ装置へのスクラバ水の補給で使用する設備は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型代替注水ポンプ</u> (A-2級) ・ <u>ホース・接続口</u> ・ <u>防火水槽</u> ・ <u>淡水貯水池</u> 	(削除)
1.7-8	13行～ 18行	<p><u>なお、フィルタ装置スクラバ水補給設備は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水を利用する。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</u></p>	<p><u>なお、防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</u></p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-11	8行	・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	また、 <u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)によるフィルタ装置への水の補給</u> は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水を利用する。 ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・ <u>ポンプ</u>
1.7-12	9行～19行	フィルタ装置，よう素フィルタ，ラプチャーディスク，ドレン移送ポンプ，ドレンタンク，遠隔手動弁操作設備，遠隔空気駆動弁操作ポンベ，可搬型窒素供給装置，スクラバ水 pH 制御設備，フィルタベント遮蔽壁，配管遮蔽，不活性ガス系配管・弁，耐圧強化ベント系配管・弁，格納容器圧力逃がし装置配管・弁，遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁，ホース・接続口，原子炉格納容器(サブプレッション・チェンバ，真空破壊弁を含む)，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備，常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。	フィルタ装置，よう素フィルタ，ラプチャーディスク，ドレン移送ポンプ，ドレンタンク，遠隔手動弁操作設備，遠隔空気駆動弁操作ポンベ，可搬型窒素供給装置，スクラバ水 pH 制御設備，フィルタベント遮蔽壁，配管遮蔽，不活性ガス系配管・弁，耐圧強化ベント系配管・弁，格納容器圧力逃がし装置配管・弁，遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁，ホース・接続口，原子炉格納容器(サブプレッション・チェンバ，真空破壊弁を含む)， <u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)</u> ，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備，常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。 <u>防火水槽及び淡水貯水池は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)</u>

なお，頁は，平成 29 年 6 月 16 日付け，原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-13	3行～ 10行	復水移送ポンプ，代替原子炉補機冷却系，可搬型代替注水ポンプ(A-2級)，サプレッション・チェンバ，残留熱除去系配管・弁・ストレーナ，高圧炉心注水系配管・弁，復水補給水系配管・弁，給水系配管・弁・スパージャ，格納容器スプレイ・ヘッド，ホース，原子炉圧力容器，原子炉格納容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。	<p><u>項を満足するための代替淡水源(措置)として位置付ける。</u></p> <p>復水移送ポンプ，代替原子炉補機冷却系，可搬型代替注水ポンプ(A-2級)，サプレッション・チェンバ，残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・<u>ポンプ</u>，高圧炉心注水系配管・弁，復水補給水系配管・弁，給水系配管・弁・スパージャ，格納容器スプレイ・ヘッド，ホース，原子炉圧力容器，原子炉格納容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</p>
1.7-13 ～ 1.7-14	21行～ 5行	<p><u>・フィルタ装置スクラバ水補給設備</u></p> <p><u>有効性評価の条件下において，格納容器圧力逃がし装置を使用する場合，事故発生後7日間は，外部からのスクラバ水を補給しなくてもフィルタ装置内に必要となるスクラバ水を保有することができる。</u></p> <p><u>その後の安定状態において，スクラバ水が低下した場合，本設備を用いて外部からスクラバ水を補</u></p>	(削除)

なお，頁は，平成29年6月16日付け，原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-16	18 行～ 21 行	<p><u>給することで格納容器圧力逃がし装置の機能を維持できることから、原子炉格納容器の過圧破損防止対策として有効である。</u></p> <p>燃料取替床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燃料取替床以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度の監視を行い、</p>	<p>原子炉建屋オペレーティングフロア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屋オペレーティングフロア以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度の監視を行い、</p>
1. 7-17	2 行～ 5 行	<p>格納容器ベント実施中において、<u>可燃性ガス濃度制御系及び残留熱除去系が復旧した場合、又は代替循環冷却系の運転により原子炉格納容器内の除熱機能が開始された場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。</u></p>	<p>格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が 1 系統回復し、<u>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が使用可能な場合は、一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。なお、二次隔離弁については、一次隔離弁を全閉後、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。</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-20	5 行～ 6 行	フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし、	フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉、 <u>水素バイパスライン止め弁を全開</u> とし、
1. 7-20	24 行～ 25 行	・燃料取替床天井付近の水素濃度が 2.2vol%に到達した場合。	・ <u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u> 天井付近の水素濃度が 2.2vol%に到達した場合。
1. 7-22	5 行～ 10 行	<u>可燃性ガス濃度制御系及び残留熱除去系の復旧、又は代替循環冷却系の運転により原子炉格納容器内の除熱が開始され格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全開保持状態を遠隔手動弁操作設備により解除するよう現場運転員に指示する</u>	残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が <u>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が使用可能な場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全開保持状態を遠隔手動弁操作設備により解除するよう現場運転員に指示する。</u>
1. 7-22	14 行～ 17 行	一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、 <u>その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u>	一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施し、 <u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。一次隔離弁を全閉後、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、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-22	21 行～ 23 行	作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約 <u>40</u> 分で可能である。	作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約 <u>45</u> 分で可能である。
1. 7-23	4 行～ 5 行	室温は通常運転時と同程度である。	室温は通常運転時と同程度である。 <u>一次隔離弁の操作場所は原子炉建屋内の原子炉区域外に設置することに加え、あらかじめ遮蔽材を設置することで作業時の被ばくによる影響を低減している。また、操作前にモニタリングを行い接近可能であることを確認し防護具を確実に装着して操作する。</u>
1. 7-24	5 行～ 13 行	緊急時対策要員は、 <u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁を全開操作し、フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を開操作することで系統内のエア抜きを実施し、エア抜き完了後、FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め</u>	緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁を全開操作し、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を開操作することで系統内のエア抜きを実施し、エア抜き完了後、FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を全閉操作する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-24	18 行～ 19 行	弁を全閉する。 作業開始を判断してから フィルタ装置ドレン移送 ポンプ水張りは 45 分以 内で可能である。	作業開始を判断してから フィルタ装置ドレン移送 ポンプ水張りの完了まで 45 分以内で可能である。
1. 7-25	16 行～ 18 行	防火水槽から可搬型代替 注水ポンプを展開した水 張りの場合又は淡水貯水 池から可搬型代替注水ポ ンプを展開した水張りの 場合	防火水槽から可搬型代替 注水ポンプ (A-2 級) を 展開した水張りの場合又 は淡水貯水池から可搬型 代替注水ポンプ (A-2 級) を展開した水張りの場合
1. 7-26	6 行～ 7 行	事前に他の対応手段によ り設置した可搬型代替注 水ポンプを使用した水張 りの場合	事前に他の対応手段によ り設置した可搬型代替注 水ポンプ (A-2 級) を使 用した水張りの場合
1. 7-26	9 行～ 11 行	事前に他の対応手段によ り設置した可搬型代替注 水ポンプ (A-2 級) からフ ィルタベント装置補給水 接続口へホースを接続 し、	事前に他の対応手段によ り設置した可搬型代替注 水ポンプ (A-2 級) から フィルタベント装置補給 水接続口へ送水ホースを 接続し、
1. 7-26	21 行	緊急時対策要員は、	緊急時対策本部は、
1. 7-26 ～ 1. 7-27	25 行 ～ 1 行	中央制御室にて水位を継 続監視し、	フィルタ装置水位にて水 位を継続監視し、
1. 7-27	7 行～ 10 行	可搬型代替注水ポンプ (A -2 級) 停止及び FCVS フ ィルタベント装置給水ラ イン元弁の全閉操作、フ ィルタ装置補給水接続口 送水ホースの取外し操 作を実施する。	可搬型代替注水ポンプ (A -2 級) 停止操作、FCVS フ ィルタベント装置給水ラ イン元弁の全閉操作及び フィルタ装置補給水接続 口送水ホースの取外し操 作を実施する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-27	14 行～ 15 行	防火水槽から可搬型代替注水ポンプを展開したフィルタ装置水位調整（水張り）操作は、	防火水槽から可搬型代替注水ポンプ <u>(A-2 級)</u> を展開したフィルタ装置水位調整（水張り）操作は、
1. 7-27	22 行～ 24 行	淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプを展開したフィルタ装置水位調整（水張り）（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）操作は、	淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ <u>(A-2 級)</u> を展開したフィルタ装置水位調整（水張り）（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）操作は、
1. 7-28	11 行～ 12 行	中央制御室運転員 1 名（ <u>確認者</u> ）及び緊急時対策要員 10 名にて作業を実施した場合、	中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 10 名にて作業を実施した場合、
1. 7-29 ～ 1. 7-30	20 行～ 5 行	<u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全開操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開とする。</u>	FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開操作する。
1. 7-30	9 行～ 10 行	フィルタ装置水位調整（水抜き）系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。	フィルタ装置水位調整（水抜き） <u>の</u> 系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-30	13 行～ 16 行	ドレン移送ポンプ A 又は B の起動及びポンプ起動後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し、	ドレン移送ポンプ A 又は B の起動操作を実施し、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整する。 また、
1. 7-30 ～ 1. 7-31	25 行 ～ 1 行	中央制御室にて水位を継続監視し、	フィルタ装置水位にて水位を継続監視し、
1. 7-31	6 行～ 12 行	フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作する。	FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作する。
1. 7-32	12 行	格納容器圧力逃がし装置の停止を判断した場合。	格納容器圧力逃がし装置を停止した場合。
1. 7-32	17 行～ 21 行	当直長に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ前の系統構成を開始するよう指示するとともに、緊急時対策要員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシの準備の開始を指示する。	当直長に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシの系統構成を開始するよう依頼するとともに、緊急時対策要員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシの準備開始を指示する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-33	1 行～ 3 行	中央制御室運転員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ <u>前</u> の系統構成の開始を指示する。	中央制御室運転員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成開始を指示する。
1. 7-33	4 行～ 5 行	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ <u>前</u> の系統構成として、	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成として、
1. 7-33	8 行～ 14 行	二次隔離弁を全開と <u>し</u> 、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ準備完了を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を全開とする。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。	二次隔離弁を全開操作し、格納容器圧力逃がし装置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。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を全開操作する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。
1. 7-33	15 行～ 17 行	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ <u>前</u> の系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。	格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。
1. 7-33	18 行～ 23 行	緊急時対策要員は、 <u>原子炉建屋非管理区域内サンプリングラックにて、フィルタ装置の水素濃度測定のため、系統構成及び工具準備、サンプリングポンプ起動を実施する。</u> また、原子炉建屋外壁南側(屋外)へ可搬型窒素供	緊急時対策要員は、原子炉建屋外壁南側(屋外)へ可搬型窒素供給装置を配備し送気ホースを接続口へ取り付け、窒素ガスパージの準備完了を緊急時対策本部に報告する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-33	24行～ 25行	給装置を配備し送気ホースを接続口へ取り付け、窒素ガス <u>注入</u> の準備完了を緊急時対策本部に報告する。 緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの <u>注入開始</u> を指示する。	緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガス <u>パージ</u> の開始を指示する。
1.7-34	1行～ 3行	緊急時対策要員は、 <u>原子炉建屋外壁南側(屋外)にて、FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N₂ パージ用元弁の開操作により窒素ガスの注入を実施</u> する。	緊急時対策要員は、FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N ₂ パージ用元弁の開操作により窒素ガスの <u>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の開始を報告する。</u>
1.7-34	3行と 4行の間	(追加)	<u>⑧緊急時対策本部は、窒素ガスパージの開始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サンプリングポンプの起動を指示する。</u>
1.7-34	4行～ 5行	<u>⑧緊急時対策要員は、サンプリングポンプ起動の完了を緊急時対策本部に報告する。</u>	<u>⑨緊急時対策要員は、原子炉建屋非管理区域内サンプリングラックにて、系統構成、工具準備及びサンプリングポンプの起動を実施するとともに、緊急時対策本部にサンプリングポンプの起動完了を報告する。</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-34	6 行～ 8 行	⑨緊急時対策本部は、 <u>可搬型窒素供給装置からの窒素ガス注入の完了及び</u> サンプリングポンプ起動の完了を当直長に <u>連絡</u> するとともに、	⑩緊急時対策本部は、サンプリングポンプの起動完了を当直長に <u>報告</u> するとともに、
1. 7-34	10 行	⑩当直副長は、	⑪当直副長は、
1. 7-34	12 行～ 17 行	⑪中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置入口圧力 <u>指示値</u> によりフィルタ装置入口配管内の圧力が正圧であることを確認する。また、フィルタ装置水素濃度 <u>指示値</u> により水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス <u>注入</u> 完了を当直副長に報告する。	⑫中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置入口圧力によりフィルタ装置入口配管内の圧力が正圧であることを確認する。また、フィルタ装置水素濃度により水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス <u>パージ</u> 完了を当直副長に報告する。
1. 7-34	18 行～ 19 行	⑫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 <u>注入</u> 完了を報告する。	⑬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 <u>パージ</u> 完了を報告する。
1. 7-34	20 行～ 22 行	⑬緊急時対策本部は、緊急時対策要員へ窒素ガス <u>注入の停止</u> 操作を指示するとともに、当直長にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を <u>指示</u> する。	⑭緊急時対策本部は、緊急時対策要員へ窒素ガス供給の停止を指示するとともに、当直長にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を <u>依頼</u> する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-34 ～ 1. 7-35	23 行 ～ 3 行	⑭当直副長は、中央制御室運転員へフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。 また、緊急時対策要員は、原子炉建屋外壁南側（屋外）にて FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N ₂ パージ用元弁の全閉操作を実施し、窒素ガスの注入停止を緊急時対策本部に報告する。	⑮緊急時対策要員は、FCVS PCV ベントラインフィルタベント側 N ₂ パージ用元弁の全閉操作を実施し、緊急時対策本部に窒素ガス供給の停止を報告する。
1. 7-35	3 行と 4 行の間	(追加)	⑯当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。
1. 7-35	4 行～ 7 行	⑰中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガスの注入停止後のフィルタ装置入口圧力指示値及びフィルタ装置水素濃度指示値が窒素ガス注入完了時の指示値と差異が発生しないことを継続的に監視する。	⑰中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガス供給停止後のフィルタ装置入口圧力指示値及びフィルタ装置水素濃度指示値が、窒素ガスパージ完了時の指示値と差異が発生しないことを継続的に監視する。
1. 7-35	8 行	⑰当直長は、	⑰当直長は、
1. 7-35	12 行～ 13 行	⑰当直副長は、窒素ガスパージの完了後の系統構成を開始するよう中央制御室運転員に指示する。	⑰当直副長は、窒素ガスパージ完了後の系統構成を開始するよう運転員に指示する。
1. 7-35	14 行～ 15 行	⑰中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガスパージの完了後の系統構成として、	⑰中央制御室運転員 A 及び B は、窒素ガスパージ完了後の系統構成として、

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-35	17 行～ 19 行	遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉する手段がある。	遠隔手動弁操作設備にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉する手段がある。
1. 7-35	19 行と 20 行の間	(追加)	②現場運転員 C 及び D は、 <u>窒素ガスパージ完了後の系統構成として、水素バイパスライン止め弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。</u>
1. 7-35 ～ 1. 7-36	23 行 ～ 1 行	作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ完了まで約 270 分で可能である。	作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ完了まで約 270 分で可能である。 <u>その後、中央制御室運転員 2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員 2 名にて窒素ガスパージ完了後の系統構成を実施した場合、約 15 分で可能である。</u>
1. 7-37	1 行～ 8 行	緊急時対策要員は、 <u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）へ薬液補給用としてコンプレッサー、ホース、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、フィルタベント遮蔽壁附室にて、系統構成のためフィルタベント装置 pH 入口止め弁、フィルタベント装置 pH 出口止め弁を全開操作した後 pH 計サンプルポンプを起動させ、サンプルポンプの起動を緊急時対策本部に</u>	緊急時対策要員は、 <u>pH 測定</u> の系統構成として、 <u>フィルタベント装置 pH 入口止め弁及びフィルタベント装置 pH 出口止め弁を全開操作した後、pH 計サンプリングポンプを起動させ、サンプリングポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。また、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）へ薬液補給用として可搬型窒素供給装置、ホース、補給用ポンプ及び薬液を配備すると</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-37	8 行と 9 行の間	報告する。また、緊急時対策本部は <u>当直長に報告する。</u> (追加)	<u>ともに、系統構成を行い、緊急時対策本部に薬液補給の準備完了を報告する。</u> <u>③緊急時対策本部は、緊急時対策要員にフィルタ装置への薬液補給の開始を指示する。</u>
1. 7-37	9 行～ 13 行	<u>③緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側(屋外)にて、薬液補給のため FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全開操作し、補給用ポンプを起動、所定量の薬液を補給するとともに、補給用ポンプの起動を緊急時対策本部に報告する。</u>	<u>④緊急時対策要員は、薬液補給のためホース接続及び FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全開操作し、補給用ポンプを起動、所定量の薬液を補給するとともに、補給用ポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。</u>
1. 7-37	14 行	<u>④緊急時対策本部は、</u>	<u>⑤緊急時対策本部は、</u>
1. 7-37	16 行	<u>⑤当直副長は、</u>	<u>⑥当直副長は、</u>
1. 7-37	18 行～ 22 行	<u>⑥中央制御室運転員 A は、FCVS 制御盤のスクラバ水 pH 指示値により確認した pH 値及びフィルタ装置水位指示値により確認した水位を当直副長に報告する。当直長は、当直副長からの依頼に基づき、pH 値と水位を緊急時対策本部に報告する。</u>	<u>⑦中央制御室運転員 A は、FCVS 制御盤のフィルタ装置スクラバ水 pH 及びフィルタ装置水位によりスクラバ水の pH 値及び水位を確認するとともに、フィルタ装置スクラバ水 pH 指示値が規定値であることを当直副長に報告する。</u> <u>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、スクラバ水の pH 値及び水位、並びにフィルタ装置への</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-37	23行～ 25行	<u>⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、薬液補給の完了を緊急時対策本部に報告する。緊急時対策本部は緊急時対策要員に pH 測定の停止を指示する。</u>	<u>薬液補給の完了を緊急時対策本部に報告する。</u> <u>⑨緊急時対策本部は、緊急時対策要員に薬液補給の停止及び pH 測定の停止を指示する。</u>
1.7-38	1行～ 5行	<u>⑧緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁を全閉操作の後、pH 計サンプリングポンプを停止、フィルタベント装置 pH 入口止め弁及びフィルタベント装置 pH 出口止め弁を全閉操作し、緊急時対策本部にスクラバ水 pH 調整作業の完了を報告する。</u>	<u>⑩緊急時対策要員は、薬液補給を停止するため、補給用ポンプを停止し、FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁を全閉操作する。また、pH 測定を停止するため、pH 計サンプリングポンプを停止、フィルタベント装置 pH 入口止め弁及びフィルタベント装置 pH 出口止め弁を全閉操作し、緊急時対策本部にフィルタ装置スクラバ水 pH 調整の完了を報告する。</u>
1.7-38	8行～ 10行	<u>作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置スクラバ水 pH 調整完了まで約 85 分で可能である。</u>	<u>作業開始を判断してからフィルタ装置スクラバ水 pH 調整完了まで約 85 分で可能である。</u>
1.7-39	12行	<u>可搬型窒素供給装置を配置し、</u>	<u>可搬型窒素供給装置を配備し、</u>
1.7-39	14行～ 18行	<u>FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を開操作し、</u>	<u>また、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-39	19 行～ 20 行	原子炉建屋外壁東側（屋外）にて、FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作し、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部に報告する。	FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作し、 <u>ドレン移送ライン窒素ガスパージ</u> の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
1. 7-39	21 行～ 23 行	緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。	緊急時対策要員に窒素ガスの供給開始を指示する。
1. 7-39	23 行の次	（追加）	⑤緊急時対策本部は、 <u>緊急時対策要員に窒素ガスの供給停止を指示する。</u>
1. 7-40	1 行～ 9 行	⑤緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンライン N ₂ パージ用元弁を全閉操作し、窒素ガスの注入を停止した後、 <u>フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次</u>	⑥緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンライン N ₂ パージ用元弁を全閉操作し、窒素ガスの供給を停止する。 <u>また、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作し、ドレン移送ポンプ出口ライン配管内が正圧で</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-41 ～ 1.7-42	9行 ～ 4行	<p>格納施設外側止め弁を全閉操作し、ドレン移送ポンプ出口ライン配管内が正圧で維持されていることをドレン移送ライン圧力指示値により確認し、</p> <p>フィルタベント遮蔽壁附室にてドレン移送ポンプの電源が確保されていることを FCVS 現場制御盤のドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認し、<u>FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備による操作にて全閉とする。フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を全開、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全開、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開とし、ドレン移送ポンプを起動した後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐</u></p>	<p>維持されていることをドレン移送ライン圧力により確認し、</p> <p>フィルタベント遮蔽壁附室にてドレン移送ポンプの電源が確保されていることを FCVS 現場制御盤のドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認する。また、<u>ドレンタンク水抜き</u>の系統構成として FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全閉、<u>FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を遠隔手動弁操作設備にて全開、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開操作し、ドレン移送ポンプ A 又は B を起動する。その後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増開操作によりポンプ吐出側流量を必要流量に調整し、ドレンタン</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-42	9 行～ 10 行	出側第一止め弁の増し開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し、ドレンタンク内の水をサブプレッション・チェンバへ排水し、排水開始を緊急時対策本部に報告する。	ク内の水をサブプレッション・チェンバへ排水開始したことを緊急時対策本部に報告する。
1. 7-42	9 行～ 10 行	中央制御室運転員 A は、 <u>中央制御室にて水位を継続監視し、規定水位に到達したことを当直副長に報告する。</u>	中央制御室運転員 A は、 <u>ドレンタンク水位にて継続監視し、規定水位に到達したことを当直副長に報告する。</u>
1. 7-42 ～ 1. 7-43	15 行～ 2 行	フィルタベント遮蔽壁附室 FCVS 計器ラックのドレンタンク水位指示値にて排水による水位の低下を確認し、ドレン移送ポンプ A 又は B を停止した後、 <u>フィルタベント遮蔽壁附室にて FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を全閉、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を全閉操作し、原子炉建屋外壁東側（屋外）にて FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作、フィルタベント遮蔽壁附室にて</u>	フィルタベント遮蔽壁附室 FCVS 計器ラックのドレンタンク水位にて排水による水位の低下を確認し、ドレン移送ポンプを停止した後、FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を遠隔手動弁操作設備にて全閉、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及び FCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開操作し、

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-44	17 行～ 20 行	FCVS_フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備による操作にて全開とし、 ドライウエル側のドライ条件の酸素濃度を確認する。格納容器内酸素濃度(CAMS)にて4vol%以下を確認できない場合は、外部水源によるドライウエルスプレイを継続し、格納容器ベント操作に移行する。	ドライ条件の酸素濃度を確認する。格納容器内酸素濃度(CAMS)にて4vol%以下を確認できない場合は、代替格納容器スプレイを継続することで、ドライウエル側とサブプレッション・チェンバ側のガスの混合を促進させる。
1. 7-52	21 行～ 24 行	作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約 <u>1 時間 55 分</u> 、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約 <u>9 時間</u> で可能である。	作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約 <u>115 分</u> 、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約 <u>540 分</u> で可能である。
1. 7-60 ～ 1. 7-61	23 行 ～ 1 行	作業開始を判断してから可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始まで約 <u>8 時間</u> で可能である。	作業開始を判断してから可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始まで約 <u>480 分</u> で可能である。
1. 7-61 ～ 1. 7-62	22 行 ～ 1 行	燃料取替床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燃料取替床以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度の監視を行い、	原子炉建屋オペレーティングフロア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屋オペレーティングフロア以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度の監視を行い、

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-62	7行～ 11行	格納容器ベント実施中において、 <u>可燃性ガス濃度制御系及び残留熱除去系が復旧した場合、又は代替循環冷却系の運転により原子炉格納容器内の除熱が開始された場合は、一次隔離弁及び二次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。</u> <u>なお、全交流動力電源喪失時は、</u>	格納容器ベント実施中において、 <u>残留熱除去系又は代替循環冷却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が使用可能な場合は、一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。</u> <u>なお、二次隔離弁については、一次隔離弁を全閉後、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。</u> 全交流動力電源喪失時は、
1.7-64	17行～ 19行	格納容器圧力逃がし装置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 <u>状態表示にて確認する。</u>	格納容器圧力逃がし装置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。
1.7-65	2行～ 3行	フィルタベント大気放流ラインドレン弁を全閉とする。	フィルタベント大気放流ラインドレン弁を全閉、 <u>水素バイパスライン止め弁を全開とする。</u>
1.7-66	2行～ 3行	・燃料取替床天井付近の水素濃度が 2.2vol%に到達した場合。	・ <u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u> 天井付近の水素濃度が 2.2vol%に到達した場合。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 7-67	1 行～ 7 行	<p><u>可燃性ガス濃度制御系及び残留熱除去系の復旧、又は代替循環冷却系の運転により原子炉格納容器内の除熱が開始され格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備により全閉するよう現場運転員に指示する。</u></p>	<p>残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が 1 系統回復し、<u>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が使用可能な場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）を全閉するよう現場運転員に指示する。</u></p>
1. 7-67	8 行～ 11 行	<p><u>⑱現場運転員 C 及び D は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。</u></p>	<p><u>⑱現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施する。</u> <u>⑲中央制御室運転員 A 及び B は、一次隔離弁を全閉後、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、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉するよう現場運転員に指示する。</u> <u>⑳現場運転員 C 及び D は、遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-67	16行～ 17行	原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約 <u>70分</u> で可能である。	原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約 <u>75分</u> で可能である。
1.7-67	18行～ 19行	防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。	防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。 <u>室温は通常運転時と同程度である。</u>
1.7-67	21行～ 22行	容易に実施可能である。	容易に実施可能である。 <u>操作場所は原子炉建屋内の原子炉区域外に設置することに加え，あらかじめ遮蔽材を設置することで作業時の被ばくによる影響を低減している。また，操作前にモニタリングを行い接近可能であることを確認し防護具を確実に装着して操作する。</u>
1.7-68	3行	<u>室温は通常運転時と同程度である。</u>	(削除)
1.7-73		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 (1/3)	別紙 1.7-1 に変更する。
1.7-75		対応手段，対処設備，手順書一覧 (3/3)	別紙 1.7-2 に変更する。
1.7-78		監視計器一覧 (3/7)	別紙 1.7-3 に変更する。
1.7-82		監視計器一覧 (7/7)	別紙 1.7-4 に変更する。
1.7-84		第 1.7.1 図 SOP「PCV 制御」，SOP「R/B 制御」における対応フロー	別紙 1.7-5 に変更する。

なお，頁は，平成 29 年 6 月 16 日付け，原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-85		第 1.7.2 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)	別紙 1.7-6 に変更する。
1.7-86		第 1.7.2 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)	別紙 1.7-7 に変更する。
1.7-87		第 1.7.3 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (W/W ベントの場合) 第 1.7.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (D/W ベントの場合)	別紙 1.7-8 に変更する。
1.7-88		第 1.7.5 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 概要図	別紙 1.7-9 に変更する。
1.7-89		第 1.7.6 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート	別紙 1.7-10 に変更する。
1.7-90		第 1.7.7 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) 概要図	別紙 1.7-11 に変更する。
1.7-91		第 1.7.8 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (1/3)	別紙 1.7-12 に変更する。
1.7-92		第 1.7.8 図 フィルタ装置水位調整 (水張り) タイムチャート (2/3)	別紙 1.7-13 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-93		第 1.7.8 図 フィルタ装置水位調整（水張り）タイムチャート（3/3）	別紙 1.7-14 に変更する。
1.7-94		第 1.7.9 図 フィルタ装置水位調整（水抜き）概要図	別紙 1.7-15 に変更する。
1.7-95		第 1.7.10 図 フィルタ装置水位調整（水抜き）タイムチャート	別紙 1.7-16 に変更する。
1.7-96		第 1.7.11 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ 概要図（1/2）	別紙 1.7-17 に変更する。
1.7-97		第 1.7.11 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ 概要図（2/2）	別紙 1.7-18 に変更する。
1.7-98		第 1.7.12 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ タイムチャート	別紙 1.7-19 に変更する。
1.7-99		第 1.7.13 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図	別紙 1.7-20 に変更する。
1.7-100		第 1.7.14 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 タイムチャート	別紙 1.7-21 に変更する。
1.7-101		第 1.7.15 図 ドレン移送ライン窒素ガスパーシ 概要図	別紙 1.7-22 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-102		第 1.7.16 図 ドレン移送 ライン窒素ガスパー ジタイムチャート	別紙 1.7-23 に変更する。
1.7-103		第 1.7.17 図 ドレンタン ク水抜き 概要図	別紙 1.7-24 に変更する。
1.7-104		第 1.7.18 図 ドレンタン ク水抜き タイムチャ ート	別紙 1.7-25 に変更する。
1.7-111		第 1.7.22 図 代替循環冷 却系使用時における代替 原子炉補機冷却系による 補機冷却水確保 タイム チャート	別紙 1.7-26 に変更する。
1.7-115		第 1.7.26 図 可搬型格納 容器窒素供給設備による 原子炉格納容器への窒素 ガス供給 タイムチャ ート	別紙 1.7-27 に変更する。
1.7-116		第 1.7.27 図 格納容器圧 力逃がし装置による原子 炉格納容器内の減圧及び 除熱（現場操作） 概要図 （1/2）	別紙 1.7-28 に変更する。
1.7-117		第 1.7.27 図 格納容器圧 力逃がし装置による原子 炉格納容器内の減圧及び 除熱（現場操作） 概要図 （2/2）	別紙 1.7-29 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.7-118		第 1.7.28 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）タイムチャート （W/W ベントの場合） 第 1.7.29 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）タイムチャート （D/W ベントの場合）	別紙 1.7-30 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

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（1/3）

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
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	フィルタ装置 よう素フィルタ ラブチャーディスク ドレン移送ポンプ ドレンタンク 遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作作用ポンプ 可搬型窒素供給装置 スクラバ水 pH 制御設備 フィルタベント遮蔽壁 配管遮蔽 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁 ホース・接続口 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ、真空破壊弁を含む） 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） ※5 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 代替所内電気設備 ※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 事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後 PCV ベント（フィルタベント使用（S/C）」 「炉心損傷後 PCV ベント（フィルタベント使用（D/W）」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整（水張り）」 「フィルタベント水位調整（水抜き）」 「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N ₂ パージ」 「ドレンタンク水抜き」
			防火水槽 ※5, ※6 淡水貯水池 ※5, ※6 第二代替交流電源設備 ※3	自主対策設備

- ※1: 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。
- ※2: 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。
- ※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: 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。
- ※5: 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
- ※6: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (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	
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	復水移送ポンプ 代替原子炉補機冷却系 ※2 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) ※5 サプレッション・チェンバ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・ポンプ 高压炉心注水系配管・弁 復水補給水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 格納容器スプレイ・ヘッド ホース 原子炉压力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3 代替所内電気設備 ※3 燃料補給設備 ※3	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「代替循環冷却系による PCV 内の減圧及び除熱」
			防火水槽 ※5, ※6 淡水貯水池 ※5, ※6 第二代替交流電源設備 ※3		
		格納容器内 pH 制御	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ※1 格納容器下部注水系 (常設) ※4 格納容器 pH 制御設備	自主対策設備	事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷後格納容器薬品注入」

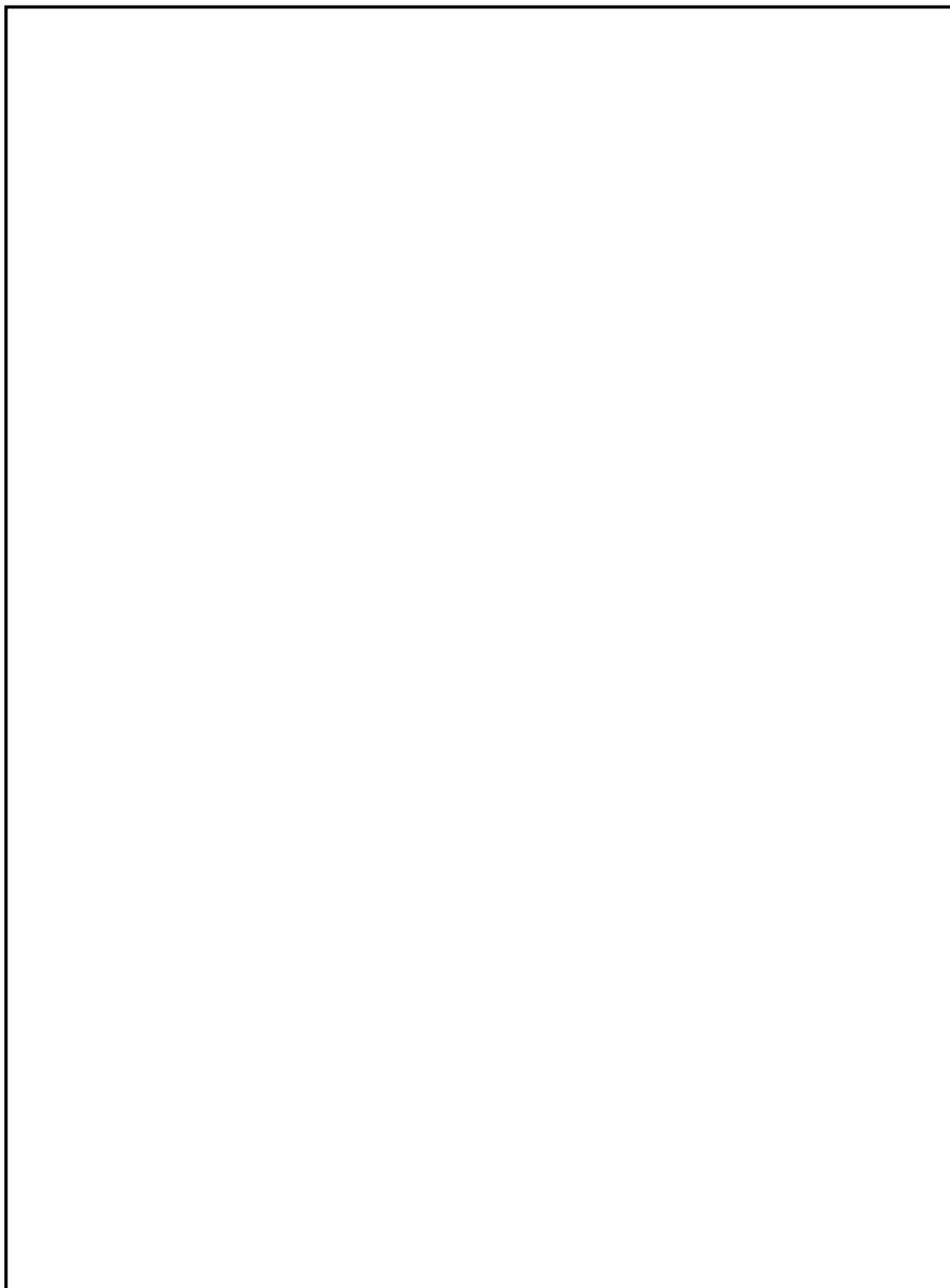
- ※1: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
- ※2: 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
- ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
- ※4: 手順は「1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等」にて整備する。
- ※5: 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
- ※6: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)

監視計器一覧 (3/7)

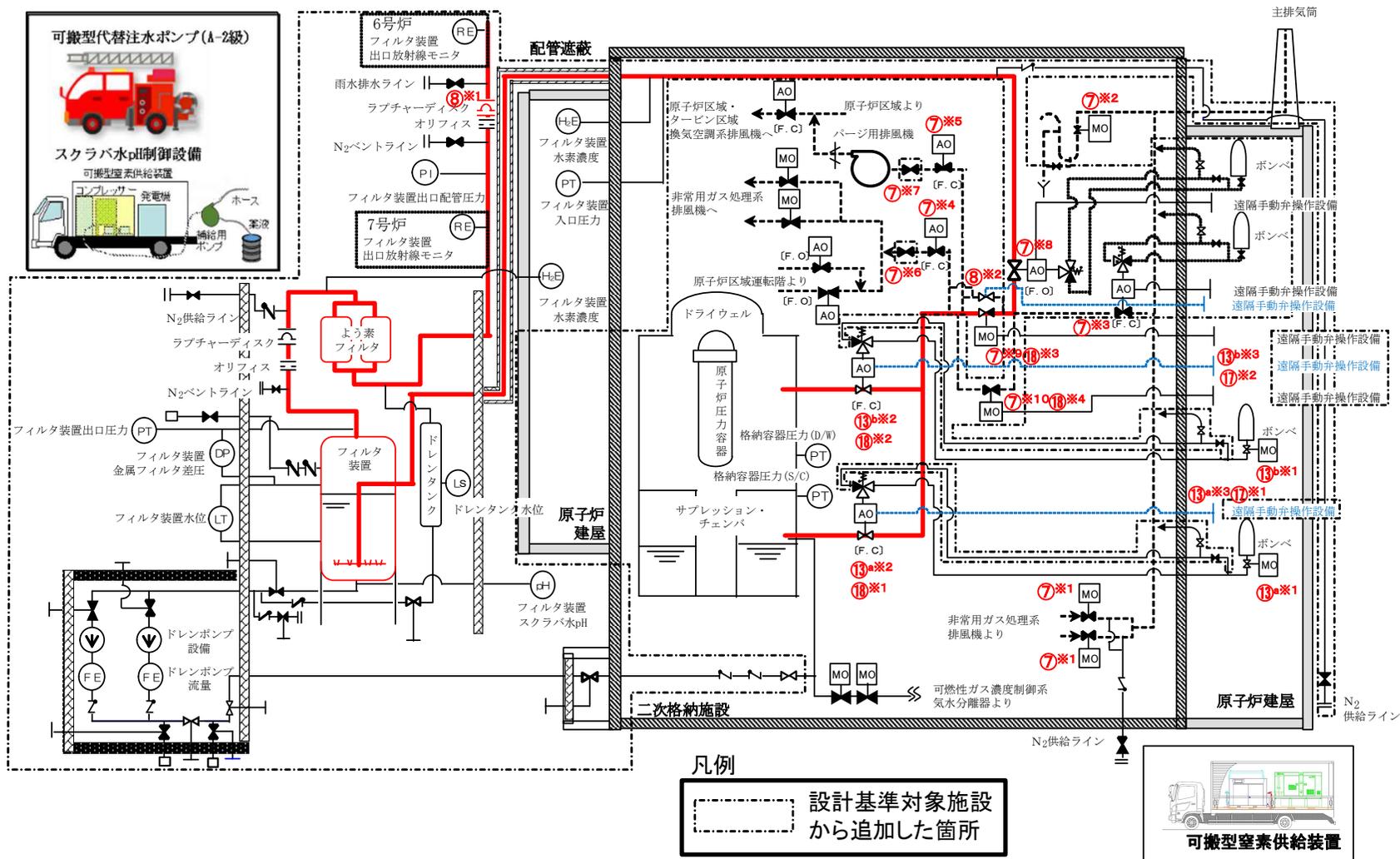
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉压力容器内の温度 原子炉压力容器温度
		最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量 残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力 原子炉補機冷却水系(A)系統流量 原子炉補機冷却水系(B)系統流量 残留熱除去系熱交換器(A)入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器(B)入口冷却水流量
操作	-	-
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水張り)」	判断基準	補機監視機能 フィルタ装置水位
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水抜き)」	判断基準	補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタバント停止後のN ₂ パージ」	判断基準	-
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準	-
	操作	補機監視機能 フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ラインN ₂ パージ」	判断基準	-
	操作	補機監視機能 ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準	補機監視機能 ドレンタンク水位
	操作	補機監視機能 ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量

監視計器一覧 (7/7)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	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 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	
	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量 残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力 原子炉補機冷却水系(A)系統流量 原子炉補機冷却水系(B)系統流量 残留熱除去系熱交換器(A)入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器(B)入口冷却水流量	
	操作	—	
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水張り)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタバント水位調整 (水抜き)」	判断基準	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタバント停止後の N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N ₂ バージ」	判断基準	—	—
	操作	補機監視機能	ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準	補機監視機能	ドレンタンク水位
	操作	補機監視機能	ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量



第 1.7.1 図 SOP「PCV 制御」, SOP「R/B 制御」における対応フロー



第 1.7.2 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
⑦※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
⑦※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦※3	耐圧強化ベント弁
⑦※4	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦※5	換気空調系第一隔離弁
⑦※6	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※7	換気空調系第二隔離弁
⑦※8	フィルタ装置入口弁
⑦※9⑱※3	二次隔離弁
⑦※10⑱※4	二次隔離弁バイパス弁
⑧※1	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑧※2	水素バイパスライン止め弁
⑬a※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作用空気供給弁
⑬a※2⑱※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑬a※3⑰※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)遠隔手動弁操作設備
⑬b※1	一次隔離弁(ドライウエル側)操作用空気供給弁
⑬b※2⑱※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑬b※3⑰※2	一次隔離弁(ドライウエル側)遠隔手動弁操作設備

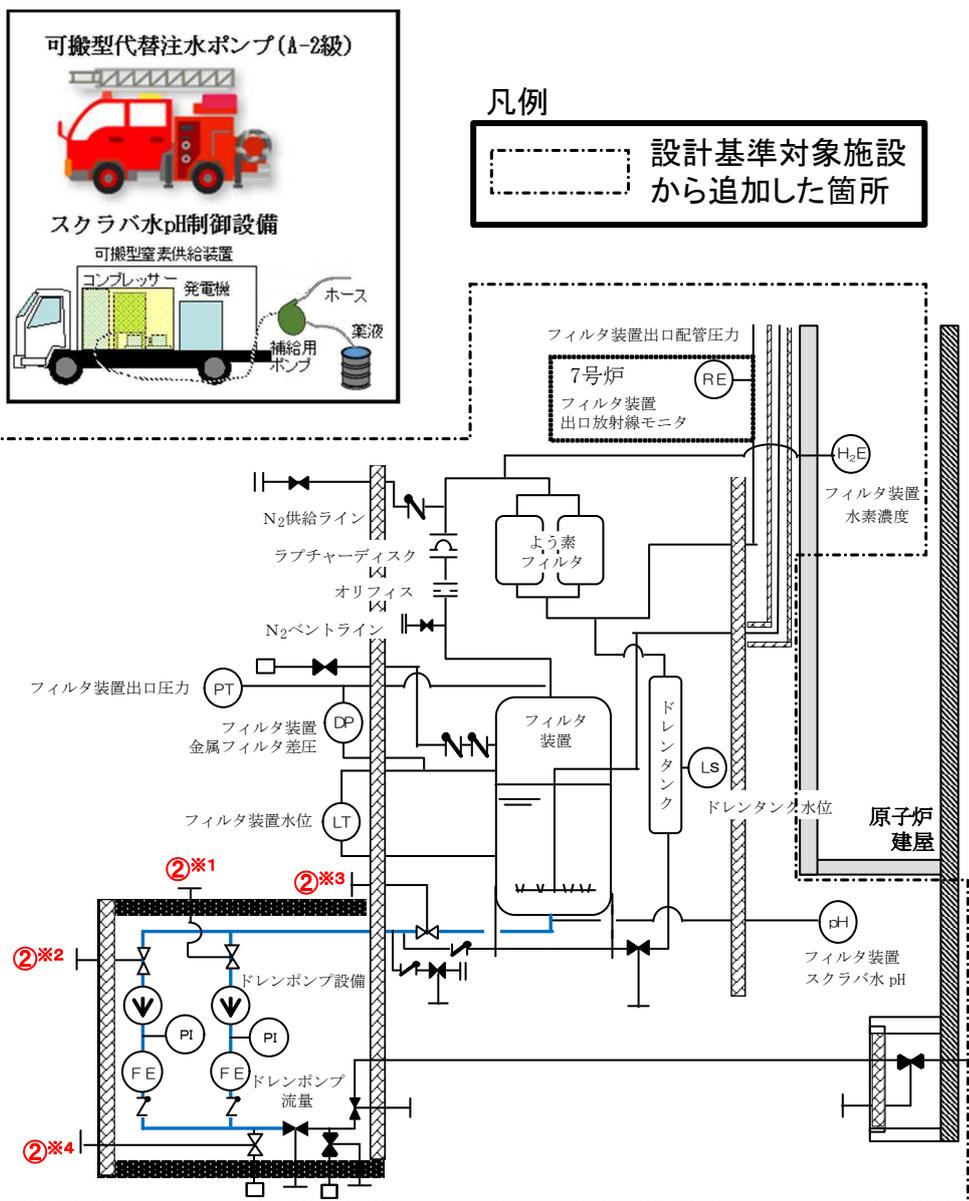
第 1.7.2 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図 (2/2)



第 1.7.3 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(W/W ベントの場合)



第 1.7.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート
(D/W ベントの場合)

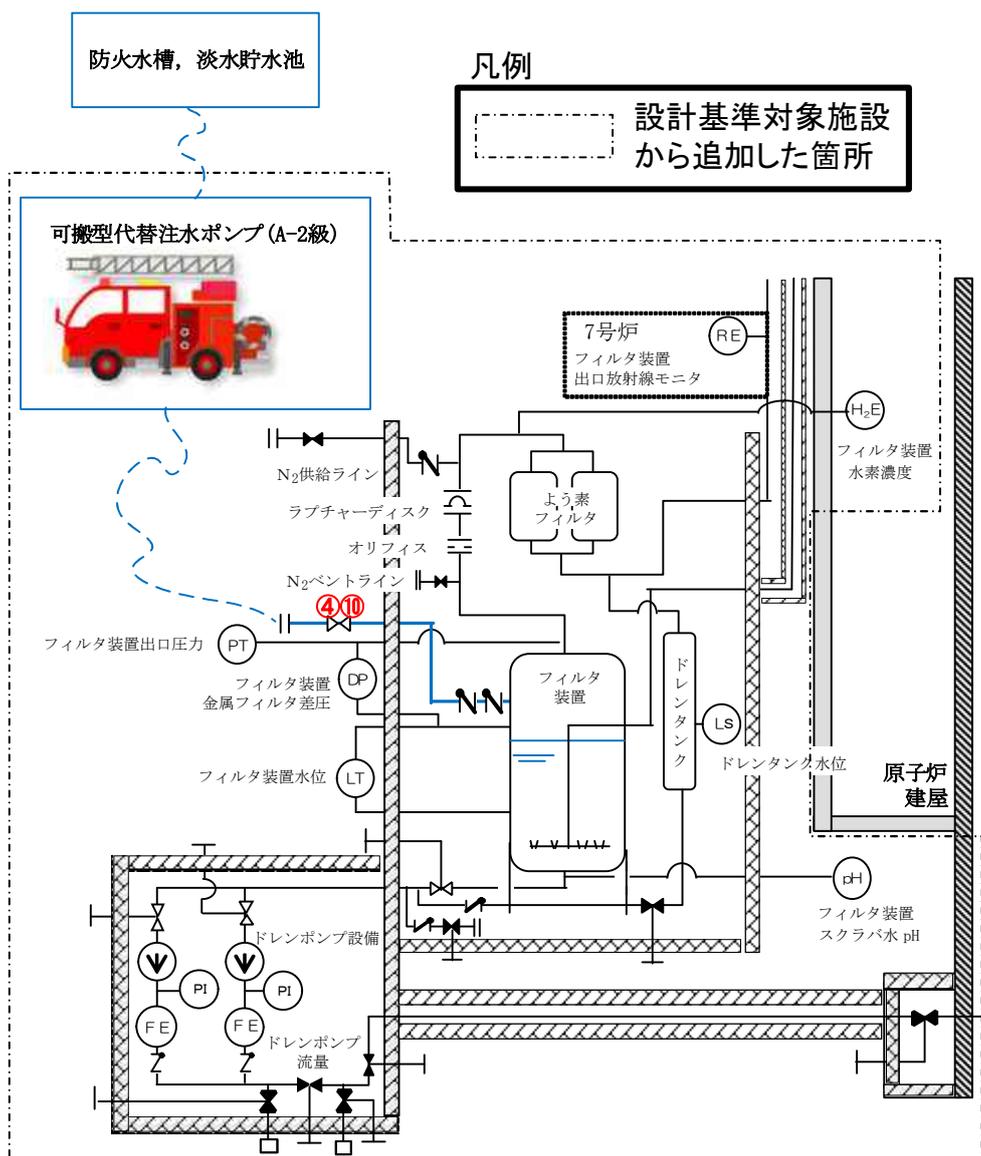


操作手順	弁名称
②*1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁A
②*2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁B
②*3	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②*4	FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁

