

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

< 目 次 >

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 原子炉緊急停止

(b) 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制

(c) ほう酸水注入

(d) 制御棒挿入

(e) 原子炉水位低下による原子炉出力抑制

(f) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.1.2 重大事故等発生時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) EOP 原子炉制御「スクラム」(原子炉出力)

(2) EOP 原子炉制御「反応度制御」

(3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料 1.1.1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.1.3 原子炉自動スクラム設定値リスト
- 添付資料 1.1.4 重大事故対策の成立性
 - 1. EOP 原子炉制御「反応度制御」
- 添付資料 1.1.5 解釈一覧
 - 1. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、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が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉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とともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「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のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。
- 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - (1) 沸騰水型原子炉 (BWR) 及び加圧水型原子炉 (PWR) 共通
 - a) 上記1の「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のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。
 - (2) BWR
 - a) 上記1の「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のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。
 - b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。
 - c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。
 - (3) PWR
 - a) 上記1の「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のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。
 - b) 上記1の「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のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。

運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備は、制御棒、制御棒駆動系水圧制御ユニット及び原子炉保護系である。

これらの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、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とともに、発電用原子炉を未臨界に移行するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

運転時の異常な過渡変化により原子炉の緊急停止が必要な状況における設計基準事故対処設備として、制御棒、制御棒駆動系水圧制御ユニット及び原子炉保護系を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下、「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（図 1.1.1）。

なお、重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、設計基準事故対処設備による対応手段及び柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十四条及び技術基準規則第五十九条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備、設計基準事故対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系故障として制御棒、制御棒駆動系水圧制御ユニット又は原子炉保護系の故障を想定する。電源喪失（サポート系故障）は、原子炉保護系安全保護回路の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準，基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備，設計基準事故対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備，設計基準事故対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.1.1 に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 原子炉緊急停止

運転時の異常な過渡変化時において，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が発生した場合に，原子炉手動スクラム又は代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入により，原子炉を緊急停止する手段がある。

i. 原子炉手動スクラム

中央制御室からの手動スクラム操作により原子炉を緊急停止する。

原子炉手動スクラムにより原子炉を緊急停止する設備は以下のとおり。

- ・手動スクラムボタン
- ・原子炉モードスイッチ「停止」
- ・制御棒
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット

ii. 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入

原子炉圧力高又は原子炉水位低の信号により代替制御棒挿入機能が作動し，自動で制御棒を緊急挿入する。また，上記「(a) i. 原子炉手動スクラム」を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は，中央制御室からの手動操作により代替制御棒挿入機能を作動させて制御棒を緊急挿入する。

代替制御棒挿入機能により制御棒を緊急挿入する設備は以下のとおり。

- ・ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）
- ・制御棒
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット

(b) 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制

ATWSが発生した場合に、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能又は原子炉冷却材再循環ポンプ手動停止により、原子炉出力を抑制する手段がある。

原子炉圧力高又は原子炉水位低の信号により代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能が作動し、自動で原子炉冷却材再循環ポンプをトリップすることにより原子炉出力を抑制する。自動で停止しない場合は、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。

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する設備は以下のとおり。

- ・ATWS緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）

(c) ほう酸水注入

ATWSが発生した場合に、ほう酸水を注入することにより原子炉を未臨界とする手段がある。

上記「(b) 原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」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十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入系を起動し、ほう酸水を注入することで原子炉を未臨界とする。

ほう酸水注入系起動の判断基準は、ATWS発生直後に行う原子炉冷却材再循環ポンプの停止及び自動減圧系の起動阻止スイッチによる阻止操作後とする。これにより、ATWS発生時に不安定な出力振動の発生の有無に関わらず、ATWS発生後はほう酸水注入系を起動することとしている。

ほう酸水注入により原子炉を未臨界とする設備は以下のとおり。

- ・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

(d) 制御棒挿入

ATWSが発生した場合に、上記「(a) 原子炉緊急停止」を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は、自動による制御棒挿入又は手動

操作による制御棒挿入により，制御棒を挿入する手段がある。

i. 制御棒自動挿入

原子炉スクラム信号又は代替制御棒挿入機能作動信号が発信されたにも関わらず全制御棒が緊急挿入しなかった場合においても，電動駆動にて全ての制御棒を自動で全挿入する。

電動駆動にて制御棒を自動で挿入する設備は以下のとおり。

- ・ ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）
- ・ 制御棒
- ・ 制御棒駆動機構

ii. 制御棒手動挿入

中央制御室でのスクラムテストスイッチの操作，現場でのスクラムソレノイドヒューズ引き抜き操作，中央制御室からの手動操作による制御棒電動挿入により制御棒を挿入する。

制御棒を手動で挿入する設備は以下のとおり。

- ・ スクラムテストスイッチ
- ・ スクラムソレノイドヒューズ
- ・ 制御棒
- ・ 制御棒駆動系水圧制御ユニット
- ・ 制御棒操作監視系
- ・ 制御棒駆動機構

(e) 原子炉水位低下による原子炉出力抑制

ATWSが発生した場合に，原子炉水位を低下させることにより原子炉出力を抑制する手段がある。

i. 原子炉水位低下

上記「(b)原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」を実施しても，原子炉出力が高い場合又は原子炉が隔離状態である場合は，中央制御室からの手動操作により原子炉水位を低下させることで，原子炉内の冷却材の自然循環に必要な水頭圧が低下し自然循環量が減少する。この結果，原子炉内のボイド率が上昇することにより原子炉出力を抑制する。

原子炉水位低下により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。

- ・ 給水制御系

- ・電動駆動原子炉給水ポンプ
- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・高圧炉心注水系ポンプ

(f) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉緊急停止で使用する設備のうち、ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）は重大事故等対処設備として位置づける。

原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制で使用する設備のうち、ATWS緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）は重大事故等対処設備として位置づける。

ほう酸水注入で使用する設備のうち、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・スパージャ及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.1.1）

以上の重大事故等対処設備により、原子炉を緊急に停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し原子炉を未臨界に移行することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・手動スクラムボタン、原子炉モードスイッチ「停止」

運転時の異常な過渡変化時において、原子炉が自動スクラムしなかった場合に、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「停止」を操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり、主スクラム回路を共有しているため、重大事故等対処設備とは位置づけない。

- ・スクラムテストスイッチ

全制御棒全挿入完了までには時間を要するものの、当該スイッチを操作することで制御棒のスクラム動作が可能であることから、制御棒を挿入する手段として有効である。

- ・スクラムソレノイドヒューズ

全制御棒全挿入完了までには時間を要するものの、現場に設置してある当該ヒューズを引き抜くことでスクラムパイロット弁電磁コイルの電源を遮断し、制御棒のスクラム動作が可能であることから、

制御棒を挿入する手段として有効である。

- ・制御棒操作監視系，制御棒駆動機構

全制御棒全挿入完了までには時間を要するものの，スクラムテストスイッチ又はスクラムソレノイドヒューズの操作完了までの間，若しくはこれらの操作が実施できない場合に，制御棒を自動若しくは手動にて電動駆動で挿入する手段として有効である。

- ・原子炉水位低下で使用する設備

耐震性がないものの，常用電源が健全であれば電動駆動原子炉給水ポンプによる原子炉への給水量の調整により原子炉水位を低下できることから，原子炉の出力抑制をする手段として有効である。なお，原子炉隔離時冷却系ポンプ又は高圧炉心注水系ポンプによる原子炉注水が行われている場合は，これらのポンプによる原子炉水位制御を優先する。

b. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，ATWS時における運転員による一連の対応操作として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下，「EOP」という。）に定める（表1.1.1）。

また，事故時に監視が必要となる計器についても整理する（表1.1.2）。

1.1.2 重大事故等発生時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1)EOP 原子炉制御「スクラム」(原子炉出力)

運転時の異常な過渡変化時において、原子炉自動スクラム信号が発信した場合又は原子炉を手動スクラムした場合は、スクラムの成否を確認するとともに、原子炉モードスイッチを停止にすることにより原子炉スクラムを確実にする。

a. 手順着手の判断基準

原子炉自動スクラム信号が発信した場合又は原子炉を手動スクラムした場合。

b. 操作手順

EOP 原子炉制御「スクラム」(原子炉出力)における操作手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを図1.1.2に、タイムチャートを図1.1.3に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉スクラム状況の確認を指示する。原子炉スクラムが成功していない場合は、手動スクラム及び手動による代替制御棒挿入を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、スクラム警報の発生の有無、制御棒の挿入状態及び中性子束の減少の状況を状態表示にて確認する。
- ③中央制御室運転員Aは、原子炉スクラムが成功していない場合は、手動スクラム及び手動による代替制御棒挿入を実施する。
- ④中央制御室運転員Aは、原子炉モードスイッチを「停止」とする。
- ⑤当直副長は、上記④の操作を実施しても全制御棒が全挿入とならず、未挿入の制御棒がペアロッド1組又は制御棒1本よりも多い場合は、ATWSと判断し、中央制御室運転員へEOP 原子炉制御「反応度制御」へ移行を指示する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉制御「反応度制御」への移行は1分以内で可能である。

(2)EOP 原子炉制御「反応度制御」

ATWS発生時に、原子炉を安全に停止させる。

a. 手順着手の判断基準

EOP 原子炉制御「スクラム」(原子炉出力)の操作を実施しても、ペアロッド1組又は制御棒1本よりも多くの制御棒が未挿入の場合。

なお、制御棒操作監視系の故障により、制御棒位置が確認できない場合もATWSと判断する。

b. 操作手順

EOP 原子炉制御「反応度制御」における操作手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを図1.1.4に、概要図を図1.1.5に、タイムチャートを図1.1.6に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制操作及び自動減圧系、代替自動減圧系の自動起動阻止操作を指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による原子炉冷却材再循環ポンプの自動トリップ状況を状態表示にて確認するとともに自動減圧系及び代替自動減圧系の自動起動阻止操作を実施する。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部分台数トリップの場合は、手動操作によりトリップしていない原子炉冷却材再循環ポンプの停止操作を実施する。
- ③当直副長は、原子炉冷却材再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制後、中央制御室運転員にほう酸水注入系ポンプ起動、制御棒挿入及び原子炉水位低下の操作を同時に行うことを指示する。同時に行うことが不可能な場合は、ほう酸水注入系ポンプ起動、制御棒挿入、原子炉水位低下の順で優先させる。
- ④中央制御室運転員Aは、ほう酸水注入系ポンプの起動操作(ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「ポンプA」位置にすることで、ほう酸水注入系ポンプ吸込弁及びほう酸水注入系注入弁が「全開」となり、ほう酸水注入系ポンプが起動することで、原子炉へほう酸水を注入する。(B系も同様))を実施し、あわせて、ほう酸水注入系貯蔵タンク液位の低下及び原子炉出力の低下を確認する。
- ⑤中央制御室運転員Bは、主蒸気逃がし安全弁からの蒸気流入によるサブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇を抑制するため、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）ポンプを起動する。

⑥中央制御室運転員A及びBは、以下の操作により制御棒挿入を実施する。また、現場運転員にスクラムソレノイドヒューズ引き抜きを指示する。

- ・手動スクラム
- ・手動による代替制御棒挿入機能の作動
- ・スクラムテストスイッチによるペアロッドスクラム
- ・制御棒手動挿入(制御棒自動挿入が作動しない場合)

⑦現場運転員C及びDは、スクラムソレノイドヒューズの引き抜き操作を実施する。

⑧中央制御室運転員Aは、原子炉出力が60%以上の場合又は原子炉が隔離状態の場合は、電動駆動原子炉給水ポンプ、原子炉隔離時冷却系ポンプ及び高圧炉心注水系ポンプによる原子炉への注水量を減少させ、原子炉水位を低下させることで原子炉出力を3%以下に維持する。

原子炉出力を3%以下に維持できない場合は、原子炉水位低（レベル1.5）以上を維持するように原子炉水位低下操作を実施する。

⑨当直副長は、上記⑥～⑦の操作を実施中に全制御棒全挿入の完了又は未挿入の制御棒が16ステップ以下（0ステップが全挿入位置、200ステップが全引抜き位置）までの挿入に成功した場合は中央制御室運転員へほう酸水注入系ポンプ停止を指示する。

制御棒挿入がされなかった場合は、ほう酸水の全量注入完了を確認し、中央制御室運転員へほう酸水注入系ポンプ停止を指示する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名にて作業を実施する。

作業開始を判断してから中央制御室の操作における所要時間は下記のとおり。

- ・原子炉冷却材再循環ポンプ手動停止：1分以内
- ・自動減圧系、代替自動減圧系起動阻止：1分以内
- ・ほう酸水注入開始：1分以内
- ・制御棒挿入操作開始：1分以内
- ・原子炉水位低下操作開始：2分以内
- ・残留熱除去系サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード操作完

了：

5分以内

・スクラムテストスイッチによるペアロッドスクラム操作完了：

約10分

また、現場でのスクラムソレノイドヒューズ引き抜き操作完了まで約25分で可能である。

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

(添付資料1.1.4)

(3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.1.7に示す。

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、全制御棒が原子炉へ全挿入されない場合、「EOPの原子炉制御（スクラム）」対応に従い、中央制御室からすみやかに操作が可能である手動スクラムボタン、手動による代替制御棒挿入及び原子炉モードスイッチ停止により、原子炉を緊急停止させる。

手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ停止操作を実施しても原子炉の緊急停止ができない場合は、原子炉停止機能喪失と判断する。「EOPの原子炉制御（反応度制御）」対応に従い、原子炉再循環ポンプを手動停止させ、原子炉出力抑制操作を行うとともに、原子炉を未臨界へ移行させるため、ほう酸水注入系をすみやかに起動させる。

制御棒挿入により原子炉を未臨界へ移行させるため、代替制御棒挿入機能(手動操作)による制御棒全挿入操作(スクラム動作)を行う。

この操作においてもスクラムを達成できない場合は、スクラムテストスイッチ及びスクラムソレノイドヒューズ引き抜きによる制御棒全挿入操作(スクラム動作)を行う。

なお、代替制御棒挿入機能動作信号による制御棒電動挿入が行われない場合は、個々の制御棒の電動挿入を行う。

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

操作の判断、確認に係る計装設備に関する手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

表 1.1.1 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，対応設備，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	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	原子炉保護系	原子炉手動スクラム	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) 「反応度制御」
		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, ※4 制御棒 ※5 制御棒駆動系水圧制御ユニット ※5	重大事故等対処設備	
		制御棒手動挿入(水圧挿入)	スクラムテストスイッチ スクラムソレノイドヒューズ 制御棒 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	
	原子炉保護系 制御棒駆動系水圧制御ユニット	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) ※4 制御棒 制御棒駆動機構	自主対策設備	— ※3

※1：原子炉が自動スクラムしなかった場合に，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「停止」を操作することで制御棒のスクラム動作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づけない。

※2：代替制御棒挿入機能（論理回路）が重大事故等対処設備対象である。

※3：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。

※4：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。

※5：運転時の異常な過渡変化により原子炉の緊急停止が必要な状況における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づけない。

対応手段、対応設備、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	対応設備	手順書	
フロントライン系故障時	原子炉保護系 制御棒駆動系水圧制御 ユニット	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	自主対策設備	事故時運転操作手順書(微候ベース) 「反応度制御」
	原子炉保護系 制御棒 制御棒駆動系水圧制御 ユニット	原子炉冷却材再循環ポンプ 停止による原子炉出力抑制	ATWS 緩和設備(代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能) ※4	重大事故等対処設備	
		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	
		原子炉水位低下	給水制御系 電動駆動原子炉給水ポンプ 原子炉隔離時冷却系ポンプ 高圧炉心注水系ポンプ	自主対策設備	

※1: 原子炉が自動スクラムしなかった場合に、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「停止」を操作することで制御棒のスクラム動作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づけない。

※2: 代替制御棒挿入機能(論理回路)が重大事故等対処設備対象である。

※3: 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。

※4: 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。

※5: 運転時の異常な過渡変化により原子炉の緊急停止が必要な状況における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づけない。

表 1.1.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/2)

対応手段	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)	
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)EOP 原子炉制御「スクラム」(原子炉出力)			
原子炉手動スクラム	判断基準	スクラム発生の有無	スクラム警報
		スクラム要素	原子炉自動スクラムに至るパラメータの変化 ※1
		プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ
代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入(手動)	操作	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ

※1：原子炉自動スクラム信号の設定値については、添付資料 1.1.3 参照。

監視計器一覧 (2/2)

対応手段	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)
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2)EOP 原子炉制御「反応度制御」		
原子炉冷却材再循環ポンプ手動停止による原子炉出力抑制	判断基準	プラント停止状態 全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
	操作	RIP-ASD 受電遮断器開放状態 RIP-ASD 受電遮断器表示灯
		原子炉冷却材再循環ポンプ運転状態 原子炉冷却材再循環ポンプ表示灯
		原子炉出力 平均出力領域モニタ
ほう酸水注入	操作	未臨界の確認 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ ほう酸水注入ポンプ出口圧力 ほう酸水タンク液位
		原子炉冷却材浄化系運転状態 原子炉冷却材浄化系隔離弁表示灯
	操作	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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 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 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 原子炉補機冷却水系系統流量 残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量 原子炉補機冷却系熱交換器出口冷却水温度 原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出圧力
代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入(手動)	操作	プラント停止状態 全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
	操作	原子炉出力 平均出力領域モニタ
制御棒手動挿入	操作	スクラム弁開閉表示 全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
		原子炉出力 平均出力領域モニタ
原子炉水位低下	操作	原子炉出力 平均出力領域モニタ
		原子炉隔離状態の有無 主蒸気隔離弁開閉表示灯
		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(SA)
		原子炉圧力容器への注水量 給水流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 高圧炉心注水系系統流量

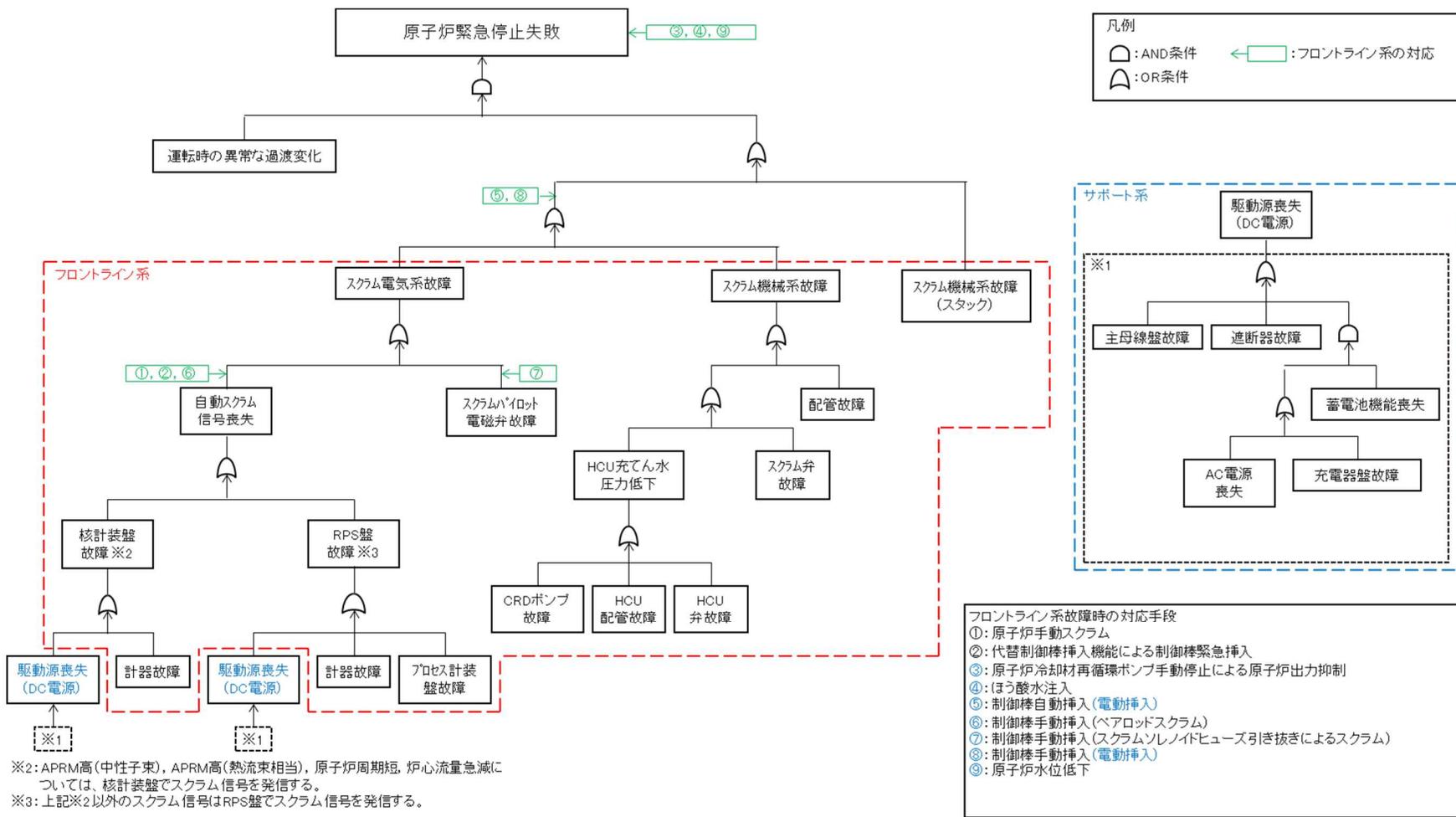


図 1.1.1 機能喪失原因対策分析

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	
原子炉緊急停止失敗	運転時の異常な過渡変化 CRによる原子炉停止機能喪失	スクラム機械系故障(スタック)							
		スクラム機械系故障	配管故障						
			HCU機能喪失	スクラム弁故障					
				HCU充てん水圧力低下	HCU弁故障				
			HCU配管故障						
			CRDポンプ故障						
		スクラム電気系故障	スクラムパイロット電磁弁故障						
			自動スクラム信号喪失	RPS盤故障	プロセス計装盤故障				
					計器故障				
					駆動源喪失(DC電源)				
				核計装盤故障	計器故障				
		駆動源喪失(DC電源)							

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、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。

図 1.1.1 機能喪失原因対策分析(補足)

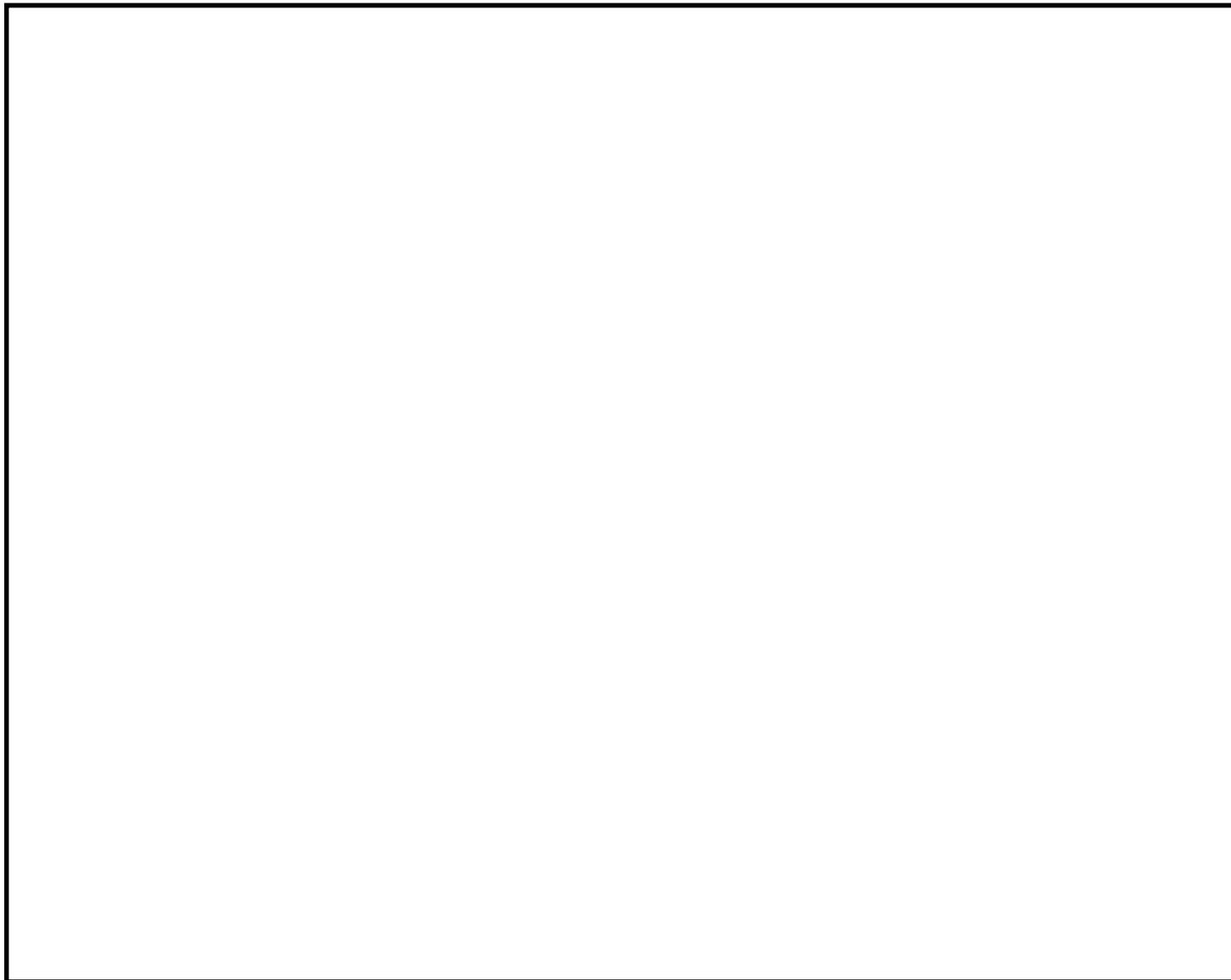


図 1.1.2 EOP 原子炉制御「スクラム」における原子炉の緊急停止対応フロー

		経過時間(分)															備考				
		1					2					3									
手順の項目	要員(数)	事象発生																			
EOP 原子炉制御 「スクラム」	中央制御室運転員A 1	スクラム成否の確認																			
		手動スクラム・手動ARI																			
		モードスイッチ停止																			
		全制御棒全挿入 状況確認																			
		制御棒挿入状況確認(制御棒1本又はベアロッド1組よりも多くの制御棒が未挿入)																			
		原子炉制御「反応度制御」へ移行																			

図 1.1.3 EOP 原子炉制御「スクラム」における原子炉の緊急停止対応 タイムチャート

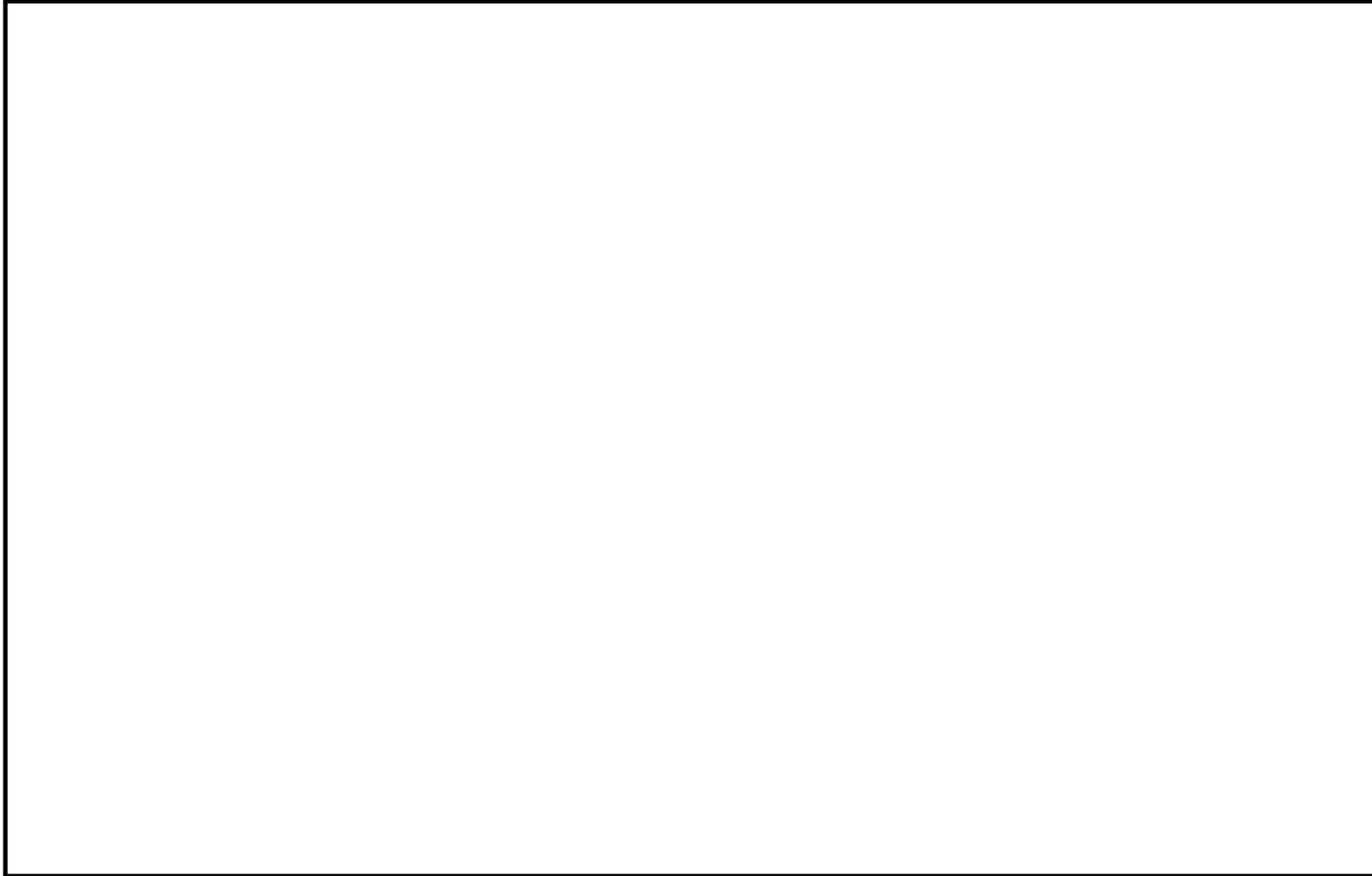
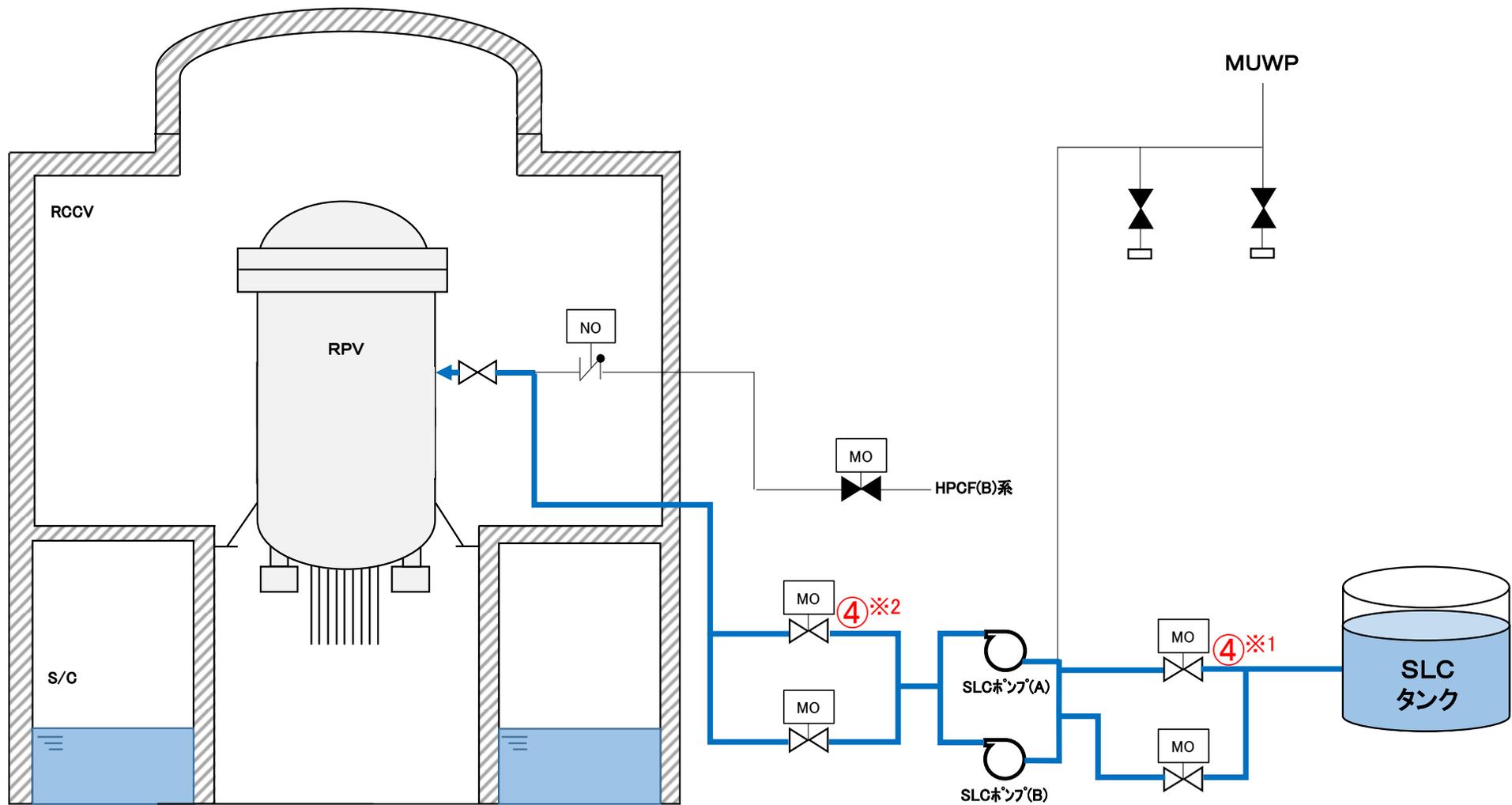


図 1.1.4 EOP 原子炉制御「反応度制御」における原子炉の緊急停止対応フロー



操作手順	弁名称
④※1	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁
④※2	ほう酸水注入系注入弁

図 1.1.5 ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入 概要図

		経過時間(分)																				備考					
		1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 15 20 25																									
手順の項目	要員(数)	原子炉制御「スクラム」より導入																									
EOP 原子炉制御 「反応度制御」	中央制御室運転員A	1	RPTLや断																								
			自動減圧系、代替自動減圧系起動阻止																								
			SLC起動(全制御棒全挿入もしくは16ステップ以下又はほう酸水全量注水完了まで運転継続)																								
			手動スクラム																								
			手動ARI																								
			制御棒電動挿入(全制御棒全挿入もしくは16ステップ以下まで継続)																								
			原子炉水位調整(出力3%以下を維持する。維持できない場合は、原子炉水位L-1.5以上に維持)																								
	中央制御室運転員B	1	RHR系サブプレッションプール冷却モード投入																								
			スクラムテストスイッチによるベアロッドスクラム																								
	現場運転員	2	移動																								
			スクラムソレノイドヒューズ引抜き																								

図 1.1.6 EOP 原子炉制御「反応度制御」における原子炉の緊急停止対応 タイムチャート

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表(1/2)

技術的能力審査基準 (1.1)	番号	設置許可基準規則 (44条)	技術基準規則 (59条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、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が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉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とともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、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が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉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とともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、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が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉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とともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑥
<p>【解釈】 1 「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のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第44条に規定する「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が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第44条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第59条に規定する「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が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2 第59条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 沸騰水型原子炉(BWR)及び加圧水型原子炉(PWR)共通 a) 上記1の「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のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。</p>	②	<p>(1) BWR a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路 (ARI) を整備すること。</p>	<p>(1) BWR a) センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路 (ARI) を整備すること。</p>	⑦
<p>(2) BWR a) 上記1の「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のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。</p>	③	<p>b) 上記1の「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が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。</p>	<p>b) 上記1の「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が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。</p>	⑧
<p>b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を起動する判断基準を明確に定めること。</p>	④	<p>c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。</p>	<p>c) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備 (SLCS) を整備すること。</p>	⑨
<p>c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備 (SLCS) を作動させること。</p>	⑤	<p>(2) PWR a) 上記1の「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が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。</p>	<p>(2) PWR a) 上記1の「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が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。</p>	—
<p>(3) PWR a) 上記1の「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のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。</p>	—	<p>b) 上記1の「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が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。</p>	<p>b) 上記1の「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が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。</p>	—
<p>b) 上記1の「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のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。</p>	—			—

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/2)

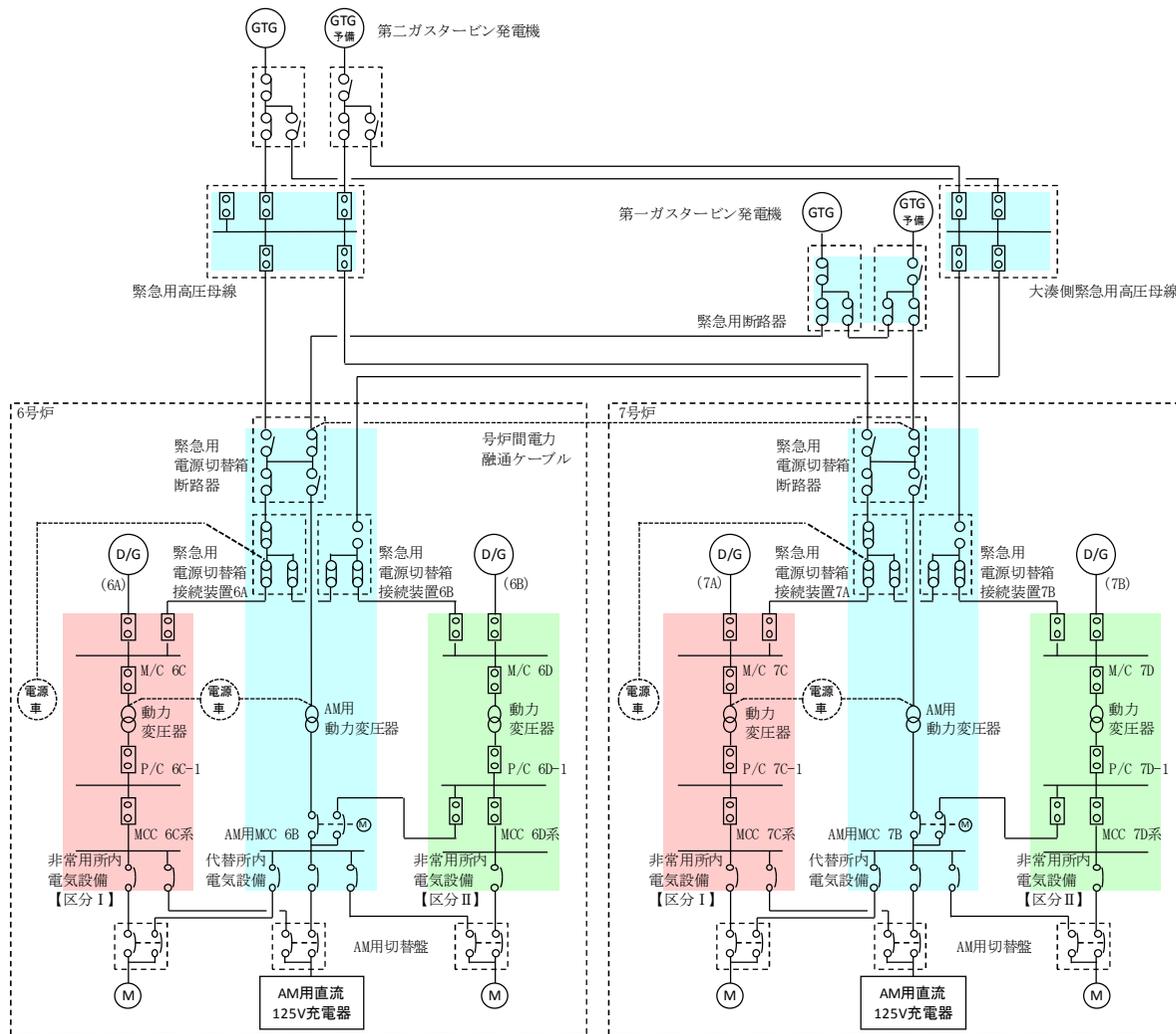
■: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策							
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考		
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	既設	① ② ⑥ ⑦	原子炉スクラム手動	手動スクラムボタン※1	常設	1分以内	1名	自主対策とする理由は本文参照		
	制御棒	既設			原子炉モードスイッチ「停止」※1	常設					
	制御棒駆動系	既設			制御棒	常設					
	水圧制御ユニット	既設			制御棒駆動系 水圧制御ユニット	常設					
	-	-		-	-	制御棒手動挿入（水圧挿入）	スクラムテストスイッチ	常設	10分	1名	自主対策とする理由は本文参照
							制御棒	常設			
							制御棒駆動系 水圧制御ユニット	常設	25分	2名	自主対策とする理由は本文参照
							スクラムソレノイドヒューズ	常設			
	-	-		-	-	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）	常設	自動で作動	-	自主対策とする理由は本文参照
							制御棒	常設			
							制御棒駆動機構	常設			
							-	-			
	-	-		-	-	制御棒手動挿入（電動挿入）	制御棒操作監視系	常設	-	1名	自主対策とする理由は本文参照
							制御棒	常設			
							制御棒駆動機構	常設			
							-	-			
原子炉冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	既設	① ③ ⑥ ⑧	原子炉水位低下	給水制御系	常設	-	1名	自主対策とする理由は本文参照			
-	-			-	電動駆動原子炉給水ポンプ				常設		
					原子炉隔離時冷却系ポンプ				常設		
					高圧炉心注入系ポンプ				常設		
					-				-		
ほう酸水注入	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	-	-	-	-	-				
ほう酸水注入系貯蔵タンク	既設										
ほう酸水注入系配管・弁	既設										
高圧炉心注入系配管・弁・スパージャ	既設										
原子炉圧力容器	既設										

※1 原子炉が自動スクラムしなかった場合に，手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「停止」

を操作することで制御棒のスクラム動作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づけない。

※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。



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

【凡例】

- : ガスタービン発電機
- : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 切替装置

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルラット開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロールセンタ

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

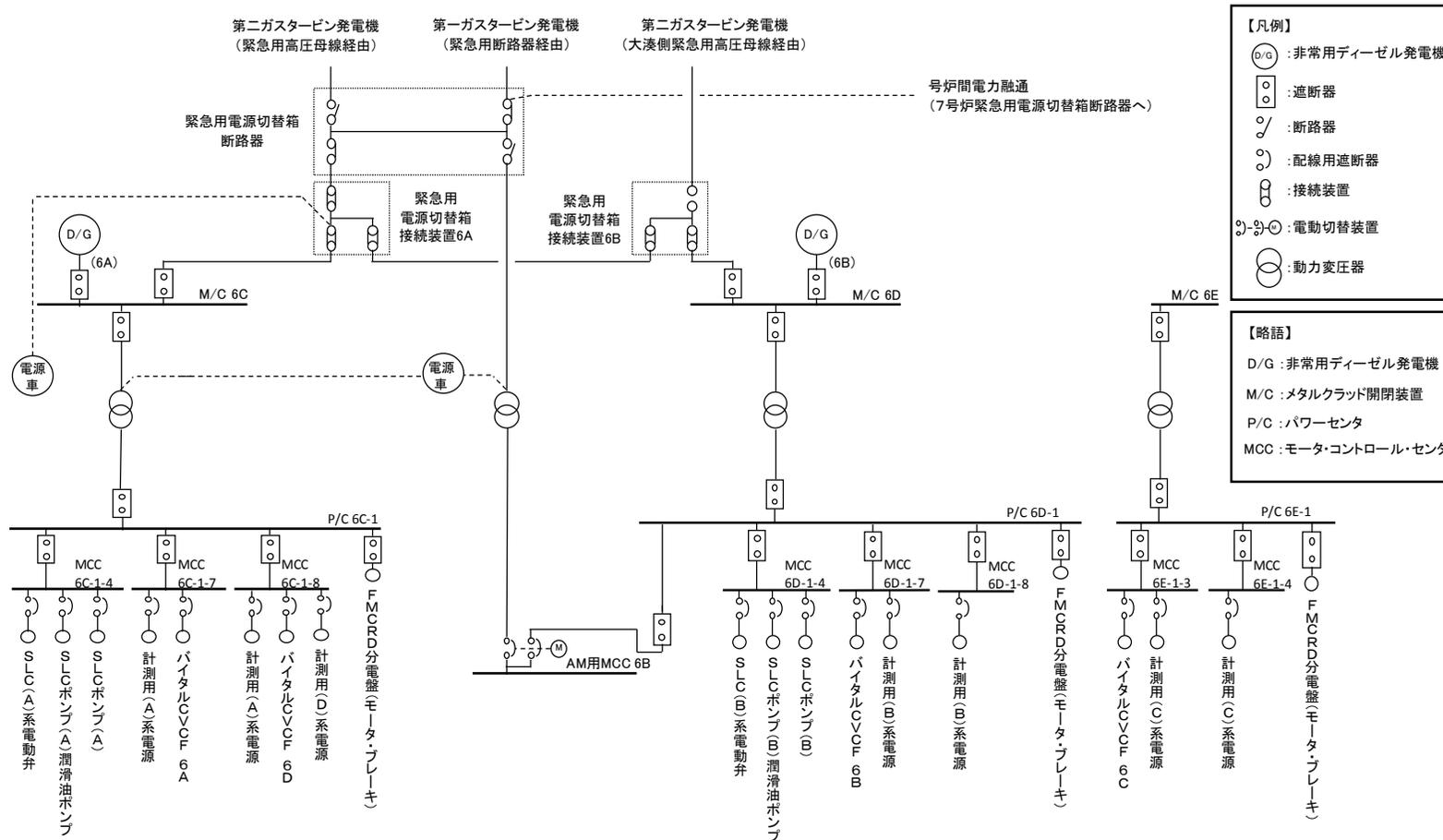


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

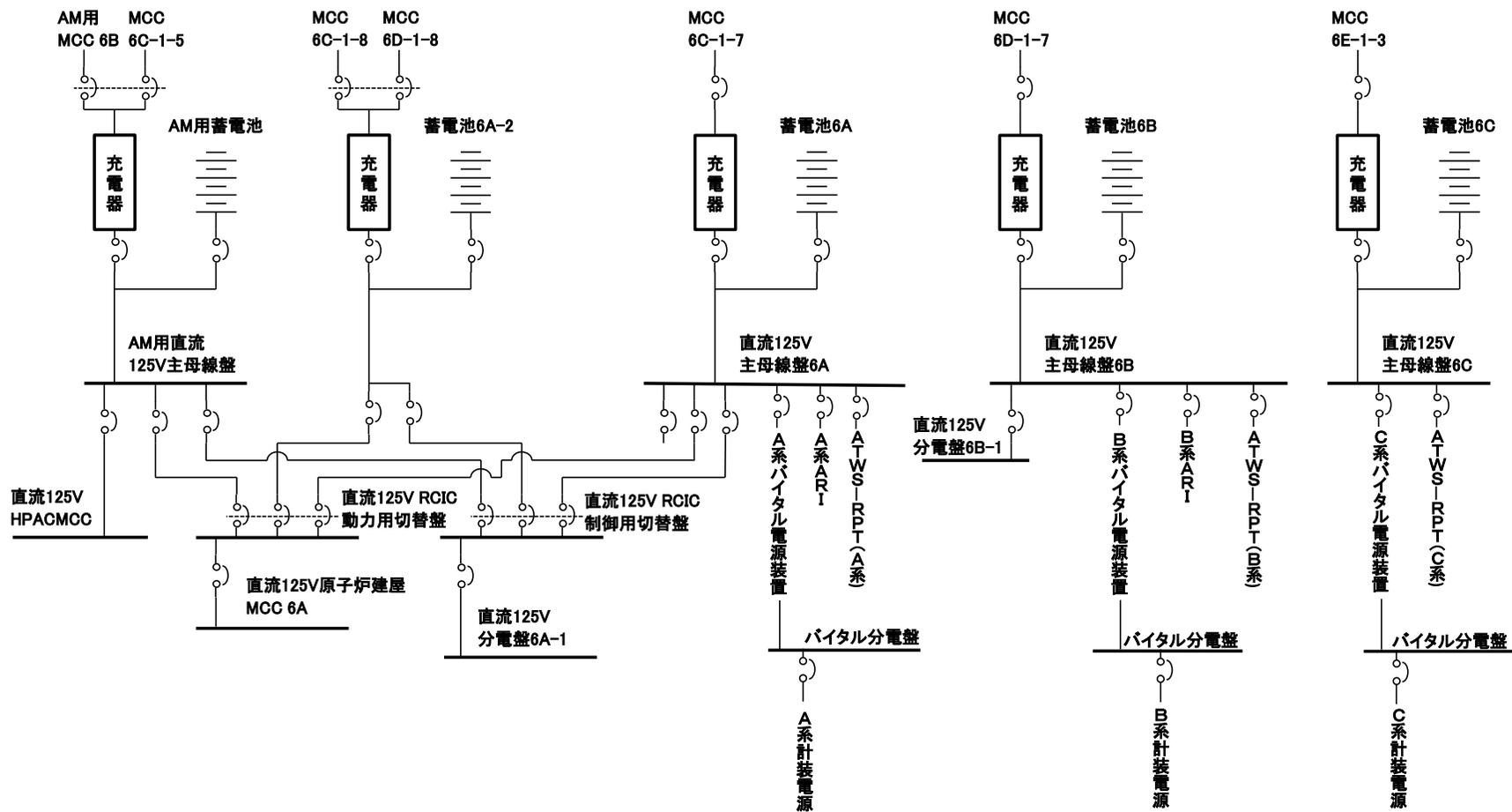


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

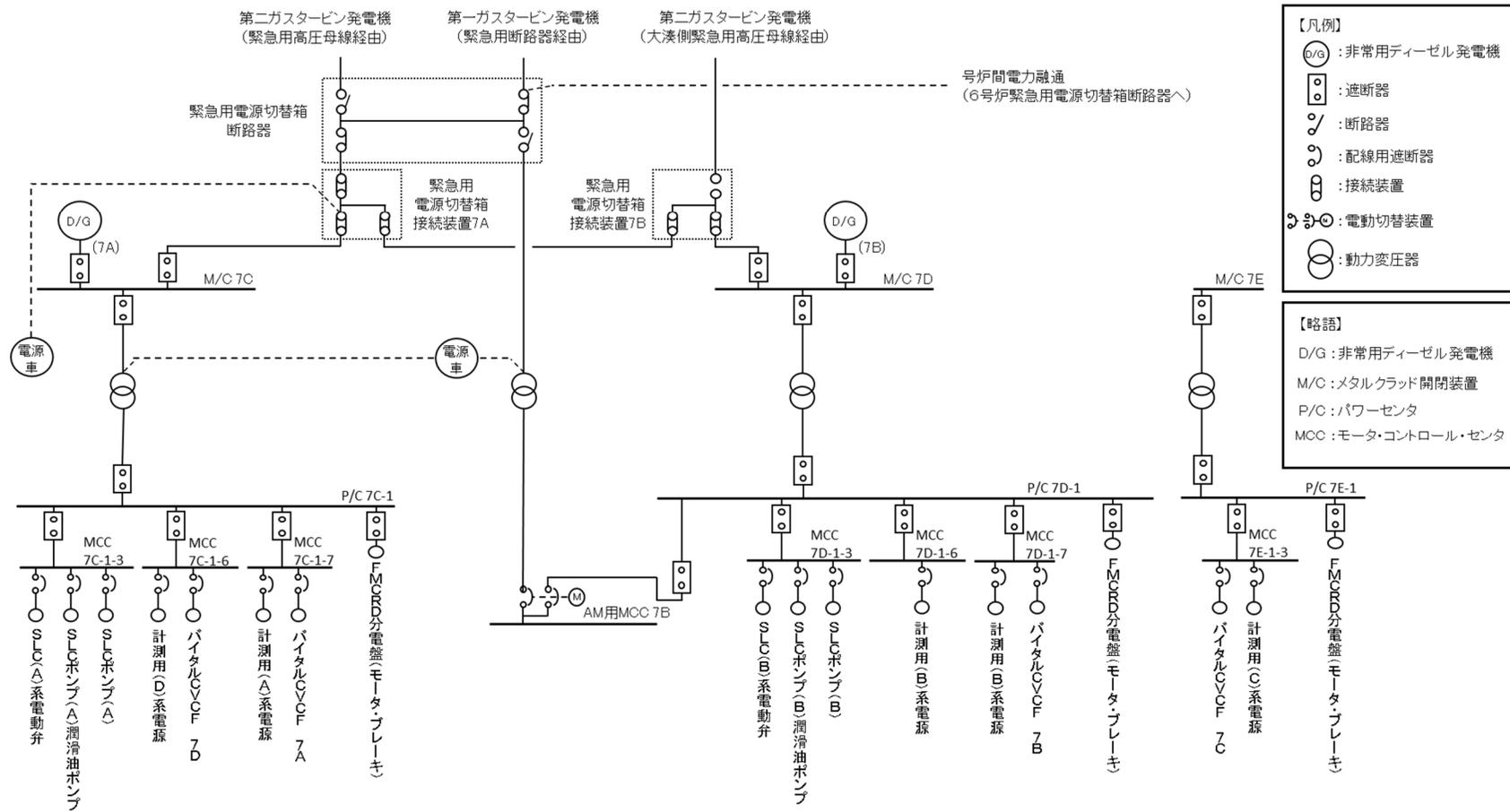


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

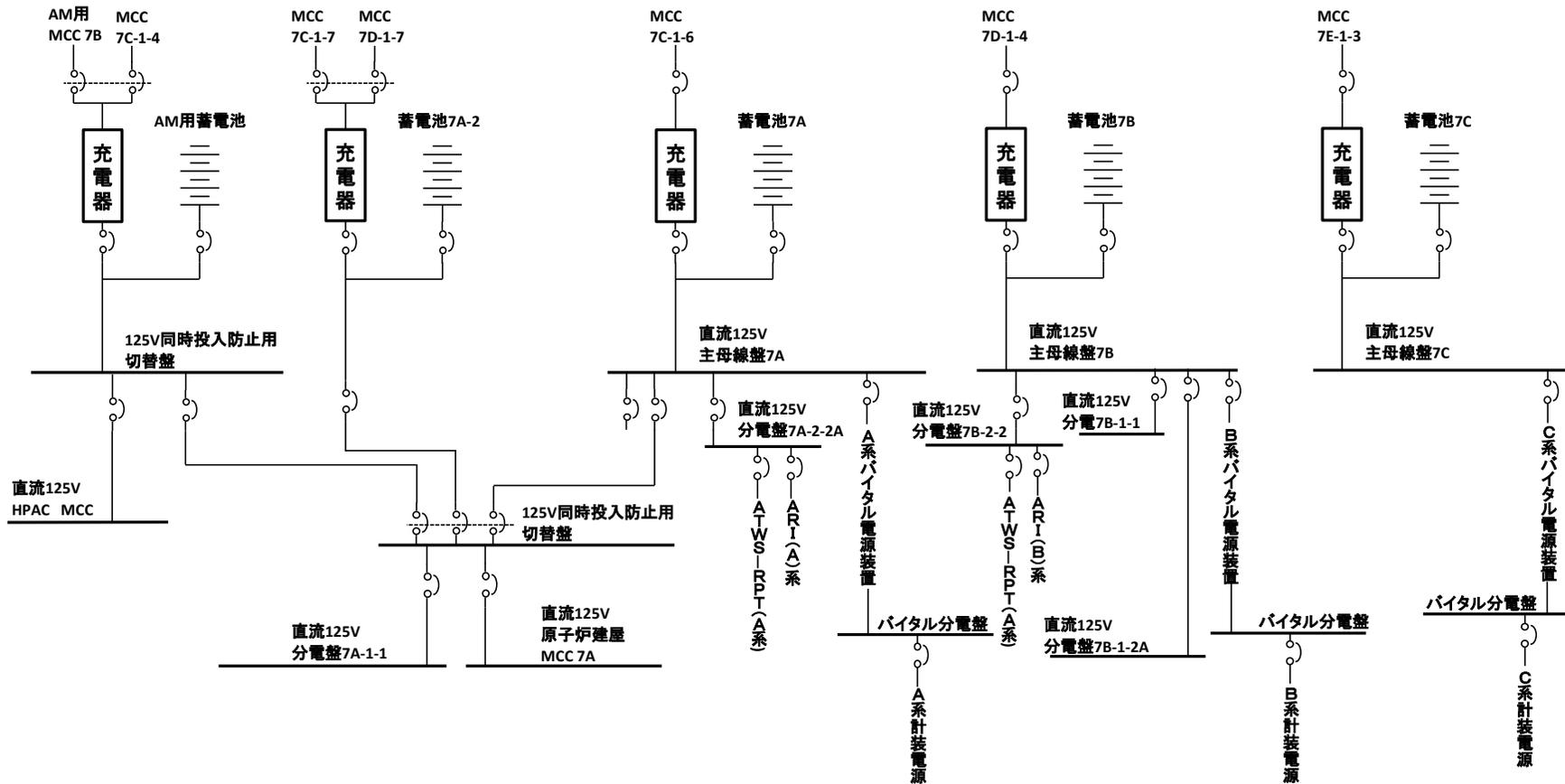
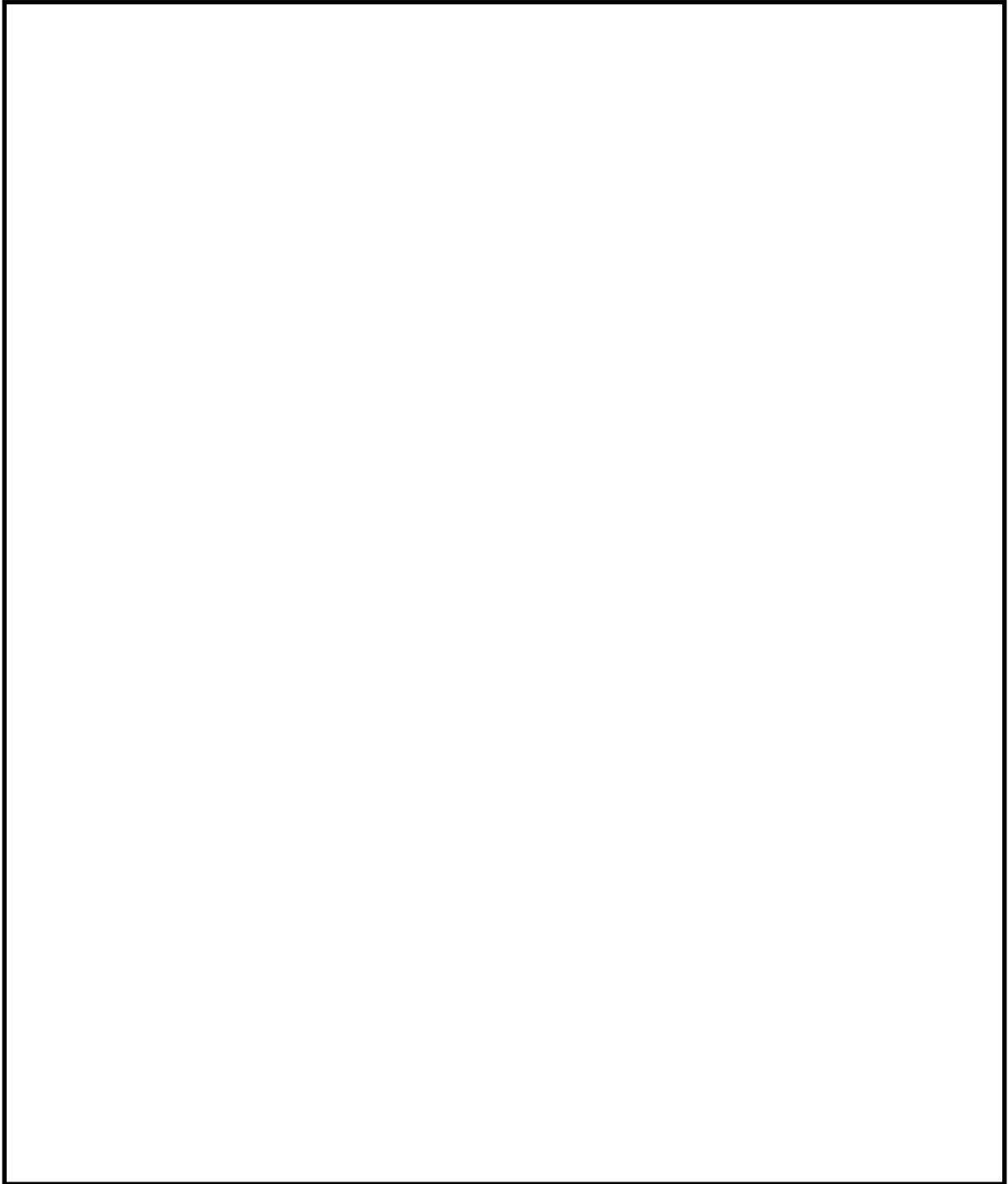


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

原子炉自動スクラム設定値リスト



重大事故対策の成立性

1. EOP 原子炉制御「反応度制御」

(1) スクラムソレノイドヒューズ引き抜き

a. 操作概要

ATWS が発生した場合に、現場に設置してあるスクラムソレノイドヒューズを引き抜くことでスクラムパイロット弁励磁コイルの電源を遮断し、制御棒をスクラム動作させる。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下 2 階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

制御棒手動挿入手段のうち現場におけるスクラムソレノイドヒューズ引き抜きに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名(現場運転員 2 名)

所要時間目安: 25 分(実績時間 : 25 分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象ヒューズは通路付近にあり、操作性に支障はない。また、専用工具等を必要とせずに引き抜きが可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



スクラムソレノイドヒューズ



ヒューズ引き抜き

解釈一覧
 操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容	解釈
1. 1. 2. 1 フロントライン系故障時の対応手順	(2)EOP 原子炉制御「反応度制御」	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁	C41-M0-F001A(B)
		ほう酸水注入系注入弁	C41-M0-F006A(B)
		ほう酸水注入系貯蔵タンク液位の低下	ほう酸水注入系貯蔵タンク液位が容量換算で <input type="text"/> 以下
		ほう酸水の全量注入完了	ほう酸水注入系貯蔵タンク液位が容量換算で <input type="text"/>

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

< 目 次 >

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 高圧代替注水系による原子炉の冷却

(b) 重大事故等対処設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却

(b) 復旧

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備

(a) 重大事故等の進展抑制

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 手順等

1.2.2 重大事故等発生時の手順

1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 高圧代替注水系による原子炉の冷却

a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却

a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

(2) 復旧

a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

b. 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

c. 直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電

(3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順

(1) 重大事故等の進展抑制

- a. ほう酸水注入系による原子炉注水
- b. 制御棒駆動水系による原子炉注水
- c. 高圧炉心注水系緊急注水

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.2.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料 1.2.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.2.2 対応手順として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.2.3 重大事故対策の成立性
 - 1. 現場手動操作による高圧代替注水系起動
 - 2. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動
 - 3. 現場手動操作による高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷系起動における可搬式原子炉水位計接続
 - 4. ほう酸水注入系による原子炉注水
- 添付資料 1.2.4 解釈一覧
 - 1. 判断基準の解釈一覧
 - 2. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系 (RCIC) 若しくは非常用復水器 (BWR の場合) 又はタービン動補助給水ポンプ (PWR の場合) (以下「RCIC 等」という。) により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。

a) 可搬型重大事故防止設備

i) 現場での可搬型重大事故防止設備 (可搬型バッテリー又は窒素ポンベ等) を用いた弁の操作により、RCIC 等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等 (手順及び装備等) を整備すること。ただし、下記 (1) b) i) の人力による措置が容易に行える場合を除く。

b) 現場操作

i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC 等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等 (手順及び装備等) を整備すること。

※：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のこと。

c) 監視及び制御

i) 原子炉水位 (BWR 及び PWR) 及び蒸気発生器水位 (PWR の場合) を推定する手順等 (手順、計測機器及び装備等) を整備すること。

ii) RCIC 等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等 (手順、計測機器及び装備等) を整備すること。

iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等 (手順及び装備等) を整備すること。

(2) 復旧

- a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、注水(循環を含む。)すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(BWR の場合)
- b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(PWR の場合)

(3) 重大事故等の進展抑制

- a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系(SLCS)又は制御棒駆動機構(CRD)等から注水する手順等を整備すること。(BWR の場合)

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、原子炉へ注水するための設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉内高圧時における注水機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下、「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（図 1.2.1）。

また、原子炉を冷却するために原子炉水位を監視及び制御する対応手段及び重大事故等対処設備、重大事故等の進展を抑制するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

なお、重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十五条及び技術基準規則第六十条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は直流電源喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.2.1 に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 高圧代替注水系による原子炉の冷却

設計基準事故対処設備である高圧注水系（高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系）の故障により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原子炉を冷却する手段がある。

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原子炉を冷却する手段がある。

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。

i. 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却

中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する設備は以下のとおり。なお、6号炉の注水配管は直接給水系に接続するが、7号炉の注水配管は残留熱除去系配管を経由して給水系に接続する。

- ・ 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・弁
- ・ 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

ii. 高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却

現場での弁の手動操作により高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する設備は以下のとおり。なお、6号炉の注水配管は直接給水系に接続するが、7号炉の注水配管は残留熱除去系配管を経由して給水系に接続する。

- ・ 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・弁
- ・ 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

(b) 重大事故等対処設備

高圧代替注水系の中央制御室からの操作及び現場操作による原子炉の冷却で使用する設備のうち、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・弁、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、原子炉圧力容器及び常設代替直流電源設備は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.2.1）

以上の重大事故等対処設備により、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、原子炉内高圧時における注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却することができる。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、設計基準事故対処設備である高圧注水系による原子炉の冷却ができない場合は、「1.2.1(2)a.(a) 高圧代替注水系による原子炉の冷却」の手段に加え、現場での弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉を冷却する手段がある。

この対応手段により、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に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。

i. 原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却

原子炉隔離時冷却系を現場手動操作にて起動し原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・復水貯蔵槽
- ・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
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器

(b) 復旧

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により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（常設又は可搬型）、可搬型直流電源設備及び直流給電車により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保する手段がある。

i. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を

受電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を供給することにより原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

なお、代替交流電源設備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及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・復水貯蔵槽
- ・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
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

ii. 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

可搬型直流電源設備より原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を供給することにより原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

なお、可搬型直流電源設備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及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・復水貯蔵槽
- ・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
- ・給水系配管・弁・スパージャ

- ・原子炉圧力容器
- ・可搬型直流電源設備
- ・燃料補給設備

iii. 直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電

直流給電車より原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を供給することにより原子炉を冷却する設備は以下のとおり。

なお、直流給電車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及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・復水貯蔵槽
- ・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
- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・直流給電車及び可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却で使用する設備のうち、サプレッション・チェンバ、復水貯蔵槽及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備として位置づける。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・弁、高圧炉心注水系配管・弁及び給水系配管・弁・スパージャは重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

復旧にて使用する設備のうち、サプレッション・チェンバ、復水貯蔵槽、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、可搬型直流電源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づける。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・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）として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は，審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.2.1）

以上の重大事故等対処設備により，原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって，原子炉内高圧時における注水機能が喪失した場合においても，原子炉を冷却することができる。

また，以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため，自主対策設備と位置づける。あわせて，その理由を示す。

- ・直流給電車

給電開始までに時間を要するが，原子炉隔離時冷却系の運転に必要な直流電源を供給することで，原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能となり，原子炉を冷却する手段としては有効である。

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

上記「1.2.1(2)a.(a) 高圧代替注水系による原子炉の冷却」及び「1.2.1(2)b.(a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却」により原子炉を冷却する際には，原子炉を冷却するための原子炉水位を監視する手段がある。

また，原子炉へ注水するための高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系の作動状況を確認する手段がある。

さらに，原子炉を冷却するための原子炉水位を制御する手段がある。

i. 監視及び制御に使用する設備（監視計器）は以下のとおり。

高圧代替注水系（中操起動時）の監視計器

- ・原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，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
- ・復水貯蔵槽水位（SA）

高圧代替注水系（現場起動時）の監視計器

- ・原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，SA）
- ・可搬式原子炉水位計
- ・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

原子炉隔離時冷却系（現場起動時）の監視計器

- ・原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，SA）
- ・可搬式原子炉水位計
- ・原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力
- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力
- ・可搬型回転計

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

監視及び制御にて使用する設備のうち，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及び復水貯蔵槽水位（SA）は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの選定した設備は，審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.2.1）

以上の重大事故等対処設備を監視することにより，原子炉を冷却するために，原子炉水位を監視及び制御できる。

また，以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため，自主対策設備と位置づける。あわせて，その理由を示す。

- ・監視及び制御で使用する復水貯蔵槽水位及び現場計器

高圧代替注水系の操作盤は中央制御室裏盤に設置されており，高圧代替注水系を中央制御室裏盤から起動した際は，中央制御室表盤に設置されている復水貯蔵槽水位は監視に適さないが，複数の計器で監視する手段としては有効である。なお，現場計器は中央制御室での監視には適さないため重大事故等対処設備としては位置づけていないが，耐震性は有しており，現場起動時は監視可能であることから，原子炉水位の監視及び制御を行う手段として有効である。

d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備

(a) 重大事故等の進展抑制

原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉への高圧注水により原子炉水位が維持できない場合には、重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系、制御棒駆動水系及び高圧炉心注水系により原子炉へ注水する手段がある。

i. 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てほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉への注水を実施する。

さらに、原子炉への注水を継続するため、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系貯蔵タンク又はほう酸水注入系テストタンクに補給することで、ほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉への注水を継続する。

ほう酸水注入系により原子炉へ注水する設備及び注水を継続する設備は以下のとおり。

- ・ 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
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

ii. 制御棒駆動水系による進展抑制

復水貯蔵槽を水源として制御棒駆動水系ポンプを用いて原子炉への注水を実施する。

制御棒駆動水系により原子炉へ注水する設備は以下のとおり。

- ・ 制御棒駆動水系ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 制御棒駆動系配管・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
- ・燃料補給設備

iii. 高圧炉心注水系緊急注水

常設代替交流電源を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで高圧炉心注水系を一定時間運転する。

高圧炉心注水系により原子炉へ注水する設備は以下のとおり。

- ・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・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

ほう酸水注入系による進展抑制で使用する設備のうち、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、可搬型代替交流電源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づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.2.1)

以上の重大事故等対処設備により、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、原子炉内高圧時における注水機能が喪失した場合においても、重大事故等の進展を抑制することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ほう酸水注入系（原子炉へ注水を継続させる場合）

ほう酸水注入系は、原子炉を冷却するには十分な注水量を確保できないが、原子炉への高圧注水により原子炉水位が維持できない場合には、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に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、重大

事故等の進展抑制として有効な手段である。

また、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系貯蔵タンクに補給することでほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉への注水を継続することにより、更に重大事故等の進展を抑制する手段として有効である。

- ・ 制御棒駆動水系

制御棒駆動水系は、原子炉を冷却するには十分な注水量を確保できないが、原子炉への高圧注水により原子炉水位が維持できない場合には、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に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、重大事故等の進展抑制として有効な手段である。

- ・ 高圧炉心注水系

モータ冷却水なしでの運転となるため運転時間に制限があり、十分な期間の運転継続はできないが、原子炉への高圧注水により原子炉水位が維持できない場合には、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に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、重大事故等の進展抑制として有効な手段である。

e. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」、 「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」、 「c. 監視及び制御」及び「d. 重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下、「EOP」という。）及び多様なハザード対応手順に定める（表 1.2.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整備する（表 1.2.2, 表 1.2.3）。

（添付資料 1.2.2）

1.2.2 重大事故等発生時の手順

1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 高圧代替注水系による原子炉の冷却

a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

高圧注水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原子炉への注水を実施する。

なお、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低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持するように原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，SA）により監視する。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，当該パラメータの値を推定する手順を整備する。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

給水系，復水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉への注水ができない場合で，原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

(b) 操作手順

高圧代替注水系起動による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.4に，タイムチャートを図1.2.5に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に高圧代替注水系起動による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは，高圧代替注水系による原子炉注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③中央制御室運転員A及びBは，高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成として，高圧代替注水系注入弁の全開操作を実施し，当直副長に高圧代替注水系による原子炉注水の準備完了を報告する。
- ④当直副長は，中央制御室運転員に高圧代替注水系による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは，高圧代替注水系タービン止め弁を全開とし，高圧代替注水系ポンプ起動操作により原子炉への注水を開始する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは，原子炉への注水が開始されたことを高

圧代替注水系の系統流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから高压代替注水系起動まで15分以内で可能である。

b. 現場手動操作による高压代替注水系起動

高压注水系が機能喪失した場合において、中央制御室からの操作により高压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压代替注水系を起動し原子炉への注水を実施する。

なお、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低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持するように原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、SA）により監視する。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、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

給水系、復水系、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系により原子炉への注水ができない場合で、中央制御室からの操作により高压代替注水系を起動できない場合。

(b) 操作手順

高压代替注水系現場起動による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.4に、タイムチャートを図1.2.6に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に高压代替注水系起動による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②現場運転員E及びFは、原子炉水位を確認するため、原子炉建屋地上1階北西通路(管理区域)の可搬式原子炉水位計の接続を実施し、当直副長に原子炉水位を報告する。

- ③現場運転員C及びDは、原子炉建屋地下3階原子炉隔離時冷却系ポンプ室(管理区域)の原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力にて駆動蒸気圧力が規定圧力以上確保されていることを確認する。
- ④現場運転員C及びDは、高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成として、高圧代替注水系注入弁の全開操作を実施し、当直副長に高圧代替注水系による原子炉注水の準備完了を報告する。
- ⑤当直副長は、現場運転員に高圧代替注水系による原子炉注水の開始を指示する。また、中央制御室運転員に原子炉圧力容器内の水位の監視を指示する。
- ⑥現場運転員C及びDは、高圧代替注水系タービン止め弁を全開とし、高圧代替注水系ポンプの起動を行い、現場監視計器により高圧代替注水系の作動状況を確認し、現場運転員E及びFへ作動状況に異常がないことを報告する。
- ⑦現場運転員E及びFは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉建屋地上1階北西通路(管理区域)の可搬式原子炉水位計の指示上昇により確認し、当直副長及び現場運転員C及びDに報告する。現場運転員C及びDは、現場運転員E及びFの報告に基づき、高圧代替注水系タービン止め弁を操作することにより原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で原子炉圧力容器内の水位を制御する。
- ⑧中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉圧力容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系起動まで約40分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、すみやかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料1.2.3-1, 1.2.3-3)

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手順の選択方法は以下のとおり。対

応手段の選択フローチャートを図1.2.16に示す。

重大事故等が発生し原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉の冷却が必要となった場合、設計基準事故対処設備である高圧注水系により原子炉を冷却する。

高圧注水系が機能喪失した場合は、中央制御室からの操作により重大事故等対処設備である高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する。

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原子炉を冷却する。

1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却

a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により高圧注水系での原子炉の冷却ができない場合において、高圧代替注水系が起動できない場合は、復水貯蔵槽を水源として原子炉隔離時冷却系を現場での弁の手動操作にて起動し原子炉への注水を実施する。

また、原子炉隔離時冷却系の現場手動操作にて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。

なお、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低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持するように原子炉水位（狭帯域，広帯域，燃料域，SA）により監視する。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、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。

原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により原子炉への注水ができない場合において、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で、高圧代替注水系の現場起動により原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合、又は高圧代替注水系が現場起動できない場合。

(b) 操作手順

原子炉隔離時冷却系現場起動による原子炉注水手順の概要は以下の

とおり。概要図を図 1.2.7, 図 1.2.8 に, タイムチャートを図 1.2.9 に示す。

i. 原子炉隔離時冷却系現場起動による原子炉注水（運転員操作）

- ①当直副長は, 手順着手の判断基準に基づき, 運転員に原子炉隔離時冷却系起動による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②当直長は, 当直副長の依頼に基づき, 緊急時対策本部に原子炉隔離時冷却系起動の排水処理として仮設ポンプの設置及び排水を依頼する。
- ③現場運転員E及びFは, 原子炉水位を確認するため, 原子炉建屋地下1階北西通路(管理区域)の可搬式原子炉水位計の接続を実施し, 当直副長に原子炉水位を報告する。
- ④現場運転員C及びDは, 原子炉建屋地下3階原子炉隔離時冷却系ポンプ室(管理区域)の原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力にて駆動蒸気圧力が規定圧力以上確保されていることを確認する。
- ⑤現場運転員C及びDは, 原子炉隔離時冷却系タービン及びポンプに使用している潤滑油冷却器への冷却水確保として原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁, 真空タンクドレン弁, 真空タンク水位検出配管ドレン弁及びセパレータドレン弁の全開操作を実施し, 当直副長に原子炉隔離時冷却系の冷却水確保完了を報告する。
- ⑥現場運転員C及びDは, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の系統構成として, 原子炉隔離時冷却系注入弁の全開操作を実施するとともに, 原子炉隔離時冷却系タービングランド部からの蒸気漏洩に備え保護具(酸素呼吸器及び耐熱服)を装着し(現場運転員E及びFはこれを補助する)当直副長に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の準備完了を報告する。
- ⑦当直副長は, 現場運転員に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を指示する。また, 中央制御室運転員に原子炉圧力容器内の水位の監視を指示する。
- ⑧現場運転員C及びDは, 原子炉隔離時冷却系タービン止め弁を徐々に開操作することにより原子炉隔離時冷却系の起動を行い, タービン回転数を規定回転数(可搬型回転計にて確認)に調整するとともに現場監視計器により原子炉隔離時冷却系の作動状況を確認し, 現場運転員E及びFへ作動状況に異常がないことを報告する。
- ⑨現場運転員E及びFは, 原子炉への注水が開始されたことを原子炉建屋地下1階北西通路(管理区域)の可搬式原子炉水位計の指示上昇に

より確認し、作動状況に異常がないことを当直副長に報告するとともに、原子炉隔離時冷却系過酷事故時蒸気止め弁を操作することにより原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で原子炉圧力容器内の水位を制御する。

- ⑩中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉圧力容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

ii. 原子炉隔離時冷却系排水処理（緊急時対策要員操作）

- ①緊急時対策本部は、緊急時対策要員に排水処理を指示する。
- ②緊急時対策要員は、排水処理に必要な発電機、制御盤、水中ポンプ、電源ケーブル、消防ホース及び消防ホース用吐出弁の確認及び準備を行い、6/7号機サービス建屋屋外入口まで移動する。
- ③緊急時対策要員は、防護扉を開放する。
- ④緊急時対策要員は、防護扉手前に発電機を設置、6/7号機共用廃棄物処理建屋地上1階（管理区域）に制御盤を設置、原子炉建屋地下3階 残留熱除去系（A）ポンプ室内（管理区域）の高電導度廃液系サンプル（A）に水中ポンプ及び消防ホース用吐出弁を設置、6/7号機コントロール建屋地上1階（管理区域）に電源ケーブル及び消防ホースの搬入をする。
- ⑤緊急時対策要員は、発電機－制御盤間の電源ケーブルを敷設し、発電機及び制御盤各端子へ電源ケーブルの接続をする。
- ⑥緊急時対策要員は、制御盤－水中ポンプ間の電源ケーブルを敷設し、制御盤及び水中ポンプ各端子へ電源ケーブルの接続をする。
- ⑦緊急時対策要員は、水中ポンプの吐出側に消防ホースを接続、接続した消防ホースを原子炉建屋地下3階 高電導度廃液系サンプル（D）室内（管理区域）の高電導度廃液系サンプル（D）まで敷設し、吐出口に消防ホース用吐出弁を取付け固縛する。
- ⑧緊急時対策要員は、原子炉建屋地下3階 残留熱除去系（A）ポンプ室水密扉及び高電導度廃液系サンプル（D）室扉を開放し固縛する。
- ⑨緊急時対策要員は、発電機を起動させるため、発電機本体より起動操作を行い発電機を起動させる。
- ⑩緊急時対策要員は、水中ポンプを起動させるため、制御盤より起動操作を行い水中ポンプを起動させ、高電導度廃液系サンプル（D）室内サンプルへ送水を開始する。

⑪緊急時対策要員は、制御盤より水中ポンプの運転状態を状態表示にて確認する。

⑫緊急時対策要員は、原子炉隔離時冷却系現場起動による排水処理開始を緊急時対策本部経由で当直長へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり現場運転員4名、緊急時対策要員4名にて作業を実施する。

作業開始を判断してから現場運転員による原子炉隔離時冷却系起動まで約90分で可能である。また、緊急時対策要員による排水処理開始まで約180分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、保護具(酸素呼吸器及び耐熱服)、照明及び通信連絡設備を整備する。また、すみやかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料1.2.3-2, 1.2.3-3)

(2) 復旧

a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

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により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常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を受電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を供給することにより原子炉を冷却する。

また、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)が喪失している場合に、原子炉隔離時冷却系による原子炉への注水が必要な間は原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽とする。

原子炉隔離時冷却系の第一水源は復水貯蔵槽であり、LOCA信号(原子炉格納容器の圧力高信号又は原子炉水位低(レベル1.5))かつサプレッション・チェンバ・プールの水位高信号の入力により第二水源であるサプレッション・チェンバに水源が切り替わる。全交流動力電源の喪失により残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)が喪失していることから、サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、原子炉隔離時冷却系の確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽に切り替える。

何れの切替においても、運転中の原子炉隔離時冷却系を停止することなく水源切替が可能である。

なお、事前にサプレッション・チェンバ・プールの水温が原子炉隔離時冷却系の設計温度を超えると想定された場合には、原子炉隔離時冷却系の水源切替スイッチを「CSP」位置にすることで、原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽に保持させる。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流125V蓄電池A、直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備が使用可能な場合。

(b) 操作手順

代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

原子炉隔離時冷却系の水源切替手順（サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽）の概要は以下のとおり。

- ①当直副長は、運転員にサプレッション・チェンバ・プールの水温が原子炉隔離時冷却系の設計温度を超える前に原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ切替の実施、並びにその後の運転状態に異常がないことを確認するよう指示する。
- ②中央制御室運転員Aは、原子炉隔離時冷却系の水源切替スイッチを「CSP」位置にすることで、CSP側吸込隔離弁が全開、その後S/C側吸込隔離弁が全閉し、水源がサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ切替されたことを確認する。また、水源切替後における原子炉隔離時冷却系の運転状態に異常がないことを確認する。

(c) 操作の成立性

手動での水源切替操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから水源切替の完了まで3分以内で可能である。

代替交流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

b. 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

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により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可搬型直流電源設備より原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を供給することにより原子炉を冷却する。

なお、原子炉隔離時冷却系の水源切替に関しては、上記「a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電」と同様である。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流125V蓄電池A、直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、代替交流電源設備によりM/C C系及びM/C D系への給電ができない場合。

(b) 操作手順

可搬型直流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(c) 操作の成立性

可搬型直流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

c. 直流給電車による原子炉隔離時冷却系への給電

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により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直流給電車より原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を供給することにより原子炉を冷却する。

なお、原子炉隔離時冷却系の水源切替に関しては、上記「a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電」と同様である。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流125V蓄電池A、直流125V蓄電池A-2及びAM用直流125V蓄電池が枯渇により機能が喪失すると予測される場合で、代替交流電源設備

及び可搬型直流電源設備により給電ができない場合。

(b) 操作手順

直流給電車に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(c) 操作の成立性

直流給電車に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

(3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.2.16に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統が喪失した場合の対応

中央制御室からの操作により重大事故等対処設備である高圧代替注水系を起動し原子炉を冷却する。

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原子炉を冷却する。

何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は、現場での弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉を冷却する。

b. 全交流動力電源のみ喪失した場合の対応

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により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（常設又は可搬型）より充電器を受電し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保することにより原子炉を冷却する。

代替交流電源設備による給電ができない場合は、可搬型直流電源設備より原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保することにより原子炉を冷却する。

代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備による給電ができない場合は、直流給電車より原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保することにより原子炉を冷却する。

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に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続させる。

1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順

(1) 重大事故等の進展抑制

a. ほう酸水注入系による原子炉注水

全交流動力電源喪失又は高圧炉心注水系の機能が喪失時において、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合は、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ポンプを用いて原子炉への注水を実施する。

さらに、原子炉への注水を継続するため、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系貯蔵タンクに補給することで、ほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉への注水を継続させる。

また、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系テストタンクに補給することで、ほう酸水注入系ポンプを用いて原子炉への注水を実施することも可能である。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態であり、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合で、ほう酸水注入系が使用可能な場合。

(b) 操作手順

ほう酸水注入系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.10に、タイムチャートを図1.2.11に示す。

[ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉注入]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸水注入系により、原子炉へほう酸水の注水準備開始を指示する。
- ②現場運転員E及びFは、ほう酸水注入系による原子炉注水に必要なポンプ及び電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系による原子炉注水に必要なポンプ、電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④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の負荷容量確認を依頼し、ほう酸水注入系ポンプが使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系ポンプ吸込圧力確保のため、復水移送ポンプが運転中であり、復水移送ポンプ吐出圧力に

て規定圧力以上であることを確認する。

- ⑥中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系ポンプA起動操作(ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「ポンプA」位置にすることで、ほう酸水注入系ポンプ吸込弁及びほう酸水注入系注入弁が「全開」となり、ほう酸水注入系ポンプが起動する。(B系も同様))を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは、原子炉への注水が開始されたことをほう酸水タンク液位指示低下により確認し、当直副長に報告する。
[原子炉への継続注水]
- ⑧当直副長は、継続注水が必要と判断した場合は、運転員にほう酸水注入系による原子炉の継続注水準備を開始するようを指示する。
※[ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉注入]準備と合わせて実施する。
- ⑨現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系による原子炉への継続注水の系統構成として、仮設ホース接続(復水補給水系～純水補給水系の間)を実施し、復水補給水系積算計出口ドレン弁、復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁、純水補給水系ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁及び純水補給水系MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁の全開操作を実施する。
- ⑩現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系封水供給弁、ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁の全閉及びほう酸水注入系ほう酸水貯蔵タンク補給水元弁の全開操作実施後、当直副長にほう酸水注入系による原子炉への継続注水の準備完了を報告する。
- ⑪当直副長は、運転員にほう酸水注入系による原子炉への継続注水の開始を指示する。
- ⑫現場操作員C及びDは、ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁を調整開とし、ほう酸水貯蔵タンクに補給を行う。
- ⑬現場運転員C及びDは、復水移送ポンプ水源確保として、復水移送ポンプ吸込ラインの切替操作(復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁の全開操作)を実施する。
- ⑭当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

[ほう酸水注入系テストタンク使用の場合(原子炉への注水)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸水注入

系による原子炉注水準備開始を指示する。

- ②現場運転員E及びFは、ほう酸水注入系による原子炉注水に必要なポンプ及び電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系による原子炉注水に必要なポンプ、電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④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の負荷容量確認を依頼し、ほう酸水注入系ポンプが使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系ポンプ吸込圧力確保のため、復水移送ポンプが運転中であり、復水移送ポンプ吐出圧力にて復水補給水系が確保されていることを確認する。
- ⑥現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系による原子炉注水の系統構成として、仮設ホース接続(復水補給水系～純水補給水系の間)を実施し、復水補給水系積算計出口ドレン弁、復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁、純水補給水系ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁及び純水補給水系MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁の全開操作を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系封水供給弁及びほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁の全閉、ほう酸水注入系テストタンク出口弁の全開操作完了後、当直副長にほう酸水注入系による原子炉注水の準備完了を報告する。
- ⑧当直副長は、運転員にほう酸水注入系による原子炉注水開始を指示する。
- ⑨現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系ほう酸水注入弁の全開操作を実施した後、ほう酸水注入ポンプA又はBを起動する。吐出圧力確立確認後すみやかに、ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁を調整開とし、ほう酸水注入系テストタンクに補給を行う。
- ⑩中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉水位指示、復水貯蔵槽水位により確認し、当直副長に報告する
- ⑪現場運転員C及びDは、復水移送ポンプ水源確保として、復水移送ポンプ吸込ラインの切替操作(復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁の全開操作)を実施する。
- ⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作のうち、ほう酸水注入系貯蔵タンクを水源とした原子炉注水は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからほう酸水注入系ポンプの起動まで約20分で可能である。

さらに、復水補給水系等を水源としてほう酸水注入系貯蔵タンクに補給し、原子炉への継続注水を行う場合は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉への継続注水準備完了まで約65分で可能である。

また、復水補給水系等を水源としたほう酸水注入系テストタンクに補給し、原子炉への注水を行う場合、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからほう酸水注入系ポンプ起動まで約75分で可能である。

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

(添付資料1.2.3-4)

b. 制御棒駆動水系による原子炉注水

全交流動力電源喪失又は高圧炉心注水系の機能が喪失時において、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合は、原子炉補機冷却系により冷却水を確保し、復水貯蔵槽を水源として制御棒駆動水系ポンプを用いて原子炉への注水を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態であり、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合で、制御棒駆動水系が使用可能な場合。

(b) 操作手順

制御棒駆動水系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.12に、タイムチャートを図1.2.13に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に制御棒駆動水系による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、制御棒駆動水系の起動に必要なポン

プ、監視計器の電源及び冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。

- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、制御棒駆動水ポンプが使用可能か確認する。
- ④当直副長は、中央制御室運転員に制御棒駆動水系による原子炉注水開始を指示する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、制御棒駆動水ポンプ(A)の起動操作を実施し、制御棒駆動水ポンプ(A)が起動したことを確認する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを制御棒駆動系の系統流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。
- ⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の現場操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから制御棒駆動水ポンプの起動まで約20分で可能である。

c. 高圧炉心注水系緊急注水

全交流動力電源が喪失し、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合は、常設代替交流電源を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで高圧炉心注水系を冷却水がない状態で短時間起動し、原子炉を冷却する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態であり、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合で、常設代替交流電源設備によるM/C D系への給電が可能となった場合。

(b) 操作手順

高圧炉心注水系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.2.14に、タイムチャートを図1.2.15に示す。

※高圧炉心注水系ポンプ無冷却状態では許容運転時間が定められており，起動後は運転許容時間内にポンプを停止させ高圧炉心注水系の機能を温存させる。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に高圧炉心注水系ポンプによる原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは，高圧炉心注水系ポンプによる原子炉注水に必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，高圧炉心注水系ポンプが使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは，高圧炉心注水系ポンプ起動操作を実施し，高圧炉心注水系ポンプ(B)吐出圧力が規定圧力以上であることを確認し，当直副長に高圧炉心注水系ポンプによる原子炉注水の準備完了を報告する。
- ⑤当直副長は，中央制御室運転員に高圧炉心注水系ポンプによる原子炉注水の開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは，高圧炉心注水系注入隔離弁(B)を全開として原子炉への注水を開始する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは，原子炉への注水が開始されたことを原子炉水位指示上昇及び高圧炉心注水系(B)系統流量指示上昇により確認し，当直副長に報告する。
- ⑧当直副長は，中央制御室運転員に高圧炉心注水系ポンプ起動操作を指示する。また，高圧炉心注水系ポンプの運転許可時間経過後に高圧炉心注水系ポンプの停止操作をするよう指示する。
- ⑨中央制御室運転員A及びBは，高圧炉心注水系注入隔離弁(B)を全閉とし，高圧炉心注水系ポンプを停止する。
- ⑩当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから高圧炉心注水系ポンプによる原子炉注水開始まで約25分で可能である。

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手順の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1. 2. 16に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態において、全交流動力電源が喪失し、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合は、常設代替交流電源設備より高圧炉心注水系の電源を復旧し、高圧炉心注水系を冷却水がない状態で短時間起動し、原子炉を一時的に冷却することで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に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、重大事故等の進展抑制として使用する。

全交流動力電源喪失又は高圧炉心注水系の機能が喪失時において、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合は、常設代替交流電源設備より、ほう酸水注入系又は制御棒駆動水系の電源を復旧し、原子炉を冷却するには十分な注水量を確保できないが、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に原子炉を冷却する手段が整うまでの期間、重大事故等の進展抑制として使用する。

なお、ほう酸水注入系による原子炉への継続注水を行う場合の水源は、通常時の補給にて使用する純水補給水系が使用できない場合は、復水補給水系又は消火系から補給する。

1. 2. 2. 4 その他の手順項目について考慮する手順

高圧代替注水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系ポンプ、ほう酸水注入系ポンプ、制御棒駆動水ポンプ、電動弁及び中操監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備への燃料補給手順については「1. 14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

復水貯蔵槽への水の補給手順については「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。

原子炉水位の監視又は推定に係る計装設備に関する手順については「1. 15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

表 1.2.1 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 (1/5)

(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	高圧炉心注水系 原子炉隔離時冷却系	高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却	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・弁 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	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
		高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却	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・弁 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（徴候ベース） 「水位確保」等 「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。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (2/5)

(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応設備	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・弁 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ	重大事故等対応設備 (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 「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)」
			サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽 原子炉圧力容器	重大事故等 対応設備	
	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・弁 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ	重大事故等対応設備 (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 復水貯蔵槽 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 燃料補給設備 ※1	重大事故等 対応設備	
		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・弁 高圧炉心注水系配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ	重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	
			サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽 原子炉圧力容器 可搬型直流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	重大事故等 対応設備	

※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，対応設備，手順書一覧 (3/5)

(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応設備	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 サブプレッション・チェンバ 復水貯蔵槽 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 給水系配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 直流給電車及び可搬型代替交流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対応設備，手順書一覧（4/5）

（監視及び制御）

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	
監視及び制御	—	高圧代替注水系（中操起動時）	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）	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等
			原子炉水位（狭帯域） 復水貯蔵槽水位	自主対策設備	
		高圧代替注水系（現場起動時）	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA）	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等 「HPAC 現場起動」
			原子炉水位（狭帯域） 可搬式原子炉水位計 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	自主対策設備	
		原子炉隔離時冷却系（現場起動時）	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA）	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース） 「水位確保」等 「RCIC 現場起動」
			原子炉水位（狭帯域） 可搬式原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力 可搬型回転計	自主対策設備	

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対応設備，手順書一覧 (5/5)

(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応設備	対応手段	対応設備	手順書	
重大事故等の進展抑制	—	ほう酸水注入系による進展抑制	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 燃料補給設備 ※1	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書（徴候ベース）「水位確保」等 「SLC ポンプによる原子炉注水」
		ほう酸水注入系による進展抑制（継続注水）	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 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 可搬型代替交流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※1	自主対策設備	
		制御棒駆動水系による進展抑制	制御棒駆動水ポンプ 復水貯蔵槽 制御棒駆動系配管・弁 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 燃料補給設備 ※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 「CRD による原子炉注水」
		高圧炉心注水系緊急注水	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・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※1 燃料補給設備 ※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 「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。

表 1.2.2 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)	
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 高圧代替注水系による原子炉の冷却			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「中央制御室からの高圧代替注水系起動」	判断基準	電源	AM 用直流 125V 充電器電圧 AM 用直流 125V 蓄電池電圧
		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)
		水源の確認	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	高圧代替注水系系統流量
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「HPAC 現場起動」	判断基準	電源	AM 用直流 125V 充電器電圧 AM 用直流 125V 蓄電池電圧
		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)
		水源の確認	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	可搬式原子炉水位計
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力 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
1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「RCIC 現場起動」	判断基準	電源	直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 充電器盤 A-2 電圧 AM 用直流 125V 充電器盤電圧 AM 用直流 125V 蓄電池電圧
		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)
		水源の確認	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	可搬式原子炉水位計
		補機監視機能	可搬型回転計の回転数 原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力

監視計器一覧 (2/3)

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)		
1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順 (1) 重大事故等の進展抑制				
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「SLC ポンプによる注水」	判断基準	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	
		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)	
		水源の確認	水源(以下のうち、何れか一つ) 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) ろ過水タンク水位 純水タンク水位	
	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)	
		補機監視機能	ほう酸水注入ポンプ出口圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A)吐出圧力 復水移送ポンプ(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力	
	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「CRD による原子炉注水」	判断基準	電源	M/C C 電圧 P/C C-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧
			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)
			補機監視機能	原子炉補機冷却系系統流量
水源の確認			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(下鏡上部温度) 原子炉圧力容器温度(下鏡下部温度)	
		原子炉圧力容器への注水流量	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	
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)	

監視計器一覧 (3/3)

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)	
1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順 (1) 重大事故等の進展抑制			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「HPCF 緊急注水」	判断基準	電源	M/C D 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		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)
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)
	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)
		原子炉压力容器への注水流量	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
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)

表 1.2.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	<p>高圧代替注水系弁</p>	<p>常設代替直流電源設備 AM用直流 125V</p>
	<p>原子炉隔離時冷却系弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 可搬型直流電源設備 直流 125V A系 直流 125V A-2系 AM用直流 125V</p>
	<p>ほう酸水注入系ポンプ・弁</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系</p>
	<p>中央制御室監視計器類</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A系電源 計測用 B系電源</p>

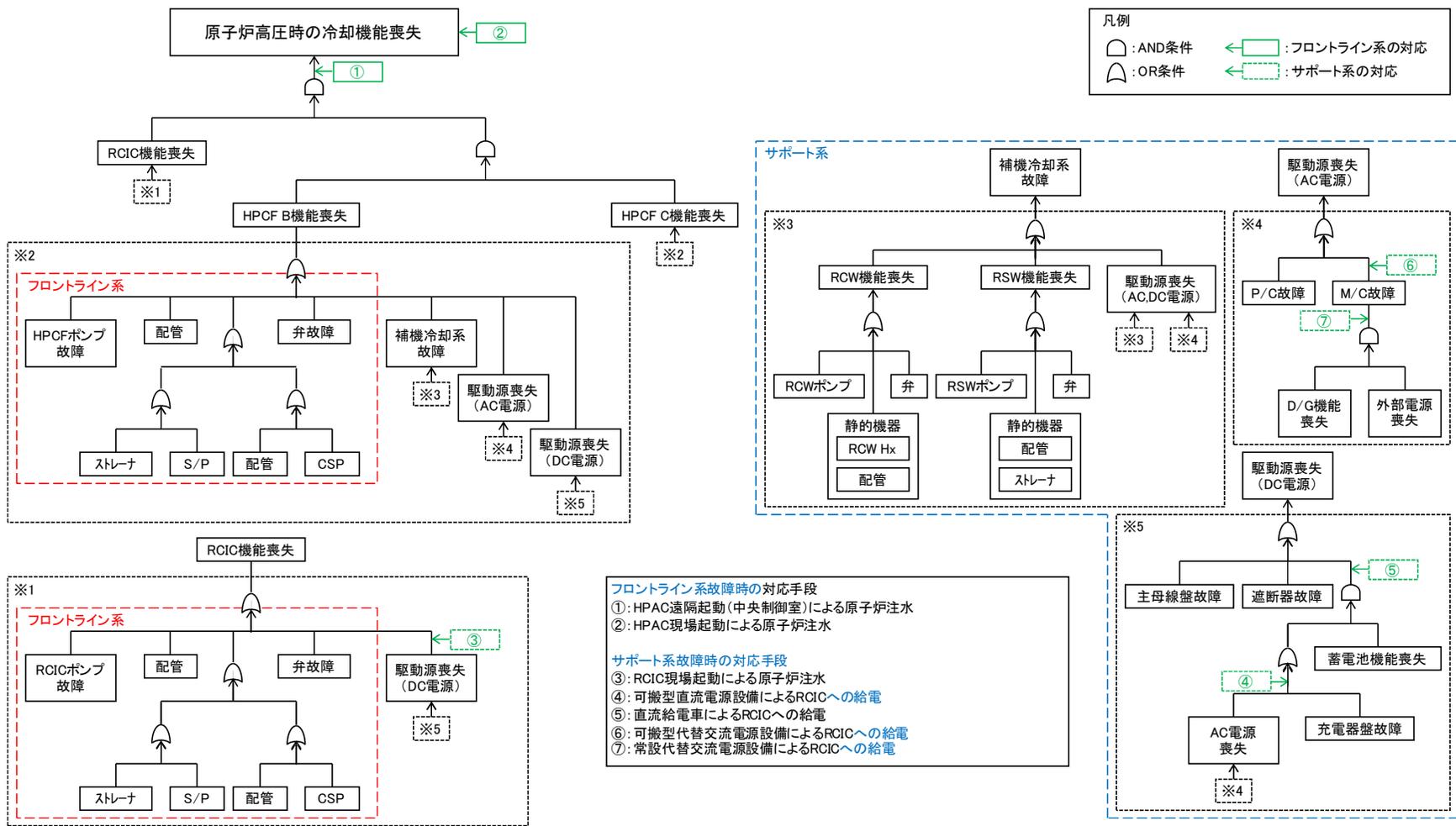


図 1.2.1 機能喪失原因対策分析

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	
高圧注水系機能喪失	HPCF B機能喪失	HPCFポンプB故障 弁故障							
		静的機器故障	配管						
				水源	CSP水源	CSP			
					S/P水源	S/P	ストレーナ		
		補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ					
				弁					
			RSW機能喪失	静的機器故障	RCW Hx				
				配管					
			駆動源喪失 (AC電源)	P/C故障	D/G機能喪失				
				M/C故障	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					
	直流電源供給機能喪失		充電器機能喪失	充電器盤故障	P/C故障				
			AC電源喪失	M/C故障	D/G機能喪失	外部電源喪失			
	HPCF C機能喪失		HPCFポンプC故障 弁故障						
			静的機器故障	配管					
		水源			CSP水源	CSP			
					S/P水源	S/P	ストレーナ		
		補機冷却系故障	RCW機能喪失	RCWポンプ					
				弁					
			RSW機能喪失	静的機器故障	RCW Hx				
				配管					
			駆動源喪失 (AC電源)	P/C故障	D/G機能喪失				
				M/C故障	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					
	直流電源供給機能喪失		充電器機能喪失	充電器盤故障	P/C故障				
AC電源喪失			M/C故障	D/G機能喪失	外部電源喪失				
RCIC機能喪失	RCICポンプ故障 弁故障								
	静的機器故障		配管						
		水源		CSP水源	CSP				
				S/P水源	S/P	ストレーナ			
	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						
直流電源供給機能喪失		充電器機能喪失	充電器盤故障	P/C故障					
	AC電源喪失	M/C故障	D/G機能喪失	外部電源喪失					

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、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。

図 1.2.1 機能喪失原因対策分析(補足)



図 1.2.2 EOP 「水位確保」における対応フロー

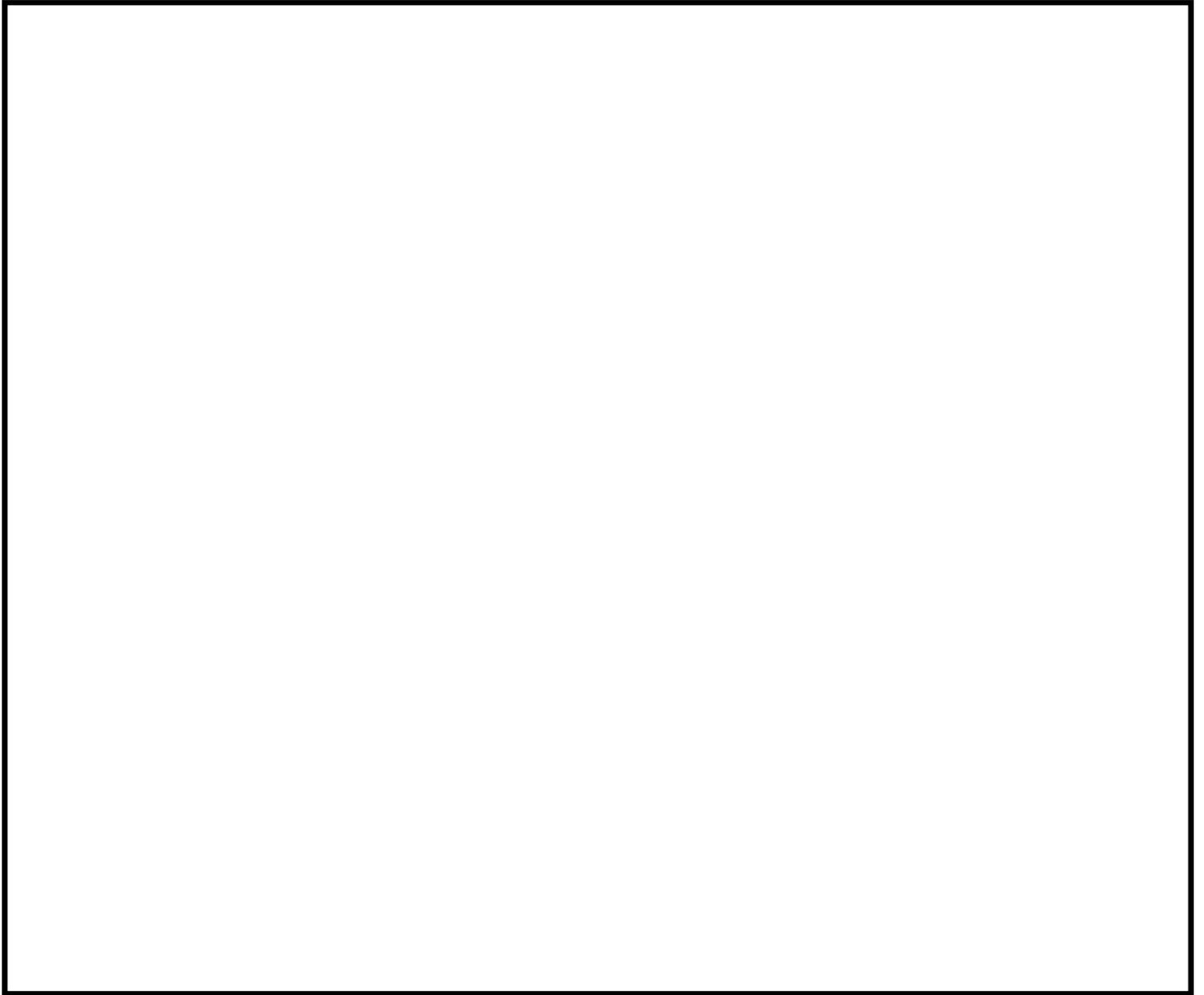
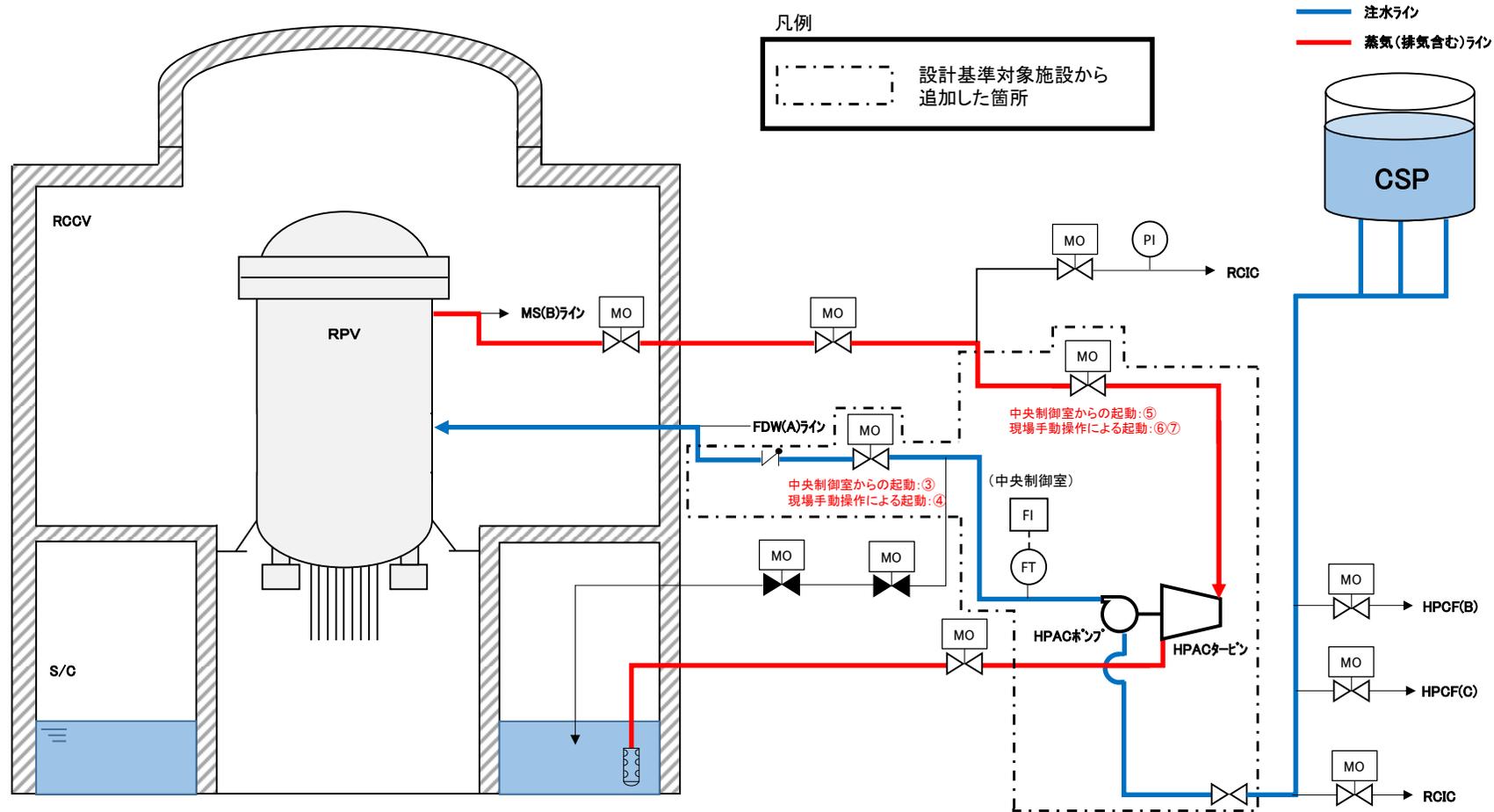


図 1.2.3 EOP 「水位回復」における対応フロー



操作手順	弁名称
中央制御室からの起動:③	高圧代替注水系注入弁
現場手動操作による起動:④	
中央制御室からの起動:⑤	高圧代替注水系タービン止め弁
現場手動操作による起動:⑥⑦	

図 1.2.4 高圧代替注水系起動, 高圧代替注水系現場起動 概要図

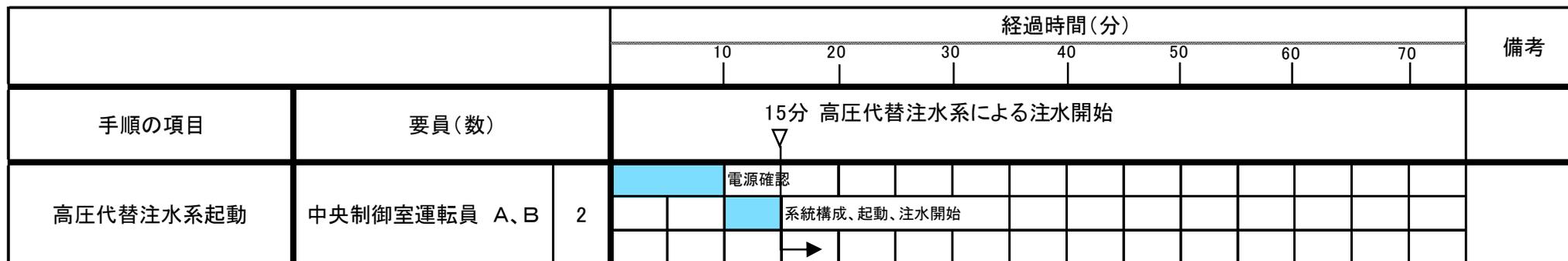


図 1.2.5 高圧代替注水系起動 タイムチャート

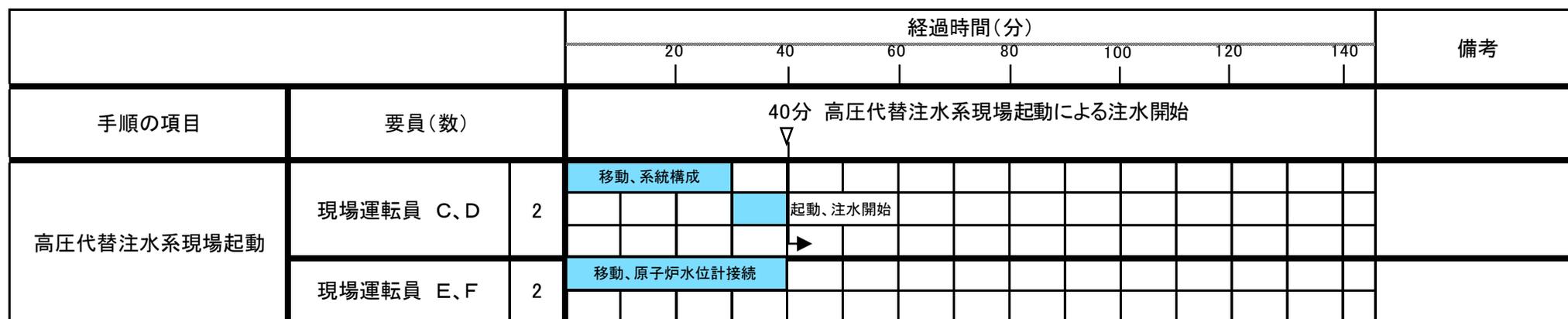
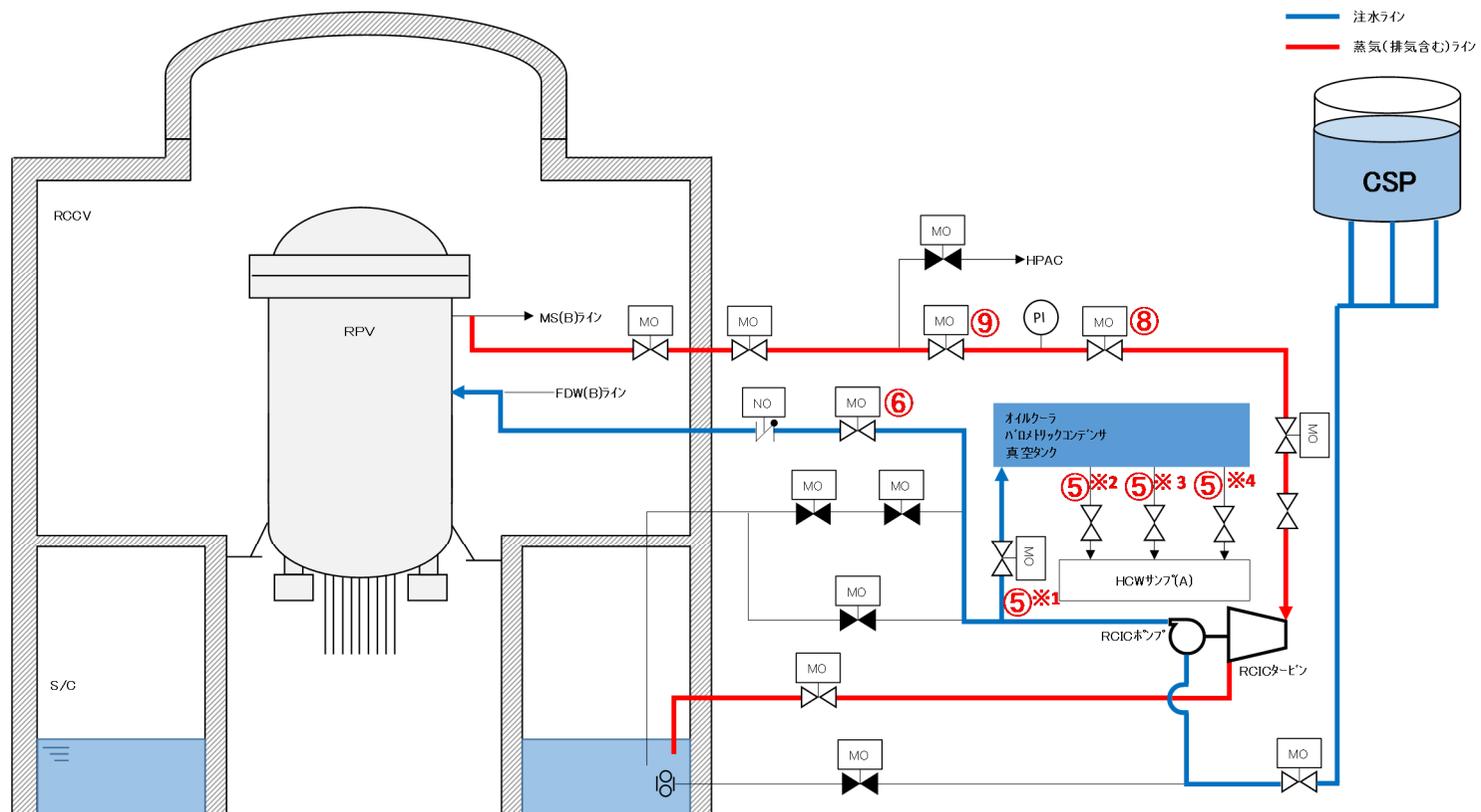


図 1.2.6 高圧代替注水系現場起動 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑤※1	原子炉隔離時冷却系 冷却水ライン止め弁
⑤※2	真空タンク外レン弁
⑤※3	真空タンク水位検出配管レン弁
⑤※4	セパレー外レン弁
⑥	原子炉隔離時冷却系 注入弁
⑧	原子炉隔離時冷却系 タービン止め弁
⑨	原子炉隔離時冷却系 過酷事故時蒸気止め弁

図 1. 2. 7 原子炉隔離時冷却系現場起動 概要図

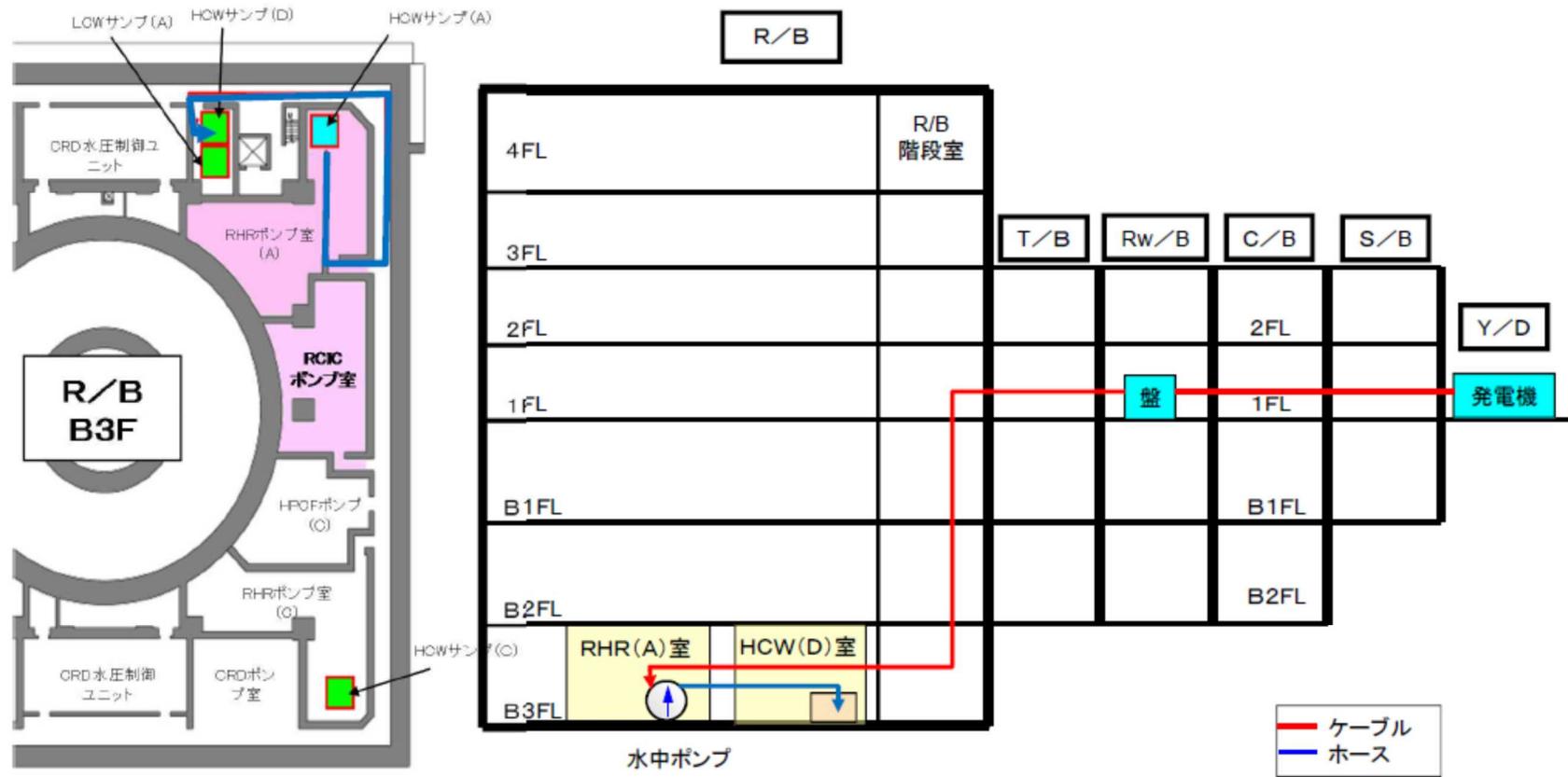
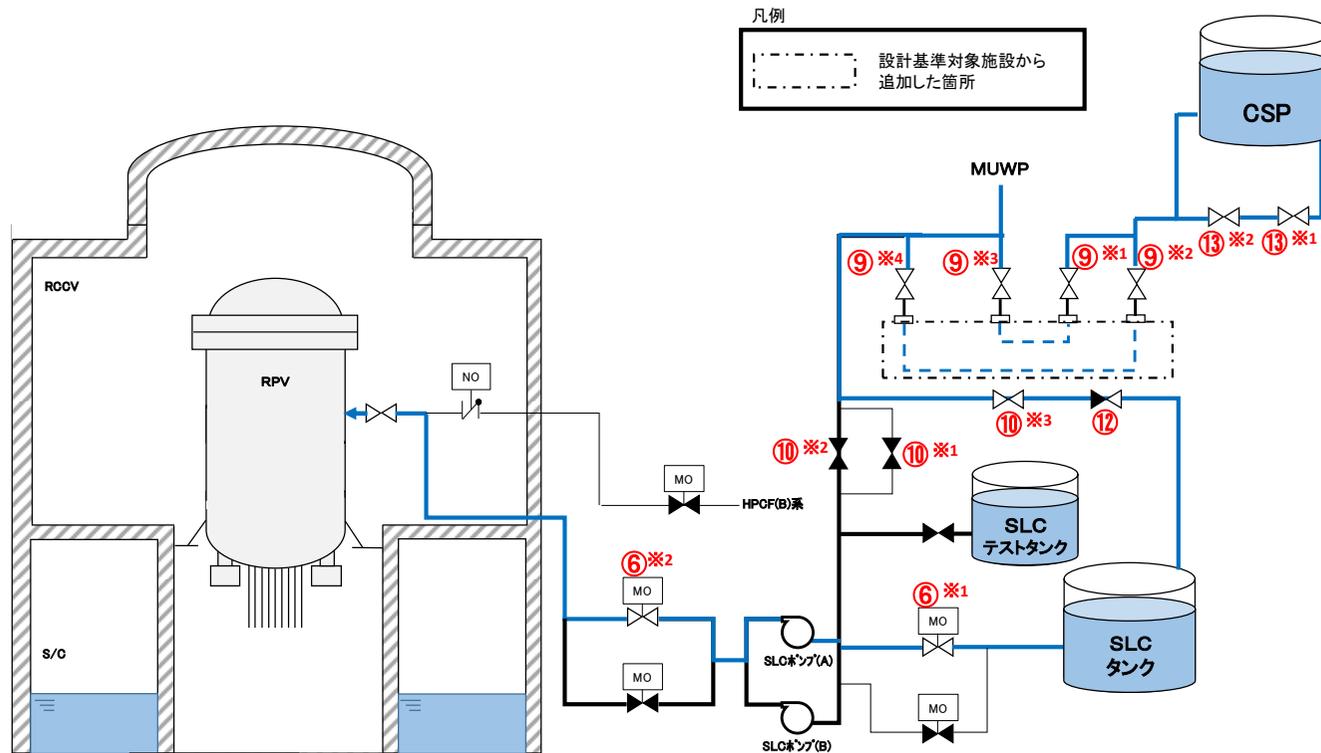


図 1.2.8 原子炉隔離時冷却系現場起動における冷却水排水処理 概要図

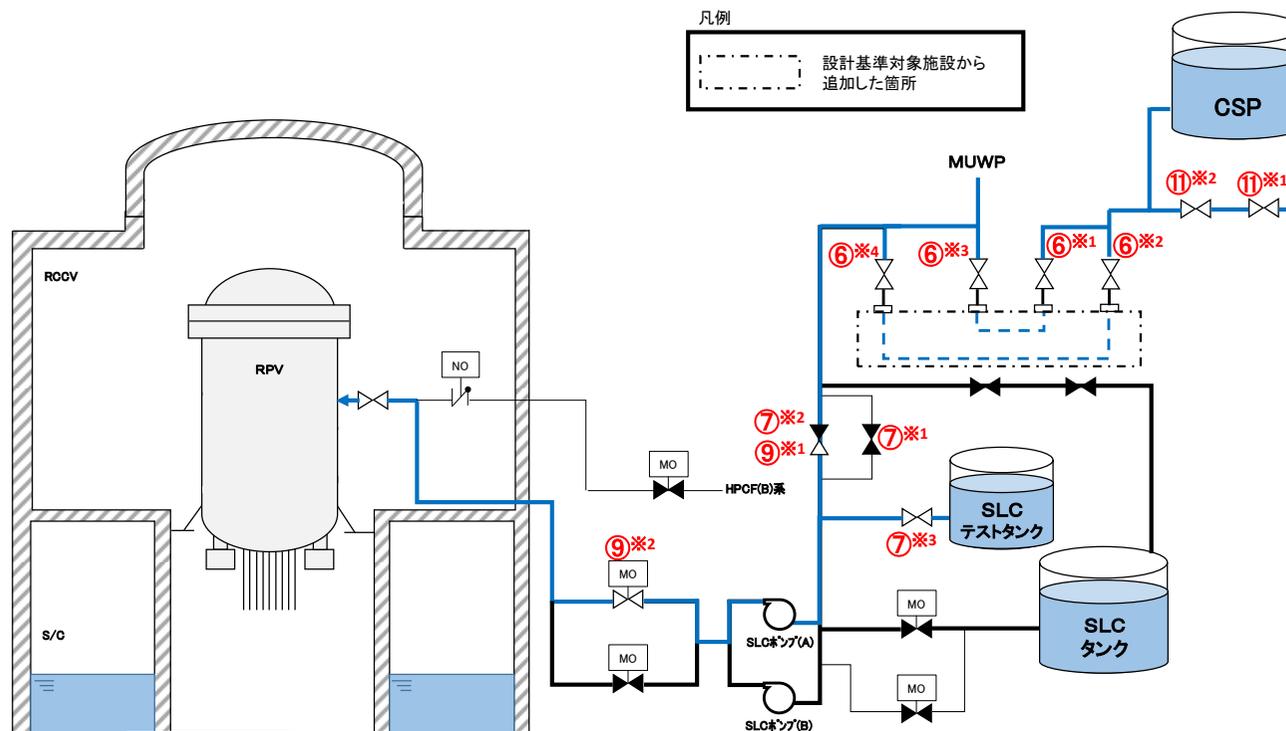
			経過時間(分)												備考											
			20	40	60	80	100	120	140	160	180															
手順の項目	要員(数)		原子炉隔離時冷却系現場起動による注水開始 90分												サンプ排水開始 180分											
	原子炉隔離時冷却系現場起動	現場運転員 C、D	2	移動、系統構成						保護具装着						起動、注水開始										
						→																				
現場運転員 E、F		2	移動、原子炉水位計接続						保護具装着補助																	
緊急時対策要員		4	移動、資機材搬入																							
															電源ケーブル布設・接続											
																					ホース布設・接続					
																					発電機・水中ポンプ 起動					
															→											

図 1.2.9 原子炉隔離時冷却系現場起動及び冷却水排水処理 タイムチャート



操作手順	弁名称
⑨※1	復水補給水系積算計出口レン弁
⑨※2	復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁
⑨※3	純水補給水系 ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁
⑨※4	純水補給水系 MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁
⑩※1	ほう酸水注入系封水供給弁
⑩※2	ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁
⑩※3	ほう酸水注入系ほう酸水貯蔵タンク補給水元弁
⑥※1	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁(A)
⑥※2	ほう酸水注入系ほう酸水注入弁(A)
⑫	ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁
⑬※1	復水補給水系 常/非常用連絡管一次止め弁
⑬※2	復水補給水系 常/非常用連絡管二次止め弁

図 1.2.10 ほう酸水注入系による原子炉注水(ほう酸水貯蔵タンク使用) 概要図(1/2)



操作手順	弁名称
⑥※1	復水補給水系積算計出口ドレン弁
⑥※2	復水補給水系積算計出口ベントライン接続口止め弁
⑥※3	純水補給水系 ほう酸水注入系ホップエリア床除染用ホースコネクション止め弁
⑥※4	純水補給水系 MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁
⑦※1	ほう酸水注入系封水供給弁
⑦※2⑨※1	ほう酸水注入系テストタンク純水供給弁
⑦※3	ほう酸水注入系テストタンク出口弁
⑨※2	ほう酸水注入系ほう酸水注入弁(A)
⑪※1	復水補給水系 常/非常用連絡管一次止め弁
⑪※2	復水補給水系 常/非常用連絡管二次止め弁

図 1.2.10 ほう酸水注入系による原子炉注水(テストタンク使用) 概要図(2/2)

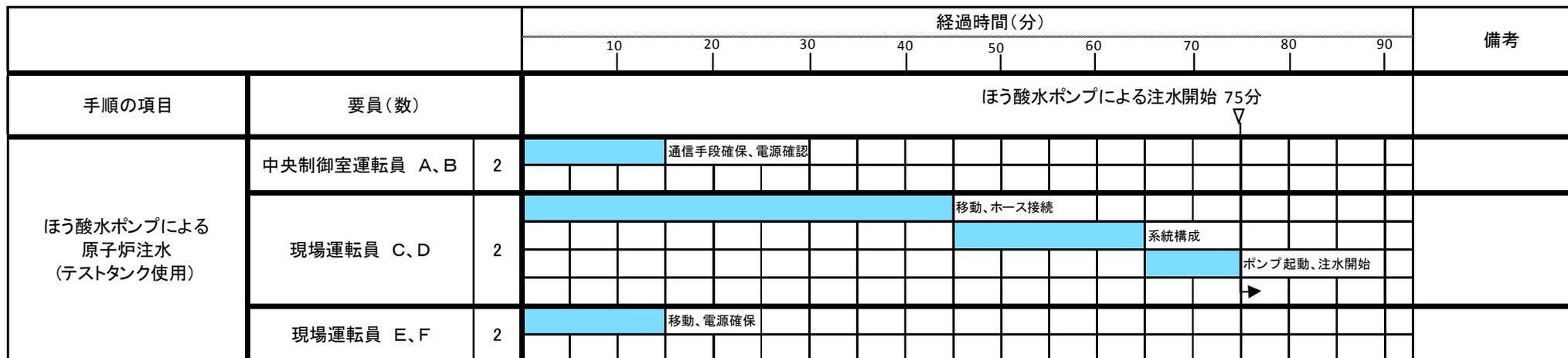


図 1.2.11 ほう酸水注入系による原子炉注水 タイムチャート

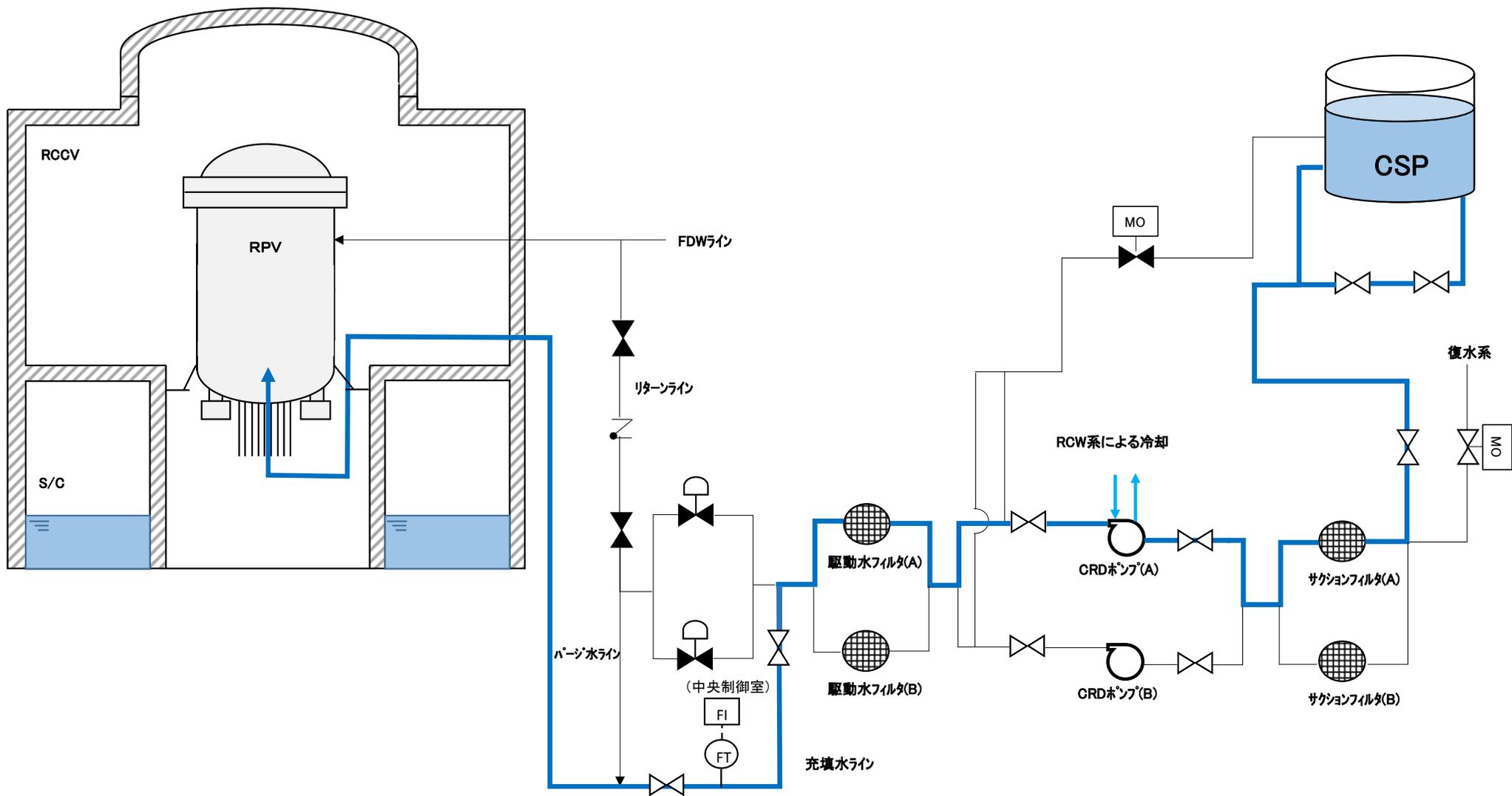
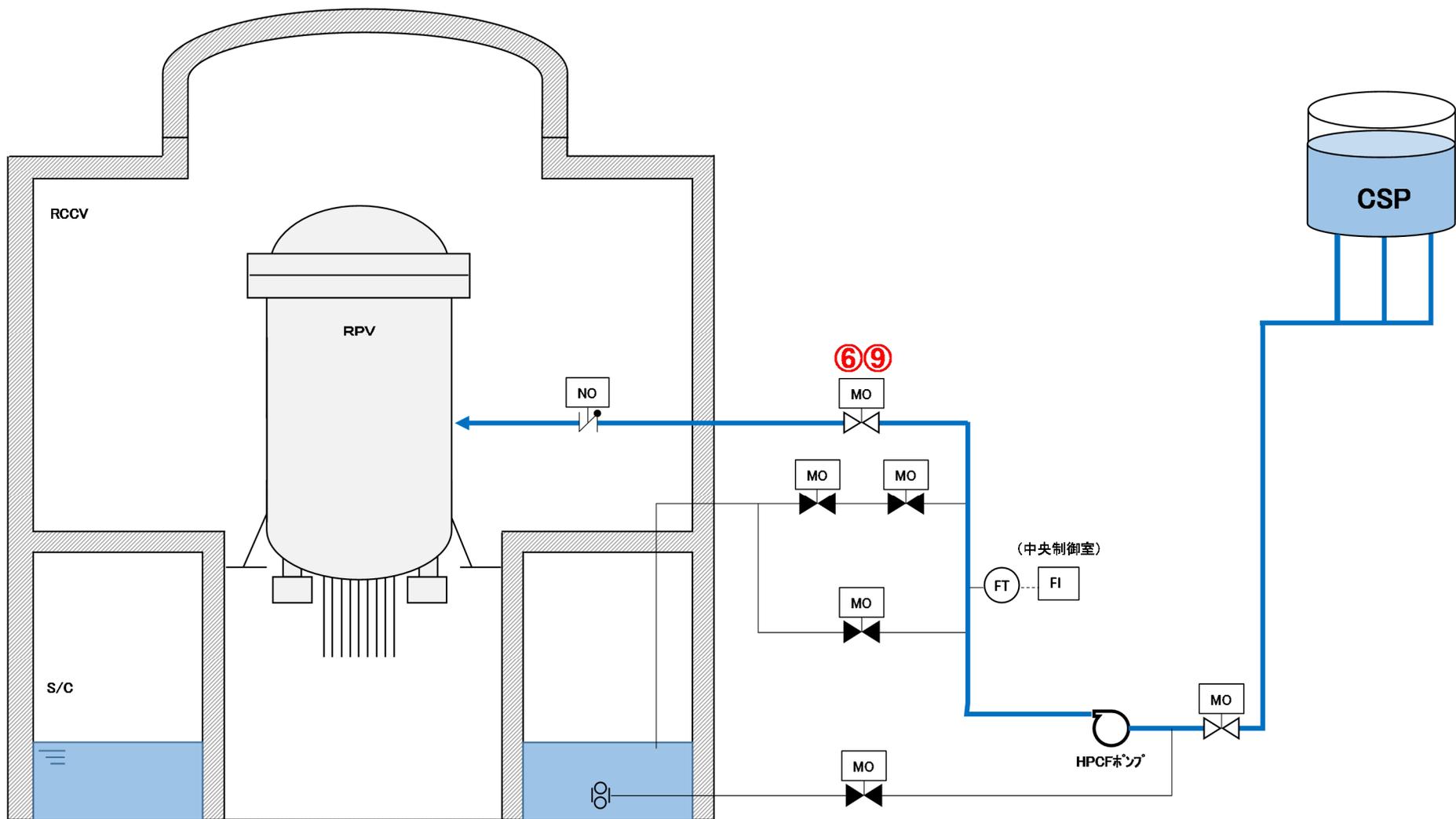


図 1. 2. 12 制御棒駆動水系による原子炉注水 概要図

		経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70	80					
手順の項目	要員(数)	20分 制御棒駆動水ポンプによる注水 ▽												
制御棒駆動水ポンプによる 原子炉注水	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認											
			冷却水確保確認											
			ポンプ起動、注水開始											
			→											

図 1.2.13 制御棒駆動水系による原子炉注水 タイムチャート



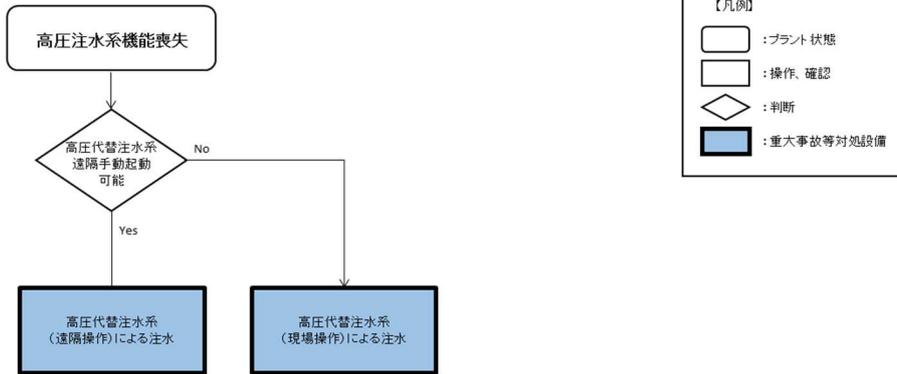
操作手順	弁名称
⑥⑨	高压炉心注水系注入隔離弁(B)

図 1. 2. 14 高压炉心注水系緊急注水 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)		高圧炉心注水系による25分注水開始						50分 高圧炉心注水系ポンプ停止						
高圧炉心注水系緊急注水	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認												
			系統構成												
			ポンプ起動												
			注水開始												
			ポンプ停止												

図 1.2.15 高圧炉心注水系緊急注水 タイムチャート

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



(2) サポート系故障時の対応手段の選択

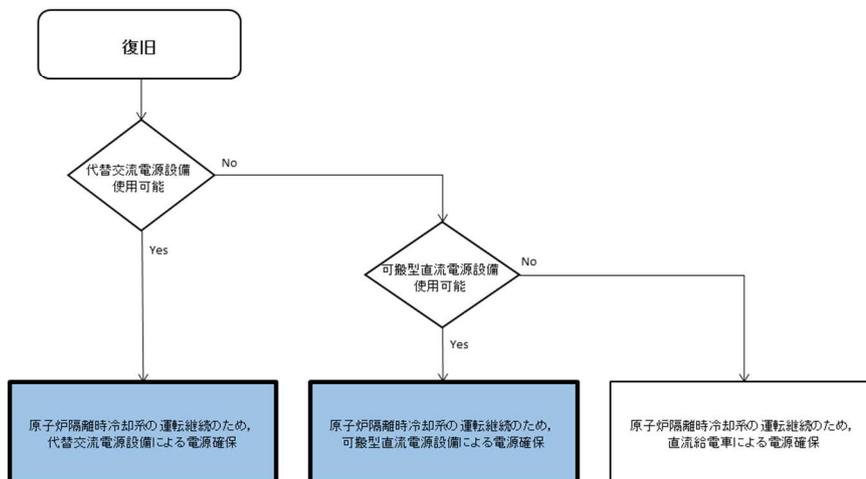
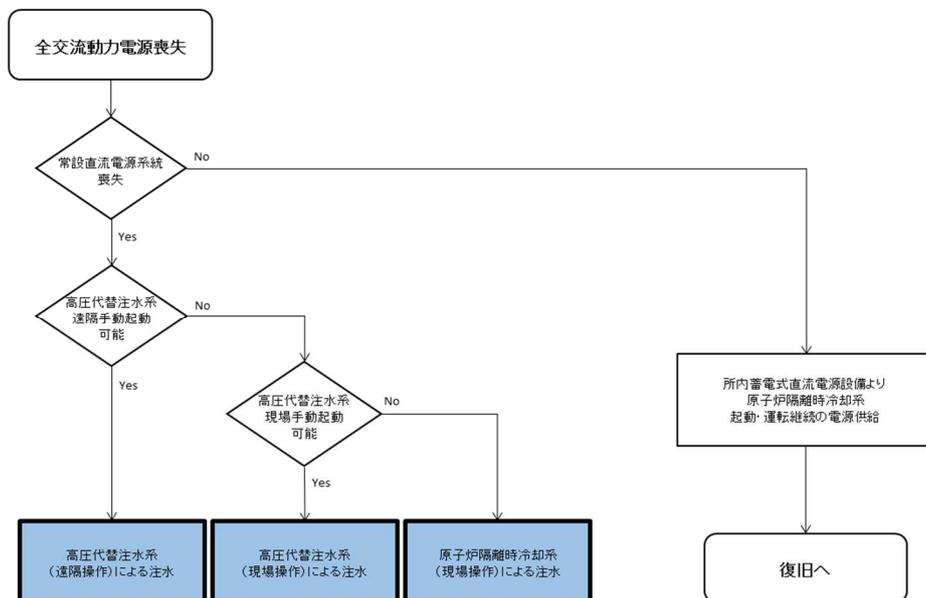


図 1.2.16 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (1/2)

(3) 重大事故等の進展抑制時の対応手段の選択

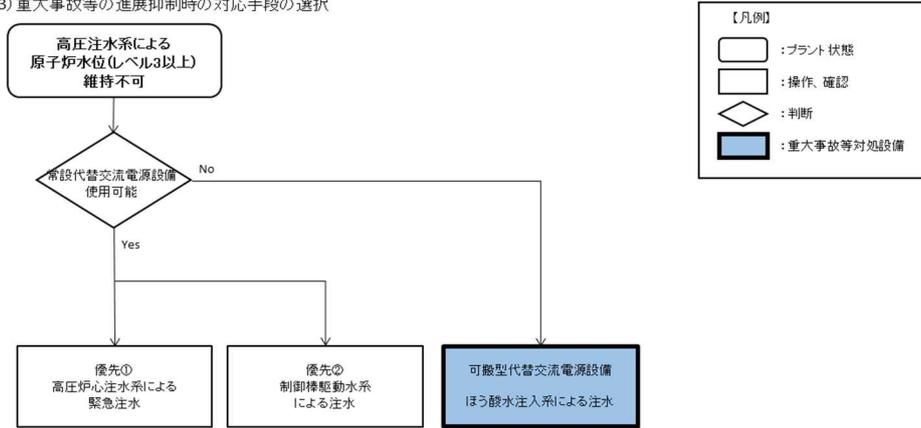


図 1.2.16 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (2/2)

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (1/5)

技術的能力審査基準 (1.2)	番号	設置許可基準規則 (45条)	技術基準規則 (60条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑨
<p>【解釈】 1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第45条に規定する「発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第60条に規定する「発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系(RCIC)若しくは非常用復水器(BWRの場合)又はタービン動補助給水ポンプ(PWRの場合)(以下「RCIC等」という。)により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。</p>	②	<p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系(RCIC)若しくは非常用復水器(BWRの場合)又はタービン動補助給水ポンプ(PWRの場合)(以下「RCIC等」という。)により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備を整備すること。</p>	<p>(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系(RCIC)若しくは非常用復水器(BWRの場合)又はタービン動補助給水ポンプ(PWRの場合)(以下「RCIC等」という。)により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備を整備すること。</p>	⑩
<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等(手順及び装備等)を整備すること。ただし、下記(1)b)i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p>	—	<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う可搬型重大事故防止設備等を整備すること。ただし、下記(1)b)i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p>	<p>a) 可搬型重大事故防止設備 i) 現場での可搬型重大事故防止設備(可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等)を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う可搬型重大事故防止設備等を整備すること。ただし、下記(1)b)i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。</p>	—
<p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等(手順及び装備等)を整備すること。 ※: 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のこと。</p>	③	<p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行うために必要な設備を整備すること。 ※: 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のこと。</p>	<p>b) 現場操作 i) 現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行うために必要な設備を整備すること。 ※: 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のこと。</p>	⑪
<p>c) 監視及び制御 i) 原子炉水位(BWR及びPWR)及び蒸気発生器水位(PWRの場合)を推定する手順等(手順、計測機器及び装備等)を整備すること。</p>	④			
<p>ii) RCIC等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等(手順、計測機器及び装備等)を整備すること。</p>	⑤			
<p>iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等(手順及び装備等)を整備すること。</p>	⑥			
<p>(2) 復旧 a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、注水(循環を含む。)すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(BWRの場合)</p>	⑦			
<p>b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(PWRの場合)</p>	—			
<p>(3) 重大事故等の進展抑制 a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系(SLCS)又は制御棒駆動機構(CRD)等から注水する手順等を整備すること。(BWRの場合)</p>	⑧			

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/5)

■ : 重大事故等対処設備

▨ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可撤	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
高圧代替注水系の中央制御室からの操作による原子炉の冷却	高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ⑨ ⑩	-	-	-	-	-	
	復水貯蔵槽	既設							
	高圧代替注水系 (蒸気系) 配管・弁	新設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	既設							
	高圧代替注水系 (注水系) 配管・弁	新設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	残留熱除去系配管・弁 (7号炉のみ)	既設							
	給水系配管・弁・スパーンジャ	既設							
原子炉圧力容器	既設								
常設代替直流電源設備	新設								
高圧代替注水系の現場操作による原子炉の冷却	高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	-	-	-	-	-	
	復水貯蔵槽	既設							
	高圧代替注水系 (蒸気系) 配管・弁	新設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	既設							
	高圧代替注水系 (注水系) 配管・弁	新設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	残留熱除去系配管・弁 (7号炉のみ)	既設							
	給水系配管・弁・スパーンジャ	既設							
原子炉圧力容器	既設								
原子炉隔離時冷却系の現場操作による原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	-	-	-	-	-	
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	復水貯蔵槽	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	既設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
	原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁・ストレーナ	既設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	給水系配管・弁・スパーンジャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/5)

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策							
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考		
原子炉代替 隔離時電源設備による 給電	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑦ ⑨	-							
	サブプレッション・チェンバ	既設									
	復水貯蔵槽	既設									
	原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	既設									
	主蒸気系配管・弁	既設									
	原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁・ ストレーナ	既設									
	復水補給水系配管・弁	既設									
	高圧炉心注水系配管・ 弁	既設									
	給水系配管・弁・ス パージヤ	既設									
	原子炉圧力容器	既設									
	常設代替交流電源設備	新設									
	可搬型代替交流電源設備	新設									
燃料補給設備	既設 新設										
原子炉隔離時 直流電源設備による 給電	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑦ ⑨	直流給電車による 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	常設	12時間 ※1	6名 ※1	自主対策とする 理由は本文 参照		
	サブプレッション・チェンバ	既設			サブプレッション・チェンバ	常設					
	復水貯蔵槽	既設			復水貯蔵槽	常設					
	原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	既設			原子炉隔離時冷却系 (蒸気系) 配管・弁	常設					
	主蒸気系配管・弁	既設			主蒸気系配管・弁	常設					
	原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁・ ストレーナ	既設			原子炉隔離時冷却系 (注水系) 配管・弁・ ストレーナ	常設					
	復水補給水系配管・弁	既設			復水補給水系配管・弁	常設					
	高圧炉心注水系配管・ 弁	既設			高圧炉心注水系配管・ 弁	常設					
	給水系配管・弁・ス パージヤ	既設			給水系配管・弁・ス パージヤ	常設					
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設					
	可搬型直流電源設備	新設			直流給電車及び可搬型 代替交流電源設備	可搬					
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬					

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (4/5)

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
高圧代替注水系（中操起動時） <small>監視及び制御</small>	原子炉水位（狭帯域）	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	-	-	-	-	-	
	原子炉水位（広帯域）	既設							
	原子炉水位（燃料域）	既設							
	原子炉水位（SA）	新設							
	原子炉圧力	既設							
	原子炉圧力（SA）	新設							
	高圧代替注水系系統流量	新設							
	復水貯蔵槽水位	既設							
	復水貯蔵槽水位（SA）	新設							
高圧代替注水系（現場起動時） <small>監視及び制御</small>	原子炉水位（狭帯域）	既設							
	原子炉水位（広帯域）	既設							
	原子炉水位（燃料域）	既設							
	原子炉水位（SA）	新設							
	可搬式原子炉水位計	新設							
	高圧代替注水系ポンプ吐出圧力	新設							
	高圧代替注水系タービン入口圧力	新設							
	高圧代替注水系タービン排気圧力	新設							
高圧代替注水系ポンプ吸込圧力	新設								
原子炉隔離時冷却系（現場起動時） <small>監視及び制御</small>	原子炉水位（狭帯域）	既設							
	原子炉水位（広帯域）	既設							
	原子炉水位（燃料域）	既設							
	原子炉水位（SA）	新設							
	可搬式原子炉水位計	新設							
	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力	既設							
	原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力	既設							
	可搬型回転計	新設							

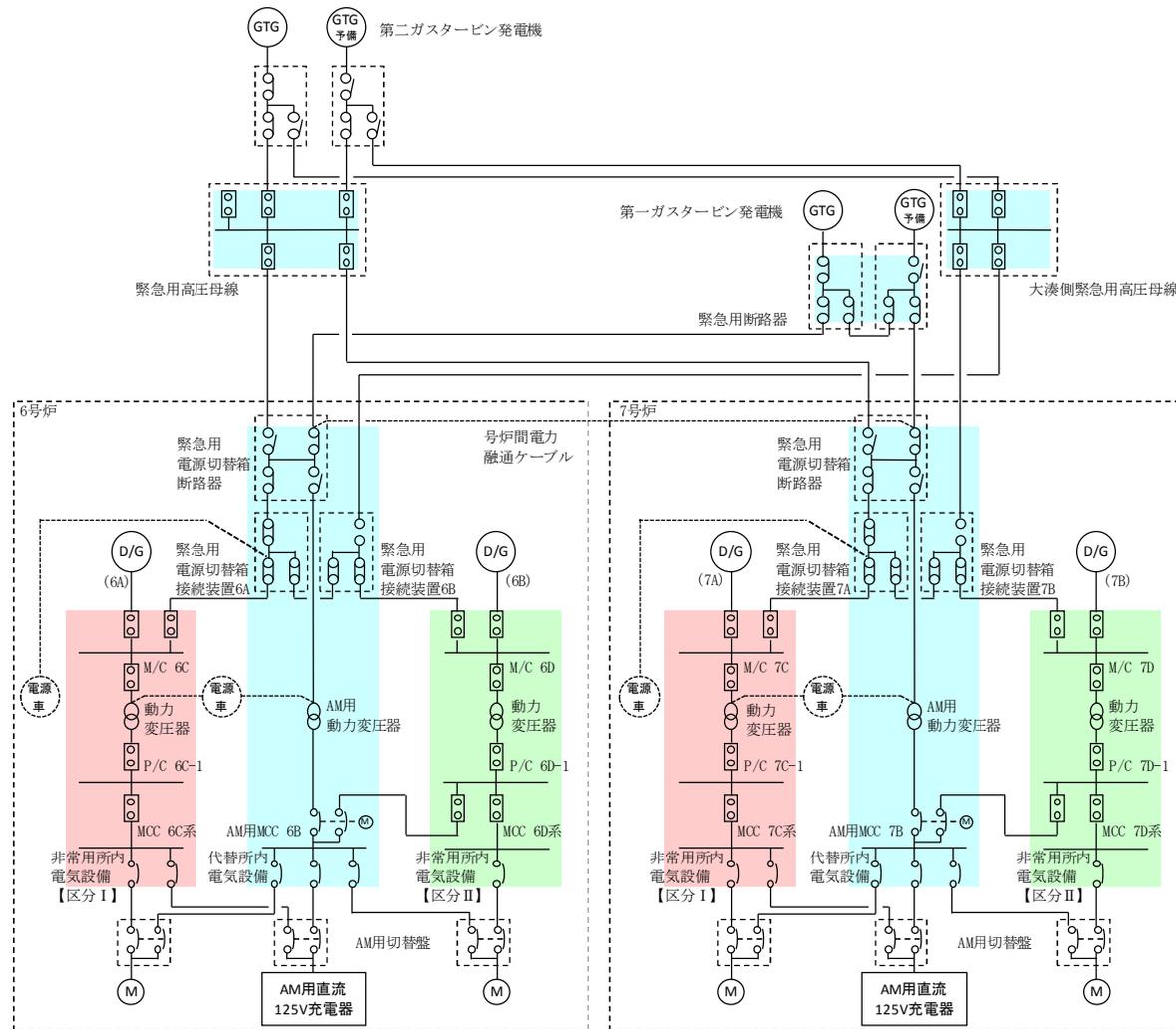
※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (5/5)

