

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) 再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制

(c) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止

(d) ほう酸水注入

(e) 制御棒挿入

(f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制

(g) 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) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）

(2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

(3) 重大事故等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 A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能） 説明図

添付資料1.1.5 A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） 説明図

添付資料1.1.6 重大事故対策の成立性

1. 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

(1) スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作

(2) スクラム個別スイッチによる制御棒挿入操作

添付資料1.1.7 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設定根拠の考え方について

添付資料1.1.8 原子炉手動スクラムにおける設備の位置付けについて

添付資料1.1.9 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」における優先順位の考え方について

添付資料1.1.10 解釈一覧

添付資料1.1.11 手順のリンク先について

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、原子炉緊急停止系である。

こ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するための対処設備を整備する。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発電用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、原子炉緊急停止系を設置している。

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（第1.1-1図）。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※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、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、原子炉緊急停止系の故障を想定する。サポート系故障（電源喪失又は計器用空気喪失）は、原子炉緊急停止系の電源又はスクラム弁の制御に用いる計器用空気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第1.1-1表に整理する。

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発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「A T W S」という。）が発生するおそれがある場合又はA T W S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の緊急挿入により，発電用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

中央制御室からの原子炉手動スクラム操作により発電用原子炉を緊急停止する。

原子炉手動スクラム操作により発電用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・スイッチ
- ・原子炉モード・スイッチ「停止」
- ・制御棒
- ・制御棒駆動機構
- ・制御棒駆動系配管・弁
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット

(添付資料1.1.8)

ii) 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入

代替制御棒挿入機能は，原子炉圧力高又は原子炉水位異常低下

(レベル 2) の信号により作動し、自動で制御棒を緊急挿入する。
また、上記「i) 原子炉手動スクラム」の対応手段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。

- ・ A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入機能)
- ・ A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入機能) 手動スイッチ
- ・ 制御棒
- ・ 制御棒駆動機構
- ・ 制御棒駆動系配管・弁
- ・ 制御棒駆動系水圧制御ユニット
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(b) 再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制

A T W S が発生した場合に、代替再循環系ポンプトリップ機能又は再循環系ポンプの手動停止操作により、原子炉出力を抑制する手段がある。

代替再循環系ポンプトリップ機能は、原子炉圧力高又は原子炉水位異常低下 (レベル 2) の信号により再循環系ポンプを自動で停止させて原子炉出力を抑制する。再循環系ポンプが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再循環系ポンプを停止し、原子炉出力を抑制する。

再循環系ポンプの停止により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。

- ・ A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）
- ・ 再循環系ポンプ遮断器手動スイッチ
- ・ 低速度用電源装置遮断器手動スイッチ
- ・ 再循環系ポンプ遮断器
- ・ 低速度用電源装置遮断器
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(c) 自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止

A T W S が発生した場合に、自動減圧系の起動阻止スイッチにより自動減圧系及び過渡時自動減圧機能による自動減圧を阻止し、発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止する手段がある。

自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉出力の急上昇を防止する設備は以下のとおり。

- ・ 自動減圧系の起動阻止スイッチ
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(d) ほう酸水注入

A T W S が発生した場合に、ほう酸水を注入することにより発電用原子炉を未臨界にする手段がある。

上記「(b) 再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制」の対応手段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発電用原子炉を未臨界にする。

ほう酸水注入系を起動させる判断基準は、A T W S 発生直後に行う

再循環系ポンプの停止操作及び自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止操作の実施後とする。これにより、A T W S発生時は、不安定な出力振動の発生の有無にかかわらずほう酸水注入系を起動させることとしている。

ほう酸水注入により発電用原子炉を未臨界にする設備は以下のとおり。

- ・ほう酸水注入ポンプ
- ・ほう酸水貯蔵タンク
- ・ほう酸水注入系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・非常用交流電源設備
- ・燃料給油設備

(e) 制御棒挿入

A T W Sが発生した場合に、上記「(a) 原子炉緊急停止」の対応手段を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は、手動操作により制御棒を挿入する手段がある。

i) 選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制

A T W Sが発生した場合に、選択制御棒挿入機構により選択された制御棒を挿入し原子炉出力を抑制する手段がある。

選択制御棒挿入機構により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。

- ・選択制御棒挿入機構
- ・制御棒
- ・制御棒駆動機構
- ・制御棒駆動系配管・弁

- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット
- ・非常用交流電源設備
- ・燃料給油設備

ii) 制御棒手動挿入

中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引抜き操作，中央制御室からの手動操作による制御棒挿入，現場でのスクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作又は現場でのスクラム個別スイッチの操作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。

- ・スクラム個別スイッチ
- ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ
- ・制御棒操作監視系
- ・スクラム・パイロット弁計器用空気系配管・弁
- ・制御棒
- ・制御棒駆動機構
- ・制御棒駆動系配管・弁
- ・制御棒駆動系水圧制御ユニット
- ・非常用交流電源設備
- ・燃料給油設備

(f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制

A T W S が発生した場合に，原子炉圧力容器内の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。

上記「(b) 再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制」の対応手段を実施しても，原子炉出力が高い場合又は発電用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て原子炉圧力容器内の水

位（原子炉冷却材の自然循環に必要な水頭圧）を低下させることにより，原子炉冷却材の自然循環流量を減少させ，発電用原子炉内のボイド率を上昇させて原子炉出力を抑制する。

原子炉圧力容器内の水位低下操作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
- ・ 給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ）
- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 高圧炉心スプレイ系

(g) 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，A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能），A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）手動スイッチ，制御棒，制御棒駆動機構，制御棒駆動系配管・弁，制御棒駆動系水圧制御ユニット，非常用交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

再循環系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，A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能），再循環系ポンプ遮断器手動スイッチ，低速度用電源装置遮断器手動スイッチ，再循環系ポンプ遮断器，低速度用電源装置遮断器，非常用交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止で使用する設備のうち，自動減圧系の起動阻止スイッチ，非常用交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

ほう酸水注入で使用する設備のうち，ほう酸水注入ポンプ，ほう酸水貯蔵タンク，ほう酸水注入系配管・弁，原子炉圧力容器，非常用交

流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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、発電用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、発電用原子炉を未臨界にすることができる。

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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・手動スクラム・スイッチ，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発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に、手動スクラム・スイッチの操作及び原子炉モード・スイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり、原子炉緊急停止系の回路を共有しているため、重大事故等対処設備とは位置付けない。

- ・選択制御棒挿入機構

あらかじめ選択された制御棒を自動的に挿入する機能であり、A T W S発生時の状況によっては発電用原子炉の未臨界の達成又は維持は困難であるが、原子炉出力を抑制する手段として有効である。

- ・スクラム個別スイッチ

全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、現場

に設置してある当該スイッチを操作することで制御棒の緊急挿入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・パイロット弁継電器用ヒューズ

全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、スクラム・パイロット弁電磁コイルの電源を遮断することで、制御棒の緊急挿入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

全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、制御棒を手動にて挿入する手段として有効である。

- ・スクラム・パイロット弁計器用空気系配管・弁

全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの、現場に設置してある計器用空気系配管内の計器用空気を排出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。

- ・原子炉圧力容器内の水位低下操作で使用する設備

耐震性がないものの、常用電源が健全であれば給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ）による原子炉圧力容器への給水量の調整により原子炉圧力容器内の水位を低下できることから、原子炉出力を抑制する手段として有効である。なお、原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水が行われている場合は、これらによる原子炉圧力容器内の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、A T W S 時における運転員等^{※2}による一連の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」及び「AM設備別操作手順書」に定める（第1.1-1表）。

また、重大事故等時に監視が必要となる計器についても整備する（第1.1-2表）。

※2 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

1.1.2 重大事故等時の手順

1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）

運転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手動スクラム操作を実施した場合は、原子炉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」位置に切り替え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手動スクラム操作をした場合。

b. 操作手順

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）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

対応フローを第1.1-2図に、タイムチャートを第1.1-3図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等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・スイッチによる原子炉手動スクラム及び手動による代替制御棒挿入機能を作動させるように指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、スクラム警報の発生の有無、制御棒の挿入状態及び原子炉出力の低下の状況を状態表示にて確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて、原子炉スクラムが成功していない場合は、手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラムを実施する。
- ④運転員等は中央制御室にて、原子炉モード・スイッチを「停止」位置に切り替える。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、代替制御棒挿入機能を手動で作動させる。
- ⑥発電長は、上記⑤の操作を実施しても全制御棒全挿入位置とならず、未挿入の制御棒が1本よりも多い場合は、A T W Sと判断し、運転員等に非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」への移行を指示する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」への移行まで2分以内で可能である。

(2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

A T W S発生時に、発電用原子炉を安全に停止させる。

a. 手順着手の判断基準

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）の操作を実施しても、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、制御棒の位置が確認できない場合も A T W S と判断する。

b. 操作手順

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）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第1.1-4図及び第1.1-5図に、概要図を第1.1-6図及び第1.1-7図に、タイムチャートを第1.1-8図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に再循環系ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作、並びに自動減圧系の起動阻止スイッチによる自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、代替再循環系ポンプトリップ機能による再循環系ポンプの自動停止状況を状態表示にて確認する。代替再循環系ポンプトリップ機能が作動していない場合は、手動操作により再循環系ポンプを停止する。

③運転員等は中央制御室にて、自動減圧系の起動阻止スイッチによる自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作を実施する。

④発電長は、再循環系ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作、並びに自動減圧系の起動阻止スイッチによる自動減圧系及び過渡時自動

減圧機能の自動起動阻止操作が完了したことを確認し、運転員等にほう酸水注入系の起動操作、原子炉圧力容器内の水位低下操作及び制御棒の挿入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、ほう酸水注入系の起動操作、原子炉圧力容器内の水位低下操作、制御棒の挿入操作の順で優先させる。

⑤運転員等は中央制御室にて、ほう酸水注入ポンプ（A）又は（B）の起動操作（ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「SYS A」位置（B系を起動する場合は「SYS B」位置）にすることで、ほう酸水貯蔵タンク出口弁及びほう酸水注入系爆破弁が全開となり、ほう酸水注入ポンプが起動し、原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施し、併せて、ほう酸水貯蔵タンク液位指示値の低下、平均出力領域計装指示値及び起動領域計装指示値の低下を確認する。

⑥発電長は、運転員等に逃がし安全弁からの蒸気流入によるサブプレッション・プール水温度の上昇を抑制するため、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）ポンプの起動を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）ポンプを起動する。

⑧発電長は、サブプレッション・プール水温度指示値が106℃に到達した場合は、運転員等にサブプレッション・チェンバを水源として運転している原子炉隔離時冷却系の停止操作を指示する。

⑨運転員等は中央制御室にて、手動操作により原子炉隔離時冷却系の停止操作を実施する。

⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉出力が55%以上の場合又は発電用原子炉が隔離状態である場合は、給水系（タービン駆動給水が

ンプ及び電動駆動給水ポンプ)、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水量を減少させ、原子炉压力容器内の水位を低下させることで原子炉出力を3%未満に維持する。

原子炉出力を3%未満に維持できない場合は、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位異常低下(レベル1)より+500mm～+1,500mmに維持するように原子炉压力容器内の水位低下操作を実施する。

⑪運転員等は中央制御室又は原子炉建屋原子炉棟にて、以下の操作により制御棒を挿入する。

- ・手動操作による代替制御棒挿入機能の作動
- ・手動操作による選択制御棒挿入機構の作動
- ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引抜き操作
- ・スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作
- ・原子炉スクラム・リセット後の手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム操作
- ・原子炉スクラム・リセット後の手動操作による代替制御棒挿入機能の作動
- ・原子炉スクラム・リセット後のスクラム個別スイッチの操作
- ・制御棒手動挿入操作

⑫発電長は、上記⑪の操作を実施中に全制御棒全挿入位置又は最大未臨界引抜位置(全制御棒“02”位置)まで挿入完了した場合は、運転員等にほう酸水注入系の停止を指示する。

制御棒を挿入できなかった場合は、ほう酸水の全量注入完了を確認し、運転員等にほう酸水注入系の停止を指示する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからの各操作の所要時間は以下のとおり。

- ・代替再循環系ポンプトリップ機能の作動確認完了：1分以内
- ・自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の起動阻止操作完了：2分以内
- ・ほう酸水注入系の起動操作完了：4分以内
- ・残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）操作完了：15分以内
- ・原子炉圧力容器内の水位低下操作開始：4分以内
- ・代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入操作完了：13分以内
- ・選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制操作完了：14分以内
- ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引抜き操作完了：27分以内
- ・原子炉スクラム・リセット後の原子炉手動スクラム操作完了：23分以内
- ・原子炉スクラム・リセット後の代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入操作完了：34分以内
- ・制御棒手動挿入操作開始：139分以内

現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからの各操作の所要時間は以下のとおり。

- ・スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作完了：72分以内
- ・スクラム個別スイッチによる制御棒挿入操作完了：139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。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.1.4, 添付資料1.1.5, 添付資料1.1.6

添付資料1.1.7, 添付資料1.1.9)

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.1-9図に示す。

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べき状況にもかかわらず、全制御棒が発電用原子炉へ全挿入されない場合、非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）に従い、中央制御室から速やかに操作が可能である手動スクラム・スイッチの操作、原子炉モード・スイッチの「停止」位置への切替え操作及び手動での代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入操作により、発電用原子炉を緊急停止させる。

手動スクラム・スイッチの操作、原子炉モード・スイッチの「停止」位置への切替え操作及び手動での代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入操作を実施しても発電用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。非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」に従い、再循環系ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作、並びに自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作を行うとともに、発電用原子炉を未臨界にするため、ほう酸水注入系を速やかに起動させる。

また、原子炉出力を抑制するため、原子炉圧力容器内の水位低下操作を行う。

さらに、制御棒挿入により発電用原子炉を未臨界にするため、スクラム弁の開閉状態に合わせた操作により全制御棒挿入操作を行う。

1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プールの除熱手順は「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。