第 1.7.5 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 概要図

		経過時間(分)												備考				
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	45分 水張り完了確認																
フィルタ装置 ドレン移送ポンプ水張り	緊急時対策要員	2	現場移動															
			系統構成															
			系統水張り															
			弁閉操作															
			→ 系統水張り完了															

第 1.7.6 図 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り タイムチャート



操作手順	弁名称
④⑩	FCVSフィルタバント装置給水ライン元弁

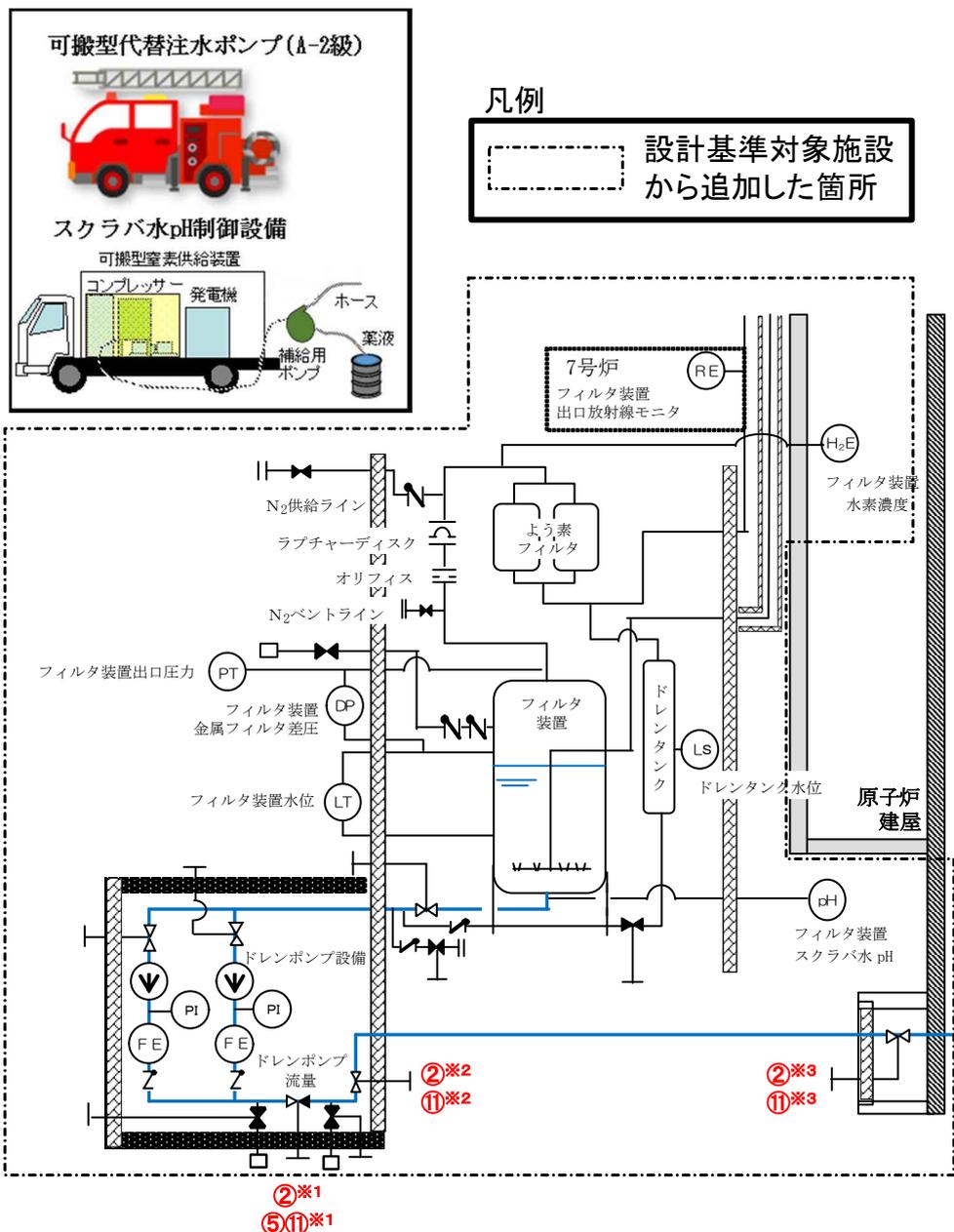
第 1.7.7 図 フィルタ装置水位調整（水張り） 概要図

		経過時間(分)																	備考																																																	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170																																																		
手順の項目	要員(数)	フィルタ装置水位調整(水張り)開始 65分 フィルタ装置水位調整(水張り)完了 125分 ※1 (水位計指示[1000~1500mm])																																																																		
フィルタ装置 水位調整(水張り) [防火水槽を水源とした場合]	中央制御室運転員A	1	フィルタ装置水位監視																																																																	
	緊急時対策要員	2	現場移動 停止操作																																																																	
		4	現場移動※2 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台の健全性確認																																																																	
			可搬型代替注水ポンプ(A-2級)1台移動~配置 送水準備																																																																	
			フィルタ装置水位調整(水張り)開始 水張り完了																																																																	

※1 5号炉東側第二保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用する場合は、約105分で可能である。

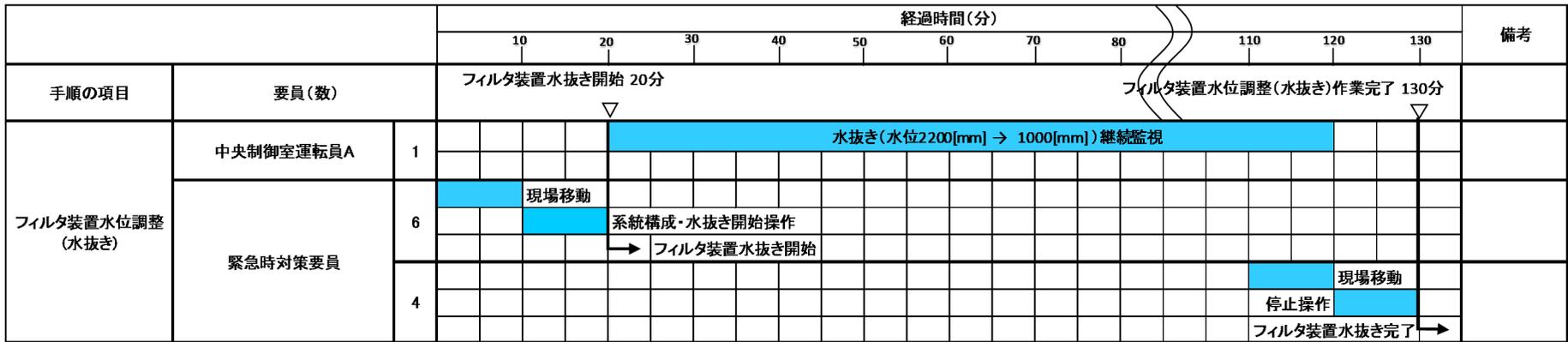
※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

第 1.7.8 図 フィルタ装置水位調整(水張り) タイムチャート(1/3)

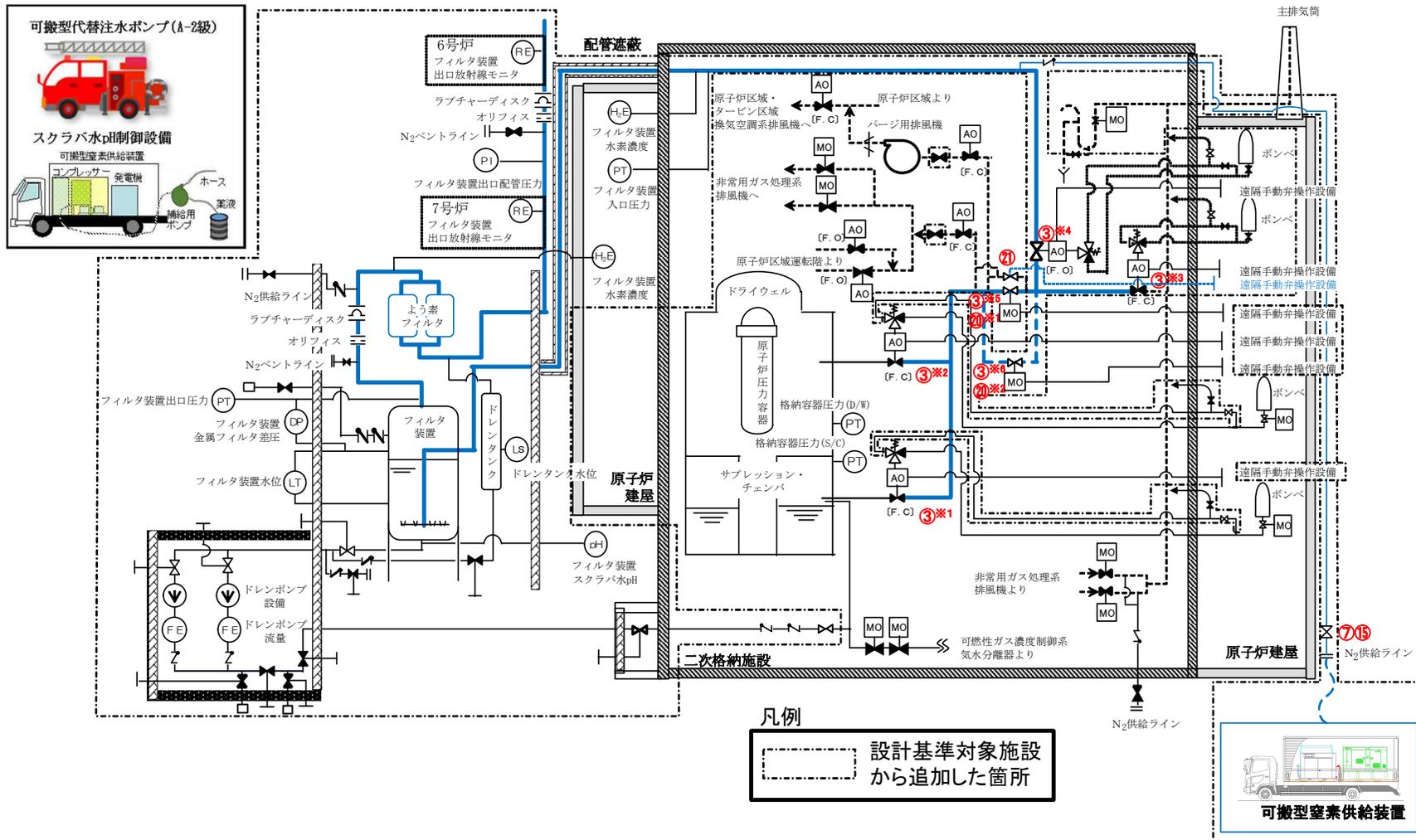


操作手順	弁名称
②※1 ⑤⑪※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2 ⑪※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3 ⑪※3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁

第 1.7.9 図 フィルタ装置水位調整（水抜き） 概要図



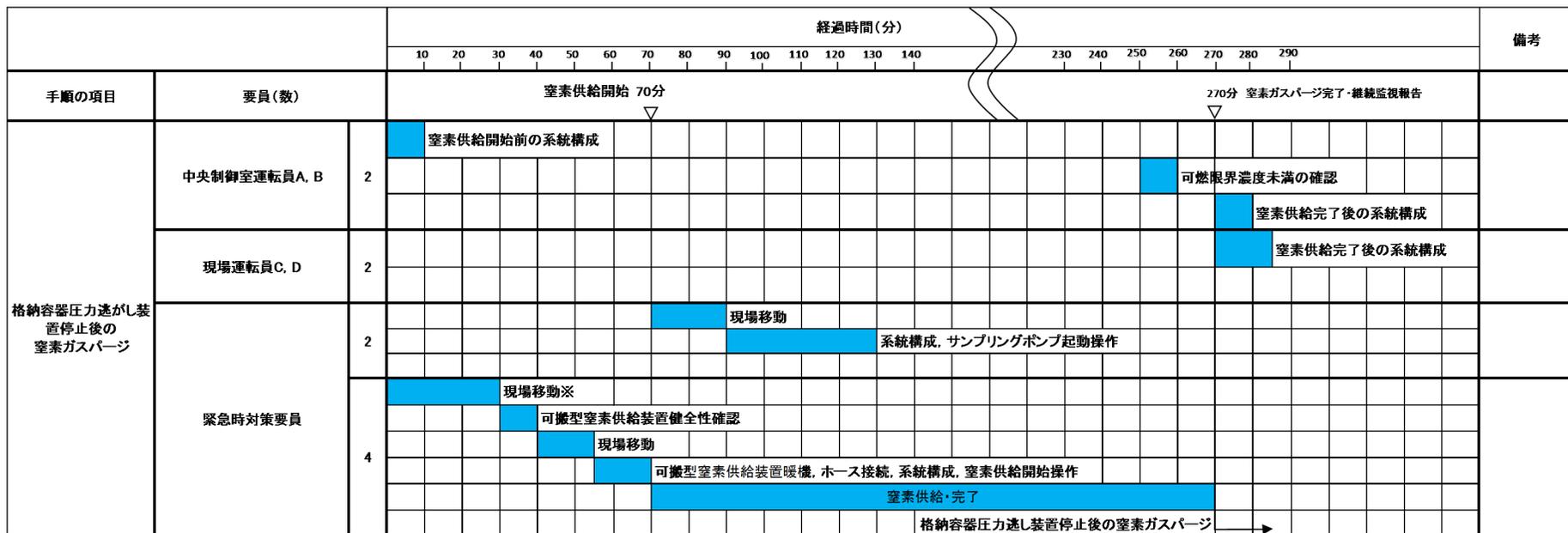
第 1.7.10 図 フィルタ装置水位調整（水抜き） タイムチャート



第 1.7.11 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
③※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)
③※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
③※3	耐圧強化ベント弁
③※4	フィルタ装置入口弁
③※5 ⑳※1	二次隔離弁
③※6 ⑳※2	二次隔離弁バイパス弁
⑦⑮	FCVS PCVベントラインフィルタベント側N ₂ パージ用元弁
㉑	水素バイパスライン止め弁

第 1.7.11 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ 概要図 (2/2)

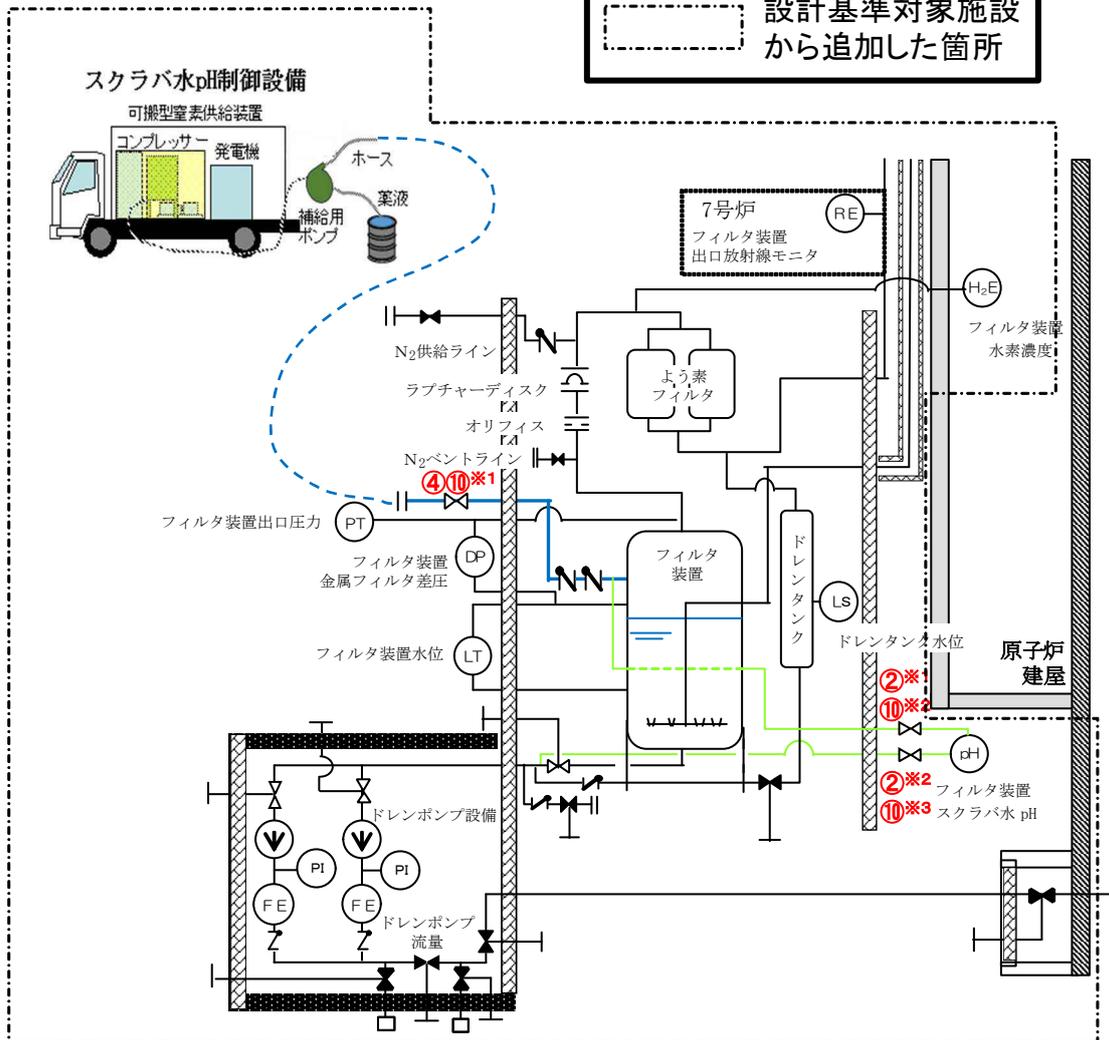


※ 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する。

第 1.7.12 図 格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズ タイムチャート

凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所



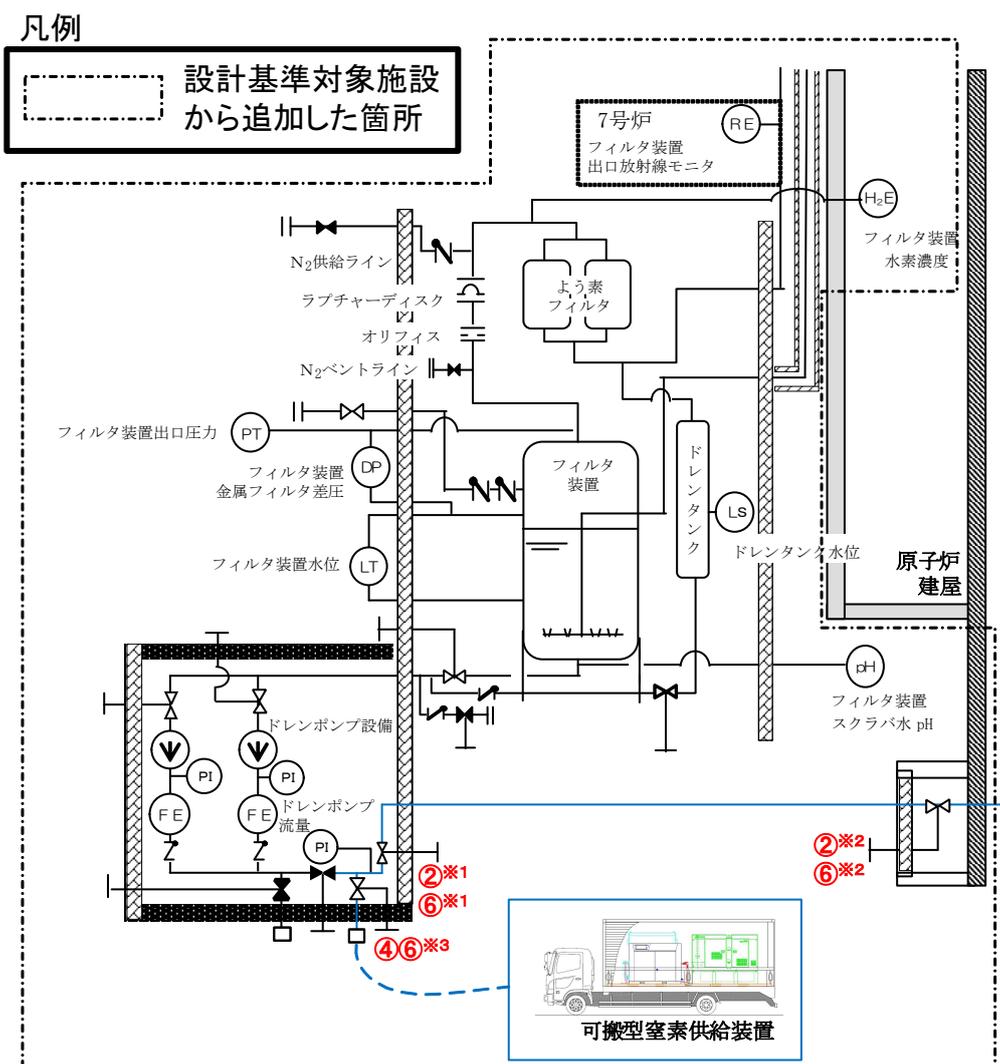
操作手順	弁名称
②※1 ⑩※2	フィルタベント装置pH入口止め弁
②※2 ⑩※3	フィルタベント装置pH出口止め弁
④⑩※1	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁

第 1.7.13 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図

手順の項目		要員(数)		経過時間(分)												備考										
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110												
				サンプリングポンプ起動						スクラバ水pH調整完了 85分 補給用ポンプ起動																
フィルタ装置 スクラバ水pH調整	中央制御室運転員 A	1																								
	緊急時対策要員	2		現場移動																						
		2			サンプリングポンプ健全性確認・系統構成																					
		2																								
		4																								
		4																								
		2																								
					現場移動※						資機材準備・スクラバ水pH制御設備健全性確認															
				現場移動						可搬型窒素供給装置暖機・系統構成																
				現場移動						ホース接続・薬液補給開始																
				薬液補給開始						薬液補給停止操作, 系統復旧																
										薬液補給完了																

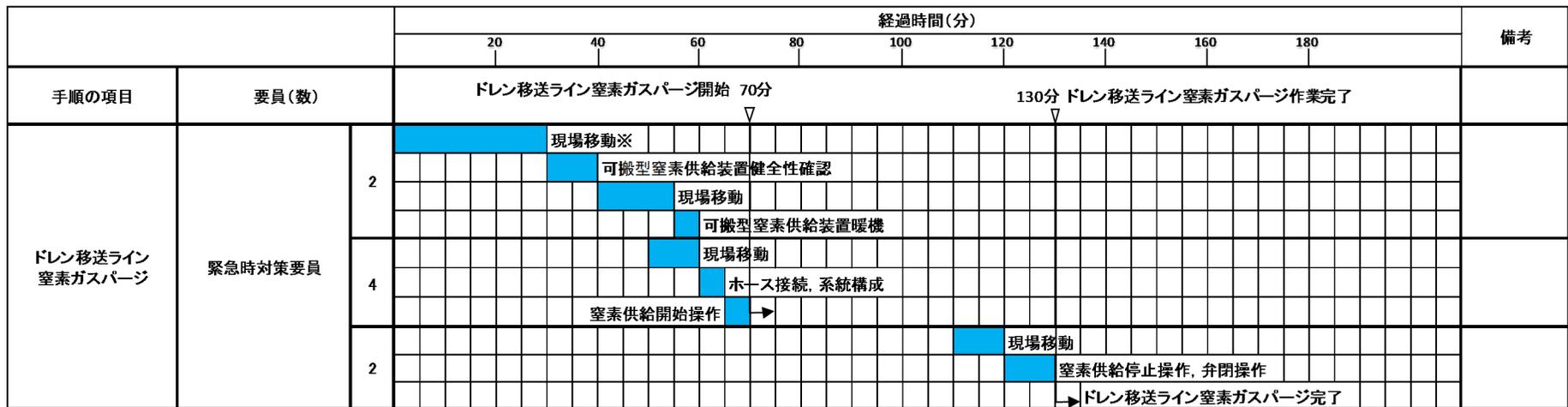
※ 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する。

第 1.7.14 図 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 タイムチャート



操作手順	弁名称
②*1 ⑥*1	FCVSフィルタバント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②*2 ⑥*2	FCVSフィルタバント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑥*3	FCVSフィルタバント装置ドレンラインN ₂ パージ用元弁

第 1.7.15 図 ドレン移送ライン窒素ガスパージ 概要図

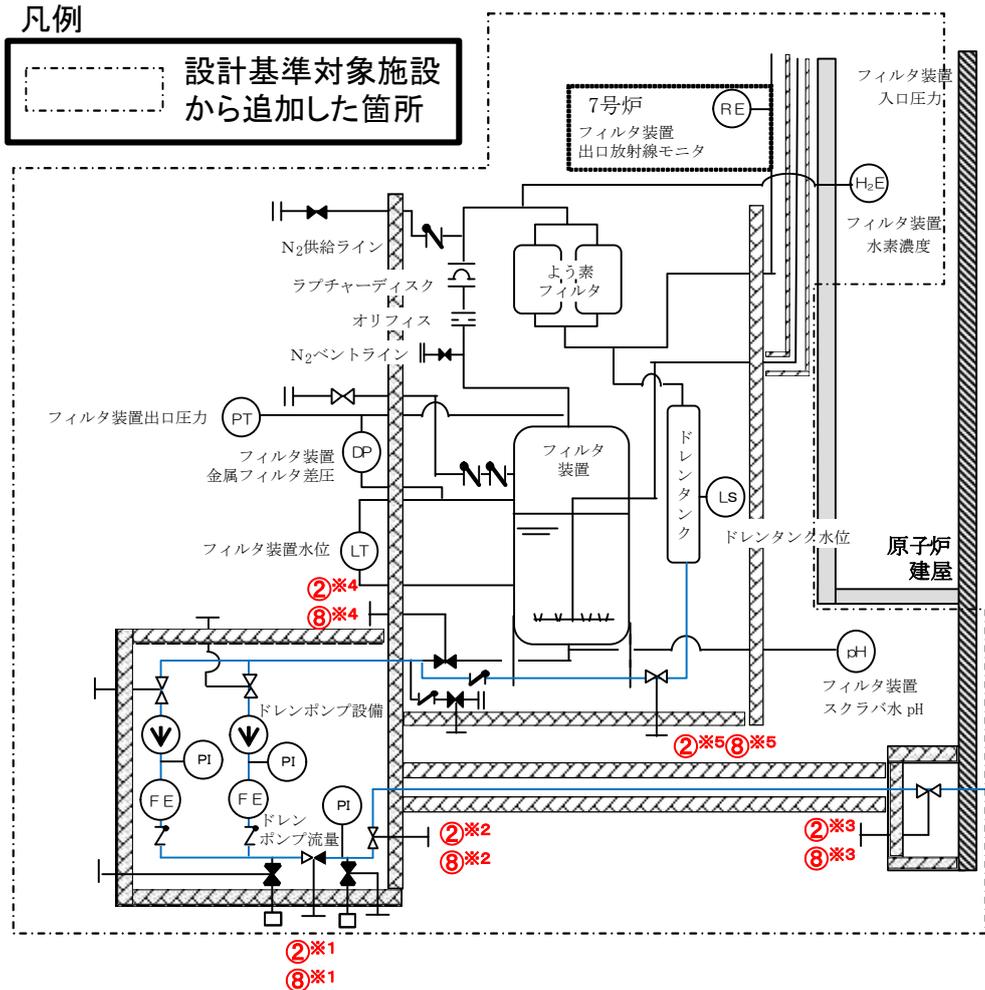


※ 大湊側高台保管場所への移動は, 20分と想定する。

第 1.7.16 図 ドレン移送ライン窒素ガスパーズ タイムチャート

凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所



操作手順	弁名称
②※1⑧※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2⑧※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3⑧※3	FCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁
②※4⑧※4	FCVSフィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁
②※5⑧※5	FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁

第 1.7.17 図 ドレンタンク水抜き 概要図

手順の項目		要員(数)		経過時間(分)												備考
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
				ドレン移送ポンプ起動・流量調整 ▽ ドレンタンク水抜き開始 ドレンタンク水抜き作業完了 80分 ▽												
ドレンタンク 水抜き	中央制御室運転員A	1	水抜き(水位3000[mm] → 510[mm]) 継続監視													
	緊急時対策要員	2	現場移動		系統構成											
		2	現場移動						ポンプ停止操作, 系統復旧							

第 1.7.18 図 ドレンタンク水抜き タイムチャート

		経過時間(時)										備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
手順の項目	要員(数)	代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給 540分											
代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 系統構成										
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保(15分)										
			系統構成(100分)										
	緊急時対策要員	13 ^{※1}	大容量送水車(熱交換器ユニット用), 熱交換器ユニット他移動										
			主配管(可搬型)等の接続										
										補機冷却水の供給, 流量調整			

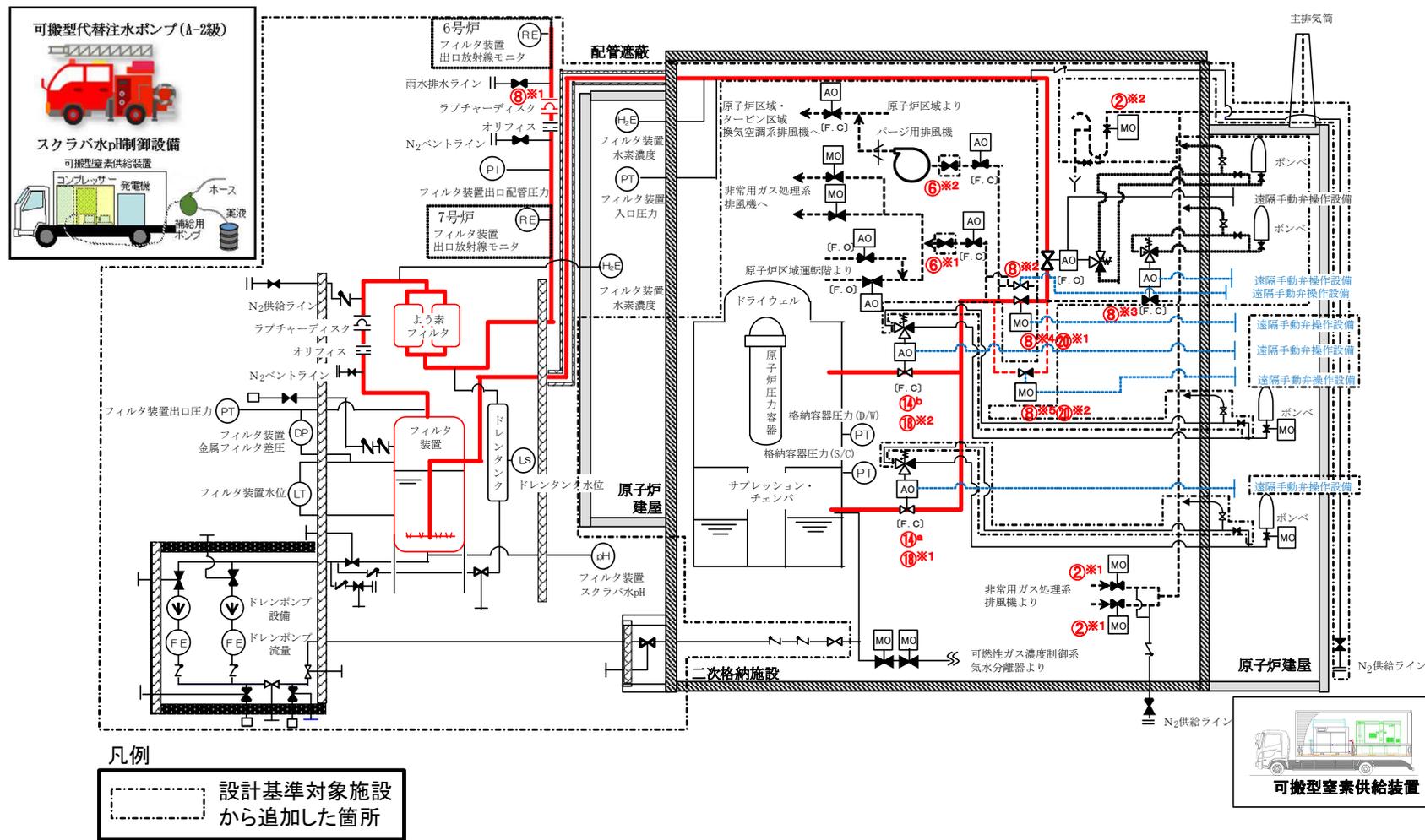
※1 炉心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合, 作業時の被ばくによる影響を低減するため, 緊急時対策要員を2班体制とし, 交替して対応する。

第 1.7.22 図 代替循環冷却系使用時における代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 タイムチャート

		経過時間(時)																		備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9										
手順の項目	要員(数)	可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 480分																		
可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給	中央制御室運転員	2	通信連絡設備準備, 弁状態及び監視計器指示の確認											弁操作, 窒素ガス供給開始						
	現場運転員	2	移動, 通信連絡設備準備			系統構成, 接続準備														
	緊急時対策要員 (荒浜側高台保管場所の可搬型格納容器窒素供給設備使用の場合)	16	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台移動※1		可搬型大容量窒素供給装置4台の健全性確認及び資機材準備															
			可搬型大容量窒素供給装置4台の移動～配置				建屋外系統構成(ホース・ヘッドユニット接続, 可搬型大容量窒素供給装置暖気)													
			建屋内系統構成(メタルホース取外し, 接続治具フランジ接続)										接続部健全性確認							

※1 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する

第 1.7.26 図 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート



第 1.7.27 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
② ^{※1}	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁
② ^{※2}	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑥ ^{※1}	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑥ ^{※2}	換気空調系第二隔離弁
⑧ ^{※1}	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑧ ^{※2}	水素バイパスライン止め弁
⑧ ^{※3}	耐圧強化ベント弁
⑧ ^{※4} ⑳ ^{※1}	二次隔離弁
⑧ ^{※5} ⑳ ^{※2}	二次隔離弁バイパス弁
⑭ ^a ⑱ ^{※1}	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)
⑭ ^b ⑱ ^{※2}	一次隔離弁(ドライウエル側)

第 1.7.27 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）

頁	行	補正前	補正後
1.8-8	16行～22行	<p>なお，格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水は，防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく，海水も利用できる。また，淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は，淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と，そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</p>	<p>なお，<u>防火水槽を水源として利用する場合は，淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。</u>淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが，当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</p> <p>また，格納容器下部注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水は，防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく，海水も利用できる。</p>
1.8-12	9行～14行	<p>なお，<u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水は，防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく，海水も利用できる。また，淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は，淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と，そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</u></p>	<p>なお，<u>防火水槽を水源として利用する場合は，淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。</u>淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが，当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</p> <p>また，<u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水は，防火水</u></p>

なお，頁は，平成 29 年 6 月 16 日付け，原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.8-13	16行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。 ・復水補給水系配管
1.8-15	12行	・復水補給水系配管・ <u>弁</u>	・復水補給水系配管
1.8-16	14行～15行	高圧代替注水系(注水系)配管・弁，復水補給水系配管・ <u>弁</u> ，高圧炉心注水系配管・弁，	高圧代替注水系(注水系)配管・弁，復水補給水系配管，高圧炉心注水系配管・弁，
1.8-25	11行～12行	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備 <u>及び</u> ホース接続を依頼する。	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備， <u>ホース接続及び起動操作</u> を依頼する。
1.8-26	15行～17行	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備 <u>及び緊急時対策要員又は運転員が</u> <u>選択した送水ラインへの</u> ホース接続を行い，	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備， <u>ホース接続及び起動操作</u> を行い，
1.8-27	2行～3行	①緊急時対策要員は， <u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)起動後</u> ，緊急時対策要員又は	①緊急時対策要員は，緊急時対策要員又は
1.8-33	17行～18行	<u>全交流動力電源喪失時</u> ， 給水・復水系及び非常用炉心冷却系による	<u>炉心の著しい損傷が発生した場合</u> において， 給水・復水系及び非常用炉心冷却系による
1.8-34	2行～4行	<u>全交流動力電源喪失により</u> ， 給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において，	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において， 給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず， 低圧代

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.8-34	4行と5行の間	<p>低圧代替注水系（常設）が使用可能な場合^{※1}。</p> <p>（追加）</p>	<p>替注水系（常設）が使用可能な場合^{※2}。</p> <p><u>※1:格納容器内雰囲気放射線レベル（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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（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。</u></p>
1.8-34	5行～8行	<p><u>※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。</u></p>	<p><u>※2:設備に異常がなく、電源及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。</u></p>
1.8-37	9行	<p><u>全交流動力電源喪失時、低圧代替注水系（常設）及び</u></p>	<p><u>炉心の著しい損傷が発生した場合において、低圧代替注水系（常設）及び</u></p>
1.8-37	15行～17行	<p><u>全交流動力電源喪失により、低圧代替注水系（常設）及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※1}。</u></p>	<p><u>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、低圧代替注水系（常設）及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができず、低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}。</u></p>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.8-37	17行と18行の間	(追加)	<u>※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(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。</u>
1.8-37	18行～21行	<u>※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ燃料及び水源(防火水槽又は淡水貯水池)が確保されている場合。</u>	<u>※2:設備に異常がなく、燃料及び水源(防火水槽又は淡水貯水池)が確保されている場合。</u>
1.8-38	11行～12行	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備 <u>及び</u> ホース接続を依頼する。	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を依頼する。
1.8-39	15行～17行	⑦緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備 <u>及び緊急時対策要員又は運転員が選択した送水ラインへのホース接続</u> を行い	⑦緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を行い
1.8-40	1行～2行	⑩緊急時対策要員は、 <u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)起動後</u> 、緊急時対策要員又は	⑩緊急時対策要員は、緊急時対策要員又は

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.8-42	8行～9行	全交流動力電源喪失時、 低圧代替注水系（常設） による原子炉圧力容器へ の注水ができない	炉心の著しい損傷が発生 した場合において、低圧 代替注水系（常設）によ る原子炉圧力容器への注 水ができない
1.8-42	14行～16 行	全交流動力電源喪失によ り、低圧代替注水系（常 設）による原子炉圧力容 器への注水ができない場 合において、消火系が使 用可能な場合 ^{※1} 。	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において、低圧代替注 水系（常設）による原子 炉圧力容器への注水がで きず、消火系が使用可 能な場合 ^{※2} 。
1.8-42	17行と18 行の間	（追加）	<u>※1:格納容器内雰囲気放 射線レベル（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 は格納容器内雰囲気放射 線レベル（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。</u>
1.8-42	18行～21 行	<u>※1:設備に異常がなく、 常設代替交流電源設備、 第二代替交流電源設備又 は可搬型代替交流電源設 備により注水に必要な電 源が確保され、かつ燃料 及び水源（ろ過水タンク） が確保されている場合。</u>	<u>※2:設備に異常がなく、 燃料及び水源（ろ過水タ ンク）が確保されている 場合。</u>
1.8-45 ～ 1.8-46	23行 ～ 1行	全交流動力電源喪失時、 原子炉冷却材圧力バウン ダリが高圧の場合におい て、	炉心の著しい損傷が発生 した場合において、原子 炉冷却材圧力バウンダリ が高圧の状態で、

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.8-46	8行～10行	全交流動力電源喪失により、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、高圧代替注水系が使用可能な場合 ^{※1} 。	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失し、高圧代替注水系が使用可能な場合 ^{※2} 。
1.8-46	10行と11行の間	(追加)	※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(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。
1.8-46	11行～14行	※1:設備に異常がなく、原子炉圧力指示値が規定値以上ある場合において、常設代替直流電源設備又は可搬型直流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。	※2:原子炉圧力指示値が規定値以上ある場合において、設備に異常がなく、電源及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。
1.8-47	14行～17行	※2:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ水源(ほう酸水注入系貯蔵タンク)が確保されている場合。	※2:設備に異常がなく、電源及び水源(ほう酸水注入系貯蔵タンク)が確保されている場合。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.8-49	14行～15行	全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び高圧代替注水系による	炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び高圧代替注水系による
1.8-50	1行～3行	全交流動力電源喪失により、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、制御棒駆動系が使用可能な場合 ^{※1} 。	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失し、制御棒駆動系が使用可能な場合 ^{※2} 。
1.8-50	3行と4行の間	(追加)	※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(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。
1.8-50	4行～7行	※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ補機冷却水及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。	※2:設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。
1.8-50	18行～19行	全交流動力電源喪失時において、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による	炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.8-51	6行～8行	全交流動力電源喪失により、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、高圧炉心注水系が使用可能な場合 ^{※1} 。	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失し、高圧炉心注水系が使用可能な場合 ^{※2} 。
1.8-51	8行と9行の間	(追加)	※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(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。
1.8-51	9行～11行	※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。	※2:設備に異常がなく、電源及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。
1.8-57		対応手段、対処設備、手順書一覧(3/3)	別紙1.8-1に変更する。
1.8-61		監視計器一覧(4/7)	別紙1.8-2に変更する。
1.8-62		監視計器一覧(5/7)	別紙1.8-3に変更する。
1.8-63		監視計器一覧(6/7)	別紙1.8-4に変更する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.8-64		監視計器一覧 (7/7)	別紙 1.8-5 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/3)

別紙 1.8-1

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トポへの落下連延・防止	-	原子炉圧力容器への注水 高圧代替注水系による	高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵槽 高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉補機冷却系（蒸気系）配管・弁 高圧代替注水系（注水系）配管・弁 復水補給水系配管 高圧炉心注水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ） 給水系配管・弁・スパーージャ 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備 ※2 可搬型代替直流電源設備 ※2 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 「R/B 制御」 ※3
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
		原子炉圧力容器へのほう酸水注入 ほう酸水注入系による	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ 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	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「SLC ポンプによるほう酸水注入」
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	
原子炉圧力容器への注水 制御棒駆動系による	制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 制御棒駆動系配管・弁 復水補給水系配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「CRD による原子炉注水」 ※3		
	高圧炉心注水系による 原子炉圧力容器への緊急注水	高圧炉心注水系ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ 復水補給水系配管 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 第二代替交流電源設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「HPCF 緊急注水」 ※3	

※1: 手順書「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※2: 手順書「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3: 手順書「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。

※4: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

監視計器一覧 (4/7)

別紙1.8-2

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)	
1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水			
事故時避難操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「M/MC による原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		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)
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (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)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RR B 系代替注水流量)
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力 復水移送ポンプ吐出圧力(A) 復水移送ポンプ吐出圧力(B) 復水移送ポンプ吐出圧力(C)
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)
事故時避難操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「潤防車による原子炉注水」 多様なハード対応手順 「潤防車による送水 (デブリ冷却)」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)	
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		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)
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) 防火水槽 淡水貯水池
	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)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RR B 系代替注水流量)
		補機監視機能	可搬型代替注水ポンプ吐出圧力
		水源の確保	防火水槽 淡水貯水池

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)	
1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水			
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「消火ポンプによる原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		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 (燃料帯域) 原子炉水位 (SA)
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA) ろ過水タンク水位
	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 (燃料帯域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器への注水量	復水補給水系流量 (RR A 系代替注水流量) 復水補給水系流量 (RR B 系代替注水流量)
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確保	ろ過水タンク水位
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		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 (燃料帯域) 原子炉水位 (SA)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		電源	AM 用直流 125V 充電器蓄電池電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)
		操作	原子炉圧力容器内の水位
	原子炉圧力容器内の圧力		原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
	原子炉圧力容器への注水量		高圧代替注水系系統流量
	補機監視機能		高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 高圧代替注水系タービン入口圧力 高圧代替注水系タービン排気圧力 高圧代替注水系ポンプ吸込圧力
	水源の確保		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

監視計器一覧 (6/7)

別紙 1.8-4

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)	
1.8.2.2 溶解炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水			
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「SLC ポンプによるほう酸水注入」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内蒸気気放線レベル(A) (D/W) 格納容器内蒸気気放線レベル(A) (S/C) 格納容器内蒸気気放線レベル(B) (D/W) 格納容器内蒸気気放線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		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)
		電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
	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)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備別操作手順書 「CRD による原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内蒸気気放線レベル(A) (D/W) 格納容器内蒸気気放線レベル(A) (S/C) 格納容器内蒸気気放線レベル(B) (D/W) 格納容器内蒸気気放線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		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)
		電源	M/C C 電圧 P/C C-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系(A) 系統流量
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (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)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ・原子炉圧力容器下部温度
		原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動系系統流量
		補機監視機能	制御棒駆動系充てん水ライン圧力
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

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)	
1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水			
事故時特殊操作手順書 (シビアアクシデント) 「RPV 制御」 「R/B 制御」 AM 設備引操作手順書 「RCP 緊急注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内禁煙気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内禁煙気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内禁煙気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内禁煙気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		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)
		電源	M/C D 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (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)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心注水系(B) 系統流量
		補機監視機能	高圧炉心注水系ポンプ(B) 吐出圧力
		水源の確保	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

頁	行	補正前	補正後
1.9-7	4行～ 5行	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等により
1.9-8	8行～ 9行	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等により
1.9-8	20行～ 21行	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等により
1.9-13	6行～ 7行	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解で発生する水素ガスにより、	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等で発生する水素ガスにより、
1.9-15	19行～ 20行	原子炉格納容器への窒素ガス供給開始まで約 <u>8時間</u> で可能である。	原子炉格納容器への窒素ガス供給開始まで約 <u>480分</u> で可能である。
1.9-16	7行～ 8行	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等により

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.9-16	16行～ 18行	<u>格納容器ベント停止後,再度原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が上昇する場合は,格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器ベント操作を実施する。</u>	<u>格納容器ベント実施中において,残留熱除去系又は代替循環冷却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が使用可能な場合は,一次隔離弁を全閉し,格納容器ベントを停止する。なお,二次隔離弁については,一次隔離弁を全閉後,原子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。</u>
1.9-19	23行～ 24行	フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし,	フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉,水素バイパスライン止め弁を全開とし,
1.9-20	7行	(追加)	<u>なお,ドライ条件の酸素濃度が4.0vol%以上の場合は,代替格納容器スプレイを実施することで,ドライウエル側とサブプレッション・チェンバ側のガスの混合を促進させる。</u>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 9-20	8 行～ 9 行	⑪当直副長は，原子炉格納容器内の酸素濃度が 4.0vol%に到達したことを確認し，	⑪当直副長は，原子炉格納容器内の <u>ウェット条件の酸素濃度が 4.0vol%に到達したこと，及びドライ条件の酸素濃度が 5.0vol%以下であることを確認し，</u>
1. 9-21	20 行と 21 行の間	(追加)	⑭ <u>中央制御室運転員 A 及び B は，格納容器ベント開始後，フィルタ装置水素濃度による水素濃度の監視及びフィルタ装置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，フィルタ装置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。</u>
1. 9-21	21 行	⑭中央制御室運転員 A 及び B は，	⑮中央制御室運転員 A 及び B は，