■：重大事故等対処設備 ▨：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
ほう酸水注入系による進展抑制	ほう酸水注入系ポンプ	既設	① ⑧ ⑨	ほう酸水注入系による進展抑制（継続注水）	ほう酸水注入系ポンプ	常設	（原子炉への 継続注水準備） 65分	（原子炉への 継続注水準備） 4名	自主対策とする理由は本文参照
	ほう酸水注入系貯蔵タンク	既設			ほう酸水注入系貯蔵タンク	常設			
	ほう酸水注入系配管・弁	既設			ほう酸水注入系テストタンク	常設			
	高压炉心注水系配管・弁・スパーージャ	既設			ほう酸水注入系配管・弁	常設	（ほう酸水注入系テストタンク使用の場合） 75分	（ほう酸水注入系テストタンク使用の場合） 6名	
	原子炉圧力容器	既設			高压炉心注水系配管・弁・スパーージャ	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			復水補給水系	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			消火系	常設			
	燃料補給設備	既設 新設			純水補給水系	常設			
					原子炉圧力容器	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
					可搬型代替交流電源設備	可搬			
					燃料補給設備	常設可搬			
				制御棒駆動系による進展抑制	制御棒駆動水系ポンプ	常設	20分	2名	自主対策とする理由は本文参照
					復水貯蔵槽	常設			
					制御棒駆動系配管・弁	常設			
					原子炉圧力容器	常設			
					原子炉補機冷却系	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
					燃料補給設備	常設可搬			
				高压炉心注水系緊急注水	高压炉心注水系ポンプ	常設	25分	2名	自主対策とする理由は本文参照
					復水貯蔵槽	常設			
					高压炉心注水系配管・弁・スパーージャ	常設			
					復水補給水系配管・弁	常設			
					原子炉圧力容器	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
					燃料補給設備	常設可搬			

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

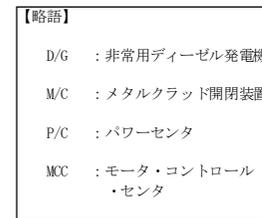
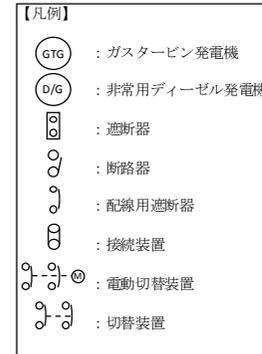
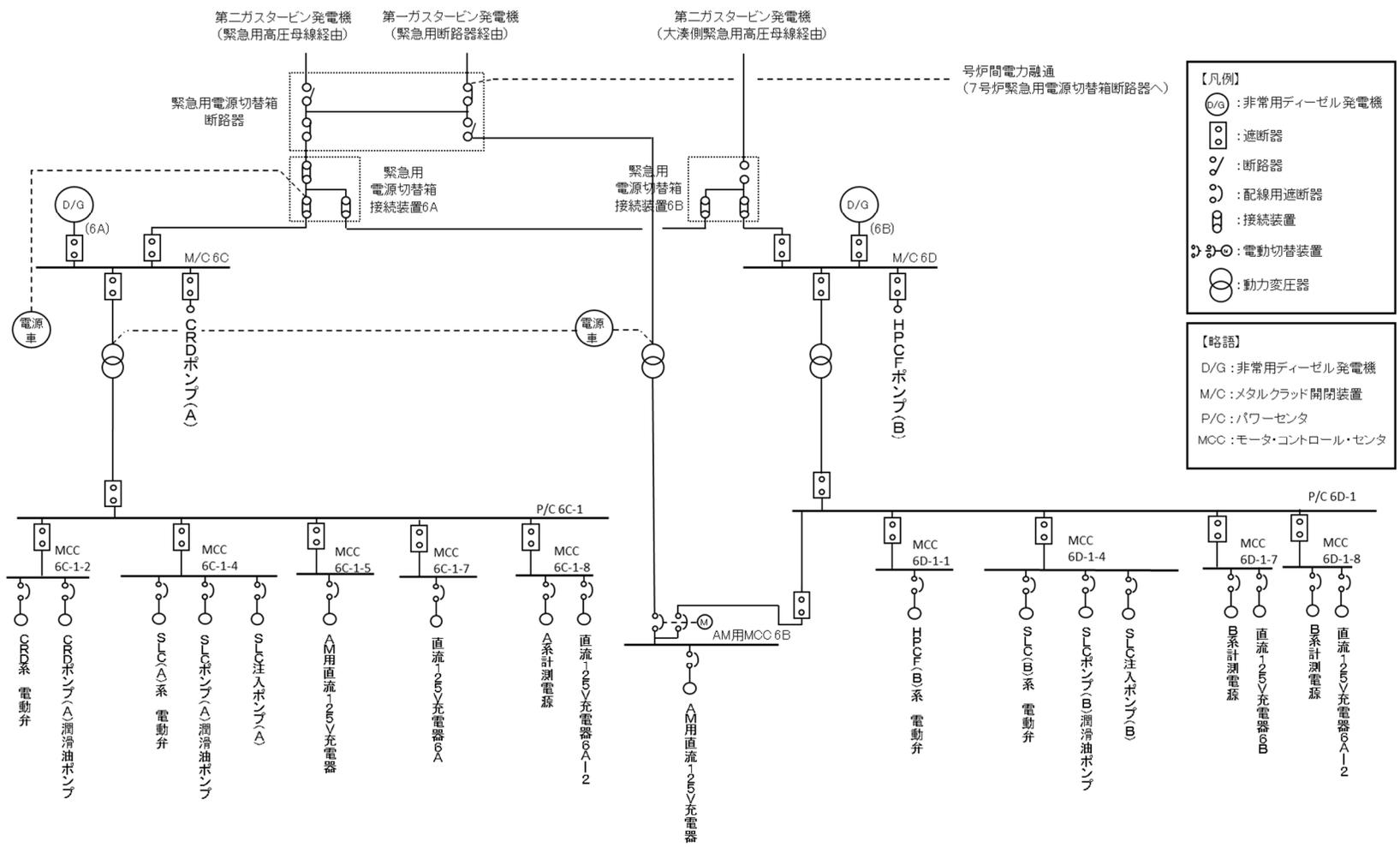


図1 対応手順として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)



【凡例】

- : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 動力変圧器

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロール・センタ

図2 対応手順として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

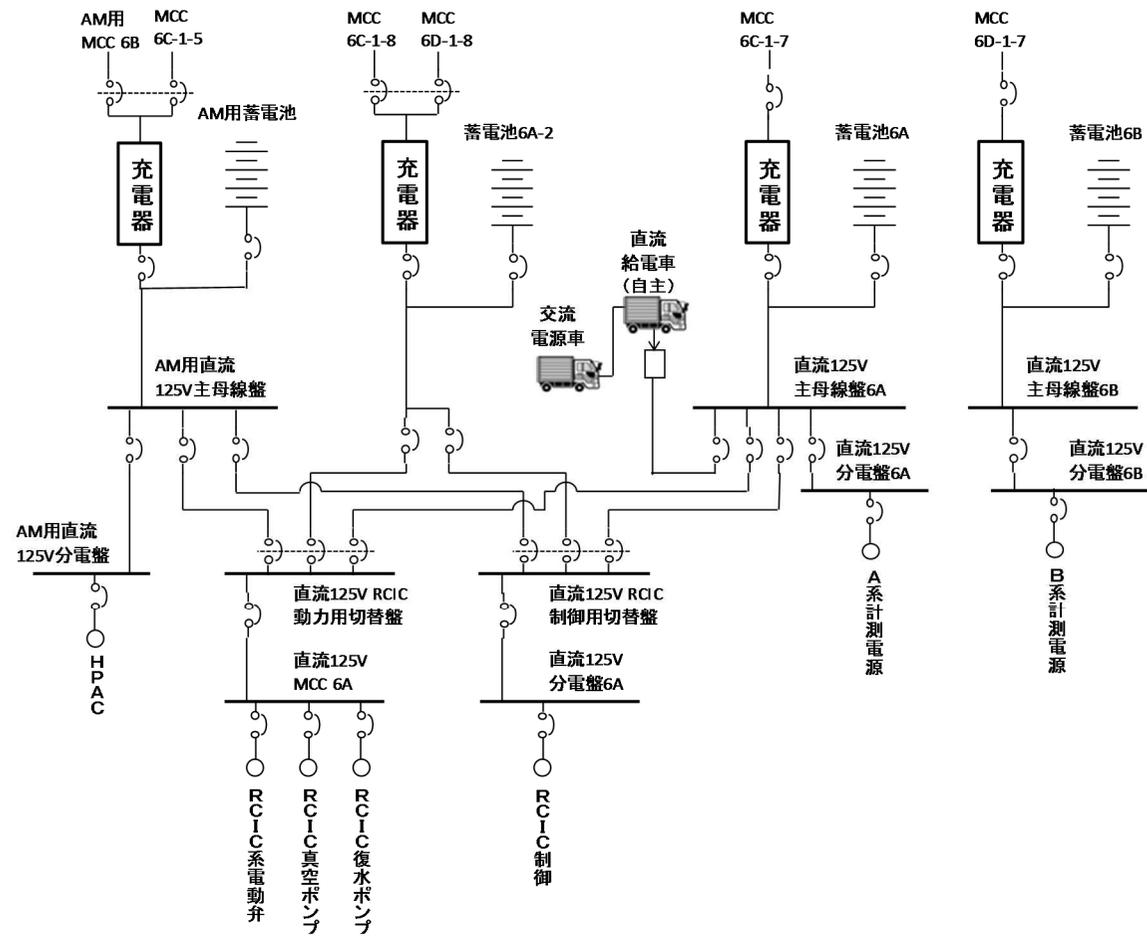


図3 対応手順として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

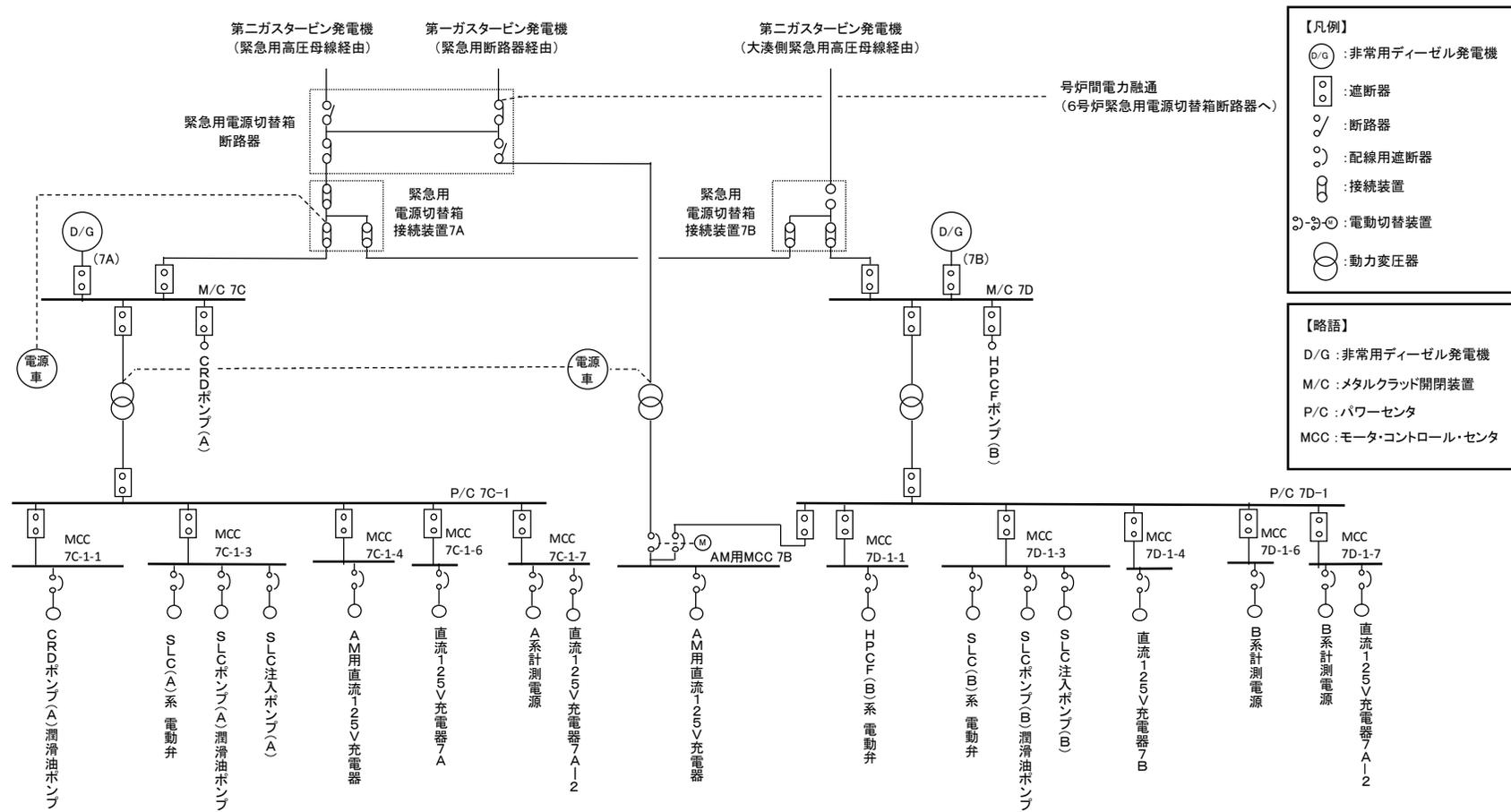


図4 対応手順として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

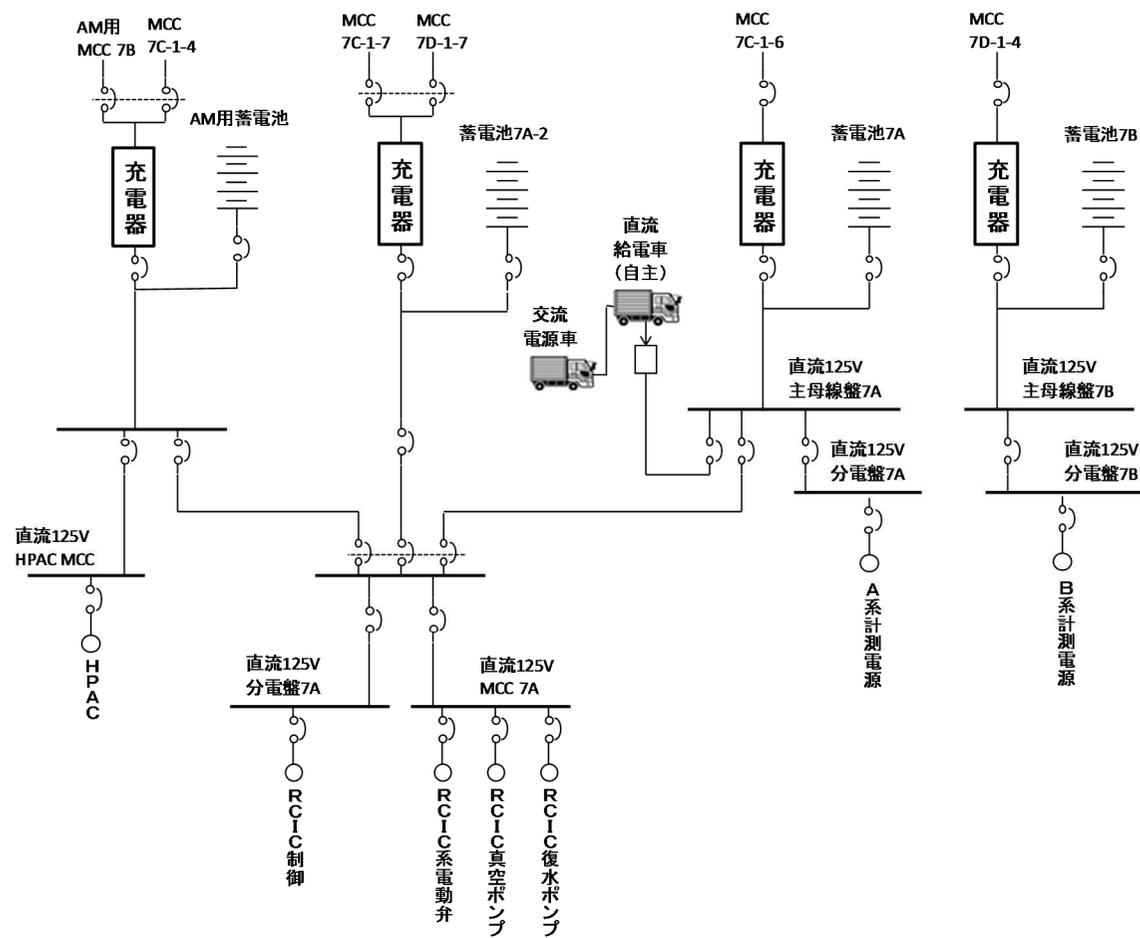


図5 対応手順として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

重大事故対策の成立性

1. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

(1) 高圧代替注水系現場起動

a. 操作概要

高圧注水系が機能喪失した場合において、中央制御室からの操作により高圧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原子炉への注水を実施する。

b. 作業場所(7号炉の例)

原子炉建屋 1階，地下1階，地下2階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

高圧代替注水系現場起動に必要な要員数(4名)，所要時間(40分)のうち，高圧代替注水系系統構成及びタービン起動操作に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安 : 40分(実績時間 : 35分)

(実績時間は、原子炉建屋地下3階の可搬式原子炉水位計使用時の実績時間である。原子炉建屋地上1階の可搬式原子炉水位計は設置工事のため実績時間なし。)

d. 操作の成立性について

作業環境 : バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク，個人線量計，ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路 : バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり，操作性に支障はない。

連絡手段 : 通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備)のうち，使用可能な設備により，中央制

御室に連絡する。



系統構成



高圧代替注水系
起動操作

2. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

(1) 原子炉隔離時冷却系現場起動

a. 操作概要

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により、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、かつ現場での弁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、現場での弁の手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉への注水を実施する。

b. 作業場所(7号炉の例)

原子炉建屋 1階，地下1階，地下3階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

原子炉隔離時冷却系現場起動に必要な要員数(4名)、所要時間(90分)のうち、原子炉隔離時冷却系系統構成及びタービン起動操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安 : 90分(実績時間 : 80分)

(実績時間は、原子炉建屋地下3階の可搬式原子炉水位計使用時の実績時間である。原子炉建屋地上1階の可搬式原子炉水位計は設置工事のため実績時間なし。)

d. 操作の成立性について

作業環境 : 酸素呼吸器及び耐熱服を確実に装着することにより事故環境下においても作業可能である。

移動経路 : バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり、操作性に支障はない。

連絡手段 : 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



原子炉隔離時冷却系
起動操作



回転数確認



原子炉水位確認

(2) 原子炉隔離時冷却系現場起動(排水処理)

a. 操作概要

「原子炉隔離時冷却系現場起動」に伴い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、排水を移送する。

b. 作業場所

6/7号機 サービス建屋 屋外

6/7号機 共用廃棄物処理建屋 1階(管理区域)

7号機 原子炉建屋 地下3階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

原子炉隔離時冷却系現場起動時における冷却水排水処理に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(緊急時対策要員4名)

所要時間目安: 180分(実績時間: 166分)

d. 操作の成立性について

作業環境: 放射線防護服を確実に装着することにより事故環境下においても作業可能である。

移動経路: ヘッドライト・懐中電灯を携行しており、機器を配置するエリアへ移動可能である。アクセスルート上に支障となる設備はないことからアクセス性に問題はない。

操作性: 6/7号機 共用廃棄物処理建屋1階に配置する制御盤からの起動操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



発電機設置



制御盤設置状況



排水用ポンプ設置状況

3. 現場手動操作による高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷系起動における可搬式原子炉水位計接続

(1) 可搬式原子炉水位計接続

a. 操作概要

原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系の現場起動操作において現場での原子炉水位監視のため可搬式原子炉水位計の接続を行う。

b. 作業場所(7号炉の例)

原子炉建屋 1階, 地下1階, 地下3階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

高圧代替注水系現場起動に必要な要員数(4名), 所要時間(40分), 原子炉隔離時冷却系現場起動に必要な要員数(4名), 所要時間(90分)のうち, 可搬式原子炉水位計の接続に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 40分(実績時間: 37分)

(実績時間は, 原子炉建屋地下3階の可搬式原子炉水位計使用時の実績時間である。原子炉建屋地上1階及び地下1階の可搬式原子炉水位計は設置工事中のため実績時間なし。)

d. 操作の成立性について

作業環境 : バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路 : バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 一般的な端子操作とコネクタ接続であり, 操作性に支障はない。

連絡手段 : 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



水位計接続



水位計接続

4. ほう酸水注入系による原子炉注水

(1) ほう酸水注入系による原子炉注水(現場操作)

a. 操作概要

全交流動力電源喪失又は高圧炉心注水系の機能が喪失時において、高圧代替注水系又は原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合、重大事故等の進展抑制のため、ほう酸水注入系により原子炉注水を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 3階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

ほう酸水注入系による原子炉注水の現場での操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: ほう酸水注入系貯蔵タンクを使用した原子炉への継続注水の場合 65分(実績時間: 62分)

ほう酸水注入系テストタンクを使用した原子炉注水の場合 75分(実績時間: 72分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。

ホース接続はカップラ接続であり容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



ホース接続

(2) ほう酸水注入系による原子炉注水のための電源確保

a. 操作概要

ほう酸水注入系により原子炉注水を行う際、注水に必要な電源の受電操作を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

ほう酸水注入系による原子炉注水に必要な要員数(6名)、所要時間(75分)のうち、現場での電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安 : 15分(実績時間:12分)

d. 操作の成立性について

作業環境 : バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路 : バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常受電操作であり、容易な操作可能である。

連絡手段 : 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容		解釈
1. 2. 2. 1 フロントライン系故障時の対応手順	(1) 高圧代替注水系による原子炉の冷却	a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
1. 2. 2. 2 サポート系故障時の対応手順	(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却	a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
1. 2. 2. 3 重大事故等の進展抑制時の対応手順	(1) 重大事故等の進展抑制	a. ほう酸水注入系による原子炉注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
		b. 制御棒駆動水系による原子炉注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
		c. 高圧炉心注水系緊急注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)

操作手順の解釈一覧(1/2)

手順		操作手順記載内容		解釈	
1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1) 高圧代替注水系による原子炉の冷却	a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動	高圧代替注水系注入弁	E61-M0-F004	
			高圧代替注水系タービン止め弁	E51-M0-F065	
			原子炉への注水が開始されたことを高圧代替注水系の系統流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認	原子炉への注水が開始されたことを高圧代替注水系の系統流量の上昇(～182m ³ /h)及び原子炉圧力容器内の水位の上昇により確認	
		b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動	駆動蒸気圧力が規定圧力	駆動蒸気圧力が	
			高圧代替注水系注入弁	E61-M0-F004	
			高圧代替注水系タービン止め弁	E51-M0-F065	
1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉の冷却	a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	駆動蒸気圧力が規定圧力	駆動蒸気圧力が	
			原子炉隔離時冷却系冷却水ライン止め弁	E51-M0-F012	
			真空タンクドレン弁	E51-F652	
			真空タンク水位検出配管ドレン弁	E51-F653	
			セパレータドレン弁	E51-F655	
			原子炉隔離時冷却系注入弁	E51-M0-F004	
			原子炉隔離時冷却系タービン止め弁	E51-M0-F037	
			タービン回転数を規定回転数	タービン回転数を	
			原子炉隔離時冷却系過酷事故時蒸気止め弁	E51-M0-F034	
			防護扉	防護扉	

操作手順の解釈一覧(2/2)

手順	操作手順記載内容	解釈		
1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順	(1) 重大事故等の進展抑制 a. ほう酸水注入系による原子炉注水	復水移送ポンプ吐出圧力にて規定圧力以上であることを確認	復水移送ポンプ吐出圧力にて [] 以上であることを確認	
		ほう酸水注入系ポンプ吸込弁	C41-M0-F001A(B)	
		ほう酸水注入系注入弁	C41-M0-F006A(B)	
		仮設ホース接続(復水補給水系～純水補給水系の間)を実施	仮設ホース接続(P13-F571～P11-F126間及びP13-F570～P11-F134間)を実施	
		復水補給水系積算計出口ドレン弁	P13-F571	
		復水補給水系積算計出口ペントライン接続口止め弁	P13-F570	
		純水補給水系ほう酸水注入系ポンプエリア床除染用ホースコネクション止め弁	P11-F126	
		純水補給水系MSIV/SRVラッピング室床除染用ホースコネクション止め弁	P11-F134	
		ほう酸水注入系封水供給弁	C41-F017	
		ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁	C41-F016	
		ほう酸水注入系ほう酸水貯蔵タンク補給水元弁	C41-F018	
		ほう酸水注入系貯蔵タンク補給水入口弁	C41-F019	
		復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁	P13-F019, F020	
		ほう酸水注入系テストタンク出口弁	C41-F009	
		ほう酸水注入系テストタンク純水供給元弁	C41-F016	
	b. 制御棒駆動水系による原子炉注水	原子炉への注水が開始されたことを制御棒駆動水系の系統流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認	原子炉への注水が開始されたことを制御棒駆動水系の系統流量の上昇 [] 及び原子炉圧力容器内の水位の上昇により確認	
		c. 高圧炉心注水系緊急注水	高圧炉心注水系ポンプ無冷却状態では許容運転時間が定められており、起動後は運転許容時間内にポンプを停止させ高圧炉心注水系の機能を温存させる。	高圧炉心注水系ポンプ無冷却状態での許容運転時間が [] であるため、起動後 [] 後にポンプを停止させ高圧炉心注水系の機能を温存させる。
			高圧炉心注水系ポンプ(B)吐出圧力が規定圧力	高圧炉心注水系ポンプ(B)吐出圧力にて []
	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)		E22-M0-F003B	
	高圧炉心注水系(B)系の系統流量指示上昇	高圧炉心注水系(B)系統流量指示上昇(～727m3/h)		
	高圧炉心注水系ポンプの運転許可時間経過後に高圧炉心注水系ポンプの停止操作をするよう指示する。	高圧炉心注水系ポンプ起動から [] 後に、高圧炉心注水系ポンプの停止操作をするよう指示する。		

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

< 目 次 >

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 代替減圧

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 常設直流電源系統喪失時の減圧

(b) 逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧

(c) 逃がし安全弁作動可能な環境条件

(d) 復旧

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備

(a) インターフェイスシステムLOCA発生時の対応

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. 手順等

1.3.2 重大事故等発生時の手順

1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 代替減圧

a. 手動による原子炉減圧

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧

a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放

b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放

c. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放

(2) 逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧

a. 高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保

(3) 復旧

a. 代替直流電源設備による復旧

b. 代替交流電源設備による復旧

(4) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.3.2.3 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順

(1) EOP「原子炉建屋制御」

1.3.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料1.3.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料1.3.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料1.3.3 重大事故対策の成立性
 - 1. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
 - 2. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）開放
 - 3. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁（自動減圧機能なし）開放
 - 4. 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保
 - 5. インターフェイスシステム LOCA 発生時の漏えい停止操作（高圧炉心注水系の場合）
- 添付資料1.3.4 インターフェイスシステムLOCA時の概要図
- 添付資料1.3.5 インターフェイスシステムLOCA発生時における破断箇所の隔離ができない場合の現場環境等について
- 添付資料1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について
- 添付資料1.3.7 代替注水系 1系注水準備完了にて原子炉を急速減圧する条件及び理由について
- 添付資料 1.3.8 解釈一覧
 - 1. 判断基準の解釈一覧
 - 2. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であつて、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、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「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ために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 可搬型重大事故防止設備

- a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWR の場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWR の場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。
- b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ボンベを整備すること。
- c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。

(2) 復旧

- a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。

(3) 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）

- a) SGTR 発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。（PWR の場合）

(4) インターフェイスシステム LOCA（ISLOCA）

- a) ISLOCA 発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁（BWR の場合）又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWR の場合）を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能は、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による減圧機能（以下、「自動減圧系」という。）である。

インターフェイスシステム LOCA 発生時は、逃がし安全弁による減圧操作を行うとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで冷却材の漏えいを抑制する。なお、損傷箇所の隔離ができない場合は、逃がし安全弁による減圧で冷却材の漏えいを抑制する。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備を整備しており、ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

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が高圧状態にある場合には、原子炉の減圧が必要である。原子炉の減圧をするための設計基準事故対処設備として自動減圧系を設置している。

この設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下、「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（図 1.3.1）。

また、インターフェイスシステム LOCA の対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

なお、重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六条及び技術基準規則第六十一条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、自動減圧系の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は

直流電源喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準，基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.3.1 に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 代替減圧

設計基準事故対処設備である自動減圧系が故障等により原子炉の減圧ができない場合に，原子炉減圧の自動化，又は手動操作により原子炉を減圧する手段がある。

i. 原子炉減圧の自動化

原子炉水位低 (L-1) の状態が10分間継続し，かつ残留熱除去系ポンプが運転している場合に，代替自動減圧機能により原子炉を自動で減圧する。なお，「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「EOP 原子炉制御「反応度制御」」対応操作中は，原子炉減圧による原子炉への冷水注水量増加に伴う原子炉出力増加を防止するため，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作動を阻止する。

代替自動減圧機能により原子炉を減圧する設備は以下のとおり。

- ・ 代替自動減圧ロジック (代替自動減圧機能)
- ・ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付きC, H, N, Tの4弁)
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 自動減圧系の起動阻止スイッチ
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ

ii. 手動による原子炉減圧

逃がし安全弁の自動減圧機能が喪失した場合であっても，逃がし弁機能が正常であれば，中央制御室からの手動操作により逃がし弁機能用電磁弁及び作動室素ガスを用いて逃がし安全弁を開操作し，原子炉を減圧できる。また，主蒸気隔離弁が全開状態であり，かつ常用電源が健全で，復水器の真空状態が維持できていれば，中央制御室からの手動操作によりタービンバイパス弁を開操作し，原子炉を減圧でき

る。

逃がし安全弁（逃がし弁機能）による減圧又はタービンバイパス弁による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 逃がし安全弁（逃がし弁機能）
- ・ 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
- ・ タービンバイパス弁
- ・ タービン制御系

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替減圧で使用する設備のうち、代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）、逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、自動減圧系の起動阻止スイッチ、自動減圧機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.3.1）

以上の重大事故等対処設備により、逃がし安全弁の自動減圧機能喪失が発生した場合においても、原子炉を減圧することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ タービンバイパス弁、タービン制御系

炉心損傷前において、主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、復水器の真空状態が維持できていれば、逃がし安全弁の代替手段として有効である。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 常設直流電源系統喪失時の減圧

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の駆動に必要な常設直流電源が喪失し、原子炉の減圧ができない場合に、可搬型直流電源設備及び逃がし安全弁用可搬型蓄電池により逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する手段がある。

また、逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源が確保できない場合においても、代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を駆動させ原子炉を減圧する手段がある。

i. 可搬型直流電源設備による減圧

可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。なお、可搬型直流電源設備による直流電源の供給準備が整うまでの期間、常設代替直流電源設備にて逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する。

可搬型直流電源設備による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型直流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ AM用切替装置（SRV）
- ・ 燃料補給設備

ii. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による減圧

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の駆動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の機能を回復させて原子炉を減圧する。

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 逃がし安全弁用可搬型蓄電池

iii. 代替逃がし安全弁駆動装置による減圧

逃がし安全弁（自動減圧機能なし）の排気ポートに高圧窒素ガス供給系（代替逃がし安全弁駆動装置）からの窒素ガスを供給することで、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を駆動し、原子炉を減圧する。

代替逃がし安全弁駆動装置による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧窒素ガス供給系（代替逃がし安全弁駆動装置）

(b) 逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧

不活性ガス系からの作動窒素ガスの供給が喪失し、逃がし安全弁の駆動に必要な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に、高圧窒素ガス供給系（非常用）により逃がし安全弁の駆動源を確保し、逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉を減圧する手段がある。

i. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による作動窒素ガス確保

逃がし安全弁の作動窒素ガスの供給源を不活性ガス系から高圧窒素ガス供給系（非常用）に切り替えることで作動窒素ガスを確保し、原子炉を減圧する。また、逃がし安全弁の駆動源が高圧窒素ガス供給系（非常用）から供給されている期間中において、逃がし安全弁の作動に伴い逃がし安全弁の駆動に必要な作動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ことで作動窒素ガスを確保し、原子炉を減圧する。

高圧窒素ガス供給系（非常用）による作動窒素ガス確保で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 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

(c) 逃がし安全弁作動可能な環境条件

想定される重大事故等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に、逃がし安全弁作動窒素ガス圧力を調整可能な設計としている。

i. 逃がし安全弁の背圧対策

高圧窒素ガス供給系（非常用）は、想定される重大事故等の環境条件を考慮して、原子炉格納容器圧力が設計圧力の2倍の状態（2Pd）となった場合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に、供給圧力を設定する。

逃がし安全弁の背圧対策として、窒素ガスの供給圧力を調整するために使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧窒素ガスポンペ
- ・ 高圧窒素ガス供給系配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁

(d) 復旧

設計基準事故対処設備である逃がし安全弁（自動減圧機能付き）が全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失により原子炉の減圧ができない場合に、代替電源により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁を復旧することで原子炉を減圧する手段があ

る。

i. 代替直流電源設備による復旧

代替直流電源設備（可搬型直流電源設備又は直流給電車）により逃がし安全弁の駆動に必要な電源を供給することで原子炉を減圧する。

代替直流電源設備により逃がし安全弁を復旧する設備は以下のとおり。

- ・可搬型直流電源設備
- ・直流給電車及び可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

ii. 代替交流電源設備による復旧

代替交流電源設備（常設又は可搬型）により充電器を受電し、逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を供給することで原子炉を減圧する。

代替交流電源設備により逃がし安全弁を復旧する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

常設直流電源系統喪失時の減圧で使用する設備のうち、可搬型直流電源設備、常設代替直流電源設備、AM用切替装置（SRV）、燃料補給設備及び逃がし安全弁用可搬型蓄電池は重大事故等対処設備として位置づける。

逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧で使用する設備のうち、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及び逃がし弁機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置づける。

逃がし安全弁作動可能な環境条件で使用する設備のうち、高圧窒素ガスポンペ、高圧窒素ガス供給系配管・弁及び主蒸気系配管・弁は重大事故等対処設備として位置づける。

復旧で使用する設備のうち、可搬型直流電源設備、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源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づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は直流電源喪失が発生した場合においても、原子炉を減圧することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・代替逃がし安全弁駆動装置

現状の設備では系統構成（フランジ取り外し、ホース取り付け）を二次格納容器内で実施しなければならず、事象の進展によってはアクセス困難となる可能性があるが、逃がし安全弁の代替手段として有効である。

- ・直流給電車

給電開始までに時間を要するが、給電可能であれば重大事故等の対処に必要な電力を確保できることから有効な手段である。

c. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備

(a) インターフェイスシステムLOCA発生時の対応

インターフェイスシステムLOCA発生時に、漏えい箇所を隔離できない場合、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により原子炉を減圧する手段がある。

原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・逃がし安全弁
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・タービンバイパス弁
- ・タービン制御系

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

インターフェイスシステムLOCA発生時における原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧で使用する設備のうち、逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャは重大事故等対処設備として位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により、インターフェイスシステムLOCAが発生した場合においても、原子炉を減圧することで、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいすることを抑制できる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・タービンバイパス弁，タービン制御系

主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、復水器の真空状態が維持できていれば、原子炉を減圧する手段として有効である。

d. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」，「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」及び「c. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下、「EOP」という。）及び事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下、「SOP」という。）に定める（表1.3.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.3.2，表1.3.3）。

（添付資料1.3.2）

1.3.2 重大事故等発生時の手順

1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 代替減圧

a. 手動による原子炉減圧

原子炉を冷温停止に移行するために原子炉を減圧する場合又は低圧注水系による原子炉注水のために原子炉を減圧する場合は、逃がし安全弁又はタービンバイパス弁を手動操作することにより、原子炉の減圧を実施する。

炉心損傷後の原子炉の減圧は逃がし安全2弁を使用して行う。

(a) 手順着手の判断基準

① 原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

- ・ 復水器が使用可能であり、タービンバイパス弁の開操作が可能な場合
- ・ 復水器が使用不可能であるが、逃がし安全弁の開操作が可能な場合

② 急速減圧の場合

- ・ 低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上^{※1}起動により原子炉注水手段が確保され、逃がし安全弁の開操作が可能な場合
- ・ 逃がし安全弁が使用できない場合は、復水器が使用可能で、タービンバイパス弁の開操作が可能な場合

③ 炉心損傷後の原子炉減圧の場合

[低圧注水手段がある場合]

- ・ 高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系^{※2}以上が使用可能である場合

[注水手段がない場合]

- ・ 原子炉水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置）に到達した場合

※1: 「低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心注水系、残留熱除去系（低圧注水モード）、給水系及び復水系のいずれか1系以上、又は低圧代替注水系（常設）、消火系若しくは低圧代替注水系（可搬型）の組み合わせによる2系以上をいう。

なお、原子炉格納容器パラメータ又は原子炉水位が規定値に到達した場合は、**代替注水系** 1系であっても減圧を行う。

※2: 「**低圧注水系1系**」とは、**残留熱除去系**（**低圧注水モード**），**低圧代替注水系**（**常設**），**消火系**，**低圧代替注水系**（**可搬型**），**給水系**及び**復水系**の1系のいずれかをいう。

（添付資料1.3.7）

(b) 操作手順

逃がし安全弁又はタービンバイパス弁を使用した原子炉の減圧を行う手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.3.2、図1.3.3及び図1.3.4に示す。

[タービンバイパス弁による原子炉の減圧]

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、**中央制御室**運転員にタービンバイパス弁を手動で開操作し、原子炉を減圧するよう指示する。

②^a（判断基準①：原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合）

中央制御室運転員Aは、原子炉減圧時の原子炉冷却材温度変化率が55°C/h以内になるように、タービンバイパス弁の開閉操作を行う。

②^b（判断基準②：急速減圧の場合）

中央制御室運転員Aは、原子炉を急速減圧するため、タービンバイパス弁を開操作する。

[逃がし安全弁による原子炉の減圧]

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、**中央制御室**運転員に逃がし安全弁を手動で開操作し、原子炉を減圧するよう指示する。

②^a（判断基準①：原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合）

中央制御室運転員Aは、原子炉減圧時の原子炉冷却材温度変化率が55°C/h以内になるように、逃がし安全弁を手動で開閉操作を行う。

②^b（判断基準②：急速減圧の場合）

中央制御室運転員Aは、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）8弁を手動で開操作し、原子炉の急速減圧を行う。

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）が開放できない場合は、自動減圧機能を有する逃がし安全弁とそれ以外の逃がし安全弁を合わせて8弁を開放する。

②^c（判断基準③：炉心損傷後の原子炉減圧の場合）

中央制御室運転員Aは、逃がし安全弁（自動減圧機能付き又は逃がし弁機能）2弁を手動で開操作し、原子炉を減圧する。

③中央制御室運転員Aは、サブプレッション・チェンバ・プール水温度上昇防止のため、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）によるサブプレッション・チェンバ・プール水の除熱を行う。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室運転員1名で対応が可能である。

作業開始を判断してから原子炉の減圧を開始するまでの所要時間は下記のとおり。

- ・タービンバイパス弁による原子炉の減圧：1分以内
- ・逃がし安全弁による原子炉の減圧：1分以内

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.3.16に示す。

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、低圧注水系又は代替注水系による原子炉注水準備が完了し、復水器が使用可能であればタービンバイパス弁による原子炉減圧を実施する。復水器が使用不可能であれば逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。また、原子炉水位低(L-1)が10分継続し、かつ残留熱除去系ポンプが運転している場合は代替自動減圧機能が自動で作動し原子炉を減圧する。

1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧

a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、常設代替直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を開放して、原子炉の減圧を実施する。その後、常設代替直流電源設備の枯渇により逃がし安全弁の駆動電源喪失を防止するため、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を継続的に供給する。

原子炉の減圧確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で原子

炉の減圧を確認する。

(a) 手順着手の判断基準

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

- ・ 炉心損傷前の原子炉減圧は、低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上^{※1}起動により原子炉注水手段が確保されている場合、炉心損傷後の原子炉減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系^{※2}以上が使用可能である場合、又は原子炉水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置）に到達した場合。
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能なし）作動用窒素ガスが確保されている場合。
- ・ 逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源が常設代替直流電源設備より給電が可能な場合。

※1：「低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心注水系、残留熱除去系（低圧注水モード）、給水系及び復水系のいずれか1系以上、又は低圧代替注水系（常設）、消火系若しくは低圧代替注水系（可搬型）の組み合わせによる2系以上をいう。

なお、原子炉格納容器パラメータ又は原子炉水位が規定値に到達した場合は、代替注水系1系であっても減圧を行う。

※2：「低圧注水系1系」とは、残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧代替注水系（常設）、消火系、低圧代替注水系（可搬型）、給水系及び復水系の1系のいずれかをいう。

（添付資料1.3.7）

(b) 操作手順

可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.3.3に、概要図を図1.3.5に、タイムチャートを図1.3.6に示す。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に常設代替直流電源設備による逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。

②^a中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力の監視用として、中央制

御室のATWS/RPT盤に可搬計測器のケーブルを接続し、指示を確認する。

- ②^b現場にて原子炉圧力を確認する場合
現場運転員C及びDは、原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)の原子炉圧力計にて指示を確認する。
- ③現場運転員C及びDは、常設代替直流電源設備による逃がし安全弁の開放の系統構成として、高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の全閉操作を実施する。
なお、高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の操作場所は二次格納施設内であり、事象の進展によりアクセス困難となった場合は、全閉操作は実施しない。
- ④現場運転員E及びFは、常設代替直流電源設備による逃がし安全弁の開放の系統構成として、高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)、(B)の全開操作及び高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)、(B)供給弁の全開操作を実施する。
- ⑤現場運転員E及びFは、窒素ガスボンベ出口圧力が規定圧力以上であり、逃がし安全弁(自動減圧機能なし)の駆動源が確保されていることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、中央制御室のAM用切替装置(SRV)で、125V DC分電盤側の逃がし安全弁用供給電源NFBを開放し、125V AM分電盤側の逃がし安全弁用供給電源NFBを投入し、当直副長に常設代替直流電源設備による逃がし安全弁開放の準備完了を報告する。
- ⑦当直副長は、中央制御室運転員に常設代替直流電源設備による逃がし安全弁の開放を指示する。
- ⑧当直副長は、中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合は中央制御室運転員に、現場にて原子炉圧力を確認する場合は現場運転員に原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑨中央制御室運転員A及びBは、逃がし安全弁(自動減圧機能なし)を手動で開操作し、原子炉の減圧を開始する。
- ⑩^a中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合
中央制御室運転員A及びBは、中央制御室のATWS/RPT盤に接続した可搬計測器にて、原子炉圧力の低下により減圧が開始されたことを確認し、当直副長並びに現場運転員C、D、E及びFに報告するとともに、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

⑩^b現場にて原子炉圧力を確認する場合

現場運転員C及びDは、原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)の原子炉圧力計の指示下降により減圧が開始されたことを確認し、当直副長並びに現場運転員E及びFに報告するとともに、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源供給を継続的に維持させるよう依頼する。

⑫中央制御室運転員A及びB又は現場運転員C及びDは、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直副長へ原子炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替直流電源設備による逃がし安全弁開まで約35分で可能である。また、常設代替直流電源設備の枯渇により逃がし安全弁の駆動電源喪失を防止するため、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源供給を継続的に維持させる。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料1.3.3-1)

b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放

常設直流電源喪失により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の原子炉減圧機能が喪失した場合、現場多重伝送盤にて逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を開放することで原子炉の減圧を実施する。

原子炉の減圧確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で原子炉の減圧を確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を中央制御室から遠隔操作できない状態において、**炉心損傷前の原子炉減圧は**、低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上^{*1}起動により原子炉注水手段が確保されている場合、炉心損傷後の原子炉減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系^{*2}以上が使用可能である場合、又は原子炉水位が規定水位(有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置)に到達した場合で、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)作動用窒素ガスが確保されている場合。

※1:「低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)、給水系及び復水系のいずれか1系以上、又は低圧代替注水系(常設)、消火系若しくは低圧代替注水系(可搬型)の組み合わせによる2系以上をいう。

なお、原子炉格納容器パラメータ又は原子炉水位が規定値に到達した場合は、**代替注水系**1系であっても減圧を行う。

※2:「低圧注水系1系」とは、残留熱除去系(低圧注水モード)、低圧代替注水系(常設)、消火系、低圧代替注水系(可搬型)、給水系及び復水系の1系のいずれかをいう。

(添付資料1.3.7)

(b) 操作手順

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.3.3に、概要図を図1.3.7に、タイムチャートを図1.3.8に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放の準備開始を指示する。
- ②^a中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力の監視用として、中央制御室のATWS/RPT盤に可搬計測器のケーブルを接続し、指示を確認する。
- ②^b現場にて原子炉圧力を確認する場合
現場運転員C及びDは、原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)の原子炉圧力計にて指示を確認する。
- ③現場運転員C及びDは、**逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし**

安全弁(自動減圧機能付き)開放の系統構成として、高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の全閉操作を実施する。

なお、高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の操作場所は二次格納施設内であり、事象の進展によりアクセス困難となった場合は、全閉操作は実施しない。

- ④現場運転員E及びFは、逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放の系統構成として、高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)，(B)の全開操作及び高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)，(B)供給弁の全開操作を実施する。
- ⑤現場運転員E及びFは、窒素ガスポンベ出口圧力が規定圧力以上であり、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の駆動源が確保されていることを確認する。
- ⑥現場運転員E及びFは、多重伝送現場盤内の逃がし安全弁(自動減圧機能付き)作動回路に、逃がし安全弁用可搬型蓄電池及び仮設ケーブルを接続し、当直副長に逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放の準備完了を報告する。
- ⑦当直副長は、現場運転員に逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の開放を指示する。
- ⑧当直副長は、中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合は中央制御室運転員に、現場にて原子炉圧力を確認する場合は現場運転員に原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑨現場運転員E及びFは、多重伝送現場盤に接続した逃がし安全弁用可搬型蓄電池の操作により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を開放し、原子炉の減圧を開始する。
- ⑩^a中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合
中央制御室運転員A及びBは、中央制御室のATWS/RPT盤に接続した可搬計測器にて、原子炉圧力の低下により減圧が開始されたことを確認し、当直副長並びに現場運転員C，D，E及びFに報告するとともに、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。
- ⑩^b現場にて原子炉圧力を確認する場合
現場運転員C及びDは、原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)の原子炉圧力計の指示下降により減圧が開始されたことを確認し、当直副長並びに現場運転員E及びFに報告するとともに、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

- ⑪中央制御室運転員A及びB又は現場運転員C及びDは、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直副長へ原子炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放まで約55分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料1.3.3-2)

c. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の原子炉減圧機能が喪失した場合、代替逃がし安全弁駆動装置より逃がし安全弁(自動減圧機能なし)の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給することで逃がし安全弁(自動減圧機能なし)を開放し、原子炉の減圧を実施する。

原子炉の減圧確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で原子炉の減圧を確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を中央制御室から遠隔操作できない状態において、低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上^{※1}起動により原子炉注水手段が確保され、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)作動用窒素ガスが確保されている場合。

※1: 「低圧注水系1系以上又は代替注水系2系以上」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心注水系、残留熱除去系(低圧注水モード)、給水系及び復水系のいずれか1系以上、又は低圧代替注水系(常設)、消火系若しくは低圧代替注水系(可搬型)の組み合わせによる2系以上をいう。

なお、原子炉格納容器パラメータ又は原子炉水位が規定値に到達した場合は、代替注水系1系であっても減圧を行う。

(b) 操作手順(A系使用の例)

代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.3.3に、概要図を図1.3.9に、タイムチャートを図1.3.10に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放の準備開始を指示する。
- ②^a中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力の監視用として、中央制御室のATWS/RPT盤に可搬計測器のケーブルを接続し、指示を確認する。
- ②^b現場にて原子炉圧力を確認する場合
現場運転員C及びDは、原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)の原子炉圧力計の指示を確認する。
- ③現場運転員C及びDは、代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放の系統構成として代替逃がし安全弁駆動装置のホース接続用フランジへ仮設ホースを接続し、高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス供給弁後弁(A)、高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第一隔離弁(A)、高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第二隔離弁(A)の全開操作を実施する。
- ④現場運転員E及びFは、代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放の系統構成として高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス排気止め弁(A)の全閉操作を実施し、当直副長に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放の準備完了を報告する。
- ⑤当直副長は、現場運転員に代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)の開放を指示する。
- ⑥当直副長は、中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合は中央制御室運転員に、現場にて原子炉圧力を確認する場合は現場運転員に原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑦現場運転員E及びFは、高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス(A)供給弁を開操作し、原子炉の減圧を開始する。
- ⑧^a中央制御室にて原子炉圧力を確認する場合

中央制御室運転員A及びBは、中央制御室のATWS/RPT盤に接続した可搬計測器にて、原子炉圧力の低下により減圧が開始されたことを確認し、当直副長並びに現場運転員C、D、E及びFに報告するとともに、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

⑧^b現場にて原子炉圧力を確認する場合

現場運転員C及びDは、原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)の原子炉圧力計の指示下降により減圧が開始されたことを確認し、当直副長並びに現場運転員E及びFに報告するとともに、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。

⑨中央制御室運転員A及びB又は現場運転員C及びDは、原子炉圧力が逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、当直副長へ原子炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放まで約40分で可能である。

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

(添付資料1.3.3-3)

(2) 逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧

a. 高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保

不活性ガス系からの作動窒素ガスの供給が喪失し、逃がし安全弁の駆動に必要な作動窒素ガスの供給圧力が低下した場合に、供給源を高圧窒素ガスボンベに切り替えることで逃がし安全弁の駆動源を確保する。

また、高圧窒素ガスボンベからの供給期間中において、逃がし安全弁駆動用の高圧窒素ガス供給系(非常用)出口のボンベ圧力が低下した場合に、高圧窒素ガスボンベ(待機)側へ切替を実施し、使用済みの高圧窒素ガスボンベを予備の高圧窒素ガスボンベと交換する。

(a) 手順着手の判断基準

『不活性ガス系から高圧窒素ガス供給系(非常用)への切替』

高圧窒素ガス供給系ドライウェル入口圧力低警報が発生した場合。
『高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベの切替及び交換』

高圧窒素ガスポンベから逃がし安全弁へ駆動用窒素ガス供給期間中に、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合。

(b) 操作手順

高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.3.11に、タイムチャートを図1.3.12に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)，(B)供給弁の操作スイッチを全閉位置から全開位置とし、高圧窒素ガスポンベによる供給に切り替わることを高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)，(B)の全閉及び高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)，(B)供給弁の全開により確認する。あわせて、高圧窒素ガス供給系ADS入口圧力が規定圧力以上であることを確認し、高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)，(B)の操作スイッチを自動位置から全開位置とし当直副長に報告する。なお、電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、手動操作にて高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁の全閉操作を実施し、高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)，(B)及び高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)，(B)供給弁の全開操作を実施する。
- ③当直副長は、高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁への作動用窒素ガス供給中、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合、現場運転員に高圧窒素ガスポンベ(待機)側への切替及び使用済み高圧窒素ガスポンベの交換を指示する。
- ④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ新たに高圧窒素ガスポンベの確保を依頼する。
- ⑤現場運転員C及びD，E及びFは、高圧窒素ガスポンベを使用側から待機側へ切替操作を実施する。
- ⑥現場運転員C及びD，E及びFは、予備ポンベラックより予備の高圧窒素ガスポンベを使用済みの高圧窒素ガスポンベと交換する。
- ⑦現場運転員C及びDは、高圧窒素ガスポンベ交換後、高圧窒素ガス供

給ラインのリークチェックを実施し、当直副長に高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保完了を報告する。

(c) 操作の成立性

作業開始を判断してから、高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保完了までの必要な要員及び所要時間は以下のとおり。

- ・ 高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保
中央制御室運転員2名，現場運転員2名にて作業を実施した場合は約20分で可能である。
- ・ ボンベ切替及び予備の高圧窒素ガスボンベへの交換による逃がし安全弁駆動源確保
現場運転員4名にて作業を実施した場合は約60分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。(添付資料1.3.3-4)

(3) 復旧

a. 代替直流電源設備による復旧

常設直流電源喪失により逃がし安全弁の機能喪失が起きた場合、代替直流電源設備により逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の駆動に必要な電源を復旧して原子炉減圧を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源設備の機能喪失により、直流125V主母線(A)系及び(B)系の電圧喪失を確認した状況で、可搬型直流電源設備又は直流給電車いずれかの設備からの給電が可能な場合。

(b) 操作手順

代替直流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

逃がし安全弁(自動減圧機能付き)は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、可搬型直流電源設備又は直流給電車いずれかの設備から

の電源復旧後、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の開放まで約1分で可能である。

b. 代替交流電源設備による復旧

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源喪失が発生している場合、代替交流電源設備により充電器を受電し、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の駆動に必要な直流電源を復旧して原子炉減圧を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により、P/C C系及びP/C D系の受電が完了している場合。

(b) 操作手順

代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

逃がし安全弁(自動減圧機能付き)は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、代替交流電源設備により電源復旧後、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の開放まで約1分で可能である。

(4) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.3.16に示す。

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、可搬型直流電源設備、逃がし安全弁用可搬型蓄電池、代替逃がし安全弁駆動装置により逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。

常設直流電源喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、可搬型直流電源設備、直流給電車により逃がし安全弁を作動させて原子炉を減圧する。

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、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を充電し、直流電源を確保することで、逃がし安全弁の機能を復旧する。

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動作しない場合、高圧窒素ガスボンベより逃がし安全弁作動窒素ガスを確保し、逃がし

安全弁を作動させて原子炉を減圧する。

なお、逃がし安全弁の背圧対策として、想定される重大事故等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、予め逃がし安全弁作動窒素ガス圧力を調整している。

1.3.2.3 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順

(1)EOP「原子炉建屋制御」

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材の漏えいが生じる。したがって、原子炉格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所の隔離、保有水を確保するための原子炉注水が必要となる。

破断箇所の発見又は隔離ができない場合は、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により原子炉を減圧することで、原子炉建屋への原子炉冷却材漏えいを抑制し、破断箇所の隔離を行う。

a. 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却系出口配管の圧力上昇、原子炉建屋内の温度上昇又は放射線モニタの指示上昇等を示すパラメータの変化及び警報の発生により、インターフェイスシステムLOCAの発生を判断した場合。

b. 操作手順

EOP「原子炉建屋制御」における操作手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.3.13及び図1.3.14に、タイムチャートを図1.3.15に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、インターフェイスシステムLOCAの発生を判断し、中央制御室運転員に原子炉手動スクラムと破断箇所の特定及び隔離を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、原子炉手動スクラムを実施する。また、発生した警報及びパラメータの変化から、破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作にて隔離を実施する。
- ③当直副長は、破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作にて隔離不可の場合は、中央制御室運転員に非常用ガス処理系起動及び低圧炉心注水系2系統以上起動又は代替注水系起動を指示する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、非常用ガス処理系及び低圧炉心注水系2系統以上又は代替注水系の起動操作を実施する。
- ⑤当直副長は、非常用ガス処理系及び低圧炉心注水系2系統以上又は

代替注水系の起動後、運転員に原子炉減圧、原子炉水位低下、原子炉建屋環境悪化(建屋温度、建屋圧力、建屋放射線量)抑制の操作開始を指示する。

⑥^a復水器使用可能の場合

中央制御室運転員A及びBは、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により急速減圧を行い、原子炉減圧(大気圧まで)を実施することで、原子炉建屋への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。

⑥^b復水器使用不可能の場合

中央制御室運転員A及びBは、逃がし安全弁により急速減圧を行い、原子炉減圧(減圧完了圧力まで)を実施することで、原子炉建屋への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。

⑦中央制御室運転員A及びBは、低圧注水系2系統以上又は代替注水系により原子炉水位をL-1～L-1.5に維持する。

⑧中央制御室運転員A及びBは、原子炉建屋放射能及び燃料取替床放射能が制限値以下の場合、原子炉区域・タービン区域換気空調系の起動操作を実施し、原子炉建屋環境(建屋温度、建屋圧力、建屋放射線量)の悪化抑制を行う。

⑨現場運転員C及びDは、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は、蒸気漏えいに備え保護具(酸素呼吸器及び耐熱服)を装着し(現場運転員E及びFは装着補助を行う)、原子炉建屋(管理区域)にて隔離弁を全閉することで原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを停止する。

⑩中央制御室運転員A及びBは、各種監視パラメータの変化から、破断箇所の隔離が成功していることを確認し、原子炉水位をL-3～L-8に調整・維持する。

⑪中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系ポンプ(停止時冷却モード)を起動し、原子炉の冷却を行う。

c. 操作の成立性

上記の操作のうち、中央制御室からの隔離操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合、インターフェイスシステムLOCA発生から破断箇所の隔離完了まで15分以内で可能である。

遠隔操作による隔離ができない場合の現場での隔離操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、インターフェイスシステムLOCA発生から破断箇所の隔離完了まで約330分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、保護具(酸素呼吸器及び耐熱服)、照明及び通信連絡設備を整備する。

(中央制御室からの遠隔隔離操作の成立性)

インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性のある操作は、定例試験として実施する非常用炉心冷却系電動弁手動開閉試験における原子炉注入弁の手動開閉操作である。

上記試験を行う際は、系統圧力を監視し上昇傾向にならないことを確認しながら操作し、系統圧力が上昇傾向になった場合は速やかに原子炉注入弁の閉操作を実施することとしている。しかし、故障等により閉操作が困難となり系統圧力が異常に上昇し、低圧設計部分の過圧を示す警報の発生及び漏えい関連警報が発生した場合には、同試験を実施していた非常用炉心冷却系でインターフェイスシステムLOCAが発生していると判断できる。これにより、漏えい箇所の特定制及び隔離操作箇所の特定制が容易であり、中央制御室からの遠隔隔離操作を速やかに行うことが可能である。

(現場隔離操作の成立性)

隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルート 환경을考慮しても、現場での隔離操作は可能である。

(溢水の影響)

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、溢水の影響を受けない。

(インターフェイスシステムLOCAの検知について)

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉格納容器内外のパラメータ等によりインターフェイスシステムLOCAと判断する。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、床漏えい検出器、監視カメラ及び火災報知器により、漏えい場所を特定するための参考情報の入手並びに原子炉建屋の状況を確認することが可能である。

(添付資料1.3.3-5, 添付資料1.3.4, 添付資料1.3.5, 添付資料1.3.6)

1.3.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

逃がし安全弁，中操監視計器類への電源供給手順及び可搬型代替直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

表 1.3.1 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順

対応手段, 対応設備, 手順書一覧 (1/3)

(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	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) 逃がし安全弁(自動減圧機能付き C, H, N, T の 4 弁) 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧系の起動阻止スイッチ 自動減圧機能用アキュムレータ	— ※1, ※2	
		手動による原子炉減圧	逃がし安全弁(逃がし弁機能) 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 対応設備	事故時運転操作手順書(微候ベース) 原子炉制御「減圧冷却」等 事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-1」
			タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策 設備	

※1:代替自動減圧機能は、運転員による操作不要の減圧機能である。

※2:自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については、「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4:逃がし安全弁の背圧対策は、運転員による操作不要の対策である。

対応手段，対応設備，手順書一覧(2/3)

(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応設備	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減圧	可搬型直流電源設備 ※3 常設代替直流電源設備 AM用切替装置 (SRV) 燃料補給設備 ※3	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放」
		逃がし安全弁用可搬型蓄電池による減圧	逃がし安全弁用可搬型蓄電池	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「逃がし安全弁用可搬型蓄電池による SRV 開放(多重伝送盤)」
		代替逃がし安全弁駆動装置による減圧	高圧窒素ガス供給系(代替逃がし安全弁駆動装置)	自主対策設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「代替 SRV 駆動装置による SRV 開放」
	不活性ガス系	高圧窒素ガス供給系(非常用)による作動窒素ガス確保	高圧窒素ガスポンプ 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 対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「SRV 駆動源確保」
	—	逃がし安全弁の背圧対策	高圧窒素ガスポンプ 高圧窒素ガス供給系配管・弁 主蒸気系配管・弁	重大事故等 対応設備	— ※4

※1:代替自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2:自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については，「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4:逃がし安全弁の背圧対策は，運転員による操作不要の対策である。

対応手段，対応設備，手順書一覧(3/3)

(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 全交流動力電源	代替直流電源設備 による復旧	可搬型直流電源設備 ※3 燃料補給設備 ※3	— ※3
			直流給電車及び可搬型代替交流電源設備 ※3	
		代替交流電源設備 による復旧	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	
インターフェイスシステム LOCA発生時	—	原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧	逃がし安全弁 主蒸気系配管・クエンチャ	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「原子炉建屋制御」等
			タービンバイパス弁 タービン制御系	

※1:代替自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2:自動減圧系の起動阻止スイッチの手順については，「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4:逃がし安全弁の背圧対策は，運転員による操作不要の対策である。

表 1.3.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/6)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)代替減圧			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「減圧冷却」	判断基準	補機監視機能 高圧炉心注水系(B)吐出圧力 高圧炉心注水系(C)吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 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 RFP 吐出ヘッド圧力 復水器器内圧力	
	操作	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)
		補機監視機能	サブプレッション・チェンバ・プール水位 サブプレッション・チェンバ・プール水温度 復水器器内圧力
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「急速減圧」	判断基準	補機監視機能 高圧炉心注水系(B)吐出圧力 高圧炉心注水系(C)吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 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 RFP 吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A)吐出圧力 復水移送ポンプ(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力 復水器器内圧力	
	操作	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)
		補機監視機能	サブプレッション・チェンバ・プール水位 サブプレッション・チェンバ・プール水温度 復水器器内圧力

監視計器一覧 (2/6)

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)	
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)代替減圧			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-1」	判断基準	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 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A)吐出圧力 復水移送ポンプ(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA)
	操作	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水位	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA)
		原子炉格納容器内の放射線量率	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

監視計器一覧 (3/6)

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)
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧		
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放」	判断基準	電源 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 充電器盤 A-2 電圧
		補機監視機能 高圧窒素ガス供給系 ADS(A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS(B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンペ(A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンペ(B) 出口圧力 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 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A) 吐出圧力 復水移送ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ(C) 吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		補機監視機能 高圧窒素ガス供給系 ADS(A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS(B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンペ(A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンペ(B) 出口圧力
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「逃がし安全弁用可搬型蓄電池による SRV 開放(多重伝送盤)」	判断基準	電源 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 充電器盤 A-2 電圧
		補機監視機能 高圧窒素ガス供給系 ADS(A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS(B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンペ(A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンペ(B) 出口圧力 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 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A) 吐出圧力 復水移送ポンプ(B) 吐出圧力 復水移送ポンプ(C) 吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		補機監視機能 高圧窒素ガス供給系 ADS(A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS(B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンペ(A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンペ(B) 出口圧力

監視計器一覧(4/6)

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)	
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)常設直流電源系統喪失時の減圧			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「代替 SRV 駆動装置による SRV 開放」	判断基準	電源	直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 直流 125V 充電器盤 A-2 電圧
		補機監視機能	SRV 緊急時強制操作作用窒素ガスポンベ(A) 出口圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガスポンベ(B) 出口圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガス(A)圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガス(B)圧力 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 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A)吐出圧力 復水移送ポンプ(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		補機監視機能	SRV 緊急時強制操作作用窒素ガスポンベ(A) 出口圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガスポンベ(B) 出口圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガス(A)圧力 SRV 緊急時強制操作作用窒素ガス(B)圧力
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (2)逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「SRV 駆動源確保」	判断基準	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ドライウェル入口圧力低警報 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ(A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ(B) 出口圧力
	操作	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ(A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ(B) 出口圧力

監視計器一覧 (5/6)

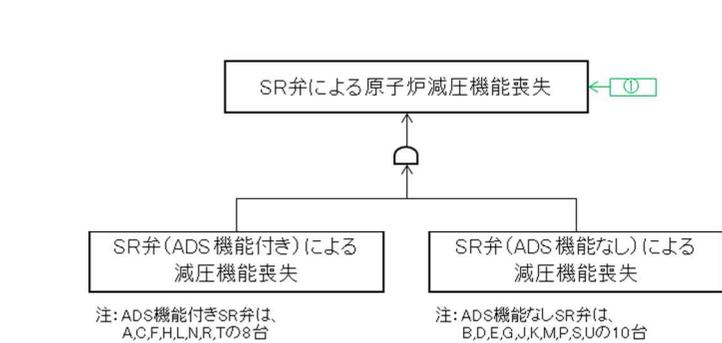
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.3.2.3 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「原子炉建屋制御」	判断基準	格納容器バイパスの監視	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 格納容器内圧力(D/W) ドライウェル雰囲気温度 残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力 残留熱除去系ポンプ(C)吐出圧力 高圧炉心注水系(B)吐出圧力 高圧炉心注水系(C)吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 RHR ポンプ室雰囲気温度 RCIC ポンプ室雰囲気温度 RCIC 機器室雰囲気温度 エリア放射線モニタ
		補機監視機能	ドライウェルサンプ水位
	漏えい関連警報	RHR ポンプ(A)室床漏えい RHR ポンプ(B)室床漏えい RHR ポンプ(C)室床漏えい HPCF(B)ポンプ室床漏えい HPCF(C)ポンプ室床漏えい RCIC ポンプ室床漏えい RCIC 蒸気管圧力低 RCIC 蒸気管流量大 CUW 差流量大	
	操作	格納容器バイパスの監視	原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(SA) 原子炉圧力 原子炉圧力(SA) 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 高圧炉心注水系(B)吐出圧力 高圧炉心注水系(C)吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 RHR ポンプ室雰囲気温度 RCIC ポンプ室雰囲気温度 RCIC 機器室雰囲気温度 エリア放射線モニタ

監視計器一覧 (6/6)

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)
1.3.2.3 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順		
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「原子炉建屋制御」	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 高圧炉心注水系(B)系統流量 高圧炉心注水系(C)系統流量
	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
	水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)
	最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 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 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 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 残留熱除去系熱交換器(C)入口冷却水流量 原子炉補機冷却系熱交換器(A)出口冷却水温度 原子炉補機冷却系熱交換器(B)出口冷却水温度 原子炉補機冷却系熱交換器(C)出口冷却水温度 原子炉補機冷却海水系ポンプ(A)吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ(B)吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ(C)吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ(D)吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ(E)吐出圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ(F)吐出圧力
	補機監視機能	復水器器内圧力

表 1.3.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	逃がし安全弁	常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 逃がし安全弁用可搬型蓄電池 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 直流 125V A系 直流 125V A-2系 AM用直流 125V
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A系電源 計測用 B系電源



- フロントライン系故障時の対応手段
 ①: 手動による減圧(タービンバイパス弁)
 ②: 手動による減圧(SR弁(逃かし弁機能))
 ③: 代替自動減圧機能による減圧
- サポート系故障時の対応手段
 ④: 代替SR弁駆動装置による減圧
 ⑤: 高圧窒素ガス供給系(非常用)による作動窒素ガス確保
 ⑥: 逃かし安全弁用可搬型蓄電池による減圧
 ⑦: 可搬型直流電源設備による減圧
 ⑧: 可搬型直流電源設備による復旧
 ⑨: 直流給電車による復旧
 ⑩: 常設代替直流電源による復旧
 ⑪: 可搬型代替交流電源設備による復旧

注: ①の対策は、MSIV開時のみ有効
 注: ④の対策は、ADS機能なしSR弁D,E,K,Uの4弁が対象

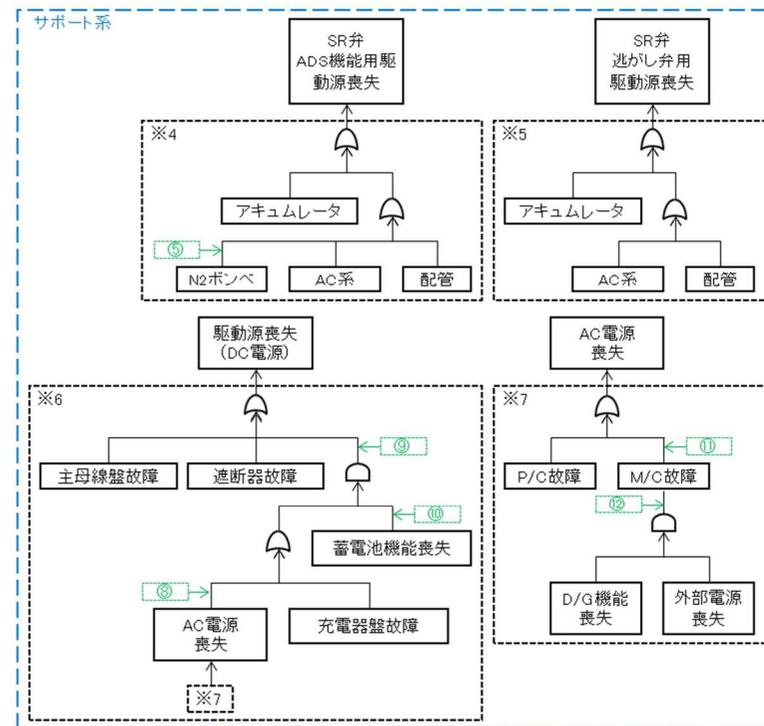
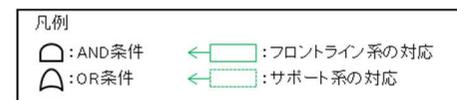


図 1. 3. 1 機能喪失原因対策分析(1/2)

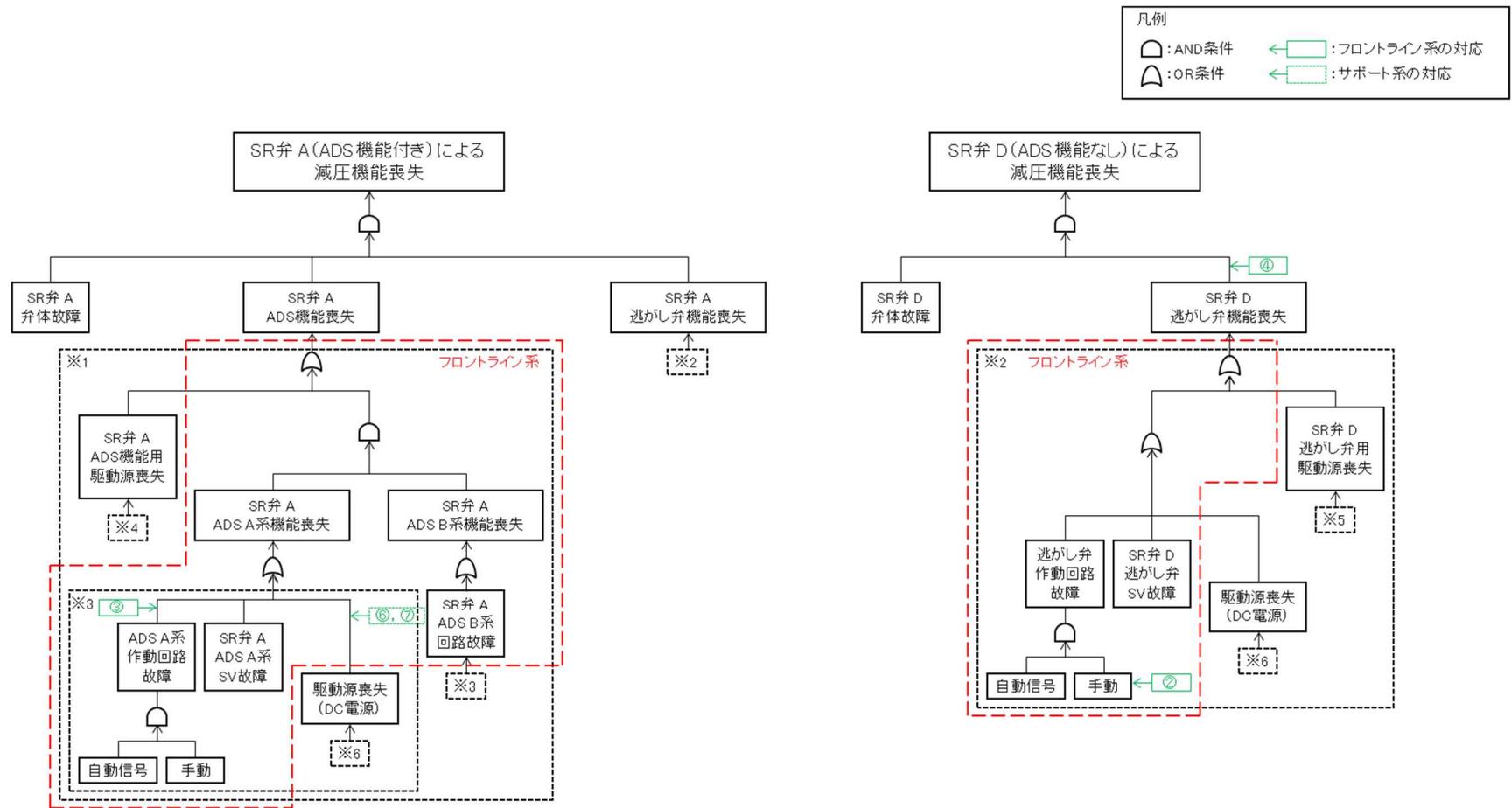


図 1. 3. 1 機能喪失原因対策分析 (2/2)

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	故障要因9		
SR弁による原子炉減圧機能喪失	SR弁(ADS機能付き)による減圧機能喪失	SR弁本体故障	ADS A系機能喪失	ADS A系作動回路故障	ADS A系自動信号						
				ADS A系電磁弁故障	ADS A系手動						
				ADS A系駆動電源喪失(DC電源)	主母線盤故障						
					遮断器故障	蓄電池機能喪失					
				直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	AC電源喪失	P/C故障	M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失		
				ADS B系作動回路故障	ADS B系自動信号						
		ADS B系電磁弁故障	ADS B系手動								
		ADS B系機能喪失	ADS B系駆動電源喪失(DC電源)	主母線盤故障							
				遮断器故障	蓄電池機能喪失						
			直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	AC電源喪失	P/C故障	M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失			
			アキュムレータ	窒素ガスボンベ							
			HPIN(非常用)機能喪失	AC系配管							
	ADS機能用駆動源喪失(窒素ガス)										
	SR弁(ADS機能なし)による減圧機能喪失	逃がし弁機能喪失	逃がし弁作動回路故障	自動信号							
				手動							
			逃がし弁電磁弁故障	主母線盤故障							
				遮断器故障	蓄電池機能喪失						
			逃がし弁駆動電源喪失(DC電源)	直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	AC電源喪失	P/C故障	M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失		
			逃がし弁用駆動源喪失(窒素ガス)	アキュムレータ							
		HPIN(常用)機能喪失	AC系配管								
		逃がし弁機能喪失	逃がし弁作動回路故障	自動信号							
				手動							
			逃がし弁電磁弁故障	主母線盤故障							
				遮断器故障	蓄電池機能喪失						
逃がし弁駆動電源喪失(DC電源)			直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	AC電源喪失	P/C故障	M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失			
逃がし弁用駆動源喪失(窒素ガス)	アキュムレータ										
HPIN(常用)機能喪失	AC系配管										

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、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。

図 1.3.1 機能喪失原因対策分析(補足)

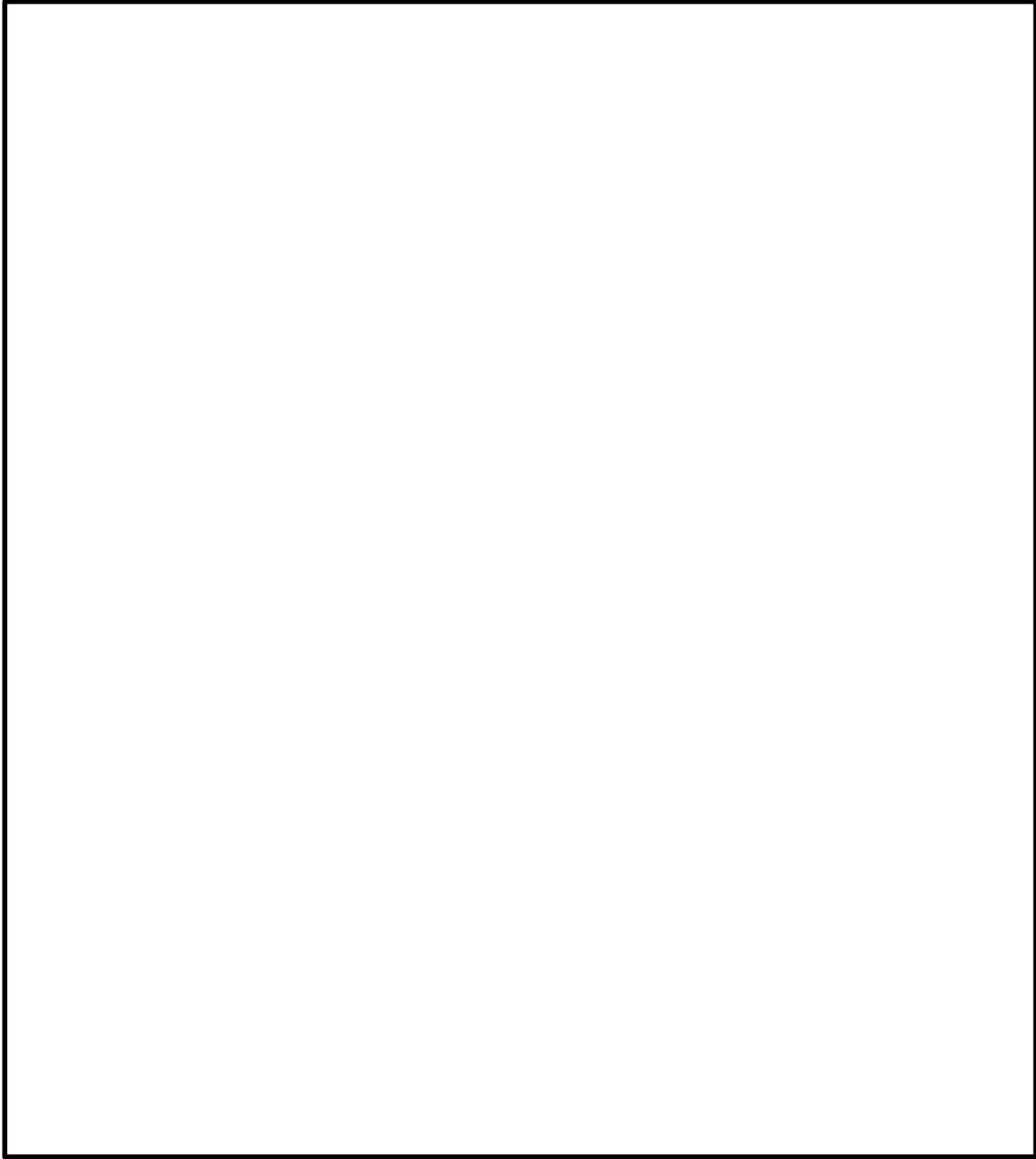


図 1.3.2 EOP 原子炉制御「減圧冷却」対応フロー

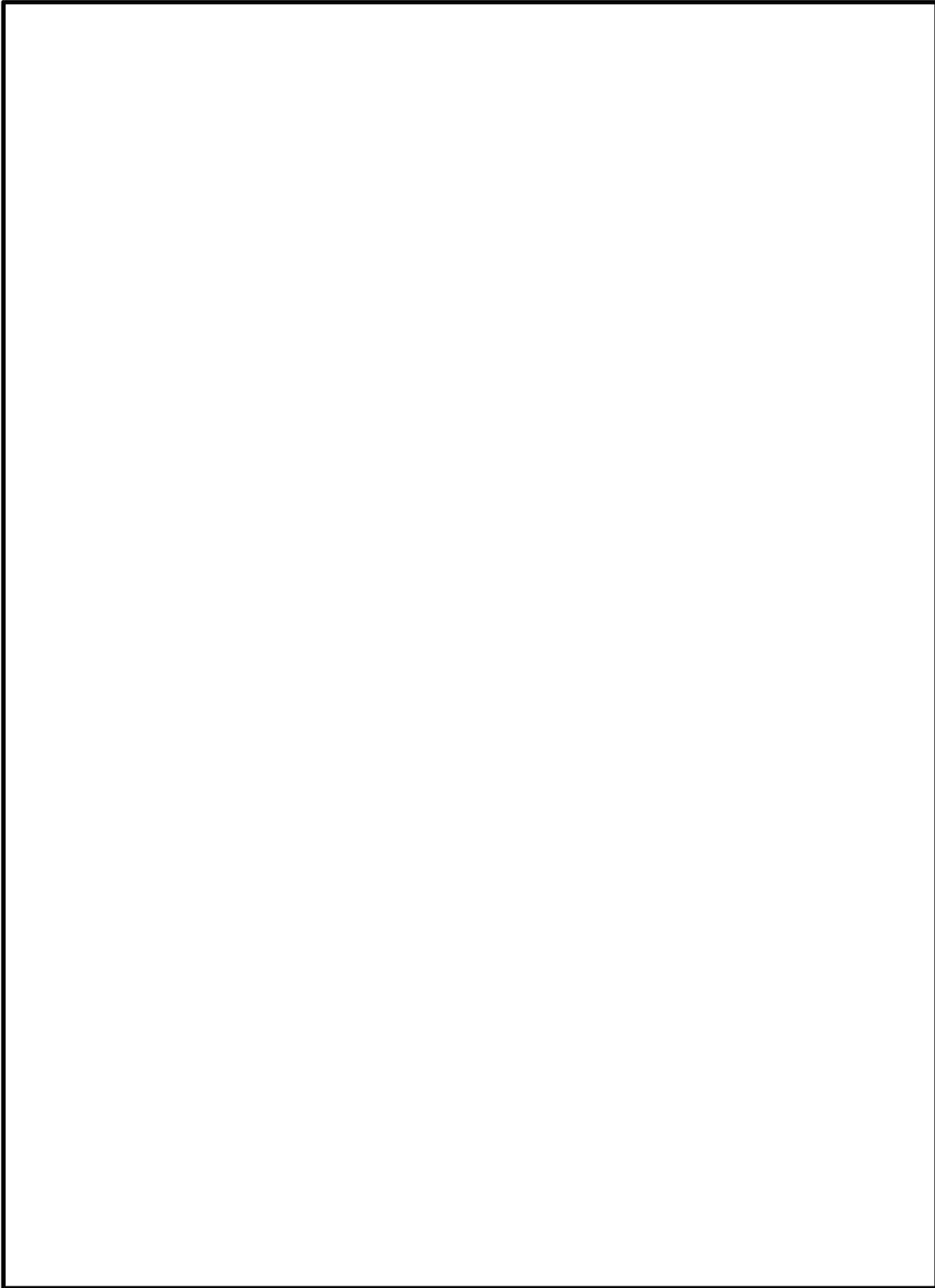


図 1.3.3 EOP 不測事態「急速減圧」対応フロー

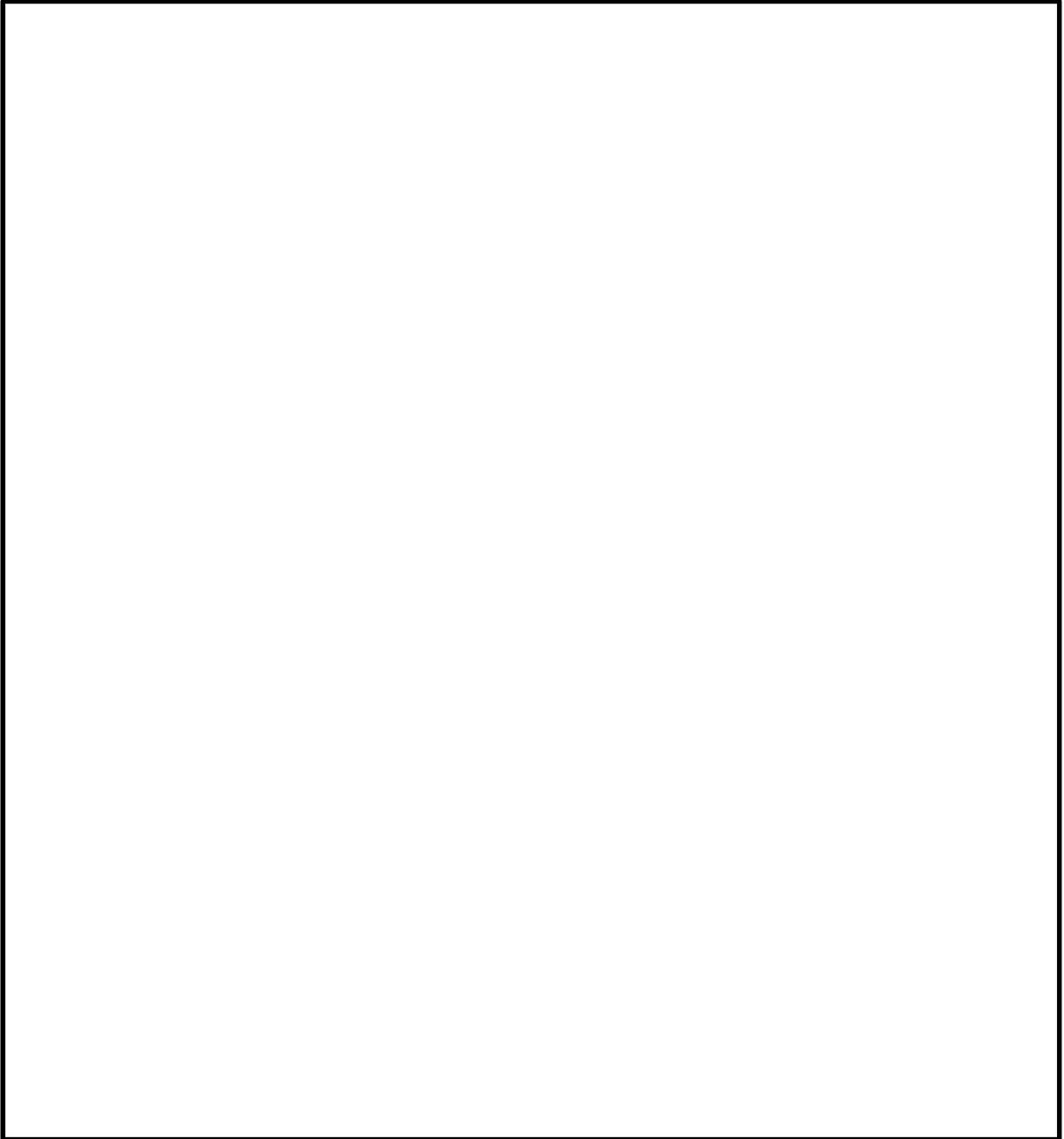
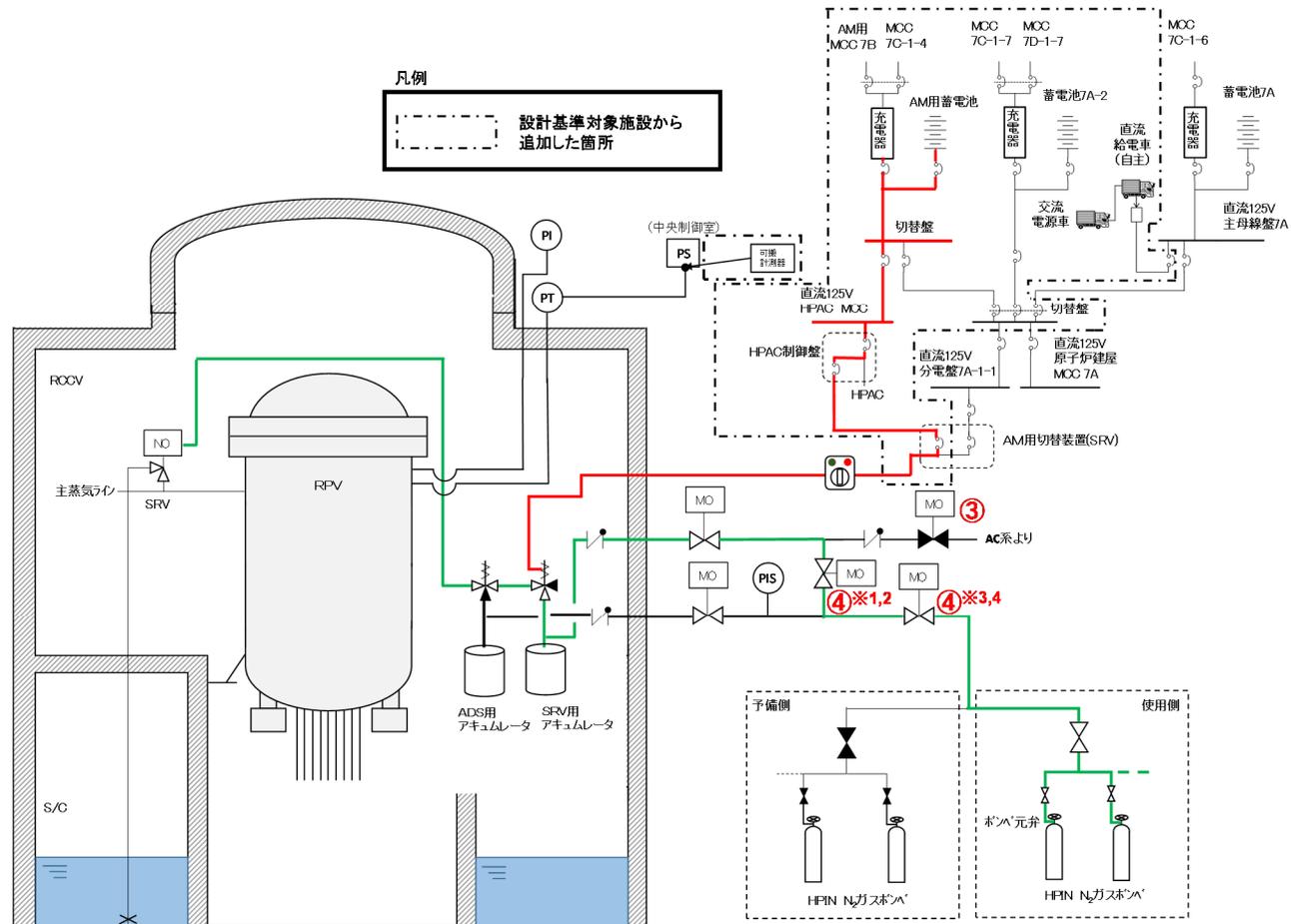
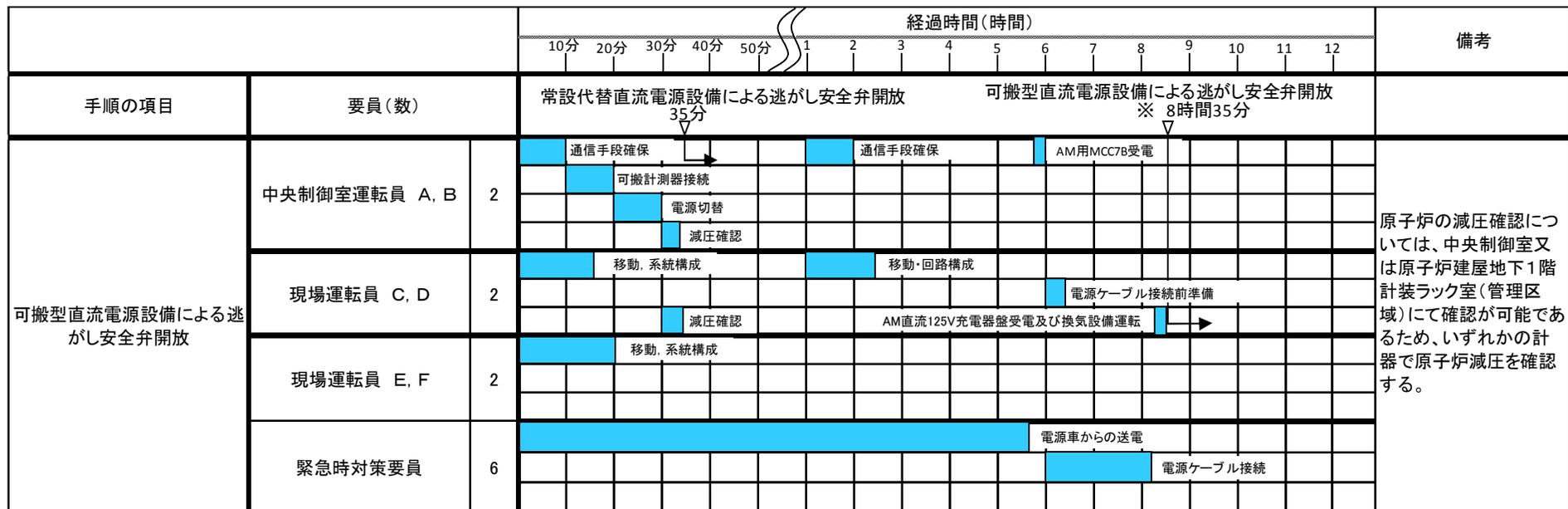


図 1.3.4 SOP 「注水-1」対応フロー



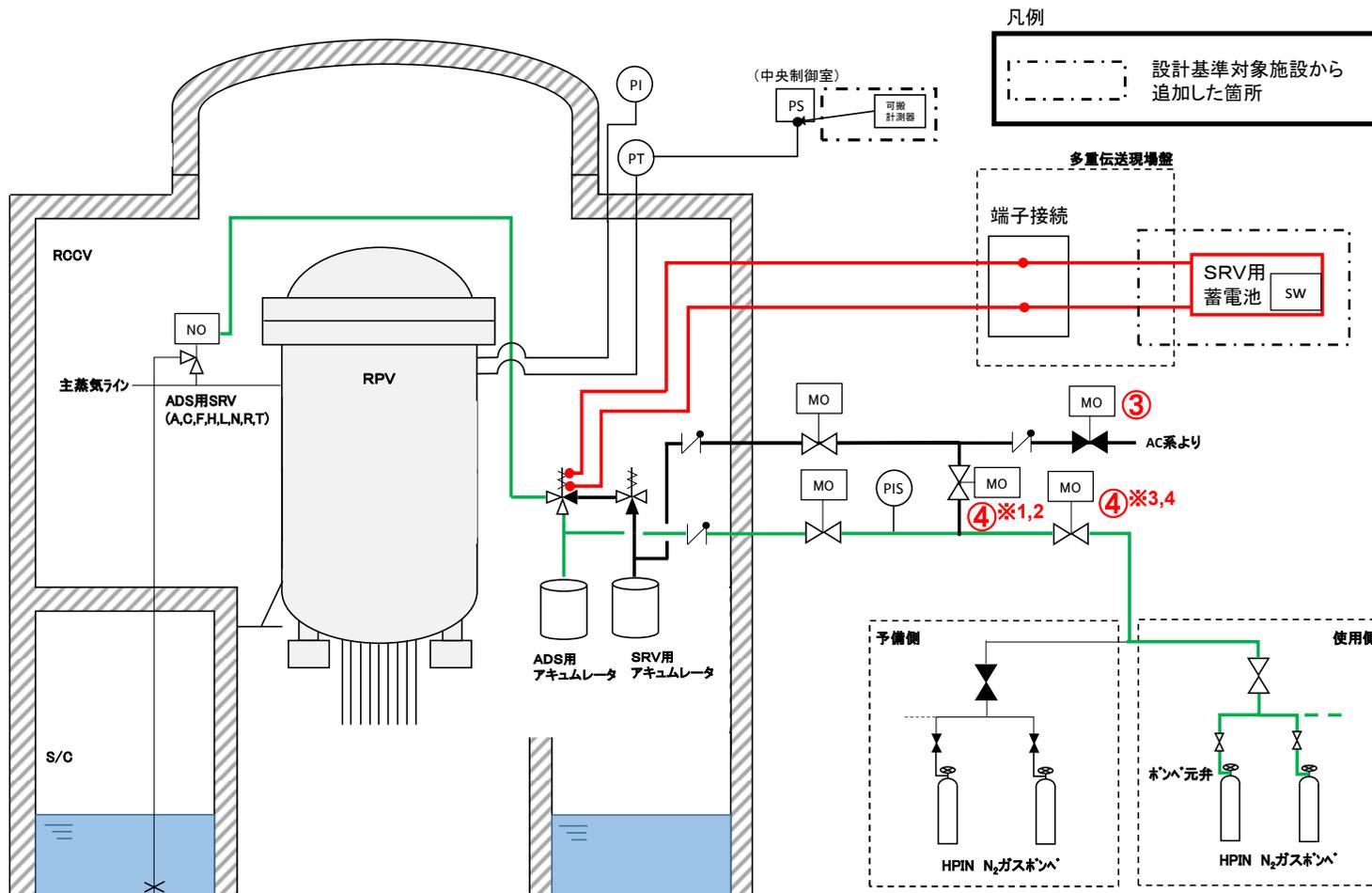
操作手順	弁名称
③	高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁
④※1	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)
④※2	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(B)
④※3	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)供給弁
④※4	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(B)供給弁

図 1.3.5 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放 概要図



※ガスタービン発電機及び電源車によるAM用MCC 7B受電の内、最長時間である6時間15分及びAM用充電器受電時間を2時間20分とし、8時間35分で継続供給可能である。

図 1.3.6 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放 タイムチャート

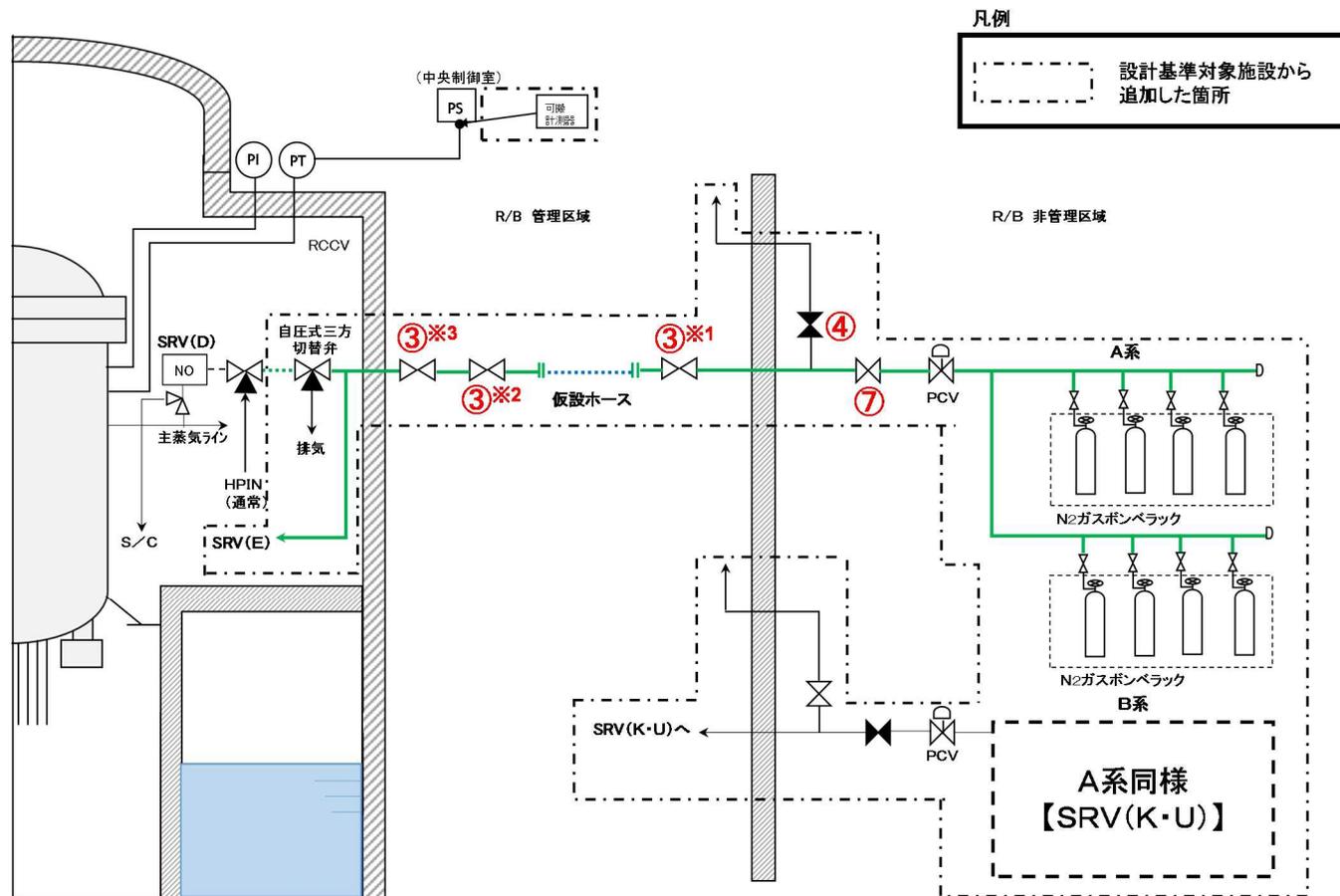


操作手順	弁名称
③	高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁
④※1	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)
④※2	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(B)
④※3	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)供給弁
④※4	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(B)供給弁

図 1.3.7 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放 概要図

		経過時間(分)												備考		
		10	20	30	40	50	60	70								
手順の項目	要員(数)	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁開放 55分														
逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁開放	中央制御室運転員 A, B	2	電源確認、通信手段確保													原子炉の減圧確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で原子炉減圧を確認する。
			可搬計測器接続													
	現場運転員 C, D	2	移動、系統構成													
			可搬型蓄電池、ケーブル接続													
	現場運転員 E, F	2	移動、系統構成													
			可搬型蓄電池、ケーブル接続													

図 1.3.8 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放 タイムチャート

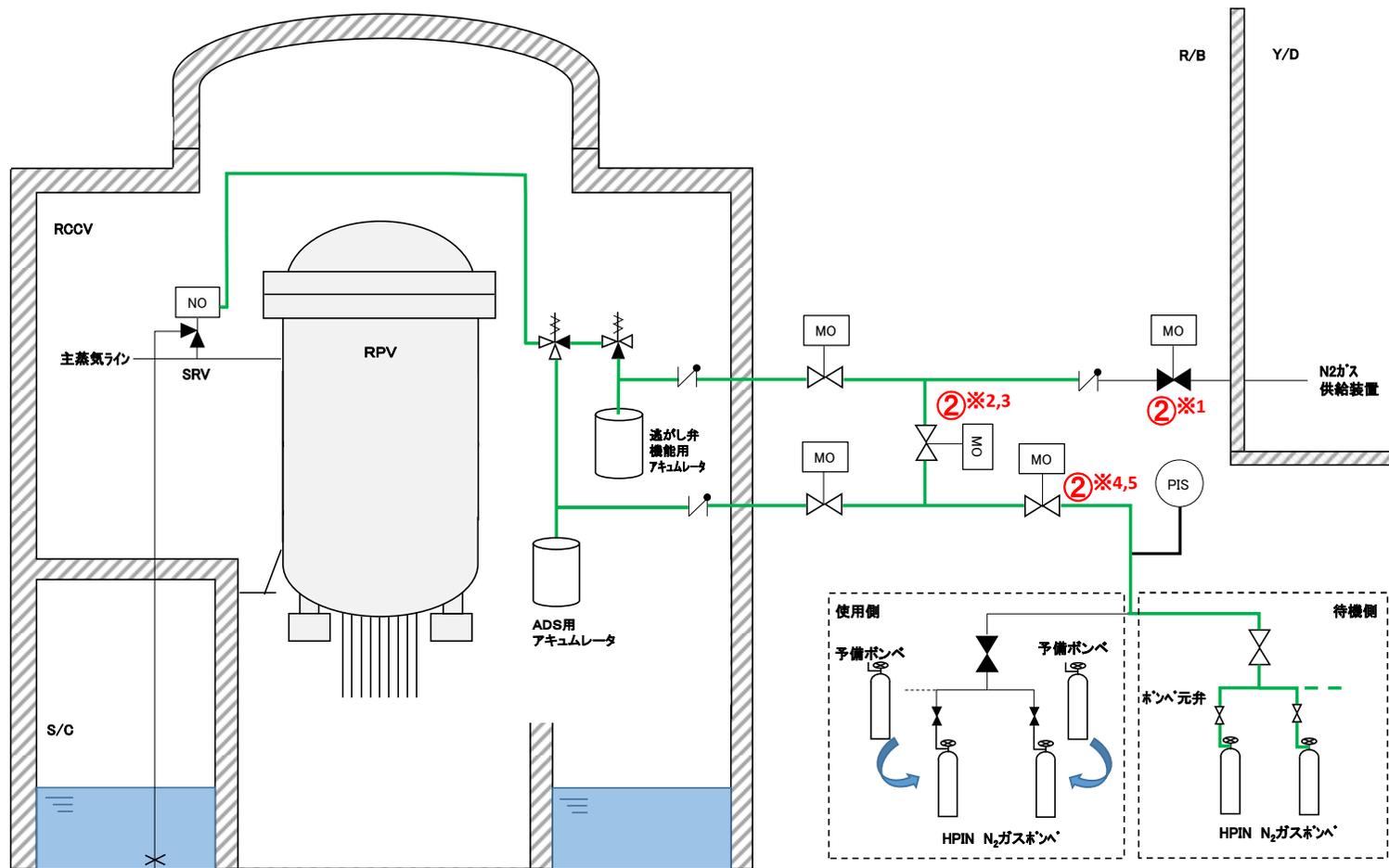


操作手順	弁名称
③※1	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス供給弁後弁(A)
③※2	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第二隔離弁(A)
③※3	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第一隔離弁(A)
④	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス排気止め弁(A)
⑦	高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス(A)供給弁

図 1.3.9 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放 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)	40分 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁開放 ▽																
代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁開放	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保															原子炉の減圧確認については、中央制御室又は原子炉建屋地下1階計装ラック室(管理区域)にて確認が可能であるため、いずれかの計器で原子炉減圧を確認する。
			可搬計測器接続															
		減圧確認																
	現場運転員 C, D	2	移動															
			仮設ホース取り付け, 系統構成															
		減圧確認																
	現場運転員 E, F	2	移動															
			系統構成, 減圧操作開始															

図 1.3.10 代替逃がし安全弁駆動装置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



操作手順	弁名称
②※1	高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁
②※2	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A)
②※3	高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(B)
②※4	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A)供給弁
②※5	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(B)供給弁

図 1. 3. 11 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保 概要図

			経過時間(分)												備考		
			10	20	30	40	50	60	70								
手順の項目	要員(数)		ドライウェル入口圧力低警報発生 20分 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保														
高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保														
	現場運転員 C, D	2															

			経過時間(分)												備考		
			10	20	30	40	50	60	70								
手順の項目	要員(数)		高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保 窒素ガスポンベ出口圧力低警報発生 60分														
高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保	現場運転員 C, D	2															
	現場運転員 E, F	2															

図 1.3.12 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保 タイムチャート

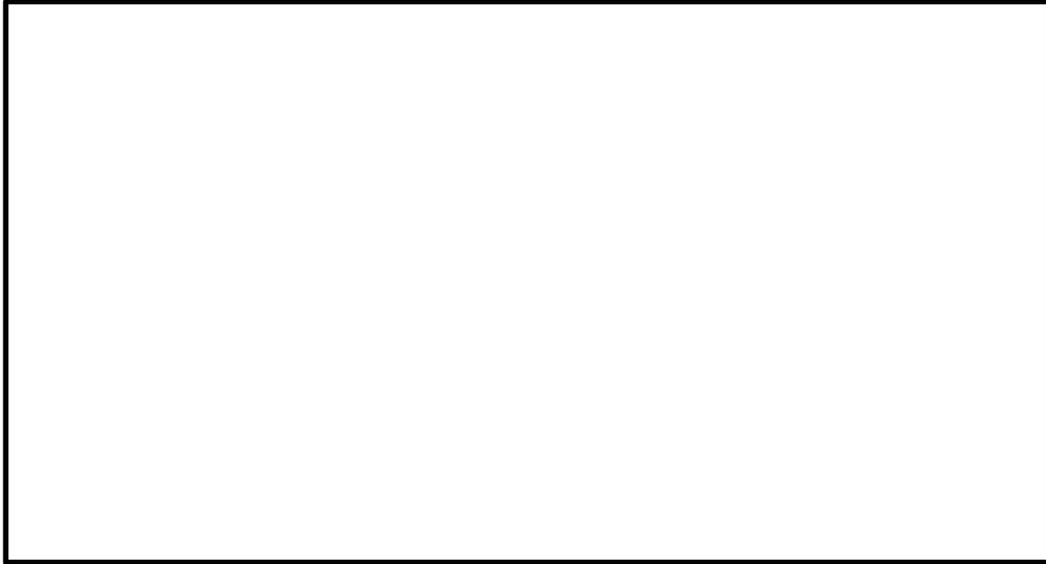
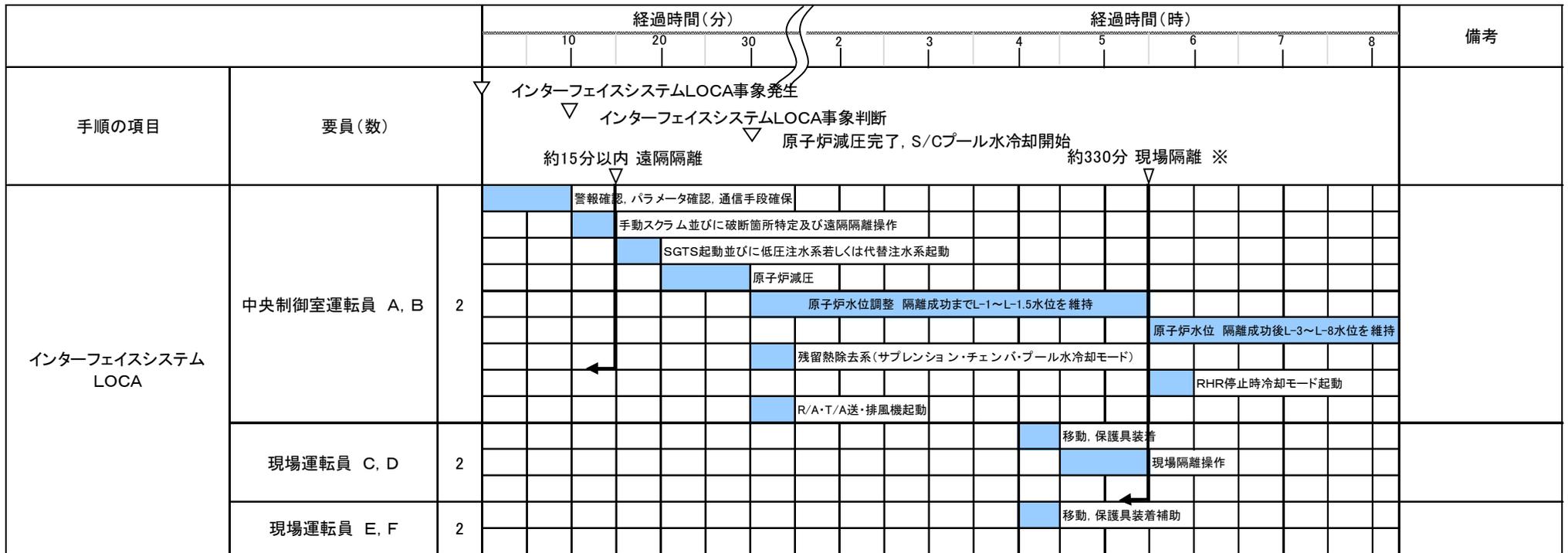


図 1.3.13 EOP 原子炉制御「スクラム」におけるインターフェイスシステム LOCA 発生時の対応フロー



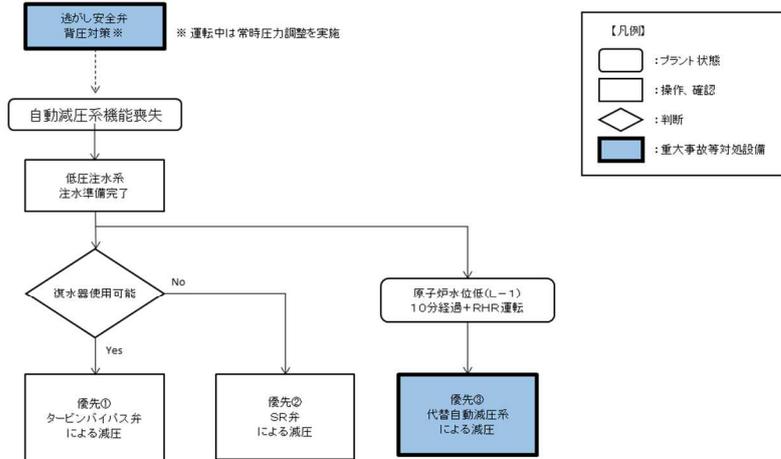
図 1.3.14 EOP 「原子炉建屋制御」におけるインターフェイスシステム LOCA 発生時の対応フロー



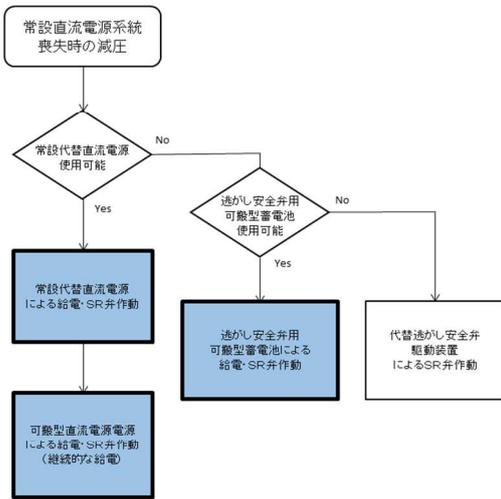
※ 破断の規模によっては、現場での隔離操作の所要時間は330分以内となる。

図 1.3.15 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)

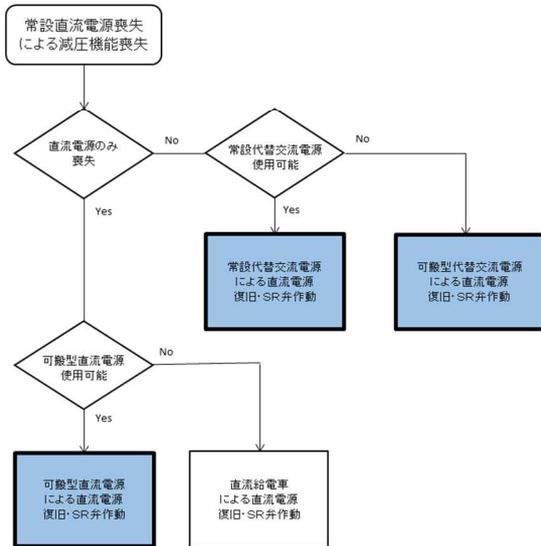
(1) フロントライン 故障時の対応手段の選択



(2) サポート系故障時の対応手段の選択(1/3)



(2) サポート系故障時の対応手段の選択(2/3)



(2) サポート系故障時の対応手段の選択(3/3)

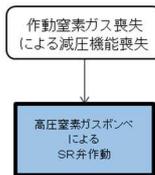


図 1.3.16 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表(1/2)

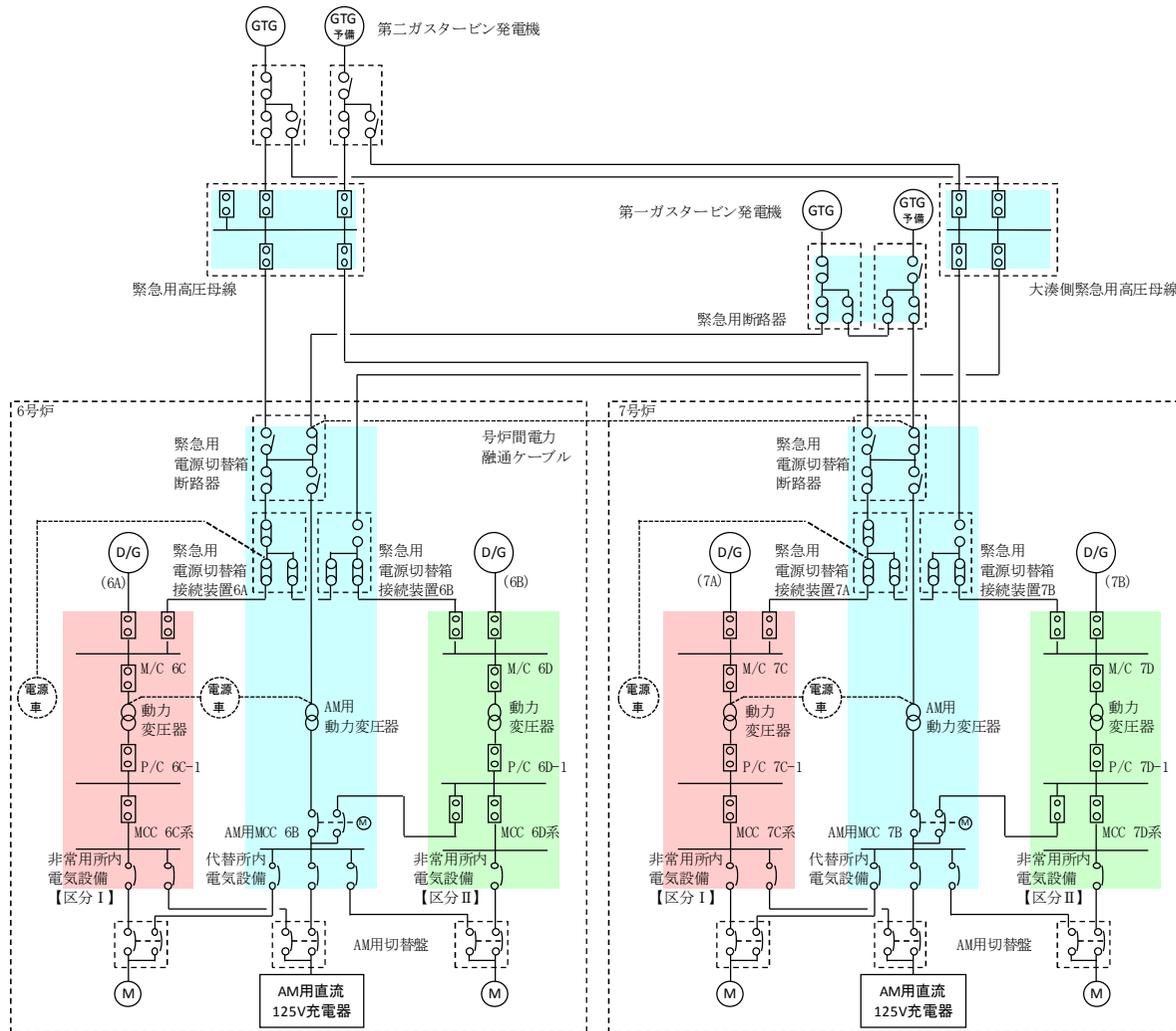
技術的能力審査基準 (1.3)	番号	設置許可基準規則 (46条)	技術基準規則 (61条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪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、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、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、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑦
<p>【解釈】 1 「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ために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第46条に規定する「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ために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第61条に規定する「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ために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWRの場合)又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWRの場合))を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	②	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を作動させる減圧自動化ロジックを設けること(BWRの場合)。</p>	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を作動させる減圧自動化ロジックを設けること(BWRの場合)。</p>	⑧
<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。</p>	③	<p>(2) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時においても、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWRの場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWRの場合))を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	<p>(2) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時においても、減圧用の弁(逃がし安全弁(BWRの場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWRの場合))を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	⑨
<p>c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。</p>	④	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	⑩
<p>(2) 復旧 a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。</p>	⑤	<p>c) 減圧用の弁は、想定される重大事故等が発生した場合の環境条件において確実に作動すること。</p>	<p>c) 減圧用の弁は、想定される重大事故等が発生した場合の環境条件において確実に作動すること。</p>	⑪
<p>(3) 蒸気発生器伝熱管破損(SGTR) a) SGTR発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。(PWRの場合)</p>	—			
<p>(4) インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA) a) ISLOCA発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁(BWRの場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWRの場合)を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	⑥			

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (2/2)

■: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
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)	新設	① ⑦ ⑧	-	-	-	-	-	
	逃がし安全弁 (自動減 圧機能付きC, H, N, Tの4 弁)	既設							
	主蒸気系配管・クエン チャ	既設							
	自動減圧系の起動阻止 スイッチ	既設 新設							
	自動減圧機能用アキュ ムレータ	既設							
逃がし安全弁 による減圧	逃がし安全弁 (逃がし 弁機能)	既設	① ⑦	にター ビン による 減圧 弁	タービンバイパス弁	常設	1分	1名	自主対策とする 理由は本文 参照
	主蒸気系配管・クエン チャ	既設			タービン制御系	常設			
	逃がし弁機能用アキュ ムレータ	既設			-	-			
可 搬 型 直 流 電 源 設 備 による減 電 源	可搬型直流電源設備	新設	① ② ⑦ ⑨	代 替 逃 が し 安 全 弁 駆 動 装 置 による減 電 源	高 圧 窒 素 ガ ス 供 給 系 (代 替 逃 が し 安 全 弁 駆 動 装 置)	常 設	40分	4名	自主対策とする 理由は本文 参照
	常設代替直流電源設備	新設							
	AM用切替装置 (SRV)	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
逃がし安全弁 による可 搬型蓄電 池	逃がし安全弁用可搬型 蓄電池	新設							
	-	-							
高 圧 窒 素 ガ ス 供 給 系 による 確 保	高圧窒素ガスポンペ	既設	① ③ ⑦ ⑩	-	-	-	-	-	
	高圧窒素ガス供給系配 管・弁	既設							
	自動減圧機能用アキュ ムレータ	既設							
	逃がし弁機能用アキュ ムレータ	既設							
	-	-							
逃がし安全弁 の背 圧 対 策	高圧窒素ガスポンペ	既設	① ④ ⑦ ⑩	-	-	-	-	-	
	高圧窒素ガス供給系配 管・弁	既設							
	主蒸気系配管・弁	既設							
代 替 直 流 電 源 設 備 による復 旧	可搬型直流電源設備	新設	① ⑤	に直 流 給 電 車	直流給電車及び可搬型 代替交流電源設備	可搬	12時間 ※1	6名 ※1	自主対策とする 理由は本文 参照
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬			
	-	-			-	-			
代 替 交 流 電 源 設 備 による復 旧	常設代替交流電源設備	新設	① ⑤	-	-	-	-	-	
	可搬型代替交流電源設 備	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
	-	-							
シ ン 生 時 の 減 圧	逃がし安全弁	既設	① ⑥	シ ン 生 時 の 減 圧	タービンバイパス弁	常設	1分	1名	自主対策とする 理由は本文 参照
	主蒸気系配管・クエン チャ	既設			タービン制御系	常設			
	-	-			-	-			

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

【凡例】

- GTG : ガスタービン発電機
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 断路器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 切替装置

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロールセンタ

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

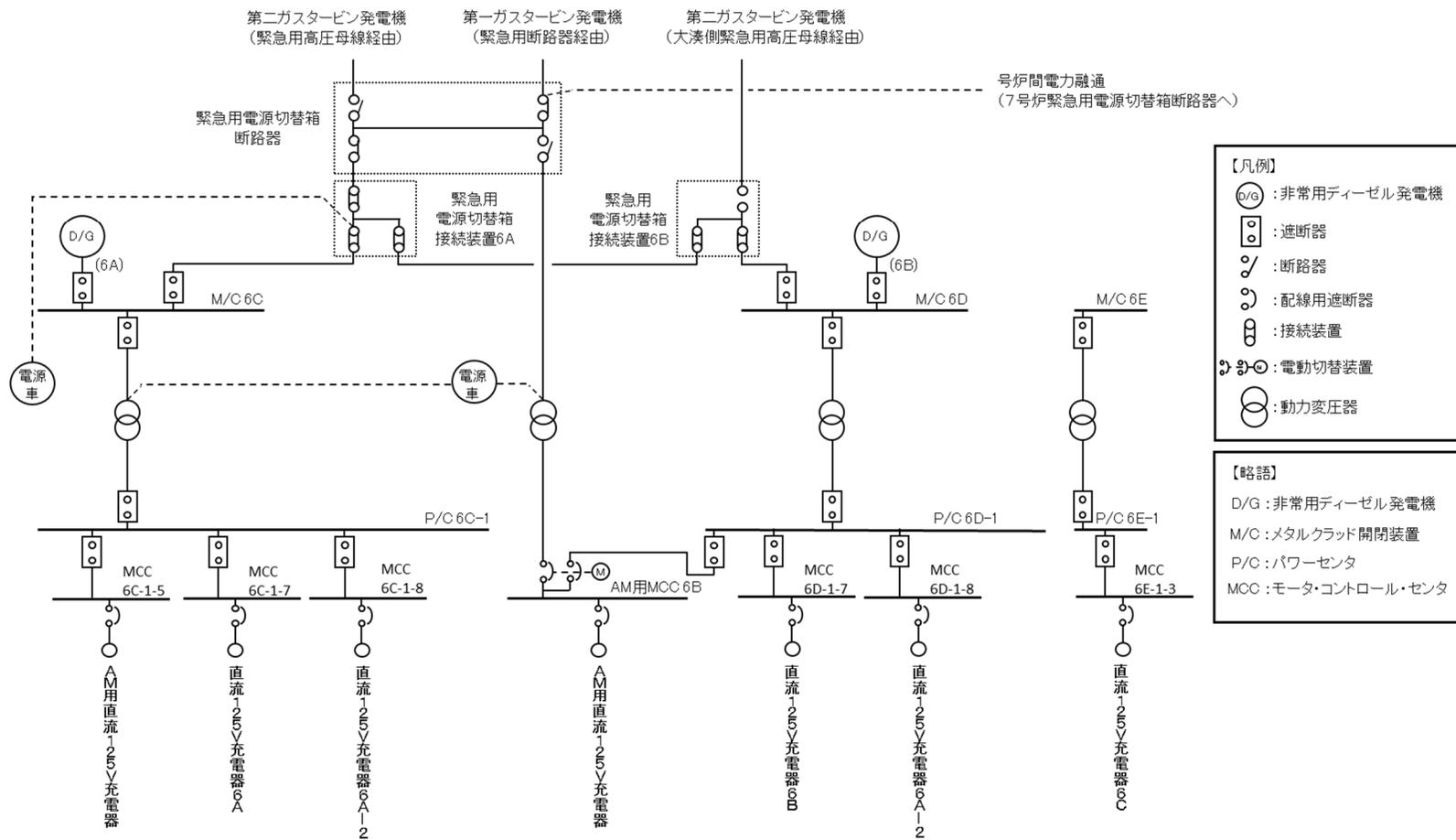


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

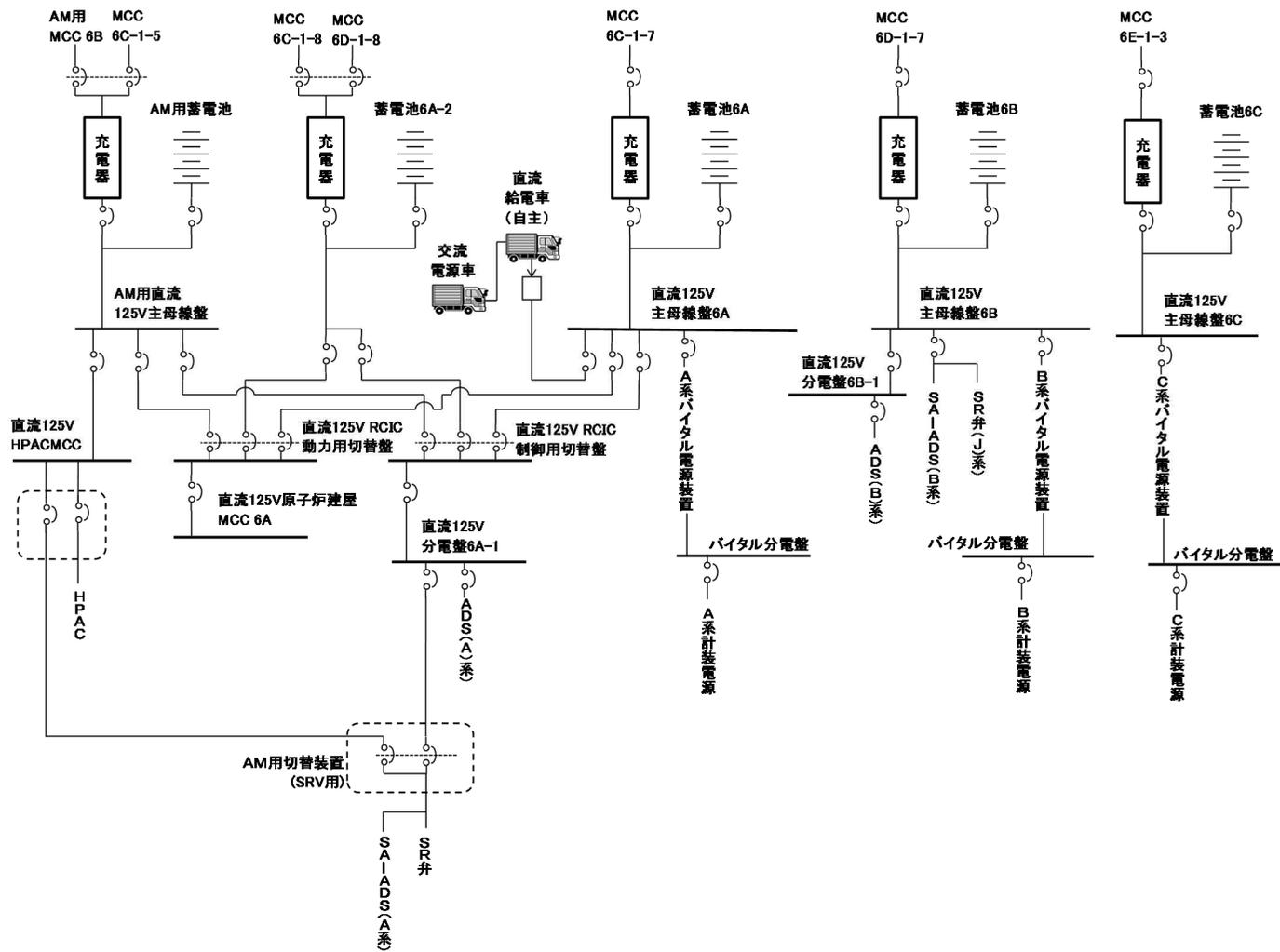


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

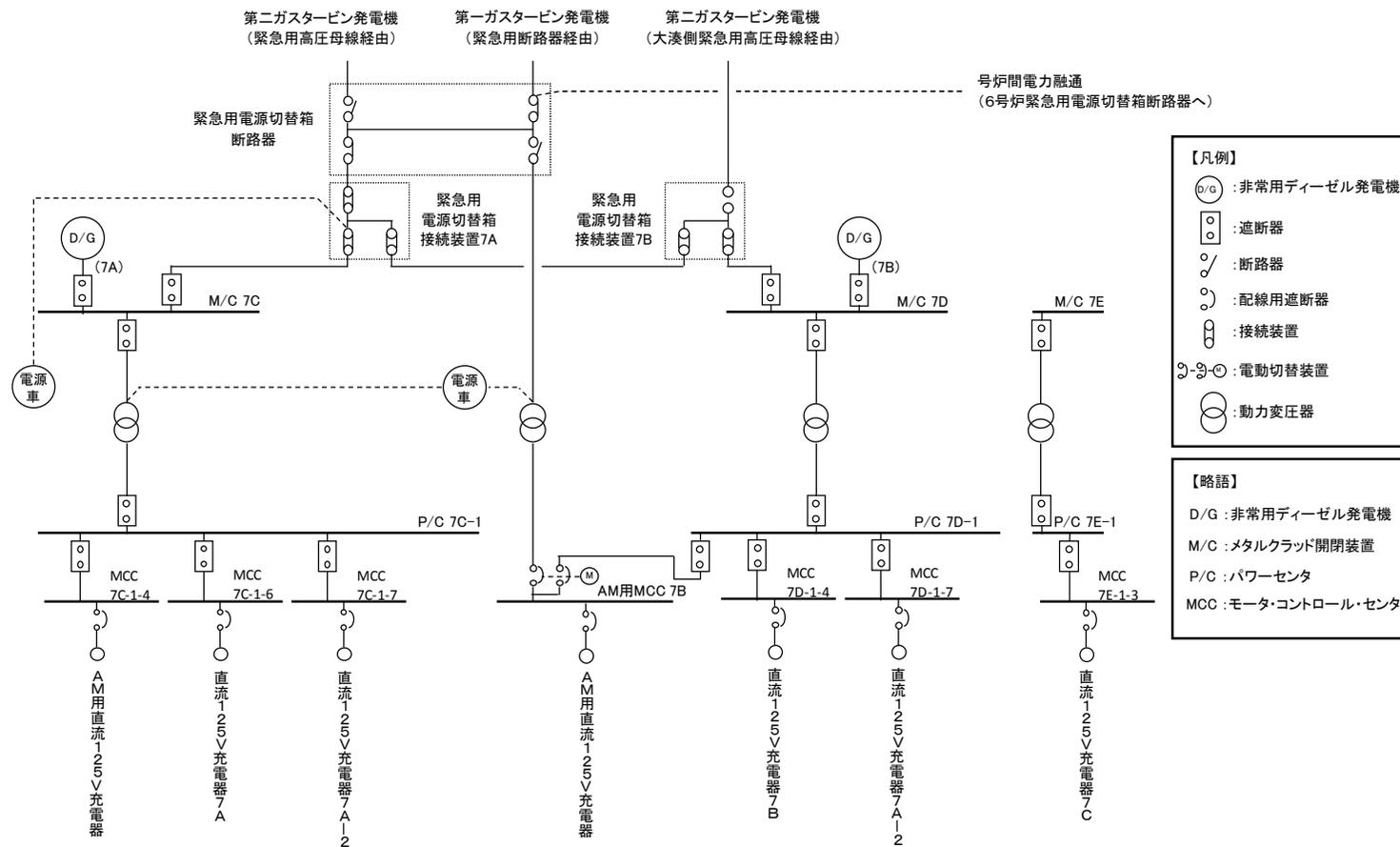


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

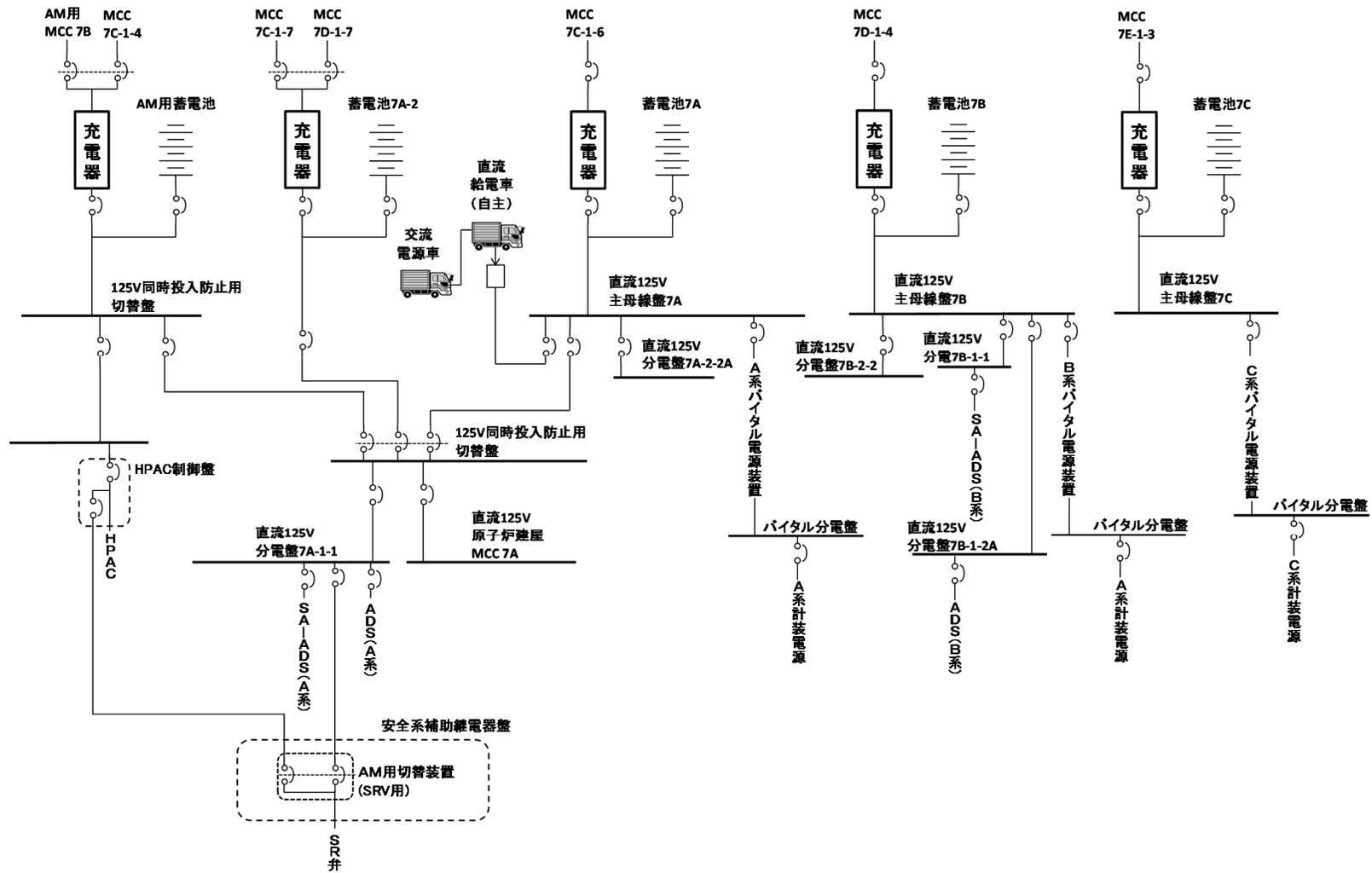


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

重大事故対策の成立性

1. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放

a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、常設代替直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能なし）を開放し、原子炉の減圧を実施する。その後、常設代替直流電源設備の枯渇により逃がし安全弁の駆動電源喪失を防止するため、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を継続的に供給する。

b. 作業場所

原子炉建屋 4階，地下1階(非管理区域)

原子炉建屋 地下1階(管理区域)

c. 必要要員数および操作時間

常設代替直流電源設備による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放に必要な要員数(6名)、所要時間(35分)のうち、現場での系統構成、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)開放及び現場での減圧状況確認に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。また、常設代替直流電源設備の枯渇により逃がし安全弁の駆動電源喪失を防止するため、可搬型直流電源設備により逃がし安全弁の駆動に必要な直流電源を継続的に供給する。(可搬型直流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。)

必要要員数 : 4名(現場運転員 4名)

所要時間目安: 35分(実績時間 : 28分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の端子操作であり，容易に接続が可能である。

操作に必要な資機材(可搬型小型バッテリー，仮設ケーブル，仮設電源スイッチ)は原子炉減圧操作場所近傍に配備している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備)のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



系統構成



減圧確認(現場)

2. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放

a. 操作概要

全交流電源喪失, 常設直流電源及び代替直流電源の喪失により中央制御室からの遠隔操作が出来ない場合に, 現場多重伝送盤へ逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続することにより逃がし安全弁を開放する。

b. 作業場所

原子炉建屋 4階, 地下1階(非管理区域)

原子炉建屋 地下1階(管理区域)

c. 必要要員数および操作時間

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放に必要な要員数(6名), 所要時間(55分)のうち, 現場での系統構成, 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放及び現場での減圧状況確認に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 55分(実績時間: 44分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから, 放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の端子操作であり, 容易に接続が可能である。

操作に必要な資機材(可搬型小型バッテリー, 仮設ケーブル, 仮設電源スイッチ)は原子炉減圧操作場所近傍に配備している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



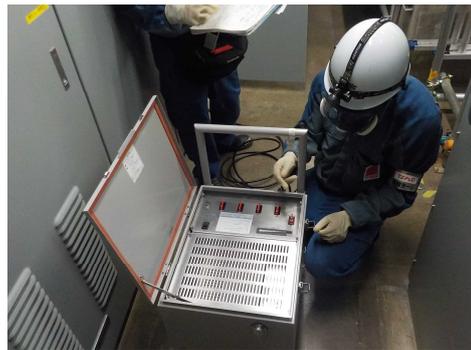
系統構成



減圧確認(現場)



逃がし安全弁用可搬型蓄電池運搬



逃がし安全弁用可搬型蓄電池接続

3. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放

a. 操作概要

代替逃がし安全弁駆動装置より逃がし安全弁(自動減圧機能なし)の電磁弁排気ポートへ窒素ガスを供給することで逃がし安全弁(自動減圧機能なし)を開放し、原子炉の減圧を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

原子炉建屋 1階, 地下1階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放に必要な要員数(6名), 所要時間(40分)のうち, 現場での系統構成, 減圧操作, 減圧確認に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 40分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 設備設置工事中のため, 設置工事完了後, 操作性について検証する。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。

4. 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保

(1) 高圧窒素ガスポンベによる供給のためのライン切替

a. 操作概要

高圧窒素ガス供給系ドライウエル入口圧力低警報が発生した際、電動弁の電源が確保できない場合、高圧窒素ガスポンベによる供給のためにライン切替を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 4階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保に必要な要員数(4名)、所要時間(20分)のうち、高圧窒素ガスポンベによる供給のためのライン切替に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安:20分(実績時間:13分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

(2) 高圧窒素ガスボンベ(待機側)への切替及び使用済み高圧窒素ガスボンベの交換

a. 操作概要

原子炉減圧操作中及び減圧完了後の逃がし安全弁開保持期間中に、逃がし安全弁駆動用の高圧窒素ガス供給系(非常用)出口のボンベ圧力低警報が発生した場合に、高圧窒素ガスボンベ(待機側)への切替と使用済みボンベの交換を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 4階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

高圧窒素ガスボンベによる逃がし安全弁駆動源確保に必要な要員数(4名)、所要時間(60分)のうち、高圧窒素ガスボンベ(待機側)への切替え、使用済み高圧窒素ガスボンベの交換操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :4名(現場運転員4名)

所要時間目安:60分(実績時間:59分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常のボンベ切替・交換操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



窒素ガスポンベ交換



窒素ガスポンベ運搬

5. インターフェイスシステム LOCA 発生時の漏えい停止操作(高圧炉心注水系の場合)

a. 操作概要

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所の隔離が必要となる。破断箇所の発見又は隔離ができない場合は、逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により原子炉を減圧し、原子炉建屋への原子炉冷却材漏えいを抑制する。その後は原子炉を冷温停止状態に移行させ、破断箇所の隔離操作を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 1階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

インターフェイスシステム LOCA 発生時の高圧炉心注水系からの漏えい停止操作に必要な要員数(6名)、所要時間(330分)のうち移動、保護具装着、原子炉建屋内隔離操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :4名(現場運転員4名)

所要時間目安:90分(実績時間60分)

d. 操作の成立性について

作業環境:現場環境(温度・湿度・圧力)が改善された状態での操作であり、酸素呼吸器及び耐熱服を確実に装着することにより事故環境下においても作業可能である。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



現場手動弁隔離操作
(保護具着用)



耐熱服



酸素呼吸器



保護具装着状態

インターフェイスシステム LOCA 時の概要図

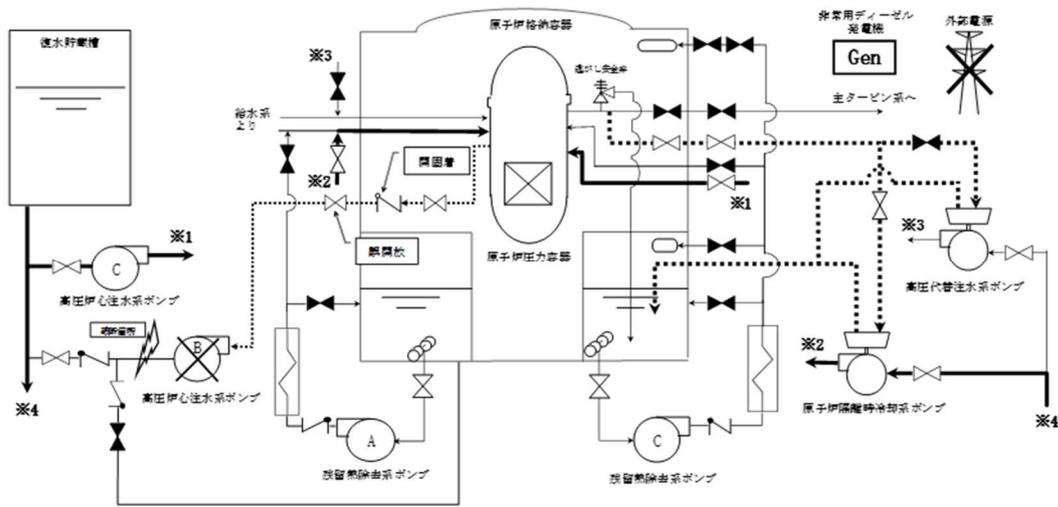


図 1 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の重大事故等対策の概要図(1/3) (原子炉注水)

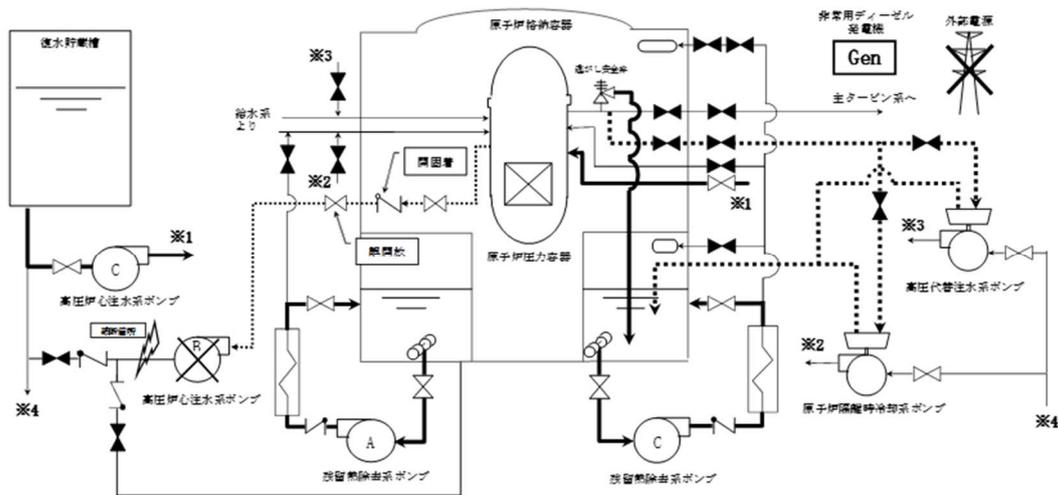


図 2 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の重大事故等対策の概要図(2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

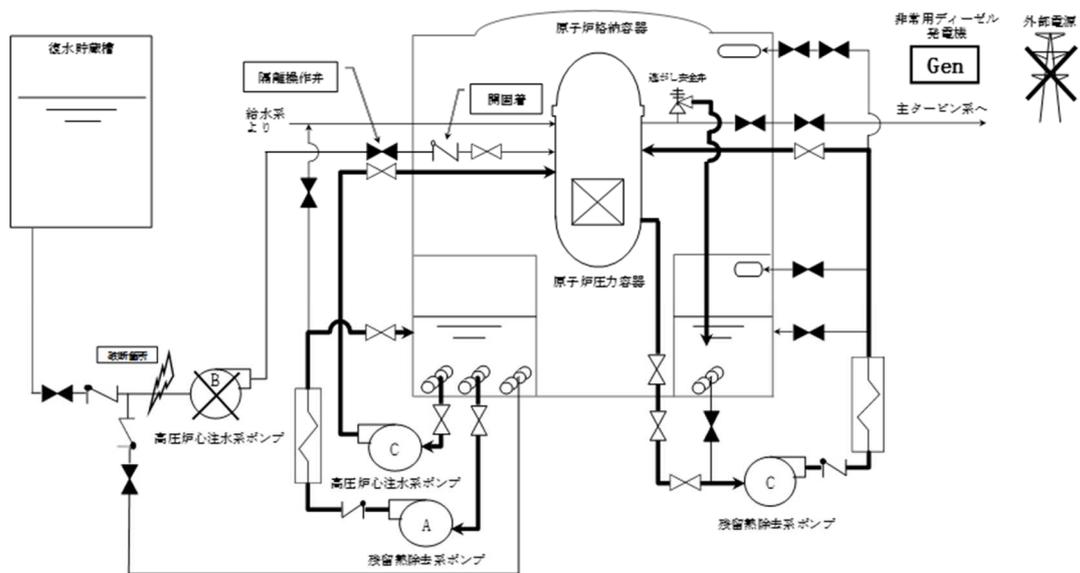


図 3 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)時の重大事故等対策の概要図(3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管としている。ここでは、低圧設計部となっている配管及び弁、計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行い、破断面積の評価及びインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境への影響について評価する。

(1) インターフェイスシステム LOCA における破断面積の設定

高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着し、原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合、高圧炉心注水系の低圧設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても、その漏えい面積は 1cm^2 を超えることはない。

そこで、インターフェイスシステム LOCA における破断面積は、保守的な想定とはなるがフランジ部の漏えい面積として保守的に 10cm^2 を想定することとする。

他の非常用炉心冷却系においてインターフェイスシステム LOCA が発生する可能性は本系統と比較して系統構成が異なるためその発生可能性は極めて小さくなるが、本漏えい面積の評価結果によれば、同様な非常用炉心冷却系への過圧が起きた場合においても、漏えいはフランジ部又は計装設備からの漏えいに留まり、加えて、残留熱除去系の吐出側は、ポンプ吐出圧力設計 (3.4MPa) であり、吐出側において顕著な漏えいが発生する可能性は小さい。よって、仮に他の非常用炉心冷却系において過圧事象が生じた場合においても、漏えいの規模は本評価における想定と同程度に留まるものと考えられる。

(2) 現場の想定

・評価の想定と事故進展解析

ここでは破断面積 10cm^2 のインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境（原子炉建屋内）に着眼し評価を行った。評価条件を表 1 に示す。また、評価に使用する原子炉建屋のノード分割モデルを図 1 に示す。

事象進展解析（MAAP）の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

前提条件: 外部電源あり, インターフェイスシステム LOCA 時破断面積 10cm^2 ,
健全側高圧注水系による注入

事象進展: 弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）

（この時内側テストブルチェッキも同時に機能喪失（全開））

・状況判断の開始（弁の開閉状態確認, HPCF 室漏えい検出, ポン

プ吐出圧力，エリアモニタ指示値上昇)

約 10 分後：手動スクラム

約 15 分後：高圧炉心注水系の手動起動

約 20 分後：急速減圧

約 5.5 時間後：インターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離

・評価の結果

○温度・湿度・圧力の想定

主要なパラメータの時間変化を図 2 から図 4 に示す。

原子炉建物内の温度は，事象発生直後は上昇するものの 20 分後に原子炉減圧した後は低下する。また，弁隔離操作のためにアクセスする弁室の温度も同様に，原子炉減圧操作後に低下した後，約 40℃程度で推移する。湿度については破断箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの，原子炉減圧及び破断箇所隔離操作を実施することで，約 5.5 時間以降低下する傾向にある。圧力については破断直後に上昇するもののブローアウトパネルが開放され，その後は大気圧相当となる。

○冷却材漏えいによる影響

破断面積 10cm² のインターフェイスシステム LOCA に伴う原子炉建屋内への原子炉内及び復水貯蔵槽からの漏えい量は，原子炉圧力容器及び復水貯蔵槽からの流出量を考慮しても最大で約 200m³/h であり，高圧炉心注入ポンプ吸込弁または復水貯蔵槽側吸込弁の閉止や原子炉水位を漏えい配管の高さ付近で維持することでさらに漏えい量を少なくすることができる。

破断した系統の区分と他区分の非常用炉心冷却系が機能喪失に至る約 2,000m³（浸水高さ約 3m）に到達するには 10 時間以上の十分な時間余裕がある。

○現場の線量率の想定について

・評価の想定

原子炉格納容器バウンダリが喪失することで，原子炉圧力容器から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉区域内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行許認可と同じものを想定し（詳細は表 2, 3 参照），全希ガス漏えい率（f 値）については，近年の運転実績データの最大値である 3.7×10⁸Bq/s を採用して評価する。なお，この値は現行許認可ベースの f 値は

この値にさらに一桁余裕を見た 10 倍の値である。これに伴い、原子炉建屋内へ放出される放射性物質量は、許認可評価の MSLBA（主蒸気管破断事故）時に追加放出される放射性物質量の 1/10 となる。なお、冷却材中に存在する放射性物質量は、追加放出量の数%程度であり大きな影響はない。また、現場作業の被ばくにおいては、放射線防護具（酸素呼吸器等）を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とした。

・評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} \cdot E_{\gamma} \cdot \{1 - e^{-\mu \cdot R}\} \cdot 3600$$

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h)

6.2×10^{-14} : サブマージョンモデルによる換算係数 $\left(\frac{\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy}}{\text{MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s}}\right)$

Q_{γ} : 原子炉区域内放射エネルギー (Bq: γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$: 原子炉区域内気相部容積 (86,000m³)

E_{γ} : γ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

μ : 空気に対する γ 線のエネルギー吸収係数 ($3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$)

R : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

V_{OF} : 評価対象エリア (原子炉建屋地上 1 階) の容積 (2,500m³)

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{OF}}{2 \cdot \pi}}$$

・評価の結果

評価結果を図 5 に示す。外部被ばくは最大でも約 15mSv/h 程度であり、時間減衰によってその線量率も低下するため、線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお、事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部がブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるが、中央制御室換気空調系の換気口的位置はプルーフの広がりを取り込みにくい箇所であり、中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる (図 6)。さらに、これらの事故時には原子炉区域排気放射能高の信号により中央制御室換気空調系が非常時運転モード (循環運転) となるため、中操にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

(3) 現場の隔離操作

現場での高圧炉心注水隔離弁の隔離操作が必要となった場合、運転員は床漏えい検知器やサンプポンプの起動頻度増加などにより現場状態を把握するとともに、換気空調系による換気や破断からの蒸気の漏えいの低減（原子炉減圧や原子炉停止時冷却（実施可能な際において））等を行うことで現場環境の改善を行う。

現場の温度は3時間程度で約40℃程度まで低下することから、酸素呼吸器及び耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離操作は実施可能である。

(4)まとめ

(2)、(3)で示した評価結果より、破断面積10cm²のインターフェイスシステムLOCA発生による現場の温度上昇は小さく（3時間程度で40℃程度）、また、現場線量率についても15mSv/h以下であることから現場操作の妨げとならず、また設備の機能も維持される。

なお、他の系統において漏えいが生じた場合においても、現場の温度上昇及び現場線量率は本評価結果と同程度となると考えられる。

表 1 破断面積 10cm² のインターフェイスシステム LOCA 時における温度・湿度・圧力の評価条件

項目	内容	根拠
外部電源	外部電源あり	事象発生時に定格運転中を想定
漏えい箇所	高圧炉心注水 (B) ポンプ室	漏えいを想定した高圧炉心注水系の低圧設計部 (計装設備やフランジ部等) の設置場所
漏えい面積	高圧炉心冷却系配管 : 10cm ² (1.0×10 ⁻³ m ²)	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値
事故シナリオ	事象発生 10 分後に手動スクラムし, 事象発生 15 分後に高圧炉心注水系 (1 台) を手動起動	事象認知及び操作時間に余裕をもった値
	事象発生 20 分後に手動減圧 (逃がし安全弁 8 個)	事象認知及び操作時間に余裕をもった値
	水位回復後は崩壊熱除去相当の注水を実施し破断配管の高さにて水位制御	漏えい量低減のために実施する操作を想定
	サプレッション・チェンバ・プール冷却系は急速減圧後 (30 分)	減圧実施によるサプレッション・チェンバのプール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	事象発生約 5.5 時間後にインターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建屋への流出経路条件	原子炉格納容器及び原子炉建屋からの漏えいなし	保守的に考慮しない
評価コード	MAAP 4	—
原子炉建屋モデル	分割モデル	現実的な伝搬経路を想定
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない	保守的に考慮しない
原子炉スクラム	事象発生 10 分後に手動スクラム	事象認知に余裕をもった値
主蒸気隔離弁	原子炉水位 L1.5 にて自動閉	インターロック設定値
高圧炉心注水系の水源	復水貯蔵槽	高圧炉心注水系設計条件
復水貯蔵槽の水温	0~12 時間 : 50℃ 12~24 時間 : 45℃ 24 時間以降 : 40℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
ブローアウトパネル開放圧力	3.4kPa [gage]	ブローアウトパネル設定値

表 2 評価条件 (f 値, 追加放出量)