非常用交流電源設備への燃料給油手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

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。

第1.1-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1／3）

（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処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	原子炉緊急停止系	原子炉手動スクラム	手動スクラム・スイッチ 原子炉モード・スイッチ「停止」 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系配管・弁 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「スクラム」（原子炉出力）
		代替制御棒挿入機能による 制御棒緊急挿入	A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）※1，※2 A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）手動スイッチ※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系配管・弁 制御棒駆動系水圧制御ユニット 非常用交流電源設備 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「スクラム」（原子炉出力）
		再循環系ポンプ停止による 原子炉出力抑制	A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）※2 再循環系ポンプ遮断器手動スイッチ※2 低速度用電源装置遮断器手動スイッチ※2 再循環系ポンプ遮断器 低速度用電源装置遮断器 非常用交流電源設備 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」
		自動減圧系の起動阻止スイッチによる 原子炉出力急上昇防止	自動減圧系の起動阻止スイッチ 非常用交流電源設備 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」

※1：代替制御棒挿入機能は，運転員等による操作不要の制御棒挿入機能である。

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

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／3）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	原子炉緊急停止系	ほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」
		制御棒挿入（選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制）	選択制御棒挿入機構 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系配管・弁 制御棒駆動系水圧制御ユニット 非常用交流電源設備 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」
		（スクラム個別スイッチの操作） 制御棒挿入	スクラム個別スイッチ 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系配管・弁 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」 AM設備別操作手順書
		制御棒挿入（スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引抜き操作）	スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系配管・弁 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」

※1：代替制御棒挿入機能は，運転員等による操作不要の制御棒挿入機能である。

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

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／3）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	原子炉緊急停止系	（手動操作による制御棒挿入） 制御棒挿入	制御棒操作監視系 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動系配管・弁 制御棒駆動系水圧制御ユニット 非常用交流電源設備 燃料給油設備※3	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」
		制御棒挿入（スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作）	制御棒 制御棒駆動機構 スクラム・パイロット弁計器用空気系配管・弁 制御棒駆動系配管・弁 制御棒駆動系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」 AM設備別操作手順書
		原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	給水制御系 給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ） 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」

※1：代替制御棒挿入機能は，運転員等による操作不要の制御棒挿入機能である。

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

※3：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。

第 1.1－2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（1／3）

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) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「スクラム」（原子炉出力） 原子炉手動スクラム	判断基準	原子炉スクラム発生の有無	スクラム警報
		原子炉スクラム要素	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	平均出力領域計装 起動領域計装
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「スクラム」（原子炉出力） 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入	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	平均出力領域計装 起動領域計装

※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 (2/3)

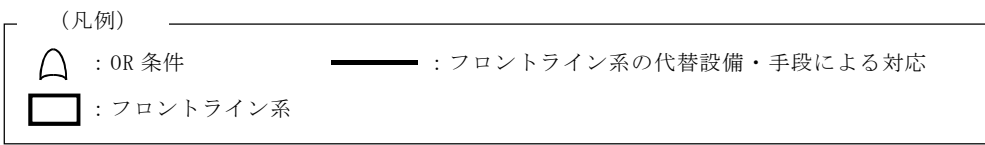
対応手段	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」 再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制	判断基準	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
	操作	再循環系ポンプ運転状態	再循環系ポンプ表示灯
		原子炉出力	平均出力領域計装 起動領域計装
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」	判断基準	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒操作監視系
自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止	操作	自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の起動阻止状態	自動減圧系及び過渡時自動減圧機能 起動阻止状態表示灯
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」	操作	未臨界の維持又は監視	平均出力領域計装 起動領域計装 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 ほう酸水貯蔵タンク液位
ほう酸水注入		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

※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。

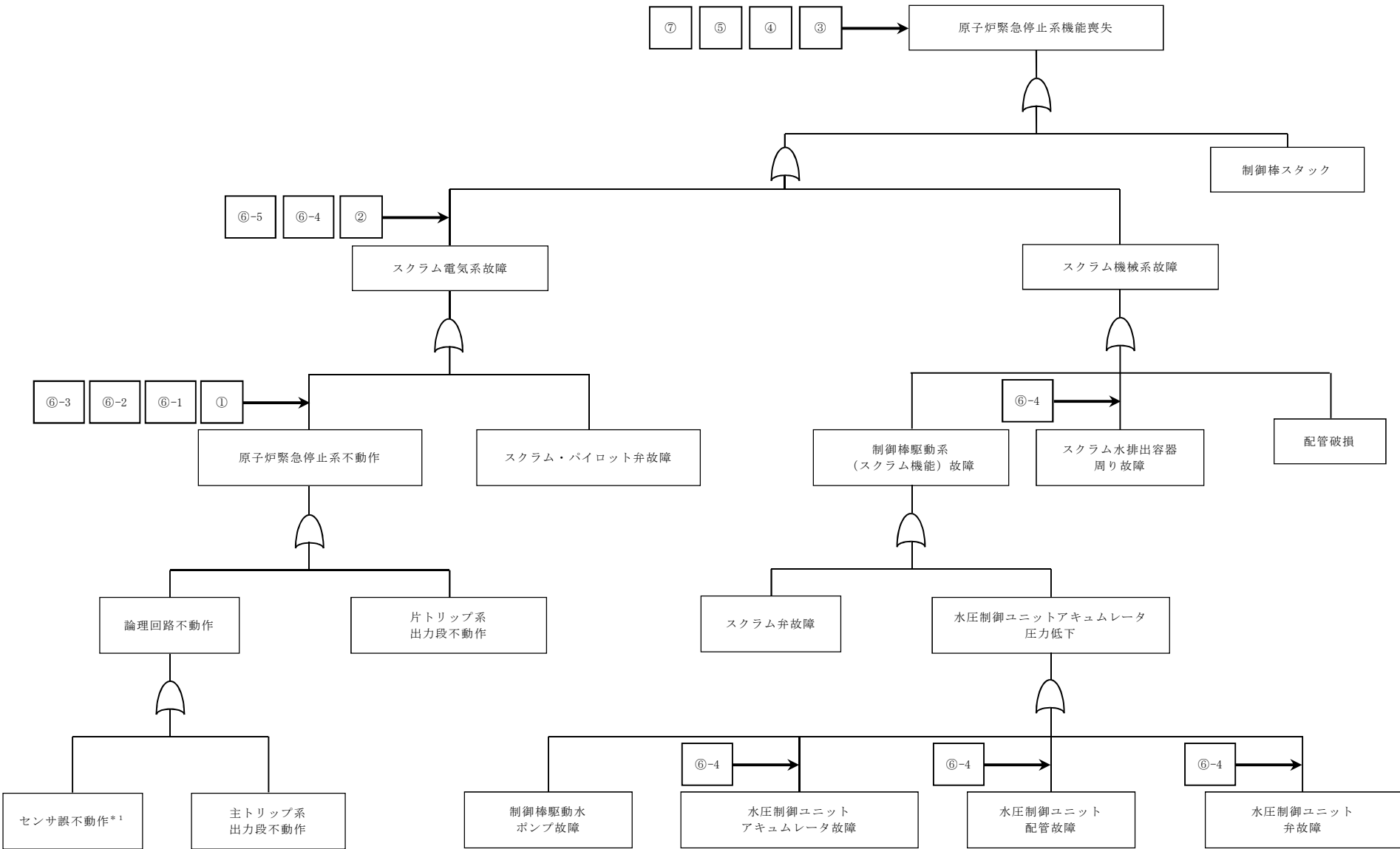
監視計器一覧 (3/3)

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) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	操作	原子炉出力	平均出力領域計装 起動領域計装
		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（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		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 高圧炉心スプレイ系系統流量
		補機監視機能	給水系ポンプ吐出ヘッド圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」 代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入	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	平均出力領域計装 起動領域計装
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」 選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制	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	平均出力領域計装 起動領域計装
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「反応度制御」 制御棒手動挿入	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	平均出力領域計装 起動領域計装
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		補機監視機能	制御棒駆動水圧系駆動水ヘッド差圧

※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。

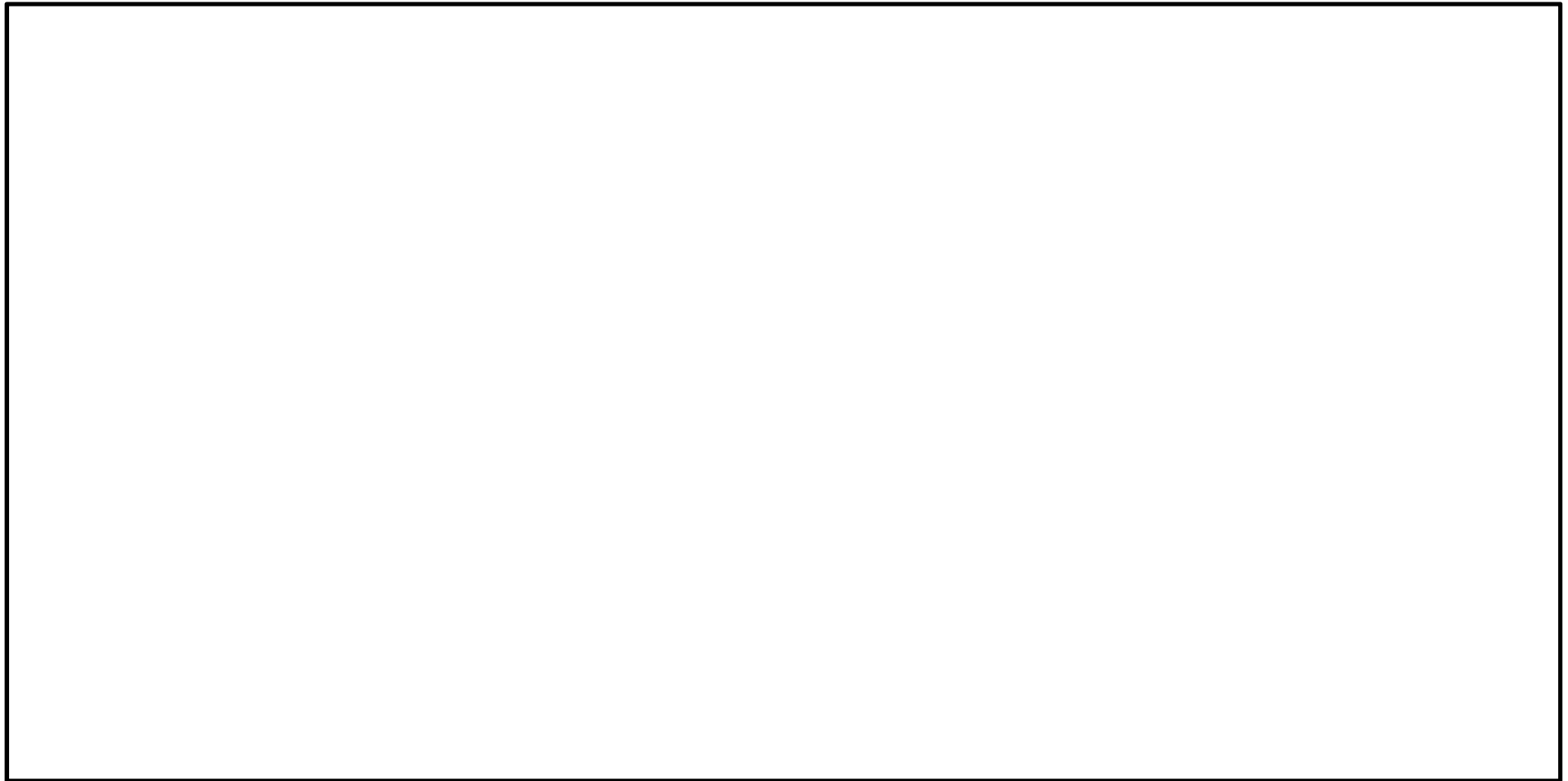


- フロントライン系故障時の対応手段
- ①：原子炉手動スクラム
- ②：代替制御棒挿入機能による制御棒緊急挿入
- ③：再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制
- ④：自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止
- ⑤：ほう酸水注入
- ⑥-1：制御棒挿入（選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制）
- ⑥-2：制御棒挿入（スクラム個別スイッチの操作）
- ⑥-3：制御棒挿入（スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引抜き操作）
- ⑥-4：制御棒挿入（手動操作による制御棒挿入）
- ⑥-5：制御棒挿入（スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作）
- ⑦：原子炉圧力容器の水位低下操作による原子炉出力抑制



*1：誤不動作とは，計測及び制御設備がトリップ信号を出力すべき事態が発生したと判断される場合にもかかわらず，トリップ信号を出力しない状態又はそのような状態が発生すると推定される状態。
注1：サポート系故障（電源喪失又は計器用空気喪失）は，原子炉緊急停止系の電源又はスクラム弁の制御に用いる計器用空気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。