なお，頁は，平成 29 年 6 月 16 日付け，原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 9-21 ～ 1. 9-22	25 行 ～ 7 行	⑮中央制御室運転員 A 及び B は、 <u>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傾向が確認できない状態となった場合、一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側)の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。再度原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が上昇する場合は、格納容器圧力逃がし装置を使用し格納容器ベントを実施する。</u>	⑯中央制御室運転員 A 及び B は、 <u>格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却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が使用可能な場合は、一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側)の全閉操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。一次隔離弁を全閉後、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、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u>
1. 9-22	12 行～ 13 行	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約 <u>40</u> 分で可能である。	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約 <u>45</u> 分で可能である。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 9-22	16 行	(追加)	<u>一次隔離弁の操作場所は原子炉建屋内の原子炉区域外に設置することに加え、あらかじめ遮蔽材を設置することで作業時の被ばくによる影響を低減している。また、操作前にモニタリングを行い接近可能であることを確認し防護具を確実に装着して操作する。</u>
1. 9-22	20 行～ 21 行	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解により	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等により
1. 9-23	6 行～ 8 行	<u>格納容器ベント停止後、再度原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が上昇する場合は、耐圧強化ベント系を使用した格納容器ベント操作を実施する。</u>	<u>格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却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が使用可能な場合は、一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止する。なお、二次隔離弁については、一次隔離弁を全閉後、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。</u>
1. 9-25 ～ 1. 9-26	24 行 ～ 1 行	遠隔手動操作設備によりフィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。	遠隔手動弁操作設備によりフィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 9-26	22 行と 23 行の間	(追加)	<u>⑫現場運転員 C 及び D は、水素バイパスライン止め弁を全開とし、耐圧強化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。</u>
1. 9-26	23 行	<u>⑫</u> 当直長は、	<u>⑬</u> 当直長は、
1. 9-27	1 行	<u>⑬</u> 当直副長は、	<u>⑭</u> 当直副長は、
1. 9-27	4 行	(追加)	<u>なお、ドライ条件の酸素濃度が 4.0vol% 以上の場合は、代替格納容器スプレイを実施することで、ドライウエル側とサブレーション・チェンバ側のガスの混合を促進させる。</u>
1. 9-27	5 行	<u>⑭</u> 当直長は、	<u>⑮</u> 当直長は、
1. 9-27	8 行～10 行	<u>⑮</u> 当直副長は、原子炉格納容器内の酸素濃度が 4.0vol% に到達したこと、及び原子炉格納容器内の圧力が規定圧力以下であることを確認し、	<u>⑯</u> 当直副長は、原子炉格納容器内の <u>ウェット条件の酸素濃度が 4.0vol% に到達したこと、ドライ条件の酸素濃度が 5.0vol% 以下であること、</u> 及び原子炉格納容器内の圧力が規定圧力以下であることを確認し、
1. 9-27	12 行	<u>⑯</u> 中央制御室運転員 A 及び B は、	<u>⑰</u> 中央制御室運転員 A 及び B は、
1. 9-28	1 行	<u>⑰</u> 中央制御室運転員 A 及び B は、	<u>⑱</u> 中央制御室運転員 A 及び B は、

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 9-28	7 行と 8 行の間	(追加)	<p><u>⑰中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント開始後、フィルタ装置水素濃度による水素濃度の監視及び耐圧強化ベント系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、耐圧強化ベント系放射線モニタから得た放射線量率及び事前に耐圧強化ベント系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。</u></p>
1. 9-28	8 行～14 行	<p><u>⑱中央制御室運転員 A 及び B は、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傾向が確認できない状態となった場合、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）の全閉、その後二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。再度原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が上昇する場合は、耐圧強化ベント系を使用し格納容器ベントを実施する。</u></p>	<p><u>⑳中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却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が使用可能な場合は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）の全閉操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを停止する。一次隔離弁を全閉後、原子炉</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
			<u>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、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u>
1.9-28	18行～ 20行	耐圧強化ベント系による水素ガス及び酸素ガス排出開始まで約 <u>55</u> 分で可能である。	耐圧強化ベント系による水素ガス及び酸素ガス排出開始まで約 <u>60</u> 分で可能である。
1.9-28	23行	(追加)	<u>一次隔離弁の操作場所は原子炉建屋内の原子炉区域外に設置することに加え、あらかじめ遮蔽材を設置することで作業時の被ばくによる影響を低減している。また、操作前にモニタリングを行い接近可能であることを確認し防護具を確実に装着して操作する。</u>
1.9-29	5行～ 6行	系統内の酸素濃度を可燃限界 <u>以下</u> に保ち、	系統内の酸素濃度を可燃限界 <u>未満</u> に保ち、
1.9-29	18行	②緊急時対策要員は、 <u>荒浜/大湊資機材置き場</u> にて、	②緊急時対策要員は、 <u>荒浜側高台保管場所</u> にて、
1.9-29 ～ 1.9-30	22行 ～ 8行	③緊急時対策要員は、 <u>タービン建屋－原子炉建屋連絡通路南西側(原子炉建屋内の原子炉区域外)</u> にて、可搬型窒素供給装置からの送気ホースを <u>接続口へ</u> 取付操	③緊急時対策要員は、 <u>タービン建屋－原子炉建屋連絡通路南西側(タービン建屋)</u> にて、可搬型窒素供給装置から <u>接続口へ</u> の送気ホース取付け操作を実施する。ま

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
		<p>作を実施する。また、<u>非常用ガス処理系モニタ室通路(原子炉建屋内の原子炉区域外)</u>にて、<u>耐圧強化ベント系 N₂ パージ用元弁(原子炉建屋内の原子炉区域外)</u>及び耐圧強化ベント系 N₂ パージ用元弁(タービン建屋側)の開操作を実施した後、<u>窒素ガス注入の準備完了</u>を緊急時対策本部に報告する。</p>	<p>た、耐圧強化ベント系 N₂ パージ用元弁(<u>二次格納施設側</u>)及び耐圧強化ベント系 N₂ パージ用元弁(タービン建屋側)の<u>全開操作</u>を実施した後、<u>窒素ガス供給の準備完了</u>を緊急時対策本部に報告する。</p>
1. 9-30	9 行～ 10 行	④緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの <u>注入開始</u> を指示する。	④緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの <u>供給開始</u> を指示する。
1. 9-30	11 行～ 12 行	⑤緊急時対策要員は、可搬型窒素供給装置より窒素ガスの <u>注入</u> を開始し、	⑤緊急時対策要員は、可搬型窒素供給装置より窒素ガスの <u>供給</u> を開始し、
1. 9-30	17 行	窒素ガスパージ完了まで約 <u>6 時間</u> で可能である。	窒素ガスパージ完了まで約 <u>360 分</u> で可能である。
1. 9-33	19 行～ 20 行	可燃性ガス濃度制御系起動後 <u>3 時間以内</u> に	可燃性ガス濃度制御系起動後 <u>180 分以内</u> に
1. 9-34	10 行	予熱時間は <u>3 時間以内</u> で可能である。	予熱時間は約 <u>180 分</u> で可能である。
1. 9-34	17 行～ 18 行	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解で	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解 <u>等</u> で
1. 9-36	3 行～ 4 行	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解で	ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解 <u>等</u> で

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.9-37	8行～ 9行	「1.5.2.2(1)a. 代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保」手順にて対応する。	「1.5.2.2(1)a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保」手順にて対応する。
1.9-43		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(1/3)	別紙 1.9-1 に変更する。
1.9-47		第 1.9.1 図 SOP「PCV 制御」における対応フロー	別紙 1.9-2 に変更する。
1.9-49		第 1.9.3 図 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート	別紙 1.9-3 に変更する。
1.9-50		第 1.9.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出 概要図(1/2)	別紙 1.9-4 に変更する。
1.9-51		第 1.9.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出 概要図(2/2)	別紙 1.9-5 に変更する。
1.9-52		第 1.9.5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出 タイムチャート	別紙 1.9-6 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

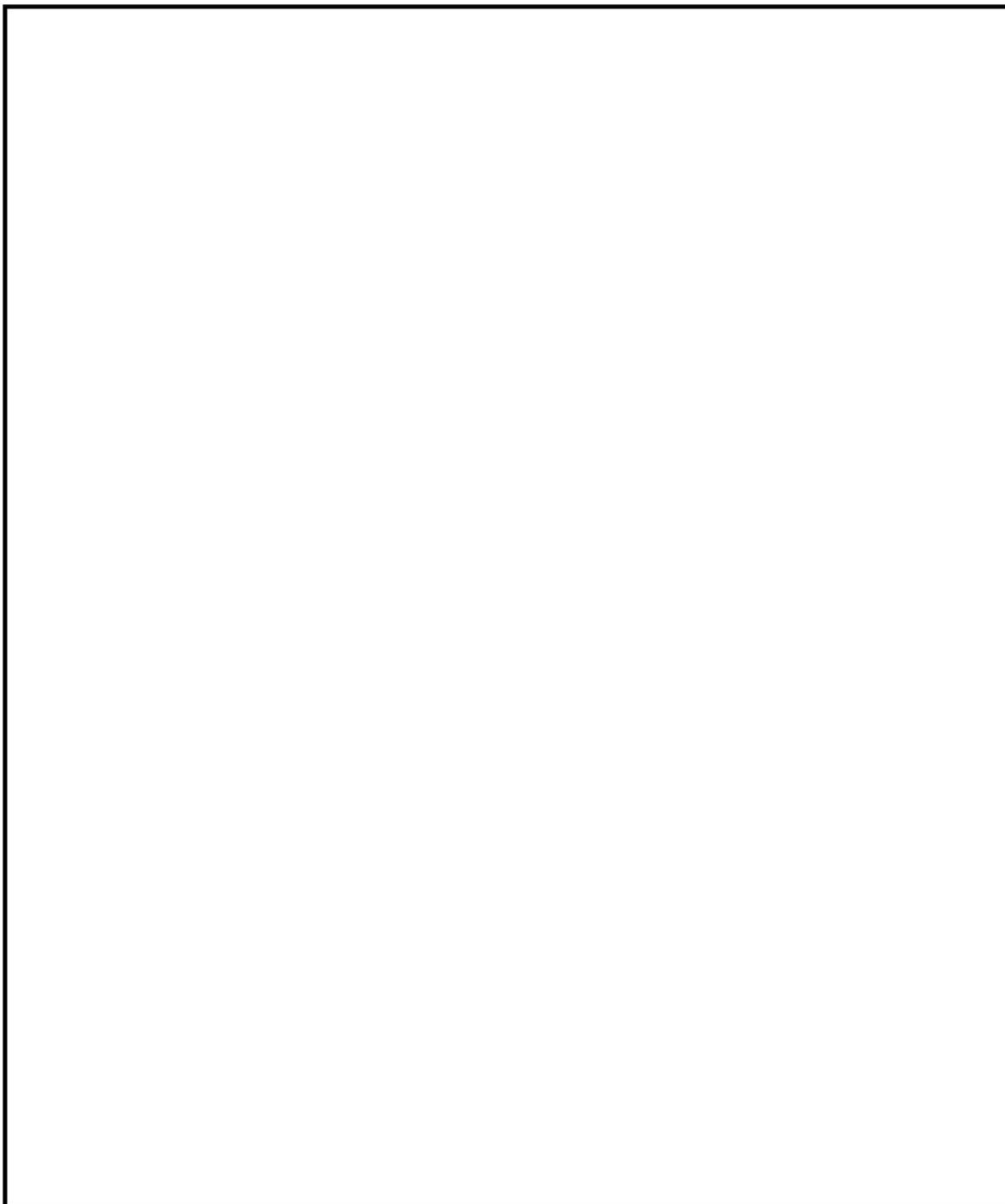
頁	行	補正前	補正後
1.9-53		第 1.9.6 図 耐圧強化ベント系(W/W)による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 概要図(1/2)	別紙 1.9-7 に変更する。
1.9-54		第 1.9.6 図 耐圧強化ベント系(W/W)による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 概要図(2/2)	別紙 1.9-8 に変更する。
1.9-55		第 1.9.7 図 耐圧強化ベント系(W/W)による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 タイムチャート	別紙 1.9-9 に変更する。
1.9-56		第 1.9.8 図 耐圧強化ラインの窒素ガスパーシ概要図	別紙 1.9-10 に変更する。
1.9-57		第 1.9.9 図 耐圧強化ラインの窒素ガスパーシタイムチャート	別紙 1.9-11 に変更する。
1.9-59		第 1.9.11 図 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 タイムチャート	別紙 1.9-12 に変更する。
1.9-62		第 1.9.14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート	別紙 1.9-13 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

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(1/3)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		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. 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
多様なハザード対応手順 「可搬型格納容器窒素供給設備による PCV 窒素供給」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
	操作	—	—
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 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 b. 耐圧強化バ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			
事故時運転転換手順書(シビアアクシデント) 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「PCV 水素・酸素ガス放出(フィルタバント使用(S/C))」 「PCV 水素・酸素ガス放出(フィルタバント使用(D/W))」 「PCV 水素・酸素ガス放出(耐圧強化ライン使用(S/C))」 「PCV 水素・酸素ガス放出(耐圧強化ライン使用(D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位
	電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤蓄電池電圧	
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置水素濃度 フィルタ装置出口放射線モニタ 耐圧強化バント系放射線モニタ



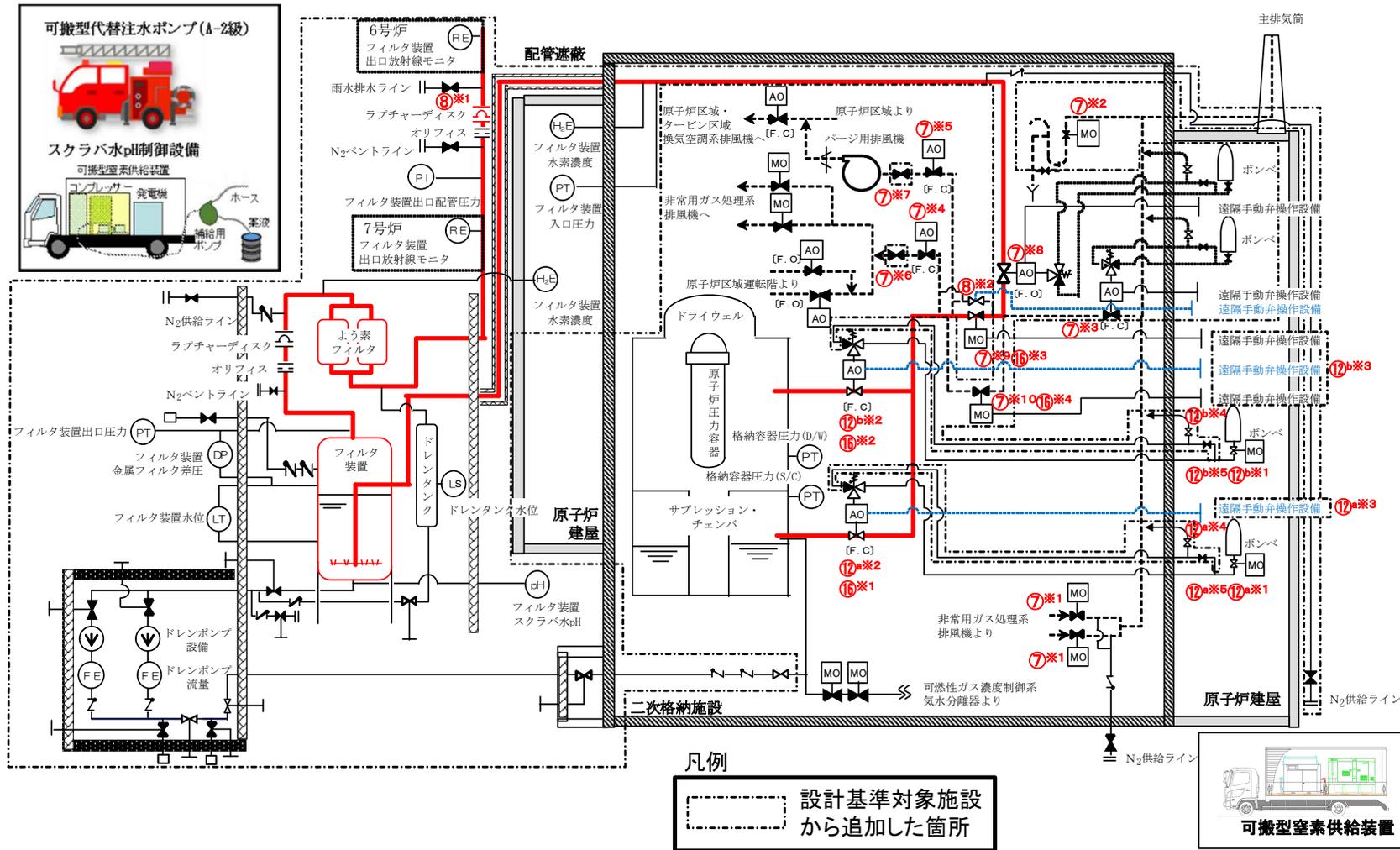
第 1.9.1 図 SOP「PCV 制御」における対応フロー

		経過時間(時)												備考				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9								
手順の項目	要員(数)	可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 480分																
可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給	中央制御室運転員	2	通信連絡設備準備,弁状態及び監視計器指示の確認													井操作,窒素供給開始		
	現場運転員	2	移動,通信連絡設備準備															
	緊急時対策要員	16	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台移動※1															
	(荒浜側高台保管場所の可搬型格納容器窒素供給設備使用の場合)		可搬型大容量窒素供給装置4台の健全性確認及び資機材準備															
			可搬型大容量窒素供給装置4台の移動～配置															
	建屋外系統構成(ホース・ヘッドユニット接続,可搬型大容量窒素供給装置暖気)																	
																建屋内系統構成(メタルホース取外し,接続治具フランジ接続)		
																接続部健全性確認		

※1 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する

1.9-14

第 1.9.3 図 可搬型格納容器窒素供給設備による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート



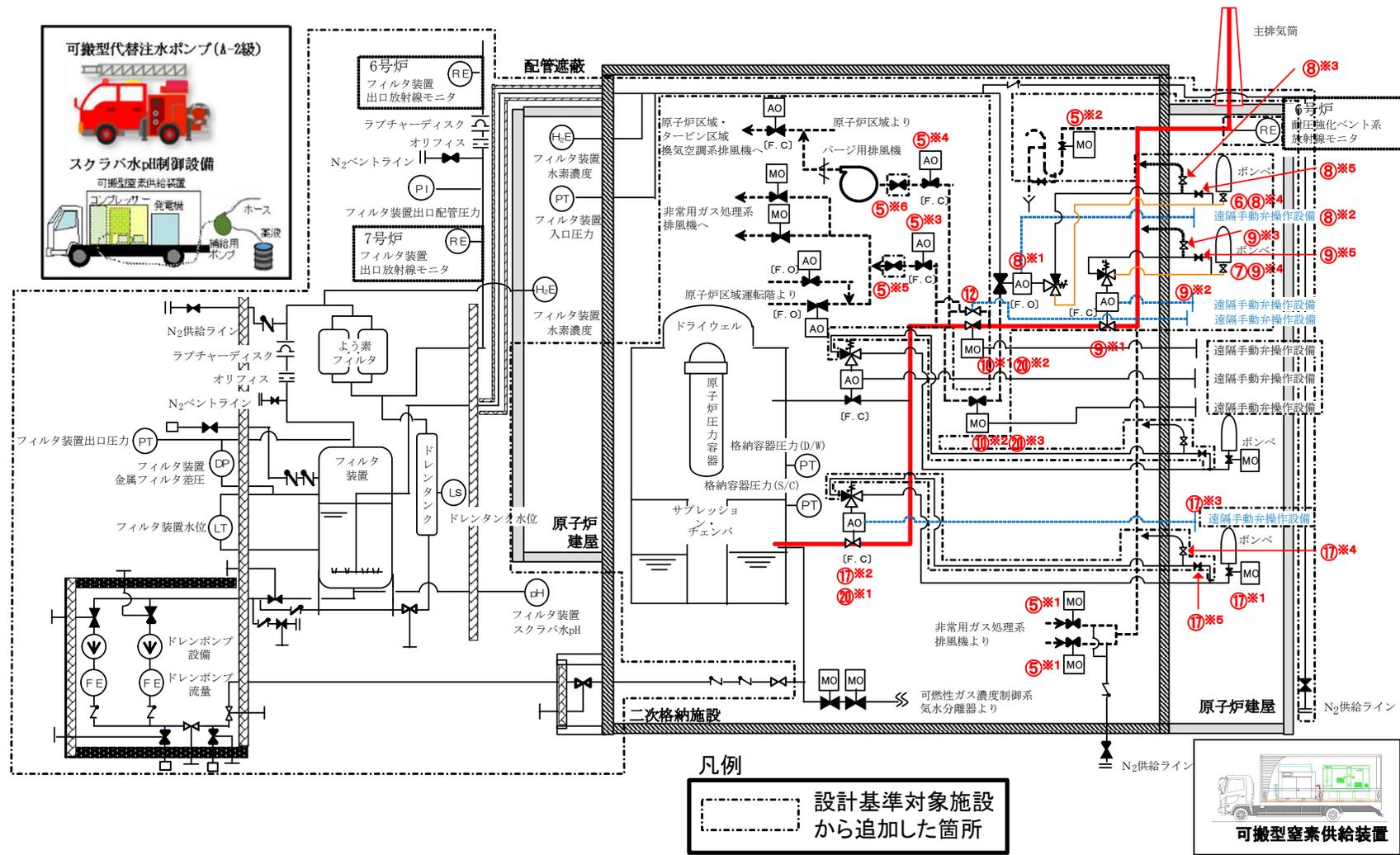
第 1.9.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出 概要図(1/2)

操作手順	弁名称
⑦※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁(A) (B)
⑦※2	非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁
⑦※3	耐圧強化ベント弁
⑦※4	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑦※5	換気空調系第一隔離弁
⑦※6	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑦※7	換気空調系第二隔離弁
⑦※8	フィルタ装置入口弁
⑦※9 ⑩※3	二次隔離弁
⑦※10 ⑩※4	二次隔離弁バイパス弁
⑧※1	フィルタベント大気放出ラインドレン弁
⑧※2	水素バイパスライン止め弁
⑫ ^a ※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側) 操作用空気供給弁
⑫ ^a ※2 ⑯※1	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)
⑫ ^a ※3	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側) 遠隔手動弁操作設備
⑫ ^a ※4	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側) 逆操作用空気排気側止め弁
⑫ ^a ※5	一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側) 操作用空気排気側止め弁
⑫ ^b ※1	一次隔離弁(ドライウエル側) 操作用空気供給弁
⑫ ^b ※2 ⑯※2	一次隔離弁(ドライウエル側)
⑫ ^b ※3	一次隔離弁(ドライウエル側) 遠隔手動弁操作設備
⑫ ^b ※4	一次隔離弁(ドライウエル側) 逆操作用空気排気側止め弁
⑫ ^b ※5	一次隔離弁(ドライウエル側) 操作用空気排気側止め弁

第 1.9.4 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出 概要図(2/2)



第 1.9.5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出 タイムチャート



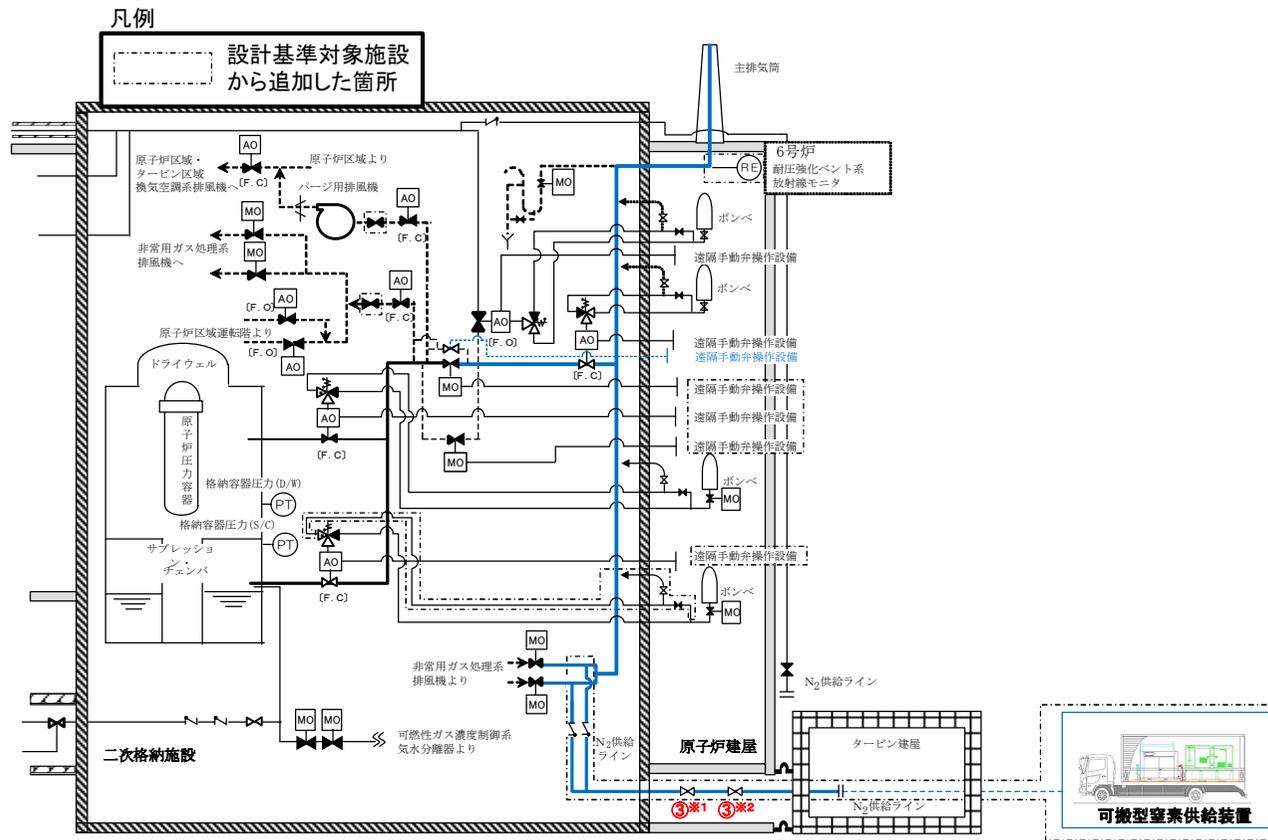
第 1.9.6 図 耐圧強化ベント系 (W/W) による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 概要図 (1/2)

操作手順	弁名称
⑤※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁(A)(B)
⑤※2	非常用ガス処理系出口シール隔離弁
⑤※3	非常用ガス処理系第一隔離弁
⑤※4	換気空調系第一隔離弁
⑤※5	非常用ガス処理系第二隔離弁
⑤※6	換気空調系第二隔離弁
⑥⑧※4	フィルタ装置入口弁操作空気ボンベ出口弁
⑦⑨※4	耐圧強化ベント弁操作空気ボンベ出口弁
⑧※1	フィルタ装置入口弁
⑧※2	フィルタ装置入口弁遠隔手動弁操作設備
⑧※3	フィルタ装置入口弁逆操作空気排気側止め弁
⑧※5	フィルタ装置入口弁操作空気排気側止め弁
⑨※1	耐圧強化ベント弁
⑨※2	耐圧強化ベント弁遠隔手動弁操作設備
⑨※3	耐圧強化ベント弁逆操作空気排気側止め弁
⑨※5	耐圧強化ベント弁操作空気排気側止め弁
⑩※1⑳※2	二次隔離弁
⑩※2⑳※3	二次隔離弁バイパス弁
⑫	水素バイパスライン止め弁
⑰※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)操作空気供給弁
⑰※2⑳※1	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)
⑰※3	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)遠隔手動弁操作設備
⑰※4	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)逆操作空気排気側止め弁
⑰※5	一次隔離弁(サプレッション・チェンバ側)操作空気排気側止め弁

第 1.9.6 図 耐圧強化ベント系 (W/W) 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)

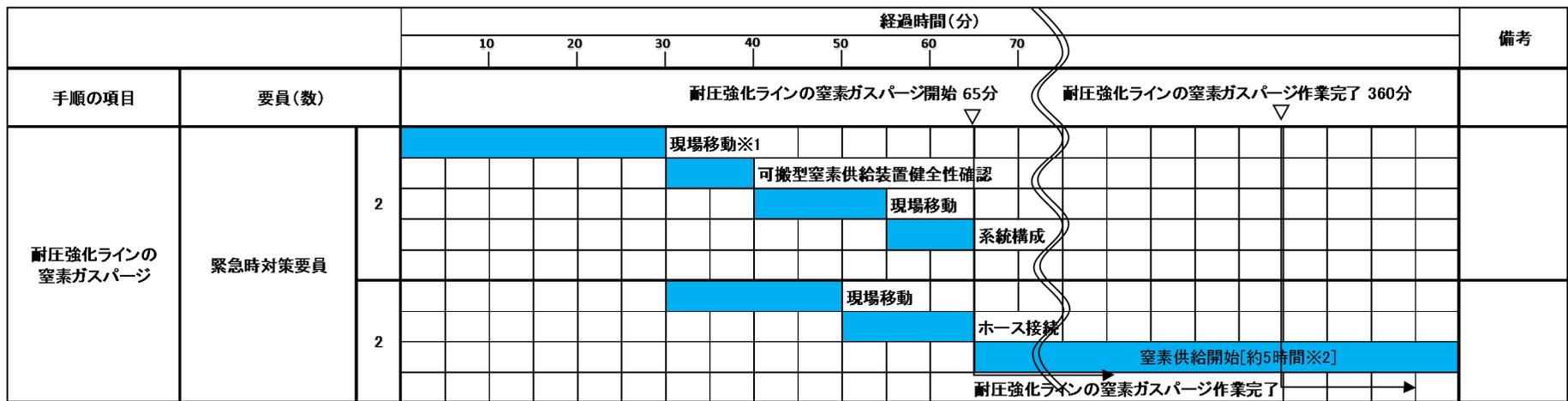
		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	水素ガス及び酸素ガス排出開始 60分 ▽																	
耐圧強化ベント系(W/W)による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 電源確認				系統構成												電源を復旧しながら系統構成を行う。
			格納容器ベント開始 →																
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保				移動, 系統構成												

第 1.9.7 図 耐圧強化ベント系 (W/W) 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 タイムチャート



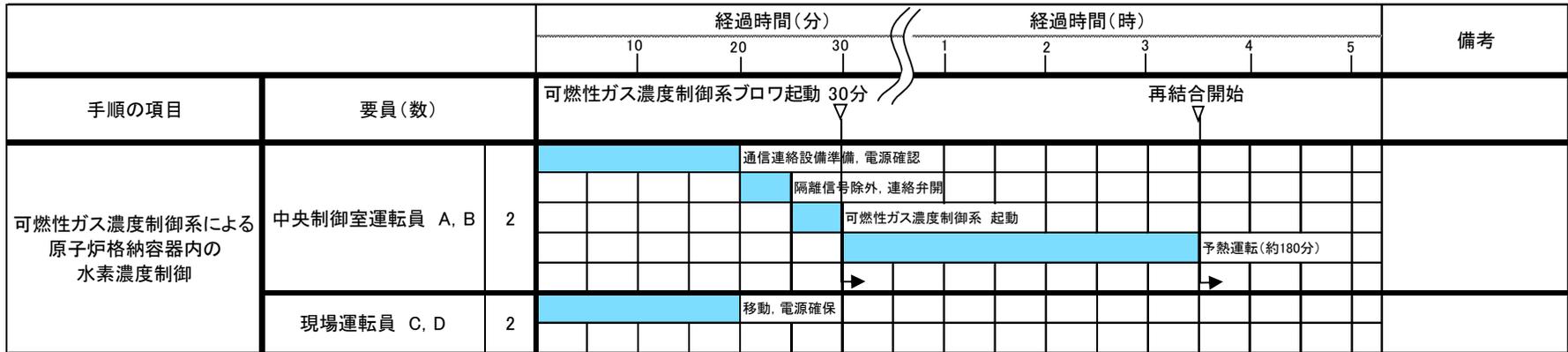
操作手順	弁名称
③※1	耐圧強化ベント系N ₂ パージ用元弁(二次格納施設側)
③※2	耐圧強化ベント系N ₂ パージ用元弁(タービン建屋側)

第 1.9.8 図 耐圧強化ラインの窒素ガスパージ 概要図

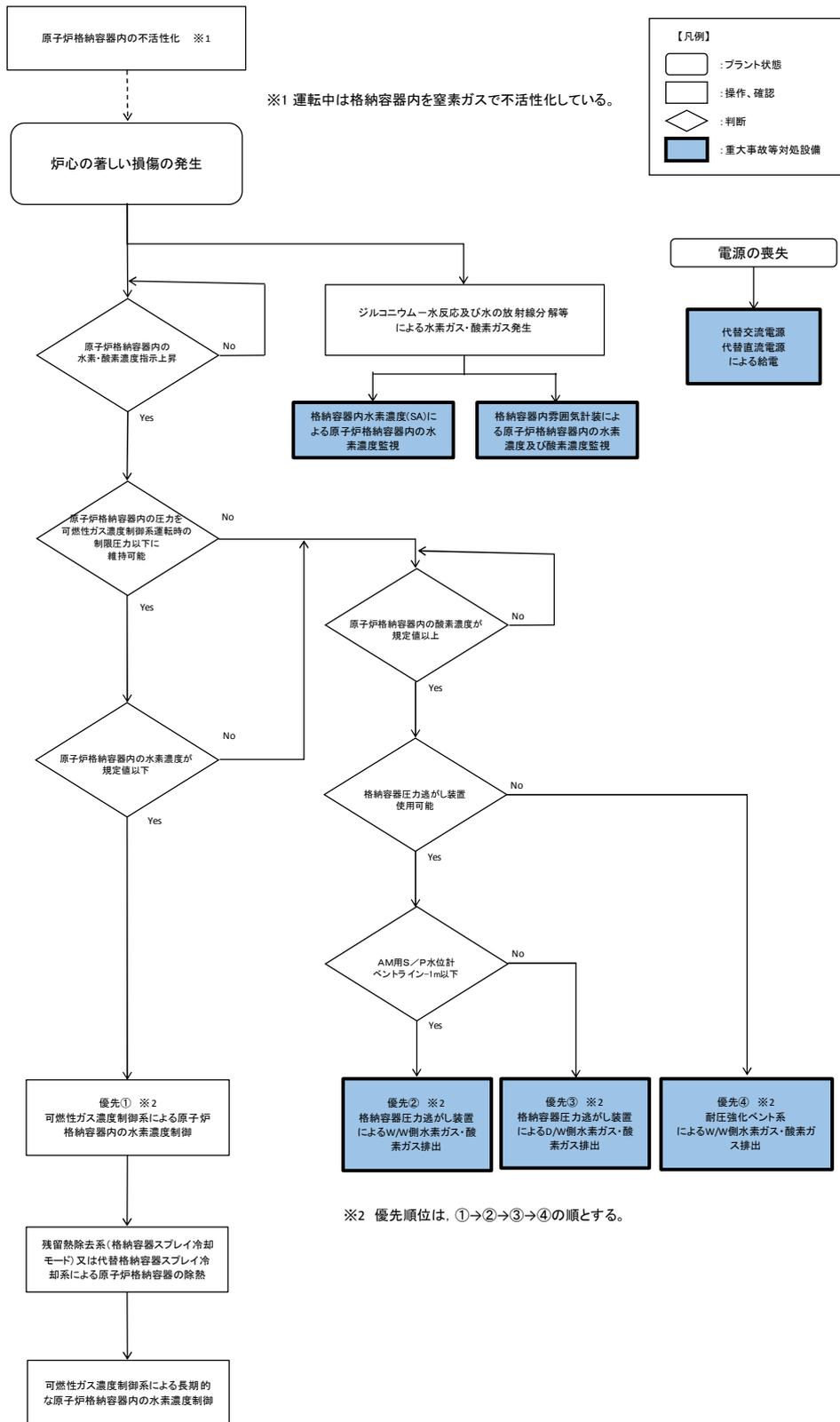


※1：大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する。
 ※2：窒素供給については窒素ガスパーズ完了後も継続する。

第 1.9.9 図 耐圧強化ラインの窒素ガスパーズ タイムチャート



第 1.9.11 図 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 タイムチャート



第 1.9.14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

頁	行	補正前	補正後
1. 10-6	20行と21行の間	(追加)	・原子炉建屋原子炉区域
1. 10-7	5行～6行	(そのうち、燃料取替床に3個)	(そのうち、 <u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u> に3個)
1. 10-8 ～ 1. 10-9	21行 ～ 2行	なお、格納容器頂部注水系による原子炉ウェルへの注水は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、 <u>淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</u>	なお、 <u>防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。</u> <u>淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</u> また、格納容器頂部注水系による原子炉ウェルへの注水は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。
1. 10-10	1行～3行	原子炉建屋トップベントを開放し、燃料取替床天井部の水素ガスを大気へ排出することで、	原子炉建屋トップベントを開放し、 <u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u> 天井部の水素ガスを大気へ排出することで、
1. 10-10	14行～15行	静的触媒式水素再結合器動作監視装置、原子炉建屋水素濃度、	静的触媒式水素再結合器動作監視装置、 <u>原子炉建屋原子炉区域</u> 、 <u>原子炉建屋水素濃度</u> 、

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 10-11	10 行	燃料取替床天井部を開放する操作であり	原子炉建屋オペレーティングフロア天井部を開放する操作であり
1. 10-14	10 行～12 行	原子炉ウェルへの注水準備として可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の配置及びホース接続を依頼する。	原子炉ウェルへの注水準備のため、可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の配置、ホース接続及び起動操作を依頼する。
1. 10-14	16 行～18 行	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の健全性確認、配置及びホースの展開・接続を行い、	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の配置、ホース接続及び起動操作を行い、
1. 10-15	1 行～5 行	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 起動後、緊急時ウェル注水ライン (南側) 元弁又は (北側) 元弁のどちらかの開操作にて必要流量に調整し、送水を開始したことを緊急時対策本部に報告する。	緊急時ウェル注水ライン (南側) 元弁又は (北側) 元弁のどちらかを開操作して送水流量を必要流量に調整し、送水開始について緊急時対策本部に報告する。
1. 10-20	5 行～6 行	原子炉建屋水素濃度にて燃料取替床天井付近の水素濃度、	原子炉建屋水素濃度にて原子炉建屋オペレーティングフロア天井付近の水素濃度、
1. 10-20	6 行～7 行	非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び燃料取替床以外のエリアの水素濃度	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屋オペレーティングフロア以外のエリアの水素濃度
1. 10-21	5 行～6 行	また、燃料取替床の水素濃度が 1.3vol%に到達した場合は、	また、原子炉建屋オペレーティングフロアの水素濃度が 1.3vol%に到達した場合は、

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.10-21	15行	③中央制御室運転員 A は、 <u>燃料取替床</u> の	③中央制御室運転員 A は、 <u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u> の
1.10-21	19行	水素濃度の監視は、	<u>原子炉建屋内の水素濃度の監視及び静的触媒式水素再結合器の動作状況の監視</u> は、
1.10-22	4行～5行	<u>燃料取替床天井部に滞留した水素ガスを大気へ排出し、</u>	<u>原子炉建屋オペレーティングフロア天井部に滞留した水素ガスを大気へ排出し、</u>
1.10-22	21行～22行	また、中央制御室運転員に <u>燃料取替床天井付近の水素濃度を</u>	また、中央制御室運転員に <u>原子炉建屋オペレーティングフロア天井付近の水素濃度を</u>
1.10-23	14行～15行	原子炉建屋トップベントの開放により <u>燃料取替床</u> の原子炉建屋水素濃度指示値が低下	原子炉建屋トップベントの開放により <u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u> の原子炉建屋水素濃度指示値が低下
1.10-25	19行	<u>燃料取替床の水素濃度を原子炉建屋水素濃度により監視し、</u>	<u>原子炉建屋オペレーティングフロアの水素濃度を原子炉建屋水素濃度により監視し、</u>
1.10-27		第 1.10.1 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)	別紙 1.10-1 に変更する。
1.10-39		第 1.10.6 図 SOP「R/B 制御」における対応フロー	別紙 1.10-2 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 1.10.1 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)

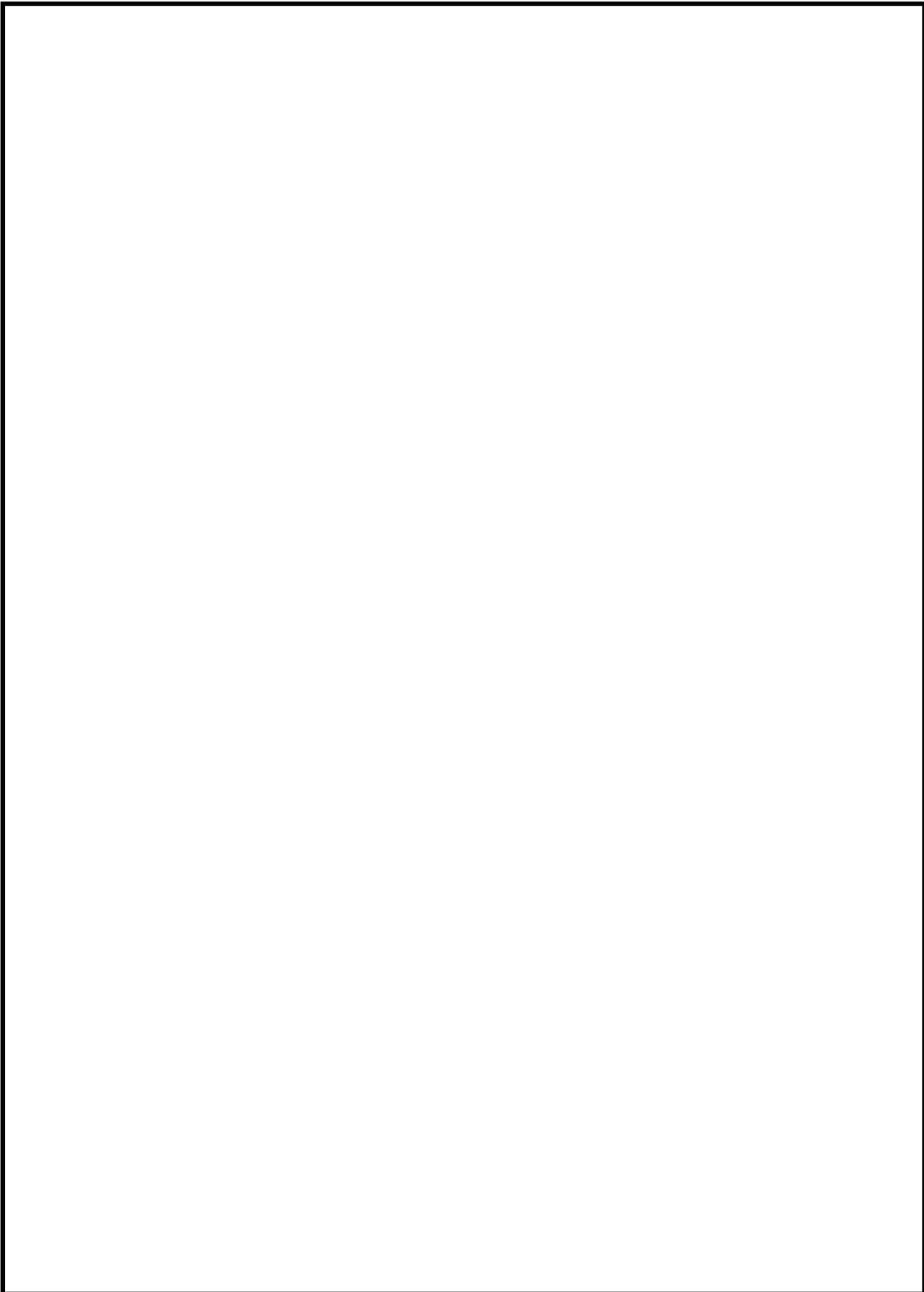
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
水素濃度制御による原子炉建屋等の損傷防止	-	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制	静的触媒式水素再結合器 ※1 静的触媒式水素再結合器動作監視装置 原子炉建屋原子炉区域	重大事故等 対処設備	- ※1
		原子炉建屋内の水素濃度監視	原子炉建屋水素濃度	重大事故等 対処設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「R/B 制御」
		代替電源による必要な設備への給電	常設代替直流電源設備 ※2 可搬型直流電源設備 ※2 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2	重大事故等 対処設備	- ※2
			第二代替交流電源設備 ※2	自主対策 設備	
原子炉格納容器外への水素ガス漏えい抑制	-	原子炉ウエルへの注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） ※3 防火水槽 ※3 淡水貯水池 ※3 ホース・接続口 格納容器頂部注水系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 原子炉ウエル 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「消防車による原子炉ウエル注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水（原子炉ウエル注水）」
		原子炉ウエル浄化系による注水	サブプレッションプール浄化系ポンプ 復水貯蔵槽 ※3 サブプレッションプール浄化系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 原子炉ウエル 原子炉補機冷却系（6 号炉のみ）	自主対策設備	事故時運転操作手順書（シビアアクシデント） 「PCV 制御」 AM 設備別操作手順書 「SPCU による原子炉ウエル注水」

※1: 静的触媒式水素再結合器は，運転員による操作不要の原子炉建屋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な水の供給手順等」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 1.10.6 図 SOP「R/B 制御」における対応フロー