項目	評価ケース	現行許認可ベース (参考)
f 値	3.7×10 ⁸ Bq/s (現行許認可の 1/10)	3.7×10 ⁹ Bq/s
追加放出量 (Bq) (γ 線 0.5MeV 換算値)	2.28×10 ¹⁴	2.28×10 ¹⁵

表3 インターフェイスシステム LOCA 時の追加放出量

核種	収率 (%)	崩壊定数 (d ⁻¹)	γ 線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.75	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—		—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.95	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.04	5.82E-02	0.02	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.25	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス 合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14

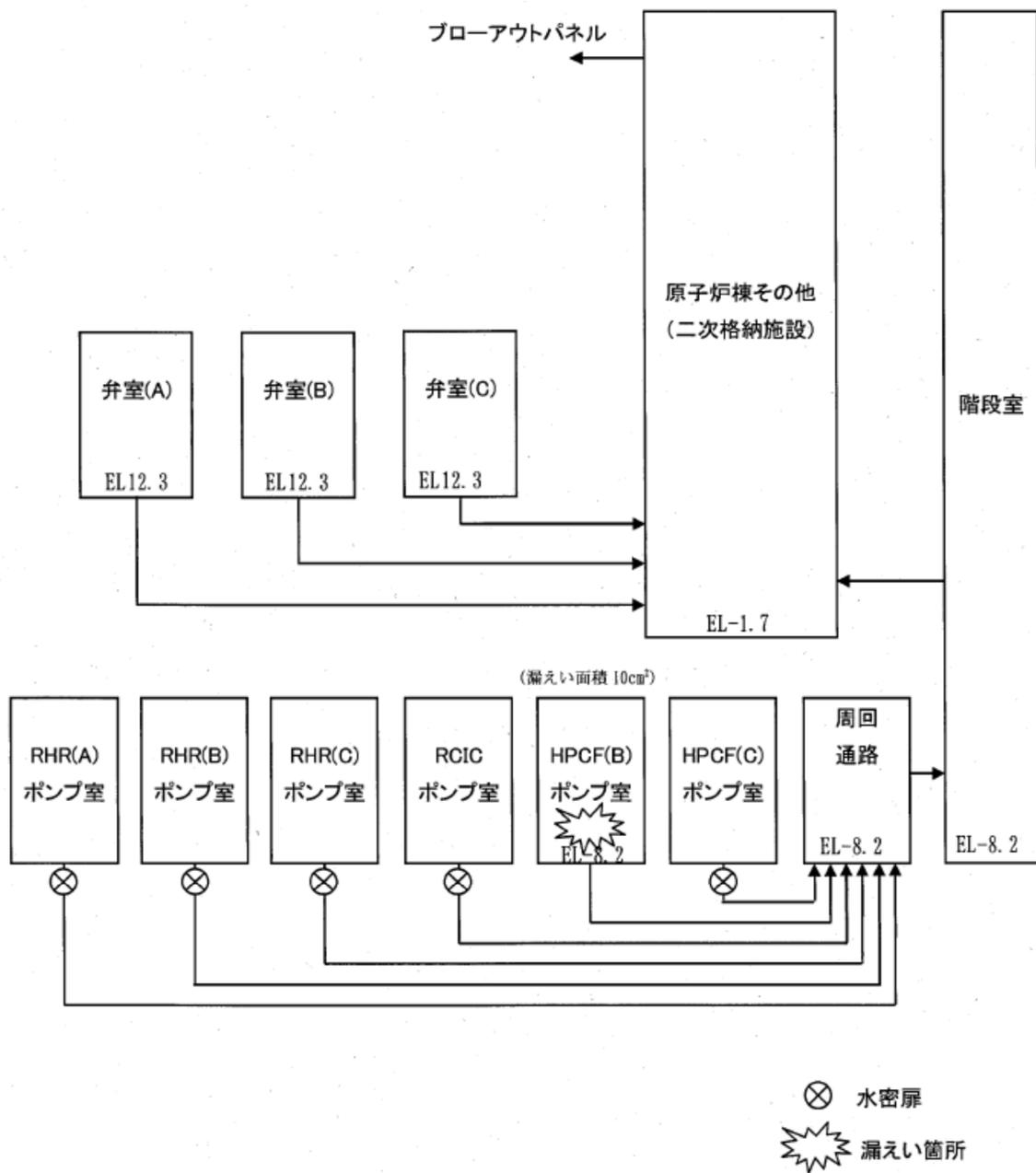


図1 インターフェイスシステムLOCAにおける原子炉建屋ノード分割モデル

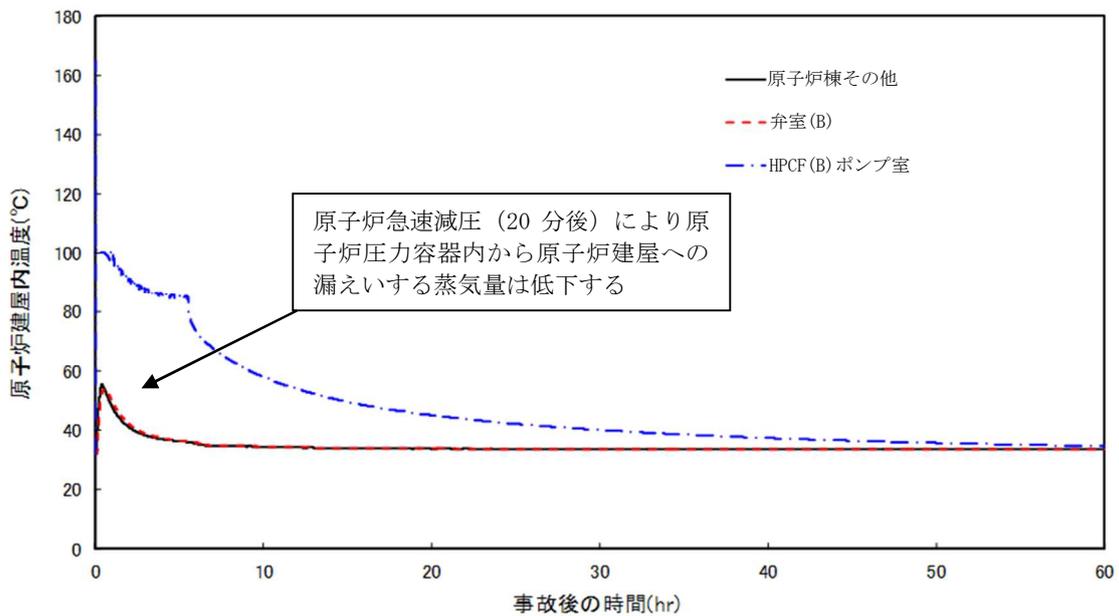


図 2 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

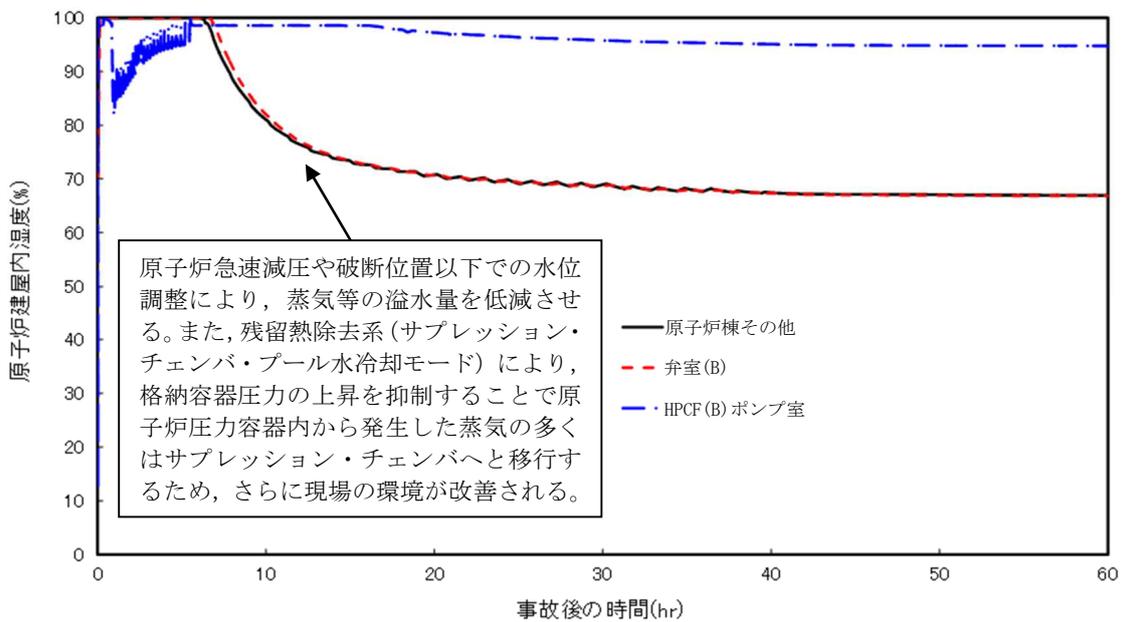


図 3 原子炉建屋内の湿度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

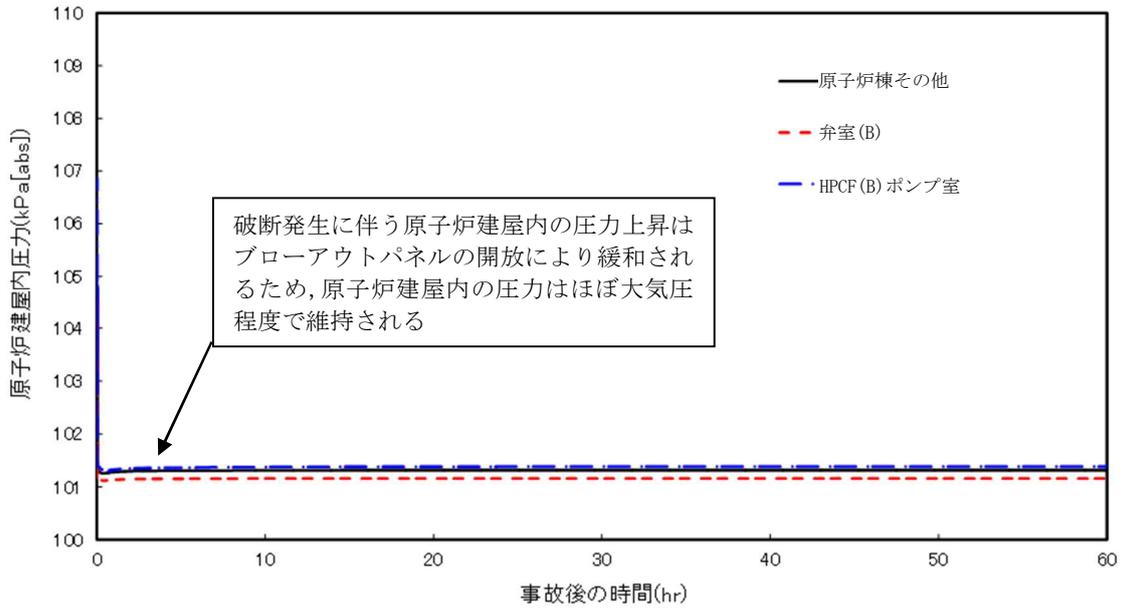


図 4 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

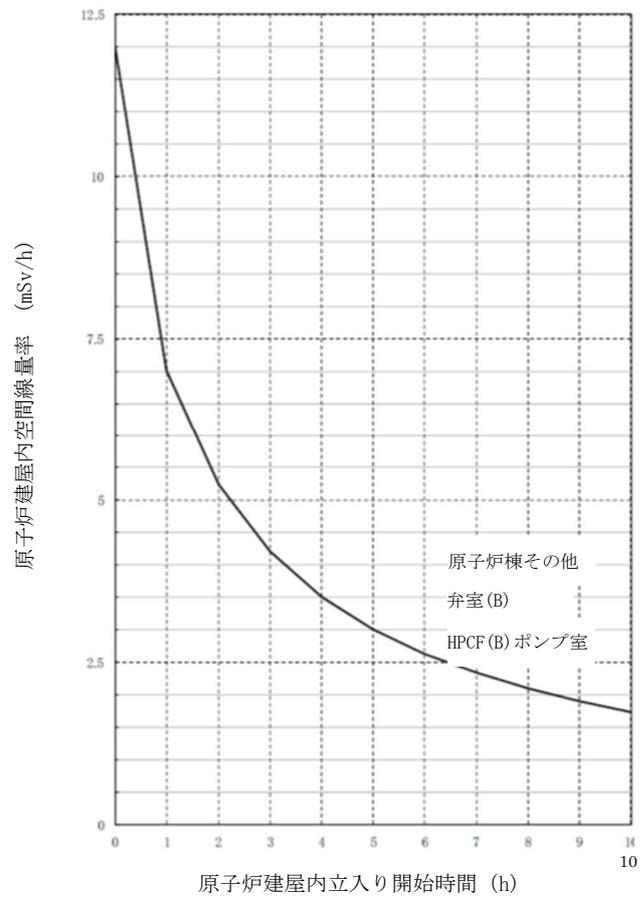
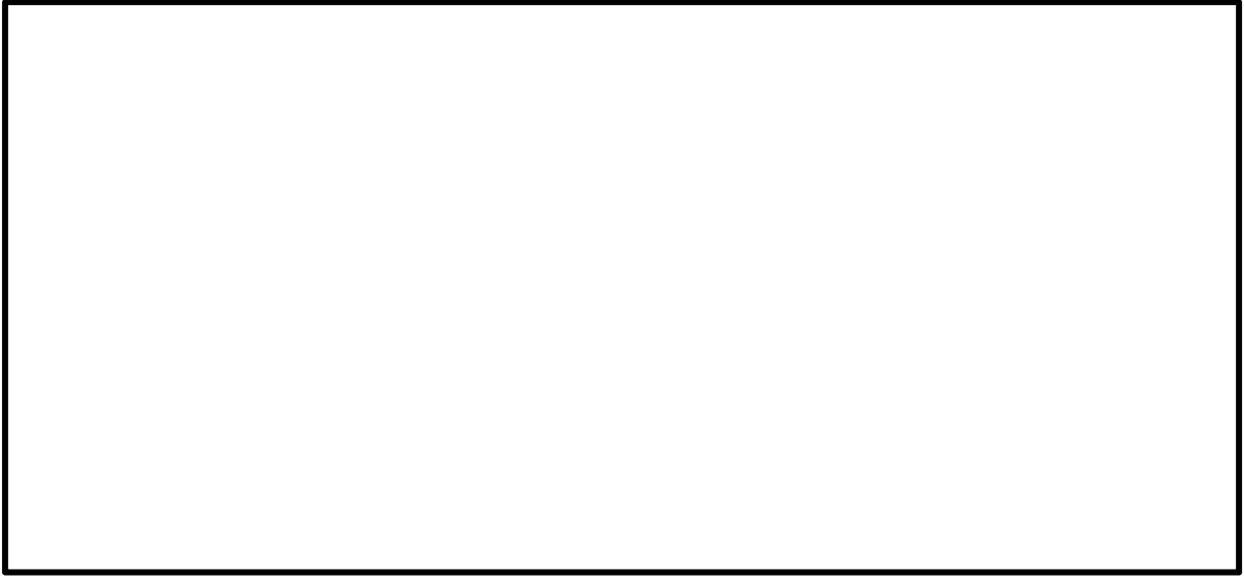
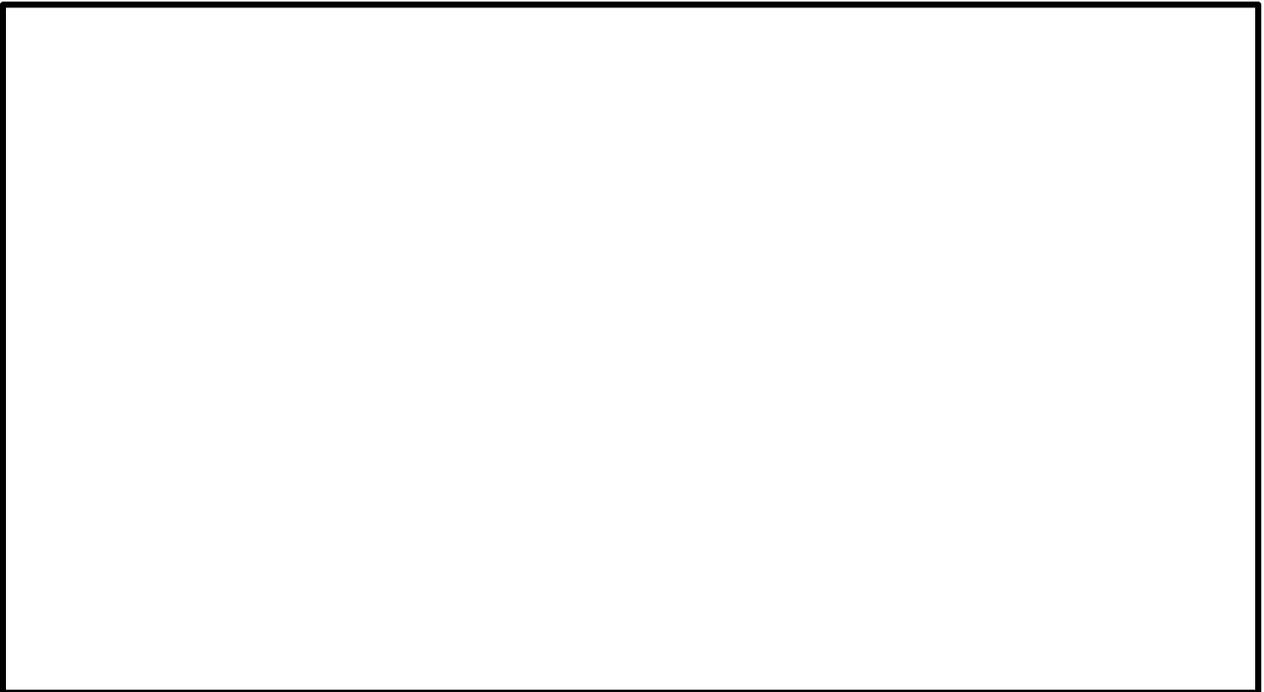


図 5 原子炉建屋内立入り開始時間と線量率の関係 (インターフェイスシステム LOCA)



(a) 平面図



(b) 断面図

図6 原子炉建屋／中央制御室の配置と換気口・ブローアウトパネルの位置関係（インターフェイスシステム LOCA）

インターフェイスシステム LOCA 発生時の検知手段について

(1) インターフェイスシステム LOCA 発生時の判断方法について

表 1 にインターフェイスシステム LOCA と原子炉格納容器内での LOCA が発生した場合のパラメータ比較を示す。インターフェイスシステム LOCA と原子炉格納容器内での LOCA は、どちらも原子炉冷却材の漏えい事象であるが、漏えい箇所が原子炉格納容器の内側か外側かという点で異なる。このため、原子炉圧力、原子炉水位といった原子炉冷却材一次バウンダリ内のパラメータは同様の挙動を示すが、エリアモニタや格納容器圧力といった原子炉格納容器内外のパラメータに相違が表れるので、容易にインターフェイスシステム LOCA と判別することができる。

表 1 インターフェイスシステム LOCA と原子炉格納容器内での LOCA 発生時のパラメータ比較

	各パラメータ	ISLOCA	原子炉格納容器内での LOCA
原子炉圧力容器 パラメータ	原子炉水位	変動※	変動※
	原子炉圧力	変動※	変動※
原子炉格納容器 パラメータ	格納容器圧力	変化なし	上昇
	格納容器温度	変化なし	上昇
	D/W サンプ液位	変化なし	上昇
原子炉格納容器外 パラメータ	高圧炉心注水系系統圧力	低下	変化なし
	原子炉建屋サンプポンプ運転回数	増加※	変化なし
	原子炉建屋放射線モニタ	上昇	変動なし

※漏えい量により変動しない場合がある

(2) インターフェイスシステム LOCA 発生時の漏えい場所(エリア)の特定方法について

インターフェイスシステム LOCA 発生時は，高圧炉心注水系は図 1 に示すとおり，各部屋が分離されており，床漏えい検出器及び火災報知器による漏えい場所(エリア)の特定が可能である。また，監視カメラの情報も漏えい場所(エリア)特定の参考とすることが可能である。

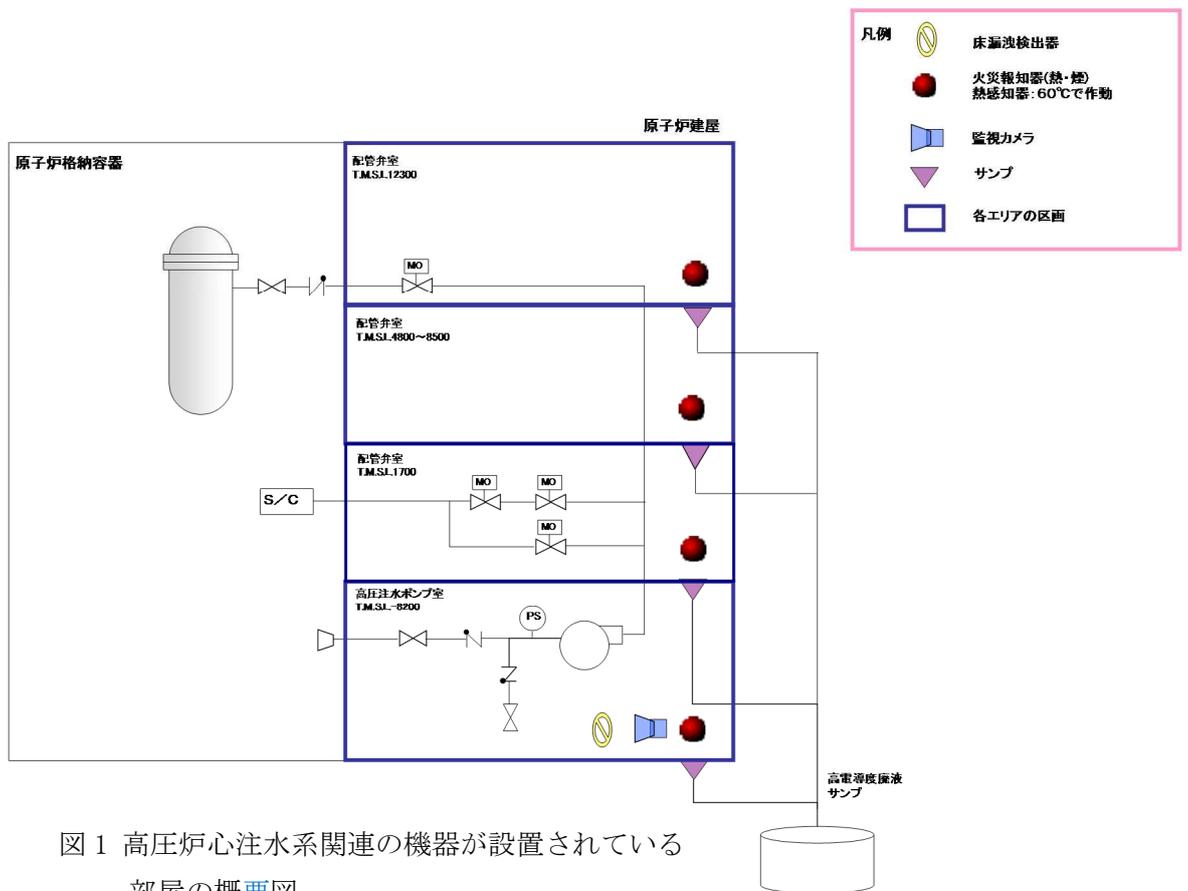


図 1 高圧炉心注水系関連の機器が設置されている部屋の概要図

代替注水系 1 系注水準備完了にて原子炉を急速減圧する条件及び理由について

原子炉を急速減圧する際は代替注水系 2 系による原子炉への注水準備完了を基本とするが、以下のケースにおいては原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系^{※1}のみであっても原子炉の急速減圧操作を実施する。

※1:同じ代替注水系のポンプが 2 台以上起動している場合であっても、代替注水系 1 系とみなす。したがって、有効性評価の高圧・低圧注水機能喪失において低圧代替注水系（常設）ポンプ 2 台注水準備完了にて急速減圧操作を実施する場合は、代替注水系 1 系注水準備完了にて急速減圧操作を実施するものに該当する。

(1) 原子炉水位が規定値に到達した場合

【判断基準】

高圧注水系の不調等により原子炉水位が規定値（レベル 1）まで低下した場合は、炉心損傷の防止又は著しい炉心損傷の抑制を目的として、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系かつポンプ 1 台のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

有効性評価においては、給水系及び復水系の全喪失、並びに高圧及び低圧注水機能の喪失により原子炉水位が低下した場合において、原子炉水位が規定値（レベル 1）に到達した段階で急速減圧を実施しているが、急速減圧に先立ち、注水可能な設備として低圧代替注水系（常設）の 1 系かつポンプ 2 台が準備できた場合を想定している。

この場合、低圧代替注水系（常設）ポンプ 2 台で原子炉への注水を開始することにより、炉心損傷を防止できることが確認されている。

一方、急速減圧に先立ち、注水可能な設備として低圧代替注水系（常設）の 1 系かつポンプ 1 台のみが準備できた場合や低圧代替注水系（常設）以外の代替注水系の 1 系かつポンプ 1 台のみが準備できた場合において、原子炉水位が規定値（レベル 1）に到達した段階で急速減圧を実施した場合、炉心損傷の防止はできないが、著しい炉心損傷の抑制が期待できる。

特に原子炉停止からの経過時間が長くなるほど、崩壊熱が小さく、原子炉水位を維持するために必要となる注水量が少なくなることから、著しい炉心損傷の抑制効果は大きい。

(2) 原子炉格納容器パラメータが規定値に到達した場合

・ S/P 水熱容量制限に到達した場合

【判断基準】

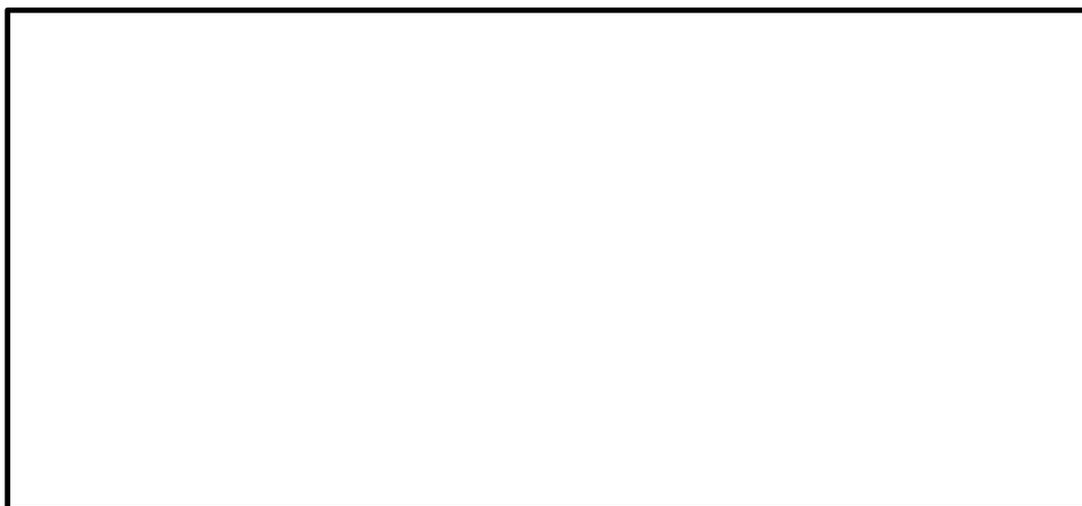
S/P 水温が設計温度 (104℃) を超えた場合、格納容器が損傷するおそれがあるため、S/P 水温が S/P 水熱容量制限値に到達した場合は、炉心及び格納容器の損傷を防止することを目的として、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

有効性評価においては、崩壊熱除去機能の喪失により S/P 水温が上昇した場合において、S/P 水熱容量温度制限により急速減圧を実施し、原子炉隔離時冷却系による注水から低压代替注水系による注水へ移行しているが、急速減圧に先立ち、注水可能な設備として低压代替注水系（常設）の 1 系かつポンプ 2 台が準備できた場合を想定している。

この場合、低压代替注水系（常設）ポンプ 2 台で低压代替注水系へ移行することにより格納容器損傷を防止するとともに、炉心の冷却機能を確保することにより炉心損傷を防止できることが確認されている。

なお、原子炉の急速減圧が完了した時点で S/P 水温が設計温度を超えないようにするためには、下記 S/P 水熱容量制限曲線に従って原子炉の急速減圧操作を開始する必要がある。



図－1 S/P 水熱容量制限曲線

・ S/C 圧力制限に到達した場合

【判断基準】

S/C 圧力が制限値 (180kPa) に到達した場合は圧力抑制機能の喪失と判断し、格納容器の損傷を防止することを目的として、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

LOCA 時においても、ブローダウン経路が健全であれば、原子炉エネルギー (蒸気) はベント管を介して直接 S/P へ放出され、そのエネルギーは S/P で凝縮されることにより S/C 圧力制限値 (180kPa) 以下に収まる設計であるが、真空破壊弁等にバイパスリークが生じている場合は、エネルギーが S/P で凝縮されずに格納容器内へ直接放出されるため、格納容器圧力が S/C 圧力制限値以上に上昇する。これにより格納容器圧力が上昇し、S/C 圧力が設計限界圧力 (310kPa) を超えた場合、格納容器が損傷するおそれがある。

したがって、急速減圧操作を実施することで、SRV を通してエネルギーを直接 S/P へ導き、S/P でそのエネルギーを凝縮させることにより、S/C 圧力の上昇を抑制する。



図-2 S/P 圧力制限

・ 格納容器空間部温度制限に到達した場合

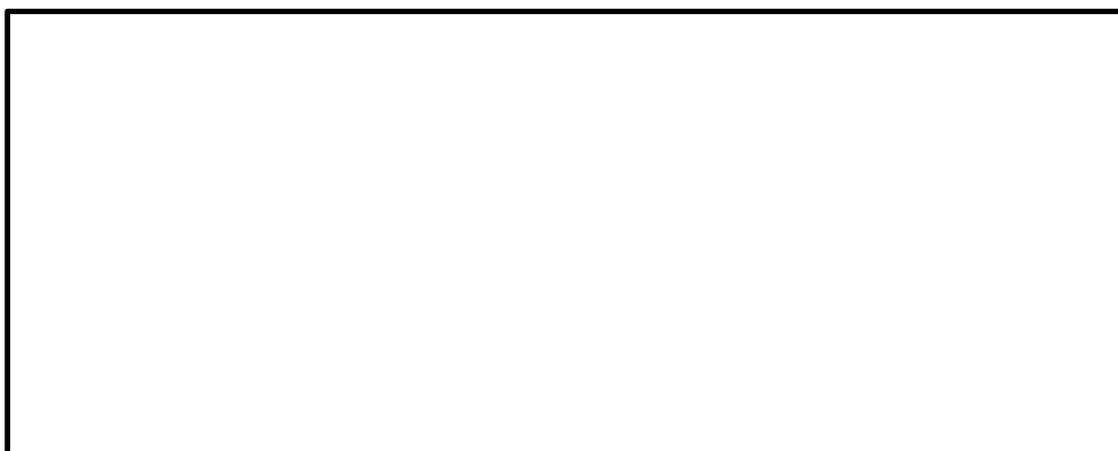
【判断基準】

格納容器空間部温度が制限 (171℃) に到達した場合は、格納容器の損傷を防止することを目的として、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

LOCA が発生すると、原子炉エネルギー（高温水、蒸気）が原子炉圧力容器から格納容器内へ放出され、格納容器空間部温度が高温となる。格納容器空間部温度が高温となった場合、D/W スプレー操作等にて格納容器の減圧及び温度上昇の抑制を試みるが、それでもなお格納容器空間部温度が設計温度（171℃）を超えた場合、格納容器が損傷するおそれがある。

したがって、急速減圧操作を実施することで、SRV を通して原子炉エネルギーを直接 S/P へ導き、S/P でそのエネルギーを凝縮させることにより、格納容器空間部温度の上昇を抑制するとともに、原子炉へ注水を促し、炉心の冷却を行う。



図－3 格納容器空間部温度制限

- ・ S/P 水位（高側）制限を超えた場合

【判断基準】

S/C 水位上限（通常運転水位から+565cm）又は S/P 水位&SRV テールパイプ曲線を超える場合は、圧力抑制機能が喪失する前に、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

S/P 水位が上昇して S/C 水位上限（通常運転水位から+565cm）を超えた場合、S/C と D/W の圧力を平衡にするための真空破壊弁が水没し、S/C の圧力を D/W 側へ逃がす流路を失い圧力抑制機能が喪失するおそれがある。

また、S/P 水位が上昇すると、SRV 開操作により、SRV テールパイプ、クエンチャ及びそれらの支持構造物に作用する動荷重が増加するため、S/C 構造物の許容応力を上回らないように、原子炉を減圧して動荷重を減少させる必要がある。



図-4 S/P 水位（高側）制限

- ・ S/P 水位（低側）制限を下回った場合

【判断基準】

ベント管凝縮限界値（通常運転水位から-259cm）に到達した場合は、ベント管露出による格納容器の圧力抑制機能が低下する前に、原子炉への注水準備が完了している系統が代替注水系 1 系のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

S/P 水位が低下してベント管凝縮限界値（通常運転水位から-259cm）を下回った場合、ベント管が露出し、S/P の蒸気凝縮能力が喪失する。

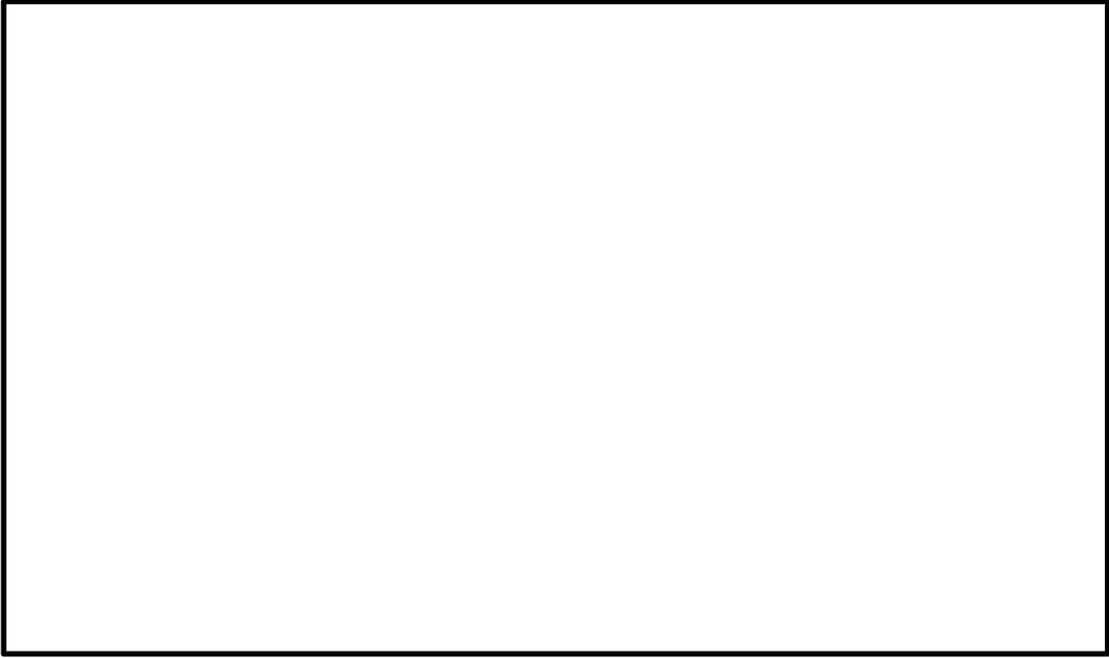


図-5 S/P 水位（低側）制限

以上

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順			判断基準記載内容	解釈
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1)代替減圧	a. 手動による原子炉減圧	復水器が使用可能	復水器真空度がMSIV閉設定値(復水器器内圧力にて)以下に維持可能な状態
			タービンバイパス弁の開操作が可能	タービン制御油圧力が確立(主タービン高圧制御油圧力にて圧力低警報 以上)している状態
			復水器が使用不可能	MSIV閉不能又はタービンバイパス弁が動作不能、又は復水器真空度がMSIV閉設定値(復水器器内圧力にて)以下に維持不可能な状態
			逃がし安全弁の開操作が可能	逃がし安全弁作動用窒素ガスが確保(高圧窒素ガス供給系ADS入口圧力にて圧力低警報 以上)され、かつ作動電磁弁が正常(電磁弁電源断警報なし)な状態
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1)常設直流電源系統喪失時の減圧	a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放	逃がし安全弁(自動減圧機能なし)作動用窒素ガスが確保されている場合	高圧窒素ガス供給系(非常用)出口のポンペ圧力が低警報設定値 ()以上確保されている場合
		b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)作動用窒素ガスが確保されている場合	高圧窒素ガス供給系(非常用)出口のポンペ圧力が低警報設定値 ()以上確保されている場合
		c. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)作動用窒素ガスが確保されている場合	高圧窒素ガス供給系(非常用)出口のポンペ圧力が低警報設定値 ()以上確保されている場合
	(2)逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧	a. 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保	高圧窒素ガス供給系ドライウエル入口圧力低警報が発生している場合	高圧窒素ガス供給系ドライウエル入口圧力低警報 ()以下が発生している場合
			高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合	高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報 ()以下が発生した場合
	(3)復旧	a. 代替直流電源設備による復旧	480V P/C C系及び480V P/C D系の受電が完了している場合	480V P/C 7C-1及び480V P/C 7D-1の受電が完了している場合

操作手順の解釈一覧

手順	操作手順記載内容	解釈		
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1)常設直流電源系統喪失時の減圧	a. 可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放	ATWS/RPT盤 H11-P654	
		高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A), (B)	P54-M0-F012A, B	
		高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A), (B)供給弁	P54-M0-F003A, B	
		高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁	P54-M0-F203	
		窒素ガスポンベ出口圧力が規定圧力以上	窒素ガスポンベ出口圧力が [] 以上	
		HPAC制御盤	H11-P650	
		原子炉圧力が逃がし安全による減圧完了圧力となる	原子炉圧力が0.34MPaに到達する	
		b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁(自動減圧機能付き)開放	ATWS/RPT盤	H11-P654
			高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁	P54-M0-F203
			高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A), (B)	P54-M0-F012A, B
	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A), (B)供給弁		P54-M0-F003A, B	
	窒素ガスポンベ出口圧力が規定圧力以上		窒素ガスポンベ出口圧力が [] 以上	
	多重伝送現場盤		H23-P001A-2	
	c. 代替逃がし安全弁駆動装置による逃がし安全弁(自動減圧機能なし)開放	原子炉圧力が逃がし安全による減圧完了圧力となる	原子炉圧力が0.34MPaに到達する	
		ATWS/RPT盤	H11-P654	
		高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス供給弁後弁(A)	P54-F405A	
		高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第一隔離弁(A)	P54-407A	
		高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガスPCV第二隔離弁(A)	P54-F406A	
		高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス排気止め弁(A)	P54-F410A	
		高圧窒素ガス供給系重大事故時用窒素ガス(A)供給弁	P54-F403A	
原子炉圧力が逃がし安全による減圧完了圧力となる		原子炉圧力が0.34MPaに到達する		
(2)逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧		a. 高圧窒素ガスポンベによる逃がし安全弁駆動源確保	高圧窒素ガス供給系非常用窒素ガス(A), (B)供給弁 P54-M0-F003A, B	
		高圧窒素ガス供給系常用・非常用窒素ガス連絡弁(A), (B)	P54-M0-F012A, B	
	高圧窒素ガス供給系常用窒素ガス供給止め弁	P54-M0-F203		
	高圧窒素ガス供給系ADS入口圧力が規定圧力	高圧窒素ガス供給系ADS入口圧力の指示が [] 以上		
	高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報	高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報 ([] 以下)		
	1.3.2.3 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順	(1)EOP「原子炉建屋制御」	逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により急速減圧を行い 逃がし安全弁(～0.34MPaまでの原子炉減圧が可能)及びタービンバイパス弁(～0MPaまでの原子炉減圧が可能)により原子炉の急速減圧(～0MPa)を行い	

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

< 目 次 >

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 原子炉運転中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

ii. 重大事故等対処設備

(c) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 原子炉停止中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

ii. 重大事故等対処設備

c. 手順等

1.4.2 重大事故等発生時の手順

1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 低圧代替注水

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

(c) 消火系による原子炉注水

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉注水

- b. 重大事故等発生時の対応手段の選択
- (3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手順
 - a. 低圧代替注水
 - (a) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却
 - (b) 消火系による残存溶融炉心の冷却
 - (c) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却
 - b. 重大事故等発生時の対応手段の選択
- 1.4.2.2 原子炉停止中における対応手順
 - (1) フロントライン系故障時の対応手順
 - (2) サポート系故障時の対応手順
 - a. 復旧
 - (a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉除熱
 - b. 重大事故等発生時の対応手段の選択
- 1.4.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料 1.4.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.4.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.4.3 重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
2. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
3. 残留熱除去系(C)注入配管使用による原子炉注水
4. 高圧炉心注水系(C)注入配管使用による原子炉注水
5. 消火系による原子炉注水
6. 残留熱除去系ポンプによる原子炉除熱

添付資料 1.4.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。

(2) 復旧

a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉内低圧時における冷却機能である。

また、原子炉停止中において、原子炉を長期的に冷却するための設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉内の崩壊熱除去機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、原子炉を冷却し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の設計基準事故対処設備として残留熱除去系（低圧注水モード）を設置している。

原子炉停止中において、原子炉内の崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下、「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（図 1.4.1）。

また、炉心の著しい損傷、溶融が発生し、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

なお、重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十七条及び技術基準規則第六十二条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果，フロントライン系故障として，残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）の故障を想定する。また，サポート系故障として，全交流動力電源喪失を想定する。

更に，炉心溶融後，溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準，基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.4.1 に整理する。

a. 原子炉運転中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

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）が故障等により原子炉の冷却ができない場合には，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型）及び消火系により原子炉を冷却する手段がある。

(i) 低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却

低圧代替注水系（常設）による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水移送ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・復水補給水系配管・弁
- ・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
- ・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
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。なお、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉の冷却は、淡水貯水池から防火水槽へ補給した淡水を使用する手段だけでなく、防火水槽へ補給した海水又は直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・ 防火水槽
- ・ ホース
- ・ MUWC接続口
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 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
- ・ 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
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

(iii) 消火系による原子炉の冷却

消火系による原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ ろ過水タンク
- ・ 消火系配管・弁
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 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
- ・ 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
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧代替注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵槽、復水補給水系配管・弁、残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ、[残留](#)

熱除去系(A)配管・弁，給水系配管・弁・スパージャ，高圧炉心注水系配管・弁，原子炉压力容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，燃料補給設備，可搬型代替注水ポンプ（A-2級），ホース及びMUWC接続口は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「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) 項を満足するための代替淡水源（措置）として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は，審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.4.1）

以上の重大事故等対処設備により，原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態での冷却機能が喪失した場合においても，原子炉を冷却することができる。

また，以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため，自主対策設備と位置づける。あわせて，その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが，復水移送ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同等の機能（流量）を有することから，重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において，原子炉を冷却する手段として有効である。

- ・残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ，高圧炉心注水系(B及びC)配管・弁・スパージャ^{※1}

当該配管を用いた注水手段は使用に制限（原子炉への注水流量が少ない，注水流量の監視ができない，現場での系統構成が必要）があるが，残留熱除去系(A及びB)配管から注水ができない場合において，原子炉を冷却する手段として有効である。

※1：高圧炉心注水系配管・弁・スパージャのうち，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・弁は重大事故等対処設備であるが，原子炉への注水ラインの配管・弁・スパージャは自主対策設備として位置づける。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

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により起動できない場合には，「1.4.1(2)a.(a)i.

「**低圧代替注水**」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水モード）を復旧する手段がある。

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）を十分な期間、運転継続することが可能である。

なお、原子炉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、長期的に原子炉を除熱する手段がある。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）については、「1.4.1(2)b.(b)サポート系故障時の対応手段及び設備」にて整備する。

(i) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧

常設代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）ポンプ
- ・ 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・スパージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパージャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 代替原子炉補機冷却系
- ・ 非常用取水設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

ii. 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備のうち、サプレッション・チェンバ、原子炉圧力容器、代替原子炉補機冷却系、常設代替交流電源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づける。また、残留熱除去系（低圧注水モード）ポンプ、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパージャ、給水系配管・弁・スパージャ、原子炉補機冷却系及び**非常用取水設備**は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.4.1)

以上の重大事故等対処設備により、残留熱除去系（低圧注水モード）が全交流動力電源喪失により起動できない場合においても、残留熱除去系（低圧注水モード）を復旧し、原子炉を冷却することができる。

(c) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉圧力容器内に溶融炉心が残存する場合には、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び消火系により残存溶融炉心を冷却する手段がある。

(i) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却

低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 復水移送ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スパーージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパーージャ
- ・ 高圧炉心注水系配管・弁
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却

低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。なお、低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却は、淡水貯水池から防火水槽へ補給した淡水を使用する手段だけでなく、防火水槽へ補給した海水又は直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・ 防火水槽
- ・ ホース
- ・ MUWC接続口
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スパーージャ

- ・給水系配管・弁・スパージャ
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(iii) 消火系による残存溶融炉心の冷却

消火系による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水タンク
- ・消火系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・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
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧代替注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵槽、復水補給水系配管・弁、残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ、**残留熱除去系(A)配管・弁**、給水系配管・弁・スパージャ、高圧炉心注水系配管・弁、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、燃料補給設備、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)、ホース及びMUWC接続口は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「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)として位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.4.1)

以上の**重大事故等対処**設備により、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合においても、残存溶融炉心を冷却することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水タンク、**消火系配管・弁**

耐震性は確保されていないが、復水移送ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同等の機能（流量）を有することから、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、**残存熔融炉心**を冷却する手段として有効である。

b. 原子炉停止中の対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 低圧代替注水

原子炉停止中に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）の故障等により原子炉の冷却ができない場合には、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び消火系により原子炉を冷却する手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「1.4.1(2)a.(a)フロントライン系故障時の対応手段及び設備」で選定した設備と同様である。

以上の設備により、原子炉停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障等で冷却機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却することができる。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

原子炉停止中に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により起動できない場合には、「1.4.1(2)b.(a)i.低圧代替注水」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧する手段がある。

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）を十分な期間、運転継続することが可能である。

(i) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧

常設代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器

- ・ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・スパーージャ
- ・ 給水系配管・弁・スパーージャ
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 代替原子炉補機冷却系
- ・ 非常用取水設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

ii. 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備のうち、原子炉圧力容器、代替原子炉補機冷却系、常設代替交流電源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づける。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）ポンプ、残留熱除去系配管・弁・熱交換器・スパーージャ、給水系配管・弁・スパーージャ、原子炉補機冷却系及び非常用取水設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.4.1）

以上の重大事故等対処設備により、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により起動できない場合においても、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を復旧し、原子炉を除熱することができる。

c. 手順等

上記「a. 原子炉運転中の対応手段及び設備」及び「b. 原子炉停止中の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下、「EOP」という。）、事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下、「SOP」という。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.4.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.4.2、表1.4.3）。

（添付資料1.4.2）

1.4.2 重大事故等発生時の手順

1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 低圧代替注水

常設の原子炉注水設備による注水機能が喪失した場合、低圧代替注水系(常設)、低圧代替注水系(可搬型)及び消火系による原子炉注水の3手段について、同時並行で注水準備を開始する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合、上記手段のうち低圧代替注水系1台以上の起動及び注水ラインの系統構成が完了した時点で、その手段による原子炉注水を開始する。

また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は、上記手段のうち低圧代替注水系2系以上の起動及び注水ラインの系統構成が完了した時点で、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し、原子炉注水を開始する。原子炉注水に使用する手段は、準備が完了した低圧代替注水系2系以上のうち、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。

なお、原子炉水位が不明になる等、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注水を実施する。

(a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

i. 手順着手の判断基準

給水系、復水系及び非常用炉心冷却系により原子炉注水ができず、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合において、低圧代替注水系(常設)及び注入配管が使用可能な場合※1。

※1: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。

ii. 操作手順

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.4.2及び図1.4.3に、概要図を図1.4.5に、タイムチャートを図1.4.6～10に示す。

(各注入配管使用の場合について、手順⑥⑧⑨以外は同様。)

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の準備開始を指示する。

- ②中央制御室運転員A及びBは、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③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の負荷容量確認を依頼し、低圧代替注水系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全開操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水移送ポンプ(2台)の起動操作を実施し、復水移送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上であることを確認する。
- ⑥^a中央制御室系統構成 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑥^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑥^c残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(C)の全開操作を実施する。
なお、電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは残留熱除去系注入隔離弁(C)の現場での手動全開操作を実施する。
- ⑥^d高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、高圧炉心注水系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑥^e高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、高圧炉心注水系注入隔離弁(C)の全開操作を実施する。
なお、電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、高圧炉心注水系注入隔離弁(C)の現場での手動全開操作を実施する。
- ⑦当直副長は、原子炉圧力が復水移送ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、運転員に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑧^a残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(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
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁 (A) の全開操作を実施する。
- ⑧^c残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合
現場運転員C及びDは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁 (C) の全開操作を実施する。
- ⑧^d高圧炉心注水系 (B) 注入配管使用の場合
現場運転員C及びDは、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (B) の全開操作を実施する。
- ⑧^e高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用の場合
現場運転員C及びDは、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (C) の全開操作を実施する。
- ⑨^a注水確認 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系 (B) 注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。
- ※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉注水が不要となる間、原子炉格納容器への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入隔離弁 (B) の全閉操作を実施後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) を全開とし、格納容器スプレイを実施する。
- ⑨^b残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系 (A) 注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。
- ⑨^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
中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉水位指示上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。
- ⑩現場運転員C及びDは、復水移送ポンプ水源確保として復水移送ポンプ吸込ラインの切替操作 (復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁の開操作) を実施する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水

貯蔵槽の補給を依頼する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから低圧代替注水系(常設)による原子炉注水開始までの所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系(B)注入配管使用:12分以内

残留熱除去系(A)注入配管使用:12分以内

残留熱除去系(C)注入配管使用:約40分

高圧炉心注水系(B)注入配管使用:約25分

高圧炉心注水系(C)注入配管使用:約30分

なお、プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員1名にて作業を実施する。

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

(添付資料1.4.3-1, 1.4.3-3, 1.4.3-4)

(b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水

i. 手順着手の判断基準

常設の原子炉注水設備、低圧代替注水系(常設)、消火系により原子炉注水ができず、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合において、低圧代替注水系(可搬型)及び注入配管が使用可能な場合^{*1}。

※1:設備に異常がなく、燃料及び水源(防火水槽)が確保されている場合。

ii. 操作手順

低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.4.2及び図1.4.3に、概要図を図1.4.11に、タイムチャートを図1.4.12～16に示す。

(各注入配管使用の場合について、手順⑥⑦⑫以外は同様。)

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備開始を指示する。

②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に低圧

代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備のため、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備及びホース接続を依頼する。

- ③中央制御室運転員A及びBは、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全開操作を実施する。
- ⑤現場運転員C及びDは、復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1又は復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1のどちらかを選択し全開操作を実施する。(当該弁はユニハンドラー弁のためリンク機構を取り外し、弁操作を行う。)
- ⑥^a現場系統構成 残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
現場運転員C及びDは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)の全開操作を実施する。
- ⑥^b高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合
現場運転員C及びDは、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑥^c高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合
現場運転員C及びDは、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)の全開操作を実施する。
- ⑦^a中央制御室系統構成 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作及び原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑦^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(A)の全開操作及び原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑦^c残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、残留熱除去系注入隔離弁(C)の全開操作を実施する。
なお、電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは残留熱除去系注入隔離弁(C)の現場での手動全開操作を実施する。

⑦^d 高圧炉心注水系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、高圧炉心注水系注入隔離弁 (B) の全開操作を実施する。

⑦^e 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、高圧炉心注水系注入隔離弁 (C) の全開操作を実施する。

なお、電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、高圧炉心注水系注入隔離弁 (C) の現場での手動全開操作を実施する。

⑧ 緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) の配備及びホース接続を行い、低圧代替注水系 (可搬型) による送水準備完了について緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。

⑨ 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員の選択した送水ラインからの低圧代替注水系 (可搬型) による送水開始を緊急時対策本部へ依頼する。

⑩ 当直副長は、中央制御室運転員に低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の確認を指示する。

⑪ 緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 起動後、運転員の選択した送水ラインから送水するため、復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁又は復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁のどちらかを全開に実施し、送水開始について緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。

⑫^a 注水確認 残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系 (B) 注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉注水が不要となる間、原子炉格納容器への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入隔離弁 (B) の全閉操作を実施後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁 (B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁 (B) を全開とし、格納容器スプレイを実施する。

⑫^b 残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを

残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

⑫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中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉水位指示上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員3名にて作業を実施し、作業開始を判断してから低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始まで残留熱除去系(A)(B)(C)又は高圧炉心注水系(B)(C)いずれの注入配管を使用した場合においても約95分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

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

(添付資料1.4.3-2, 1.4.3-3, 1.4.3-4)

(c) 消火系による原子炉注水

i. 手順着手の判断基準

常設の原子炉注水設備、低圧代替注水系(常設)により原子炉注水ができず、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)以上に維持できない場合において、消火系及び注入配管が使用可能な場合^{*1}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1: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。

ii. 操作手順

消火系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.4.2及び図1.4.3に、概要図を図1.4.17に、タイムチャートを図1.4.18～22に示す。

(各注入配管使用の場合について、手順③⑦⑪⑫以外は同様。)

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に消火系による原子炉注水準備のため、ディーゼル駆動消火ポンプの起動を依頼する。
- ③^a受電操作 残留熱除去系(B)，(A)注入配管使用の場合
現場運転員C及びDは、消火系による原子炉注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③^b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
現場運転員E及びFは、消火系による原子炉注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、消火系による原子炉注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、消火系による原子炉注水の系統構成として、復水補給水系消火系第一，第二連絡弁の全開操作を実施する。
- ⑦^a中央制御室系統構成 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑦^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑦^c残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(C)の全開操作を実施する。
なお、残留熱除去系注入隔離弁(C)の電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは現場での手動全開操作実施する。
- ⑦^d高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、高圧炉心注水系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。

⑦[°]高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、高圧炉心注水系注入隔離弁(C)の全開操作を実施する。

なお、高圧炉心注水系注入隔離弁(C)の電源が確保できない場合、現場運転員C及びDは現場での手動全開操作を実施する。

⑧緊急時対策要員は、ディーゼル駆動消火ポンプの起動完了を緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉注水開始を緊急時対策本部へ報告する。

⑩当直副長は、原子炉圧力がディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、運転員に消火系による原子炉注水の開始を指示する。

⑪^a注水 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)の全開操作を実施する。

⑪^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)の全開操作を実施する。

⑪^c残留熱除去系(C)注入配管使用の場合

現場運転員C及びDは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)の全開操作を実施する。

⑪^d高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合現場運転員C及びDは高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)の全開操作を実施する。

⑪^e高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合

現場運転員C及びDは、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)の全開操作を実施する。

⑫^a注水確認 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(B)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉注水が不要となる間、原子炉格納容器への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱

除去系注入隔離弁(B)の全閉操作を実施後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)を全開とし、格納容器スプレーを実施する。

⑫^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

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
中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを原子炉水位指示上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

⑭^d当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

iii. 操作の成立性

作業開始を判断してから、消火系による原子炉注水開始までの必要な要員及び所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用

- ・1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて所要時間を約30分

残留熱除去系(C)注入配管使用

- ・1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員4名及び緊急時対策要員2名にて所要時間を約40分

高圧炉心注水系(B)又は(C)注入配管使用

- ・1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員4名及び緊急時対策要員2名にて所要時間を約30分

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

(添付資料1.4.3-3, 1.4.3-4, 1.4.3-5)

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.4.27に示す。

代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、復水貯蔵槽水源が使用可能であれば低圧代替注水系(常設)により原子炉を冷却する。復水貯蔵槽水源が使用できない場合、消火系又は低圧代替注水系(可搬型)により原子炉を冷却する。

交流動力電源が確保できない場合、現場の手動操作により系統構成を実施し、消火系又は低圧代替注水系(可搬型)により原子炉を冷却する。

なお、消火系による原子炉の冷却は、発電所構内(大湊側)で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないことが確認できた場合に実施する。

低圧代替注水を実施する際の注入配管の選択は、中央制御室からの操作が可能であって、注水流量が多いものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

- 優先①：残留熱除去系(B)注入配管(中央制御室からの操作が可能)
- 優先②：残留熱除去系(A)注入配管(中央制御室からの操作が可能)
- 優先③：残留熱除去系(C)注入配管
- 優先④：高圧炉心注水系(B)注入配管
- 優先⑤：高圧炉心注水系(C)注入配管

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉注水

全交流動力電源の喪失により常設の原子炉注水設備による注水機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系ポンプの電源を復旧し、原子炉補機冷却系若しく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、残留熱除去系ポンプ(低圧注水モード)にて原子炉への注水を実施する。

i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し、残留熱除去系ポンプ(低圧注水モード)が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合。

※1:設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源(サブプレッション・チェンバ)が確保されている状態。

ii. 操作手順

残留熱除去系ポンプ(B)による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。(残留熱除去系ポンプ(A)による原子炉注水手順も同様)概要図を図1.4.23に、タイムチャートを図1.4.24に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に残留熱除去系ポンプ(低圧注水モード)による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系ポンプ(低圧注水モード)の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること、並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、残留熱除去系ポンプが使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系ポンプ(B)(低圧注水モード)の起動操作を実施し、ポンプ吐出圧力が確立したことを確認後、当直副長に残留熱除去系ポンプ(B)(低圧注水モード)による原子炉注水の準備完了を報告する。
- ⑤当直副長は、原子炉圧力が残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力以下であることを確認後、中央制御室運転員A及びBに、残留熱除去系ポンプ(低圧注水モード)による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開として原子炉への注水を開始する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(B)の系統流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

※原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉注水が不要となる間、原子炉格納容器への格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全閉操作を実施後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)を全開とし、格納容器スプレイを実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系による原子炉注水開始まで15分以内で可能である。

なお、プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員1名にて作業を実施する。

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.4.27に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系ポンプ(低圧注水モード)により原子炉を冷却する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系ポンプ(低圧注水モード)により原子炉を冷却するが、代替原子炉補機冷却系の設置に時間を要することから、低圧代替注水系(常設)等による原子炉の冷却を並行して実施する。

原子炉停止後は、残留熱除去系ポンプ(原子炉停止時冷却モード)により原子炉を除熱する。

(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、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した場合、格納容器下部注水系により原子炉格納容器下部へ注水することで落下した溶融炉心を冷却するが、原子炉圧力容器内に溶融炉心が残存した場合は、低圧代替注水により原子炉圧力容器へ注水することで残存溶融炉心を冷却し、原子炉圧力容器から原子炉格納容器への放熱量を抑制する。

a. 低圧代替注水

(a) 低圧代替注水系(常設)による残存溶融炉心の冷却

i. 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器が破損した場合において、低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水が可能な場合^{※1}。

※1: 原子炉格納容器スプレイ及び原子炉格納容器下部への注水に必要な流量(140m³/h, 35~70 m³/h)が確保され、更に復水移送ポンプにより原子炉圧力容器への注水に必要な流量(30m³/h)が確保できる場合。

なお、低圧代替注水により3箇所(原子炉压力容器, 原子炉格納容器, 原子炉格納容器下部)への注水ができない場合には, 以下の優先順とする。

1. 原子炉格納容器(1-1. ドライウェル, 1-2. サプレッション・チェンバ)
2. 原子炉格納容器下部
3. 原子炉压力容器

ただし, 原子炉格納容器スプレイ停止時には原子炉压力容器への注水を再開する。

ii. 操作手順

低圧代替注水系(常設)による残存溶融炉心の冷却については,

1. 4. 2. 1(1)a. (a)の操作手順のうち, 残留熱除去系(B)注入配管及び残留熱除去系(A)注入配管を使用した手順と同様である。

なお, 手順の対応フローを図1. 4. 4に示す。

iii. 操作の成立性

上記の操作は, 1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施し, 作業開始を判断してから低圧代替注水系(常設)による原子炉注水開始までの所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系(B)注入配管使用:12分以内

残留熱除去系(A)注入配管使用:12分以内

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

(添付資料1. 4. 3-1)

(b) 消火系による残存溶融炉心の冷却

i. 手順着手の判断基準

原子炉压力容器が破損した場合において, 低圧代替注水系(常設)が使用できず, 消火系による原子炉压力容器への注水が可能な場合^{※1}。

※1:原子炉格納容器スプレイ及び原子炉格納容器下部への注水に必要な流量(140m³/h, 35~70 m³/h)が確保され, 更に消火系により原子炉压力容器への注水に必要な流量(30m³/h)が確保できる場合。ただし, 重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

なお、低圧代替注水により3箇所(原子炉压力容器、原子炉格納容器、原子炉格納容器下部)への注水ができない場合には、以下の優先順とする。

1. 原子炉格納容器(1-1. ドライウェル, 1-2. サプレッション・チェンバ)
2. 原子炉格納容器下部
3. 原子炉压力容器

ただし、原子炉格納容器スプレー停止時には原子炉压力容器への注水を再開する。

ii. 操作手順

消火系による残存溶融炉心の冷却については、1.4.2.1(1)a.(c)の操作手順のうち、残留熱除去系(B)注入配管及び残留熱除去系(A)注入配管を使用した手順と同様である。

なお、手順の対応フローを図1.4.4に示す。

iii. 操作の成立性

作業開始を判断してから、消火系による原子炉注水開始までの必要な要員及び所要時間は以下のとおり。

残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用

- ・1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて所要時間を約30分

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

(添付資料1.4.3-5)

(c) 低圧代替注水系(可搬型)による残存溶融炉心の冷却

i. 手順着手の判断基準

原子炉压力容器が破損した場合において、低圧代替注水系(常設)及び消火系が使用できず、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水が可能な場合^{※1}。

※1:原子炉格納容器スプレー及び原子炉格納容器下部への注水に必要な流量(140m³/h, 35~70 m³/h)が確保され、更に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)により原子炉压力容器への注水に必要な流量(30m³/h)が確保できる場合。

なお、低圧代替注水により3箇所(原子炉压力容器, 原子炉格納容器, 原子炉格納容器下部)への注水ができない場合には、以下の優先順とする。

1. 原子炉格納容器(1-1. ドライウェル, 1-2. サプレッション・チェンバ)
2. 原子炉格納容器下部
3. 原子炉压力容器

ただし、原子炉格納容器スプレイ停止時には原子炉压力容器への注水を再開する。

ii. 操作手順

低圧代替注水系(可搬型)による残存溶融炉心の冷却については、

1. 4. 2. 1(1)a. (b)の操作手順のうち、残留熱除去系(B)注入配管及び残留熱除去系(A)注入配管を使用した手順と同様。

なお、手順の対応フローを図1. 4. 4に示す。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員3名にて作業を実施し、作業開始を判断してから低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始まで残留熱除去系(A)又は(B)の注入配管を使用した場合において約95分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

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

(添付資料1. 4. 3-2)

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1. 4. 27に示す。

代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、復水貯蔵槽水源が使用可能であれば低圧代替注水系(常設)により残存溶融炉心を冷却する。復水貯蔵槽水源が使用できない場合、消火系又は低圧代替注水系

(可搬型)により残存溶融炉心を冷却する。

なお、消火系による原子炉の冷却は、発電所構内(大湊側)で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないことが確認できた場合に実施する。

低圧代替注水を実施する際の注入配管の選択は、注水流量が多いものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：残留熱除去系(B)注入配管

優先②：残留熱除去系(A)注入配管

1.4.2.2 原子炉停止中における対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

原子炉停止中に低圧注水系が機能喪失した場合の対応手順については、1.4.2.1(1)フロントライン系故障時の対応手順と同様である。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉除熱

全交流動力電源の喪失により残留熱除去系による崩壊熱除去機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系ポンプの電源を復旧し、原子炉補機冷却系若しく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、残留熱除去系ポンプ(原子炉停止時冷却モード)にて原子炉の除熱を実施する。

i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し、残留熱除去系ポンプ(原子炉停止時冷却モード)が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合。

※1:設備に異常がなく、電源及び補機冷却水が確保されており、原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)に維持され、かつ原子炉圧力が規定圧力以下の状態。

ii. 操作手順

残留熱除去系ポンプ(B)による原子炉除熱手順の概要は以下のとおり。(残留熱除去系ポンプ(A)による原子炉冷却手順も同様)概要図を図1.4.25に、タイムチャートを図1.4.26に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に残留熱除去系ポンプ(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系ポンプ(B)(原子炉停止時冷却モード)の起動に必要なポンプ、電動弁、及び監視計器の電源が確保されていること、並びに補機冷却水及び原子炉水位低(レベル 3)から原子炉水位高(レベル 8)の原子炉水位が確保されていて、原子炉圧力が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定圧力以下であることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、残留熱除去系ポンプが使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系ポンプ(B)(原子炉停止時冷却モード)による原子炉冷却の系統構成として、残留熱除去系ポンプ S/P 水吸込隔離弁(B)、残留熱除去系最少流量バイパス弁(B)を全閉、残留熱除去系停止時冷却内側(B)、外側隔離弁(B)、残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑤現場運転員 C 及び D は、残留熱除去系封水ポンプ(B)吸込弁、残留熱除去系封水ポンプ(B)吐出弁、残留熱除去系封水ポンプ(B)最小流量吐出弁の全閉操作を実施する。
- ⑥現場運転員 E 及び F は、残留熱除去系封水ポンプ(B)及び残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)の MCC 電源「切」操作を実施する。
- ⑦中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系ポンプ(B)(原子炉停止時冷却モード)運転の準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑧当直副長は、中央制御室運転員に残留熱除去系ポンプ(B)(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱の開始を指示する。
- ⑨中央制御室運転員 A 及び B は、残留熱除去系ポンプ(B)(原子炉停止時冷却モード)の起動操作を実施し、ポンプ吐出圧力が確立したことを残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力にて確認し、残留熱除去系熱交換器出口弁(B)の調整により原子炉の除熱を開始する。
- ⑩中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉の除熱が開始されたことを残留熱除去系(B)の系統流量の上昇及び残留熱除去系熱交換器入口温度の低下により確認し、当直副長に報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系による原子炉除熱開始まで20分以内で可能である。

なお、プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員1名にて作業を実施する。

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

(添付資料1.4.3-6)

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.4.27に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系ポンプ(原子炉停止時冷却モード)により原子炉を除熱する。原子炉補機冷却系の運転ができない場合、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系ポンプ(原子炉停止時冷却モード)により原子炉を除熱するが、代替原子炉補機冷却系の設置に時間を要することから、低圧代替注水系(常設)等による原子炉の冷却を並行して実施する。

1.4.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系ポンプへの代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順は、「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。

復水貯蔵槽、防火水槽及びろ過水タンクへの水の補給手順並びに可搬型代替注水ポンプによる送水手順については、「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。

復水移送ポンプ、残留熱除去系ポンプ、電動弁及び中操監視計器類への電源供給手順並びに第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機、電源車、ディーゼル駆動消火ポンプ、可搬型代替注水ポンプへの燃料補給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

表 1.4.1 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 (1/5)
 (原子炉運転中のフロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系(低压注水モード)	原子炉の冷却 低压代替注水系(常設)による	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系配管・弁 ※4 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 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) 「水位確保」等 「MUWCによる原子炉注水」
			残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ	自主対策設備
		原子炉の冷却 低压代替注水系(可搬型)による	可搬型代替注水ポンプ(A-2級) ホース MUWC接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・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 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) 「水位確保」等 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」※1
			防火水槽 ※1, ※5 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ	自主対策設備
		原子炉の冷却 消火系による	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(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高压炉心注水系(C)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 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) 「水位確保」等 「消火ポンプによる原子炉注水」

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」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，対応設備，手順書一覧(2/5)
(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応設備	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 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 燃料補給設備 ※2	重大事故等 対応設備 重大事故等対応設備 (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 「RHR(A)による原子炉注水」 「RHR(B)による原子炉注水」
			残留熱除去系(低圧注水モード)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパー ージャ 給水系配管・弁・スパーージャ 原子炉補機冷却系 非常用取水設備		

※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)

対応手段， 対応設備， 手順書一覧 (3/5)
 (溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	—	低圧代替注水系(常設)による 残存溶融炉心の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系配管・弁 ※4 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 燃料補給設備 ※2	重大事故等対応設備 事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-4」等 「MUWC(RPV 破損後の RPV 代替注水)」
		消火系による 残存溶融炉心の冷却	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(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・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 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) 「注水-4」等 「FP(RPV 破損後の RPV 代替注水)」
		低圧代替注水系(可搬型)による 残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級) ホース MUWC 接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・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 燃料補給設備 ※2	重大事故等対応設備 事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-4」等 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」※1
			防火水槽 ※1, ※5	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)

対応手段， 対応設備， 手順書一覧(4/5)
 (原子炉停止中のフロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	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)	原子炉の冷却 低圧代替注水系(常設)による	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系配管・弁 ※4 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 燃料補給設備 ※2	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「MUWCによる原子炉注水」
			残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ	自主対策設備	
		原子炉の冷却 低圧代替注水系(可搬型)による	可搬型代替注水ポンプ(A-2級) ホース MUWC 接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・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 燃料補給設備 ※2	重大事故等対応設備	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」※1
			防火水槽 ※1, ※5 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ	自主対策設備	
		原子炉の冷却 消火系による	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(B)配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(A)配管・弁 給水系配管・弁・スパージャ 残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ 高圧炉心注水系(C)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 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) 「水位確保」等 「消火ポンプによる原子炉注水」

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」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，対応設備，手順書一覧(5/5)
(原子炉停止中のサポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	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	常設代替交流電源設備による残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)の復旧	原子炉圧力容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 燃料補給設備 ※2	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書(微候ベース) 「水位確保」等 「RHR(A)による原子炉除熱」 「RHR(B)による原子炉除熱」
			残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・熱交換器・スパー ジャ 給水系配管・弁・スパー ジャ 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等 対応設備 (設計基準拡張)	

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」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)

表 1.4.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/6)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順 (1)フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「MUWCによる原子炉注水」	判断基準 原子炉圧力容器内の水位 電源 水源の確認	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)	
		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	
		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 原子炉圧力容器への注水量 補機監視機能 水源の確認	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 原子炉圧力(SA)	
		復水補給水系流量(原子炉圧力容器) ・残留熱除去系(A)注入配管流量 ・残留熱除去系(B)注入配管流量	
		復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 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)	
		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)	
	事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」	判断基準 原子炉圧力容器内の水位 電源 水源の確認	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)
			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
復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽			
操作 原子炉圧力容器内の水位 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力容器への注水量 補機監視機能 水源の確認		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 原子炉圧力(SA)	
		復水補給水系流量(原子炉圧力容器) ・残留熱除去系(A)注入配管流量 ・残留熱除去系(B)注入配管流量	
		可搬型代替注水ポンプ吐出圧力	
		防火水槽	

監視計器一覧(2/6)

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)	
1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水			
事故時運転操作手順書(微候ベース) 「水位確保」等 「消火ポンプによる原子炉注水」	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)
		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
		水源の確認	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)
		原子炉压力容器への注水量	復水補給水系流量(原子炉压力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確認	ろ過水タンク水位

監視計器一覧(3/6)

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)	
1.4.2.1 原子炉運転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			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「RHR(A)による原子炉注水」 「RHR(B)による原子炉注水」	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)
		補機監視機能	原子炉補機冷却系(A)系統流量 原子炉補機冷却系(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
		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
		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
	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
	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

監視計器一覧(4/6)

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)	
1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-4」 「MUWC(RPV 破損後の RPV 代替注水)」	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)
		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
		水源の確認	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(原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 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)
水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-4」 「FP(RPV 破損後の RPV 代替注水)」	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)
		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
		水源の確認	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(原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
水源の確認	ろ過水タンク水位		

監視計器一覧(5/6)

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)	
1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順 (3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手順 a. 低圧代替注水			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-4」 「消防車による原子炉注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」	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)
		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
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽
	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(原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		補機監視機能	可搬型代替注水ポンプ吐出圧力
		水源の確認	防火水槽

監視計器一覧(6/6)

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. 4. 2. 2 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			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「水位確保」等 「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 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	原子炉補機冷却系(A)系統流量 原子炉補機冷却系(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 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
		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
		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

表 1.4.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.4】 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	復水移送ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 AM用MCC
	復水補給水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 (6号炉のみ) AM用MCC
	残留熱除去系ポンプ	常設代替交流電源設備 M/C C系 M/C D系
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 AM用MCC
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用A系電源 計測用B系電源

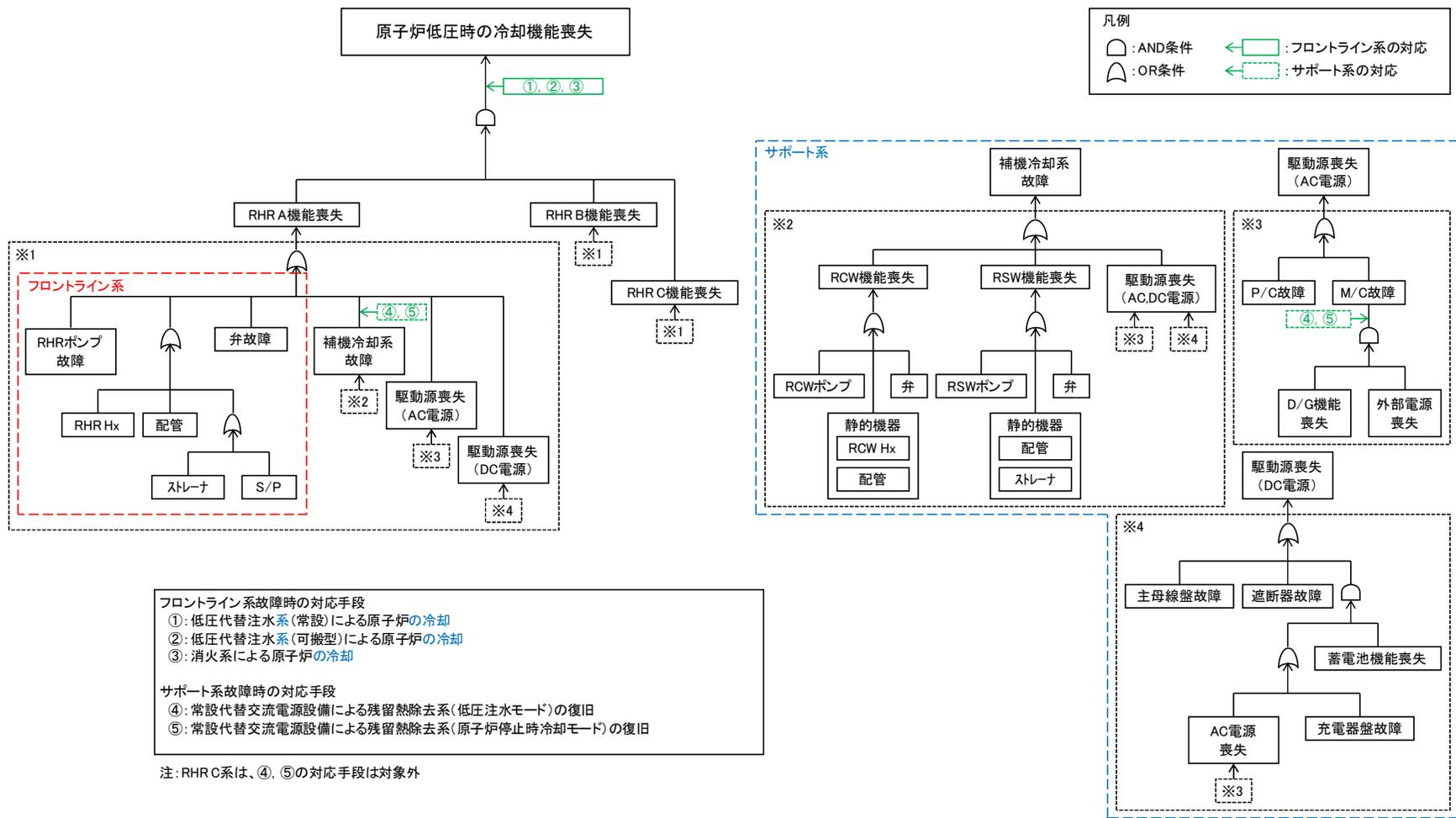


図 1. 4. 1 機能喪失原因対策分析(1/2)

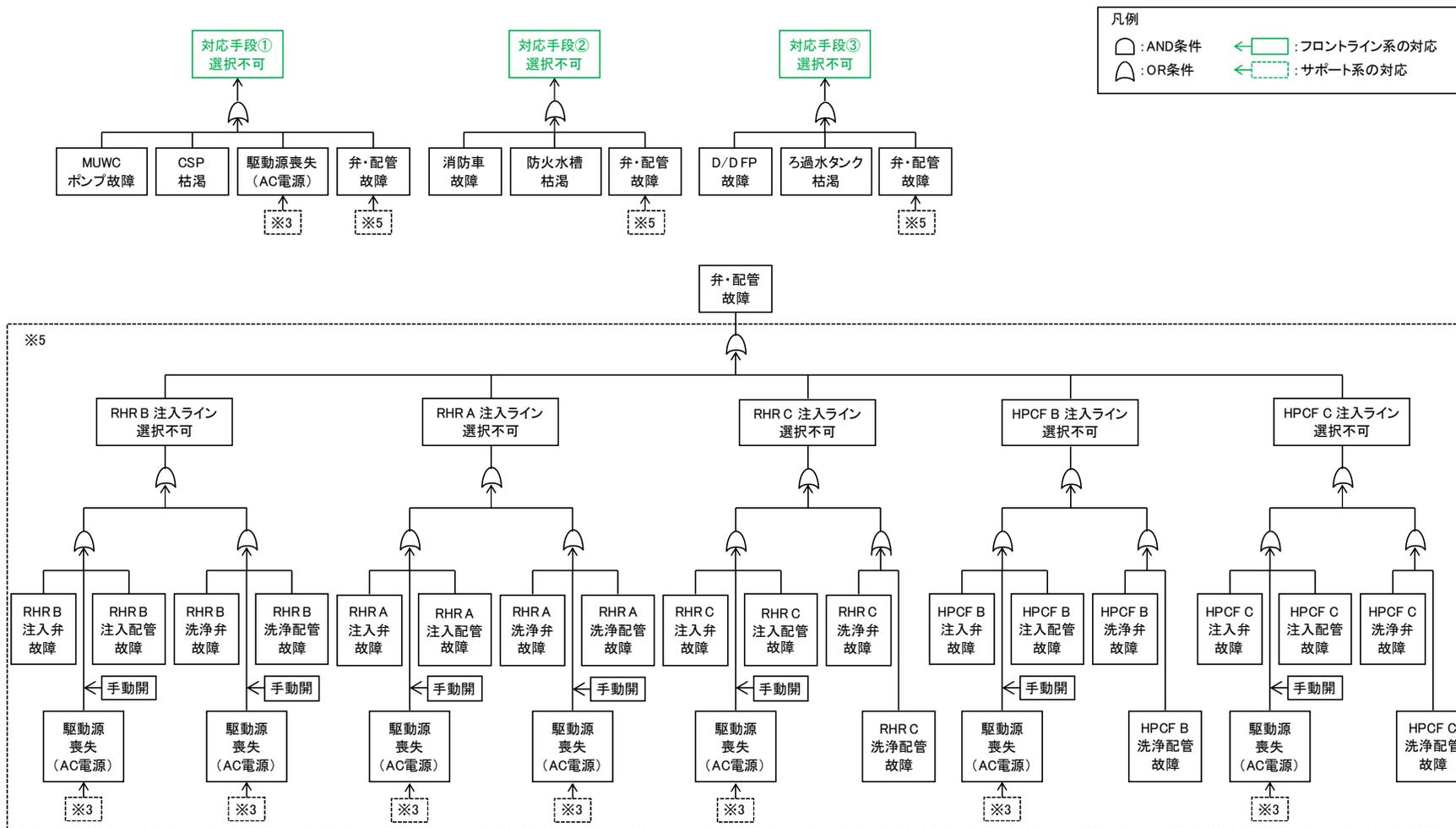


図 1. 4. 1 機能喪失原因対策分析 (2/2)

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	
低圧注水系機能喪失	RHR A機能喪失 ※1	RHRポンプ故障							
		弁故障							
		静的機器故障	RHR Hx						
			配管						
			水源	S/P ストレーナ					
		補機冷却系故障 ※2	RCW機能喪失	RCWポンプ					
				弁					
				静的機器故障	RCW Hx 配管				
			RSW機能喪失	RSWポンプ					
				弁					
				静的機器故障	配管 ストレーナ				
		駆動源喪失(AC, DC電源) ※3	駆動源喪失(AC, DC電源)	※3同様 ※4同様					
	P/C故障								
	駆動源喪失(AC電源) ※3	M/G故障	D/G機能喪失 外部電源喪失						
		主母線盤故障							
	駆動源喪失(DC電源) ※4	直流電源供給機能喪失	遮断器故障						
			蓄電池機能喪失						
		充電器機能喪失	充電器盤故障 AC電源喪失	※3同様					
RHR B機能喪失	※1同様								
RHR C機能喪失	※1同様								

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、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。

図 1.4.1 機能喪失原因対策分析(補足)

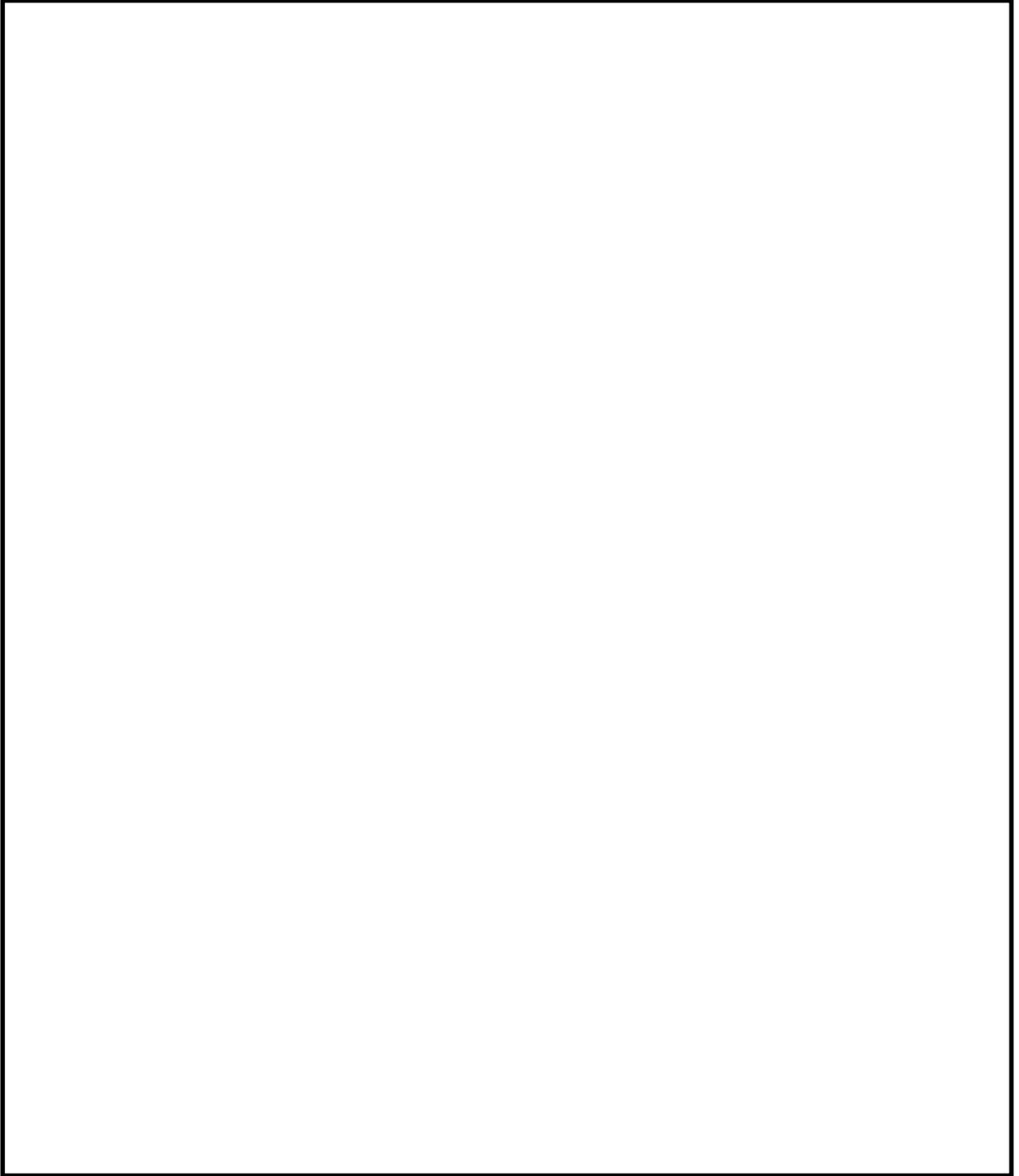


図 1.4.2 EOP 原子炉制御「水位確保」における対応フロー

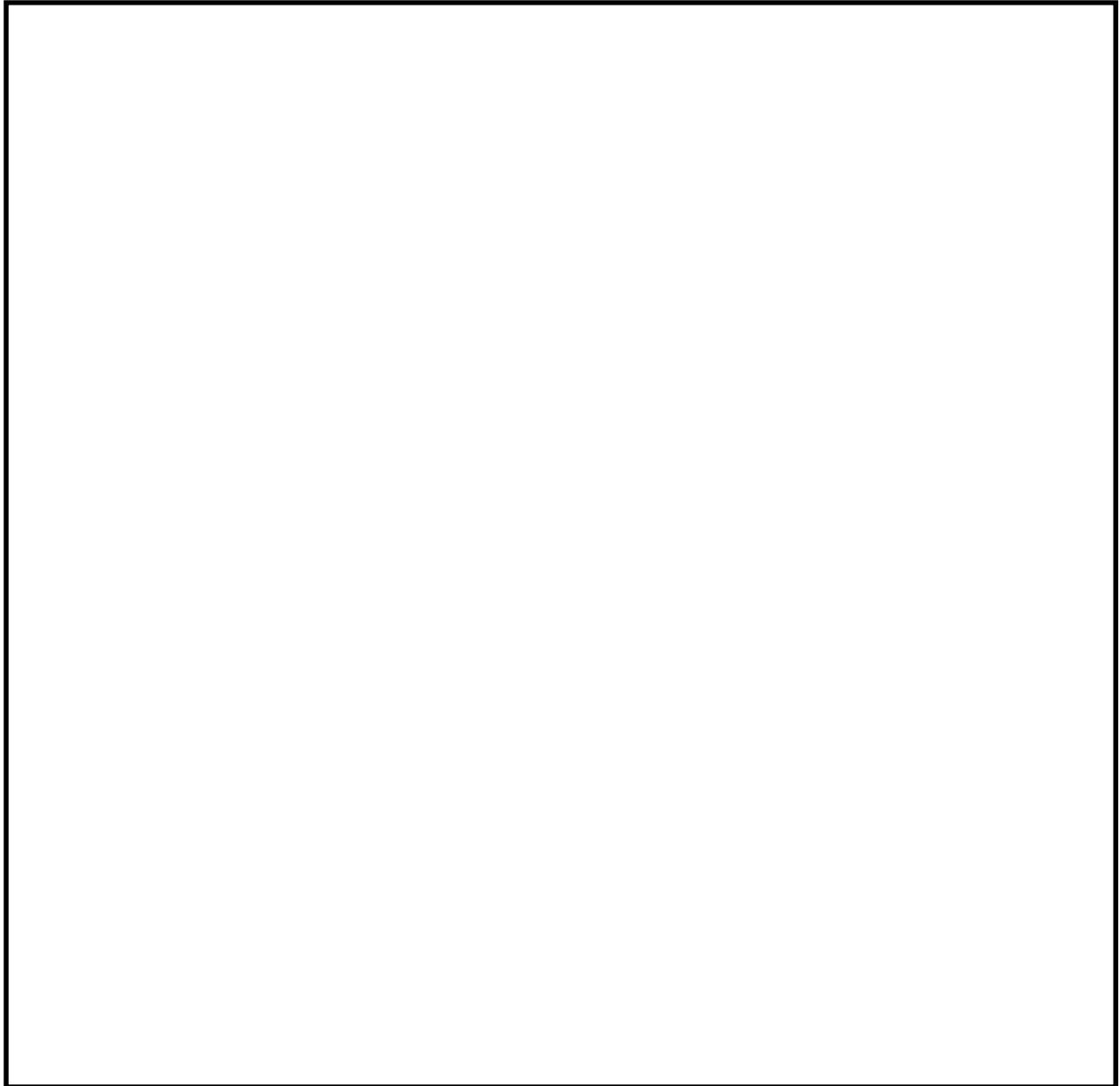


図 1.4.3 EOP 不測事態「水位回復」における対応フロー

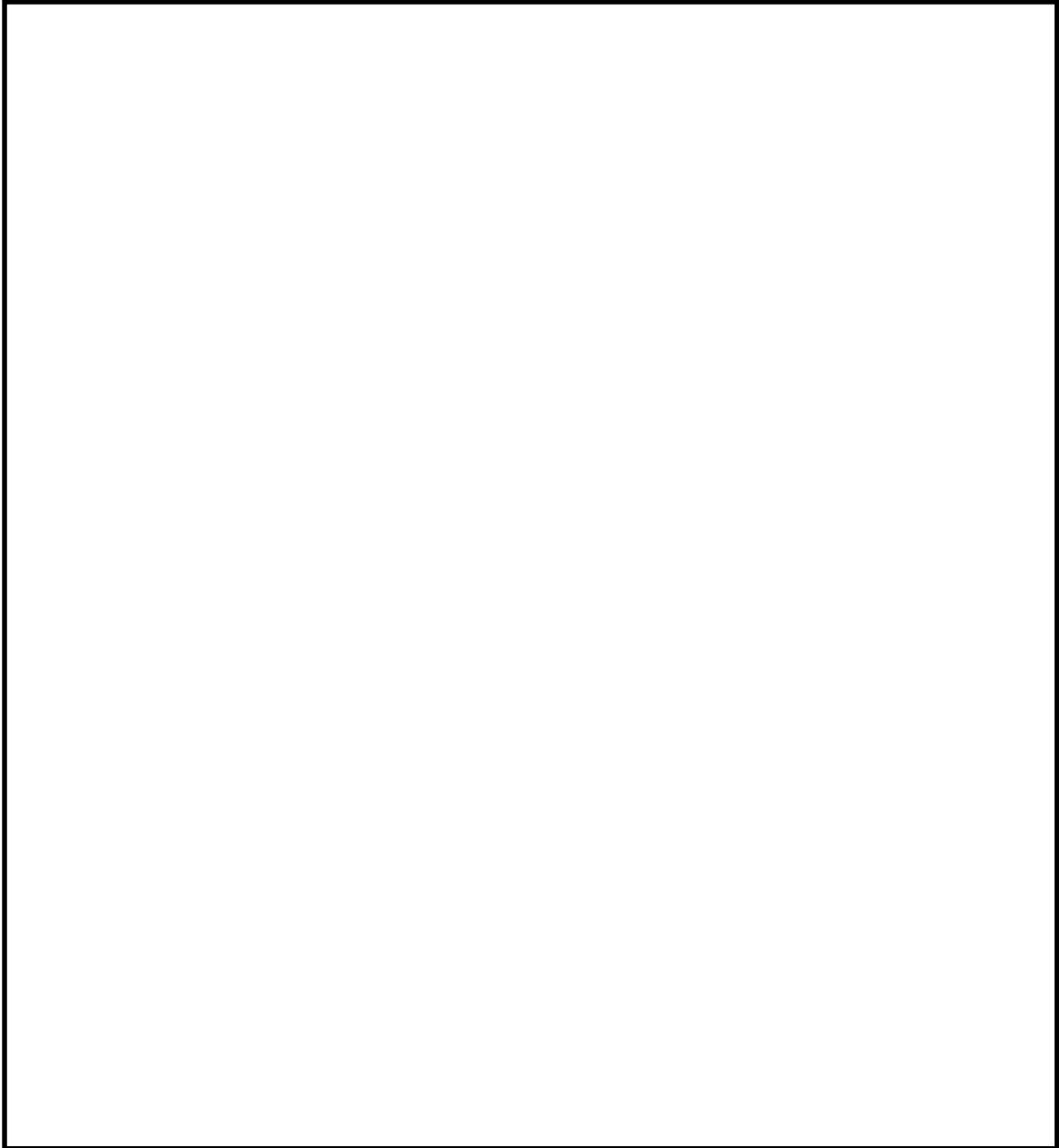
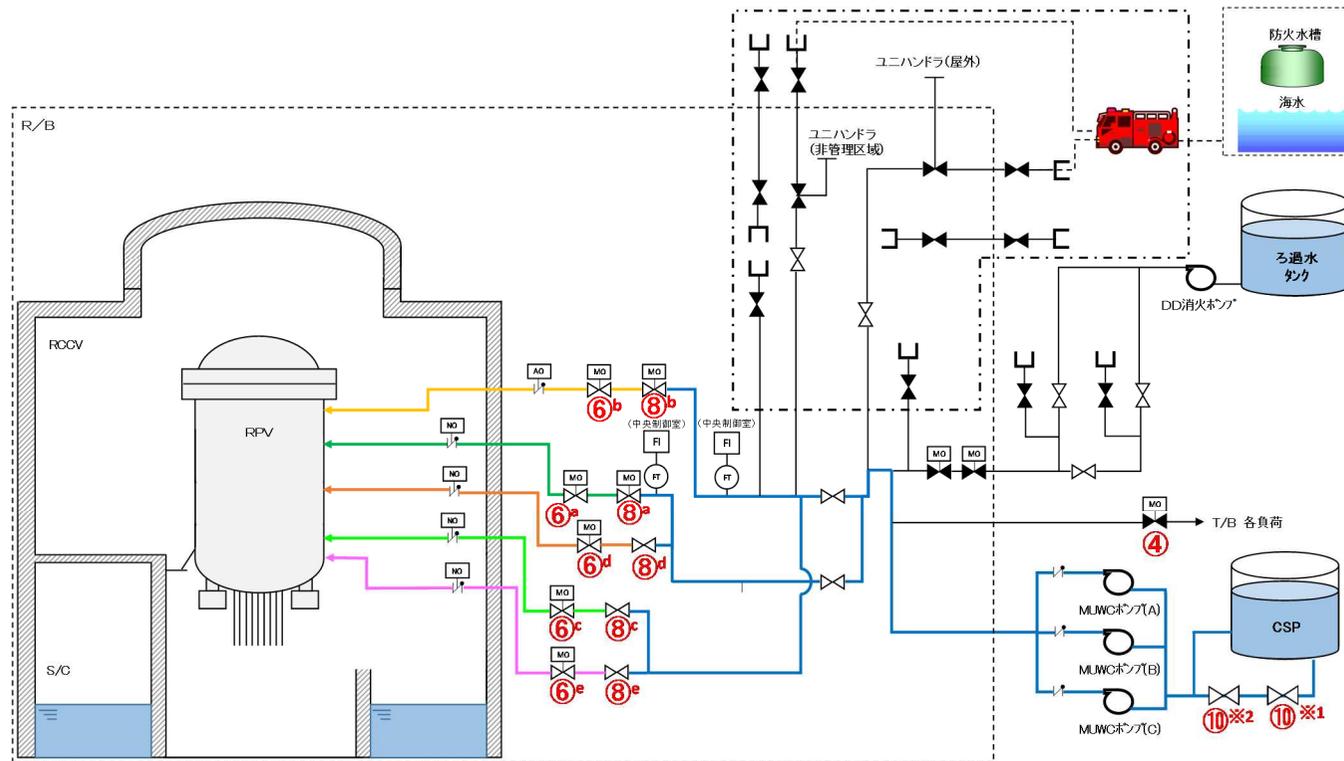


図 1.4.4 SOP 「注水-4」における対応フロー



操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑥ ^a	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑥ ^b	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑥ ^c	残留熱除去系注入隔離弁(C)
⑥ ^d	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)
⑥ ^e	高圧炉心注水系注入隔離弁(C)
⑧ ^a	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑧ ^b	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)
⑧ ^c	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)
⑧ ^d	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑧ ^e	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)
⑩ ^{※1}	復水補給水系常/非常用連絡管一次止め弁
⑩ ^{※2}	復水補給水系常/非常用連絡管二次止め弁

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

図 1. 4. 5 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 概要図

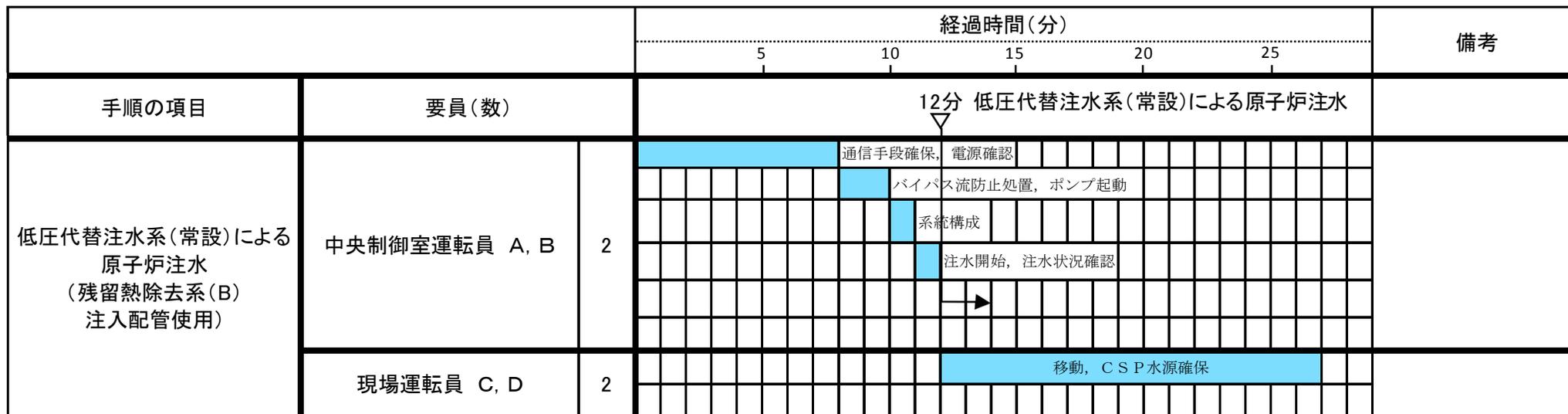


図 1.4.6 低压代替注水系(常設)による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用) タイムチャート

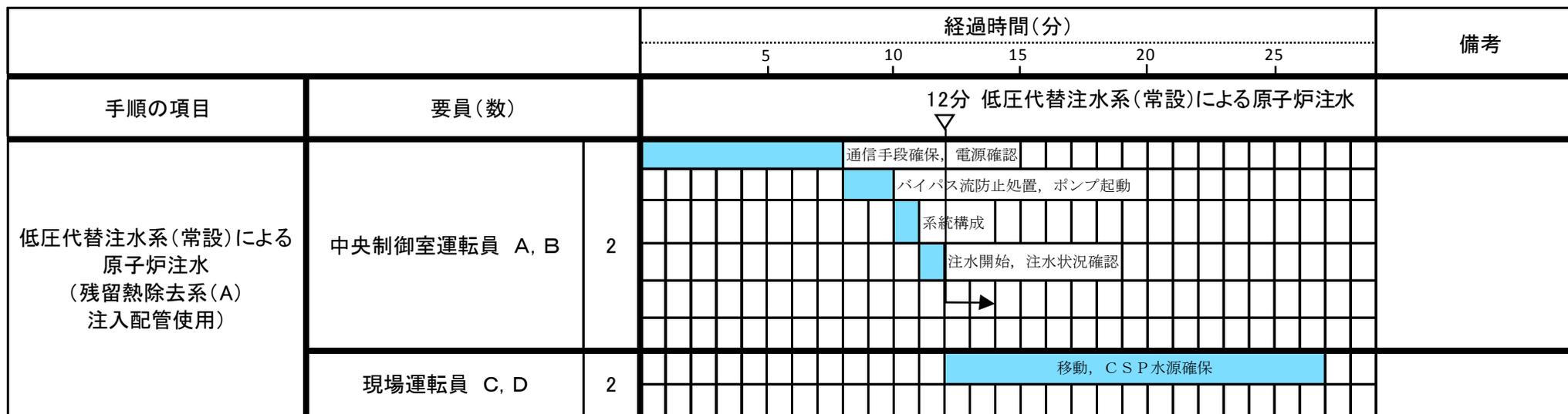


図 1.4.7 低压代替注水系(常設)による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用) タイムチャート

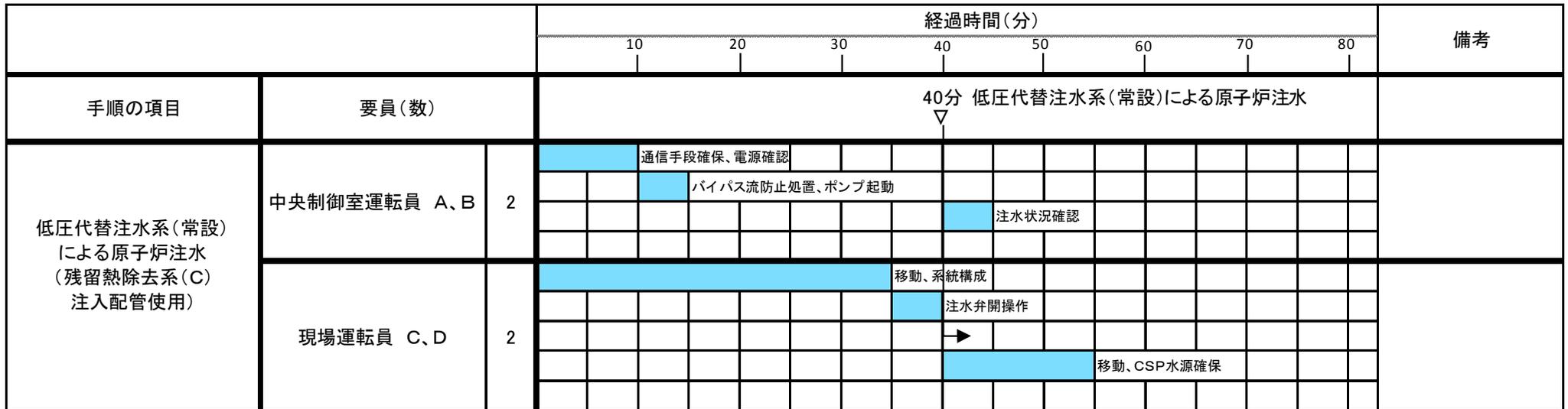


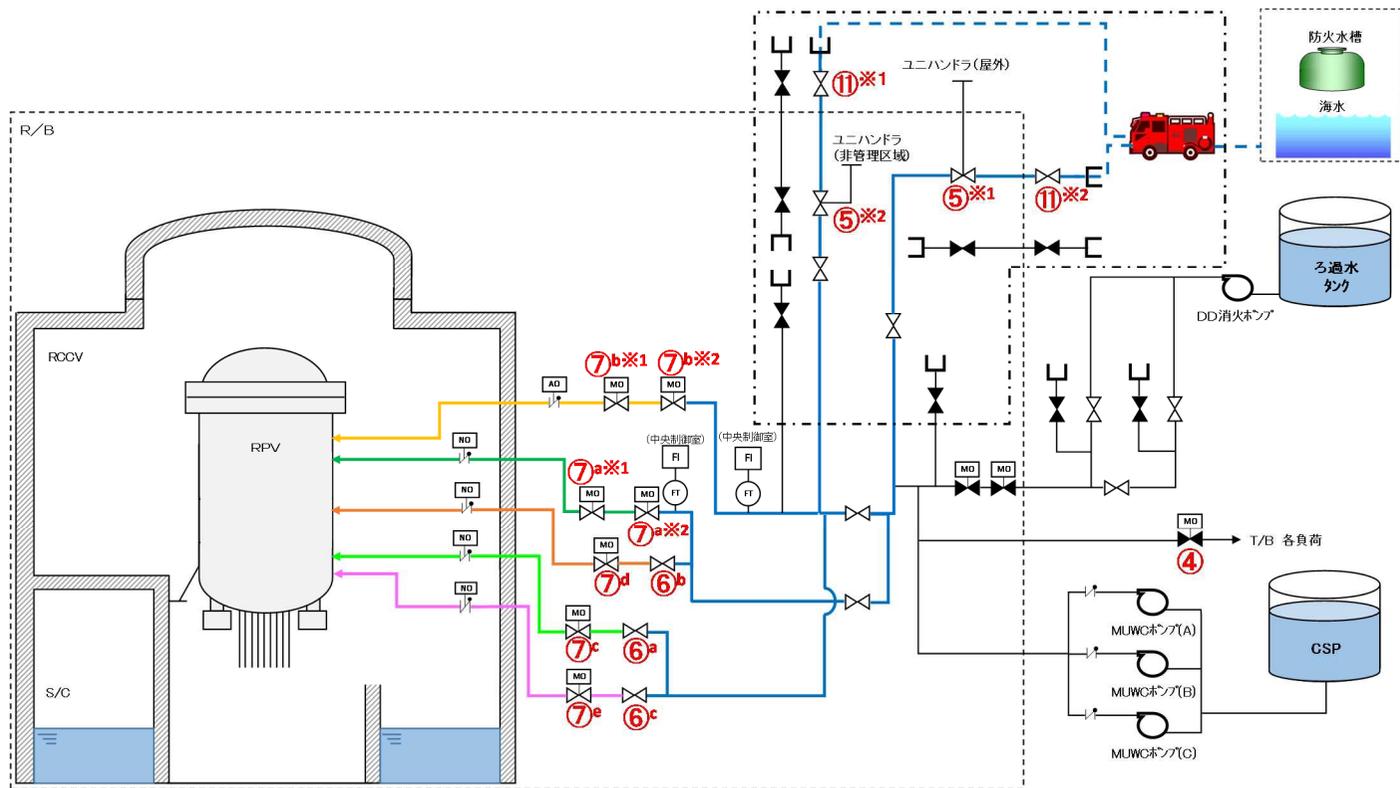
図 1.4.8 低压代替注水系(常設)による原子炉注水(残留熱除去系(C)注入配管使用) タイムチャート



図 1.4.9 低压代替注水系(常設)による原子炉注水(高压炉心注水系(B)注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)												備考					
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	30分 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水																	
低圧代替注水系(常設) による原子炉注水 (高圧炉心注水系(C) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																
			バイパス流防止処置、ボレブ起動																
			注水状況確認																
	現場運転員 C、D	2	移動、系統構成																
			注入隔離弁開操作																
			移動、CSP水源確保																

図 1.4.10 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水(高圧炉心注水系(C)注入配管使用) タイムチャート



操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑤	復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1
⑤	復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1
⑥ ^a	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)
⑥ ^b	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑥ ^c	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)
⑦ ^a	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑦ ^a	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑦ ^b	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑦ ^b	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)
⑦ ^c	残留熱除去系注入隔離弁(C)
⑦ ^d	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)
⑦ ^e	高圧炉心注水系注入隔離弁(C)
⑪	復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁
⑪	復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁

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

図 1. 4. 11 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水 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										
		低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																				
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																			
			バイパス流防止措置、系統構成																			
																				送水確認		
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																			
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																			
			消防車健全性確認																			
			消防車配置																			
			送水準備(淡水または海水)																			
			送水開始																			

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1. 4. 12 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)												備考					
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110							
手順の項目	要員(数)	低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																	
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																
			バイパス流防止措置、系統構成																
																			送水確認
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																
			消防車健全性確認																
			消防車配置																
			送水準備(淡水または海水)																
																			送水開始
																		→	

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.4.13 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)											備考											
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110												
手順の項目	要員(数)	低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																						
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(C)注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																					
			バイパス流防止措置																					送水確認
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																					
			系統構成(注入隔離弁開操作含む)																					
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																				※ 荒浜側高台保管場所への移動は、10分と想定する。	
			消防車健全性確認																					
			消防車配置																					
			送水準備(淡水または海水)																					
																							送水開始	

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.4.14 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(C)注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)													備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110					
手順の項目	要員(数)	低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分															
		中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認													
	バイパス流防止措置、系統構成																
													送水確認				
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し														
			系統構成														
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※														
			消防車健全性確認														
			消防車配置														
			送水準備(淡水または海水)														
													送水開始				

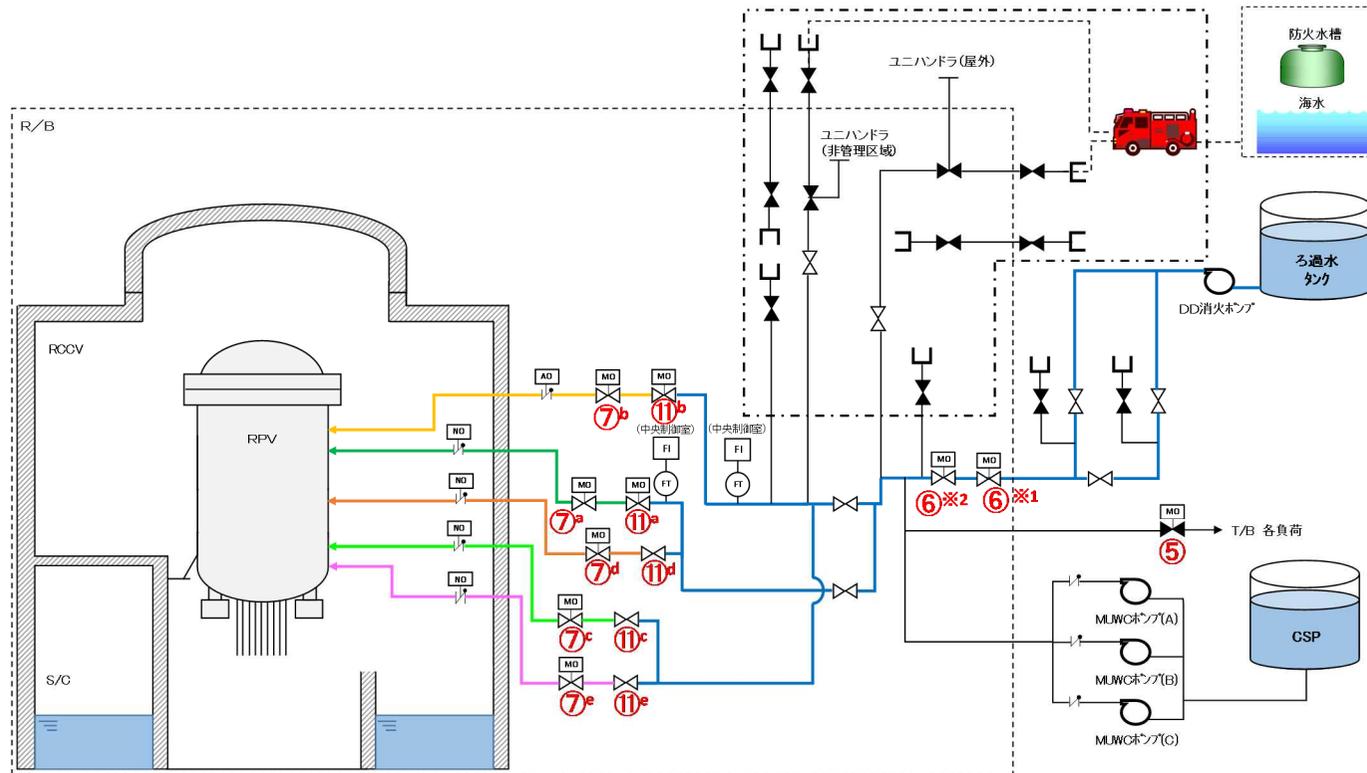
※荒浜側高台保管場所の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用する場合は、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1. 4. 15 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(高圧炉心注水系(B)注入配管使用) タイムチャート

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												
				低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																						
低圧代替注水系(可搬型) による原子炉注水 (高圧炉心注水系(C) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																							
			バイパス流防止措置																							
																									送水確認	
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																							
			系統構成(注入隔離弁開操作含む)																							
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																						※ 荒浜側高台保管場所への 移動は、10分と想定する。	
			消防車健全性確認																							
			消防車配置																							
			送水準備(淡水または海水)																							
																								送水開始		
																								→		

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.4.16 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(高圧炉心注水系(C)注入配管使用) タイムチャート



操作手順	弁名称
⑤	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑥※1	復水補給水系消火系第一連絡弁
⑥※2	復水補給水系消火系第二連絡弁
⑦ ^a	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑦ ^b	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑦ ^c	残留熱除去系注入隔離弁(C)
⑦ ^d	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)
⑦ ^e	高圧炉心注水系注入隔離弁(C)
⑪ ^a	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑪ ^b	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)
⑪ ^c	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)
⑪ ^d	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)
⑪ ^e	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)

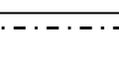
凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(B)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(C)注入配管使用の場合
	高圧炉心注水系(C)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

図 1. 4. 17 消火系による原子炉注水 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)	30分 消火系による原子炉注水														
消火系による原子炉注水 (残留熱除去系(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認													
			系統構成, バイパス流防止処置													
			注水開始, 注水状況確認													
	→															
	現場運転員 C, D	2	電源確保													
	緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動													

図 1.4.18 消火系による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)												備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80							
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉注水														
消火系による原子炉注水 (残留熱除去系(A) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認													
			バイパス流防止処置, 系統構成													
			注水開始, 注水状況確認													
	→															
	現場運転員 C, D	2	電源確保													
	緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動													

図 1.4.19 消火系による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)												備考				
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	40分 消火系による原子炉注水																
消火系による原子炉注水 (残留熱除去系(C) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認															
			バイパス流防止処置, 系統構成															
			注水状況確認															
	現場運転員 C, D	2	移動, 系統構成															
			注水開始															
			→															
	現場運転員 E, F	2	電源確保															
	緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動															

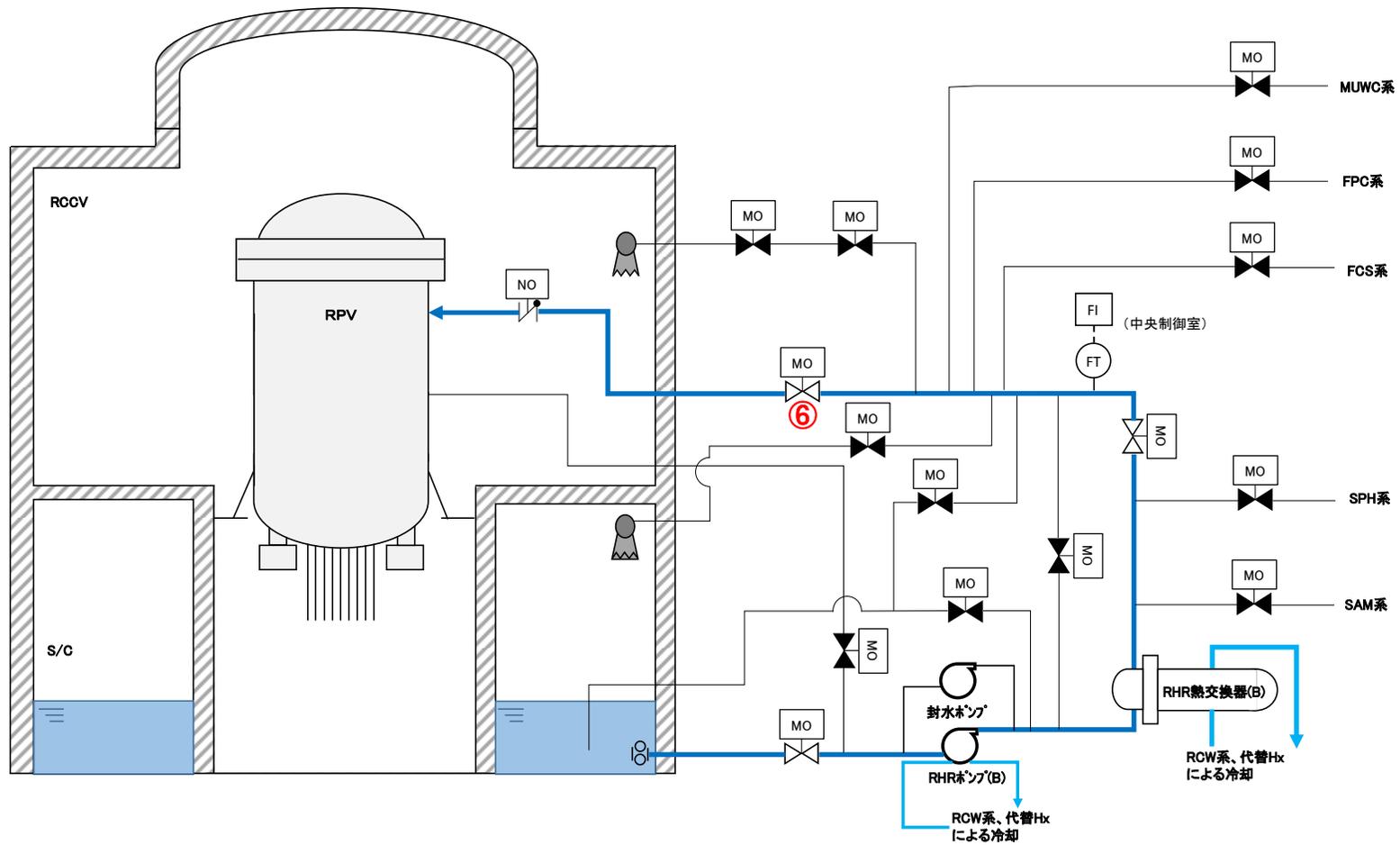
図 1. 4. 20 消火系による原子炉注水(残留熱除去系(C)注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)												備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80							
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉注水														
消火系による原子炉注水 (高圧炉心注水系(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認													
			バイパス流防止処置, 系統構成													
			注水状況確認													
	現場運転員 C, D	2	移動													
			注水開始													
			→													
	現場運転員 E, F	2	電源確保													
			消火ポンプ起動													

図 1.4.21 消火系による原子炉注水(高圧炉心注水系(B) 注入配管使用) タイムチャート

		経過時間(分)												備考				
		10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉注水																
消火系による原子炉注水 (高圧炉心注水系(C) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認															
			バイパス流防止処置, 系統構成															
			注水状況確認															
	現場運転員 C, D	2	移動, 系統構成															
			注水開始															
			→															
	現場運転員 E, F	2	電源確保															
	緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動															

図 1. 4. 22 消火系による原子炉注水(高圧炉心注水系(C)注入配管使用) タイムチャート

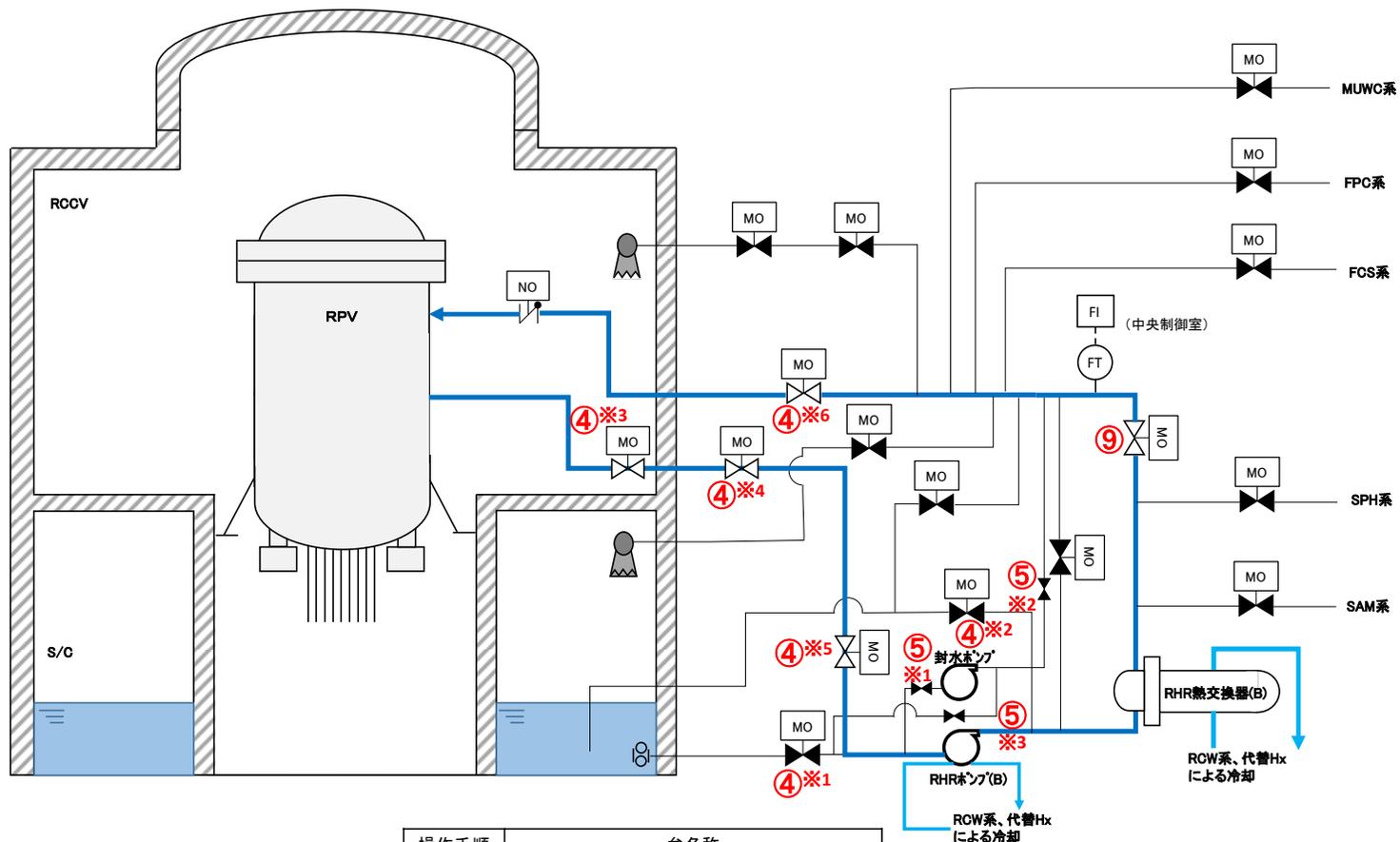


操作手順	弁名称
⑥	残留熱除去系注入隔離弁(B)

図 1. 4. 23 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉注水 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)	15分 残留熱除去系ポンプによる原子炉注水													
残留熱除去系ポンプによる原子炉注水	中央制御室運転員 A, B	2	<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 100px; height: 15px; background-color: #ADD8E6; margin-right: 5px;"></div> 電源確認 </div>												
			<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 100px; height: 15px; background-color: #ADD8E6; margin-right: 5px;"></div> 系統構成, ポンプ起動 </div>												
			<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 100px; height: 15px; background-color: #ADD8E6; margin-right: 5px;"></div> → </div>												

図 1. 4. 24 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉注水 タイムチャート



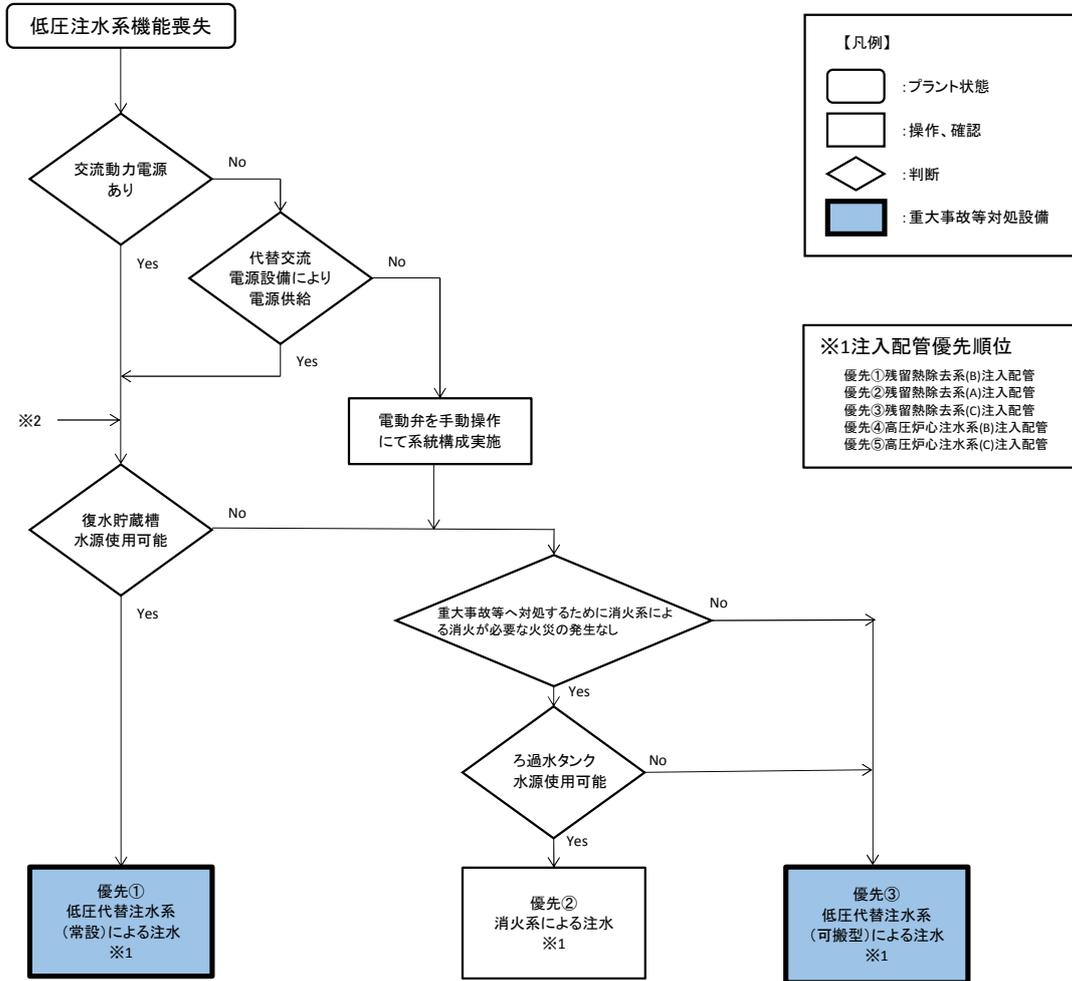
操作手順	弁名称
④※1	残留熱除去系ポンプS/P水吸込隔離弁(B)
④※2	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
④※3	残留熱除去系停止時冷却内側隔離弁(B)
④※4	残留熱除去系停止時冷却外側隔離弁(B)
④※5	残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)
④※6	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑤※1	残留熱除去系封水ポンプ(B)吸込弁
⑤※2	残留熱除去系封水ポンプ(B)吐出弁
⑤※3	残留熱除去系封水ポンプ(B)最小流量吐出弁
⑨	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)

図 1. 4. 25 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉除熱 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)	20分 残留熱除去系ポンプによる原子炉除熱																	
残留熱除去系ポンプによる 原子炉除熱	中央制御室運転員 A, B	2	電源確認, 通信手段確保																
			系統構成, ポンプ起動																
			移動																
	現場運転員 C, D	2	系統構成																
			移動																
			電源開放(封水ポンプ, 最小流量バイパス弁)																
	現場運転員 E, F	2	移動																
			電源開放(封水ポンプ, 最小流量バイパス弁)																
			移動																

図 1.4.26 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉除熱 タイムチャート

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択



(2)サポート系故障時の対応手段の選択

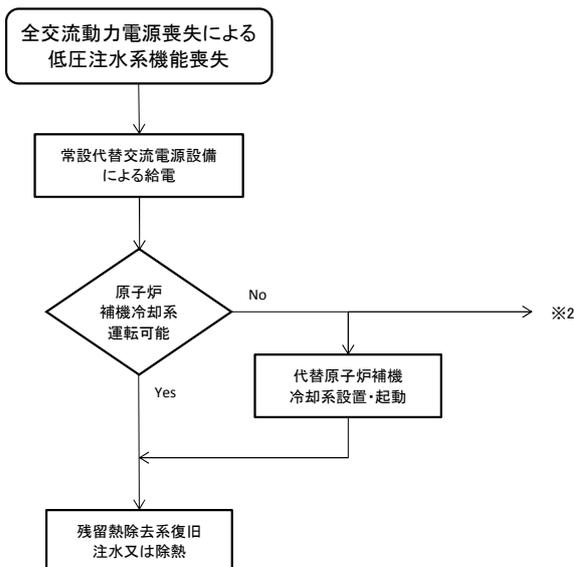


図 1.4.27 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(1/2)

(3)溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合の対応手段の選択

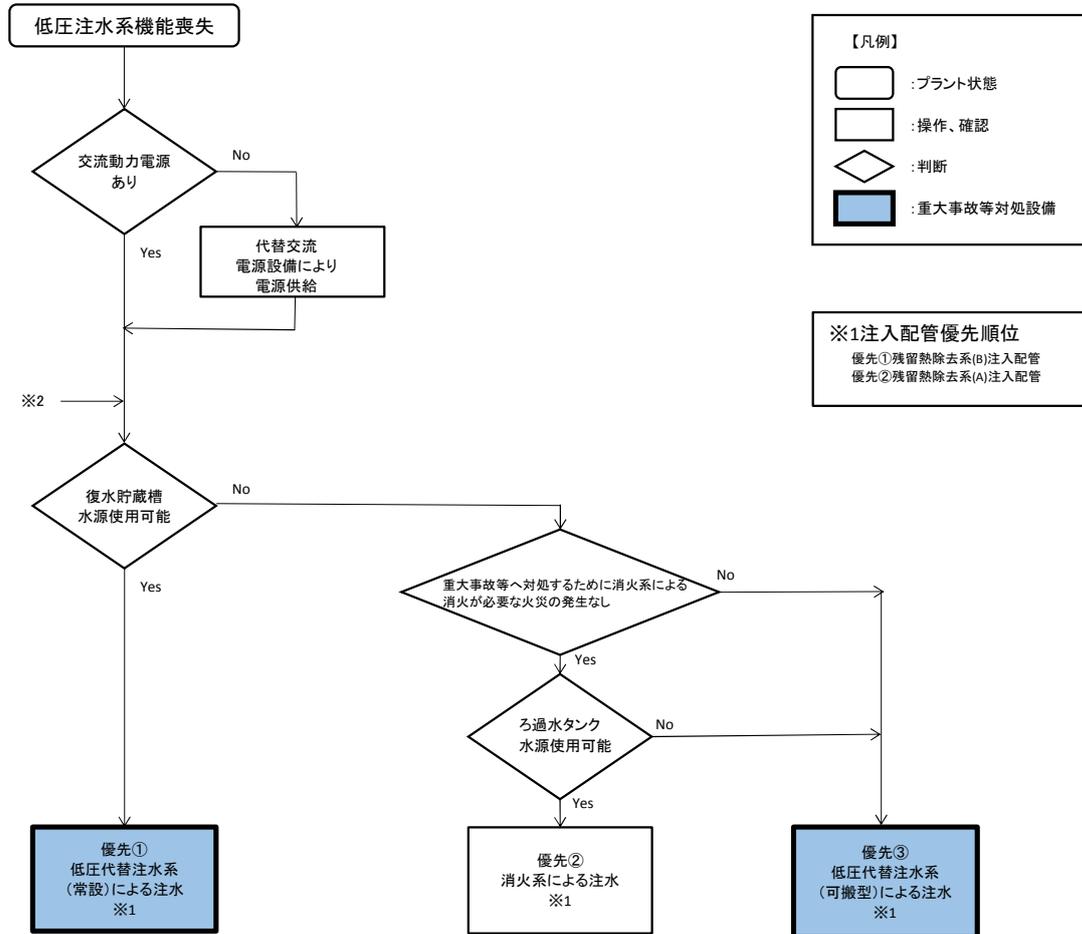


図 1.4.27 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(2/2)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1/3)

技術的能力審査基準 (1.4)	番号	設置許可基準規則 (47条)	技術基準規則 (62条)	番号
【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンドリが低圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	①	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンドリが低圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンドリが低圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を施設しなければならない。	④
【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	—	【解釈】 1 第47条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	【解釈】 1 第62条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	—
(1) 原子炉冷却材圧力バウンドリ低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運転、接続及び操作に関する手順等を整備すること。	②	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	⑤
(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。	③	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。 c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。 c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	⑥ ⑦

■ : 重大事故等対処設備 □ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策									
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考				
低圧代替原子炉の冷却	復水移送ポンプ	既設	① ④ ⑥ ⑦	低圧代替原子炉水系(常設)	復水移送ポンプ	常設	—	—	自主対策とする理由は本文参照				
	復水貯蔵槽	既設			復水貯蔵槽	常設							
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			復水補給水系配管・弁	常設							
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系(C)配管・弁・スパーージャ	常設	40分	4名					
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設			高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパーージャ	常設	25分	4名					
	給水配管・弁・スパーージャ	既設			高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパーージャ	常設	30分	4名					
	高圧炉心注水系配管・弁 ※1	既設			高圧炉心注水系配管・弁 ※1	常設	—	—					
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設							
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設							
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬							
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬							
							消火系による原子炉の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ		常設	—	—	自主対策とする理由は本文参照
								ろ過水タンク		常設			
								消火系配管・弁		常設			
								復水補給水系配管・弁		常設			
				残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	常設	30分		6名					
				残留熱除去系(A)配管・弁	常設	30分		6名					
				給水系配管・弁・スパーージャ	常設								
				残留熱除去系(C)配管・弁・スパーージャ	常設	40分	8名						
				高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパーージャ	常設	30分	8名						
				高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパーージャ	常設	30分	8名						
				原子炉圧力容器	常設	—	—						
				常設代替交流電源設備	常設								
				可搬型代替交流電源設備	可搬								
				燃料補給設備	常設 可搬								

※1：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
 ※2：「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）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/3)

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策							
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考		
低圧代替注水系（可搬型） による原子炉の冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	新設	① ② ④ ⑤ ⑦	低圧代替注水系（可搬型） による原子炉の冷却	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	可搬	-	-	自主対策とする理由は本文参照		
	防火水槽 ※2	新設			防火水槽	常設					
	ホース	新設			ホース	可搬					
	MUWC接続口	新設			MUWC接続口	常設					
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			復水補給水系配管・弁	常設					
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系(C)配管・弁・スパーージャ	常設				95分	7名
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設			高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパーージャ	常設				95分	7名
	給水配管・弁・スパーージャ	既設			高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパーージャ	常設				95分	7名
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設					
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設					
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬					
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬					
	常設代替交流電源（モード）の復旧注水による	残留熱除去系（低圧注水モード）ポンプ			既設	① ③ ④				-	-
サブプレッション・チェンバ		既設	-	-	-		-	-	-		
残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ		既設	-	-	-		-	-	-		
給水系配管・弁・スパーージャ		既設	-	-	-		-	-	-		
原子炉圧力容器		既設	-	-	-		-	-	-		
原子炉補機冷却系		既設	-	-	-		-	-	-		
代替原子炉補機冷却系		新設	-	-	-		-	-	-		
非常用取水設備		既設	-	-	-		-	-	-		
常設代替交流電源設備		新設	-	-	-		-	-	-		
燃料補給設備	既設 新設	-	-	-	-	-	-				

※1：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

※2：「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）

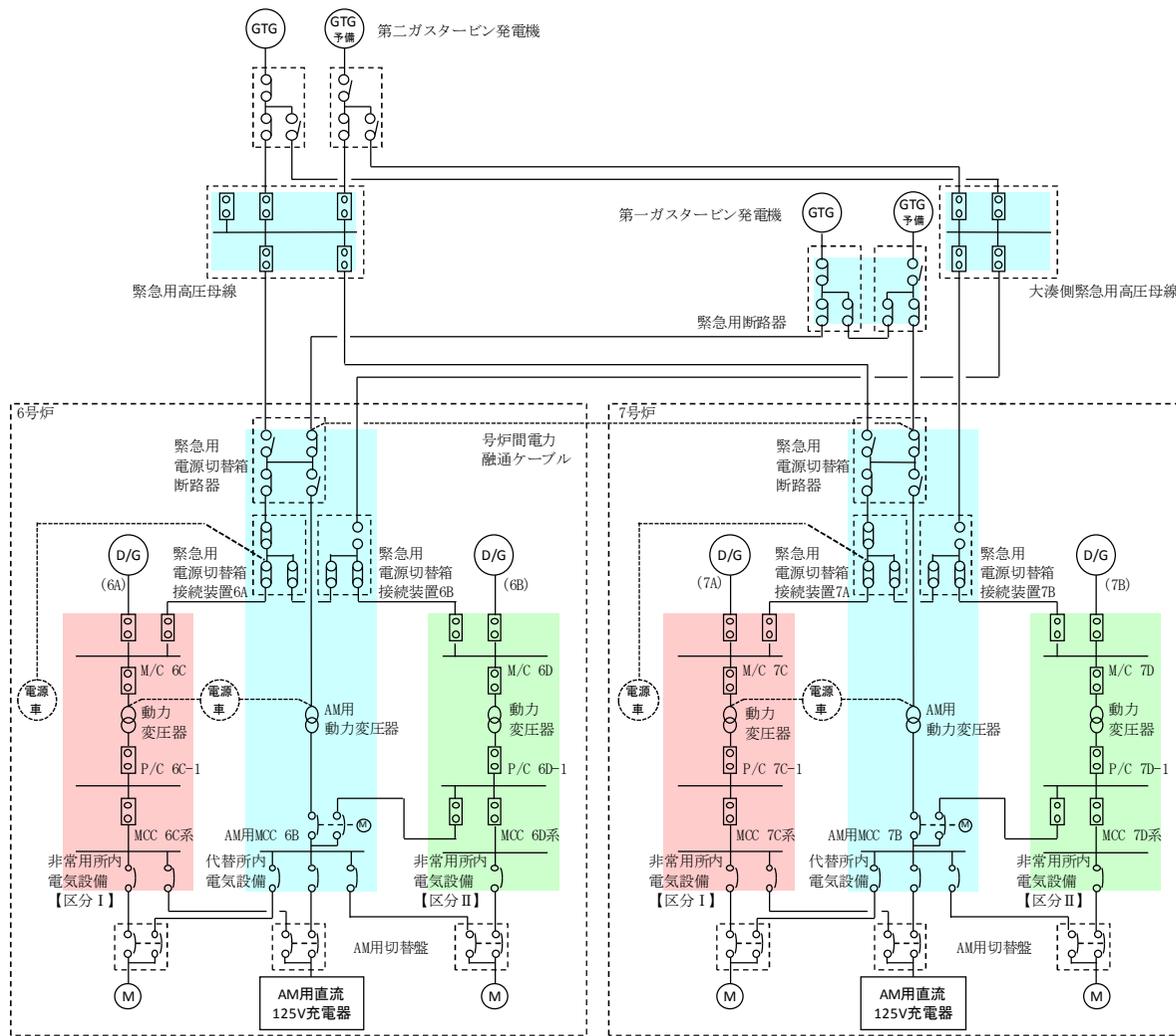
審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/3)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策							
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考		
低圧代替注水系(常設)による 残存溶融炉心の冷却	復水移送ポンプ	既設	① ④	消火系による 残存溶融炉心の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	-	-	自主対策とする理由は本文参照		
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設					
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			消火系配管・弁	常設					
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設			復水補給水系配管・弁	常設					
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設			残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	常設				30分	6名
	給水配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系(A)配管・弁	常設				30分	6名
	高圧炉心注水系配管・弁 ※1	既設			給水系配管・弁・スパーージャ	常設					
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設					
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設					
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬				-	-
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬					
	低圧代替注水系(可搬型)による 残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)			新設	① ④				-	-
防火水槽 ※2		新設									
ホース		新設									
MUWC接続口		新設									
復水補給水系配管・弁		既設 新設									
残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ		既設									
残留熱除去系(A)配管・弁		既設									
給水配管・弁・スパーージャ		既設									
原子炉圧力容器		既設									
常設代替交流電源設備		新設									
可搬型代替交流電源設備	新設										
燃料補給設備	既設 新設										
常設代替冷却モード(原子炉設備の復旧停止時) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)ポンプ	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)ポンプ	既設	① ③ ④	-	-	-	-	-	-		
	原子炉圧力容器	既設									
	残留熱除去系配管・弁・熱交換器・スパーージャ	既設									
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設									
	原子炉補機冷却系	既設									
	代替原子炉補機冷却系	新設									
	非常用取水設備	既設									
	常設代替交流電源設備	新設									
燃料補給設備	既設 新設										

※1: 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

※2: 「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)



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

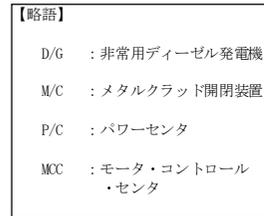


図1 対応手段として選定した設備の電源構成図(6号及び7号炉)

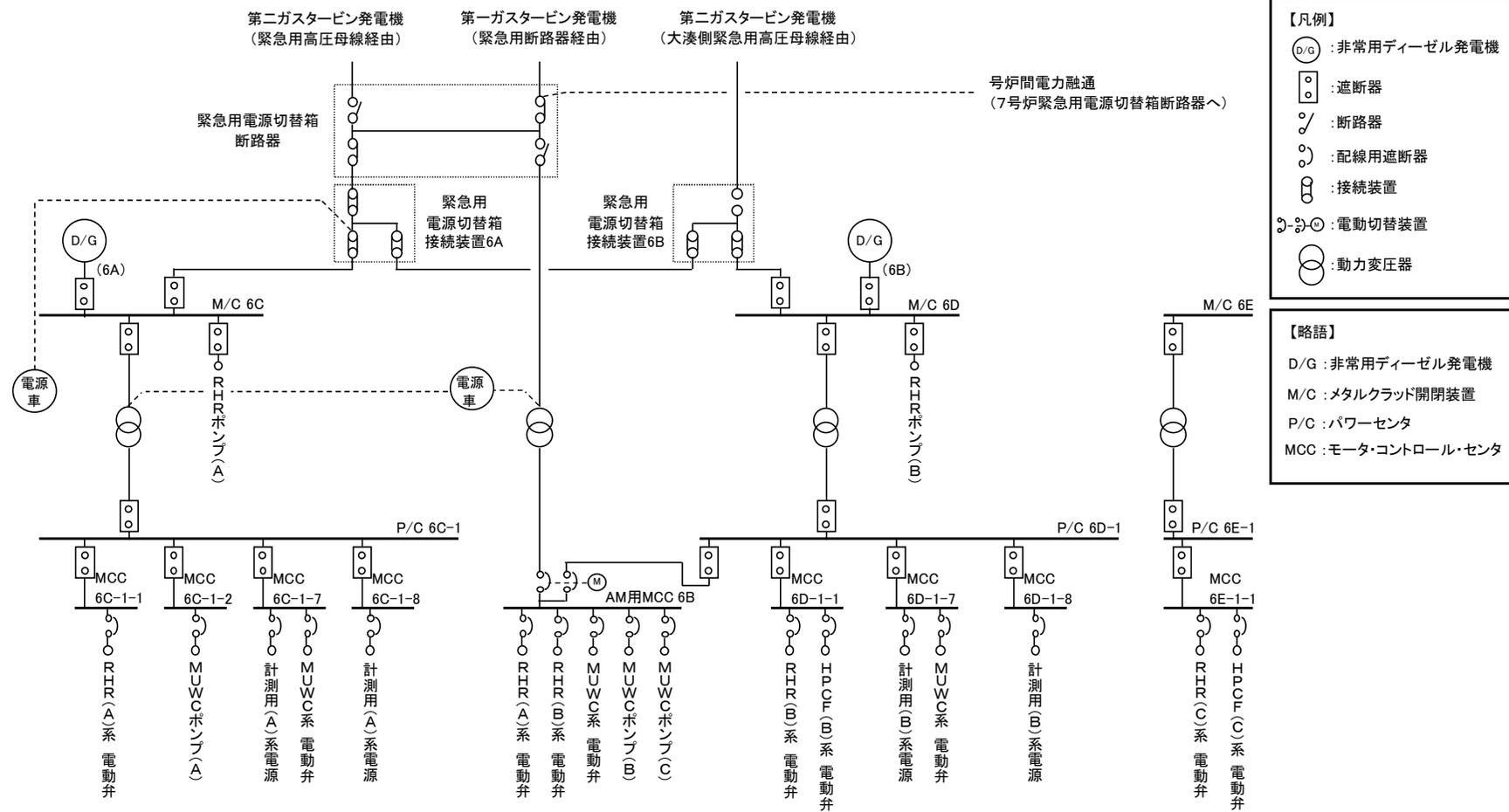


図2 対応手段として選定した設備の電源構成図(6号炉)

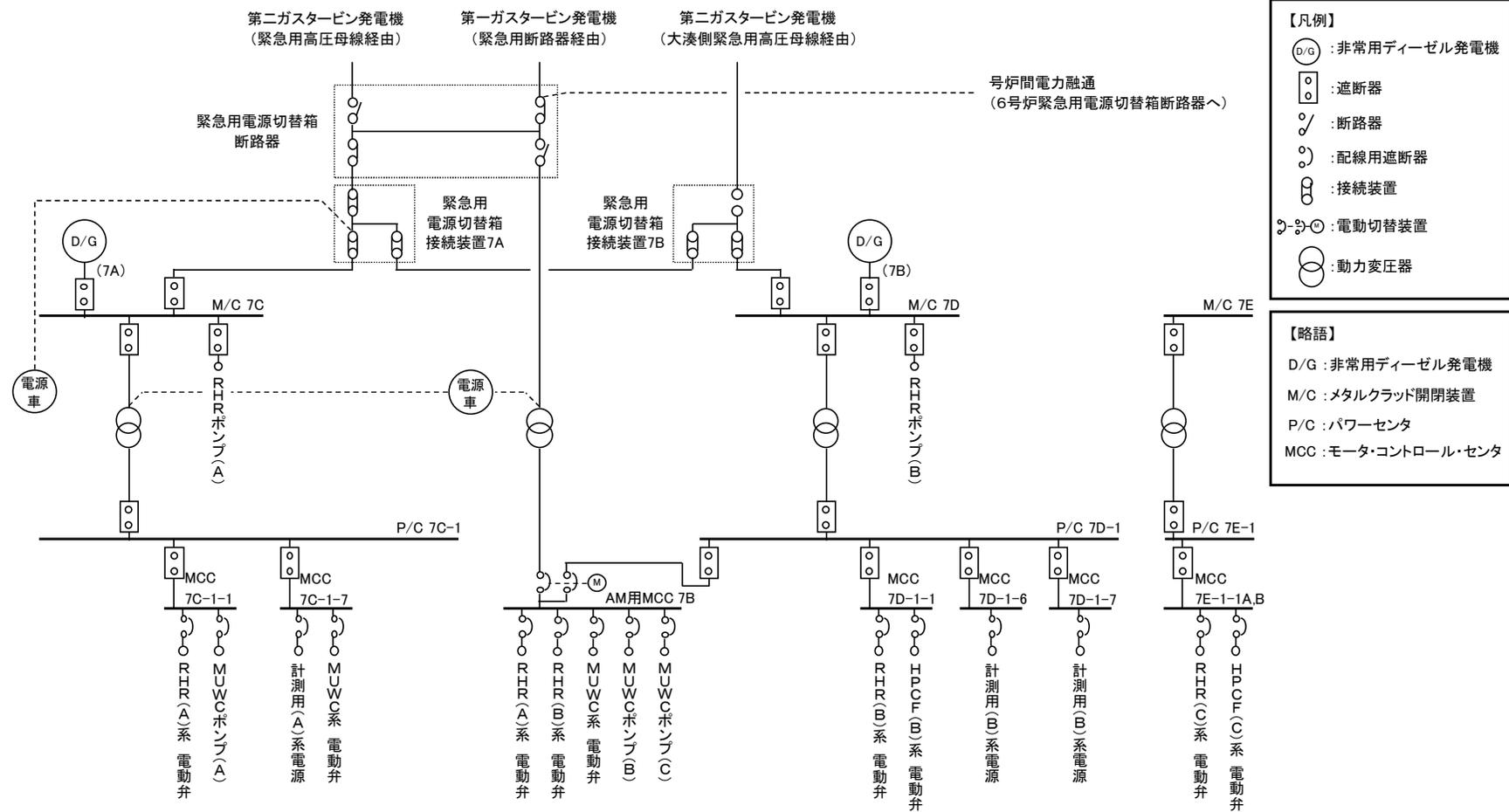


図3 対応手段として選定した設備の電源構成図(7号炉)

重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

(1) 復水貯蔵槽水源確保

a. 操作概要

復水貯蔵槽を水源として復水移送ポンプにより原子炉へ注水する際に、ポンプの吸込ラインを通常のラインから復水貯蔵槽下部からのラインに切り替えることにより水源を確保する。

b. 作業場所

廃棄物処理建屋 地下3階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 15分(実績時間: 14分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



反射テープ



復水移送ポンプ吸込ライン切替

2. 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水

(1) 遠隔操作機構(ユニハンドラー)の取り外し

a. 操作概要

低圧代替注水系(可搬型)により原子炉へ注水する際に、現場にて手動弁の遠隔操作機構の取り外しを行い、系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 1階(管理区域)

原子炉建屋 2階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水に必要な要員数(7名)、所要時間(95分)のうち、ユニハンドラー取り外しに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安:25分(実績時間:10分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。ユニハンドラー取り外し及び取り外し後の操作対象弁の操作性については、設置工事完了後に検証する。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施す。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



ユニハンドラー弁のリンク機構



リンク機構の取外し操作



(系統構成)
リンク機構の取外し後に、
ハンドルを取付け、弁操作

(2) 屋外接続口から原子炉への注水(淡水/海水)

a. 操作概要

緊急時対策本部は、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による原子炉への注水が必要な状況において、接続口(消防ホース接続箇所)及び水源を選定し、注水ルートを決する。

現場では、指示された注水ルートを確保したうえで、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)により注水する。

b. 作業場所

屋外(原子炉建屋周辺、取水箇所(護岸、海水取水ピット、防火水槽)周辺)

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による原子炉への注水に必要な要員(7 名)、所要時間(95 分)のうち、屋外接続口から原子炉への注水に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3 名(緊急時対策要員 3 名)

所要時間目安: 95 分(実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: 車両の作業用照明・ヘッドライト・懐中電灯・LED 多機能ライトにより、夜間における作業性を確保している。

放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、ヘッドライト・懐中電灯・LED 多機能ライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)からのホースの接続は、汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している。

連絡手段: 通信連絡設備(電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

3. 残留熱除去系 (C) 注入配管使用による原子炉注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

復水移送ポンプからの注水が行えるよう、手動にて残留熱除去系注入隔離弁 (C) を全開とし、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁 (C) を開にて原子炉注水を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 1 階 (管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 (残留熱除去系 (C) ライン) に必要な要員数 (4 名)、所要時間 (40 分) のうち、現場での系統構成、注水操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名 (現場運転員 2 名)

所要時間目安: 40 分 (実績時間: 37 分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋) を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象弁は弁室にあり、操作性に支障はない。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備 (送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備) のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



系統構成



現場での注水操作

4. 高圧炉心注水系 (C) 注入配管使用による原子炉注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

復水移送ポンプからの注水が行えるよう、手動にて高圧炉心注水系注入隔離弁 (C) を全開とし、高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁 (C) を開にて原子炉注水を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 1 階 (管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 (高圧炉心注水系 (C) ライン) に必要な要員数 (4 名)、所要時間 (30 分) のうち、現場での系統構成、注水操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名 (現場運転員 2 名)

所要時間目安: 30 分 (実績時間: 26 分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具 (全面マスク、個人線量計、ゴム手袋) を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象弁は弁室にあり、操作性に支障はない。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段: 通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備) のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



系統構成



現場での注水操作

5. 消火系による原子炉注水

(1) 受電操作

a. 操作概要

消火系による原子炉注水の系統構成のために電源確保を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

消火系による原子炉注水に必要な要員数(6名)、所要時間(30分)のうち系統構成のための電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 20分(実績時間: 18分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常受電操作であり、容易に操作可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

6. 残留熱除去系ポンプによる原子炉除熱

a. 操作概要

残留熱除去系ポンプを停止時冷却モードにて起動し原子炉の除熱を実施するため、残留熱除去系の停止時冷却モードのラインナップおよびそれに必要な電源開放操作を実施し、残留熱除去系ポンプを起動させ、原子炉の除熱を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下3階(管理区域)

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

c. 必要要員数および操作時間

残留熱除去系による原子炉除熱に必要な要員数(6名)、所要時間(20分)のうち、現場での系統構成および電源開放操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 系統構成 15分(実績時間:14分)

電源開放 15分(実績時間:12分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

移動経路: バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり、容易に操作可能である。電源開放操作においても通常操作であるため、容易に操作可能である。

連絡手段: 通信連絡設備 (送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備) のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



系統構成 (RHR ポンプ室)

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順			判断基準記載内容	解釈
1. 4. 2. 1 原子炉運転中における対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
		(b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
		(c) 消火系による原子炉注水	原子炉水位低(レベル3)	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
1. 4. 2. 2 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	(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉除熱	原子炉圧力が規定値以下	原子炉圧力が <input type="text"/> 以下

操作手順の解釈一覧(1/2)

手順	操作手順記載内容	解釈	
1. 4. 2. 1 原子炉運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		復水移送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上	復水移送ポンプ吐出圧力が [] 以上
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
		残留熱除去系注入隔離弁(A)	E11-M0-F005A
		残留熱除去系注入隔離弁(C)	E11-M0-F005C
		残留熱除去系注入隔離弁(C)	E11-M0-F005C
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B
		高圧炉心注水系注入隔離弁(B)	E22-M0-F003B
		高圧炉心注水系注入隔離弁(C)	E22-M0-F003C
		原子炉圧力が復水移送ポンプ吐出圧力以下であること	原子炉圧力が [] 以下であること
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)	E11-M0-F032A
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)	E11-F032C
		高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)	E22-F016B
		高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)	E22-F016C
		残留熱除去系(B)注入配管の流量の上昇	残留熱除去系(B)注入配管の流量が300m ³ /h程度まで上昇
		残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇	残留熱除去系(A)注入配管流量が [] 程度まで上昇
		復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁	(一次止め弁) P13-F019 (二次止め弁) P13-F020
		(b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
	復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁 1		P13-F137
	復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁 1		P13-F133
	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)		E11-F032C
	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)		E22-F016B
	高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)		E22-F016C
	残留熱除去系注入隔離弁(B)		E11-M0-F005B
	原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であること		原子炉圧力が [] 以下であること
	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)		E11-M0-F032B
	残留熱除去系注入隔離弁(A)		E11-M0-F005A
	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)		E11-M0-F032A
	残留熱除去系注入隔離弁(C)		E11-M0-F005C
	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)		E11-M0-F017B
	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)		E11-M0-F018B
	高圧炉心注水系注入隔離弁(B)		E22-M0-F003B
	高圧炉心注水系注入隔離弁(C)		E22-M0-F003C
	復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁		P13-F132
	復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁		P13-F136

操作手順の解釈一覧(2/2)

手順	操作手順記載内容	解釈			
1.4.2.1 原子炉運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(1)フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(c) 消火系による原子炉注水	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁 復水補給水系消火系第一, 第二連絡弁 P13-M0-F029 (第一連絡弁) P13-M0-F090 (第二連絡弁) P13-M0-F091		
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B		
		残留熱除去系注入隔離弁(A)	E11-M0-F005A		
		残留熱除去系注入隔離弁(C)	E11-M0-F005C		
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B		
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B		
		高圧炉心注水系注入隔離弁(B)	E22-M0-F003B		
		高圧炉心注水系注入隔離弁(C)	E22-M0-F003C		
		原子炉圧力がディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力以下であること	原子炉圧力が [] 以下であること		
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B		
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)	E11-M0-F032A		
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(C)	E11-F032C		
		高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(B)	E22-F016B		
		高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)	E22-F016C		
		残留熱除去系(B)注入配管の流量の上昇	残留熱除去系(B)注入配管の流量が [] 程度まで上昇		
		残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇	残留熱除去系(A)注入配管の流量が [] 程度まで上昇		
		1.4.2.2 原子炉停止中における対応手順 a. 復旧	(2)サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉注水	ポンプ吐出圧力が確立 残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力にて [] 以上
				原子炉圧力が残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力以下	原子炉圧力が [] 以下
				残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
				残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B				
残留熱除去系(B)の系統流量の上昇	残留熱除去系(B)の系統流量が954m ³ /h程度まで上昇				
1.4.2.2 原子炉停止中における対応手順 a. 復旧	(2)サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の原子炉除熱	原子炉圧力が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定圧力以下 原子炉圧力が [] 以下		
		残留熱除去系ポンプS/P水吸込隔離弁(B)	E11-M0-F001B		
		残留熱除去系最少流量バイパス弁(B)	E11-M0-F021B		
		残留熱除去系停止時冷却内側(B), 外側隔離弁(B)	(内側隔離弁) E11-M0-F010B (外側隔離弁) E11-M0-F011B		
		残留熱除去系ポンプ炉水吸込弁(B)	E11-M0-F012B		
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B		
		残留熱除去系封水ポンプ(B)吸込弁	E11-F022B		
		残留熱除去系封水ポンプ(B)吐出弁	E11-F024B		
		残留熱除去系封水ポンプ(B)最小流量吐出弁	E11-F025B		
		残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	E11-M0-F004B		
		残留熱除去系(B)の系統流量の上昇	残留熱除去系(B)の系統流量が954m ³ /h程度まで上昇		