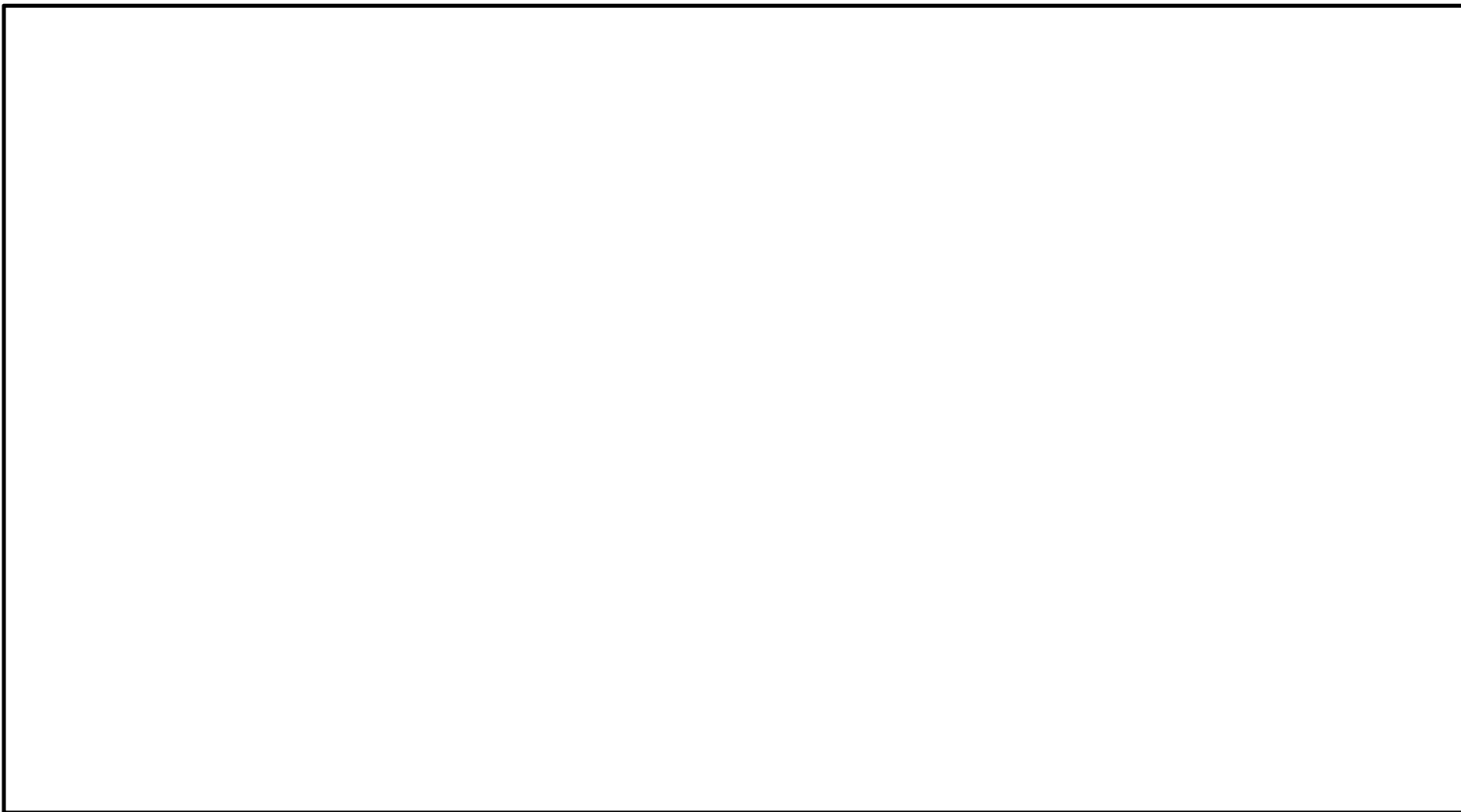
第 1.1－1 図 機能喪失原因対策分析



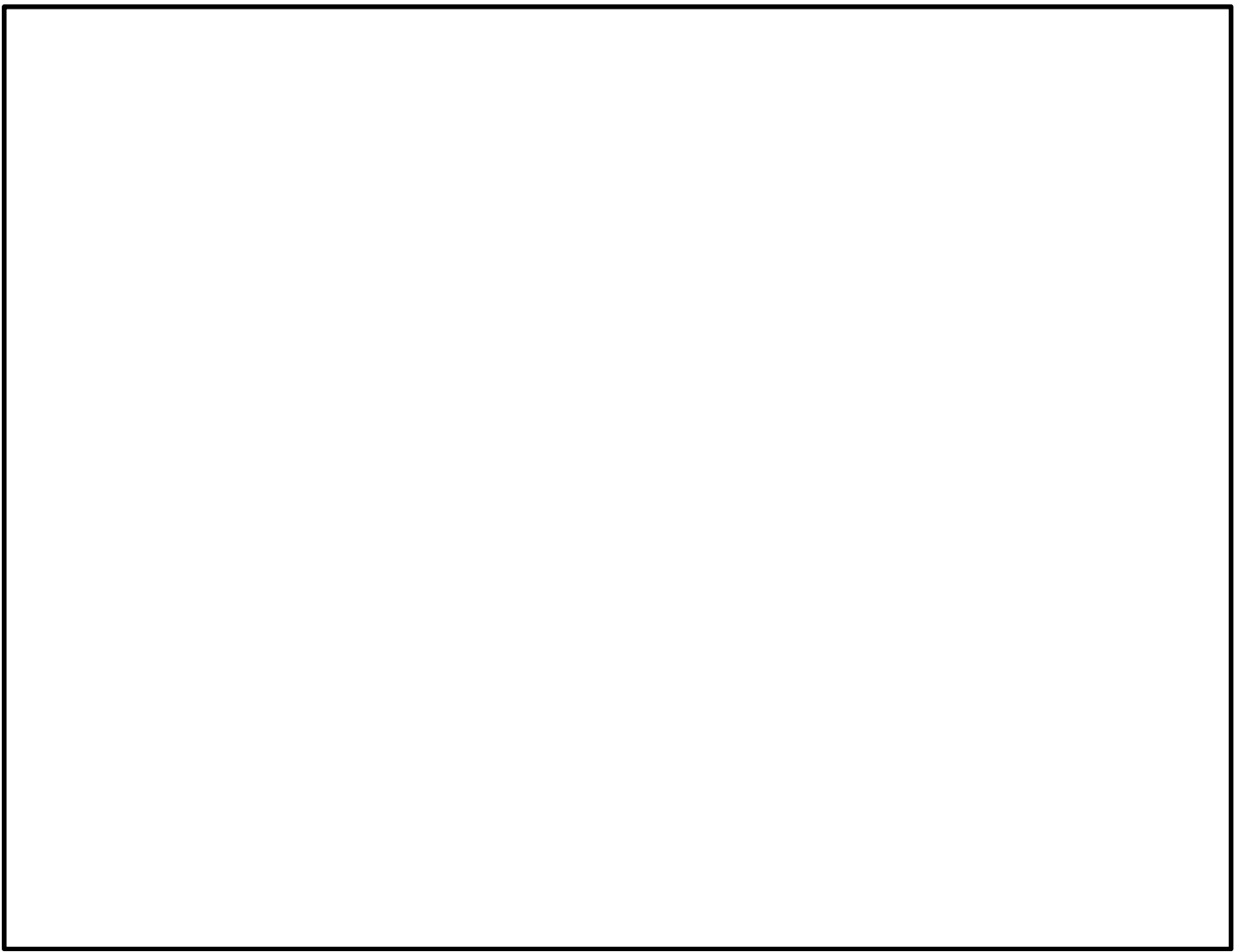
第 1.1-2 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」（原子炉出力）における発電用原子炉の緊急停止
対応フロー

			経過時間（分）											備考		
			1	1	2	3	4	5	5	6	6	7	8		9	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		事象発生													
			2分 「反応度制御」へ移行判断													
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 原子炉制御 「スクラム」 （原子炉出力）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1														

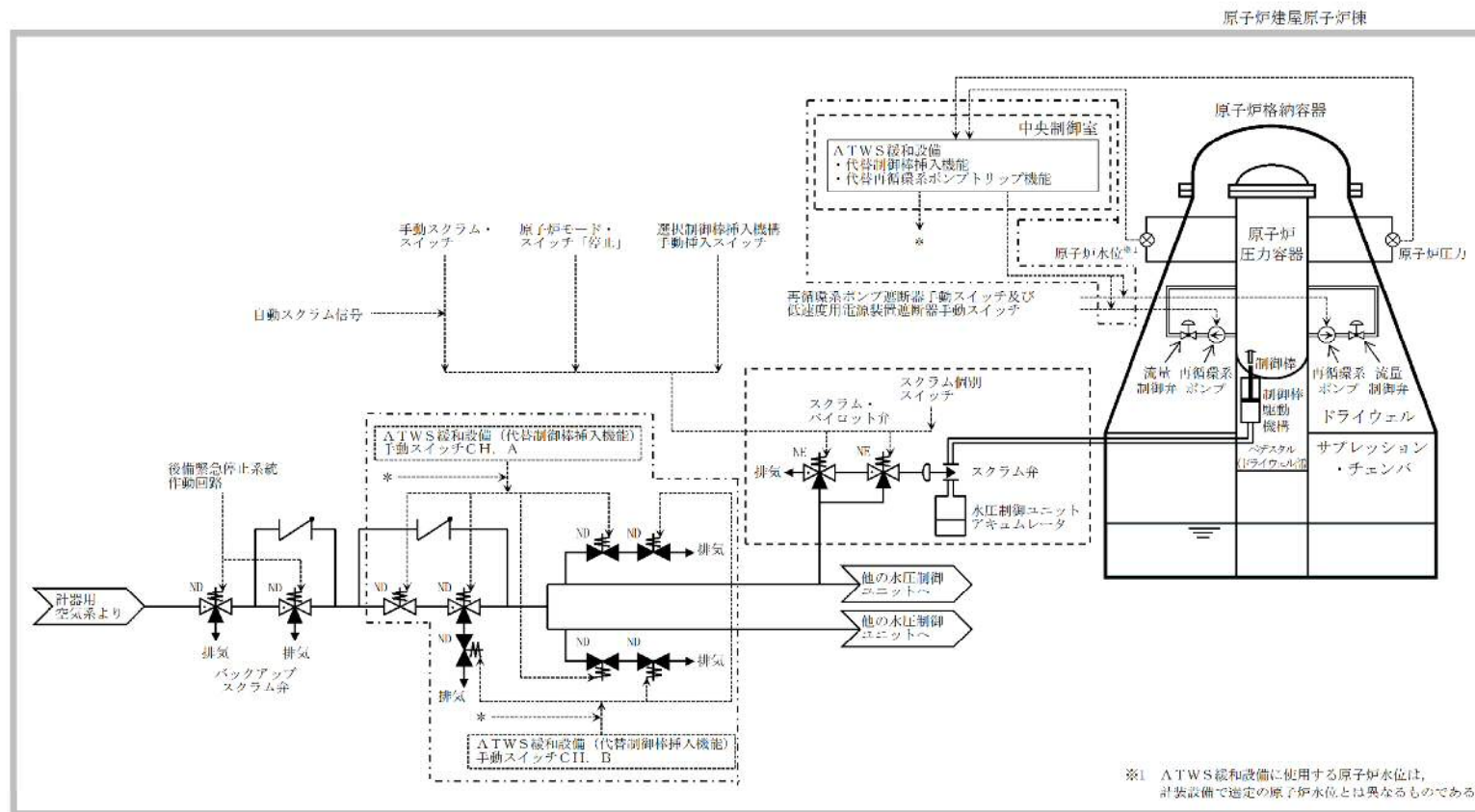
第1.1－3図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「スクラム」
（原子炉出力） タイムチャート



第 1.1-4 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応フロー



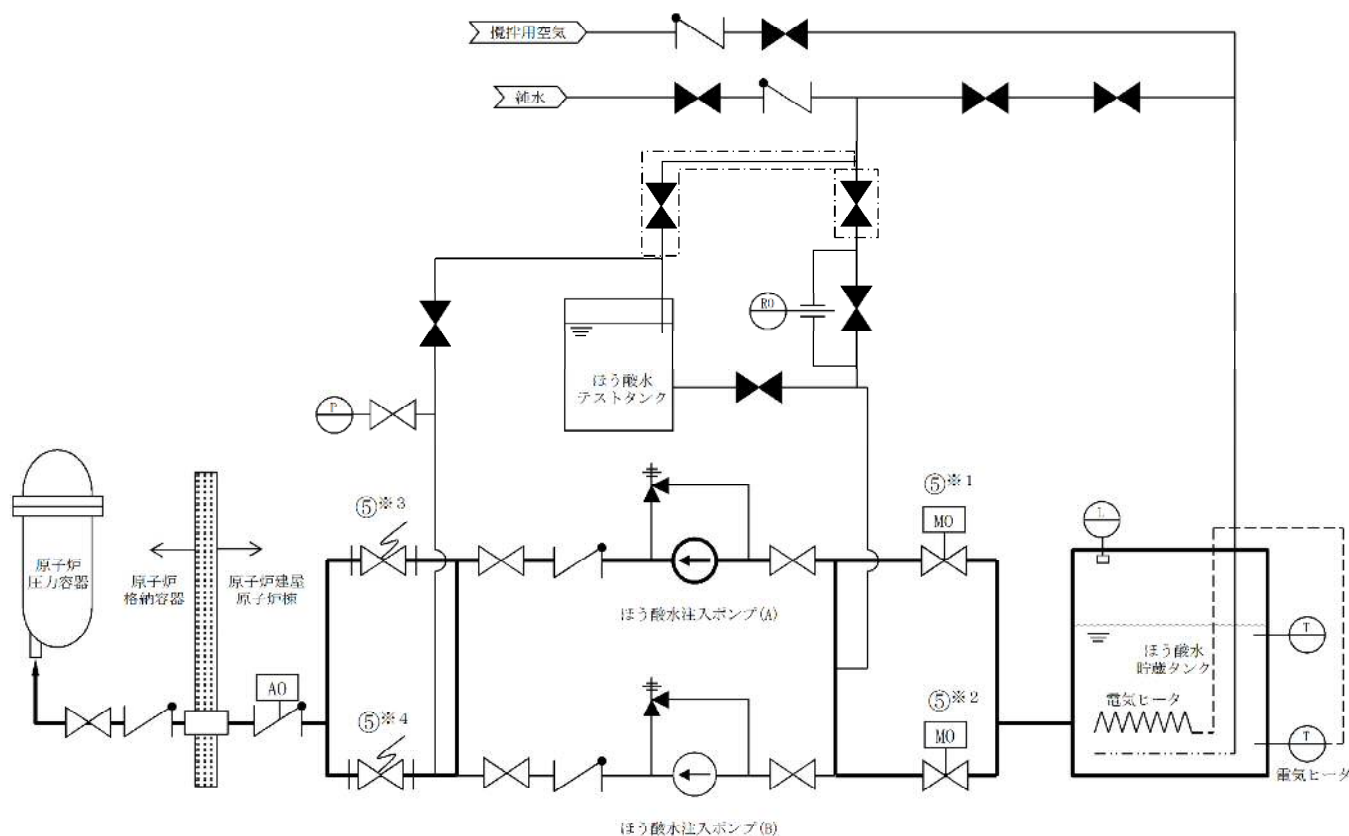
第 1.1-5 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「S／P 温度制御」における対応フロー