頁	行	補正前	補正後
1. 11-7	3 行	使用済燃料プールの冷却及び注水機能を有する	使用済燃料プールの冷却機能を有する
1. 11-7	4行～5行	燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系を設置している。	燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系 <u>(燃料プール冷却モード)</u> を設置している。
1. 11-7	6行～8行	使用済燃料プールの注水機能を有する設備として、復水補給水系及びサプレッションプール浄化系（非常時補給モード）を設置	使用済燃料プールの注水機能を有する設備として、 <u>残留熱除去系（残留熱除去系ポンプによる補給機能）</u> 、復水補給水系及びサプレッションプール浄化系（非常時補給モード）を設置
1. 11-10	5 行～10 行	なお、常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、 <u>淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</u>	なお、 <u>防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。</u> 淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。 また、 <u>常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 11-11	1行～6行	<p>なお、可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</p>	<p>なお、防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</p> <p>また、可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水は、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。</p>
1. 11-14	14行～19行	<p>なお、常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイは、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</p>	<p>なお、防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</p> <p>また、常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイは、</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 11-15	10 行～16 行	<p>なお、可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイは、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。また、淡水貯水池を水源として利用する際の取水方法は、淡水貯水池から防火水槽の間にあらかじめ敷設してあるホースを使用する方法と、そのホースを使用せずに淡水貯水池から直接取水する方法がある。</p>	<p>防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。</p> <p>なお、<u>防火水槽を水源として利用する場合は、淡水貯水池と防火水槽の間にあらかじめ敷設したホースを使用して淡水貯水池から淡水を補給する。淡水貯水池を水源として利用する場合はあらかじめ敷設したホースを使用するが、当該ホースが使用できない場合は可搬のホースにて淡水貯水池からの直接送水ラインを構成する。</u></p> <p>また、可搬型スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイは、防火水槽又は淡水貯水池の淡水だけでなく、海水も利用できる。</p>
1. 11-24	15 行～17 行	<p>使用済燃料プールへの注水準備として可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）又は（A-2 級）の配備及びホースの接続を依頼する。</p>	<p>使用済燃料プールへの注水準備のため、<u>可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）又は（A-2 級）の配備、ホース接続及び起動操作を依頼する。</u></p>
1. 11-24	18 行～19 行	<p>可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）又は（A-2 級）の配備及びホースの接続を行い、</p>	<p>可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）又は（A-2 級）の配備、<u>ホース接続及び起動操作を行い、</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 11-25	7行～9行	⑦緊急時対策要員は、 <u>可搬型代替注水ポンプ(A-1級)又は(A-2級)起動後</u> 、使用済燃料プール外部注水原子炉建屋北側注水ライン元弁	⑦緊急時対策要員は、使用済燃料プール外部注水原子炉建屋北側注水ライン元弁
1. 11-28	15行～17行	使用済燃料プールへの注水準備として <u>可搬型代替注水ポンプ(A-1級)又は(A-2級)の配備及びホースの接続</u> を依頼する。	使用済燃料プールへの注水準備のため、 <u>可搬型代替注水ポンプ(A-1級)又は(A-2級)の配備、ホース接続及び起動操作</u> を依頼する。
1. 11-28	19行～20行	可搬型代替注水ポンプ(A-1級)又は(A-2級)の配備、ホースの <u>接続及び</u>	可搬型代替注水ポンプ(A-1級)又は(A-2級)の配備、ホース接続及び <u>起動操作、並びに</u>
1. 11-29	1行～3行	南東側階段を經由して燃料取替床までホースを敷設し、燃料取替床にて可搬型スプレイヘッドを設置しホースと接続する。	南東側階段を經由して原子炉建屋オペレーティングフロアまでホースを敷設し、 <u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u> にて可搬型スプレイヘッドを設置しホースと接続する。
1. 11-29	5行～8行	北西側階段を經由して燃料取替床までホースを敷設し、燃料取替床にて可搬型スプレイヘッドを設置しホースと接続する。	北西側階段を經由して原子炉建屋オペレーティングフロアまでホースを敷設し、 <u>原子炉建屋オペレーティングフロア</u> にて可搬型スプレイヘッドを設置しホースと接続する。
1. 11-29	20行～21行	可搬型代替注水ポンプ(A-1級)又は(A-2級)の配備 <u>及びホースの接続</u> を行い、	可搬型代替注水ポンプ(A-1級)又は(A-2級)の配備、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を行い、

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 11-30	9 行～11 行	緊急時対策要員は、 <u>可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）又は（A-2 級）起動後、SFP 接続口外側隔離弁を開操作して</u>	緊急時対策要員は、SFP 接続口外側隔離弁を開操作して
1. 11-30	15 行～16 行	緊急時対策要員は、 <u>可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）又は（A-2 級）起動後、送水流量を規定流量に調整し</u>	緊急時対策要員は、送水流量を規定流量に調整し
1. 11-40	18 行～20 行	使用済燃料プールへのスプレイの準備として可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）及び（A-2 級）の配備及びホースの接続を依頼する。	使用済燃料プールへのスプレイの準備のため、 <u>可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）及び（A-2 級）の配備、ホース接続及び起動操作を依頼する。</u>
1. 11-40	22 行～23 行	第 1. 11. 15 図に示す接続方法となるよう配備及びホースの接続を行い、	第 1. 11. 15 図に示す接続方法となるよう配備し、 <u>ホース接続及び起動操作</u> を行い、
1. 11-41	10 行～12 行	⑦緊急時対策要員は、 <u>可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）及び（A-2 級）起動後、使用済燃料プール外部注水原子炉建屋北側注水ライン元弁</u>	⑦緊急時対策要員は、使用済燃料プール外部注水原子炉建屋北側注水ライン元弁
1. 11-44	21 行～23 行	使用済燃料プールへのスプレイ準備として可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）及び（A-2 級）の配備及びホースの接続を依頼する。	使用済燃料プールへのスプレイ準備のため、 <u>可搬型代替注水ポンプ（A-1 級）及び（A-2 級）の配備、ホース接続及び起動操作を依頼する。</u>

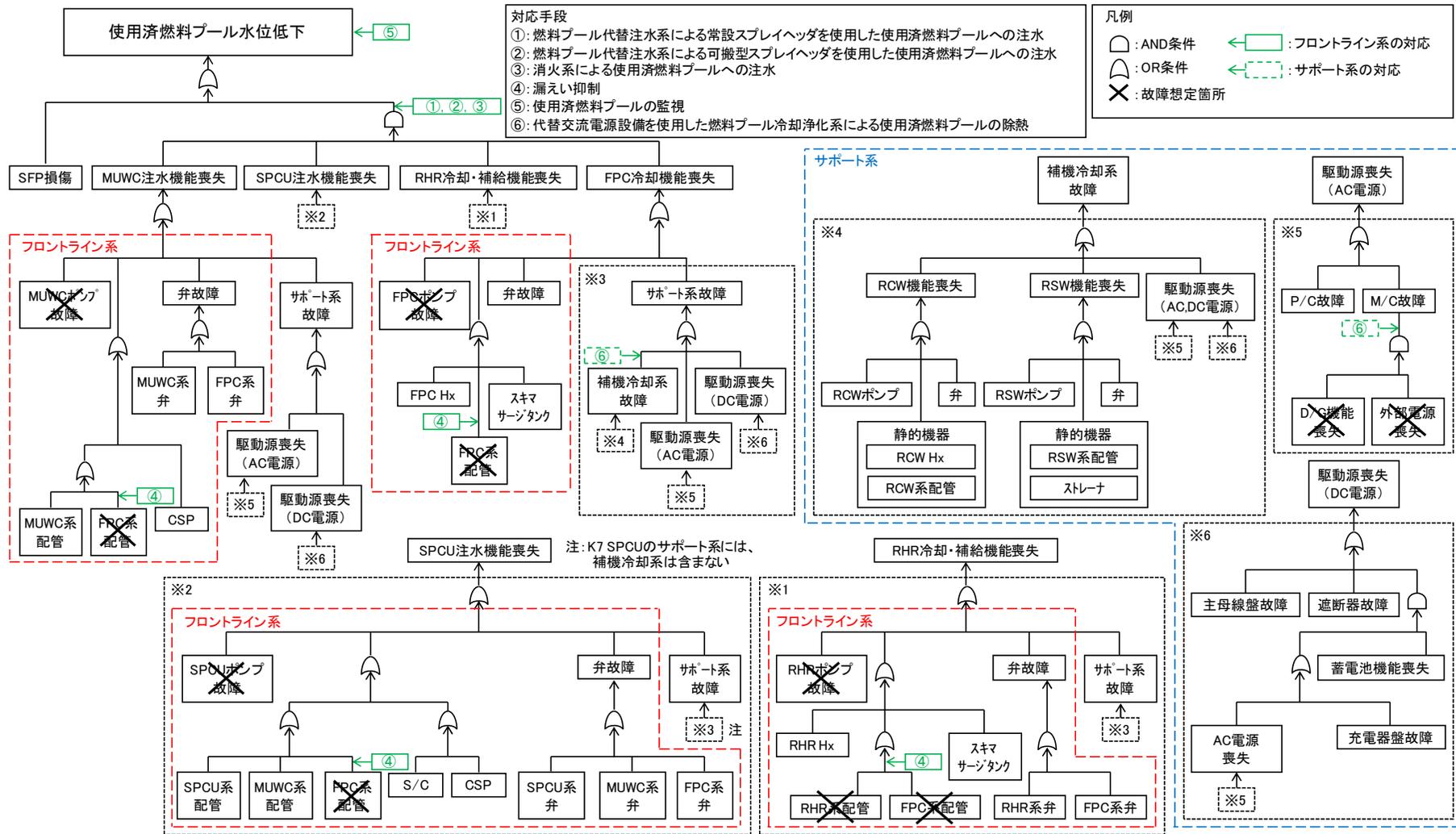
なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 11-45	1行～2行	可搬型代替注水ポンプ(A-1級)及び(A-2級)の配備, ホースの接続及び	可搬型代替注水ポンプ(A-1級)及び(A-2級)の配備, ホース接続及び起動操作, 並びに
1. 11-45	8行～10行	南東側階段を經由して燃料取替床までホースを敷設し, 燃料取替床にて可搬型スプレイヘッドを設置しホースと接続する。	南東側階段を經由して原子炉建屋オペレーティングフロアまでホースを敷設し, 原子炉建屋オペレーティングフロアにて可搬型スプレイヘッドを設置しホースと接続する。
1. 11-45	12行～15行	北西側階段を經由して燃料取替床までホースを敷設し, 燃料取替床にて可搬型スプレイヘッドを設置しホースと接続する。	北西側階段を經由して原子炉建屋オペレーティングフロアまでホースを敷設し, 原子炉建屋オペレーティングフロアにて可搬型スプレイヘッドを設置しホースと接続する。
1. 11-46	3行～4行	直列となるよう配備及びホースの接続を行い,	直列となるよう配備し, ホース接続及び起動操作を行い,
1. 11-46	16行～18行	緊急時対策要員は, 可搬型代替注水ポンプ(A-1級)及び(A-2級)起動後, SFP 接続口外側隔離弁を開操作して	緊急時対策要員は, SFP 接続口外側隔離弁を開操作して
1. 11-46	22行～23行	緊急時対策要員は, 可搬型代替注水ポンプ(A-1級)及び(A-2級)起動後, 送水流量を規定流量に調整し	緊急時対策要員は, 送水流量を規定流量に調整し

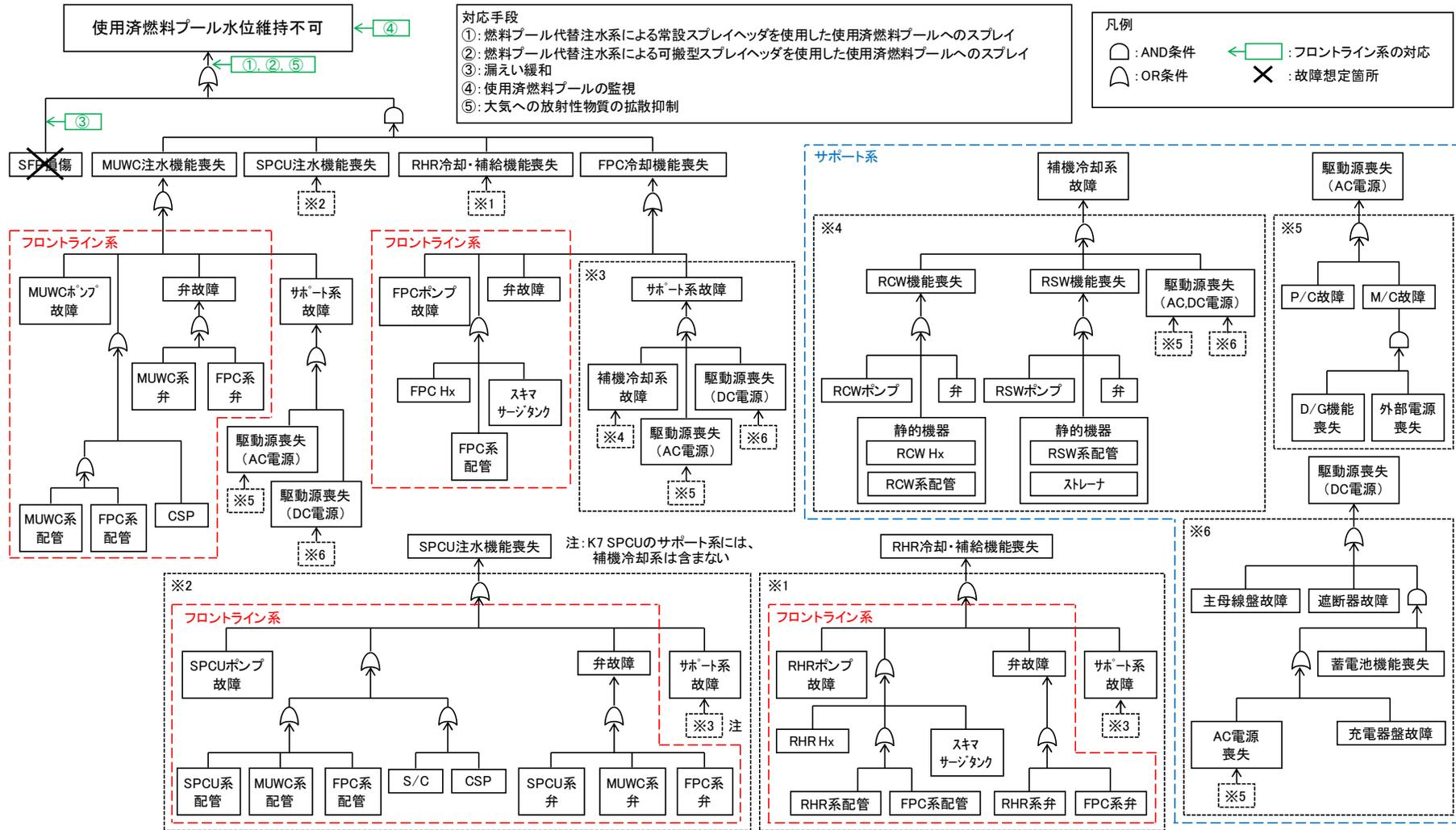
なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.11-50	16行	漏えい緩和措置完了まで約 <u>2時間</u> で可能である。	漏えい緩和措置完了まで約 <u>120分</u> で可能である。
1.11-68		第 1.11.1 図 機能喪失原因対策分析 (1/2)	別紙 1.11-1 に変更する。
1.11-69		第 1.11.1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)	別紙 1.11-2 に変更する。
1.11-70		第 1.11.1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)	別紙 1.11-3 に変更する。
1.11-93		第 1.11.20 図 使用済燃料プールからの漏えい緩和 タイムチャート	別紙 1.11-4 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。



第 1.11.1 図 機能喪失原因対策分析 (1/2)



第 1.11.1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)

凡例: フロントライン系 サポート系 故障を想定 対応手段あり

フロントライン系、サポート系の整理、故障の想定・対応手段

故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8		
SFP水位低下	FPCIによる冷却機能喪失	FPCポンプ故障								
		弁故障								
		静的機器故障	FPC Hx 配管 (FPC) スキマサージタンク							
		補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ 弁 静的機器故障	RCW Hx 配管 (RCW)					
			RSW機能喪失	RSWポンプ 弁 静的機器故障	配管 (RSW) ストレーナ					
			駆動源喪失 (AC電源)	P/C故障 M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
			駆動源喪失 (DC電源)	P/C故障 M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
		RHRによる冷却及び補給機能喪失	RHRポンプ故障							
			弁故障 (RHR, FPC)							
			静的機器故障	RHR Hx 配管 (RHR, FPC) スキマサージタンク						
			補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ 弁 静的機器故障	RCW Hx 配管 (RCW)				
				RSW機能喪失	RSWポンプ 弁 静的機器故障	配管 (RSW) ストレーナ				
				駆動源喪失 (AC電源)	P/C故障 M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失				
				駆動源喪失 (DC電源)	P/C故障 M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失				
			MUWCによる注水機能喪失	MUWCポンプ故障						
	弁故障 (MUWC, FPC)									
	静的機器故障			配管 (MUWC, FPC) CSP						
	駆動源喪失 (AC電源)			P/C故障 M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
				駆動源喪失 (DC電源)	主母線盤故障 遮断器故障	蓄電池機能喪失	充電器盤故障	P/C故障		
					直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	AC電源喪失	M/G故障	D/G機能喪失 外部電源喪失	
	SPCUによる注水機能喪失	SPCUポンプ故障								
		弁故障 (SPCU, MUWC, FPC)								
		静的機器故障		配管 (SPCU, MUWC, FPC) CSP, S/C						
		駆動源喪失 (AC電源)		P/C故障 M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
				駆動源喪失 (DC電源)	主母線盤故障 遮断器故障	蓄電池機能喪失	充電器盤故障	P/C故障		
					直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	AC電源喪失	M/G故障	D/G機能喪失 外部電源喪失	
SFP水位維持不可		SFP損傷								

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」をもとに、設計基準事故対処設備の機能が喪失に至る原因を順次右側へ展開している。すなわち、機器の機能が喪失することにより、当該機器の左側に記載される機能が喪失する関係にあることを示している。ただし、AND条件、OR条件については表現していないため、必要に応じて「機能喪失原因対策分析」を確認することとする。

第 1.11.1 図 機能喪失原因対策分析 (補足)

		経過時間(分)										備考				
		30	60	90	120	150	180	210								
手順の項目	要員(数)	使用済燃料プールからの漏えい緩和 120分														
使用済燃料プールからの漏えい緩和	中央制御室運転員 A	1	使用済燃料プール監視カメラ状態確認													
	現場運転員 E, F	2	移動, 使用済燃料プールからの漏えい緩和													

第 1.11.20 図 使用済燃料プールからの漏えい緩和 タイムチャート

頁	行	補正前	補正後
1. 12-1	21 行と 22 行の間	(追加)	b. <u>ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい箇所の絞り込み</u>
1. 12-14	1 行～ 4 行	緊急時対策本部からの指示を受けて、大気への放射性物質の拡散抑制を開始する。緊急時対策要員 5 名にて実施し、 <u>手順着手から約 130 分以降(7 号炉の場合、6 号炉の場合は約 160 分以降)放水することが可能である。</u>	緊急時対策本部からの指示を受けて、大気への放射性物質の拡散抑制を開始する。緊急時対策要員 5 名にて実施し、 <u>大容量送水車(原子炉建屋放水設備用)、放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制の実施指示から 10 分で放水することが可能である。</u>
1. 12-14	22 行の次	(追加)	別紙 1. 12-1 に変更する。
1. 12-15	16 行～ 17 行	また、放射性物質吸着材の設置位置図を第 1. 12. 4 図に、タイムチャートを第 1. 12. 5 図に示す。	また、放射性物質吸着材の設置位置図を第 1. 12. 6 図に、タイムチャートを第 1. 12. 7 図に示す。
1. 12-17	2 行～ 5 行	<u>大容量送水車(原子炉建屋放水設備用)、放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制を行う手順手の判断をした場合において、汚濁防止膜の設置が可能な状況(大津波警報、津波警報が出ていない又は解除された等)である場合。</u>	<u>放射性物質吸着材の設置作業が完了した後において、汚濁防止膜の設置が可能な状況(大津波警報、津波警報が出ていない又は解除された等)である場合。</u>
1. 12-17	8 行～ 9 行	また、汚濁防止膜の設置位置図を第 1. 12. 6 図に、タイムチャートを第	また、汚濁防止膜の設置位置図を第 1. 12. 8 図に、タイムチャートを第

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 12-19	2 行	1. 12. 7 図に示す。 海洋への放射性物質の拡散抑制の手順の流れを第 1. 12. 8 図に示す。	1. 12. 9 図に示す。 海洋への放射性物質の拡散抑制手順の流れを第 1. 12. 10 図に示す。
1. 12-20	3 行～ 5 行	また、航空機燃料火災への対応の概要図を第 1. 12. 9 図に、タイムチャートを第 1. 12. 10 図に、水利の配置図を第 1. 12. 11 図に示す。	また、航空機燃料火災への対応の概要図を第 1. 12. 11 図に、タイムチャートを第 1. 12. 12 図に、水利の配置図を第 1. 12. 13 図に示す。
1. 12-32 と 1. 12-33 の間		(追加)	別紙 1. 12-2 を追加する。
1. 12-33		第 1. 12. 4 図 放射性物質吸着材の設置位置図	第 1. 12. 6 図 放射性物質吸着材の設置位置図
1. 12-33		第 1. 12. 5 図 海洋への放射性物質の拡散抑制 (放射性物質吸着材) タイムチャート	第 1. 12. 7 図 海洋への放射性物質の拡散抑制 (放射性物質吸着材) タイムチャート
1. 12-34		第 1. 12. 6 図 汚濁防止膜の設置位置図	第 1. 12. 8 図 汚濁防止膜の設置位置図
1. 12-34		第 1. 12. 7 図 海洋への放射性物質の拡散抑制 (汚濁防止膜) タイムチャート	第 1. 12. 9 図 海洋への放射性物質の拡散抑制 (汚濁防止膜) タイムチャート
1. 12-35		第 1. 12. 8 図 海洋への放射性物質の拡散抑制手順の流れ	別紙 1. 12-3 に変更する。
1. 12-36		第 1. 12. 9 図 航空機燃料火災への対応の概要図	第 1. 12. 11 図 航空機燃料火災への対応の概要図

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.12-37		第 1.12.10 図 航空機衝突による航空機燃料火災時の手順 タイムチャート	第 1.12.12 図 航空機衝突による航空機燃料火災時の手順 タイムチャート
1.12-38		第 1.12.11 図 水利の配置及び大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲による泡消火ホース敷設ルート図	第 1.12.13 図 水利の配置及び大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）及び放水砲による泡消火ホース敷設ルート図

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

b. ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい箇所の絞り込み

原子炉建屋放水設備により原子炉建屋に向けて放水する際に、原子炉建屋から放出される放射性物質の漏えい箇所を把握し、大気への放射性物質の拡散抑制をより効果的なものとするため、ガンマカメラ又はサーモカメラにより放射性物質や熱を検出し、放射性物質漏えい箇所を絞り込む手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

大容量送水車（原子炉建屋放水設備用）、放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制を行う手順の着手を判断した場合において、放射性物質の漏えい箇所が原子炉建屋外観上で判断できない場合。

(b) 操作手順

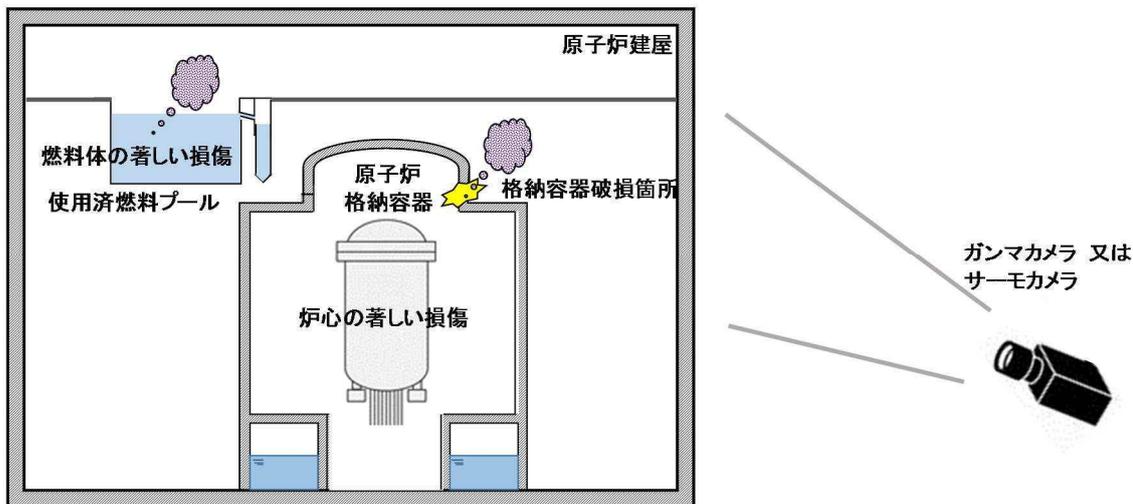
ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質の漏えい箇所を特定する手順の概要は以下のとおり。また、手順の概要図を第 1. 12. 4 図、タイムチャートを第 1. 12. 5 図に示す。

- ①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質の漏えい箇所を絞り込む作業の開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は、ガンマカメラ又はサーモカメラを原子炉建屋が視認できる場所に運搬する。
- ③緊急時対策要員は、ガンマカメラ又はサーモカメラにより放射性物質の漏えい箇所を絞り込む。

(c) 操作の成立性

ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい箇所の特定は、緊急時対策要員2名の体制である。

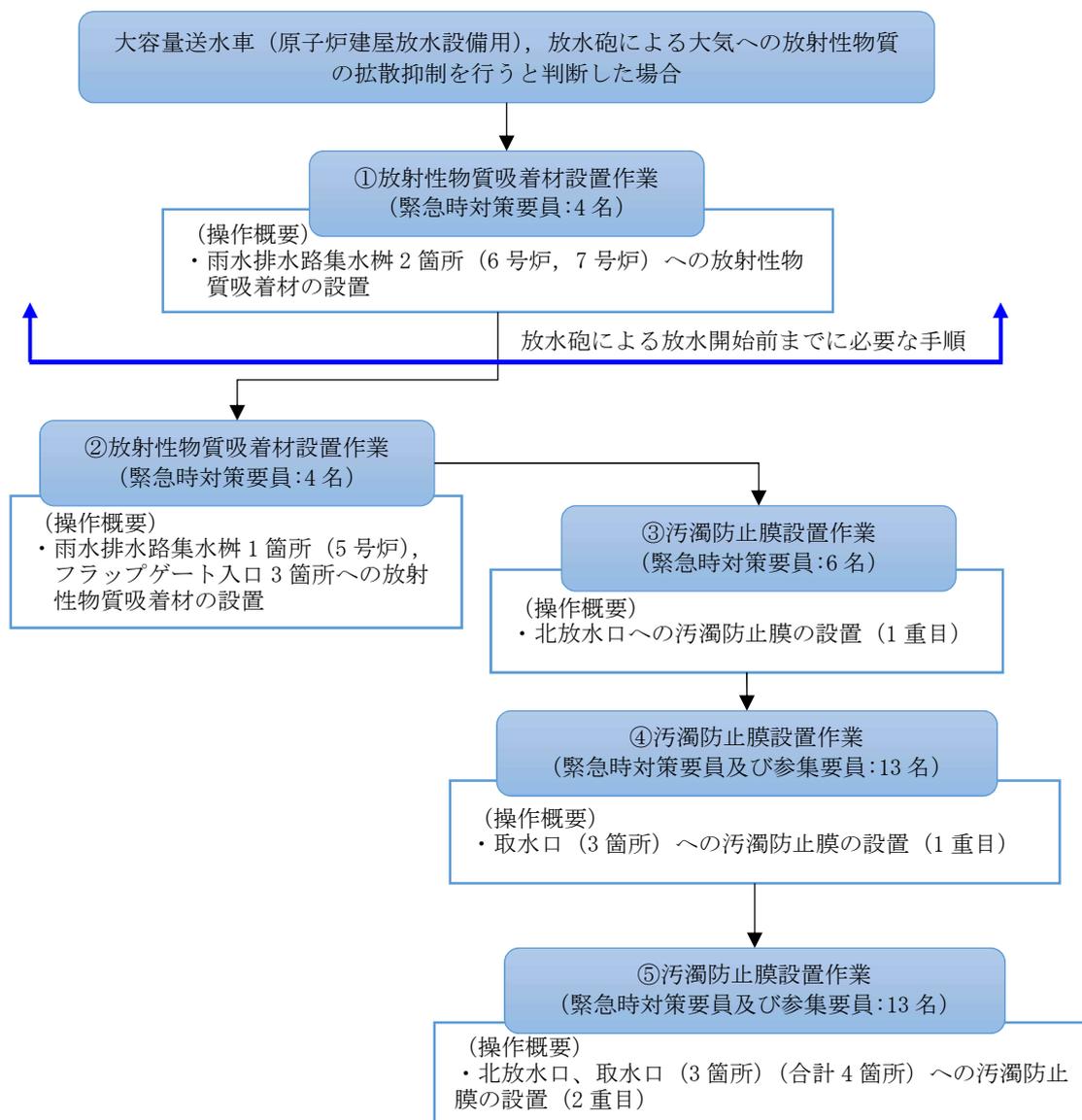
作業は、緊急時対策本部の指示に従い対応することとしており、ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい箇所の絞り込み手順着手から約60分で絞り込み作業を開始することとしている。



第 1.12.4 図 ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質の漏えい箇所の絞り込み手順の概略図

		経過時間(分)								備考	
		20	40	60	80						
手順の項目	要員(数)	ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい箇所の絞り込み作業開始 ▽ 60分									
ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質漏えい箇所の絞り込み	緊急時対策要員	2	移動								
				設置準備							
						測定					

第 1.12.5 図 ガンマカメラ又はサーモカメラによる放射性物質の漏えい箇所の絞り込み手順 タイムチャート



②、③の作業は、異なる要員で対応できる場合は、並行して実施することが可能。

第 1. 12. 10 図 海洋への放射性物質の拡散抑制手順の流れ

頁	行	補正前	補正後
1. 13-44	12 行～ 14 行	全交流動力電源喪失により、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、高圧代替注水系が使用可能な場合 ^{※1} 。	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、高圧代替注水系が使用可能な場合 ^{※2} 。
1. 13-44	14 行と 15 行の間	(追加)	※1:格納容器内雰囲気放射線レベル (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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300°C 以上を確認した場合。
1. 13-44	15 行～ 18 行	※1:設備に異常がなく、原子炉圧力指示値が規定値以上ある場合において、常設代替直流電源設備又は可搬型直流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。	※2:設備に異常がなく、電源及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。
1. 13-49	5 行～ 7 行	全交流動力電源喪失により、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、制御棒駆動系が使用可能な場合 ^{※1} 。	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、制御棒駆動系が使用可能な場合 ^{※2} 。
1. 13-49	7 行と 8 行の間	(追加)	※1:格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) で原

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-49	8 行～ 11 行	<p>※1:設備に異常がなく、<u>常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備</u>により注水に必要な電源が確保され、<u>かつ</u>補機冷却水及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。</p>	<p><u>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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル (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。</u></p> <p>※2:設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。</p>
1. 13-51	4 行～ 6 行	<p><u>全交流動力電源喪失により、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、高圧炉心注水系が使用可能な場合</u>^{※1}。</p>	<p>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉圧力容器への高圧注水機能が喪失した場合において、高圧炉心注水系が使用可能な場合^{※2}。</p>
1. 13-51	6 行と 7 行の間	(追加)	<p>※1:<u>格納容器内雰囲気放射線レベル (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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル (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。</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-51	7行～ 10行	※1:設備に異常がなく、 <u>常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。</u>	※2:設備に異常がなく、 <u>電源及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。</u>
1. 13-54	4行～ 7行	<u>全交流動力電源喪失により、給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、</u> 低圧代替注水系(常設)が使用可能な場合※1。	<u>炉心損傷を判断した場合</u> ※1において、給水・復水系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、低圧代替注水系(常設)が使用可能な場合※2。
1. 13-54	7行と 8行の間	(追加)	※1: <u>格納容器内雰囲気放射線レベル(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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(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。</u>
1. 13-54	8行～ 11行	※1:設備に異常がなく、 <u>常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。</u>	※2:設備に異常がなく、 <u>電源及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。</u>
1. 13-77	10行～ 13行	炉心損傷を判断した場合※1において、 <u>残留熱除去</u>	炉心損傷を判断した場合※1において、 <u>残留熱除去</u>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-77	22 行の次	<p>系の復旧に見込みがなく※² 原子炉格納容器内の除熱が困難な状況で、<u>復水補給水系が使用可能※³ であつ、代替原子炉補機冷却系による冷却水供給が可能な場合。</u></p> <p>(追加)</p>	<p>系の復旧に見込みがなく※² 原子炉格納容器内の除熱が困難な状況で、<u>以下の条件が全て成立した場合。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>復水補給水系が使用可能※³ であること。</u> ・<u>代替原子炉補機冷却系による冷却水供給が可能なこと。</u> ・<u>原子炉格納容器内の酸素濃度が 4vol%以下※⁴ であること。</u> <p>※⁴:<u>ドライ条件の酸素濃度を確認する。格納容器内酸素濃度 (CAMS) にて 4vol%以下を確認できない場合は、代替格納容器スプレイを継続することで、ドライウエル側とサブプレッション・チェンバ側のガスの混合を促進させる。</u></p>
1. 13-79	18 行～ 20 行	<p>作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約 <u>1 時間 55 分</u>、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約 <u>9 時間</u> で可能である。</p>	<p>作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約 <u>115 分</u>、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約 <u>540 分</u> で可能である。</p>
1. 13-82	16 行～ 18 行	<p><u>全交流動力電源喪失により、</u> 低圧代替注水系 (常設) による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、消火系が使用可能な場合※¹。</p>	<p><u>炉心損傷を判断した場合※¹ において、</u> 低圧代替注水系 (常設) による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、消火系が使用可能な場合※²。</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-82	20 行と 21 行の間	(追加)	<u>※1:格納容器内雰囲気放射線レベル (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, 又は格納容器内雰囲気放射線レベル (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。</u>
1. 13-82 ～ 1. 13-83	21 行 ～ 1 行	<u>※1:設備に異常がなく, 常設代替交流電源設備, 第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され, かつ燃料及び水源(ろ過水タンク)が確保されている場合。</u>	<u>※2:設備に異常がなく, 電源, 燃料及び水源(ろ過水タンク)が確保されている場合。</u>
1. 13-98	2 行～ 5 行	<u>全交流動力電源喪失により, 低圧代替注水系(常設)及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において, 低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合^{※1}。</u>	<u>炉心損傷を判断した場合^{※1}において, 低圧代替注水系(常設)及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において, 低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合^{※2}。</u>
1. 13-98	5 行と 6 行の間	(追加)	<u>※1:格納容器内雰囲気放射線レベル (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, 又は格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧</u>

なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-98	6行～ 9行	※1:設備に異常がなく、 <u>常設代替交流電源設備、 第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ</u> 燃料及び水源(防火水槽)が確保されている場合。	<u>力容器温度で 300℃以上を確認した場合。</u> ※2:設備に異常がなく、電源、燃料及び水源(防火水槽)が確保されている場合。
1. 13-100	4行～ 8行	作業開始を判断してから低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水開始まで残留熱除去系(B)、 <u>残留熱除去系(A)、</u> 残留熱除去系(C)、高圧炉心注水系(B)及び高圧炉心注水系(C)のいずれの注入配管を使用した場合においても約 125分で可能である。	作業開始を判断してから低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水開始まで、 <u>残留熱除去系(A)の注入配管を使用した場合には</u> 約 150分、残留熱除去系(B)、残留熱除去系(C)、高圧炉心注水系(B)及び高圧炉心注水系(C)のいずれの注入配管を使用した場合においても約 125分で可能である。
1. 13-106	11行～ 17行	<u>上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 6 名にて作業を実施した場合、</u> 作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)の配置～送水準備及びフィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による注水開始まで約 65 分、フィルタ	<u>防火水槽を水源としたフィルタ装置への補給操作は、炉心損傷をしていない場合は、1 ユニット当たり緊急時対策要員 2 名にて作業を実施した場合、</u> 作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)の配置～送水準備及びフィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
		装置水位調整(水張り)完了まで約 125 分で可能である。	(A-2 級)による注水開始まで約 65 分, フィルタ装置水位調整(水張り)完了まで約 125 分で可能である。 炉心損傷をしている場合は, 1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 6 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, 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)の配置～送水準備及びフィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による注水開始まで約 65 分, フィルタ装置水位調整(水張り)完了まで約 125 分で可能である。
1. 13-127	17 行～ 20 行	全交流動力電源喪失により, 低圧代替注水系(常設)及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において, 低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合 ^{※1} 。	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において, 低圧代替注水系(常設)及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において, 低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合 ^{※2} 。
1. 13-127	20 行と 21 行の間	(追加)	※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(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, 又は格納容器内雰囲気放射

なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-127 ～ 1. 13-128	21 行 ～ 2 行	<p>※1:設備に異常がなく、<u>常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され、かつ燃料及び水源(淡水貯水池)が確保されている場合。</u></p>	<p><u>線レベル (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。</u></p> <p>※2:設備に異常がなく、電源、燃料及び水源(淡水貯水池)が確保されている場合。</p>
1. 13-129 ～ 1. 13-130	24 行 ～ 4 行	<p>作業開始を判断してから低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水開始まで残留熱除去系(B)、<u>残留熱除去系(A)、</u>残留熱除去系(C)、高圧炉心注水系(B)及び高圧炉心注水系(C)のいずれの注入配管を使用した場合においても約 140 分で可能である。</p>	<p>作業開始を判断してから低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水開始まで<u>残留熱除去系(A)の注入配管を使用した場合においては約 150 分、</u>残留熱除去系(B)、残留熱除去系(C)、高圧炉心注水系(B)及び高圧炉心注水系(C)のいずれの注入配管を使用した場合においても約 140 分で可能である。</p>
1. 13-136	21 行～ 22 行	<p>炉心損傷をしている場合は、1 ユニット当たり緊急時対策要員 10 名にて作業を実施した場合、</p>	<p>炉心損傷をしている場合は、1 ユニット当たり<u>中央制御室運転員 1 名及び</u>緊急時対策要員 10 名にて作業を実施した場合、</p>
1. 13-154	2 行～ 7 行	<p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)4 台の操作を緊急時対策要員 6 名にて実施し</u></p>	<p>上記の操作は <u>6 号及び 7 号炉の送水準備を同時に行う運用としており、可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)8 台 (6 号</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-156	13 行～ 16 行	<p>た場合、作業開始を判断してから送水開始まで、建屋近傍の送水ラインと直接接続し、SFP 接続口、スクラバ接続口、ウエル接続口及び MUWC 接続口に接続した場合において約 330 分で可能である。</p> <p>全交流動力電源喪失により、<u>低圧代替注水系(常設)及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合^{※1}。</u></p>	<p>炉用 4 台、7 号炉用 4 台)の操作を緊急時対策要員 6 名にて実施し、作業開始を判断してから送水開始まで、建屋近傍の送水ラインと直接接続し、SFP 接続口、スクラバ接続口、ウエル接続口及び MUWC 接続口に接続した場合において片号炉は約 330 分、もう一方の号炉は約 345 分で可能である。</p> <p>炉心損傷を判断した場合^{※1}において、<u>低圧代替注水系(常設)及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合^{※2}。</u></p>
1. 13-156	16 行と 17 行の間	(追加)	<p><u>※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(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、又は格納容器内雰囲気放射線レベル(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。</u></p>
1. 13-156	17 行～ 20 行	<p><u>※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備、第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電</u></p>	<p><u>※2:設備に異常がなく、電源、燃料及び水源(淡水貯水池)が確保されている場合。</u></p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-165	19 行～ 20 行	源が確保され、かつ燃料及び水源(淡水貯水池)が確保されている場合。 炉心損傷している場合は、1 ユニット当たり緊急時対策要員 10 名にて作業を実施した場合、	炉心損傷している場合は、1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 10 名にて作業を実施した場合、
1. 13-183	16 行～ 18 行	作業開始を判断してから大容量送水車(海水取水用)による可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)への送水まで約 5 時間で可能である。	作業開始を判断してから大容量送水車(海水取水用)による可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)への送水まで約 300 分で可能である。
1. 13-184	7 行～ 8 行	SFP 接続口及びウエル接続口に接続した場合において約 5 時間 5 分で可能である。	SFP 接続口及びウエル接続口に接続した場合において約 305 分で可能である。
1. 13-184	12 行～ 13 行	MUWC 接続口、SFP 接続口に接続した場合において約 5 時間 15 分で可能である。	MUWC 接続口、SFP 接続口に接続した場合において約 315 分で可能である。
1. 13-187	2 行～5 行	全交流動力電源喪失により、 <u>低圧代替注水系(常設)及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合^{※1}。</u>	炉心損傷を判断した場合 ^{※1} において、 <u>低圧代替注水系(常設)及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合において、低圧代替注水系(可搬型)が使用可能な場合^{※2}。</u>
1. 13-187	5 行と 6 行の間	(追加)	※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-187	6 行～ 9 行	※1:設備に異常がなく、 常設代替交流電源設備、 第二代替交流電源設備又 は可搬型代替交流電源設 備により注水に必要な電 源が確保され、かつ燃料 が確保されている場合。	故相当のガンマ線線量率 の 10 倍を超えた場合、又 は格納容器内雰囲気放射 線レベル (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:設備に異常がなく、 電源、燃料が確保されて いる場合。
1. 13-188	8 行～ 10 行	高压炉心注水系 (B) 及び 高压炉心注水系 (C) の注 入配管を使用した場合に おいて約 <u>5 時間 15 分</u> で 可能である。	高压炉心注水系 (B) 及び 高压炉心注水系 (C) の注 入配管を使用した場合に おいて約 <u>315 分</u> で可能で ある。
1. 13-189	6 行～ 8 行	高压炉心注水系 (B) 及び 高压炉心注水系 (C) の注 入配管を使用した場合に おいて約 <u>5 時間 15 分</u> で 可能である。	高压炉心注水系 (B) 及び 高压炉心注水系 (C) の注 入配管を使用した場合に おいて約 <u>315 分</u> で可能で ある。
1. 13-192 ～ 1. 13-193	22 行 ～ 1 行	作業開始を判断してから 代替格納容器スプレイ冷 却系 (可搬型) による原 子炉格納容器内へのスプ レイ開始まで約 <u>5 時間 15</u> 分で可能である。	作業開始を判断してから 代替格納容器スプレイ冷 却系 (可搬型) による原 子炉格納容器内へのスプ レイ開始まで約 <u>315 分</u> で可能である。
1. 13-193	14 行～ 16 行	作業開始を判断してから 代替格納容器スプレイ冷 却系 (可搬型) による原 子炉格納容器内へのスプ	作業開始を判断してから 代替格納容器スプレイ冷 却系 (可搬型) による原 子炉格納容器内へのスプ

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-196	16 行～ 18 行	レイ開始まで約 <u>5 時間 15 分</u> で可能である。 作業開始を判断してから格納容器下部初期注水の開始を確認するまで約 <u>5 時間 15 分</u> で可能である。	レイ開始まで約 <u>315 分</u> で可能である。 作業開始を判断してから格納容器下部初期注水の開始を確認するまで約 <u>315 分</u> で可能である。
1. 13-198	13 行～ 15 行	作業開始判断から格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水開始まで約 <u>5 時間 5 分</u> で可能である。	作業開始判断から格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水開始まで約 <u>305 分</u> で可能である。
1. 13-200	18 行～ 21 行	送水準備及び使用済燃料プール注水専用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ (A-1 級又は A-2 級) による注水まで約 <u>5 時間 5 分</u> で可能である。	送水準備及び使用済燃料プール注水専用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ (A-1 級又は A-2 級) による注水まで約 <u>305 分</u> で可能である。
1. 13-202	19 行	SFP 可搬式接続口使用の場合:約 <u>5 時間 5 分</u>	SFP 可搬式接続口使用の場合:約 <u>305 分</u>
1. 13-202	20 行	原子炉建屋大物搬入口からの接続の場合:約 <u>5 時間 5 分</u>	原子炉建屋大物搬入口からの接続の場合:約 <u>305 分</u>
1. 13-204	19 行～ 22 行	送水準備及び使用済燃料プール注水専用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ (A-1 級又は A-2 級) によるスプレイまで約 <u>5 時間 15 分</u> で可能である。	送水準備及び使用済燃料プール注水専用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ (A-1 級又は A-2 級) によるスプレイまで約 <u>315 分</u> で可能である。
1. 13-207	2 行	SFP 可搬式接続口使用の場合:約 <u>5 時間 15 分</u>	SFP 可搬式接続口使用の場合:約 <u>315 分</u>
1. 13-207	3 行	原子炉建屋大物搬入口からの接続の場合:約 <u>5 時間</u>	原子炉建屋大物搬入口からの接続の場合:約 <u>315 分</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-209	18 行～20 行	15分 作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約 4 時間 15 分, 緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約 9 時間で可能である。	作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約 255 分, 緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約 540 分で可能である。
1. 13-212	2 行～5 行	作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで約 4 時間 15 分, 緊急時対策要員による大容量送水車 (熱交換器ユニット用) を使用した補機冷却水供給開始まで約 5 時間で可能である。	作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで約 255 分, 緊急時対策要員による大容量送水車 (熱交換器ユニット用) を使用した補機冷却水供給開始まで約 300 分で可能である。
1. 13-212	9 行	補機冷却水供給開始まで約 7 時間で可能である。	補機冷却水供給開始まで約 420 分で可能である。
1. 13-222	1 行～4 行	※2:設備に異常がなく, 常設代替交流電源設備, 第二代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により注水に必要な電源が確保され, かつ水源 (ほう酸水注入系貯蔵タンク) が確保されている場合。	※2:設備に異常がなく, 電源及び水源 (ほう酸水注入系貯蔵タンク) が確保されている場合。
1. 13-232	14 行～17 行	上記の操作は, 1 ユニット当たり中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 6 名にて作業を実施した場合, 作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による復水貯蔵槽への補給開始まで 340	上記の操作は, 6 号及び 7 号炉の補給準備を同時に行う運用としており, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 8 台 (6 号炉用 4 台, 7 号炉用 4 台) の操作を, 各中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 6 名に

なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
		分以内で可能である。	て作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による復水貯蔵槽への補給開始まで片号炉は 340 分、もう一方の号炉は 355 分以内で可能である。
1. 13-235	17 行～19 行	作業開始を判断してから大容量送水車(海水取水用)による可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)への送水まで約 5 時間で可能である。	作業開始を判断してから大容量送水車(海水取水用)による可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)への送水まで約 300 分で可能である。
1. 13-236	14 行～16 行	中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 10 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから約 5 時間 25 分で可能である。	中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 10 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから約 325 分で可能である。
1. 13-247	2 行～4 行	作業開始を判断してから大容量送水車(海水取水用)による防火水槽への海水補給開始まで約 5 時間で可能である。	作業開始を判断してから大容量送水車(海水取水用)による防火水槽への海水補給開始まで約 300 分で可能である。
1. 13-248	23 行～24 行	・海水取水箇所(6 号炉)から 7 号炉建屋南側を経由して No. 15 防火水槽へ補給した場合:約 7 時間	・海水取水箇所(6 号炉)から 7 号炉建屋南側を経由して No. 15 防火水槽へ補給した場合:約 420 分
1. 13-249	1 行～2 行	・海水取水箇所(7 号炉)から 7 号炉建屋南側を経由して No. 14 防火水槽へ補給した場合:約 5 時間 30 分	・海水取水箇所(7 号炉)から 7 号炉建屋南側を経由して No. 14 防火水槽へ補給した場合:約 330 分

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 13-254	19 行～21 行	(大容量送水車(海水取水用)の準備から切替えを実施した場合は、約 <u>5 時間 25 分</u> に対応可能である。)	(大容量送水車(海水取水用)の準備から切替えを実施した場合は、約 <u>325 分</u> に対応可能である。)
1. 13-263		対応手段、対処設備及び手順書一覧(5/15)	別紙 1. 13-1 に変更する。
1. 13-267		対応手段、対処設備及び手順書一覧(9/15)	別紙 1. 13-2 に変更する。
1. 13-292		第 1. 13. 9 図 海を水源とした大容量送水車(海水取水用)及び可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)による送水 タイムチャート(1/3)	別紙 1. 13-3 に変更する。
1. 13-293		第 1. 13. 9 図 海を水源とした大容量送水車(海水取水用)及び可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)による送水 タイムチャート(2/3)	別紙 1. 13-4 に変更する。
1. 13-294		第 1. 13. 9 図 海を水源とした大容量送水車(海水取水用)及び可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)による送水 タイムチャート(3/3)	別紙 1. 13-5 に変更する。
1. 13-302		第 1. 13. 17 図 海を水源とした大容量送水車(海水取水用)及び可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による復水貯蔵槽への補給 タイムチャート	別紙 1. 13-6 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.13-312		第 1.13.27 図 大容量送水車(海水取水用)による防火水槽への海水補給タイムチャート	別紙 1.13-7 に変更する。
1.13-314		第 1.13.29 図 代替原子炉補機冷却海水ポンプによる防火水槽への海水補給 タイムチャート	別紙 1.13-8 に変更する。
1.13-317		第 1.13.32 図 淡水貯水池から海を水源とした可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)への送水の切替えタイムチャート	別紙 1.13-9 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