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

< 目次 >

1.5.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 手順等

1.5.2 重大事故等発生時の手順

1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

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

a. 格納容器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

b. 代替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

c. 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

(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）

b. 代替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）

c. 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）

(3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送

a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保

b. 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

1.5.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料 1.5.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.5.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.5.3 重大事故対策の成立性
1. 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
 2. PCV ベント弁駆動源確保 [予備ポンペ]
 3. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り
 4. フィルタベント水位調整 (水張り)
 5. フィルタベント水位調整 (水抜き)
 6. フィルタベント停止後の N₂ パージ
 7. フィルタベント計装 (サンプリングポンプ起動)
 8. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整
 9. ドレン移送ライン N₂ パージ
 10. ドレンタンク水抜き
 11. 代替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
 12. 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
 13. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保
 14. 熱交換器ユニットによる補機冷却水確保
 15. 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保
- 添付資料 1.5.4 解釈一覧
1. 判断基準の解釈一覧
 2. 操作手順の解釈一覧

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 炉心損傷防止

a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク（UHS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。

また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。

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は、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及び原子炉停止時冷却モード）、原子炉補機冷却系による冷却機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.5.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

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、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、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、格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）、**原子炉補機冷却系**を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下、「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（図 1.5.1）。

なお、重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備及び**自主対策設備**との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、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、格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）の故障を想定する。また、サポート系故障として、原子炉補機冷却系の故障、全交流動力電源喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.5.1 に整理する。

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送

i. 格納容器圧力逃がし装置又は代替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

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）が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には、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。

これらの対応手段及び設備は、「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」における「格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

格納容器圧力逃がし装置又は代替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で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 格納容器圧力逃がし装置
- ・ 専用空気ポンペ

- ・ 代替格納容器圧力逃がし装置

ii. 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及び原子炉停止時冷却モード）が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には、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク（大気）へ

熱を輸送する手段がある。

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で使用する設備は以下のとおり。

- ・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
- ・専用空気ポンペ
- ・原子炉格納容器
- ・不活性ガス系配管・弁
- ・非常用ガス処理系配管・弁

原子炉格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。

優先①：格納容器圧力逃がし装置によるW/W側ベント

優先②：格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

優先③：代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側ベント

優先④：代替格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

優先⑤：耐圧強化ベント系によるW/W側ベント

優先⑥：耐圧強化ベント系によるD/W側ベント

ただし、代替格納容器圧力逃がし装置が完成するまでの期間における優先順位は、①→②→⑤→⑥の順とする。

iii. 現場操作

格納容器圧力逃がし装置、代替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（空気駆動弁、電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合、隔離弁を手動にて遠隔操作することで最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。なお、隔離弁を手動にて遠隔操作するエリアは二次格納施設外とする。

格納容器圧力逃がし装置、代替格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・遠隔手動弁操作設備
- ・専用空気ポンペ

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器圧力逃がし装置又は代替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で使用する設備のうち、格納容器圧力

逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置は重大事故等対処設備として位置づける。

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で使用する設備のうち、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、原子炉格納容器、不活性ガス系配管・弁及び非常用ガス処理系配管・弁は重大事故等対処設備として位置づける。

現場操作で使用する設備のうち、遠隔手動弁操作設備は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.5.1）

以上の重大事故等対処設備により、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、格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）の使用が不可能な場合においても最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・専用空気ポンベ

重大事故等対処設備に要求される設備としての耐震性は十分ではないものの、空気駆動弁である原子炉格納容器一次隔離弁等の駆動に必要な空気を空気ポンベより供給が可能であれば、中央制御室又は二次格納施設外からの遠隔操作が可能となり、原子炉格納容器ベント時の系統構成の手段として有効である。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送

i. 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が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には、代替原子炉補機冷却系とあわせて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）により最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する手段がある。

なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系ポンプが起動できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて非常用高圧母線へ電源を

供給することで残留熱除去系を復旧する。

代替原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・熱交換器ユニット
- ・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
- ・代替原子炉補機冷却系接続口
- ・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
- ・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)
- ・残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)
- ・残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)
- ・真空破壊弁(S/C→D/W)
- ・海水貯留堰
- ・スクリーン室
- ・取水路
- ・補機冷却用海水取水路
- ・補機冷却用海水取水槽
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

ii. 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による除熱

上記「(a) i. 代替原子炉補機冷却系による除熱」の代替原子炉補機冷却系が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には、代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水する。代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車あわせて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)により最終ヒートシンク(海洋)へ熱を輸送する手段がある。

なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系ポンプが起動できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車

- ・ホース
- ・代替原子炉補機冷却系接続口
- ・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(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)
- ・残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)
- ・残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)
- ・真空破壊弁(S/C→D/W)
- ・海水貯留堰
- ・スクリーン室
- ・取水路
- ・補機冷却用海水取水路
- ・補機冷却用海水取水槽
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備のうち、熱交換器ユニット、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、代替原子炉補機冷却系接続口、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、真空破壊弁(S/C→D/W)、海水貯留堰、スクリーン室、取水路、可搬型代替交流電源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づける。また、補機冷却用海水取水路及び補機冷却用海水取水槽は重大事故等対処設備(設計基準拡張)として位置づける。

代替原子炉補機冷却系とあわせて使用する残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、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)は重大事故等対処設備(設計基準拡張)として位置づける。

設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系海水ポンプ、原子炉補機冷却系中間ループ循環ポンプ、原子炉補機冷却系サージタンク、原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ及び原子炉補機冷却系熱交換器は重大事故等対処設備(設計基準拡張)として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.5.1)

以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心及び原子炉格納容器内を除熱できる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車

原子炉補機冷却水系に直接海水を送水することから、熱交換器の破損や配管の腐食が発生する可能性があるが、残留熱除去系（サブレーション・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）とあわせて使用することで最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する手段として有効である。

c. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下、「EOP」という。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.5.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.5.2、表1.5.3）。

（添付資料1.5.2）

1.5.2 重大事故等発生時の手順

1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

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

a. 格納容器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

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク(大気)へ熱を輸送する。

原子炉格納容器ベント後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 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

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa[gage])以下に維持できない場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

(ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを図1.5.3に、概要図を1.5.6に、タイムチャートを図1.5.7及び図1.5.8に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑧以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告す

る。

- ③現場運転員C及びDは、格納容器逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、FCVS制御盤にてフィルタ装置の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の確認として、AC系隔離信号が発生している場合は、格納容器補助盤にて、AC系隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁、不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁、非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉及び、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全開を確認する。
- ⑧^aW/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁の全開操作を実施する。
不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。
- ⑧^bD/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全開操作を実施する。
不活性ガス系 D/Wベント用出口隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告す

る。

- ⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑫当直副長は、原子炉格納容器ベント開始圧力(310kPa[gage])に到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、中央制御室運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑬中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を規定開度(約50%開)とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の増開操作を実施する。
- ⑭中央制御室運転員A及びBは、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力指示下降、フィルタ装置入口圧力指示上昇、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑮中央制御室運転員A及びBは、FCVS制御盤にてフィルタ装置の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑯中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の全閉、その後不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全閉操作を実施する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器

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35分で可能である。また、空気駆動弁の駆動源が確保できない場合で遠隔手動操作設備による操作を実施する場合は約75分で可能である。

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

(添付資料1.5.3-1)

ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ボンベ]

残留熱除去系の機能が喪失し、格納容器逃がし装置により大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送する場合、格納容器一次隔離弁(空気作動弁)を全開にして、ベントラインを構成する必要がある。通常の駆動空気供給源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下ではAM対策用空気ボンベが駆動源となる。常設のボンベの残量が減少した場合に、常設ボンベと予備ボンベを交換し、格納容器一次隔離弁の駆動圧力を確保する。

ボンベ交換の際には、格納容器一次隔離弁(空気作動弁)を全閉とする必要があることから原子炉格納容器内の圧力がベント開始圧力に(310kPa[gage])到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、交換作業を実施する。

(i) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器ベントラインナップ及び原子炉格納容器ベント中、各隔離弁の駆動源である空気ボンベの残量が減少した場合。

(ii) 操作手順

PCVベント弁駆動源確保[予備ボンベ]の手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.9に、タイムチャートを図1.5.10に示す。

- ・ 不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁駆動用空気ボンベ交換
 - ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の全閉操作及び不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁駆動用空気ボンベを、使用済み空気ボンベから空気ボンベ(予備)への交換を指示する。
 - ②中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の全閉操作を実施する。
 - ③現場運転員C及びDは、予備ボンベを予備ボンベラックより運搬

する。

- ④現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気ポンベ出口弁及びポンベ本体のバルブを全閉とし、使用中ポンベを取り外し、予備ポンベを接続する。
- ⑤現場運転員C及びDは、ポンベ本体のバルブを全開とし、ポンベ接続部から不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気ポンベ出口弁までのリークチェックを実施する。
- ⑥現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気ポンベ出口弁を全開にする。
- ⑦現場運転員C及びDは、使用済みポンベをポンベラックへ収納する。
- ⑧現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁駆動用ポンベの交換完了を当直副長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、空気ポンベ(予備)の確保を緊急時対策本部へ依頼する。

・不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁駆動用空気ポンベ交換

- ①当直副長は、手順着手の判断に基づき、**運転員**に不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全閉操作及び不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁駆動用空気ポンベを、使用済み空気ポンベから空気ポンベ(予備)への交換を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全閉操作を実施する。
- ③現場運転員C及びDは、予備ポンベを予備ポンベラックより運搬する。
- ④現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気ポンベ出口弁及びポンベ本体のバルブを全閉とし、使用中ポンベを取り外し、予備ポンベラックへ運搬する。
- ⑤現場運転員C及びDは、ポンベ本体のバルブを全開とし、ポンベ接続部から不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気ポンベ出口弁までのリークチェックを実施する。
- ⑥現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気ポンベ出口弁を全開にする。
- ⑦現場運転員C及びDは、使用済みポンベをポンベラックへ収納する。
- ⑧現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁駆動

用ポンベの交換完了を当直副長へ報告する。

- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、空気ポンベ(予備)の確保を緊急時対策本部へ依頼する。

(iii)操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからポンベ交換終了まで約45分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業を開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料1.5.3-2)

iii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

(i)手順着手の判断基準

残留熱除去系の機能が喪失した場合。

(ii)操作手順

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの手順は以下のとおり。概要図を図1.5.11に、タイムチャートを図1.5.12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、緊急時対策要員へドレン移送ポンプ水張りを指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント遮へい壁附室にてFCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁を遠隔手動操作にて全開した後、フィルタベント遮へい壁南側(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全閉する。
- ③緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプ水張りの完了を緊急時対

策本部へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、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、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60分以内で可能である。

操作は原子炉格納容器ベント操作前の屋外であるため、作業エリアの環境による作業性への影響はない。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-3)

iv. フィルタベント水位調整(水張り)

フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

(i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置水位が通常水位を下回ると判断した場合。

(ii) 操作手順

フィルタベント水位調整(水張り)手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.13に、タイムチャートを図1.5.14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、緊急時対策要員へフィルタベント水位調整(水張り)の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を配備し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)へ、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からフィルタ装置補給水接続口へそれぞれ送水ホースを接続し、フィルタベント水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ③緊急時対策本部は、緊急時対策要員にフィルタベント水位調整(水張り)の開始を指示する。
- ④緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)起動とFCVSフィルタベント装置給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタベント容器への給水が開始されたことを、フィルタベント遮へい

壁附室のFCVS計器ラックにて、フィルタ装置水位の指示上昇により確認する。その後、規定水位に到達したことを確認し、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)停止と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操作を実施する。

- ⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタベント水位調整(水張り)の完了を報告する。

(iii)操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり緊急時対策要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備～送水準備～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80分、フィルタベント水位調整(水張り)を約50分、計約130分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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。

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

(添付資料1.5.3-4)

v. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置水位が上限水位に到達、又は金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。

(i)手順着手の判断基準

フィルタ装置水位が上限水位に到達、又は金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合。

(ii)操作手順

フィルタベント水位調整(水抜き)手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.15に、タイムチャートを図1.5.16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、緊急時対策要員へフィルタベント水位調整(水抜き)の準備開始を指示する。

- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント遮へい壁南側(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。また、フィルタベント遮へい壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをフィルタベント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。
- ③緊急時対策要員は、フィルタベント水位調整(水抜き)系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。
- ④緊急時対策本部は、緊急時対策要員へフィルタベント水位調整(水抜き)の開始を指示する。
- ⑤緊急時対策要員は、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、フィルタベント容器からの排水が開始されたことをフィルタベント遮へい壁附室FCVS計器ラックのフィルタ装置水位で確認する。その後、通常水位に到達した事を確認し、ドレン移送ポンプを停止し、フィルタベント遮へい壁南側(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する。
- ⑥緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタベント水位調整(水抜き)の完了を報告する。

(iii)操作の成立性

上記の操作は、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、作業開始を判断してからフィルタベント水位調整(水抜き)完了まで約135分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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。

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

(添付資料1.5.3-5)

vi. フィルタベント停止後のN₂パージ

原子炉格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素，酸素を排出するため及びフィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより，スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

(i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系あるいは代替循環冷却系の機能が復旧し，フィルタベントの停止を判断した場合。

(ii) 操作手順

フィルタベント停止後のN₂パージ手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.17に，タイムチャートを図1.5.18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，緊急時対策要員へフィルタベント停止後のN₂パージの準備開始を指示する。
- ②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，水素濃度測定のための系統構成及び工具準備，サンプリングポンプ起動，フィルタ装置水素濃度の校正を実施する。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付操作し，窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ③緊急時対策本部は，緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。
- ④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。
- ⑤緊急時対策要員は，フィルタ装置水素濃度の校正完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑥緊急時対策本部は，可搬型窒素供給装置からの窒素注入の完了及びフィルタ装置水素濃度の校正完了を当直長に連絡するとともに，フィルタ装置入口配管内の正圧確認及びフィルタ装置水素濃度の監視を依頼する。

- ⑦当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置入口配管内の正圧確認及びフィルタ装置水素濃度監視を指示する。
- ⑧中央制御室運転員A及びBは、FCVS制御盤のフィルタ装置水素濃度にて許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス注入完了を当直副長へ報告する。
- ⑨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注入完了を報告する。当直副長は中央制御室運転員A及びBへ継続的なフィルタ装置入口配管内の正圧確認及びフィルタ装置水素濃度の監視を指示する。
- ⑩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。
- ⑪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N₂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。
- ⑫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水素濃度測定をFCVS制御盤のフィルタ装置水素濃度にて、フィルタ装置入口配管内が正圧で維持されていることについてはFCVS制御盤内PCVベントライン圧力にてそれぞれ継続的に監視を続ける。
- ⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、フィルタ装置入口配管内の正圧状態とフィルタ装置水素濃度の継続監視をもってフィルタベント停止後のN₂パージの完了を緊急時対策本部へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2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フィルタベント停止後のN₂パージ完了まで約240分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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。

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

(添付資料1.5.3-6, 1.5.3-7)

vii. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合、スク

ラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpH値が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

(i) 手順着手の判断基準

フィルタベントガスの凝縮水により、フィルタ装置水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。

(ii) 操作手順

フィルタ装置スクラバ水pH調整の手順は以下のとおり。概要図を図1.5.19に、タイムチャートを図1.5.20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、緊急時対策要員へスクラバ水のpH測定実施と薬液補給の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策本部は当直長にスクラバ水のpH値及び水位の測定を依頼する。
- ③緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)へ薬液補給用として空気圧縮機、ホース接続、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、フィルタベント遮へい壁附室にて、系統構成のためフィルタベント装置 pH 計入口止め弁、フィルタベント装置 pH 計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へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。
- ④当直副長は、スクラバ水の pH 値及び水位の測定を中央制御室運転員に指示する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤フィルタ装置スクラバ水 pH により確認した pH 値及びフィルタ装置水位により確認した水位を当直副長へ報告する。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へ報告する。
- ⑥緊急時対策本部は、当直長からの報告に基づき算出された量の薬液を補給するよう緊急時対策要員に指示する。
- ⑦緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、算出された量の薬液を補給する。
- ⑧中央制御室運転員A及びBは、スクラバ水のpH値が規定値であることを確認し、薬液補給の完了を当直副長に報告する。

- ⑨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薬液補給の停止とpH測定の停止を指示する。
- ⑩緊急時対策要員は、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の後、pH計サンプルポンプを停止し、フィルタベント装置pH計入口止め弁、フィルタベント装置pH計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調整作業完了を報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始の判断を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90分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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。

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

(添付資料 1.5.3-8)

viii. ドレン移送ラインN₂パージ手順

フィルタベント水位調整(水抜き)後、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため、窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

(i) 手順着手の判断基準

フィルタベント水位調整(水抜き)完了後又はドレンタンク水抜き完了後。

(ii) 操作手順

ドレン移送ラインN₂パージ手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.21に、タイムチャートを図1.5.22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、緊急時対策要員へドレン移送ラインN₂パージの準備開始を指示する。

- ② 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、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排水ライン窒素供給口へ接続する。
- 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、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ③ 緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。
- ④ 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンラインN₂パージ用元弁を全開操作し、窒素ガスの注入を開始する。
- 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N₂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、フィルタベント遮へい壁南側(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を確認することにより、ドレン移送ラインN₂パージが完了したことを緊急時対策本部へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、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、作業開始を判断してからドレン移送ラインN₂パージ完了まで約100分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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。

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

(添付資料1.5.3-9)

ix. ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。

(i) 手順着手の判断基準

ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合。

(ii) 操作手順

ドレンタンク水抜きの概要は以下のとおり。概要図を図1.5.23に、タイムチャートを図1.5.24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、緊急時対策要員にドレンタンク水抜きを指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをフィルタベント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へい壁内側ドレン弁を遠隔手動操作にて全閉とする。フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁、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、フィルタベント遮へい壁南側(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・チェンバへ排水する。
- ③緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁附室FCVS計器ラックドレンタンク水位にて排水による水位減少を確認し、ドレン移送ポンプを停止した後、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁、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、フィルタベント遮へい壁附室にて、FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁を遠隔手動操作にて全開とし、ドレンタンク水抜きの完了を緊急時対策本部へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、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、作業開始を判断してからドレンタンク水抜き完了まで約105分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での原子炉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。

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

(添付資料1.5.3-10)

b. 代替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

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、代替格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

原子炉格納容器ベント後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、代替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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 代替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

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa[gage]）以下に維持できない場合で、格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※2}した場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

※2:「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローは図1.5.3に、概要図を図1.5.25に、タイムチャートを図1.5.26及び図1.5.27に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑥⑫以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し、代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③現場運転員C及びDは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥^aW/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、D/W側第一隔離弁及びD/W側第二隔離弁の全閉を確認し、S/C側第二隔離弁を全開する。
- ⑥^bD/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、S/C側第一隔離弁及びS/C側第二隔離弁の全閉を確認し、D/W側第二隔離弁を全開する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑧当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告

する。

- ⑩当直副長は、原子炉格納容器ベント開始圧力(310kPa[gage])に到達する時間、格納容器内圧力(S/C)上昇率を考慮し、中央制御室運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑫^aW/Wベントの場合
中央制御室運転員 A 及び B は、S/C 側第一隔離弁を全開とし、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。
- ⑫^bD/Wベントの場合
中央制御室運転員 A 及び B は、D/W 側第一隔離弁を全開とし、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。
- ⑬中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力(S/C)指示下降、フィルタ装置入口圧力指示上昇、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑭中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑮中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、代替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、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後S/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離弁の全閉操作を実施する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替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25分で可能である。

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

(添付資料1.5.3-11)

ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. iiiの操作手順と同様である。

iii. フィルタベント水位調整(水張り)

フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.(1) a. ivの操作手順と同様である。

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置水位が上限水位に到達した場合及び金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達した場合は、フィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. vの操作手順と同様である。

v. フィルタベント停止後のN₂パージ

原子炉格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素、酸素を排出するため及びフィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. viの操作手順と同様である。

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpH値が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. viiの操作手順と同様である。

vii. ドレン移送ラインN₂パージ手順

フィルタベント水位調整(水抜き)後は、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため、窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. viiiの操作手順と同様である。

viii. ドレントンク水抜き

ドレントンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. ixの操作手順と同様である。

c. 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

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

原子炉格納容器ベント後は、炉心損傷を判断した場合、又は耐圧強化ベント系以外の格納容器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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 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

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷^{*1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa[gage]）以下に維持できない場合で、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{*2}した場合。

- ※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉压力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。
- ※2:「格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

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手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.5.3に、概要図を図1.5.28に、タイムチャートを図1.5.29及び図1.5.30に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順①以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し、耐圧強化ベント系によるW/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による除熱準備開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ③現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の確認として、AC系隔離信号が発生している場合は、格納容器補助盤にて、AC系隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作、不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁、非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉確認を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは、PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操

作用空気ポンベ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の駆動源を確保し、当直副長へ報告する。

- ⑧中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全閉操作を実施する。

現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全閉操作を実施する。

- ⑨現場運転員C及びDは、PCVベントライン排気筒側隔離弁操作用空気ポンベ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の駆動源を確保し、当直副長へ報告する。

- ⑩中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の全開操作を実施する。

耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。

- ⑪^aW/Wベントの場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の全開操作を実施する。

不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。

- ⑪^bD/Wベントの場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全開操作を実施する。

不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。

- ⑫中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。

- ⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑭当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑮当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑯当直副長は、原子炉格納容器ベント開始圧力(310kPa[gage])に到達する時間、格納容器内圧力(S/C)上昇率を考慮し、中央制御室運転員に耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑰中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を規定開度(約50%開)とし、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントを開始する。
なお、格納容器内圧力(S/C)に低下傾向が確認されなかった場合は、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の増開操作を実施する。
- ⑱中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力(S/C)指示下降、耐圧強化ベント放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、**耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたこと**を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑲中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は**耐圧強化ベント系**以外の格納容器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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の全閉、その後不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全閉操作を実施する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから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開始**まで60分以内で可能である。また、空気駆動弁の駆動源が確保できない場合で遠隔手

動操作設備による操作を実施する場合は約180分で可能である。

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

(添付資料1.5.3-12)

ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]

PCV圧力上昇に対するPCVベントの必要性が認識された場合、ベント隔離弁を「全開」にして、ベントラインを構成する必要がある。通常の駆動源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下ではAM対策用空気ポンペが駆動源となる。常設のポンペの残量が減少した場合に、常設ポンペと予備ポンペを交換し、隔離弁の駆動圧力を確保する。

ポンペ交換の際には、格納容器一次隔離弁(空気作動弁)を全閉とする必要があることから原子炉格納容器内の圧力がベント開始圧力に(310kPa[gage])到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、交換作業を実施する。

(i) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器ベントラインナップ及び原子炉格納容器ベント中、各隔離弁の駆動源である空気ポンペの残量が減少した場合。

(ii) 操作手順

PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]の手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.5.9に、タイムチャートを図1.5.10に示す。

- ・ 不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁駆動用空気ポンペ交換操作手順については、1.5.2.1(1)a.iiの操作手順と同様である。
- ・ 不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁駆動用空気ポンペ交換操作手順については、1.5.2.1(1)a.iiの操作手順と同様である。
- ・ 耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁操作用空気ポンペ交換
 - ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の全閉及び耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁駆動用空気ポンペを使用済みの空気ポンペから予備空気ポンペへの交換を指示する。

- ②中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の全閉操作を実施する。
- ③現場運転員C及びDは、予備ポンペを予備ポンペラックより運搬する。
- ④現場運転員C及びDは、PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ボンベ出口弁及びポンペ本体のバルブを全閉とし、使用中のポンペを取り外し、予備ポンペを接続する。
- ⑤現場運転員C及びDは、ポンペ本体のバルブを全開とし、ポンペ接続部からPCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ボンベ出口弁までのリークチェックを実施する。
- ⑥現場運転員C及びDは、PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ボンベ出口弁を全開にする。
- ⑦現場運転員C及びDは、使用済みポンペをポンペラックへ収納する。
- ⑧現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁駆動用ポンペの交換終了を当直副長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、空気ボンベ(予備)の確保を緊急時対策本部へ依頼する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからポンペ交換終了まで約45分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料1.5.3-2)

(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)

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク(大気)へ熱を輸送する。

原子炉格納容器ベント後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

なお、全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに二次格納施設内の系統構成は事前に着手する。

i. 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)

(i) 手順着手の判断基準

『二次格納施設内の系統構成』

全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合。

『原子炉格納容器ベント準備』

炉心損傷^{*1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa[gage])以下に維持できない場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

(ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを図1.5.3に、概要図を1.5.31に、タイムチャートを図1.5.32及び図1.5.33に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑧以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、二次格納施設内の系統構成を現場運転員に指示する。現場運転員E及びFは、非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作を実施する。
- ②当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。

- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉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状態表示にて確認する。
- ⑤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の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁、非常用ガス処理系側 PCV ベント用隔離弁後弁及び換気空調系側 PCV ベント用隔離弁後弁の全閉及び、耐圧強化ベント系 PCV ベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全開を確認する。
- ⑦現場運転員 E 及び F は、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系側 PCV ベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側 PCV ベント用隔離弁の全閉を確認する。
- ⑧^aW/W ベントの場合
現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、不活性ガス系 S/C ベント弁操作空気供給弁を現場で手動開し、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に S/C ベント弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、不活性ガス系 S/C ベント弁操作空気供給弁及び S/C ベント弁操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁を全開とする手段がある。
- ⑧^bD/W ベントの場合
現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、不活性ガス系 D/W ベント弁操作空気供給弁を現場で手動開し、不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に D/W ベント弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、不活性ガス系 D/W ベント弁操作空気供給弁及び D/W ベン

ト弁操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を全開とする手段がある。

- ⑨中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑪当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬当直副長は、原子炉格納容器ベント開始圧力(310kPa[gage])に到達する時間、**弁操作に必要な時間**、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑭現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で「50%開」とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の開操作ができない場合は、PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備による操作で「50%開」とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の増開操作を実施する。
- ⑮中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力指示下降、フィルタ装置入口圧力指示上昇、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、**格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたこと**を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑯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の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、**フィルタ装置の水位調整を実施するよう**緊急時対策本部へ依頼する。

- ⑰中央制御室運転員 A 及び B は，原子炉格納容器ベント開始後，炉心損傷を判断した場合，又は格納容器逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系機能が回復し，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，不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又は PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁の全閉，その後不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。
- ⑱現場運転員 C 及び D は，不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又は PCV 耐圧強化ベント用連絡配管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，その後不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから格納容器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55分で可能である。

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

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

また，作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行する。

(添付資料1.5.3-1)

ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として，乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

なお，操作手順については，1.5.2.1(1)a. iiiの操作手順と同様である。

iii. フィルタベント水位調整(水張り)

フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.(1) a. ivの操作手順と同様である。

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置水位が上限水位に到達した場合及び金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達した場合は、フィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. vの操作手順と同様である。

v. フィルタベント停止後のN₂パージ

原子炉格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素，酸素を排出するため及びフィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. viの操作手順と同様である。

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpH値が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. viiの操作手順と同様である。

vii. ドレン移送ラインN₂パージ手順

フィルタベント水位調整(水抜き)後は、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため、窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. viiiの操作手順と同様である。

る。

viii. ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1) a. ixの操作手順と同様である。

b. 代替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)

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、代替格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク(大気)へ熱を輸送する。

原子炉格納容器ベント後、炉心損傷を判断した場合、又は格納容器逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、代替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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 代替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)

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa[gage])以下に維持できない場合で、格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※2}した場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

※2:「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローは図1.5.3に、概要図を図1.5.34に、タイムチャートを図1.5.35及び図1.5.36に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑤⑩以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し、代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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状態表示にて確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑤^aW/Wベントの場合
現場運転員C及びDは、D/W側第一隔離弁及びD/W側第二隔離弁の遠隔手動弁操作設備の開度指示にて全閉を確認し、S/C側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。
- ⑤^bD/Wベントの場合
現場運転員C及びDは、S/C側第一隔離弁及びS/C側第二隔離弁の遠隔手動弁操作設備による操作の開度指示にて全閉を確認し、D/W側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑦当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直副長は、原子炉格納容器ベント開始圧力(310kPa[gage])に到

達する時間、弁操作に必要な時間、格納容器内圧力(S/C)上昇率を考慮し、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。

⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。

⑪^aW/Wベントの場合

現場運転員 C 及び D は、S/C 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。

⑪^bD/Wベントの場合

現場運転員 C 及び D は、D/W 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。

⑫中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力指示下降、フィルタ装置入口圧力指示上昇、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

⑬中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部へ依頼する。

⑭中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は代替格納容器圧力逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び可燃性ガス濃度制御系の機能が回復し、代替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、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後にS/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。

⑮現場運転員C及びDは、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉、その後にS/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替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40分で可能である。

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

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

また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行する。

(添付資料1.5.3-11)

ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1)a. iiiの操作手順と同様である。

iii. フィルタベント水位調整(水張り)

フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.5.2.(1)a. ivの操作手順と同様である。

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置水位が上限水位に到達した場合及び金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達した場合は、フィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、1.5.2.1(1)a. vの操作手順と同様である。

v. フィルタベント停止後のN₂パージ

原子炉格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放

放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素，酸素を排出するため及びフィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより，スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

なお，操作手順については，1.5.2.1(1) a. viの操作手順と同様である。

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合，スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpH値が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお，操作手順については，1.5.2.1(1) a. viiの操作手順と同様である。

vii. ドレン移送ラインN₂パージ手順

フィルタベント水位調整(水抜き)後は，フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため，窒素ガスによるパージを実施し，排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

なお，操作手順については，1.5.2.1(1) a. viiiの操作手順と同様である。

viii. ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は，よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は，代替交流電源設備より受電可能である。

なお，操作手順については，1.5.2.1(1) a. ixの操作手順と同様である。

c. 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)

残留熱除去系の機能が喪失し，最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合，耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク(大気)へ熱を輸送する。

原子炉格納容器ベント後は，炉心損傷を判断した場合，又は耐圧強化ベント系以外の格納容器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、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

なお、全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに二次格納施設内の系統構成は事前に着手する。

i. 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)

(i) 手順着手の判断基準

『二次格納施設内の系統構成』

全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合

『格納容器ベント準備』

炉心損傷^{*1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa[gage])以下に維持できない場合で、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{*2}した場合。

※1:「炉心損傷」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

※2:「格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

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**手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.5.3に、概要図を図1.5.37に、タイムチャートを図1.5.38及び図1.5.39に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑧以外は同様)]

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、二次格納施設内の系統構成を現場運転員に指示する。現場運転員E及びFは、非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作を実施する。

②当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し、耐圧強化ベント系によるW/W側からの**原子炉格納容器ベントの準備**を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チ

エンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。

- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による除熱準備開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉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状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉を確認する。
- ⑥現場運転員E及びFは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁の全閉を確認する。
- ⑦現場運転員C及びDは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の駆動空気を確保し、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁を中央制御室の操作により全閉とする手段がある。更にPCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆作用空気排気側止め弁を全閉、PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作作用空気ポンベ出口弁及びPCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁を全閉とする手段がある。
- ⑧現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の駆動空気を確保し、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁を中央制御室の操作により全開とする手段がある。更に耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁逆作用空気排気側止め弁を全閉、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁操作作用空気ポンベ出口弁及び耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁操作作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気

ポートへ駆動空気を供給し、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁を全開とする手段がある。

⑨^aW/W ベントの場合

現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、不活性ガス系S/Cベント弁操作作用空気供給弁を現場で手動開し、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更にS/Cベント弁逆操作作用空気排気側止め弁を全閉、不活性ガス系S/Cベント弁操作作用空気供給弁及びS/Cベント弁操作作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁を全開とする手段がある。

⑨^bD/W ベントの場合

現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、不活性ガス系D/Wベント弁操作作用空気供給弁を現場で手動開し、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更にD/Wベント弁逆操作作用空気排気側止め弁を全閉、不活性ガス系D/Wベント弁操作作用空気供給弁及びD/Wベント弁操作作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁を全開とする手段がある。

⑩中央制御室運転員 A 及び B は、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。

⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

⑫当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。

⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント開始を緊急時対策本部へ報告する。

⑭当直副長は、原子炉格納容器ベント開始圧力(310kPa[gage])に到達する時間、弁操作に必要な時間、格納容器内圧力(S/C)上昇率を考慮し、運転員に耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント

開始を指示する。

- ⑮現場運転員C及びDは、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で「50%開」とし、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントを開始する。不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の開操作ができない場合は、PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備による操作で「50%開」とし、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントを開始する。

なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の増開操作を実施する。

- ⑯中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力(S/C)指示下降、耐圧強化ベント放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑰中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、炉心損傷を判断した場合、又は耐圧強化ベント以外の格納容器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、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又はPCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁の全閉、その後不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。
- ⑱現場運転員C及びDは、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又はPCV耐圧強化ベント用連絡配管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、その後不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから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開始まで135分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明

及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.5.3-12)

(3) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図 1.5.44 に示す。

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る原子炉格納容器内の除熱を実施する。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は代替格納容器圧力逃がし装置により実施し、格納容器圧力逃がし装置及び代替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。

格納容器圧力逃がし装置、代替格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。

なお、格納容器圧力逃がし装置、代替格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系を用いて、原子炉格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没などの理由で使用できない場合は、D/Wを経由してフィルタベントを通る経路を第二優先とする。

1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 最終ヒートシンク（海洋）への代替熱輸送

a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保

原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した原子炉除熱、格納容器除熱、使用済燃料プール除熱戦略ができなくなるため、代替原子炉補機冷却系を用いた補機冷却水確保のため、原子炉補機冷却水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。

常設代替交流電源設備により残留熱除去系ポンプの電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード又は原子炉停止時冷却モード）を起動し、最終ヒートシンク（海洋）へ熱を輸送する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉補機冷却系又は原子炉補機冷却海水系の機器の故障、電源喪失等により運転継続できない場合。

(b) 操作手順

代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。(B系冷却水確保の手順も同様)

手順の対応フローを図 1.5.2 に、概要図を図 1.5.40 に、タイムチャートを図 1.5.41 に示す。

i. 運転員操作

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の準備のため、熱交換器ユニットの配備及び主配管(可搬型)の接続を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(図 1.5.40 参照)
- ⑥現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長へ報告する。(図 1.5.40 参照)
- ⑦現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長へ報告する。(図 1.5.40 参照)
- ⑧緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保のための熱交換器ユニットの配備及び主配管(可搬型)の接続完了について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑩緊急時対策要員は、熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。

ii. 緊急時対策要員操作(補機冷却水供給)

- ①緊急時対策要員は、緊急時対策本部より荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。
- ②緊急時対策要員は、移動式変圧器, 熱交換器ユニット等の健全性確認を行う。
- ③緊急時対策要員は、移動式変圧器, 熱交換器ユニット等を荒浜側又は大湊側高台資機材置場よりタービン建屋近傍屋外に移動させる。
- ④緊急時対策要員は、可搬型の主配管(淡水用ホース及び海水用ホース)の布設及び接続を行う。
- ⑤緊急時対策要員は、電源ケーブルの布設及び移動式変圧器の接続を行う。
- ⑥緊急時対策要員は、熱交換器ユニット等の淡水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。
- ⑦緊急時対策要員は、中央制御室運転員A及びBと連絡を密にし、熱交換器ユニット等の淡水側の水張りのためRCW代替冷却水供給止め弁[P21-F143]の開操作を行う。
- ⑧緊急時対策要員は、熱交換器ユニット等の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びRCW代替冷却水戻り止め弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。
- ⑨緊急時対策要員は、淡水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。
- ⑩緊急時対策要員は、電源車の起動操作を行う。
- ⑪緊急時対策要員は、熱交換器ユニット等の海水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。
- ⑫緊急時対策要員は、熱交換器ユニット等の海水側の水張りのため代替原子炉補機冷却海水ポンプを起動させる。
- ⑬緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。
- ⑭緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。
- ⑮緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に熱交換器ユニットによる補機冷却水確保の準備が完了したことを連絡する。
- ⑯緊急時対策要員は、中央制御室運転員A及びBと連絡を密にし、熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。

- ⑰緊急時対策要員は、代替RCWユニット出口流量調整弁の開操作を行い、代替RCWポンプ吐出圧力を確認し吐出圧力が規定圧力となるよう開度を調整する。(ポンプの流量－揚程曲線より規定流量となるよう調整する)
- ⑱緊急時対策要員は、熱交換器ユニット及び代替原子炉補機冷却海水ポンプの運転状態を継続して監視する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員13名にて作業を実施した場合、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7時間で可能である。

なお、プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員1名にて作業を実施する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料1.5.3-13, 1.5.3-14)

b. 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保

原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した除熱戦略ができなくなるため、代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を確保するが、代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合には、原子炉補機冷却水系の系統構成を行い、代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車により、原子炉補機冷却水系に海水を注入することで補機冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備により残留熱除去系ポンプの電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード、格納容器スプレイ冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)を起動し、最終ヒートシンク(海洋)へ熱を輸送する。

(a) 手順着手の判断基準

代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合。

(b) 操作手順

代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図 1.5.2 に、概要図を図 1.5.42 図に、タイムチャートを図 1.5.43 図に示す。

i. 運転員操作(大容量送水車の場合)

(本手順は A 系使用の場合であり、B 系使用時は手順⑦以外は同様)

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系、及び代替原子炉補機冷却系による冷却水確保が不可能と判断した場合は、運転員に大容量送水車による補機冷却水確保の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に大容量送水車による補機冷却水確保の準備として、大容量送水車の配備及びホースの接続を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は、大容量送水車による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、大容量送水車による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、大容量送水車による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(図 1.5.42 参照)
- ⑥現場運転員 C 及び D は、大容量送水車による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長へ報告する。(図 1.5.42 参照)
- ⑦^a現場運転員 C 及び D は、大容量送水車による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長へ報告する。(図 1.5.42 参照)
- ⑦^bB 系使用時は、大容量送水車の繋ぎ込み箇所が、RCW 熱交換器(B/E)冷却水出口弁の後になるため、RCW 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、RCW 熱交換器(A/D)冷却水出口弁の前に繋ぎこむ)
- ⑧緊急時対策要員は、大容量送水車による補機冷却水確保のための海水ポンプの配備及び主配管(可搬型)の接続完了を、緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、大容量送水車による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑩緊急時対策要員は、大容量送水車による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。

ii. 緊急時対策要員操作

- ①緊急時対策要員は、緊急時対策本部より荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。
- ②緊急時対策要員は、大容量送水車等の健全性確認を行う。
- ③緊急時対策要員は、大容量送水車を荒浜側又は大湊側高台資機材置場よりタービン建屋近傍屋外に移動させる。
- ④緊急時対策要員は、ホースの布設及び接続を行う。
- ⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大容量送水車による補機冷却水確保の準備が完了したことを連絡する。
- ⑥緊急時対策要員は、中央制御室運転員A及びBと連絡を密にし、大容量送水車を起動し、補機冷却水の供給を行う。
- ⑦緊急時対策要員は、大容量送水車の吐出圧力をみて必要流量が確保されていることを確認する。(具体的な必要流量は評価中である。)
- ⑧緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。
- ⑨緊急時対策要員は、大容量送水車の運転状態を継続して監視する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員8名にて作業を実施した場合、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5時間で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料1.5.3-15)

(2) 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図 1.5.44 に示す。

原子炉補機冷却海水系及び原子炉補機冷却水系が機能喪失した場合は、代替原子炉補機冷却系により海洋へ熱を輸送する手段を確保し、残留熱除去系を使用して原子炉の除熱を行う。

代替原子炉補機冷却系が故障等により熱を輸送できない場合には、代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車により原子炉補機冷却系へ直

接海水を送水し、残留熱除去系を使用して原子炉の除熱を行う。

1.5.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

格納容器圧力逃がし装置, 代替格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器除熱手順は, 「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。

残留熱除去系ポンプ, 電動弁, 中央制御室監視計器類への電源供給手順及び電源車への燃料補給手順については, 「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)手順については, 「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(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)手順については, 「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。

表 1.5.1 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, 対応設備, 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	対応設備	手順書				
フロントライン系故障時	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, 原子炉停止時冷却モード)	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置 ※2 代替格納容器圧力逃がし装置 ※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) 「PCV 圧力制御」 「FCVS (S/P 側): フィルタベント設備使用」 「FCVS (D/W 側): フィルタベント設備使用」			
			専用空気ポンベ			自主対策設備		
		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 原子炉格納容器 不活性ガス系配管・弁 非常用ガス処理系配管・弁	重大事故等対処設備		事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「耐圧強化ライン使用 (S/C 側)」 「耐圧強化ライン使用 (D/W 側)」		
			専用空気ポンベ	自主対策設備				
		現場操作	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, 原子炉停止時冷却モード) 全交流動力電源			遠隔手動弁操作設備	重大事故等対処設備	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「FCVS (S/P 側): フィルタベント設備使用」 「FCVS (D/W 側): フィルタベント設備使用」 「耐圧強化ライン使用 (S/C 側)」 「耐圧強化ライン使用 (D/W 側)」
						専用空気ポンベ	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: 手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

※3: 手順は「1.6 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。

対応手段、対応設備、手順書一覧(2/2)

(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応設備	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 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 代替原子炉補機冷却系接続口 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 真空破壊弁 (S/C→D/W) 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 可搬型代替交流電源設備 燃料補給設備 ※1	重大事故等対応設備 重大事故等対応設備 (設計基準拡張)	事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等 「代替 Hx による補機冷却水 (A 系) 確保」 「代替 Hx による補機冷却水 (B 系) 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 (A 系)」 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保 (B 系)」
			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) ※3 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) ※3 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※4 補機冷却用海水取水路 補機冷却用海水取水槽		

※1:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※2:手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.6 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。

※4: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。

表 1.5.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/7)

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)
1.5.2.1 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(交流動力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 b. 代替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		
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「FCVS(S/P 側):フィルタベント設備使用」 「FCVS(D/W 側):フィルタベント設備使用」	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
		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 充電器盤電圧
		操作
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		
最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 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		

監視計器一覧(2/7)

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(交流動力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 b. 代替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	-
	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
	操作	補機監視機能
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
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 フィルタバント停止後のN ₂ パージ手順	判断基準	-
	操作	補機監視機能
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
多様なハザード対応手順 ドレン移送ライン N ₂ パージ手順	判断基準	-
	操作	補機監視機能
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
	操作	補機監視機能

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)
1.5.2.1 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(交流動力電源が健全である場合) c. 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		
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「耐圧強化ライン使用(S/C 側)」 「耐圧強化ライン使用(D/W 側)」	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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 耐圧強化ベント放射線モニタ

監視計器一覧(4/7)

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)	
1.5.2.1 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) b.代替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)			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「FCVS(S/P側):フィルタベント設備使用」 「FCVS(D/W側):フィルタベント設備使用」	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
		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・チェンバ気体温度 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(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 AM 用直流 125V 充電器盤電圧
		操作	原子炉格納容器内の放射線量率
	原子炉格納容器内の水素濃度		格納容器内水素濃度(SA)
	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・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
	最終ヒートシンクによる冷却状態の確認		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

監視計器一覧(5/7)

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) b. 代替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	-
	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
	操作	補機監視機能
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
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 フィルタバント停止後のN ₂ パージ手順	判断基準	-
	操作	補機監視機能
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
多様なハザード対応手順 ドレン移送ライン N ₂ パージ手順	判断基準	-
	操作	補機監視機能
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
	操作	補機監視機能

監視計器一覧 (6/7)

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)	
1.5.2.1 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) c. 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)			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」 「耐圧強化ライン使用(S/C 側)」 「耐圧強化ライン使用(D/W 側)」	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
		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
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(SA)
		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
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(SA)
		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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	耐圧強化ベント放射線モニタ

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)	
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク(海洋)への代替熱輸送 a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 b. 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「S/P 温度制御他」 「代替 Hx による補機冷却水(A 系)確保」 「代替 Hx による補機冷却水(B 系)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(A 系)」 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保(B 系)」	判断基準	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圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)
		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
		水源の確認	RCW サージタンク水位(A) 水位 RCW サージタンク水位(B) 水位
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「S/P 温度制御他」 「代替 Hx による補機冷却水(A 系)確保」 「代替 Hx による補機冷却水(B 系)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又は、大容量送水車による補機冷却水確保」	操作	最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 原子炉補機冷却系(A) 系統流量 原子炉補機冷却系(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
		補機監視機能	代替 RCW ユニット入口温度 代替 RCW ポンプ(A) 吸込圧力 代替 RCW ポンプ(B) 吸込圧力 代替 RCW ポンプ(A) 吐出圧力 代替 RCW ポンプ(B) 吐出圧力 代替 RSW ポンプ出口圧力
	判断基準	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圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)
		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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 原子炉補機冷却系(A) 系統流量 原子炉補機冷却系(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
		補機監視機能	大容量送水車吐出圧力

表 1.5.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための 手順等</p>	格納容器 圧力 逃がし装置	常設代替直流電源設備 AM 用直流 125V
	代替格納容器 圧力 逃がし装置	常設代替直流電源設備 AM 用直流 125V
	不活性 ガス 系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 (7 号炉のみ) 直流 125V A 系
	非常用 ガス 処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系
	代替原子炉補機冷却系	可搬型代替交流電源設備 移動式変圧器
	原子炉補機冷却系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A 系電源 計測用 B 系電源

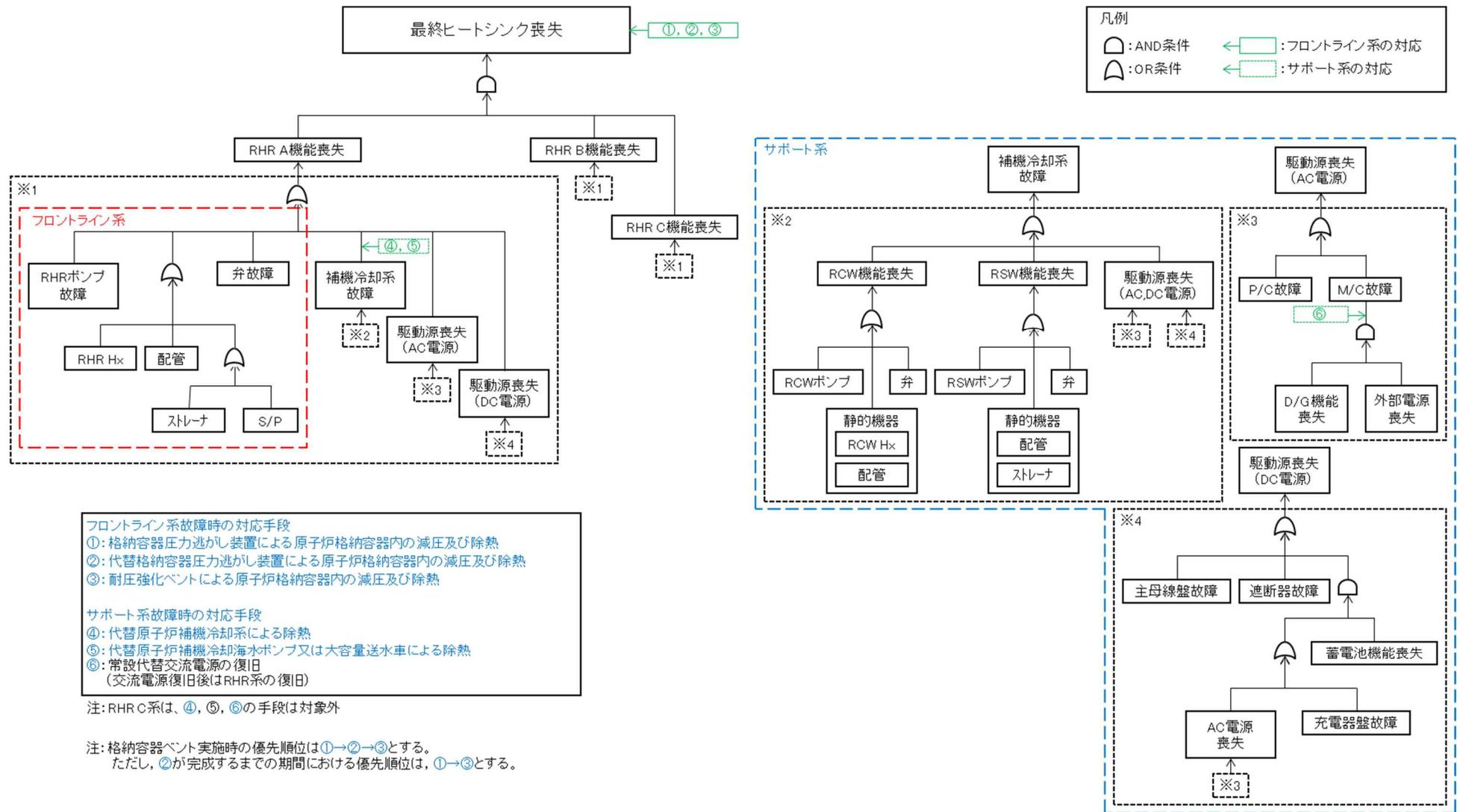


図 1.5.1 機能喪失原因対策分析

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	
最終ヒートシンク喪失	RHR A機能喪失	RHRポンプA故障							
		弁故障							
		静的機器故障	RHR Hx(A)						
			配管						
			水源	S/P ストレーナ					
		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				
			RSW機能喪失	RSWポンプ					
				弁					
				静的機器故障	配管 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)	主母線盤故障	遮断器故障						
			蓄電池機能喪失						
		直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	充電器盤故障					
			AC電源喪失	P/C故障					
			M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失					
	RHR B機能喪失	RHRポンプB故障							
		弁故障							
静的機器故障		RHR Hx(B)							
		配管							
		水源	S/P ストレーナ						
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					
		RSW機能喪失	RSWポンプ						
	弁								
	静的機器故障		配管 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)	主母線盤故障	遮断器故障							
		蓄電池機能喪失							
	直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	充電器盤故障						
		AC電源喪失	P/C故障						
		M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失						
最終ヒートシンク喪失	RHRポンプC故障								
	弁故障								
	静的機器故障	RHR Hx(C)							
		配管							
		水源	S/P ストレーナ						
	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					
		RSW機能喪失	RSWポンプ						
弁									
静的機器故障			配管 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)	主母線盤故障	遮断器故障							
		蓄電池機能喪失							
	直流電源供給機能喪失	充電器機能喪失	充電器盤故障						
		AC電源喪失	P/C故障						
		M/C故障	D/G機能喪失 外部電源喪失						

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、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。

図 1.5.1 機能喪失原因対策分析(補足)

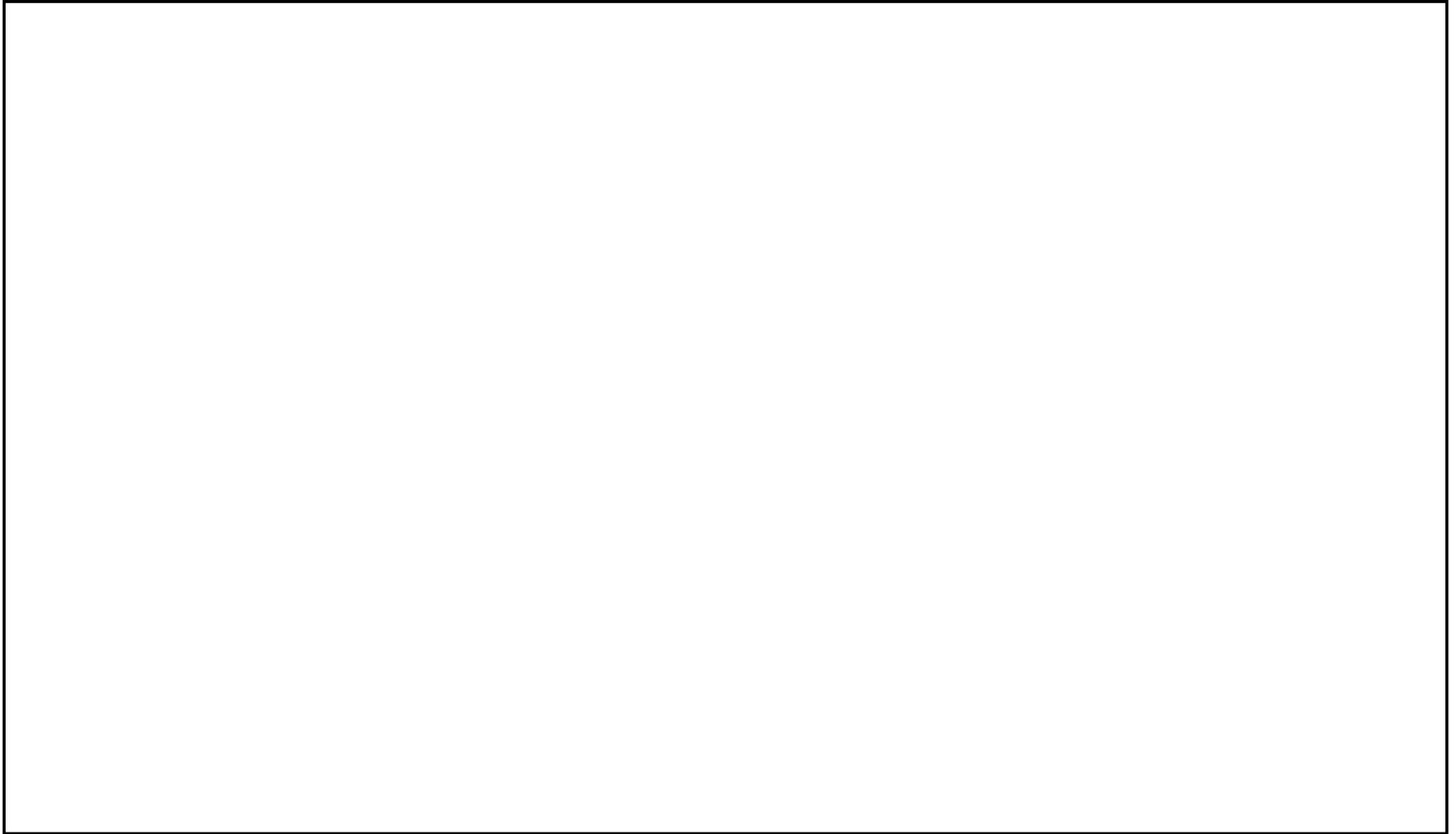


図 1.5.2 EOP 格納容器制御「S/P 温度制御」における対応フロー

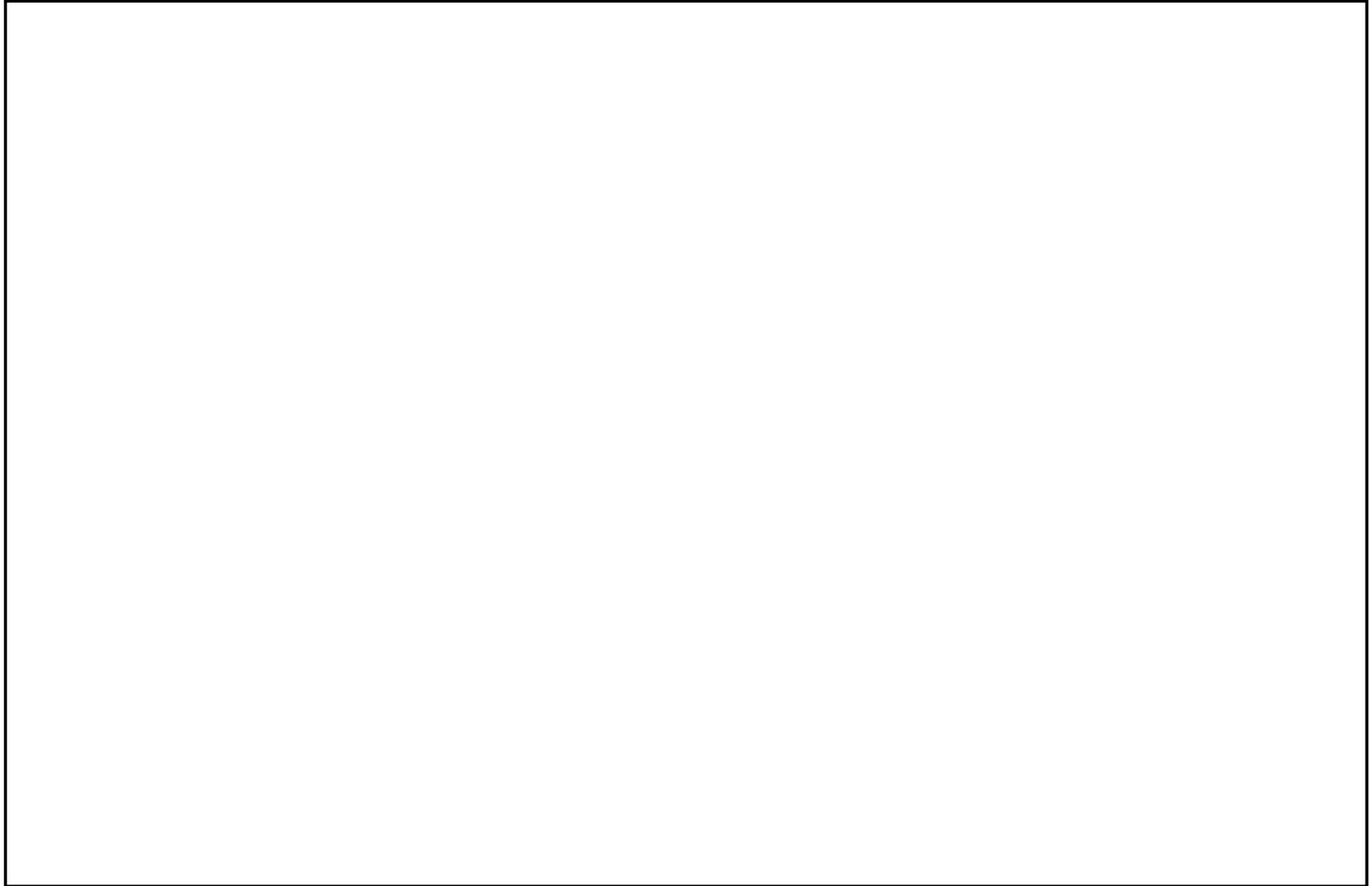


図 1.5.3 EOP 格納容器制御「PCV 圧力制御」における対応フロー

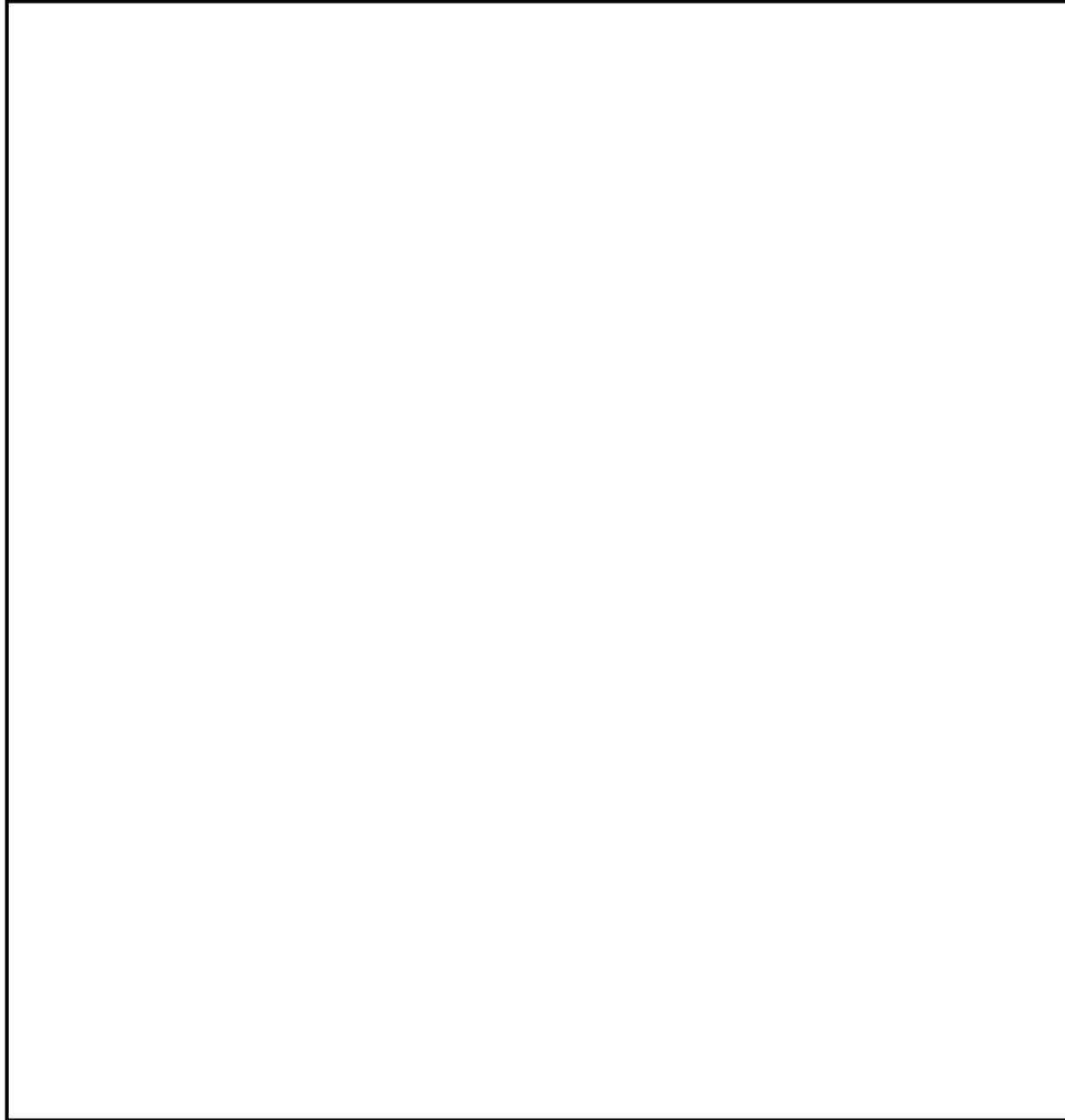


図 1.5.4 SOP 「除熱-1」における対応フロー

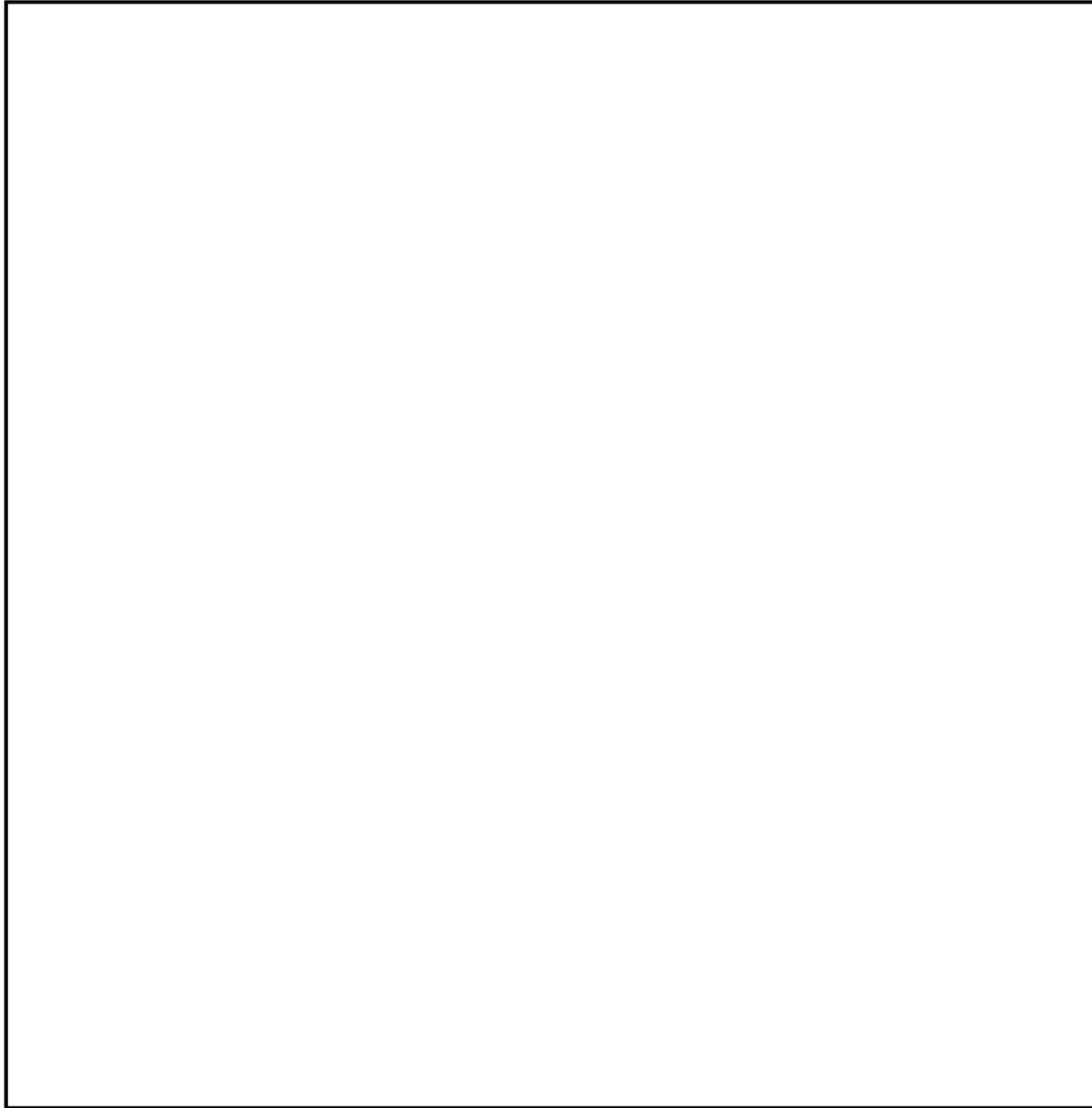
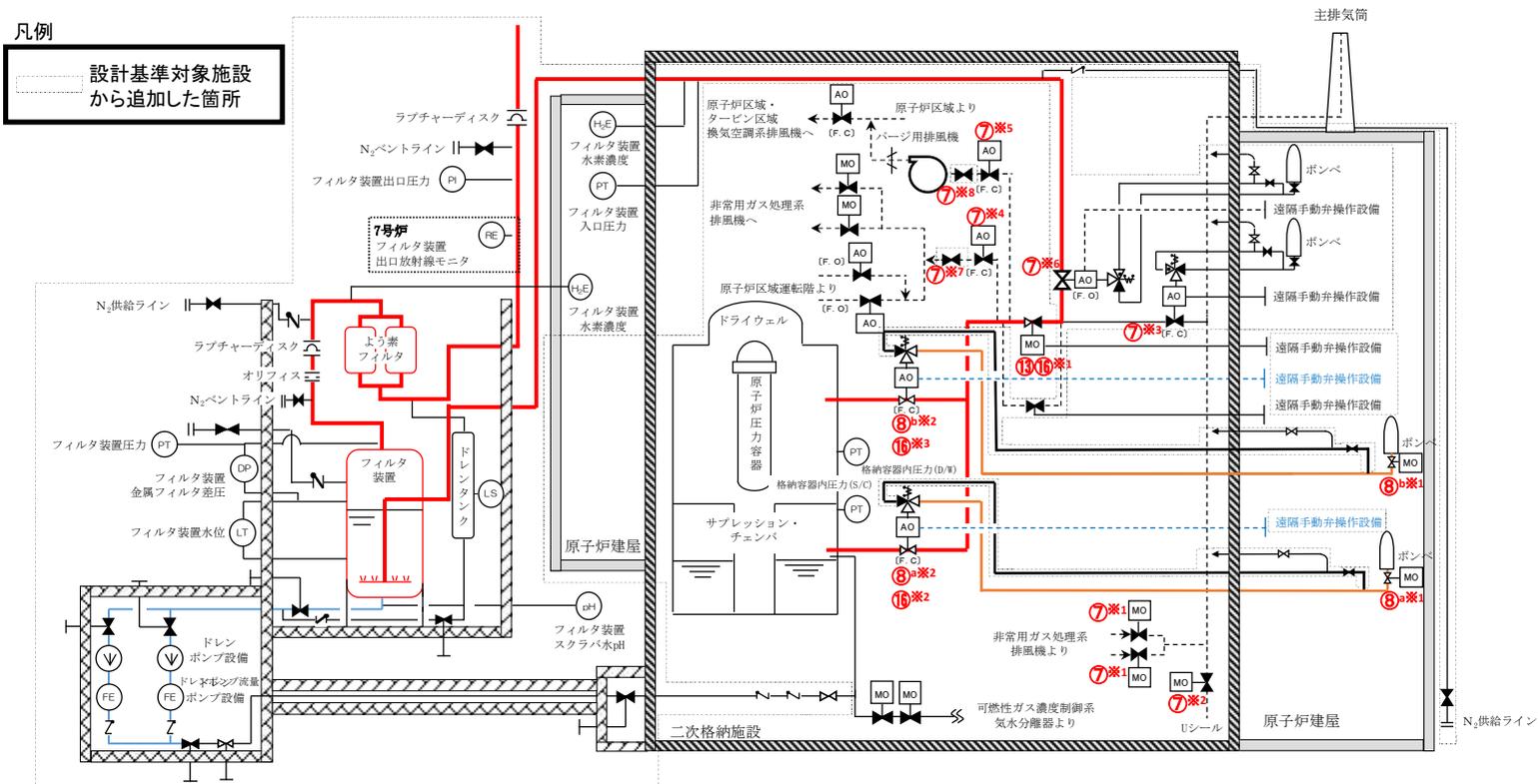


図 1.5.5 SOP 「除熱-2」における対応フロー



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弁
⑦※2	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
⑦※3	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑦※4	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑦※5	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑦※6	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
⑦※7	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑦※8	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑧※1	不活性ガス系S/Cベント弁作用空気供給弁
⑧※2⑬※2	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑧※1	不活性ガス系D/Wベント弁作用空気供給弁
⑧※2⑬※3	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
⑬⑬※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁

図 1.5.6 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

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	減圧及び除熱開始 75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(W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 電源確認												電源を復旧しながら系統構成を行う。
			系統構成												
											ベント開始				
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保												※空気駆動弁の駆動源が確保できた場合, 本操作は不要。
						系統構成※									

※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は, トータルの操作時間は35分と想定する。

図 1.5.7 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(W/Wベント) タイムチャート

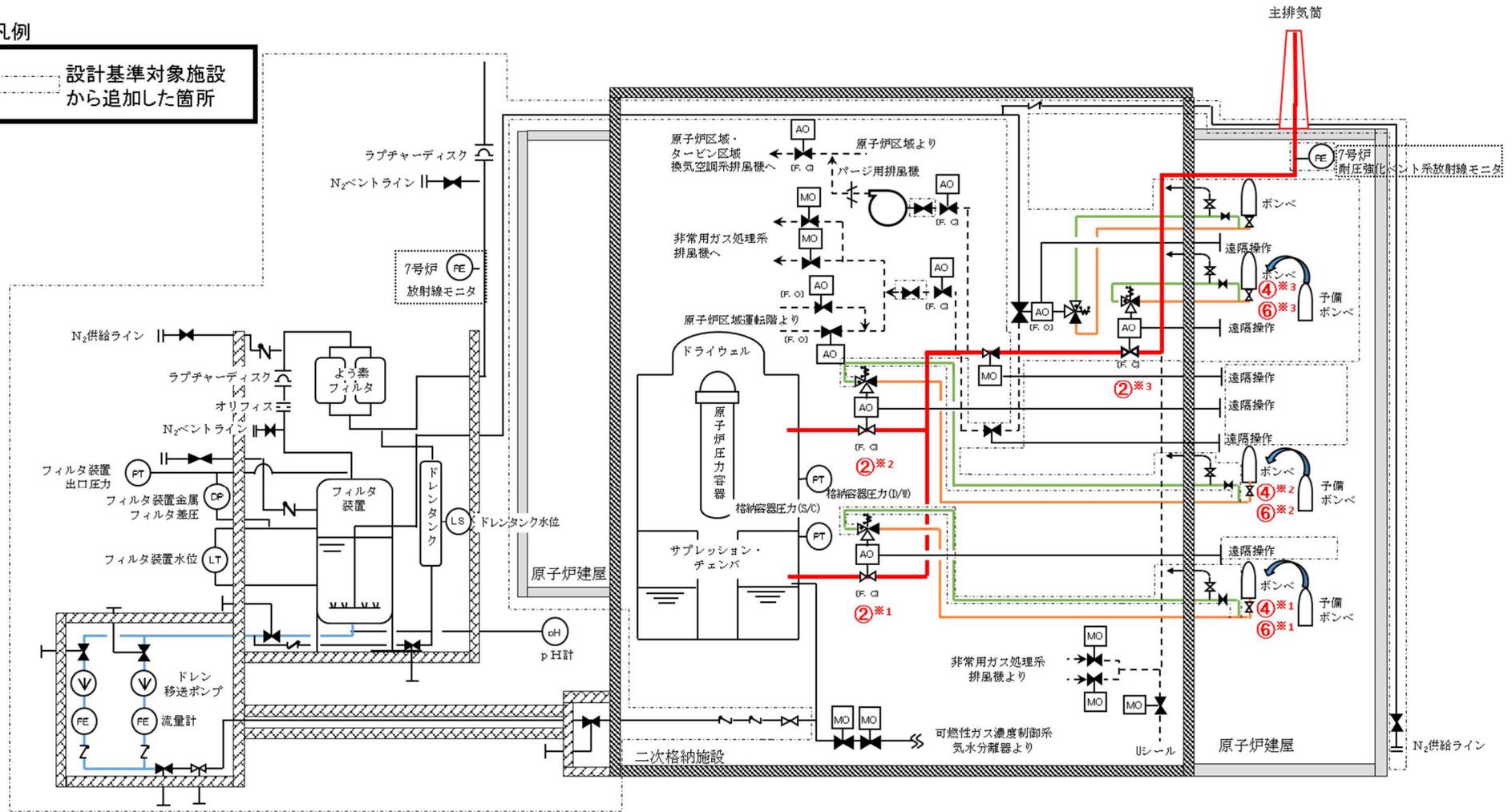
		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	減圧及び除熱開始 75分													
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 電源確認												電源を復旧しながら系統構成を行う。
			系統構成												
											ベント開始				
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保												※空気駆動弁の駆動源が確保できた場合, 本操作は不要。
						系統構成※									

※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は, トータルの操作時間は35分と想定する。

図 1.5.8 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(D/Wベント) 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

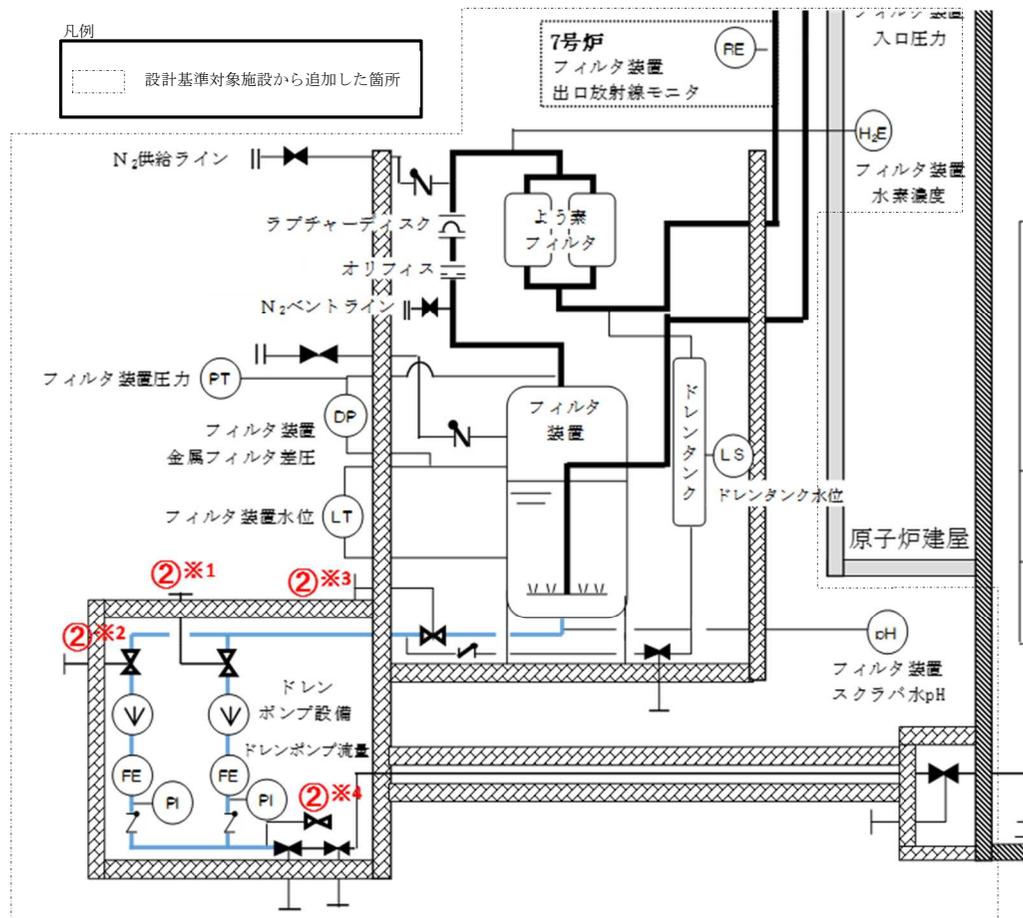


操作手順	弁名称
②※1	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
②※2	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
②※3	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
④※1 ⑥※1	不活性ガス系S/Cベント弁操作空気ポンペ出口弁
④※2 ⑥※2	不活性ガス系D/Wベント弁操作空気ポンペ出口弁
④※3 ⑥※3	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンペ出口弁

図 1.5.9 PCV ベント弁駆動源確保[予備ポンペ] 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)	PCVベント駆動源確保 45分																		
PCVベント駆動源確保	中央制御室運転員A, B	2	系統構成																	
	現場運転員C及び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、2時間15分
							リークチェック													

図 1.5.10 PCV ベント弁駆動源確保[予備ボンベ] タイムチャート



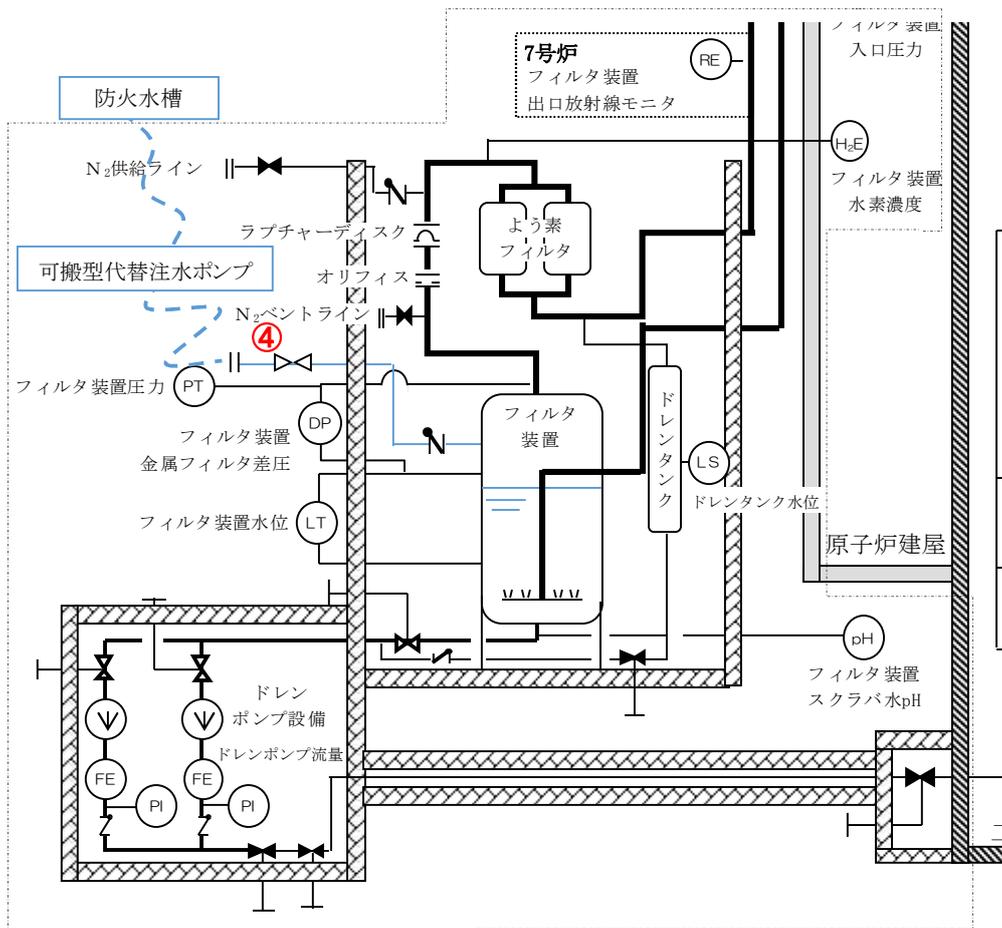
操作手順	弁名称
②※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁A
②※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁B
②※3	FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁
②※4	FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁

図 1.5.11 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)	水張り完了確認 ▽												
フィルタ装置 ドレン移送ポンプ水張り	緊急対策要員 2						TSC~フィルタベント遮へい壁 南側							
								系統構成(手動弁開操作)			→			
													系統水張り完了	

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.12 フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り 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
④	FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁

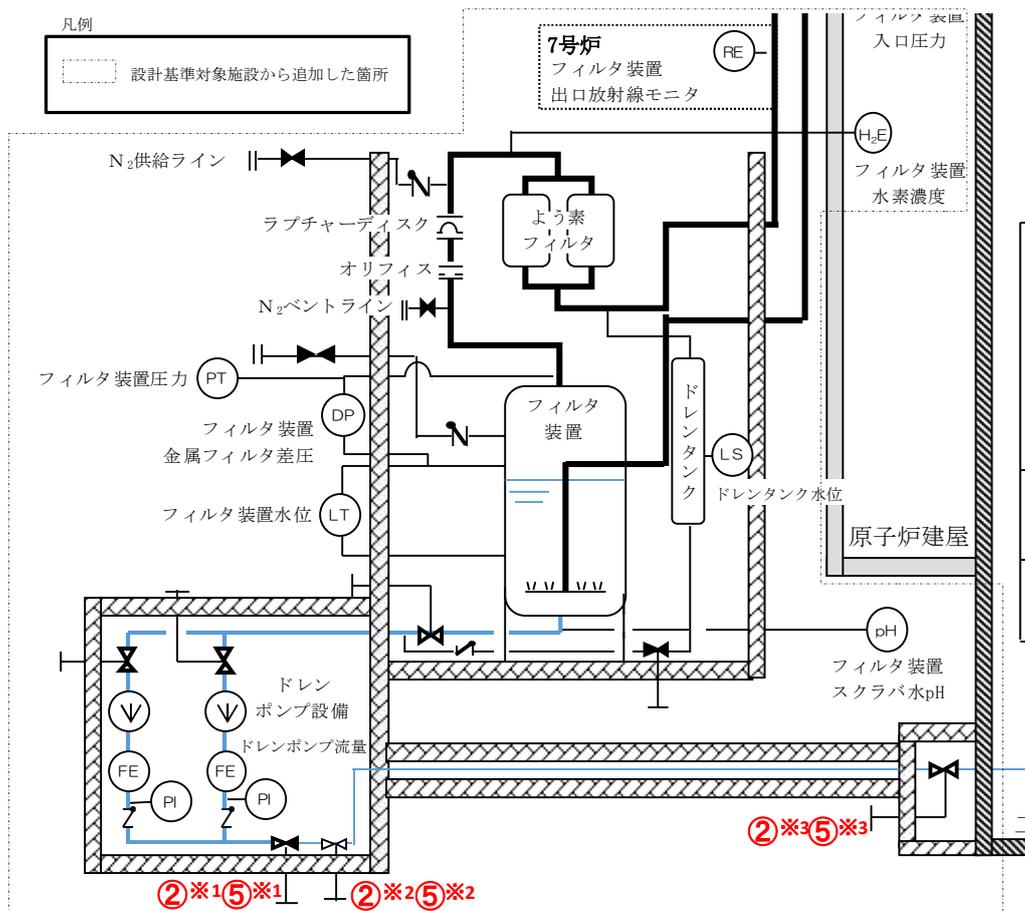
図 1.5.13 フィルタベント水位調整(水張り) 概要図

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130
手順の項目	要員(数)	フィルタベント容器水位調整(水張り)完了 130分 (水位計指示[1000~1500mm])													
		フィルタベント容器水位調整開始(水張り)開始 80分													
フィルタベント 水位調整(水張り)	緊急時対策 要員	4	TSC~大湊側高台移動※1					フィルタベント容器水位調整(水張り)開始		→ 水張り完了					※1 荒浜側高台保 管場所への移動は、 10分と想定する。
			消防車健全性確認												
			消防車配置(フィルタベント遮へい壁 南側)												
			消防車送水準備												
			消防車送水開始												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

※1 荒浜側高台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、トータルの操作時間は120分と想定する。

図 1.5.14 フィルタベント水位調整(水張り) タイムチャート



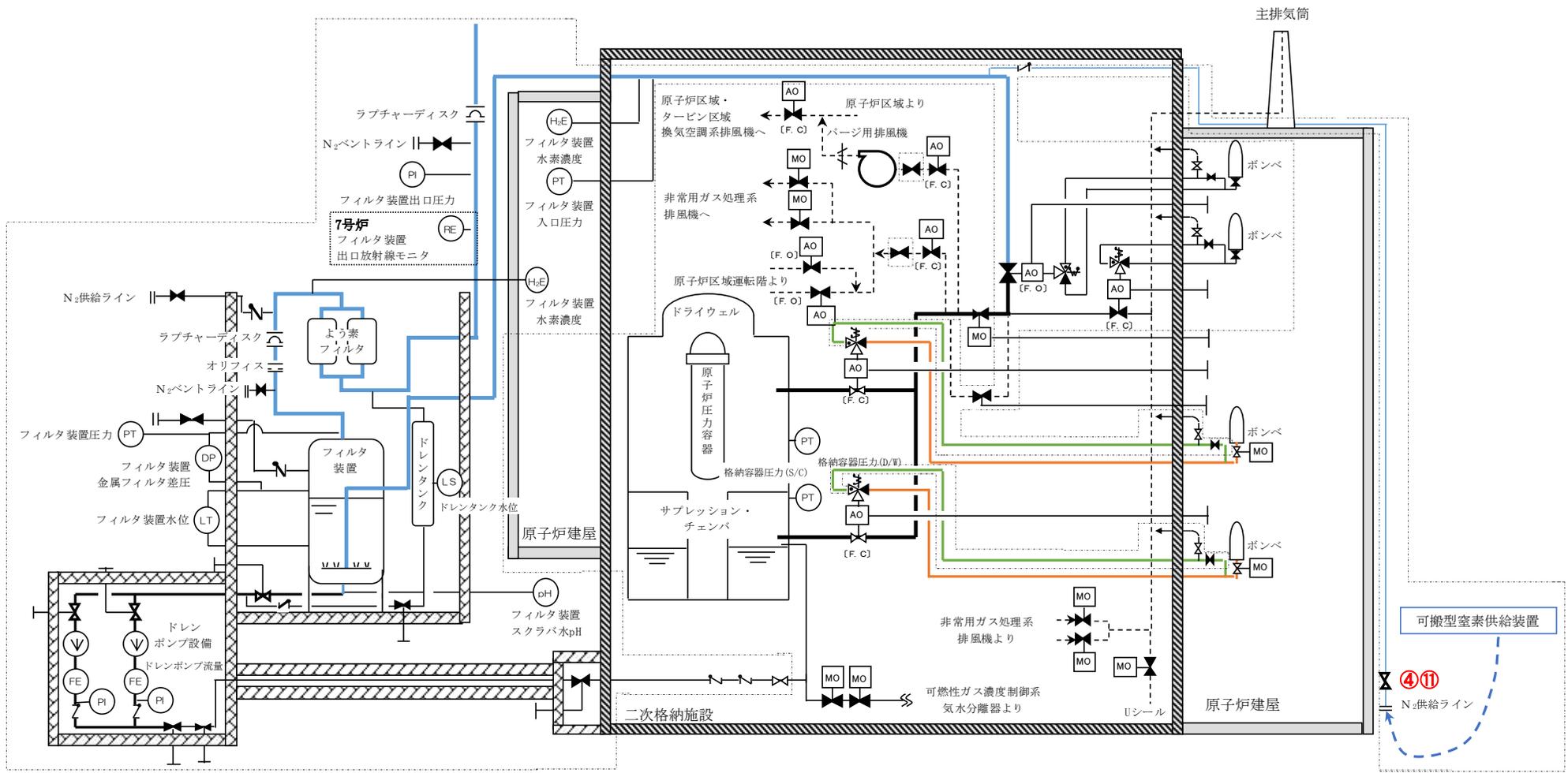
操作手順	弁名称
②※1⑤※1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2⑤※2	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3⑤※3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁

図 1.5.15 フィルタベント水位調整(水抜き) 概要図

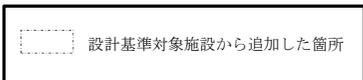
		経過時間(分)														備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140		
手順の項目	要員(数)	フィルタベント水位計継続監視 フィルタベント容器水位調整(水抜き)作業完了 ポンプ起動・流量調整▽															
フィルタベント水位調整 (水抜き)	緊急時対策要員	2	TSC~FV遮蔽壁外南側														
			弁開操作・系統構成														
			水抜き(水位2200[mm] → 1000[mm])・操作完了														

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.16 フィルタベント水位調整(水抜き) タイムチャート

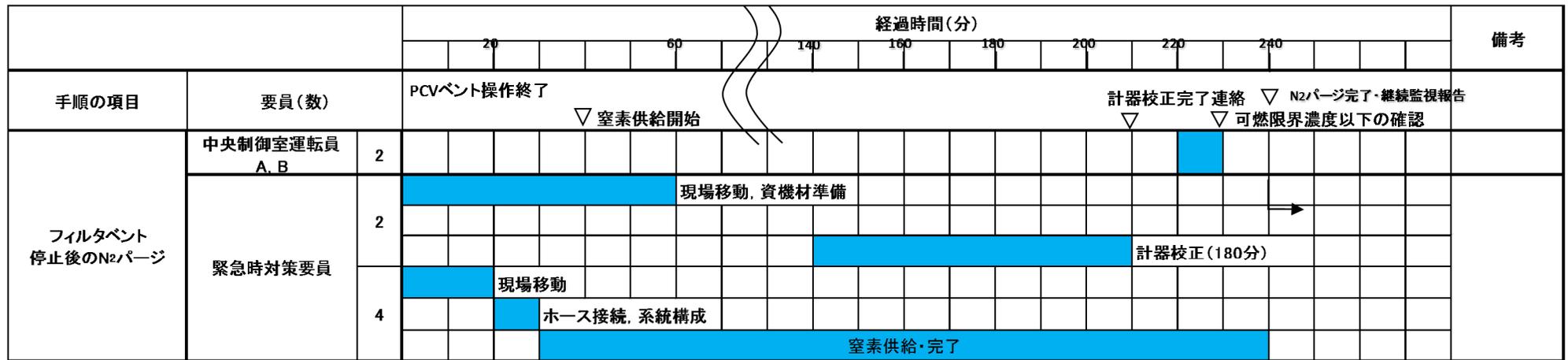


凡例



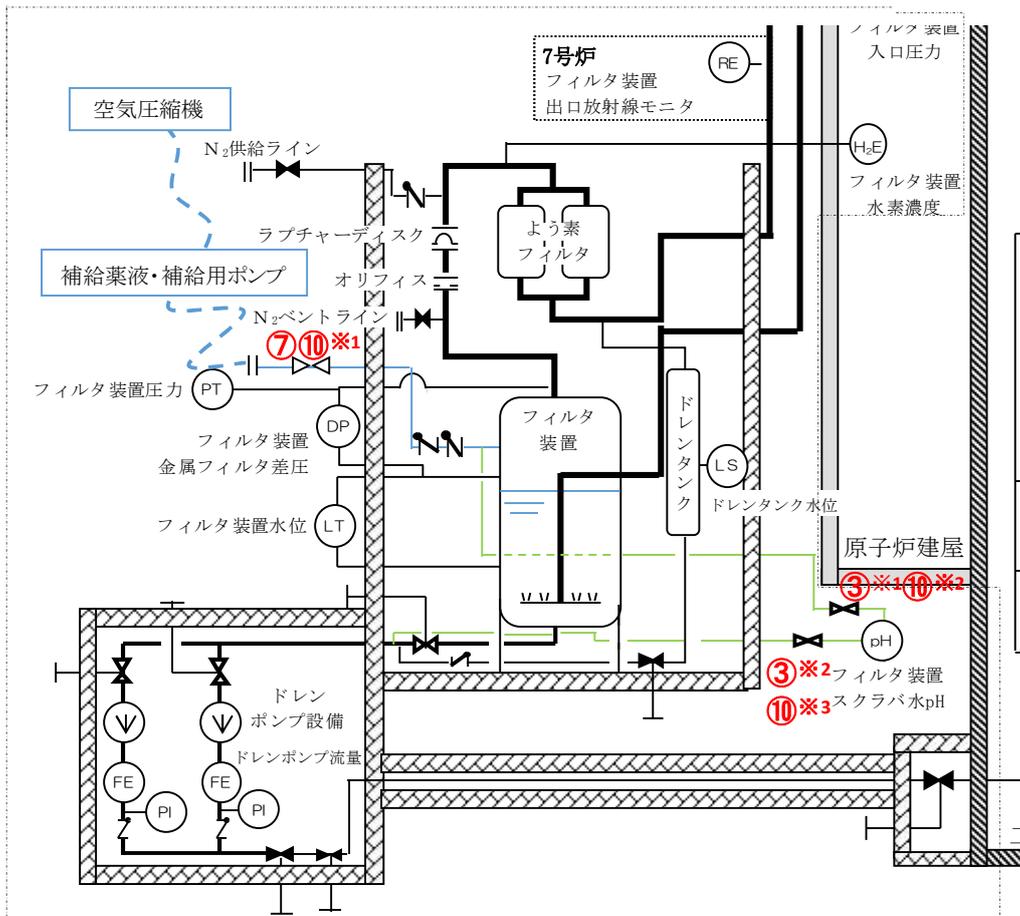
操作手順	弁名称
④⑪	FCVS PCVペントラインフィルタベント側 N ₂ パージ用元弁

図 1.5.17 フィルタベント停止後の N₂ パージ 概要図



※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

1.5.18 フィルタベント停止後のN₂パージ 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

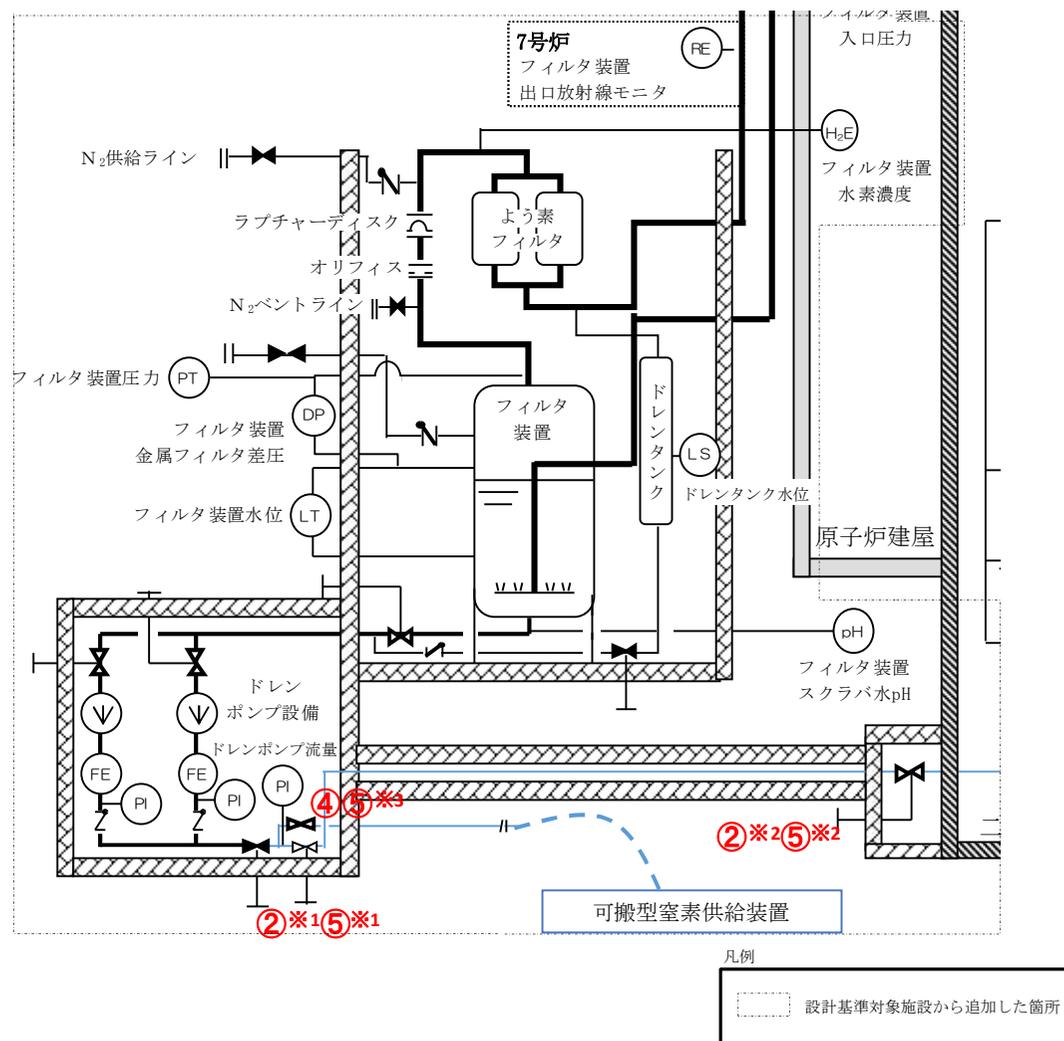
操作手順	弁名称
⑦⑩※ ¹	FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁
③※ ¹ ⑩※ ²	フィルタベント装置pH計入口止め弁(名称未定)
③※ ² ⑩※ ³	フィルタベント装置pH計出口止め弁(名称未定)

図 1.5.19 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図

		経過時間(分)													備考												
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110															
手順の項目	要員(数)	排水作業実施 ▽サンプリングポンプ起動▽補給用ポンプ起動 ▽スクラバ水pH調整完了																									
格納容器圧力逃がし 装置スクラバ水pH調整	中央制御室運転員 A, B	2																									
	緊急時対策要員	2																									
		4																									

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.20 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 タイムチャート



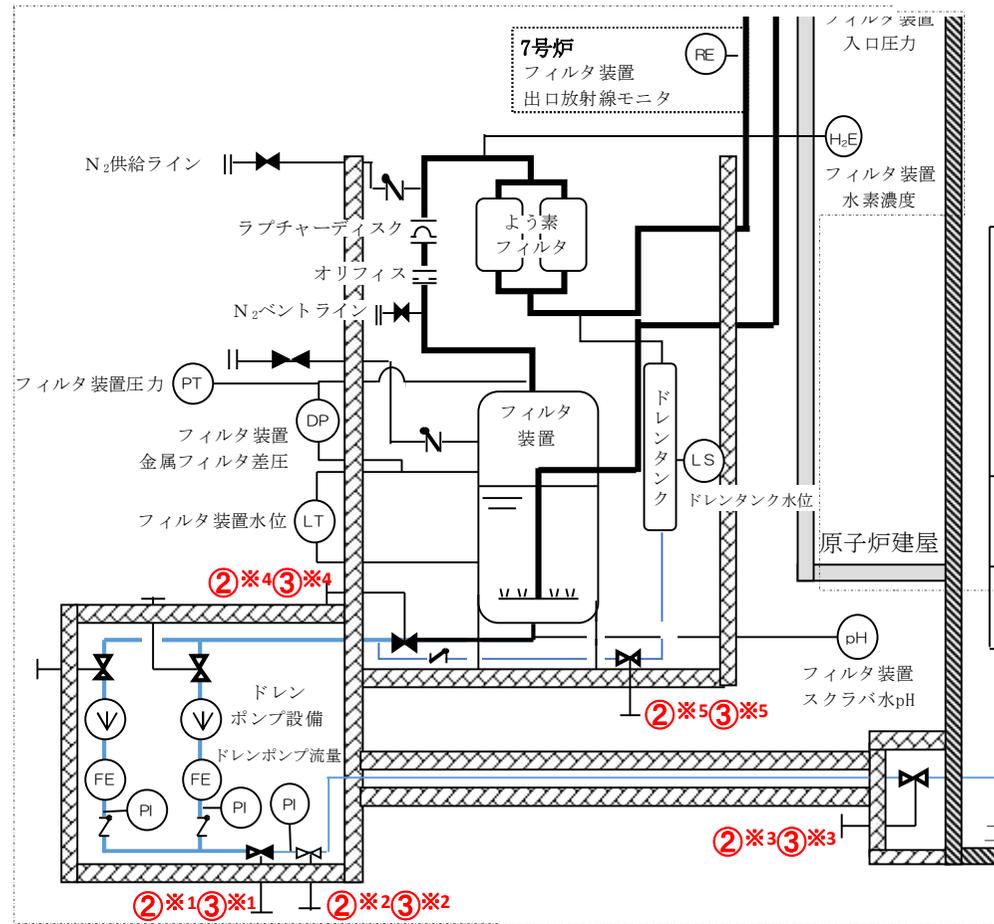
操作手順	弁名称
②※1⑤※1	FCVS フィルタバント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※2⑤※2	FCVS フィルタバント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑤※3	FCVS フィルタバント装置 ドレンライン N ₂ パージ用元弁

図 1.5.21 ドレン移送ライン N₂パージ手順 概要図

		経過時間(分)												備考	
		20	40	60	80	100	120	140	160	180					
手順の項目	要員(数)	水位調整(水抜き)実施完了 ▽ 窒素供給開始 ▽ 水位調整後のN ₂ パージ作業完了													
ドレン移送ライン N ₂ パージ	緊急時対策要員 2	現場移動													
		ホース接続, 系統構成													
		窒素供給													
		現場~TSC移動													

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.22 ドレン移送ライン N₂パージ手順 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

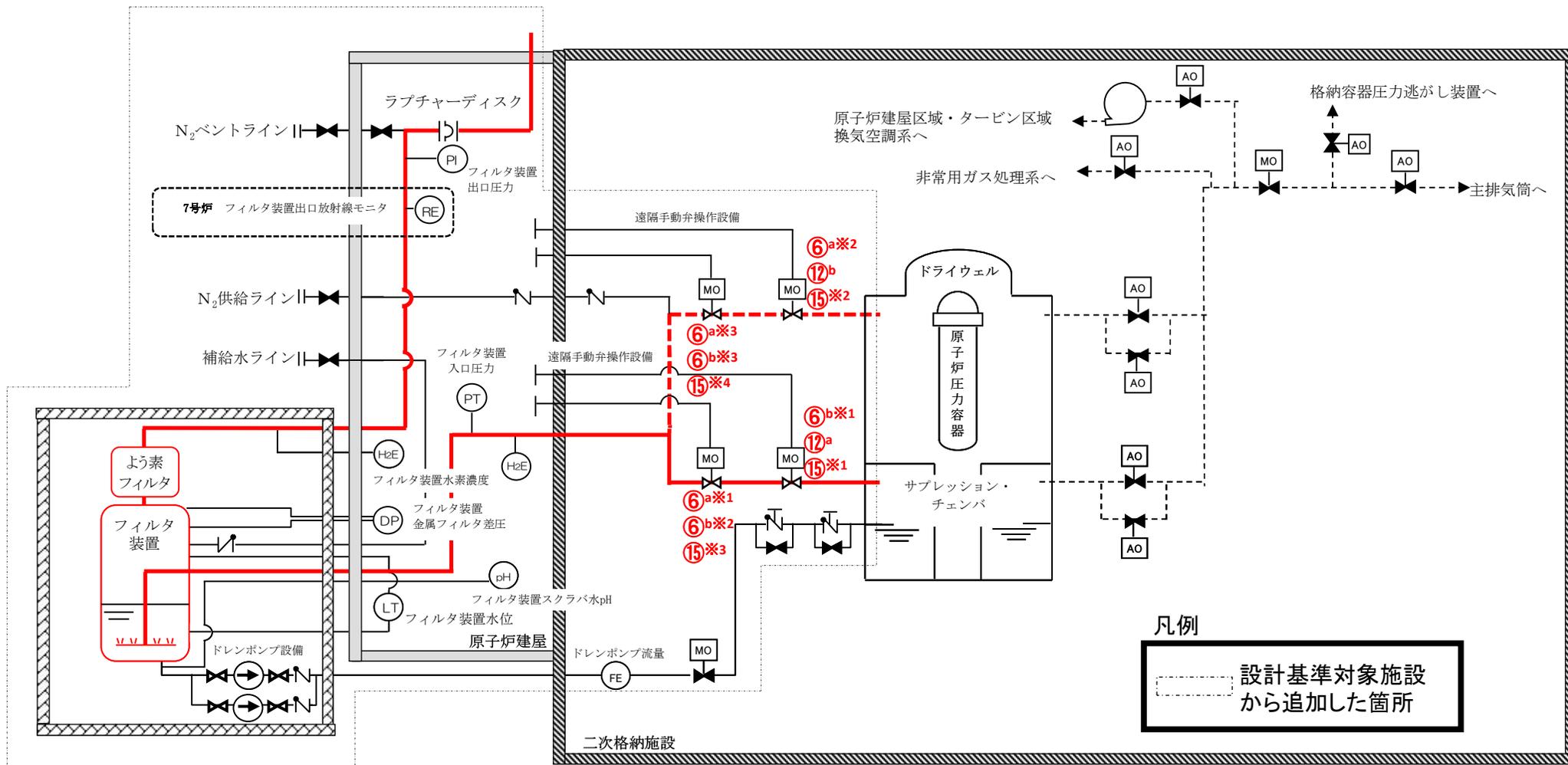
操作手順	弁名称
②※1③※1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2③※2	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3③※3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁
②※4③※4	FCVS フィルタベント装置 遮へい壁内側ドレン弁
②※5③※5	FCVS フィルタベント装置 ドレンタンク出口止め弁

図 1.5.23 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)	▼ドレンタンク水位継続監視 ▲ポンプ起動・流量調整▼ ▲ドレンタンク水抜き作業完了▼																
ドレンタンク 水抜き	緊急時対策要員 2	TSC~FV遮蔽壁外南側																
		弁開操作・系統構成																
		水抜き完了(水位3000[mm] → 0[mm]: 50分)																

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.24 ドレンタンク水抜き タイムチャート



操作手順	弁名称
⑥ ^b *1⑫ ^a ⑮*1	S/C側第一隔離弁[未定]
⑥ ^a *1⑥ ^b *2⑮*3	S/C側第二隔離弁[未定]
⑥ ^a *2⑫ ^b ⑮*2	D/W側第一隔離弁[未定]
⑥ ^a *3⑥ ^b *3⑮*4	D/W側第二隔離弁[未定]

図 1.5.25 代替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

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	25分 減圧及び除熱開始													
		▽													
代替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 (W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 電源確認												
				系統構成											
			ベント開始												
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.26 代替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(W/Wベント) タイムチャート

		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	25分 減圧及び除熱開始													
		▽													
代替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 (D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 電源確認												
				系統構成											
			ベント開始												
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.27 代替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(D/Wベント) 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

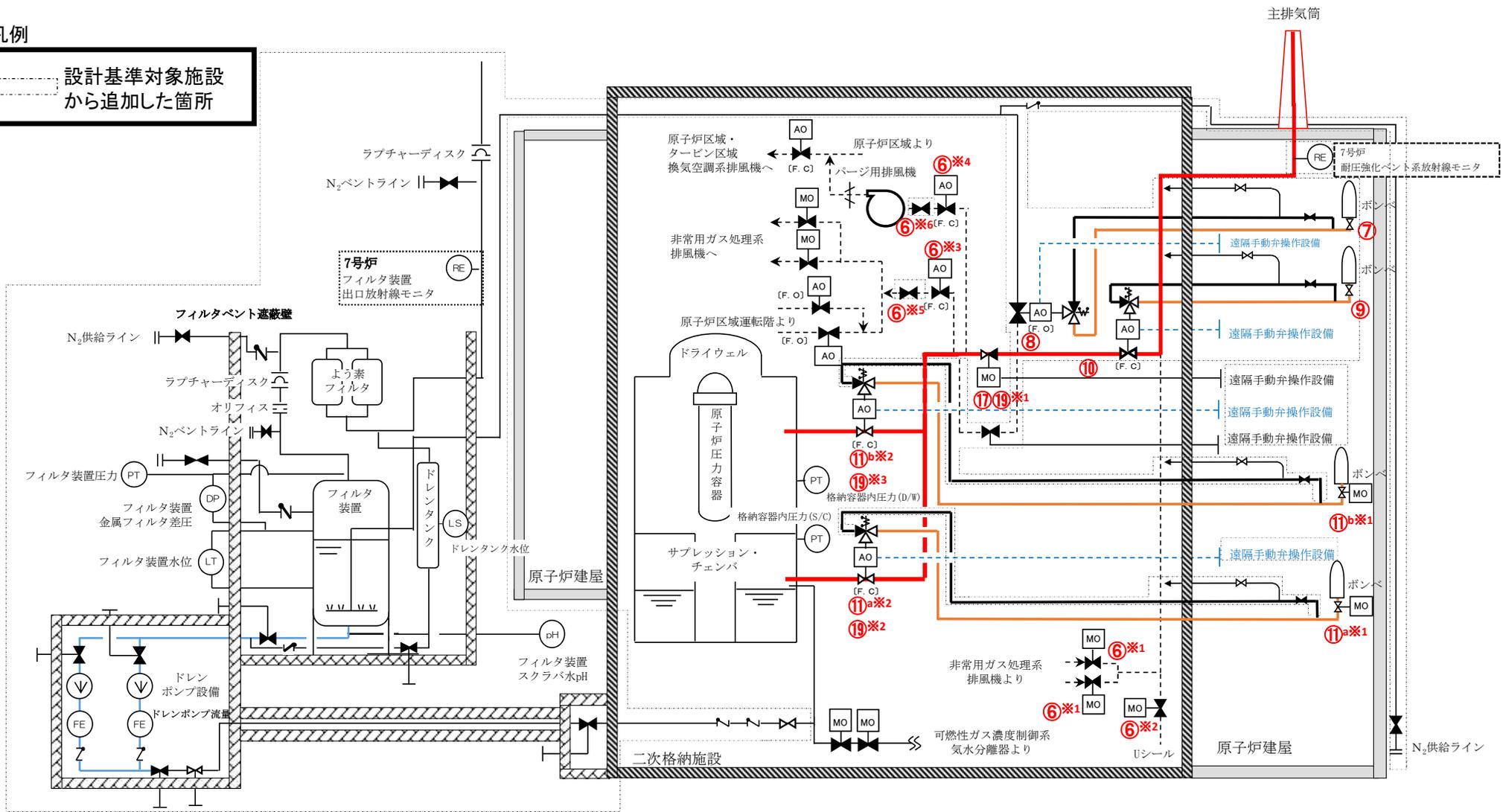
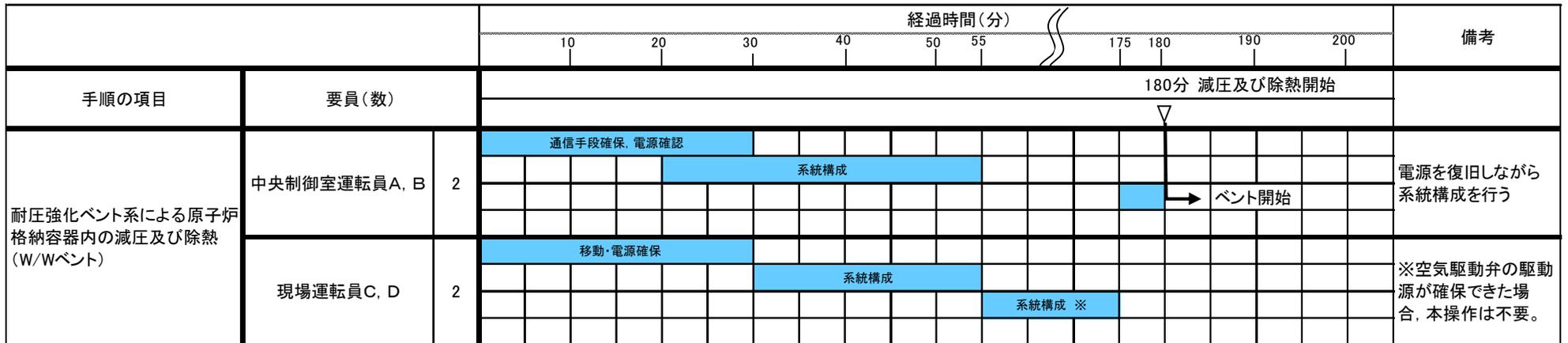


図 1.5.28 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(1/2)

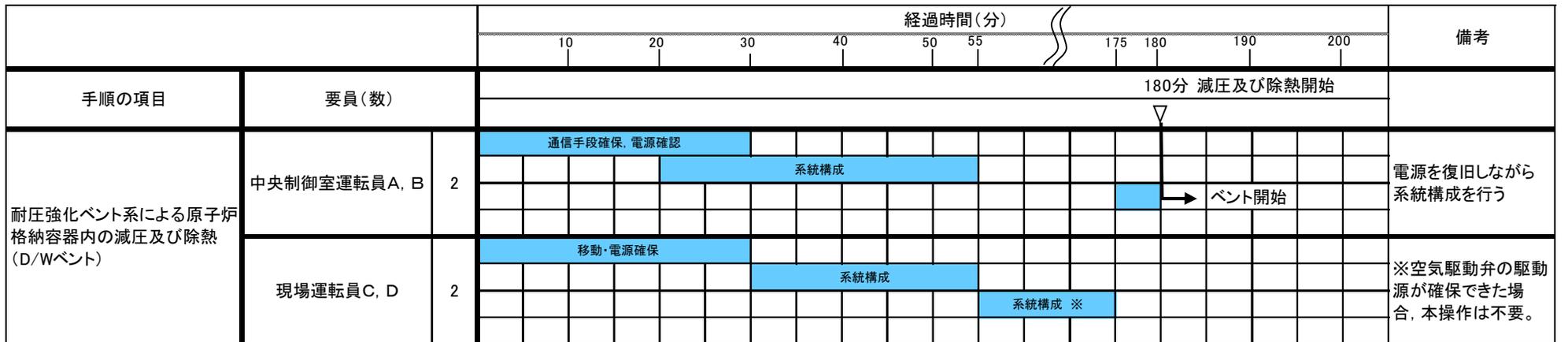
操作手順	弁名称
⑥※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
⑥※2	非常用ガス処理系出口Uソール元弁
⑥※3	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑥※4	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑥※5	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑥※6	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑦	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンプ出口弁
⑧	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
⑨	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンプ出口弁
⑩	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑪ ^a ※1	不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁
⑪ ^a ※2⑲※2	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑪ ^b ※1	不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁
⑪ ^b ※2⑲※3	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
⑰⑲※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁

図 1.5.28 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)



※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は、トータルの操作時間は60分と想定する。

図 1.5.29 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(W/Wベント) タイムチャート



※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は、トータルの操作時間は60分と想定する。

図 1.5.30 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(D/Wベント) 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

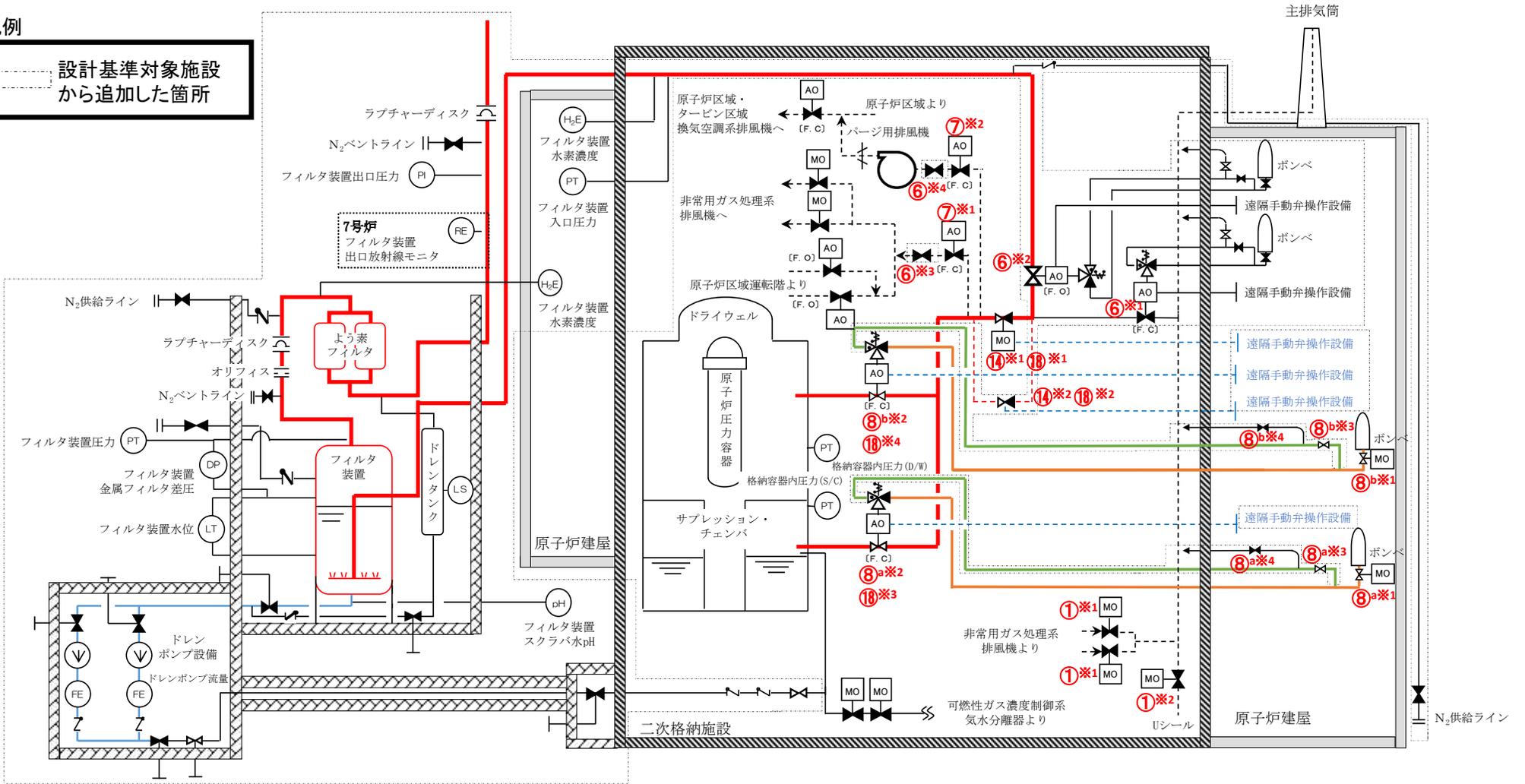


図 1.5.31 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（1/2）

操作手順	弁名称
①※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
①※2	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
⑥※1	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑥※2	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
⑥※3	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑥※4	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑦※1	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑦※2	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑧ ^a ※1	不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁
⑧ ^a ※2⑩※3	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑧ ^a ※3	S/Cベント弁操作用空気排気側止め弁(弁名称未定)
⑧ ^a ※4	S/Cベント弁逆操作用空気排気側止め弁(弁名称未定)
⑧ ^b ※1	不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁
⑧ ^b ※2⑩※4	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
⑧ ^b ※3	D/Wベント弁操作用空気排気側止め弁(弁名称未定)
⑧ ^b ※4	D/Wベント弁逆操作用空気排気側止め弁(弁名称未定)
⑭※1⑩※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
⑭※2⑩※2	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁

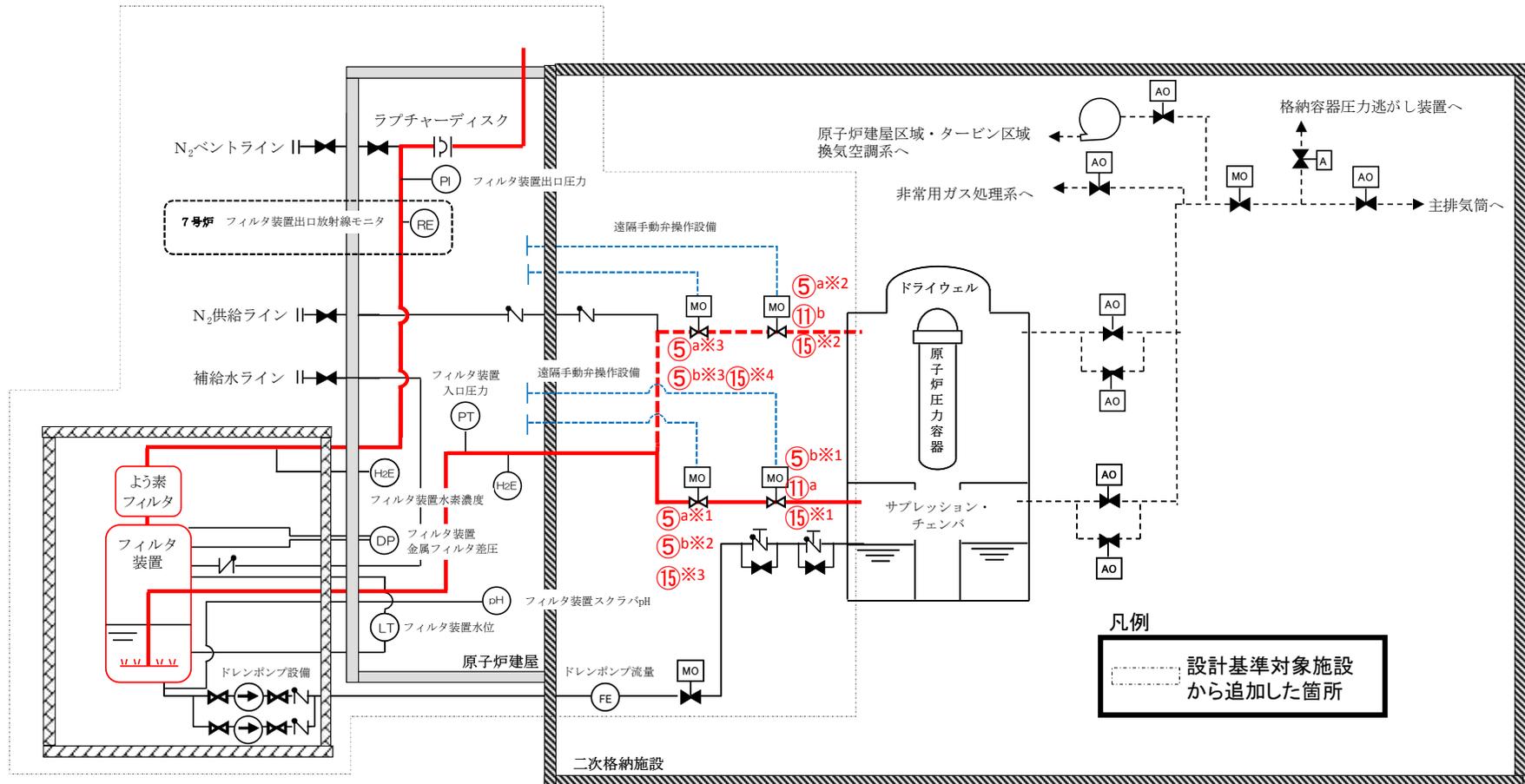
図 1.5.31 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図（2/2）



図 1.5.32 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 (W/W ベント) タイムチャート (現場操作)



図 1.5.33 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 (D/W ベント) タイムチャート (現場操作)



操作手順	弁名称
⑤ _b *1(⑪ _a)⑮*1	S/C側第一隔離弁[未定]
⑤ _a *1⑤ _b *2⑮*3	S/C側第二隔離弁[未定]
⑤ _a *2(⑪ _b)⑮*2	D/W側第一隔離弁[未定]
⑤ _a *3⑤ _b *3⑮*4	D/W側第二隔離弁[未定]

図 1.5.34 代替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

		経過時間(分)																備考			
		10	20	30	40	50	60	70	80												
手順の項目	要員(数)	40分 減圧及び除熱開始																			
代替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) (W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 監視計器指示の確認																		
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成																		
			ベント開始																		
			→																		

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.35 代替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(W/W ベント) タイムチャート
(現場操作)

		経過時間(分)																備考			
		10	20	30	40	50	60	70	80												
手順の項目	要員(数)	40分 減圧及び除熱開始																			
代替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) (D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 監視計器指示の確認																		
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成																		
			ベント開始																		
			→																		

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.5.36 代替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(D/W ベント) タイムチャート
(現場操作)

凡例

設計基準対象施設
から追加した箇所

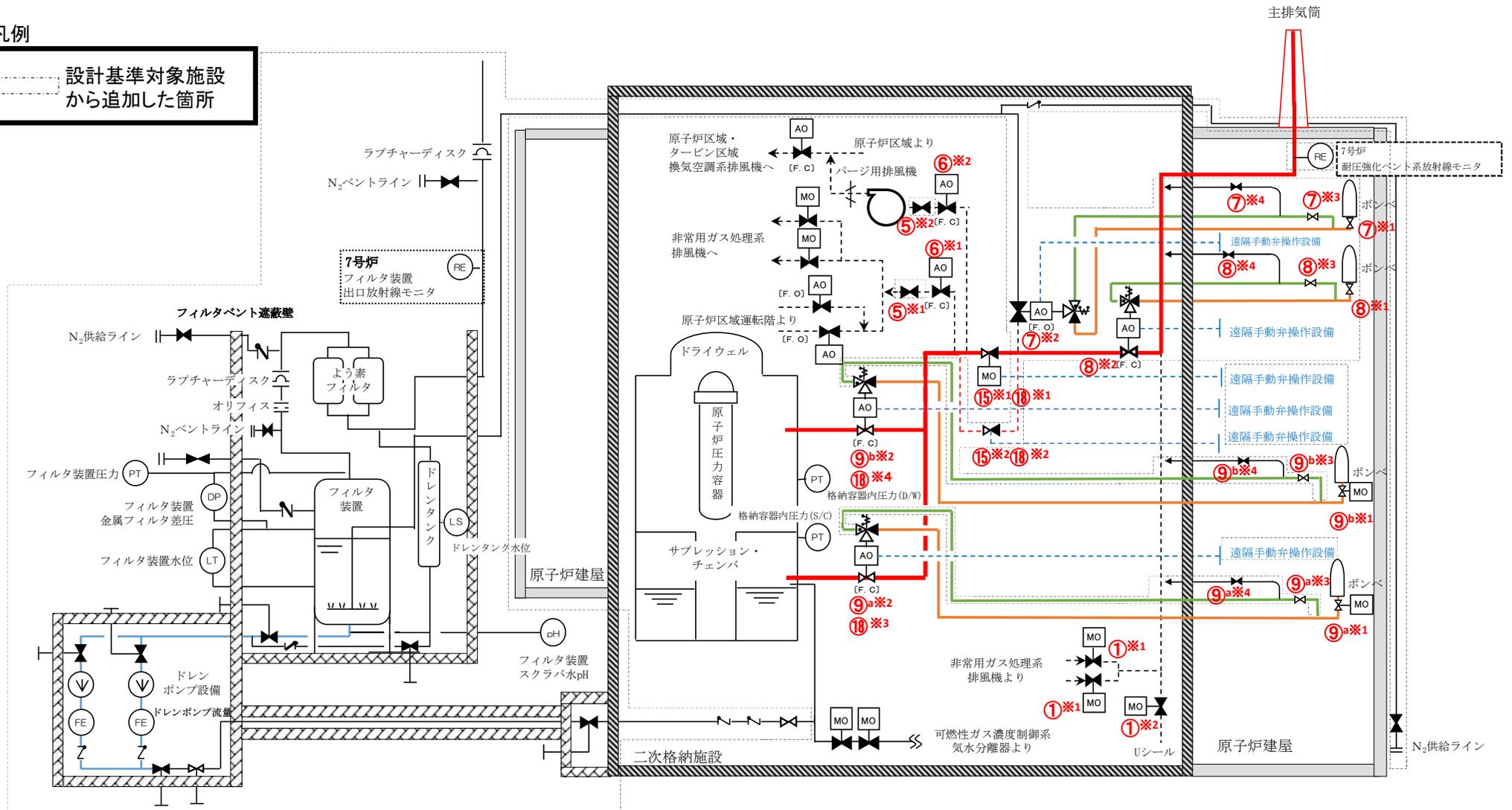


図 1.5.37 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図(1/2)

操作手順	弁名称
①※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
①※2	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
⑤※1	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑤※2	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑥※1	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑥※2	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑦※1	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンプ出口弁
⑦※2	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
⑦※3	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気排気側止め弁
⑦※4	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆操作空気排気側止め弁
⑧※1	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンプ出口弁
⑧※2	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑧※3	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気排気側止め弁
⑧※4	PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作空気排気側止め弁
⑨ ^a ※1	不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁
⑨ ^a ※2⑩※3	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑨ ^a ※3	S/Cベント弁操作空気排気側止め弁
⑨ ^a ※4	S/Cベント弁逆操作空気排気側止め弁
⑨ ^b ※1	不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁
⑨ ^b ※2⑩※4	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁
⑨ ^b ※3	D/Wベント弁操作空気排気側止め弁
⑨ ^b ※4	D/Wベント弁逆操作空気排気側止め弁
⑮※1⑰※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
⑮※2⑰※2	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁

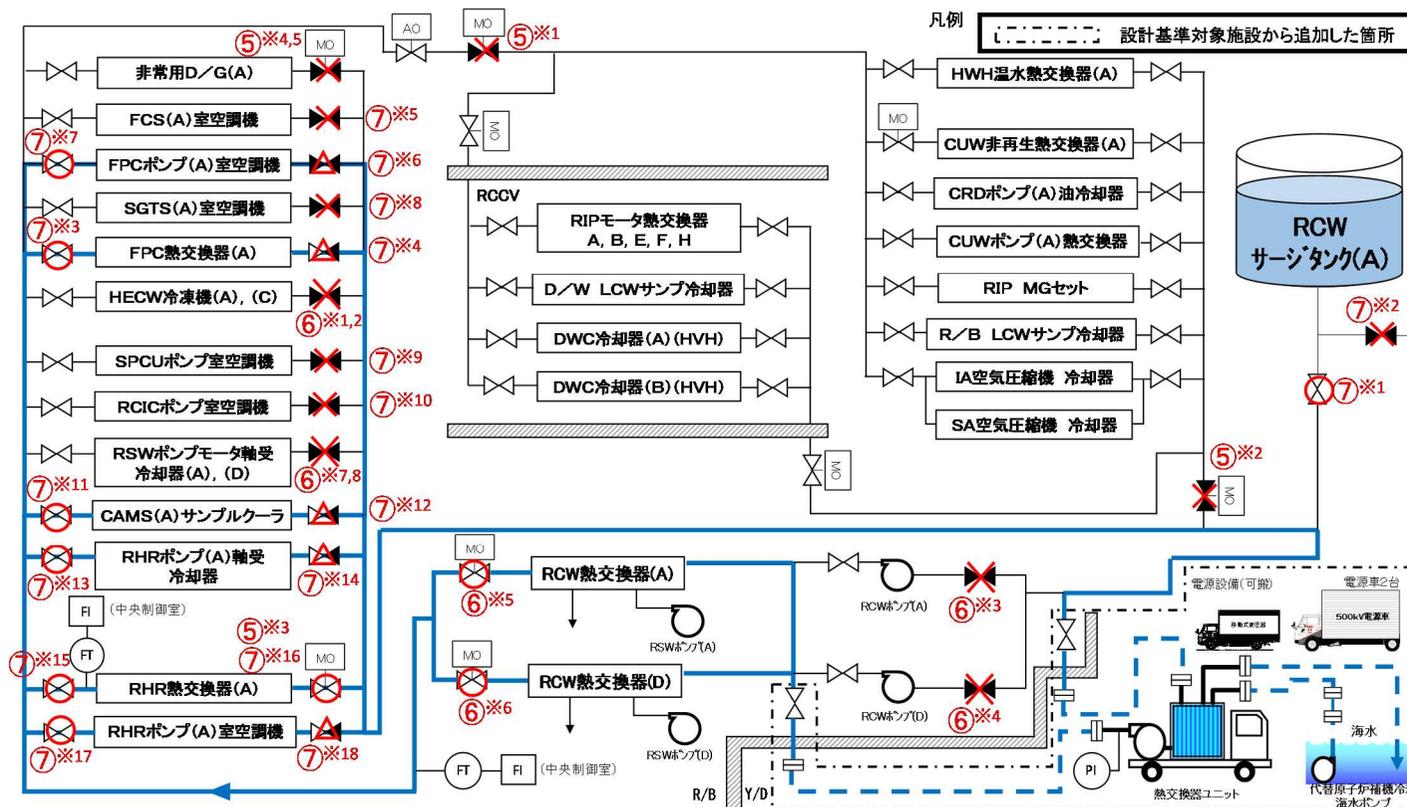
図 1.5.37 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図(2/2)



図 1.5.38 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(W/Wベント) タイムチャート
(現場操作)



図 1.5.39 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(D/Wベント) タイムチャート
(現場操作)



操作手順	弁名称
⑤※1	原子炉補機冷却水系常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※2	原子炉補機冷却水系常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※3	原子炉補機冷却水系RHR熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	原子炉補機冷却水系 非常用D/G(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	原子炉補機冷却水系 非常用D/G(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	RCW HECW冷凍機(A)換気空調補機非常用冷却水系冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	RCW HECW冷凍機(C)換気空調補機非常用冷却水系冷却水温度調節弁後弁

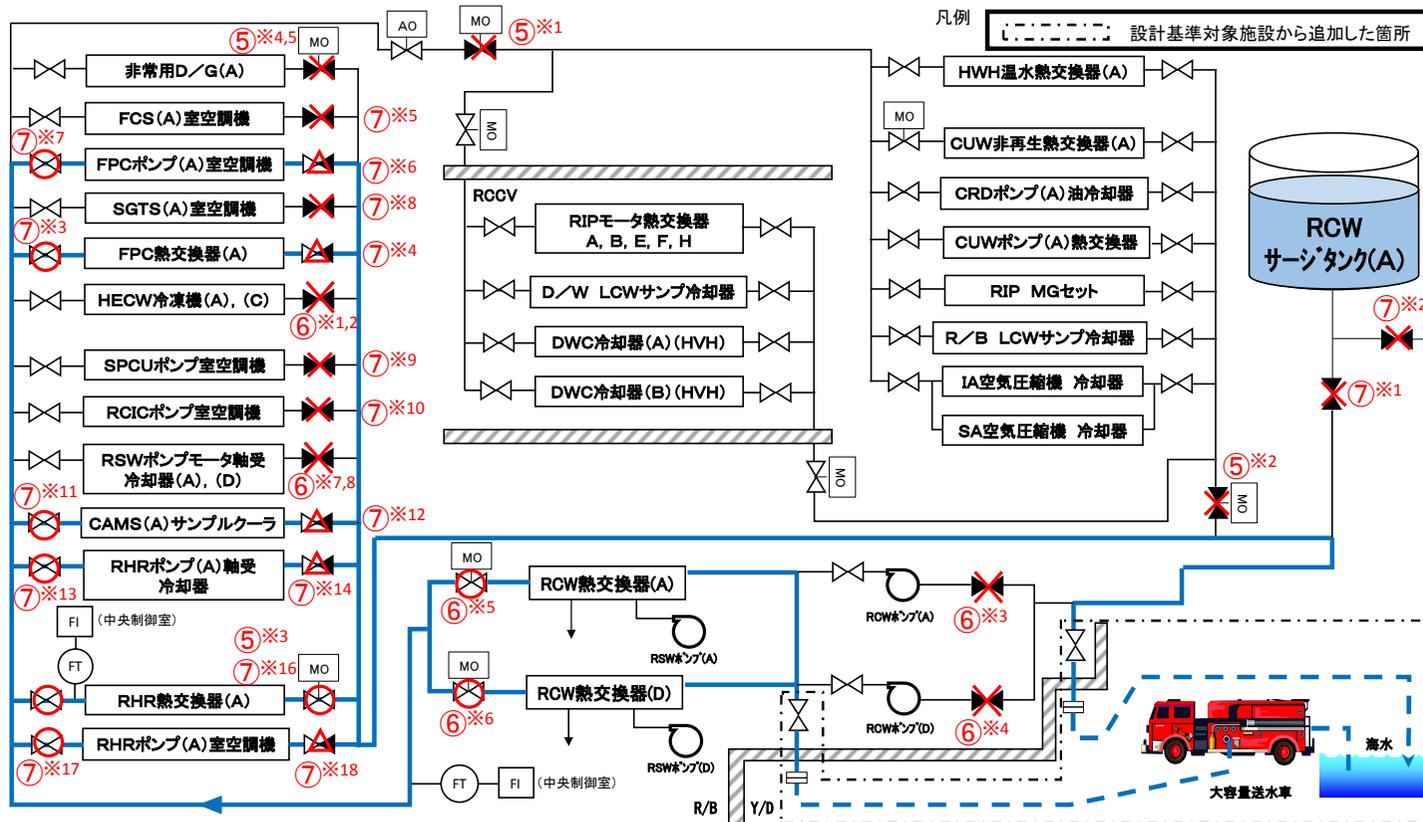
図 1.5.40 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 概要図(1/2)

操作手順	弁名称
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	原子炉補機冷却水系原子炉補機冷却海水系ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却水系 原子炉補機冷却海水系ポンプ(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	原子炉補機冷却水系 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	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	原子炉補機冷却水系 可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	原子炉補機冷却水系 非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	原子炉補機冷却水系 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	原子炉補機冷却水系 原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	原子炉補機冷却水系 格納容器雰囲気モニタック(A)入口弁
⑦※12	原子炉補機冷却水系 格納容器雰囲気モニタック(A)出口弁
⑦※13	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系RHRポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(A)入口弁
⑦※16	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(A)出口弁
⑦※17	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※18	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

図 1.5.40 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)

		経過時間(時間)										備考										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10											
手順の項目	要員(数)	7時間 代替原子炉補機冷却系による 補機冷却水確保																				
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	通信手段確保, 系統構成																			
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保																			
			系統構成																			
	緊急時対策要員	13	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																			

図 1.5.41 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



操作手順	弁名称
⑤※1	原子炉補機冷却水系常用冷却水供給側分離弁(A)
⑤※2	原子炉補機冷却水系常用冷却水戻り側分離弁(A)
⑤※3	原子炉補機冷却水系RHR熱交換器(A)冷却水出口弁
⑤※4	原子炉補機冷却水系 非常用D/G(A)冷却水出口弁(A)
⑤※5	原子炉補機冷却水系 非常用D/G(A)冷却水出口弁(D)
⑥※1	RCW HECW冷凍機(A)換気空調補機非常用冷却水系冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	RCW HECW冷凍機(C)換気空調補機非常用冷却水系冷却水温度調節弁後弁

図 1.5.42 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保 概要図(1/2)

操作手順	弁名称
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	原子炉補機冷却水系原子炉補機冷却海水系ポンプ(A)電動機軸受出口弁
⑥※8	原子炉補機冷却水系 原子炉補機冷却海水系ポンプ(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	原子炉補機冷却水系 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	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)入口弁
⑦※4	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系熱交換器(A)出口弁
⑦※5	原子炉補機冷却水系 可燃性ガス濃度制御系室空調機(A)出口弁
⑦※6	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)出口弁
⑦※7	原子炉補機冷却水系 燃料プール冷却浄化系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※8	原子炉補機冷却水系 非常用ガス処理系室空調機(A)出口弁
⑦※9	原子炉補機冷却水系 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	原子炉補機冷却水系 原子炉隔離時冷却系ポンプ室空調機出口弁
⑦※11	原子炉補機冷却水系 格納容器雰囲気モニタック(A)入口弁
⑦※12	原子炉補機冷却水系 格納容器雰囲気モニタック(A)出口弁
⑦※13	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系RHRポンプ(A)冷却水入口弁
⑦※14	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ(A)冷却水出口弁
⑦※15	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(A)入口弁
⑦※16	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(A)出口弁
⑦※17	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ室空調機(A)入口弁
⑦※18	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系ポンプ室空調機(A)出口弁

図 1.5.42 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保概要図(2/2)

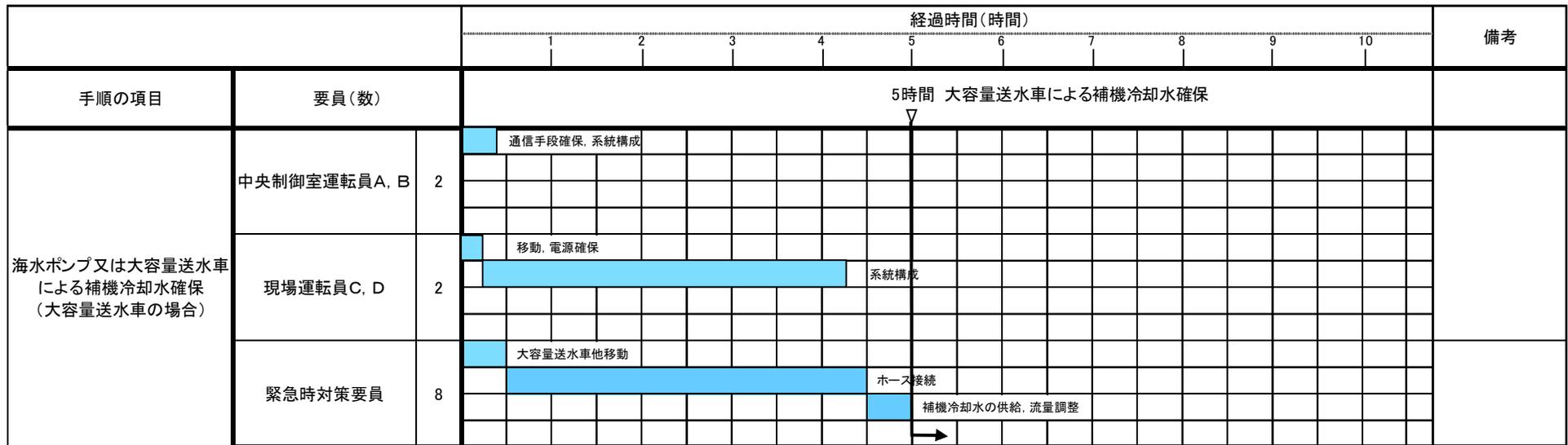
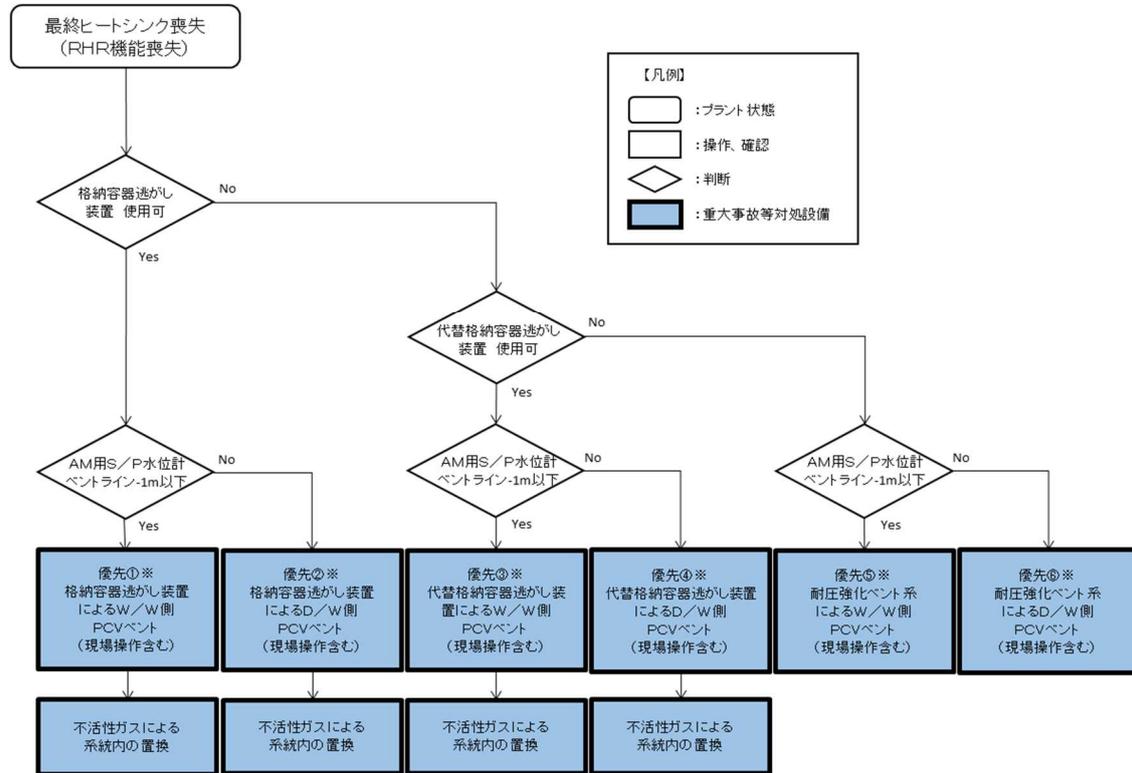


図 1.5.43 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保 タイムチャート

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択



※代替格納容器圧力逃がし装置完成までの優先順位は
①→②→⑤→⑥の順とする

(2)サポート系故障時の対応手段の選択

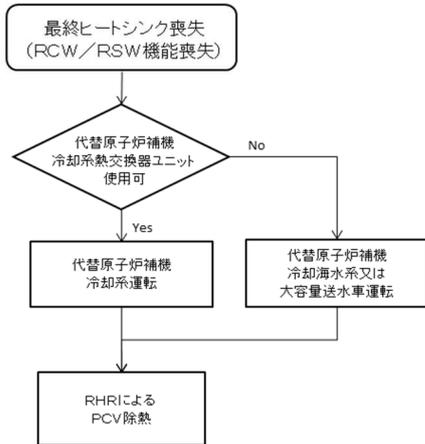


図 1.5.44 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート

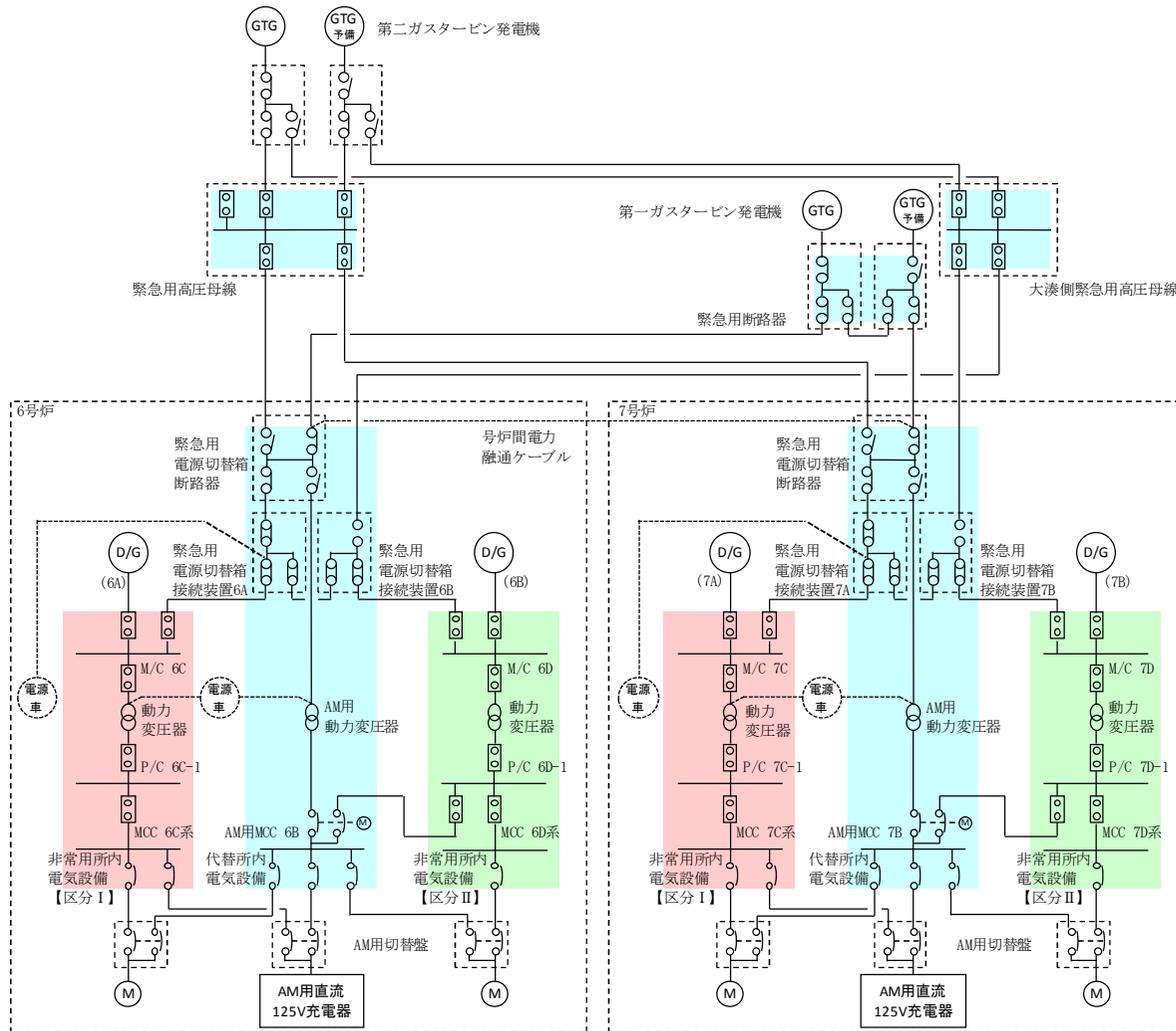
審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1/2)

技術的能力審査基準 (1.5)	番号	設置許可基準規則 (48条)	技術基準規則 (63条)	番号
<p>【本文】</p> <p>発電用原子炉設置者において、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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】</p> <p>発電用原子炉施設には、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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】</p> <p>発電用原子炉施設には、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、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	③
<p>【解釈】</p> <p>1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】</p> <p>1 第48条に規定する「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】</p> <p>1 第63条に規定する「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 炉心損傷防止</p> <p>a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク（UHS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。</p> <p>また、PWR においては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p>	②	<p>a) 炉心の著しい損傷等を防止するため、重大事故防止設備を整備すること。</p> <p>b) 重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p> <p>c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWR においては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム（UHSS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。</p> <p>また、PWR においては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> <p>d) 格納容器圧力逃がし装置を整備する場合は、本規程第50条1b)に準ずること。また、その使用に際しては、敷地境界での線量評価を行うこと。</p>	<p>a) 炉心の著しい損傷等を防止するため、重大事故防止設備を整備すること。</p> <p>b) 重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p> <p>c) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWR においては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンクシステム（UHSS）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（RHR）の使用が不可能な場合について考慮すること。</p> <p>また、PWR においては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> <p>d) 格納容器圧力逃がし装置を整備する場合は、本規程第65条1b)に準ずること。また、その使用に際しては、敷地境界での線量評価を行うこと。</p>	④
				⑤
				⑥
				⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/2)

: 重大事故等対処設備
 : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
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	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	-	-	-	-	-	
	代替格納容器圧力逃がし装置	新設							
	専用空気ポンペ	新設							
	-	-							
減圧強化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	既設 新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	-	-	-	-	-	
	耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁	既設 新設							
	遠隔手動弁操作設備	新設							
	原子炉格納容器	既設							
	不活性ガス系配管・弁	既設							
	非常用ガス処理系配管・弁	既設							
	専用空気ポンペ	新設							
操作現場	遠隔手動弁操作設備	新設	①② ③④ ⑤⑥ ⑦	操作現場	専用空気ポンペ	常設	-	-	自主対策とする理由は本文参照
	-	-	-		-				
代替原子炉補機冷却系による除熱	熱交換器ユニット	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	海水ポンプ又は大容量送水車による除熱	代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車	可搬	運転員側 255分 緊急時対策 要員側 300分	運転員側 4名 緊急時対策 要員側 8名	自主対策とする理由は本文参照
	代替原子炉補機冷却海水ポンプ	新設			ホース	可搬			
	代替原子炉補機冷却海水ストレーナ	新設			代替原子炉補機冷却系接続口	常設			
	ホース	新設			原子炉補機冷却系配管・弁	常設			
	代替原子炉補機冷却系接続口	新設			残留熱除去系熱交換器	常設			
	原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク	既設			残留熱除去系 (サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード)	常設			
	残留熱除去系熱交換器	既設			残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	常設			
	真空破壊弁 (S/C→D/W)	既設			残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	常設			
	海水貯留堰	新設			真空破壊弁 (S/C→D/W)	常設			
	スクリーン室	既設			海水貯留堰	常設			
	取水路	既設			スクリーン室	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			取水路	常設			
	燃料補給設備	既設 新設			補機冷却用海水取水路	常設			
	残留熱除去系 (サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード)	既設			補機冷却用海水取水槽	常設			
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	既設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	既設			燃料補給設備	常設 可搬			
	補機冷却用海水取水路	既設			-	-			
	補機冷却用海水取水槽	既設							



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

【凡例】

- GTG : ガスタービン発電機
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- : 断路器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 切替装置

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルラット開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロールセンタ

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

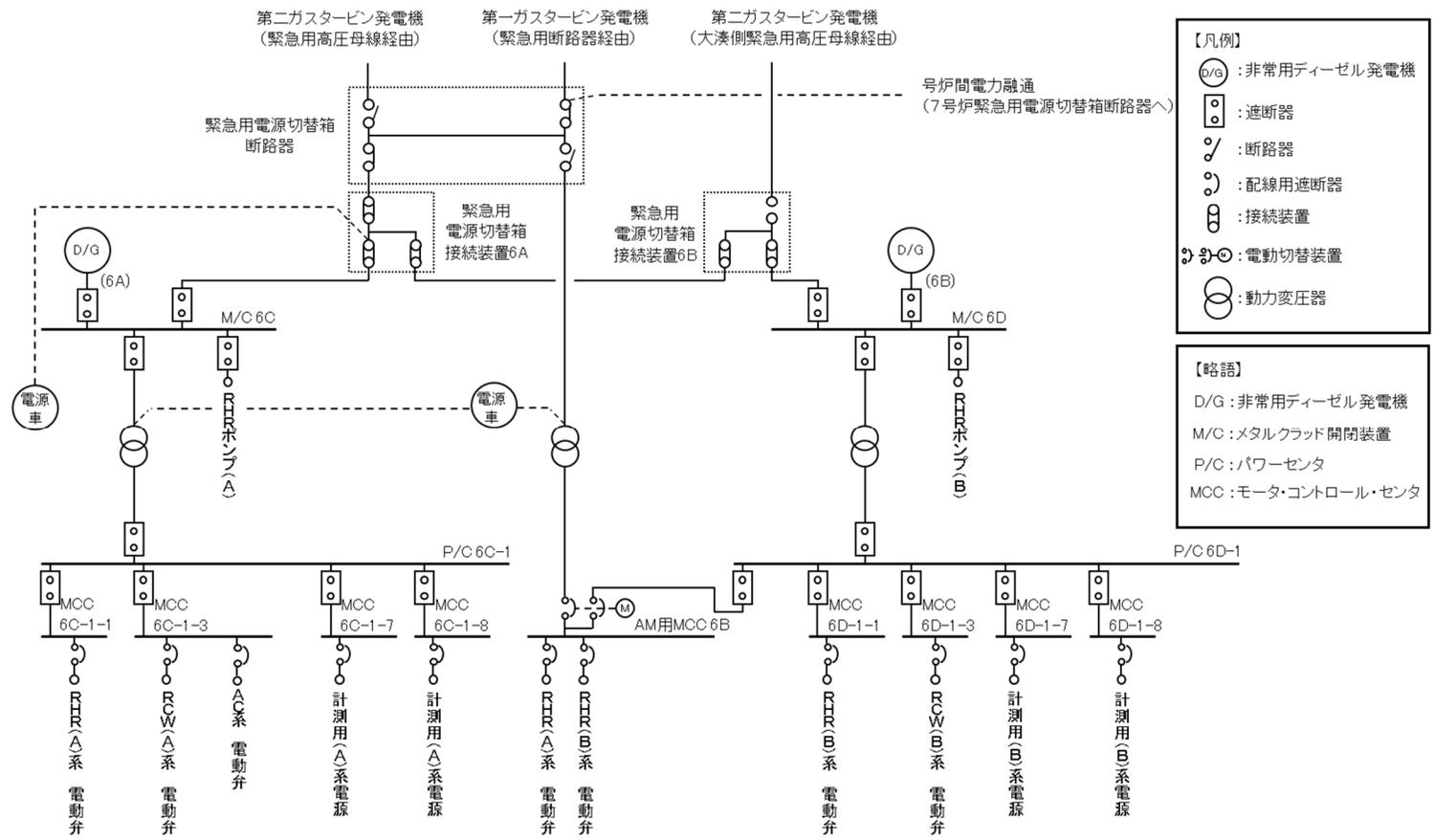


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

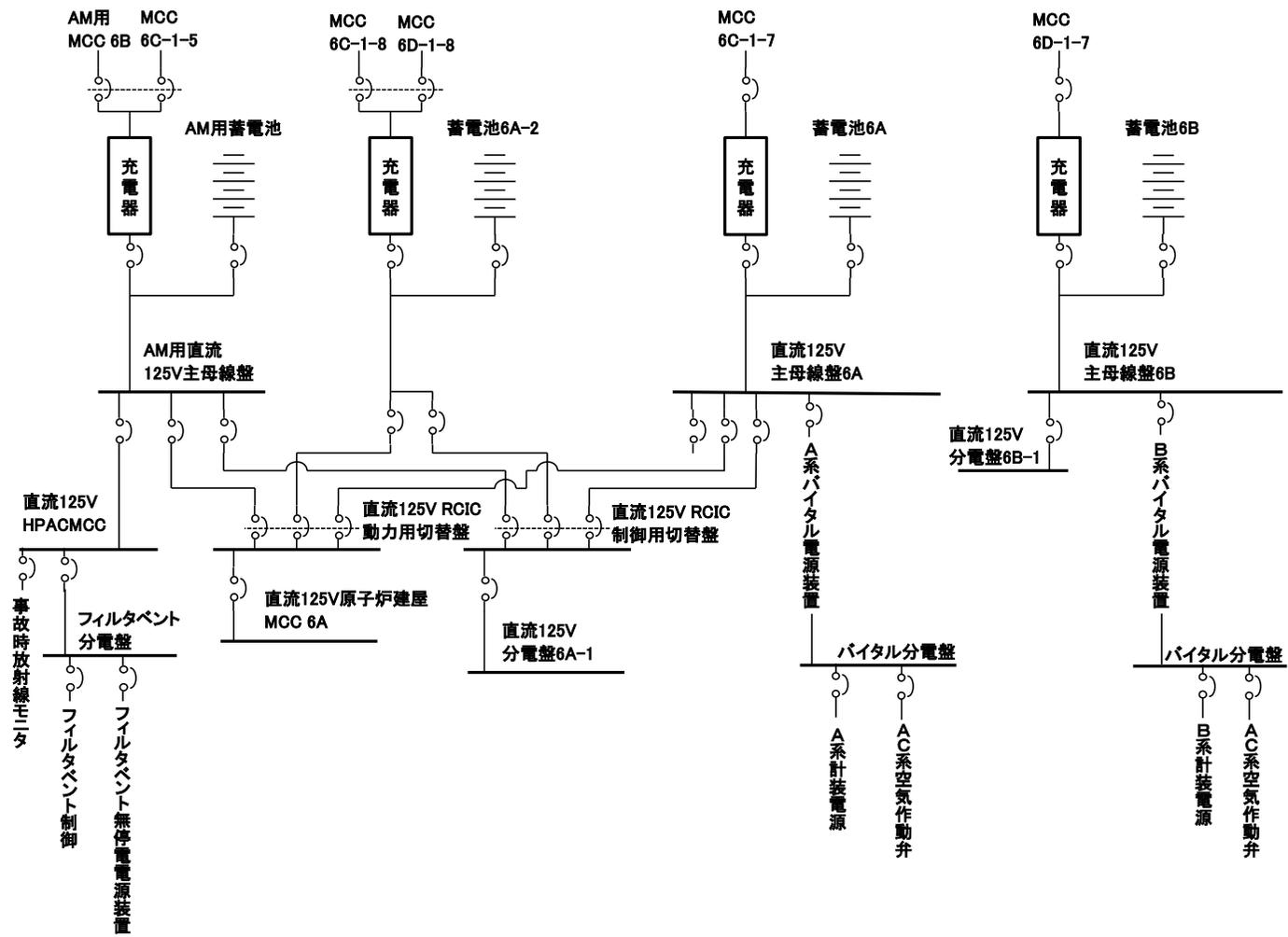


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

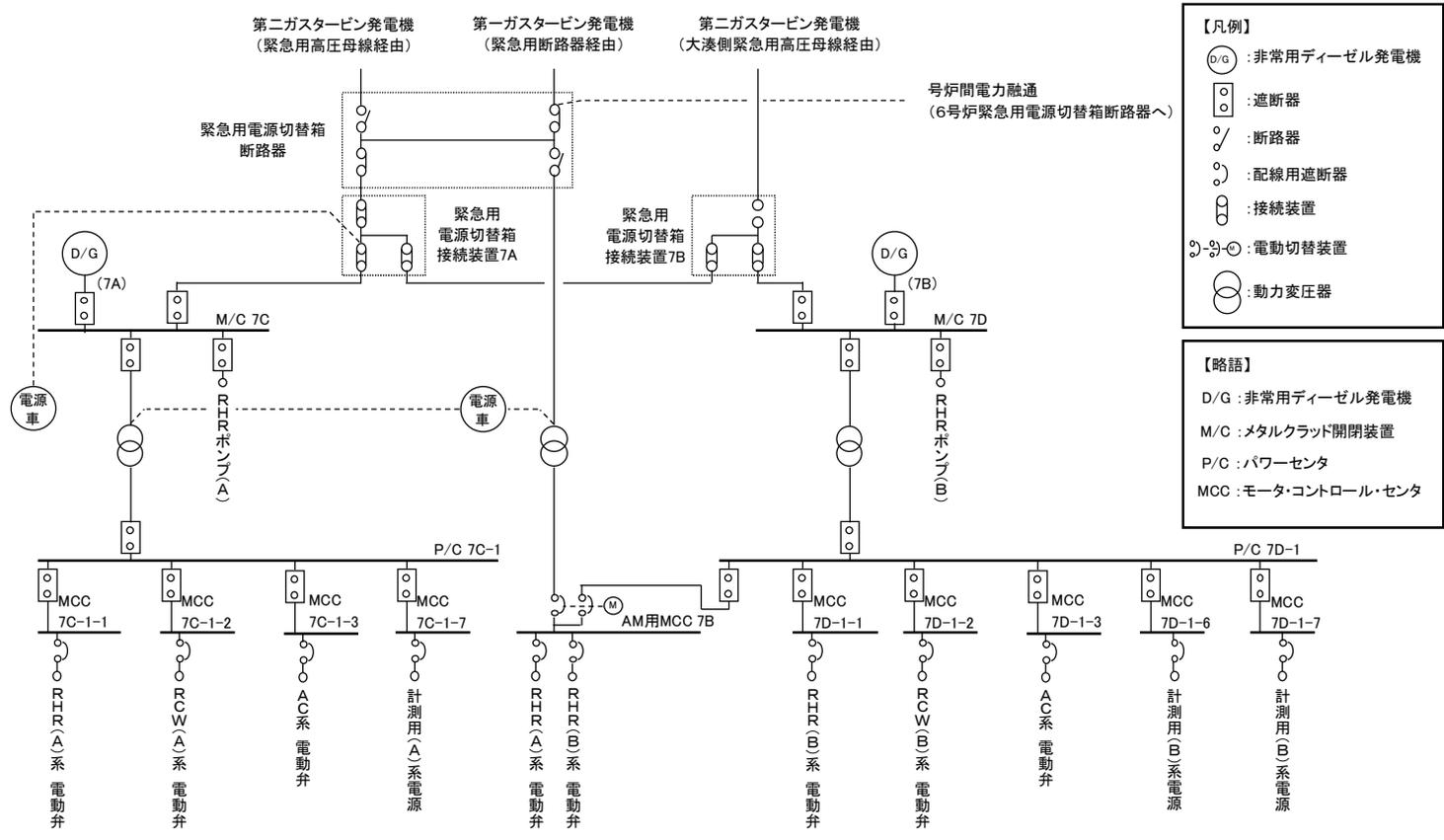


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

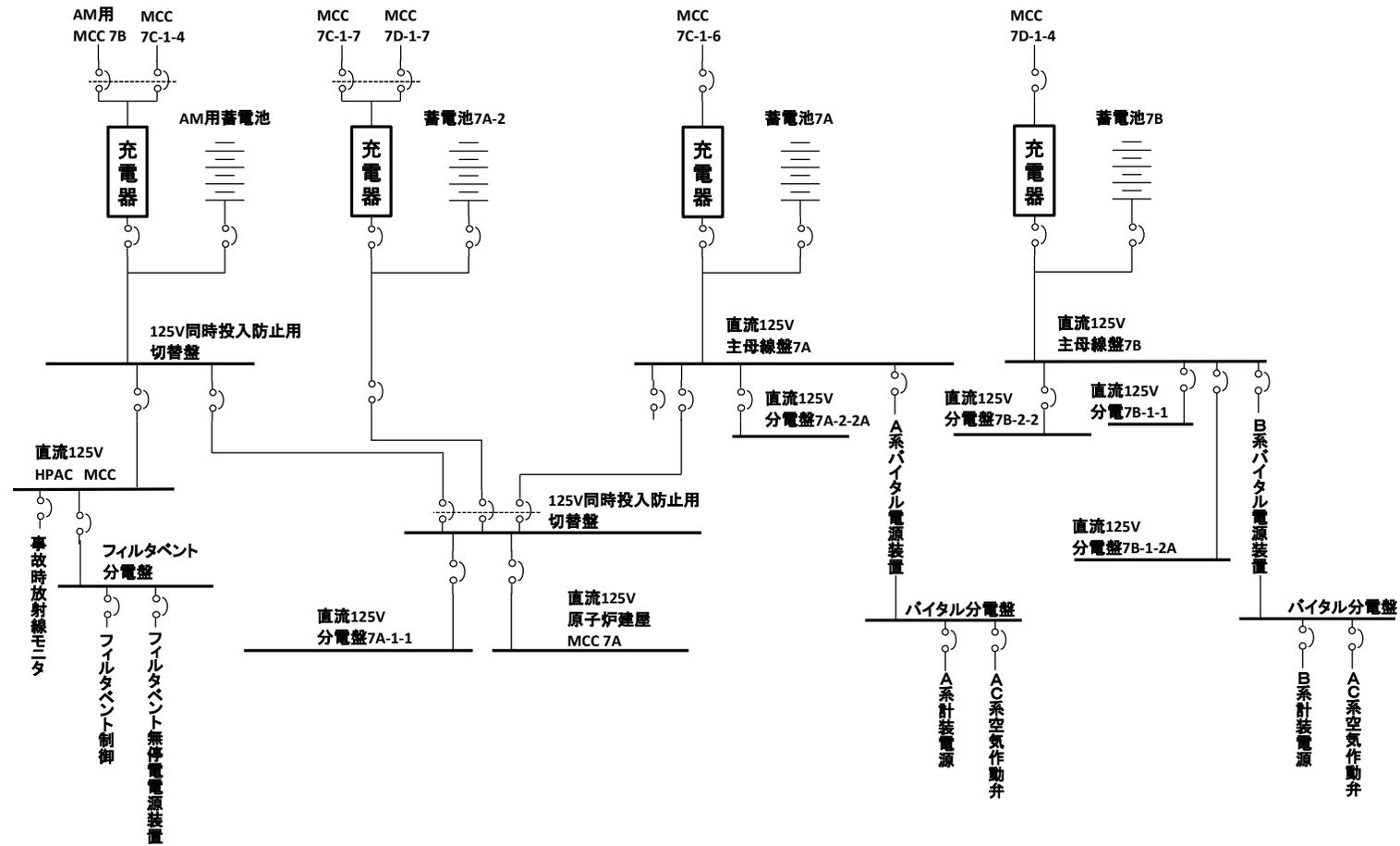


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 交流動力電源確立時

a. 操作概要

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作に必要な電動弁の電源確保及び現場での系統構成を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(4名)、所要時間(35分[※])のうち、電源確保及び現場での系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 電源確保 30分(実績時間: 24分)

※空気駆動弁の駆動源の確保ができない場合、遠隔手動弁操作設備による操作を40分とし所要時間が75分となる。

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 17分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、二次格納施設外に設置している。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の受電操作であり, 容易に実施可能である。

遠隔手動弁操作設備の操作についても, 操作に必要な工具はなく通常の手動弁操作と同様であるため, 容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

(2) 全交流動力電源喪失時

a. 操作概要

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作を現場にて行う。交流電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により系統構成を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 3階, 地下1階(非管理区域)

原子炉建屋 (管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(6名), 所要時間(55分)のうち, 系統構成に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 系統構成(二次格納容器施設内) 35分

(二次格納容器施設外) 40分*

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 5分

(実績時間: 不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管
隔離弁の全開 2分)

※遠隔手動弁操作設備による操作の実績時間は以下の通りである。

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 17分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから, 放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し, 遠隔手動弁操作設備エリア

は、二次格納施設外に設置している。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常を受電操作であり、容易に実施可能である。

遠隔手動弁操作設備の操作についても、操作に必要な工具はなく通常の手操作と同様であるため、容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



系統構成(遠隔手動弁操作設備)



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

2. PCV ベント弁駆動源確保[予備ボンベ]

a. 操作概要

PCV 圧力上昇に対する PCV ベントの必要性が認識された場合、ベント隔離弁を「全開」にして、ベントラインを構成する必要がある。通常の駆動源である IA が喪失した状況下では AM 対策用空気ボンベが駆動源となる。常設ボンベと予備ボンベを交換した後、隔離弁の駆動圧力を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 3 階, 2 階, 地下 1 階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

PCV ベント弁駆動源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2 名(現場運転員 2 名)

所要時間目安:45 分(実績時間:32 分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。
放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常のボンベ切替え・交換操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



予備ポンベ交換



ポンベ取り付け

3. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

a. 操作概要

原子炉格納容器ベント操作中におけるフィルタ装置水位調整のため、フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮蔽壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(緊急時対策要員2名)

所要時間目安:60分(実績時間:当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型LED照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、操作に必要な工具はなく、容易に実施可能であるため、通常の弁操作と同様である。

また、遠隔手動弁操作設備による弁操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

4. フィルタベント水位調整(水張り)

a. 操作概要

格納容器ベント操作時又は格納容器ベント停止時に想定されるフィルタ装置の水位変動に対し、フィルタ装置機能維持のため、フィルタ装置の水張りによるフィルタ装置の水位調整を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント水位調整(水張り(淡水/海水))に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 4名(緊急時対策要員4名)

所要時間目安:130分(実績時間:当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :送水ホースの接続は、汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能であり、必要な工具はない。
また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策

本部及び中央制御室に連絡する。

5. フィルタベント水位調整(水抜き)

a. 操作概要

格納容器ベント操作時又は格納容器ベント停止時に想定されるフィルタ装置の水位変動に対し、フィルタ装置機能維持のため水抜きによる水位調整を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント水位調整(水抜き)に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(緊急時対策要員 2名)

所要時間目安: 135分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作, ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に操作可能である。また、作業に必要な工具はない。
作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

6. フィルタベント停止後の N₂ パージ

a. 操作概要

格納容器ベント停止後は、配管内に残留する水素による燃焼防止と、残留凝縮による配管内の負圧防止のため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

窒素ガスの供給は可搬型窒素供給装置にて行い、当該装置を格納容器圧力逃がし装置にホースで接続し、窒素供給弁を操作することでパージを行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 屋外南側

原子炉建屋 非管理区域 3階 南側通路

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント停止後の N₂ パージに必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 6 名 (中央制御室運転員 2 名, 緊急時対策要員 4 名)

(※1.7.3-7 と併せて合計 8 名の必要要員数とする)

所要時間目安: 240 分 (実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計, ガラスバッチ, 帽子, 綿手袋, ゴム手袋, 靴下, 汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール, アノラック, 全面マスク, チャコールフィルタ, セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他, バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能であり、操作に必要な工具はない。

また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作

と同様である。

作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



N₂パージ操作

7. フィルタベント計装(サンプリングポンプ起動)

a. 操作概要

格納容器ベント停止後，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるページ中，装置内水素濃度を測定するため，格納容器ベントライン水素サンプリングラックにてサンプリングポンプを起動する。

b. 作業場所

原子炉建屋 3階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント計装(サンプリングポンプ起動)に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(緊急時対策要員2名)

所要時間目安:180分(実績時間:当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している。また，操作は通常，汚染の恐れのない二次格納施設外にて行うが，格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計，ガラスバッチ，帽子，綿手袋，ゴム手袋，靴下，汚染区域用靴となるが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール，アノラック，全面マスク，チャコールフィルタ，セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトの他，バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており，夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常のポンプ起動・停止操作であるため，容易に操作可能である。また，操作に必要な工具はない。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備)のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

8. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

a. 操作概要

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水の pH 値が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタ装置スクラバ水 pH 調整に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 8 名(中央制御室運転員 2 名, 緊急時対策要員 6 名)

所要時間目安: 90 分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計, ガラスバッチ, 帽子, 綿手袋, ゴム手袋, 靴下, 汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール, アノラック, 全面マスク, チャコールフィルタ, セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。本操作で必要となる工具は、空気圧縮機, 補給ポンプ等とともに作業エリア近傍(フィルタベント遮へい壁内(附室))に配備する。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策

本部及び中央制御室に連絡する。

9. ドレン移送ライン N₂ パージ

a. 操作概要

フィルタベント水位調整(水抜き)・ドレンタンク水抜き後は、フィルタベント装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため、フィルタ装置排水ラインの窒素ガスによるパージを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

ドレン移送ラインの N₂ パージに必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(緊急時対策要員2名)

所要時間目安:100分(実績時間:当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計, ガラスバッチ, 帽子, 綿手袋, ゴム手袋, 靴下, 汚染区域用靴となるが, 緊急時対策本部の指示により, 作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール, アノラック, 全面マスク, チャコールフィルタ, セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある

移動経路:車両のヘッドライトの他, バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており, 夜間においても接近可能である。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり, 容易に操作可能であり, 操作に必要な工具はない。

また, 弁の開閉操作についても, 必要な工具はなく通常の開閉操作と同様である。

作業エリア周辺には, 支障となる設備はなく, 十分な作業スペースがある

連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策

本部及び中央制御室に連絡する。

10. ドレンタンク水抜き

a. 操作概要

ドレンタンクが水位高に達した場合、よう素フィルタの機能維持のため、ドレン移送ポンプを使用してドレンタンク内の凝縮水を排水する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

ドレンタンク水抜きに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(緊急時対策要員2名)

所要時間目安:105分(実績時間:当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路:車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作、ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に操作可能である。また、操作に必要な工具はない。
作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

11. 代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 交流動力電源確立時

a. 操作概要

代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作に必要な電動弁の電源確保を行う。

b. 作業場所(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替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に必要な要員数(4名), 所要時間(25分)のうち, 電源確保に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 電源確保 15分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため
実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから, 放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常を受電操作であり, 容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

(2) 全交流動力電源喪失時

a. 操作概要

代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作を現場にて行う。交流電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により系統構成を行う。

b. 作業場所(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替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に必要な要員数(6名), 所要時間(40分)のうち, 系統構成に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 系統構成 35分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため
実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから, 放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し, 遠隔手動弁操作設備エリアは, 二次格納施設外に設置している。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常を受電操作であり, 容易に実施可能である。

遠隔手動弁操作設備の操作についても, 操作に必要な工具はなく通常の手動弁操作と同様であるため, 容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室

に連絡する。

12. 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

(1) 交流動力電源確立時

a. 操作概要

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要な電動弁の電源の確保, 系統構成, 及び中央制御室での系統構成のための AM 対策用空気ポンベ出口弁の手動操作を行う

b. 作業場所

原子炉建屋 3 階, 地下 1 階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要な要員数(4 名), 所要時間(60 分^{*})のうち, AM 対策用空気ポンベ出口弁の手動操作, 現場系統構成及び電源確保に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名(現場運転員 2 名)

所要時間目安: 電源確保 30 分(実績時間: 24 分)

系統構成(二次格納容器施設外) 25 分

(実績時間: 設備設置工事中のため実施時間なし)

※空気駆動弁の駆動源の確保ができない場合, 遠隔手動弁操作設備による操作を 120 分(40 分/1 弁) とし所要時間が 180 分となる。

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施した場合 21 分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施した場合 17 分)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全閉実績時間: 設備設置工事中のため実績時間なし)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁の全開実績時間: 設備設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における操作性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性が

あることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、二次格納施設外に設置している。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作及び受電操作であり、容易に実施可能である。遠隔手動弁操作設備の操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

(2) 全交流動力電源喪失時

a. 操作概要

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の系統構成を交流電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により行う。

なお、空気駆動弁の操作手段として、ボンベからの駆動空気を電磁弁排気ポートへ供給することで空気駆動弁を操作することができる。

b. 作業場所

原子炉建屋 3階, 地下1階(非管理区域)

原子炉建屋 (管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要な要員数(6名)、所要時間(135分)のうち、現場系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員4名)

所要時間目安: 系統構成(二次格納容器施設内) 35分

(二次格納容器施設外) 120分(40分/1弁) ※

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 5分

(実績時間: 不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管
隔離弁の全開 2分)

※遠隔手動弁操作設備による操作の実績時間は以下の通りである。

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 17分)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全閉実績時間: 設備設置工事中のため実績時間なし)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁の全開実績時間: 設備設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における操作性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、二次格納施設外に設置している。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作及び受電操作であり、容易に実施可能である。遠隔手動弁操作設備の操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



系統構成(遠隔手動弁操作設備)



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

13. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保

a. 操作概要

代替原子炉補機冷却系を用いた冷却水確保のため、現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う。

また、本操作は管理区域及び非管理区域での操作を同要員が行う想定としている。

b. 作業場所

原子炉建屋(管理及び非管理区域)、タービン建屋海水熱交換器エリア(非管理区域)、コントロール建屋(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保(系統構成)に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安:4時間15分(実績時間:4時間)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

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

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



冷却水確保(系統構成)



冷却水確保(系統構成)

14. 熱交換器ユニットによる補機冷却水確保

a. 操作概要

代替原子炉補機冷却系(熱交換器ユニット, 代替原子炉補機冷却海水ポンプ, 電源車等)を用いて冷却水供給を行う。

b. 作業場所

タービン建屋近傍屋外

c. 必要要員数および操作時間

熱交換器ユニットによる補機冷却水確保に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 13名(緊急時対策要員 13名)

所要時間目安: 7時間(実績時間: 7時間)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより, 夜間における作業性を確保している。

放射性物質が放出される可能性があることから, 操作は放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路: 車両のヘッドライトの他, バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携行しており, 夜間においても接近可能である。アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 各種ホースの接続は, 汎用の結合金具(オス・メス)であり, 容易に操作可能である。

作業エリア周辺には, 支障となる設備はなく, 十分な作業スペースを確保している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部に連絡する。



熱交換器ユニット設置作業



熱交換器ユニット設置

15. 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保

a. 操作概要

代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水の供給を行う。

b. 作業場所

タービン建屋近傍屋外

c. 必要要員数および操作時間

代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 8名(緊急時対策要員 8名)

所要時間目安: 5時間(実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している。

放射性物質が放出される可能性があることから，操作は放射線防護具(全面マスク，個人線量計，ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路: 車両のヘッドライトの他，バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携行しており，夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 各種ホースの接続は，汎用の結合金具(オス・メス)であり，容易に操作可能である。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備)のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。



作業エリア

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈
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(交流動力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	ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]	空気ポンペの残量が減少
		iv. フィルタベント水位調整(水張り)	空気ポンペの残量が減少
		v. フィルタベント水位調整(水抜き)	空気ポンペの残量が減少
		vii. フィルタ装置スクラバ水pH調整	空気ポンペの残量が減少
		viii. ドレン移送ラインN ₂ パージ手順	空気ポンペの残量が減少
		ix. ドレンタンク水抜き	空気ポンペの残量が減少
		ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]	操作用空気減圧弁一次側圧力にて [] 以下
		iv. フィルタベント水位調整(水張り)	フィルタ装置水位が1000mmを下回り500mmに到達する前
		v. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置水位が 2200mmに到達, 又は及び金属フィルタ差圧が [] に到達すると判断した場合
		vii. フィルタ装置スクラバ水pH調整	フィルタ装置水位が2200mmに到達すると判断した場合
		viii. ドレン移送ラインN ₂ パージ手順	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T61-F209を「全閉」操作
		ix. ドレンタンク水抜き	ドレンタンクが 3000mmに到達すると判断した場合

操作手順の解釈一覧(1/7)

手順	操作手順記載内容	解釈		
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(交流動力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	i. 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		
		非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
		換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
		FCVS制御盤	H11-P659	
		通常水位範囲内	1000～1500mm	
		格納容器補助盤	H11-P657	
		非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B	
		非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511	
		耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002	
		不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020	
		不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021	
		耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	T61-A0-F001	
		不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F092	
		不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	
		不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F092	
	不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F082		
	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019		
	不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F082		
	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019		
	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070		
	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022		
	ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]	不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気ボンベ出口弁	T31-F090	
		不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
		不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気ボンベ出口弁	T31-F080	
		iii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁	T61-F502A/B
			FCVSフィルタベント装置 遮へい壁内側ドレン弁	T61-F501
	FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁		T61-F212	
	iv. フィルタベント水位調整(水張り)	FCVSフィルタベント装置給水ライン元弁	T61-F102	
		FCVS計器ラック	H22-P910(名称未定)	
		フィルタ装置水位	T61-LI-002及びT61-LI-003(名称未定)	
規定水位		通常水位範囲内である1000mm～1500mm		

操作手順の解釈一覧(2/7)

手順	操作手順記載内容	解釈	
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(交流動力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	v. フィルタバント水位調整(水抜き)	
		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	T61-F210
		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	T61-F211
		FCVSフィルタバント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	T61-F209
		フィルタバント現場制御盤	H21-P917及びH21-P918(名称未定)
		FCVSフィルタバント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁	T61-F209
		ポンプ吐出側流量	T61-FI-001A/B
		ポンプ吐出側流量を必要流量に調整	ポンプ吐出側流量を約10m ³ /hに調整
		フィルタバント遮へい壁附室FCVS計器ラック	H22-P910(名称未定)
		フィルタ装置水位	T61-LI-002及びT61-LI-003(名称未定)
	vi. フィルタバント停止後のN2パージ	原子炉建屋非管理区域内サンプリングラック	H22-P912及びH22-P913-1(名称未定)
		フィルタ装置水素濃度	T61-H2E-001及びT61-H2E-002(名称未定)
		FCVS PCVバントラインフィルタバント側 N2パージ用元弁	T61-F205
		窒素ガスの注入を実施	可搬型窒素供給装置流量《約70Nm ³ /h》において、3時間以上の注入を実施
		可搬型窒素供給装置からの窒素注入の完了	3時間
		FCVS制御盤	H11-P659(名称未定)
		フィルタ装置水素濃度	T61-H2E-001及びT61-H2E-002(名称未定)
		フィルタ装置水素濃度にて許容濃度以下	フィルタ装置水素濃度にて2%以下
		PCVバントライン圧力	名称未定、番号未定
		vii. フィルタ装置スクラバ水pH調整	フィルタバント装置pH計入口止め弁
	フィルタバント装置pH計出口止め弁		T61-F716(弁名称未定)
	FCVS制御盤		H11-P659(名称未定)
	フィルタ装置スクラバ水pH		弁名称、番号未定
	フィルタ装置水位		弁名称、番号未定
	FCVSフィルタバント装置給水ライン元弁		T61-F102
	viii. ドレン移送ラインN ₂ パージ手順	pH値が規定値	
		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	T61-F210
		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	T61-F211
		FCVSフィルタバント装置ドレンラインN ₂ パージ用元弁	T61-F213
		ドレンタンクが水位高に達すると判断した場合	3000mm

操作手順の解釈一覧(3/7)

手順	操作手順記載内容	解釈	
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(交流動力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	ix. ドレンタンク水抜き	
	フィルタベント現場制御盤 ドレン移送ポンプ運転状態ランプ FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁 FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁 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 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 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 ポンプ吐出側流量 ポンプ吐出側流量を必要流量に調整 FCVS計器ラック ドレンタンク水位	H21-P917及びH21-P918(名称未定) 弁名称, 番号未定 T61-F501 T61-F521 T61-F210 T61-F211 T61-F209 T61-FI-001A/B(名称未定, 番号未定) ポンプ吐出側流量を約10m ³ /hに調整 H22-P910(名称未定) 弁名称, 番号未定 盤名称, 番号未定	
	b. 代替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	i. 代替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	制御盤 通常水位範囲内 D/W側第一隔離弁 D/W側第二隔離弁 S/C側第二隔離弁 S/C側第一隔離弁 S/C側第二隔離弁
	iii. フィルタベント水位調整(水張り)	フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前	フィルタ装置水位が1000mmを下回り500mmに到達する前
	iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	iv. フィルタ装置水位が上限水位に到達	フィルタ装置水位が2200mmに到達
	vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達	金属フィルタ差圧が [] に到達
		pH値が規定値	[]

操作手順の解釈一覧(4/7)

手順	操作手順記載内容	解釈	
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(交流動力電源が健全である場合)	c. 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	i. 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	
	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
	格納容器補助盤	H11-P657	
	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B	
	非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511	
	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020	
	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021	
	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F060	
	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	T61-A0-F001	
	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆操作空気排気側止め弁	T61-F712	
	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F060	
	PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気排気側止め弁	T61-F068	
	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F064	
	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002	
	PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作空気排気側止め弁	T61-F713	
	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F064	
	PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気排気側止め弁	T61-F069	
	不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁	T31-M0-F092	
	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	
	緊急時操作IA排気切替弁	T31-F779	
	S/Cベント弁操作空気排気側止め弁	T61-F099	
	不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁	T31-M0-F082	
	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
	緊急時操作IA排気切替弁	T31-F778	
	不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁	T31-M0-F082	
	D/Wベント弁操作空気排気側止め弁	T61-F098	
	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	
	ii. PCVベント弁駆動源確保[予備ポンベ]	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002
		PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンベ出口弁	T61-F064

操作手順の解釈一覧(5/7)

手順	操作手順記載内容	解釈			
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)	i. 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)			
			非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B	
			非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511	
			非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
			換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
			FCVS制御盤	H11-P659	
			通常水位範囲内	1000～1500mm	
			格納容器補助盤	H11-P657	
			耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	T61-A0-F001	
			耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002	
			不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020	
			不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021	
			不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	
			不活性ガス系S/Cベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F092	
			不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の緊急時操作作用IA排気切替弁	T31-F779	
			S/Cベント弁操作用空気排気側止め弁	T61-F099	
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
			不活性ガス系D/Wベント弁操作用空気供給弁	T31-M0-F082	
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の緊急時操作作用IA排気切替弁	T31-F778	
			D/Wベント弁操作用空気排気側止め弁	T61-F098	
			不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	
			PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁	T31-F072	
			iii. フィルタベント水位調整(水張り)	フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前	フィルタ装置水位が1000mmを下回り500mmに到達する前
			iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置水位が上限水位に到達	フィルタ装置水位が2200mmに到達
			vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達	金属フィルタ差圧が [] に到達
				pH値が規定値	[]
			b. 代替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)	i. 代替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)	制御盤
通常水位範囲内	1000～1500mm				
D/W側第一隔離弁	弁名称, 番号未定				
D/W側第二隔離弁	弁名称, 番号未定				
S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定				
S/C側第一隔離弁	弁名称, 番号未定				
S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定				

操作手順の解釈一覧(6/7)

手順	操作手順記載内容	解釈			
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)	b. 代替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)	iii. フィルタベント水位調整(水張り)	フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前	フィルタ装置水位が1000mmを下回り500mmに到達する前	
	c. 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)	i. 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)	iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置水位が上限水位に到達	フィルタ装置水位が2200mmに到達
			vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達	金属フィルタ差圧が [] に到達
			非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B	
			非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511	
			格納容器補助盤	H11-P657	
			非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
			換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
			不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020	
			不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021	
			耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	T61-A0-F001	
			PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ボンベ出口弁	T61-F060	
			PCVベントラインフィルタベント側隔離弁逆操作空気排気側止め弁	T61-F712	
			PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気排気側止め弁	T61-F068	
			耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002	
			PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ボンベ出口弁	T61-F064	
			PCVベントライン排気筒側隔離弁逆操作空気排気側止め弁	T61-F713	
			PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気排気側止め弁	T61-F069	
			不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	
			不活性ガス系S/Cベント弁操作空気供給弁	T31-M0-F092	
			不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁の緊急時操作作用IA排気切替弁	T31-F779	
			S/Cベント弁操作空気排気側止め弁	T61-F099	
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
			不活性ガス系D/Wベント弁操作空気供給弁	T31-M0-F082	
			不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁の緊急時操作作用IA排気切替弁	T31-F778	
			D/Wベント弁操作空気排気側止め弁	T61-F098	
			不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	
PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁			T31-F072		

操作手順の解釈一覧(7/7)

手順		操作手順記載内容		解釈
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク(海洋)への代替熱輸送	a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保	ii. 緊急時対策要員操作(補機冷却水供給)	RCW代替冷却水戻り止め弁	P21-F144
			代替RCWユニット出口流量調整弁	Y61-F004
			代替RCWポンプ(A)吐出圧力	Y61-PI-003A/B
			規定圧力	
	b. 代替原子炉補機冷却海水ポンプ又は大容量送水車による補機冷却水確保	i. 運転員操作(大容量送水車の場合)	RCW熱交換器(B/E)冷却水出口弁	P21-M0-F007B/E
			A系使用時は、RCW熱交換器(A/D)冷却水出口弁	P21-M0-F007A/D

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

< 目 次 >

1.6.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 代替格納容器スプレイ

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

ii. 重大事故等対処設備

b. 原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 代替格納容器スプレイ

ii. 格納容器除熱

iii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

ii. 重大事故等対処設備

c. 手順等

1.6.2 重大事故等発生時の手順

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ

(b) 消火系による格納容器スプレイ

(c) 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による格納容器スプレイ

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器除熱

(b) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プール 水除熱

- b. 重大事故等発生時の対応手段の選択
- 1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順
 - (1) フロントライン系故障時の対応手順
 - a. 代替格納容器スプレイ
 - (a) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ
 - (b) 消火系による格納容器スプレイ
 - (c) 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による格納容器スプレイ
 - b. 格納容器除熱
 - (a) ドライウェル冷却系による格納容器除熱
 - c. 重大事故等発生時の対応手段の選択
 - (2) サポート系故障時の対応手順
 - a. 復旧
 - (a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器除熱
 - (b) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサブレーション・チェンバ・プール水除熱
 - b. 重大事故等発生時の対応手段の選択
- 1.6.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料 1.6.1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.6.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.6.3 重大事故対策の成立性
 - 1. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ
 - 2. 消火系による格納容器スプレイ
 - 3. 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による格納容器スプレイ
 - 4. ドライウェル冷却系による格納容器除熱
- 添付資料 1.6.4 解釈一覧
 - 1. 操作手順の解釈一覧

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

【要求事項】

- 1 発電用原子炉設置者において、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、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。
- 2 発電用原子炉設置者は、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「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ために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - (1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等
 - a) 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、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。
 - (2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等
 - a) 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、格納容器スプレイ代替注水設備により、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ために必要な手順等を整備すること。

原子炉格納容器内を冷却するための設計基準事故対処設備が有する機能は、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）による原子炉格納容器内の冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備を整備している。

また、炉心の著しい損傷が発生した場合においても原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下

させる対処設備を整備している。

ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.6.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる必要がある。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、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必要がある。原子炉格納容器内を冷却するための設計基準事故対応設備として、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）を設置している。

これらの設計基準事故対応設備が健全であれば重大事故等の対応に用いるが、設計基準事故対応設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対応設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下、「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対応設備を選定する（図 1.6.1）。

なお、重大事故等対応設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対応設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対応設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十九条及び技術基準規則第六十四条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対応設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、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）の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準，基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，機能喪失を想定する設計基準事故対処設備，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.6.1 に整理する。

a. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 代替格納容器スプレイ

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は、代替格納容器スプレイ冷却系，消火系及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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段がある。

(i) 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

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で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水移送ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・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
- ・燃料補給設備

(ii) 消火系による原子炉格納容器内の冷却

消火系による原子炉格納容器内の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ

- ・ろ過水タンク
- ・消火系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド
- ・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
- ・燃料補給設備

(iii) 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉格納容器内の冷却
 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉格納容器内の冷却で
 使用する設備は以下のとおり。なお、可搬型代替注水ポンプ (A-2級)
 による原子炉格納容器内の冷却は、淡水貯水池から防火水槽へ補給
 した淡水を使用する手段だけでなく、防火水槽へ補給した海水又は
 直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級)
- ・防火水槽
- ・ホース
- ・MUWC接続口
- ・復水補給水系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド
- ・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
- ・燃料補給設備

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替格納容器スプレイで使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵槽、復水補給水系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド、高圧炉心注水系配管・弁、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及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により、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冷却機能が喪失した場合においても、原子炉格納容器内を冷却することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水タンク、消火系配管・弁
耐震性は確保されていないが、復水移送ポンプと同等の機能(流量)を有することから、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、原子炉格納容器内を冷却する手段として有効である。
- ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級)
原子炉格納容器内を十分に冷却するために必要な容量は確保できないが、復水移送ポンプによる代替格納容器スプレーが実施できない場合の代替手段として有効である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

設計基準事故対応設備である残留熱除去系(格納容器スプレー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)が全交流動力電源喪失により起動できない場合には、「1.6.1(2)a.(a) i.代替格納容器スプレー」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで残留熱除去系(格納容器スプレー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)を復旧する手段がある。

(i) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系(格納容器スプレー冷却モード)の復旧

常設代替交流電源設備による残留熱除去系(格納容器スプレー冷却モード)の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系(格納容器スプレー冷却モード)ポンプ
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器・スプレーヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・代替原子炉補機冷却系
- ・非常用取水設備
- ・常設代替交流電源設備

- ・燃料補給設備

(ii) 常設代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧

常設代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・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）ポンプ
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器
- ・原子炉格納容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・代替原子炉補機冷却系
- ・非常用取水設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

ii . 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備のうち、サブプレッション・チェンバ、原子炉格納容器、代替原子炉補機冷却系、常設代替交流電源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づける。また、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）ポンプ、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器・スプレイヘッド、原子炉補機冷却系及び非常用取水設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により、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）が全交流動力電源喪失により起動できない場合においても、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）を復旧し、原子炉格納容器内を冷却することができる。

b. 原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備

(a) フロントライン系故障時の対応手段及び設備

i. 代替格納容器スプレイ

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は、代替格納容器スプレイ冷却系、消火系及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）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段がある。

なお、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、格納容器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ことができる。ただし、本操作を実施しない場合であっても、評価上、原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間、逃がし安全弁は原子炉の減圧機能を維持できる。

これらの対応手段で使用する設備は、「1.6.1(2)a.(a)フロントライン系故障時の対応手段及び設備」で選定した設備と同様である。

ii. 格納容器除熱

常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで原子炉補機冷却系を復旧し、ドライウエル冷却系により原子炉格納容器内を除熱する手段がある。

(i) ドライウエル冷却系による格納容器除熱

ドライウエル冷却系により原子炉格納容器内を除熱する設備は以下のとおり。

- ・ドライウエル冷却系送風機
- ・ドライウエル冷却系冷却器
- ・原子炉補機冷却系
- ・非常用取水設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

iii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替格納容器スプレイで使用する設備において、重大事故等対処設備の位置づけは、「1.6.1(2)a.(a)ii.重大事故等対処設備と自主対策設備」と同様である。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査

基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により、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冷却機能が喪失した場合においても、原子炉格納容器内の冷却及び放射性物質の濃度を低下させることができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク

耐震性は確保されていないが、復水移送ポンプと同等の機能(流量)を有することから、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、原子炉格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)

原子炉格納容器内を十分に冷却するために必要な容量は確保できないが、復水移送ポンプによる代替格納容器スプレイが実施できない場合の代替手段として有効である。

- ・ドライウエル冷却系

耐震性は確保されておらず、除熱量は小さいが、常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却系を復旧し、原子炉格納容器内への冷却水通水及びドライウエル冷却系送風機の起動が可能である場合、原子炉格納容器内の除熱手段の一つとして有効である。

また、ドライウエル冷却系送風機が停止している場合においても、冷却水の通水を継続することにより、ドライウエル冷却系冷却器のコイル表面で蒸気を凝縮し、原子炉格納容器内の圧力上昇を緩和することが可能である。

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i. 復旧

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及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)が全交流動力電源喪失により起動できない場合には、「1.6.1(2)b.(a)i.代替格納容器スプレイ」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで残留熱除去系(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)を復旧する手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「1.6.1(2)a.(b)サポート系故障時の対応手段及び設備」で選定した設備と同様である。

ii. 重大事故等対処設備

復旧で使用する設備において、重大事故等対処設備及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）の位置づけは、「1.6.1(2)a.(b)ii.重大事故等対処設備」と同様である。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.6.1)

以上の重大事故等対処設備により、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）が全交流動力電源喪失により起動できない場合においても、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）を復旧し、原子炉格納容器内の冷却及び放射性物質の濃度を低下させることができる。

c. 手順等

上記「a. 炉心の著しい損傷防止のための対応手段及び設備」及び「b. 原子炉格納容器破損を防止するための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）（以下、「EOP」という。）、**事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）**（以下、「SOP」という。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.6.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.6.2, 表1.6.3）。

(添付資料1.6.2)

1.6.2 重大事故等発生時の手順

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ

残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)による原子炉格納容器の冷却機能の喪失が起きた場合、復水移送ポンプにより復水貯蔵槽を水源として代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイを行う。

スプレイ作動後は格納容器圧力が負圧とならないように、スプレイ流量の調整あるいはスプレイの起動/停止を行う。

i. 手順着手の判断基準

残留熱除去系ポンプによる格納容器スプレイができない場合において、復水移送ポンプが使用可能な場合^{*1}で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{*2}。

※1: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。

※2:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内の圧力、温度又は水位が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に達した場合。

ii. 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.6.2～図1.6.5に、概要図を図1.6.7に、タイムチャートを図1.6.8に示す。

(ドライウエル(以下、「D/W」という。)スプレイ及びサプレッション・チェンバ・プール(以下、「S/P」という。)スプレイについて記載し、手順⑦以外は同様。)

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイの準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイに必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

- ③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の負荷容量確認を依頼し、代替格納容器スプレイ冷却系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水移送ポンプの起動操作を実施し、復水移送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上であることを確認する。
- ⑥当直副長は、格納容器スプレイ先を表1.6.4に基づきD/WもしくはS/Pを選択し、中央制御室運転員に系統構成開始を指示する。
- ⑦^aD/Wスプレイの場合
- 中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイの系統構成として、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- 操作完了後、当直副長に代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイの準備完了を報告する。
- ⑦^bS/Pスプレイの場合
- 残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑧当直副長は、運転員に代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ開始を指示する。
- ⑨中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)を残留熱除去系(B)注入配管流量にて140m³/hとなるよう調整開とし、格納容器スプレイを開始する。
- ⑩中央制御室運転員A及びBは、格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降、かつ原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。
- なお、原子炉格納容器内の圧力又は水位が、代替格納容器スプレイ停止の判断基準(表1.6.4)に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、原子炉格納容器内の圧力又は温度が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。
- ※S/PからD/Wへのスプレイ先の切り替えが必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施後、残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)の全閉操作を実施する。

※D/Wスプレイ実施中に原子炉注水が必要となった場合は、残留熱

除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全閉操作を実施後、残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開とし、原子炉注水を実施する。

- ⑪現場運転員C及びDは、復水移送ポンプの水源確保として、復水移送ポンプ吸込ラインの切替操作(復水補給水系常/非常用連絡配管一次、二次止め弁の開操作)を実施する。
- ⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ開始まで25分以内で可能である。

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

(添付資料1.6.3-1)

(b) 消火系による格納容器スプレイ

残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器の冷却機能の喪失が起きた場合、消火系によりろ過水タンクを水源として格納容器スプレイを実施する。

スプレイ作動後は格納容器圧力が負圧とならないように、スプレイ流量の調整あるいはスプレイの起動/停止を行う。

i. 手順着手の判断基準

残留熱除去系ポンプ、復水移送ポンプによる格納容器スプレイができない場合において、消火系が使用可能な場合^{*1}で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{*2}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1: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。

※2:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内の圧力、温度又は水位が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に達した場合。

ii. 操作手順

消火系による格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.6.2～図1.6.5に、概要図を図1.6.9に、タイムチャートを図1.6.10に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系による格納容器スプレイの準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に消火系による格納容器スプレイの準備のため、ディーゼル駆動消火ポンプの起動を依頼する。
- ③現場運転員C及びDは、消火系による格納容器スプレイに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、消火系による代替格納容器スプレイに必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全開操作を実施する。
- ⑥当直副長は、格納容器スプレイ先を表1.6.4に基づきD/WスプレイもしくはS/Pスプレイを選択し、中央制御室運転員に系統構成開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、消火系による格納容器スプレイの系統構成として、復水補給水系消火系第一、第二連絡弁の全開操作を実施する。
- ⑧^a系統構成 D/Wスプレイの場合
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施する。
操作完了後、当直副長に消火系による格納容器スプレイの準備完了を報告する。
- ⑧^bS/Pスプレイの場合
残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑨緊急時対策要員は、ディーゼル駆動消火ポンプの起動完了について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。
- ⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による格納容器スプレイ開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑪当直副長は、中央制御室運転員に消火系による格納容器スプレイ開始を指示する。
- ⑫中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁

(B)を全開とし、格納容器スプレーを開始する。

- ⑬中央制御室運転員A及びBは、格納容器スプレーが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降、かつ原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

なお、原子炉格納容器内の圧力又は水位が、代替格納容器スプレー停止の判断基準(表1.6.4)に到達した場合は、格納容器スプレーを停止する。その後、原子炉格納容器内の圧力又は温度が、代替格納容器スプレー起動の判断基準(表1.6.4)に再度到達した場合は、格納容器スプレーを再開する。

※S/PからD/Wへのスプレー先の切り替えが必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施後、残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)の全閉操作を実施する。

※D/Wスプレー実施中に原子炉注水が必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全閉操作を実施後、残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開とし、原子炉注水を実施する。

- ⑭当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による格納容器スプレーが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから消火系による格納容器スプレー開始まで約30分で可能である。

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

(添付資料1.6.3-2)

(c) 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレー

残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレー冷却モード)、代替格納容器スプレー冷却系による格納容器の冷却機能の喪失が起きた場合、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)にて格納容器へのスプレーを実施する。

スプレー作動後は格納容器圧力が負圧とならないように、スプレー流量の調整あるいはスプレーの起動/停止を行う。

なお、本手順はプラント状況により可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の

接続先を複数ある接続口から任意に選択できる構成としている。

i. 手順着手の判断基準

残留熱除去系ポンプ，復水移送ポンプ，消火系による格納容器スプレイができない場合において，可搬型代替注水ポンプ(A-2級)が使用可能な場合^{※1}で，代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※1:設備に異常がなく，燃料及び水源(防火水槽)が確保されている場合。

※2:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは，原子炉格納容器内の圧力，温度又は水位が，代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に達した場合。

ii. 操作手順

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.6.2～図1.6.5に，概要図を図1.6.11に，タイムチャートを図1.6.12に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイの準備開始を指示する。
- ②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイのため，可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備及びホース接続を依頼する。
- ③中央制御室運転員A及びBは，可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは，復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑤現場運転員C及びDは，可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイの系統構成として，復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1又は復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1のどちらかを選択し全開操作を実施する。(当該弁はユニハンドラー弁のためリンク機構を取り外し，弁操作を行う。)
- ⑥当直副長は，格納容器スプレイ先を表1.6.4に基づきD/WスプレイもしくはS/Pスプレイを選択し，中央制御室運転員に系統構成開始を指示する。

⑦^aD/Wスプレイの場合

中央制御室運転員A及びBは、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイの系統構成として、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施する。操作完了後、当直副長に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイの準備完了を報告する。

⑦^bS/Pスプレイの場合

残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)及び残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。

⑧緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備及びホース接続を行い、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による送水準備完了について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。

⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員の選択した送水ラインから可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による送水開始を緊急時対策本部へ依頼する。

⑩当直副長は、中央制御室運転員に可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイの確認を指示する。

⑪緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)起動後、運転員の選択した送水ラインから送水するため、復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁又は復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁のどちらかを全開に実施し、送水開始について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。

⑫中央制御室運転員A及びBは、格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降、かつ原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、当直副長に報告する。

なお、原子炉格納容器内の圧力又は水位が代替格納容器スプレイ停止の判断基準(表1.6.4)に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、原子炉格納容器内の圧力又は温度が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

※S/PからD/Wへのスプレイ先の切り替えが必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施後、残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)の全閉操作を実施する。

※D/Wスプレイ実施中に原子炉注水が必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全閉操作を実施後、残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開とし、原子炉注水を実施する。

⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員3名にて作業を実施し、作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ開始まで約95分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保している。(添付資料1.6.3-3)

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.6.20に示す。

外部電源、代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合、復水貯蔵槽が使用可能であれば代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器の冷却を実施する。復水貯蔵槽が使用できない場合、消火系又は可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器の冷却を実施する。

交流電源が確保できない場合、電動弁の手動操作により系統構成を実施し、消火系又は可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器の冷却を実施する。

なお、消火系による原子炉格納容器の冷却は、発電所構内(大湊側)で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及びろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器除熱

全交流動力電源の喪失により常設の原子炉格納容器冷却設備による冷却機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系ポンプの電源を復旧し、原子炉補機冷却系若しく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、残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)にて格納容器スプレイを実施する。

スプレイ作動後は原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレイ流量の調整あるいはスプレイの起動/停止を行う。

i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線D系の受電が完了し、残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※2}。

※1:設備に異常がなく、電源、補機冷却水及び水源(サブプレッショ
ン・チェンバ)が確保されている状態。

※2:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内の圧力、温度又は水位が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に達した場合。

ii. 操作手順

残留熱除去系ポンプによる格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.6.2～図1.6.5に、概要図を図1.6.13に、タイムチャートを図1.6.14に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に残留熱除去系ポンプ(B)(格納容器スプレイ冷却モード)による格納容器スプレイの準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系ポンプ(B)(格納容器スプレイ冷却モード)の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること、並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、残留熱除去系ポンプ(B)が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系ポンプ(B)(格納容器ス

レイ冷却モード)の起動操作を実施し、ポンプ吐出圧力が確立したことを確認後、当直副長に残留熱除去系ポンプ(B)(格納容器スプレイ冷却モード)による格納容器スプレイの準備完了を報告する。

- ⑤当直副長は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.4)に基づき格納容器スプレイ先を選択し、中央制御室運転員に残留熱除去系ポンプ(B)(格納容器スプレイ冷却モード)による格納容器スプレイの開始を指示する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作を実施し、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)を開として原子炉格納容器へのスプレイを開始する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇、かつ原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降により確認し、当直副長に報告する。

なお、原子炉格納容器内の圧力が、代替格納容器スプレイ停止の判断基準(表1.6.4)に到達した場合は、格納容器スプレイを停止する。その後、原子炉格納容器内の圧力又は温度が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.4)に再度到達した場合は、格納容器スプレイを再開する。

※格納容器スプレイ実施中に原子炉注水が必要となった場合は、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)、残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)の全閉操作を実施後、残留熱除去系注入隔離弁(B)を全開とし、原子炉注水を実施する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから残留熱除去系ポンプによる格納容器スプレイ開始まで15分以内で可能である。

(b) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プール水除熱

全交流動力電源の喪失により残留熱除去系によるS/P水除熱機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系ポンプの電源を復旧し、原子炉補機冷却系若しく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、残留熱除去系ポンプ(S/P水冷却モード)に

てS/P水の除熱を実施する。

i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時，常設代替交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し，残留熱除去系ポンプ(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合。

※1:設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源(サブプレッション・チェンバ)が確保されている状態。

ii. 操作手順

残留熱除去系ポンプによるS/P水除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.6.6に，概要図を図1.6.18に，タイムチャートを図1.6.19に示す。

- ①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき**中央制御室**運転員に残留熱除去系ポンプ(S/P水冷却モード)によるS/P水除熱の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは，残留熱除去系ポンプ(S/P水冷却モード)の起動に必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていること，並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，残留熱除去系ポンプ及び，残留熱除去系封水ポンプが使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは，残留熱除去系ポンプ(A)(S/P水冷却モード)の起動操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは，当直副長に残留熱除去系ポンプ(A)(S/P水冷却モード)によるS/P水除熱の準備完了を報告する。
- ⑥当直副長は，中央制御室運転員に残留熱除去系ポンプ(A)(S/P水冷却モード)によるS/P水除熱の開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは，残留熱除去系試験用調節弁(A)を調整開とし，残留熱除去系(A)の系統流量の上昇及びサブプレッション・チェンバ・プール水の温度の下降によりS/P水の除熱が開始されたことを確認する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから15分以内で可能である。

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.6.20に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系ポンプ(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の冷却を実施する。

原子炉補機冷却系の運転ができない場合、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系ポンプ(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の冷却を行うが、代替原子炉補機冷却系の設置に時間を要することから、代替格納容器スプレイ系、消火系、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器の冷却を並行して実施する。

1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手順

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ

残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)による原子炉格納容器の冷却機能の喪失が起きた場合、復水移送ポンプにより、復水貯蔵槽を水源として代替格納容器スプレイを実施する。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、残留熱除去系ポンプの機能喪失により格納容器スプレイができない場合に、復水移送ポンプが使用可能な場合^{*2}で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{*3}。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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、電源及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。

※3:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内の圧力、温度又は原子炉圧力容器内の温度(原子炉圧力容器下鏡部温度の値)が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.5)に達した場合。

ii. 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、1.6.2.1(1)a.(a)の操作手順と同様である。ただし、代替格納容器スプレイの停止、再開及び流量は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.5)に従い実施する。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ開始まで25分以内で可能である。

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

(b) 消火系による格納容器スプレイ

残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)、復水移送ポンプによる代替格納容器冷却機能の喪失が起きた場合、ディーゼル駆動消火ポンプにより、ろ過水タンクを水源として代替格納容器スプレイを実施する。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系ポンプ、復水移送ポンプによる格納容器スプレイができない場合において、消火系が使用可能な場合^{※2}で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内のγ線線量

率が、設計基準事故相当の γ 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、燃料及び水源(ろ過水タンク)が確保されている場合。

※3:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内の圧力、温度又は原子炉圧力容器内の温度(原子炉圧力容器下鏡部温度の値)が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.5)に達した場合。

ii. 操作手順

消火系による格納容器スプレイについては、1.6.2.1(1)a.(b)の操作手順と同様である。ただし、代替格納容器スプレイの停止、再開及び流量は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.5)に従い実施する。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから消火系による格納容器スプレイ開始まで約30分で可能である。

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

(c) 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ

残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)、復水移送ポンプによる代替格納容器の冷却機能の喪失が起きた場合、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)にて格納容器へのスプレイを実施する。

なお、本手順はプラント状況により可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の接続先を複数ある接続口から任意に選択できる構成としている。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、残留熱除去系ポンプ、復水移送ポンプ、消火系による格納容器スプレイができない場合において、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)が使用可能な場合^{*2}で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{*3}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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、燃料及び水源(防火水槽)が確保されている場合。

※3:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内の圧力、温度又は原子炉圧力容器内の温度(原子炉圧力容器下鏡部温度の値)が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.5)に達した場合。

ii. 操作手順

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイについては、1.6.2.1(1)a.(c)の操作手順と同様である。ただし、代替格納容器スプレイの停止、再開及び流量は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.5)に従い実施する。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員3名にて作業を実施し、作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ開始まで約95分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

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

(添付資料1.6.3-3)

b. 格納容器除熱

(a) ドライウェル冷却系による格納容器除熱

代替格納容器スプレイ及び残留熱除去系ポンプの復旧ができず、格納容器除熱手段がない場合に、常設代替交流電源設備により原子炉補機冷

却系の電源を復旧し、原子炉格納容器内へ冷却水通水後、ドライウエル冷却系送風機を起動して原子炉格納容器を除熱する。

ドライウエル冷却系送風機を停止状態としても、原子炉格納容器内の冷却水の通水を継続することで、ドライウエル冷却系冷却器コイル表面で蒸気を凝縮し、原子炉格納容器内の圧力上昇を緩和する。

i. 手順着手の判断基準

原子炉の注水機能が喪失し、代替格納容器スプレイ及び残留熱除去系ポンプでの格納容器除熱ができず、常設代替交流電源設備により、原子炉補機冷却系(海水系含む)が復旧可能である場合。

ii. 操作手順

ドライウエル冷却系による格納容器除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.6.6に、概要図を図1.6.15及び図1.6.16に、タイムチャートを図1.6.17に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にドライウエル冷却系による格納容器除熱の準備開始を指示する。
- ②現場運転員C及びDは、ドライウエル冷却系による格納容器除熱に必要な送風機、電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、ドライウエル冷却系による格納容器除熱に必要な送風機、電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、ドライウエル冷却系による格納容器除熱が使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、ドライウエル冷却系による格納容器除熱系統構成前準備(冷却水通水)として、ESF盤区分Ⅰ及び区分Ⅱにて隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑥当直副長は、**中央制御室**運転員にドライウエル冷却系による格納容器除熱冷却水通水開始を指示する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、ドライウエル冷却系による格納容器除熱系統構成(冷却水通水操作)として、原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁(A)、(B)、外側戻り隔離弁(A)、(B)及び内側戻り隔離弁(A)、(B)の全開操作を実施し、原子炉補機冷却水系(A)、(B)の系統流量の上昇を確認し、当直副長に報告する。

- ⑧中央制御室運転員A及びBは、ドライウエル冷却系送風機起動前準備として、常用換気空調系盤にてリレー引き抜きにより、起動阻止隔離信号を除外する。
- ⑨当直副長は、中央制御室運転員にドライウエル冷却系による格納容器除熱ドライウエル冷却系送風機起動操作を指示する。
- ⑩中央制御室運転員A及びBは、ドライウエル冷却系送風機(A)、(B)及び(C)の起動操作を実施し、原子炉格納容器内の圧力の上昇率が緩和することを確認する。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからドライウエル冷却系による格納容器除熱開始まで約45分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。(添付資料1.6.3-4)

c. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.6.20に示す。

外部電源、代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合、復水貯蔵槽が使用可能であれば代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器の冷却を実施する。復水貯蔵槽が使用できない場合、消火系又は可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器の冷却を実施する。

交流電源が確保できない場合、電動弁の手動操作により系統構成を実施し、消火系又は可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器の冷却を実施する。

なお、消火系による原子炉格納容器の冷却は、発電所構内(大湊側)で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及びろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

常設代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系を復旧し、原子炉格納容器内への冷却水通水及びドライウエル冷却系送風機を起動による原子炉格納容器の除熱を実施する。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

- (a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器除熱

全交流動力電源の喪失により常設の原子炉格納容器冷却設備による冷却機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系ポンプの電源を復旧し、原子炉補機冷却系若しく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、残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)にて格納容器スプレイを実施する。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線D系の受電が完了し、残留熱除去系ポンプ(格納容器スプレイ冷却モード)が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合で、代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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、補機冷却水及び水源(サブプレッション・チェンバ)が確保されている状態。

※3:「代替格納容器スプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内の圧力が、代替格納容器スプレイ起動の判断基準(表1.6.5)に達した場合。

ii. 操作手順

残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器除熱については、1.6.2.1(2)a.(a)の操作手順と同様である。ただし、格納容器スプレイの停止及び再開は、代替格納容器スプレイ起動・停止の判断基準(表1.6.5)に到達した場合に行う。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから残留熱除去系ポンプによる格納容器スプレイ開始まで15分以内で可能である。

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

(b) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プール水除熱

全交流動力電源の喪失により残留熱除去系によるS/P水除熱機能の喪失が起きた場合、常設代替交流電源設備により残留熱除去系ポンプの電源を復旧し、原子炉補機冷却系若しく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、残留熱除去系ポンプ(S/P水冷却モード)にてS/P水の除熱を実施する。

i. 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、常設代替交流電源設備により非常用高圧母線C系又はD系の受電が完了し、残留熱除去系ポンプ(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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、補機冷却水及び水源(サブプレッション・チェンバ)が確保されている状態。

ii. 操作手順

残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プール水除熱については、1.6.2.1(2)a.(b)の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを図1.6.6に示す。

iii. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから15分以内で可能である。

b. 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.6.20に示す。

外部電源、常設代替交流電源設備等により交流動力電源が確保できた場合、原子炉補機冷却系の運転が可能であれば残留熱除去系ポンプ(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)により原子炉格納容器の冷却を実施する。

原子炉補機冷却系の運転ができない場合、代替原子炉補機冷却系を設置し、残留熱除去系ポンプ(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の冷却を行うが、代替原子炉補機冷却系の設置に時間を要することから、代替格納容器スプレイ系、消火系、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉格納容器の冷却を並行して実施する。

1.6.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系ポンプへの代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順は、「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。

復水貯蔵槽、防火水槽及びろ過水タンクへの水の補給手順並びに可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による送水手順については、「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。

復水移送ポンプ、残留熱除去系ポンプ、電動弁及び中操監視計器類への電源供給手順並びに第一ガスタービン発電機、第二ガスタービン発電機、電源車、ディーゼル駆動消火ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ(A-2級)への燃料補給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

表 1.6.1 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 (1/4)
 (炉心損傷前のフロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	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	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 高圧炉心注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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(微候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「MUWC による PCV スプレイ」
		原子炉格納容器内による 消火系による 原子炉格納容器内の冷却	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・スプレイヘッド 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書(微候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「消火ポンプによる PCV スプレイ」
		可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による 原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 防火水槽 ※1 ホース MUWC 接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書(微候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「消防車による PCV スプレイ」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」 ※1

※1: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。
 ※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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/4）

（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
サポート系故障時	全交流動力電源	常設代替交流電源設備（格納容器スプレイ冷却モード）の復旧	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 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（微候ベース） 「PCV 圧力制御」等 「RHR(B)による PCV スプレイ」
			残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器・スプレイヘッダ 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		常設代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード）の復旧	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 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（微候ベース） 「S/P 温度制御」等 「RHR(A)による S/P 除熱」 「RHR(B)による S/P 除熱」
			残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード）ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」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。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/4)
 (炉心損傷後のフロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	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	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 高圧炉心注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「MUWC (代替 D/W スプレイ)」 「MUWC (代替 S/C スプレイ)」
		原子炉格納容器内の冷却 消火系による	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・スプレイヘッド 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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) 「除熱-1」「除熱-2」 「FP (代替 D/W スプレイ)」 「FP (代替 S/C スプレイ)」
		可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 防火水槽 ※1 ホース MUWC 接続口 復水補給水系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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) 「除熱-1」「除熱-2」 「消防車による PCV スプレイ」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」 ※1
		ドライウエル冷却系による 格納容器除熱	ドライウエル冷却系送風機 ドライウエル冷却系冷却器 原子炉補機冷却系 非常用取水設備 常設代替交流電源設備 ※2 燃料補給設備 ※2	自主対策設備	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「DW クーラ代替除熱(RCW-A 系)」 「DW クーラ代替除熱(RCW-B 系)」

※1: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。
 ※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。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (4/4)

(炉心損傷後のサポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
サポート系故障時	全交流動力電源	常設代替交流電源設備 (格納容器スプレイ冷却モード)の復旧	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 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(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「RHR(B)によるPCVスプレイ」
			残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器・スプレイヘッダ 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
		常設代替交流電源設備による残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)の復旧	サブプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※3 常設代替交流電源設備 ※2 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(微候ベース) 「S/P温度制御」等 「RHR(A)によるS/P除熱」 「RHR(B)によるS/P除熱」
			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)ポンプ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器 原子炉補機冷却系 非常用取水設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」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。

表 1.6.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「MUWC による PCV スプレイ」	判断基準	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	ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		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
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)
	操作	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・チェンバ気体温度
		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
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A)吐出圧力 復水移送ポンプ(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)

監視計器一覧(2/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「消火ポンプによる PCV スプレイ」	判断基準	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
		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
		水源の確認	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
		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
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確認	ろ過水タンク水位

監視計器一覧(3/11)

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)
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ		
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「消防車による PCV スプレイ」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」	判断基準	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 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		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
		水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽
	操作	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・チェンバ気体温度
		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
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
水源の確認 防火水槽		

監視計器一覧(4/11)

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)
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧		
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「PCV 圧力制御」等 「RHR(B)による PCV スプレイ」	判断基準	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 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		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
		補機監視機能 原子炉補機冷却水系系統流量 残留熱除去系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・チェンバ気体温度
		原子炉格納容器への注水量 残留熱除去系系統流量
		補機監視機能 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
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		

監視計器一覧(5/11)

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「RHR(A)によるS/P除熱」 「RHR(B)によるS/P除熱」	判断基準	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・チェンバ気体温度
		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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 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
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位
	操作	原子炉格納容器への注水量	残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量
		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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サプレッション・チェンバ・プール水温度 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
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・チェンバ・プール水位

監視計器一覧(6/11)

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)
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「MUWC(代替 D/W スプレイ)」 「MUWC(代替 S/C スプレイ)」	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 ・原子炉圧力容器下鏡部温度
		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
		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
		水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)
	操作 	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
		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
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		補機監視機能 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A)吐出圧力 復水移送ポンプ(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力
		水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)

監視計器一覧(7/11)

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)
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「FP(代替D/Wスプレイ)」 「FP(代替S/Cスプレイ)」	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 ・原子炉圧力容器下鏡部温度
		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 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		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
		水源の確認 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・チェンバ気体温度
		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
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		補機監視機能 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確認 ろ過水タンク水位

監視計器一覧 (8/11)

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)
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 代替格納容器スプレイ		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「消防車による PCV スプレイ」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」	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 ・原子炉圧力容器下鏡部温度
		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 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ気体温度
		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
		水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽
	操作	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・チェンバ気体温度
		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
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		水源の確保 防火水槽

監視計器一覧(9/11)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順 (1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 格納容器除熱			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「DW クーラ代替除熱(RCW-A系)」 「DW クーラ代替除熱(RCW-B系)」	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
		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
		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・チェンバ氣體温度
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系系統流量 残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量
	操作	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・チェンバ氣體温度	

監視計器一覧(10/11)

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)	
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 「RHR(B)によるPCVスプレイ」	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 サブプレッション・チェンバ気体温度
		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
		補機監視機能	原子炉補機冷却水系系統流量 残留熱除去系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 サブプレッション・チェンバ気体温度
		原子炉格納容器への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		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

監視計器一覧(11/11)

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧			
事故時運転操作手順書(徴候ベース) 「RHR(A)によるS/P除熱」 「RHR(B)によるS/P除熱」	判断基準	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・チェンバ気体温度
		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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 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
	操作	原子炉格納容器への注水量	残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量
		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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 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

表 1.6.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.6】 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</p>	復水移送ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 AM用MCC
	復水補給水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 (6号炉のみ) AM用MCC
	残留熱除去系ポンプ	常設代替交流電源設備 M/C C系 M/C D系
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 AM用MCC
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用A系電源 計測用B系電源

表 1.6.4 代替格納容器スプレイ起動, 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	圧力制御	D/W圧力が13.7kPa以上で、原子炉水位が-2880mm以下を経験した場合	D/W	D/W S/P	圧力制御、 温度制御、 水位制御	S/C圧力が13.7kPa以下の場合
		D/W圧力が13.7kPa以上で、24時間継続した場合	D/W	D/W ^{*3} S/P		
		D/W圧力が180kPa以上の場合	D/W	D/W S/P		
	温度制御	D/W空間部温度171℃を超える恐れがある場合	D/W	D/W		S/P水位が14.0m ^{*2} 以上の場合
		S/P空間部温度が104℃を超える恐れがある場合	S/P	S/P		
制水 [*] 制御 ⁴	S/P水位が[] ^{*1, 2} 以上の場合	D/W	D/W			

- ※1: 原子炉圧力が [] 以下の場合であって、それ以上の場合はSR弁テールパイプ制限曲線に従う。
 ※2: S/P底面からの水位。
 ※3: S/P圧力が13.7kPaを超えて24時間継続する場合はS/Pスプレイを実施し、S/P圧力が [] を超えた場合にはD/Wスプレイも合わせて実施する。
 ※4: 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。

表 1.6.5 代替格納容器スプレイ起動, 停止の判断基準
(格納容器破損を防止するための対応)

	スプレイ起動の判断基準			圧力容器 破損前	圧力容器 破損後	スプレイ停止の判断基準			スプレイ流量 (m ³ /h)
	除熱 1、 除熱 2	代替 格納 容器 ス プ レ イ	D/W圧力又はS/C圧 力が465kPa以上の 場合 ^{※2}	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P	除熱 1、 除熱 2	代替 格納 容器 ス プ レ イ	D/W圧力又はS/C圧 力が390kPa以下の 場合 ^{※2}	
防 止 す る た め の 対 応	除熱 1、 除熱 2	代 替 格 納 容 器 ス プ レ イ	D/W温度が190℃以 上の場合	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P	除熱 1、 除熱 2	代 替 格 納 容 器 ス プ レ イ	S/P水位が \square ^{※1} に到達した場合	140
			D/W圧力又はS/C圧 力が \square 以上 の場合	①S/P ②D/W	①D/W ②S/P			R S P R に よ る	D/W圧力又はS/C圧 力が13.7kPa以下 の場合
		注 水 1	代 替 格 納 容 器 ス プ レ イ	原子炉圧力容器下鏡部温 度が300℃に到達した 場合	D/W		—	注 水 1	代 替 格 納 容 器 ス プ レ イ

①, ②は優先順位を示す。

※1:S/P底面からの水位。

※2:外部からの注水を抑制する観点から間欠スプレイとする。

※3:原子炉圧力容器破損前に本操作を実施することで、格納容器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ことができる。ただし、本操作をしない場合であっても、評価上、原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間、逃がし安全弁は原子炉の減圧機能を維持できる。

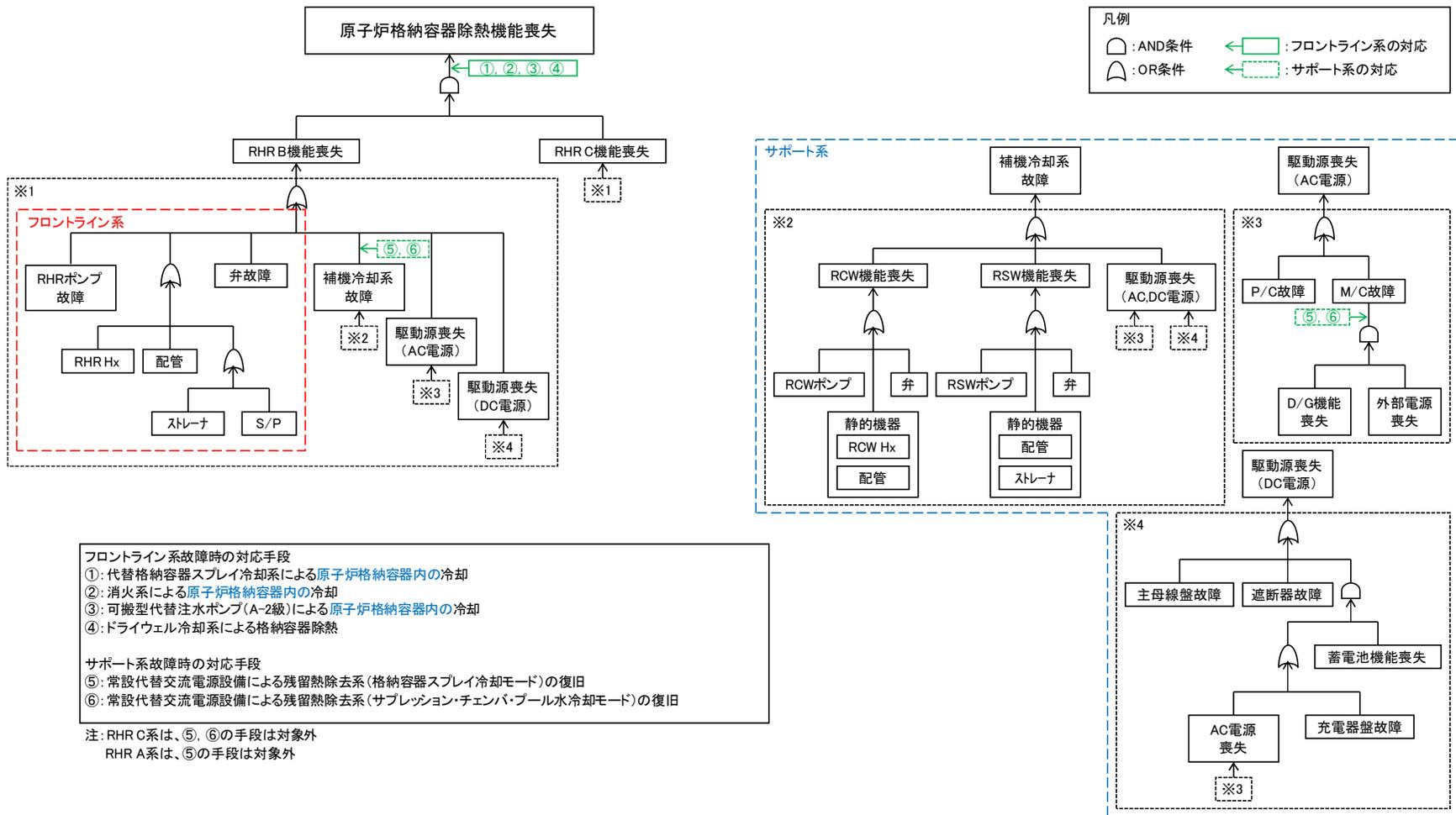


図 1.6.1 機能喪失原因対策分析

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	
原子炉格納容器除熱機能喪失	RHR A機能喪失(※5)	RHRポンプ故障							
		弁故障							
		静的機器故障	RHR Hx						
			配管						
		水源	S/P						
			ストレーナ						
			RCWポンプ						
			弁						
			静的機器故障	RCW Hx					
			配管						
		RSWポンプ							
	補機冷却系故障		弁						
			静的機器故障	配管					
		※2	RSW機能喪失						
		※1	駆動源喪失(AC, DC電源)	※3同様					
				※4同様					
		駆動源喪失(AC電源)	P/C故障						
		※3	M/C故障	D/G機能喪失					
			外部電源喪失						
		主母線盤故障							
		遮断器故障							
	駆動源喪失(DC電源)		蓄電池機能喪失						
	※4	直流電源供給機能喪失	充電器盤故障						
		充電器機能喪失	AC電源喪失	※3同様					
	RHR B機能喪失	※1同様							
	RHR C機能喪失	※1同様							

※5 RHR A系については格納容器スプレイモード対象外

※ 本資料は、「機能喪失原因対策分析」を基に、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。

図 1.6.1 機能喪失原因対策分析(補足)

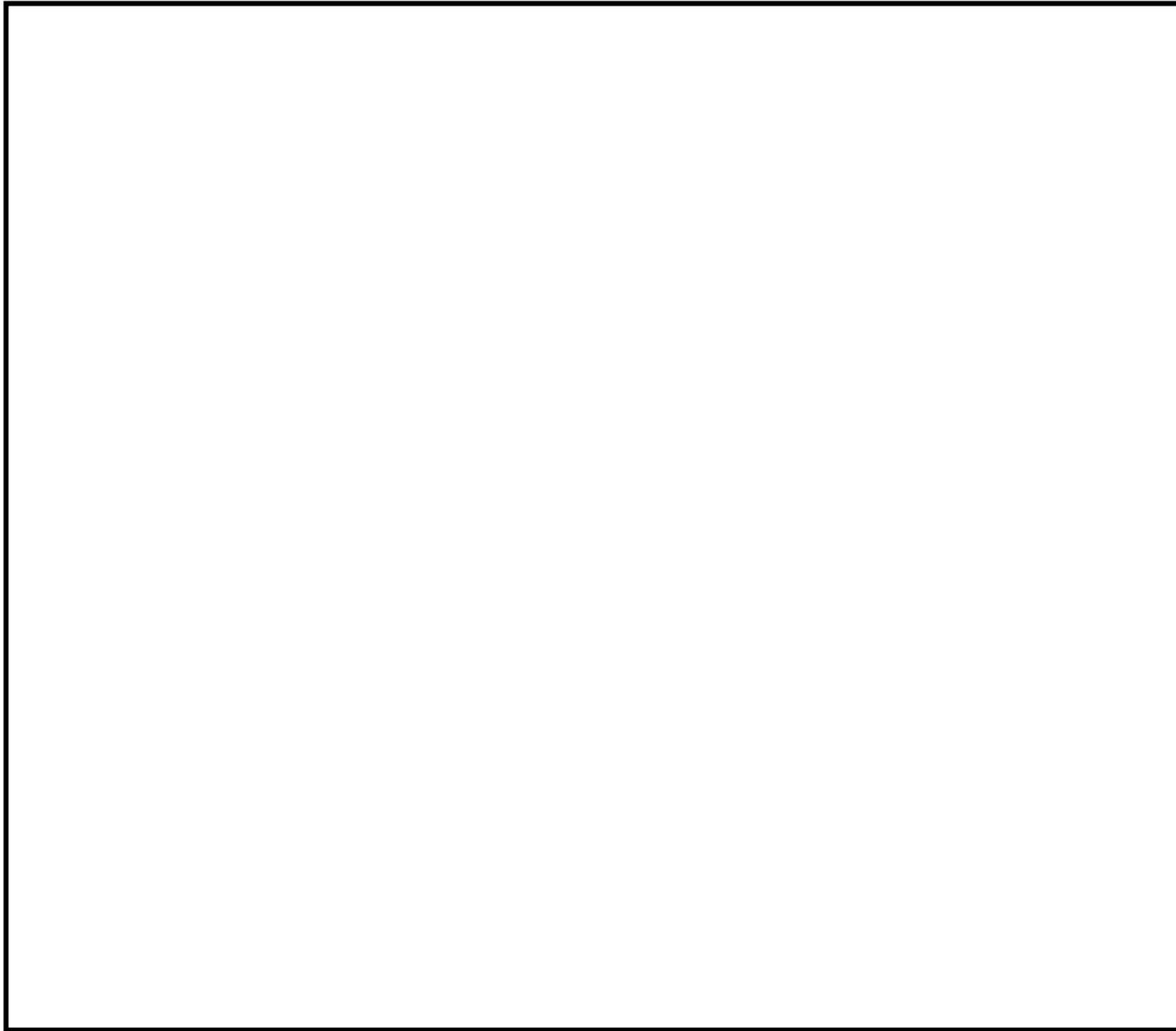


図 1.6.2 EOP[PCV 圧力制御]における対応フロー

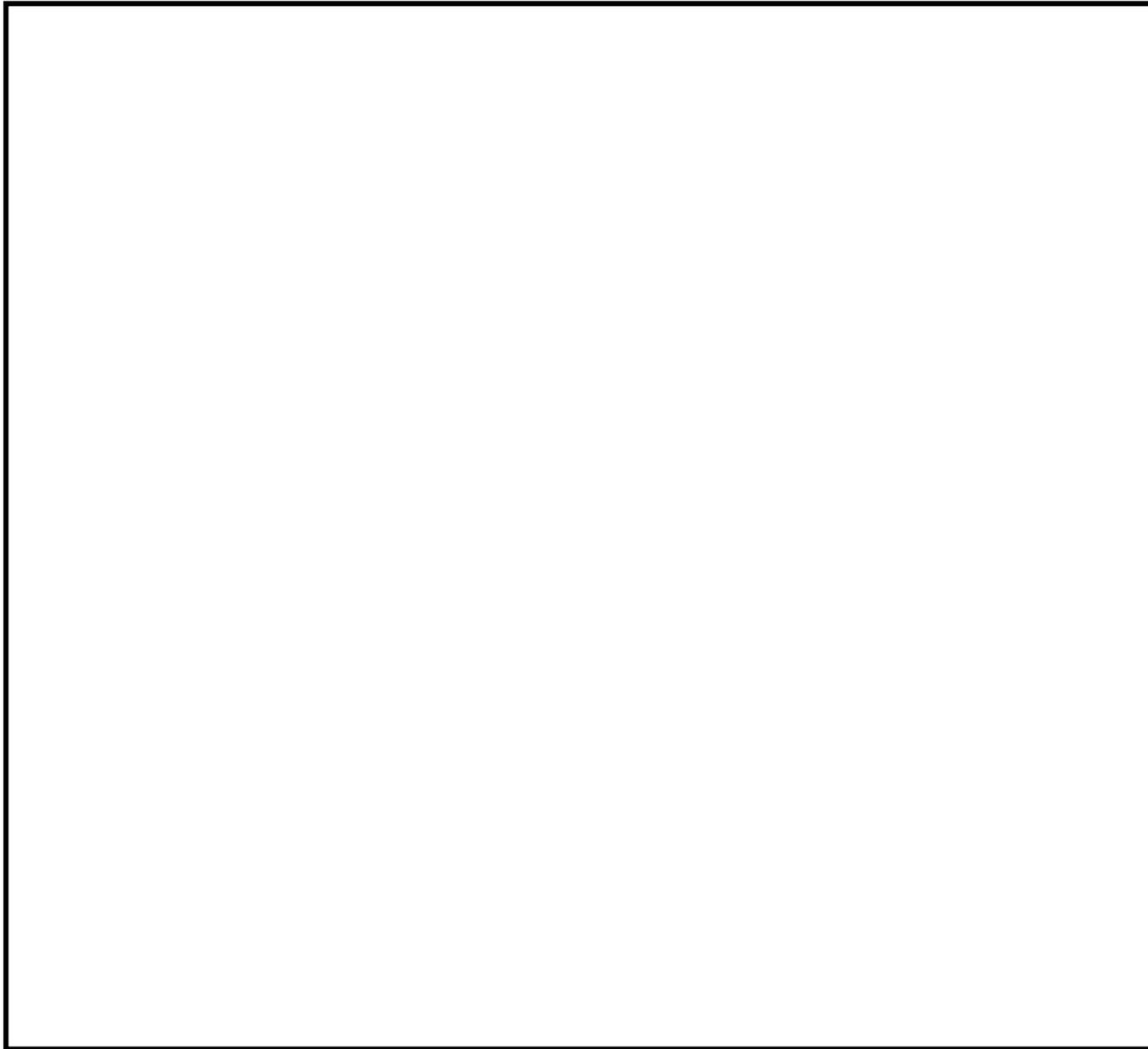


図 1.6.3 EOP[D/W 温度制御]における対応フロー

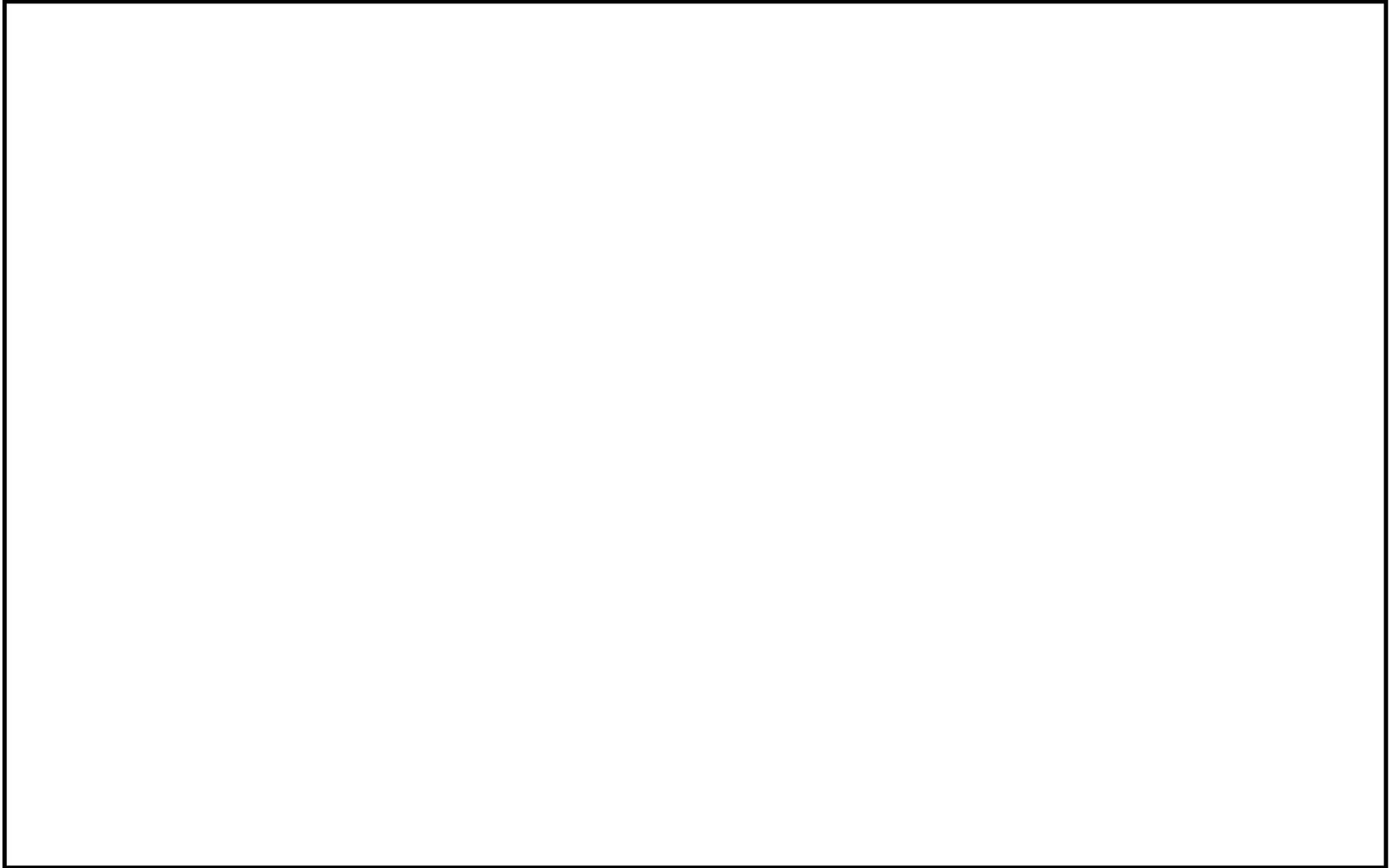


図 1.6.4 EOP[S/P 温度制御]における対応フロー

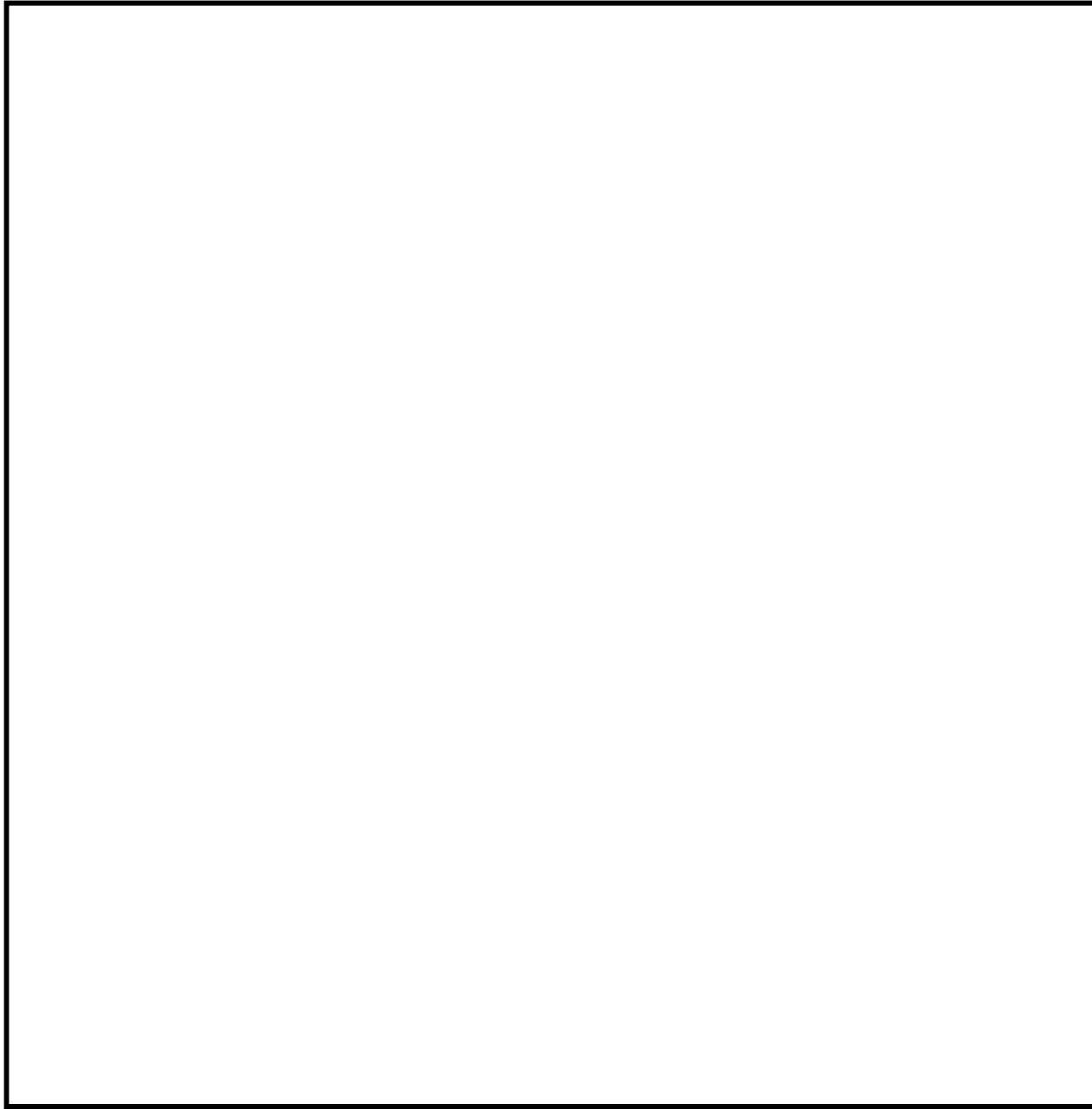


図 1.6.5 EOP[SP/L 温度制御]における対応フロー

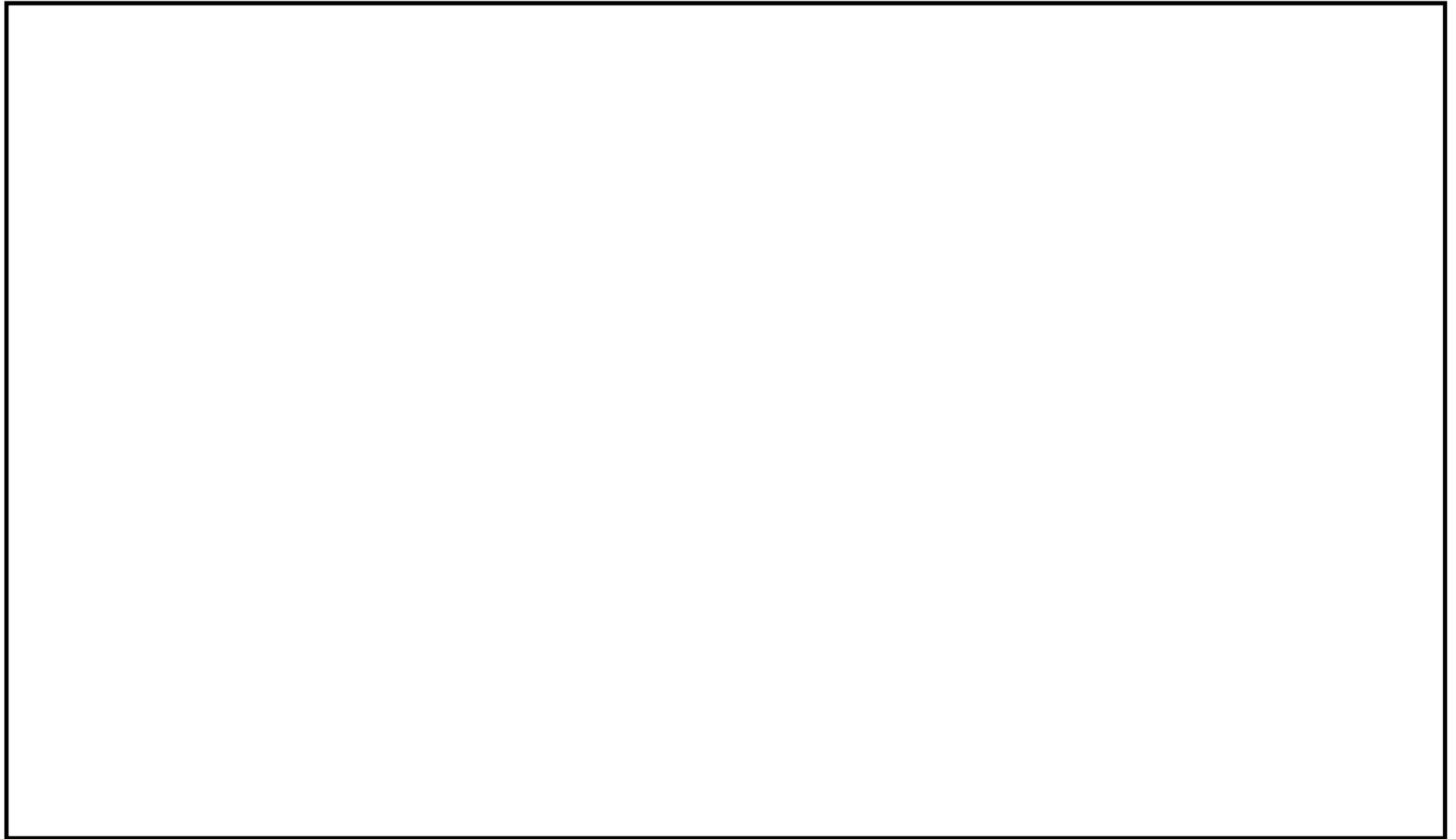
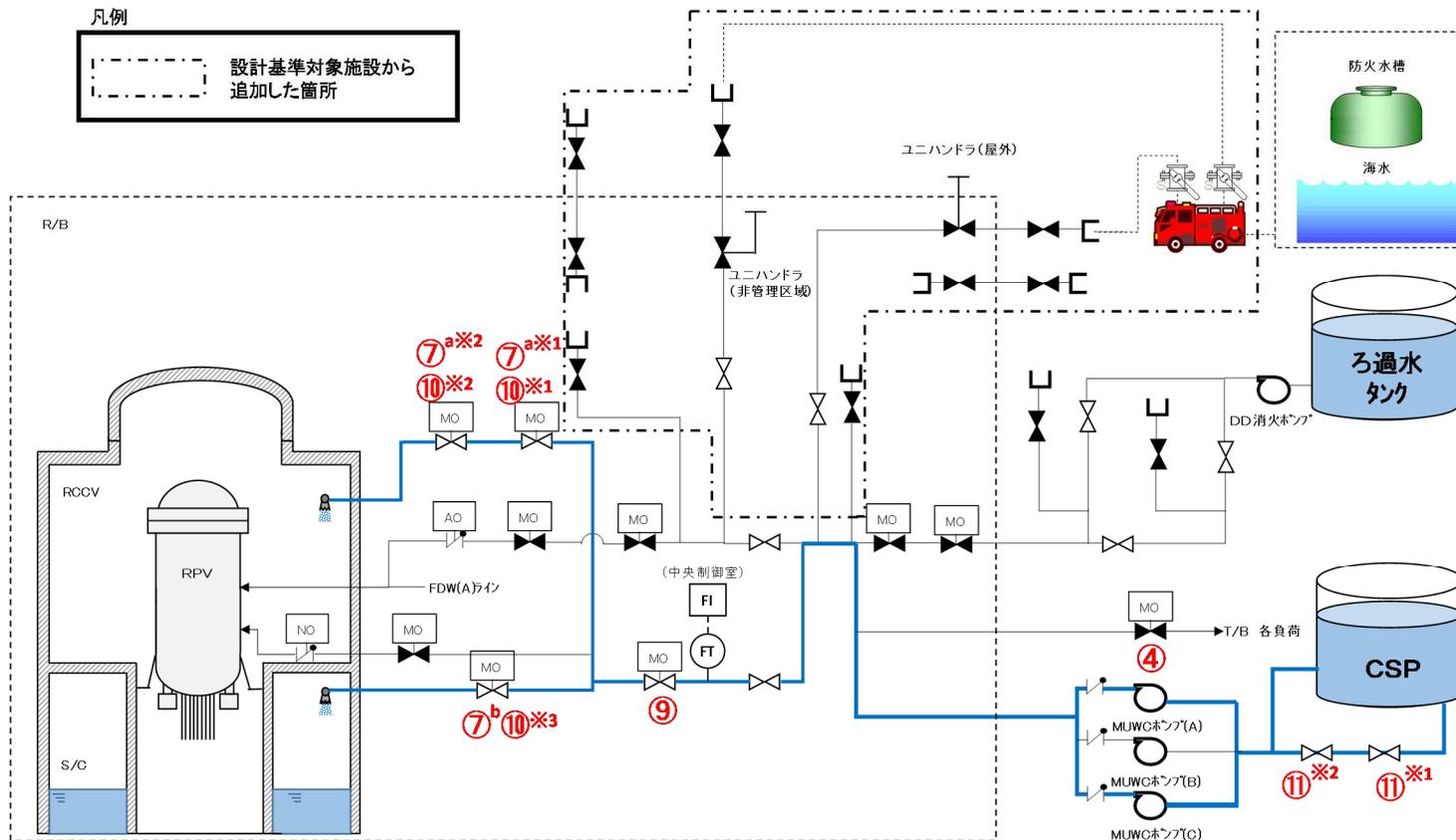


図 1.6.6 SOP[除熱-1, 除熱-2]における対応フロー

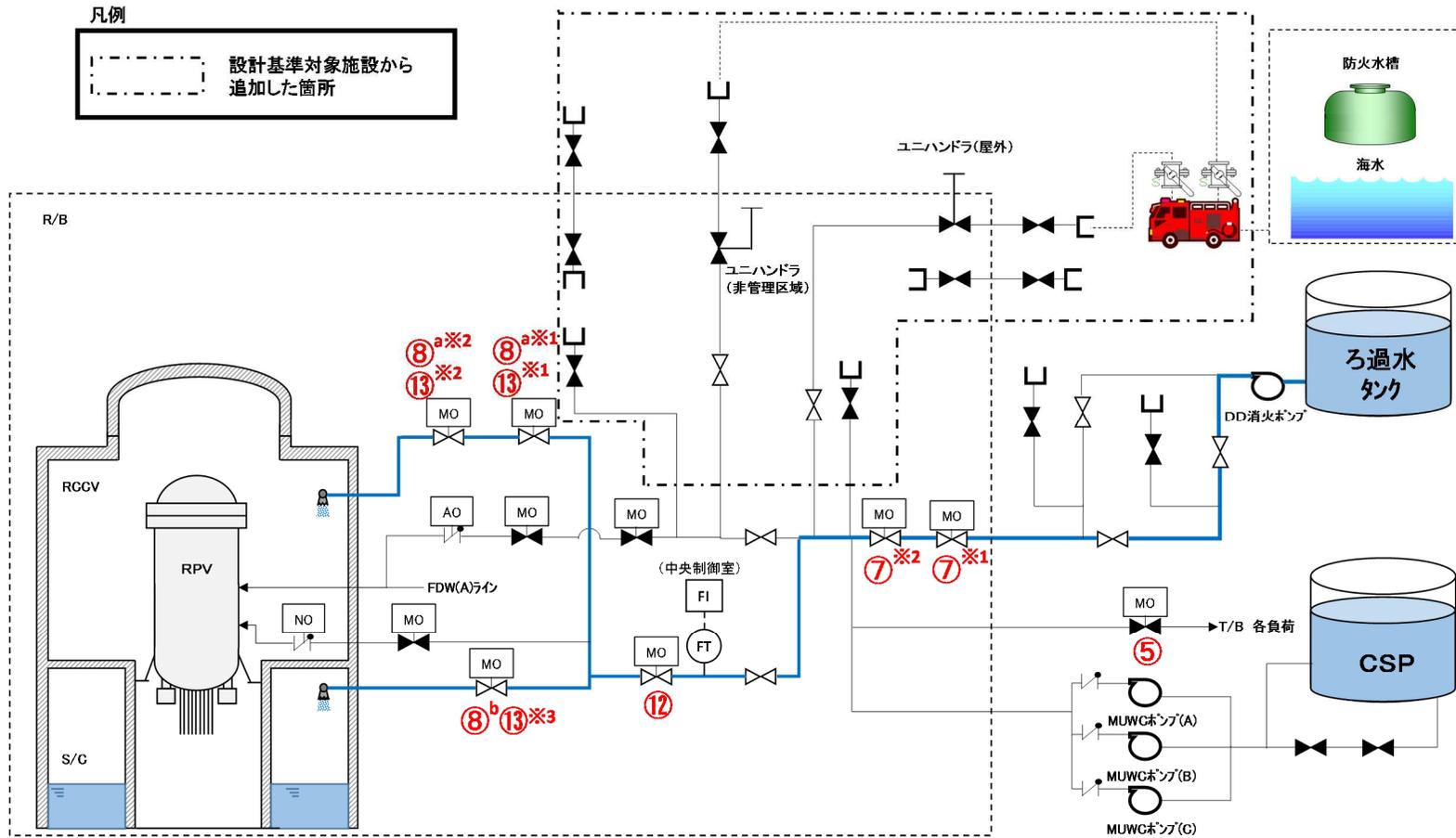


操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑦ ^a *1 ⑩*1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑦ ^a *2 ⑩*2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑦ ^b ⑩*3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑨	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑪*1	復水補給水系常／非常用連絡管一次止め弁
⑪*2	復水補給水系常／非常用連絡管二次止め弁

図 1.6.7 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ 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)		25分 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ																
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保、電源確認																
			バイパス流防止処置、ポンプ起動																
			系統構成																
			スプレイ開始																
	現場運転員 C, D	2			移動・CSP水源確保														

図 1.6.8 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ タイムチャート

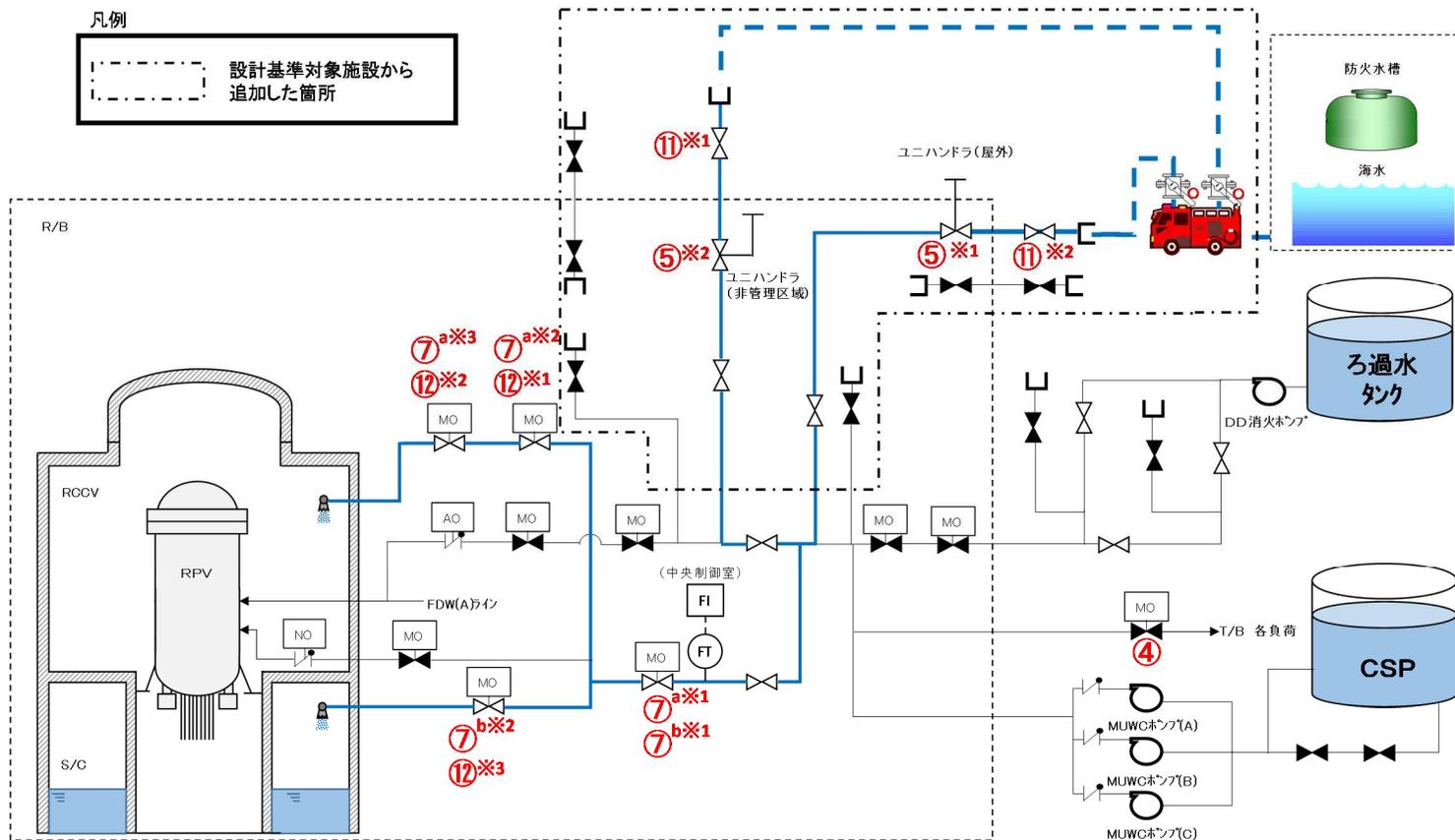


操作手順	弁名称
⑤	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑦※1	復水補給水系消火系第一連絡弁
⑦※2	復水補給水系消火系第二連絡弁
⑧ ^a ※1⑬※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑧ ^a ※2⑬※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑧ ^b ⑬※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑫	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)

図 1.6.9 消火系による格納容器スプレイ 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)	30分 消火系による格納容器スプレイ														
消火系による格納容器 スプレイ	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保、			電源確保確認										
			バイパス			流防止処置、系統構成										
			スプレイ開始													
	→															
	現場運転員 C, D	2	電源確保													
	緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動													

図 1.6.10 消火系による格納容器スプレイ タイムチャート



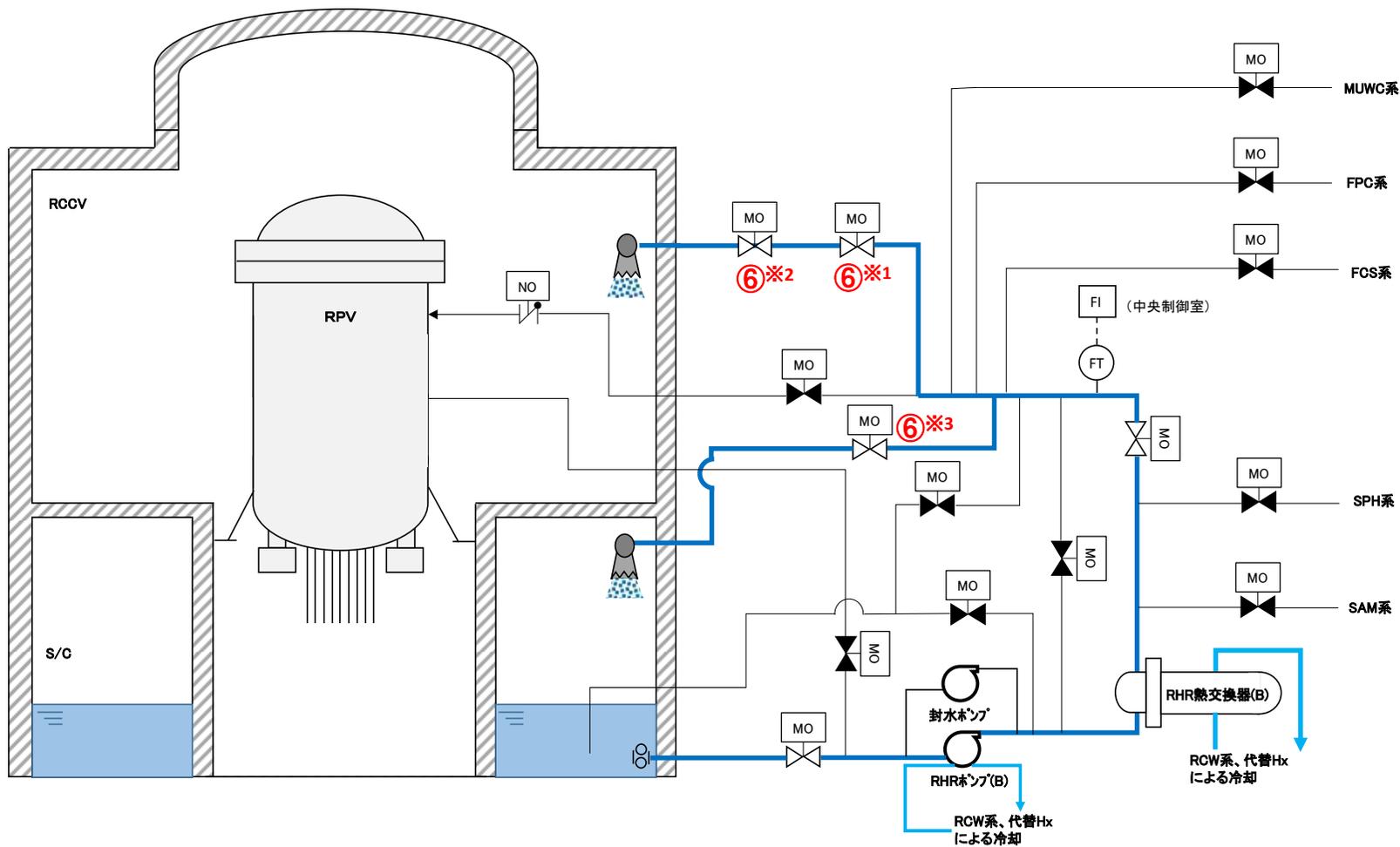
操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑤※1	復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1
⑤※2	復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1
⑦ ^a ※1⑦ ^b ※1	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑦ ^a ※2⑫※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑦ ^a ※3⑫※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑦ ^b ※2⑫※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑪※1	復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁
⑪※2	復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁

図 1.6.11 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ 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								
				可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ 95分																		
可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																			
			系統構成																			
			スプレイ確認																			
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																			
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																			
			消防車健全性確認																			
			消防車配置																			
			送水準備																			
			送水、スプレイ開始																			

※荒浜側高台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、トータルの操作時間は85分と想定する。

図 1.6.12 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ タイムチャート

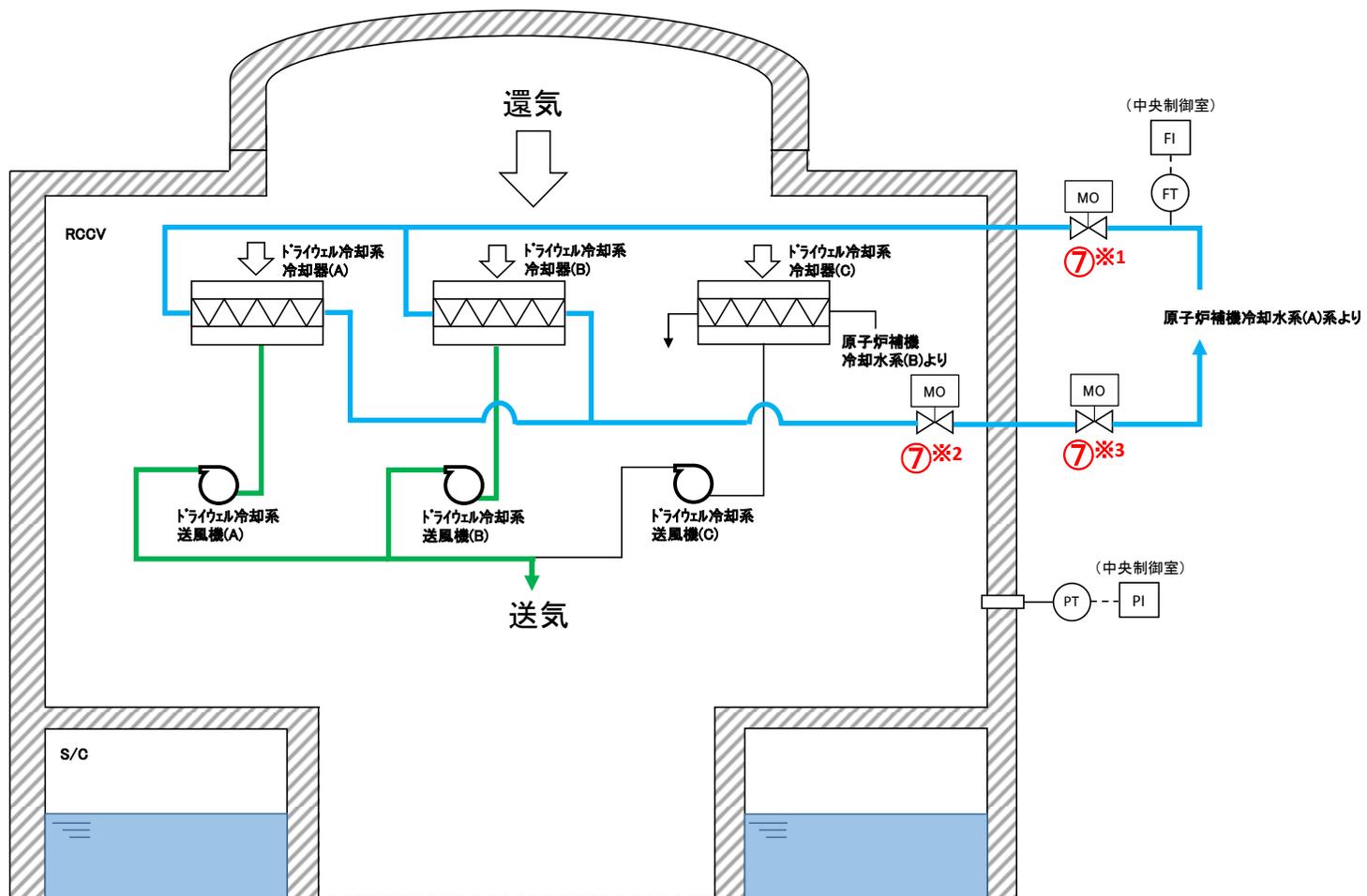


操作手順	弁名称
⑥※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑥※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑥※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)

図 1. 6. 13 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器スプレイ 概要図

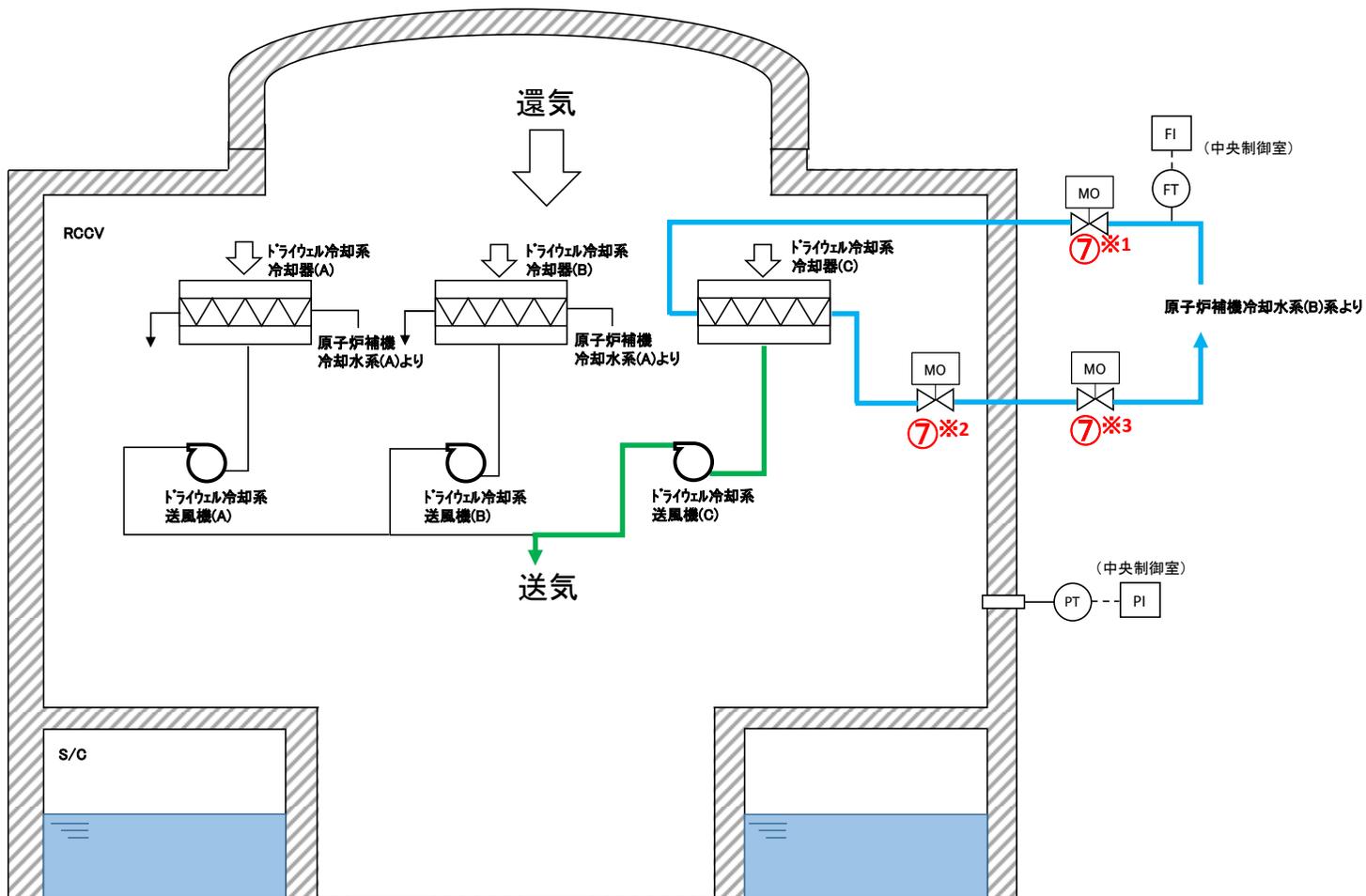
		経過時間(分)												備考
		10	20	30	40	50	60	70						
手順の項目	要員(数)	15分 残留熱除去系ポンプによる格納容器スプレイ												
残留熱除去系ポンプによる 格納容器スプレイ	中央制御室運転員 A, B	2	電源確保確認											
			ポンプ起動, 系統構成											

図 1.6.14 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器スプレイ タイムチャート



操作手順	弁名称
⑦※1	原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁(A)
⑦※2	原子炉補機冷却系格納容器内側戻り隔離弁(A)
⑦※3	原子炉補機冷却系格納容器外側戻り隔離弁(A)

図 1.6.15 ドライウェル冷却系による格納容器除熱 概要図[原子炉補機冷却(A)]

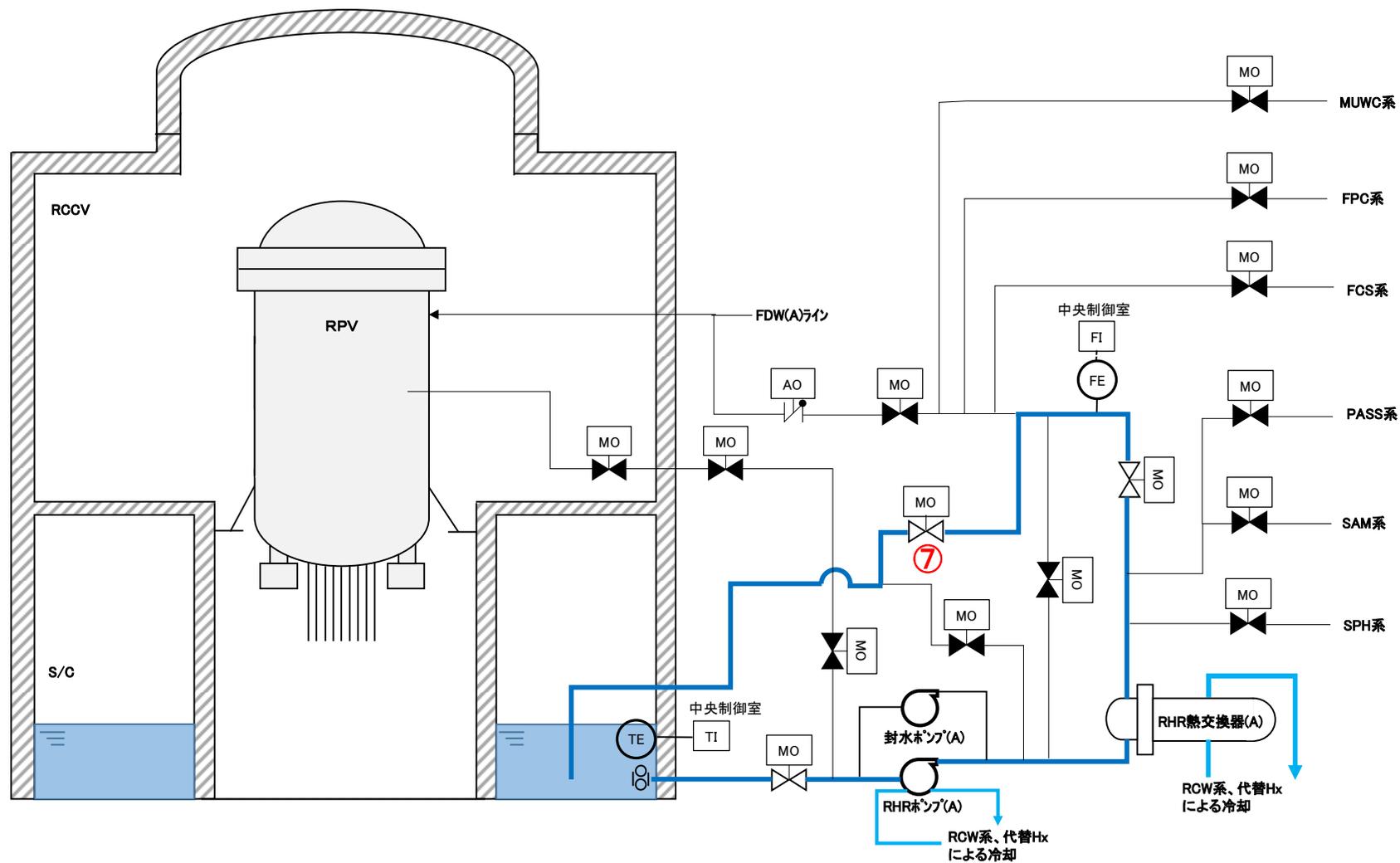


操作手順	弁名称
⑦※1	原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁(B)
⑦※2	原子炉補機冷却系格納容器内側戻り隔離弁(B)
⑦※3	原子炉補機冷却系格納容器外側戻り隔離弁(B)

図 1.6.16 ドライウェル冷却系による格納容器除熱 概要図[原子炉補機冷却(B)]

		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 ドライウェル冷却系による格納容器除熱														
ドライウェル冷却系による 格納容器除熱	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確保確認													
			隔離信号除外[RCW(A)及び(B)使用]													
	ドライウェル送風機(A)(B)(C)起動															
	電源確保															
	現場運転員 C, D	2														

図 1.6.17 ドライウェル冷却系による格納容器除熱 タイムチャート



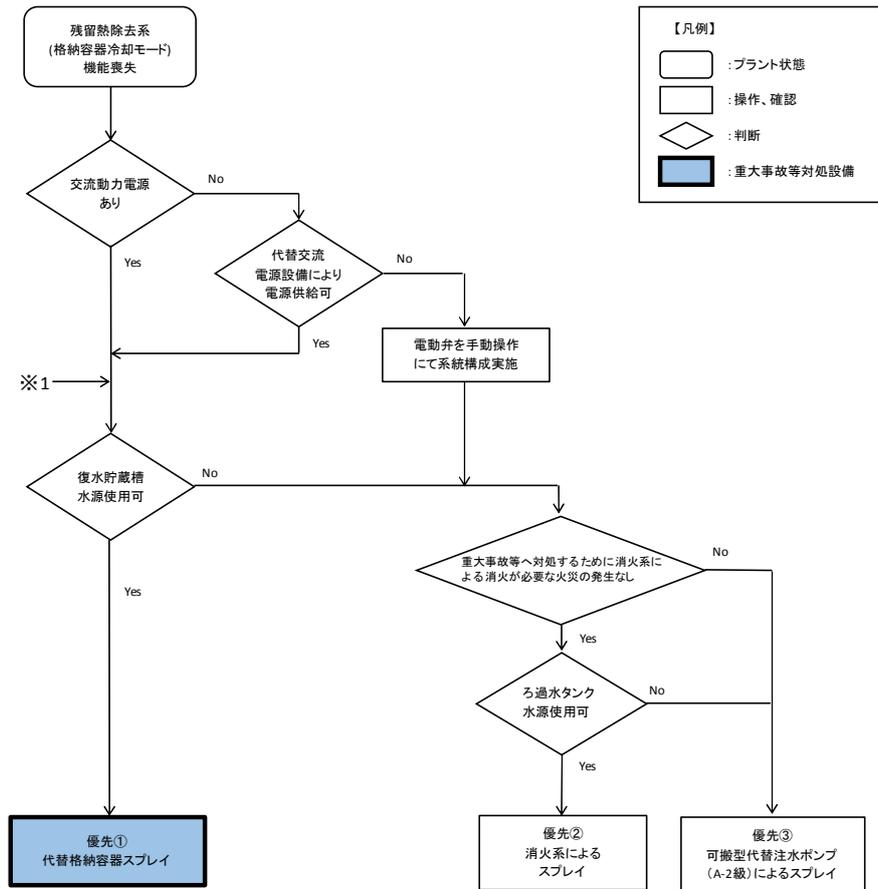
操作手順	弁名称
⑦	残留熱除去系試験用調節弁(A)

図 1.6.18 残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサプレッション・チェンバ・プール除熱 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)		15分 残留熱除去系ポンプによるサブプレッション・チェンバ・プール水除熱																
残留熱除去系ポンプによる サブプレッション・チェンバ・プ ール水除熱	中央制御室運転員 A, B	2																	

図 1.6.19 残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・プール除熱 タイムチャート

炉心の著しい損傷防止のための対応手段
 (1) フロントライン故障時の対応手段の選択



炉心の著しい損傷防止するための対応手段
 (2) サポート系故障時の対応手段の選択

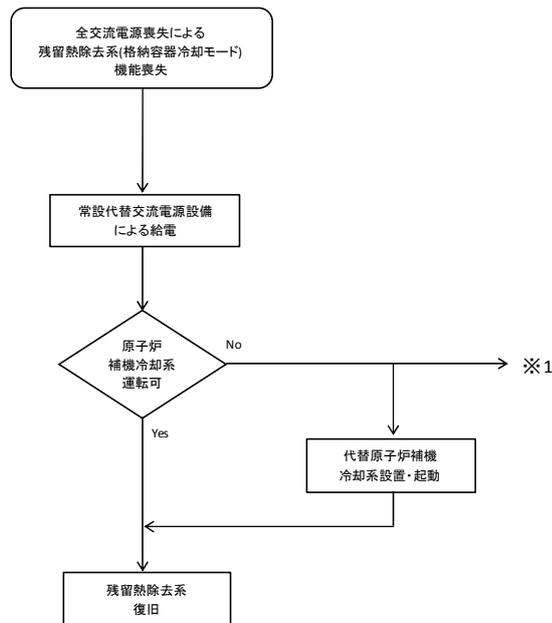
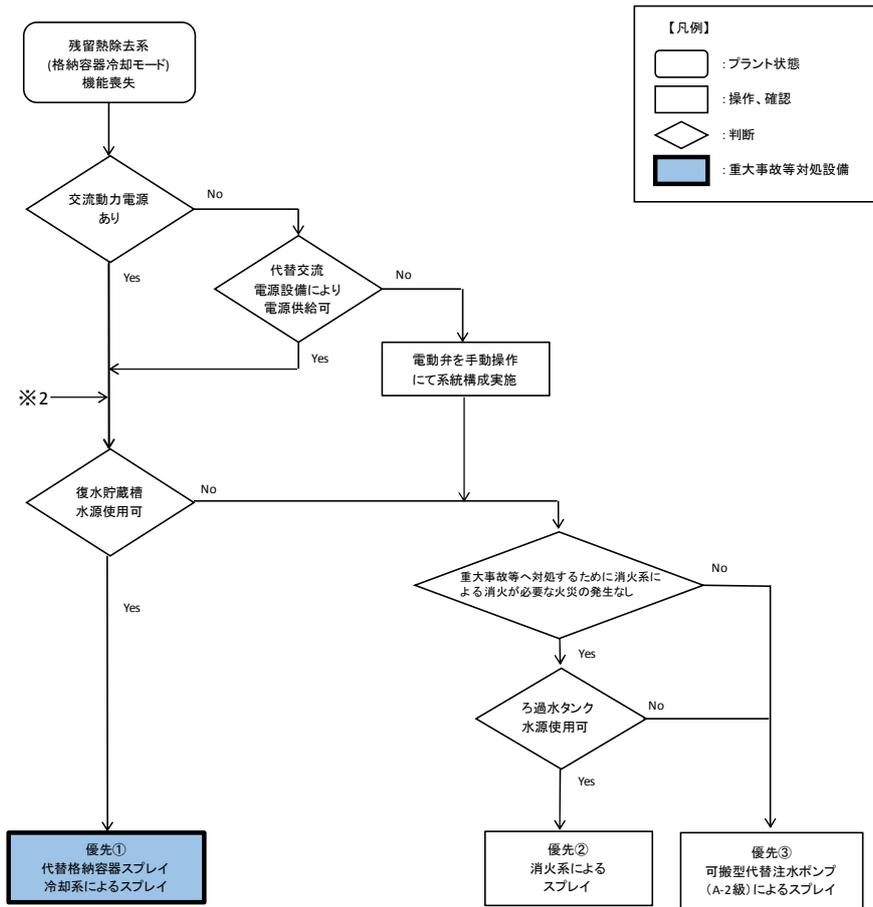


図 1.6.20 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(1/3)

原子炉格納容器破損を防止するための対応手段
 (1)フロントライン故障時の対応手段の選択(1/2)



原子炉格納容器破損を防止するための対応手段
 (1)フロントライン故障時の対応手段の選択(2/2)

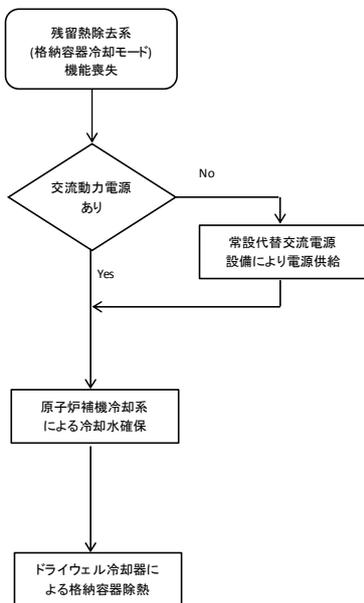


図 1.6.20 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(2/3)

原子炉格納容器破損を防止するための対応手段
(2) サポート系故障時の対応手段の選択

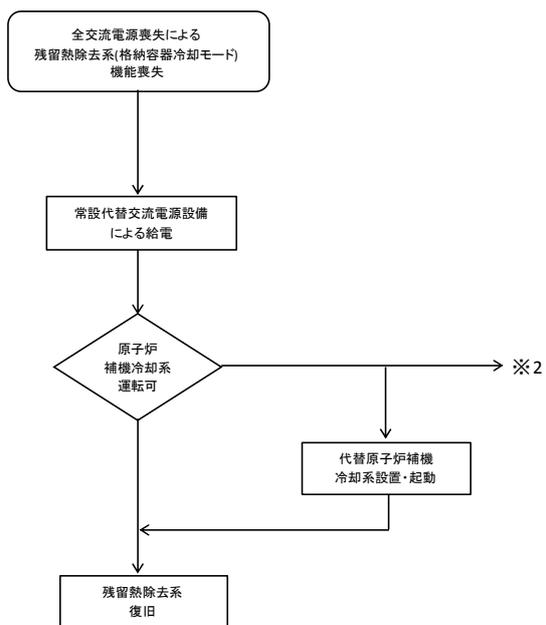


図 1.6.20 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(3/3)

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表(1/3)

技術的能力審査基準 (1.6)	番号	設置許可基準規則 (49条)	技術基準規則 (64条)	番号
<p>【本文】</p> <p>1 発電用原子炉設置者において、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、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>2 発電用原子炉設置者は、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】</p> <p>発電用原子炉施設には、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、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】</p> <p>発電用原子炉施設には、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、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p>	④
<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第2項に規定する「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ために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	-	<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」及び第2項に規定する「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ために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」及び第2項に規定する「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ために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	-
<p>(1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 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、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>(1) 重大事故等対処設備</p> <p>a) 設計基準事故対処設備の格納容器スプレイ注水設備（ポンプ又は水源）が機能喪失しているものとして、格納容器スプレイ代替注水設備を配備すること。</p>	<p>(1) 重大事故等対処設備</p> <p>a) 設計基準事故対処設備の格納容器スプレイ注水設備（ポンプ又は水源）が機能喪失しているものとして、格納容器スプレイ代替注水設備を配備すること。</p>	⑤
		<p>b) 上記 a) の格納容器スプレイ代替注水設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p>	<p>b) 上記 a) の格納容器スプレイ代替注水設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。</p>	⑥
<p>(2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a) 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、格納容器スプレイ代替注水設備により、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ために必要な手順等を整備すること。</p>	③	<p>(2) 兼用</p> <p>a) 第1項の炉心損傷防止目的の設備と第2項の格納容器破損防止目的の設備は、同一設備であってもよい。</p>	<p>(2) 兼用</p> <p>a) 第1項の炉心損傷防止目的の設備と第2項の格納容器破損防止目的の設備は、同一設備であってもよい。</p>	-

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/3)

■ : 重大事故等対処設備

▨ : 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
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	復水移送ポンプ	既設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	消火系による 原子炉格納容器内の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	30分	6名	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			消火系配管・弁	常設			
	残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド	常設			
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬			
	-	-		可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 原子炉格納容器内の冷却による	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	可搬	95分	7名	自主対策とする理由は本文参照
					防火水槽	常設			
					ホース	可搬			
					MUWC接続口	常設			
					復水補給水系配管・弁	常設			
					残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド	常設			
					原子炉格納容器	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
					可搬型代替交流電源設備	可搬			
				燃料補給設備	常設 可搬				
				ドライウエル格納容器冷却系による	ドライウエル冷却系送風機	常設	45分	4名	自主対策とする理由は本文参照
					ドライウエル冷却系冷却器	常設			
					原子炉補機冷却系	常設			
					非常用取水設備	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
					燃料補給設備	常設 可搬			

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/3)

■ : 重大事故等対処設備

▨ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
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) の復旧	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) ポンプ	既設	① ④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器・スプレイヘッダ	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系	既設							
	代替原子炉補機冷却系	新設							
	非常用取水設備	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
常設代替交流電源設備による残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) の復旧	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) ポンプ	既設	① ④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・熱交換器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系	既設							
	代替原子炉補機冷却系	新設							
	非常用取水設備	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							
-	-	-	-	-	-	-	-	-	

※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

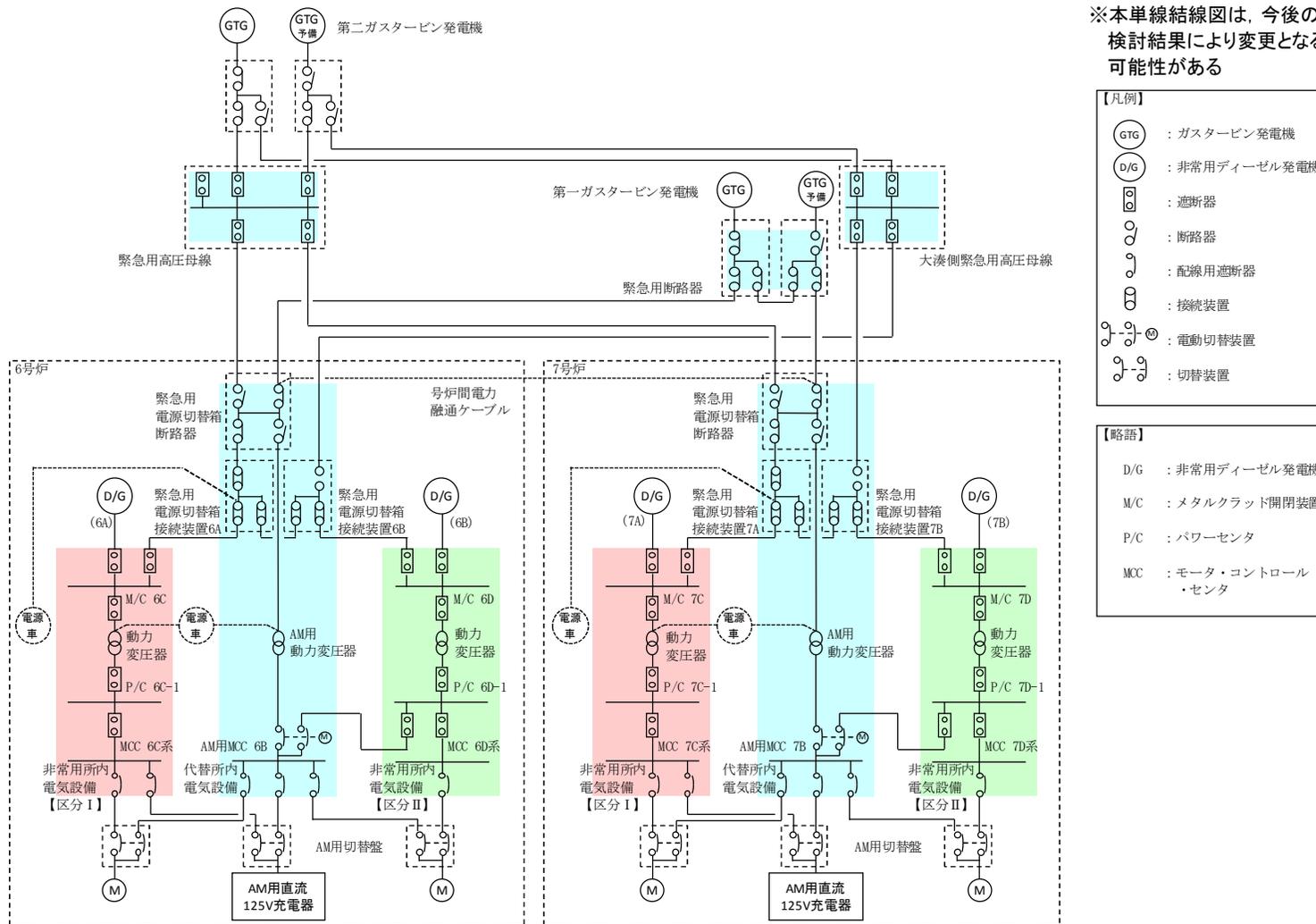


図1 対応手段として選定した設備の電源構成図 (6号及び7号炉)

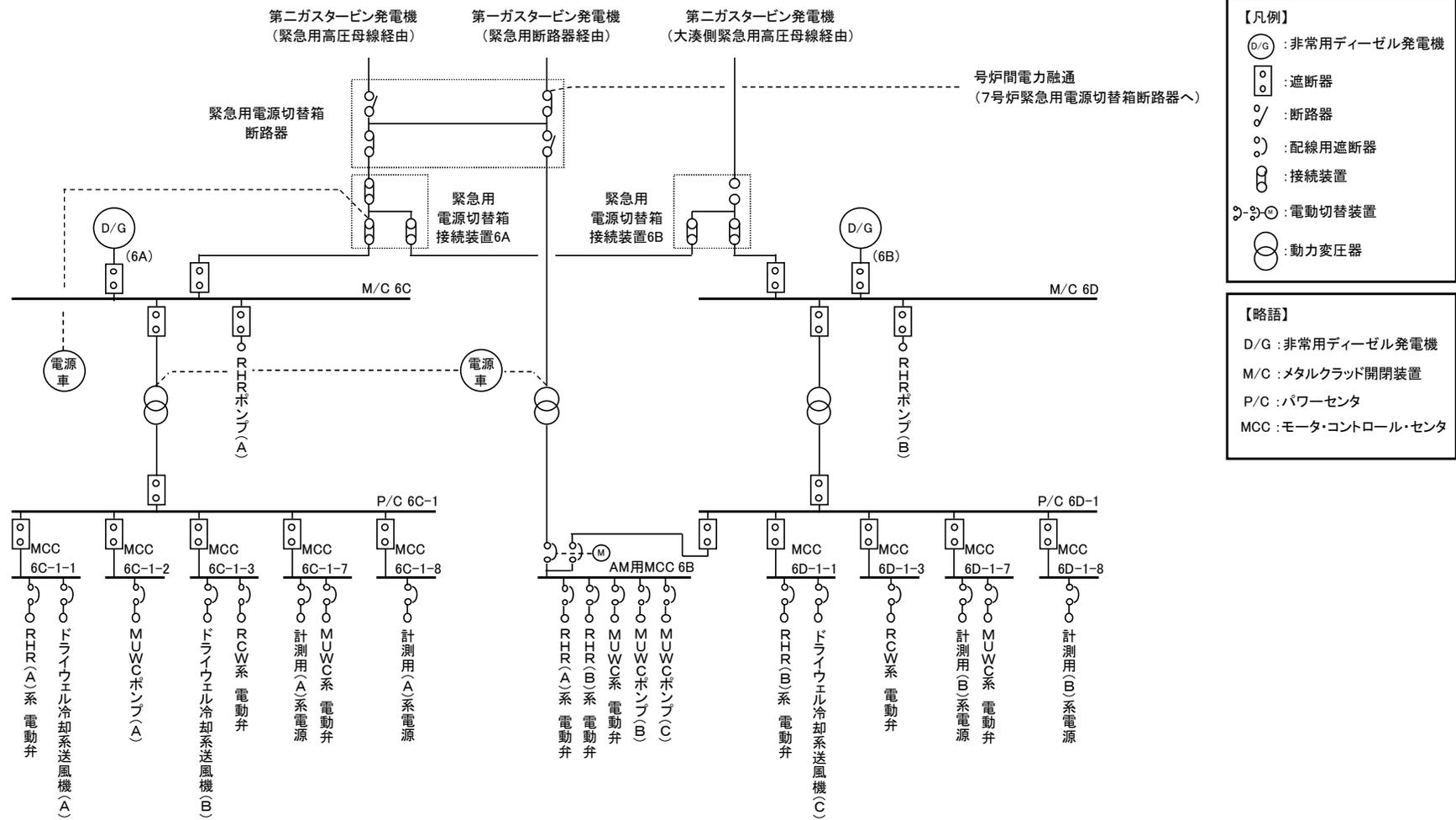
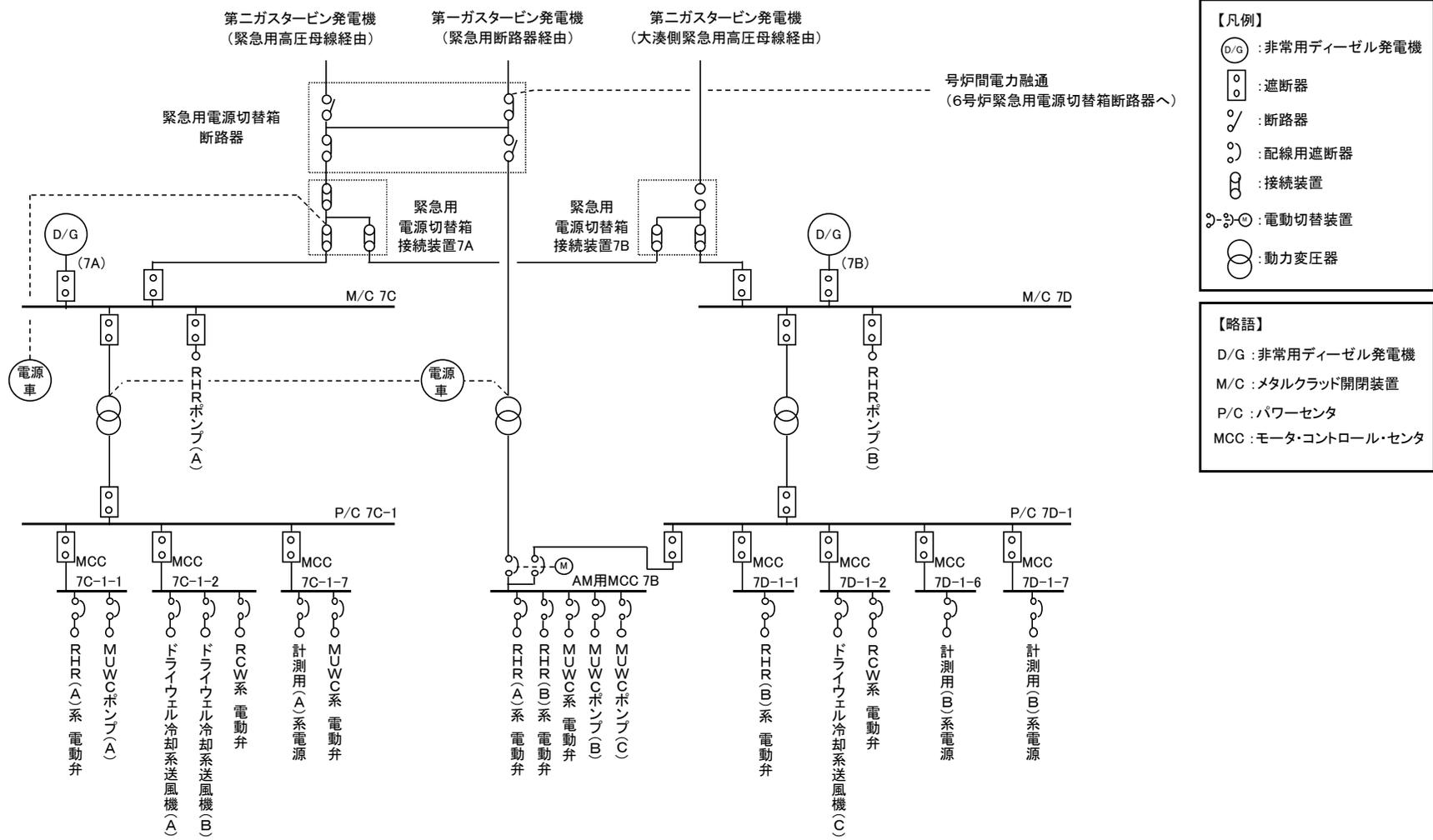


図2 対応手段として選定した設備の電源構成図 (6号炉)



【凡例】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- : 遮断器
- ⌋ : 断路器
- : 配線用遮断器
- : 接続装置
- : 電動切替装置
- : 動力変圧器

【略語】

- D/G : 非常用ディーゼル発電機
- M/C : メタルクラッド開閉装置
- P/C : パワーセンタ
- MCC : モータ・コントロール・センタ

図3 対応手段として選定した設備の電源構成図（7号炉）

重大事故対策の成立性

1. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ

(1) 復水貯蔵槽水源確保

a. 操作概要

復水貯蔵槽を水源として復水移送ポンプにより代替格納容器スプレイを行う際に、ポンプの吸込ラインを復水貯蔵槽下部からのラインに切り替えることにより水源を確保する。

b. 作業場所

廃棄物処理建屋 地下3階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安:15分(実績時間:14分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備(送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



反射テープ



復水移送ポンプ吸込ライン切替

2. 消火系による格納容器スプレイ

(1) 受電操作

a. 操作概要

消火系による格納容器スプレイ系統構成のための電源確保を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階（非管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

消火系による格納容器スプレイに必要な要員数(6名)、所要時間(30分)のうち系統構成のための電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 20分(実績時間: 18分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常受電操作であり、容易に操作可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

3. 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ

(1) 隔操作機構(ユニハンドラー)の取り外し

a. 操作概要

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器を行う際に、現場にて手動弁の遠隔操作機構の取り外しを行い、系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 2階, 1階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイに必要な要員数(7名), 所要時間(95分)のうち, ユニハンドラー取り外しに必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 25分(実績時間: 10分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象弁は通路付近にあり, 操作性に支障はない。ユニハンドラー取り外し及び取り外し後の操作対象弁の操作性については, 設置工事完了後に検証する。

操作対象弁には, 暗闇でも識別し易いように反射テープを施す。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



ユニハンドラー弁のリンク機構



リンク機構の取外し操作



(系統構成)
リンク機構の取外し後に、
ハンドルを取付け、弁操作

(2) 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による送水準備及び送水

a. 操作概要

緊急時対策本部は、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による格納容器へのスプレーが必要な状況において、接続口(消防ホース接続箇所)及び水源を選定し、スプレイルートを決定する。
現場では、指示されたスプレイルートを確保したうえで、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)によりスプレーする。

b. 作業場所

屋外(原子炉建屋周辺、取水箇所(護岸、海水取水ピット、防火水槽)周辺)

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による格納容器へのスプレーに必要な要員(7 名)、所要時間(95 分)のうち、屋外接続口から格納容器へのスプレーに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3 名(緊急時対策要員 3 名)

所要時間目安 : 95 分(実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: 車両の作業用照明・ヘッドライト・懐中電灯・LED 多機能ライトにより、夜間における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、ヘッドライト・懐中電灯・LED 多機能ライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)からのホースの接続は、汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

4. ドライウェル冷却系による格納容器除熱

(1) 受電操作

a. 操作概要

格納容器内へ冷却水通水後、ドライウェル冷却系送風機を起動して格納容器を除熱するために必要となる電源を確保する。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階 (非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

ドライウェル冷却系による格納容器除熱に必要な要員数(4名)、所要時間(45分)のうち格納容器内への冷却水通水、ドライウェル冷却系送風機起動のための電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安:30分(実績時間:24分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内照明消灯時における操作性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常の受電操作であり、容易に操作可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作

解釈一覧
操作手順の解釈一覧

手順	操作手順記載内容	解釈		
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための対応手順 a. 代替格納容器スプレイ	(a) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029	
		復水移送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上	復水移送ポンプ吐出圧力が <input type="text"/> 以上	
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B	
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B	
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B	
		残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B	
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B	
		復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁	(一次止め弁) P13-F019 (二次止め弁) P13-F020	
		(b) 消火系による格納容器スプレイ	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
	復水補給水系消火系第一、第二連絡弁		(第一連絡弁) P13-M0-F090 (第二連絡弁) P13-M0-F091	
	残留熱除去系注入隔離弁(B)		E11-M0-F005B	
	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)		E11-M0-F017B	
	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)		E11-M0-F018B	
	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)		E11-M0-F019B	
	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)		E11-M0-F032B	
	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁		P13-M0-F029	
	(c) 可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による格納容器スプレイ		復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1	P13-F137
		復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1	P13-F133	
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B	
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B	
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B	
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B	
		残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B	
		復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁	P13-F132	
		復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁	P13-F136	
	(2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後の格納容器除熱	ポンプ吐出圧力が確立	残留熱除去系ポンプ(B)吐出圧力にて <input type="text"/> 以上
			残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)			E11-M0-F018B	
残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)			E11-M0-F017B	
残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)			E11-M0-F019B	
(b) 残留熱除去系ポンプ電源復旧後のサブプレッション・チェンバ・ブル水除熱		残留熱除去系試験用調節弁(A)	E11-M0-F008A	
		残留熱除去系(A)の系統流量の上昇	残留熱除去系(A)の系統流量が <input type="text"/> 程度まで上昇	
1.6.2.2 原子炉格納容器破損を防止するための対応手順 b. 格納容器除熱	(a) ドライウエル冷却系による格納容器除熱	ESF盤区分Ⅰ及び区分Ⅱ	(区分Ⅰ) H11-P662-1 (区分Ⅱ) H11-P662-2	
		原子炉補機冷却系格納容器外側供給隔離弁(A),(B), 外側戻り隔離弁(A),(B)及び内側戻り隔離弁(A),(B)	(外側供給隔離弁(A),(B)) P21-M0-F029A,B (外側戻り隔離弁(A),(B)) P21-M0-F036A,B (内側戻り隔離弁(A),(B)) P21-M0-F035A,B	
		原子炉補機冷却水系(A),(B)の系統流量の上昇	原子炉補機冷却水系(A)・(B)の系統流量が最大 <input type="text"/> まで上昇	
		常用換気空調系盤	H11-P678-1	

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

< 目 次 >

1.7.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備

(a) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(b) 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

(c) 格納容器内pH制御

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.7.2 重大事故等発生時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

(1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順

a. 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

b. 代替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

c. 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

d. 格納容器内pH制御

(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）

b. 代替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）

1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

1.7.2.3 重大事故等発生時の対応手段の選択

添付資料 1.7.1 審査基準，基準規則と対応設備との対応表

添付資料 1.7.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.7.3 重大事故対策の成立性

1. 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
2. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り
3. フィルタベント水位調整（水張り）
4. フィルタベント水位調整（水抜き）
5. フィルタベント停止後の N₂ パージ
6. フィルタベント計装（サンプリングポンプ起動）
7. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整
8. ドレン移送ライン N₂ パージ
9. ドレンタンク水抜き
10. 代替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
11. 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

12. 格納容器内 pH 制御

添付資料 1.7.4 解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 原子炉格納容器の過圧破損の防止

a) 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又は格納容器再循環ユニットにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

(2) 悪影響防止

a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。

(3) 現場操作等

a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。

b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。

c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作できるよう、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。

(4) 放射線防護

a) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.7.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内へ流出した高温の冷却材及び溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気により、原子炉格納容器内の圧力温度が上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至るおそれがある。

原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

なお、設備の選定にあたっては、様々な条件下での事故対処を想定し、全交流動力電源の喪失を考慮する。

なお、重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*1}を選定する。

- ※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十条及び技術基準規則第六十五条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

全交流動力電源が喪失した場合に使用可能な対応手段と設備を選定する。ただし、全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源設備により給電する。審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段とその対応に

使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.7.1 に整理する。

a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備

(a) 格納容器圧力逃がし装置又は代替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

i. 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

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段がある。

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で使用する設備は以下のとおり。

- ・フィルタ装置
- ・よう素フィルタ
- ・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
- ・フィルタ装置水素濃度
- ・フィルタ装置スクラバ水pH
- ・ドレンポンプ設備
- ・ドレンタンク
- ・遠隔手動弁操作設備
- ・スクラバ水pH制御設備
- ・ラプチャーディスク
- ・可搬型窒素供給装置
- ・フィルタベント遮蔽壁
- ・配管遮蔽
- ・原子炉格納容器
- ・真空破壊弁 (S/C→D/W)
- ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・不活性ガス系配管・弁
- ・耐圧強化ベント系配管・弁
- ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級)
- ・防火水槽

ii. 代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置と同等の機能を有する代替格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる手段がある。