凡例

	電磁弁
	検出器
NE	常時励磁
ND	常時無励磁
----	電気信号
	設計基準対象施設から追加した箇所

第 1.1-6 図 A.T.W.S.緩和設備 概要図



凡例

	ポンプ
MO	電動駆動
AO	空気駆動
	弁
	逆止弁
	爆破弁
	安全弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
⑤※1, ⑤※2	ほう酸水貯蔵タンク出口弁
⑤※3, ⑤※4	ほう酸水注入系爆破弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.1-7 図 ほう酸水注入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	11	12	13	14	15	16	
手順の項目	実施箇所・必要員数	▽	原子炉制御「スクラム」より																
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 原子炉制御 「反応度制御」	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1																	
	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1																	

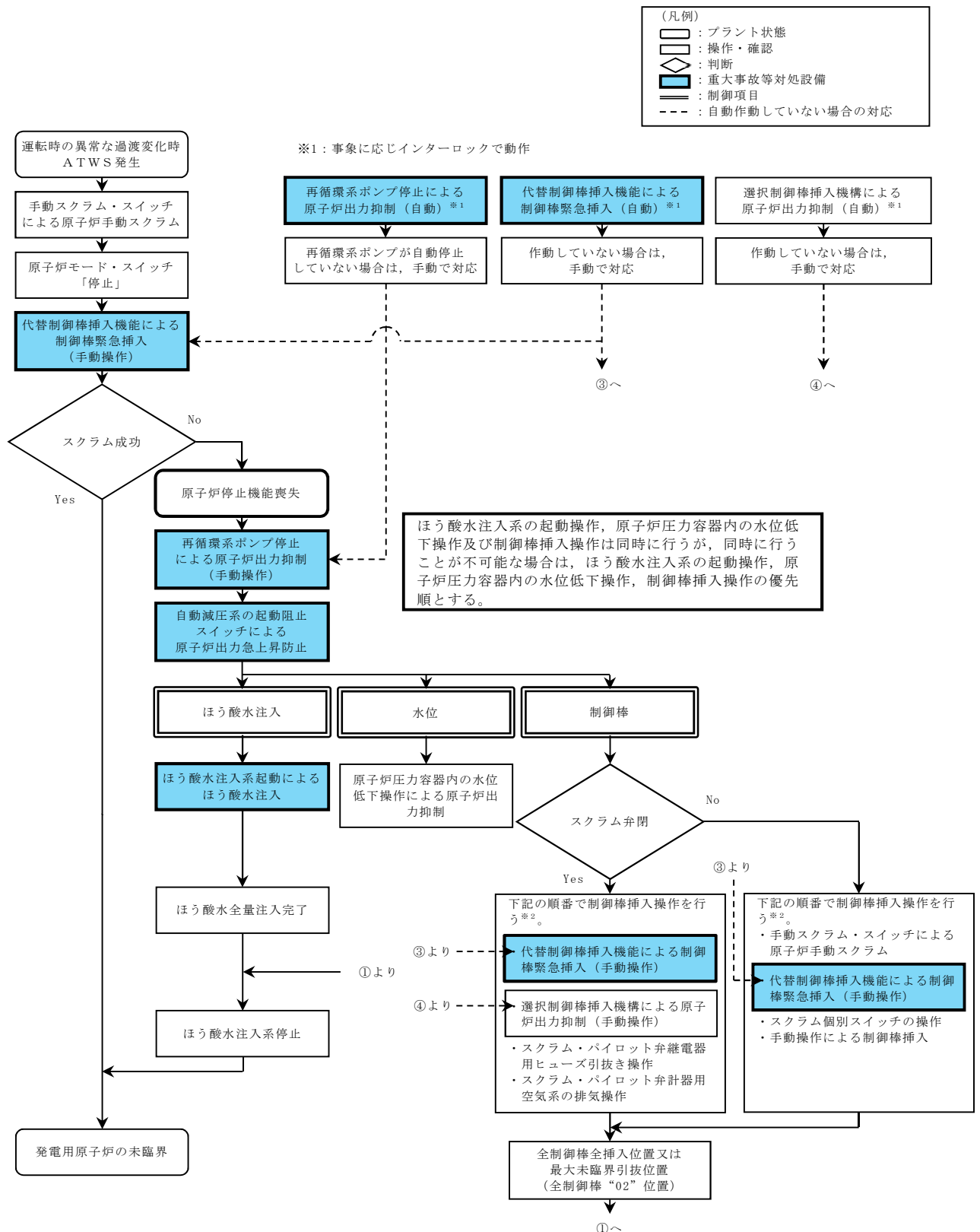
			経過時間（分）																備考
			10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	
手順の項目	実施箇所・必要員数																		
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 原子炉制御 「反応度制御」 （スクラム弁が開の場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	2																	
	運転員等 （当直運転員） （現場）	2																	
																			※1

			経過時間（分）																備考
			10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80		
手順の項目	実施箇所・必要員数																		
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 原子炉制御 「反応度制御」	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	2																	
	（スクラム弁が閉の場合）	2																	

※1：スクラム個別スイッチによる制御棒挿入以降は、手動操作による制御棒挿入を実施する。

第1.1－8図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

タイムチャート



※2: 制御棒挿入操作の成功の確認は，制御棒挿入操作の手段毎に制御棒の挿入状態（全制御棒全挿入ランプの点灯等）及び原子炉出力の低下により行う。また，中央制御室対応を行っている運転員等の作業状況により，手動操作による制御棒挿入は現場操作より優先して実施する場合がある。

第 1.1-9 図 重大事故等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（1／6）

技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（第44条）	技術基準規則（第59条）	番号
<p>【本文】</p> <p>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】</p> <p>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】</p> <p>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】</p> <p>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。</p> <p>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】</p> <p>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。</p> <p>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】</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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>	—			—

※1：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。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2／6）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
代替制御棒挿入機能による 制御棒緊急挿入	A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）※ ¹	既設	① ② ⑥ ⑦	—	原子炉手動スクラム	手動スクラム・スイッチ
	A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）手動スイッチ※ ¹	既設				原子炉モード・スイッチ「停止」
	制御棒	既設				制御棒
	制御棒駆動機構	既設				制御棒駆動機構
	制御棒駆動系配管・弁	既設				制御棒駆動系配管・弁
	制御棒駆動系水圧制御ユニット	既設				制御棒駆動系水圧制御ユニット
	非常用交流電源設備	既設			（選択制御棒挿入機構による 原子炉出力抑制）	選択制御棒挿入機構
	燃料給油設備	既設				制御棒
—	—	—	—	制御棒挿入 （選択制御棒挿入機構による 原子炉出力抑制）		制御棒駆動機構
						制御棒駆動系配管・弁
						制御棒駆動系水圧制御ユニット
						非常用交流電源設備
					燃料給油設備	
				制御棒挿入 （スクラム個別スイッチの操作）	スクラム個別スイッチ	
					制御棒	
					制御棒駆動機構	
					制御棒駆動系配管・弁	
					制御棒駆動系水圧制御ユニット	
				制御棒挿入 （スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引き操作）	スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ	
					制御棒	
					制御棒駆動機構	
					制御棒駆動系配管・弁	
					制御棒駆動系水圧制御ユニット	
				制御棒挿入 （手動操作による制御棒挿入）	制御棒操作監視系	
					制御棒	
					制御棒駆動機構	
					制御棒駆動系配管・弁	
					制御棒駆動系水圧制御ユニット	
					非常用交流電源設備	
					燃料給油設備	
				制御棒挿入 （スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作）	制御棒	
					制御棒駆動機構	
					スクラム・パイロット弁計器用空気系配管・弁	
					制御棒駆動系配管・弁	
					制御棒駆動系水圧制御ユニット	

※1：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。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3／6）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制	A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）※1	既設	① ③ ⑥ ⑧	—	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	給水制御系
	再循環系ポンプ遮断器手動スイッチ※1	既設				給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ）
	低速度用電源装置遮断器手動スイッチ※1	既設				原子炉隔離時冷却系
	再循環系ポンプ遮断器	既設				高圧炉心スプレイ系
	低速度用電源装置遮断器	既設			—	—
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				
原子炉出力急上昇防止	自動減圧系の起動阻止スイッチ	新設	① ⑥	—	—	—
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				
ほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	—	—	—
	ほう酸水貯蔵タンク	既設				
	ほう酸水注入系配管・弁	既設				
	原子炉圧力容器	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				

※1：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。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4／6）

技術的能力審査基準（1.1）	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>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>	<p>運転時の異常な過渡変化時において、A T W S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させる手段として、A T W S緩和設備（代替制御棒挿入機能）、A T W S緩和設備（代替制御棒挿入機能）手動スイッチ、A T W S緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）、再循環系ポンプ遮断器手動スイッチ、低速度用電源装置遮断器手動スイッチ、自動減圧系の起動阻止スイッチ及びほう酸水注入系により原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>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。</p>	<p>—</p>
<p>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>—</p>

※1：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。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5／6）

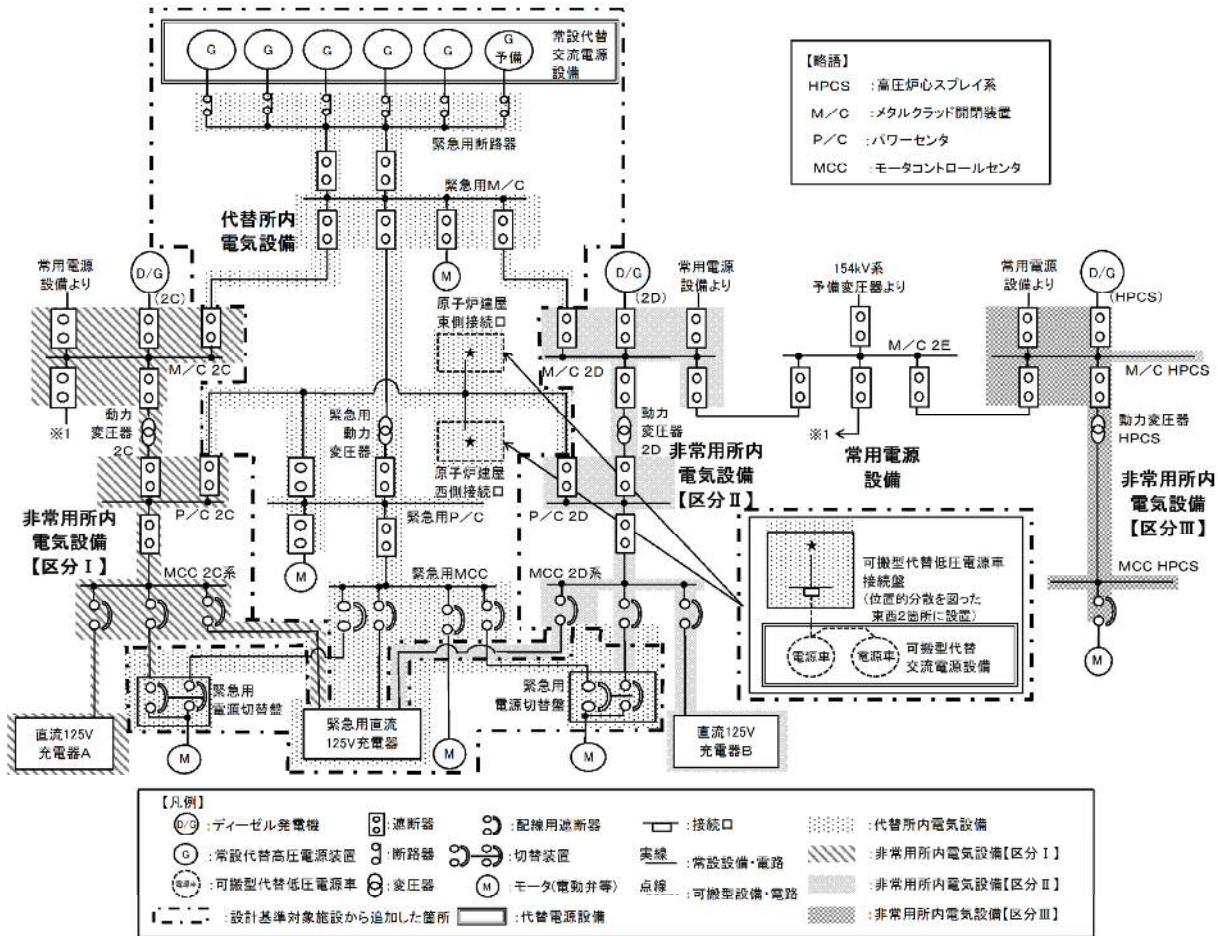
技術的能力審査基準（1.1）	適合方針
<p>（1）沸騰水型原子炉（BWR）及び加圧水型原子炉（PWR）共通</p> <p>a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。</p>	<p>運転時の異常な過渡変化時において、A T W Sが発生した場合に、A T W S緩和設備（代替制御棒挿入機能）手動スイッチにより発電用原子炉を緊急停止するために必要な手順等を整備する。</p>
<p>（2）BWR</p> <p>a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉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>	<p>運転時の異常な過渡変化時において、A T W Sが発生した場合に、原子炉出力を抑制するため、再循環系ポンプが自動停止しない場合の手段として、再循環系ポンプ遮断器手動スイッチ及び低速度用電源装置遮断器手動スイッチにより再循環系ポンプを停止させるために必要な手順等を整備する。</p>
<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>	<p>運転時の異常な過渡変化時において、A T W Sが発生した場合に、ほう酸水注入系を起動する判断基準を明確に定める。</p>
<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>	<p>運転時の異常な過渡変化時、A T W Sが発生した場合において、中性子束振動を確認した場合にほう酸水注入系を動作させるために必要な手順等を整備する。</p>