対応手段、対処設備及び手順書一覧(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		
防火水槽を水源とした対応	-	フィルタ装置への補給	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ホース・接続口	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。	
			防火水槽 ※2	自主対策設備		
	復水貯蔵槽	原子炉格納容器下部への注水	格納容器下部注水系 (可搬型) (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。
			防火水槽 ※2	自主対策設備		
	-	-	原子炉ウエルへの注水	防火水槽 ※2 格納容器頂部注水系 (可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。
			使用済燃料プールへの注水 / スプレー	燃料プール代替注水系 (可搬型代替注水ポンプ (A-1 級), 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級), 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。
			防火水槽 ※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。

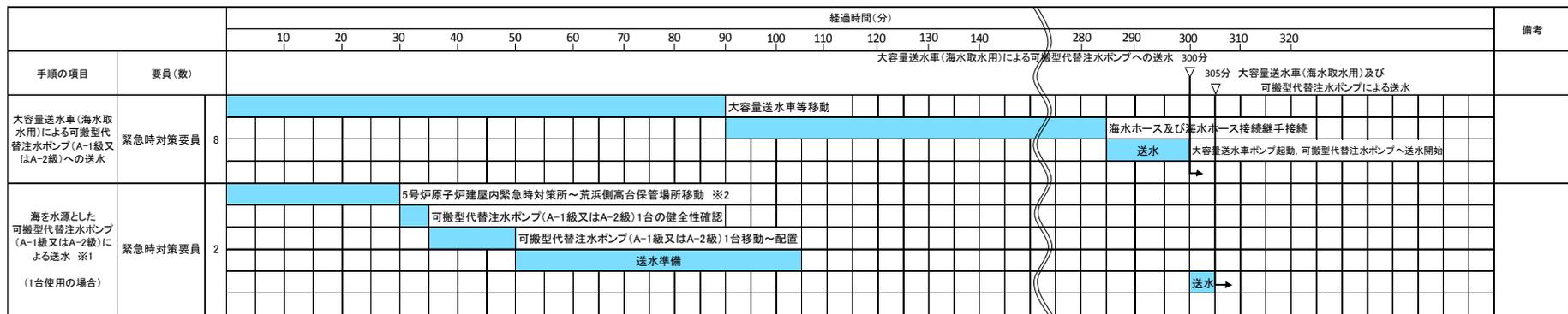
※2:本条文【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源 (措置)

対応手段、対処設備及び手順書一覧(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		
淡水貯水池を水源とした対応（あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合）	-	フィルタ装置への補給	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） ホース・接続口	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。	
			淡水貯水池 ※2	自主対策設備		
	復水貯蔵槽	原子炉格納容器下部への注水	格納容器下部注水系（可搬型）（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、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。
			淡水貯水池 ※2	自主対策設備		
	-	原子炉ウエルへの注水	淡水貯水池 ※2 格納容器頂部注水系（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、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。	
			使用済燃料プールへの注水 / スプレー	燃料プール代替注水系（可搬型代替注水ポンプ（A-1級）、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、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。
淡水貯水池 ※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）



※1 SFP接続口、スクラバ接続口及びウェル接続口を使用する場合。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

第 1.13.9 図 海を水源とした大容量送水車(海水取水用)及び

可搬型代替注水ポンプ(A-1級又はA-2級)による送水 タイムチャート (1/3)

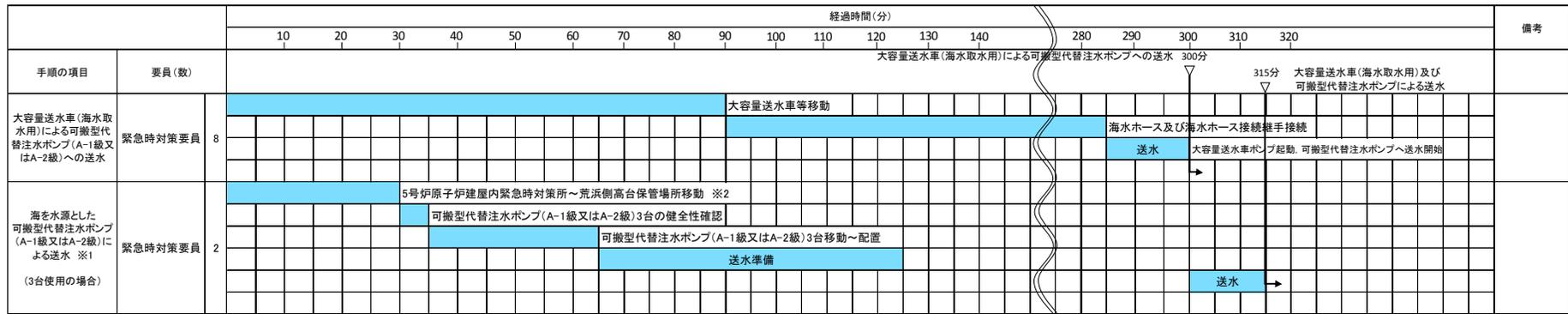
		経過時間(分)																								備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	280	290	300	310	320						
手順の項目	要員(数)	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> 大容量送水車(海水取水用)による可搬型代替注水ポンプへの送水 300分 </div>																								
大容量送水車(海水取水用)による可搬型代替注水ポンプ(A-1級又はA-2級)への送水	緊急時対策要員 8	大容量送水車等移動																								
		海水ホース及び 送水 大容量送水車ポンプ起動、可搬型代替注水ポンプへ送水開始																								
海を水源とした可搬型代替注水ポンプ(A-1級又はA-2級)による送水 ※1 (2台使用の場合)	緊急時対策要員 2	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜側高台保管場所移動 ※2																								
		可搬型代替注水ポンプ(A-1級又はA-2級)2台の健全性確認																								
		可搬型代替注水ポンプ(A-1級又はA-2級)2台移動～配置 送水準備 送水																								

※1 SFP接続口を使用する場合。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は、10分と想定する。

第 1.13.9 図 海を水源とした大容量送水車(海水取水用)及び

可搬型代替注水ポンプ(A-1級又はA-2級)による送水 タイムチャート (2/3)



※1 MUWC接続口, SFP接続口を使用する場合。

※2 5号炉東側第二保管場所への移動は, 10分と想定する。

第 1.13.9 図 海を水源とした大容量送水車(海水取水用)及び

可搬型代替注水ポンプ(A-1級又はA-2級)による送水 タイムチャート (3/3)

		経過時間(時)							備考		
		1	2	3	4	5	6	7			
手順の項目	要員(数)	大容量送水車(海水取水用)による防火水槽への海水補給 300分 ※1									
大容量送水車(海水取水用)による防火水槽への海水補給	緊急時対策要員	8	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台移動		※2						
			大容量送水車等移動								
						ホース(可搬型)敷設					
			大容量送水車起動, 海水供給								

※1 大湊側高台保管場所の大容量送水車(海水取水用)を使用する場合は、約290分で可能である。

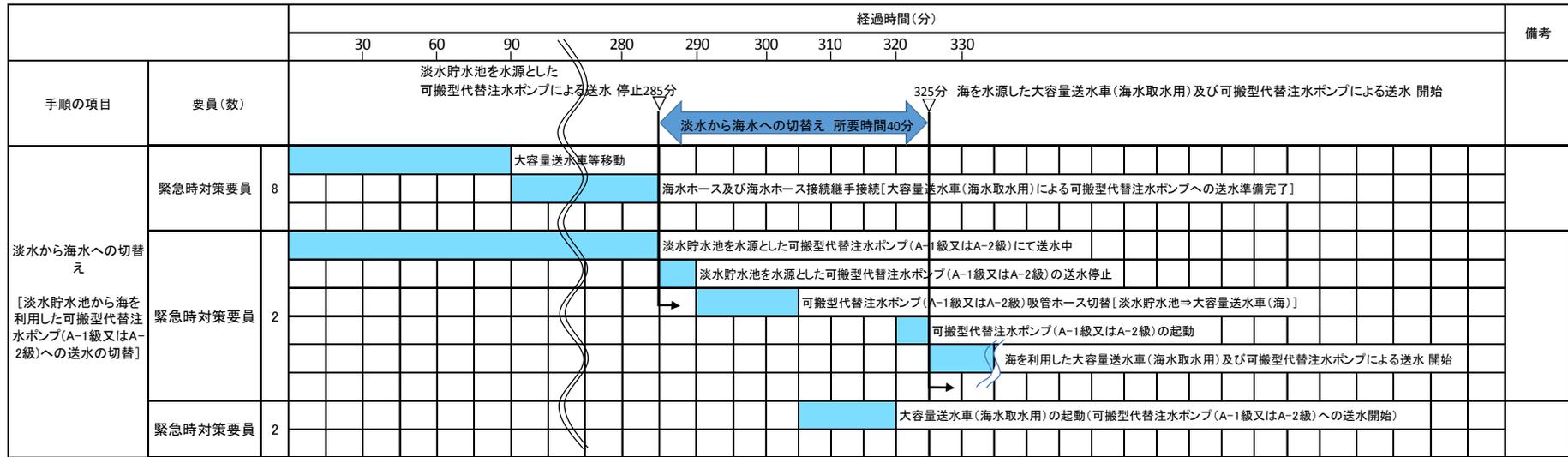
※2 大湊側高台保管場所への移動は、20分と想定する。

第 1.13.27 図 大容量送水車(海水取水用)による防火水槽への海水補給 タイムチャート

		経過時間(時)														備考
		1	2	3	4	5	6	7								
手順の項目	要員(数)	代替原子炉補機冷却海水ポンプによる防火水槽への海水補給 420分 ※1														
代替原子炉補機冷却海水ポンプによる防火水槽への海水補給	緊急時対策要員	11	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所～荒浜高台移動 ※2													
			可搬型代替交流電源車, 海水ポンプ等移動													
			ポンプ設置, ホース(可搬型)敷設													
			可搬型代替交流電源車起動, 海水補給													

- ※1 海水取水箇所(6号炉)から7号炉建屋南側を經由してNo. 15防火水槽へ補給した場合は, 約420分で可能である。
海水取水箇所(7号炉)から7号炉建屋南側を經由してNo. 14防火水槽へ補給した場合は, 約330分で可能である。
- ※2 大湊側高台保管場所の代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用する場合は, 約410分で可能である。

第 1.13.29 図 代替原子炉補機冷却海水ポンプによる防火水槽への海水補給 タイムチャート



第 1.13.32 図 淡水貯水池から海を水源とした可搬型代替注水ポンプ(A-1 級又は A-2 級)への送水の切替え

タイムチャート

頁	行	補正前	補正後
1. 14-21	24 行	・タンクローリ (16kL)	(削除)
1. 14-22	3行～6行	燃料補給設備による給油で使用する設備うち、軽油タンク、軽油タンク出口ノズル・弁、ホース、 <u>タンクローリ (16kL)</u> 及びタンクローリ (4kL) は重大事故等対処設備として位置付ける。	燃料補給設備による給油で使用する設備のうち、軽油タンク、軽油タンク出口ノズル・弁、ホース及びタンクローリ (4kL) は重大事故等対処設備として位置付ける。
1. 14-42	10 行～13 行	作業開始を判断してから電源車 (P/C C 系動力変圧器の一次側に接続) による P/C C 系及び P/C D 系受電完了まで約 <u>5 時間 40 分</u> で可能である。	作業開始を判断してから電源車 (P/C C 系動力変圧器の一次側に接続) による P/C C 系及び P/C D 系受電完了まで約 <u>340 分</u> で可能である。
1. 14-42	17 行～20 行	作業開始を判断してから電源車 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による P/C C 系及び P/C D 系受電完了まで約 <u>4 時間 45 分</u> で可能である。	作業開始を判断してから電源車 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による P/C C 系及び P/C D 系受電完了まで約 <u>285 分</u> で可能である。
1. 14-47	12 行～15 行	「a. 第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機又は電源車による M/C C 系及び M/C D 系受電」の操作手順⑫ ^a ～と同様である。	「a. 第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機又は電源車による M/C C 系及び M/C D 系受電」の操作手順⑫ ^a ～⑬ ^a と同様である。
1. 14-47 ～	24 行 ～	M/C C 系又は M/C D 系の受電完了まで約 <u>1 時間 55 分</u> で可能である。	M/C C 系又は M/C D 系の受電完了まで約 <u>115 分</u> で可能である。
1. 14-48	1 行		
1. 14-48	3 行～4 行	M/C C 系又は M/C D 系の受電完了まで約 <u>4 時間 5 分</u> で可能である。	M/C C 系又は M/C D 系の受電完了まで約 <u>245 分</u> で可能である。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 14-60	5行～6行	当該手順を実施後、 <u>本手順の操作を開始する。</u>	当該手順にて実施する。
1. 14-61	22行～23行	優先1の電源車（荒浜側緊急用 M/C 経由）による AM 用直流 125V 充電器盤の受電完了まで約 <u>3 時間 55 分</u> で可能である。	優先1の電源車（荒浜側緊急用 M/C 経由）による AM 用直流 125V 充電器盤の受電完了まで約 <u>235 分</u> で可能である。
1. 14-61 ～ 1. 14-62	24行 ～ 1行	優先2の電源車（AM 用動力変圧器に接続）による AM 用直流 125V 充電器盤の受電完了まで約 <u>7 時間 35 分</u> で可能である。	優先2の電源車（AM 用動力変圧器に接続）による AM 用直流 125V 充電器盤の受電完了まで約 <u>455 分</u> で可能である。
1. 14-62	2行～4行	優先3の電源車（緊急用電源切替箱接続装置に接続）による AM 用直流 125V 充電器盤の受電完了まで約 <u>6 時間 50 分</u> で可能である。	優先3の電源車（緊急用電源切替箱接続装置に接続）による AM 用直流 125V 充電器盤の受電完了まで約 <u>410 分</u> で可能である。
1. 14-64	17行～18行	作業開始を判断してから直流給電車による直流 125V 主母線盤 A への給電完了まで約 <u>12 時間 10 分</u> で可能である。	作業開始を判断してから直流給電車による直流 125V 主母線盤 A への給電完了まで約 <u>730 分</u> で可能である。
1. 14-76	17行～19行	作業開始を判断してから電源車（P/C C 系動力変圧器の一次側に接続）による直流 125V 主母線盤 B 受電完了まで約 <u>1 時間 20 分</u> で可能である。	作業開始を判断してから電源車（P/C C 系動力変圧器の一次側に接続）による直流 125V 主母線盤 B 受電完了まで約 <u>80 分</u> で可能である。
1. 14-94	9行～11行	作業開始を判断してから号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を使用した AM 用 MCC 受電完了まで約 <u>4 時間</u> で可能である。	作業開始を判断してから号炉間電力融通ケーブル（可搬型）を使用した AM 用 MCC 受電完了まで約 <u>240 分</u> で可能である。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 14-94	21 行～23 行	作業開始を判断してから電源車（AM 用動力変圧器に接続）による AM 用 MCC 受電完了まで約 <u>5 時間 15 分</u> で可能である。	作業開始を判断してから電源車（AM 用動力変圧器に接続）による AM 用 MCC 受電完了まで約 <u>315 分</u> で可能である。
1. 14-95	2 行～4 行	作業開始を判断してから電源車（緊急用電源切替箱接続装置に接続）による AM 用 MCC 受電完了まで約 <u>4 時間 30 分</u> で可能である。	作業開始を判断してから電源車（緊急用電源切替箱接続装置に接続）による AM 用 MCC 受電完了まで約 <u>270 分</u> で可能である。
1. 14-106	11 行～12 行	「1. 14. 2. 2(1)a. 所内蓄電直流電源設備による給電」にて整理する。	「1. 14. 2. 2(1)a. 所内蓄電式直流電源設備による給電」にて整理する。
1. 14-109	17 行～19 行	直流 125V 充電器盤の受電完了まで約 <u>11 時間 50 分</u> （あらかじめ他号炉の非常用ディーゼル発電機からの電力融通ができないと判断した場合は約 <u>8 時間 35 分</u> ）で実施可能であり、	直流 125V 充電器盤の受電完了まで約 <u>710 分</u> （あらかじめ他号炉の非常用ディーゼル発電機からの電力融通ができないと判断した場合は約 <u>515 分</u> ）で実施可能であり、
1. 14-115		対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (4/4)	別紙 1. 14-1 に変更する。
1. 14-140		第 1. 14. 13 図 電源車による P/C C 系及び P/C D 系受電 （電源車（P/C C 系動力変圧器の一次側に接続）による P/C C 系及び P/C D 系受電の場合） タイムチャート	別紙 1. 14-2 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 14-141		第 1. 14. 14 図 電源車による P/C C 系及び P/C D 系受電 (電源車 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による P/C C 系及び P/C D 系受電の場合) タイムチャート	別紙 1. 14-3 に変更する。
1. 14-143		第 1. 14. 16 図 号炉間電力融通ケーブルを使用した M/C C 系又は M/C D 系受電 タイムチャート	別紙 1. 14-4 に変更する。
1. 14-156		第 1. 14. 29 図 可搬型直流電源設備による給電 (電源車 (荒浜側緊急用 M/C 経由) による AM 用直流 125V 充電器盤受電の場合) タイムチャート	別紙 1. 14-5 に変更する。
1. 14-157		第 1. 14. 30 図 可搬型直流電源設備による給電 (電源車 (AM 用動力変圧器に接続) による AM 用直流 125V 充電器盤受電の場合) タイムチャート	別紙 1. 14-6 に変更する。
1. 14-158		第 1. 14. 31 図 可搬型直流電源設備による給電 (電源車 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による AM 用直流 125V 充電器盤受電の場合) タイムチャート	別紙 1. 14-7 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 14-160		第 1. 14. 33 図 直流給電車による直流 125V 主母線盤 A への給電 タイムチャート	別紙 1. 14-8 に変更する。
1. 14-169		第 1. 14. 42 図 常設直流電源喪失時の直流 125V 主母線盤 B 受電 (電源車 (P/C C 系動力変圧器の一次側に接続) による直流 125V 主母線盤 B 受電の場合) タイムチャート	別紙 1. 14-9 に変更する。
1. 14-174		第 1. 14. 47 図 第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機, 号炉間電力融通ケーブル又は電源車による AM 用 MCC 受電 (第二ガスタービン発電機 (荒浜側緊急用 M/C 経由) による AM 用 MCC 受電の場合) タイムチャート	別紙 1. 14-10 に変更する。
1. 14-176		第 1. 14. 49 図 第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機, 号炉間電力融通ケーブル又は電源車による AM 用 MCC 受電 (号炉間電力融通ケーブルを使用した AM 用 MCC 受電の場合) タイムチャート	別紙 1. 14-11 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.14-178		第 1.14.51 図 第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機, 号炉間電力融通ケーブル又は電源車による AM 用 MCC 受電 (電源車 (AM 用動力変圧器に接続) による AM 用 MCC 受電の場合) タイムチャート	別紙 1.14-12 に変更する。
1.14-179		第 1.14.52 図 第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機, 号炉間電力融通ケーブル又は電源車による AM 用 MCC 受電 (電源車 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による AM 用 MCC 受電の場合) タイムチャート	別紙 1.14-13 に変更する。
1.14-185		第 1.14.58 図 非常用交流電源設備による給電 (A 系の場合) 概要図	別紙 1.14-14 に変更する。

なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4/4）

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	自主対策設備 事故時運転操作手順書（微候ベース） 「交流/直流電源供給回復」 事故時運転操作手順書（停止時微候ベース） 「交流/直流電源供給回復」
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	緊急用断路器 緊急用電源切替箱断路器 緊急用電源切替箱接続装置 AM 用動力変圧器 AM 用 MCC AM 用切替盤 AM 用操作盤 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 事故時運転操作手順書（微候ベース） 「交流/直流電源供給回復」 事故時運転操作手順書（停止時微候ベース） 「交流/直流電源供給回復」 AM 設備別操作手順書 「第一ガスタービン発電機起動」 「第一 GTG から AM 用 MCC への電路構成」 「緊急用 M/C から AM 用 MCC への電路構成」 「大湊側緊急用 M/C から AM 用 MCC への電路構成」 「他号炉 D/G による AM 用 MCC への電路構成(号炉間電力融通ケーブル使用)」 「DG (A) (B) による他号炉への電力融通」 「電源車 (AM 用動力変圧器) による AM 用 MCC への電路構成」 「電源車 (緊急用電源切替箱 A 経由) による AM 用 MCC への電路構成」 「AM 用 MCC 受電」 多様なハザード対応手順 「第二 GTG による荒浜側緊急用 M/C 受電」 「第二 GTG による大湊側緊急用 M/C 受電」 「号炉間電力融通ケーブルによる電力融通」 「電源車による荒浜側緊急用 M/C 受電」 「電源車による給電 (AM 用動力変圧器接続)」 「電源車による給電 (緊急用電源切替箱 A 接続)」
			荒浜側緊急用高圧母線 大湊側緊急用高圧母線	自主対策設備 多様なハザード対応手順 「非常用 D/G 軽油タンクからタンクローリへの給油」 「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	軽油タンク 軽油タンク出口ノズル・弁 ホース タンクローリ (4kL)	重大事故等対処設備 多様なハザード対応手順 「非常用 D/G 軽油タンクからタンクローリへの給油」 「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:直流 125V 蓄電池 A, B, C 及び D からの給電は，運転員による操作は不要である。

手順の項目	要員(数)	経過時間(時)								備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8		
電源車(P/C C系動力変圧器の一次側に接続)によるP/C C系及びP/C D系受電	中央制御室運転員A, B	2	ケーブル敷設, 接続, 電源車起動 310分※2					330分※2 電源車によるP/C D系受電			
			通信連絡設備準備, 電源接続前準備					340分※2 電源車によるP/C C系受電			
								M/C C系受電			
	現場運転員C, D	2	移動, 電源接続前準備					M/C D系及びP/C D系受電確認			
								P/C C系受電			
								M/C C系受電確認, 操作, 移動, M/C D系受電操作, 確認			
								移動, P/C C系受電確認			
	緊急時対策要員	6	電源車移動 ※1		ケーブル準備		ケーブル接続		電源車起動, 給電		

※2 大湊側高台保管場所の電源車を使用する場合は、電源車による給電開始まで約300分、P/C D系受電完了まで約320分、P/C C系受電完了まで約330分で可能である。

第 1.14.13 図 電源車による P/C C 系及び P/C D 系受電

(電源車 (P/C C 系動力変圧器の一次側に接続) による P/C C 系及び P/C D 系受電の場合)

タイムチャート

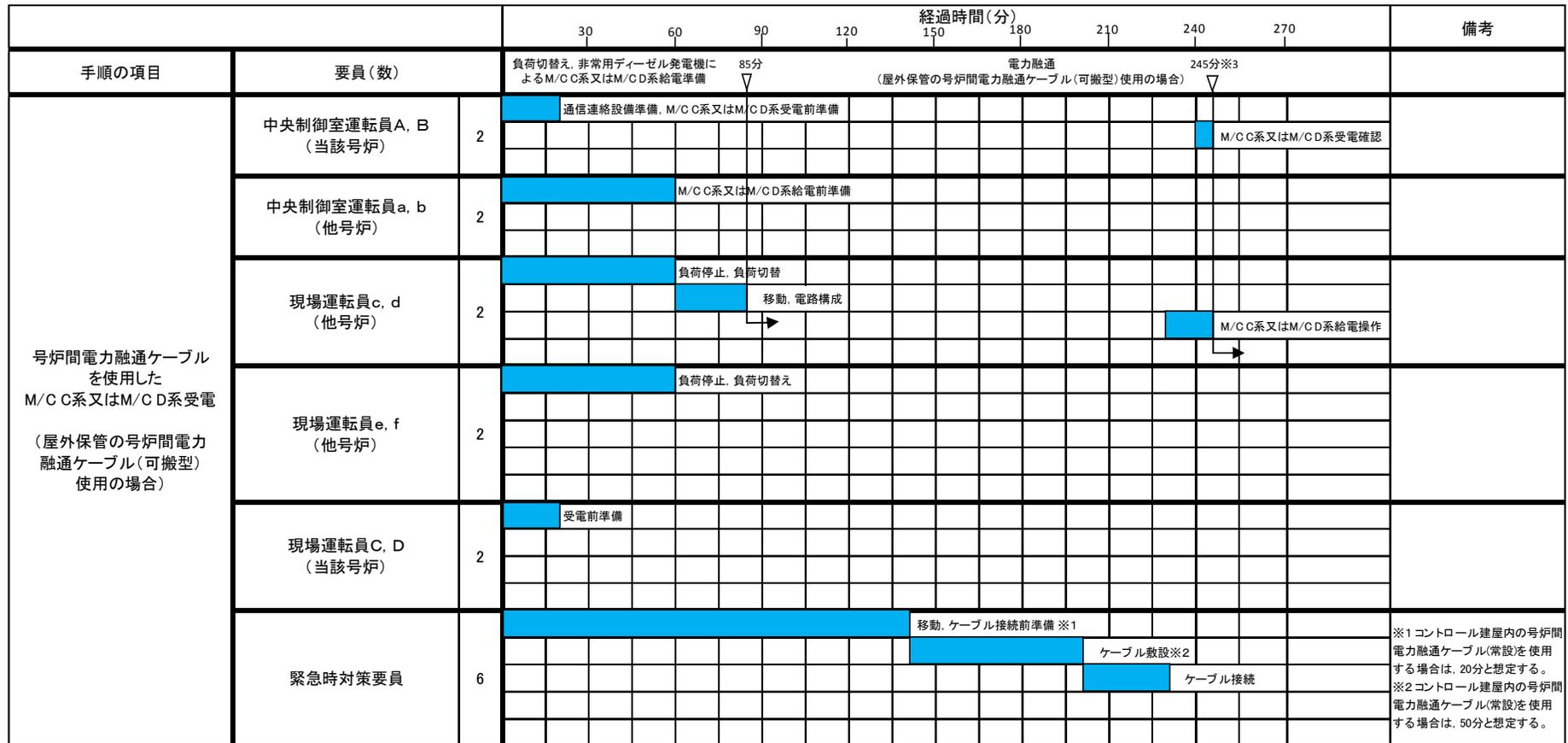
		経過時間(時)								備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	
電源車(緊急用電源切替箱接続装置に接続)によるP/C C系及びP/C D系受電	要員(数)	ケーブル敷設, 接続, 電源車起動 265分※2								
	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 電源接続前準備				275分※2	電源車によるP/C D系受電		
	現場運転員C, D	2	移動, 電源接続前準備				285分※2	電源車によるP/C C系受電		
	緊急時対策要員	6	電源車移動 ※1		ケーブル準備	ケーブル接続	電源車起動, 給電			

※2 大湊側高台保管場所の電源車を使用する場合は、電源車による給電開始まで約255分、P/C D系受電完了まで約265分、P/C C系受電完了まで約275分で可能である。

第 1.14.14 図 電源車による P/C C 系及び P/C D 系受電

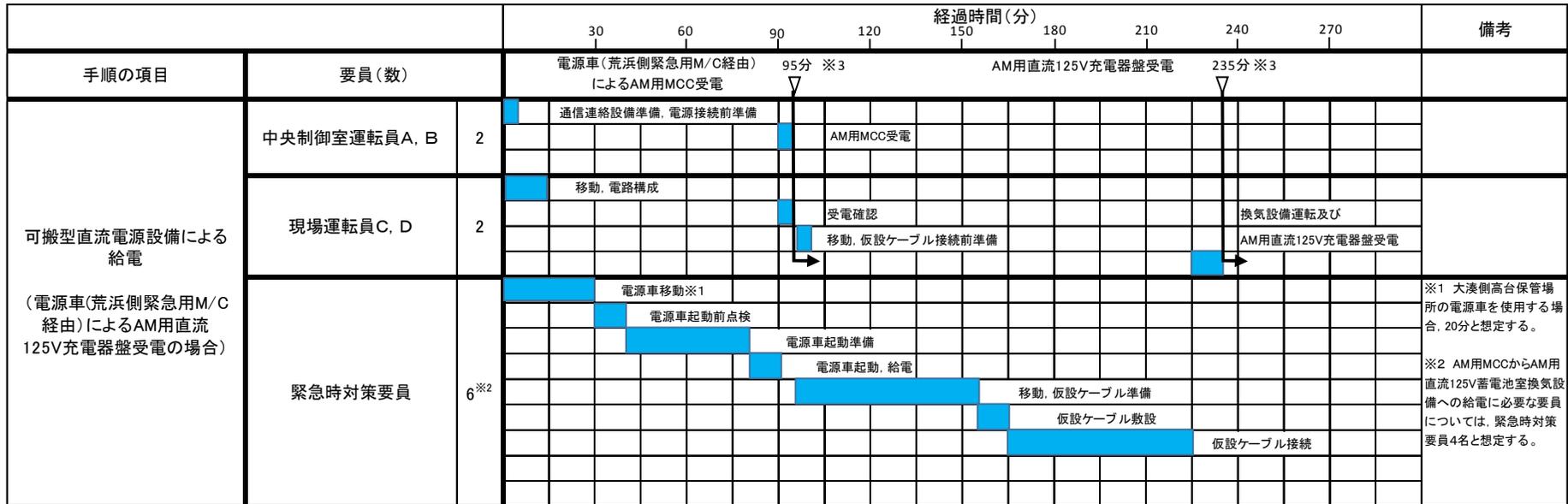
(電源車 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による P/C C 系及び P/C D 系受電の場合)

タイムチャート



※3 コントロール建屋内の号炉間電力融通ケーブル(常設)を使用する場合は, 約115分で可能である。

第 1.14.16 図 号炉間電力融通ケーブルを使用した M/C C 系又は M/C D 系受電 タイムチャート



※3 大湊側高台保管場所の電源車を使用する場合は, 電源車による給電開始まで約80分, AM用MCC受電完了まで約85分, AM用直流125V充電器盤受電完了まで約225分で可能である。

第 1.14.29 図 可搬型直流電源設備による給電

(電源車(荒浜側緊急用M/C経由)によるAM用直流125V充電器盤受電の場合)

タイムチャート

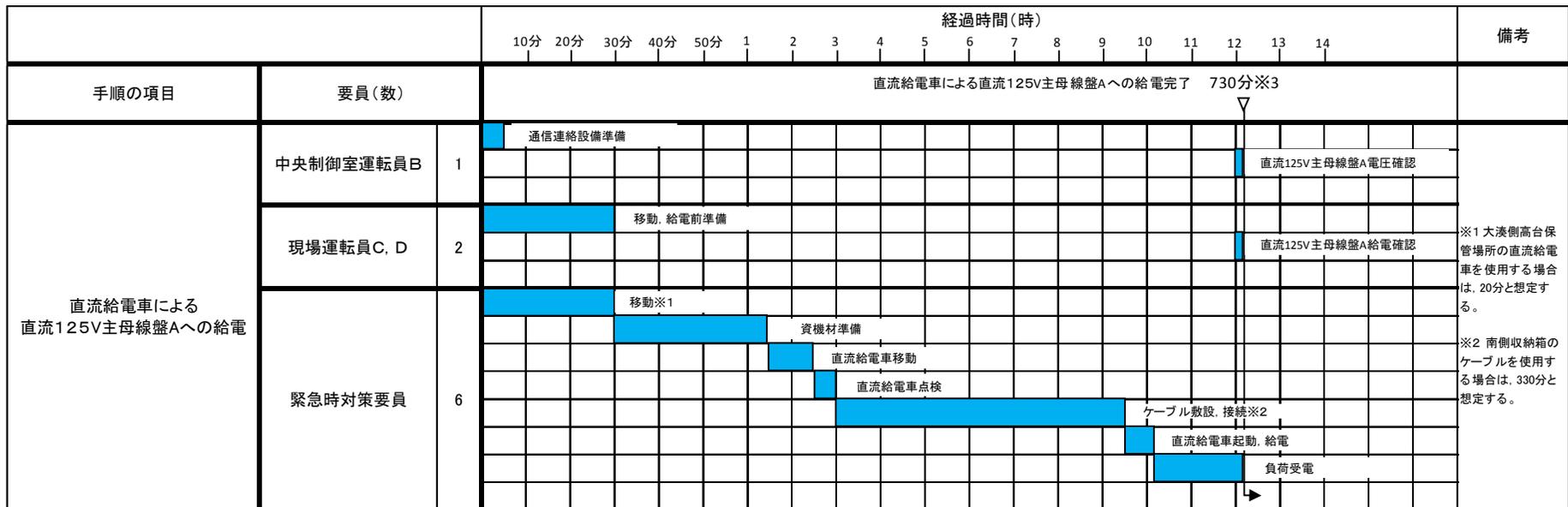
手順の項目	要員(数)	経過時間(時)								備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8		
		電源車(緊急用電源切替箱接続装置に接続)によるAM用MCC受電		270分 ※3			410分 ※3		AM用直流125V充電器盤受電		
可搬型直流電源設備による給電 (電源車(緊急用電源切替箱接続装置に接続)によるAM用直流125V充電器盤受電の場合)	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 電源接続前準備								
							AM用MCC受電				
	現場運転員C, D	2	移動, 電路構成								
							受電確認				
							移動, 仮設ケーブル接続前準備				
										換気設備運転及び	
	緊急時対策要員	6※2	電源車移動※1								
			ケーブル敷設								
							ケーブル接続				
							電源車起動, 給電				
							移動, 仮設ケーブル準備				
							仮設ケーブル敷設				
							仮設ケーブル接続				
								AM用直流125V充電器盤受電			

※3 大湊側高台保管場所の電源車を使用する場合は, 電源車による給電開始まで約255分, AM用MCC受電完了まで約260分, AM用直流125V充電器盤受電完了まで約400分で可能である。

第 1.14.31 図 可搬型直流電源設備による給電

(電源車(緊急用電源切替箱接続装置に接続)によるAM用直流125V充電器盤受電の場合)

タイムチャート



※3 大湊側高台保管場所の直流給電車を使用する場合は、約720分で可能である。
 南側収納箱のケーブルを使用する場合は、約670分で可能である。
 大湊側高台保管場所の電源車を使用し、かつ南側収納箱のケーブルを使用する場合は、約660分で可能である。

第 1.14.33 図 直流給電車による直流 125V 主母線盤 A への給電 タイムチャート

		経過時間(分)										備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100			
第二ガスタービン発電機 (荒浜側緊急用M/C経由) によるAM用MCC受電	手順の項目	要員(数)	第二ガスタービン発電機(荒浜側緊急用M/C経由)によるAM用MCC受電 70分											
		中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 受電前操作(MUWC切保持)						AM用MCC受電				
	現場運転員C, D	2	移動, 電路構成				受電確認		AM用電動弁電源投入, 切替え					
	緊急時対策要員	6	移動				第二GTG起動前点検							
							第二GTG起動準備							
							第二GTG起動, 給電							

第 1.14.47 図 第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機, 号炉間電力融通ケーブル

又は電源車による AM 用 MCC 受電

(第二ガスタービン発電機 (荒浜側緊急用 M/C 経由) による AM 用 MCC 受電の場合)

タイムチャート

		経過時間(分)												備考	
		30	60	90	120	150	180	210	240	270					
手順の項目 号炉間電力融通ケーブルを使用したAM用MCC受電 (屋外保管の号炉間電力融通ケーブル(可搬型)使用の場合)	要員(数)	負荷切替え, 非常用ディーゼル発電機によるAM用MCC給電準備 85分 電力融通 (屋外保管の号炉間電力融通ケーブル(可搬型)使用の場合) 240分※3													
	中央制御室運転員A, B (当該号炉)	2	通信連絡設備準備, 受電前操作(MUVC切保持)											AM用MCC受電	
	中央制御室運転員a, b (他号炉)	2	AM用MCC給電前準備(負荷停止・負荷切替え)												
	現場運転員c, d (他号炉)	2	負荷停止, 負荷切替え 移動・電路構成											給電, 受電確認	
	現場運転員e, f (他号炉)	2	負荷停止, 負荷切替え												
緊急時対策要員	6	移動, ケーブル接続前準備 ※1 ケーブル敷設※2 ケーブル接続											※1 コントロール建屋内の号炉間電力融通ケーブル(常設)を使用する場合は, 20分と想定する。 ※2 コントロール建屋内の号炉間電力融通ケーブル(常設)を使用する場合は, 50分と想定する。		

※3 コントロール建屋内の号炉間電力融通ケーブル(常設)を使用する場合は, 約110分で可能である。

第 1.14.49 図 第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機, 号炉間電力融通ケーブル

又は電源車による AM 用 MCC 受電

(号炉間電力融通ケーブルを使用した AM 用 MCC 受電の場合)

タイムチャート

		経過時間(時)								備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8		
手順の項目	要員(数)	ケーブル敷設, 接続, 電源車起動								310分※2	
電源車(AM用動力変圧器に接続)によるAM用MCC受電	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 受電前操作(MUWC切保持)				AM用MCC受電				
	現場運転員C, D	2	移動, 電路構成				受電確認 AM用電動弁電源切替え				
	緊急時対策要員	6	電源車移動 ※1		ケーブル敷設		ケーブル接続		電源車起動, 給電		
			電源車(AM用動力変圧器に接続)によるAM用MCC受電								
										※1 大湊側高台保管場所の電源車を使用する場合は, 30分と想定する。	

※2 大湊側高台保管場所の電源車を使用する場合は, 電源車による給電開始まで約300分, AM用MCC受電完了まで約305分で可能である。

第 1.14.51 図 第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機, 号炉間電力融通ケーブル

又は電源車による AM 用 MCC 受電

(電源車 (AM 用動力変圧器に接続) による AM 用 MCC 受電の場合)

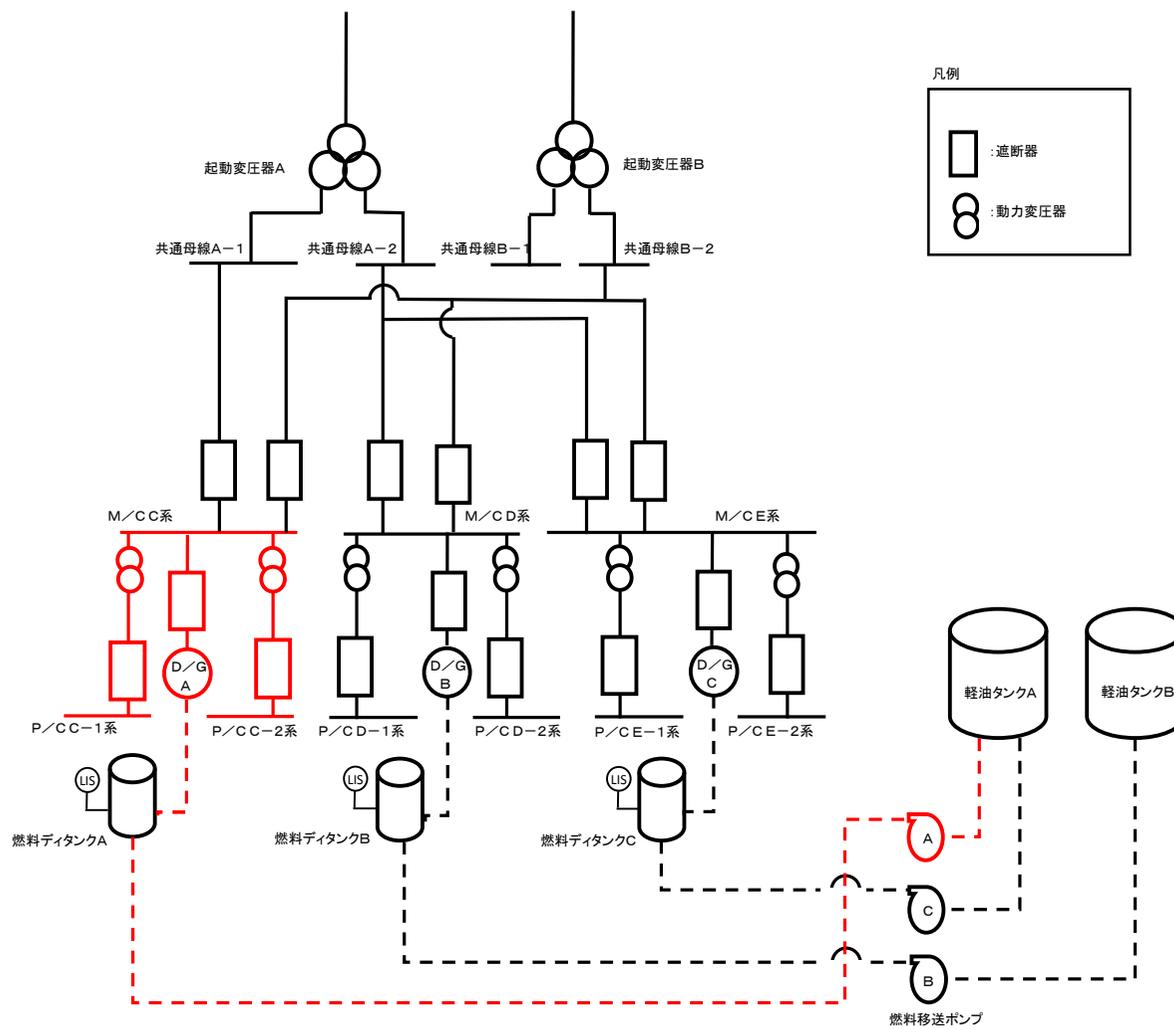
タイムチャート

手順の項目	要員(数)	経過時間(時)								備考										
		1	2	3	4	5	6	7	8											
		ケーブル敷設, 接続, 電源車起動 265分※2																		
		電源車(緊急用電源切替箱接続装置に接続)によるAM用MCC受電																		
電源車(緊急用電源切替箱接続装置に接続)によるAM用MCC受電	中央制御室運転員A, B	2	通信連絡設備準備, 受電前操作(MUWC切保持)				AM用MCC受電													
		2	移動, 電路構成				受電確認													
	緊急時対策要員	6	電源車移動 ※1		ケーブル敷設		ケーブル接続		電源車起動, 給電											

※2 大湊側高台保管場所の電源車を使用する場合は, 電源車による給電開始まで約255分, AM用MCC受電完了まで約260分で可能である。

第 1.14.52 図 第一ガスタービン発電機, 第二ガスタービン発電機, 号炉間電力融通ケーブル
 又は電源車による AM 用 MCC 受電
 (電源車 (緊急用電源切替箱接続装置に接続) による AM 用 MCC 受電の場合)

タイムチャート



第 1.14.58 図 非常用交流電源設備による給電 概要図

頁	行	補正前	補正後
1.15-38		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）（5/17）	別紙 1.15-1 に変更する。
1.15-44		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）（11/17）	別紙 1.15-2 に変更する。
1.15-68		第 1.15.4 表 補助パラメータ（3/3）	別紙 1.15-3 に変更する。
1.15-78		第 1.15.5 図 可搬型計器による監視パラメータ計測タイムチャート	別紙 1.15-4 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

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）（5/17）

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*13	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	復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量)	「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。								
	復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)	1	0~150m ³ /h(6号炉) 0~100m ³ /h(7号炉)	-*8	復水移送ポンプを用いた格納容器下部注水 系の最大注水量(90m ³ /h)を監視可能。	- (Ss)	AM用 直流電源	差圧式流量 検出器	可	④
	復水貯蔵槽水位(SA)*1	「⑩水源の確保」を監視するパラメータと同じ。								
	格納容器内圧力(D/W)*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。								
	格納容器内圧力(S/C)*1									
	格納容器下部水位*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。								
⑥ 原子 炉 格 納 容 器 内 の 温 度	ドライウエル雰囲気温度	2	0~300℃	最大値:138℃	原子炉格納容器の限界温度(200℃)を監視 可能。	- (Ss)	AM用 直流電源	熱電対	可	②⑤
	サブプレッション・チェンパ 気体温度*2	1	0~300℃	最大値:138℃		- (Ss)	AM用 直流電源	熱電対	可	②⑥
	サブプレッション・チェンパ・ プール水温度*2	3	0~200℃	最大値:97℃	原子炉格納容器の限界圧力(2Pd:620kPa [gage])におけるサブプレッション・チェン パ・プール水の飽和温度(約166℃)を監視 可能。	- (Ss)	AM用 直流電源	测温抵抗体	可	②⑦
	格納容器内圧力(D/W)*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。								
	格納容器内圧力(S/C)*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:局部出力領域モニタの検出器は208個であり,平均出力領域モニタの各チャンネルには,52個ずつの信号が入力される。

*4:設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

*5:基準点は蒸気乾燥器スカート下端(原子炉圧力容器零レベルより1224cm),*6:基準点は有効燃料棒上端(原子炉圧力容器零レベルより905cm)

*7:水位は炉心部から発生するボイドを含んでいるため,有効燃料棒頂部を下回ることはない。

*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:T.M.S.L.=東京湾平均海面

*10: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(経過時間とともに判断値は低くなる)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。

*11:検出点は14箇所,*12:検出点は8箇所

*13:所内蓄電式直流電源設備からの給電により計測可能な計器は,AM用直流電源及び区分I直流電源を電源とした計器である。

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）（11/17）

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*13	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	格納容器圧力逃がし装置	フィルタ装置水位*2	2	0～6000mm	—*8	スクラパノズル上端を計測範囲のゼロ点とし、フィルタ装置機能維持のための上限：約2200mm、下限：約500mmを監視可能。	— (Ss)	AM用 直流電源	差圧式水位 検出器	可	⑳
		フィルタ装置入口圧力	1	0～1MPa[gage]	—*8	格納容器ベント実施時に、格納容器圧力逃がし装置内の最高圧力(0.62MPa[gage])が監視可能。	— (Ss)	AM用 直流電源	弾性圧力 検出器	可	㉑
		フィルタ装置出口放射線モニタ	2	10 ⁻² ～10 ⁵ mSv/h	—*8	格納容器ベント実施時に、想定されるフィルタ装置出口の最大線量当量率(約7×10 ⁴ mSv/h)を監視可能。	— (Ss)	AM用 直流電源	電離箱	—	㉒
		フィルタ装置水素濃度	2	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、フィルタ装置及び耐圧強化ベントラインの配管内に滞留する水素濃度が可燃限界濃度(4vol%)未満であることを監視可能。	— (Ss)	計器：AM用 直流電源 サンプリング 装置：区分I バイタル交流 電源	熱伝導式 水素検出器	—	㉓
		フィルタ装置金属フィルタ差圧	2	0～50kPa	—*8	フィルタ装置金属フィルタの上限差圧 []が監視可能。	— (Ss)	AM用 直流電源	差圧式圧力 検出器	可	㉔
		フィルタ装置スクラパ水 pH	1	pH0～14	—*8	フィルタ装置スクラパ水の pH(pH0～14)が監視可能。	— (Ss)	AM用 直流電源	pH検出器	—	㉕
		格納容器内圧力 (D/W)*1	「㉖原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。								
		格納容器内圧力 (S/C)*1									
		格納容器内水素濃度 (SA)*1	「㉗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。								

*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：局部出力領域モニタの検出器は208個であり、平均出力領域モニタの各チャンネルには、52個ずつの信号が入力される。

*4：設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

*5：基準点は蒸気乾燥器スカート下端（原子炉圧力容器零レベルより1224cm）， *6：基準点は有効燃料棒上端（原子炉圧力容器零レベルより905cm）

*7：水位は炉心部から発生するボイドを含んでいるため、有効燃料棒頂部を下回ることはない。

*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：T.M.S.L. =東京湾平均海面

*10：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（経過時間とともに判断値は低くなる）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。