代替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で使用する設備は以下のとおり。

- ・フィルタ装置
- ・よう素フィルタ
- ・代替格納容器圧力逃がし装置室空調
- ・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
- ・フィルタ装置水素濃度
- ・フィルタ装置スクラバ水pH
- ・ドレンポンプ設備
- ・ドレンタンク
- ・遠隔手動弁操作設備
- ・薬液タンク
- ・ラプチャーディスク
- ・可搬型窒素供給装置
- ・原子炉格納容器
- ・真空破壊弁 (S/C→D/W)
- ・代替格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級)
- ・防火水槽

原子炉格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。

優先①：格納容器圧力逃がし装置によるW/W側ベント

優先②：格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

優先③：代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側ベント

優先④：代替格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

ただし、代替格納容器圧力逃がし装置が完成するまでの期間におけ

る優先順位は、①→②の順とする。

iii. 現場操作

格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（空気駆動弁、電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合、隔離弁を手動にて遠隔操作することで原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる手段がある。放射線防護対策として、隔離弁を手動にて遠隔操作するエリアは二次格納施設外とする。

格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・遠隔手動弁操作設備

iv. 不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換

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及び代替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）で置換する手段がある。

不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型窒素供給装置
- ・窒素生成装置接続口

v. 原子炉格納容器負圧破損の防止

格納容器圧力逃がし装置及び代替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行う場合は、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手順を定めている。格納容器スプレイについては、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整理する。

(b) 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

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段がある。放射線防護対策として、現場での系統構成は代替循環冷却系の運転開始前に行い、代替循環冷却系の起動及びその後の流量調整等の操作については中央制御室から操作を行う。

なお、代替循環冷却系運転後長期におけ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を使用した外部注水により系統水を入れ替えることでフラッシングが可能である。

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で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水移送ポンプ
- ・サプレッション・チェンバ
- ・代替循環冷却系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ
- ・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
- ・格納容器下部注水系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・原子炉格納容器
- ・代替原子炉補機冷却系
- ・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-2級）
- ・ホース
- ・防火水槽
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(c) 格納容器内pH制御

格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用する際、格納容器pH制御設備による薬液注入により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る素を捕捉することで、よう素の放出量を低減する手段がある。

格納容器pH制御設備による薬液注入で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替格納容器スプレイ冷却系
- ・格納容器下部注水系（常設）
- ・格納容器pH制御設備

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

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で使用する設備のうち、フィルタ装置、よう素フィルタ、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、フィルタ装置水素濃度、フィルタ装置スクラバ水pH、ドレンポンプ設備、ドレントタンク、遠隔手動弁操作設備、スクラバ水pH制御設備、ラプチャーディスク、可搬型窒素供給装置、フィルタベント遮蔽壁、配管遮蔽、原子炉格納容器、真空破壊弁（S/C→D/W）、格納容器圧力逃がし装置配管・弁、不活性ガス系配管・弁、耐圧強化ベント系配管・弁及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「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）として位置づける。

代替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で使用する設備のうち、フィルタ装置、よう素フィルタ、代替格納容器圧力逃がし装置室空調、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、フィルタ装置水素濃度、フィルタ装置スクラバ水pH、ドレンポンプ設備、ドレントタンク、遠隔手動弁操作設備、薬液タンク、ラプチャーディスク、可搬型窒素供給装置、原子炉格納容器、真空破壊弁（S/C→D/W）、代替格納容器圧力逃がし装置配管・弁及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「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）として位置づける。

現場操作で使用する設備のうち、遠隔手動弁操作設備は重大事故等対処設備として位置づける。

不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換で使用する設備のうち、可搬型窒素供給装置及び窒素生成装置接続口は重大事故等対処設備として位置づける。

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で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、サプレッション・チェンバ、代替循環冷却系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレーヘッド、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、格納容器下部注水系配管・弁、原子炉圧力容器、原子炉格納容器、代替原子炉補機冷却系、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-2級）、ホース、可搬型代替交流電源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づける。防

火水槽は「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)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料1.7.1）

以上の重大事故等対処設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・格納容器内pH制御で使用する設備

重大事故等対処設備であるよう素フィルタにより中央制御室の被ばく低減効果が一定程度得られており、復水移送ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系、格納容器下部注水系（常設）の運転にあわせて原子炉格納容器内に薬剤を注入することで原子炉格納容器外に放出されるよう素の放出量を低減する手段は更なるよう素低減対策として有効である。

b. 手順等

上記「a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下、「SOP」という。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.7.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.7.2、表1.7.3）。

（添付資料1.7.2）

1.7.2 重大事故等発生時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

(1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順

a. 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系の機能が喪失した場合、及び代替循環冷却系の運転が期待できない場合に、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実施し、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内で水-ジルコニウム反応により発生した水素ガスが原子炉建屋に漏えいする可能性があることから、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及び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、原子炉建屋において異常な水素の漏えいを検知した場合には原子炉格納容器内に滞留した水素を排出することで、原子炉建屋への水素の漏えいを防止する。

なお、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させるため、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。

原子炉格納容器ベント後は、可燃性ガス濃度制御系復旧及び残留熱除去系復旧、又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 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

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器ベント移行条件^{※2}に達した場合。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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: 原子炉格納容器内圧力の上昇率を確認し、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、又は原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認された場合。

(ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを図1.7.1, 図1.7.2及び図1.7.3に, 概要図を図1.7.4に, タイムチャートを図1.7.5及び図1.7.6に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合, 手順⑫以外は同様)]

- ①当直副長は, 手順着手の判断基準に基づき, 原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し, 格納容器圧力逃がし装置によりW/W側から原子炉格納容器ベント実施の準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からのベント実施の準備を開始するよう指示する)。
- ②当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③現場運転員C及びDは, 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは, 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと, 及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは, FCVS制御盤にてフィルタ装置の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは, 原子炉格納容器ベント前の確認として, AC系隔離信号が発生している場合は, 格納容器補助盤にて, AC系隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは, 原子炉格納容器ベント前の系統構成として, 非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作, 耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁, 不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁, 不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁, 非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉及び耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全開を確認後, 不活性ガス系PCV耐圧強化

ベント用連絡配管隔離弁を規定開度（約50%開）とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。

⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

⑨当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。

⑩当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。

⑪当直副長は、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と判断した場合、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を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合、原子炉格納容器ベント開始の規定値に到達する時間、現場運転員による移動・弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。

⑫^aW/Wベントの場合

現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。

⑫^bD/Wベントの場合

現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。

⑬中央制御室運転員A及びBは、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示下降又は原子炉建屋の水素濃度指示安定若しくは指示下降、フィルタ装置入口圧力指示上昇、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

⑭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の水位

を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、**フィルタ装置の水位調整を実施するよう** 緊急時対策本部へ依頼する。

- ⑮中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント開始後、可燃性ガス濃度制御系復旧及び残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の全閉、現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉操作を実施する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから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70分で可能である。

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

(添付資料1.7.3-1)

ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

(i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系の機能喪失した場合、又は炉心損傷を判断した場合^{※1}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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。

(ii) 操作手順

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの手順は以下のとおり。

概要図を図1.7.7に、タイムチャートを図1.7.8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、緊急時対策要員へドレン移送ポンプ水張りを指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、フィルタベント遮へい壁附室にてFCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、フィルタベント遮へい壁南側(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全閉する。
- ③緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプ水張りの完了を緊急時対策本部へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、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、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60分以内で可能である。

操作は原子炉格納容器ベント操作前の屋外であるため、作業エリアの環境による作業性への影響はない。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、照明及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.7.3-2)

iii. フィルタベント水位調整(水張り)

フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

(i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置水位が通常水位を下回ると判断した場合。

(ii) 操作手順

フィルタベント水位調整(水張り)手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.7.9に、タイムチャートを図1.7.10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、緊急時対策要員へフィルタベント水位調整(水張り)の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を配備し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)へ、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からフィルタ装置補給水接続口へそれぞれ送水ホースを接続し、フィルタベント水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ③緊急時対策本部は、緊急時対策要員にフィルタベント水位調整(水張り)の開始を指示する。
- ④緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)起動とFCVSフィルタベント装置給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタベント容器への給水が開始されたことを、フィルタベント遮へい壁附室のFCVS計器ラックにて、フィルタ装置水位の指示上昇により確認する。その後、規定水位に到達したことを確認し、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)停止と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操作を実施する。
- ⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタベント水位調整(水張り)の完了を報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり緊急時対策要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備～送水準備～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80分、フィルタベント水位調整(水張り)を約50分、計約130分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉格納容器ベント実施から25時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、作業可能である。

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

(添付資料1.7.3-3)

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置水位が上限水位に到達、又は金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合は、フィルタ装置機能維持のため

フィルタ装置の排水を実施する。

(i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置水位が上限水位に到達，又は金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合。

(ii) 操作手順

フィルタベント水位調整(水抜き)手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.7.11に，タイムチャートを図1.7.12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，緊急時対策要員へフィルタベント水位調整(水抜き)の準備開始を指示する。
- ② 緊急時対策要員は，フィルタベント遮へい壁南側(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，フィルタベント遮へい壁南側(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。また，フィルタベント遮へい壁附室にて，ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをフィルタベント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。
- ③ 緊急時対策要員は，フィルタベント水位調整(水抜き)系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。
- ④ 緊急時対策本部は，緊急時対策要員へフィルタベント水位調整(水抜き)の開始を指示する。
- ⑤ 緊急時対策要員は，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，フィルタベント容器からの排水が開始されたことをフィルタベント遮へい壁附室FCVS計器ラックのフィルタ装置水位で確認する。その後，通常水位に到達した事を確認し，ドレン移送ポンプを停止し，フィルタベント遮へい壁南側(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する。

- ⑥ 緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタベント水位調整(水抜き)の完了を報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、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、作業開始を判断してからフィルタベント水位調整(水抜き)完了まで約135分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉格納容器ベント実施から25時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、作業可能である。

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

(添付資料1.7.3-4)

v. フィルタベント停止後のN₂パージ手順

原子炉格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素、酸素を排出するため及びフィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

(i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系あるいは代替循環冷却系の機能が復旧し、フィルタベントの停止を判断した場合。

(ii) 操作手順

フィルタベント停止後のN₂パージ手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.7.13に、タイムチャートを図1.7.14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、緊急時対策要員へフィルタベント停止後のN₂パージの準備開始を指示する。
- ②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、水素濃度測定のための系統構成及び工具準備、サンプリングポンプ起動、フィルタ装置水素濃度の校正を実施する。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

ースを接続口へ取付操作し、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

- ③緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。
- ④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。
- ⑤緊急時対策要員は、フィルタ装置水素濃度の校正完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑥緊急時対策本部は、可搬型窒素供給装置からの窒素注入の完了及びフィルタ装置水素濃度の校正完了を当直長に連絡するとともに、フィルタ装置入口配管内の正圧確認及びフィルタ装置水素濃度の監視を依頼する。
- ⑦当直副長は中央制御室運転員にフィルタ装置入口配管内の正圧確認及びフィルタ装置水素濃度監視を指示する。
- ⑧中央制御室運転員A及びBは、FCVS制御盤のフィルタ装置水素濃度にて許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス注入完了を当直副長へ報告する。
- ⑨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注入完了を報告する。当直副長は中央制御室運転員に継続的なフィルタ装置入口配管内の正圧確認及びフィルタ装置水素濃度の監視を指示する。
- ⑩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。
- ⑪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N₂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。
- ⑫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水素濃度測定をFCVS制御盤のフィルタ装置水素濃度)にて、フィルタ装置入口配管内が正圧で維持されていることについてはFCVS制御盤内PCVベントライン圧力にてそれぞれ継続的に監視を続ける。
- ⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、フィルタ装置入口配管内の正圧状態とフィルタ装置水素濃度の継続監視をもってフィルタベント停止後のN₂パージの完了を緊急時対策本部へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、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フィルタベント停止後のN₂パージ完了まで約240分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉格納容器ベント実施から25時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、作業可能である。

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

(添付資料 1.7.3-5, 1.7.3-6)

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水により、フィルタ装置水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpH値が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

(i) 手順着手の判断基準

フィルタベントガスの凝縮水により、フィルタ装置水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。

(ii) 操作手順

フィルタ装置スクラバ水pH調整の手順は以下のとおり。概要図を図1.7.15に、タイムチャートを図1.7.16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、緊急時対策要員へスクラバ水のpH測定実施と薬液補給の準備開始を指示する。
- ②緊急時対策本部は当直長にスクラバ水のpH値及び水位の測定を依頼する。
- ③緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)へ薬液補給用として空気圧縮機、ホース接続、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、フィルタベント遮へい壁附室にて、系統構成のためフィルタベント装置 pH 計入口止め弁、フィルタベント装置 pH 計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へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。
- ④当直副長は、スクラバ水の pH 値及び水位の測定を中央制御室運転

員に指示する。

- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤スクラバ水 pH により確認した pH 値及びフィルタ装置水位により確認した水位を当直副長へ報告する。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へ報告する。
- ⑥緊急時対策本部は、当直長からの報告に基づき算出された量の薬液を補給するよう緊急時対策要員に指示する。
- ⑦緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(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、算出された量の薬液を補給する。
- ⑧中央制御室運転員A及びBは、スクラバ水のpH値が規定値であることを確認し、薬液補給の完了を当直副長に報告する。
- ⑨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薬液補給の停止とpH測定の停止を指示する。
- ⑩緊急時対策要員は、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開操作の後、pH計サンプルポンプを停止し、フィルタベント装置pH計入口止め弁、フィルタベント装置pH計出口止め弁を全開操作し、緊急時対策本部へスクラバ水pH調整作業完了を報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、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格納容器圧力逃がし装置スクラバ水pH調整完了まで約90分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉格納容器ベント実施から25時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、作業可能である。

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

(添付資料 1.7.3-7)

vii. ドレン移送ラインN₂パーズ手順

フィルタベント水位調整(水抜き)後、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため、窒素ガスによるパーズを実施し、排水ラインの残留水をサブプレッション・チェンバに排水する。

(i) 手順着手の判断基準

フィルタベント水位調整(水抜き)完了後又はドレンタンク水抜き完了後。

(ii) 操作手順

ドレン移送ラインN₂パージ手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.7.17に、タイムチャートを図1.7.18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、緊急時対策要員へドレン移送ラインN₂パージの準備開始を指示する。
- ② 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、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排水ライン窒素供給口へ接続する。
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、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ③ 緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。
- ④ 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンラインN₂パージ用元弁を全開操作し、窒素ガスの注入を開始する。
- 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N₂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、フィルタベント遮へい壁南側(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を確認することにより、ドレン移送ラインN₂パージが完了したことを緊急時対策本部へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、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、作業開始を判断してからドレン移送ラインN₂パージ完了ま

で約100分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉格納容器ベント実施から25時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、作業可能である。

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

(添付資料1.7.3-8)

viii. ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。

(i) 手順着手の判断基準

ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合。

(ii) 操作手順

ドレンタンク水抜きの概要は以下のとおり。概要図を図1.7.19に、タイムチャートを図1.7.20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、緊急時対策要員にドレンタンク水抜きを指示する。
- ② 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをフィルタベント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、FCVSフィルタベント装置遮へい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。フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁、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、フィルタベント遮へい壁南側(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プレッション・チェンバへ排水する。
- ③ 緊急時対策要員は、フィルタベント遮へい壁附室FCVS計器ラック

ドレンタンク水位にて排水による水位減少を確認し、ドレン移送ポンプA又はBを停止した後、フィルタベント遮へい壁南側(屋外)にて、FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁、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、フィルタベント遮へい壁附室にて、FCVS フィルタベント装置 遮へい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、ドレンタンク水抜きのを完了を緊急時対策本部へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、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、作業開始を判断してからドレンタンク水抜き完了まで約105分で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉格納容器ベント実施から25時間後以降に行うことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため、作業可能である。

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

(添付資料1.7.3-9)

b. 代替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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の圧力が上昇中の場合に、代替格納容器圧力逃がし装置を使用した原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施し、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内で水-ジルコニウム反応により発生した水素ガスが原子炉建屋に漏えいする可能性があることから、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及び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、原子炉建屋において異常な水素の漏えいを検知した場合には原子炉格納容器内に滞留した水素を排出することで、原子炉建屋への水素の漏えいを防止する。

なお、代替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させるため、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。

原子炉格納容器ベント後は、可燃性ガス濃度制御系復旧及び残留熱除

去系復旧，又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により，原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 代替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

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，原子炉格納容器ベント移行条件^{※2}に達した場合で格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※3}した場合。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS) で格納容器内の γ 線線量率が，設計基準事故相当の γ 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: 原子炉格納容器内圧力の上昇率を確認し，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，又は原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認された場合。

※3: 「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは，設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローは図1.7.1，図1.7.2及び図1.7.3に，概要図を図1.7.21に，タイムチャートを図1.7.22及び図1.7.23に示す。

[W/Wベントの場合 (D/Wベントの場合，手順⑥⑩以外は同様)]

- ① 当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限以下 (ベントライン-1m) であることを確認し，代替格納容器圧力逃がし装置によりW/W側から原子炉格納容器ベント実施の準備を開始するよう運転員に指示する (原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からのベント実施の準備を開始するよう指示する)。
- ② 当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。

- ③現場運転員C及びDは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥^aW/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、D/W側第一隔離弁及びD/W側第二隔離弁の全閉を確認し、S/C側第二隔離弁を全開とする。
- ⑥^bD/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、S/C側第一隔離弁及びS/C側第二隔離弁の全閉を確認し、D/W側第二隔離弁を全開とする。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑧当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、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と判断した場合、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を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合、原子炉格納容器ベント開始の規定値に到達する時間、弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。
- ⑪^aW/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、S/C側第一隔離弁を全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑪^bD/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、D/W側第一隔離弁を全開とし代替格納

容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。

- ⑫中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示下降又は原子炉建屋の水素濃度指示安定若しくは指示下降、フィルタ装置入口圧力指示上昇、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑭中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、残留熱除去系若しくは代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後にS/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離弁の全閉操作を実施する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから代替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25分で可能である。

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

(添付資料1.7.3-10)

ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. ii の操作手順と同様である。

iii. フィルタベント水位調整(水張り)

フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. iiiの操作手順と同様である。

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置水位が上限水位に到達した場合、又は金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合は、フィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. ivの操作手順と同様である。

v. フィルタベント停止後のN₂ページ手順

格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素、酸素を排出するため及びフィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるページを実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. vの操作手順と同様である。

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpH値が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. viの操作手順と同様である。

vii. ドレン移送ラインN₂ページ手順

フィルタベント水位調整(水抜き)後、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため、窒素ガスによるページを実施し、排水ラインの残留水をサブプレッション・チェンバに排水する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. viiの操作手順と同様である。

viii. ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a.viiiの操作手順と同様である。

c. 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、復水補給水系を用いた代替循環冷却運転により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

i. 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

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく^{※2}格納容器除熱が困難な状況で、復水移送ポンプが使用可能^{※3}でかつ、代替原子炉補機冷却系による冷却水供給が可能な場合。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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。

※2:設備に故障が発生した場合、又は駆動に必要な電源若しくは補機冷却水が確保できない場合。

※3:設備に異常がなく、電源及び水源(サプレッション・チェンバ)が確保されている場合。

(ii) 操作手順

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手順の概要は以下のとおり。

原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する場合は、残留熱除去系(A)注入配管使用による原子炉注水と残留熱除去系(B)スプレイ配管使用による格納容器スプレイ(D/Wスプレイ)を同時に実施する手順とし、前提条件として復水貯蔵槽を水源とした残留熱除去系(B)スプレイ配管使用によるD/Wスプレイ中とする。

また、原子炉への注水ができない状況において、原子炉圧力容器の破損を判断した場合は、格納容器下部注水と残留熱除去系(B)スプレイ配管使用による格納容器スプレイ(D/Wスプレイ)を同時に実施する

手順とし、前提条件として復水貯蔵槽を水源とした格納容器下部注水及び残留熱除去系(B)スプレー配管使用によるD/Wスプレー中とする。

手順の対応フローは図1.7.1及び図1.7.2に、概要図を図1.7.24に、タイムチャートを図1.7.25に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に復水補給水系を用いた代替循環冷却の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系を用いた代替循環冷却運転に必要なポンプ・電動弁及び監視計器の電源、冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③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**第一ガスタービン発電機**、**第二ガスタービン発電機**又は電源車の負荷容量を確認し、復水移送ポンプが使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、格納容器補助盤にて復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉確認を実施する。
- ⑤現場運転員C及びDは、復水移送ポンプ水源切替準備のため、復水補給水系復水貯蔵槽出口弁、高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一、第二元弁、復水補給水系復水移送ポンプミニマムフロー逆止弁後弁、復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁を全閉とし、復水補給水系常／非常用連絡管第一、第二止め弁の全開確認を実施する。
- ⑥^a**原子炉注水及び格納容器スプレーを実施する場合**
現場運転員E及びFは、電動弁操作盤にて復水補給水系を用いた代替循環冷却の系統構成を実施する。(残留熱除去系熱交換器出口弁(A)、サプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁、残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)、残留熱除去系熱交換器出口弁(B)、残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)の全閉、及び残留熱除去系注入弁(A)の全開操作を実施する。)
- ⑥^b**格納容器下部注水及び格納容器スプレーを実施する場合**
現場運転員E及びFは、電動弁操作盤にて復水補給水系を用いた代替循環冷却の系統構成を実施する。(サプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁、残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)、残留熱除去系熱交換器出口弁(B)、残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)の全閉操作を実施する。)
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、代替循環冷却運転の準備完了を当直

副長へ報告する。

- ⑧当直副長は、運転員に復水補給水系を用いた代替循環冷却の運転開始を指示する。
- ⑨中央制御室運転員A及びBは、復水移送ポンプを停止後、残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を全閉とし、現場運転員C及びDへ連絡する。
- ⑩現場運転員C及びDは、高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口元弁を全閉とし、当直副長へ報告する。
- ⑪現場運転員E及びFは、当直副長からの指示により、残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁及び残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁の全開操作を実施する。
- ⑫^a原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する場合 (⑫^a～⑮^a)
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を調整開とした後に復水移送ポンプを起動し、すみやかに残留熱除去系(A)注入ライン洗浄水止め弁及び残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を開として復水補給水系を用いた代替循環冷却の運転を開始する。
- ⑬^a中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇、残留熱除去系(A)注入配管流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認する。あわせて、格納容器スプレイが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量の上昇、並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降により確認し、当直副長へ報告する。
- ⑭^a当直長は、当直副長からの依頼に基づき、復水補給水系を用いた代替循環冷却による原子炉注水及び格納容器スプレイが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑮^a当直副長は、原子炉水位、原子炉格納容器内の圧力を継続監視し、残留熱除去系(A)注入ライン洗浄水止め弁及び残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁にて適宜、原子炉水位、原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう中央制御室運転員に指示する。
また、状況により残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)を全閉、残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)を全開とすることで、D/WスプレイからS/Pスプレイへ切り替える。

⑫^b格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施する場合 (⑫^b～⑯)

b)

中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系下部ドライウエル注水ライン隔離弁の全開操作を実施する。

- ⑬^b中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を調整開とした後に復水移送ポンプを起動し、すみやかに復水補給水系下部ドライウエル注水流量調節弁及び残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁を開として復水補給水系を用いた代替循環冷却の運転を開始する。
- ⑭^b中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器下部への注水が始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇、格納容器下部注水流量の上昇により確認する。あわせて、格納容器スプレイが始まったことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量の上昇、並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降により確認し、当直副長へ報告する。
- ⑮^b当直長は、当直副長からの依頼に基づき、復水補給水系を用いた代替循環冷却による格納容器スプレイ及び原子炉格納容器下部への注水が始まったことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑯^b当直副長は、原子炉格納容器内の圧力を継続監視し、残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁にて適宜、原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう中央制御室運転員に指示する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員4名にて作業を実施し、作業開始を判断してから復水補給水系を用いた代替循環冷却開始まで約90分で可能である。

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

(添付資料 1.7.3-11)

ii. 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

炉心の著しい損傷が発生し、原子炉格納容器の過圧破損を防止するために代替循環冷却系の運転を実施する場合、代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を確保し、代替循環冷却系で使用する残留熱除去系熱交換器(B)へ供給する。

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断^{*1}した場合に、代替循環冷却設備を使用する場合。

※1:「炉心損傷を判断」は、格納容器内雰囲気放射線レベル指示と「SOP 導入条件判断図」の関係又は原子炉圧力容器表面温度300℃以上の確認から炉心損傷を判断する。

(ii) 操作手順

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の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.7.1及び図1.7.2に、概要図を図1.7.26に、タイムチャートを図1.7.27に示す。

代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットの手順については、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」1.5.2.1(1)a. 代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保と同様。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保の準備のため、熱交換器ユニットの配備及び主配管(可搬型)の接続を依頼する。
- ③現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長へ報告する。(図 1.7.26 参照)
- ⑥現場運転員 C 及び D は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長へ報告する。(図 1.7.26 参照)
- ⑦緊急時対策要員は、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水確保のための熱交換器ユニットの配備及び主配管(可搬型)の接続完了について緊急時対策本部を經由し、当直長へ報告する。
- ⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部へ依頼する。

⑨緊急時対策要員は、熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、代替原子炉補機冷却水系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員13名にて作業を実施した場合、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45分、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約7時間で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。

(添付資料 1.5.3-1)

d. 格納容器内pH制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内のケーブル被覆材に含まれる塩素等の酸性物質の発生により、S/P水が酸性化する。S/P水が酸性化すると、S/P水に含まれる粒子状イオンが元素状イオンに変わり、その後有機イオンとなる。これにより格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント時に外部への放射性物質の放出量が増加することとなる。

原子炉格納容器ベント時の放射性物質の系外放出量を低減させるために、復水移送ポンプ吸込配管に薬液(水酸化ナトリウム)を注入し、格納容器スプレイ配管から原子炉格納容器内に注入することで、S/P水の酸性化を防止し原子炉格納容器ベント時の放射性物質の系外放出を低減する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}で、復水移送ポンプが使用可能な場合^{※2}。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内のγ線線量率が、設計基準事故相当のγ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、電源及び水源(復水貯蔵槽)が確保されている場合。

(b) 操作手順

格納容器内pH制御の手順は以下のとおり。手順の対応フローを図1.7.1、図1.7.2及び図1.7.3に、概要図を図1.7.28に、タイムチャートを図1.7.29に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に復水移送ポンプによる格納容器スプレイ、格納容器下部注水及び、格納容器内pH制御のため、薬液注入準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、復水移送ポンプが運転中であることを確認し、S/Pスプレイの系統構成のため残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)を全開にする。
- ③現場運転員C及びDは、薬液タンクレベルにて、薬液量が必要量以上確保されていることを確認し、当直副長に報告する。また、復水移送ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。
- ④現場運転員C及びDは、薬液注入の系統構成のため、復水移送ポンプ吸込配管注入弁を全開にする。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、薬液注入準備完了を確認した後に、残留熱除去系(B)注入配管の流量が必要流量になるように残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)を調整開し、S/Pスプレイを開始する。S/Pスプレイの開始を当直副長へ報告するとともに、現場運転員C及びDへ薬液注入操作を指示する。
- ⑥現場運転員C及びDは、S/Pスプレイが開始されたことを中央制御室運転員A及びBに確認し、薬液の復水貯蔵槽への混入を防止するため復水補給水系ポンプミニマムフロー戻り弁の全閉操作を実施する。
- ⑦現場運転員C及びDは、薬液注入タンク出口弁の全開操作を実施し、薬液注入開始を薬液タンクレベル下降にて確認し、当直副長へ報告する。
- ⑧現場運転員C及びDは、必要量が注入されたことを薬液タンクレベルで確認後、薬液注入タンク出口弁を全閉とし、薬液注入停止を当直副長へ報告する。
- ⑨中央制御室運転員A及びBは、D/Wスプレイへの切替を当直副長へ報告するとともに、現場運転員C及びDへ連絡する。
- ⑩中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全開操作後、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)の全開操作を実施する。

- ⑪中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)の全閉操作を実施し、残留熱除去系(B)注入配管の流量に異常がないことを確認する。
- ⑫中央制御室運転員A及びBは、D/Wスプレーへの切替が完了したことを、当直副長へ報告するとともに現場運転員C及びDへ薬液注入操作を指示する。
- ⑬現場運転員C及びDは、薬液注入タンク出口弁の全開操作を実施し、薬液注入開始を薬液タンクレベル下降にて確認し、当直副長へ報告する。
- ⑭現場運転員C及びDは、必要量が注入されたことを薬液タンクレベルで確認後、薬液注入タンク出口弁を全閉とし、薬液注入停止を当直副長へ報告する。
- ⑮中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水への切替を当直副長へ報告するとともに、現場運転員C及びDへ連絡する。
- ⑯中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水の系統構成のため、復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁を全開とする。
- ⑰中央制御室運転員A及びBは、復水補給水の流量が必要流量になるように復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁を調整開し、格納容器下部注水を開始する。
- ⑱中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)、残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)、及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)の全閉操作を実施する。
- ⑲中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水への切替が完了したことを、当直副長へ報告するとともに現場運転員C及びDへ薬液注入操作を指示する。
- ⑳現場運転員C及びDは、薬液注入タンク出口弁の全開操作を実施し、薬液注入開始を薬液タンクレベル下降にて確認し、当直副長へ報告する。
- ㉑現場運転員C及びDは、必要量が注入されたことを薬液タンクレベルで確認後、薬液注入タンク出口弁を全閉とする。
- ㉒現場運転員C及びDは、復水補給水系ポンプミニマムフロー戻り弁の全開操作を実施する。
- ㉓中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部水位にて+2m(総注水量180m³)となったら復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁、復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁の全閉操作を實

施する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器内pH制御のための薬液注入開始までの所要時間は以下のとおり。

- ・格納容器スプレイ (S/P) による薬液注入開始まで約30分で可能である。
- ・格納容器スプレイ (D/W) による薬液注入開始まで約65分で可能である。
- ・格納容器下部注水による薬液注入開始まで約100分で可能である。

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

(添付資料1.7.3-12)

(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)

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系の機能が喪失した場合及び代替循環冷却系の運転が期待できない場合に、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を実施し、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内で水-ジルコニウム反応により発生した水素ガスが原子炉建屋に漏えいする可能性があることから、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及び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、原子炉建屋において異常な水素の漏えいを検知した場合には原子炉格納容器内に滞留した水素を排出することで、原子炉建屋への水素の漏えいを防止する。

なお、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させるため、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。

原子炉格納容器ベント後は、可燃性ガス濃度制御系復旧及び残留熱除去系復旧、又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

なお、全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに

に二次格納施設内の系統構成は事前に着手する。

i. 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)

(i) 手順着手の判断基準

『二次格納施設内の系統構成』

全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合。

『原子炉格納容器ベント準備』

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器ベント移行条件^{※2}に達した場合。

※1:格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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:「原子炉格納容器ベント移行条件」とは、原子炉格納容器内圧力の上昇率を確認し、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、又は原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認された場合。

(ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを図1.7.1、図1.7.2及び図1.7.3に概要図を図1.7.30に、タイムチャートを図1.7.31及び1.7.32に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑫以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、二次格納施設内の系統構成を現場運転員に指示する。現場運転員E及びFは、非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作を実施する。
- ②当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサブプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置によりW/W側から原子炉格納容器ベント実施の準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサブプレッション・

チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からのベント実施の準備を開始するよう指示する)。

- ③当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉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状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント前の系統構成として非常用ガス処理系側 PCV ベント用隔離弁後弁及び換気空調系側 PCV ベント用隔離弁後弁の全閉を確認する。
- ⑥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の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑦現場運転員 C 及び D は、耐圧強化ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁の全閉を遠隔手動弁操作設備の開度指示にて確認し、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で「50%開」とする。不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の開操作ができない場合は、PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備による操作で「50%開」とする。
- ⑧中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑫当直副長は、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と判断した場合、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を規定濃度以下に抑制する見込

みがないと判断した場合、原子炉格納容器ベント開始の規定値に到達する時間、現場運転員による移動・弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。

⑬^a W/W ベントの場合

現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。

⑬^b D/W ベントの場合

現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント操作を開始する。

⑭ 中央制御室運転員 A 及び B は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示下降又は原子炉建屋の水素濃度指示安定若しくは指示下降、フィルタ装置入口圧力指示上昇、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

⑮ 中央制御室運転員 A 及び B は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部へ依頼する。

⑯ 中央制御室運転員 A 及び B は、原子炉格納容器ベント開始後、可燃性ガス濃度制御系復旧及び残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又は PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁の全閉及び不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉するよう現場運転員に指示する。

⑰ 現場運転員 C 及び D は、不活性ガス系 PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁又は PCV 耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁及び不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁又は不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員4名にて作業を実施し、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55分で可能である。

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

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

また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行する。

(添付資料1.7.3-1)

ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

原子炉格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. iiの操作手順と同様である。

iii. フィルタベント水位調整(水張り)

フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. iiiの操作手順と同様である。

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置水位が上限水位に到達した場合、又は金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合は、フィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、代替交流電源設備より受電可能である。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. ivの操作手順と同様である。

v. フィルタベント停止後のN₂ページ手順

格納容器ベント停止後において、スクラバ水に貯留された放射性物

質による水の放射線分解にて発生する水素，酸素を排出するため及びフィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより，スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため，格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

なお，操作手順については，1.7.2.1(1)a.vの操作手順と同様である。

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合，スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpH値が規定値よりも低くなった場合に薬液を補給する。

なお，操作手順については，1.7.2.1(1)a.viの操作手順と同様である。

vii. ドレン移送ラインN₂パージ手順

フィルタベント水位調整(水抜き)後は，フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため，窒素ガスによるパージを実施し，排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

なお，操作手順については，1.7.2.1(1)a.viiの操作手順と同様である。

viii. ドレンタンク水抜き

ドレンタンクが水位高に到達した場合は，よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は，代替交流電源設備より受電可能である。

なお，操作手順については，1.7.2.1(1)a.viiiの操作手順と同様である。

b. 代替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)

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の圧力が上昇中の場合に，代替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を実施し，原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また，原子炉格納容器内で水-ジルコニウム反応により発生した水素

ガスが原子炉建屋に漏えいする可能性があることから、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及び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、原子炉建屋において異常な水素の漏えいを検知した場合には原子炉格納容器内に滞留した水素を排出することで、原子炉建屋への水素の漏えいを防止する。

なお、代替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させるため、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。

原子炉格納容器ベント後は、可燃性ガス濃度制御系復旧及び残留熱除去系復旧、又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により、原子炉格納容器ベント弁を全閉する。

i. 代替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）

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器ベント移行条件^{※2}に達した場合で格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※3}した場合。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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: 「原子炉格納容器ベント移行条件」とは、原子炉格納容器内圧力の上昇率を確認し、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、又は原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認された場合。

※3: 「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローは図1.7.1、図1.7.2及び図1.7.3に、概要図を図1.7.33に、タイムチャートを図1.7.34及び図1.7.35に示す。

[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑤⑩以外は同様)]

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限（ベントライン－1m）以下であることを確認し、代替格納容器圧力逃がし装置により、W/W側から原子炉格納容器ベント実施の準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からのベント実施の準備を開始するよう指示する）。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉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状態表示にて確認する。
- ④中央制御室運転員 A 及び B は、制御盤にてフィルタ装置の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑤^aW/Wベントの場合
現場運転員 C 及び D は、D/W 側第一隔離弁及び D/W 側第二隔離弁の遠隔手動弁操作設備の開度指示にて全閉を確認し、S/C 側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。
- ⑤^bD/Wベントの場合
現場運転員 C 及び D は、S/C 側第一隔離弁及び S/C 側第二隔離弁の遠隔手動弁操作設備による操作の開度指示にて全閉を確認し、D/W 側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。
- ⑥中央制御室運転員 A 及び B は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑧当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報収集を適宜行い、当直長へ報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉建屋の水素濃度に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置

- による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、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と判断した場合、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を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合、原子炉格納容器ベント開始の規定値に到達する時間、現場運転員による移動・弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑪^aW/W ベントの場合
現場運転員 C 及び D は、S/C 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑪^bD/W ベントの場合
現場運転員 C 及び D は、D/W 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑫中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示下降又は原子炉建屋の水素濃度指示安定若しくは指示下降、フィルタ装置入口圧力指示上昇、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑭中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント開始後、可燃性ガス濃度制御系復旧及び残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能の復旧により、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後にS/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離弁の全閉操作をするよう現場運転員に指示する。
- ⑮現場運転員 C 及び D は、S/C 側第一隔離弁又は D/W 側第一隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉、その後に S/C 側第二隔離弁又は D/W 側第二隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから代替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40分で可能である。

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

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

また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行する。

(添付資料1.7.3-10)

ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

PCVベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. iiの操作手順と同様である。

iii. フィルタベント水位調整(水張り)

フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. iiiの操作手順と同様である。

iv. フィルタベント水位調整(水抜き)

フィルタ装置水位が上限水位に到達した場合、又は金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合は、フィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a. ivの操作手順と同様である。

v. フィルタベント停止後のN₂ページ手順

原子炉格納容器ベント停止後は、配管内に残留する水素による燃焼

防止と、残留蒸気凝縮による配管内の負圧防止のため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a.vの操作手順と同様である。

vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水のpH値が規定値よりも低くなった場合に薬液を注入する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a.viの操作手順と同様である。

vii. ドレン移送ラインN₂パージ手順

フィルタベント水位調整(水抜き)後は、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため、フィルタ装置排水ラインの窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a.viiの操作手順と同様である。

viii. ドレントンク水抜き

ドレントンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。

なお、操作手順については、1.7.2.1(1)a.viiiの操作手順と同様である。

1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

復水移送ポンプ、電動弁、中央制御室監視計器類への電源供給手順及び代替交流電源設備への燃料補給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

残留熱除去系又は代替格納容器スプレイ冷却系による減圧及び除熱の手順については、「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。

代替循環冷却系への代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順については、「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。

格納容器圧力逃がし装置給水設備への可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による送水手順については、「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。

原子炉建屋内の水素濃度監視手順については、「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。

1.7.2.3 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.7.36に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合には、代替格納容器スプレイ冷却系によるスプレイを実施しながら原子炉格納容器の圧力及び温度の監視を行うとともに、原子炉格納容器ベント操作に備え、格納容器pH制御装置による薬液の注入を行う。

代替原子炉補機冷却系の設置が完了し、復水補給水系を用いた代替循環冷却が起動できる場合は、代替循環冷却による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。

また、原子炉圧力容器の破損を判断した後に代替循環冷却を実施する場合は、代替循環冷却による格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施する。

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ベントによる減圧を行う。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は代替格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器ベントによる減圧を行う。

格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。

なお、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を用いて、原子炉格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没などの理由で使用できない場合は、D/Wを経由してフィルタベントを通る経路を第二優先とする。

代替循環冷却又は原子炉格納容器ベント実施後は、残留熱除去系の復旧を行い、長期的な原子炉格納容器の除熱を実施する。

表 1.7.1 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	対応設備	手順書	
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 格納容器圧力逃がし装置による	フィルタ装置 よう素フィルタ 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 フィルタ装置水素濃度 フィルタ装置スクラバ水 pH ドレンポンプ設備 ドレントタンク 遠隔手動弁操作設備 スクラバ水 pH 制御設備 ラブチャーディスク 可搬型窒素供給装置 フィルタベント遮蔽壁 配管遮蔽 原子炉格納容器 真空破壊弁 (S/C→D/W) 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ※5	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) 「放出」 「格納容器フィルタベント」 多様なハザード対応手順 「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)」
			防火水槽 ※5, ※6		

- ※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)

対応手段、対応設備、手順書一覧(2/3)

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	
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	代替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 代替格納容器圧力逃がし装置室 空調 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 フィルタ装置水素濃度 フィルタ装置スクラバ水 pH ドレンポンプ設備 ドレンタンク 遠隔手動弁操作設備 薬液タンク ラプチャーディスク 可搬型窒素供給装置 原子炉格納容器 真空破壊弁 (S/C→D/W) 代替格納容器圧力逃がし装置配 管・弁 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) ※5	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 「格納容器フィルタベント」
			防火水槽 ※5, ※6	策 自主 設 備 対	
	全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作設備	重大事故等 対応設備	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「格納容器フィルタベント」
—	不活性ガス(窒素ガス)による系統内の置換	可搬型窒素供給装置 窒素生成装置接続口	重大事故等 対応設備	多様なハザード対応手順 「フィルタベント停止後の N ₂ パーージ手順」	

- ※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)

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 サプレッション・チェンバ 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 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 格納容器下部注水系配管・弁 原子炉压力容器 原子炉格納容器 代替原子炉補機冷却系 ※2 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-2 級) ※5 ホース 可搬型代替交流電源設備 ※3 燃料補給設備 ※3 防火水槽 ※5, ※6	重大事故等対処設備 策自主 設備 対	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 MUWC による循環冷却
			代替格納容器スプレイ冷却系 ※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) 「放出」 「格納容器 pH 制御」

- ※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)

表 1.7.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/7)

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) 交流動力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 b. 代替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		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 FCVS(S/P 側) FCVS(D/W 側) FCVS(遠隔操作可能弁開閉操作)	判断基準	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
		格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)
		ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ氣體温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		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)
		格納容器内酸素濃度
		原子炉建屋の水素濃度 ・原子炉建屋地上4階 静的触媒式水素再結合器動作監視装置
		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 充電器盤電圧

監視計器一覧 (2/7)

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) 交流動力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 b. 代替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		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 FCVS(S/P側) FCVS(D/W側) FCVS(遠隔操作可能弁開閉操作)	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
		原子炉建屋の水素濃度 原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋地上4階 ・原子炉建屋地上2階 ・原子炉建屋地下1階 ・原子炉建屋地下中2階 ・原子炉建屋地下2階
		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
		補機監視機能 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

監視計器一覧(3/7)

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)交流動力電源が健全である場合の対応手順 a.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 b.代替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	-
	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
	操作	補機監視機能
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
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 フィルタバント停止後のN ₂ パージ手順	判断基準	-
	操作	補機監視機能
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
多様なハザード対応手順 ドレン移送ライン N ₂ パージ手順	判断基準	-
	操作	補機監視機能
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
	操作	補機監視機能

監視計器一覧(4/7)

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) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 c. 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		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」 復水補給水系を用いた代替循環冷却	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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 原子炉補機冷却系(B)系統流量 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(B)系熱交換器出口冷却水温度
		水源の確認 サプレッション・チェンバ・プール水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位 原子炉水位(狭帯域) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 原子炉水位(SA)
		原子炉格納容器内の水位 格納容器下部水位
		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・チェンバ気体温度
		原子炉圧力容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉圧力容器) ・残留熱除去系(A)注入配管流量
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・格納容器下部注水流量
		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(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力
	最終ヒートシンクによる冷却状態の確認 サプレッション・チェンバ・プール水温度 復水補給水系温度(代替循環冷却) 原子炉補機冷却系(B)系統流量 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(B)系熱交換器出口冷却水温度	

監視計器一覧 (5/7)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 d. 格納容器内 pH 制御			
事故時運転操作手順書(シビアアクシ デント) 「放出」 格納容器 pH 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
	操作	原子炉格納容器への 注水量	復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・残留熱除去系(B)注入配管流量
		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 格納容器下部水位
		補機監視機能	薬液タンク水位 サブプレッションプール水 pH

監視計器一覧 (6/7)

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) 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) b. 代替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)			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「放出」 FCVS(S/P側) FCVS(D/W側) FCVS(遠隔操作可能弁開閉操作)	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
		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	ドライウエル雰囲気温度 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(SA)
		原子炉建屋の水素濃度	原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋地上4階静的触媒式水素再結合器動作監視装置
		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
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(SA)
		原子炉建屋の水素濃度	原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋地上4階 ・原子炉建屋地上2階 ・原子炉建屋地下1階 ・原子炉建屋地下中2階 ・原子炉建屋地下2階
		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・チェンバ気体温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度
		補機監視機能	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

監視計器一覧(7/7)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ(計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 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) b. 代替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	-
	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
	操作	補機監視機能
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
	操作	補機監視機能
多様なハザード対応手順 フィルタバント停止後のN ₂ パージ手順	判断基準	-
	操作	補機監視機能
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
多様なハザード対応手順 ドレン移送ライン N ₂ パージ手順	判断基準	-
	操作	補機監視機能
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
	操作	補機監視機能

表 1.7.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	格納容器圧力逃がし装置	常設代替直流電源設備 AM 用直流 125V
	不活性ガス系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 (7 号炉のみ) 直流 125V A 系
	代替格納容器圧力逃がし装置	常設代替直流電源設備 AM 用直流 125V
	復水移送ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 AM 用 MCC
	復水補給水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 AM 用 MCC
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C 系 MCC D 系 AM 用 MCC
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A 系電源 計測用 B 系電源

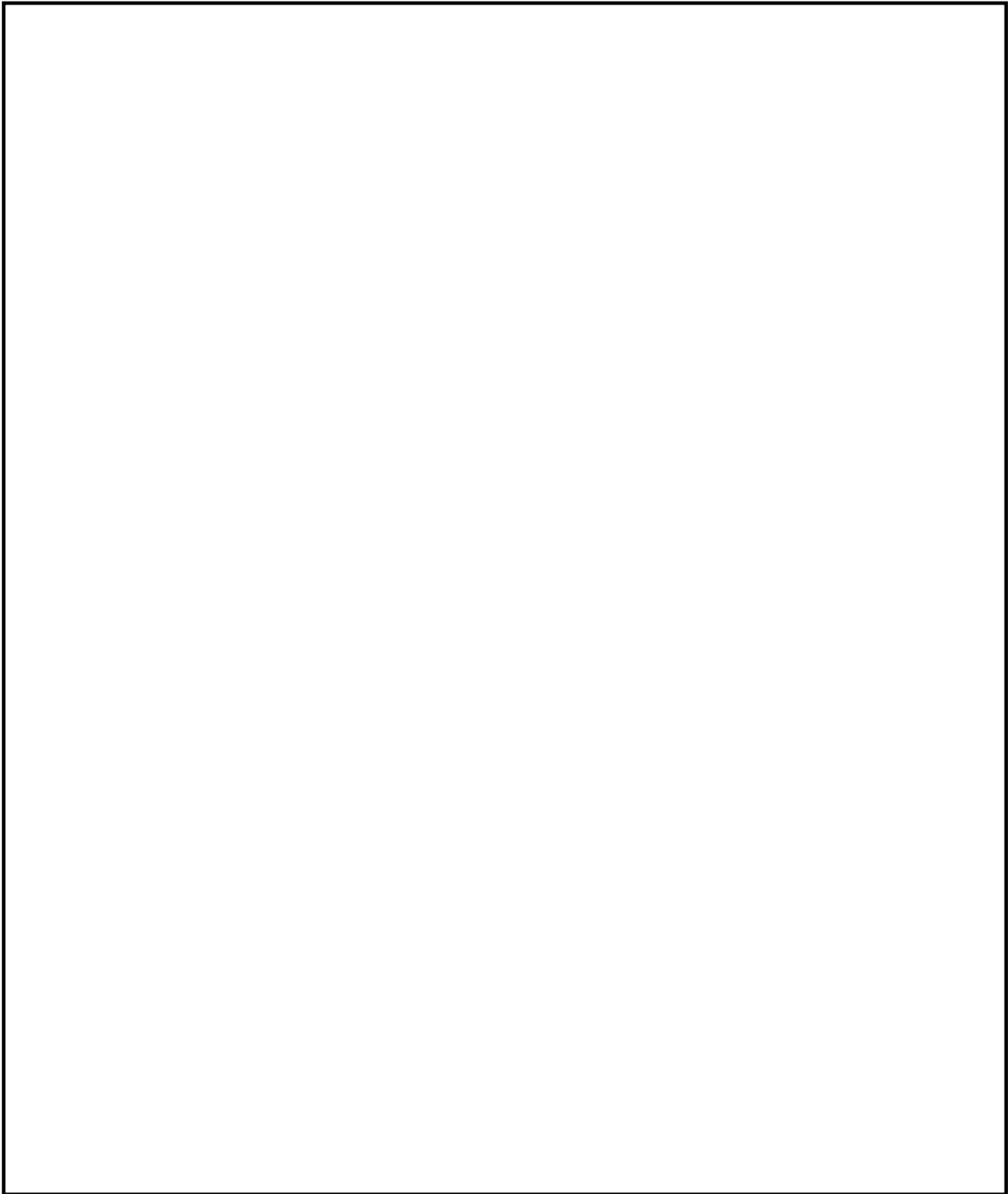


図 1.7.1 SOP 「除熱-1」における対応フロー

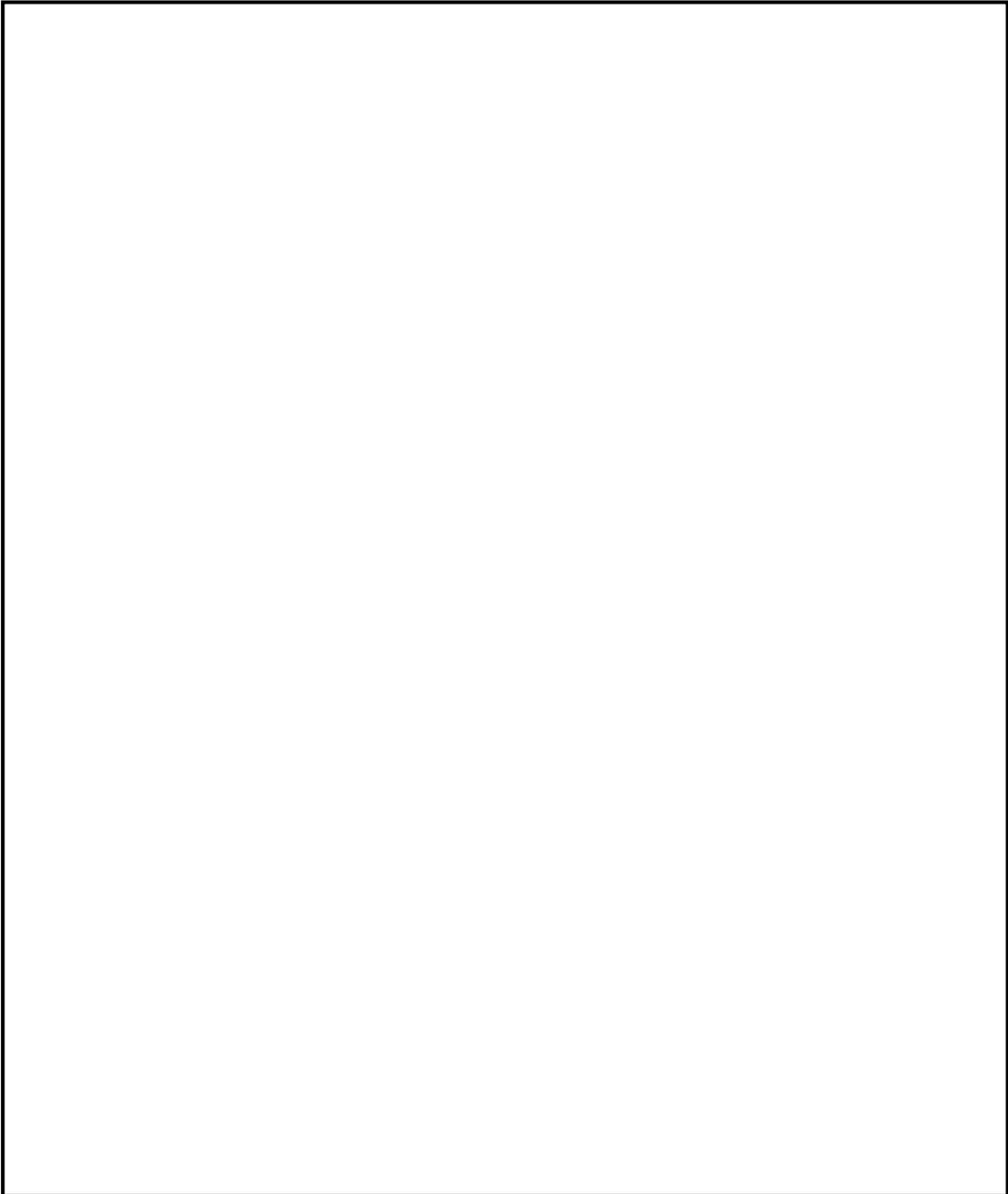


図 1.7.2 SOP 「除熱-2」における対応フロー

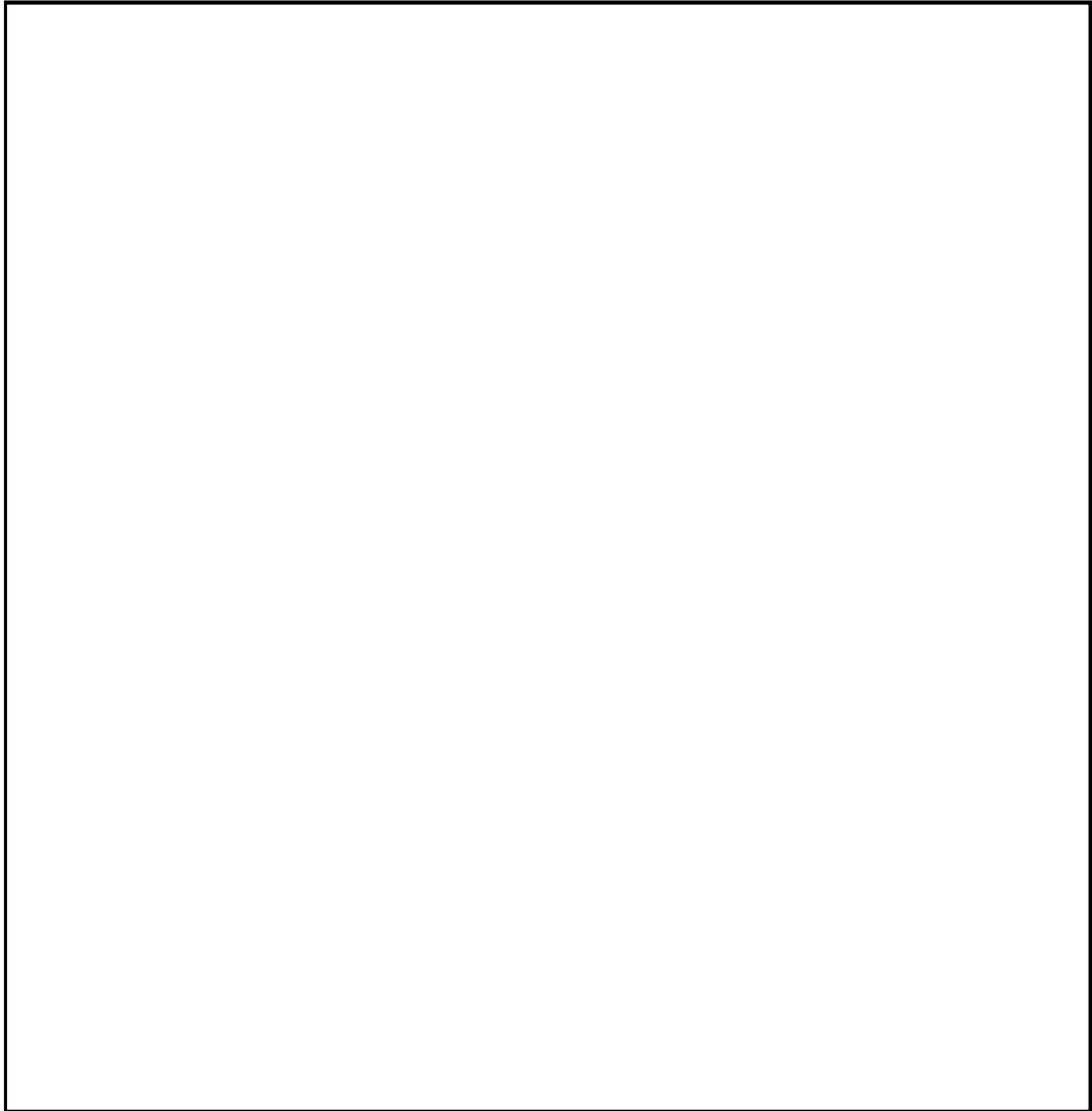
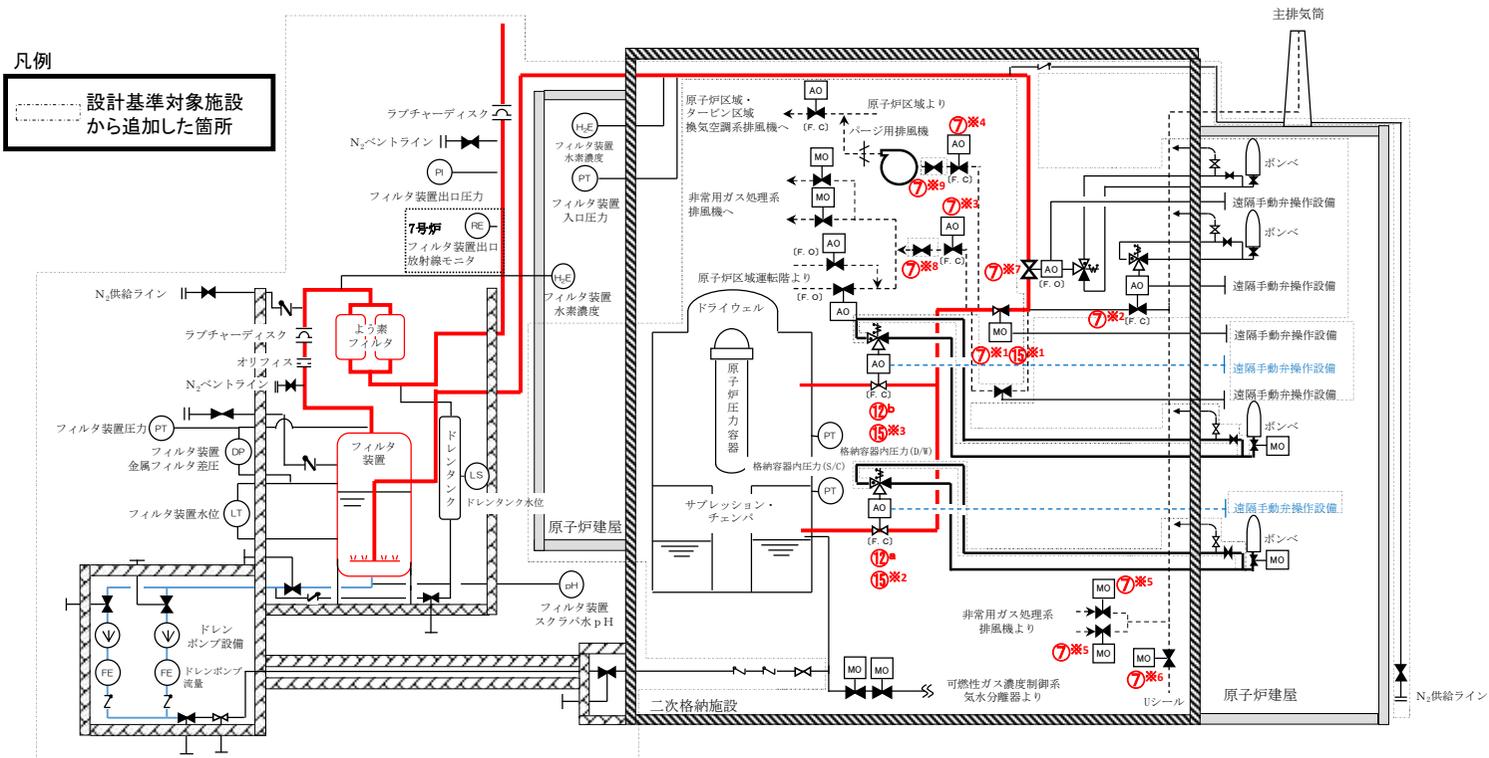


図 1.7.3 SOP 「放出」における対応フロー



操作手順	弁名称
7*1(15)*1	不活性ガス系PCV耐圧強化へん用連絡配管隔離弁
7*2	耐圧強化へん系PCVへんライン排気筒側隔離弁
7*3	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVへん用隔離弁
7*4	不活性ガス系換気空調系側PCVへん用隔離弁
7*5	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
7*6	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
7*7	耐圧強化へん系PCVへんラインフィルタへん容器側隔離弁
7*8	非常用ガス処理系側PCVへん用隔離弁後弁
7*9	換気空調系側PCVへん用隔離弁後弁
12 ^a 15*2	不活性ガス系S/Cへん用出口隔離弁
12 ^b 15*3	不活性ガス系D/Wへん用出口隔離弁

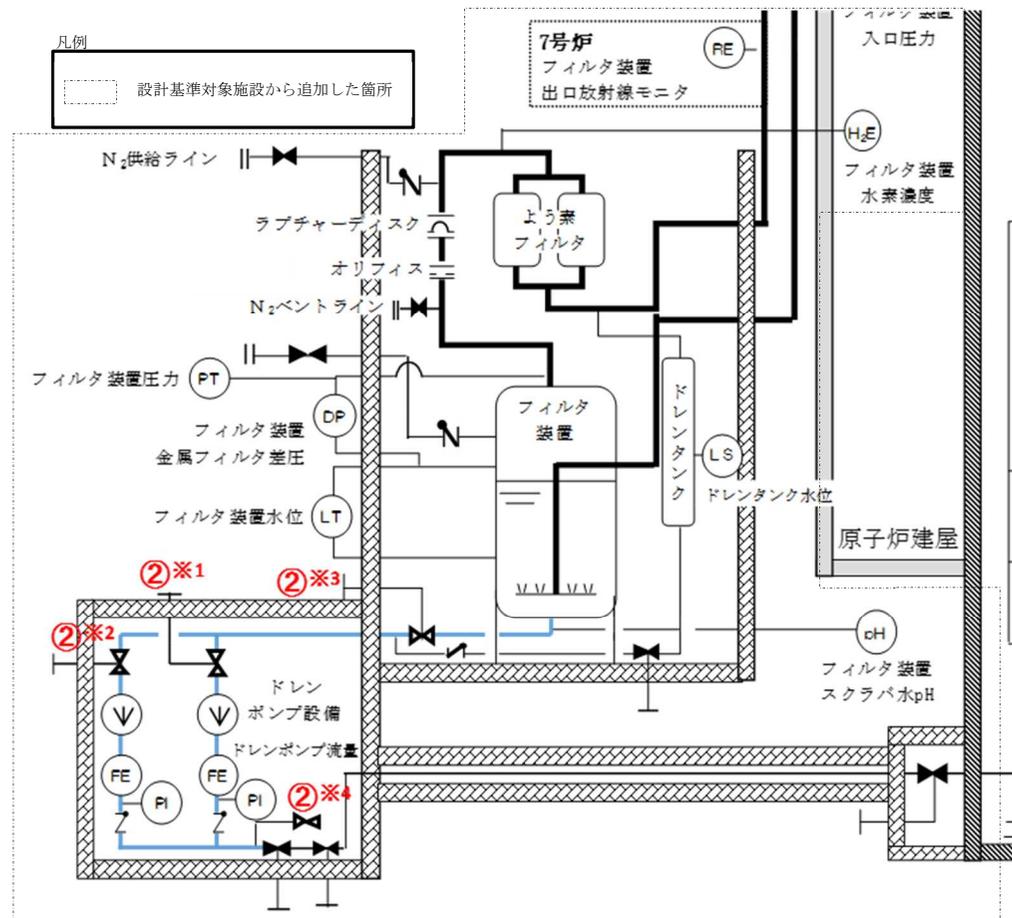
図 1.7.4 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	減圧及び除熱開始 70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(W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認																電源を復旧しながら系統構成を行う。
			系統構成																
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保																
			W/Wベント弁 遠隔手動弁操作設備による開操作																

図 1.7.5 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(W/Wベント) タイムチャート

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	減圧及び除熱開始 70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(D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認																電源を復旧しながら系統構成を行う。
			系統構成																
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保																
			D/Wベント弁 遠隔手動弁操作設備による開操作																

図 1.7.6 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(D/Wベント) タイムチャート



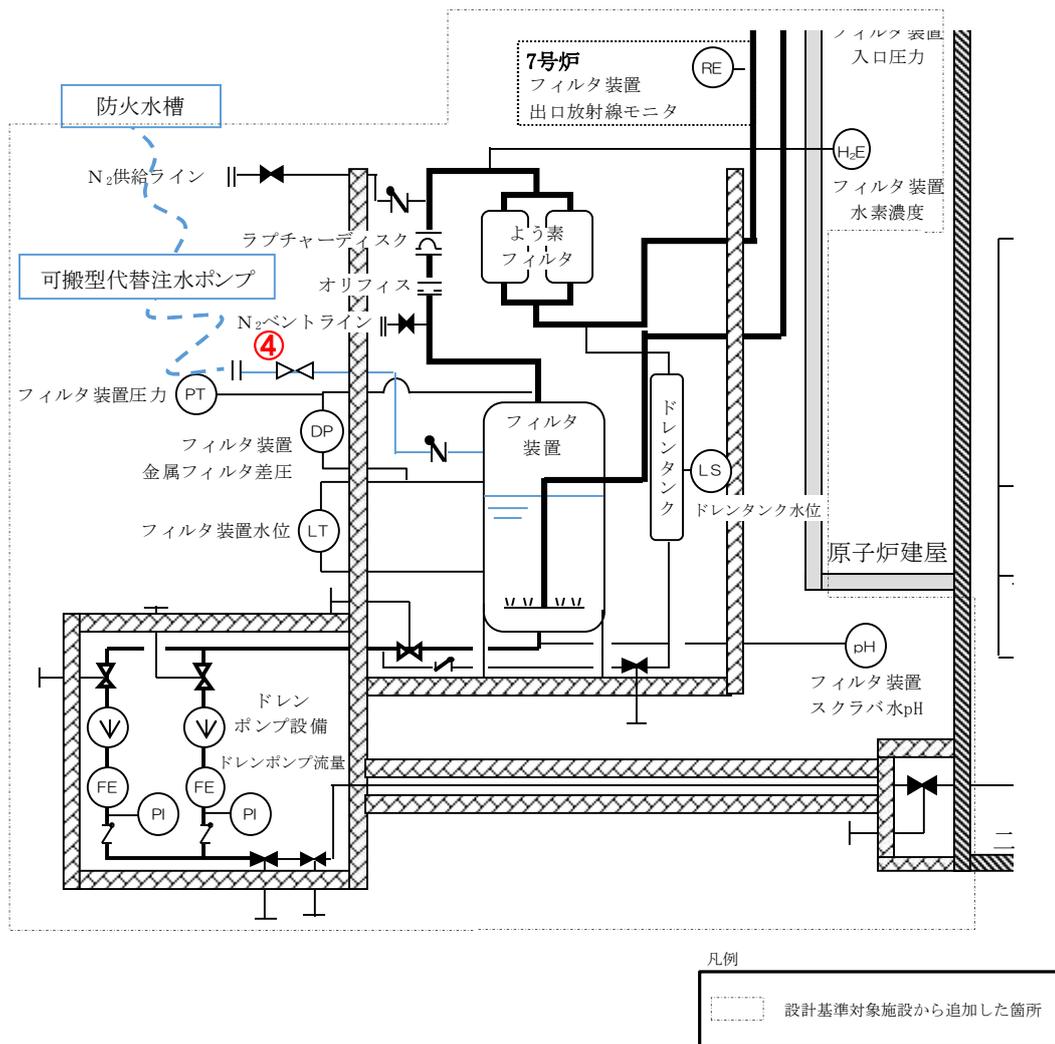
操作手順	弁名称
②※1	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁A
②※2	FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁B
②※3	FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁
②※4	FCVSフィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁

図 1.7.7 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)	水張り完了確認 ▽												
フィルタ装置 ドレン移送ポンプ水張り	緊急対策要員 2	TSC~フィルタベント遮へい壁 南側												
							系統構成(手動弁開操作)							
							系統水張り完了							

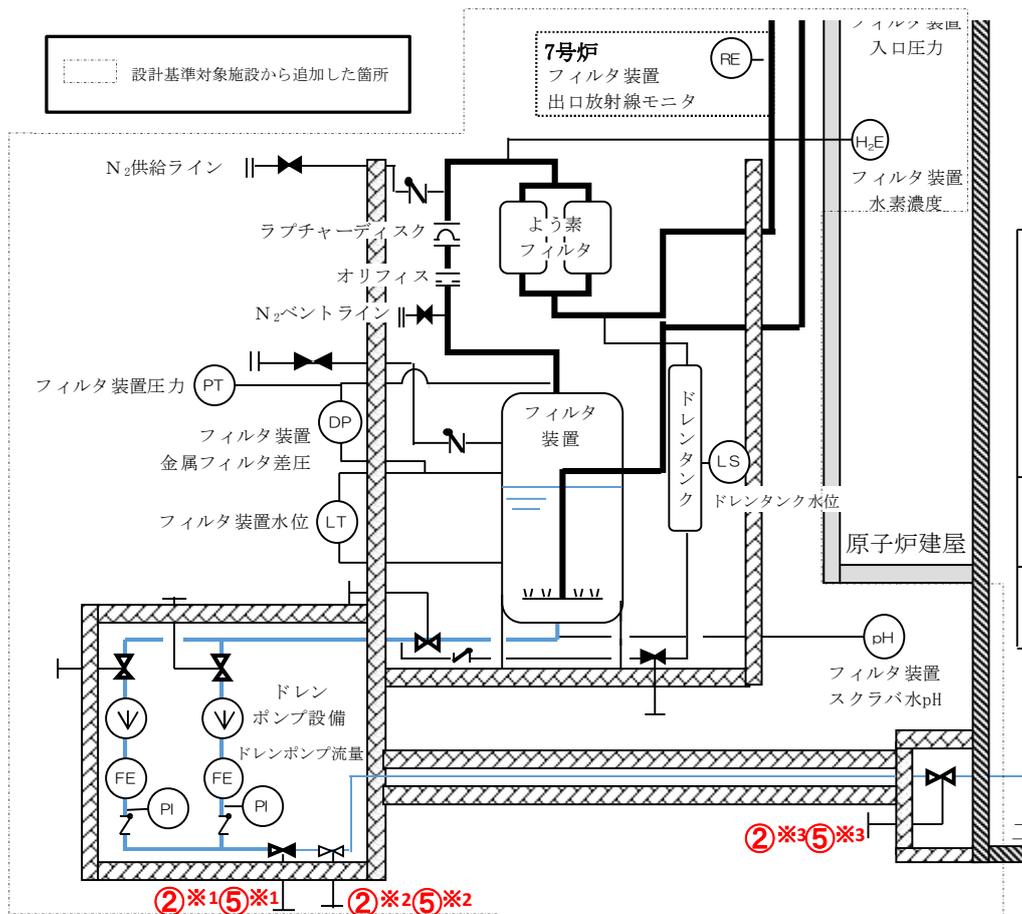
※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.8 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
④	FCVS フィルタベント装置 給水ライン元弁

図 1.7.9 フィルタベント水位調整(水張り) 概要図



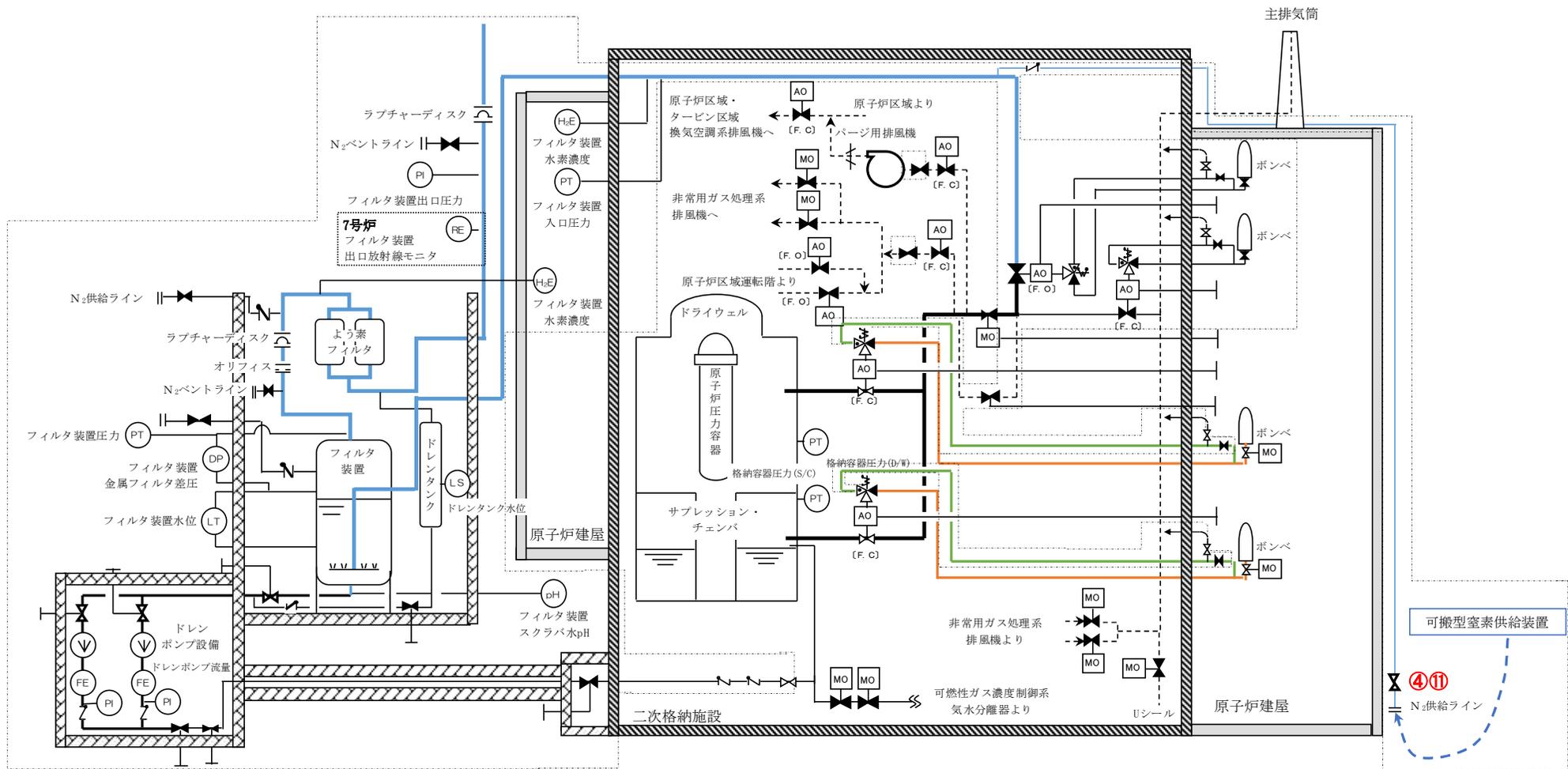
操作手順	弁名称
②*1⑤*1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②*2⑤*2	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②*3⑤*3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁

図 1.7.11 フィルタベント水位調整(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	130	140		
手順の項目	要員(数)	フィルタベント水位計継続監視 フィルタベント容器水位調整(水抜き)作業完了 ポンプ起動・流量調整 ▽															
フィルタベント水位調整 (水抜き)	緊急時対策要員	2	TSC~FV遮蔽壁外南側														
			弁開操作・系統構成														
			水抜き(水位2200[mm] → 1000[mm])・操作完了														

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.12 フィルタベント水位調整(水抜き) タイムチャート



設計基準対象施設から追加した箇所

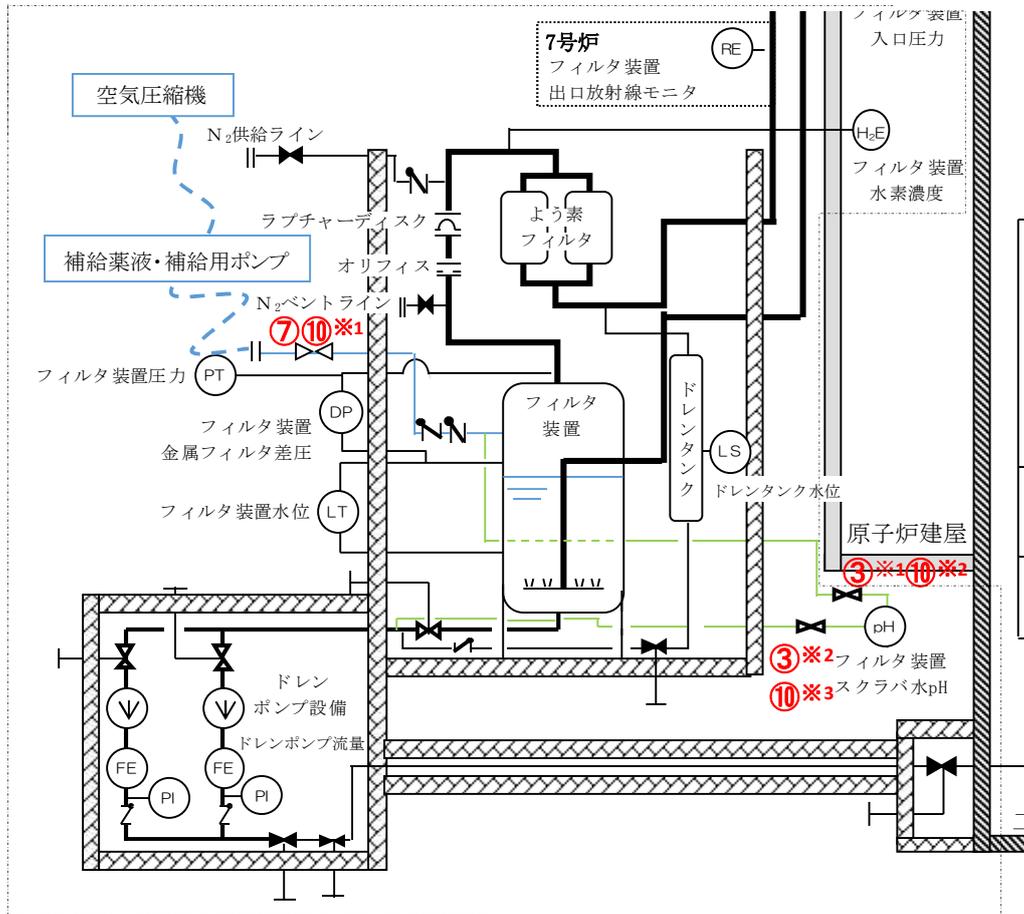
操作手順	弁名称
④⑪	FCVS PCVベントラインフィルタベント側 N ₂ パージ用元弁

図 1.7.13 フィルタベント停止後のN₂パージ 概要図

		経過時間(分)																備考
		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300		
手順の項目	要員(数)	PCVベント操作終了 ▽ 窒素供給開始																計器校正完了連絡 ▽ N ₂ ページ完了・継続監視報告 ▽ 可燃限界濃度以下の確認
フィルタベント 停止後のN ₂ ページ	中央制御室運転員 A, B	2																
	緊急時対策要員	2	現場移動, 資機材準備															
			計器校正(180分)															
		4	現場移動															
			ホース接続, 系統構成															
窒素供給・完了																		

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.14 フィルタベント停止後のN₂ページ 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

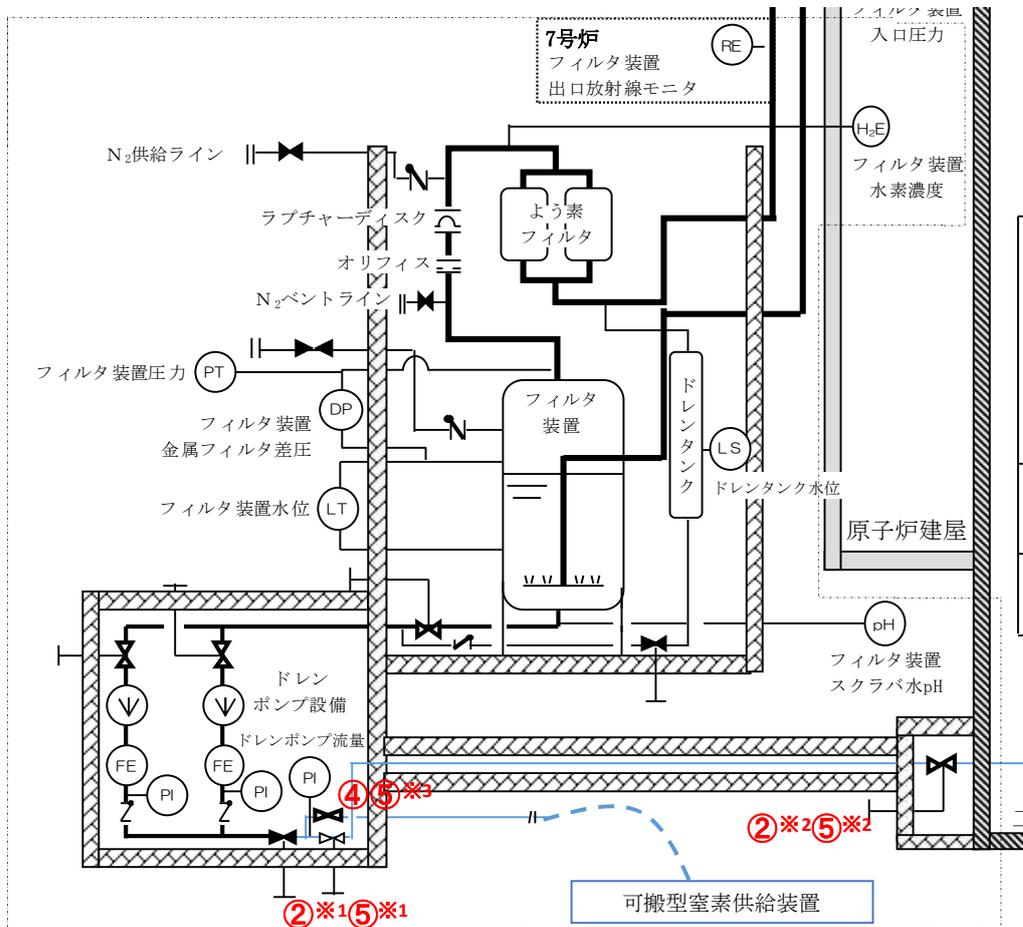
操作手順	弁名称
⑦⑩※ ¹	FCVS フィルタバント装置 給水ライン元弁
③※ ¹ ⑩※ ²	フィルタバント装置pH計入口止め弁(名称未定)
③※ ² ⑩※ ³	フィルタバント装置pH計出口止め弁(名称未定)

図 1.7.15 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 概要図

		経過時間(分)												備考								
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110										
手順の項目	要員(数)	排水作業実施 ▽サンプリングポンプ起動▽補給用ポンプ起動 ▽スクラバ水pH調整完了																				
格納容器圧力逃がし装置スクラバ水pH調整	中央制御室運転員 A, B	2																	pH値確認			
	緊急時対策要員	2																				
		4																				

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.16 フィルタ装置スクラバ水 pH 調整 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

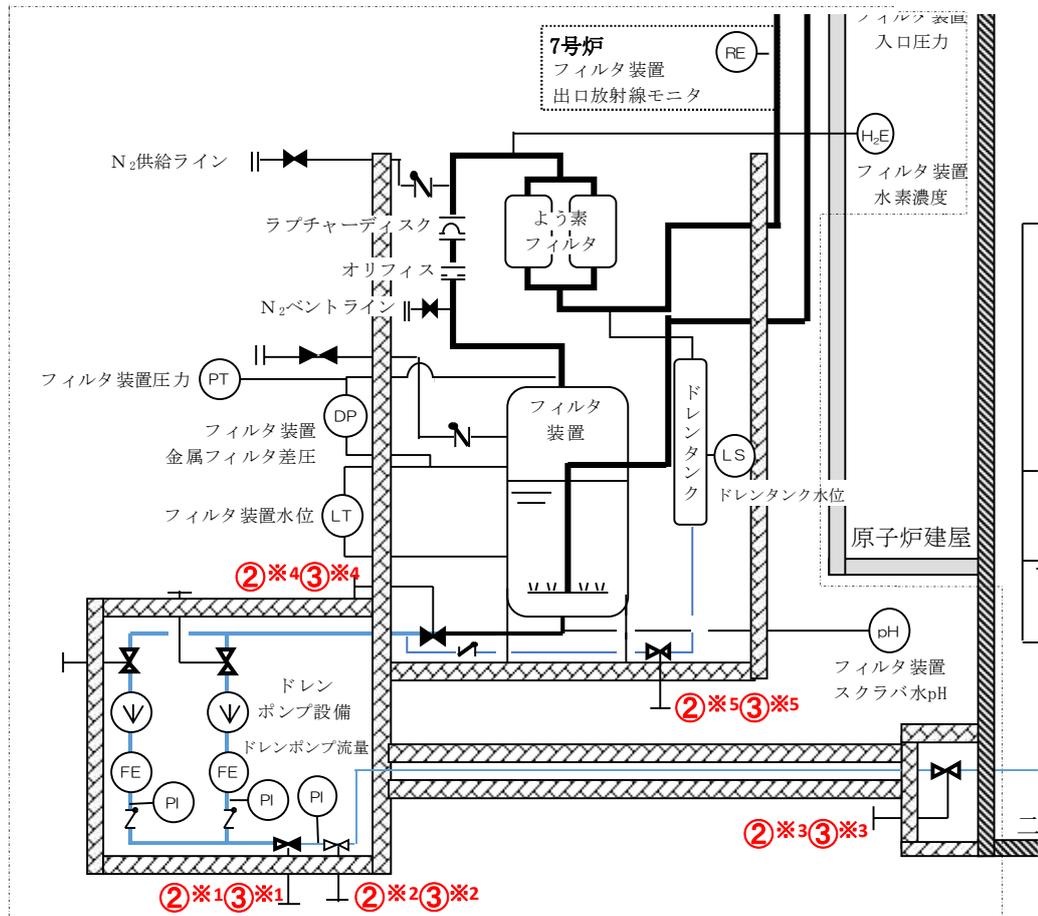
操作手順	弁名称
②※1⑤※1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※2⑤※2	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁
④⑤※3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン N ₂ パージ用元弁

図 1.7.17 ドレン移送ライン N₂パージ手順 概要図

		経過時間(分)														備考	
		20	40	60	80	100	120	140	160	180							
手順の項目	要員(数)	水位調整(水抜き)実施完了 ▽ 窒素供給開始 ▽ 水位調整後のN₂パージ作業完了															
ドレン移送ライン N ₂ パージ	緊急時対策要員	2	現場移動														
			ホース接続, 系統構成														
			窒素供給														
			現場~TSC移動				弁閉操作・ホース取外										

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.18 ドレン移送ライン N₂パージ手順 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

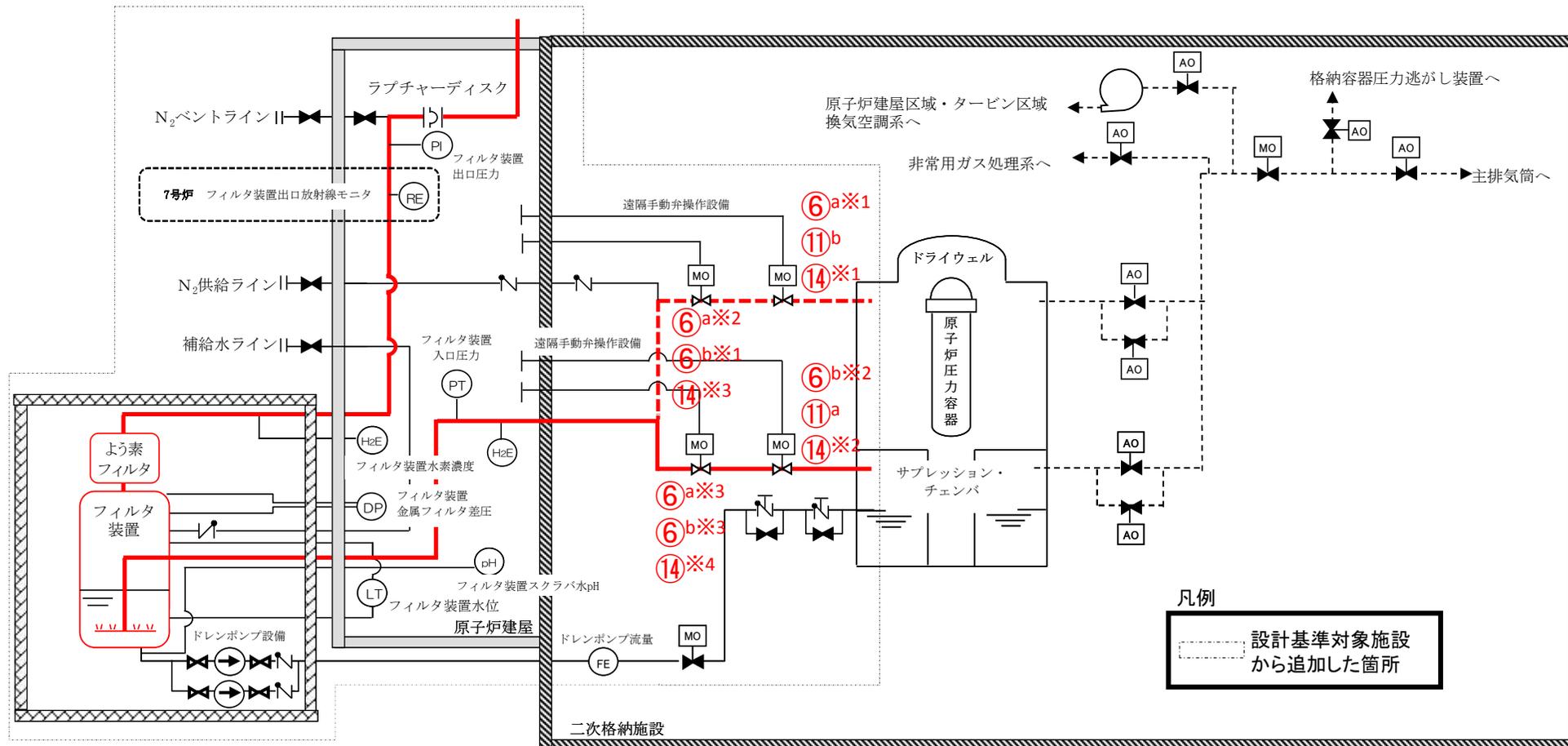
操作手順	弁名称
②※1③※1	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁
②※2③※2	FCVS フィルタベント装置 ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁
②※3③※3	FCVS フィルタベント装置 ドレンライン二次格納施設外側止め弁
②※4③※4	FCVS フィルタベント装置 遮へい壁内側ドレン弁
②※5③※5	FCVS フィルタベント装置 ドレンタンク出口止め弁

図 1.7.19 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)	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> ▽ ドレンタンク水位継続監視 ドレンタンク水抜き作業完了 </div>												
ドレンタンク 水抜き	緊急時対策要員 2	ポンプ起動・流量調整▽												
		TSC~FV遮蔽壁外南側												
		弁開操作・系統構成												
		水抜き完了(水位3000[mm] → 0[mm]: 50分)												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.20 ドレンタンク水抜き タイムチャート



操作手順	弁名称
⑥ ^a ※1 ⑪ ^b ⑭※1	D/W側第一隔離弁[未定]
⑥ ^a ※2 ⑥ ^b ※1 ⑭※3	D/W側第二隔離弁[未定]
⑥ ^b ※2 ⑪ ^a ⑭※2	S/C側第一隔離弁[未定]
⑥ ^a ※3 ⑥ ^b ※3 ⑭※4	S/C側第二隔離弁[未定]

図 1. 7. 21 代替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

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	減圧及び除熱開始 25分 ▽																	
代替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(W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認																
			系統構成																
	ベント開始																		
	→																		
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保																

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.22 代替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(W/Wベント) タイムチャート

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80										
手順の項目	要員(数)	減圧及び除熱開始 25分 ▽																	
代替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(D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認																
			系統構成																
	ベント開始																		
	→																		
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保																

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.23 代替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(D/Wベント) タイムチャート

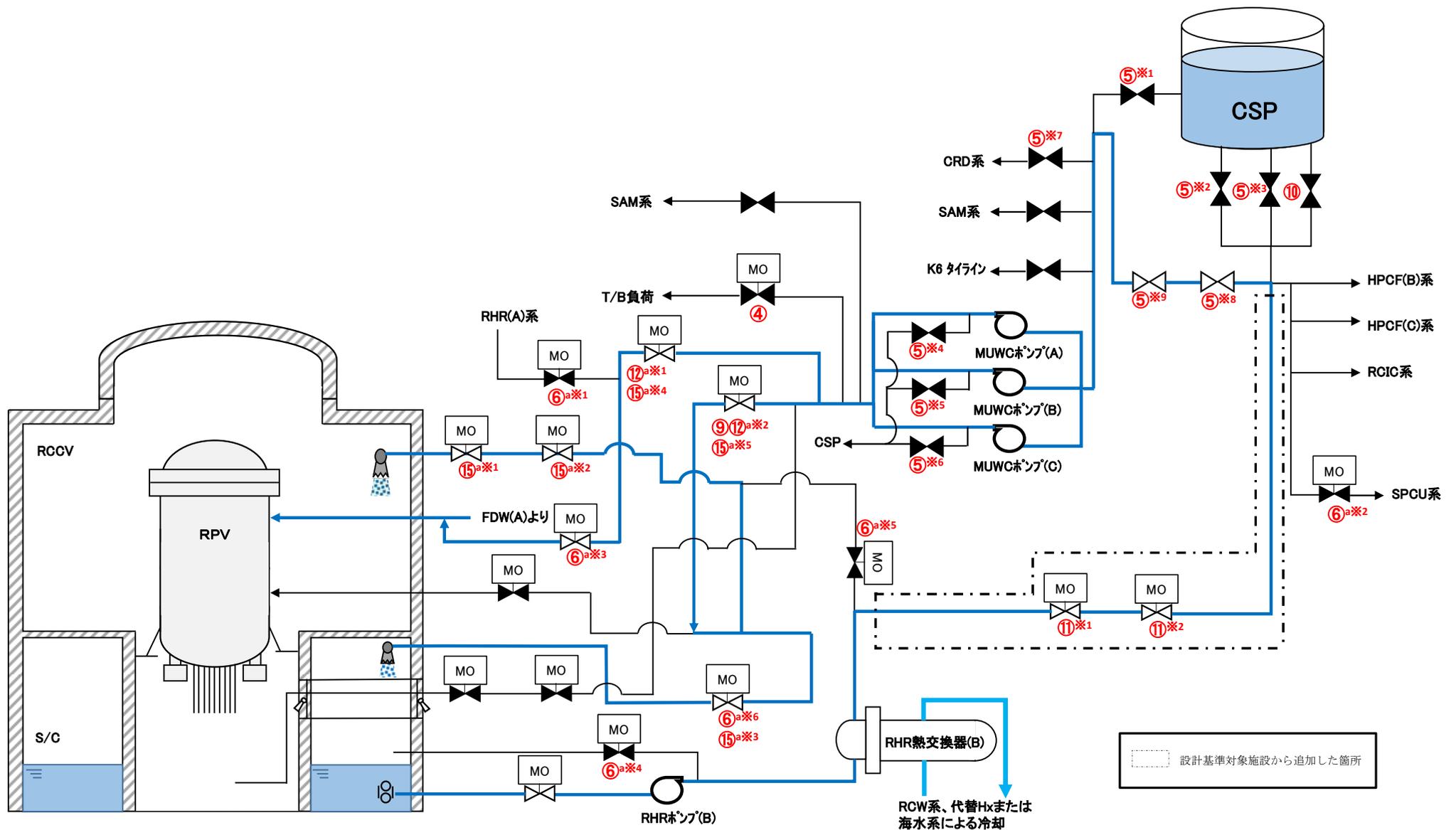


図 1.7.24 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(1/4)
 (原子炉注水及び格納容器スプレィを実施する場合)

操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑤※1	復水補給水系復水貯蔵槽出口弁
⑤※2	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁
⑤※3	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁
⑤※4	復水補給水系復水移送ポンプ(A)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※5	復水補給水系復水移送ポンプ(B)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※6	復水補給水系復水移送ポンプ(C)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※7	復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁
⑤※8	復水補給水系常/非常用連絡管第一止め弁
⑤※9	復水補給水系常/非常用連絡管第二止め弁
⑥ ^a ※1	残留熱除去系熱交換器出口弁(A)
⑥ ^a ※2	サブプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁
⑥ ^a ※3	残留熱除去系注入弁(A)
⑥ ^a ※4	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
⑥ ^a ※5	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)
⑩	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口元弁
⑪※1	残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁
⑪※2	残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁
⑮ ^a ※1	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑮ ^a ※2	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑥ ^a ※6⑮ ^a ※3	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑫ ^a ※1⑮ ^a ※4	残留熱除去系(A)注入ライン洗浄水止め弁
⑨⑫ ^a ※2⑮ ^a ※5	残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁

図 1.7.24 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 概要図(2/4)
(原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する場合)

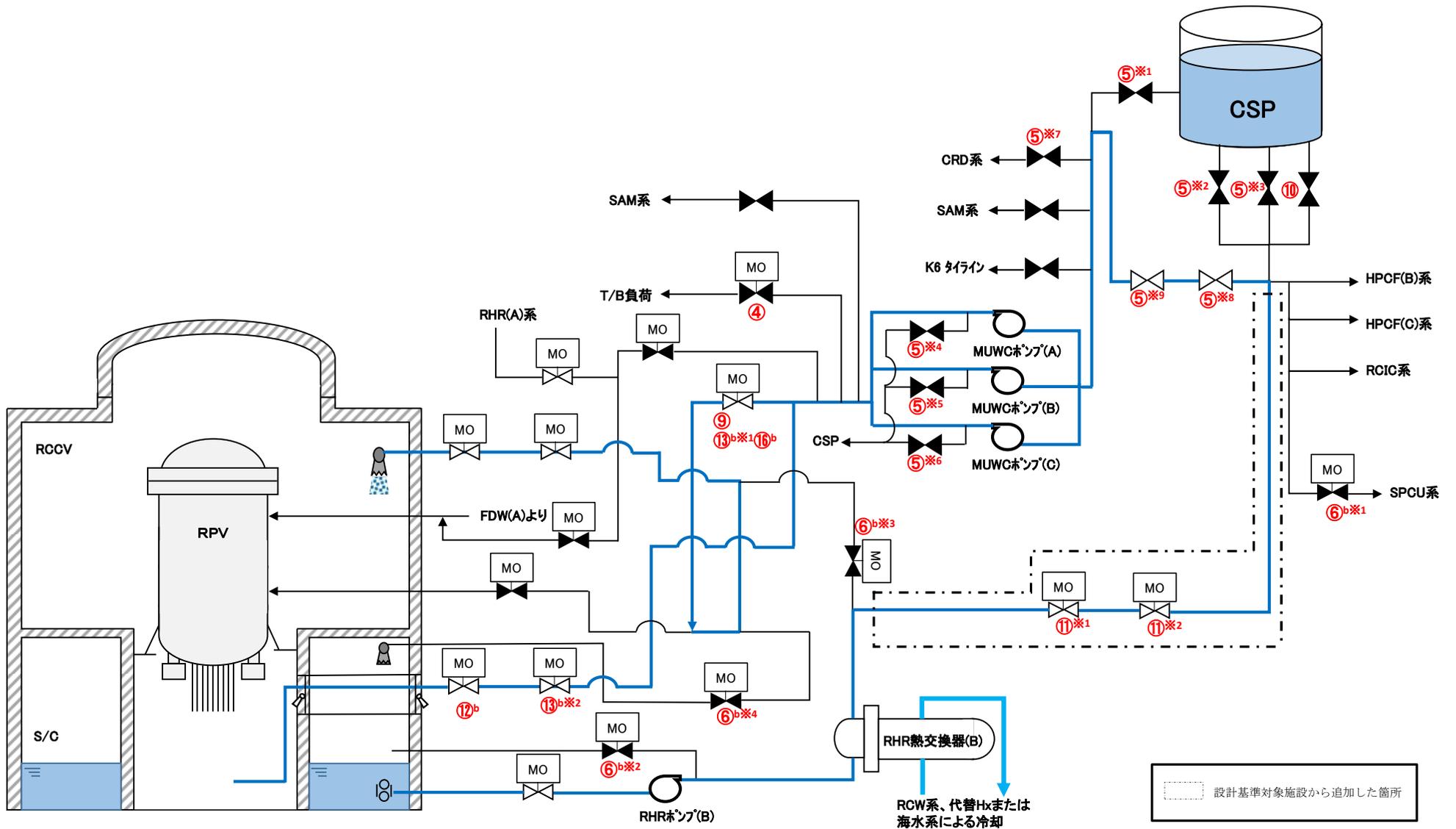


図 1.7.24 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図(3/4)
 (原子炉格納容器下部注水及び格納容器スプレーを実施する場合)

操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑤※1	復水補給水系復水貯蔵槽出口弁
⑤※2	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第一元弁
⑤※3	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口第二元弁
⑤※4	復水補給水系復水移送ポンプ(A)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※5	復水補給水系復水移送ポンプ(B)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※6	復水補給水系復水移送ポンプ(C)ミニマムフロー逆止弁後弁
⑤※7	復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁
⑤※8	復水補給水系常/非常用連絡管第一止め弁
⑤※9	復水補給水系常/非常用連絡管第二止め弁
⑥ ^b ※1	サブレーションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁
⑥ ^b ※2	残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)
⑥ ^b ※3	残留熱除去系熱交換器出口弁(B)
⑥ ^b ※4	残留熱除去系S/Pスプレイ注入隔離弁(B)
⑩	高圧炉心注水系復水貯蔵槽出口元弁
⑪※1	残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁
⑪※2	残留熱除去系高圧炉心注水系第二止め弁
⑫ ^b	復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑬ ^b ※2	復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁
⑨⑬ ^b ※1⑬ ^b	残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁

図 1.7.24 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 概要図(4/4)
(原子炉格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施する場合)

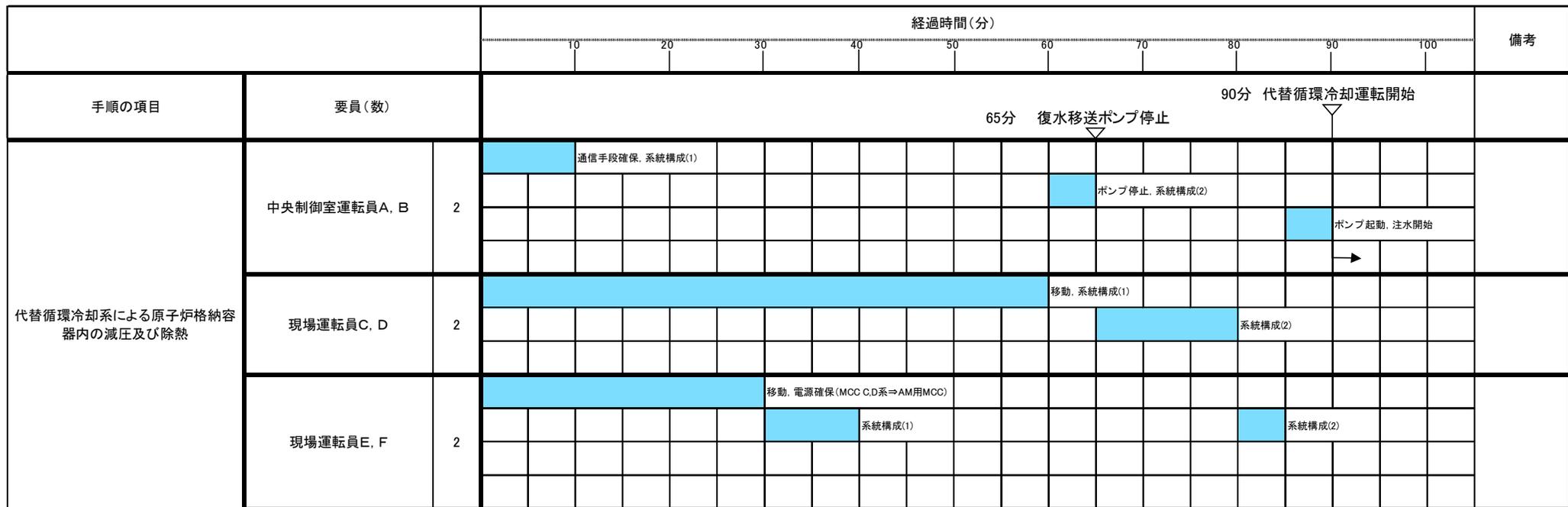
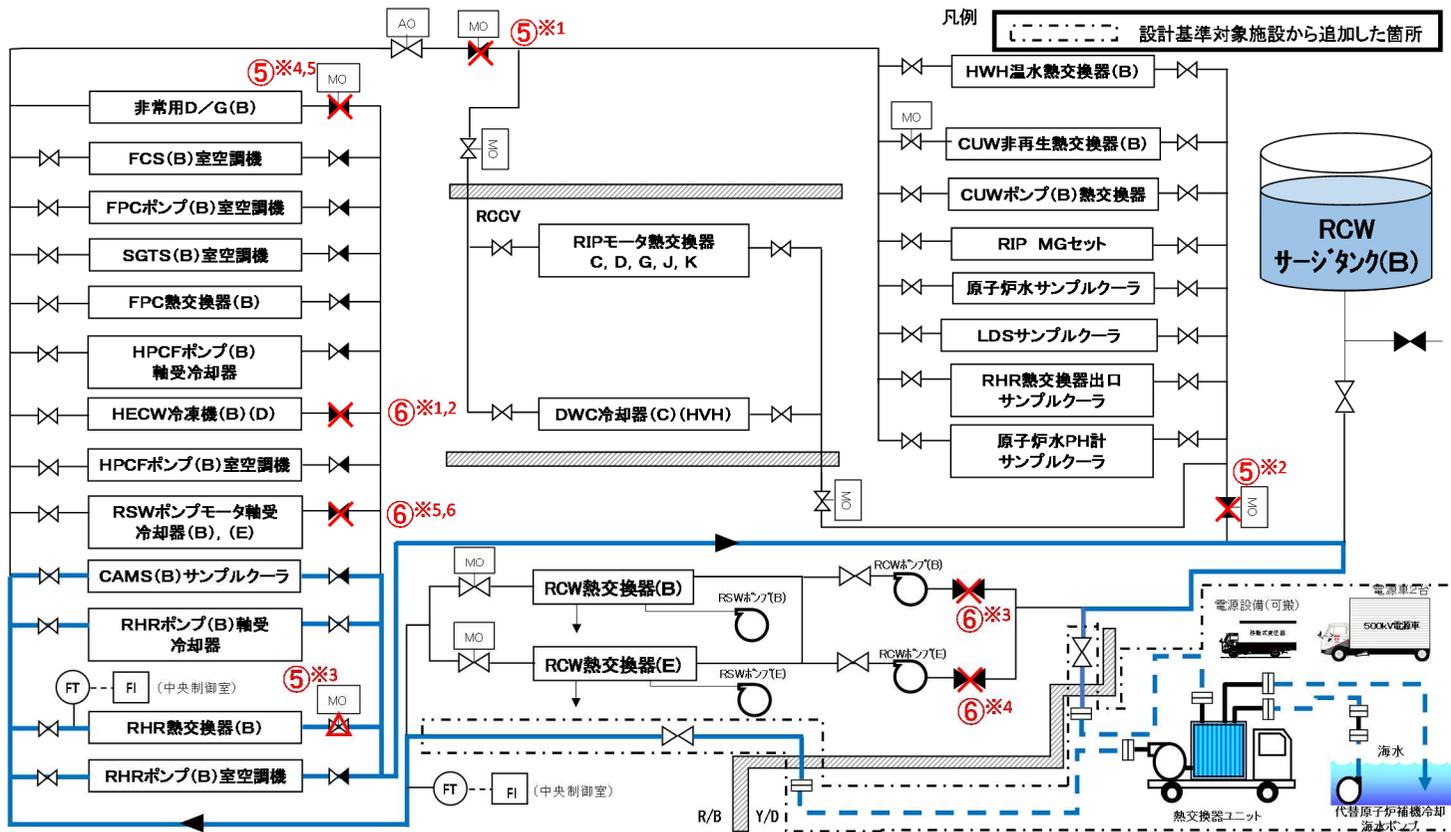


図 1.7.25 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート

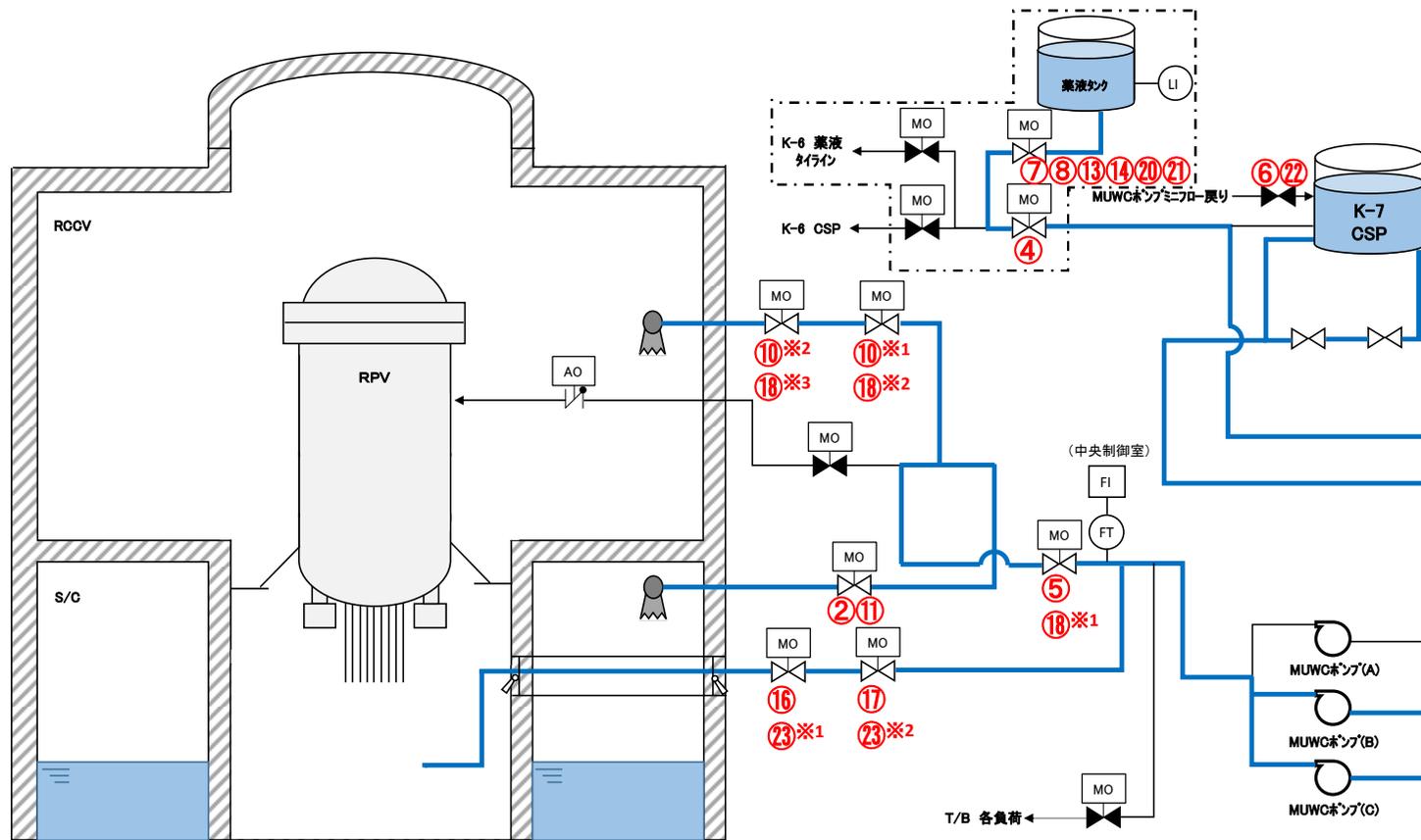


操作手順	弁名称
⑤※1	原子炉補機冷却水系常用冷却水供給側分離弁(B)
⑤※2	原子炉補機冷却水系常用冷却水戻り側分離弁(B)
⑤※3	原子炉補機冷却水系 残留熱除去系熱交換器(B)冷却水出口弁
⑤※4	原子炉補機冷却水系非常用D/G(B)冷却水出口弁(B)
⑤※5	原子炉補機冷却水系非常用D/G(B)冷却水出口弁(E)
⑥※1	原子炉補機冷却水系 換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(B)冷却水温度調節弁後弁
⑥※2	原子炉補機冷却水系 換気空調補機非常用冷却水系冷凍機(D)冷却水温度調節弁後弁
⑥※3	原子炉補機冷却水系ポンプ(B)吸込弁
⑥※4	原子炉補機冷却水系ポンプ(D)吸込弁
⑥※5	原子炉補機冷却水系 原子炉補機冷却海水系ポンプ(B)電動機軸受出口弁
⑥※6	原子炉補機冷却水系 原子炉補機冷却海水系ポンプ(E)電動機軸受出口弁

図 1.7.26 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 概要図

		経過時間(時間)										備考									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10										
手順の項目	要員(数)	7時間 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																			
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	通信手段確保, 系統構成																		
	現場運転員C, D	2	移動, 電源確保(15分)																		
			系統構成(30分)																		
	緊急時対策要員	13	熱交換器ユニット他移動																		
			主配管(可搬型)等の接続																		

図 1.7.27 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



操作手順	弁名称
②⑪	残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)
④	復水移送ポンプ吸込配管注入弁(未定)
⑤⑱*1	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑦⑧⑬⑭⑳㉑	薬液注入タンク出口弁(未定)
⑥㉒	復水補給水系ポンプミナムフロー戻り弁
⑩*1⑩*2	残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)
⑩*2⑱*3	残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)
⑯⑳*1	復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑰⑳*2	復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁

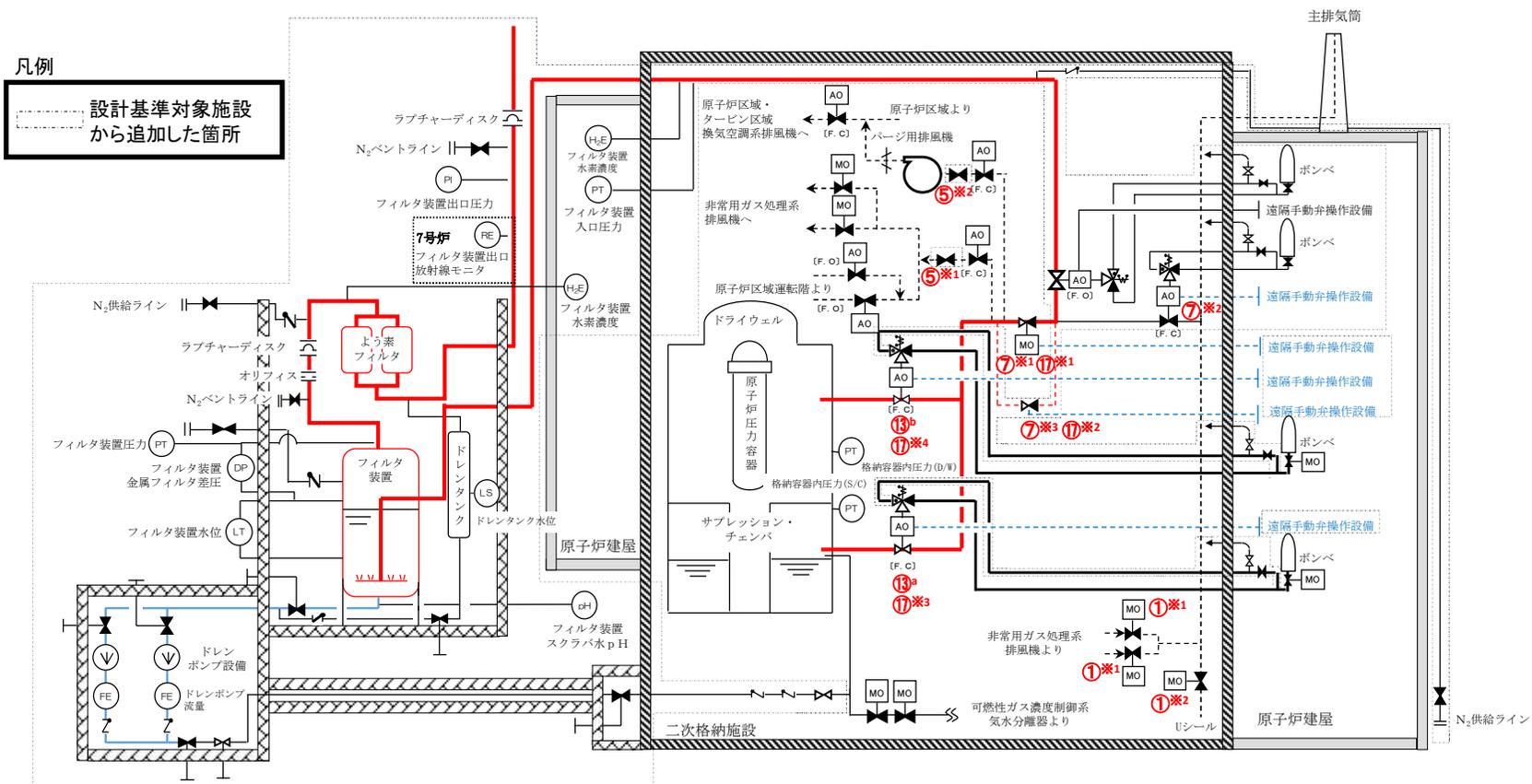
凡例
 [] 設計基準対象施設から追加した箇所

図 1.7.28 格納容器内 pH 制御 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)	S/Pへの薬液注入開始 30分 (薬液注入完了 35分) ▽ D/Wへの薬液注入開始 65分※3 格納容器下部への薬液注入開始 100分※3 (薬液注入完了 70分) ▽ (薬液注入完了 105分) ▽												※3 薬液注入箇所を選択し実施する場合それぞれ30分で可能。	
格納容器内pH制御	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 系統状態確認												※1 薬液注入完了後は、配管フラッシングのため、スプレートを20分間実施する。 ※2 薬液注入完了後は、格納容器下部水位が+2m(総注水量180m ³)となるまで注水を継続する。
			系統構成(S/Pスプレー)												
			S/Pスプレー ※1												
			系統構成(S/Pスプレー→D/Wスプレーへの切替)												
	D/Wスプレー ※1														
	系統構成(D/Wスプレー→格納容器下部注水への切替)														
現場運転員C, D	2	移動, 系統構成													
		S/Pへの薬液注入 開始													
		D/Wへの薬液注入 開始													
		格納容器下部への薬液注入 開始													
S/Pへの薬液注入 停止															
D/Wへの薬液注入 停止															
格納容器下部への薬液注入 停止															
格納容器下部注水 ※2															

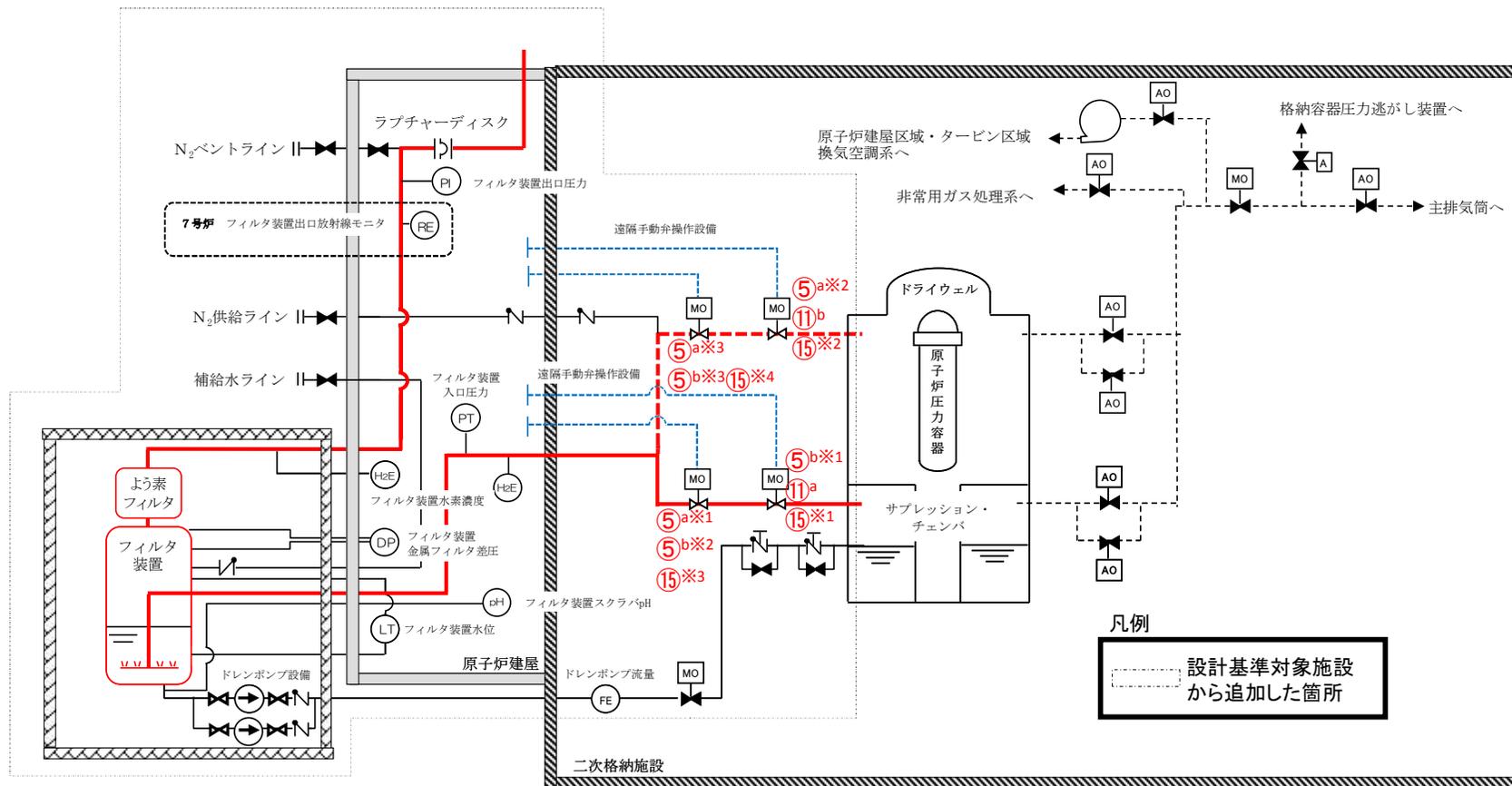
※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.29 格納容器内 pH 制御 タイムチャート



操作手順	弁名称
①※1	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
①※2	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
⑤※1	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑤※2	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑦※1①⑦※1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
⑦※2	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑦※3①⑦※2	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁
⑬ ^a ①⑦※3	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑬ ^b ①⑦※4	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁

図 1. 7. 30 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



操作手順	弁名称
⑤b※1①①a①⑤※1	S/C側第一隔離弁[未定]
⑤a※1⑤b※2①⑤※3	S/C側第二隔離弁[未定]
⑤a※2①①b①⑤※2	D/W側第一隔離弁[未定]
⑤a※3⑤b※3①⑤※4	D/W側第二隔離弁[未定]

図 1. 7. 33 代替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

			経過時間(分)																備考
			10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)		減圧及び除熱開始 40分																
代替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) (W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 監視計器指示の確認																
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成																
			ベント開始																

※設備未完成のため, 系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.34 代替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(W/Wベント) タイムチャート
(現場操作)

			経過時間(分)																備考
			10	20	30	40	50	60	70	80									
手順の項目	要員(数)		減圧及び除熱開始 40分																
代替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) (D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保, 監視計器指示の確認																
	現場運転員C, D	2	移動, 系統構成																
			ベント開始																

※設備未完成のため, 系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.7.35 代替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(D/Wベント) タイムチャート
(現場操作)

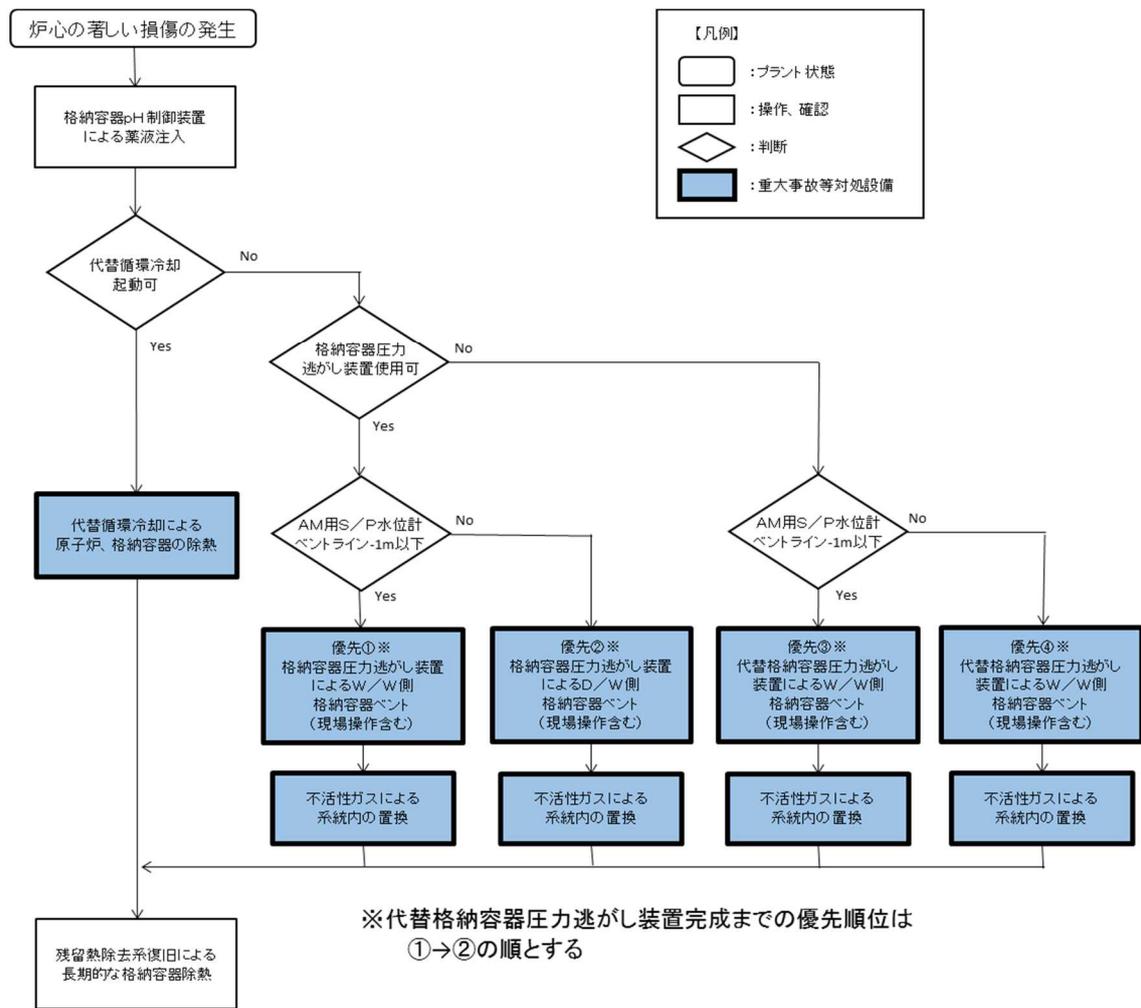


図 1.7.36 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1/4)

技術的能力審査基準 (1.7)	番号	設置許可基準規則 (50条)	技術基準規則 (65条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑧
<p>【解釈】 1 「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第50条に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第65条に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 原子炉格納容器の過圧破損の防止 a) 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又は格納容器再循環ユニットにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>a) 格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p>	<p>a) 格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p>	⑨
<p>(2) 悪影響防止 a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。</p>	③	<p>b) 上記 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。</p>	<p>b) 上記 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。</p>	⑩
<p>(3) 現場操作等 a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。</p>	④	<p>ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。</p>	<p>ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。</p>	⑪
<p>b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。</p>	⑤	<p>iii) 格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器（例えばSGTS）や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他への悪影響がない場合を除く。</p>	<p>iii) 格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器（例えばSGTS）や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他への悪影響がない場合を除く。</p>	⑫
<p>c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作できるよう、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。</p>	⑥	<p>iv) また、格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する設備を整備すること。</p>	<p>iv) また、格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する設備を整備すること。</p>	⑬
<p>(4) 放射線防護 a) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。</p>	⑦	<p>v) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。</p>	<p>v) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。</p>	⑭
		<p>vi) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。</p>	<p>vi) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。</p>	⑮
		<p>vii) ラブチャーディスクを使用する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力で設定されたラブチャーディスク（原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの）を使用する場合又はラブチャーディスクを強制的に手で破壊する装置を設置する場合を除く。</p>	<p>vii) ラブチャーディスクを使用する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力で設定されたラブチャーディスク（原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの）を使用する場合又はラブチャーディスクを強制的に手で破壊する装置を設置する場合を除く。</p>	⑯
		<p>viii) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも溶融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。</p>	<p>viii) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも溶融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。</p>	⑰
		<p>ix) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。</p>	<p>ix) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。</p>	⑱

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/4)

■: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
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	フィルタ装置	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑧ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯	格納容器内 PH制御	代替格納容器スプレィ 冷却系	常設	60分	4名	自主対策とする理由は本文参照
	よう素フィルタ	新設			格納容器下部注水系 (常設)	常設			
	フィルタ装置水位	新設			格納容器pH制御設備	常設			
	フィルタ装置入口圧力	新設							
	フィルタ装置出口放射線モニタ	新設							
	フィルタ装置金属フィルタ差圧	新設							
	フィルタ装置水素濃度	新設							
	フィルタ装置スクラバ水pH	新設							
	ドレンポンプ設備	新設							
	ドレンタンク	新設							
	遠隔手動弁操作設備	新設							
	スクラバ水pH制御設備	新設							
	ラプチャーディスク	新設							
	可搬型窒素供給装置	新設							
	フィルタベント遮蔽壁	新設							
	配管遮蔽	新設							
	原子炉格納容器	既設							
	真空破壊弁 (S/C→D/W)	既設							
	格納容器圧力逃がし装置配管・弁	新設							
	不活性ガス系配管・弁	既設							
	可搬型代替注水ポンプ (A-2級)	新設							
	耐圧強化ベント系配管・弁	既設 新設							
	防火水槽 ※1	新設							

※1: 「1.13 重大事故等の取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)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/4)

■ : 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
代替格納容器内の減圧及び除熱による	フィルタ装置	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑧ ⑨ ⑩ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑯ ⑰ ⑱	-	-	-	-	-	
	よう素フィルタ	新設							
	代替格納容器圧力逃がし装置室空調	新設							
	フィルタ装置水位	新設							
	フィルタ装置入口圧力	新設							
	フィルタ装置出口放射線モニタ	新設							
	フィルタ装置金属フィルタ差圧	新設							
	フィルタ装置水素濃度	新設							
	フィルタ装置スクラバ水pH	新設							
	ドレンポンプ設備	新設							
	ドレンタンク	新設							
	遠隔手動弁操作設備	新設							
	薬液タンク	新設							
	ラプチャーディスク	新設							
	可搬型窒素供給装置	新設							
	原子炉格納容器	既設							
	真空破壊弁 (S/C→D/W)	既設							
	代替格納容器圧力逃がし装置配管・弁	新設							
可搬型代替注水ポンプ (A-2級)	新設								
防火水槽 ※1	新設								
操現 作場	遠隔手動弁操作設備	新設	①④⑤ ⑥⑧⑭⑮	-	-	-	-	-	
ガス 内の 置換 による 系統 素	可搬型窒素供給装置	新設	⑧ ⑩	-	-	-	-	-	
	窒素生成装置接続口	新設							
	-	-							

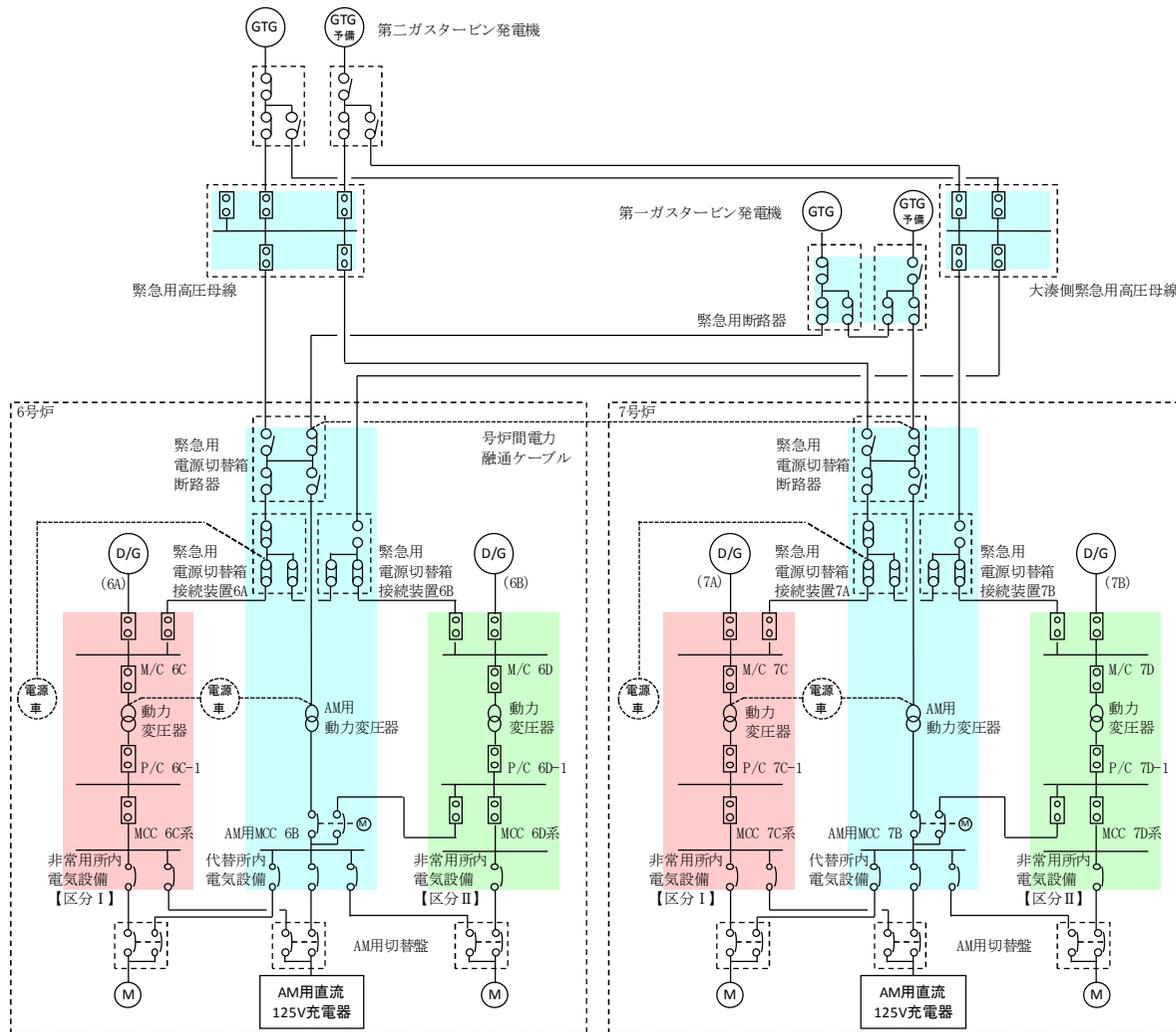
※1: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」 【解釈】 1 b)項を満足するための代替淡水源 (措置)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(4/4)

■: 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
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	既設	① ② ⑧ ⑨	-	-	-	-	-	
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	代替循環冷却系配管・弁	新設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド	既設							
	高圧炉心注水系配管・弁	既設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	給水系配管・弁・スパージヤ	既設							
	格納容器下部注水系配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	代替原子炉補機冷却系	新設							
	海水貯留堰	新設							
	スクリーン室	既設							
	取水路	既設							
	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)	新設							
	ホース	新設							
	防火水槽 ※1	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							

※1: 「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)



※本単線結線図は、今後の検討結果により変更となる可能性がある

【凡例】	
	: ガスタービン発電機
	: 非常用ディーゼル発電機
	: 遮断器
	: 断路器
	: 配線用遮断器
	: 接続装置
	: 電動切替装置
	: 切替装置

【略語】	
D/G	: 非常用ディーゼル発電機
M/C	: メタルラット開閉装置
P/C	: パワーセンタ
MCC	: モータ・コントロールセンタ

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

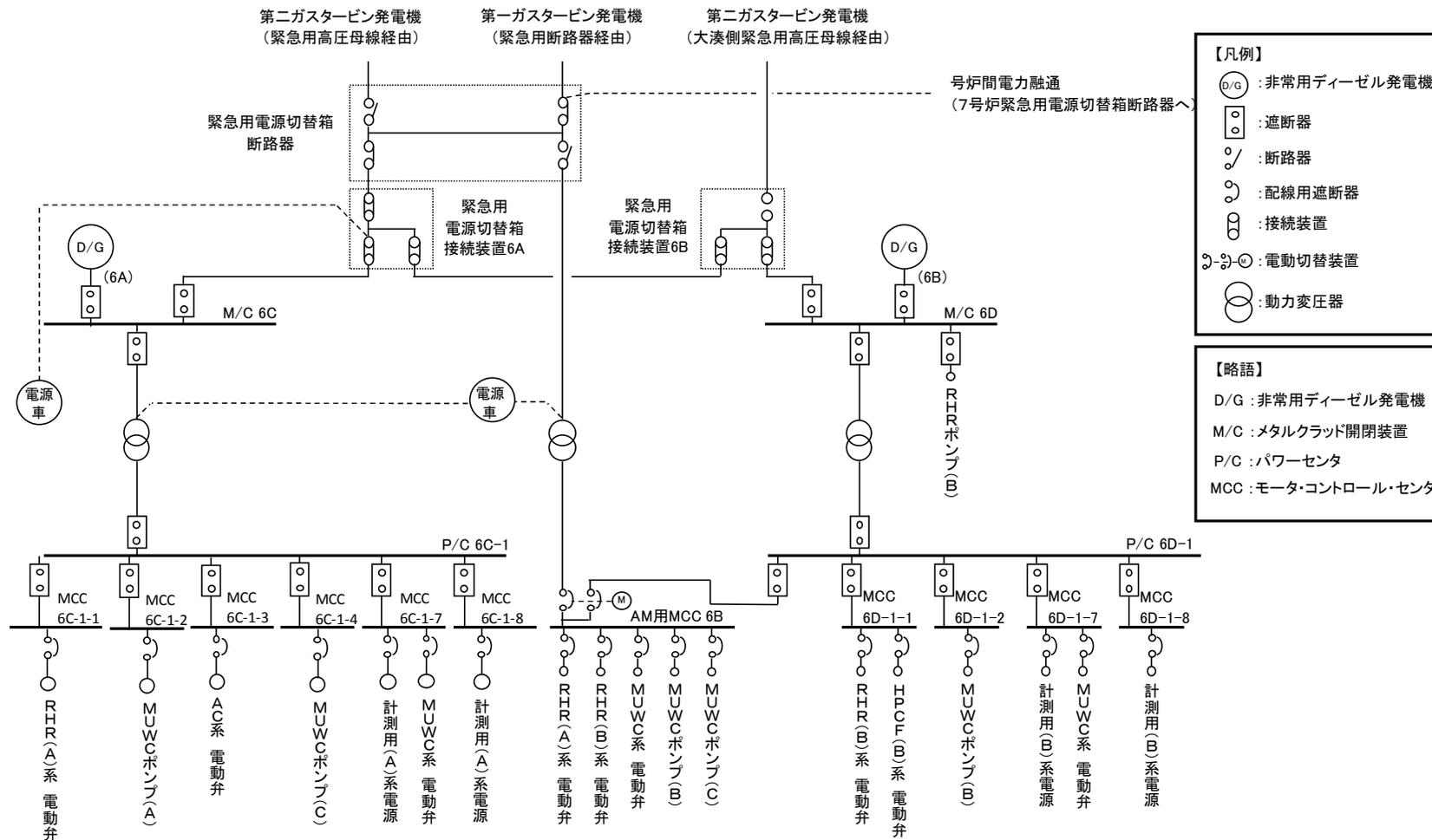


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

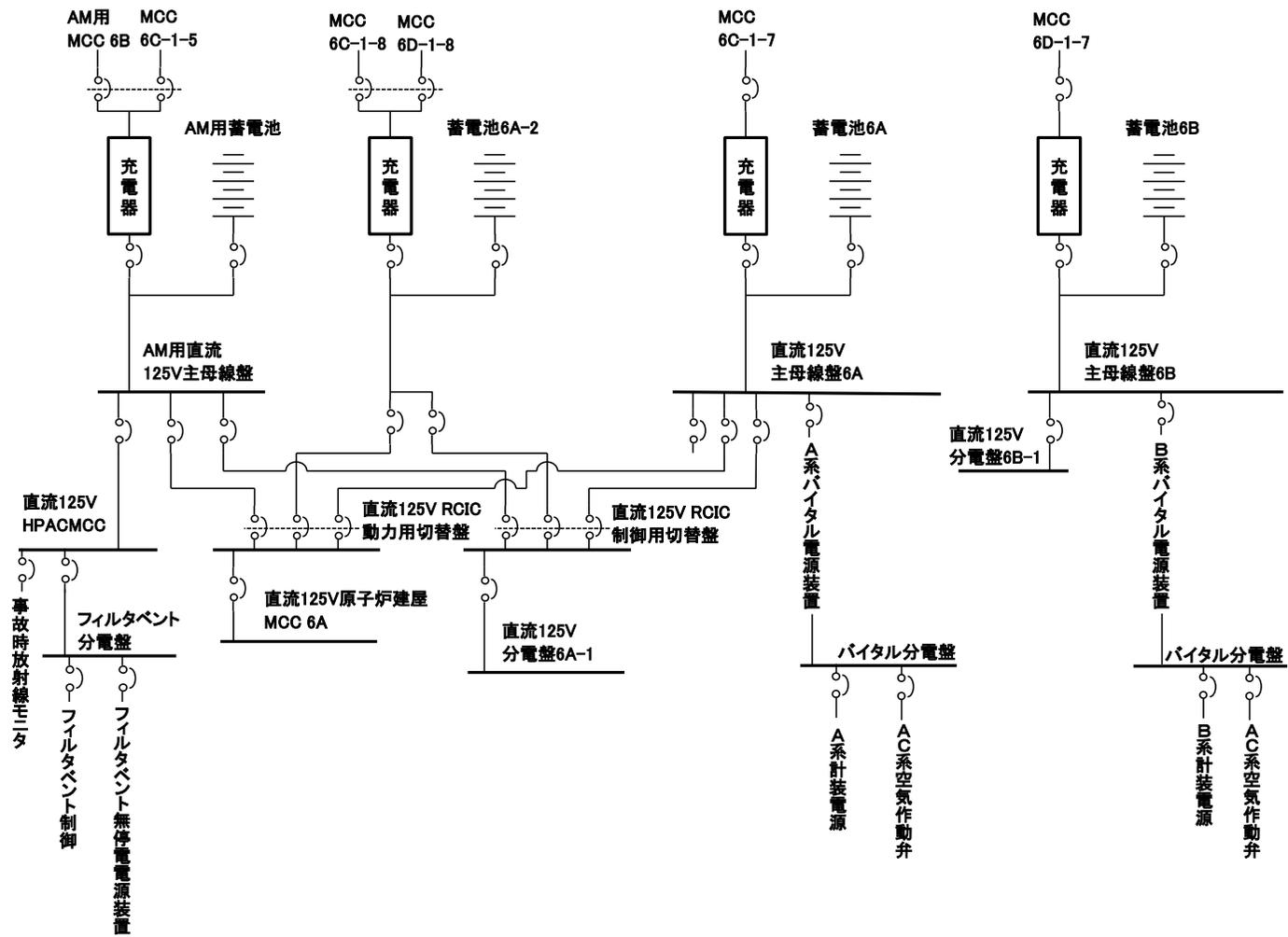


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

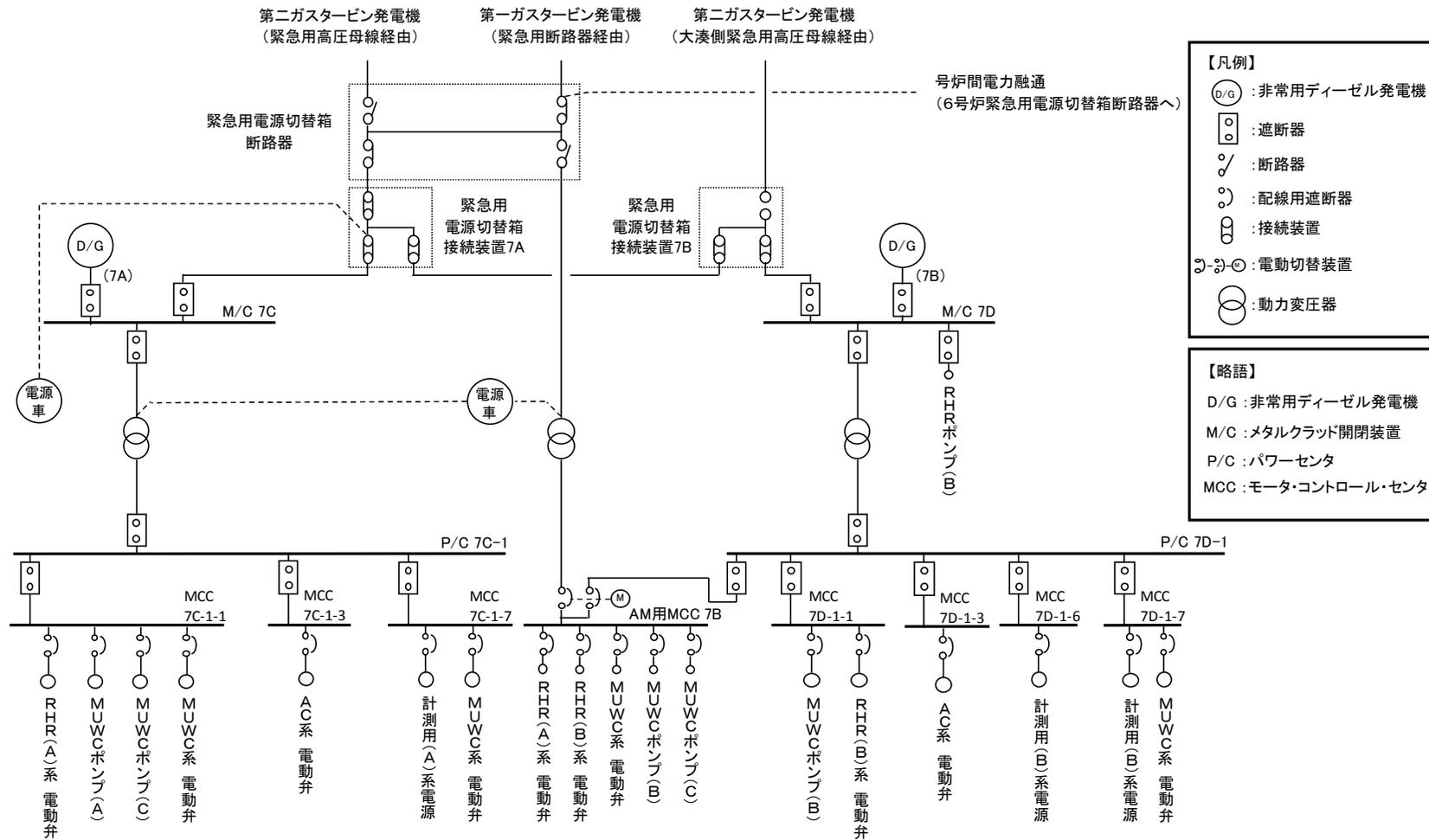


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

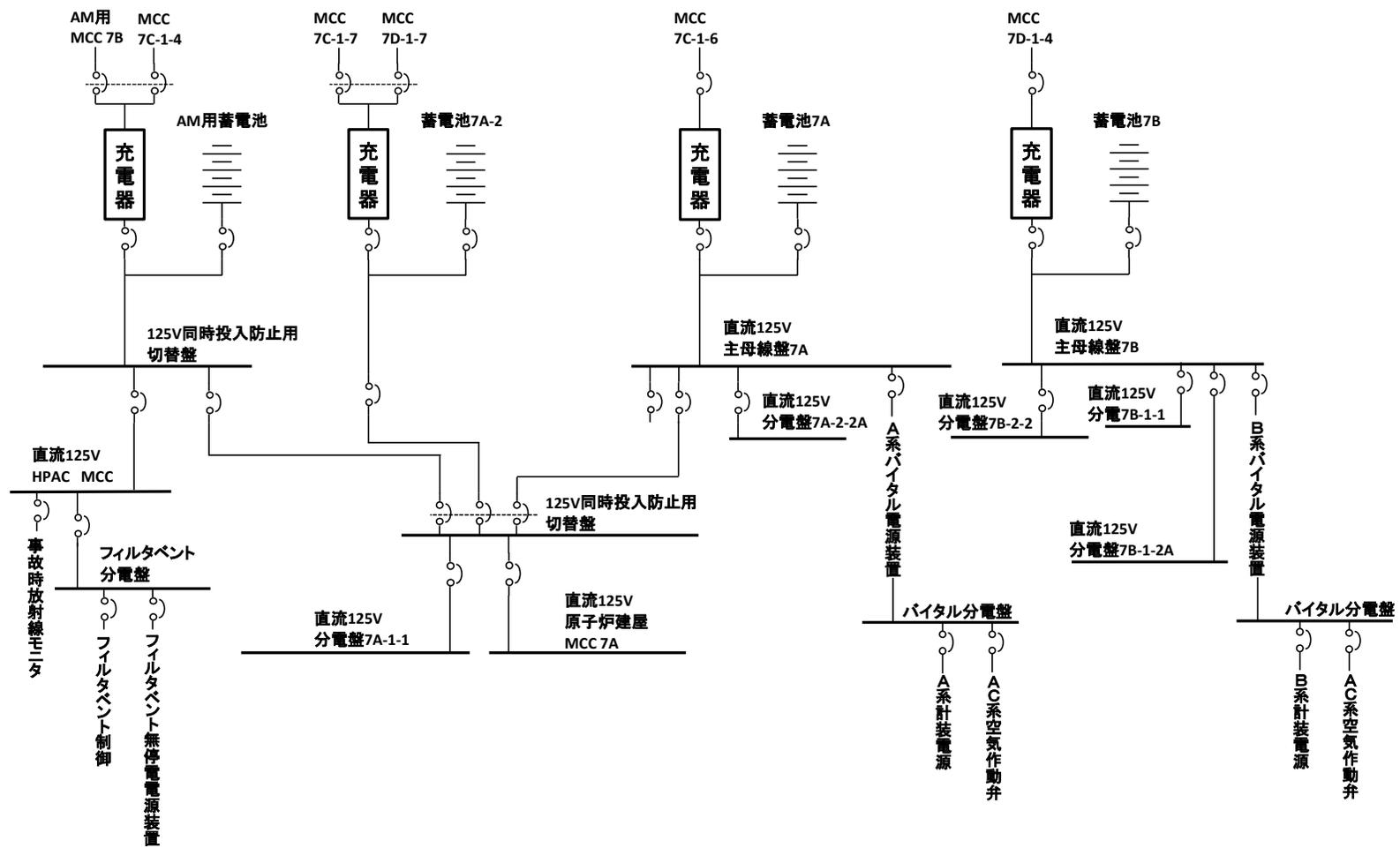


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 交流動力電源確立時

a. 操作概要

炉心損傷時に原子炉格納容器内の減圧及び除熱を格納容器圧力逃がし装置を使用して行う。交流電源確立時は必要な電動弁の受電操作を実施後、遠隔手動弁操作設備の操作により格納容器ベントを行う。

優先 1 (W/W ベント)

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時に、二次格納施設外にて空気作動弁の遠隔手動弁操作設備にて操作を実施する。

優先 2 (D/W ベント)

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時に、二次格納施設外にて空気作動弁の遠隔手動弁操作設備にて操作を実施する。

b. 作業場所

W/W ベント 原子炉建屋 地下 1 階 (非管理区域)

D/W ベント 原子炉建屋 地下 1 階, 2 階 (非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数 (4 名), 所要時間 (70 分) のうち, 電源の受電操作及び空気作動弁の遠隔手動弁操作設備の操作に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

なお, W/W ベントに必要な所要時間, D/W ベントに必要な所要時間は同一時間とする。

必要要員数 : 2 名 (現場運転員 2 名)

所要時間目安: 電源受電操作 30 分 (実績時間: 24 分)

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 40 分

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21 分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 17 分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、二次格納施設外に設置している。また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常を受電操作であるため、容易に実施可能である。

遠隔手動弁操作設備の操作についても、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

(2) 全交流動力電源喪失時

a. 操作概要

炉心損傷時に原子炉格納容器内の減圧及び除熱を格納容器圧力逃がし装置を使用して行う。交流電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により格納容器ベント操作を行う。

優先 1 (W/W ベント)

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，系統構成時に，二次格納施設外にて電動弁，空気作動弁の遠隔手動弁操作設備により操作を実施する。

優先 2 (D/W ベント)

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，系統構成時に，二次格納施設外にて電動弁，空気作動弁の遠隔手動弁操作設備により操作を実施する。

b. 作業場所

W/W ベント 原子炉建屋 中 3 階，地下 1 階(非管理区域)

D/W ベント 原子炉建屋 中 3 階，2 階(非管理区域)

系統構成 原子炉建屋(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数(6名)，所要時間(90分)のうち，電動弁，空気作動弁の遠隔手動弁操作設備の操作に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

なお，W/W ベントに必要な所要時間，D/W ベントに必要な所要時間は同一時間とする。

必要要員数 : 4名(現場運転員 4名)

所要時間目安: 系統構成(二次格納容器施設内) 35分

(二次格納容器施設外) 15分(実績時間: 13分)

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 40分

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分)

(実績時間: 不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 17分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、二次格納施設外に設置している。また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

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

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



系統構成(遠隔手動弁操作設備)



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

2. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り

a. 操作概要

原子炉格納容器ベント操作中におけるフィルタ装置水位調整のため、フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(緊急時対策要員2名)

所要時間目安: 60分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: 車両のヘッドライトの他, バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており, 夜間においても接近可能である。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり, 操作に必要な工具はなく, 容易に実施可能であるため, 通常の弁操作と同様である。

また, 遠隔手動弁操作設備による弁操作についても, 操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

3. フィルタベント水位調整(水張り)

a. 操作概要

原子炉格納容器ベント操作時又は原子炉格納容器ベント停止時に想定されるフィルタ装置の水位変動に対し、フィルタ装置機能維持のため、フィルタ装置の水張りによるフィルタ装置の水位調整を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント水位調整(水張り(淡水/海水))に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(緊急時対策要員4名)

所要時間目安: 130分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 送水ホースの接続は、汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能であり、必要な工具はない。
また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

4. フィルタベント水位調整(水抜き)

a. 操作概要

原子炉格納容器ベント操作時又は原子炉格納容器ベント停止時に想定されるフィルタ装置の水位変動に対し、フィルタ装置機能維持のため水抜きによる水位調整を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント水位調整(水抜き)に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(緊急時対策要員2名)

所要時間目安: 135分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計, ガラスバッチ, 帽子, 綿手袋, ゴム手袋, 靴下, 汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール, アノラック, 全面マスク, チャコールフィルタ, セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。
アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作, ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に操作可能である。また、作業に必要な工具はない。
作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

5. フィルタベント停止後の N₂パージ

a. 操作概要

原子炉格納容器ベント停止後は、配管内に残留する水素による燃焼防止と、残留凝縮による配管内の負圧防止のため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパージを実施する。

窒素ガスの供給は可搬型窒素供給装置にて行い、当該装置を格納容器圧力逃がし装置にホースで接続し、窒素供給弁を操作することでパージを行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 屋外南側

原子炉建屋 非管理区域 3階 南側通路

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント停止後の N₂パージに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 8名(中央制御室運転員2名, 緊急時対策要員6名)

(※1.7.3-7と合わせて合計8名の必要要員数とする)

所要時間目安: 240分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能であり、操作に必要な工具はない。