※1：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。

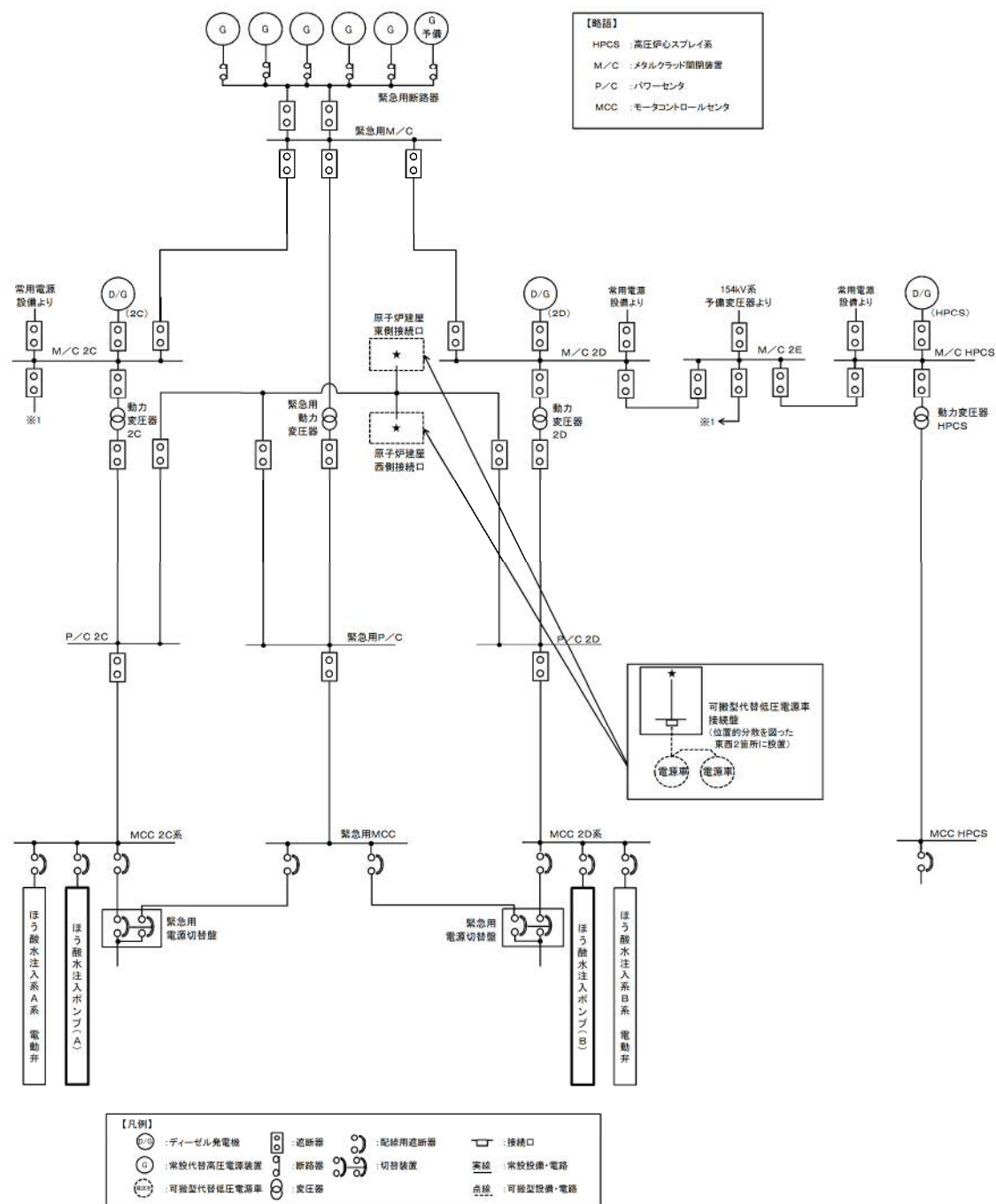
審査基準，基準規則と対処設備との対応表（6／6）

技術的能力審査基準（1.1）	適合方針
<p>（3）PWR</p> <p>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>	対象外
<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>	対象外

※1：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。



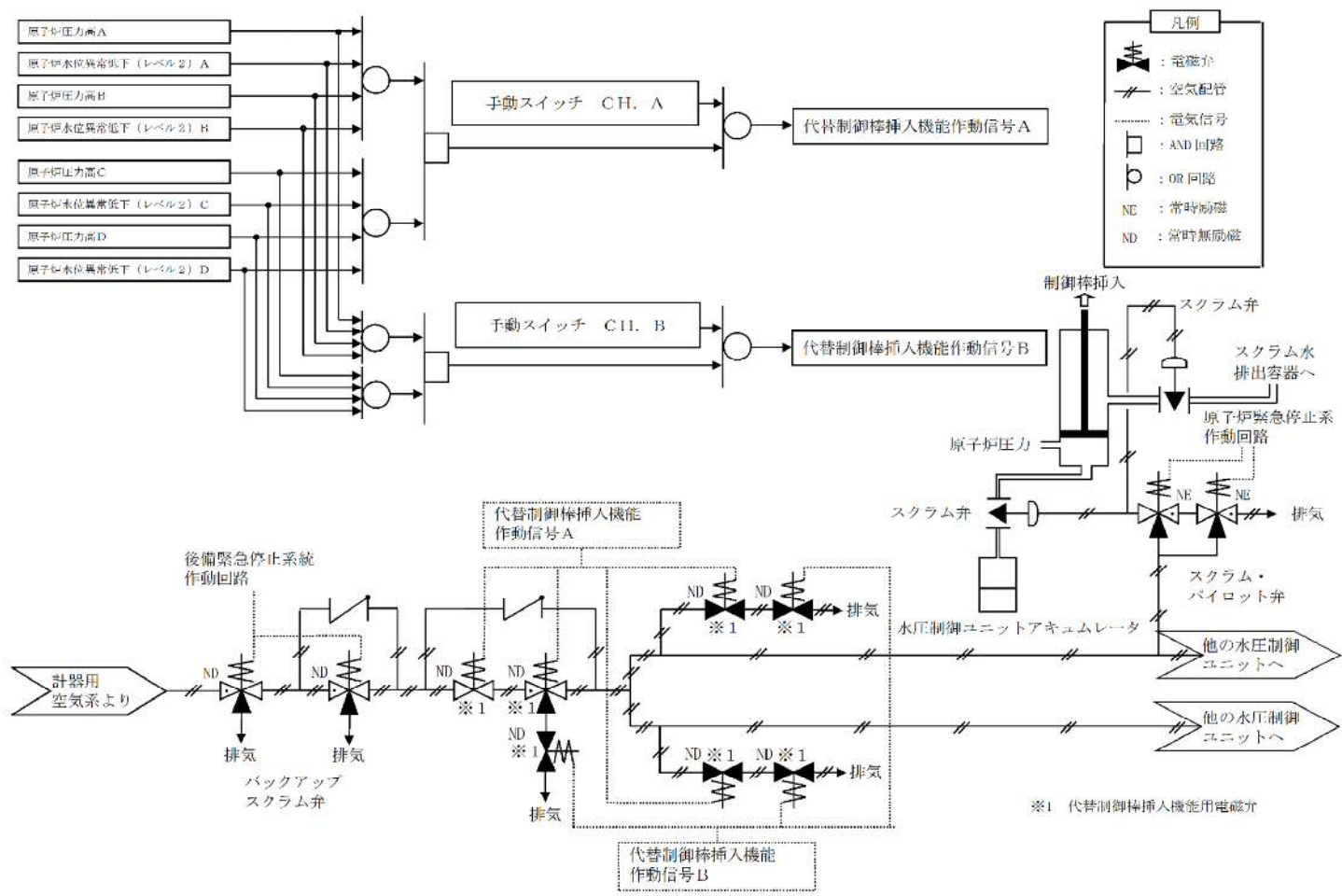
第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図(交流電源)

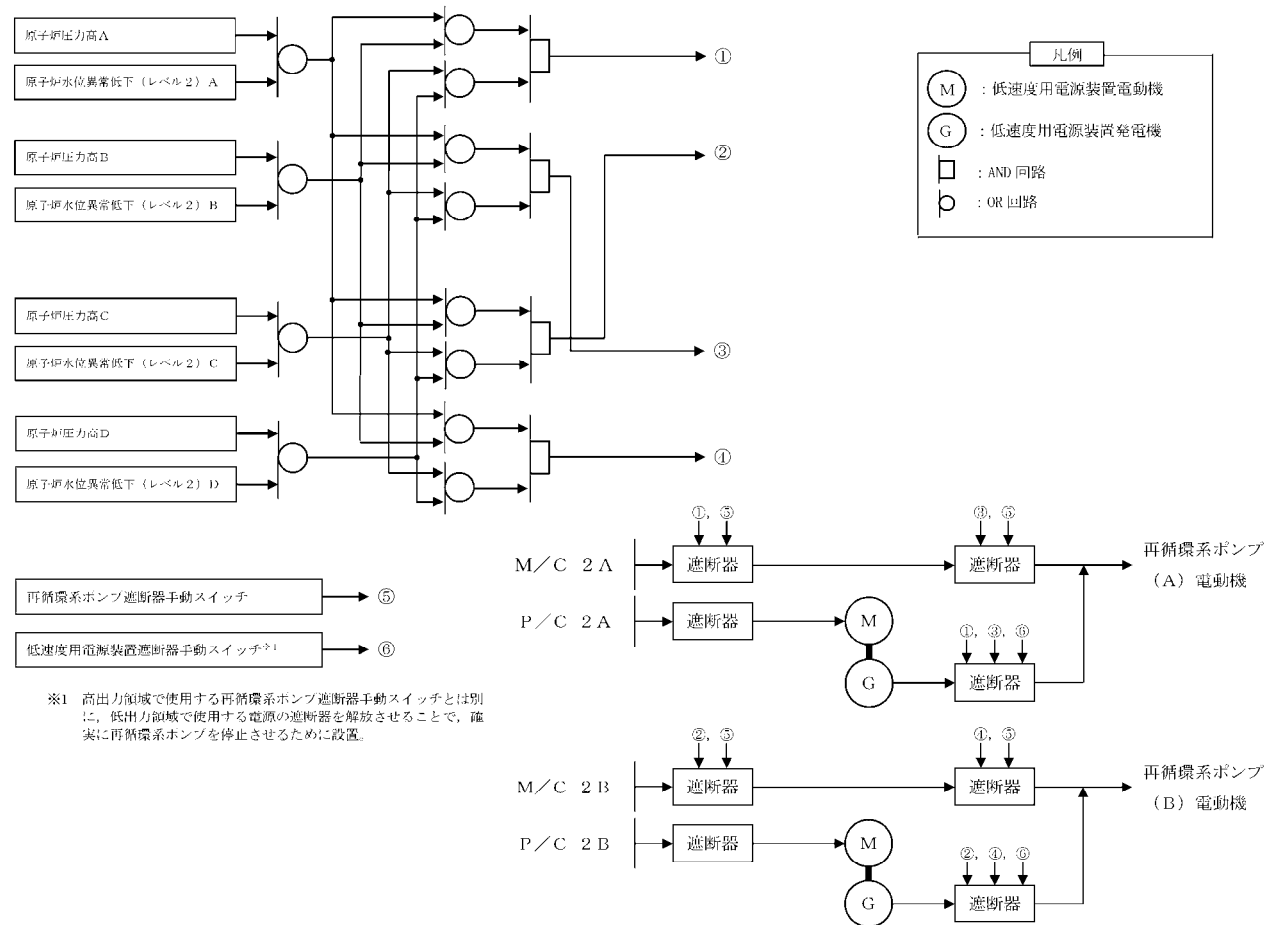


第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）

原子炉自動スクラム設定値リスト

Patient Information	
First Name	
Last Name	
Date of Birth	
Gender	
Address	
City	
State	
Zip	
Phone	
Medical History	
Allergies	
Current Medications	
Past Medical History	
Family History	
Social History	
Physical Examination	
Vital Signs	
Laboratory Tests	
Imaging Studies	
Diagnosis	
Treatment Plan	
Follow-up	





第 1 図 A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） 説明図

重大事故対策の成立性

1. 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」

(1) スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作

a. 操作概要

スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作が必要な状況において、まで移動するとともに、現場に設置してあるスクラム・パイロット弁計器用空気系配管内の計器用空気を排気することでスクラム弁ダイヤフラムの空気圧を喪失させスクラム弁を開とし、制御棒をスクラム動作させる。

b. 作業場所

c. 必要要員数及び所要時間

制御棒挿入の手段のうち、現場におけるスクラム・パイロット弁計器用空気系の排気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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：72分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は45分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

・移動：40分（移動経路：中央制御室から

（放射線防護具着用を含む）

・排気操作：5分（操作対象1弁：

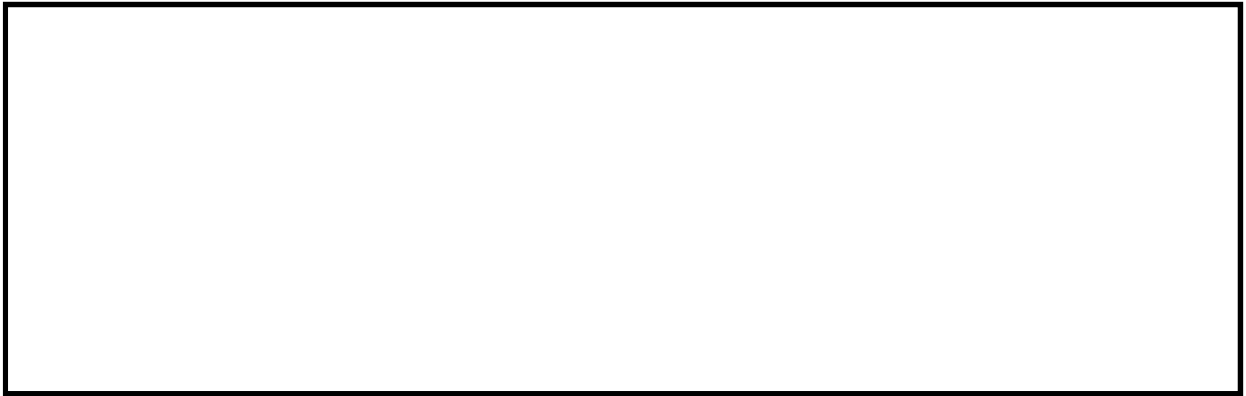
d. 操作の成立性について

作業環境：非常用照明を配備しており，常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト又はＬＥＤライトを携行している。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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はＬＥＤライトを携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また，操作対象弁は操作性が確保された場所に設置されており，操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