*11：検出点は14箇所， *12：検出点は8箇所

*13：所内蓄電式直流電源設備からの給電により計測可能な計器は、AM用直流電源及び区分I直流電源を電源とした計器である。

第 1.15.4 表 補助パラメータ (3/3)

分類	補助パラメータ	補助パラメータの分類理由
その他	ドレン移送ライン圧力	フィルタベント系の運転状態を確認するパラメータ
	ドレンタンク水位*1	
	フィルタ装置ドレン移送流量	
	遠隔空気駆動弁操作ポンベ出口圧力*1	
	薬液タンク水位	原子炉格納容器内の pH を確認するパラメータ
	サブプレッションプール水 pH	
	可燃性ガス濃度制御系入口ガス流量	可燃性ガス濃度制御系の運転状態を確認するパラメータ
	ブロウ吸込ガス流量	
	ブロウ吸込圧力	
	加熱管内ガス温度	
	加熱管出口ガス温度	
	加熱管表面温度	
	再結合器内ガス温度	
	再結合器表面温度	
	復水器器内圧力	給復水系の運転状態を確認するパラメータ
	給水流量	
	RFP 吐出ヘッド圧力	
	RCW サージタンク水位*1	原子炉補機冷却水系の運転状態を確認するパラメータ
	原子炉補機冷却水系熱交換器出口冷却水温度 *1	
	代替 RCW ポンプ吸込圧力	
	代替 RCW ポンプ吐出圧力	
	代替 RCW ユニット入口温度	
	原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出圧力	原子炉補機冷却海水系の運転状態を確認するパラメータ
	代替 RSW ポンプ出口圧力	
	使用済燃料プールのエアリア雰囲気温度	使用済燃料プールの状態を確認するパラメータ
	プロセス放射線モニタ	
	スキマサージタンク水位	
	FPC ポンプ吐出流量	代替水源の確保状態を確認するパラメータ
	純水タンク水位	
	純水移送ポンプ吐出圧力	
ろ過水タンク水位		
淡水貯水池		
防火水槽	屋外の放射線量を確認するパラメータ	
モニタリング・ポスト		

*1：重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータについては、重大事故対処設備とする。

			経過時間(分)															備考	
			2	4	6	8	10	12	14	16	18								
手順の項目	要員(数)		接続開始							接続完了, 計測開始									
可搬計測器によるパラメータ確認 (中央制御室での接続)	中央制御室運転員A, B	2	1測定点あたり, 10分(接続, 測定のみ)																

中央制御室での可搬型計器接続

			経過時間(分)															備考
			2	4	6	8	10	12	14	16	18							
手順の項目	要員(数)		接続開始							接続完了, 計測開始								
可搬計測器によるパラメータ確認 (現場での接続)	現場運転員C, D	2	移動							1測定点あたり, 10分(接続, 測定のみ)								

現場での可搬型計器接続

第 1.15.5 図 可搬型計器による監視パラメータ計測タイムチャート

頁	行	補正前	補正後
1.16-1	12行	計.16.2.1 居住性を確保するための手順等	1.16.2.1 居住性を確保するための手順等
1.16-2	12行	全面マスクを着用する	全面マスク等を着用する
1.16-4	13行	<u>全面マスク,</u>	(削除)
1.16-32	22行	全面マスクを着用する	全面マスク等を着用する
1.16-33	2行～3行	全面マスクを着用する手順を整備する。	全面マスク等(電動ファン付き全面マスク又は全面マスク)を着用する手順を整備する。 <u>なお,中央制御室の被ばく評価において,事故後1日目の滞在時は,電動ファン付き全面マスクを着用するとして評価していることから,事故後1日目の滞在時は電動ファン付き全面マスクを着用する。</u> ただし,いずれの期間においても空気中の放射性物質の濃度が推定できる場合は,空気中の放射性物質の濃度に応じて,着用する全面マスク等を決定する。
1.16-33	13行	全面マスクを着用する	全面マスク等を着用する
1.16-33	15行～16行	<u>判断後に</u>	<u>直後に</u>
1.16-33	17行	全面マスク着用を	<u>電動ファン付き全面マスクの着用を</u>

なお,頁は,平成29年6月16日付け,原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1.16-33	19行	②運転員は、全面マスクを着用しリークチェックを行う。	②運転員は、 <u>電動ファン付き全面マスクの使用前点検を行い、異常がある場合は予備品と交換する。</u> 運転員は、 <u>電動ファン付き全面マスク</u> を着用しリークチェックを行う。
1.16-34	4行	全面マスクの	全面マスク等の
1.16-42	10行	原子炉建屋燃料取替床の水素濃度が、	原子炉建屋オペレーティングフロアの水素濃度が、

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 17-15	17行～ 18行	約 <u>5時間30分</u>	約 <u>330分</u>
1. 17-15	21行	約 <u>7時間15分</u>	約 <u>435分</u>
1. 17-16	1行	約 <u>4時間45分</u>	約 <u>285分</u>
1. 17-16	1行	約 <u>2時間55分</u>	約 <u>175分</u>
1. 17-17	14行	約 <u>1時間30分</u>	約 <u>90分</u>
1. 17-19	11行	約 <u>1時間35分</u>	約 <u>95分</u>
1. 17-22	1行	約 <u>1時間35分</u>	約 <u>95分</u>
1. 17-23	24行	約 <u>1時間5分</u>	約 <u>65分</u>
1. 17-26	1行	約 <u>1時間5分</u>	約 <u>65分</u>
1. 17-28	17行	約 <u>4時間20分</u>	約 <u>260分</u>
1. 17-30	1行	約 <u>4時間20分</u>	約 <u>260分</u>
1. 17-31	9行	約 <u>5時間35分</u>	約 <u>335分</u>
1. 17-35	19行	約 <u>1時間30分</u>	約 <u>90分</u>
1. 17-37	13行	約 <u>1時間50分</u>	約 <u>110分</u>

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 18-8	20 行	・ 5 号炉屋外緊急連絡用 インターフォン	(削除)
1. 18-9	23 行と 24 行の間	(追加)	・ 5 号炉屋外緊急連絡用 インターフォン
1. 18-11	13 行～ 14 行	・ 5 号炉屋外緊急連絡用 インターフォン	(削除)
1. 18-34	4 行～ 13 行	・ 発電所敷地内に重大事故等対処設備として設置する可搬型モニタリングポスト及び機能喪失していない場合には自主対策設備であるモニタリング・ポストの指示値により周辺環境中の放射性物質が十分減少した場合(プルームの影響により可搬型モニタリングポスト等の線量率が上昇した後に線量率が減少に転じ、更に線量率が安定的な状態になって、5 号炉原子炉建屋屋上階の階段室近傍(可搬型外気取入送風機の外気吸込場所)に設置する可搬型モニタリングポストの値が 0.2mGy/h ^{*17} を下回った場合)	・ 可搬型モニタリングポスト等の線量率の指示が上昇した後に、減少に転じ、更に線量率が安定的な状態になり、周辺環境中の放射性物質が十分減少し、5 号炉原子炉建屋屋上階の階段室近傍(可搬型外気取入送風機の外気吸込場所)に設置する可搬型モニタリングポストの値が 0.2mGy/h ^{*17} を下回った場合。
1. 18-38	12 行～ 13 行	建屋内の雰囲気線量が屋外より高い場合においては、通路部の雰囲気のパージを行うために 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型外気取入送風機による通路部のパージの	建屋内の雰囲気線量が屋外より高い場合においては、通路部の雰囲気のパージを行うために 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型外気取入送風機による 5 号炉原子炉建屋

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 18-38	15行～ 17行	手順を整備する。 建屋内の雰囲気線量（電離箱サーベイメータで測定）が屋外より高いことが、5号炉近傍に設置する可搬型モニタリングポストの値との比較から確認された場合。	<u>内緊急時対策所（対策本部）可搬型陽圧化空調機及び5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）可搬型陽圧化空調機の給気エリアとなる通路部の</u> ページの手順を整備する。 <u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置（空気ボンベ）から5号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型陽圧化空調機への切替えを実施する場合に、</u> 建屋内の雰囲気線量（電離箱サーベイメータで測定）が屋外より高いことが、5号炉近傍に設置する可搬型モニタリングポストの値との比較から確認された場合。
1. 18-54	19行～ 22行	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備には、 <u>軽油タンクエリア</u> からタンクローリ（4kL）へ燃料を給油し、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備に給油する。	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備には、軽油タンクからタンクローリ（4kL）へ燃料を給油し、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備に給油する。
1. 18-57	10行～ 12行	なお、具体的な判断基準は、「1. 18. 2. 1(2) b. 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所での格納容器ベントを実施する場合の対応の手順」に示す。	なお、具体的な判断基準は、「1. 18. 2. 1(3) b. 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所での格納容器ベントを実施する場合の対応の手順」に示す。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

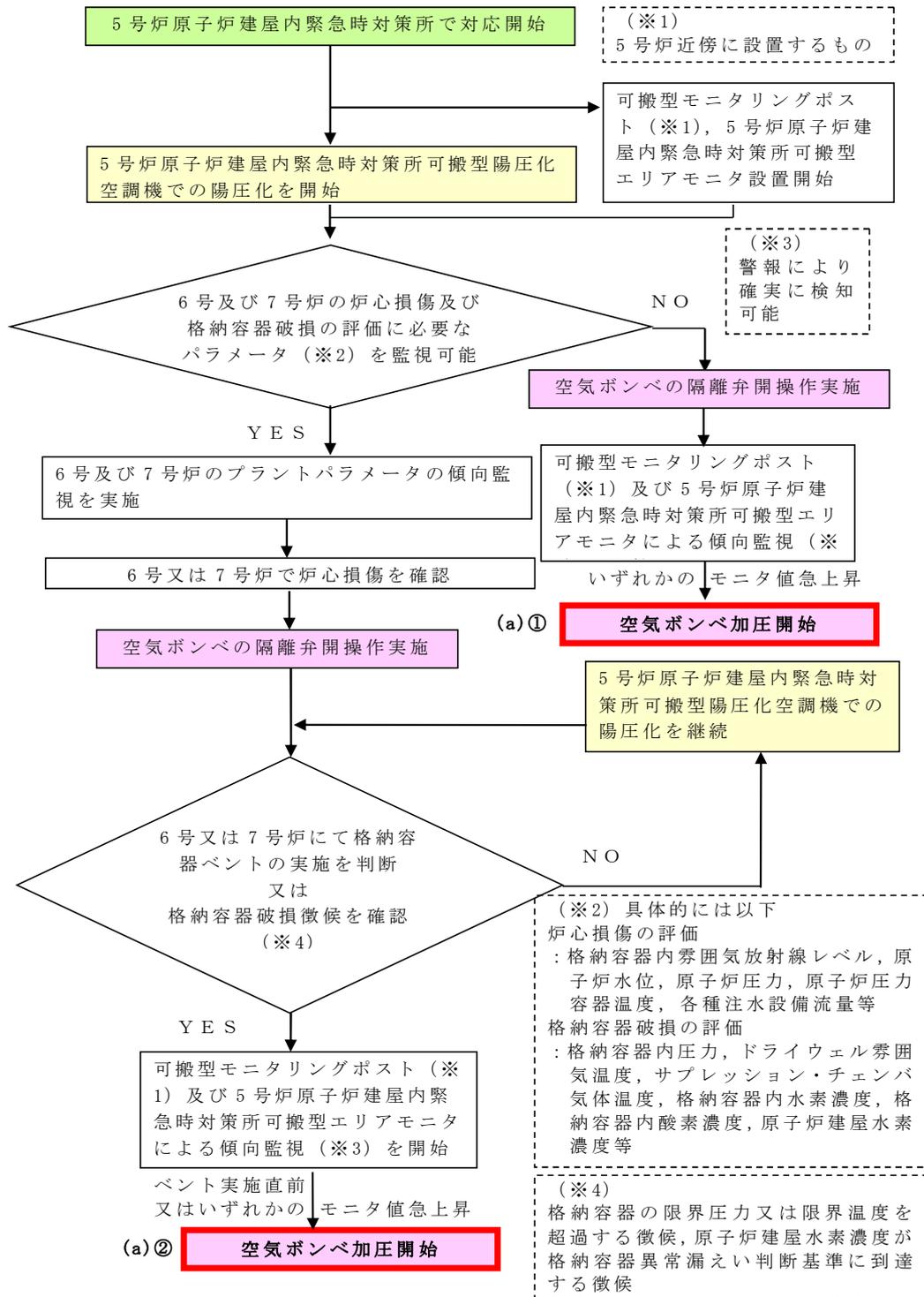
頁	行	補正前	補正後
1.18-61		第 1.18.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順(1/2)	別紙 1.18-1 に変更する。
1.18-71		第 1.18.10 図 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置(空気ポンペ)による加圧判断のフローチャート	別紙 1.18-2 に変更する。
1.18-75		第 1.18.18 図 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型外気取入送風機系統概略図	別紙 1.18-3 に変更する。
1.18-76		第 1.18.19 図 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所可搬型外気取入送風機の起動手順タイムチャート	別紙 1.18-4 に変更する。
1.18-79		第 1.18.26 図 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所給電系統概要図	別紙 1.18-5 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

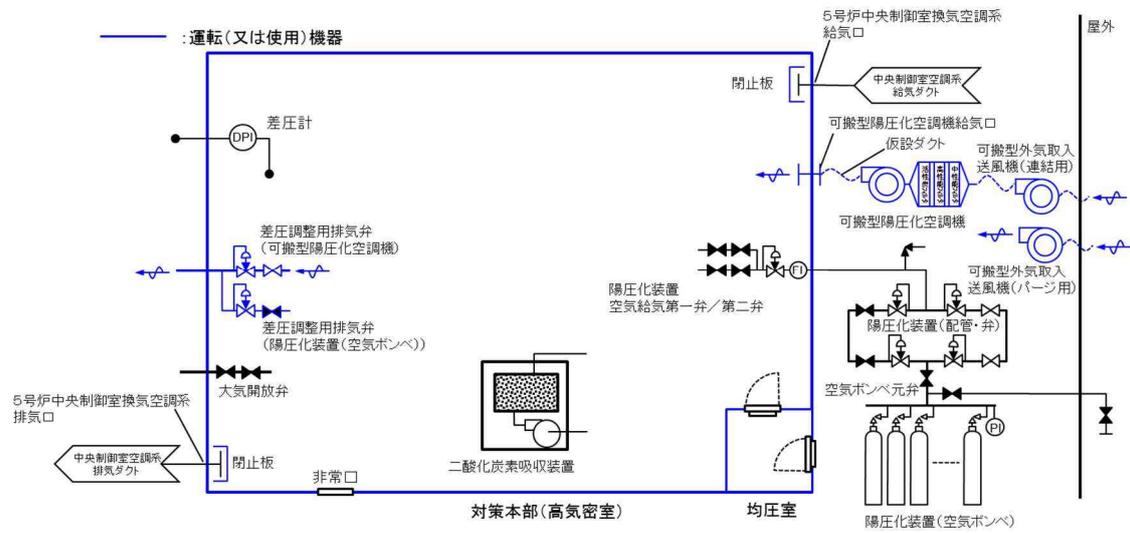
第 1.18.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と

整備する手順(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	
—	—	居住性の確保	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）高気密室	重大事故等対処設備	—
			5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）遮蔽		
			5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）可搬型陽圧化空調機		
			5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）可搬型陽圧化空調機用仮設ダクト		
			5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）可搬型外気取入送風機		
			5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）陽圧化装置（空気ポンベ、配管・弁）		
			5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（対策本部）二酸化炭素吸収装置		
			可搬型エリアモニタ（対策本部）		
			可搬型モニタリングポスト		
			酸素濃度計（対策本部）		
		二酸化炭素濃度計（対策本部）			
		差圧計（対策本部）			
		カードル式空気ボンベユニット	自主対策設備	多様なハザード対応手順	
		5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）遮蔽	重大事故等対処設備	緊急時対策本部運営要領	
		5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）可搬型陽圧化空調機用仮設ダクト			
		5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）可搬型陽圧化空調機			
		5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）室内遮蔽			
		5号炉原子炉建屋内緊急時対策所（待機場所）陽圧化装置（空気ポンベ、配管・弁）			
		可搬型エリアモニタ（待機場所）			
		酸素濃度計（待機場所）			
二酸化炭素濃度計（待機場所）					
差圧計（待機場所）					
移動式待機所	自主対策設備	多様なハザード対応手順			
—	—	必要な指示及び通信連絡	安全パラメータ表示システム（SPDS）	重大事故等対処設備	緊急時対策本部運営要領
			無線連絡設備（常設、可搬型）		
			携帯型音声呼出電話設備		
			衛星電話設備（常設、可搬型）		
			統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備		
			5号炉屋外緊急連絡用インターフォン		

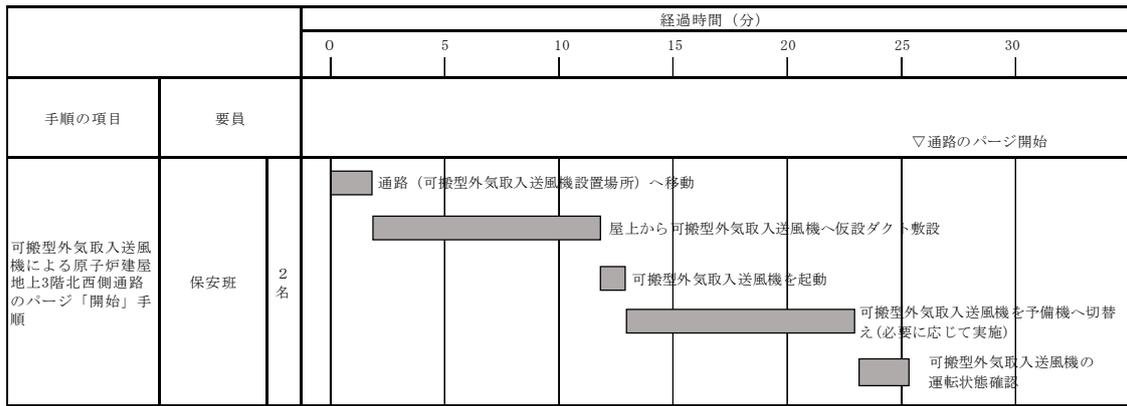


第 1. 18. 10 図 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所陽圧化装置（空気ポンベ）による加圧判断のフローチャート



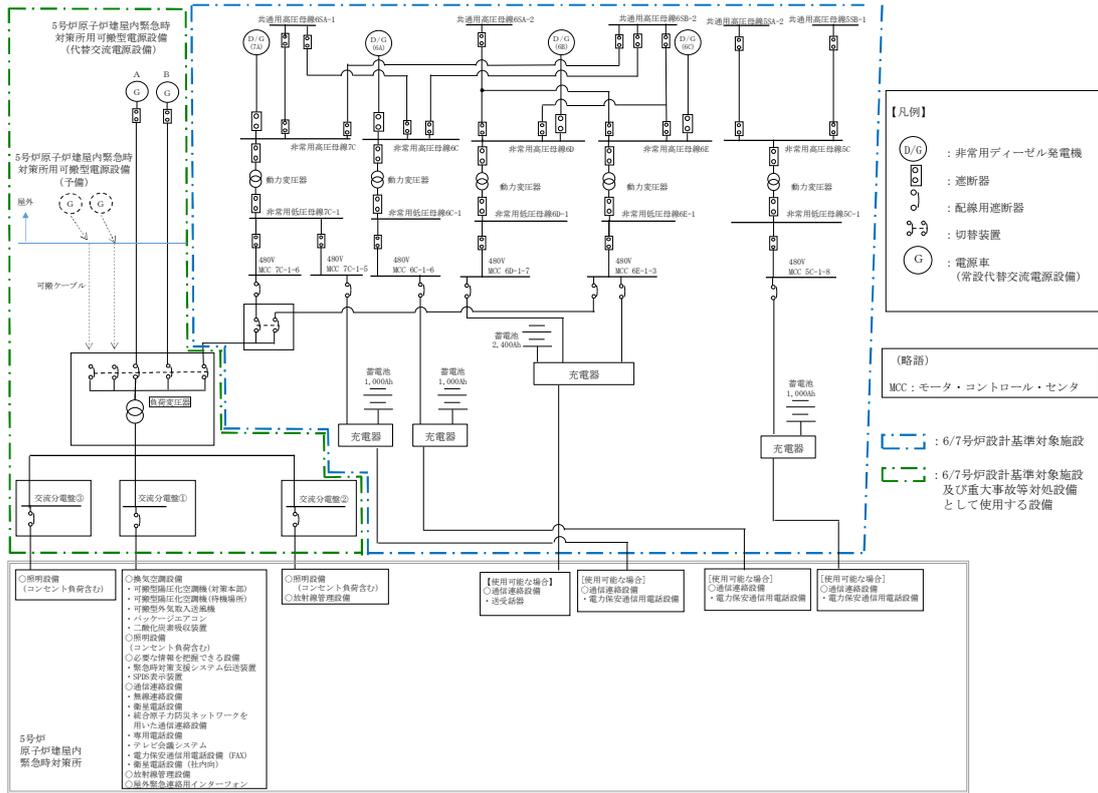
第 1.18.18 図 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所

可搬型外気取入送風機系統概略図



第 1. 18. 19 図 5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所

可搬型外気取入送風機の起動手順タイムチャート



第 1.18.26 図 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所 給電系統概要図

頁	行	補正前	補正後
1. 19-4	22 行と 23 行の間	(追加)	<u>5 号炉屋外緊急連絡用インターフォン</u>
1. 19-5	18 行～ 19 行	有線(建屋内), 常設代替交流電源設備,	有線(建屋内), <u>5 号炉屋外緊急連絡用インターフォン</u> , 常設代替交流電源設備,
1. 19-9	14 行～ 15 行	送受話器(警報装置を含む。)及び電力保安通信用電話設備を使用する手順を整備する。	送受話器(警報装置を含む。), <u>電力保安通信用電話設備及び 5 号炉屋外緊急連絡用インターフォン</u> を使用する手順を整備する。
1. 19-10	15 行	②充電式電池の残量が少ない場合は, ほかの端末と交換する。	②充電式電池の残量が少ない場合は, ほかの端末又は予備の <u>充電式電池</u> と交換する。
1. 19-10	18 行～ 19 行	④使用中に充電式電池の残量が少なくなった場合は, <u>充電を行うとともに, ほかの端末を使用する。</u>	④使用中に充電式電池の残量が少なくなった場合は, ほかの端末又は予備の <u>充電式電池と交換する。</u>
1. 19-11	14 行	②充電式電池の残量が少ない場合は, ほかの端末と交換する。	②充電式電池の残量が少ない場合は, ほかの端末又は予備の <u>充電式電池</u> と交換する。
1. 19-11	17 行～ 18 行	④使用中に充電式電池の残量が少なくなった場合は, <u>充電を行うとともに, ほかの端末を使用する。</u>	④使用中に充電式電池の残量が少なくなった場合は, ほかの端末又は予備の <u>充電式電池と交換する。</u>

なお, 頁は, 平成 29 年 6 月 16 日付け, 原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 19-14	3 行～ 4 行	②PHS 端末の充電式電池の残量がなくなった場合は、 <u>充電を行うとともに、ほかの端末を使用する。</u>	②PHS 端末の充電式電池の残量がなくなった場合は、 <u>ほかの端末又は予備の充電式電池と交換する。</u>
1. 19-14	4 行と 5 行の間	(追加)	(g) <u>5 号炉屋外緊急連絡用インターフォン</u> <u>中央制御室の運転員、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所の緊急時対策要員並びに現場（屋内外）の運転員及び緊急時対策要員は、インターフォンを使用する。これらのインターフォンを用いて、相互に通信連絡を行うための対応として、以下の手順がある。</u> i. <u>インターフォン</u> <u>①手順着手の判断基準に基づき、通信連絡を行う場合は、屋外では、正面パネルにあるボタンを押し、連絡する。</u> <u>②屋内では、一般の電話機と同様の操作により、連絡する。</u>
1. 19-14	6 行～ 7 行	送受話器（警報装置を含む。）及び電力保安通信用電話設備は、	送受話器（警報装置を含む。）、 <u>電力保安通信用電話設備及び 5 号炉屋外緊急連絡用インターフォン</u> は、

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 19-15	5 行	無線連絡設備及び携帯型音声呼出電話設備を使用する。	無線連絡設備、 <u>携帯型音声呼出電話設備及び5号炉屋外緊急連絡用インターフォン</u> を使用する。
1. 19-18	16 行	②充電式電池の残量が少ない場合は、ほかの端末と交換する。	②充電式電池の残量が少ない場合は、ほかの端末又は予備の <u>充電式電池</u> と交換する。
1. 19-18	19 行～ 20 行	④使用中に充電式電池の残量が少なくなった場合は、 <u>充電を行うとともに、ほかの端末を使用する。</u>	④使用中に充電式電池の残量が少なくなった場合は、ほかの端末又は予備の <u>充電式電池と交換する。</u>
1. 19-24	21 行～ 22 行	無線連絡設備(常設)、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備、	無線連絡設備(常設)、 <u>5号炉屋外緊急連絡用インターフォン</u> 、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備、
1. 19-26		第 1. 19. 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(発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡)	別紙 1. 19-1 に変更する。
1. 19-28		第 1. 19. 3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備	別紙 1. 19-2 に変更する。
1. 19-29		第 1. 19. 1 図 通信連絡設備の系統概要図	別紙 1. 19-3 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 1.19.1 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

(発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡)

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			
—	—	発電所内の通信連絡	衛星電話設備 (常設) ※1	重大事故等対処設備	緊急時対策本部運営要領 AM 設備別操作手順書 中央制御室待避室居住性確保		
			無線連絡設備 (常設) ※1				
			衛星電話設備 (可搬型)		緊急時対策本部運営要領		
			無線連絡設備 (可搬型)				
			携帯型音声呼出電話設備				
			安全パラメータ表示システム (SPDS) ※1				
			5号炉屋外緊急連絡用インターフォン				
			無線連絡設備 (屋外アンテナ)			—	
			衛星電話設備 (屋外アンテナ)				
			無線通信装置				
			有線 (建屋内)				
			送受話器 (警報装置を含む。)				
			電力保安通信用電話設備				策 自主 設 対 備
			全交流動力電源			代替電源設備からの給電の確保	5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備※2
交流分電盤※2							
負荷変圧器※2							
可搬ケーブル※2							
可搬型代替交流電源設備※2							
燃料補給設備※2							
常設代替交流電源設備※2及び※3	AM 設備別操作手順書 多様なハザード対応手順						

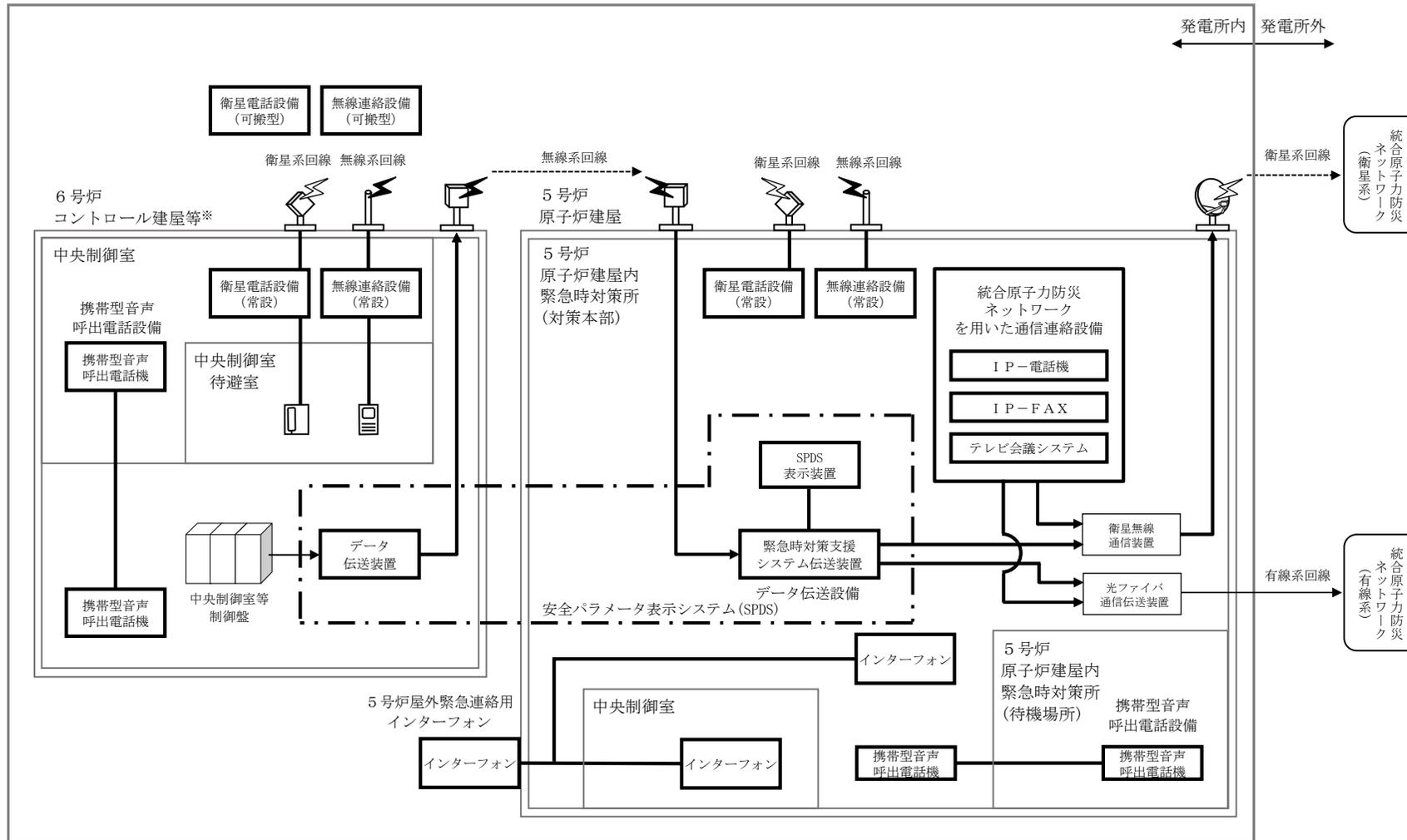
※1：代替電源設備から給電する。

※2：手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」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。

第 1.19.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備		給電元 給電母線	
【1.19】 通信連絡に関する手順等	衛星電話設備（常設）		非常用低圧母線 6C-1	
			非常用低圧母線 6E-1	
			非常用低圧母線 7C-1	
	無線連絡設備（常設）		非常用低圧母線 6C-1	
			非常用低圧母線 6E-1	
			非常用低圧母線 7C-1	
	統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備		非常用低圧母線 6E-1	
			非常用低圧母線 7C-1	
	安全パラメータ表示システム (SPDS)		データ伝送装置	非常用低圧母線 6C-1
				非常用低圧母線 7C-1
			SPDS 表示装置	非常用低圧母線 6E-1
			緊急時対策支援システム伝送装置	非常用低圧母線 7C-1
				非常用低圧母線 6E-1
	データ伝送設備		緊急時対策支援システム伝送装置	非常用低圧母線 6E-1
				非常用低圧母線 7C-1
5号炉屋外緊急連絡用インターフォン		非常用低圧母線 6E-1		
		非常用低圧母線 7C-1		



※: 7号炉も同様

第 1.19.1 図 通信連絡設備の系統概要図

頁	行	補正前	補正後
追補 1 別添-1 ~ 追補 1 別添-6		(記載変更)	別紙-別添-1 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

別添

自主対策設備の悪影響防止について

1. はじめに

自主対策設備として使用するものについて、他の設備への悪影響防止について記載する。

2. 想定される悪影響について

重大事故等時においては、重大事故等対処設備として配備している機器の他に、事故対応の運用性の向上のために配置・配備している自主対策設備を用いる場合がある。この場合には、自主対策設備を使用することにより、他の設備（設計基準対象施設及び重大事故等対処設備）に対して悪影響を及ぼすことがないように考慮する必要がある。

この場合に想定される悪影響については、自主対策設備の使用時の系統的な影響（電氣的な影響を含む。）並びにタービンミサイル等の内部発生飛散物による影響を考慮する必要がある。また、地震、火災、溢水等による波及的影響を考慮する必要がある。

これらの自主対策設備を使用することの影響について類型化すると、以下に示す2種類の影響について考慮する必要がある。

- ・自主対策設備を使用することによって生じる直接的な影響
- ・自主対策設備を使用することによって生じる間接的な影響

直接的な影響として考慮すべき事項には、自主対策設備を使用する際、接続する他の設備の設計条件を上回る条件で使用する場合の影響、薬品の使用による腐食や化学反応による影響、他の設備との干渉により使用条件が限定されることによる影響等が挙げられる。

一方、間接的な影響として考慮すべき事項には、自主対策設備の損傷により生じる波及的影響、自主対策設備を使用することにより他の機器の環境条件を悪化させる影響等が挙げられる。

さらに、これらの影響とは別に、自主対策設備を使用する場合に、発電所構内に予め確保されている水源や燃料、人員等の運用リソースを必要とする場合がある。

これらの影響により、他の設備の機能に悪影響を及ぼすことがないように、自主対策設備の設計及び運用において、以下のとおり考慮する。

(1) 直接的な影響に対する考慮

自主対策設備を使用することにより、接続される他の設備の設計条件を超える場合には、事前に健全性を確認した上で使用する。

自主対策設備において薬品や海水を使用することにより、他の設備に腐食等の影響が懸念される自主対策設備については、事前にその影響や使用時間等を考慮して使用する。また、電気設備の短絡等により生じる電氣的影響については、保護継電装置等により、他の設備に悪影響を及ぼさないよう考慮する。

重大事故等対処設備の配管にホースを接続する等により、他の設備の機能を喪失させる自主対策設備については、当該設備を使用すべき状況になった場合に自主対策設備の使用を中止することで、他の設備に悪影響を及ぼさないよう考慮する。

(2) 間接的な影響に対する考慮

自主対策設備が損傷し溢水等が生じることによる波及的影響について考慮し、耐震性を確保することや、溢水経路を確認すること、必要な強度を有していることを確認すること等により、他の設備に波及的影響を及ぼさないよう考慮する。

高温箇所への注水により水蒸気が発生する場合等，自主対策設備の使用により他の設備の周辺環境が悪化する場合には，環境悪化による他の設備の機能への影響を評価した上で使用する。また，自主対策設備の内部を高放射線量の流体が流れることにより，当該機器の周辺へのアクセスが困難になることが想定される場合には，必要に応じて遮蔽体を設置する等の被ばく低減対策を講じる。

大型設備を運搬して使用する場合や，通路にホース等を敷設して使用する場合等，現場でのアクセス性を阻害する自主対策設備については，予め通路を確保するよう配置することや，他の設備を使用する場合には移動することにより，他の設備の使用に影響を及ぼさないよう考慮して使用する。

(3) 発電所における運用リソースに対する考慮

注水に淡水を用いる場合，駆動源の燃料として軽油を使用する場合，操作に人員を要する場合等，発電所構内の運用リソースを必要とする自主対策設備については，他の設備の使用に影響を及ぼさないよう考慮して使用する。

これらの影響を考慮する主要な自主対策設備について，次項に示す。

3. 主要な自主対策設備の状況

3.1 格納容器 pH 制御設備

(1) 設備概要

格納容器圧力逃がし装置を使用する際，原子炉格納容器内が酸性化することを防止し，サプレッション・チェンバのプール水中によう素を保持することでよう素の放出量を低減するための設備として，格納容器 pH 制御設備を設ける。

炉心の著しい損傷が発生した場合，熔融炉心に含まれるよう素がサプレ

ッション・チェンバのプール水へ流入し溶解する。また、原子炉格納容器内のケーブル被覆材には塩素等が含まれており、重大事故等時にケーブルの放射線分解と熱分解により塩酸等の酸性物質が大量に発生するため、サプレッション・チェンバのプール水が酸性化する可能性がある。サプレッション・チェンバのプール水が酸性化すると、水中に溶解しているよう素が有機よう素としてサプレッション・チェンバの気相部へ放出されるという知見がある。そこで、サプレッション・チェンバのプール水をアルカリ性に保つため、pH 制御として水酸化ナトリウムをサプレッション・チェンバに注入する。サプレッション・チェンバのプール水をアルカリ性に保つことで、気相部へのよう素の移行を低減することが期待できる。

本系統は、復水移送ポンプの吸込配管に水酸化ナトリウムを注入させ、ドライウェルスプレイの配管、サプレッション・チェンバスプレイの配管、格納容器下部注水系の配管から原子炉格納容器内に薬液を注入する構成とする。

本系統は、廃棄物処理建屋に設置している薬液タンク隔離弁（2 弁）を中央制御室からの遠隔操作又は現場での操作により開操作することで、復水移送ポンプの吸込配管に薬液を混入させる。

(2) 他の設備への悪影響について

格納容器 pH 制御設備では、アルカリ薬液である水酸化ナトリウムを原子炉格納容器へ注入する。このため、格納容器 pH 制御設備を使用することで、他の設備への影響として考慮すべき事象としては、以下の項目がある。

- ・直接的影響：アルカリ薬液による原子炉格納容器バウンダリの腐食

アルカリ薬液と原子炉格納容器内の保温材及びグレーチングとの反応による水素発生による圧力上昇

アルカリ薬液と原子炉格納容器内の保温材及びグレーチ

ングとの反応による水素発生による燃焼リスク

- ・間接的影響：薬液タンクの破損によるアルカリ薬液の漏えい

これらの影響について、以下のとおり確認した。

原子炉格納容器バウンダリの腐食については、pH 制御したサブプレッション・チェンバのプール水の水酸化ナトリウムは低濃度であり、原子炉格納容器バウンダリを主に構成しているステンレス鋼や炭素鋼の腐食領域ではないため悪影響はない。同様に、原子炉格納容器のシール材についても耐アルカリ性を確認した改良 EPDM を使用することから、原子炉格納容器バウンダリのシール性に対する悪影響はない。

また、水素ガスの発生については、原子炉格納容器内では配管の保温材やグレーチングに両性金属であるアルミニウムや亜鉛を使用しており、水酸化ナトリウムと反応することで水素ガスが発生する。しかしながら、原子炉格納容器内のアルミニウムと亜鉛が全量反応し水素ガスが発生すると仮定しても、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により発生する水素量に比べて少なく、気相部に占める割合が十分に小さいため、原子炉格納容器の異常な圧力上昇は生じない。さらに、原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素ガスの発生がないことから、水素ガスの燃焼も発生しない。

一方、薬液タンクの破損によるアルカリ薬液の漏えいについては、タンクを十分な強度を有する設計とするとともに、タンク周囲に堰を設け、悪影響を及ぼさないよう考慮する。

なお、運用リソースに関する影響については、必要な人員を想定した手順を準備しており、手順に基づいた対応を行うため、悪影響はない。また、電源を必要とするが、他の設備の使用に悪影響を及ぼさないよう必要な電源を確保できる場合にのみ使用する。

3.2 格納容器頂部注水系

(1) 設備概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器頂部を冷却することで原子炉格納容器外への水素ガス漏えいを抑制し、原子炉建屋の水素爆発を防止するため、格納容器頂部注水系を設ける。

格納容器頂部注水系は、原子炉ウェルに水を注水し、原子炉格納容器トップヘッドフランジシール材を原子炉格納容器外部から冷却することを目的とした系統である。格納容器頂部注水系は、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）、接続口等で構成しており、炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替淡水源の水又は海水を原子炉ウェルに注水し原子炉格納容器頂部を冷却することで、原子炉格納容器頂部からの水素ガス漏えいを抑制する設計とする。

したがって、事故時に速やかに原子炉格納容器トップヘッドフランジシール材を冠水させるように原子炉ウェルに水を張ることが必要であり、その際の必要注水量は冠水分と余裕分も見込んだ注水量とする。また、格納容器頂部注水系は、必要注水量を注水開始から速やかに達成できる設計とし、格納容器頂部注水系のポンプは可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を採用する。また、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を接続する接続口は、位置的分散を図った複数箇所に設置する。

(2) 他の設備への悪影響について

格納容器頂部注水系を使用することで、原子炉ウェルに水が注水される。このため、格納容器頂部注水系を使用することで、他の設備への影響として考慮すべき事象としては、以下の項目がある。

- ・直接的影響：原子炉格納容器頂部が急冷され、鋼材部が熱収縮すること

による原子炉格納容器の閉じ込め機能への影響

- ・ 間接的影響：原子炉格納容器頂部を冷却することにより，原子炉格納容器内の水素漏えいが低減されることによる原子炉建屋水素爆発防止機能への影響

原子炉格納容器頂部を冷却することで，原子炉建屋に水蒸気が発生することによる原子炉建屋水素爆発防止機能への影響

原子炉格納容器頂部が急冷され，原子炉格納容器が除熱されることによる格納容器負圧破損の影響

これらの影響について，以下のとおり確認した。

このうち，原子炉格納容器頂部を急冷することによる原子炉格納容器閉じ込め機能への影響については，原子炉格納容器頂部締付ボルト冷却時の発生応力を評価した結果，ボルトが急冷された場合でも応力値は降伏応力を下回っていることからボルトが破損することはない。

また，原子炉格納容器トップヘッドフランジからの水素ガス漏えいを防ぐことによる，原子炉建屋水素爆発防止機能への影響については，水素ガスの漏えい箇所を原子炉建屋下層階（地上2階，地下1階，地下2階）のみとして原子炉建屋内の水素ガス挙動を評価した結果，原子炉建屋下層階において可燃限界に至ることはなく，かつ原子炉建屋最上階においても静的触媒式水素再結合器により可燃限界に至らないことが確認できているため，原子炉建屋水素爆発防止機能に悪影響を与えない。

原子炉ウェルに溜まった水が蒸発することによる原子炉建屋水素爆発防止機能への影響については，原子炉建屋オペレーティングフロアに水蒸気が追加で流入した場合の原子炉建屋内の水素ガス挙動を評価し，可燃限界に至ることはないことが確認できているため，原子炉建屋水素爆発防止

機能に悪影響を与えない。

原子炉格納容器の負圧破損に対する影響については、原子炉ウェルに注水し原子炉格納容器頂部を冷却することによる原子炉格納容器の除熱効果は小さいため、原子炉格納容器を負圧にするような悪影響はない。

なお、運用リソースに関する影響については、必要な人員を想定した手順を準備しており、手順に基づいた対応を行うため、悪影響はない。また、淡水、電源又は燃料を必要とするが、淡水の使用量は水源である淡水貯水池が保有する水量に比べて十分小さく、悪影響はない。また、電源又は燃料については、他の設備の使用に悪影響を及ぼさないよう必要な電源又は燃料を確保できる場合にのみ使用する。

3.3 第二代替交流電源設備

(1) 設備概要

設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、第二代替交流電源設備を使用する。

第二代替交流電源設備は、第二ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機用燃料タンク、第二ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ、軽油タンク、タンクローリ（16kL）、電路、計測制御装置等で構成し、第二ガスタービン発電機を設置場所での操作にて速やかに起動し、非常用高圧母線 C 系及び非常用高圧母線 D 系、又は AM 用 MCC へ接続することで電力を供給できる設計とする。

第二ガスタービン発電機の燃料は、第二ガスタービン発電機用燃料タンクより第二ガスタービン発電機用燃料移送ポンプを用いて補給できる設計とする。また、第二ガスタービン発電機用燃料タンクの燃料は、軽油タンクよりタンクローリ（16kL）を用いて補給できる設計とする。

第二代替交流電源設備は、非常用交流電源設備に対して、独立性を有し、位置的分散を図る設計とする。

(2) 他の設備への悪影響について

第二代替交流電源設備を使用することで、他の設備への影響として考慮すべき事象としては、以下の項目がある。

- ・直接的影響：第二代替交流電源設備の異常による電氣的波及影響
- ・間接的影響：第二ガスタービン発電機の破損による飛散

これについては、第二代替交流電源設備、荒浜側緊急用高圧母線及び大湊側緊急用高圧母線の供給先の電気設備は、保護継電装置等により電氣的波及影響を防止する設計としている。

また、第二ガスタービン発電機は高速回転機器であるが、構造部材が飛散物にならないよう設計する。

なお、運用リソースに関する影響については、必要な人員を想定した手順を準備しており、手順に基づいた対応を行うため、悪影響はない。また、燃料を必要とするが、他の設備の使用に悪影響を及ぼさないよう必要な燃料を確保できる場合にのみ使用する。

3.4 バックアップシール材

(1) 設備概要

バックアップシール材は、原子炉格納容器トップヘッドフランジ及び機器搬入用ハッチ類のフランジにおいて、改良 EPDM シール材のバックアップとしてフランジ面に塗布することにより、高温環境下においてもシール性能を維持し、原子炉格納容器からの放射性物質の漏えいの発生を防止するために設けるものである。バックアップシール材は、耐高温性、耐蒸気性、耐放射線性が確認され、重大事故環境下においてもシール機能を発揮

できるものを用いる。

(2) 他の設備への悪影響について

バックアップシール材は、原子炉格納容器トップヘッド及び機器ハッチのフランジ面に塗布される。このため、バックアップシール材を使用することで、他の設備への影響として考慮すべき事象としては、以下の項目がある。

直接的影響：フランジ面における開口を考慮したシール材の押込み量

内圧及びシール材反力に対するフランジ強度

シール材との化学的作用による反応や劣化等の影響

これらの影響について、以下のとおり確認した。

フランジ面において、開口を考慮した適切な押込み量を確保できることを確認するため、試験体を用いてバックアップシール材の有無によるフランジ締め付け時の開口量を確認した。その結果、バックアップシール材適用による押込み深さの変化量やフランジ開口量への影響は無視できる程度であり、悪影響はない。

また、バックアップシール材の塗布後においても、適切なフランジ強度を有していることを確認するために、バックアップシール材からの荷重の評価を行った。その結果、バックアップシール材の荷重は内圧による荷重と比較して2桁以上小さくなることを確認した。このことから、フランジ部へ発生する応力の影響は内圧が支配的であり、バックアップシール材の有無によりフランジ部へ加わる発生応力はほとんど変化しないことから、フランジ強度への悪影響はない。

バックアップシール材の塗布により、本来のシール材である改良 EPDM に対する化学影響がないことについては、長期熱劣化影響確認試験で改良 EPDM とバックアップシール材を組み合わせたフランジで劣化後の気密性

を確認していることから、悪影響はない。

添付書類十（追補2）の一部補正

追補 2. I の一部補正

追補 2. I を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
9 ～ 10	19 行 ～ 1 行	大規模な地震において LOCA が発生した場合であっても、破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態に応じた事象収束の評価が困難なため、保守的に Excessive LOCA 相当の LOCA が発生するものとし、炉心損傷に直結する事象として抽出した。	大規模な地震において LOCA が発生した場合であっても、破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、 <u>一方で、ECCS の注水機能の全喪失や、使用可能な ECCS の注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、使用可能な緩和設備の状況によっては原子炉格納容器の除熱に失敗する等の原因により、原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。</u> このように、大規模な地震発生後の原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、 <u>原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態に応じて個別に事象収束の評価を実施することは困難であるため、保守的に Excessive LOCA 相当の LOCA が発生するものとし、炉心損傷に直結する事象として抽出した。</u>
10	8 行～11 行	大規模な地震の発生により、計測・制御機能が喪失	大規模な地震の発生により、計測・制御機能が喪失