また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。

作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



N₂パーージ操作

6. フィルタベント計装(サンプリングポンプ起動)

a. 操作概要

原子炉格納容器ベント停止後、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるページ中、装置内水素濃度を測定するため、格納容器ベントライン水素サンプリングラックにてサンプリングポンプを起動する。

b. 作業場所

原子炉建屋 3階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタベント計装(サンプリングポンプ起動)に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(緊急時対策要員2名)

所要時間目安: 180分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は通常、汚染の恐れのない二次格納施設外にて行うが、格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に操作可能である。また、操作に必要な工具はない。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

7. フィルタ装置スクラバ水 pH 調整

a. 操作概要

ベントガスの凝縮水によりフィルタ装置水位が上昇した場合、スクラバ水に含まれる薬液が凝縮水により薄まる。スクラバ水の pH 値が規定値よりも低くなった場合に薬液を注入する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

フィルタ装置スクラバ水 pH 調整に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 8 名(中央制御室運転員 2 名, 緊急時対策要員 6 名)

所要時間目安: 90 分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより, 夜間における作業性を確保している。また, 操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計, ガラスバッチ, 帽子, 綿手袋, ゴム手袋, 靴下, 汚染区域用靴となるが, 緊急時対策本部の指示により, 作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール, アノラック, 全面マスク, チャコールフィルタ, セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他, バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており, 夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり, 容易に操作可能である。作業エリア周辺には, 支障となる設備はなく, 十分な作業スペースがある。本操作で必要となる工具は, 空気圧縮機, 補給ポンプ等とともに作業エリア近傍(フィルタベント遮へい壁内(附室))に配備する。

連絡手段: 通信連絡設備(送受信器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

8. ドレン移送ライン N₂ パージ

a. 操作概要

フィルタベント水位調整(水抜き)・ドレンタンク水抜き後は、フィルタベント装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素の蓄積を防止するため、フィルタ装置排水ラインの窒素ガスによるパージを実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

ドレン移送ラインの N₂ パージに必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名 (緊急時対策要員 2 名)

所要時間目安: 100 分 (実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計, ガラスバッチ, 帽子, 綿手袋, ゴム手袋, 靴下, 汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール, アノラック, 全面マスク, チャコールフィルタ, セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他, バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : ホースの接続端は汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能であり、操作に必要な工具はない。

また、弁の開閉操作についても、必要な工具はなく通常の開閉操作と同様である。

作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

9. ドレンタンク水抜き

a. 操作概要

ドレンタンクが水位高に達した場合、よう素フィルタの機能維持のため、ドレンタンク内の凝縮水をドレン移送ポンプを使用して排水する。

b. 作業場所

原子炉建屋 南東側ヤード(フィルタベント遮へい壁周辺) 非管理区域

c. 必要要員数及び操作時間

ドレンタンク水抜きに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(緊急時対策要員2名)

所要時間目安: 105分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計、ガラスバッチ、帽子、綿手袋、ゴム手袋、靴下、汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール、アノラック、全面マスク、チャコールフィルタ、セルフエアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作、ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に操作可能である。また、操作に必要な工具はない。

作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースがある。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

10. 代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1) 交流動力電源確立時

a. 操作概要

代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作に必要な電動弁の電源確保を行う。

b. 作業場所(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替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に必要な要員数(4名), 所要時間(25分)のうち, **電源確保**に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 電源確保 15分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため
実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから, 放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常を受電操作であり, 容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。

(2) 全交流動力電源喪失時

a. 操作概要

代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作を現場にて行う。交流電源喪失時は遠隔手動弁操作設備の操作により系統構成を行う。

b. 作業場所(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替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に必要な要員数(4名), 所要時間(40分)のうち, 系統構成に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員 2名)

所要時間目安: 系統構成 35分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため
実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。現場運転員の放射線防護を考慮し, 遠隔手動弁操作設備エリアは, 二次格納施設外に設置している。また, 格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

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

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。

11. 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

a. 操作概要

復水補給水系を用いた代替循環冷却の準備として、電動弁操作盤による系統構成ならびに、復水補給水水源を復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバ・プール水へ切り替えることにより水源を確保する。

復水移送ポンプ停止前の操作を系統構成(1)、停止後の操作を系統構成(2)とする。

b. 作業場所

原子炉建屋 地上 3 階(非管理区域)

廃棄物処理建屋 地下 3 階(管理区域)

c. 必要要員数および操作時間

復水補給水系を用いた代替循環冷却に必要な要員数(6名)、所要時間(90分)のうちサブプレッション・チェンバ・プール水水源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4名(現場運転員 4名)

所要時間目安: 系統構成(1) 管理区域 60分(実績時間: 54分)

非管理区域 40分(実績時間: 設備設置工事のため実績時間なし)

系統構成(2) 管理区域 15分(実績時間: 15分)

非管理区域 5分(実績時間: 設備設置工事のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。管理区域においても汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

また操作はすべて二次格納施設外である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備)のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。



復水貯蔵槽出口ライン隔離



復水移送ポンプミニフローライン隔離

12. 格納容器内 pH 制御

a. 操作概要

復水移送ポンプ吸込配管に薬液(水酸化ナトリウム)を注入し、格納容器スプレイ配管から原子炉格納容器内に注入することで、S/P 水の酸性化を防止し原子炉格納容器ベント時の放射性物質の系外放出を低減させる。

b. 作業場所

廃棄物処理建屋 地下 3 階，地上中 1 階，地上 2 階(管理区域)

c. 必要要員数および操作時間

格納容器内 pH 制御に必要な要員数(4 名)，所要時間(格納容器スプレイ(S/P)による薬液注入開始：30 分，格納容器スプレイ(D/W)による薬液注入開始：65 分，格納容器下部注水による薬液注入開始：100 分)^{*}のうち，系統構成に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

※薬液注入箇所を選択し，実施した場合それぞれ 30 分。

必要要員数：2 名(現場運転員 2 名)

所要時間目安：系統構成 25 分(実績時間：当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境：バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク，個人線量計，ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路：バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。

また操作はすべて二次格納施設外である。

連絡手段：通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備)のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順	a. 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	iii. フィルタベント水位調整(水張り)	フィルタ装置水位が通常水位を下回ると判断した場合
		iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置水位が上限水位に到達, 又は金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合
		vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	フィルタ装置水位が上限水位に到達すると判断した場合
		vii. ドレン移送ラインN ₂ パージ手順	ドレンタンク水抜き完了後
		viii. ドレンタンク水抜き	ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合
			フィルタ装置水位が1000mm(通常水位)を下回ると判断した場合
			フィルタ装置水位が 2200mmに到達, 又は及び金属フィルタ差圧が [] に到達すると判断した場合
			フィルタ装置水位が2200mmに到達すると判断した場合
			(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 [T61-F209] を「全閉」操作後
			ドレンタンクが 3000mmに到達すると判断した場合

操作手順の解釈一覧(1/8)

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	i 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	操作手順記載内容	解釈
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順			非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040
			換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050
			FCVS制御盤	H11-P659
			フィルタ装置の水位が通常水位範囲内	フィルタ装置の水位が1000～1500mm
			格納容器補助盤	H11-P657
			非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B
			非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511
			耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002
			不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F020
			不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-A0-F021
			不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070
			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を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合	静的触媒式水素再結合器の機能が発揮されていない状態（静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以下）において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合 静的触媒式水素再結合器の機能が動作している状態（静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以上）において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合
			不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022
不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019			
不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070			

操作手順の解釈一覧(2/8)

手順	操作手順記載内容	解釈	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順	a. 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	ii. フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り	FCVS フィルタバント装置ドレン移送ポンプ入口弁 T61-F502A又はT61-F502B
			FCVS フィルタバント装置遮へい壁内側ドレン弁 T61-F501
	iii. フィルタバント水位調整(水張り)		FCVS フィルタバント装置移送ポンプテストライン止め弁 T61-F212
			FCVS フィルタバント装置給水ライン元弁 T61-F102
			FCVS 計器ラック H22-P910(名称未定)
			フィルタ装置水位 T61-LI-002及びT61-LI-003(名称未定)
	iv. フィルタバント水位調整(水抜き)		通常水位範囲内 1000～1500mm
			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 T61-F210
			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 T61-F211
			フィルタバント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁 T61-F209
			フィルタバント現場制御盤 H21-P917及びH21-P918(名称未定)
			FCVS 計器ラック H22-P910(名称未定)
			フィルタ装置水位 T61-LI-002及びT61-LI-003(名称未定)
	v. フィルタバント停止後のN ₂ パージ手順		通常水位に到達した事を確認 1000mmに到達した事を確認
			原子炉建屋非管理区域内サンプリングラック H22-P912及びH22-P913-1(名称未定)
			フィルタ装置水素濃度 T61-H2E-001及びT61-H2E-002(名称未定)
			FCVS PCVバントラインフィルタバント側 N2パージ用元弁 T61-F205
			窒素ガスの注入を実施 可搬型窒素供給装置流量《約70Nm ³ /h》で、3時間以上の注入を実施
			FCVS制御盤 H11-P659(名称未定)
			フィルタ装置水素濃度 名称未定、番号未定
		フィルタ装置水素濃度にて許容濃度以下 フィルタ装置水素濃度にて2%以下	
	FCVS PCVバントラインフィルタバント側 N2パージ用元弁 T61-F205		
	PCVバントライン圧力 名称未定、番号未定		

操作手順の解釈一覧(3/8)

手順	操作手順記載内容	解釈		
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順	a. 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	vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整		
		フィルタベント装置pH入口止め弁	T61-F715(弁名称未定)	
		フィルタベント装置pH出口止め弁	T61-F716(弁名称未定)	
		FCVS制御盤	H11-P659(名称未定)	
		スクラバ水pH	名称未定, 番号未定	
		フィルタ装置水位	名称未定, 番号未定	
		FCVSフィルタベント装置 給水ライン元弁	T61-F102	
		pH値が規定値		
		vii. ドレン移送ラインN2パージ手順	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	T61-F210
			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	T61-F211
	FCVSフィルタベント装置ドレンラインN2パージ用元弁		T61-F213	
	ドレン移送ライン圧力		T61-PI-012(名称未定)	
	viii. ドレンタンク水抜き	フィルタベント現場制御盤	H21-P917及びH21-P918(名称未定)	
		ドレン移送ポンプ運転状態ランプ	名称未定, 番号未定	
		FCVSフィルタベント装置遮へい壁内側ドレン弁	T61-F501	
		FCVSフィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁	T61-F521	
		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	T61-F210	
		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	T61-F211	
		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	T61-F209	
		ポンプ吐出側流量	T61-FI-001A/B(名称未定, 番号未定)	
		ポンプ吐出側流量を必要流量に調整	ポンプ吐出側流量を約10m ³ /hに調整	
	FCVS計器ラック	H22-P910(名称未定)		
	ドレンタンク水位	名称未定, 番号未定		

操作手順の解釈一覧(4/8)

手順			操作手順記載内容	解釈
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順	b. 代替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	i. 代替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	制御盤	盤名称, 番号未定
			通常水位範囲内	1000～1500mm
			D/W側第一隔離弁	弁名称, 番号未定
			D/W側第二隔離弁	弁名称, 番号未定
			S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定
			S/C側第一隔離弁	弁名称, 番号未定
			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を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合	静的触媒式水素再結合器の機能が發揮されていない状態（静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以下）において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合 静的触媒式水素再結合器の機能が動作している状態（静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が□以上）において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて□以下に抑制する見込みがないと判断した場合
iii. フィルタベント水位調整(水張り)	フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前	フィルタ装置水位が1000mmを下回り500mmに到達する前		
iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	フィルタ装置水位が上限水位に到達 金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達	フィルタ装置水位が2200mmに到達 金属フィルタ差圧が□に到達		
vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	pH値が規定値	□		

操作手順の解釈一覧(5/8)

手順	c. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器補助盤	操作手順記載内容	解釈
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順		格納容器補助盤	H11-P657	
		復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029	
		復水補給水系復水貯蔵槽出口弁	P13-F001	
		高压炉心注水系復水貯蔵槽出口第一、第二元弁	E22-F028, F029	
		復水補給水系復水移送ポンプミニマムフロー逆止弁後弁	P13-F008A, F008B, F008C	
		復水補給水系制御棒駆動系駆動水供給元弁	P13-F021	
		復水補給水系常/非常用連絡管第一、第二止め弁	P13-F019, F020	
		電動弁操作盤	H21-P092B	
		残留熱除去系熱交換器出口弁(A)	E11-M0-F004A	
		サプレッションプール水浄化系復水貯蔵槽側吸込弁	G51-M0-F010	
		残留熱除去系最小流量バイパス弁(B)	E11-M0-F021B	
		残留熱除去系熱交換器出口弁(B)	E11-M0-F004B	
		残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B	
		残留熱除去系注入弁(A)	E11-M0-005A	
		残留熱除去系(A)注入ライン洗浄水止め弁	E11-M0-F032A	
		残留熱除去系(B)注入ライン洗浄水止め弁	E11-M0-F032B	
		高压炉心注水系復水貯蔵槽出口元弁	E22-F030	
		残留熱除去系高压炉心注水系第一止め弁	E11-M0-F061	
		残留熱除去系高压炉心注水系第二止め弁	E11-M0-F062	
		原子炉への注水が開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇、残留熱除去系(A)注入配管流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認	原子炉への注水が開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇()以上)、残留熱除去系(A)注入配管流量の上昇(～90m ³ /h)及び原子炉水位の上昇により確認	
		格納容器スプレーが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量の上昇、並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降により確認	格納容器スプレーが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇()以上)、残留熱除去系(B)注入配管流量の上昇(～140m ³ /h)、並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降により確認	
		残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B	
		残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B	
残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B			
復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁	P13-M0-F095			
復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁	P13-M0-F094			
原子炉格納容器下部への注水されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇、格納容器下部注水流量の上昇により確認	原子炉格納容器下部への注水されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇()以上)、格納容器下部注水流量の上昇(～50m ³ /h)により確認			
格納容器スプレーが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇、残留熱除去系(B)注入配管流量の上昇、並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降により確認	格納容器スプレーが開始されたことを復水移送ポンプ吐出圧力の上昇()以上)、残留熱除去系(B)注入配管流量の上昇(～140m ³ /h)、並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の下降により確認			

操作手順の解釈一覧(6/8)

手順	d. 格納容器内pH制御		操作手順記載内容	解釈
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順			残留熱除去系S/Pスプレー注入隔離弁(B)	E11-M0-F019B
			復水移送ポンプ吸込配管注入弁	弁名称, 番号未定
			残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
			残留熱除去系(B)注入配管の流量が必要流量になるように	残留熱除去系(B)注入配管流量にて140m ³ /hになるように
			復水補給水系ポンプミニマムフロー戻り弁	P13-F009
			薬液注入タンク出口弁	弁名称, 番号未定
			薬液タンクレベル	タンク名称, レベル計名称・計器番号未定
			必要量が注入されたことを薬液タンクレベルで確認後	(6号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンクレベルで確認後 (7号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンクレベルで確認後
			残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁(B)	E11-M0-F018B
			残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁(B)	E11-M0-F017B
			残留熱除去系(B)注入配管の流量に異常がないことを確認	残留熱除去系(B)注入配管流量が140m ³ /hであることを確認
			必要量が注入されたことを薬液タンクレベルで確認後	(6号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンクレベルで確認後 (7号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンクレベルで確認後
			復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁	P13-M0-F095
			復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁	P13-M0-F094
復水補給水の流量が必要流量になるように	復水補給水流量(原子炉格納容器)にて90m ³ /hになるように			
必要量が注入されたことを薬液タンクレベルで確認後	(6号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンクレベルで確認後 (7号炉) <input type="checkbox"/> 注入されたことを薬液タンクレベルで確認後			

操作手順の解釈一覧(7/8)

手順	操作手順記載内容	解釈	
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	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-M0-F004A/B	
	非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-M0-F511	
	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
	FCVS制御盤	H11-P659	
	通常水位範囲内	1000～1500mm	
	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-A0-F002	
	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-M0-F070	
	PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁バイパス弁	T31-F072	
	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を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合	静的触媒式水素再結合器の機能が発揮されていない状態（静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が [] 以下）において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて [] 以下に抑制する見込みがないと判断した場合	
		静的触媒式水素再結合器の機能が動作している状態（静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が [] 以上）において、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて [] 以下に抑制する見込みがないと判断した場合	
	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-A0-F022	
	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-A0-F019	
	iii. フィルタベント水位調整(水張り)	通常水位 下限水位	1000mm 500mm
	iv. フィルタベント水位調整(水抜き)	上限水位	2200mm
	vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	金属フィルタ差圧が設計上限差圧	[]
		規定値	[]

操作手順の解釈一覧(8/8)

手順			操作手順記載内容	解釈
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	b. 代替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)	i. 代替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)	制御盤	盤名称, 番号未定
			通常水位範囲内	1000~1500mm
			D/W側第一隔離弁	弁名称, 番号未定
			D/W側第二隔離弁	弁名称, 番号未定
			S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定
			S/C側第一隔離弁	弁名称, 番号未定
			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を規定濃度以下に抑制する見込みがないと判断した場合	静的触媒式水素再結合器の機能が發揮されていない状態(静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が [] 以下)において, 原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて [] 以下に抑制する見込みがないと判断した場合 静的触媒式水素再結合器の機能が動作している状態(静的触媒式水素再結合器動作監視装置の入口と出口の温度差が [] 以上)において, 原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて [] 以下に抑制する見込みがないと判断した場合
iii. フィルタベント水位調整(水張り)	フィルタ装置水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前 フィルタ装置水位が上限水位に到達 金属フィルタ差圧が設計上限差圧に到達	フィルタ装置水位が1000mmを下回り500mmに到達する前 フィルタ装置水位が2200mmに到達 金属フィルタ差圧が [] に到達		
vi. フィルタ装置スクラバ水pH調整	pH値が規定値	[]		

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

< 目 次 >

1.8.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備

(a) 格納容器下部注水

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 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段及び設備

(a) 原子炉圧力容器への注水

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 手順等

1.8.2 重大事故等発生時の手順

1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順

(1) 格納容器下部注水

a. 格納容器下部注水系（常設）によるデブリ冷却

b. 格納容器下部注水系（可搬型）によるデブリ冷却

c. 消火系によるデブリ冷却

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

a. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

b. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水

c. 消火系による原子炉圧力容器への注水

d. 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水

e. 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

f. 制御棒駆動水系による原子炉圧力容器への注水

g. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水

1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

1.8.2.4 重大事故等発生時の対応手段の選択

- 添付資料 1.8.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.8.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.8.3 重大事故対策の成立性
 - 1. 格納容器下部注水系（常設）によるデブリ冷却
 - 2. 格納容器下部注水系（可搬型）によるデブリ冷却
 - 3. 格納容器下部注水系（常設若しくは可搬型）又は消火系による格納容器下部注水（電源確保）
 - 4. 格納容器下部注水と低圧代替注水の組み合わせについて
- 添付資料 1.8.4 解釈一覧
 - 1. 判断基準の解釈一覧
 - 2. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び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ために行われるものである。

(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止

a) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心・コンクリート相互作用(以下、「MCCI」という。)を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止することにより原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する対処設備を整備している。

また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する対処設備を整備している。

ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.8.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合において、MCCI による原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却する必要がある。

また、熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する必要がある。

原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却及び熔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の対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

なお、対応手段の選定は電源の有無に依存しないことから、交流動力電源を確保するための対応手段を含めることとする。

重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

- ※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十一条及び技術基準規則第六十六条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

全交流動力電源が喪失した場合に使用可能な対応手段と設備を選定する。

ただし、全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源設備により給電する。

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.8.1 に整理する。

a. 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手段及び設備

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器の破損に至る可能性がある場合、予め原子炉格納容器下部に注水しておくことで、原子炉圧力容器が破損に至った場合に原子炉格納容器下部に落下する熔融炉心の冷却性を向上させ、MCCI抑制及び熔融炉心と原子炉格納容器バウンダリの接触防止を図る。

また、原子炉圧力容器破損後は原子炉格納容器下部に注水を継続することで、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冠水冷却し、MCCI抑制及び熔融炉心と原子炉格納容器バウンダリの接触防止を図る。

(a) 格納容器下部注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却するため、原子炉格納容器下部へ注水する手段がある。

i. 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
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で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水移送ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・復水補給水系配管・弁
- ・格納容器下部注水系配管・弁
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・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
- ・燃料補給設備

ii. 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

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で使用する設備は以下のとおり。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、淡水貯水池から防火水槽へ補給した淡水を使用する手段だけでなく、防火水槽へ補給した海水又は直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・防火水槽
- ・ホース
- ・MUWC接続口
- ・復水補給水系配管・弁
- ・格納容器下部注水系配管・弁
- ・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
- ・燃料補給設備

iii. 消火系による原子炉格納容器下部への注水

消火系による原子炉格納容器下部への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ろ過水タンク
- ・消火系配管・弁
- ・復水補給水系配管・弁
- ・格納容器下部注水系配管・弁
- ・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
- ・燃料補給設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器下部注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵槽、復水補給水系配管・弁、格納容器下部注水系配管・弁、高圧炉心注水系配管・弁、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、燃料補給設備、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、ホース及びMUWC接続口は重大事故等対処設備として位置づける。防火水槽は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解

積】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料 1.8.1）

以上の重大事故等対処設備により原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、復水移送ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同等の機能（流量）を有することから、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却する手段として有効である。

b. 熔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段及び設備

(a) 原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手段がある。

i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・復水移送ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・復水補給水系配管・弁
- ・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
- ・高圧炉心注水系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

ii. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。なお、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、淡水貯水池から防火水槽へ補給した淡水を使用する手段だけでなく、防火水槽へ補給した海水又は直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）
- ・ 防火水槽
- ・ ホース
- ・ MUWC接続口
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 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
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

iii. 消火系による原子炉圧力容器への注水

消火系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ ろ過水タンク
- ・ 消火系配管・弁
- ・ 復水補給水系配管・弁
- ・ 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
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

iv. 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水

高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 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・弁
- ・ 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・スパーチャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 常設代替直流電源設備

v. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 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・スパーチャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

vi. 制御棒駆動水系による原子炉圧力容器への注水

制御棒駆動水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 制御棒駆動水系ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 制御棒駆動水系配管・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
- ・ 燃料補給設備

vii. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水

高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧炉心注水系ポンプ
- ・ 復水貯蔵槽
- ・ 復水補給水系配管・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
- ・ 燃料補給設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち、復水移送ポンプ、復水貯蔵槽、復水補給水系配管・弁、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、高圧炉心注水系配管・弁、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源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づける。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、ホース、MUWC接続口、復水補給水系配管・弁、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、原子炉圧力容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源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づける。防火水槽は「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)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置づける。

高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち、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・弁、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、原子炉圧力容器及び常設代替直流電源設備は重大事故等対処設備として位置づける。

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で使用する設備のうち、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，可搬型代替交流電源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づける。

これらの選定した設備は，審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.8.1)

以上の重大事故等対処設備により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し，原子炉圧力容器内に残存した溶融炉心を冷却することができる。

また，以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため，自主対策設備と位置づける。あわせて，その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが，復水移送ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同等の機能（流量）を有することから，重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合において，原子炉圧力容器への注水手段として有効である。

- ・制御棒駆動水ポンプ

制御棒駆動水系は，原子炉内高圧時における注水機能が喪失した場合には，原子炉を冷却するには十分な注水量を確保できないが，原子炉圧力容器下部に落下した溶融炉心を冷却することにより，原子炉圧力容器の破損の進展を抑制する手段として有効である。

- ・高圧炉心注水系ポンプ

モータの冷却水がない状態での運転となるため運転時間に制限があり，十分な期間の運転継続はできないが，原子炉圧力容器内が高圧の状態における注水手段として有効である。

c. 手順等

上記「a. 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備」及び「b. 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及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下，「SOP」という。）及び多様なハザード対応手順に定める（表 1.8.1）。

また，事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表 1.8.2，表 1.8.3）。（添付資料 1.8.2）

1.8.2 重大事故等発生時の手順

1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手順

(1) 格納容器下部注水

a. 格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の損傷を防止するため復水補給水系により原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、予め原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心を冠水冷却するため、原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサブプレション・プール水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当の流量とする。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準

- ・ 損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、復水移送ポンプが使用可能な場合^{※2}。

原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準

- ・ 原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、復水移送ポンプが使用可能な場合^{※2}。

※1:「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に達した場合。

※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。

※3:「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加により確認する。

※4:「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力の低下、格納容器内圧力の上昇、ドライウェル雰囲気温度の上昇により確認する。

(b) 操作手順

格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図 1.8.1 及び図 1.8.2 に、概要図を図 1.8.5 に、タイムチャートを図 1.8.6 に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部注水の準備開始を指示する。
- ②現場運転員C及びDは、格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④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の負荷容量確認を依頼し、格納容器下部注水系(常設)が使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、復水移送ポンプの起動操作を実施し、復水移送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上であることを確認する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部注水の系統構成として、復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部注水の準備完了を報告する。
- ⑧当直副長は、運転員に格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部注水開始を指示する。
- ⑨^a原子炉格納容器下部への初期水張りの場合
中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁の全開操作を実施し、復水補給水流量(原子炉格納容器)の上昇(90m³/h程度)により注水されたことを確認し、当直副長に報告する。
なお、格納容器下部水位にて+2m(総注水量180m³)到達後、格納容器下部注水を停止する。
- ⑨^b原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水の場合
中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁を開とし、崩壊熱除去に必要な注水流量(35~70m³/h)に調整し、注水を継続する。
- ⑩現場運転員C及びDは、復水移送ポンプ水源確保として復水移送ポン

ブ吸込ラインの切替操作(復水補給水系常/非常用連絡管一次，二次止め弁の開操作)を実施する。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから格納容器下部初期注水の開始を確認するまで35分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。(添付資料1.8.3-1，1.8.3-3)

b. 格納容器下部注水系(可搬型)によるデブリ冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合において，復水移送ポンプによる注水機能が喪失した場合，原子炉格納容器の損傷を防止するため可搬型代替注水ポンプ(A-2級)により原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において，予め原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

また，原子炉圧力容器破損後は，原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心を冠水冷却するため，原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は，原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・プール水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当の流量とする。

なお，本手順はプラント状況により復水補給水系外部接続口及び消火系連結送水口を任意に選択できる構成としている。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準

- ・ 損傷炉心の冷却が未達成の場合^{*1}で，格納容器下部注水系(常設)，消火系による原子炉格納容器下部への注水ができず，可搬型代替注水ポンプ(A-2級)が使用可能な場合^{*2}。

原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準

- ・ 原子炉圧力容器の破損の徴候^{*3}及び破損によるパラメータの変化^{*4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で，格納容器下部注水

系(常設)、消火系による原子炉格納容器下部への注水ができず、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)が使用可能な場合^{*2}。

- ※1:「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に達した場合。
- ※2:設備に異常がなく、燃料及び水源(防火水槽)が確保されている場合。
- ※3:「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加により確認する。
- ※4:「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力の低下、格納容器内圧力の上昇、ドライウェル雰囲気温度の上昇により確認する。

(b) 操作手順

格納容器下部注水系(可搬型)によるデブリ冷却手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.8.1及び図1.8.2に、概要図を図1.8.7に、タイムチャートを図1.8.8に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器下部注水系(可搬型)による格納容器下部注水の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器下部注水系(可搬型)による格納容器下部注水準備のため、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備及びホース接続を依頼する。
- ③現場運転員E及びFは、格納容器下部注水系(可搬型)による格納容器下部注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水系(可搬型)による格納容器下部注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑥現場運転員C及びDは低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系統構成として、復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1又は復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1のどちらかを選択し全開操作を実施する。(当該弁はユニハンドラー弁のためリンク機構を取り外し、弁操作を行う)
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部注水系(可搬型)による

格納容器下部注水の系統構成として、復水補給水系下部ドライウエル注水流量調節弁、復水補給水系下部ドライウエル注水ライン隔離弁の全開操作を実施し、当直副長に格納容器下部注水系(可搬型)による格納容器下部注水の準備完了を報告する。

- ⑧緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備及び運転員の選択した送水ラインへのホース接続を行い、格納容器下部注水系(可搬型)による送水準備完了について緊急時対策本部を經由し、当直長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員の選択した送水ラインからの格納容器下部注水系(可搬型)による送水開始を緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑩当直副長は、中央制御室運転員に格納容器下部注水系(可搬型)による格納容器下部注水の確認を指示する。
- ⑪緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)起動後、運転員の選択した送水ラインから送水するため、復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁又は復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁のどちらかを全開に実施し、送水開始について緊急時対策本部を經由し、当直長へ報告する。
- ⑫中央制御室運転員A及びBは、格納容器下部への注水が開始されたことを復水補給水流量(原子炉格納容器)の上昇により確認し、当直副長に報告する。
- ⑬^a 原子炉格納容器下部への初期水張りの場合
当直長は、当直副長の依頼に基づき、格納容器下部水位にて+2m(総注水量 180m³)到達後、格納容器下部注水の停止を緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑬^b 原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水の場合
当直長は、当直副長の依頼に基づき、崩壊熱除去に必要な注水流量(35~70m³/h)を可搬型代替注水ポンプ(A-2級)にて継続注水することを緊急時対策本部へ依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員4名及び緊急時対策要員3名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器下部初期注水の開始を確認するまで約95分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明

及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

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

(添付資料1.8.3-2, 1.8.3-3)

c. 消火系によるデブリ冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の損傷を防止するため、ろ過水タンクを水源としたディーゼル駆動消火ポンプにより原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において、予め原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、原子炉格納容器の下部に落下した熔融炉心を冠水冷却するため、原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は、原子炉格納容器内の減圧及び除熱操作時にサプレッション・プール水位が外部水源注水制限に到達しないように崩壊熱相当の流量とする。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準

- ・ 損傷炉心の冷却が未達成の場合^{※1}で、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ができず、消火系が使用可能な場合^{※2}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準

- ・ 原子炉圧力容器の破損の徴候^{※3}及び破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合で、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ができず、消火系が使用可能な場合^{※2}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1:「損傷炉心の冷却が未達成」は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に達した場合。

※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。

※3:「原子炉圧力容器の破損の徴候」は、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加により確認する。

※4:「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、原子炉圧力の低下、格納容器内圧力の上昇、ドライウェル雰囲気温度の上昇により確認する。

(b) 操作手順

ディーゼル駆動消火ポンプによる格納容器下部注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.8.1及び図1.8.2に、概要図を図1.8.9に、タイムチャートを図1.8.10に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系による格納容器下部注水の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に消火系による格納容器下部注水準備のため、ディーゼル駆動消火ポンプの起動を依頼する。
- ③現場運転員C及びDは、消火系による格納容器下部注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、消火系による格納容器下部注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、消火系による原子炉注水の系統構成として、復水補給水系消火系第一、第二連絡弁の全開操作及び復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁の全開操作を実施し、当直副長に消火系による格納容器下部注水の準備完了を報告する。
- ⑦緊急時対策要員は、ディーゼル駆動消火ポンプの起動完了について緊急時対策本部を経由し、当直長へ報告する。
- ⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による格納容器下部注水開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直副長は中央制御室運転員に消火系による格納容器下部注水開始を指示する。
- ⑩^a原子炉格納容器下部への初期水張りの場合
中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系下部ドライウェル注水

流量調節弁の全開操作を実施し、復水補給水流量(原子炉格納容器)の上昇(90m³/h程度)により注水されたことを確認し、当直副長に報告する。

なお、格納容器下部水位にて+2m(総注水量180m³)到達後、格納容器下部注水を停止する。

⑩^b原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水の場合
中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁を開とし、崩壊熱除去に必要な注水流量(35～70m³/h)に調整し、注水を継続する。

⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による格納容器注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、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30分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。(添付資料 1.8.3-3)

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

炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため原子炉圧力容器へ注水する。また、十分な炉心の冷却ができず原子炉圧力容器下部へ溶融炉心が移動した場合でも原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器の破損防止又は遅延を図る。

a. 低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失時、給水系、復水系及び非常用炉心冷却系により原子炉圧力容器への注水ができない場合には、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により低圧代替注水系(常設)の電源を確保し、原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、給水系、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^{※1}。

※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備によ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。

(b) 操作手順

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.8.3及び図1.8.4に、概要図を図1.8.11に、タイムチャートを図1.8.12及び図1.8.13に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②中央制御室運転員A及びBは、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③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の負荷容量確認を依頼し、低圧代替注水系が使用可能か確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水移送ポンプ(2台)の起動操作を実施し、復水移送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上であることを確認する。
- ⑥^a中央制御室系統構成 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑥^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑦当直副長は、原子炉圧力が復水移送ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、運転員に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑧^a残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(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

中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)の全開操作を実施する。

⑨^a注水確認 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(B)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

⑨^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。

⑩現場運転員C及びDは、復水移送ポンプ水源確保として復水移送ポンプ吸込ラインの切替操作(復水補給水系常/非常用連絡管一次、二次止め弁の開操作)を実施する。

⑪当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に復水貯蔵槽の補給を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから低圧代替注水系(常設)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)及び(A)の注入配管いずれも約12分で可能である。

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

b. 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失時、復水移送ポンプの故障等により、原子炉圧力容器への注水ができない場合には、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いた低圧代替注水系(可搬型)により原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、低圧代替注水系(常設)、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}。

※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備によ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)が確保されている場合。

(b) 操作手順

低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.8.3及び図1.8.4に、概要図を図1.8.14に、タイムチャートを図1.8.15及び図1.8.16に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備のため、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備及びホース接続を依頼する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全開操作を実施する。
- ⑤現場運転員C及びDは、復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1又は復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1のどちらかを選択し全開操作を実施する。(当該弁はユニハンドラー弁のためリンク機構を取り外し、弁操作を行う。)
- ⑥^a中央制御室系統構成 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作及び原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑥^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(A)の全開操作及び原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であるこ

とを確認後、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)の全開操作を実施する。

- ⑦緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備及びホース接続を行い、低圧代替注水系(可搬型)による送水準備完了について緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。
- ⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、運転員の選択した送水ラインからの低圧代替注水系(可搬型)による送水開始を緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑨当直副長は、中央制御室運転員に低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の確認を指示する。
- ⑩緊急時対策要員は、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)起動後、運転員の選択した送水ラインから送水するため、復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁又は復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁のどちらかを全開に実施し、送水開始について緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。
- ⑪^a注水確認 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(B)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。
- ⑪^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。
- ⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員3名にて作業を実施し、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)及び(A)の注入配管いずれも約95分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からのホー

スの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

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

c. 消火系による原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失時、復水移送ポンプの故障等により、原子炉圧力容器への注水ができない場合には、消火系を用いた手段により原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

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}。ただし、重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備によ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。

(b) 操作手順

消火系による原子炉注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.8.3及び図1.8.4に、概要図を図1.8.17に、タイムチャートを図1.8.18及び図1.8.19に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に消火系による原子炉注水の準備開始を指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に消火系による原子炉注水準備のため、ディーゼル駆動消火ポンプの起動を依頼する。
- ③^a受電操作 残留熱除去系(B)、(A)注入配管使用の場合
現場運転員C及びDは、消火系による原子炉注水に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、消火系による原子炉注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されている

ことを状態表示にて確認する。

- ⑤中央制御室運転員A及びBは、復水補給水系バイパス流防止として復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁の全閉操作を実施する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、消火系による原子炉注水の系統構成として、復水補給水系消火系第一、第二連絡弁の全開操作を実施する。
- ⑦^a中央制御室系統構成 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑦^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入隔離弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑧緊急時対策要員は、ディーゼル駆動消火ポンプの起動完了を緊急時対策本部へ報告する。また、緊急時対策本部は当直長へ報告する。
- ⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉注水開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、原子炉圧力がディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力以下であることを確認後、中央制御室運転員に消火系による原子炉注水の開始を指示する。
- ⑪^a残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)の全開操作を実施する。
- ⑪^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)の全開操作を実施する。
- ⑫^a注水確認 残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(B)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し、当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。
- ⑫^b残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉への注水が開始されたことを残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇及び原子炉水位の上昇により確認し当直副長に報告するとともに原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。
- ⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、消火系による原子炉注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから消火系による原子炉压力容器への注水開始まで、残留熱除去系(B)及び(A)の注入配管いずれも約30分で可能である。

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

d. 高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水

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、高圧注水系(高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系)により原子炉压力容器への注水ができない場合には、常設代替直流電源設備により高圧代替注水系の電源を確保し、原子炉压力容器への注水を実施する。

なお、注水を行う際は、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を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、原子炉压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}。

※1:設備に異常がなく、原子炉圧力が規定圧力以上ある場合において、常設代替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。

(b) 操作手順

高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水については、「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」1.2.2.1(1)a.の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから高圧代替注水系起動まで15分以内で可能である。

e. 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

損傷炉心への注水を行う場合、ほう酸水注入系によるほう酸水の注入を並行して実施する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、炉心が損傷した場合において、ほう酸水注入系が使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備によ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。

(b) 操作手順

ほう酸水注入系によるほう酸水注入手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.8.3及び図1.8.4に、概要図を図1.8.20に、タイムチャートを図1.8.21に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にほう酸水注入系によるほう酸水注入準備開始を指示する。
- ②現場運転員C及びDは、ほう酸水注入系によるほう酸水注入に必要なポンプ及び電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系によるほう酸水注入に必要なポンプ、電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部へ第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し、ほう酸水注入系ポンプが使用可能か確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系ポンプA起動操作(ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「ポンプA」位置にすることで、ほう酸水注入系ポンプ吸込弁及びほう酸水注入系注入弁が「全開」となり、ほう酸水注入系ポンプが起動する。(B系も同様))を実施し、原子炉が未臨界であることを継続して監視する。
- ⑥当直副長は、ほう酸水注入系ポンプ運転時間よりほう酸水タンク液位を推定し、ほう酸水タンク全量注入完了を確認し、中央制御室運転員にほう酸水注入系ポンプ停止を指示する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、ほう酸水注入系ポンプを停止し、当直副長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからほう酸水注入系ポンプの起動まで25分で可能である。

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

f. 制御棒駆動水系による原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失時、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の故障により、原子炉圧力容器への注水ができない場合には、常設代替交流電源設備により制御棒駆動水ポンプの電源を確保し、原子炉圧力容器の下部への注水を実施することで、原子炉圧力容器の下部に落下した熔融炉心を冷却し、原子炉圧力容器の破損の進展を抑制する。

なお、注水を行う際は、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

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、制御棒駆動水系が使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく、常設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。

(b) 操作手順

制御棒駆動水系による原子炉圧力容器への注水については、「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」1.2.2.3(1)b.の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の現場操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから制御棒駆動水ポンプの起動まで20分で可能である。

g. 高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水

全交流動力電源喪失時，原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の故障により，原子炉への注水ができない場合には，常設代替交流電源設備により高圧炉心注水系の電源を確保し，原子炉圧力容器への注水を実施する。ただし，補機冷却水を確保できないことから短時間の運転（30分間）に限定される。

なお，注水を行う際は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

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，高圧炉心注水系ポンプが使用可能な場合^{※1}。

※1:設備に異常がなく，常設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。

(b) 操作手順

高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への緊急注水については，「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」1.2.2.3(1)c. の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから高圧炉心注水系ポンプによる原子炉注水開始まで25分で可能である。

1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

復水貯蔵槽，防火水槽及びろ過水タンクへの水の補給手順並びに可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による送水手順については，「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。

復水移送ポンプ，電動弁及び中操監視計器類への電源供給手順並びに第一ガスタービン発電機，第二ガスタービン発電機，電源車，ディーゼル駆動消火ポンプ及び可搬型代替注水ポンプ(A-2級)への燃料補給手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.8.2.4 重大事故等発生時の対応手段の選択

(1)原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.8.22に示す。

外部電源、代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合、復水貯蔵槽が使用可能であれば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。復水貯蔵槽が使用できない場合、格納容器下部注水系(可搬型)又は消火系による原子炉格納容器下部への注水を実施する。

交流電源が確保できない場合、電動弁の手動操作により系統構成を実施し、格納容器下部注水系(可搬型)又は消火系による原子炉格納容器下部への注水を実施する。

なお、消火系による原子炉格納容器下部への注水は、発電所構内(大湊側)で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及びろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

(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段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.8.22に示す。

代替交流電源設備等により交流動力電源が確保でき、原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の場合、高圧代替注水系、高圧炉心注水系及びほう酸水注入系を起動し、原子炉を冷却する。原子炉の減圧が可能で復水貯蔵槽水源が使用可能であれば低圧代替注水系(常設)及びほう酸水注入系により原子炉を冷却する。復水貯蔵槽水源が使用できない場合、消火系及びほう酸水注入系又は低圧代替注水系(可搬型)及びほう酸水注入系により原子炉を冷却する。

なお、消火系による原子炉の冷却は、発電所構内(大湊側)で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないことが確認できた場合に実施する。

低圧代替注水を実施する際の注入配管の選択は、中操からの操作が可能であって、注水流量が多いものを優先して使用する。

原子炉の状態が高圧及び低圧の場合、制御棒駆動水系及びほう酸水注入系による注水により原子炉を冷却する。

表 1.8.1 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
原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	—	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	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 格納容器下部注水系配管・弁 高压炉心注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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(シビアアクシデント) 「注水-3a」, 「注水-3b」等 「MUWC(下部 D/W 注水)(必要注水量到達後注入停止)」 「MUWC(下部 D/W 注水)(注水継続)」
		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	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)ホース MUWC 接続口 復水補給水系配管・弁 格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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(シビアアクシデント) 「注水-3a」, 「注水-3b」等 「消防車(下部 D/W 注水)(必要注水量到達後注入停止)」 「消防車(下部 D/W 注水)(注水継続)」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」※1
		原子炉格納容器下部への注水 消火系による	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 格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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) 「注水-3a」, 「注水-3b」等 「FP(下部 D/W 注水)(必要注水量到達後注入停止)」 「FP(下部 D/W 注水)(注水継続)」

※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)

対応手段、対処設備、手順書一覧 (2/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	—	低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 復水補給水系配管・弁 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 高圧炉心注水系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 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(シビアアクシデント) 「注水-1」, 「注水-2」等 「MUWC(RPV 破損が無い場合のRPV 代替注水)」 「MUWC(RPV 破損後の RPV 代替注水)」
		低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)ホース MUWC 接続口 復水補給水系配管・弁 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 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(シビアアクシデント) 「注水-1」, 「注水-2」等 「消防車(RPV 破損が無い場合のRPV 代替注水)」 「消防車(RPV 破損後の RPV 代替注水)」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」
		原子炉圧力容器への注水	防火水槽 ※1, ※4	自主対策設備
		原子炉圧力容器への注水	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・スパージャ 給水系配管・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 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) 「注水-1」, 「注水-2」等 「FP(RPV 破損が無い場合のRPV 代替注水)」 「FP(RPV 破損後の RPV 代替注水)」
		原子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・弁 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	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) 「注水-1」, 「注水-2」等 ※3

※1: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。

※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
溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	—	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 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(シビアアクシデント) 「注水-1」, 「注水-2」等 「SLC ポンプによるほう酸水注入」
		原子炉圧力容器への注水 制御棒駆動水系による	制御棒駆動水系ポンプ 復水貯蔵槽 ※1 制御棒駆動水系配管・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 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) 「注水-1」, 「注水-2」等 「CRD による原子炉注水」 ※3
		原子炉圧力容器への注水 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 復水補給水系配管・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 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) 「注水-1」, 「注水-2」等 「HPCF 緊急注水」 ※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「1.2 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)

表 1.8.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/7)

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)	
1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手順 (1)格納容器下部注水			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-3a」, 「注水-3b」 「MUWC(下部 D/W 注水) (必要注水量到達後注入停止)」 「MUWC(下部 D/W 注水) (注水継続)」	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 ・原子炉圧力容器下鏡部温度
		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)
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		原子炉格納容器内の圧力	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・チェンバ気体温度 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)
		制御棒の位置	制御棒操作監視系
	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	
	水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)	
	操作	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・チェンバ気体温度 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位	格納容器下部水位
		原子炉格納容器への注水量	復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・格納容器下部注水流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ(A)吐出圧力 復水移送ポンプ(B)吐出圧力 復水移送ポンプ(C)吐出圧力
水源の確認		復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)	

監視計器一覧(2/7)

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)
1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1)格納容器下部注水		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-3a」, 「注水-3b」 「消防車(下部 D/W 注水)(必要注水量到達後注入停止)」 「消防車(下部 D/W 注水)(注水継続)」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」	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 ・原子炉圧力容器下鏡部温度
		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)
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		原子炉格納容器内の圧力 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)
		制御棒の位置 制御棒操作監視系
		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
		水源の確認 復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽
	操作	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位 格納容器下部水位
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・格納容器下部注水流量
		水源の確認 防火水槽

監視計器一覧 (3/7)

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)
1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1)格納容器下部注水		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-3a」, 「注水-3b」 「FP(下部 D/W 注水) (必要注水量到達後注入停止)」 「FP(下部 D/W 注水) (注水継続)」	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 ・原子炉圧力容器下鏡部温度
		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)
		原子炉圧力容器内の圧力 原子炉圧力 原子炉圧力(SA)
		原子炉格納容器内の圧力 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)
		制御棒の位置 制御棒操作監視系
		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
		水源の確認 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位 格納容器下部水位
		原子炉格納容器への注水量 復水補給水系流量(原子炉格納容器) ・格納容器下部注水流量
		補機監視機能 ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
		水源の確認 ろ過水タンク水位

監視計器一覧 (4/7)

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)	
1.8.2.2 熔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) 「注水-1」, 「注水-2」 「MUWC(RPV 破損が無い場合の RPV 代替注水)」 「MUWC(RPV 破損後の RPV 代替注水)」	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)
		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
		水源の確認	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(原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 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)
水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)		
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「注水-1」, 「注水-2」 「消防車(RPV 破損が無い場合の RPV 代替注水)」 「消防車(RPV 破損後の RPV 代替注水)」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」	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)
		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
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA) 防火水槽
	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(原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系(A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系(B) 注入配管流量
		補機監視機能	可搬型代替注水ポンプ吐出圧力
水源の確認	防火水槽		

監視計器一覧 (5/7)

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)	
1.8.2.2 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) 「注水-1」, 「注水-2」 「FP (RPV 破損が無い場合の RPV 代替注水)」 「FP (RPV 破損後の RPV 代替注水)」	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)
		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
		水源の確認	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 (原子炉圧力容器) ・ 残留熱除去系 (A) 注入配管流量 ・ 残留熱除去系 (B) 注入配管流量
		補機監視機能	ディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力
事故時運転操作手順書 (シビアアクシデント) 「注水-1」, 「注水-2」 「中央制御室からの高圧代替注水系起動」	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 充電器電圧 AM 用直流 125V 蓄電池電圧
		水源の確認	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
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位 (SA)

監視計器一覧(6/7)

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)	
1.8.2.2 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) 「注水-1」, 「注水-2」 「SLC ポンプによるほう酸水注入」	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)
		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
		水源の確認	ほう酸水タンク液位
	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) 「注水-1」, 「注水-2」 「CRD による原子炉注水」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位
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
補機監視機能			原子炉補機冷却系系統流量
水源の確認			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 ・ 原子炉圧力容器下鏡部温度
		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
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)

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)	
1.8.2.2 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) 「注水-1」, 「注水-2」 「HPCF 緊急注水」	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)
		電源	M/C D 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧
		水源の確認	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流量	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)

表 1.8.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	復水移送ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 AM用MCC
	復水補給水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 AM用MCC
	高圧代替注水系弁	常設代替直流電源設備 AM用直流125V
	ほう酸水注入系ポンプ・弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用A系電源 計測用B系電源

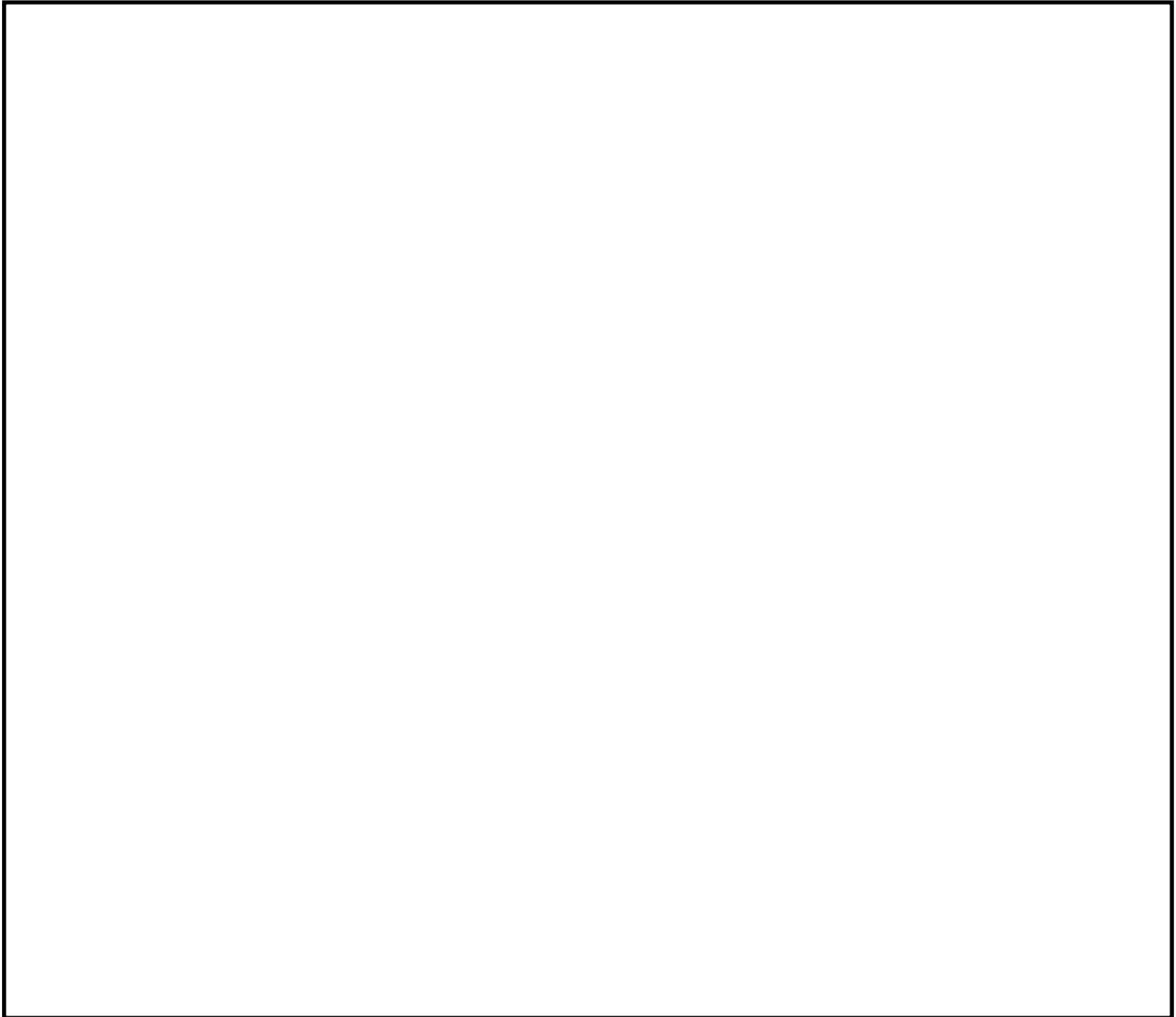


図 1.8.1 SOP 「注水-3a」における対応フロー

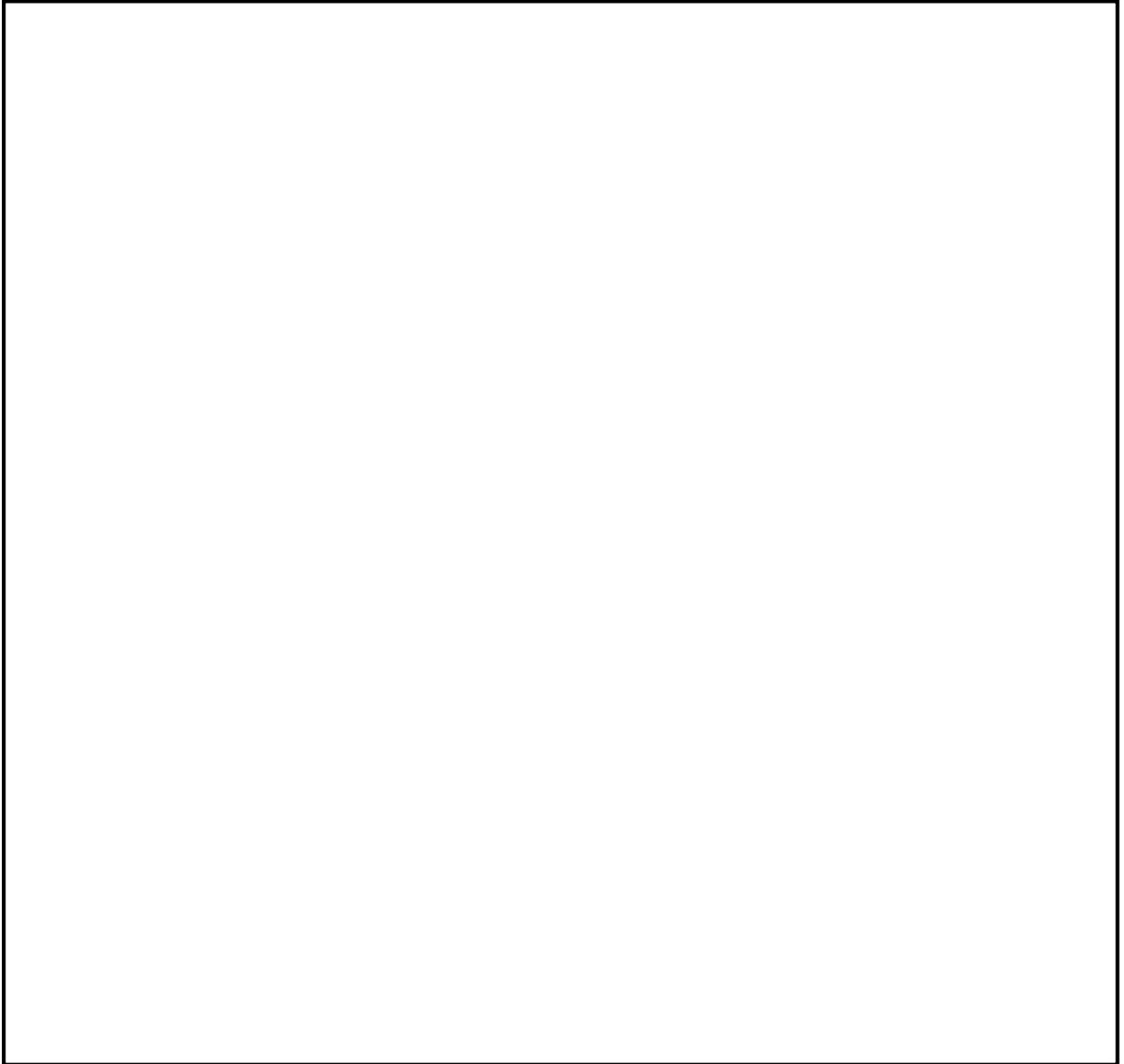


図 1.8.2 SOP 「注水-3b」における対応フロー

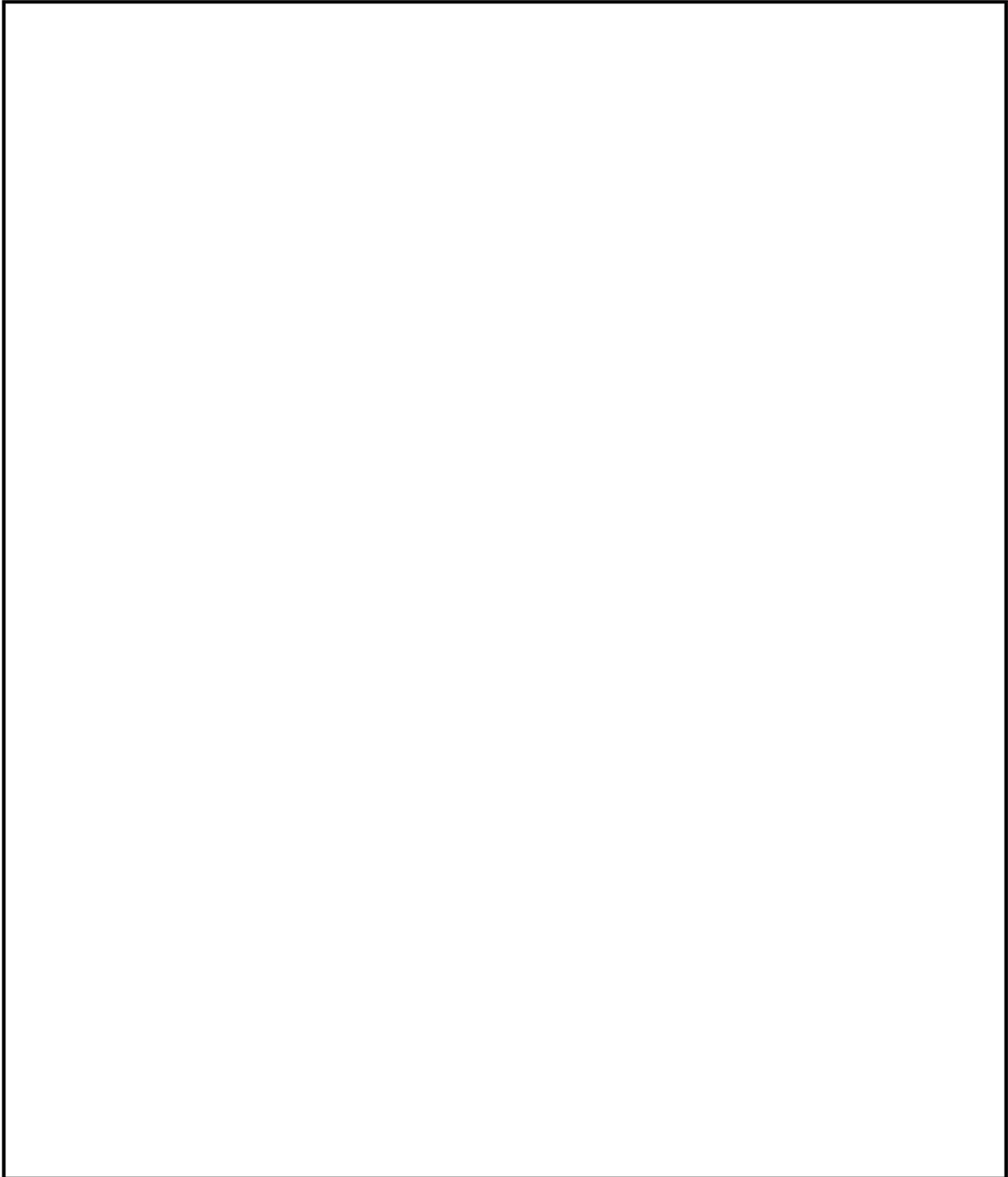


図 1.8.3 SOP 「注水-1」における対応フロー

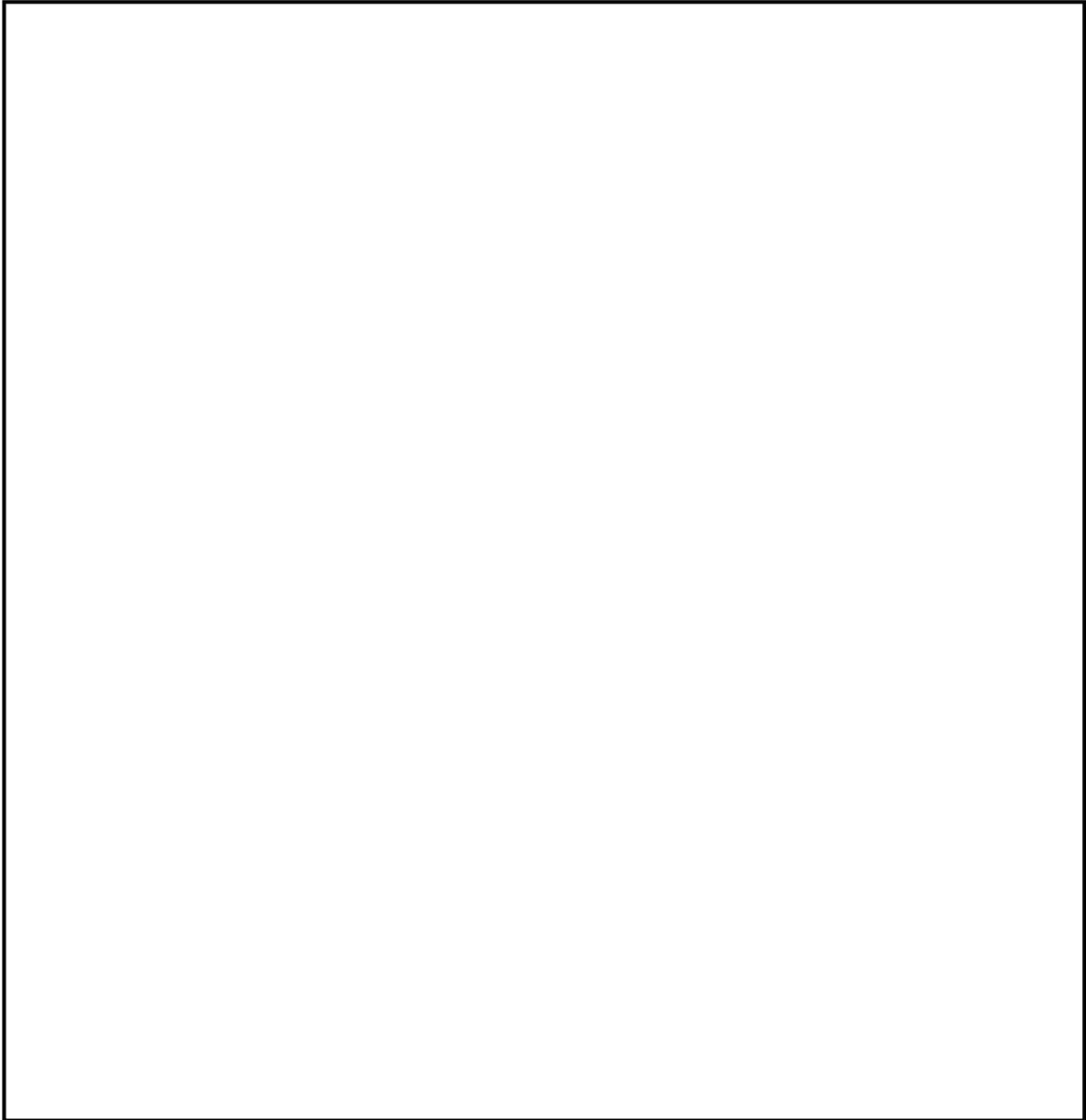
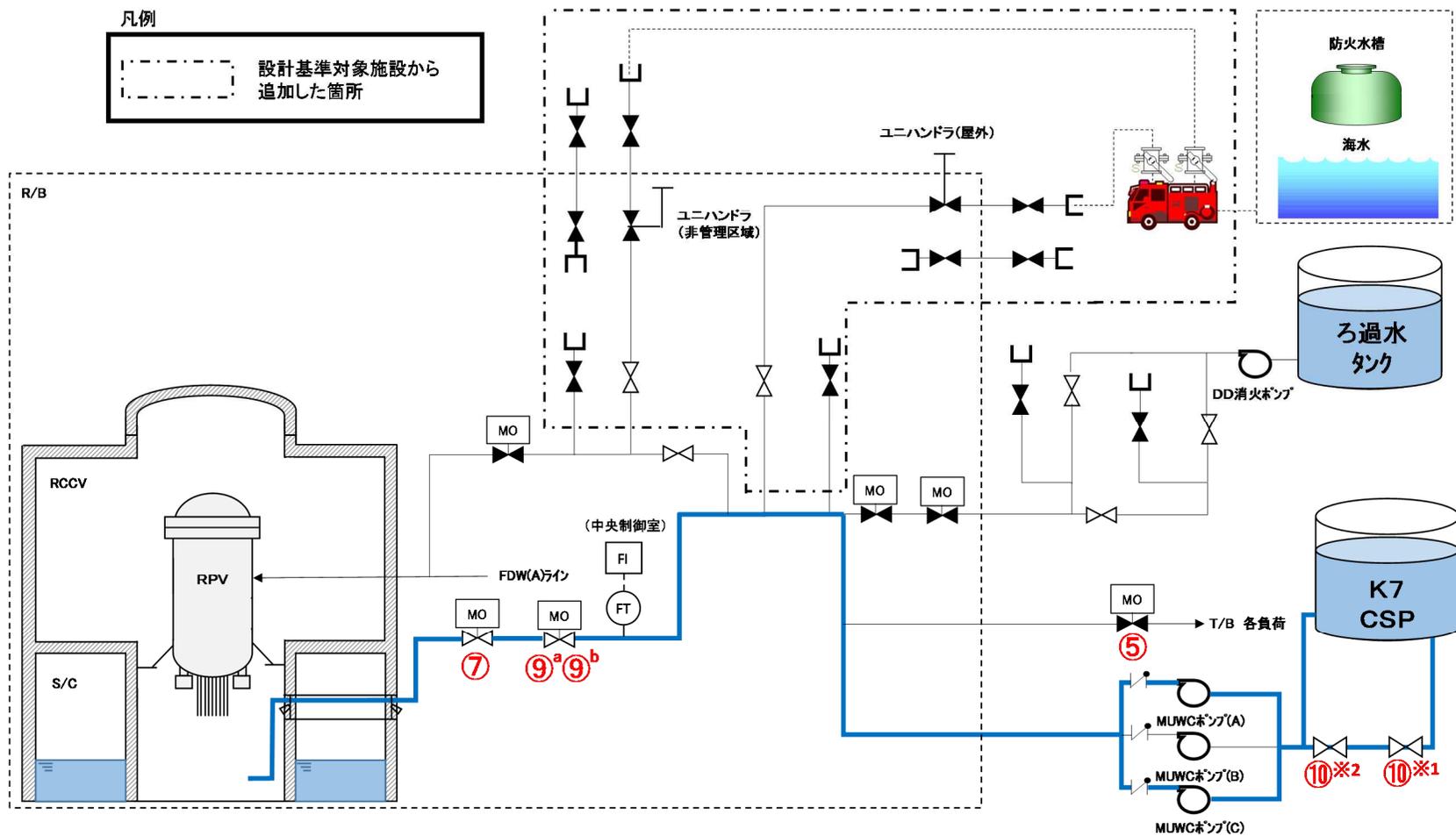


図 1.8.4 SOP 「注水-2」における対応フロー

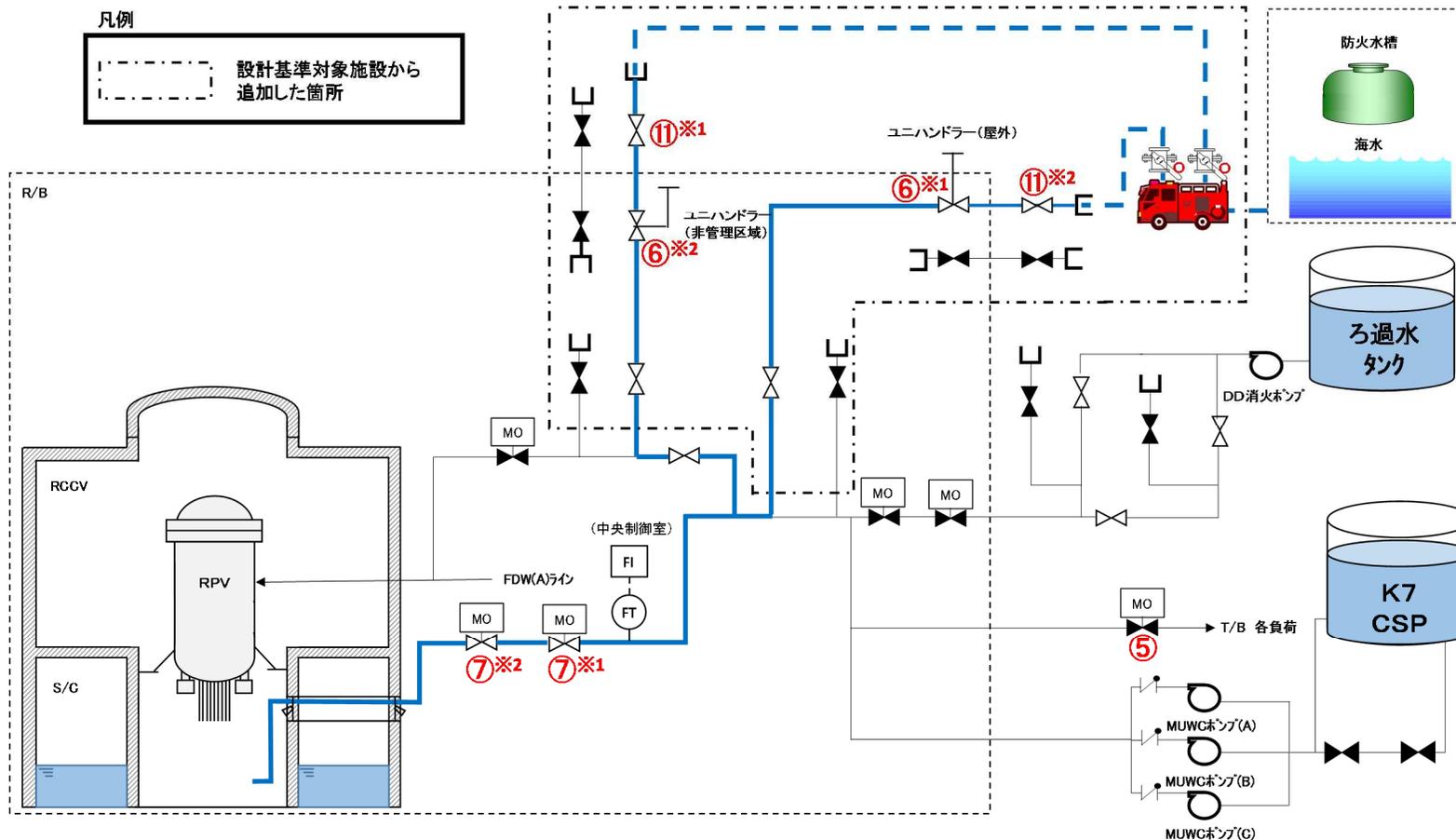


操作手順	弁名称
⑤	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑦	復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑨ ^a , ⑨ ^b	復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁
⑩※ ¹	復水補給水系常/非常用連絡管一次止め弁
⑩※ ²	復水補給水系常/非常用連絡管二次止め弁

図 1.8.5 格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却 概要図

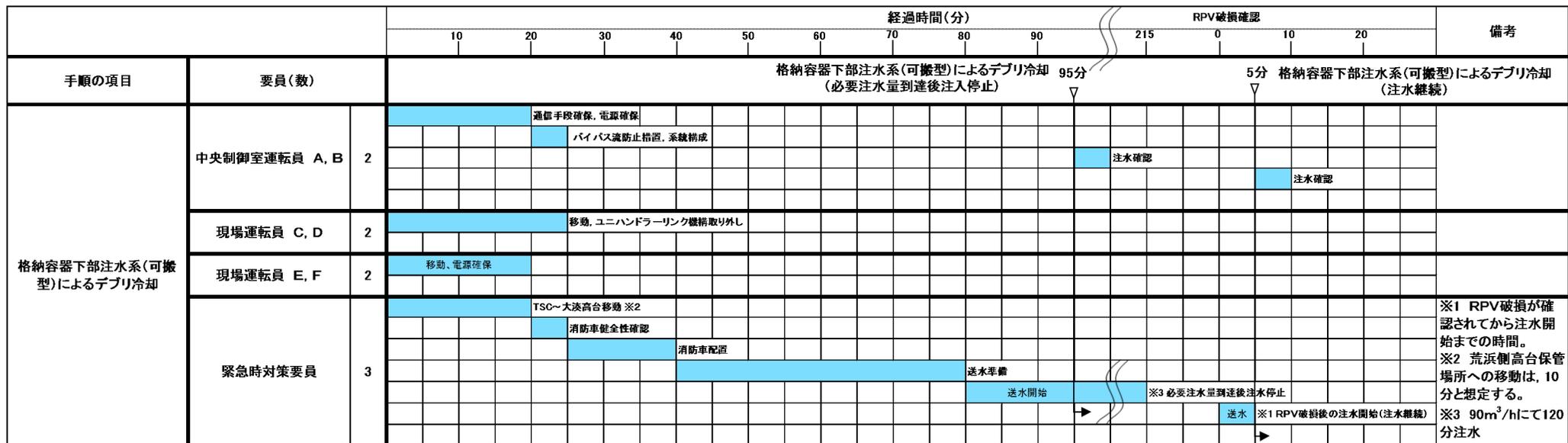
		経過時間(分)															RPV破損確認			備考			
		10	20	30	40	50	155	0	10	20													
格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却	中央制御室運転員 A, B	2	格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却 (必要注水量到達後注入停止) ▽ 35分															格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却 (注水継続) ▽ 5分			※1 RPV破損が確認されてから注水開始までの時間。 ※2 90m ³ /hにて120分注水		
			通信手段確保, 電源確認																				
				バイパス流防止処置, ポンプ起動																			
				系統構築																			
現場運転員 C, D	2																						
現場運転員 E, F	2																						
			移動, 電源確保																				

図 1.8.6 格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却タイムチャート



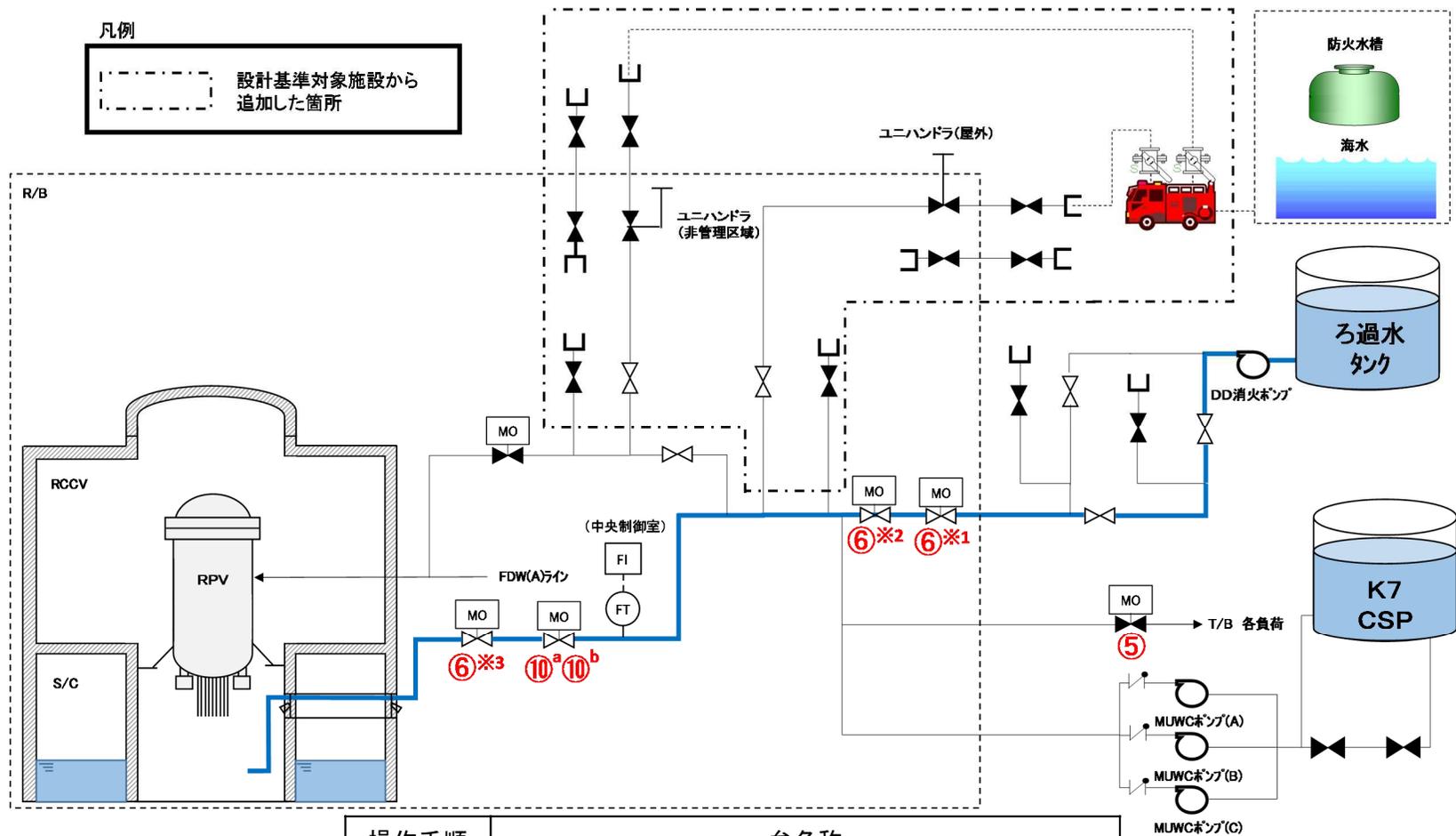
操作手順	弁名称
⑤	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑥※1	復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1
⑥※2	復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1
⑦※1	復水補給水系下部ドライウェル注水流量調節弁
⑦※2	復水補給水系下部ドライウェル注水ライン隔離弁
⑪※1	復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁
⑪※2	復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁

図 1.8.7 格納容器下部注水系(可搬型)によるデブリ冷却 概要図



※荒浜側高台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85分で可能である。

図 1.8.8 格納容器下部注水系(可搬型)によるデブリ冷却タイムチャート

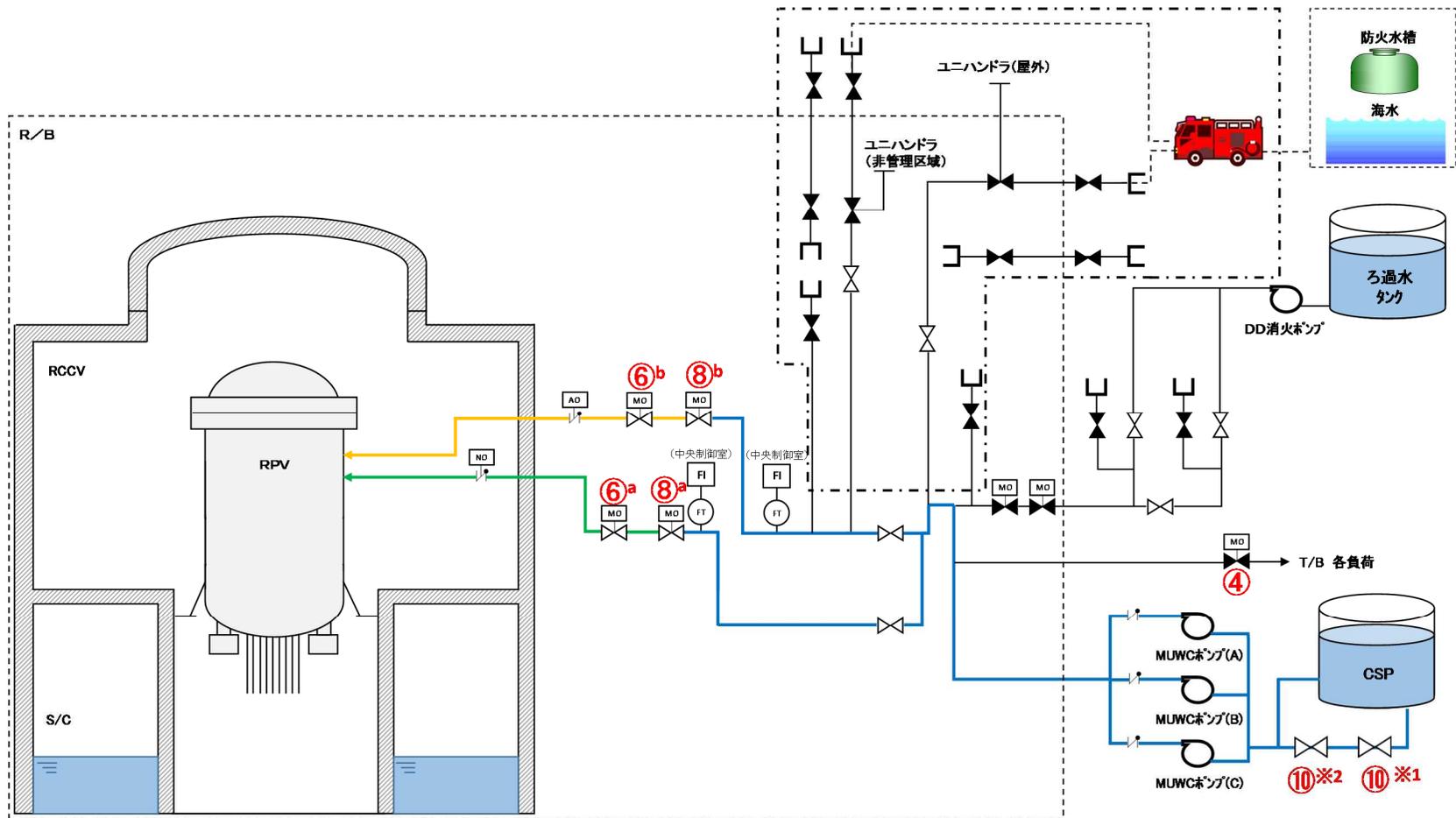


操作手順	弁名称
⑤	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑥※1	復水補給水系消火系第一連絡弁
⑥※2	復水補給水系消火系第二連絡弁
⑥※3	復水補給水系下部ドライwel注水ライン隔離弁
⑩ ^a , ⑩ ^b	復水補給水系下部ドライwel注水流量調節弁

図 1.8.9 消火系によるデブリ冷却 概要図

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)										備考		
		10	20	30	40	50	150	0	10	20	RPV破損確認			
消火系によるデブリ冷却	中央制御室運転員A, B	2	消火系によるデブリ冷却 (必要注水量到達後注入停止) 30分 5分消火系によるデブリ冷却 (注水継続)										※1 RPV破損が確認されてから注水開始までの時間。 ※2 90m ³ /hにて120分注水	
		2	通信手段確保、電源確認											
		2	初期注水開始	バイパス流防止措置、系統構成										
	2	移動、電源確保												
	2	消火ポンプ起動												

図 1.8.10 消火系によるデブリ冷却タイムチャート



操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑥ ^a	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑥ ^b	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑧ ^a	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑧ ^b	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)
⑩※ ¹	復水補給水系常/非常用連絡管一次止め弁
⑩※ ²	復水補給水系常/非常用連絡管二次止め弁

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
	設計基準対象施設から追加した箇所

図 1.8.11 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 概要図

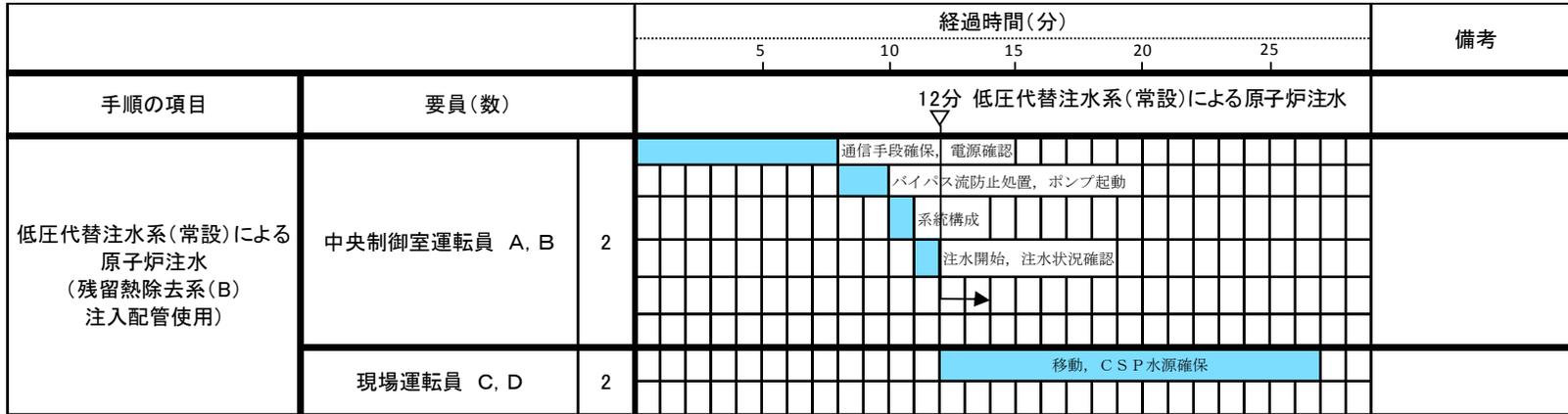


図 1.8.12 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用)タイムチャート

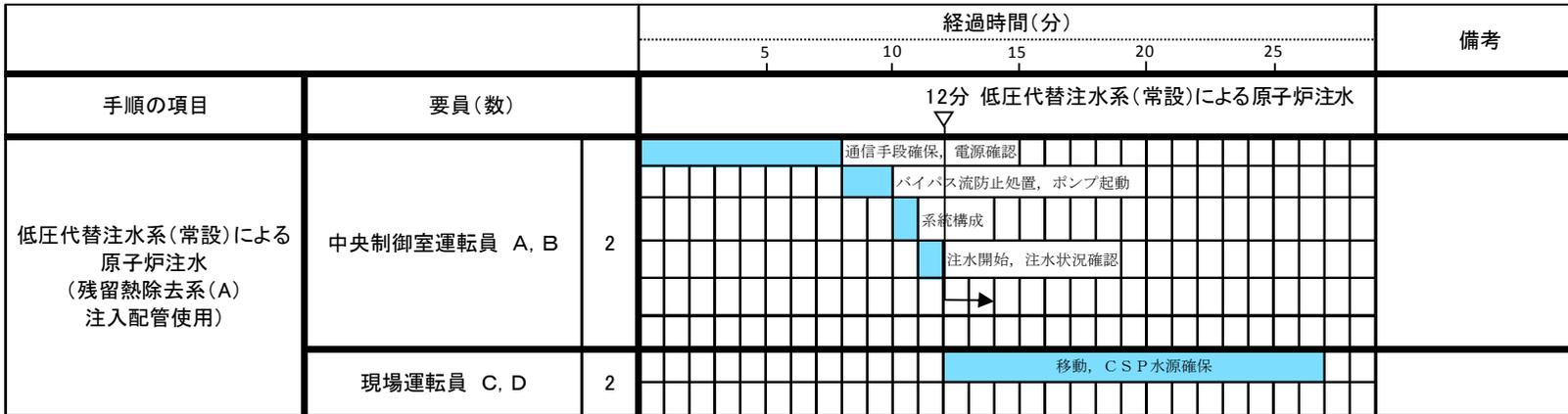
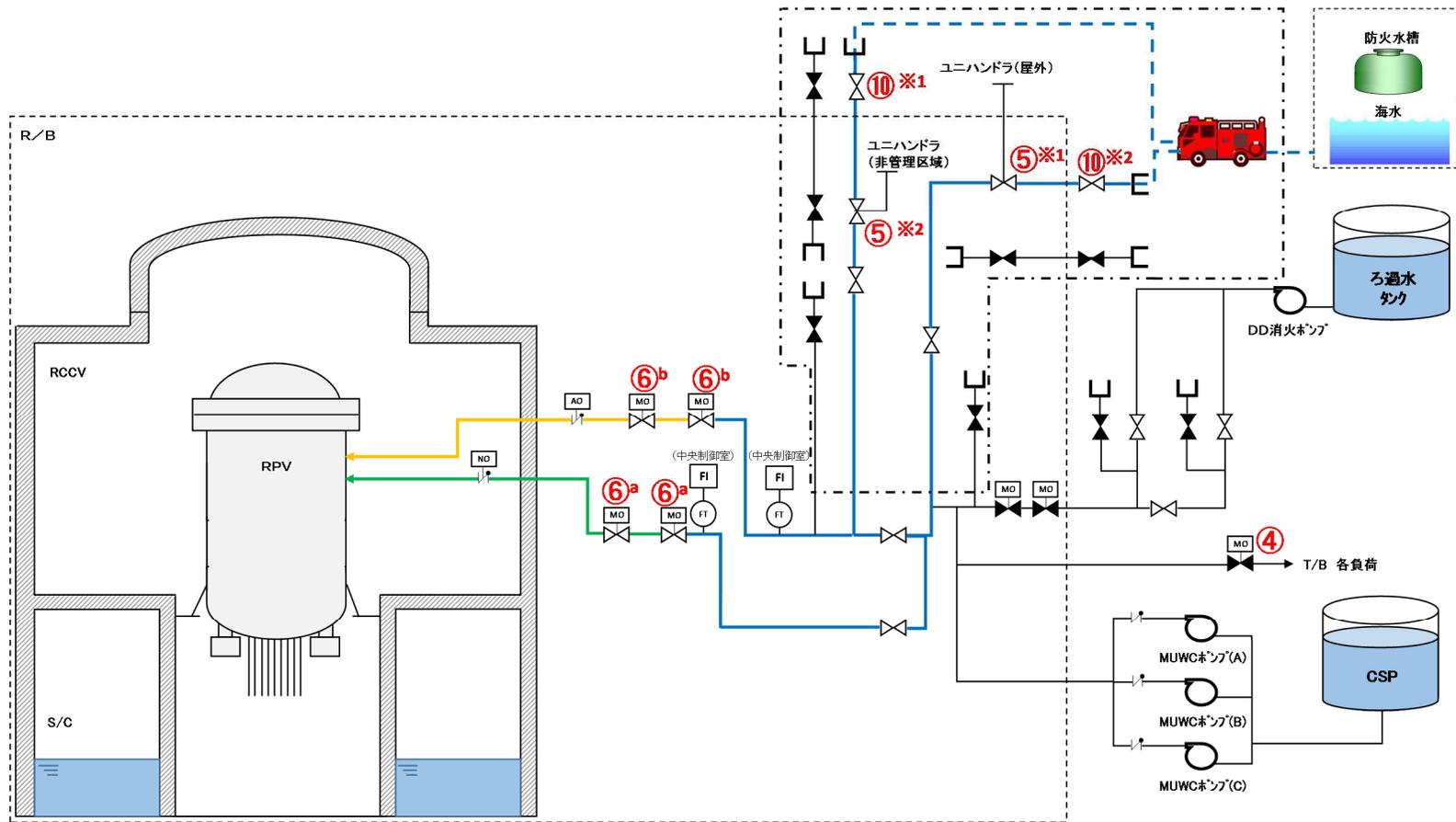


図 1.8.13 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用)タイムチャート



操作手順	弁名称
④	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑤※1	復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1
⑤※2	復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1
⑥ ^a	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑥ ^a	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑥ ^b	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑥ ^b	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)
⑩※1	復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁
⑩※2	復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁

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
	設計基準対象施設から追加した箇所

図 1.8.14 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水 概要図

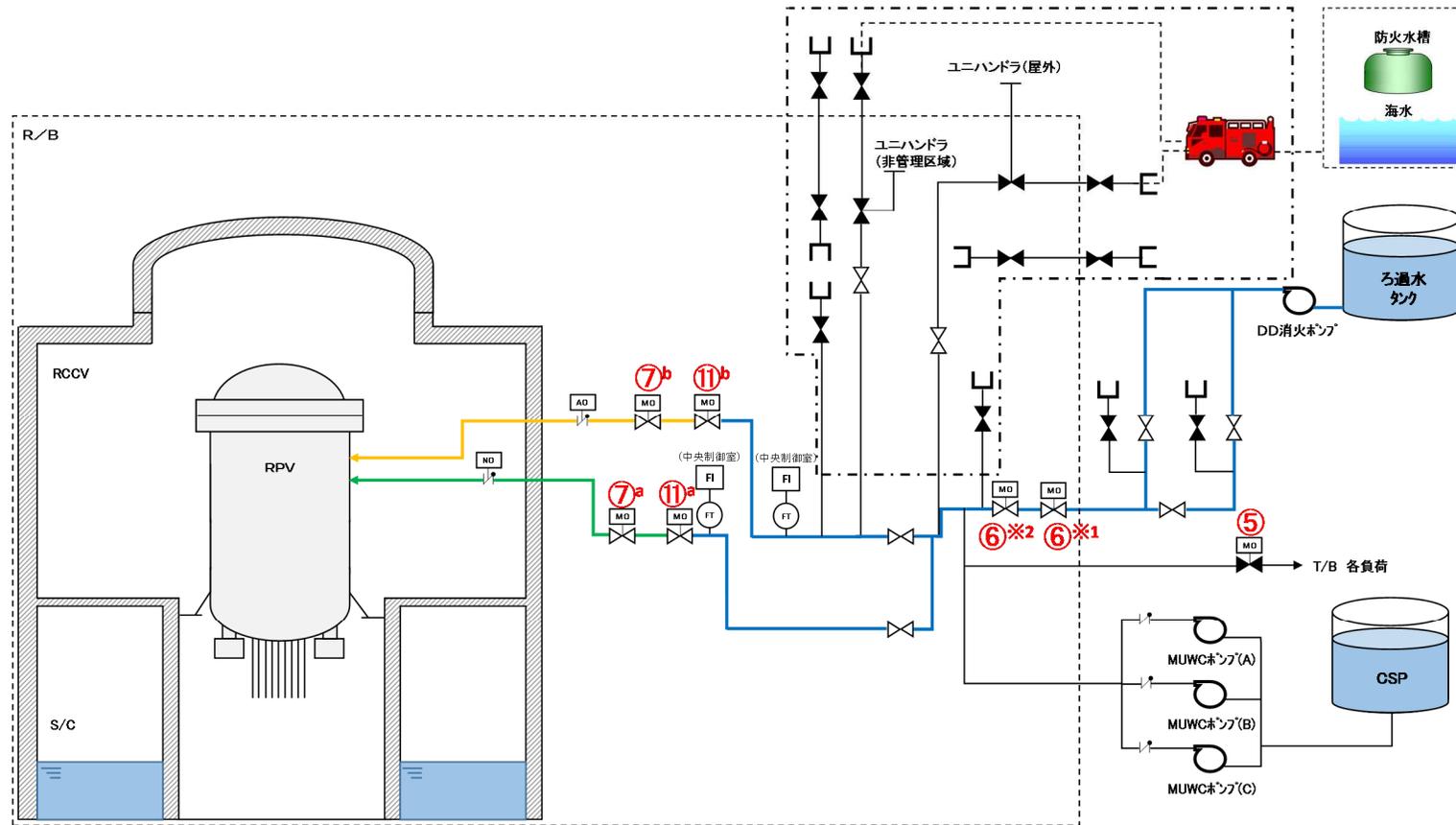
		経過時間(分)											備考									
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110										
手順の項目	要員(数)	低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																				
低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																			
			バイパス流防止措置、系統構成																			
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																			
	緊急時対策要員	3	TSC~大湊高台移動※																			
			消防車健全性確認																			
			消防車配置																			
			送水準備(淡水または海水)																			
			送水開始																			
													※ 荒浜側高台保管場所への移動は、10分と想定する。									

※荒浜側高台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85分で可能である。

図 1.8.15 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用)タイムチャート

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							
			低圧代替注入系(可搬型)による原子炉注水 95分																	
低圧代替注水系(可搬型) による原子炉注水 (残留熱除去系(A) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A、B	2	通信手段確保、電源確認																	
			バイパス流防止措置、系統構成																	
																		送水確認		
	現場運転員 C、D	2	移動、ユニハンドラーリンク機構取り外し																	
	緊急時対策要員	3	TSC~大浜高台移動※																	
			消防車健全性確認																	
			消防車配置																	
			送水準備(淡水または海水)																	
																		送水開始		

※荒浜側高台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85分で可能である。
 図 1.8.16 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用)タイムチャート



操作手順	弁名称
⑤	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁
⑥※1	復水補給水系消火系第一連絡弁
⑥※2	復水補給水系消火系第二連絡弁
⑦ ^a	残留熱除去系注入隔離弁(B)
⑦ ^b	残留熱除去系注入隔離弁(A)
⑪ ^a	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)
⑪ ^b	残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)

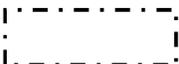
凡例	注入配管
	残留熱除去系(A)注入配管使用の場合
	残留熱除去系(B)注入配管使用の場合
	設計基準対象施設から追加した箇所

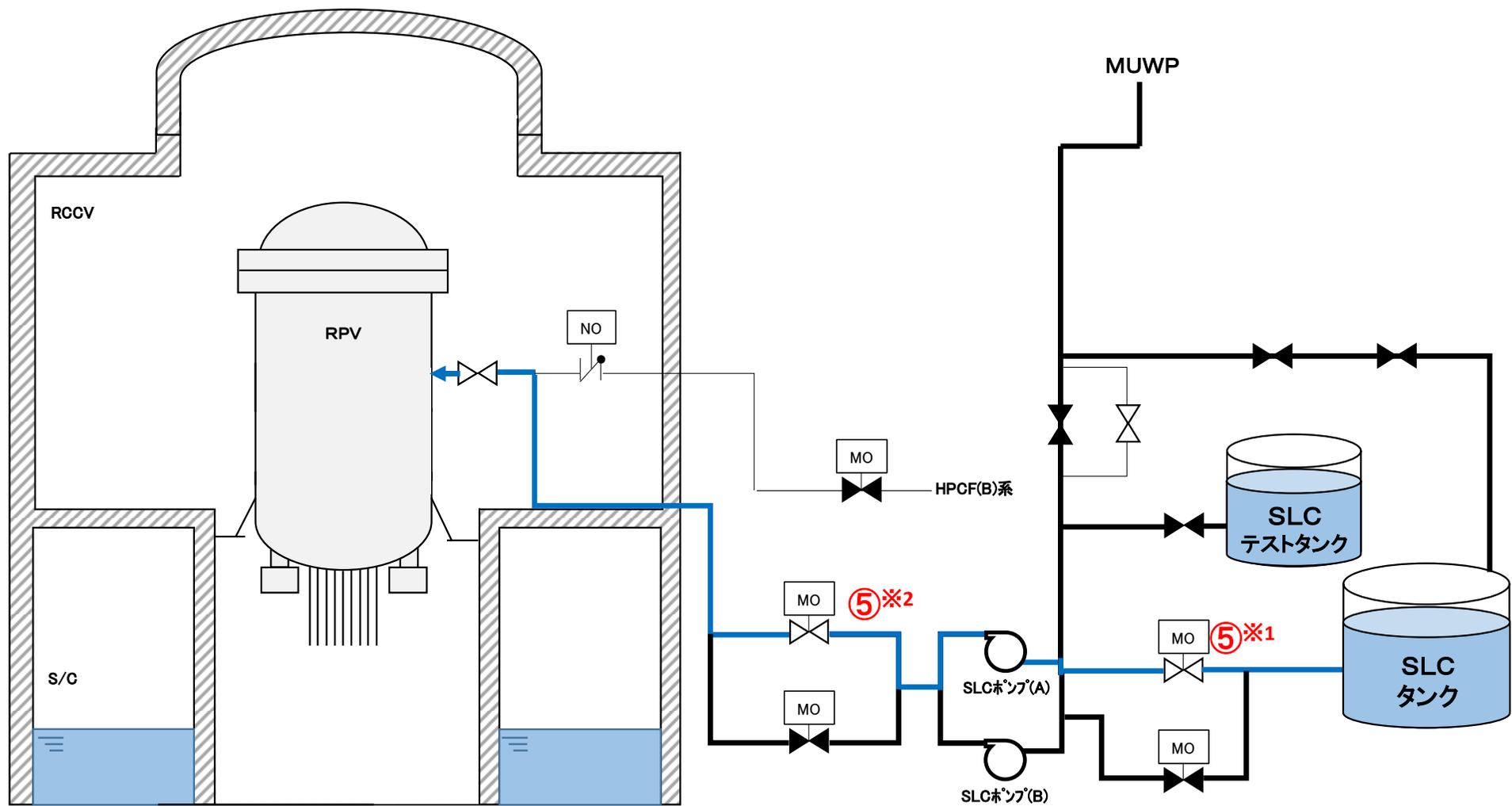
図 1.8.17 消火系による原子炉注水 概要図

		経過時間(分)								備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80		
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉注水									
消火系による原子炉注水 (残留熱除去系(B) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認								
			系統構成, バイパス流防止処置								
	注水開始, 注水状況確認										
	現場運転員 C, D	2	電源確保								
緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動									

図 1.8.18 消火系による原子炉注水(残留熱除去系(B)注入配管使用)タイムチャート

		経過時間(分)								備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80		
手順の項目	要員(数)	30分 消火系による原子炉注水									
消火系による原子炉注水 (残留熱除去系(A) 注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 電源確保確認								
			バイパス流防止処置, 系統構成								
	注水開始, 注水状況確認										
	現場運転員 C, D	2	電源確保								
緊急時対策要員	2	消火ポンプ起動									

図 1.8.19 消火系による原子炉注水(残留熱除去系(A)注入配管使用)タイムチャート



操作手順	弁名称
⑤*2	ほう酸水注入系ほう酸水注入弁(A)
⑤*1	ほう酸水注入系ポンプ吸込弁(A)

図 1.8.20 ほう酸水ポンプによるほう酸水注入 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)	ほう酸水ポンプによるほう酸水注入開始 25分															
ほう酸水ポンプによる ほう酸水注入 (ほう酸水貯蔵タンク使用)	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保、電源確認														
			ポンプ起動、ほう酸水注入開始														
	現場運転員 C, D	2	移動、電源確保														

図 1.8.21 ほう酸水ポンプによるほう酸水注入タイムチャート

(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

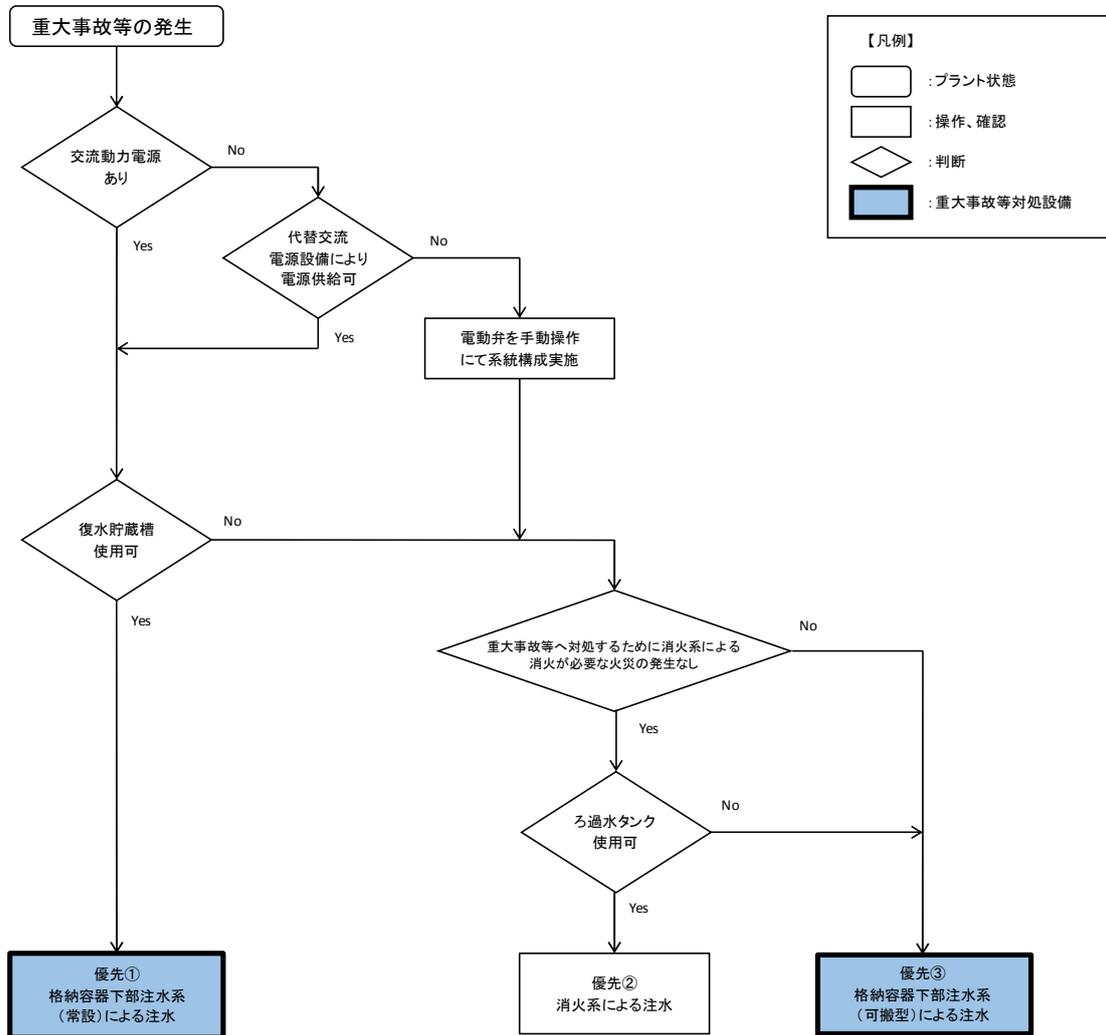


図 1.8.22 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(1/2)

(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止

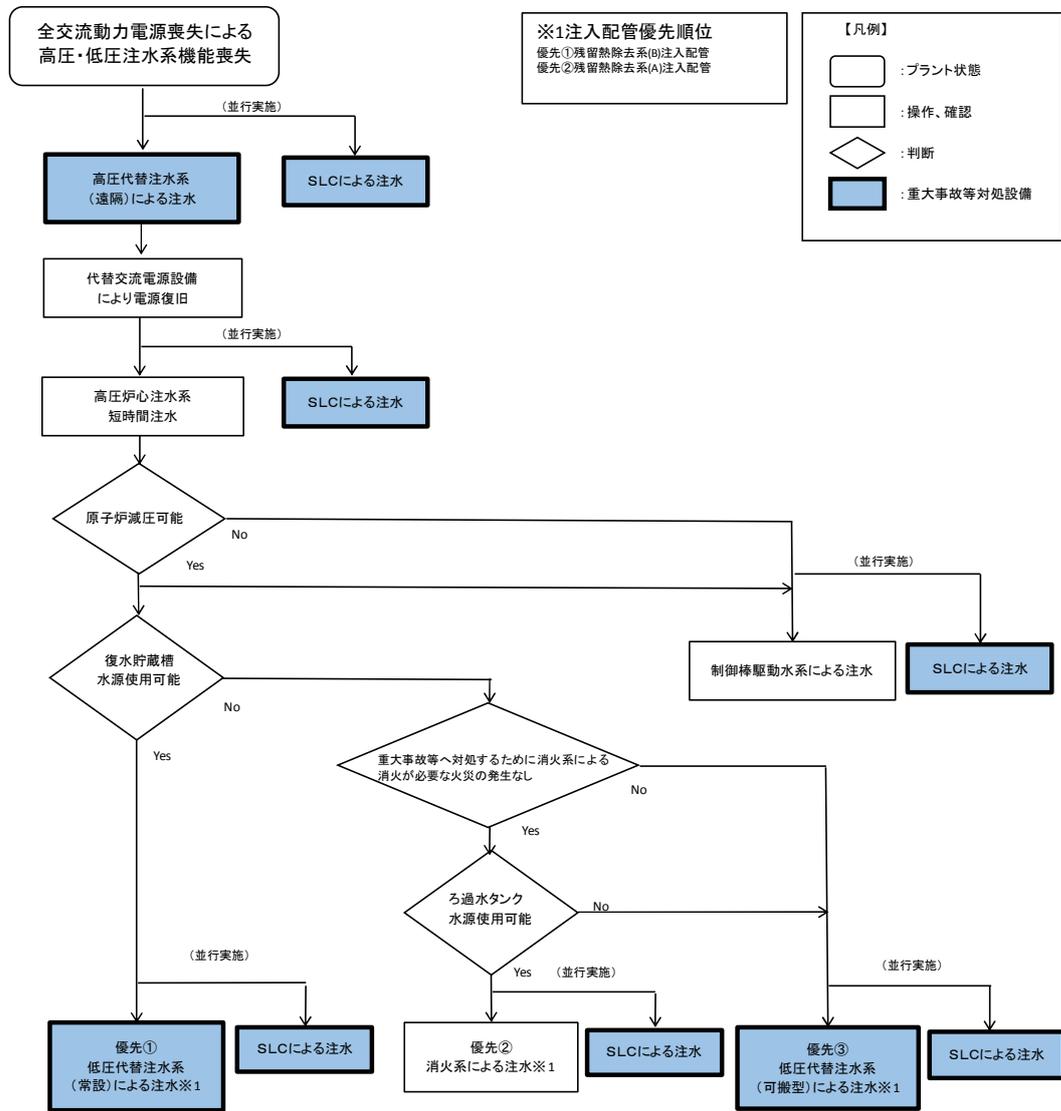


図 1.8.22 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート(2/2)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(1/3)

技術的能力審査基準 (1.8)	番号	設置許可基準規則 (51条)	技術基準規則 (66条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、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、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、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、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	④
<p>【解釈】 1 「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び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ために行われるものである。</p>	—	<p>【解釈】 1 第51条に規定する「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び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ために行われるものである。</p>	<p>【解釈】 第66条に規定する「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)を抑制すること及び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ために行われるものである。</p>	—
<p>(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却 a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>a) 原子炉格納容器下部注水設備を設置すること。原子炉格納容器下部注水設備とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 原子炉格納容器下部注水設備（ポンプ車及び耐圧ホース等）を整備すること。（可搬型の原子炉格納容器下部注水設備の場合は、接続する建屋内の流路をあらかじめ敷設すること。）</p>	<p>a) 原子炉格納容器下部注水設備を設置すること。原子炉格納容器下部注水設備とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 原子炉格納容器下部注水設備（ポンプ車及び耐圧ホース等）を整備すること。（可搬型の原子炉格納容器下部注水設備の場合は、接続する建屋内の流路をあらかじめ敷設すること。）</p>	⑤
<p>(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止 a) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。</p>	③	<p>ii) 原子炉格納容器下部注水設備は、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。（ただし、建屋内の構造上の流路及び配管を除く。）</p>	<p>ii) 原子炉格納容器下部注水設備は、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。（ただし、建屋内の構造上の流路及び配管を除く。）</p>	⑥
		<p>b) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	<p>b) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	⑦

■：重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
格納容器下部注水系（常設）による注水	復水移送ポンプ	既設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	原子炉格納容器下部注水系による注水	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	30分	6名	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設			消火水系配管・弁	常設			
	格納容器下部注水系配管・弁	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			格納容器下部注水系配管・弁	常設			
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	燃料補給設備	既設			燃料補給設備	常設			
格納容器下部注水系（可搬型）による注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	—	—	—	—	—	—
	防火水槽 ※1	新設		—	—	—	—	—	—
	ホース	新設		—	—	—	—	—	—
	MUWC接続口	新設		—	—	—	—	—	—
	復水補給水系配管・弁	既設		—	—	—	—	—	—
	格納容器下部注水系配管・弁	既設		—	—	—	—	—	—
	原子炉格納容器	既設		—	—	—	—	—	—
	常設代替交流電源設備	新設		—	—	—	—	—	—
可搬型代替交流電源設備	新設	—	—	—	—	—	—		
燃料補給設備	既設	—	—	—	—	—	—	—	

※1: 「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）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/3)

■ : 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
低圧代替注水系（常設）による 原子炉圧力容器への注水	復水移送ポンプ	既設	① ③ ④	消火系による 原子炉圧力容器への注水	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	30分	6名	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			消火系配管・弁	常設			
	残留熱除去系配管・弁・スパーージャ	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系配管・弁・スパーージャ	常設			
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			給水系配管・弁・スパーージャ	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	燃料補給設備	既設 新設			燃料補給設備	常設 可搬			
低圧代替注水系（可搬型）による 原子炉圧力容器への注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	新設	① ③ ④	-	-	-	-	-	-
	防火水槽 ※1	新設							
	ホース	新設							
	MUWC接続口	新設							
	復水補給水系配管・弁	既設 新設							
	残留熱除去系配管・弁・スパーージャ	既設							
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
燃料補給設備	既設 新設								
高圧代替注水系による 原子炉圧力容器への注水	高圧代替注水系ポンプ	新設	① ③ ④	制御棒駆動水系による 原子炉圧力容器への注水	制御棒駆動水系ポンプ	常設	20分	2名	自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			復水貯蔵槽	常設			
	高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁	新設			制御棒駆動水系配管・弁	常設			
	主蒸気系配管・弁	既設			原子炉圧力容器	常設			
	原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁	既設			原子炉補機冷却系	常設			
	高圧代替注水系（注水系）配管・弁	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設			燃料補給設備	常設 可搬			
	高圧炉心注水系配管・弁	既設	高圧炉心注水系ポンプ	常設					
	残留熱除去系配管・弁（7号炉のみ）	既設	復水貯蔵槽	常設					
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設	復水補給水系配管・弁	常設					
	原子炉圧力容器	既設	高圧炉心注水系配管・弁・スパーージャ	常設					
	常設代替直流電源設備	新設	原子炉圧力容器	常設					
	-	-	常設代替交流電源設備	常設					
			燃料補給設備	常設 可搬					

※1: 「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）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/3)

■ : 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
ほう 圧 力 容 器 注 入 系 へ の ほう 酸 水 注 入 による 原子 炉	ほう酸水注入系ポンプ	既設	① ③ ④	-	-	-	-	-	-
	ほう酸水注入系貯蔵タンク	既設							
	ほう酸水注入系配管・弁	既設							
	高压炉心注水系配管・弁・スパージヤ	既設							
	原子炉压力容器	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	燃料補給設備	既設 新設							

※1: 「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）

添付資料 1.8.2

※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

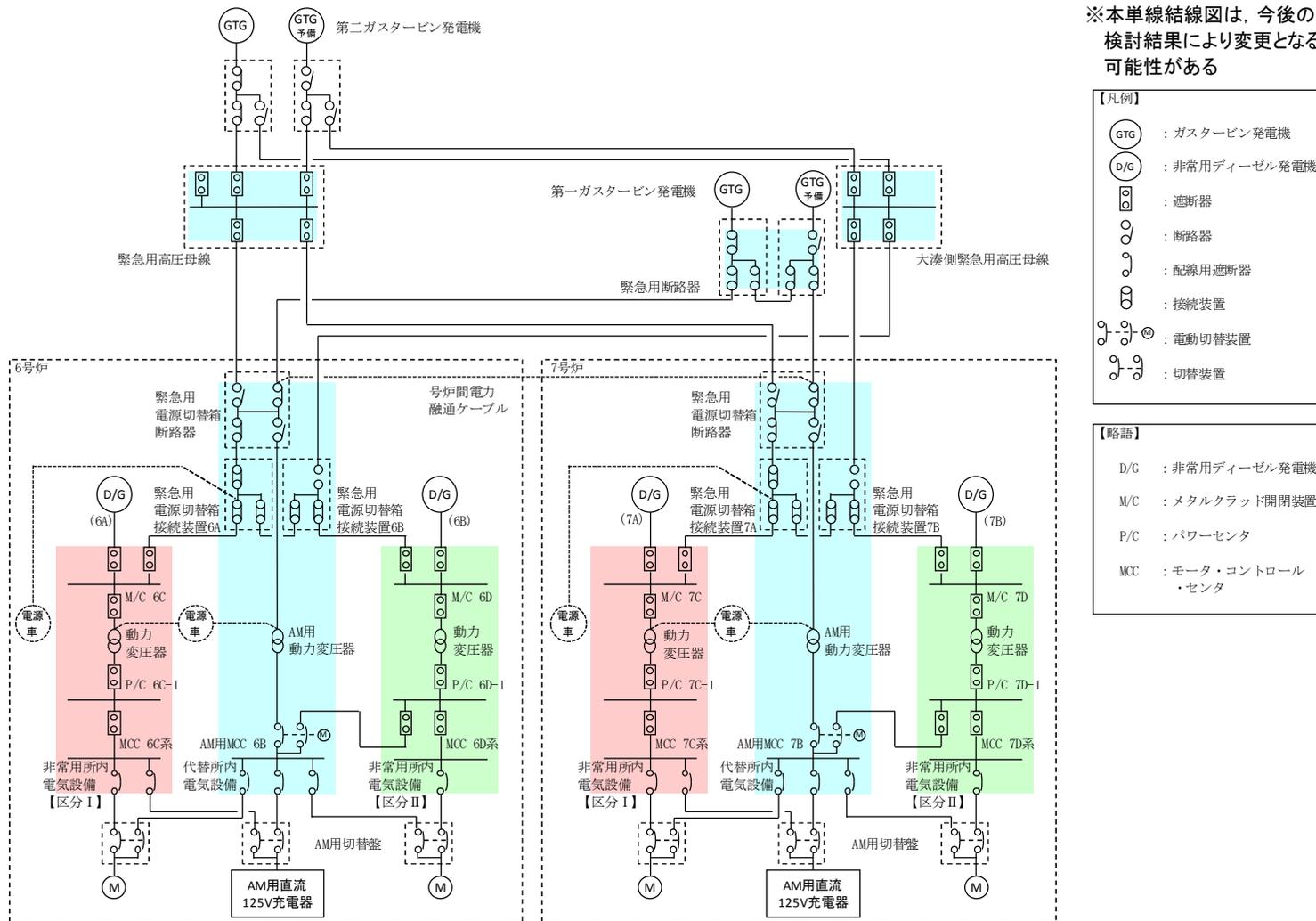


図1 対応手段として選定した設備の電源構成図(6号及び7号炉)

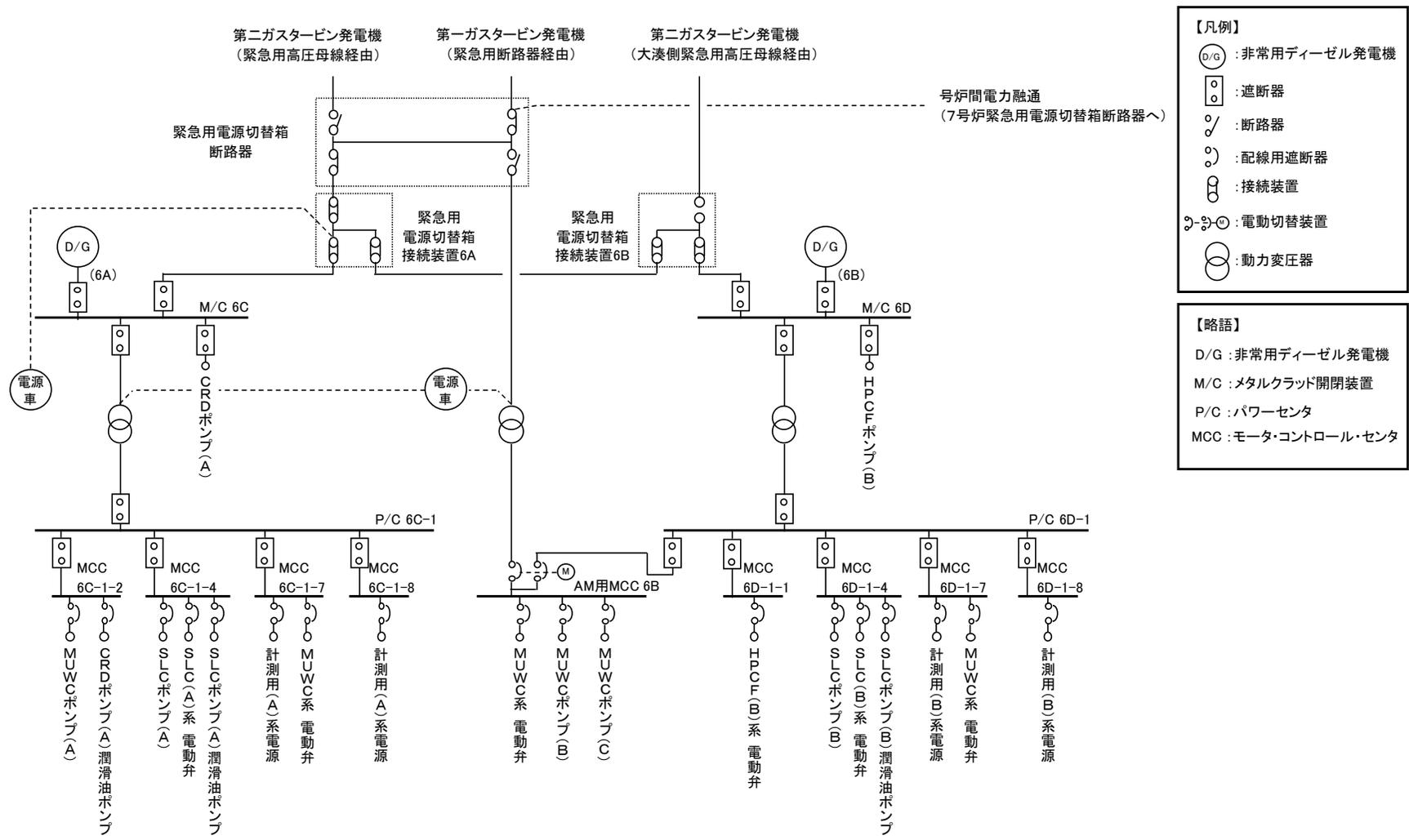


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

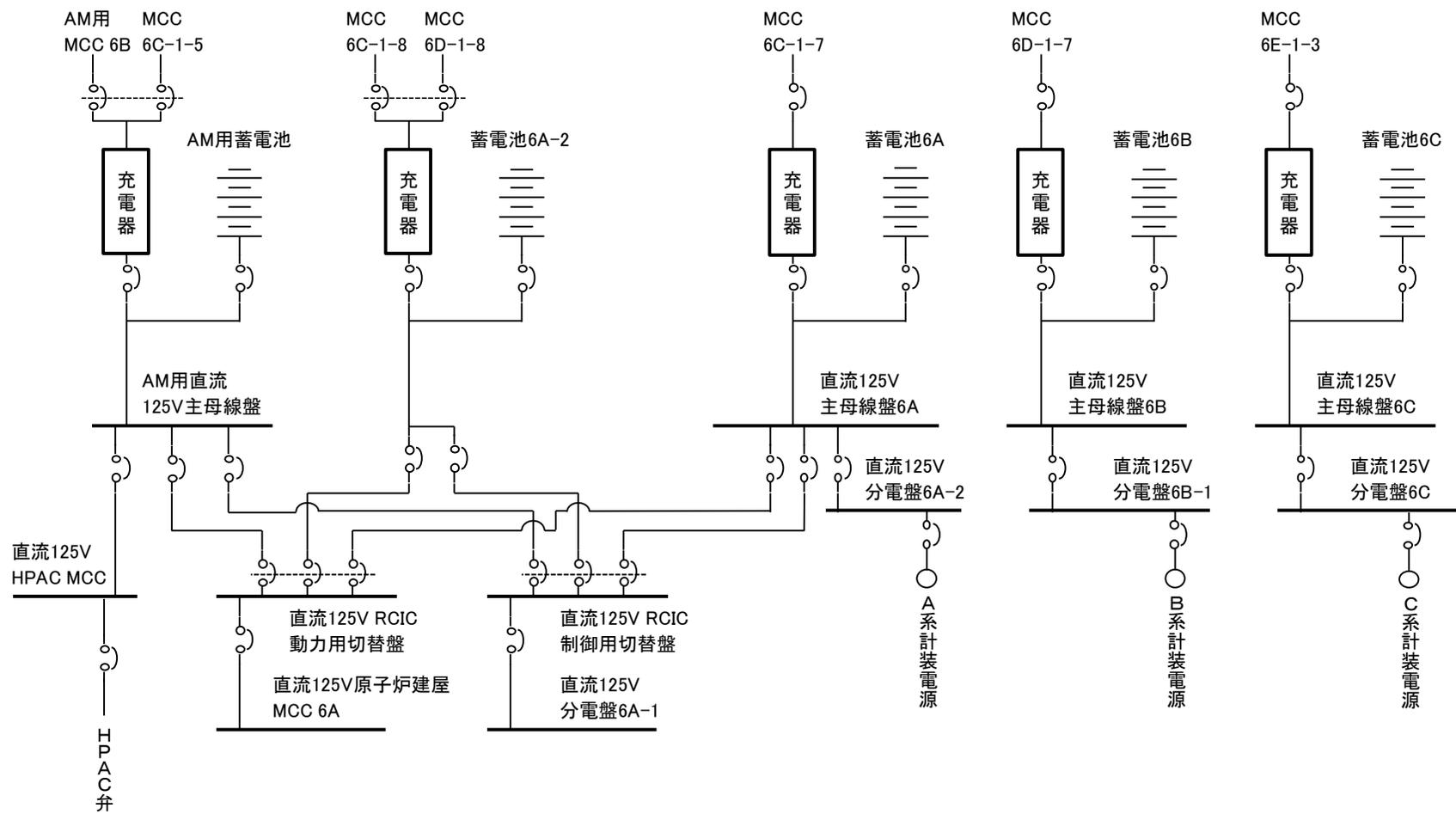


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

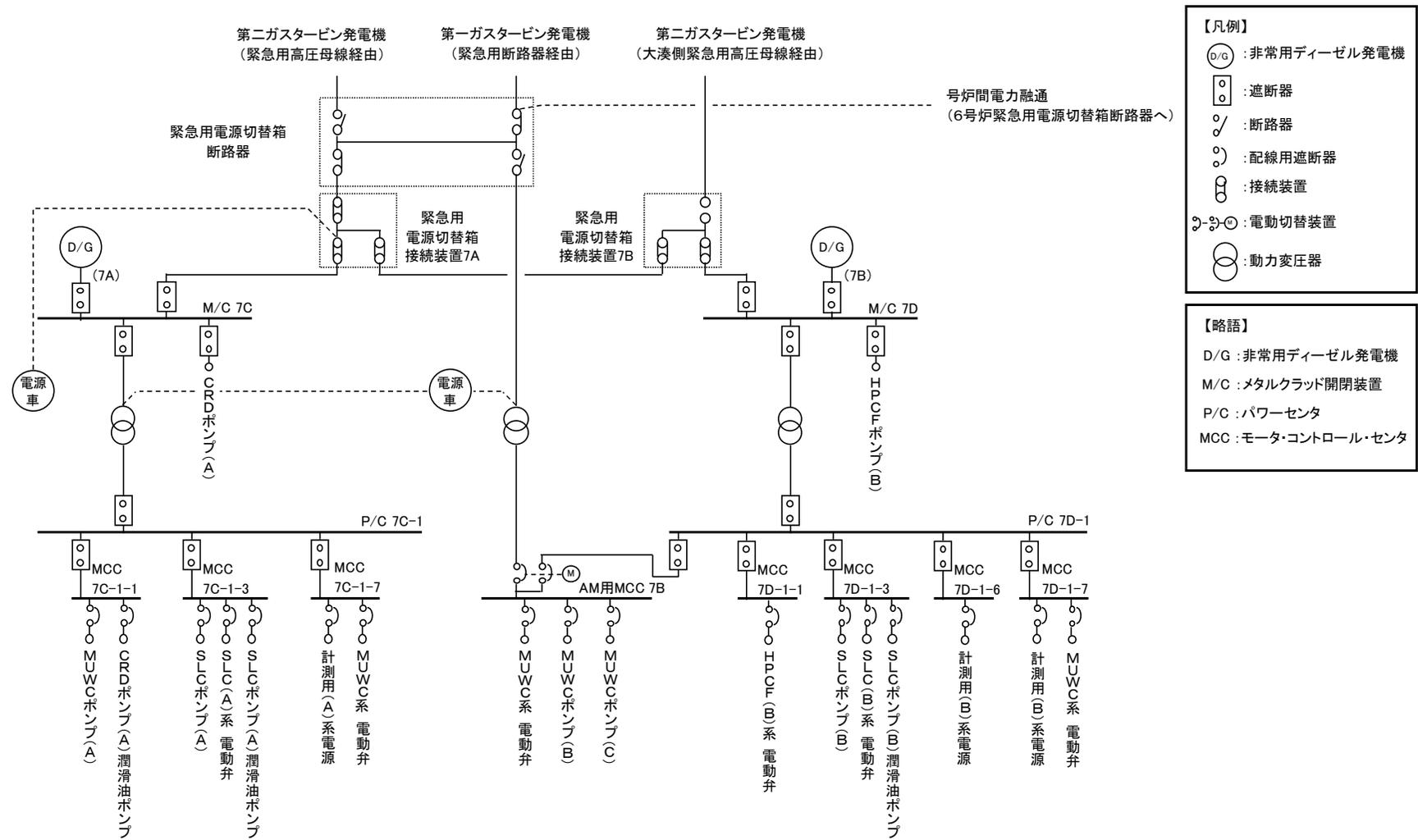


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

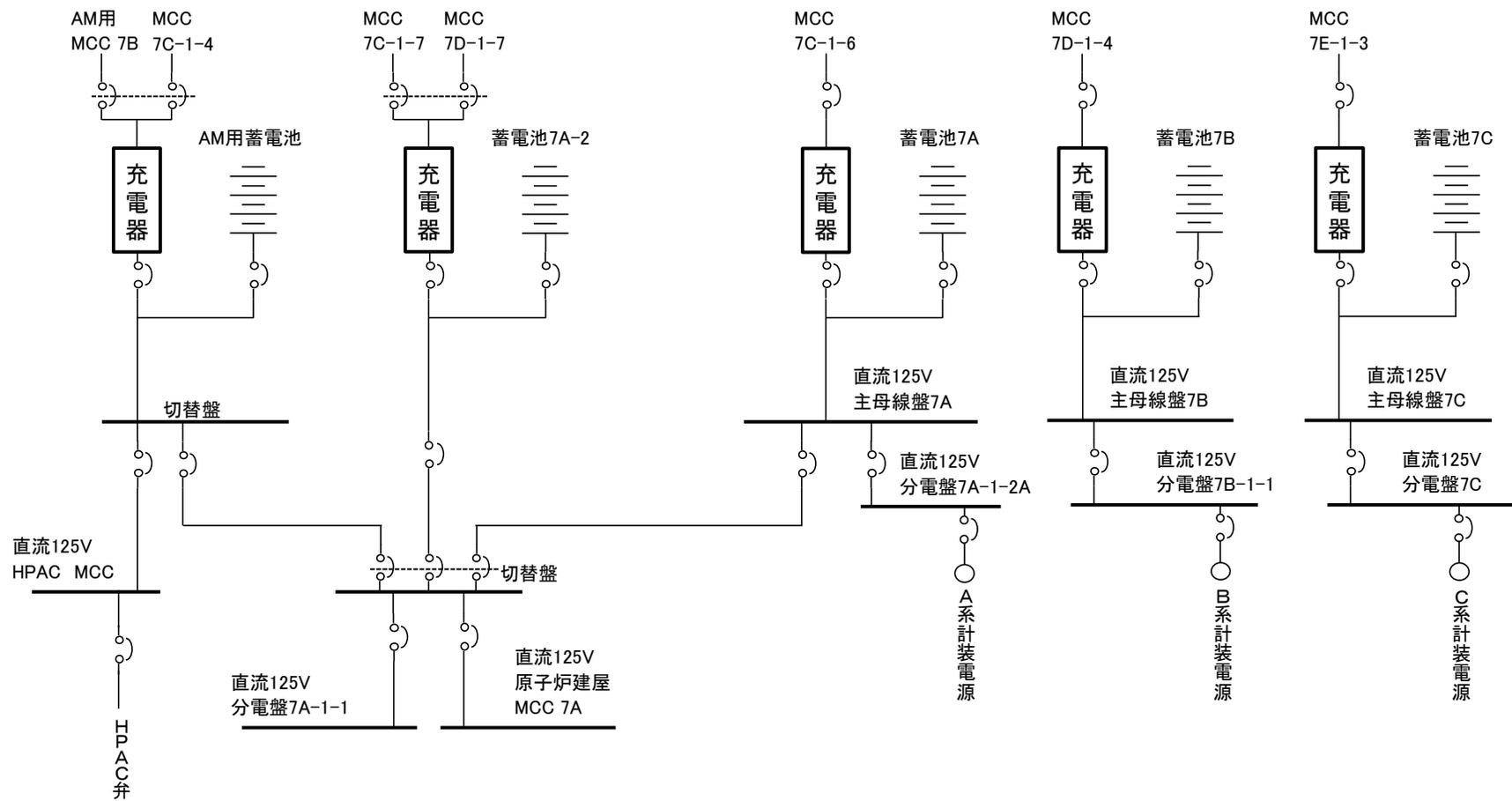


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却

(1) 復水貯蔵槽水源確保

a. 操作概要

復水貯蔵槽を水源として復水移送ポンプにより原子炉格納容器下部へ注水する際に、ポンプの吸込ラインを通常のラインから復水貯蔵槽下部のラインに切り替えることにより水源を確保する。

b. 作業場所

廃棄物処理建屋 地下3階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安:15分(実績時間:14分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。

操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



反射テープ



復水移送ポンプ吸込ライン切替

2. 格納容器下部注水系(可搬型)によるデブリ冷却

(1) 遠隔操作機構(ユニハンドラー)の取り外し

a. 操作概要

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際に、現場にて手動弁の遠隔操作機構の取り外しを行い、系統構成を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋 2階, 1階(管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

格納容器下部注水系(可搬型)によるデブリ冷却に必要な要員数(9名), 所要時間(95分)のうち, ユニハンドラー取り外しに必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安:25分(実績時間:10分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 操作対象弁は通路付近にあり, 操作性に支障はない。ユニハンドラー取り外し及び取り外し後の操作対象弁の操作性については, 設置工事完了後に検証する。

操作対象弁には, 暗闇でも識別し易いように反射テープを施す。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



ユニハンドラー弁のリンク機構



リンク機構の取外し操作



(系統構成)
リンク機構の取外し後に、
ハンドルを取付け、弁操作

(2) 屋外接続口から格納容器下部への注水(淡水/海水)

a. 操作概要

緊急時対策本部は、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による格納容器下部への注水が必要な状況において、接続口(消防ホース接続箇所)及び水源を選定し、注水ルートを決する。

現場では、指示された注水ルートを確保したうえで、可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)により注水する。

b. 作業場所

屋外(原子炉建屋周辺, 取水箇所(護岸, 海水取水ピット, 防火水槽)周辺)

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による格納容器下部への注水に必要な要員(9 名), 所要時間(95 分)のうち, 屋外接続口から原子炉への注水に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3 名(緊急時対策要員 3 名)

所要時間目安:95 分(実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境:車両の作業用照明・ヘッドライト・懐中電灯・LED 多機能ライトにより, 夜間における作業性を確保している。

非管理区域における操作ではあるが, 放射性物質の放出に備え, 放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:車両のヘッドライトの他, ヘッドライト・懐中電灯・LED 多機能ライトを携行しており, 夜間においても接近可能である。

また, アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)からのホースの接続は, 汎用の結合金具(オス・メス)であり, 容易に操作可能である。また, 作業エリア周辺には, 支障となる設備はなく, 十分な作業スペースを確保している。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備)のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。

3. 格納容器下部注水系（常設若しくは可搬型）又は消火系による格納容器下部注水（電源確保）

a. 操作概要

格納容器下部注水系（常設若しくは可搬型）又は消火系による格納容器下部注水の系統構成のために電源確保を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

コントロール建屋 地下1階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

格納容器下部注水系（常設若しくは可搬型）又は消火系による格納容器下部注水に必要な要員数(格納容器下部注水系（常設）の場合6名，格納容器下部注水系（可搬型）の場合9名，消火系の場合6名)，所要時間(格納容器下部注水系（常設）の場合35分，格納容器下部注水系（可搬型）の場合95分，消火系の場合30分)のうち，現場での電源確保に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安:20分(実績時間:18分)

d. 操作の成立性について

作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。
非管理区域における操作ではあるが，放射性物質の放出に備え，放射線防護具(全面マスク，個人線量計，ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :通常を受電操作であり，容易に操作可能である。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備)のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

格納容器下部注水と低圧代替注水の組み合わせについて

復水移送ポンプ、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)にて原子炉格納容器下部への注水が実施できるが、同時に原子炉への低圧代替注水も実施可能である。

以下に、これらの代替設備を使用した格納容器下部注水と低圧代替注水の同時操作について記す。

事故後、電源が復旧可能であれば復水移送ポンプによる格納容器下部注水と低圧代替注水を実施する。

残留熱除去系 A 系の注入配管から原子炉注水を継続し、復水補給水系の格納容器下部注水配管から格納容器下部注水を並行して実施することができる。

可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉注水の準備が完了後、原子炉注水を復水移送ポンプから可搬型代替注水ポンプ(A-2級)へ切り替え、格納容器下部注水は復水移送ポンプにて継続して実施する。これにより、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉注水(緑ライン)と復水移送ポンプによる格納容器下部注水(青ライン)を組み合わせると同時に並行的に実施することが可能である。

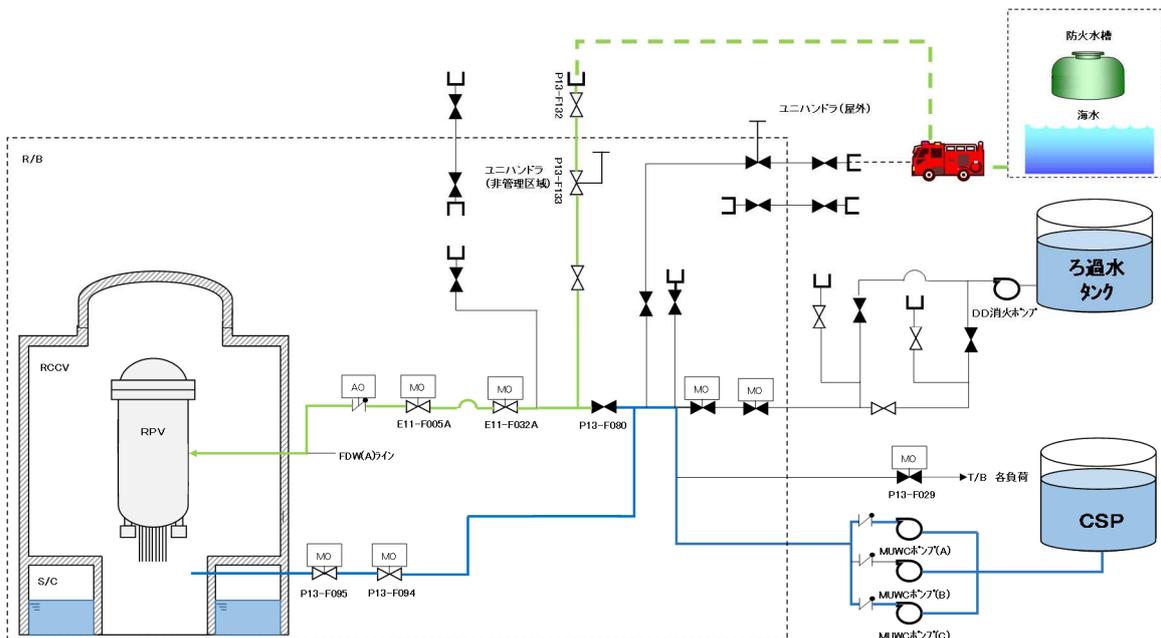


図 1: 復水移送ポンプによる格納容器下部注水及び可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による原子炉注水 (柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉の例)

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容		解釈
1.8.2.2 熔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)原子炉压力容器への注水	d. 高压代替注水系による原子炉压力容器への注水	原子炉圧力が規定圧力以上	原子炉圧力が <input type="text"/> 以上

操作手順の解釈一覧(1/2)

手順	操作手順記載内容	解釈	
1. 8. 2. 1 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順	(1)格納容器下部注水	a. 格納容器下部注水系(常設)によるデブリ冷却	
		復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		復水移送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上	復水移送ポンプ吐出圧力が [] 以上
		復水補給水系下部ドライウエル注水ライン隔離弁	P13-M0-F095
		復水補給水系下部ドライウエル注水流量調節弁	P13-M0-F094
		復水補給水系常/非常用連絡管一次, 二次止め弁	(一次止め弁) P13-F019 (二次止め弁) P13-F020
		b. 格納容器下部注水系(可搬型)によるデブリ冷却	
		復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1	P13-F137
		復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1	P13-F133
		復水補給水系下部ドライウエル注水流量調節弁	P13-M0-F094
		復水補給水系下部ドライウエル注水ライン隔離弁	P13-M0-F095
		復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁	P13-F132
		復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁	P13-F136
		c. 消火系によるデブリ冷却	
復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029		
復水補給水系消火系第一, 第二連絡弁	(第一連絡弁) P13-M0-F090 (第二連絡弁) P13-M0-F091		
復水補給水系下部ドライウエル注水ライン隔離弁	P13-M0-F095		
復水補給水系下部ドライウエル注水流量調節弁	P13-M0-F094		
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	a. 低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水	
		復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		復水移送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上	復水移送ポンプ吐出圧力が [] 以上
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
		残留熱除去系注入隔離弁(A)	E11-M0-F005A
		原子炉圧力が復水移送ポンプ吐出圧力以下であること	原子炉圧力が [] 以下であること
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)	E11-M0-F032A
		残留熱除去系(B)注入配管の流量の上昇	残留熱除去系(B)注入配管の流量が300m ³ /h程度まで上昇
		残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇	残留熱除去系(A)注入配管の流量が [] 程度まで上昇
		復水補給水系常/非常用連絡管一次, 二次止め弁	(一次止め弁) P13-F019 (二次止め弁) P13-F020
		b. 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水	
		復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		復水補給水系建屋内南側外部送水ライン止め弁1	P13-F137
		復水補給水系建屋内北側外部送水ライン止め弁1	P13-F133
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
		原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ吐出圧力以下であること	原子炉圧力が [] 以下であること
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
		残留熱除去系注入隔離弁(A)	E11-M0-F005A
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)	E11-M0-F032A
		復水補給水系建屋外北側外部送水ライン止め弁	P13-F132
		復水補給水系建屋外南側外部送水ライン止め弁	P13-F136

操作手順の解釈一覧(2/2)

手順	操作手順記載内容	解釈	
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		
	c. 消火系による原子炉圧力容器への注水	復水補給水系タービン建屋負荷遮断弁	P13-M0-F029
		復水補給水系消火系第一, 第二連絡弁	(第一連絡弁) P13-M0-F090 (第二連絡弁) P13-M0-F091
		残留熱除去系注入隔離弁(B)	E11-M0-F005B
		残留熱除去系注入隔離弁(A)	E11-M0-F005A
		原子炉圧力がディーゼル駆動消火ポンプ吐出圧力以下であること	原子炉圧力が <input type="text"/> 以下であること
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(B)	E11-M0-F032B
		残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁(A)	E11-M0-F032A
		残留熱除去系(B)注入配管の流量の上昇	残留熱除去系(B)注入配管の流量が <input type="text"/> 程度まで上昇
		残留熱除去系(A)注入配管の流量の上昇	残留熱除去系(A)注入配管の流量が <input type="text"/> 程度まで上昇
		e. 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吸込弁	C41-M0-F001A(B)	
	ほう酸水注入系注入弁	C41-M0-F006A(B)	

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

< 目 次 >

1.9.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

(b) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

(c) 水素濃度監視

(d) 代替電源による必要な設備への給電

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.9.2 重大事故等発生時の手順

1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

(1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

a. 原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化

(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. 代替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

c. 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

d. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御

(3) 原子炉格納容器内水素濃度の監視

a. 格納容器内水素濃度計(SA)

b. 格納容器内雰囲気計装

1.9.2.2 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順

1.9.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

1.9.2.4 重大事故等発生時の対応手段の選択

- 添付資料 1.9.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.9.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.9.3 重大事故対策の成立性
 - 1. 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
 - 2. 代替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
 - 3. 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
 - 4. 可燃性ガス濃度制御系の電源確保
 - 5. 格納容器内雰囲気モニタの電源確保
 - 6. 耐圧強化ラインの N₂ パージ
- 添付資料 1.9.4 解釈一覧
 - 1. 操作手順の解釈一覧

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、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手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

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に必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) BWR

a) 原子炉格納容器内の不活性化により、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に必要な手順等を整備すること。

(2) PWR のうち必要な原子炉

a) 水素濃度制御設備により、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に必要な手順等を整備すること。

(3) BWR 及び PWR 共通

a) 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に必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。

b) 炉心の著しい損傷後、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素が、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、水素濃度制御を行う対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.9.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水-ジルコニウム反応により短期的に発生する水素及び水の放射線分解により発生する水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

なお、重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- 配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

- ※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十二条及び技術基準規則第六十七条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.9.1 に整理する。

a. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

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、原子炉運転中の原子炉格納容器内は、不活性ガス（窒素）置換により原子炉格納容器内雰囲気の不活性化した状態になっている。

原子炉格納容器内の不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 不活性ガス系

(b) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

i. 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素を、格納容器圧力逃がし装置、代替格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系により原子炉格納容器外に排出することにより、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段がある。

これらの対応手段及び設備は、「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」における「格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」及び「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」における「耐圧強化ベント系による減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 格納容器圧力逃がし装置
- ・ 代替格納容器圧力逃がし装置
- ・ 耐圧強化ベント系 (W/W)
- ・ 可搬型窒素供給装置
- ・ 耐圧強化ベント系放射線モニタ
- ・ フィルタ装置水素濃度

ii. 可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水-ジルコニウム反応

及び水の放射線分解により原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素を可燃性ガス濃度制御系により低減し、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段がある。

可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御で使用する設備は以下のとおり。

- ・可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロワ
- ・可燃性ガス濃度制御系再結合装置
- ・可燃性ガス濃度制御系配管・弁
- ・[残留熱除去系](#)

(c) 水素濃度監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解により原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素の濃度が変動する可能性のある範囲にわたり水素濃度監視設備により測定し、監視する手段がある。

水素濃度監視で使用する設備は以下のとおり。

- ・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

(d) 代替電源による必要な設備への給電

上記「(b) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止」や「(c) 水素濃度監視」で使用する設備について、全交流動力電源又は直流電源喪失時に、代替電源設備から給電する手段がある。

代替電源設備による必要な設備への給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・[所内蓄電式直流電源設備](#)
- ・可搬型直流電源設備

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

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](#)で使用する設備のうち、格納容器圧力逃がし装置、代替格納容器圧力逃がし装置、[耐圧強化ベント系\(W/W\)](#)、可搬型窒素供給装置、[耐圧強化ベント系放射線モニタ及びフィルタ装置水素濃度](#)は重大事

故等対処設備として位置づける。

水素濃度監視で使用する設備のうち、格納容器内水素濃度(SA)、格納容器内水素濃度及び格納容器内酸素濃度は重大事故等対処設備として位置づける。

代替電源による必要な設備への給電で使用する設備のうち、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、**所内蓄電式**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づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.9.1)

以上の重大事故等対処設備により、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・可燃性ガス濃度制御系

格納容器ベント又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器圧力を可燃性ガス濃度制御系運転可能圧力まで低下し、かつ電源復旧等により設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系を運転することが可能であれば、原子炉格納容器内水素濃度及び酸素濃度を低減させる手段として有効である。

なお、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として使用する設備である不活性ガス系は、原子炉運転中に原子炉格納容器内を常時不活性化する手段として使用する設計基準対象施設であり、重大事故等が発生した際に使用するものではないため、重大事故等対象設備とは位置づけない。

b. 手順等

上記「a. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として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（シビアアクシデント）**（以下、「SOP」という。）**及び多様なハザード対応手順**に定める（表1.9.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整理する（表1.9.2、表1.9.3）。

(添付資料1.9.2)

1.9.2 重大事故等発生時の手順

1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

(1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

a. 原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水—ジルコニウム反応及び水の放射線分解で発生する水素により、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、原子炉起動時に原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）により置換し、原子炉運転中においては原子炉格納容器内雰囲気の不活性化した状態を維持する。

これらの操作は、重大事故等が発生した際に対応するものではなく通常の運転操作により対応する。

(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

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、水—ジルコニウム反応及び水の放射線分解より発生する水素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内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

なお、格納容器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させるため、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。

原子炉格納容器ベント弁全閉後、再度水素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原子炉格納容器ベント操作を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器内水素及び酸素濃度指示上昇を確認した場合。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内のγ線線量率が、設計基準事故相当のγ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。

(b) 操作手順

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手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図

1.9.3, 概要図を図1.9.4に, タイムチャートを図1.9.5に示す。

なお, 格納容器圧力逃がし装置補機類の操作手順は「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。

W/Wベントの場合(D/Wベントの場合, 手順①以外は同様)

- ①当直副長は, 手順着手の判断基準に基づき, 原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)以下であることを確認し, 格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。
- ②当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, 緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内ベントの準備開始を報告する。
- ③現場運転員C及びDは, 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは, 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと, 及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは, FCVS制御盤にてフィルタ装置の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは, 原子炉格納容器ベント前の確認として, AC系隔離信号が発生している場合は, 格納容器補助盤にて, AC系隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは, 原子炉格納容器ベント前の系統構成として, 非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作, 耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁, 不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁, 不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁, 非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント

用隔離弁後弁の全閉及び、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全開確認後、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を規定開度（約50%開）とし、格納容器逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。

- ⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑨当直副長は、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を適宜確認し、当直長へ報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑩当直副長は、格納容器内酸素濃度指示が規定値に到達する時間、弁操作に必要な時間を考慮し、運転員に格納容器逃がし装置による原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑪^aW/Wベントの場合
現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑪^bD/Wベントの場合
現場運転員C及びDは、不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑫中央制御室運転員A及びBは、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内雰囲気モニタ系の水素濃度、酸素濃度及び格納容器水素濃度(SA)指示下降、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬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の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部へ依頼する。
- ⑭中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の低下傾向が確認できない状態となった場合、不活性ガス系PCV

耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の全閉，現場運転員C及びDは，不活性ガス系 S/Cベント用出口隔離弁又は不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉操作を実施する。再度水素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原子炉格納容器ベントを実施する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから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開始まで約70分で可能である。

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

(添付資料1.9.3-1)

b. 代替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

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，水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解より発生する水素及び酸素濃度の上昇が確認され，格納容器圧力逃がし装置の機能が喪失した場合に，代替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内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

なお，代替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させるため，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。

原子炉格納容器ベント弁全閉後，再度水素及び酸素濃度が上昇する場合は，代替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を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，原子炉格納容器内水素及び酸素濃度指示上昇を確認した場合で格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※2}した場合。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内のγ線線量率

が、設計基準事故相当の γ 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:「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

(b) 操作手順

代替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手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローは図1.9.3に、概要図を図1.9.6に、タイムチャートを図1.9.7に示す。

なお、格納容器圧力逃がし装置補機類の操作手順は「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。

W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑥①以外は同様)

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限（ベントラインー1m）以下であることを確認し、代替格納容器圧力逃がし装置によるW/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③現場運転員C及びDは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。
- ⑥^aW/Wベントの場合
中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、D/W側第一隔離弁及びD/W側第二隔離弁の全閉を確認し、S/C側第二隔離弁を全開とする。

⑥^bD/Wベントの場合

中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器ベント前の系統構成として、S/C側第一隔離弁及びS/C側第二隔離弁の全閉を確認し、D/W側第二隔離弁を全開とする。

⑦中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。

⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。

⑨当直副長は、**原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を適宜確認**し、当直長へ報告する。また、当直長は**原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度に関する情報を**、緊急時対策本部へ報告する。

⑩当直副長は、格納容器内酸素濃度**指示**が規定値に到達する時間、弁操作に必要な時間を考慮し、中央制御室運転員に原子炉格納容器ベント開始を指示する。

⑪^aW/Wベントの場合

中央制御室運転員A及びBは、**S/C側第一隔離弁を全開とし、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。**

⑪^bD/Wベントの場合

中央制御室運転員A及びBは、**D/W側第一隔離弁を全開とし、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントを開始する。**

⑫中央制御室運転員A及びBは、代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内雰囲気モニタ系の水素濃度、酸素濃度及び格納容器水素濃度(SA)指示**下降**、フィルタ装置出口放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、当直長は、**代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器ベントが開始されたことを**緊急時対策本部へ報告する。

⑬中央制御室運転員A及びBは、制御盤にてフィルタ装置の水位を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長へ報告する。また、当直長は、**フィルタ装置の水位調整を実施するよう**緊急時対策本部へ依頼する。

⑭中央制御室運転員A及びBは、**原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の低下傾向が確認できない状態となった場合**、S/C側第一隔離弁又はD/W側第一隔離弁の全閉、その後にS/C側第二隔離弁又はD/W側第二隔離弁の全閉操作を実施する。再度水素及び酸素濃度が上昇する

場合は、代替格納容器圧力逃がし装置を使用し原子炉格納容器ベントを実施する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから代替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開始まで約25分で可能である。

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

(添付資料1.9.3-2)

c. 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

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、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解より発生する水素及び酸素濃度上昇が確認され、格納容器圧力逃がし装置、代替格納容器圧力逃がし装置の機能が喪失した場合に、耐圧強化ベント系を使用した原子炉格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

なお、耐圧強化ベント系を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減させるため、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。

原子炉格納容器ベント弁全閉後、再度水素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原子炉格納容器ベント操作を実施する。

i. 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の排出

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷後、代替循環冷却系を長期使用し原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度の指示上昇を確認した場合において、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※1}した場合。

※1: 「格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

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の排出手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.9.3に、概要図を図1.9.8に、タイムチャートを図1.9.9に示す。

なお、PCVベント弁駆動源確保[予備ポンペ]の操作手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限（ベントライン-1m）以下であることを確認し、耐圧強化ベント系によるW/W側からの原子炉格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する。
- ②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントの準備開始を緊急時対策本部へ報告するとともに、緊急時対策要員によるN₂ページ中であることの確認を行う。
- ③現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ④中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁及び非常用ガス処理系出口Uシール元弁の全閉操作、不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁、不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁、非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁及び換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁の全閉確認を実施する。
- ⑥現場運転員C及びDは、PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁操作空気ポンベ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の駆動源を確保し、当直副長へ報告する。
- ⑦現場運転員C及びDは、PCVベントライン排気筒側隔離弁操作空気ポンベ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の駆動源を確保し、当直副長へ報告する。

- ⑧中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全閉操作を実施する。
現場運転員C及びDは、遠隔手動操作設備により耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全閉操作を実施する。
- ⑨中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁を全開とする。
耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁の駆動源が確保できない場合、現場運転員C及びDは遠隔手動操作設備により全開操作を実施する。
- ⑩中央制御室運転員A及びBは、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁を規定開度（約20%開）とする。開度指示は現場運転員C及びDにて確認する。
- ⑪中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント準備完了を当直副長へ報告する。
- ⑫当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑬当直副長は、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を適宜確認し、当直長へ報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度に関する情報を、緊急時対策本部へ報告する。
- ⑭当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントの開始を緊急時対策本部へ報告する。
- ⑮当直副長は、格納容器内酸素濃度指示が規定値に到達する時間、弁操作に必要な時間を考慮し、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した後、運転員に耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベント開始を指示する。
- ⑯現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とし、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントを開始する。
- ⑰中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを、格納容器内雰囲気モニタ系の水素濃度、酸素濃度及び格納容器水素濃度(SA)指示下降、耐圧強化ベント放射線モニタ指示上昇により確認し、当直副長へ報告する。また、

当直長は、耐圧強化ベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

- ⑱中央制御室運転員A及びBは、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の低下傾向が確認できない状態となった場合、不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の全閉、現場運転員C及びDは、不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉操作を実施する。再度水素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原子炉格納容器ベントを実施する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による水素ガス及び酸素ガス放出開始まで約95分で可能である。また、空気駆動弁の駆動源が確保できない場合で遠隔手動操作設備による操作を実施する場合は約175分で可能である。

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

(添付資料1.9.3-3)

ii. 耐圧強化ラインのN₂パージ

炉心の著しい損傷が発生し、耐圧強化ベント系により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出を実施する際、耐圧強化ベントライン主排気筒側の大気開放されたラインに対して予めN₂パージを実施することにより、系統内の酸素濃度を可燃限界以下に保ち、水素爆発を防止する。

(i) 手順着手の判断基準

炉心損傷後、代替循環冷却系を長期使用し原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度の指示上昇を確認した場合において、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※1}し、耐圧強化ベント系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を判断した場合。