スクラム用空気元弁

スクラム用空気元弁操作



スクラム・パイロット弁
計器用空気系

計器用空気排気操作

(2) スクラム個別スイッチによる制御棒挿入操作

a. 操作概要

スクラム個別スイッチによる制御棒挿入操作が必要な状況において、
[] まで移動するとともに、現場に設置してあるスクラム個別スイッチを操作することでスクラム・パイロット弁を動作し、制御棒をスクラム動作させる。

b. 作業場所

[]

c. 必要要員数及び所要時間

制御棒挿入の手段のうち、現場におけるスクラム個別スイッチによる制御棒挿入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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：139分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は95分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

・移動：45分（移動経路：中央制御室から []
（放射線防護具着用を含む）

・スクラム個別スイッチ操作：50分（操作対象370個： []

[]

d. 操作の成立性について

作業環境：非常用照明を配備しており，常用照明消灯時における作業性を確保している。また，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。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，綿手袋，ゴム手袋，タイベ

ック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常のスイッチ操作であり容易に操作可能である。また、操作対象スイッチは操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。



スクラム個別スイッチ

スクラム個別スイッチ操作

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設定根拠の考え方について

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設定根拠の考え方を以下に示す。

1. サプレッション・プール水温度における設定根拠の考え方について

サプレッション・プール水温度における設定根拠の考え方を第1表に示す。

第1表

操作項目	判断基準	考え方
原子炉隔離時冷却系の停止	サプレッション・プール水温度：106℃	原子炉隔離時冷却系の高温耐性（116℃）に余裕を考慮して設定

2. 原子炉出力における設定根拠の考え方について

原子炉出力における設定根拠の考え方を第2表に示す。

第2表

操作項目	判断基準	考え方
原子炉压力容器内の水位低下操作	発電用原子炉が隔離状態における原子炉出力：3%	原子炉スクラムが正常に作動していないことを判断するため、平均出力領域計装の誤差範囲以上の原子炉出力（3%）に設定
	原子炉出力：55%	タービン・バイパス弁が動作している場合には、定格の約25%の蒸気を主復水器へ放出することができるので原子炉発生蒸気からその分を差し引いたものがサプレッション・チェンバへ放出される。そのため、タービン・バイパス弁が使用できる場合でも原子炉出力が55%以上となった場合、サプレッション・チェンバへの放出蒸気は定格の30%以上となる。これに対し、全制御棒挿入失敗時に原子炉压力容器内の水位を原子炉水位異常低下（レベル2）に維持したときの原子炉発生蒸気量は定格の約30%であることから、原子炉压力容器内の水位を低下することが効果的となる原子炉出力（55%）に設定

原子炉手動スクラムにおける設備の位置付けについて

現在、原子炉自動スクラムに失敗した場合、手動スクラム・スイッチ及び原子炉モード・スイッチを使用して、手動で発電用原子炉を停止する手順としてしている。これら手動で発電用原子炉を停止するために使用する設備は、技術的能力審査基準「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」において、自主対策設備として位置付けている。

以下、これらの設備を自主対策設備として位置付けている理由とその妥当性について整理する。

1. 原子炉手動スクラムに係る設備を自主対策設備とする理由について

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、原子炉緊急停止系である。このため、技術的能力審査基準「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」での機能喪失原因対策分析では、原子炉緊急停止系を故障想定対象として抽出している。

原子炉緊急停止系で原子炉手動スクラムと共用している箇所は、スクラム回路であり、これらの故障を想定した場合、手動による発電用原子炉の緊急停止に失敗するおそれがある。

一方、共用している箇所以外の故障によって原子炉スクラムに失敗した場合には、手動スクラム・スイッチ又は原子炉モード・スイッチの手動操作によって、原子炉停止できることがある。

このため、機能喪失原因対策分析上、必ず期待し得る対策ではないもの

の、故障の状況によっては有効となる対策であることから、自主対策設備として整理している。

2. 原子炉手動スクラムに係る設備を自主対策設備とした場合の基準適合性について

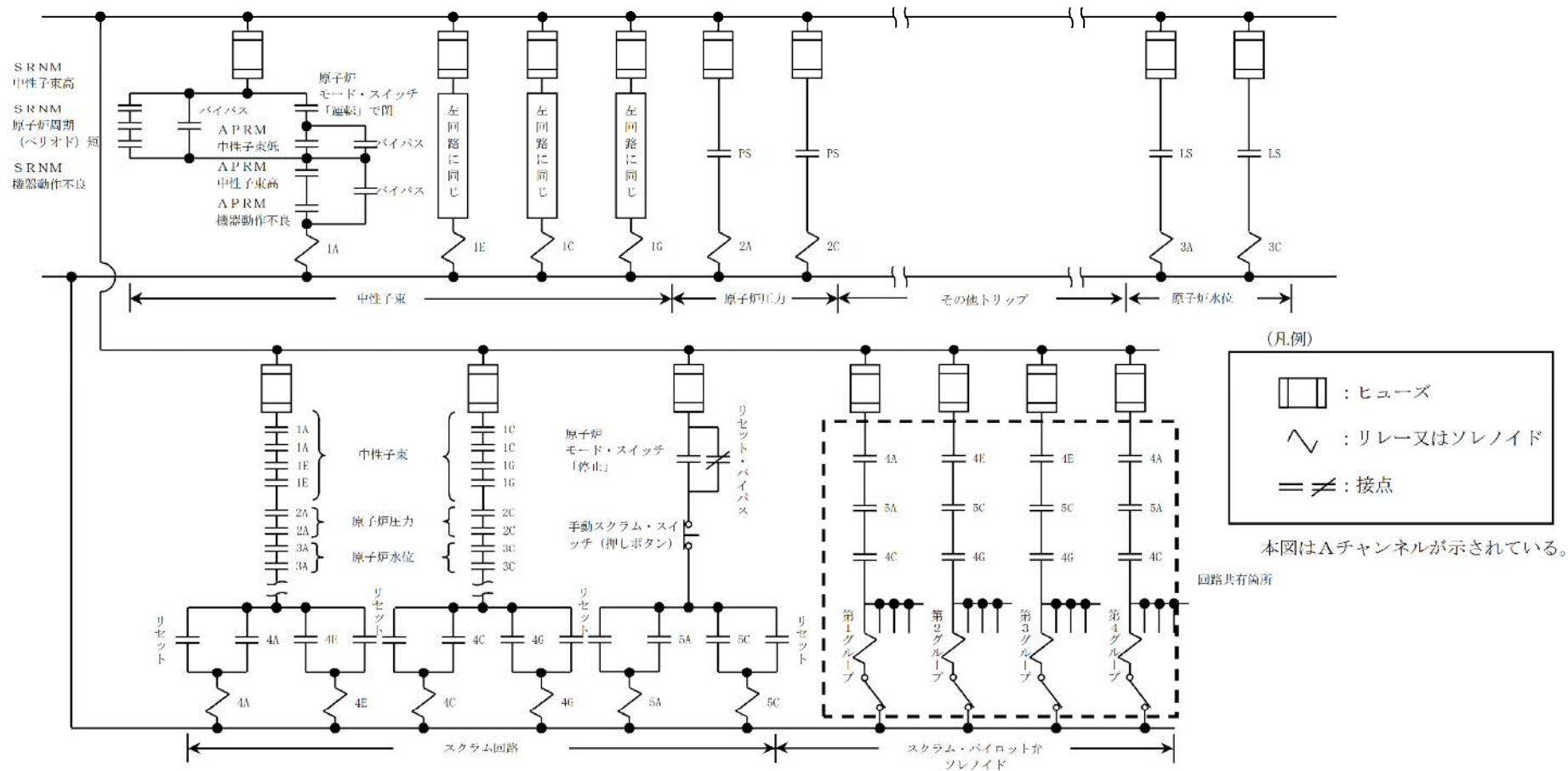
設置許可基準規則（第 44 条）において重大事故等対処設備に位置付ける設備は、A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）の自動信号による発電用原子炉を緊急停止する機能である。

一方、技術的能力審査基準（1.1）では、解釈の第 2 項(1) a）を満足する手順として、自動で作動する A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）を手動にて操作する手順を整備し、その際に使用する設備を重大事故等対処設備としている。

A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）は、設計基準事故対処設備に対して、独立性を有し共通要因によって機能喪失することがない設計としているため、基準適合に係る重大事故等対処設備として整理できる。このため、手動スクラム・スイッチ及び原子炉モード・スイッチを自主対策設備としても、基準適合性の観点から問題となることはないと考える。

第 1 表

設置許可基準規則（第 44 条）		技術的能力審査基準（1.1）	
【解釈】	対処設備	【解釈】	対処設備
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。	A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）	「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。	A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）手動スイッチ
			手動スクラム・スイッチ
			原子炉モード・スイッチ「停止」



注：SRNMは起動領域モニタを，APRMは平均出力領域モニタを示す。

第1図 原子炉緊急停止系 概要図

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」における優先順位の考え方について

A T W S が発生した場合、発電用原子炉は臨界状態が継続し、原子炉出力が高い状態で維持され、発電用原子炉で発生する熱によって原子炉格納容器内の圧力が上昇することで、炉心損傷より先に原子炉格納容器破損に至るため、発電用原子炉を未臨界状態に移行させ発電用原子炉での発生熱量を低下させるとともに、原子炉格納容器からの除熱を行う必要がある。この場合の対応として、発電用原子炉を未臨界に移行させるための「ほう酸水注入系の起動操作」、原子炉出力及びサプレッション・プール水温度の上昇を抑制する「原子炉圧力容器内の水位低下操作」がある。また、操作時間を要するが発電用原子炉を未臨界にすることが可能である「制御棒挿入操作」がある。以下に各々の操作における優先順位の考え方について示す。

1. ほう酸水注入系の起動操作における優先順位の考え方

制御棒に代わり、発電用原子炉の未臨界を維持するための手段として、ほう酸水注入系によるほう酸注入手段がある。ほう酸水による発電用原子炉の未臨界移行には時間を要するため、速やかに実施する必要がある。

2. 原子炉圧力容器内の水位低下操作における対応手段の考え方

ほう酸水注入による発電用原子炉の未臨界移行までの間の、原子炉格納容器への熱負荷を低減させるために、注水量抑制によって、原子炉圧力容器内の水位低下措置を講じる。

(1) 原子炉隔離時冷却系ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ポンプが自動起動

していない場合

給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ）は注水量が多いため、給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ）が作動している場合は、原子炉圧力容器内の水位が高めに維持され、原子炉出力が増加するため、原子炉圧力容器への注水量を減少させる。なお、タービン駆動給水ポンプは原子炉発生蒸気を使用することから、原子炉圧力容器内の水位低下操作により原子炉出力が低下した場合は、電動駆動給水ポンプに切り替え、原子炉圧力容器内の水位低下操作を継続する。

(2) 原子炉隔離時冷却系ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ポンプが自動起動した場合

原子炉水位異常低下（レベル 2）に到達すると高圧炉心スプレイ系ポンプ及び原子炉隔離時冷却系ポンプが自動起動し、これらのポンプにより原子炉注水が開始される。給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ）が作動している場合は、(1)の状況よりも原子炉圧力容器への注水量が多く、より原子炉出力が増加するため、給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ）を待機状態にする。

部分制御棒挿入失敗時、又はほう酸水が注入されて原子炉発生蒸気量を高圧炉心スプレイ系ポンプ及び原子炉隔離時冷却系ポンプの注水量が上回った場合は、給水系（タービン駆動給水ポンプ及び電動駆動給水ポンプ）を待機状態にする。

3. 制御棒挿入操作

制御棒挿入操作は、スクラム弁の開・閉状態により、その後の操作が選択されることから、最初に実施すべきことは、スクラム弁の状態を確認することである。以下にスクラム弁の状態による制御棒挿入操作の優先順位の考え方を示す。

(1) スクラム弁が閉の場合

スクラム弁が閉の場合は、スクラム弁を開とする手段及び中央制御室から容易に操作が可能な手段を優先する。そのため、主制御盤から容易にスクラム弁を開とすることが可能なA T W S緩和設備（代替制御棒挿入機能）及び補助制御盤にてスクラム弁を電氣的に開放するスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズの引抜き操作を実施する。

(2) スクラム弁が開の場合

スクラム弁が開の場合は、原子炉スクラムをリセットし、制御棒を挿入するための方法を試みる準備を実施する。原子炉スクラムのリセットが成功した場合は、原子炉スクラムが可能な手段及び中央制御室から容易に操作が可能な手段を優先することから、手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラムを実施する。また、制御棒の挿入が確認されない場合は、原子炉スクラムをリセットし、スクラム個別スイッチの操作を実施する。

スクラム個別スイッチの操作により制御棒が挿入できない場合は、原子炉圧力容器内の圧力と御棒駆動水圧系駆動水圧力の差圧を確保し、制御棒の挿入を実施する。ただし、中央制御室対応を行っている運転員等の作業状況により、手動操作による制御棒挿入は現場操作より優先して実施する場合がある。

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
1.1.2.1 フロントライン系故障 時の対応手順	(2) 非常時運転手順 書Ⅱ（微候ベー ス）原子炉制御 「反応度制御」	—	ほう酸水貯蔵タンク液位指示値の低下	ほう酸水貯蔵タンク液位指示値にて17,050L以下
			サプレッション・プール水温度指示値が106℃に 到達	添付資料 1.1.7「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設定根拠 の考え方について」に整理する。
			原子炉出力が55%以上	
			原子炉出力を3%未満	
			原子炉水位異常低下（レベル1）より+500mm ～ +1,500mmに維持	原子炉水位（広帯域）等にて原子炉水位異常低 下（レベル1）より+500mm ～ +1,500mmに維 持
			ほう酸水の全量注入完了	ほう酸水貯蔵タンク液位指示値にて0L

弁番号及び弁名称一覧

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
ほう酸水貯蔵タンク出口弁	SLCタンク出口弁	C41-F001A/B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階西側（管理区域）
ほう酸水注入系爆破弁	SLC爆破弁A/B	C41-F004A/B	中央制御室