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10	13行～20行	<p>することで、プラントの監視及び制御が不能に陥る可能性がある。<u>この事象が発生した際のプラント挙動が明確でないことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。</u></p> <p>大規模な地震では、原子炉格納容器外で配管破断等が発生し、原子炉格納容器をバイパスした冷却材の流出が発生する可能性がある。格納容器バイパス事象はインターフェイスシステム LOCA とバイパス破断に細分化され、バイパス破断は常時開等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</p>	<p>することで、プラントの監視及び制御が不能な状態に陥る可能性がある。<u>計測・制御機能を喪失した場合であっても、喪失の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、ECCSが起動不能になること等が原因で炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、残留熱除去系が起動不能になること等の原因により、原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。</u></p> <p><u>このように、大規模な地震による計測・制御系の喪失の規模には不確かさが大きく、計測・制御機能が喪失した際のプラントへの影響を特定することは困難であることから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。</u></p> <p>大規模な地震では、原子炉格納容器外で配管破断等が発生し、原子炉格納容器をバイパスした原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある。格納容器バイパス事象はインターフェイスシステム LOCA とバイパス破断に細分化され、バイパス破断は通常開等の隔離弁に接続している配管が原子炉格納容器外</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
10	21 行	ると同時に隔離弁が閉失敗することで原子炉冷却材が流出する事象である。配管破断の程度や破断箇所の特長、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難なことから炉心損傷に直結する事象として抽出した。	で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで原子炉冷却材が流出する事象である。 <u>原子炉冷却材の流出や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、破断箇所の隔離に失敗したことで原子炉建屋内の機器に悪影響が及び炉心損傷に至る可能性も考えられる。</u> <u>このように、大規模な地震発生後の格納容器バイパス事象の影響には不確かさが大きく、配管破断の程度や破断箇所の特長、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。</u>
10	22 行～25 行	大規模な地震では、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の損傷が発生する可能性がある。この場合、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。	大規模な地震では、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の <u>いずれか又は両方の損傷が発生する可能性</u> がある。この場合、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の <u>いずれか又は両方の損傷により、原子炉停止や炉心冷却が困難</u> となる可能性が考えられる。 <u>大規模な地震におい</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
			<p>て原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷に伴い ECCS の注水配管が破断し、炉心冷却が困難になる等の理由により、炉心損傷に至る可能性も考えられる。また、原子炉圧力容器の損傷後に使用可能な緩和設備の状況によっては原子炉格納容器の除熱に失敗する等の原因により、原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられるほか、大規模な地震により原子炉格納容器の損傷が発生する可能性がある。</p> <p>このように、大規模な地震発生後の原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
11	4行～6行	<p>この場合、原子炉建屋損傷の損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、炉心損傷に直結する事象として抽出した。</p>	<p>大規模な地震において原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。</p> <p>このように、大規模な地震発生後の原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。</p>
36		<p>第 1-3 表 地震レベル 1PRA における起因事象と発生頻度</p>	<p>別紙 1 に変更する。</p>
37		<p>第 1-5 表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス</p>	<p>別紙 2 に変更する。</p>
38		<p>第 1-6 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(6 号炉)</p>	<p>別紙 3 に変更する。</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
39		第1-6表 PRAの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(7号炉)	別紙4に変更する。
45		第1-1図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス	別紙5に変更する。
49		第1-3図 地震レベル1PRA 階層イベントツリー	別紙6に変更する。
59	9行	<u>水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)</u>	原子炉圧力容器内での水蒸気爆発
59	19行	<u>水蒸気爆発(原子炉圧力容器外での水蒸気爆発)</u>	原子炉圧力容器外での水蒸気爆発
61	16行	(1)～(5)の破損モード	(1)～(4)の破損モード
66	5行	<u>水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)</u>	原子炉圧力容器内での水蒸気爆発
68	17行	「 <u>電源確保</u> 」	「 <u>電源有無</u> 」
72		第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度	別紙7に変更する。
73		第2-2表 PDSの定義	別紙8に変更する。
76		第2-1図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス	別紙9に変更する。

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
77		第 2-2 図 シビアアクシ デントで想定される事象 進展と格納容器破損モー ド	別紙 10 に変更する。
87	2 行～3 行	原子炉冷却材流出(残留 熱除去系切替え時の <u>ミニ フロー</u> 弁操作誤り)+崩 壊熱除去・注水系失敗	原子炉冷却材流出(残留 熱除去系 <u>系統</u> 切替え時の <u>ミニマムフロー</u> 弁操作誤 り)+崩壊熱除去・注水系 失敗
87	4 行	選定理由:「残留熱除去系 切替え時の <u>ミニフロー</u> 弁 操作誤り」は,	選定理由:「残留熱除去系 <u>系統</u> 切替え時の <u>ミニマム フロー</u> 弁操作誤り」は,
87	13 行	残留熱除去系切替え時の <u>ミニフロー</u> 弁操作誤り	残留熱除去系 <u>系統</u> 切替え 時の <u>ミニマムフロー</u> 弁操 作誤り
92 ～ 93		第 3-3 表 重要事故シー ケンス(運転停止中)の選 定について	別紙 11 に変更する。
94		第 3-4 表 燃料損傷まで の余裕時間について	別紙 12 に変更する。
97		第 3-3 図 POS の分類及 び定期検査工程	別紙 13 に変更する。
別紙 2-11	4 行	原子炉格納容器又は原子 炉 <u>圧力容器</u> の損傷は,	原子炉 <u>圧力容器</u> 及び原子 炉 <u>格納容器</u> の <u>いずれか</u> 又 は <u>両方</u> の損傷は,
別紙 2-27	9 行	<u>常時開等</u> の隔離弁に接続 している	<u>通常開等</u> の隔離弁に接続 している
別紙 4-3	7 行～11	<u>また</u> , 全炉心損傷頻度か	全炉心損傷頻度から見る

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
別紙 4-3	行	ら見ると、「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約 99.9%を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」については炉心損傷頻度の約 66%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても、約 66%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。	と、 <u>除熱機能の喪失によって原子炉格納容器が先行破損し、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである「崩壊熱除去機能喪失」の炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の約 99.9%を占めている。</u> 「崩壊熱除去機能喪失」については、 <u>その炉心損傷頻度の約 66%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても、約 66%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。</u>
	12 行～21 行	また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって原子炉格納容器が先行破損し、炉心損傷に至るシーケンスグループであることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置を設置し、その機能を多様化している。耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系に対して独立なシステムであり、 <u>共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低</u>	さらに、「崩壊熱除去機能喪失」への対策としては、 <u>残留熱除去系に対して電源等のサポート系を含めて独立であり、遠隔操作のほか手動による開放も可能である等、残留熱除去系と異なる動作原理を持ち、残留熱除去系と異なる最終ヒートシンクに除熱を行うシステムである耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置を設け、除熱機能を多様化している。この耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置の持つ独立性及び多様性を考慮すると、有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
		減している。 <u>このことから</u> 、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては <u>炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して</u> 、有効性評価で考慮した対策が <u>有効なものである</u> と考えられる。	況は考えにくい。 <u>このため</u> 、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対して、有効性評価で考慮した対策は <u>有効に機能するもの</u> と考えられる。
別紙 5-2	21 行	圧力容器・格納容器損傷	原子炉圧力容器・ <u>原子炉</u> 格納容器損傷
別紙 5-6		第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(3/3)	別紙 14 に変更する。
別紙 5-10	13 行	圧力容器・格納容器損傷	原子炉圧力容器・ <u>原子炉</u> 格納容器損傷
別紙 6-1	9 行	溶融物直接接触(<u>シェルアタック</u>)を	溶融物直接接触を
別紙 8-6	7 行	UO ₂ を用いた実験では、	UO ₂ <u>混合物</u> を用いた実験では、
別添 目次 iii	4 行	平均修復時間、 <u>復旧特性</u> のデータ	平均修復時間、 <u>復旧特性</u> のデータ
別添 目次 v	1 行	POS 別・起因事象別の燃料損傷頻度(感度解析)	<u>事故シーケンスグループ</u> 別の燃料損傷頻度(感度解析)
1. 1. 1-9	22 行～23 行	<u>常時開状態</u> 等の隔離弁に接続している配管が	<u>通常開</u> 等の隔離弁に接続している配管が
1. 1. 2-35	8 行～9 行	1. 1. 1. f ⑤共通 <u>要因</u> 故障の評価方法と共通 <u>要因</u> 故障パラメータ	1. 1. 1. f ⑤共通 <u>原因</u> 故障の評価方法と共通 <u>原因</u> 故障パラメータ

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 1. 2-39	14 行～15 行	第 1. 1. <u>1</u> . h-5 表に示す。	第 1. 1. <u>2</u> . h-5 表に示す。
1. 1. 2-40	8 行	第 1. 1. <u>1</u> . h-6 図に示す。	第 1. 1. <u>2</u> . h-6 図に示す。
1. 1. 2-45		第 1. 1. 2. b-1 表 既往の停止時 PRA における起因事象との比較	別紙 15 に変更する。
1. 1. 2-47		第 1. 1. 2. b-4 表 CUW ブロー一時冷却材流出発生頻度	別紙 16 に変更する。
1. 1. 2-53		第 1. 1. 2. g-1 表 人的過誤の評価結果(例示:機器の現場操作)	別紙 17 に変更する。
1. 1. 2-56		第 1. 1. 2. h-7 表 <u>POS 別・起因事象別の燃料損傷頻度(感度解析)</u>	第 1. 1. 2. h-7 表 <u>事故シナリケンスグループ別の燃料損傷頻度(感度解析)</u>
1. 1. 2-62		第 1. 1. 2. a-8 図 停止時 PRA における POS の分類及び定期検査工程	別紙 18 に変更する。
1. 2. 1-50	18 行	原子炉 <u>格納容器又は原子炉圧力容器等の</u>	原子炉 <u>圧力容器や原子炉格納容器等の</u>
1. 2. 1-50 ～	24 行 ～	原子炉格納容器内の機器 <u>又は原子炉圧力容器等の</u>	原子炉格納容器内の機器 <u>や原子炉圧力容器等の</u>
1. 2. 1-51	1 行		
1. 2. 1-51	9 行～11 行	これらのことから、原子炉 <u>格納容器又は原子炉圧力容器の損傷が発生した場合に緩和系の機能に期待できる可能性を厳密に評価することは難しいため、</u>	これらのことから、原子炉 <u>圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方の損傷が発生した場合に緩和系の機能に期待できる可能性を厳密に評価することは難しいため、</u>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1. 2. 1-51	19 行	<u>常時開等</u> の隔離弁に接続している配管の	<u>通常開等</u> の隔離弁に接続している配管の
1. 2. 1-115		第 1. 2. 1. d-5(1)表 7 号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (1/2)	別紙 19 に変更する。
1. 2. 1-116		第 1. 2. 1. d-5(1)表 7 号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (2/2)	別紙 20 に変更する。
1. 2. 1-117		第 1. 2. 1. d-5(2)表 6 号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (1/2)	別紙 21 に変更する。
1. 2. 1-118		第 1. 2. 1. d-5(2)表 6 号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (2/2)	別紙 22 に変更する。
2. 1. 1-3	25 行	<u>電源確保</u>	<u>電源有無</u>
2. 1. 1-17		第 2. 1. 1. b-2 表 PDS の分類結果	別紙 23 に変更する。
2. 1. 1-20		第 2. 1. 1. c-1 表 原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷と設定した格納容器破損モード (2/2)	別紙 24 に変更する。
2. 1. 1-37		第 2. 1. 1. b-1 図 PDS の	別紙 25 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
2.1.1-38		分類 第 2.1.1.c-1 図 BWR の シビアアクシデントにお いて考えられる事故進展	別紙 26 に変更する。

なお，頁は，平成 29 年 6 月 16 日付け，原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

第 1-3 表 地震レベル 1PRA における起回事象と発生頻度

起回事象	発生頻度 (/年)	
	6 号炉	7 号炉
建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷 (原子炉建屋損傷)	3.6×10^{-6}	3.8×10^{-6}
建屋・構築物(原子炉圧力容器, 原子炉格納容器) の損傷 (原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷)	1.2×10^{-6}	8.9×10^{-7}
格納容器バイパス	9.6×10^{-7}	1.2×10^{-7}
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	1.0×10^{-6}	7.8×10^{-7}
計測・制御系喪失	1.9×10^{-7}	6.9×10^{-8}
直流電源喪失	1.3×10^{-7}	6.0×10^{-8}
全交流動力電源喪失(原子炉補機冷却水系, 原子炉補機冷却海水系損傷)	1.7×10^{-6}	3.8×10^{-6}
全交流動力電源喪失 (非常用ディーゼル発電機損傷)	2.0×10^{-7}	2.7×10^{-7}
外部電源喪失	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}
過渡事象	1.5×10^{-2}	1.5×10^{-2}

第 1-5 表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起因事象	事故シーケンス	内部	地震	津波
過渡事象	高压注水失敗+低压注水失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	○	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—
	崩壊熱除去失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	○	—
	原子炉停止失敗	○	○	—
外部電源喪失	非常用交流電源喪失	○	○	—
	非常用交流電源喪失+SRV 再閉失敗	○	○	—
	非常用交流電源喪失+RCIC 失敗	○	○	—
	直流電源喪失	○	○ ^{※1}	—
	非常用交流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—
通常停止	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—
	—	○	—	—
サポート系喪失	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—
大破断 LOCA	HPCF 注水失敗+低压 ECCS 注水失敗	○	—	—
	RHR 失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
中破断 LOCA	HPCF 注水失敗+低压 ECCS 注水失敗	○	—	—
	HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	RHR 失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
小破断 LOCA	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
格納容器バイパス (ISLOCA)	ISLOCA	○	—	—
地震に伴う損傷	Excessive LOCA	—	○	—
	計測・制御系喪失	—	○	—
	格納容器バイパス	—	○	—
	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷	—	○	—
	原子炉建屋損傷	—	○	—
津波に伴う損傷	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+RCIC 失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+SRV 再閉失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+直流電源喪失	—	—	○

※1 第 1-3 図の階層イベントツリーでは直流電源喪失を以て炉心損傷に至ると整理しているが、ヘディング「直流電源」の下流のヘディング「外部電源」についても機能喪失しているものと扱い、起因事象を「外部電源」とする事故シーケンスに整理した。

第 1-6 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(6 号炉)

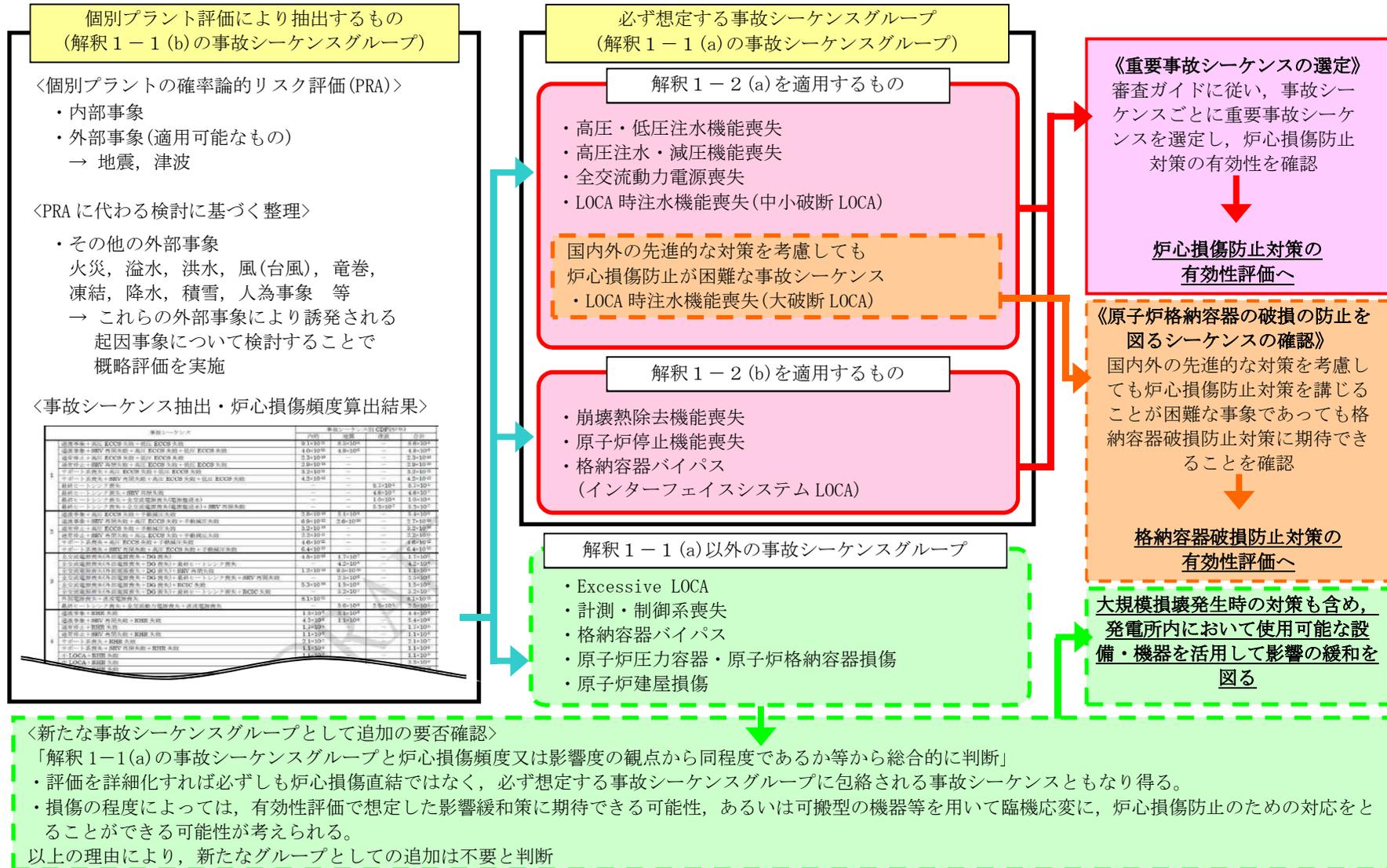
事故シーケンス	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合(%)	PRA における分類結果	解釈 1-1 (a) の事故シーケンスグループ	グループ別炉心損傷頻度(/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合(%)	解釈 1-2 との対応	
	内部	地震	津波	合計							
1	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	1.1×10 ⁻¹⁰	3.8×10 ⁻⁹	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.6×10 ⁻⁴	77.3	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	7.4×10 ⁻¹¹	2.6×10 ⁻⁹	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.2×10 ⁻¹¹	—	—	3.2×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1					
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁵	5.3×10 ⁻⁵	26.4					
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	2.8×10 ⁻⁷	2.8×10 ⁻⁷	0.1					
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	50.5					
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.3						
2	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.8×10 ⁻⁹	2.8×10 ⁻⁸	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	3.6×10 ⁻⁸	< 0.1	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.4×10 ⁻¹¹	2.9×10 ⁻⁹	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.1×10 ⁻¹⁰	—	—	2.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.6×10 ⁻¹¹	—	—	4.6×10 ⁻¹¹	< 0.1					
3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 ⁻¹⁰	1.9×10 ⁻⁶	—	1.9×10 ⁻⁶	0.9	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.7×10 ⁻⁵	13.3	(a)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	1.0×10 ⁻⁸	—	1.0×10 ⁻⁸	< 0.1	TBP				
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	6.0×10 ⁻¹⁰	5.4×10 ⁻⁸	—	5.4×10 ⁻⁸	< 0.1	TBU				
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹	1.3×10 ⁻⁷	—	1.3×10 ⁻⁷	0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	12.2					
4	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁶	3.2×10 ⁻⁶	—	8.2×10 ⁻⁶	4.1	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.2×10 ⁻⁵	5.9	(b)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	3.8×10 ⁻⁷	1.4×10 ⁻⁸	—	3.9×10 ⁻⁷	0.2					
	通常停止+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.3					
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1					
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	5.2×10 ⁻⁷	—	—	5.2×10 ⁻⁷	0.3					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁹	—	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
	小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
	中破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
	大破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
5	過渡事象+原子炉停止失敗	5.6×10 ⁻¹²	9.2×10 ⁻⁹	—	9.2×10 ⁻⁹	< 0.1	TC	原子炉停止機能喪失	1.4×10 ⁻⁸	< 0.1	(b)
	小破断 LOCA+原子炉停止失敗	8.0×10 ⁻¹⁴	—	—	8.0×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	中破断 LOCA+原子炉停止失敗	5.3×10 ⁻¹⁴	—	—	5.3×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	大破断 LOCA+原子炉停止失敗	5.3×10 ⁻¹⁵	—	—	5.3×10 ⁻¹⁵	< 0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗	—	4.7×10 ⁻⁹	—	4.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
6	小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	9.8×10 ⁻¹³	—	—	9.8×10 ⁻¹³	< 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	1.1×10 ⁻⁶	0.6	(a)
	小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1	S1E				
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1					
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	Excessive LOCA ^{*1}	—	1.1×10 ⁻⁶	—	1.1×10 ⁻⁶	0.5	Excessive LOCA				
7	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス (ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失 ^{*1}	—	1.9×10 ⁻⁷	—	1.9×10 ⁻⁷	0.1	計装・制御機能喪失	該当なし	6.0×10 ⁻⁶	3.0	該当なし
9	格納容器バイパス ^{*1}	—	9.6×10 ⁻⁷	—	9.6×10 ⁻⁷	0.5	格納容器バイパス破断				
10	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷 ^{*1}	—	1.2×10 ⁻⁶	—	1.2×10 ⁻⁶	0.6	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷 ^{*1}	—	3.6×10 ⁻⁶	—	3.6×10 ⁻⁶	1.8	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10 ⁻⁶	1.2×10 ⁻⁵	1.8×10 ⁻⁴	2.0×10 ⁻⁴	100	—	—	2.0×10 ⁻⁴	100	—

※1 解釈 1-1 (a) の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

第 1-6 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(7号炉)

事故シーケンス	事故シーケンス別の炉心損傷頻度 (/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合 (%)	PRA における分類結果	解釈 1-1 (a) の事故シーケンスグループ	グループ別炉心損傷頻度 (/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合 (%)	解釈 1-2 との対応	
	内部	地震	津波	合計							
1	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	1.1×10 ⁻¹⁰	9.2×10 ⁻⁹	—	9.3×10 ⁻⁹	< 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.9×10 ⁻⁴	79.6	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	7.4×10 ⁻¹¹	4.0×10 ⁻⁹	—	4.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.5×10 ⁻¹¹	—	—	3.5×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1					
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	8.7×10 ⁻⁵	8.7×10 ⁻⁵	36.5					
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	4.6×10 ⁻⁷	4.6×10 ⁻⁷	0.2					
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	42.6					
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.2						
2	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.8×10 ⁻⁹	2.2×10 ⁻⁸	—	2.4×10 ⁻⁸	< 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	2.8×10 ⁻⁸	< 0.1	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.2×10 ⁻¹¹	1.0×10 ⁻⁹	—	1.1×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.9×10 ⁻¹⁰	—	—	2.9×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.1×10 ⁻¹¹	—	—	4.1×10 ⁻¹¹	< 0.1					
3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 ⁻¹⁰	3.5×10 ⁻⁶	—	3.5×10 ⁻⁶	1.5	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.9×10 ⁻⁵	12.0	(a)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	2.0×10 ⁻⁸	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1	TBP				
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	6.0×10 ⁻¹⁰	3.7×10 ⁻⁷	—	3.7×10 ⁻⁷	0.2	TBU				
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹	6.0×10 ⁻⁸	—	6.1×10 ⁻⁸	< 0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	10.3					
4	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁶	5.3×10 ⁻⁶	—	1.0×10 ⁻⁵	4.3	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.4×10 ⁻⁵	5.9	(b)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	3.8×10 ⁻⁷	2.3×10 ⁻⁸	—	4.0×10 ⁻⁷	0.2					
	通常停止+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1					
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	5.5×10 ⁻⁷	—	—	5.5×10 ⁻⁷	0.2					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.9×10 ⁻⁹	—	—	2.9×10 ⁻⁹	< 0.1					
	小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
	中破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
大破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1						
5	過渡事象+原子炉停止失敗	5.0×10 ⁻¹²	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1	TC	原子炉停止機能喪失	3.6×10 ⁻⁷	0.1	(b)
	小破断 LOCA+原子炉停止失敗	7.9×10 ⁻¹⁴	—	—	7.9×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	中破断 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 ⁻¹⁴	—	—	5.2×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	大破断 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 ⁻¹⁵	—	—	5.2×10 ⁻¹⁵	< 0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗	—	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1					
6	小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	9.9×10 ⁻¹³	—	—	9.9×10 ⁻¹³	< 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	8.2×10 ⁻⁷	0.3	(a)
	小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1	S1E				
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	AE				
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1	Excessive LOCA				
	大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
Excessive LOCA ^{※1}	—	8.2×10 ⁻⁷	—	8.2×10 ⁻⁷	0.3	該当なし					
7	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス (ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失 ^{※1}	—	6.9×10 ⁻⁸	—	6.9×10 ⁻⁸	< 0.1	計測・制御機能喪失	該当なし	4.9×10 ⁻⁶	2.0	該当なし
9	格納容器バイパス ^{※1}	—	1.2×10 ⁻⁷	—	1.2×10 ⁻⁷	< 0.1	格納容器バイパス破断				
10	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷 ^{※1}	—	8.9×10 ⁻⁷	—	8.9×10 ⁻⁷	0.4	原子炉圧力容器・原子炉格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷 ^{※1}	—	3.8×10 ⁻⁶	—	3.8×10 ⁻⁶	1.6	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10 ⁻⁶	1.5×10 ⁻⁵	2.1×10 ⁻⁴	2.4×10 ⁻⁴	100	—	—	2.4×10 ⁻⁴	100	—

※1 解釈 1-1 (a) の必ず想定する事故シーケンスグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとしては適当でないと判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。



第 1-1 図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

地震	地震 加速度大	建屋・ 構築物 の損傷	格納容器 バイパス	冷却材喪失 (E-LOCA) ※1	計測・ 制御系 喪失	直流 電源喪失	原子炉 補機冷却系 の喪失	交流 電源喪失	外部電源 喪失	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
										炉心損傷なし	炉心損傷なし
										過渡事象へ	過渡事象へ
										外部電源喪失へ	外部電源喪失へ
										全交流動力電源喪失へ	全交流動力電源喪失へ
										最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失へ	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失へ
										直流電源喪失	(h)
										計測・制御系喪失	(h)
										Excessive LOCA	(h)
										格納容器バイパス	(h)
										原子炉压力容器・原子炉格納容器損傷 原子炉建屋損傷	(h)

※1 E-LOCA: Excessive -LOCA

(h) 炉心損傷直結シーケンス

第 1-3 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー

第 2-1 表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度※1

PRA から抽出された格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	全格納容器破損頻度に占める割合 (%)	解釈 2-1 (a) で想定する破損モード	備考
原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損	5.1×10^{-12}	< 0.1	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	解釈 1-2 (b) に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「原子炉未臨界確保失敗」
過圧破損 (炉心損傷前)	8.7×10^{-6}	99.9		解釈 1-2 (b) に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」
過圧破損 (炉心損傷後)	3.9×10^{-10}	< 0.1		—
過温破損	8.4×10^{-9}	0.1		—
格納容器雰囲気直接加熱	1.2×10^{-12}	< 0.1	高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱	—
原子炉圧力容器内での水蒸気爆発※2	—	—	なし	各種研究により得られた知見から、原子炉圧力容器内で水蒸気爆発が発生し、原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価。(別紙 8)
原子炉圧力容器外での水蒸気爆発	3.8×10^{-13}	< 0.1	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	—
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.2×10^{-11}	< 0.1	溶融炉心・コンクリート相互作用	—
インターフェイスシステム LOCA	9.5×10^{-11}	< 0.1	なし	解釈 1-2 (b) に基づき「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」
格納容器隔離失敗	5.5×10^{-11}	< 0.1	なし	通常の運転管理において原子炉格納容器の状態を確認する運用としていること、本破損モードの格納容器破損頻度及び全格納容器破損頻度に対する寄与割合が極めて小さいこと、格納容器隔離失敗を考慮すべき PDS の多くについて炉心損傷防止対策の有効性を確認しており、原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出防止が可能と考えられることから、格納容器隔離失敗を個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断。
水素燃焼※2	—	—	水素燃焼	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では、運転中、原子炉格納容器内を窒素ガスで置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し、PRA で定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素ガス置換の有効性を確認する観点で有効性評価の対象とする。
溶融物直接接触※2	—	—	格納容器直接接触 (シエルアタック)	RCCV 型格納容器である柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では構造的に発生する可能性はない格納容器破損モードであることから、有効性評価の対象から除外した。
合計	8.7×10^{-6}	100	—	—

※1 灰色の箇所は、格納容器破損防止対策の有効性評価で考慮しないことを意味する。 ※2 BWR において考えられる格納容器破損モードの 1 つとして抽出したものの、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では想定されないことから、定量化の対象から除外した格納容器破損モード。

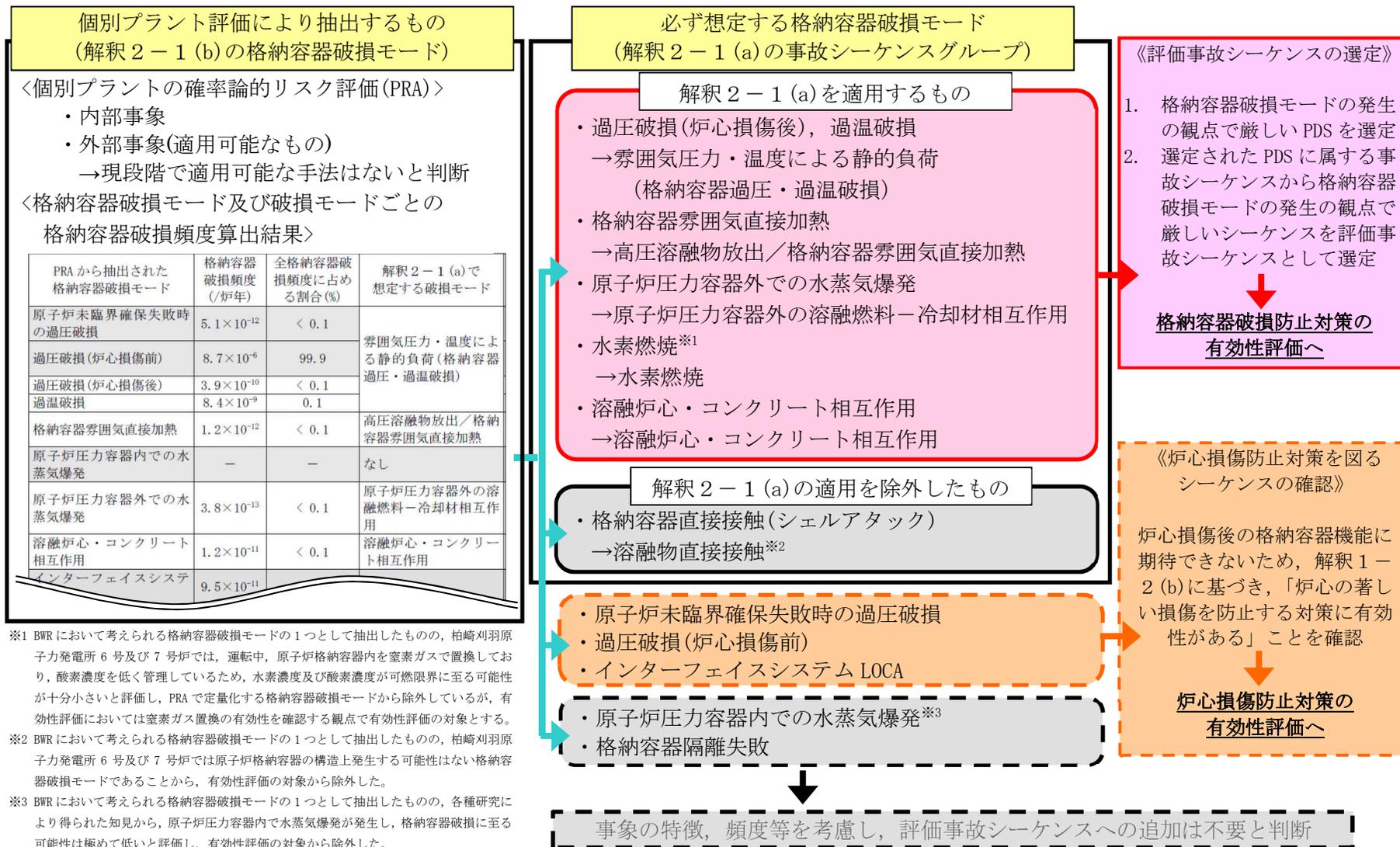
第 2-2 表 PDS の定義

PDS	格納容器 破損時期	原子炉 圧力	炉心損傷 時期	プラント損傷時点 での電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流/直流電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流/直流電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源無 ^{※1} 交流電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源無 交流電源無
LOCA (AE, S1E, S2E)	炉心損傷後	低圧 ^{※2}	早期	交流/直流電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
格納容器バイパス (ISLOCA)	炉心損傷前	—	早期	—

※1 蓄電池枯渇により事象発生から 8 時間で原子炉隔離時冷却系が停止し、炉心損傷に至るため、プラント損傷時点では直流電源が機能喪失している。

※2 S1E や S2E では、高圧状態で炉心損傷に至る場合が考えられるが、LOCA は速やかな原子炉冷却材流出の影響を確認する PDS として、大破断 LOCA をその代表として扱うこととし、高圧状態かつ早期に炉心損傷に至る事象は TQUX で代表させることとした。

注：網掛けは格納容器先行破損に至る事故シーケンスであることから、解釈 1-2 (b) に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とする PDS を示す。

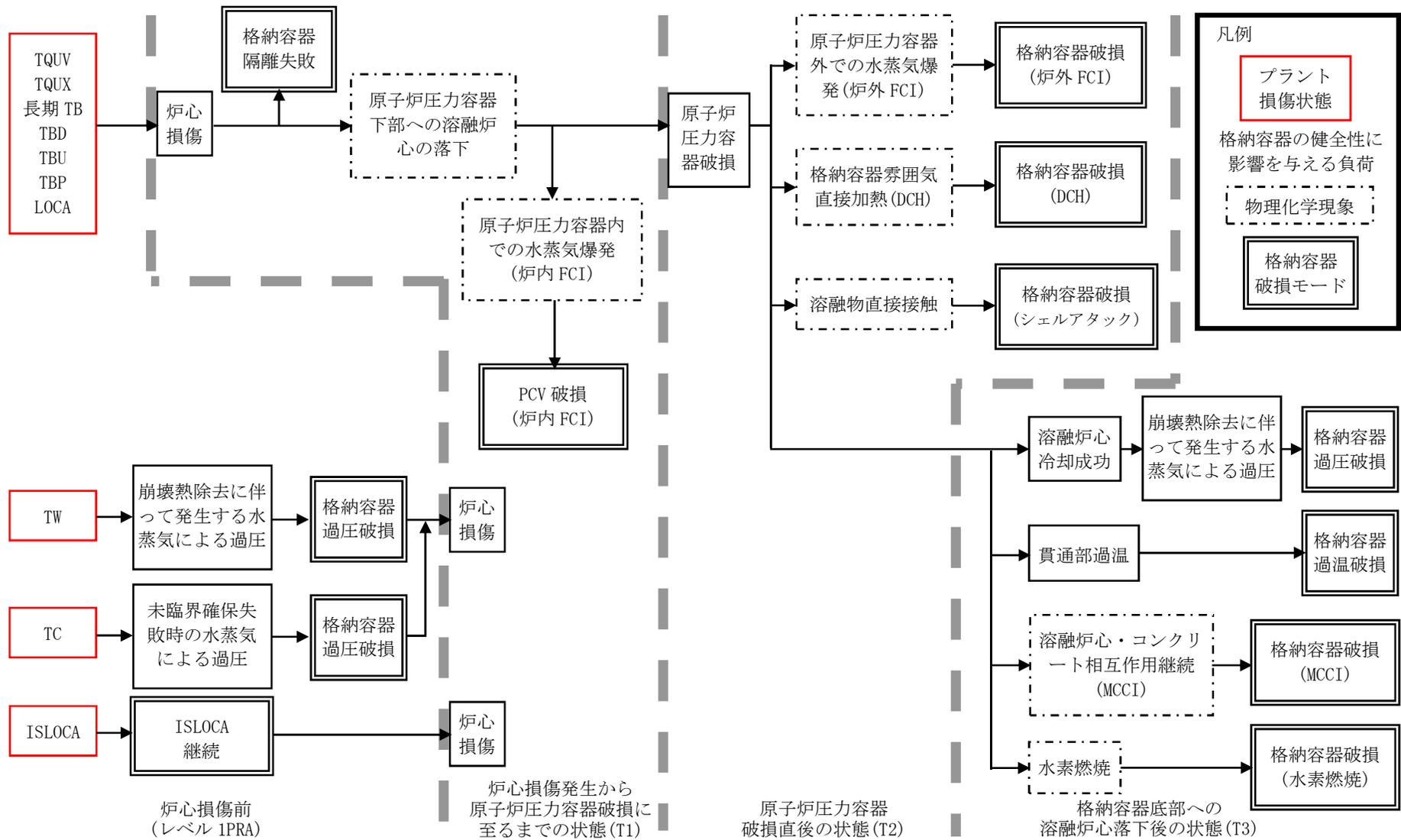


※1 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの, 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では, 運転中, 原子炉格納容器内を窒素ガスで置換しており, 酸素濃度を低く管理しているため, 水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し, PRA で定量化する格納容器破損モードから除外しているが, 有効性評価においては窒素ガス置換の有効性を確認する観点で有効性評価の対象とする。

※2 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの, 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では原子炉格納容器の構造上発生する可能性はない格納容器破損モードであることから, 有効性評価の対象から除外した。

※3 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの, 各種研究により得られた知見から, 原子炉圧力容器内で水蒸気爆発が発生し, 格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価し, 有効性評価の対象から除外した。

第 2-1 図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス



第 2-2 図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード

第 3-3 表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について (1/2)

事故 シーケンス	主要事故シーケンス*1		対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)		着眼点 (a. 余裕時間, b. 設備容量, c. 代表シーケンス)			着眼点と選定理由
			燃料損傷防止に必要な機能	対策設備	a.	b.	c.	
崩壊熱除去 機能喪失	◎	①崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能 ^{*3}	— ^{*3}	低	低	中	a 異常の認知や待機中のECCS・低圧代替注水系の起動といった緩和措置の実施までに掛かる時間(最大2時間)に比べて十分時間がある(最も短いPOS-Sで約3.9時間)ため「低」とした b 待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量(HPCF 727m ³ /h, LPFL 954m ³ /h, MUWC(原子炉側注水) 90m ³ /h)に比べて十分小さいため(最も崩壊熱の大きなPOS-Sにおいても51m ³ /h)「低」とした c 事故シーケンスグループに対する寄与割合が98%と支配的である③の事故シーケンスを「高」とし、寄与割合が1%である①と④の事故シーケンスを「中」とした
			原子炉への注水機能	・待機中のECCS ・残留熱除去系[低圧注水系] ^{*4} ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP, SPCU, FP, 消防車 ^{*5}				
	—	崩壊熱除去機能喪失+ 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能 ^{*3}	— ^{*3}	低	低	低	
			原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策				
— ^{*2}	外部電源喪失+ 崩壊熱除去・注水系失敗	③崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能 ^{*3}	・代替原子炉補機冷却系	低	低	高	
原子炉への注水機能		・上記の破線内の注水対策						
— ^{*2}	外部電源喪失+ 崩壊熱除去・注水系失敗	④外部電源喪失+ 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水に必要な 交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	低	低	中	・②の代替除熱機能喪失[フロントライン]はCUW等であり、これらの使用期間は①で想定しているRHRよりも崩壊熱が減少した場合であるため、「a. 余裕時間」、「b. 設備容量」が①の想定より厳しくなく、②の事故シーケンスは選定しない ・有効性評価では外部電源喪失の重量を考慮しており、③の事故シーケンスに外部電源喪失の重量を考慮すると「全交流動力電源喪失」で考慮している⑥の事故シーケンスと同様の事象進展及び対策となるため(全交流動力電源喪失の有効性評価では補機冷却系機能喪失も考慮しているため)、③の事故シーケンスは選定しない ・④の事故シーケンスはD/Gに期待できるシナリオであり、「全交流動力電源喪失」で考慮している⑥の事故シーケンスと比べて事象進展や対策が厳しくなく選定しない ・以上から、①のRHR機能喪失[フロントライン]を起回事象とする事故シーケンスを選定
崩壊熱除去機能 ^{*3}			・代替原子炉補機冷却系					
原子炉への注水機能			・上記の破線内の注水対策					
全交流動力 電源喪失	—	外部電源喪失+ 直流電源喪失+ 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧 電源融通 ・非常用ディーゼル発電機 (直流電源の復旧後) ・常設代替交流電源設備	低	低	中	
			原子炉への注水に必要な 直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備				
			崩壊熱除去機能 ^{*3}	・代替原子炉補機冷却系 (交流電源復旧後)				
			原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (交流電源復旧後) ・FP, 消防車 ^{*5}				
	◎	外部電源喪失+ 交流電源喪失+ 崩壊熱除去・注水系失敗	②外部電源喪失+ 交流電源喪失+ 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	低	低	高
崩壊熱除去機能 ^{*3}	・代替原子炉補機冷却系 (交流電源復旧後)							
原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (交流電源復旧後) ・消防車 ^{*5}							

*1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す

*2 全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスの②にて、対策の有効性を確認

*3 停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる

(原子炉建屋(原子炉開放時)や原子炉格納容器(原子炉未開放時)へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する)

*4 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加

*5 使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

*6 発生頻度が低く、主要な起事象である蓄電池の共通原因故障については、PRA上は区分IVのバッテリーの直流電源融通やAM策として増強した蓄電池(区分Iの増強(A, A-2)等)を考慮していないため、さらに発生の可能性は低くなると考えられる

*7 発生の可能性が低く、発生を仮定してもその影響が限定的であるため、リスク評価上重要性が低いと判断し、PRAの評価対象から除外したものの

第3-3表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について (2/2)

事故シーケンス	主要事故シーケンス ^{*1}		対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)		着眼点 (a. 余裕時間, b. 設備容量, c. 代表シーケンス)			着眼点と選定理由	
			燃料損傷防止に必要な機能	対策設備	a.	b.	c.		
原子炉冷却材の流出	-	原子炉冷却材流出+崩壊熱除去・注水系失敗	①原子炉冷却材流出(CRD点検(交換)時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能 (事象の認知を含めたもの)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 待機中のECCS ・ (残留熱除去系[低圧注水系]) ・ 低圧代替注水系(常設) ・ MUWP, SPCU, FP, 消防車^{*5} 	低	低	低	<p>a 異常の認知、漏えい箇所の隔離や待機中のECCS・低圧代替注水系の起動といった緩和措置の実施までに掛かる時間(最大2時間)に比べて十分時間がある(2時間以上)ため「低」とした</p> <p>b 待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量(HPCF 727m³/h, LPFL 954m³/h, MUWC(原子炉側注水) 90m³/h)に比べて十分小さいため(最も冷却材流出量の大きなRHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りにおいても87m³/h)「低」とした</p> <p>c 事故シーケンスグループに対する寄与割合が81%(7号炉では82%)と支配的である④の事故シーケンスを「高」とし、寄与割合が19%(7号炉では18%)である③の事故シーケンスを「中」とした</p> <p>・ ⑤の「RHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は、燃料の露出に至らないためにPRAで起回事象の選定の際に除外した事象であるが審査ガイドにおける有効性評価の評価項目である「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮し、改めて重大事故シーケンスの選定対象として追加した</p> <p>・ 「RIP点検時の作業誤り」等の点検作業に伴う冷却材流出事象(①、②、③の事故シーケンス)は、運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と漏洩発生箇所が同一であるため、認知が容易であること、また「RHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は流出流量が87m³/hと他の漏えい事象(①～④の事故シーケンス)より大きいことから、⑤の事故シーケンスを重大事故シーケンスとして選定した</p>
			②原子炉冷却材流出(LPRM点検(交換)時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	低	
			③原子炉冷却材流出(RIP点検時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	中	
			④原子炉冷却材流出(CUWブロー時の操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	高	
			⑤原子炉冷却材流出(RHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	-	
反応度誤投入事象	◎	反応度の誤投入	①反応度の誤投入 ^{*7}	安全保護機能及び原子炉停止機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 安全保護系 ・ 原子炉停止機能 	-	-	-	<p>a, b 事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要であり、「-」とした</p> <p>c PRA評価において選定していない起回事象^{*2}による事故シーケンスであるため、「-」とした</p> <p>・ 代表的な観点から停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近傍を認知できずに臨界に至る事象を想定</p>

*1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す

*2 全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスの②にて、対策の有効性を確認

*3 停止時において崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる(原子炉建屋(原子炉開放時)や原子炉格納容器(原子炉未開放時)へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する)

*4 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加

*5 使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

*6 発生頻度が低く、主要な起事象である蓄電池の共通原因故障については、PRA上は区分IVのバッテリーの直流電源融通やAM策として増強した蓄電池(区分Iの増強(A, A-2)等)を考慮していないため、さらに発生の可能性は低く考えられる

*7 発生の可能性が低く、発生を仮定してもその影響が限定的であるため、リスク評価上重要性が低いと判断し、PRAの評価対象から除外したもの

第 3-4 表 燃料損傷までの余裕時間について

(a) 崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失を起因 事象とする場合
 (b) 一次冷却材バウンダリ機能喪失を起因事象とする場合

POS	炉心損傷までの余裕時間(h)
S	3.9
A	5.6
B-1	130
B-2	202
B-3	142
B-4	278
C-1	27
C-2	28
D	31

冷却材流出事象	CRD点検	LPRM点検	RIP点検	RHR系統切替え時 ^{*1}	CUWブロー	RHR系統切替え時 ^{*1}
POS	B2			B ^{*1}	C1	A,C,D ^{*1}
炉心損傷に至る流出量(m ³)	2699				173	173
冷却材流出量(m ³ /h)				87		84
炉心損傷までの余裕時間(h)						—(2時間以上) ^{*4}

*1 RHR系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りについては冷却材流出はRHR吸い込み配管高さで停止するためPRA評価上、起
 因事象から除外しているが、原子炉停止直後を除き人的過誤自体は発生の可能性があるため、POS A～Dとする

*4 当該事象による冷却材流出はRHR吸い込み配管高さで停止するため「—」とした。その後に蒸発による水位低下を考慮しても2時
 間以上の余裕時間がある

プラントの状態 (POS) ※	原子炉冷温停止への移行状態	PCV/RPV開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	原子炉ウエル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び起動準備への移行状態		起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)
崩壊熱の大きさ	高		中				低		
PRA上考慮が必要なイベント	—	—	全燃料取出	CRD, LPRM, RIP点検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW全台停止 RHR系統切替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR系統切替え	RHR系統切替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線	—		B系		A系 及び C系			—	
原子炉水位	通常水位		ウエル満水				通常水位		
プールゲート	—		開放		閉鎖	開放	—		
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール		燃料プール	原子炉+燃料プール	原子炉		
崩壊熱除去	RHR-A								
	RHR-B								
	RHR-C								
	CUW-A								
	CUW-B								
	FPC2台								
補給水注水	HPCF-B								
	HPCF-C								
	MUWC-A								
	MUWC-B								
	MUWC-C								
	FP								

崩壊熱除去に用いている設備
 機能を期待出来る設備

※ ()は期間(日数)を示す

第 3-3 図 POS の分類及び定期検査工程

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(3/3)