※1:「格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。

(ii) 操作手順

耐圧強化ラインのN₂パージ手順の概要は以下のとおり。概要図を図1.9.10に、タイムチャートを図1.9.11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、緊急時対策要員に耐圧強化ベント系のN₂パージを指示する。
- ②緊急時対策要員は、荒浜/大湊資機材置き場にて、窒素供給装置の健全性を確認するとともに、タービン建屋西側大物搬入口前(屋外)に窒素供給装置を配備する。
- ③緊急時対策要員は、タービン建屋-原子炉建屋連絡通路南東側(屋外)にて、窒素供給装置からの送気ホースを接続口へ取付操作を実施する。また非常用ガス処理系モニタ室通路(管理区域内)にて配管中継用の伸縮継手を取付操作し、N₂供給ライン入口元弁の開操作を実施した後、窒素ガス注入の準備完了を緊急時対策本部へ報告する。
- ④緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの注入開始を指示する。
- ⑤緊急時対策要員は、窒素供給装置より窒素ガスの注入を開始し、耐圧強化ベント系へのN₂パージの開始を緊急時対策本部に報告する。

(iii) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり緊急時対策要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ラインのN₂パージ完了まで約100分で可能である。

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

(添付資料1.9.3-6)

d. 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

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、水素及び酸素濃度上昇が確認された場合、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水素濃度の抑制を行う。

なお、可燃性ガス濃度制御系の運転に際しては、原子炉格納容器圧力を可燃性濃度制御系運転時の制限圧力(105kPa[gage])以下に維持する。

(a) 手順着手の判断基準

- ①炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器内水素及び酸素濃度が上昇し、原子炉格納容器圧力が105kPa[gage] (可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力) 以下であり、残留熱除去系ポンプが使用可能な場合^{※2}。
- ②原子炉格納容器ベント操作後の原子炉格納容器水素濃度が10%以上で、原子炉格納容器圧力が105kPa[gage] (可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力) 以下であり、残留熱除去系ポンプが使用可能な場合^{※2}。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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、補機冷却水及び水源 (サブプレッション・チェンバ・プール) が確保されている場合。

(b) 操作手順

可燃性ガス濃度制御系(A)による水素濃度制御手順の概要は以下のとおり。(可燃性ガス濃度制御系(B)による水素濃度制御手順も同様) 手順の対応フローを図1.9.1, 図1.9.2, 図1.9.3に、概要図を図1.9.12に、タイムチャートを図1.9.13に示す。

- ①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に可燃性ガス濃度制御系(A)による水素濃度制御の準備開始を指示する。
- ②現場運転員C及びDは、可燃性ガス濃度制御系(A)による水素濃度制御に必要なブロワ、ヒータ及び電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③中央制御室運転員A及びBは、可燃性ガス濃度制御系(A)による水素濃度制御に必要なブロワ、ヒータ、電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④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**第一ガスタービン発電機**、**第二ガスタービン発電機**又は電源車の負荷容量確認を依頼し、可燃性ガス濃度制御系が使用可能か確認する。

- ⑤中央制御室運転員A及びBは、残留熱除去系ポンプ(A)が運転中であり、可燃性ガス濃度制御系(A)冷却器への冷却水供給が可能であることを確認する。
- ⑥中央制御室運転員A及びBは、可燃性ガス濃度制御系(A)起動準備として、可燃性ガス濃度制御系(A)隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑦中央制御室運転員A及びBは、可燃性ガス濃度制御系室を二次格納施設として負圧管理とするため、可燃性ガス濃度制御系室連絡弁を「全開」とし、当直副長に可燃性ガス濃度制御系の起動準備完了を報告する。
- ⑧当直副長は、原子炉格納容器圧力が可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力(105kPa[gage])以下であることを確認し、中央制御室運転員に可燃性ガス濃度制御系の起動操作を指示する。
- ⑨中央制御室運転員A及びBは、可燃性ガス濃度制御系(A)の起動操作を実施し、可燃性ガス濃度制御系入口ガス流量指示上昇、ブロワ吸込ガス流量指示上昇、ブロワ吸込圧力指示上昇後、系統が安定に運転していることを確認する。
- ⑩中央制御室運転員A及びBは、可燃性ガス濃度制御系ヒータが正常に動作していることを加熱器及び再結合器各部の温度指示上昇により確認し、余熱運転が開始したことを確認する。
- ⑪中央制御室運転員A及びBは、可燃性ガス濃度制御系起動後3時間以内に可燃性ガス濃度制御系の余熱運転が完了することを確認し、その後再結合器内ガス温度指示が規定温度で安定し温度制御されることを確認する。
- ⑫中央制御室運転員A及びBは、格納容器内水素濃度及び酸素濃度から可燃性ガス濃度制御系の吸引流量と再循環流量の調整を実施する。
- ⑬中央制御室運転員A及びBは、可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御が行われていることを格納容器内の水素濃度指示、酸素濃度指示が下降することにより確認し、当直副長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名にて作業を実施し、作業開始判断から可燃性ガス濃度制御系起動までは約30分で可能である。また、可燃性ガス濃度制御系起動後、再結合運転開始までの予熱時間は3時間以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明

及び通信連絡設備を整備する。

(添付資料1.9.3-4)

(3) 原子炉格納容器内水素濃度の監視

a. 格納容器内水素濃度(SA)

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解で発生する水素について、格納容器内水素濃度(SA)の監視を行う。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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。

(b) 操作手順

格納容器内水素濃度(SA)による格納容器内の水素濃度監視手順の概要は以下のとおり。

- ① 当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器内水素濃度(SA)による格納容器内の水素濃度の監視を指示する。
- ② 中央制御室運転員A又はBは、格納容器内水素濃度(SA)による格納容器内の水素濃度の監視を強化する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員1名により確認を実施する。運転員による準備や起動操作はない。

b. 格納容器内雰囲気計装

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解で発生する水素、酸素について、原子炉格納容器内水素濃度及び酸素濃度の測定を行い、中央制御室にて監視する。

なお、通常運転中における原子炉格納容器内の水素、酸素についても監視を行う。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、格納容器内雰囲気モニタ系が使用可能な場合^{※2}。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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、電源及び補機冷却水が確保されている場合。

(b) 操作手順

格納容器内雰囲気モニタ系による水素濃度及び酸素濃度計測手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.9.1、図1.9.2、図1.9.3、概要図を図1.9.14に、タイムチャートを図1.9.15に示す。

なお、格納容器内雰囲気モニタは、重大事故等発生時には代替交流電源設備からの給電、原子炉補機冷却系及び代替原子炉補機冷却系により冷却水が確保されることで計測が開始される。

代替交流電源設備からの電源供給手順については、「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

代替原子炉補機冷却系による冷却水確保手順については、「1.5最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

- ① 当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器内雰囲気モニタ系による水素濃度及び酸素濃度計測準備開始を指示する。
- ② 現場運転員C及びDは、格納容器内雰囲気モニタ系による水素濃度及び酸素濃度計測に必要なサンプリングポンプ、電動弁の電源の受電操作を実施する。
- ③ 中央制御室運転員A及びBは、格納容器内雰囲気モニタ系による水素濃度及び酸素濃度計測に必要なサンプリングポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること、並びに冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④ 中央制御室運転員A及びBは、格納容器内雰囲気モニタ系による水素及び酸素濃度の測定が開始されたことを確認し、当直副長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転

員2名にて作業を実施し、作業開始を判断してから格納容器内雰囲気モニタ系の計測開始までは約25分で可能である。

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

(添付資料1.9.3-5)

1.9.2.2 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順

炉心の著しい損傷が発生し、全交流電源又は直流電源が喪失した場合に、水素爆発による原子炉格納容器破損を防止するために使用する設備へ代替電源設備により給電する手順を整備する。

代替電源設備により給電する手順については、「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.9.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

中操監視計器類への電源供給手順については、「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.9.2.4 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図1.9.16に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合は、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度をCAMSにて、水素濃度を格納容器内水素濃度(SA)により監視を行う。

CAMSにて格納容器内酸素ガス濃度を監視し、格納容器内酸素濃度指示が規定値に到達した場合に、格納容器圧力逃がし装置により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ことで、水素爆発の発生を防止する。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は代替格納容器圧力逃がし装置により実施し、格納容器圧力逃がし装置及び代替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に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出することで、水素爆発の発生を防止する。

なお、格納容器圧力逃がし装置及び代替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際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/Wを経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没などの理由で使用できない場合は、D/Wを経由してフィルタベントを通る経路を第二優先とする。

その後は、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）又は代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器の除熱を行い、長期的な事故対応として可燃性ガス濃度制御系を起動し、原子炉格納容器内の水素及び酸素を再結合させることで、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度が可燃限界へ到達することを防止する。

なお、原子炉起動時には、原子炉格納容器内の空気を窒素ガスにより置換し、原子炉運転中の原子炉格納容器内の気体を不活性化することで、原子炉格納容器内の気体の組成が可燃限界に至ることを防ぎ、原子炉格納容器内における水素爆発の発生を防止している。

表 1.9.1 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順

対応手段, 対応設備, 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応設備	対応手段	対応設備	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	— ※1
	—	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等による	格納容器圧力逃がし装置 ※2 代替格納容器圧力逃がし装置 ※2 耐圧強化ベント系 (W/W) 可搬型窒素供給装置 耐圧強化ベント系放射線モニタ フィルタ装置水素濃度	— ※2 重大事故等対応設備
	—	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロー 可燃性ガス濃度制御系再結合装置 可燃性ガス濃度制御系配管・弁 残留熱除去系	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) 「除熱-1」, 「除熱-2」 「可燃性ガス濃度制御系 (A) による格納容器水素制御」 「可燃性ガス濃度制御系 (B) による格納容器水素制御」
	—	水素濃度監視	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	重大事故等対応設備 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) 「S/P 温度制御」等 「代替 Hx による補機冷却水 (A 系) 確保」 ※3 「代替 Hx による補機冷却水 (B 系) 確保」 ※3

※1: 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されている。

※2: 手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

※3: 手順は「1.5 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、重大事故等が発生した際に使用するものではないため、重大事故等対象設備とは位置づけない。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2/2）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備		手順書
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	—	代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備 ※4 可搬型代替交流電源設備 ※4 所内蓄電式直流電源設備 ※4 可搬型直流電源設備 ※4	重大事故等 対応設備	— ※4

※1: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されている。

※2:手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

※3:手順は「1.5 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，重大事故等が発生した際に使用するものではないため，重大事故等対象設備とは位置づけない。

表 1.9.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/2)

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 (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・酸素ガスの排出 b. 代替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・酸素ガスの排出 c. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス・酸素ガスの排出			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」「放出」	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	ドライウエル雰囲気温度 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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	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 耐圧強化ベント放射線モニタ

監視計器一覧 (2/2)

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 (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 d. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御			
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「除熱-1」「除熱-2」「放出」 可燃性ガス濃度制御系による格納容器内水素濃度制御	判断基準	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
		最終ヒートシンクによる冷却状態の確認	サブプレッション・チェンバ・プール水温度 残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量 原子炉補機冷却系(A)系統流量 原子炉補機冷却系(B)系統流量
		電源確保	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・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		補機監視機能	可燃性ガス濃度制御系(A)(B)入口ガス流量 ブロー(A)(B)吸込ガス流量 ブロー(A)(B)吸込圧力 加熱管(A)(B)内ガス温度 加熱管(A)(B)出口ガス温度 加熱管(A)(B)表面温度 再結合器(A)(B)内ガス温度 再結合器(A)(B)表面温度

表 1.9.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	格納容器 圧力 逃がし装置	常設代替直流電源設備 AM用直流 125V
	代替格納容器 圧力 逃がし装置	常設代替直流電源設備 AM用直流 125V
	不活性 ガス 系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系 直流 125V A系
	非常用 ガス 処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC C系 MCC D系
	耐圧強化 ベント 系放射線モニタ	常設代替直流電源設備 AM用直流 125V
	水素濃度監視計器類	所内蓄電式直流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 直流 125V A系 直流 125V B系 AM用直流 125V
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A系電源 計測用 B系電源

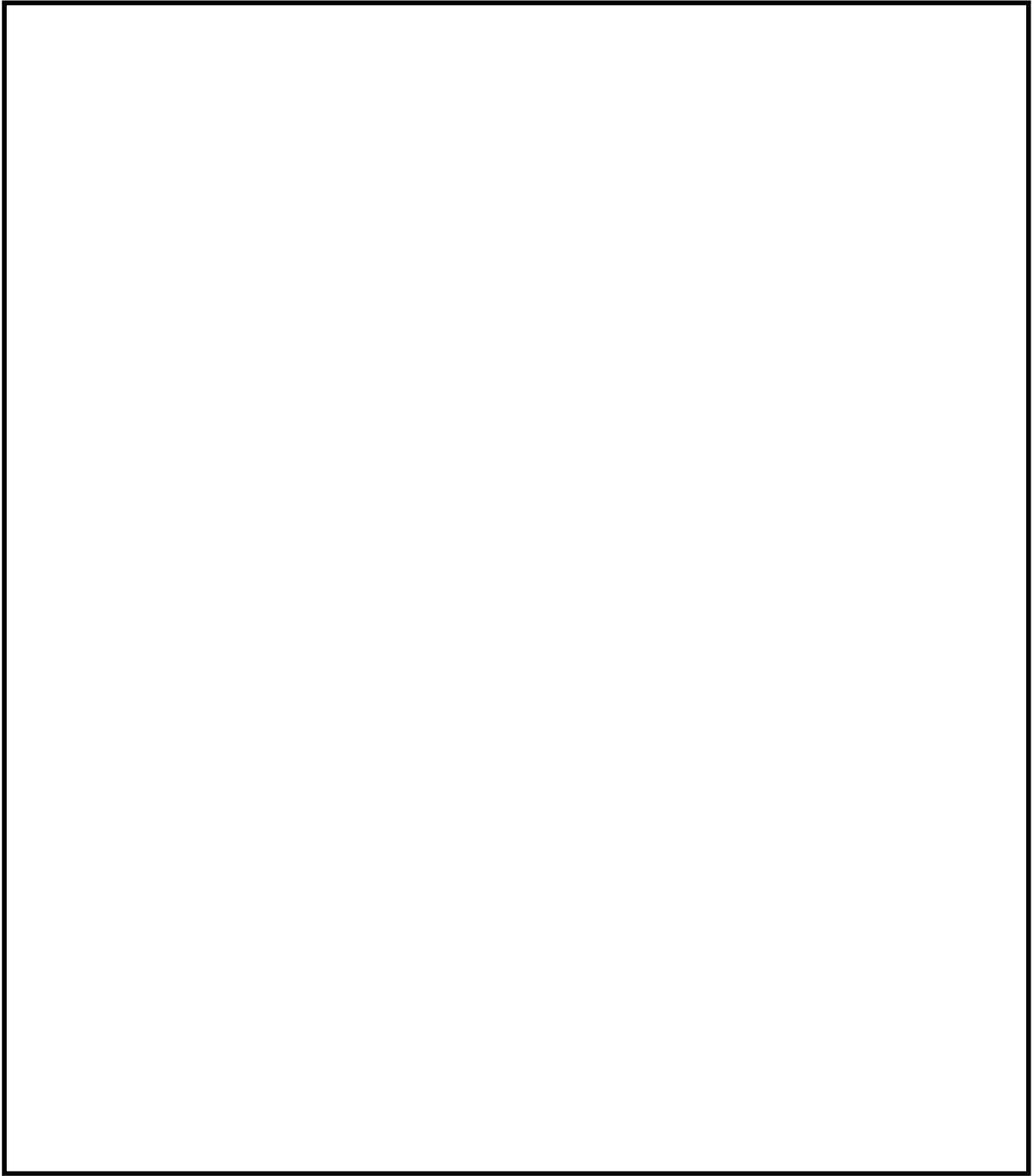


図 1.9.1 SOP 除熱-1 損傷炉心冷却後の除熱における対応フロー

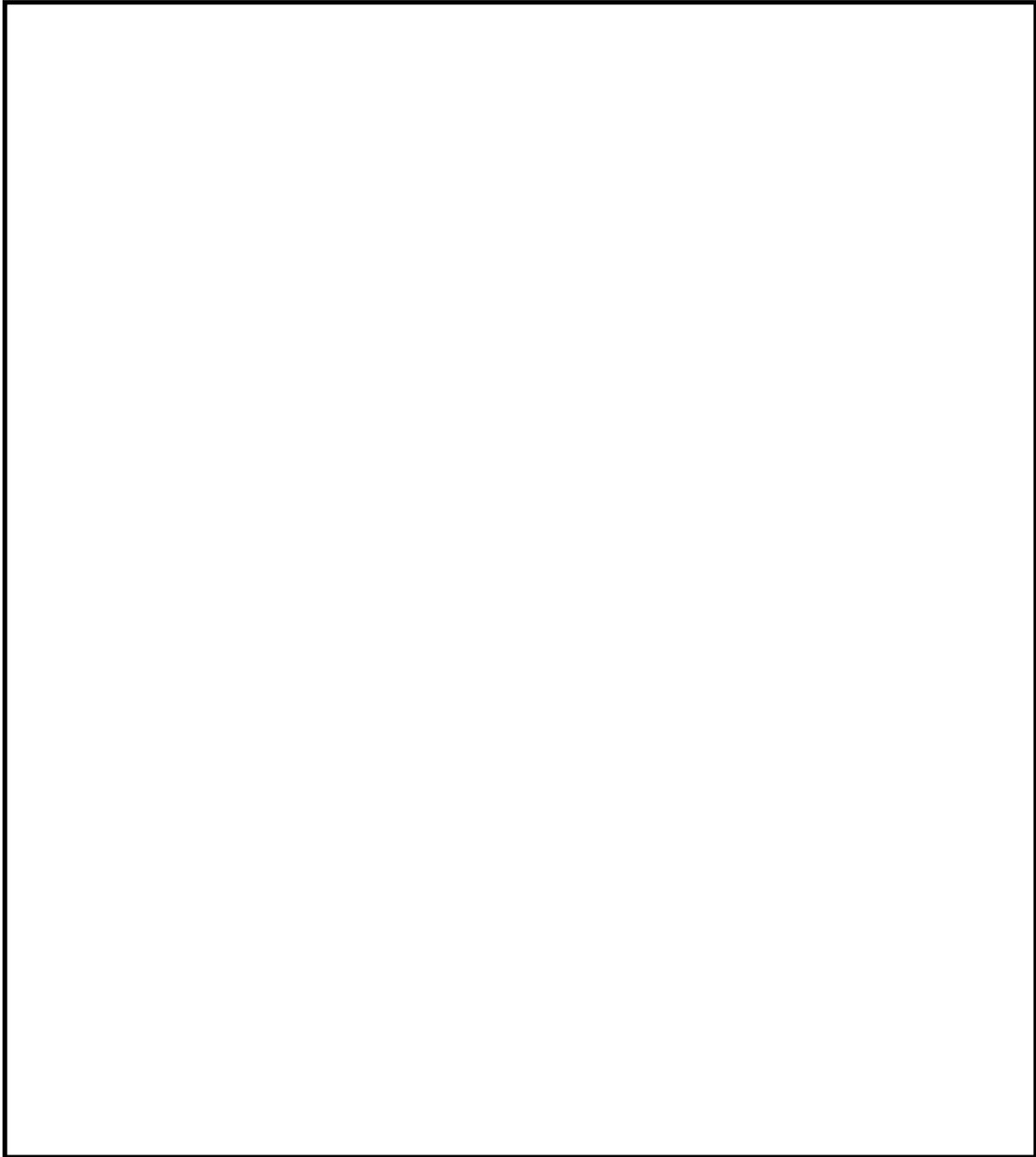


図 1.9.2 SOP 除熱-2 RPV 破損後の除熱における対応フロー

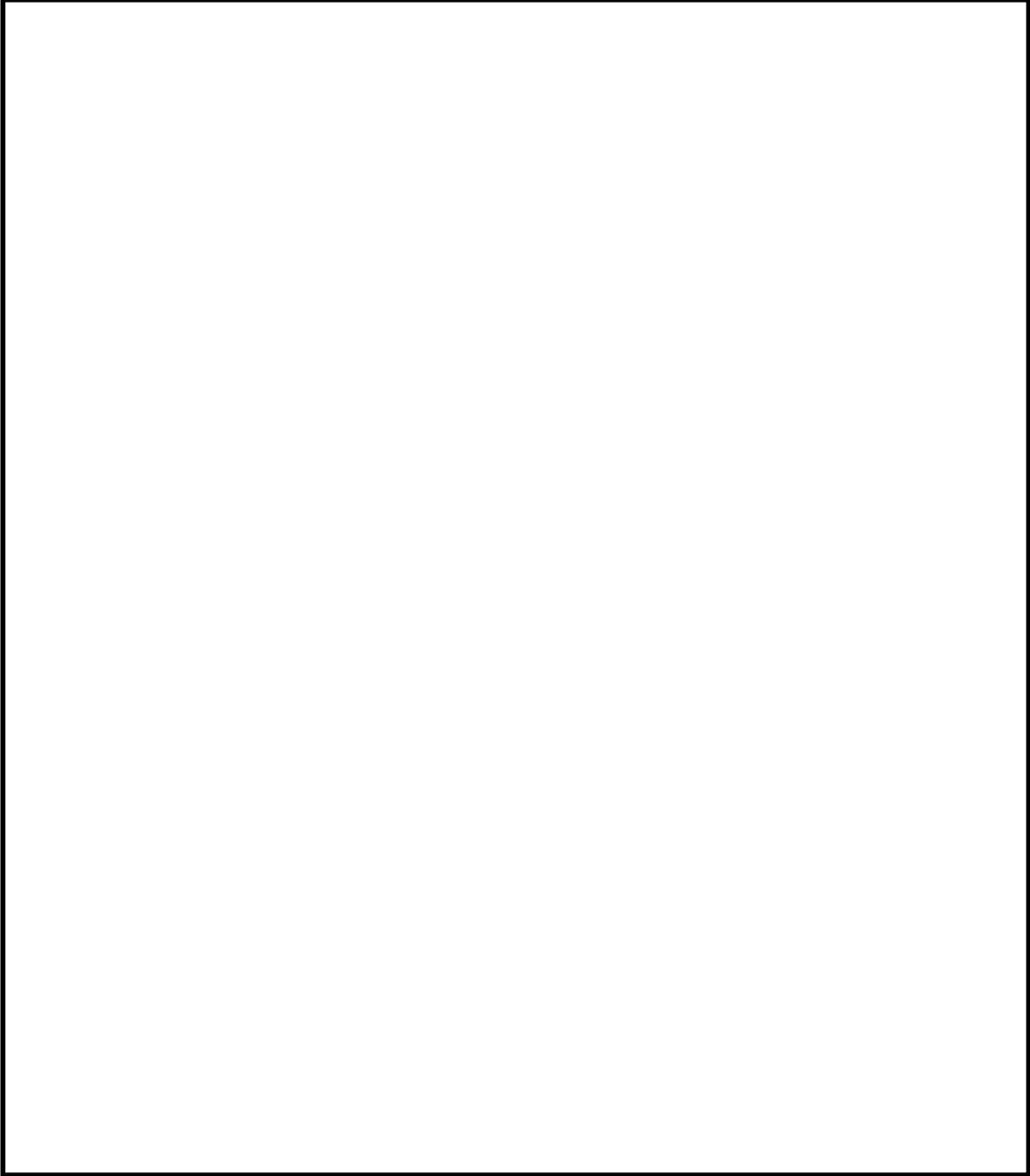
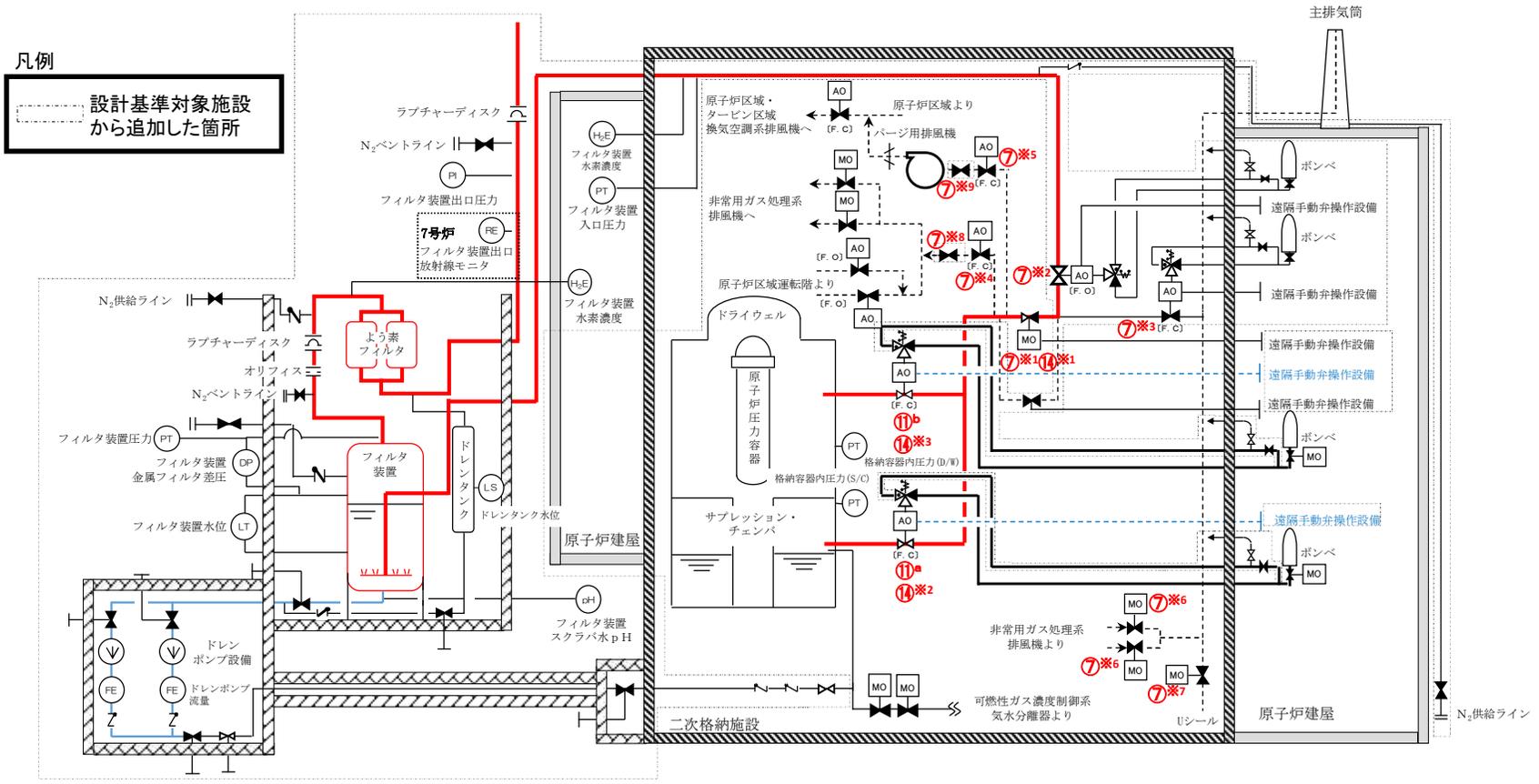


図 1.9.3 SOP 放出 RPV 破損後の除熱における対応フロー

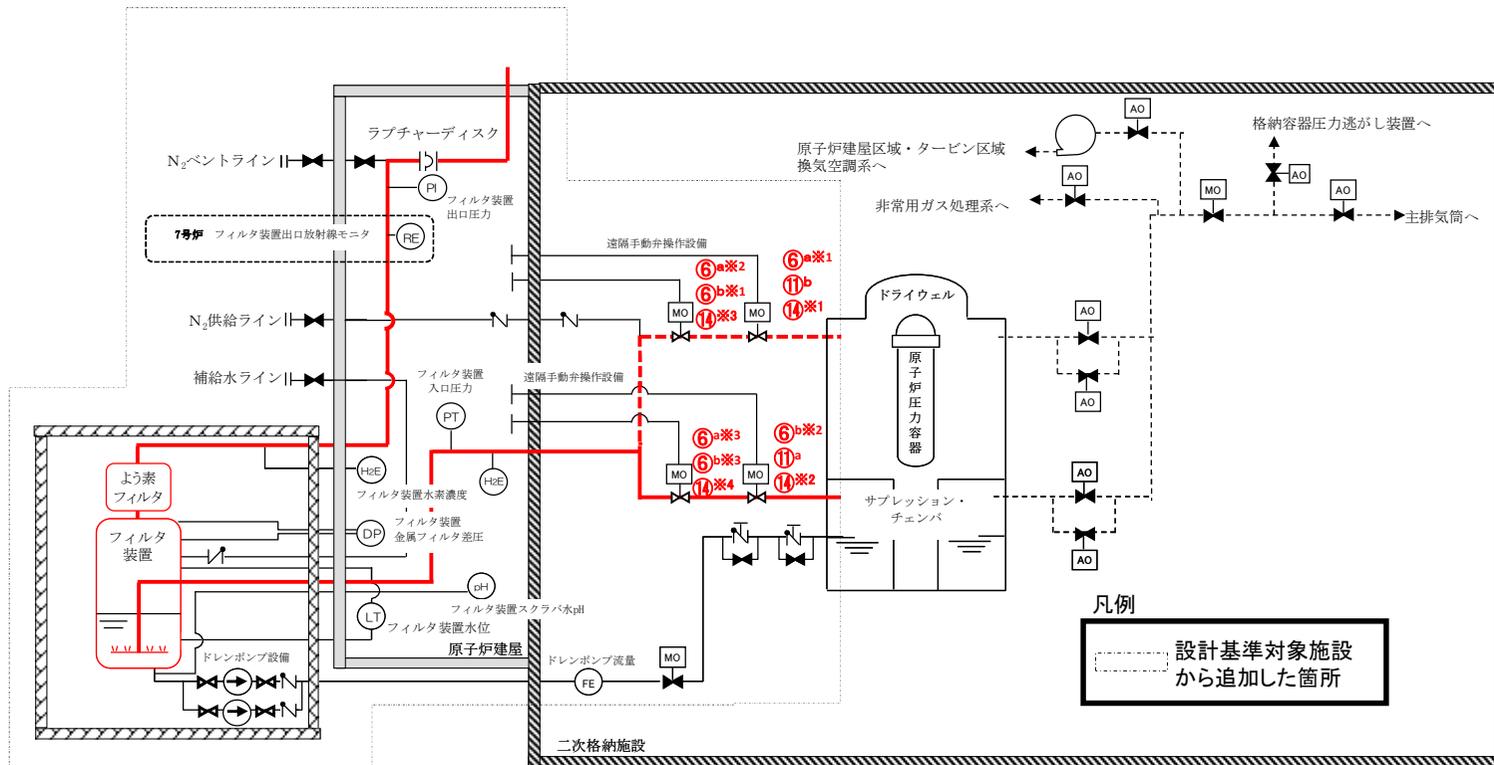


操作手順	弁名称
⑦※⑭※①	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
⑦※②	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
⑦※③	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁
⑦※④	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑦※⑤	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑦※⑥	非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁
⑦※⑦	非常用ガス処理系出口Uシール元弁
⑦※⑧	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑦※⑨	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑪※⑭※②	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁
⑪※⑭※③	不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁

図 1.9.4 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



図 1.9.5 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



操作手順	弁名称
⑥a※1 ⑪b ⑭※1	D/W側第一隔離弁[未定]
⑥a※2 ⑥b※1 ⑭※3	D/W側第二隔離弁[未定]
⑥b※2 ⑪a ⑭※2	S/C側第一隔離弁[未定]
⑥a※3 ⑥b※3 ⑭※4	S/C側第二隔離弁[未定]

図 1.9.6 代替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 概要図

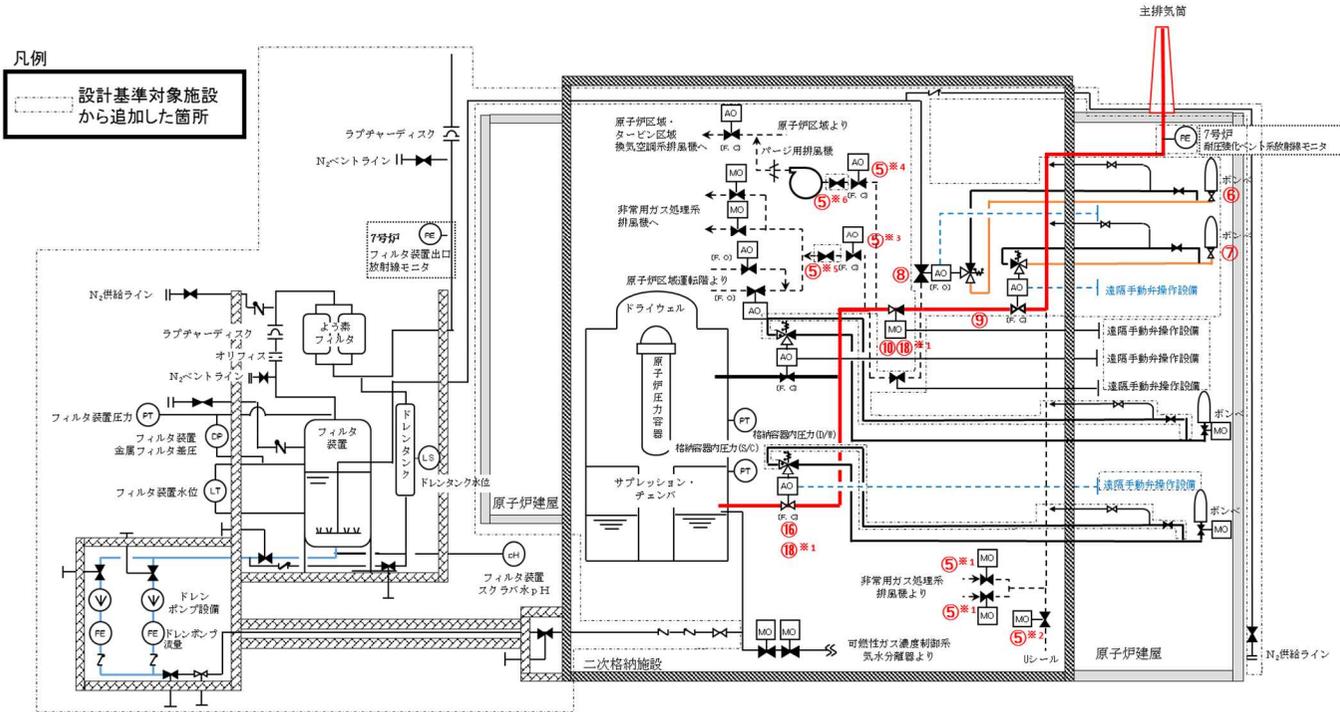
		経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80						
手順の項目	要員(数)	水素ガス及び酸素ガス放出開始 25分 ▽													
代替格納容器逃がし装置による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの放出(W/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認												
			系統構成												
	ベント開始														
	→														
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保												

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

		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放出開始 25分 ▽													
代替格納容器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放出(D/Wベント)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保、電源確認												
			系統構成												
	ベント開始														
	→														
	現場運転員C, D	2	移動、電源確保												

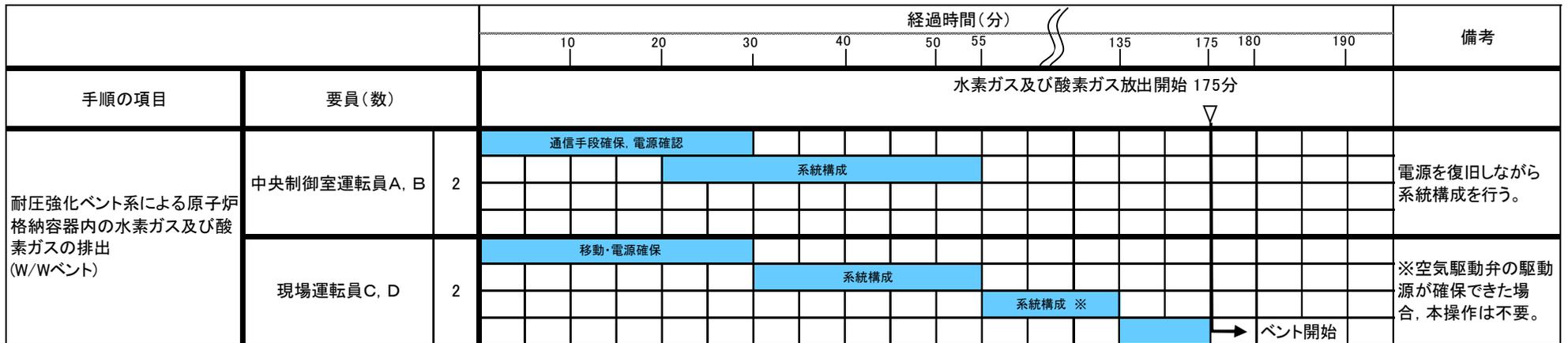
※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

図 1.9.7 代替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



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弁(A) (B)
⑤*2	非常用ガス処理系出口UISール弁
⑤*3	不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁
⑤*4	不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁
⑤*5	非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁
⑤*6	換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁
⑥	PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁操作空気ポンベ出口弁
⑦	PCVベントライン排気管側隔離弁操作空気ポンベ出口弁
⑧	耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁
⑨	耐圧強化ベント系PCVベントライン排気管側隔離弁
⑩⑱*1	不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁
⑰⑱*2	不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁

図 1.9.8 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 概要図



※空気駆動弁の駆動源が確保でき中央制御室から遠隔操作した場合は、トータルの操作時間は95分と想定する。

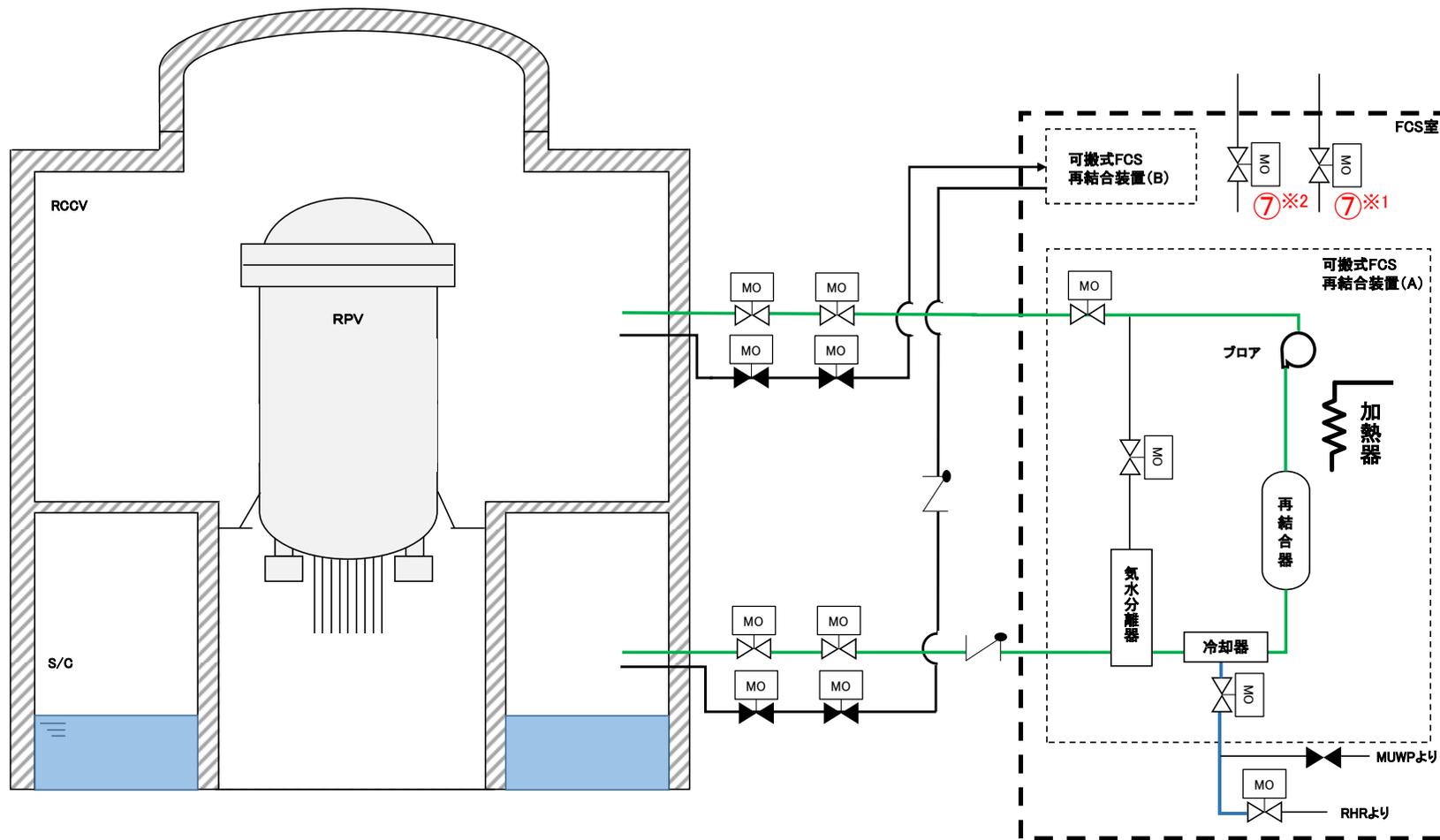
図 1.9.9 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 タイムチャート

		経過時間(分)											備考					
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110						
手順の項目	要員(数)	▽ 窒素供給装置健全性確認(大湊高台置場) ▽											耐圧強化ラインのN ₂ パージ作業完了					
耐圧強化ラインの N ₂ パージ	2	現場移動																
		カプラ接続・系統構成																
	2	TSC～タービン建屋-原子炉建屋連絡通路移動																
		ホース接続・伸縮継手取付																
		窒素供給開始[60分～※1]																

※設備未完成のため、系統完成後改めて検証・確認を行う

※1: 窒素供給については継続的に供給する

図 1.9.11 耐圧強化ラインの N₂ パージ タイムチャート



操作手順	弁名称
⑦※1	可燃性ガス濃度制御系室連絡弁(A)
⑦※2	可燃性ガス濃度制御系室連絡弁(B)

図 1. 9. 12 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器水素濃度制御 概要図

		経過時間(分)										経過時間(時)					備考	
		10	20	30	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5				
手順の項目	要員(数)	可燃性ガス濃度制御系ブロワ起動 30分										再結合開始(3時間以内)						
可燃性ガス濃度制御系による 水素濃度制御	中央制御室運転員 A, B 2	通信手段確保, 電源確認																
		隔離信号除外, 連絡弁開																
		FCS起動																
		予熱運転																
	現場運転員 C, D 2	移動, 電源確保																

図 1.9.13 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器水素濃度制御 タイムチャート

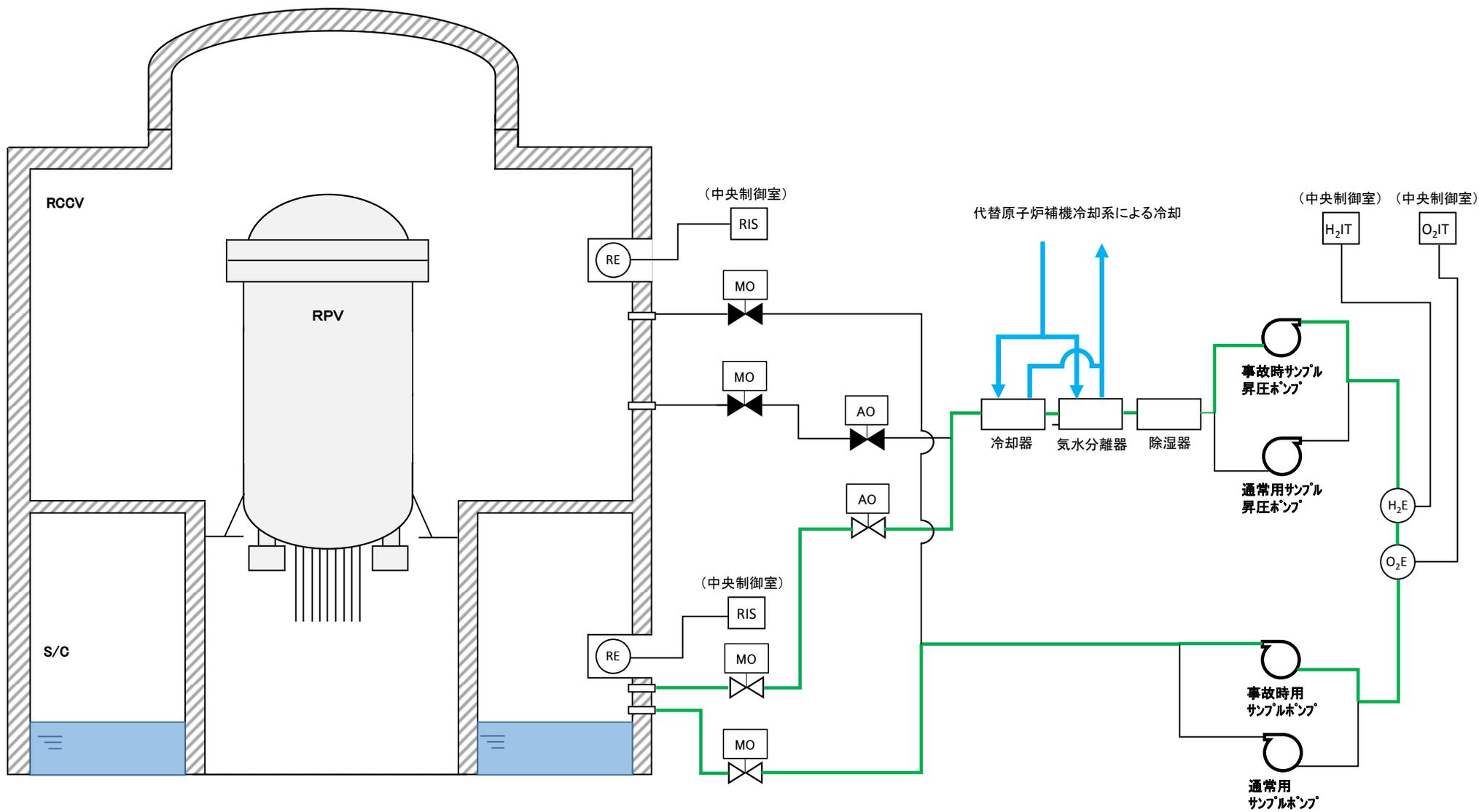


図 1.9.14 格納容器内雰囲気モニタ系による水素濃度及び酸素濃度計測 概要図

			経過時間(分)										備考												
			10	20	30	40	50	60																	
手順の項目	要員(数)		25分 格納容器内雰囲気モニタ系による計測開始 ▽																						
格納容器内雰囲気モニタ系による水素濃度及び酸素濃度計測	中央制御室運転員 A, B	2	通信手段確保, 冷却水確保確認																						
			電源確認																						
	起動確認, 計測開始																								
	→																								
	現場運転員 C, D	2	移動, 電源確保																						

図 1.9.15 格納容器内雰囲気モニタ系による水素濃度及び酸素濃度計測 タイムチャート

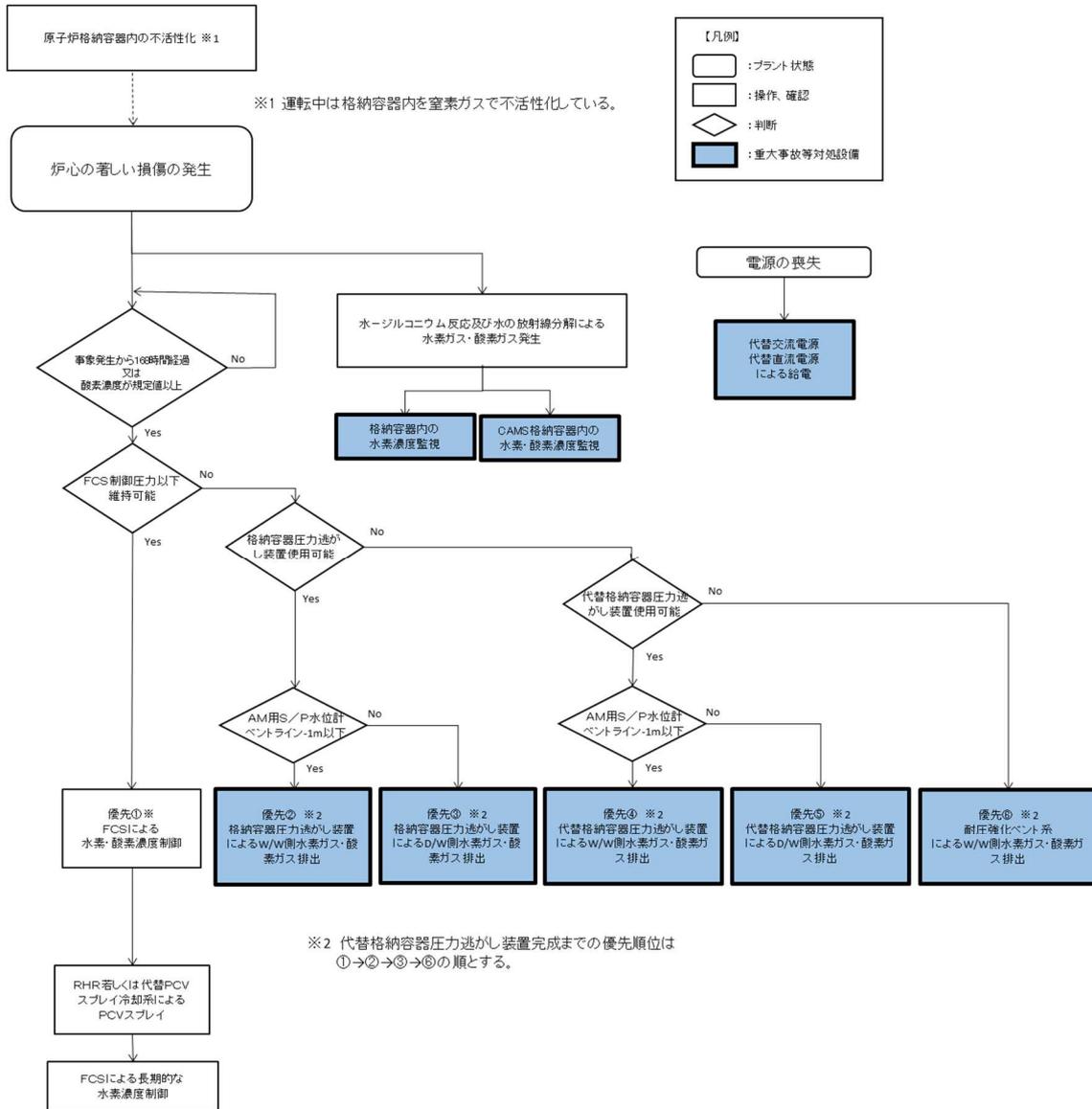


図 1.9.16 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1/2）

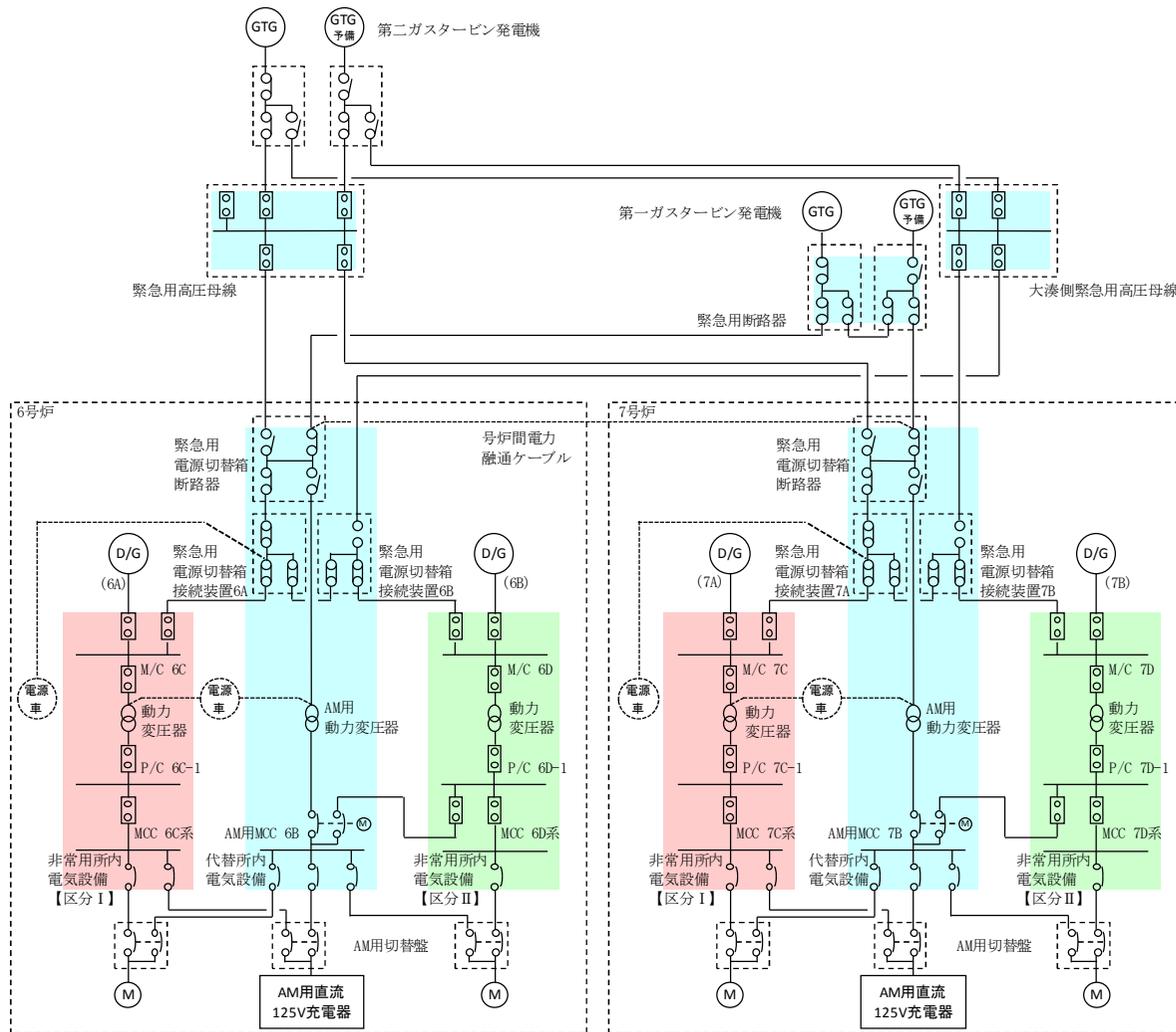
技術的能力審査基準（1.9）	番号	設置許可基準規則（52条）	技術基準規則（67条）	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、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設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、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設備を施設しなければならない。</p>	⑤
<p>【解釈】 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に必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第52条に規定する「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第67条に規定する「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) BWR a) 原子炉格納容器内の不活性化により、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に必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p><BWR> a) 原子炉格納容器内を不活性化すること。</p>	<p><BWR> a) 原子炉格納容器内を不活性化すること。</p>	⑥
		<p><PWR のうち必要な原子炉> b) 水素濃度制御設備を設置すること。</p>	<p><PWR のうち必要な原子炉> b) 水素濃度制御設備を設置すること。</p>	—
<p>(2) PWR のうち必要な原子炉 a) 水素濃度制御設備により、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に必要な手順等を整備すること。</p>	—	<p><BWR 及びPWR 共通> c) 水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。</p>	<p><BWR 及びPWR 共通> c) 水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。</p>	⑦
<p>(3) BWR 及びPWR 共通 a) 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に必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	③	<p>d) 炉心の著しい損傷時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる監視設備を設置すること。</p>	<p>d) 炉心の著しい損傷時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる監視設備を設置すること。</p>	⑧
<p>b) 炉心の著しい損傷後、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。</p>	④	<p>e) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	<p>e) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	⑨

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2/2）

■：重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
性原 容化 器に よる 格納 容器 内 止 格納 不活	不活性ガス系 ※1	既設	① ② ⑤ ⑥	-	-	-	-	-	
	-	-							
よ格 納容 器及 び原 子炉 格納 容器 内装 置等 の排 出水 素に	格納容器圧力逃がし装置	新設	① ④ ⑤ ⑦	可 燃 性 ガ ス 濃 度 制 御 系 に よ る 水 素 濃 度 制 御 系	可燃性ガス濃度制御系 再結合器ブロフ	常設	30分	4名	自 主 対 策 と す る 理 由 は 本 文 参 照
	代替格納容器圧力逃がし装置	新設			可燃性ガス濃度制御系 再結合装置	常設			
	耐圧強化ベント系 (W/W)	既設 新設			可燃性ガス濃度制御系 配管・弁	常設			
	可搬型窒素供給装置	新設			残留熱除去系	常設			
	耐圧強化ベント系放射 線モニタ	新設			-	-			
	フィルタ装置水素濃度	新設			-	-			
	格納容器内水素濃度	新設			-	-			
水 素 濃 度 監 視	格納容器内水素濃度 (SA)	新設	⑤ ⑧	-	-	-	-	-	
	格納容器内水素濃度	既設							
	格納容器内酸素濃度	既設							
要 代 な 替 電 源 へ の 給 電 必	常設代替交流電源設備	新設	① ③ ⑤ ⑨	-	-	-	-	-	
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	所内蓄電式直流電源設備	既設 新設							
	可搬型直流電源設備	新設							

※1：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されている。
不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等が発生した際に使用するものではないため，
重大事故等対象設備とは位置づけない。



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

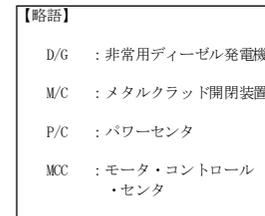
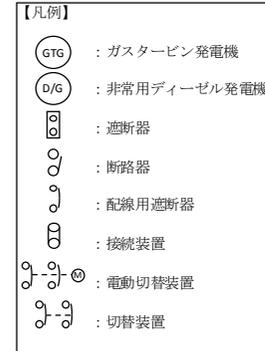


図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

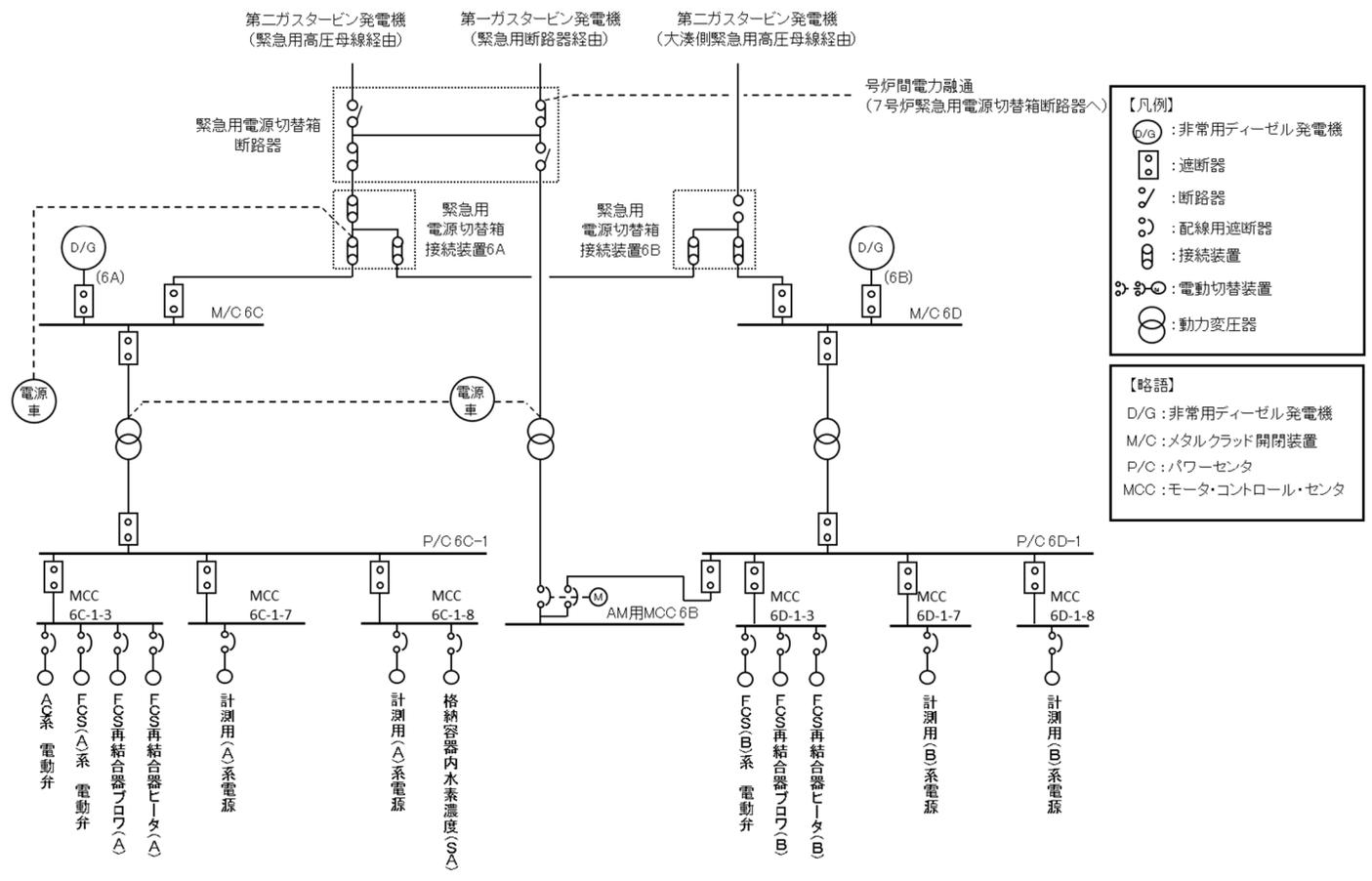


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

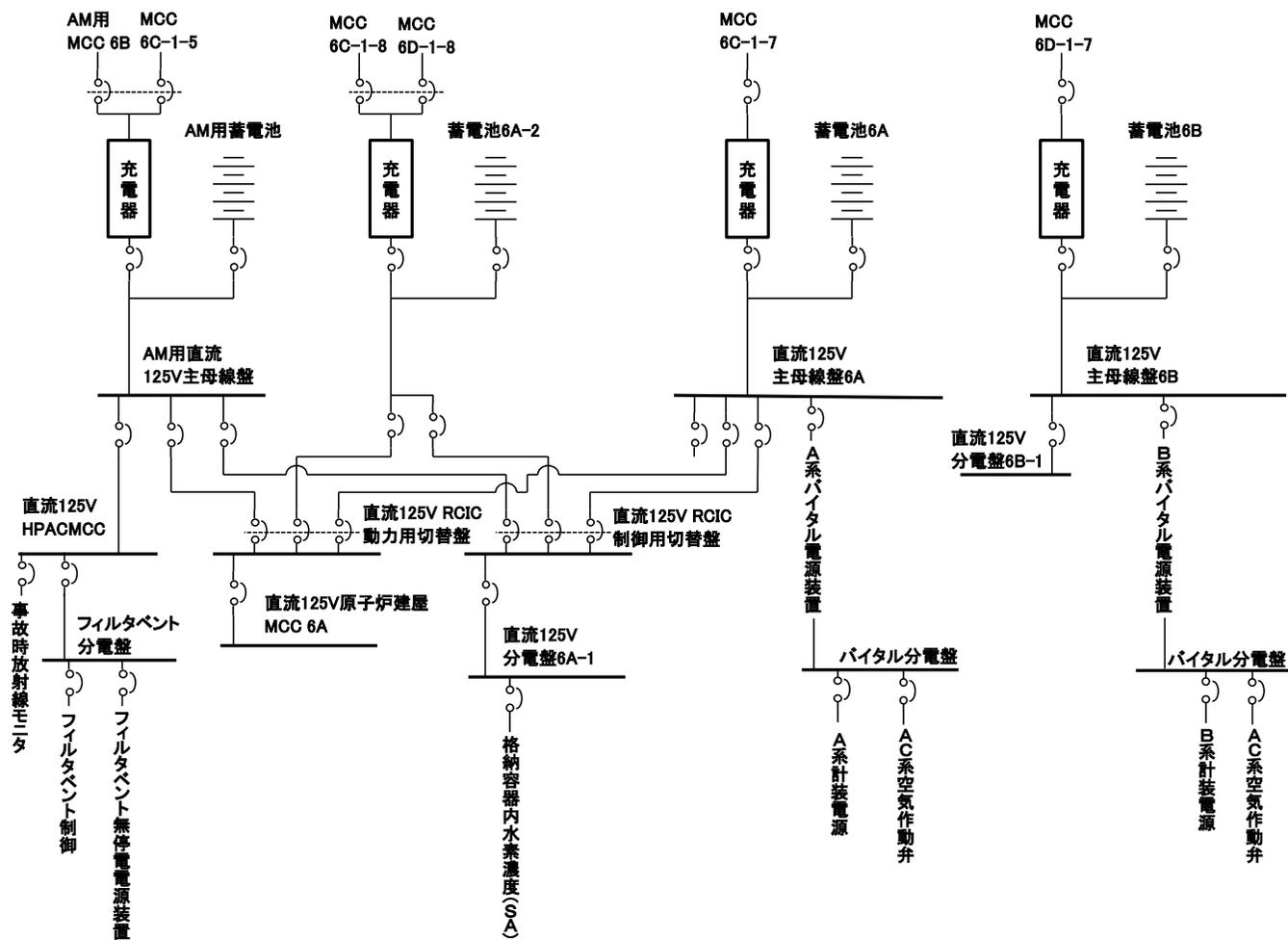


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

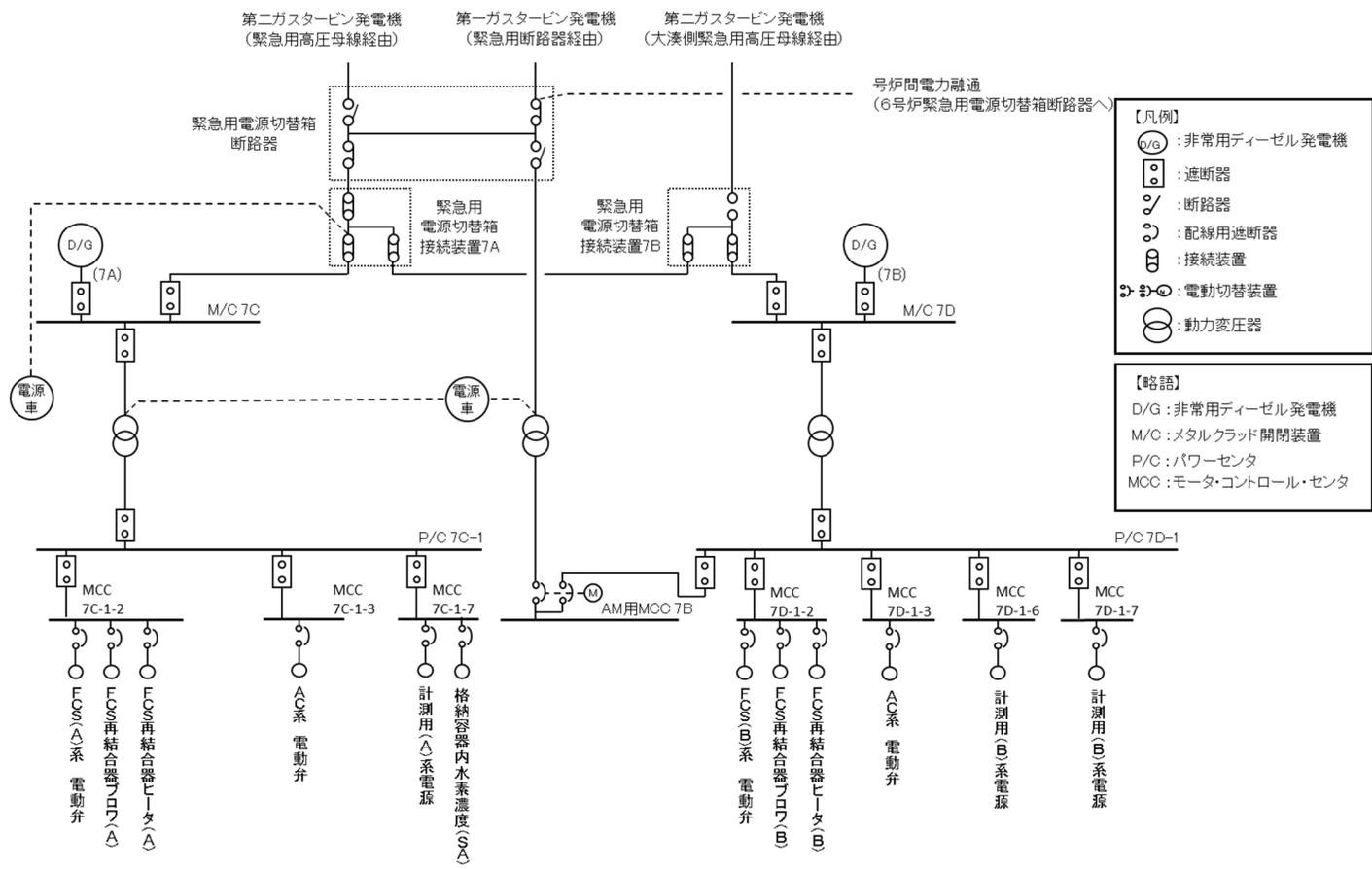


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

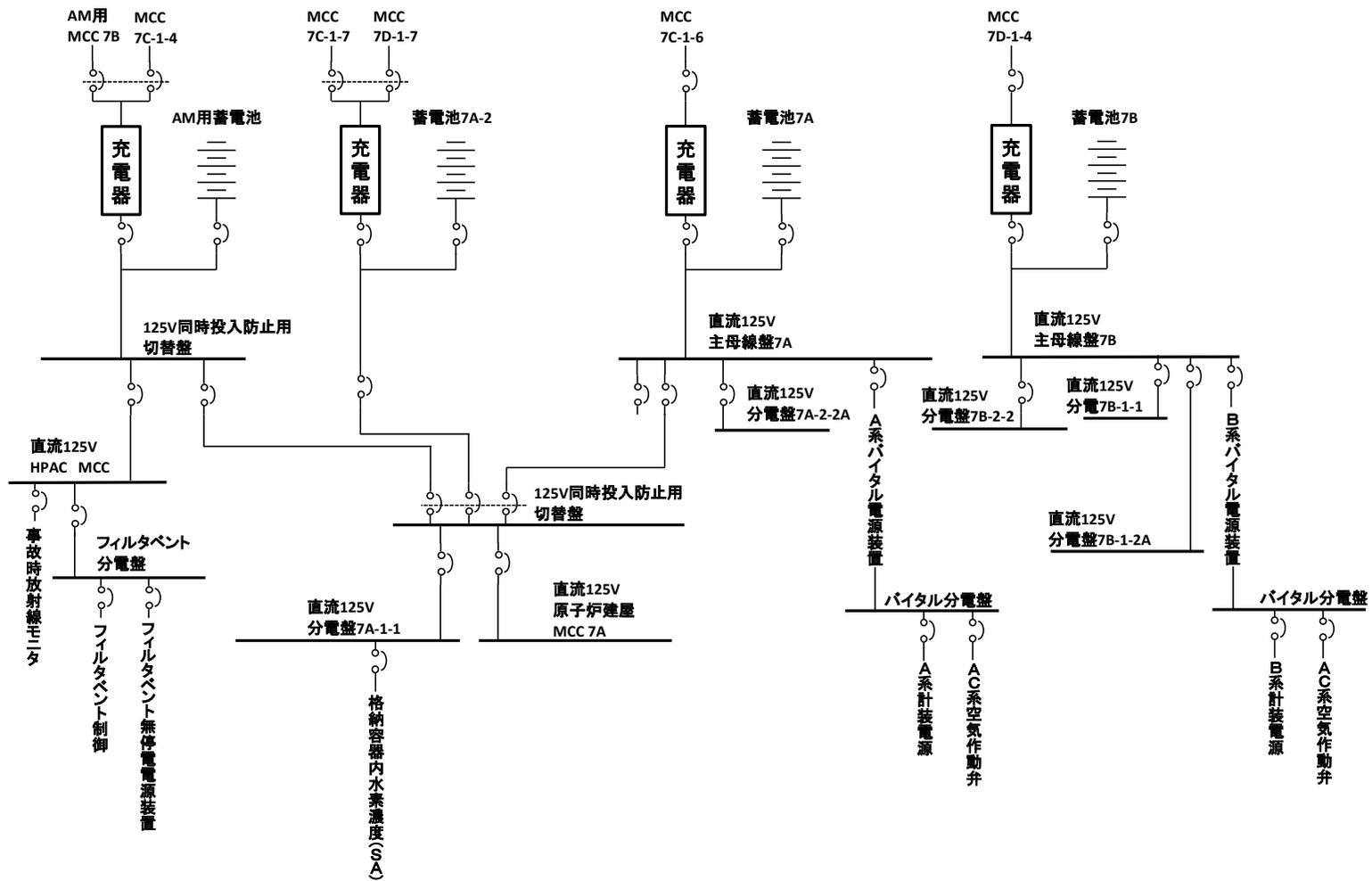


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

重大事故対策の成立性

1. 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

a. 操作概要

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に必要な電動弁の電源確保及び現場での系統構成を行う。

b. 作業場所

W/W ベント 原子炉建屋 地下1階（非管理区域）

D/W ベント 原子炉建屋 地下1階，2階（非管理区域）

c. 必要要員数及び操作時間

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に必要な要員数（4名）、所要時間（70分）のうち、電源確保及び空気作動弁の遠隔手動弁操作設備の操作に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：2名（現場運転員2名）

所要時間目安：電源確保 30分（実績時間：24分）

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 40分

（実績時間：不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 21分）

（実績時間：不活性ガス系 D/W ベント用出口隔離弁の全開操作を実施する場合 17分）

d. 操作の成立性について

作業環境：バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。現場運転員の放射線防護を考慮し、遠隔手動弁操作設備エリアは、二次格納施設外に設置している。また、格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し放射線防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を装備して作業を行う。

移動経路：バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており

近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常を受電操作であり, 容易に実施可能である。

遠隔手動弁操作設備の操作についても, 操作に必要な工具はなく通常の手操作と同様であるため, 容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

2. 代替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

a. 操作概要

代替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操作に必要な電動弁の電源確保を行う。

b. 作業場所(設置場所未確定)

原子炉建屋(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替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に必要な要員数(4名)、所要時間(25分)のうち、電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 電源確保 15分(実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備または携行して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常を受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

3. 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

a. 操作概要

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に必要な電動弁の電源確保及び現場での系統構成を手動操作にて行う

b. 作業場所

原子炉建屋 中3階, 2階, 地下1階 (非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の水素ガス・酸素ガスの排に必要な要員数 (4名), 所要時間 (95分^{*}) のうち, 電源確保及び現場系統構成に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名 (現場運転員 2名)

所要時間目安: 電源確保 30分 (実績時間: 24分)

系統構成 (二次格納容器施設外) 25分

(実績時間: 設備設置工事中のため実施時間なし)

遠隔手動弁操作設備によるベント操作 40分

(実績時間: 不活性ガス系 S/C ベント用出口隔離弁の全開 21分)

※空気駆動弁の駆動源の確保ができない場合, 遠隔手動弁操作設備による操作を 80分 (40分/1弁) とし所要時間が 175分となる。

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントラインフィルタベント容器側隔離弁の全開実績時間: 設備設置工事中のため実績時間なし)

(耐圧強化系ベント系 PCV ベントライン排気筒側隔離弁の全開実績時間: 設備設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における操作性を確保している。また, ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。また, 遠隔手動弁操作設備による操作はすべて事故時に放射線が高くなる恐れのない二次格納施設外にて行う。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから, 放射線防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋) を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており

近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の受電操作であり，容易に実施可能である。

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

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，携帯型音声呼出電話設備)のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認



ベント操作(遠隔手動弁操作設備)

4. 可燃性ガス濃度制御系の電源確保

a. 操作概要

可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御の系統構成のために電源の受電操作を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階(非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御に必要な要員数(4名)、所要時間(30分)のうち系統構成のための電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(現場運転員2名)

所要時間目安: 20分(実績時間: 18分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内照明消灯時における操作性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常受電操作であり、容易に操作可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

5. 格納容器内雰囲気モニタの電源確保

a. 操作概要

代替原子炉補機冷却系により冷却水が確保されていることの確認及び代替交流電源設備からの給電を確認後、格納容器内雰囲気モニタ電源の受電操作を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 地下1階 (非管理区域)

c. 必要要員数及び操作時間

代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な要員数運転員(4名)、緊急時対策要員(13名)、所要時間(7時間25分)のうち格納容器内雰囲気モニタ電源確保に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2人(現場運転員2名)

所要時間目安: 20分(実績時間: 19分)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出されることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携行している。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常受電操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段: 通信連絡設備(送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。



受電操作



受電確認

6. 耐圧強化ラインの N₂ パージ

a. 操作概要

炉心の著しい損傷の後に代替循環冷却系を使用した際、原子炉格納容器内で水の放射線分解により発生する水素ガス・酸素ガスを耐圧強化ベント系を用いて排出する場合、水素ガス・酸素ガス放出操作前に耐圧強化ベントライン主排気塔側の大気開放されたラインに対して予めN₂パージを実施することにより、系統内の酸素濃度を可燃限界以下に保ち、水素爆発を防止する。

b. 作業場所

タービン建屋西側大物搬入口前（屋外）

タービン建屋-原子炉建屋連絡通路南西側（管理区域）

原子炉建屋 非常用ガス処理系モニタ室通路（管理区域内）

c. 必要要員数及び操作時間

耐圧強化ラインの N₂ パージに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 4 人 (緊急時対策要員 4 名)

所要時間目安: 100 分 (実績時間: 当該設備は設置工事中のため実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、操作は格納容器ベント操作後の汚染を考慮し放射線防護具を装備する。基本的には個人線量計, ガラスバッチ, 帽子, 綿手袋, ゴム手袋, 靴下, 汚染区域用靴となるが、緊急時対策本部の指示により、作業区域の環境を考慮した不織布カバーオール, アノラック, 全面マスク, チャコールフィルタ, セルフウェアセットなどを装備した作業を行う場合がある。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : ホースの接続端は汎用の結合金具 (オス・メス) であり、容易に操作可能であり、操作に必要な工具はない。また、取付操作を行う伸縮継手及び工具については、作業エリア近傍に配置する。

連絡手段: 通信連絡設備 (送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声

呼出電話設備)のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。

解釈一覧
操作手順の解釈一覧

手順	操作手順記載内容	解釈		
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		
		FCVS制御盤	H11-P659	
		フィルタ装置の水位が通常水位範囲内	フィルタ装置の水位が1000～1500mm	
		格納容器補助盤	H11-P657	
		非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-MO-F004A/B	
		非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-MO-F511	
		耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-AO-F002	
		不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-AO-F020	
		不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-AO-F021	
		非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040	
		換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050	
		耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	T61-AO-F001	
		不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-MO-F070	
		格納容器内酸素濃度指示が規定値	格納容器内酸素濃度指示が <input type="text"/>	
		不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-AO-F022	
		不活性ガス系D/Wベント用出口隔離弁	T31-AO-F019	
		b. 代替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	制御盤	盤名称, 番号未定
		フィルタ装置の水位が通常水位範囲内	フィルタ装置の水位が1000～1500mm	
		D/W側第一隔離弁	弁名称, 番号未定	
		D/W側第二隔離弁	弁名称, 番号未定	
		S/C側第二隔離弁	弁名称, 番号未定	
		S/C側第一隔離弁	弁名称, 番号未定	
		格納容器内酸素濃度指示が規定値	格納容器内酸素濃度指示が <input type="text"/>	
		1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順	(2)炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止	c. 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
非常用ガス処理系フィルタ装置出口弁	T22-MO-F004A/B			
非常用ガス処理系出口Uシール元弁	T22-MO-F511			
不活性ガス系非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁	T31-AO-F020			
不活性ガス系換気空調系側PCVベント用隔離弁	T31-AO-F021			
非常用ガス処理系側PCVベント用隔離弁後弁	T22-F040			
換気空調系側PCVベント用隔離弁後弁	U41-F050			
PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気ボンベ出口弁	T61-F060			
耐圧強化ベント系PCVベントラインフィルタベント容器側隔離弁	T61-AO-F001			
PCVベントラインフィルタベント側隔離弁操作空気排気側止め弁	T61-F068			
耐圧強化ベント系PCVベントライン排気筒側隔離弁	T61-AO-F002			
不活性ガス系PCV耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁	T31-MO-F070			
原子炉格納容器内の圧力が規定値以下	原子炉格納容器内の圧力が <input type="text"/> 以下			
格納容器内酸素濃度指示が規定値	格納容器内酸素濃度指示が <input type="text"/>			
不活性ガス系S/Cベント用出口隔離弁	T31-AO-F022			
ii. 耐圧強化ラインのN ₂ バージ	N ₂ 供給ライン入口元弁			弁名称, 番号未定
d. 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系室連絡弁			U41-MO-F105A/B
	可燃性ガス濃度制御系の余熱運転が完了			再結合器内ガス温度指示が <input type="text"/> に到達し, 余熱運転が完了
	再結合器内ガス温度指示が既定温度			再結合器内ガス温度指示が <input type="text"/>

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

< 目 次 >

1.10.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための対応手段及び設備

(a) 水素濃度制御による原子炉建屋等の損傷防止

(b) 原子炉格納容器外への水素漏えい抑制

(c) 水素排出による原子炉建屋等の損傷防止

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.10.2 重大事故等発生時の手順

1.10.2.1 原子炉格納容器外への水素漏えい抑制のための対応手順

(1) 原子炉ウエル注水

a. 格納容器頂部注水系による原子炉ウエル注水(淡水/海水)

b. サプレッションプール浄化系による原子炉ウエル注水

1.10.2.2 水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止のための対応手順

(1) 原子炉建屋内の水素濃度監視

(2) 原子炉建屋トップベント

1.10.2.3 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順

1.10.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

1.10.2.5 重大事故等発生時の対応手段の選択

- 添付資料 1.10.1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.10.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.10.3 重大事故対策の成立性
 - 1. 格納容器頂部注水系による原子炉ウエル注水(淡水/海水)
 - 2. サプレッションプール浄化系による原子炉ウエル注水
 - 3. 原子炉建屋トップベント
- 添付資料 1.10.4 解釈一覧
 - 1. 判断基準の解釈一覧
 - 2. 操作手順の解釈一覧
 - 3. 操作の成立性の解釈一覧

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設(以下「原子炉建屋等」という。)の水素爆発による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋等の水素爆発による損傷を防止するため、水素濃度制御設備又は水素排出設備により、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等を整備すること。
 - b) 水素爆発による損傷を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とする手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素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の対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.10.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉格納容器のフランジ部等から原子炉建屋に漏えいした場合に、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

また、原子炉格納容器外への水素の漏えいを抑制するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

なお、重大事故等対処設備の選定にあたっては、以下を原則とする。

- ・配管等の静的機器については、確率論的リスク評価において使用している故障率が動的機器の故障率と比較して十分低いことから、故障（破断、漏えい等）は想定しないものとする。
- ・ポンプ等の動的機器については、設備に故障がない限り新たに駆動源を確保できればその機能を復旧できるものとする。よって、電源喪失によるポンプ機能喪失を想定した場合でも、新たに電源を確保できれば当該ポンプの再起動を可能とする。なお、動的機器のうち手動操作も可能な弁については、現場での操作も可能とする。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{※1}を選定する。

※1 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十三条及び技術基準規則第六十八条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、重大事故等対処設備及び自主対策設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を表 1.10.1 に整理する。

a. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための対応手段及び設備

(a) 水素濃度制御による原子炉建屋等の損傷防止

i. 静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉格納容器のフランジ部等から原子炉建屋に漏えいした場合に、原子炉建屋内の水素濃度上昇を抑制し、水素爆発を防止するため、静的触媒式水素再結合器により漏えいした水素と酸素を触媒反応によって再結合させる手段がある。

なお、静的触媒式水素再結合器は触媒反応により受動的に運転される設備であり、電源及び起動操作は必要としない。

静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 静的触媒式水素再結合器
- ・ 静的触媒式水素再結合器動作監視装置

ii. 原子炉建屋内の水素濃度監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉建屋内の水素濃度が変動する可能性のある範囲にわたり水素濃度監視設備により測定し、監視する手段がある。

原子炉建屋内の水素濃度監視で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉建屋水素濃度

上記設備は原子炉建屋内に7個（うち、オペレーティングフロアに2個）設置している。

iii. 代替電源による必要な設備への給電

上記「ii. 原子炉建屋内の水素濃度監視」で使用する設備について、全交流動力電源又は直流電源喪失時に代替電源設備から給電する手段がある。

代替電源による必要な設備への給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 所内蓄電式直流電源設備
- ・ 可搬型直流電源設備

(b) 原子炉格納容器外への水素漏えい抑制

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して原子炉格納容器フランジ部のシール材の熱劣化を緩和することにより、原子炉格納容器フランジ部からの水素の漏えいを抑制し、原子炉建屋等の水素爆発を防止する手段がある。

i. 格納容器頂部注水系による注水

可搬型代替注水ポンプにより防火水槽の水又は海水を原子炉格納容器頂部へ注水、冷却し、原子炉格納容器フランジ部からの水素の漏えいを抑制する。

格納容器頂部注水系による注水で使用する設備は以下のとおり。なお、格納容器頂部注水系による注水は、淡水貯水池から防火水槽へ補給した淡水を使用する手段だけでなく、防火水槽へ補給した海水又は直接取水した海水を使用する手段もある。

- ・可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)
- ・接続口
- ・防火水槽
- ・燃料補給設備

ii. サプレッションプール浄化系による注水

サプレッションプール浄化系により復水貯蔵槽の水を格納容器頂部へ注水、冷却し、原子炉格納容器フランジ部からの水素の漏えいを抑制する。

サプレッションプール浄化系による注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・サプレッションプール浄化用ポンプ
- ・復水貯蔵槽
- ・サプレッションプール浄化系配管・弁
- ・原子炉補機冷却系 (6 号炉のみ)

なお、7 号炉のサプレッションプール浄化用ポンプ及びモータは空冷式の設備であるため、原子炉補機冷却系による冷却が不要である。

(c) 水素排出による原子炉建屋等の損傷防止

i. 原子炉建屋トップベントによる水素ガスの排出

原子炉建屋内に漏えいした水素がオペレーティングフロア内で成層化した場合、オペレーティングフロア天井部の水素を外部へ排出する

ため原子炉建屋トップベントを開放し、水素の建屋内滞留を防止する手段がある。

原子炉建屋トップベントによる水素ガスの排出で使用する設備は以下のとおり。

- ・原子炉建屋トップベント
- ・大容量送水車
- ・ホース
- ・放水砲
- ・燃料補給設備

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

水素濃度制御による原子炉建屋等の損傷防止で使用する設備のうち、静的触媒式水素再結合器、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、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、所内蓄電式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づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.10.1)

以上の重大事故等対処設備により、炉心の著しい損傷が発生した場合においても、水素爆発による原子炉建屋等の破損を防止することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・格納容器頂部注水系（可搬型代替注水ポンプによる注水）
- ・格納容器頂部注水系（サブプレッションプール浄化系による注水）

原子炉格納容器からの水素漏えいを防止する効果に不確かさはあるが、原子炉格納容器頂部を冷却することで格納容器トップフランジのシール材の熱劣化を緩和することにより、原子炉建屋への水素漏えいを抑制できることから有効である。

- ・原子炉建屋トップベント

オペレーティングフロア天井部を開放する操作であり放射性物質を低減する機能はないが、仮に原子炉建屋内に漏えいした水素が静的触媒式水素再結合器で処理しきれない場合において水素を排出する手段の一つとして有効である。

b. 手順等

上記「a. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（シビアアクシデント）（以下、「SOP」という。）及び多様なハザード対応手順に定める（表1.10.1）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整備する（表1.10.2, 表1.10.3）。

（添付資料1.10.2）

1.10.2 重大事故等発生時の手順

1.10.2.1 原子炉格納容器外への水素漏えい抑制のための対応手順

(1) 原子炉ウエル注水

a. 格納容器頂部注水系による原子炉ウエル注水(淡水/海水)

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の頂部を冷却することで原子炉格納容器から原子炉建屋への水素漏えいを抑制し、原子炉建屋の水素爆発を防止するため、代替淡水源を水源として可搬型代替注水ポンプ(A-2級)により専用の注水ラインから原子炉ウエルに注水する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、**原子炉格納容器内の温度**上昇が継続している場合で、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)が使用可能な場合^{※2}。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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、燃料及び水源(防火水槽)が確保されている場合。

(b) 操作手順

格納容器頂部注水系による注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.10.1及び図1.10.2に、概要図を図1.10.3に、タイムチャートを図1.10.4に示す。

- ① 当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に格納容器頂部注水系による原子炉ウエル注水の準備開始を指示する。
- ② 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器頂部注水系による原子炉ウエル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。
- ③ 中央制御室運転員A及びBは、格納容器頂部注水系による原子炉ウエル注水に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ④ 緊急時対策要員は、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)による送水準備完了を緊急時対策本部を経由し、当直長に報告する。

- ⑤ 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水の開始を指示する。
- ⑥ 緊急時対策要員は、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を経由し、当直長に報告する。
- ⑦ 中央制御室運転員A及びBは、原子炉ウェルへ注水が開始されたことを原子炉格納容器内の温度の低下により確認し、当直副長に報告する。
- ⑧ 当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部にD/Wヘッドが冠水するために必要な注水量の注水及び注水後の停止操作を依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び緊急時対策要員2名で作業を実施した場合、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80分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路の確保、放射線防護具及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

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

なお、一度D/Wヘッドが冠水するまで注水した後は、D/Wヘッドフランジのシールの健全性を保つことができる温度以下に抑えることが可能であるが、RPVフランジヘッド周囲温度指示が上昇傾向となった場合には、再度RPVフランジヘッド周囲温度指示が低下するまで、格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水を実施することにより、D/Wヘッドフランジ部を冠水させるだけの水位を維持する。

(添付資料 1.10.3-1)

b. サプレッションプール浄化系による原子炉ウェル注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の頂部を冷却することで原子炉格納容器から原子炉建屋への水素漏えいを抑制し、原子

炉建屋の水素爆発を防止するため、復水貯蔵槽を水源としてサブプレッションプール浄化用ポンプにより原子炉ウェルに注水する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器内の温度上昇が継続している場合で、サブプレッションプール浄化用ポンプが使用可能な場合^{※2}。

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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、補機冷却水及び水源（復水貯蔵槽）が確保されている場合。

(b) 操作手順

サブプレッションプール浄化系による注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.10.1及び図1.10.2に、概要図を図1.10.5に、タイムチャートを図1.10.6に示す。

- ① 当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員にサブプレッションプール浄化用ポンプによる原子炉ウェル注水の準備開始を指示する。
- ② 中央制御室運転員A及びBは、サブプレッションプール浄化用ポンプによる原子炉ウェル注水に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。なお、7号炉SPCUポンプは空冷のためRCWポンプ、RSWポンプが不要、6号炉SPCUポンプは水冷のためRCWポンプ、RSWポンプが必要となっている。
- ③ 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の負荷容量確認を依頼し、サブプレッションプール浄化用ポンプが使用可能か確認する。
- ④ 現場運転員C及びDは、サブプレッションプール浄化用ポンプによる原子炉ウェル注水の系統構成として、燃料プール浄化系使用済燃料貯蔵プール入口弁の全閉操作、燃料プール浄化系ウェル再循環弁の全開操作を実施し、当直副長にサブプレッションプール浄化用ポンプによる原子炉ウェル注水の準備完了を報告する。

- ⑤ 当直副長は、中央制御室運転員にサプレッションプール浄化用ポンプによる原子炉ウェル注水の開始を指示する。
- ⑥ 中央制御室運転員A及びBは、サプレッションプール浄化用ポンプを起動し、速やかにサプレッションプール浄化系燃料プール注入弁開操作にて、サプレッションプール浄化系注入配管流量を必要流量に調整する。
- ⑦ 中央制御室運転員A及びBは、原子炉ウェルへの注水が開始されたことを原子炉格納容器内の温度の低下により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は緊急時対策本部に復水貯蔵槽補給の依頼をする。
- ⑧ 当直副長は、中央制御室運転員A及びBにD/Wヘッドが冠水するために必要な注水量の注水及び注水後の停止操作を指示する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び現場運転員2名で作業を実施した場合、作業開始を判断してからサプレッションプール浄化系による原子炉ウェル注水開始まで約40分で可能である。

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

なお、一度D/Wヘッドが冠水するまで注水した後は、D/Wヘッドフランジのシールの健全性を保つことができる温度以下に抑えることが可能であるが、RPVフランジヘッド周囲温度指示が上昇傾向となった場合には、再度RPVフランジヘッド周囲温度指示が低下するまで、格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水を実施することにより、D/Wヘッドフランジ部を冠水させるだけの水位を維持する。

(添付資料1.10.3-2)

1.10.2.2 水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止のための対応手順

(1) 原子炉建屋内の水素濃度監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内で発生した水素が原子炉格納容器のフランジ部等から原子炉建屋に漏れいする可能性があることから、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（以下、「原子炉建屋の水素濃度」という。）及び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う。

また、原子炉建屋の水素濃度の指示値上昇を確認した場合には、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、非常用ガス処理系を停止する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}

※1: 格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)で格納容器内の γ 線線量率が、設計基準事故相当の γ 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。

(b) 操作手順

原子炉建屋内の水素濃度監視手順の概要は以下のとおり。

①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉建屋の水素濃度の監視及び静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度による静的触媒式水素再結合器の動作状態の監視を指示する。

また、原子炉建屋の水素濃度の指示値上昇を確認した場合には、非常用ガス処理系を停止するよう指示する。

②中央制御室運転員A又はBは、原子炉建屋の水素濃度及び静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度による静的触媒式水素再結合器の動作状態の監視を強化する。また、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、原子炉建屋の水素濃度及び静的触媒式水素再結合器動作監視装置の出入口温度による静的触媒式水素再結合器の動作状態の監視を強化する。

③中央制御室運転員A又はBは、原子炉建屋の水素濃度の指示値上昇を確認した場合、非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員1名により確認及び対応を実施する。作業開始を判断してから非常用ガス処理系の停止まで約3分で可能である。

(2) 原子炉建屋トップベント

炉心の著しい損傷が発生した場合、原子炉建屋オペレーティングフロア

の天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度を監視し、水素濃度が可燃限界に達する前に、原子炉建屋のトップベントを開放することにより、原子炉建屋上部に滞留した水素を建屋外に排出し、原子炉建屋の水素爆発を防止する。

原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の原子炉建屋水素濃度が規定値を超えていることにより原子炉建屋トップベントを開放する場合は、放水砲を用いた原子炉建屋トップベントへの放水を実施する。なお、放水砲を用いた原子炉建屋トップベントへの放水については、「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度が規定値を超えた場合。

b. 操作手順

原子炉建屋トップベント操作の概要は以下のとおり。手順の対応フローを図1.10.7に、概要図を図1.10.8に、タイムチャートを図1.10.9に示す。

- ① 当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を経由して、原子炉建屋トップベントの実施を緊急時対策本部に依頼する。また、中央制御室運転員に原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度の継続的な監視を中央制御室運転員に指示する。
- ② 緊急時対策本部は、原子炉建屋トップベントの開放の開始を緊急時対策要員に指示する。
- ③ 緊急時対策要員は、工具の準備を実施し、原子炉建屋トップベントの開放の準備完了を緊急時対策本部に報告する。
- ④ 緊急時対策本部は、原子炉建屋トップベントの開放の実施を緊急時対策要員に指示する。
- ⑤ 緊急時対策要員は、原子炉建屋トップベントの開放を実施し、緊急時対策本部を経由して当直長に報告する。
- ⑥ 中央制御室運転員A及びBは、原子炉建屋トップベントの開放により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低下することを確認し、当直副長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、1ユニット当たり中央制御室運転員2名及び緊急時対策要員3名にて作業開始を判断してから原子炉建屋トップベント開放まで約45分で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、通信連絡設備を整備する。反力用フック及びトップベント開放用ワイヤーロープのレバーブロックへの取り付け、レバーブロックは容易に操作可能である。

また、ヘッドライト、懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保している。なお、放射性物質の放出が予想されることから、放射線防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

(添付資料 1.10.3-3)

1.10.2.3 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するために使用する設備へ代替電源設備により給電する手順を整備する。

代替電源設備により給電する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.10.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

復水貯蔵槽、防火水槽への水の補給手段及び可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による送水手順については、「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。

サブプレッションプール浄化用ポンプ、電動弁及び中操監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、可搬型直流電源設備、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)及び大容量送水車への燃料補給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

放水砲を用いた原子炉建屋トップベントへの放水については、「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

1.10.2.5 重大事故等発生時の対応手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを図 1.10.10 に示す。

(1) 原子炉格納容器頂部注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器フランジ部か

らの水素漏えいを抑制するため、サブプレッションプール浄化系が使用可能であればサブプレッションプール浄化用ポンプによる原子炉格納容器頂部注水を実施する。サブプレッションプール浄化系が使用不可能な場合は、格納容器頂部注水系による原子炉格納容器頂部注水を実施する。この際の水源は防火水槽(淡水)を優先し、淡水が使用不可能な場合は海水を使用する。

(2) 原子炉建屋水素濃度監視及び原子炉建屋トップベント

原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度及び静的触媒式水素再結合器動作監視装置による静的触媒式水素再結合器の動作状況を監視する。

静的触媒式水素再結合器の動作により、原子炉建屋の水素濃度上昇は抑制されるが、仮に原子炉建屋内に漏えいした水素が静的触媒式水素再結合器で処理しきれない場合は、水素発生源を断つため、原子炉格納容器ベント操作を実施する。それでもなお原子炉建屋の水素濃度が上昇した場合は、原子炉建屋内での水素爆発を防止するため、原子炉建屋トップベントにより水素の排出を実施する。

表 1.10.1 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	— ※1 重大事故等 対処設備
		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
		代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備 ※2 可搬型代替交流電源設備 ※2 所内蓄電式直流電源設備 ※2 可搬型直流電源設備 ※2	— ※2 重大事故等 対処設備
原子炉格納容器外への水素漏えい抑制	—	格納容器頂部注水系による注水	可搬型代替注水ポンプ(A-2級) ※3 接続口 防火水槽 ※3 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) 「消防車による原子炉ウェル注水」 多様なハザード対応手順 「消防車による送水(淡水/海水)」
		サブプレッションプール浄化系による注水	サブプレッションプール浄化用ポンプ 復水貯蔵槽 ※3 サブプレッションプール浄化系配管・弁 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) 「注水-1(損傷炉心への注水)」 「注水-4(長期のRPV破損後の注水)」 「原子炉ウェルへの注水(SPCU系の起動)」

※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 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

対応手段，対応設備，手順書一覧(2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書
水素排出による原子炉建屋等の損傷防止	—	原子炉建屋トップベント 水素ガスの排出	原子炉建屋トップベント 大容量送水車 ※4 ホース ※4 放水砲 ※4 燃料補給設備 ※2	自主対策設備 多様なハザード対応手順 「水素対策(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となる水の供給手順等」にて整備する。

※4:手順は「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

表 1.10.2 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧(1/2)

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)		
1.10.2.1 原子炉格納容器外への水素漏えい抑制のための対応手順 (1)原子炉ウエル注水				
事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 「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(淡水/海水)」	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	
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ・上部 D/W 内雰囲気温度 ・RPV フランジヘッド周囲温度	
		水源の確認	防火水槽	
	操作	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ・上部 D/W 内雰囲気温度 ・RPV フランジヘッド周囲温度	
		補機監視機能	可搬型代替注水ポンプ注水流量	
		水源の確認	防火水槽	
	事故時運転操作手順書(シビアアクシデント) 原子炉ウエルへの注水 (SPCU 系の起動)	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温度	ドライウエル雰囲気温度 ・上部 D/W 内雰囲気温度 ・RPV フランジヘッド周囲温度
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	
水源の確認			復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)	
操作		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 ・上部 D/W 内雰囲気温度 ・RPV フランジヘッド周囲温度	
		補機監視機能	サプレッションプール浄化系系統流量	
		水源の確認	復水貯蔵槽水位 復水貯蔵槽水位(SA)	

監視計器一覧(2/2)

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)
1.10.2.2 水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止のための対応手順 (1)原子炉建屋トップベント		
事故時運転操作手順書, 多様なハザード対応手順 「水素対策(トップベント)」	判断基準	原子炉建屋の水素濃度 原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋地上4階 静的触媒式水素再結合器動作監視装置
	操作	原子炉建屋の水素濃度 原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋地上4階 ・原子炉建屋地上2階 ・原子炉建屋地下1階 ・原子炉建屋地下中2階 ・原子炉建屋地下2階

表 1.10.3 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【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</p>	<p>静的触媒式水素再結合器動作監視装置</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電設備 AM用直流 125V</p>
	<p>原子炉建屋水素濃度</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 所内蓄電式直流電源設備 可搬型直流電源設備 直流 125V A系 直流 125V A-2系 AM用直流 125V</p>
	<p>中央制御室監視計器類</p>	<p>常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計測用 A系電源 計測用 B系電源</p>

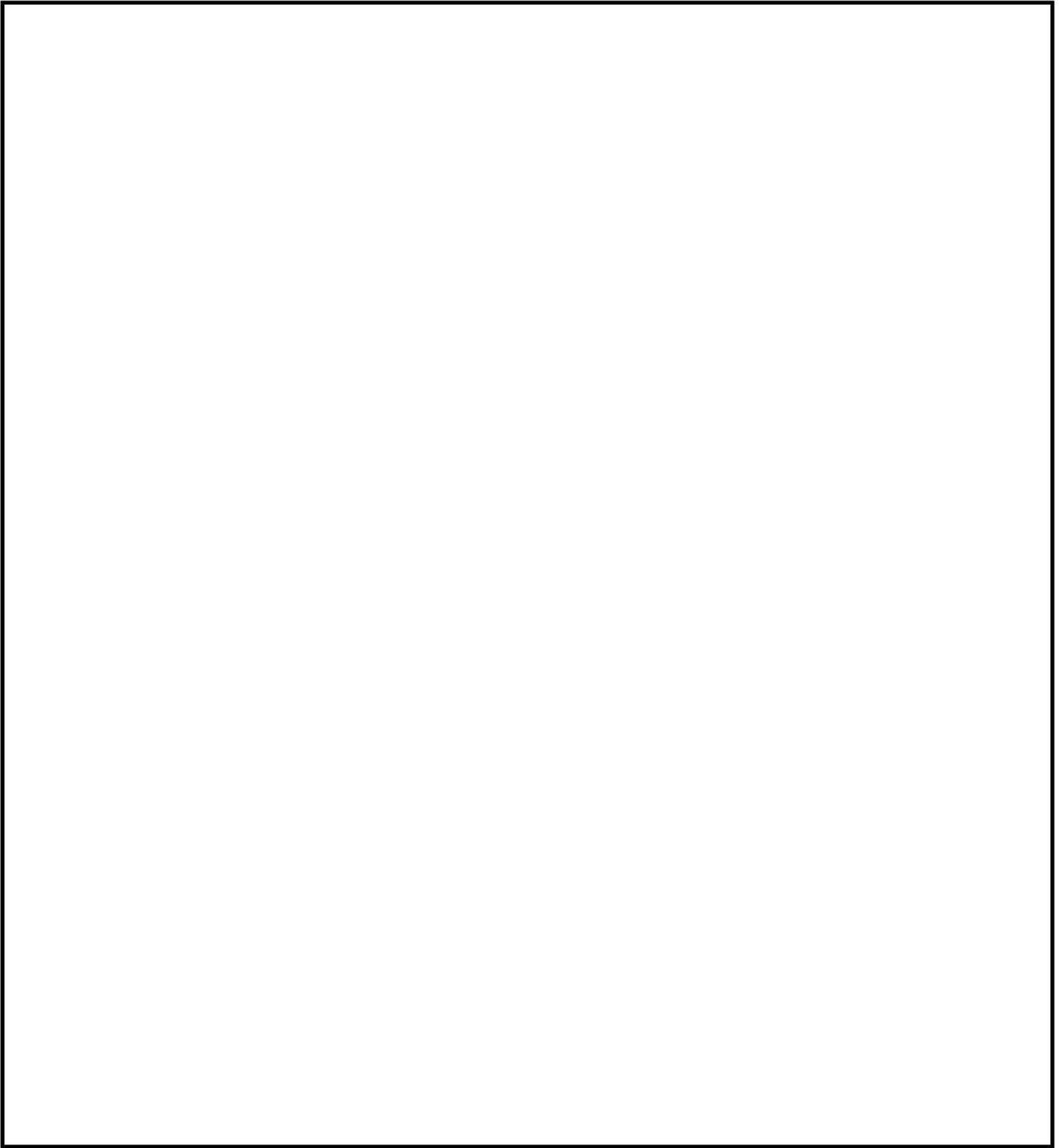


図 1.10.1 SOP 注水-1「損傷炉心への注水」における対応フロー

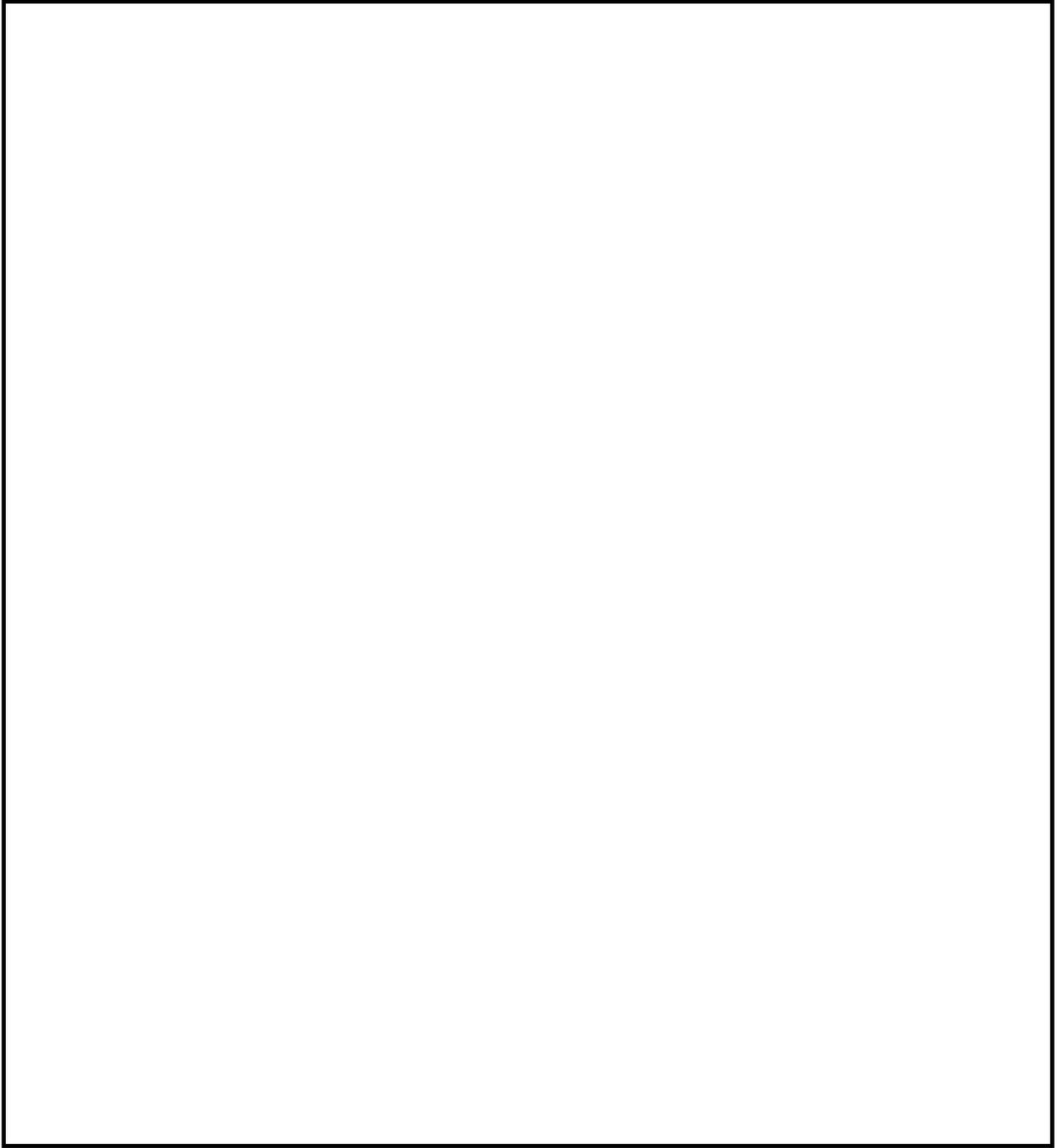


図 1.10.2 SOP 注水-4「長期 RPV 破損後の注水」における対応フロー

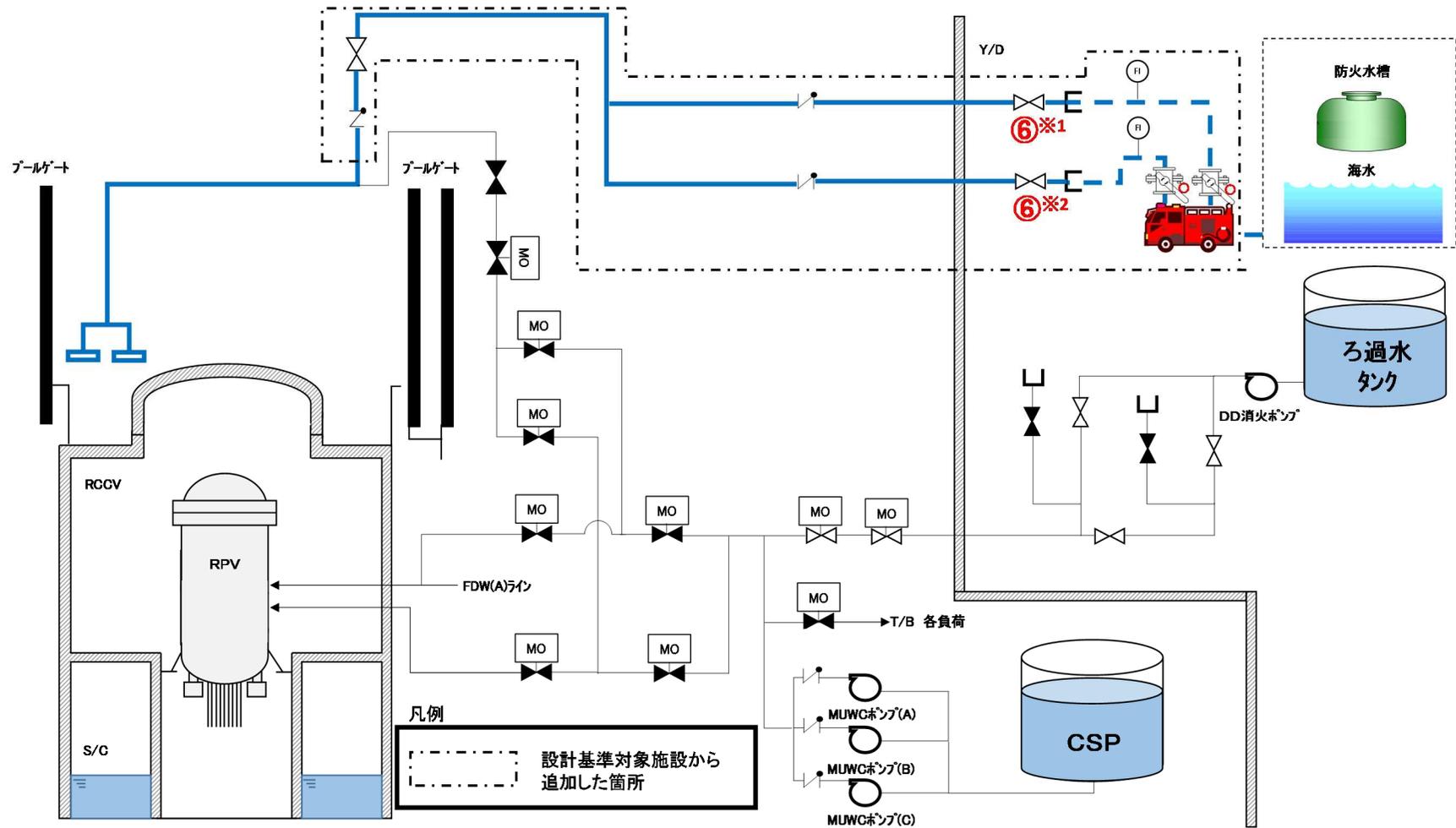
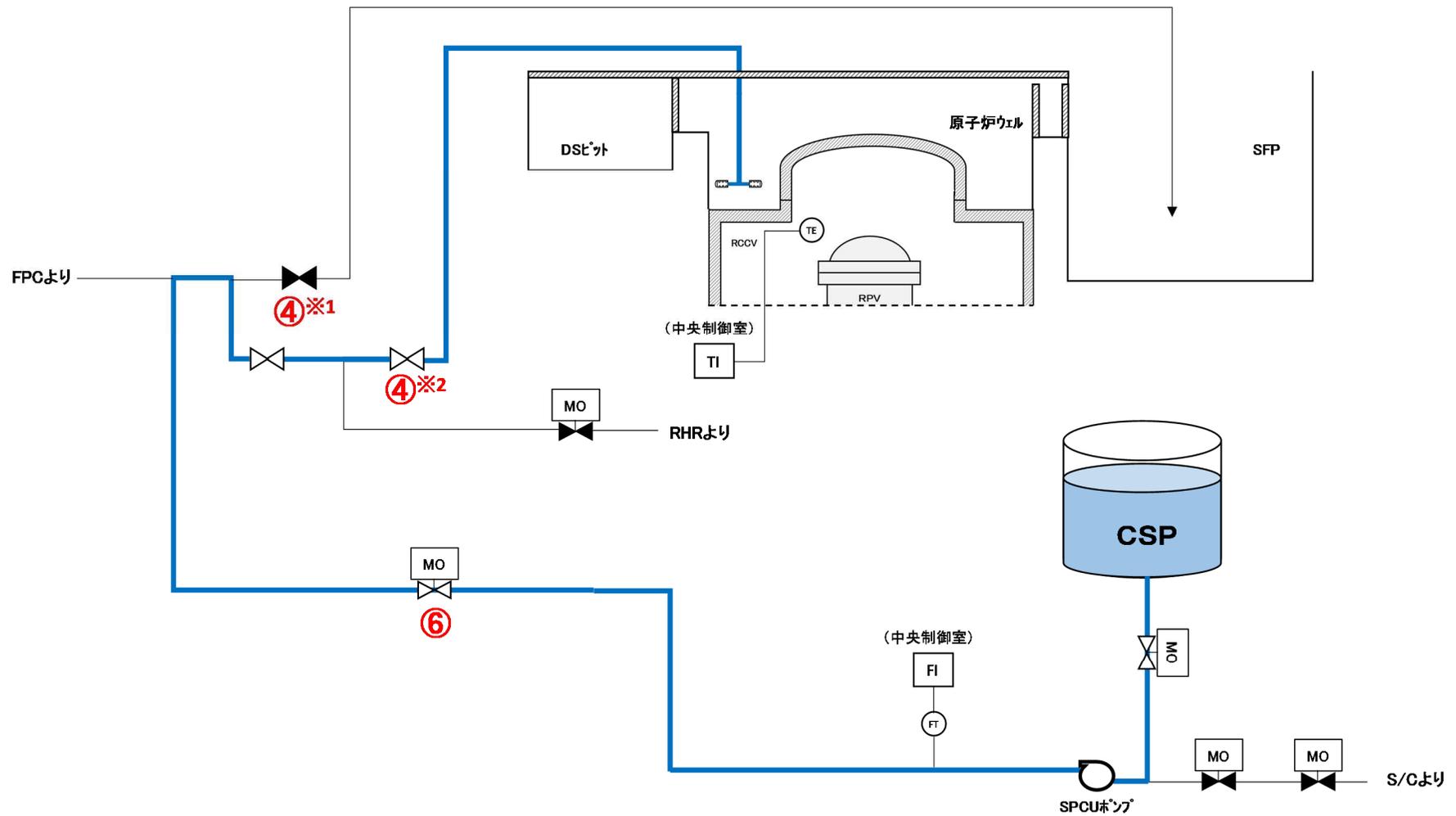


図 1. 10. 3 格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水(淡水/海水) 概要図

		経過時間(分)																		備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90											
手順の項目	要員(数)	原子炉ウエル注水開始 80分 原子炉ウエル注水停止 560分 ▽手順着手判断, 指示																			
可搬型代替注水ポンプによる 原子炉ウエル注水 (淡水/海水)	中央制御室運転員A, B	2	通信手段確保																		
			D/Wヘッド雰囲気温度確認																		
	緊急時対策要員	2	TSC~大湊高台移動 ※																		※荒浜側高台保管場所への移動は、10分と想定する。 D/Wヘッドが冠水するために必要な注水量を注水後、ポンプ停止
			消防車健全性確認																		
			消防車配置																		
			送水準備(淡水または海水)																		
送水開始																					
→																					

※荒浜側高台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、操作時間は約 70 分で可能である。

図 1.10.4 格納容器頂部注水系による原子炉ウエル注水(淡水/海水) タイムチャート



操作手順	弁番号	弁名称	操作場所
④※1	G41-F017	燃料プール浄化系使用済燃料貯蔵プール入口弁	原子炉建屋2階(管理区域)
④※2	G41-F022	燃料プール浄化系ウエル再循環弁	原子炉建屋2階(管理区域)
⑥	G51-MO-F015	サプレッションプール浄化系燃料プール注入弁	中央制御室

図 1.10.5 サプレッションプール浄化系による原子炉ウエル注水 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)	▽手順着手判断, 指示												
サブプレッションプール浄化系による 原子炉ウエル注水	中央制御室運転員 A, B 2	通信手段確保												
		ポンプ起動, 注水開始						D/Wヘッド雰囲気温度確認						
	現場運転員 C, D 2	移動・系統構成												
		原子炉ウエル注水開始 40分 原子炉ウエル注水停止 520分												

図 1.10.6 サプレッションプール浄化系による原子炉ウエル注水 タイムチャート

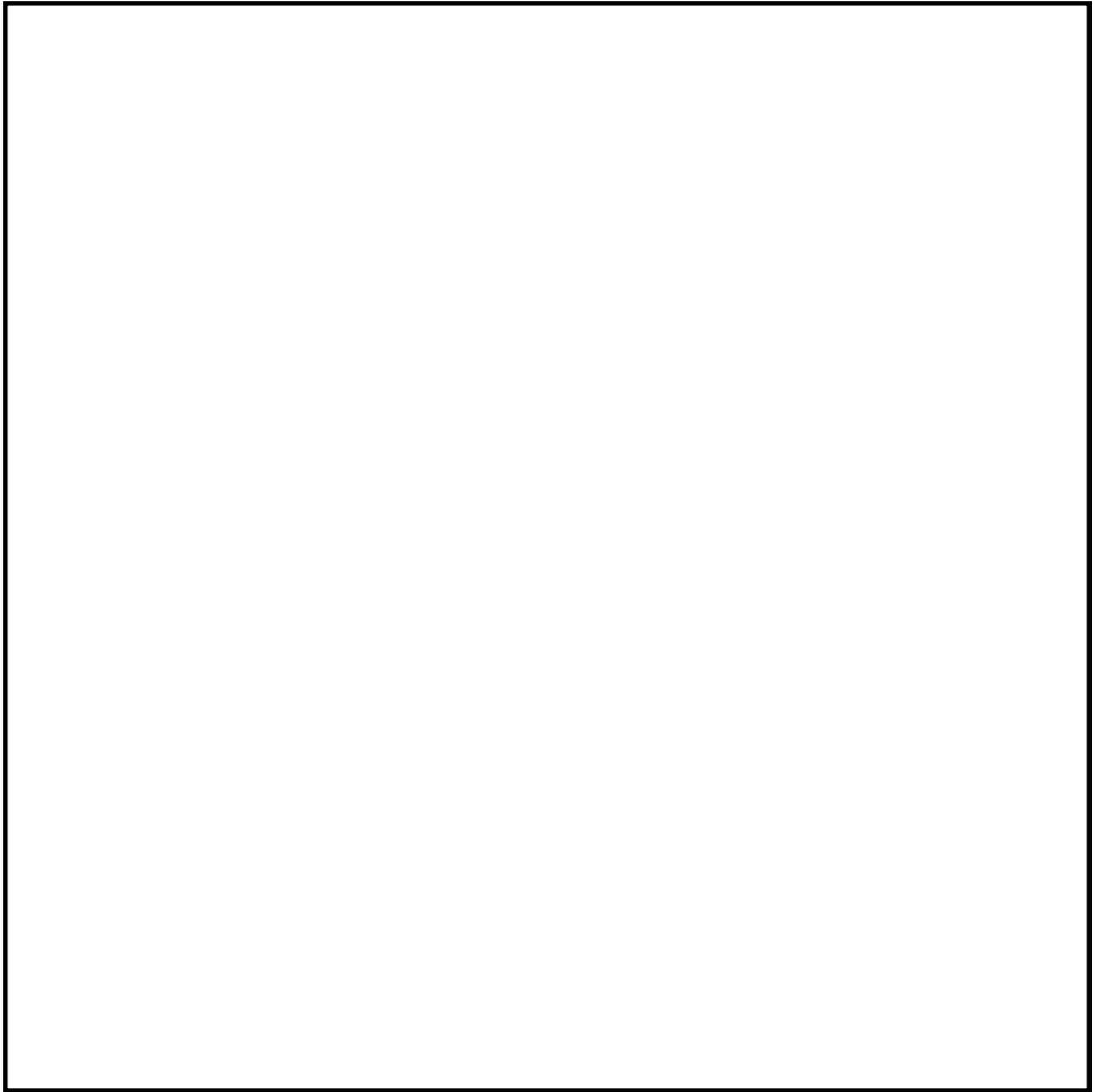
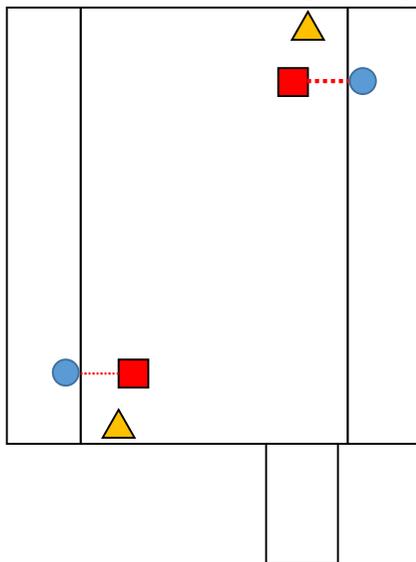
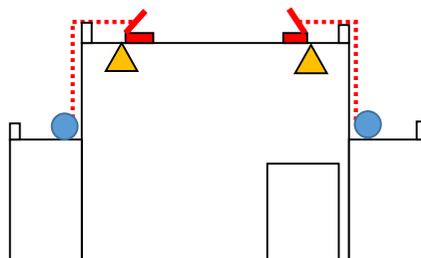


図 1.10.7 SOP 水素(R/B 水素爆発防止)における対応フロー

7号炉原子炉建屋屋上[平面図]



- レバーブロック操作場所
- 原子炉建屋トップベント
- ▲ 水素濃度計(検出器)



7号炉原子炉建屋[断面図]

図 1.10.8 原子炉建屋トップベント 概要図

		経過時間(分)										備考						
		10	20	30	40	50												
手順の項目	要員(数)	原子炉建屋トップベント 45分																
		手順着手判断, 指示																
原子炉建屋ベント系による水素ガスの排出	中央制御室運転員 A, B	2	水素濃度監視															
			移動															
	緊急時対策要員	3		原子炉建屋トップベント開放														

図 1.10.9 原子炉建屋トップベント タイムチャート

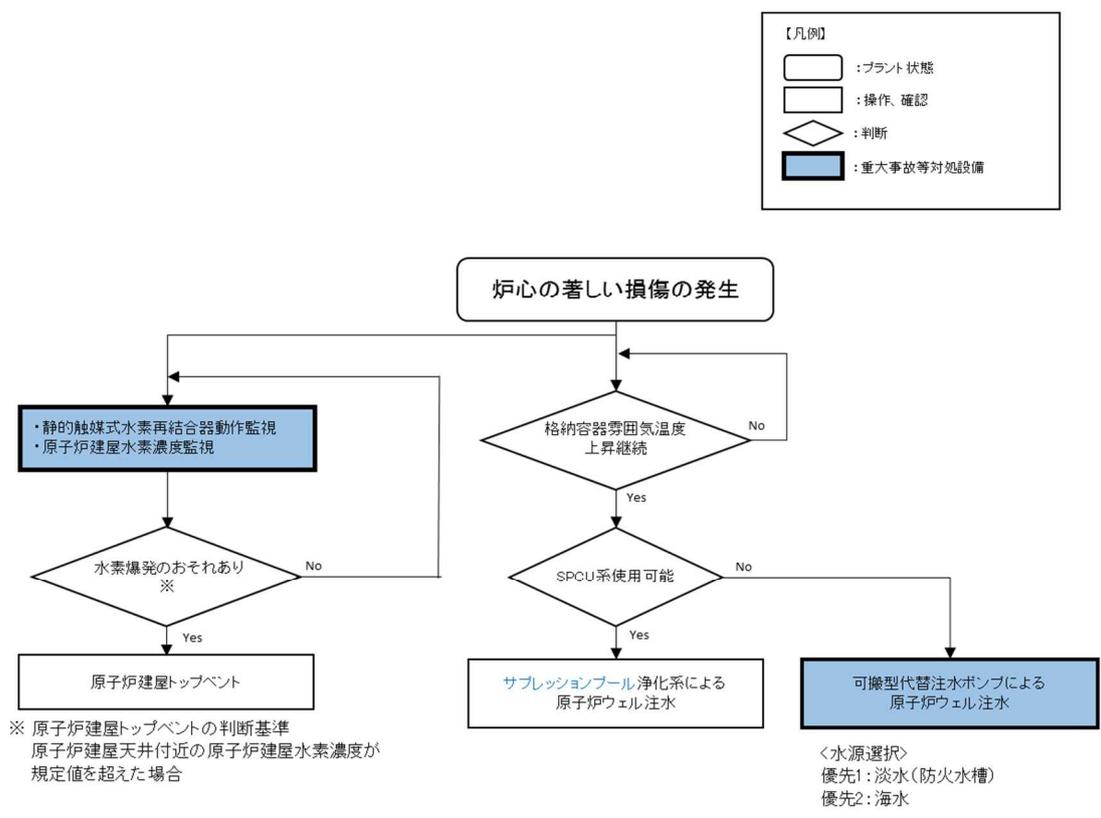


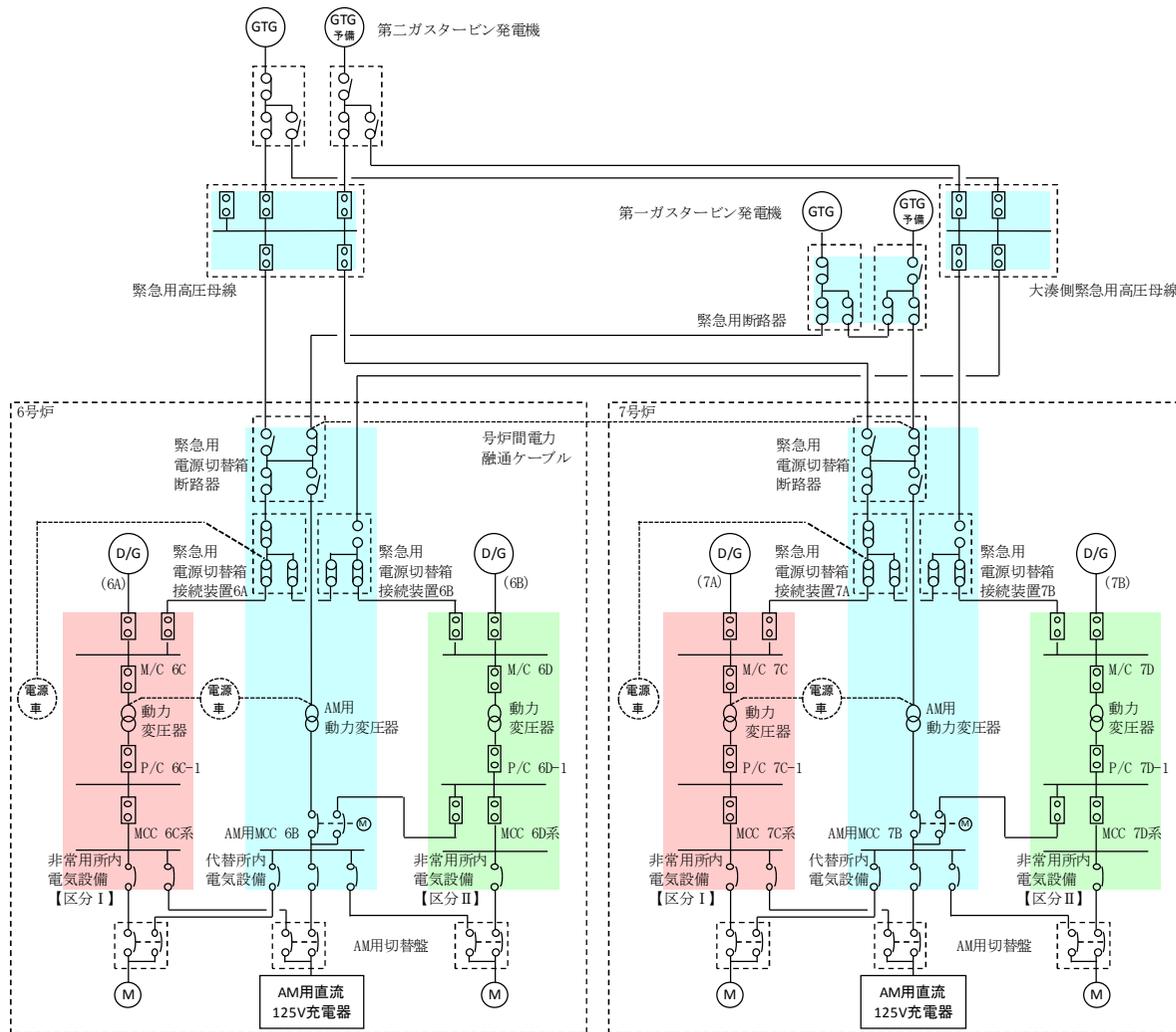
図 1.10.10 重大事故発生時の対応手段選択フローチャート

審査基準，基準規則と対処設備との対応表

技術的能力審査基準 (1.10)	番号	設置許可基準規則 (53条)	技術基準規則 (68条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	④
<p>【解釈】 1 「水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第53条に規定する「水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第68条に規定する「水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋等の水素爆発による損傷を防止するため、水素濃度制御設備又は水素排出設備により、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>a) 水素濃度制御設備（制御により原子炉建屋等で水素爆発のおそれがないことを示すこと。）又は水素排出設備（動的機器等に水素爆発を防止する機能を付けること。放射性物質低減機能を付けること。）を設置すること。</p>	<p>a) 水素濃度制御設備（制御により原子炉建屋等で水素爆発のおそれがないことを示すこと。）又は水素排出設備（動的機器等に水素爆発を防止する機能を付けること。放射性物質低減機能を付けること。）を設置すること。</p>	⑤
<p>b) 水素爆発による損傷を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とする手順等を整備すること。</p>	③	<p>b) 想定される事故時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で推定できる監視設備を設置すること。</p> <p>c) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	<p>b) 想定される事故時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で推定できる監視設備を設置すること。</p> <p>c) これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。</p>	⑥ ⑦

■ : 重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
再結 水素 濃度 抑制	静的触媒式水素再結 器	新設	① ② ④ ⑤	ト ッ 水 素 プ ラ ン ク ガ ス の 排 出 よ る	原子炉建屋トップベン ト	常設	45分	5名	自主対策とする 理由は本文 参照
	静的触媒式水素再結 器動作監視装置	新設			大容量送水車	可搬			
	—	—	ホース	可搬					
	—	—	放水砲	可搬					
	—	—	燃料補給設備	常設 可搬					
原 子 炉 建 屋 内 の 水 素 濃 度 監 視	原子炉建屋水素濃度	新設	① ④ ⑥	—	—	—	—	—	—
代 替 電 源 に よ る 給 電	常設代替交流電源設備	新設	① ③ ④ ⑦	—	—	—	—	—	—
	可搬型代替交流電源設 備	新設							
	所内蓄電式直流電源設 備	既設 新設							
	可搬型直流電源設備	新設							
—	—	—	—	注 水 格 納 に 容 よ る 器 頂 注 部 水	可搬型代替注水ポンプ (A-2級)	可搬	80分	4名	自主対策とする 理由は本文 参照
					接続口	常設			
					防火水槽	常設			
					燃料補給設備	常設 可搬			
				サ ブ レ ッ シ ョ ン による注水 浄化系	サブレーションプール 浄化用ポンプ	常設	40分	4名	自主対策とする 理由は本文 参照
					復水貯蔵槽	常設			
					サブレーションプール 浄化系配管・弁	常設			
					原子炉補機冷却系（6号 炉のみ）	常設			



※本単線結線図は、今後の
検討結果により変更となる
可能性がある

- 【凡例】
- GTG : ガスタービン発電機
 - D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - : 遮断器
 - : 断路器
 - : 配線用遮断器
 - : 接続装置
 - : 電動切替装置
 - : 切替装置
- 【略語】
- D/G : 非常用ディーゼル発電機
 - M/C : メタルラッド開閉装置
 - P/C : パワーセンタ
 - MCC : モータ・コントロールセンタ

図1 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号及び7号炉)

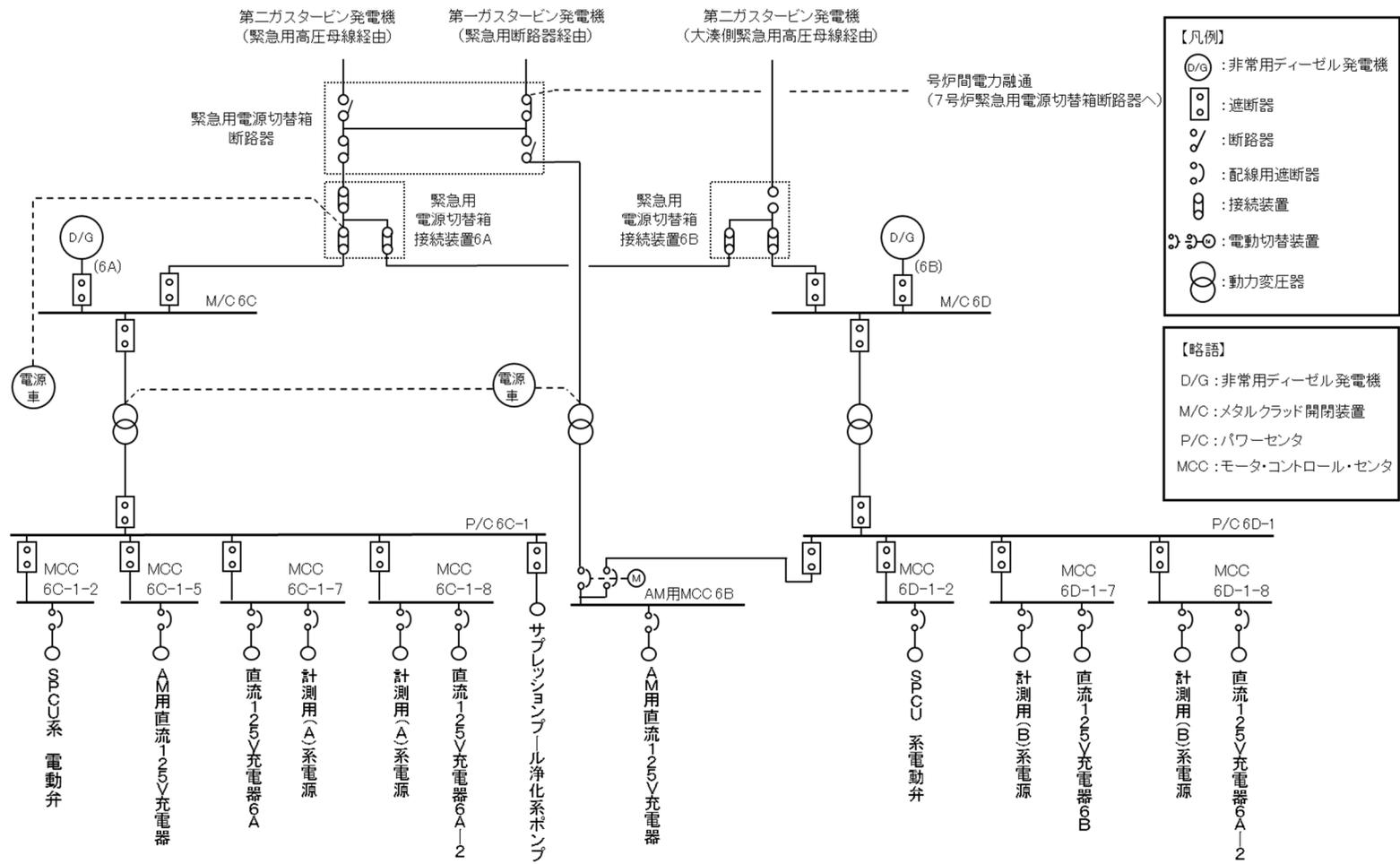


図2 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(6号炉)

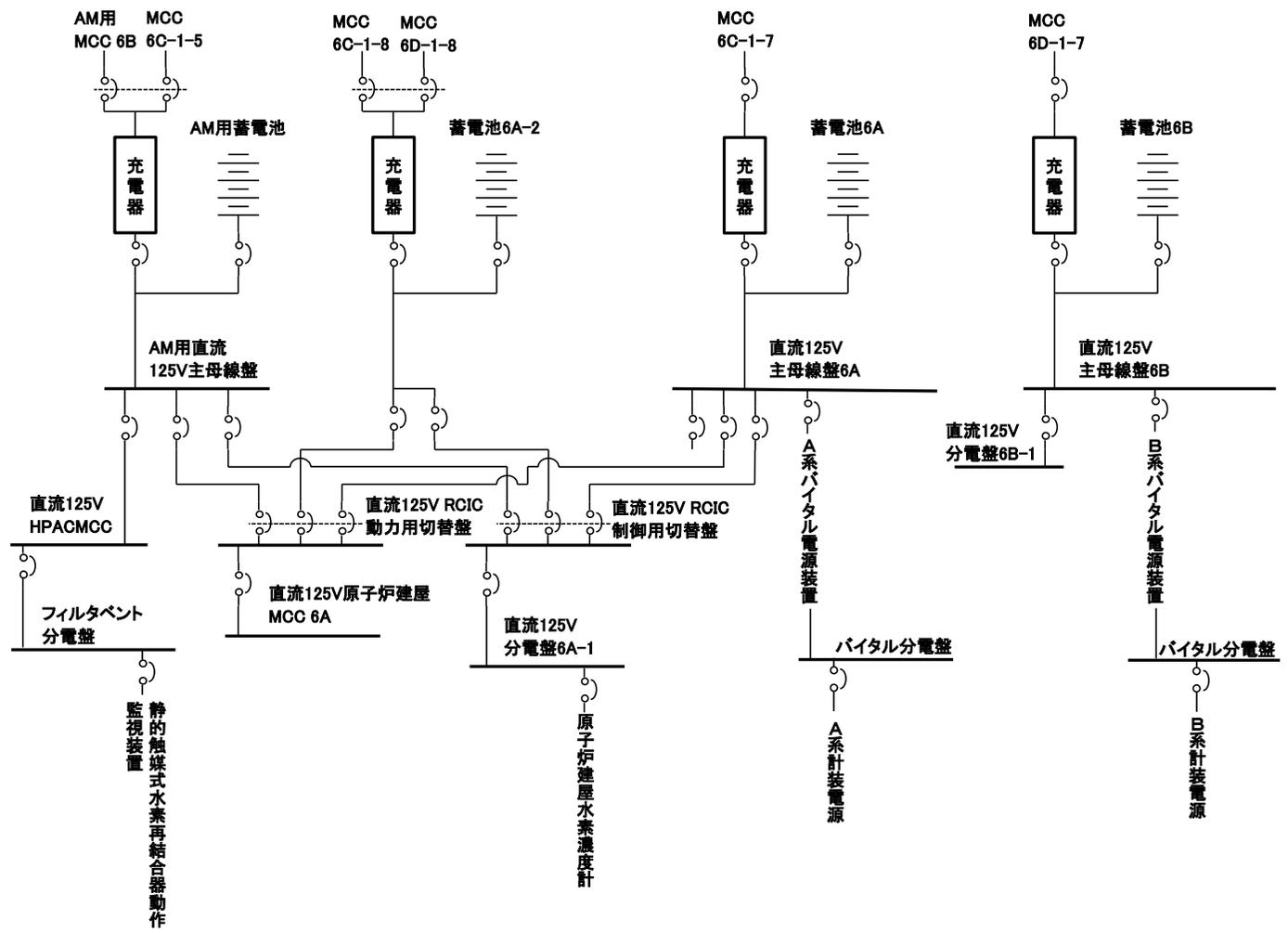


図3 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(6号炉)

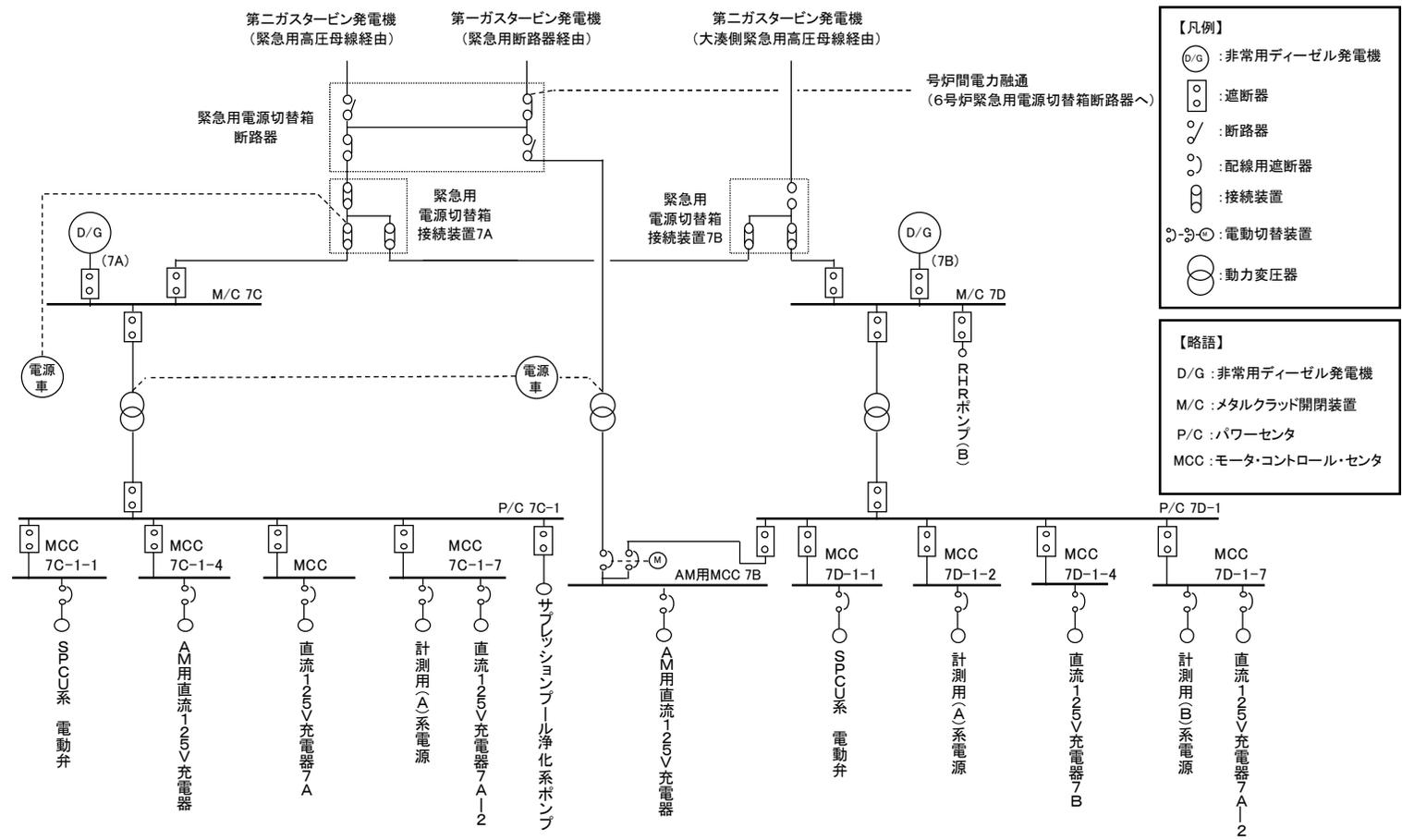


図4 対応手段として選定した設備の交流電源構成図(7号炉)

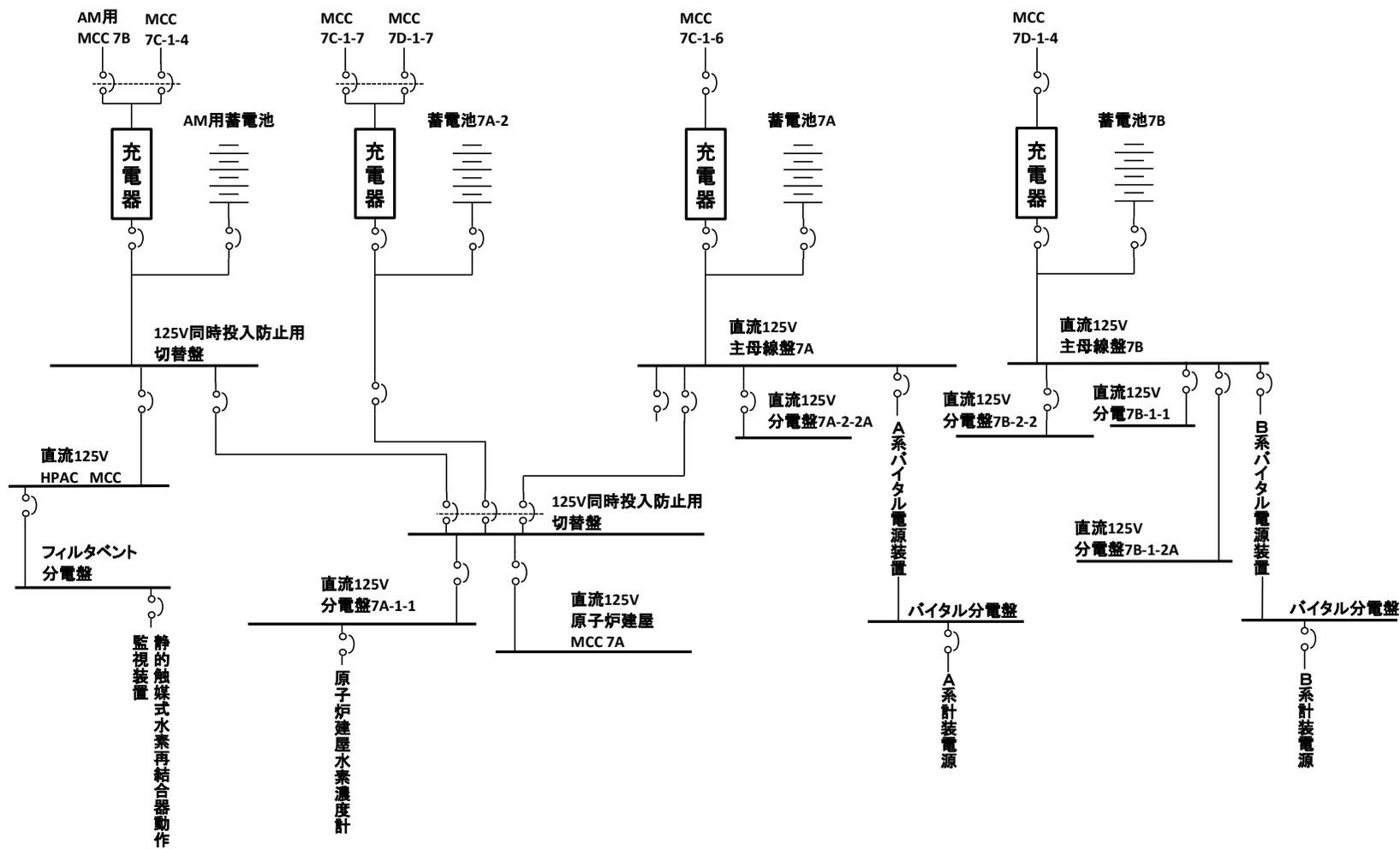


図5 対応手段として選定した設備の直流電源構成図(7号炉)

重大事故対策の成立性

1. 格納容器頂部注水系による原子炉ウエル注水(淡水/海水)

a. 操作概要

緊急時対策本部は、可搬型代替注水ポンプによる原子炉ウエル注水が必要な状況において、接続口及び水源を選定し、送水ルートを決める。

現場では、指示された送水ルートを確認した上で、可搬型代替注水ポンプにより原子炉ウエル注水を実施する。

b. 作業場所

屋外(原子炉建屋周辺、取水箇所(防火水槽又は護岸)周辺)

c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替注水ポンプによる原子炉ウエル注水に必要な要員(4名)、所要時間(80分)のうち、可搬型代替注水ポンプによる送水に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名(緊急時対策要員)

所要時間目安: 80分(実績時間なし)

d. 操作の成立性について

作業環境: 車両の作業用照明・ヘッドライト・懐中電灯・LED多機能ライトにより、夜間における作業性を確保している。操作は放射性物質の放出が予想されることから、放射線防護(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路: 車両のヘッドライトの他、ヘッドライト・懐中電灯・LED多機能ライトを携帯しており、夜間においても接近可能である。
また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 可搬型代替注水ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能である。
また、作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に適宜連絡する。



防火水槽への吸管投入



ホースを建屋接続口まで展開

2. サプレッションプール浄化系による原子炉ウェル注水

a. 操作概要

原子炉ウェルへの注水準備のため、サプレッションプール浄化系の系統構成を行う。

b. 作業場所

原子炉建屋 管理区域 2階

c. 必要要員数及び操作時間

サプレッションプール浄化系による原子炉ウェル注水に必要な要員数(4名)、所要時間(40分)のうち、現場系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数 :2名(現場運転員2名)

所要時間目安:40分(実績時間:33分)

d. 操作の成立性について

作業環境:ヘッドライト・懐中電灯を携帯して作業性を確保する。操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。

移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており近接可能である。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 :操作対象弁は弁室にあり、操作性に支障はない。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に適宜連絡する。



系統構成

3. 原子炉建屋トップベント

(1) トップベント開放操作

a. 操作概要

レバーブロックをトップベント開放用ワイヤーロープ及び反力用フックに取り付け，レバーブロック操作によりトップベント開放用ワイヤーロープを反力用フック近傍まで引っ張り，トップベント開放用ワイヤーロープを反力用フックに固定する。

b. 作業場所

原子炉建屋低層階屋上

c. 必要要員数及び操作時間

原子炉建屋トップベントに必要な要員(5名)，所要時間(45分)のうち，トップベントの開放作業に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

必要要員数 : 3名(緊急時対策要員)

所要時間目安: 45分(実績時間なし)

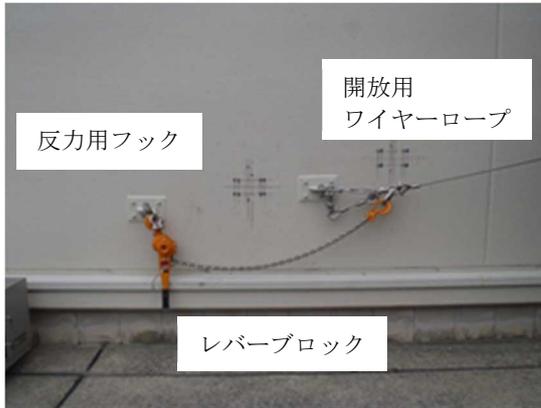
d. 操作の成立性について

作業環境: ヘッドライト・懐中電灯・LED多機能ライトにより，夜間における作業性を確保している。操作は放射性物質の放出が予想されることから，放射線防護具(全面マスク，個人線量計，ゴム手袋)を装備して作業を行う。

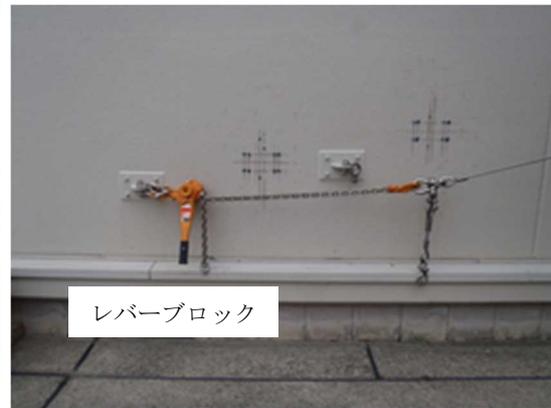
移動経路: 車両のヘッドライトの他，ヘッドライト・懐中電灯・LED多機能ライトを携帯しており，夜間においても接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 反力用フック及びトップベント開放用ワイヤーロープのレバーブロックへの取り付け，レバーブロックは容易に操作可能であり，また作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段: 通信連絡設備(送受話器，電力保安通信用電話設備，衛星電話設備，無線連絡設備)により，本部及び当直に適宜連絡する。



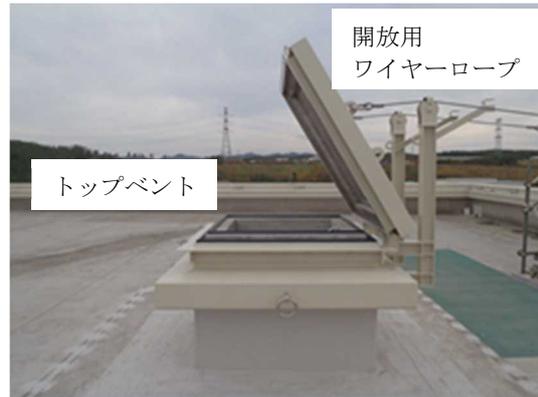
レバーブロックの取り付け



レバーブロック操作



チェーンブロックによる原子炉建屋
トップベント開放後の固定



トップベント(開放状態)



トップベント(開放状態)

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順	(2)原子炉建屋トップベント	判断基準記載内容	解釈
1.10.2.2 水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止のための対応手順		原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度が規定値を超えた場合	原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて <input type="text"/> を超えた場合

操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容	解釈	
1.10.2.1 原子炉格納容器外への水素漏えい抑制のための対応手順	(1)原子炉ウェル注水	a. 格納容器頂部注水系による原子炉ウェル注水(淡水/海水)	緊急時ウェル注水ライン(南側・北側)元弁 (南側) G41-F090A (北側) G41-F090B	
			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	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 <input type="text"/> に調整
		b. サプレッションプール浄化系による原子炉ウェル注水	D/Wヘッドが冠水するために必要な注水量	D/Wヘッドが冠水するために必要な注水量(<input type="text"/>)
			燃料プール浄化系使用済燃料貯蔵プール入口弁	G41-F017
			燃料プール浄化系ウェル再循環弁	G41-F022
			サプレッションプール浄化系燃料プール注入弁	G51-M0-F015
			サプレッションプール浄化系注入配管流量を必要流量に調整	サプレッションプール浄化系注入配管流量を <input type="text"/> に調整
D/Wヘッドが冠水するために必要な注水量	D/Wヘッドが冠水するために必要な注水量(<input type="text"/>)			
1.10.2.2 水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止のための対応手順	(2)原子炉建屋トップベント	原子炉建屋の水素濃度の上昇が確認され、原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近の原子炉建屋水素濃度が規定値を超えている	原子炉建屋オペレーティングフロアの天井付近に設置されている原子炉建屋水素濃度にて <input type="text"/> を超えている	

操作の成立性の解釈一覧

手順		操作手順記載内容		解釈
1.10.2.1 原子炉格納容器外への水素漏えい抑制のための対応手順	(1)原子炉ウエル注水	a. 格納容器頂部注水系による原子炉ウエル注水(淡水/海水)	D/Wヘッドフランジのシールの健全性を保つことができる温度以下	D/Wヘッドフランジのシール部温度をシールの健全性を保つための温度である□以下
		b. サプレッションプール浄化系による原子炉ウエル注水	D/Wヘッドフランジのシールの健全性を保つことができる温度以下	D/Wヘッドフランジのシール部温度をシールの健全性を保つための温度である□以下