手順のリンク先について

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ついて、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

- ・ 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱手順

＜リンク先＞ 1.6.2.3(2) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱

- ・ 非常用交流電源設備への燃料給油手順

＜リンク先＞ 1.14.2.7(3) 軽油貯蔵タンクから2C・2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油

- ・ 操作の判断，確認に係る計装設備に関する手順

＜リンク先＞ 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

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発電用原子炉の冷却

(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発電用原子炉の冷却

(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

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圧力容器への注水

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圧力容器への注水

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. 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

(3) 重大事故等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圧力容器へのほう酸水注入及び注水

b. 制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器への注水

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.2.2.4 設計基準事故対処設備を使用した対応手順

(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水

(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.2.1 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 自主対策設備仕様

添付資料1.2.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.2.4 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) 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

(1) 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

3. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入
及び注水

(1) ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水（継
続注水）

添付資料1.2.5 原子炉水位計の校正条件について

添付資料1.2.6 全交流動力電源喪失時に高圧注水系の起動に失敗した場合の
処置について

添付資料1.2.7 解釈一覧

添付資料1.2.8 手順のリンク先について

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ボンベ等）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、設計基準事故対処設備

が有する発電用原子炉の冷却機能は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による冷却機能である。

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、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備する。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、発電用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スプレイ系を設置している。

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（第1.2－1図）。

また、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を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。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※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、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

設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系又は高压炉心スプレイ系が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。また、原子炉冷却材圧力バウンダリ高压時に発電用原子炉を冷却するために必要な設備として、逃がし安全弁（安全弁機能）を重大事故等対処設備と位置付け、重大事故等の対処に用いる。なお、逃がし安全弁（安全弁機能）は、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放することから、運転員等による操作を必要としない。

原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却※²で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 所内常設直流電源設備

※2：原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却は、ヘッドスプレイノズルによる原子炉圧力容器への注水である。

また、所内常設直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧炉心スプレイ系ポンプ
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

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スプレイ系の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失を想定する。

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第1.2－1表に整理する。

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発電用原子炉の冷却

設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。

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、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。

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発電用原子炉の冷却

中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却^{※3}する設備は以下のとおり。

- ・ 常設高圧代替注水系ポンプ
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 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
- ・ 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 常設代替直流電源設備

- ・可搬型代替直流電源設備
- ・燃料給油設備

※3： 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却は，ヘッドスプレ
イノズルによる原子炉圧力容器への注水である。

また，上記常設代替直流電源設備への継続的な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
- ・燃料給油設備

ii) 高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却

現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し発電
用原子炉を冷却※⁴する設備は以下のとおり。

- ・常設高圧代替注水系ポンプ
- ・高圧代替注水系タービン止め弁
- ・逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・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
- ・高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ
- ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁
- ・原子炉圧力容器

※4： 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却は，ヘッドスプレ
イノズルによる原子炉圧力容器への注水である。

(b) 重大事故等対処設備

高压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発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち、常設高压代替注水系ポンプ、高压代替注水系タービン止め弁、逃がし安全弁（安全弁機能）、サプレッション・チェンバ、高压代替注水系（蒸気系）配管・弁、主蒸気系配管・弁、原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁、高压代替注水系（注水系）配管・弁、高压炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ、原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁、原子炉压力容器、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、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給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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、設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系が故障した場合においても、発電用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発電用原子炉の冷却

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原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、上記「a. (a) 高压代替注水系による発電用原子炉の冷却」の手段に加え、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し発電用原子炉を冷却する

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対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。

i) 原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却

現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し発電用原子炉を冷却※⁵する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ 原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器

※5：原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却は、ヘッドスプレイノズルによる原子炉圧力容器への注水である。

また、上記原子炉隔離時冷却系を現場での人力による弁の操作で起動したことにより発生する排水を処理する手段がある。

排水設備による排水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 水中ポンプ
- ・ ホース
- ・ 仮設発電機
- ・ 燃料給油設備

(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常設直流電源設備により給電している場合は、所内常設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及び代替直流電源設備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所内常設直流電源設備のうち直流125V充電器に給電し、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して発電用原子炉を冷却※⁶する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 所内常設直流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

※6：原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却は、ヘッドスプレイノズルによる原子炉圧力容器への注水である。

なお、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備へ燃料を給油することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及

び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

ii) 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

可搬型代替直流電源設備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して発電用原子炉を冷却^{※7}する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁
- ・ 主蒸気系配管・弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 所内常設直流電源設備
- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 燃料給油設備

※7：原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却は、ヘッドスプレイノズルによる原子炉圧力容器への注水である。

なお、可搬型代替直流電源設備へ燃料を給油することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。

(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発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち、原子炉隔離時冷却系ポンプ、原子炉隔離時冷却系蒸気

供給弁，逃がし安全弁（安全弁機能），サプレッション・チェンバ，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁・ストレーナ，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備として位置付ける。

復旧にて使用する設備のうち，原子炉隔離時冷却系ポンプ，逃がし安全弁（安全弁機能），サプレッション・チェンバ，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁・ストレーナ，原子炉圧力容器，所内常設直流電源設備，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，可搬型代替直流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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，全交流動力電源が喪失した場合，又は全交流動力電源の喪失に加えて常設直流電源系統が喪失した場合においても，発電用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，自主対策設備として位置付ける。あわせて，その理由を示す。

- ・排水設備

排水を行わなかった場合においても，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することができるが，排水が可能な場合は，原子炉隔離時冷却系の運転継続

時間を延長できることから、原子炉隔離時冷却系の機能を維持する手段として有効である。

c. 監視及び制御

(a) 監視及び制御

上記「a. (a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却」及び「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発電用原子炉の冷却」により発電用原子炉を冷却する際は、発電用原子炉を冷却するための原子炉圧力容器内の水位を監視する手段がある。

また、原子炉圧力容器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、発電用原子炉を冷却するための原子炉圧力容器内の水位を制御する手段がある。

監視及び制御に使用する設備（監視計器）は以下のとおり。なお、現場計器については、S_s機能維持を担保する設計である。

高圧代替注水系（中央制御室起動時）の監視計器

- ・原子炉水位（広帯域，燃料域，S A 広帯域，S A 燃料域）
- ・原子炉圧力
- ・原子炉圧力（S A）
- ・高圧代替注水系系統流量
- ・サプレッション・プール水位

高圧代替注水系（現場起動時）の監視計器

- ・原子炉水位（広帯域^{※8}，燃料域^{※8}，S A 広帯域^{※8}，S A 燃料域^{※8}）
- ・高圧代替注水系系統流量
- ・可搬型計測器

- ・ 常設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
- ・ 常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力

原子炉隔離時冷却系（現場起動時）の監視計器

- ・ 原子炉水位（広帯域^{※8}，燃料域^{※8}，S A広帯域^{※8}，S A燃料域^{※8}）

- ・ 原子炉隔離時冷却系系統流量
- ・ 可搬型計測器
- ・ 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

※8：中央制御室にて監視可能であるが，現場においても監視可能。

(b) 重大事故等対処設備

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（S A広帯域），原子炉水位（S A燃料域），原子炉圧力，原子炉圧力（S A），高圧代替注水系系統流量，原子炉隔離時冷却系系統流量，サプレッション・プール水位，可搬型計測器，常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力，常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力，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，原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力及び原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力は重大事故等対処設備として位置付ける。

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用いて原子炉压力容器内の水位及び高压代替注水系の作動状況を監視することにより、発電用原子炉を冷却するために必要な監視及び制御ができる。

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

高压代替注水系，原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水により原子炉压力容器内の水位が維持できない場合は，重大事故等の進展を抑制するため，ほう酸水注入系及び制御棒駆動水压系により原子炉压力容器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

ほう酸水貯蔵タンクを水源とした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実施する。

さらに，純水系を水源としてほう酸水貯蔵タンクに水を補給することで，ほう酸水貯蔵タンクを使用したほう酸水注入系による原子炉压力容器への注水を継続する。

ほう酸水注入系により原子炉压力容器へほう酸水を注入する設備及び注水する設備は以下のとおり。

- ・ ほう酸水注入ポンプ
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ ほう酸水貯蔵タンク
- ・ ほう酸水注入系配管・弁
- ・ 純水系
- ・ 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
- ・ 燃料給油設備

ii) 制御棒駆動水圧系による進展抑制

復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水を実施する。

制御棒駆動水圧系により原子炉圧力容器へ注水する設備は以下のとおり。

- ・ 制御棒駆動水ポンプ
- ・ 逃がし安全弁（安全弁機能）
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 制御棒駆動水圧系配管・弁
- ・ 補給水系配管・弁
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 原子炉補機冷却系
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(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，ほう酸水注入ポンプ，逃がし安全弁（安全弁機能），ほう酸水貯蔵タンク，ほう酸水注入系配管・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給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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，自主対策設備として位置付ける。あわせて，その理由を
示す。

- ・ほう酸水注入系（原子炉圧力容器へ注水する場合）

発電用原子炉を冷却するための十分な注水量が確保できず，加え
てほう酸水貯蔵タンクへの補給ラインの耐震性が確保されていな
いが，純水系からほう酸水貯蔵タンクに水を補給することができ
れば，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水が可能と
なることから，原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時における重
大事故等の進展を抑制する手段として有効である。

- ・制御棒駆動水圧系

発電用原子炉を冷却するための十分な注水量が確保できず，加え
て耐震性が確保されていないが，原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧
時における重大事故等の進展を抑制する手段として有効である。

(添付資料1.2.2)

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，運転員等^{*9}及び重大事故等対応要員の対応とし

て、「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」，「非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）」，「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策要領」に定める（第1.2-1表）。

また，重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.2-2表，第1.2-3表）。

※9 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

（添付資料1.2.3）

1.2.2 重大事故等時の手順

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压力容器への注水

a． 中央制御室からの高圧代替注水系起動

給水・復水系による原子炉压力容器への注水ができず，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合は，中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し，サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉压力容器への注水を実施する。

なお，発電用原子炉を冷却するために原子炉压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広帯域，SA燃料域）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。

（添付資料1.2.5）

(a) 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

(b) 操作手順

中央制御室からの高圧代替注水系起動手順の概要は以下のとおり。
手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に，概要図を第1.2-4図に，タイムチャートを第1.2-5図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に中央制御室からの高圧代替注水系起動の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，高圧代替注水系起動による原子炉圧力容器への注水に必要な原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁の電源の受電操作を実施する。

③運転員等は中央制御室にて，中央制御室からの高圧代替注水系起動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等にて確認する。

④運転員等は中央制御室にて，中央制御室からの高圧代替注水系起動の系統構成として，原子炉隔離時冷却系トリップ・スロットル弁の閉の確認及び高圧代替注水系注入弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁の全開操作を実施し，発電長に中央制御室からの高圧代替注水系起動の準備完了を報告する。

なお，高圧代替注水系の駆動蒸気を確保するため原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気ラインを隔離する必要がある場合は，原子炉隔離時冷却系SA蒸気止め弁を全閉とする。

⑤発電長は，運転員等に中央制御室からの高圧代替注水系起動及び

原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、 高圧代替注水系タービン止め弁を全開操作することにより高圧代替注水系を起動し、 原子炉圧力容器への注水を開始する。

⑦運転員等は中央制御室にて、 原子炉圧力容器への注水が開始されたことを高圧代替注水系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し発電長に報告するとともに、 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。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、 中央制御室対応を運転員等（当直運転員）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による原子炉圧力容器への注水開始まで10分以内で可能である。

b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず、 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が故障により使用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は、 現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し、 サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、 発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（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、 S A 広帯域、 S A 燃料域）及び可搬型計測器により監視する。 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。

(添付資料1.2.5)

(a) 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水ができず，原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で，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

現場手動操作による高压代替注水系起動手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に，概要図を第1.2-6図に，タイムチャートを第1.2-7図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に現場手動操作による高压代替注水系起動の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，原子炉水位及び高压代替注水系系統流量の計器端子台に可搬型計測器の接続を実施し，発電長に原子炉压力容器内の水位を報告する。

③運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて，高压代替注水系の駆動蒸気圧力が確保されていることを原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）の高压代替注水系タービン入口圧力指示値が規定値以上であることにより確認する。

④運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて，現場手動操作による高压代替注水系起動の系統構成として，原子炉隔離時冷却系トリップ・スロットル弁の閉を確認するとともに，高压代替注水系注入弁及

び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁を全開操作し、発電長に高压代替注水系現場起動による原子炉压力容器への注水の準備完了を報告する。

なお、高压代替注水系の駆動蒸気を確保するため原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気ラインを隔離する必要がある場合は、原子炉隔離時冷却系 S A 蒸気止め弁を全閉とする。

⑤発電長は、運転員等に現場手動操作による高压代替注水系起動及び原子炉压力容器への注水開始を指示する。

⑥運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、高压代替注水系タービン止め弁を現場操作のハンドルにて全開操作することにより高压代替注水系を起動し、原子炉压力容器への注水を開始する。また、可搬型計測器により高压代替注水系の作動状況を確認し、発電長に作動状況に異常がないことを報告する。

⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉压力容器への注水が開始されたことを可搬型計測器による原子炉水位指示値及び高压代替注水系系統流量の上昇により確認し、作動状況に異常がないことを発電長に報告するとともに、原子炉建屋原子炉棟にて、高压代替注水系タービン止め弁を現場操作のハンドルにて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）の間で原子炉压力容器内の水位を制御する。なお、中央制御室にて可搬型計測器による原子炉水位及び高压代替注水系系統流量の監視ができない場合は、原子炉建屋原子炉棟にて可搬型計測器により原子炉水位指示値を監視し、現場計器にて常設高压代替注水系ポンプ吐出圧力指示値を確認することで、原子炉压力容器の水位を制御する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから現場手動操作による高圧代替注水系起動での原子炉压力容器への注水開始まで58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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.2.4）

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.2-19図に示す。

給水・復水系による原子炉压力容器への注水ができず、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合は、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压力容器へ注水する。

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、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉压力容器へ注水する。