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※1	評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果※2				主な対策	対策 有効性
		評価対象 とした地震 加速度領域 [gal]	主要なカットセット※3	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合※4 [%]		
LOCA (LOCA 時 注水機能喪失) (8.2×10^{-7} /炉年)	原子炉冷却材 圧力バウンダリの喪失 (7.8×10^{-7} /炉年)	1250	地震による原子炉格納容器内配管の構造損傷	4.4×10^{-8}	100	-	-
計測・制御系喪失 (6.9×10^{-8} /炉年)	計測・制御系の損傷 (6.9×10^{-8} /炉年)	1700	地震によるコントロール建屋の構造損傷	8.0×10^{-9}	63	-	-
			地震による直立盤(制御盤・多重伝送盤)の機能損傷	1.7×10^{-9}	14		-
			地震によるバイタル分電盤の機能損傷	1.2×10^{-9}	9		-
格納容器バイパス (1.2×10^{-7} /炉年)	低耐震クラス配管破断 +格納容器隔離弁損傷 (1.2×10^{-7} /炉年)	1600	地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷	4.4×10^{-9}	36	-	-
			地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷	4.0×10^{-9}	33		-
			地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷+高圧交流分電盤の機能損傷(隔離弁の電源喪失)	1.7×10^{-9}	14		-
原子炉圧力容器・原 子炉格納容器損傷 (8.9×10^{-7} /炉年)	原子炉圧力容器・原子 炉格納容器の損傷 (8.9×10^{-7} /炉年)	1500	地震による原子炉圧力容器ペダスタルの構造損傷	4.6×10^{-8}	66	-	-
			地震による制御棒駆動系ハウジング(制御棒駆動機構の外側支持部分)の構造損傷	9.9×10^{-9}	14		-
			地震による再循環ポンプモーターケーシングの構造損傷	6.6×10^{-9}	10		-
原子炉建屋損傷 (3.8×10^{-6} /炉年)	原子炉建屋・ 構築物の損傷 (3.8×10^{-6} /炉年)	1750	地震により原子炉建屋が基礎地盤すべり線に沿って動くことによる損傷	1.9×10^{-7}	89	-	-
			地震による原子炉建屋の損傷	2.4×10^{-8}	11		-

※1 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したもの。

括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち、支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。

※2 主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示したシーケンスのうち、最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。

※3 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、ほかの多重化された機器も全て損傷する。

※4 評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

第 1. 1. 2. b-1 表 既往の停止時 PRA における起因事象との比較

起因事象	NUREG/CR-6143 (Grand Gulf)	JNES 検討 ^{*1}	本評価
RHR 機能喪失 (フロントライン故障)	○	○	○
原子炉補機冷却系故障 (RHR 機能喪失 サポート系故障)	○	○	○
代替除熱設備機能喪失	○	-	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断 LOCA	○	○	- ^{*2}
RHR 運転中の LOCA	○	○	- ^{*3}
RHR 系統切替え時の LOCA	○	○	- ^{*3}
CRD 点検 (交換) 時冷却材流出	-	-	○
LPRM 点検 (交換) 時冷却材流出	-	-	○
RIP 点検時冷却材流出	-	-	○
CUW ブロー時冷却材流出	-	-	○

*1 平成 21 年度 PSA 手法の標準化に係る整備 =停止時内の事象レベル 1PSA/地震 PSA= (別冊 1) 停止時内の事象レベル 1 PSA 実施手順書 平成 23 年 1 月 独立行政法人 原子炉安全基盤機構

*2 “第 1. 1. 2. b-2 表 起因事象から除外する事象” に記載する理由により選定から除外

*3 ABWR プラントでは有効燃料長頂部の高さ (T. M. S. L. 約 14. 0m) より RHR の吸い込み配管の高さ (T. M. S. L. 約 15. 7m) が高い位置にあることから冷却材流出による燃料損傷に至らないため、起因事象としては抽出しない。

第 1.1.2.b-4 表 CUW ブロー時冷却材流出発生確率*

	確率	EF	備考
①運転員の弁閉操作忘れ			
②管理者の弁操作チェック失敗			
—			

--

第 1.1.2. g-1 表 人的過誤の評価結果（例示：機器の現場操作）※

内 容	過誤確率	EF (対数正規分布)
機器の現場操作		

--

プラントの状態 (POS : ()内は日数)	原子炉冷温 停止への移 行状態	PCV/RPV開放及 び原子炉ウェル満水 への移行状態	原子炉ウェル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び 起動準備への移行状態		起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)
崩壊熱の大きさ	高		中				低		
PRA上考慮が必要なイ ベント	—	—	全燃料取出	CRD, LPRM, RIP点 検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW 全台停止 RHR 系統切替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR 系統切替え	RHR 系統切替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線	—		B系		A系 及び C系			—	
原子炉水位	通常水位		ウェル満水				通常水位		
プールゲート	—		開放		閉鎖	開放	—		
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール		燃料プール	原子炉+燃料 プール	原子炉		
崩壊 熱除 去	RHR-A								
	RHR-B								
	RHR-C								
	CUW-A								
	CUW-B								
	FPC2台								
補給 水注 水	HPCF-B								
	HPCF-C								
	MUWC-A								
	MUWC-B								
	MUWC-C								
	FP								

崩壊熱除去に用いている設備
 機能を期待出来る設備

第 1.1.2. a-8 図 停止時 PRA における POS の分類及び定期検査工程

第 1.2.1.d-5(1)表 7号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (1/2)

起因事象	主要な事故シーケンスの概要	左欄事故シーケンスによる 炉心損傷頻度 (起因事象別の全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
建屋・構築物の 損傷 (R/B)	<p>地震により「原子炉建屋基礎地盤すべり線」又は「原子炉建屋」が損傷すると建屋全体の崩壊の可能性がある、同時に建屋内の原子炉格納容器内の機器や原子炉圧力容器等の構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。</p> <p>発生した場合の緩和系への影響を厳密に判断することが困難であるため、全損を仮定し、保守的に原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものと想定し、直接炉心損傷に至るケース。</p>	<p>3.8E-06 [/炉年] (3.8E-06 [/炉年])</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉建屋基礎地盤すべり線の損傷
全交流動力電 源喪失 (RCW・RSW 損 傷)	<p>地震により外部電源と D/G のサポート系 (RCW・RSW) が機能喪失することで「全交流動力電源喪失」の起因事象となる。</p> <p>その後、事象初期の RCIC による原子炉注水に成功するものの、RCIC 運転継続に必要な直流電源及び水源を確保できないため注水継続に失敗し炉心損傷に至るケース。</p>	<p>3.3E-06 [/炉年] (3.8E-06 [/炉年])</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 (地震) +RCW 熱交換器の構造損傷 ・外部電源喪失 (地震) +RCW 配管の構造損傷

第 1.2.1.d-5(1)表 7号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (2/2)

起因事象	主要な事故シナリオ	左欄事故シーケンスによる 炉心損傷頻度 (起因事象別の全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
過渡事象	地震により「過渡事象」が発生するものの、外部電源は確保される。その後、スクラム、SRV による圧力制御、HPCF による原子炉注水には成功するが、RHR による格納容器除熱失敗により炉心損傷に至るケース。	3.0E-06 [/炉年] (3.9E-06 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • RHR 系統操作失敗 (人的過誤)
外部電源喪失	地震により「外部電源喪失」の起因事象が発生するが非常用交流電源は健全であり電源は確保される。その後のスクラム、SRV による圧力制御に成功し、HPCF による原子炉注水には成功するが、RHR による格納容器除熱失敗により炉心損傷に至るケース。	1.4E-06 [/炉年] (1.7E-06 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • 外部電源喪失 (地震) + RHR 弁の機能損傷 • 外部電源喪失 (地震) + RHR 配管の構造損傷
建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)	地震により原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方が損傷し、直接炉心損傷に至るケース。原子炉圧力容器や原子炉格納容器が損傷した場合の緩和系への影響を厳密に判断することが困難であるため、保守的に原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものと想定した。	8.9E-07 [/炉年] (8.9E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • RPV ペDESTALの損傷

第 1.2.1. d-5(2)表 6号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (1/2)

起因事象	主要な事故シーケンスの概要	左欄事故シーケンスによる 炉心損傷頻度 (起因事象別の全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
建屋・構築物の 損傷 (R/B)	<p>地震により「原子炉建屋基礎地盤すべり線」又は「原子炉建屋」が損傷すると建屋全体の崩壊の可能性がある、同時に建屋内の原子炉格納容器内の機器や原子炉圧力容器等の構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。</p> <p>発生した場合の緩和系への影響を厳密に判断することが困難であるため、全損を仮定し、保守的に原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものと想定し直接炉心損傷に至るケース。</p>	<p>3.6E-06 [/炉年] (3.6E-06 [/炉年])</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋基礎地盤すべり線の損傷
過渡事象	<p>地震により「過渡事象」が発生するものの、外部電源は確保される。その後、スクラム、SRV による圧力制御、HPCF による原子炉注水には成功するが、RHR による格納容器除熱失敗により炉心損傷に至るケース。</p>	<p>2.6E-06 [/炉年] (3.2E-06 [/炉年])</p>	<ul style="list-style-type: none"> RHR 系統操作失敗 (人的過誤)

第 1.2.1.d-5(2)表 6号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (2/2)

起因事象	主要な事故シナリオ	左欄事故シーケンスによる 炉心損傷頻度 (起因事象別の全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
全交流動力電源喪失 (RCW・RSW 損傷)	地震により外部電源と D/G のサポート系 (RCW・RSW) が機能喪失することで「全交流動力電源喪失」の起因事象となる。 その後、事象初期の RCIC による原子炉注水に成功するものの、RCIC 運転継続に必要な直流電源及び水源を確保できないため注水継続に失敗し、炉心損傷に至るケース。	1.7E-06 [/炉年] (1.7E-06 [/炉年])	・外部電源喪失 (地震) +RCW 弁の機能損傷
建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)	地震により原子炉圧力容器及び原子炉格納容器のいずれか又は両方が損傷し、直接炉心損傷に至るケース。原子炉圧力容器や原子炉格納容器が損傷した場合の緩和系への影響を厳密に判断することが困難であるため、保守的に原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものと想定した。	1.2E-06 [/炉年] (1.2E-06 [/炉年])	・RPV ペデスタルの損傷
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	地震により原子炉格納容器内にある一次系配管の大規模な破断により Execssive LOCA が発生し直接炉心損傷に至るケース。	1.0E-06 [/炉年] (1.0E-06 [/炉年])	・格納容器内配管

第 2.1.1. b-2 表 PDS の分類結果

PDS	格納容器 破損時期	原子炉 圧力	炉心損傷時 期	プラント損傷時点 での電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流/直流電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流/直流電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源無 ^{※1} 交流電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源無 交流電源無
LOCA ・ AE (大 LOCA) ・ S1E (中 LOCA) ・ S2E (小 LOCA)	炉心損傷後	低圧	早期	交流/直流電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	交流/直流電源有
TC	炉心損傷前	—	早期	交流/直流電源有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	交流/直流電源有

※1 蓄電池枯渇により事象発生から 8 時間で原子炉隔離時冷却系 (RCIC) が停止し、
炉心損傷に至るため、プラント損傷時点では直流電源が機能喪失している。

— : PDS の分類に際して考慮不要であることを示す。

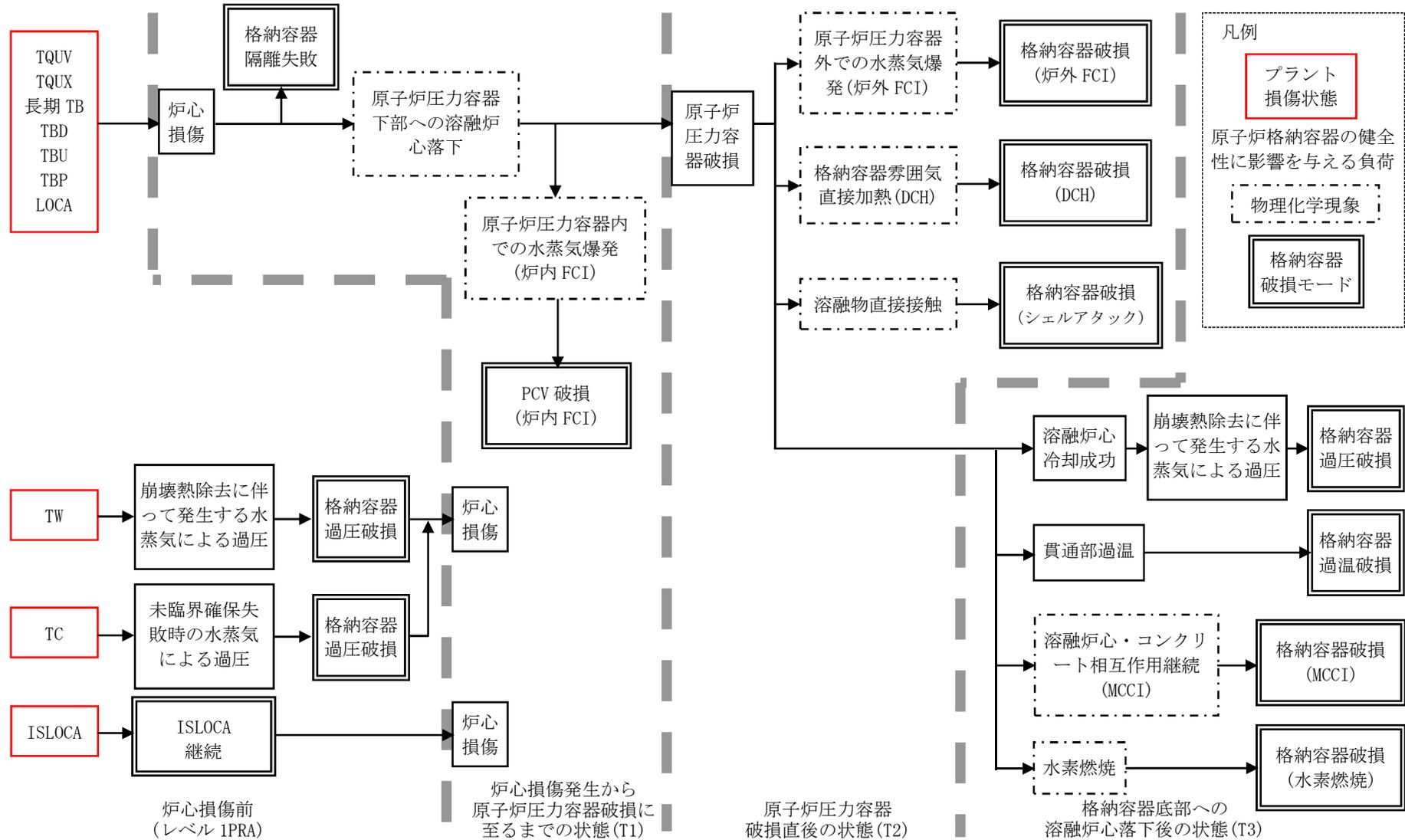
第 2.1.1.c-1 表 原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷と設定した格納容器破損モード (2/2)

抽出した負荷	負荷の概要	格納容器破損モード (除外事象の場合は除外理由を示す。)
格納容器雰囲気 直接加熱 (DCH)	高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、熔融炉心が格納容器雰囲気中を飛散する過程で微粒化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等によって急激に加熱され、格納容器圧力が急上昇する場合が考えられる。	左記の急激な圧力上昇により、原子炉格納容器が破損に至るモードとして分類。
原子炉圧力容器外 の熔融燃料-冷却 材相互作用 (炉外 FCI)	原子炉圧力容器破損後、熔融炉心が格納容器下部のペDESTAL部の中に落下した場合、水蒸気爆発が発生する可能性がある。	左記の水蒸気爆発に伴うペDESTAL部の損傷や水蒸気による圧力スパイクによって格納容器損傷に至るモードとして分類。
熔融炉心・コンク リート相互作用 (MCCI)	原子炉圧力容器破損後、熔融炉心が冷却されない場合、下部ドライウエル側壁又は原子炉格納容器の床面のコンクリートを侵食する。	左記の下部ドライウエル側壁の侵食による原子炉圧力容器支持機能の喪失又は原子炉格納容器の床面が侵食により貫通し、原子炉格納容器の破損に至るモードとして分類。
熔融物直接接触	原子炉圧力容器破損後、熔融炉心が格納容器下部のペDESTAL部へ落下、ペDESTAL部の外側のドライウエルの床に流出、高温のデブリがドライウエル壁に接触し、壁面を侵食する場合が考えられる。	【除外事象】 ドライウエル壁の一部が侵食され、熔融貫通して破損するモードが考えられるが、本破損モードは Mark-I 型格納容器特有であり、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では、原子炉格納容器の構造上、ペDESTAL部に落下した熔融炉心が直接ドライウエル壁(格納容器バウンダリ)と接触することはない。このため、本破損モードは想定する格納容器破損モードから除外した。
水素燃焼	燃料棒が露出し、高温となった場合にジルコニウム-水反応により発生する水素ガスや、MCCI で発生する水素ガスが、原子炉格納容器内に大量に蓄積され、燃焼する場合が考えられる。	【除外事象】 柏崎刈羽原子力発電所 6, 7 号機では、運転中、原子炉格納容器内を窒素ガスで置換し、酸素濃度を低く管理しているため、酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さい。このため、本破損モードは想定する格納容器破損モードから除外した。

炉心損傷 事故シーケンス	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	電源有無	プラント損傷状態	
	炉心損傷前 TW TC ISLOCA		後期 TW		TW	
			早期 TC ISLOCA		TC ISLOCA	
			後期 長期TB		長期TB	
			早期 TQUX TBU TBD	電源確保 TQUX 直流電源確保 交流電源復旧要	TQUX TBU	
TQUX TQUV AE S1E S2E TBU TBP TBD 長期TB TW TC ISLOCA	炉心損傷後 TQUX TQUV AE S1E S2E TBU TBP TBD 長期TB	高圧 TQUX TBU TBD 長期TB	後期 長期TB		長期TB	
			早期 TQUX TBU TBD	直流電源復旧要	TBD	TBD
			低圧 TQUV AE S1E S2E TBP	電源確保 TQUV AE S1E S2E	電源復旧要 TBP	TQUV AE S1E S2E TBP

第 2.1.1. b-1 図 PDS の分類

追補 2. 1 - 39



第 2. 1. 1. c-1 図 BWR のシビアアクシデントにおいて考えられる事故進展

追補 2. II の一部補正

追補 2. II を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
14	22 行	重要構造物安全評価	<u>NUPEC</u> 重要構造物安全評価
20	5 行	重要構造物安全評価	<u>NUPEC</u> 重要構造物安全評価
43	1 行	<u>表 2</u> 評価対象機器が有する限界温度・圧力に対する裕度	<u>第 2 表</u> 評価対象機器が有する限界温度・圧力に対する裕度

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

追補 2. IIIの一部補正

追補 2. III (本文) を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
53	18 行～ 19 行	原子炉圧力容器内の保有水量の変化や炉心入口サブクールの変化に影響する。	原子炉圧力容器内の保有水量の変化や炉心入口サブクール度の変化に影響する。

追補 2. III (第 1 部 SAFER) を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
1-114	5 行～ 7 行	以上より，ABWR プラントの LOCA 模擬実験である FIST-ABWR の炉心スプレイ配管，主蒸気配管，給水配管の破断実験及び圧力容器底部配管破断実験について，	以上より，ABWR プラントの LOCA 模擬実験である FIST-ABWR の CS 配管，MS 配管，FW 配管の破断実験及び BB 配管破断実験について，
1-131	2 行～ 3 行	4 章に記載した実験解析を踏まえ，重要現象についての不確かさ，及びその不確かさが	4 章に記載した実験解析を踏まえ，重要現象についての不確かさ及びその不確かさが
1-131	14 行～ 18 行	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡については，実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて高めに評価することから，有効性評価解析に	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡については，実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，炉心が露出する場合は，実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて高めに評価することから，有効性評価解

なお，頁は，平成 29 年 6 月 16 日付け，原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1-131	18 行の次	<p>においても燃料被覆管温度は高めに評価される。</p> <p>(追加)</p>	<p>析においても燃料被覆管温度は高めに評価される。</p> <p>また、炉心が冠水維持する場合は、<u>燃料被覆管温度の上昇はなく、不確かさは小さい。</u></p>
1-136	6 行～ 15 行	<p>T B L, R O S A - Ⅲの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価する。</p> <p>また、低圧代替注水設備による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。</p>	<p>T B L, R O S A - Ⅲの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として、<u>炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には</u>実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、<u>スプレイ冷却のある場合には</u>実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。<u>また、炉心が冠水維持する場合には、F I S T - A B W R の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。</u></p> <p>また、低圧代替注水設備による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。</p>

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
1-137	23行～ 27行	TBL, ROSA-Ⅲの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価する。	TBL, ROSA-Ⅲの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として、 <u>炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には</u> 実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、 <u>スプレイ冷却のある場合には</u> 実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、 <u>FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。</u>
1-137	27行の次	(追加)	<u>また、低圧代替注水設備による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。</u>

追補2. Ⅲ（第3部 REDY）を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
3-24		表 2-2 炉心損傷防止対策の有効性評価における重要現象のランク	別紙 1-1 に変更する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
3-102	4行	添付5の <u>表 2-2</u> 参照	添付5の <u>添付表 5-5</u> 参照
3-150	16行～ 17行	(両者合計でやや more negative 側の評価, 参考文献 <u>1～5</u> 参照)	(両者合計でやや more negative 側の評価, 参考文献の <u>文献 1～文献 5</u> 参照)
3-151	14行	(参考文献 <u>6</u>)	(参考文献の <u>文献 6</u>)

追補2. III (第4部 SCAT) を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
4-19	6行	冷却材放出	冷却材放出 (<u>臨界流・差圧流</u>)

追補2. III (第5部 MAAP) を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
5-60	1行	Ricou-Spalding モデル (式 3.3. <u>5</u> -1) をベースにしたモデルである。	Ricou-Spalding モデル (式 3.3. <u>6</u> -1) をベースにしたモデルである。
5-60	12行	(3.3. <u>5</u> -1)	(3.3. <u>6</u> -1)
5-61	16行～ 17行	上部クラストから上部水プールへは Kutateladze の熱伝達相関式 (式 3.3. <u>5</u> -2) を考慮	上部クラストから上部水プールへは Kutateladze の熱伝達相関式 (式 3.3. <u>6</u> -2) を考慮
5-63	9行	(3.3. <u>5</u> -2)	(3.3. <u>6</u> -2)

なお、頁は、平成29年6月16日付け、原管発官29第59号で一部補正した頁を示す。

頁	行	補正前	補正後
5-116	3 行	HDR 実験 ^{(14), (15)} は,	HDR 実験 ^{(14), (15)} は,
5-130		表 4.2-4 CSTF 水素混合 実験 実験ケース一覧	別紙 1-2 に変更する。
5-133		図 4.2-30 CSTF 実験ベ ンチマーク解析 MAAP ノード分割	別紙 1-3 に変更する。
5-134		図 4.2-31 CSTF 実験ベ ンチマーク解析結果 (ケ ース HM-1)	別紙 1-4 に変更する。
5-135		図 4.2-32 CSTF 実験ベ ンチマーク解析結果 (ケ ース HM-2)	別紙 1-5 に変更する。
5-136		図 4.2-33 CSTF 実験ベ ンチマーク解析結果 (ケ ース HM-5)	別紙 1-6 に変更する。
添付 5-2-36	17 行～ 18 行	デブリ粒子径の圧カスパ イクに対する感度は小さ く、その不確かさが有効 性評価の結果に与える影 響は小さい。	デブリ粒子径の圧カスパ イクに対する感度は小さ く、その不確かさが有効 性評価の結果に与える影 響は小さい。
添付 5-3-19	28 行～ 29 行	圧力は、MCCI が発生 する時間では格納容器圧 力は 0.4MPa[abs]以上と なっているため (図 4- 7a, 図 4-7b 参照), 0.4MPa[abs]以上とする。	圧力は、MCCI が発生 する時間では格納容器圧 力は 0.4MPa[abs]以上と なっているため (図 4-7a 及び図 4-7b 参照), 0.4MPa[abs]以上とする。
添付 5-3-88	11 行～ 12 行	実験結果と計算結果の比 較を付図 3-12, 13 に示 す。	実験結果と計算結果の比 較を付図 3-12 及び付図 3-13 に示す。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

追補 2. III (第 6 部 A P E X) を以下のとおり補正する。

頁	行	補正前	補正後
6-50	9 行～ 11 行	なお、参考として、添付資料 2 に、二次元 (RZ) 体系の適用性について記載している。	なお、参考として、添付 2 に、二次元 (RZ) 体系の適用性について記載している。
6-74	13 行～ 14 行	なお、二次元 (RZ) 体系の本事故シーケンスへの適用性については、添付資料 2 で説明する。	なお、二次元 (RZ) 体系の本事故シーケンスへの適用性については、添付 2 で説明する。

なお、頁は、平成 29 年 6 月 16 日付け、原管発官 29 第 59 号で一部補正した頁を示す。

表 2-2 炉心損傷防止対策の有効性評価における重要現象のランク

分類	事故シーケンスグループ		原子炉停止機能喪失			
	物理現象	評価指標	短時間領域		長時間領域	
			原子炉 圧力	燃料被覆管温度 REDY	燃料被覆管温度 SCAT*3	格納容 器圧力
炉心 (核)	(1)	核分裂出力	H	H	(H)*4	H
	(2)	出力分布変化	I	L	H	L
	(3)	反応度フィードバック効果 (ボイド、ドップラ、ポロン)	L/I	H/I	(H)*4	M/H
	(4)	制御棒反応度効果	I	I	I	I
	(5)	崩壊熱	I	I	(I)*4	M
	(6)	三次元効果	L	M*5	M*5	L
炉心 (燃料)	(7)	燃料棒内温度変化	L	L	H	L
	(8)	燃料棒表面熱伝達	L	L	H	L
	(9)	沸騰遷移	I	I	H	I
	(10)	燃料被覆管酸化	I	I	L	I
	(11)	燃料被覆管変形	I	I	I	I
炉心 (熱流動)	(12)	沸騰・ボイド率変化	H	H	L	H
	(13)	気液分離(水位変化)・対向流	I	I	I	I
	(14)	気液熱非平衡	I	I	M	I
	(15)	圧力損失	*1	*1	(L)*4	*1
	(16)	三次元効果	L	M*5	M*5	L
原子炉圧 力容器 (逃がし 安全弁含 む)	(17)	冷却材流量変化	L	H	(H)*4	H
	(18)	冷却材放出(臨界流・差圧流)	M	L	(L)*4	L
	(19)	沸騰・凝縮・ボイド率変化	L	L	I	L
	(20)	気液分離(水位変化)・対向流	I	I	I	I
	(21)	気液熱非平衡	I	I	I	I
	(22)	圧力損失	*1	*1	I	*1
	(23)	構造材との熱伝達	I	I	I	I
	(24)	ECCS注水 (給水系・代替注水設備含む)	I	H	(H)*4	H
	(25)	ほう酸水の拡散	I	I	I	H
	(26)	三次元効果	I	I	I	I
原子炉格 納容器	(27)	冷却材放出	*2	*2	*2	*2
	(28)	格納容器各領域間の流動	I	I	I	I
	(29)	サブプレッション・プール冷却	I	I	I	H
	(30)	気液界面の熱伝達	I	I	I	I
	(31)	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	I	I	I	I
	(32)	スプレー冷却	I	I	I	I
	(33)	放射線水分解等による水素ガス・ 酸素ガス発生	I	I	I	I
	(34)	格納容器ベント	I	I	I	I

*1 No.17で評価 *2 No.18と同一物理現象 *3 事故シーケンスグループに対して抽出されたものであるが、SCATコードで評価する物理事象であり、ここでは参考記載。

*4 SCATコードで評価する場合に、REDYコードの結果を引き継ぐ。

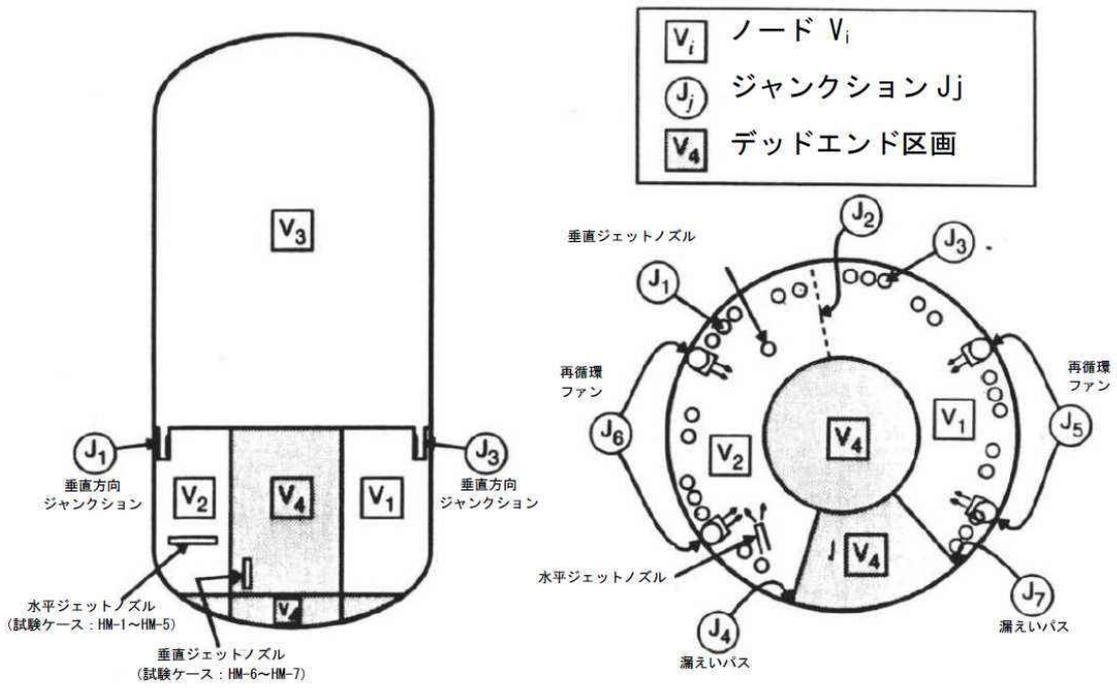
*5 三次元効果の模擬はREDY/SCATコード体系では困難であるため、米国において中性子束振動の評価実績のあるTRACコードを使用して参考的に解析して参照する。

表 4. 2-4 CSTF 水素混合実験 実験ケース一覧

実験 ケース	雰囲気 ガス	再循環流量		注入ガス 組成	ガス流量 (ヘリウム又は水素)		水蒸気流量		下部区画 ガス初期温度	
		m ³ /min.	ft. ³ /min.		kg/min.	lb./min.	kg/min.	lb./min.	°C	°F
予備試験										
HM-P1	Air	0	0	-	-	-	-	-	29	85
HM-P2	Air	104	3700	-	-	-	-	-	29	85
HM-P3	Air	0	0	-	-	-	-	-	66	150
HM-P4	Air	104	3700	-	-	-	-	-	66	150
高速ジェット試験 (水平方向)										
<u>HM-1</u>	Air	0	0	He-Steam	0.41	0.9	12.3	27	66	150
<u>HM-2</u>	Air	0	0	He-Steam	0.82	1.8	24.5	54	66	150
<u>HM-3</u>	Air	104	3700	He-Steam	0.41	0.9	12.3	27	66	150
HM-4	Air	104	3700	He-Steam	0.82	1.8	24.5	54	66	150
<u>HM-5</u>	N ₂	104	3700	H ₂ -Steam	0.41	0.9	24.5	54	66	150
高速ジェット試験 (垂直方向)										
HM-6	Air	104	3700	He-Steam	0.41	0.9	12.3	27	66	150
HM-7	Air	104	3700	He-Steam	0.82	1.8	24.5	54	66	150

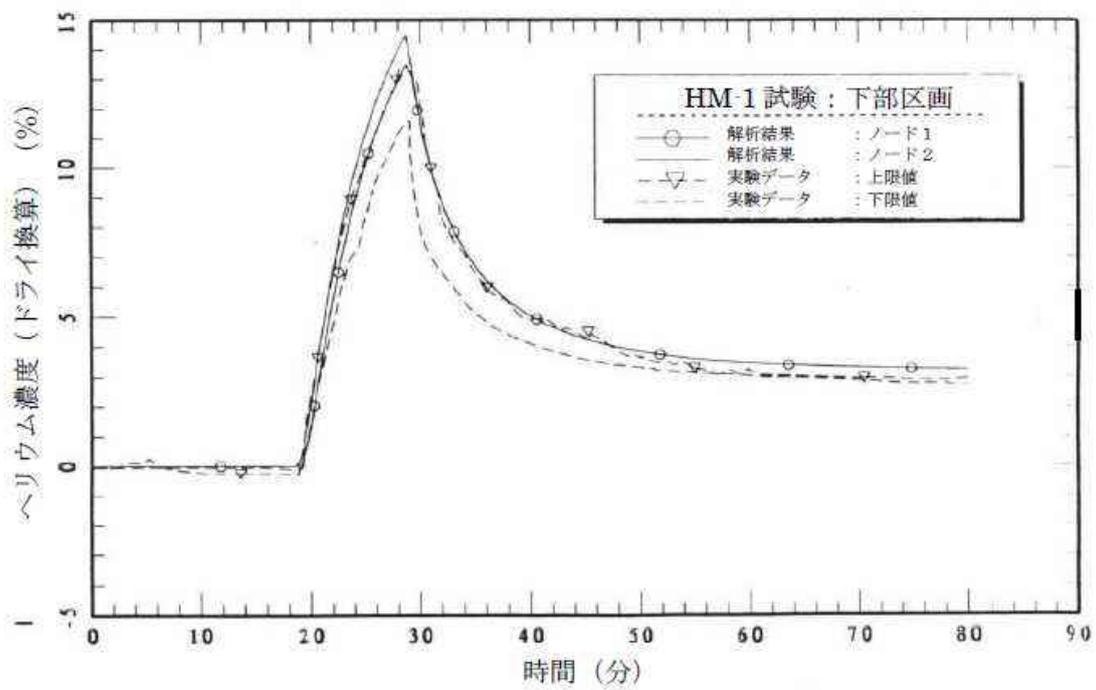
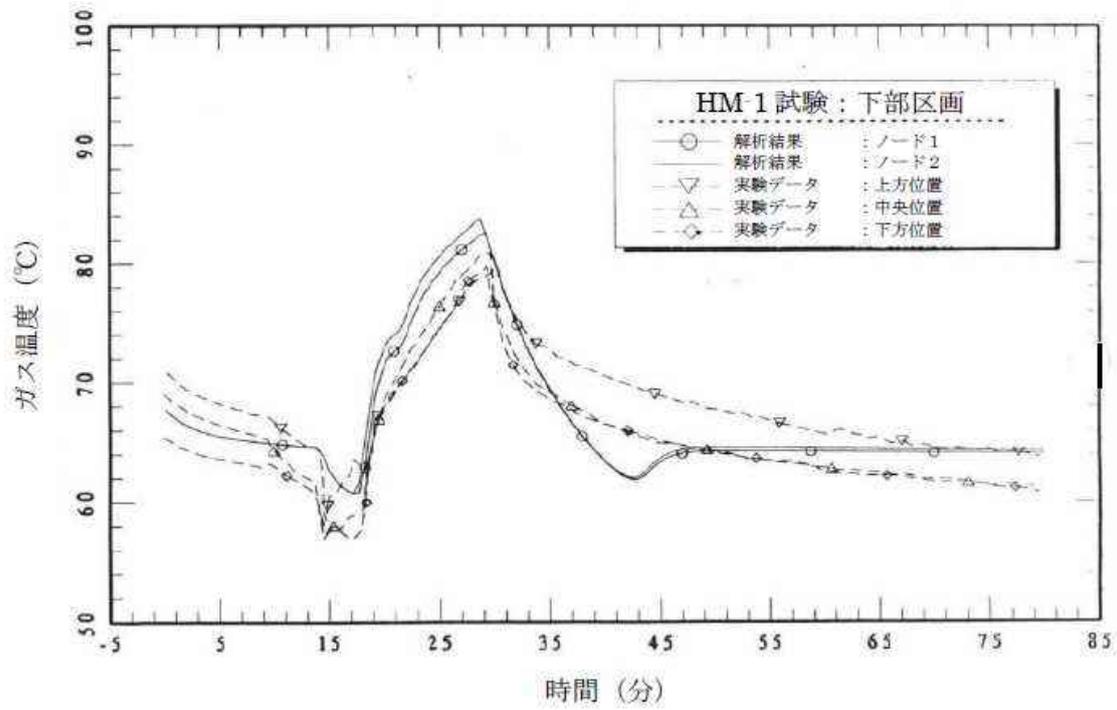
※下線部は、ベンチマーク解析ケース

出典：MAAP4 User's Manual, EPRI



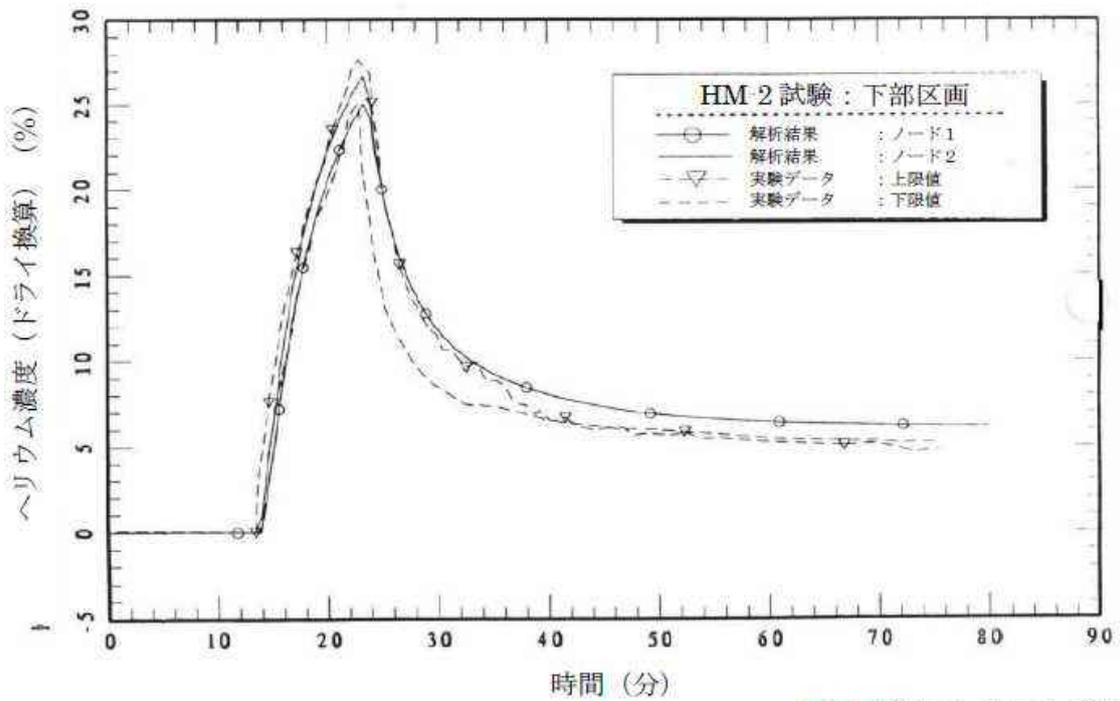
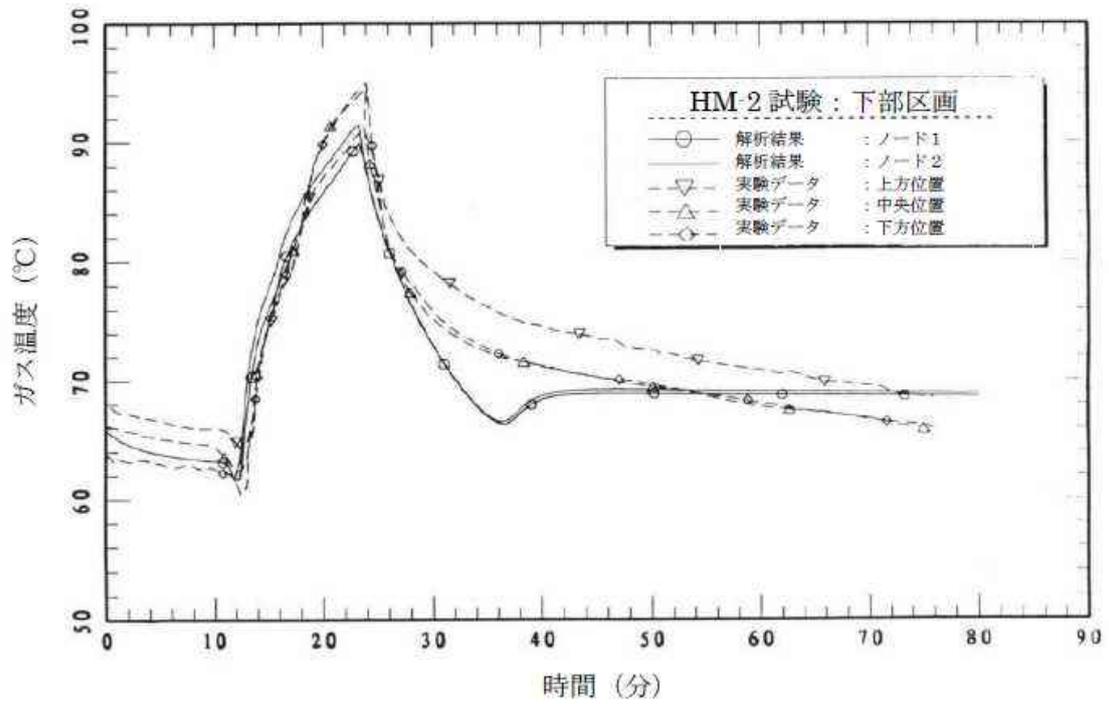
出典: MAA P User's Manual, EPRI

図 4.2-30 CSTF 実験ベンチマーク解析 MAA P ノード分割



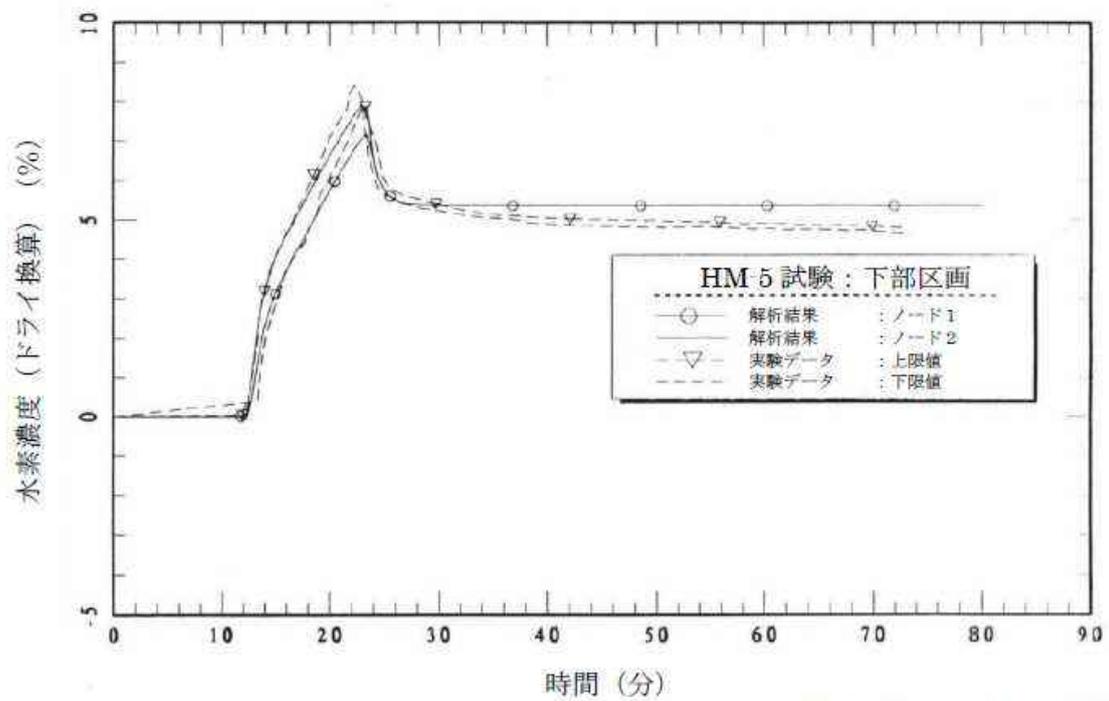
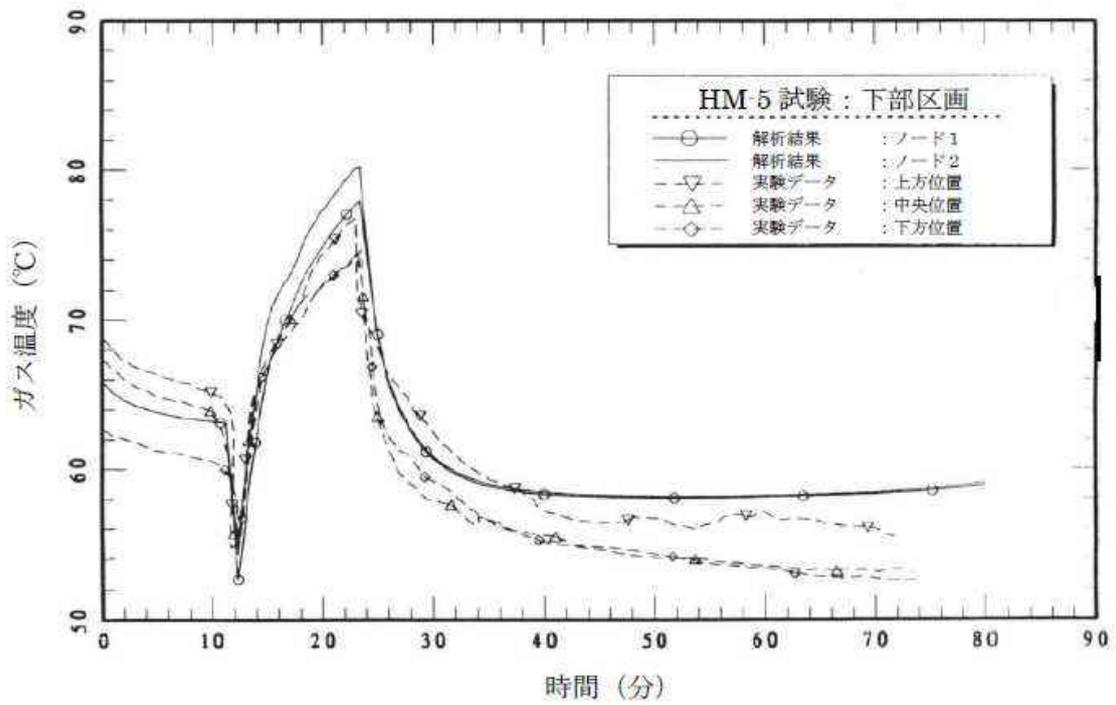
出典：MAAP4 User's Manual, EPRI

図 4.2-31 CSTF 実験ベンチマーク解析結果 (ケース HM-1)



出典：MAAP4 User's Manual, EPRI

図 4.2-32 CSTF 実験ベンチマーク解析結果 (ケース HM-2)



出典 : MAAP4 User's Manual, EPRI

図 4.2-33 CSTF 実験ベンチマーク解析結果 (ケース HM-5)