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。

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压力容器への注水

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、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、中央制御室からの操作及び現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し、サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（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（広帯域、燃料域、S A 広帯域、S A 燃料域）及び可搬型計測器により監視する。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。

（添付資料1.2.5）

また、現場手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動した場合は、潤滑油冷却器の冷却水を確保するため、真空タンク点検口を開放することにより、原子炉隔離時冷却系ポンプ室に排水が滞留することとなるが、この排水を処理しなかった場合においても、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系を水没させずに継続して運転できる。

（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中央制御室からの操作による原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系での原子

炉圧力容器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及び現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

(b) 操作手順

現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-8図、第1.2-9図に、タイムチャートを第1.2-10図に示す。

【現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動（運転員操作）】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の準備開始を指示する。
- ②発電長は、災害対策本部長代理に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動にて発生する排水の処理を依頼する。
- ③運転員等は中央制御室にて、原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量の計器端子台に可搬型計測器の接続を実施し、発電長に原子炉圧力容器内の水位を報告する。
- ④運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気圧力が確保されていることを原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）の原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が規定値以上であることにより確認する。
- ⑤運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、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の冷却水を確保するため、原子炉隔離時冷却系真空タンク点検口の開放操作を実施後、原子炉隔離時冷却系潤滑油クーラ冷却水供給弁の全開操作を実施し、発電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運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の系統構成として、原子炉隔離時冷却系トリップ・スロットル弁の全開を確認するとともに、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁の全開操作を実施後、原子炉隔離時冷却系タービングランド部からの蒸気漏えいに備え防護具（自給式呼吸用保護具及び耐火服）を装着し、発電長に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動の準備完了を報告する。
- ⑦発電長は、運転員等に現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動及び原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑧運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁を徐々に開操作することにより原子炉隔離時冷却系を起動し、原子炉隔離時冷却系タービンの回転数を可搬型回転計にて確認しながら規定回転数に調整する。また、原子炉建屋原子炉棟地下2階原子炉隔離時冷却系ポンプ室（管理区域）の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、発電長に作動状況に異常がないことを報告する。
- ⑨運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを可搬型計測器による原子炉水位指示値及び原子炉隔離時冷却系系統流量指示値の上昇により確認し、作動状況に異常がないことを発電長に報告するとともに、原子炉隔離時冷却系 S A 蒸気止め弁を現場手動操作にて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。なお、中央制御室にて原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量の監視ができない場合は、原子炉建屋

原子炉棟にて可搬型計測器により原子炉水位指示値を監視し，現場計器にて原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力指示値を確認することで，原子炉圧力容器の水位を制御する。

【原子炉隔離時冷却系排水処理（重大事故等対応要員操作）】

- ①災害対策本部長代理は，重大事故等対応要員に排水処理を指示する。
- ②重大事故等対応要員は，排水処理に必要な発電機，水中ポンプ，電源ケーブル及びホースの準備を行い，原子炉建屋屋外まで移動する。
- ③重大事故等対応要員は，防護扉を開放する。
- ④重大事故等対応要員は，原子炉建屋屋外に発電機を設置，原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）の原子炉隔離時冷却系ポンプ室に水中ポンプ及びホースを設置，原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）に電源ケーブルを搬入する。
- ⑤重大事故等対応要員は，発電機－モータコントロールセンタ間及び発電機－水中ポンプ間の電源ケーブルを敷設し，モータコントロールセンタの各端子へ電源ケーブルを接続する。
- ⑥重大事故等対応要員は，原子炉建屋原子炉棟地下2階原子炉隔離時冷却系ポンプ室の水密扉を開放し固縛する。
- ⑦重大事故等対応要員は，水中ポンプの吐出側にホースを接続し，接続したホースを原子炉建屋原子炉棟地下2階原子炉棟床ドレン・サンプまで敷設する。
- ⑧重大事故等対応要員は，発電機を起動させるため，発電機本体から起動操作を行い発電機を起動させる。
- ⑨重大事故等対応要員は，水中ポンプを起動させるため，制御盤から

起動操作を行い水中ポンプを起動させ、原子炉棟床ドレン・サンプへ送水を開始する。

⑩重大事故等対応要員は、水中ポンプの運転状態を制御盤の状態表示にて確認する。

⑪重大事故等対応要員は、排水処理を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）8名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで125分以内、重大事故等対応要員による排水処理開始まで300分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具（自給式呼吸用保護具及び耐火服）、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

原子炉隔離時冷却系ポンプ室に現場運転員が入室するのは原子炉隔離時冷却系起動時のみとし、その後速やかに退室する手順とする。したがって、原子炉隔離時冷却系タービングランド部からの蒸気漏えいに伴う環境温度の上昇による運転員への影響はないものと考えており、防護具（自給式呼吸用保護具及び耐火服）を確実に装着することにより本操作が可能である。

（添付資料1.2.4）

(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常設直流電源設備により給電している場合は、所内常設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として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車により所内常設直流電源設備のうち直流125V充電器に給電し、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して原子炉圧力容器へ注水する。

なお、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が機能喪失し、サブプレッション・プール水の温度が原子炉隔離時冷却系の設計温度を超えると想定される場合は、原子炉圧力容器への注水を低圧代替注水系（可搬型）に切り替える。

(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所内常設直流電源設備の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として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車が使用可能な場合。

(b) 操作手順

常設代替交流電源設備に関する手順及び可搬型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。

(c) 操作の成立性

常設代替交流電源設備に関する操作の成立性及び可搬型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. 代替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常設直流電源設備により給電している場合は、所内常設直流電源設備の蓄電池が枯渇する前に可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器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して原子炉圧力容器へ注水する。

なお、全交流動力電源の喪失により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が機能喪失し、サブプレッション・プール水の温度が原子炉隔離時冷却系の設計温度を超えると想定される場合、原子炉圧力容器への注水を低圧代替注水系（可搬型）に切り替える。

(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所内常設直流電源設備の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直流電源を確保できない場合。

(b) 操作手順

可搬型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。

(c) 操作の成立性

可搬型代替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。

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.2-19図に示す。

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

全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統の喪失により、原子炉隔離

時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、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圧力容器へ注水する。

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、現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。

いずれの操作によっても高圧代替注水系を起動できない場合、又は高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を維持できない場合は、現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉圧力容器へ注水する。

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対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間、原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。

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常設直流電源設備により給電している場合は、所内常設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として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車により所内常設直流電源設備のうち直流125V充電器に給電し、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して原子炉圧力容器へ注水する。

代替交流電源設備による給電ができない場合は、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器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して原子炉圧力容器へ注水する。

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対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。

(添付資料1.2.6)

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圧力容器へのほう酸水注入及び注水

高压炉心スプレイ系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失時において，高压代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は，ほう酸水貯蔵タンクを水源としたほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を実施する。

さらに，純水系を水源としてほう酸水貯蔵タンクに補給することで，ほう酸水貯蔵タンクを使用したほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水を継続する。

(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压の状態であり，高压炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系及び高压代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合で，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圧力容器へのほう酸水注入及び注水手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.2-11図に，タイムチャートを第1.2-12図に示す。

【ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注

入】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に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の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、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に必要なポンプ及び電動弁の電源が確保されたこと並びに監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて、ほう酸水注入ポンプ（A）又は（B）の起動操作（ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「SYS A」位置（B系を起動する場合は「SYS B」位置）にすることで、ほう酸水貯蔵タンク出口弁及びほう酸水注入系爆破弁が全開となり、ほう酸水注入ポンプが起動し、原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施する。
- ④運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始されたことをほう酸水貯蔵タンク液位指示値の低下により確認し、発電長に報告する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、ほう酸水貯蔵タンクに補給するため、純水移送ポンプが運転中であり、純水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が約 0.74MPa [gage] 以上であることを確認する。

【ほう酸水貯蔵タンクを使用した原子炉圧力容器への継続注水】

- ⑥発電長は、原子炉圧力容器への継続注水が必要と判断した場合は、運転員等にほう酸水注入系による原子炉圧力容器への継続注水の準備開始を指示する。

※ 【ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう

酸水注入】の準備と併せて実施する。

⑦運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、ほう酸水貯蔵タンク純水補給ライン元弁の全開操作実施後、発電長にほう酸水貯蔵タンクを使用した原子炉圧力容器への継続注水の準備完了を報告する。

⑧発電長は、運転員等にほう酸水貯蔵タンクを使用した原子炉圧力容器への継続注水の開始を指示する。

⑨運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、ほう酸水貯蔵タンク純水補給水弁を調整開とし、ほう酸水貯蔵タンクに補給する。

(c) 操作の成立性

上記の操作のうち、ほう酸水貯蔵タンクを水源とした原子炉圧力容器へのほう酸水注入は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉圧力容器へのほう酸水注入開始まで2分以内で可能である。

さらに、純水系を水源としてほう酸水貯蔵タンクに補給し、原子炉圧力容器へ継続注水する場合は、現場対応を運転員等（当直運転員）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圧力容器への継続注水準備完了まで60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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.2.4）

b. 制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器への注水

高圧炉心スプレイ系の機能喪失時又は全交流動力電源喪失時において、高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は、原子炉補

機冷却系により冷却水を確保し、復水貯蔵タンクを水源とした制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器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、高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持できない場合で、制御棒駆動水压系が使用可能な場合。

(b) 操作手順

制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.2-2図及び第1.2-3図に、概要図を第1.2-13図に、タイムチャートを第1.2-14図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器への注水に必要なポンプ、電動弁、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等にて確認する。
- ③発電長は、運転員等に制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、制御棒駆動水ポンプの起動操作を実施し、制御棒駆動水ポンプが起動したことを確認する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、制御棒駆動水压系流量調整弁及び制御棒駆動水压系駆動水圧力調整弁を開とする。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを制御棒駆動水压系系統流量指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水開始まで4分以内で可能である。

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.2-19図に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態、高圧代替注水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合は、交流動力電源が確保され原子炉補機冷却系により冷却水を確保できれば制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水を実施する。原子炉補機冷却系により冷却水を確保できない場合、又は常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により交流動力電源が確保できず、可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車により交流動力電源を確保した場合は、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及び注水を実施する。制御棒駆動水圧系及びほう酸水注入系は発電用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、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圧力容器への注水を継続する場合は、ほう酸水貯蔵タンクに純水系から補給することで、ほう酸水貯蔵タンクを使用したほう酸水注入系による原子炉圧力容器への継続注水を実施する。

1.2.2.4 設計基準事故対処設備を使用した対応手順

(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水

原子炉隔離時冷却系が健全な場合は、自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル2））による作動，又は中央制御室からの手動操作により原子炉隔離時冷却系を起動し，サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお，原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・チェンバを優先して用いるが，原子炉隔離時冷却系で用いることができる水源として自主対策設備である復水貯蔵タンクもある。サプレッション・プール水枯渇，サプレッション・チェンバ破損又はサプレッション・プール水の温度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タンクに手動で切り替える。

いずれの切替えにおいても，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えが可能である。

サプレッション・チェンバから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については，「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。

a．手順着手の判断基準

給水・復水系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

b．操作手順

原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.2－15図に，タイムチャートを第1.2－16図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル2））により原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁、原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁及び原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁が全開し、原子炉隔離時冷却系が起動したことを確認する。

③運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを原子炉隔離時冷却系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し発電長に報告するとともに、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。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで3分以内で可能である。

(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

高圧炉心スプレイ系が健全な場合は、自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル2）又はドライウェル圧力高）による作動、又は中央制御室からの手動操作により高圧炉心スプレイ系を起動し、サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

なお、高圧炉心スプレイ系の水源はサブプレッション・チェンバを優先して用いるが、高圧炉心スプレイ系で用いることができる水源として自主対策設備である復水貯蔵タンクもある。残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が機能喪失している場合、サブプレッション・プール水の温度が上昇することを考慮し、高圧炉心スプレイ系の確実な運転継続を確保する観点から、高圧炉心スプレイ系の水源を復水貯蔵タンクに手動で切り替

える。

いずれの切替えにおいても、運転中の高圧炉心スプレイ系を停止することなく水源切替えが可能である。

サプレッション・チェンバから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については、「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。

a. 手順着手の判断基準

給水・復水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉压力容器への注水ができず、原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

b. 操作手順

高圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.2-17図に、タイムチャートを第1.2-18図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に高圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル2）又はドライウェル圧力高）により高圧炉心スプレイ系ポンプが起動し、高圧炉心スプレイ系注入弁が全開となったことを確認する。

③運転員等は中央制御室にて、原子炉压力容器への注水が開始されたことを高圧炉心スプレイ系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し発電長に報告するとともに、原子炉压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。

c. 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水開始まで3分以内で可能である。

1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手順については、「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。

サプレッション・チェンバから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順については、「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。

非常用交流電源設備，所内常設直流電源設備，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，常設代替直流電源設備として使用する緊急用 125V 系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による高圧代替注水系，原子炉隔離時冷却系，ほう酸水注入ポンプ，制御棒駆動水ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び非常用交流電源設備への燃料給油手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

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。

第1.2-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
対応手段，対処設備，手順書一覧（1／6）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する発電用原子炉の冷却）

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
設計基準事故対処設備	—	原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 サブプレッション・チェンバ※1 原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 所内常設直流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 燃料給油設備※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書
		高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却	高圧炉心スプレイ系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 サブプレッション・チェンバ※1 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉圧力容器 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系 非常用交流電源設備※2 燃料給油設備※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位制御」等 AM設備別操作手順書

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：運転員等による操作不要の設備である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／6）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	原子炉隔離時冷却系	高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却	常設高圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 サプレッション・チェンバ※1 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 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備※2 可搬型代替直流電源設備※2 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 燃料給油設備※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
	高圧炉心スプレイ系	高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却	常設高圧代替注水系ポンプ 高圧代替注水系タービン止め弁 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 サプレッション・チェンバ※1 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 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：運転員等による操作不要の設備である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／6）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 常設直流電源系統	原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ 原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 サブプレッション・チェンバ※1 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 原子炉圧力容器	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書
			水中ポンプ ホース 仮設発電機 燃料給油設備※2	自主対策設備	
	全交流動力電源	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	原子炉隔離時冷却系ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 サブプレッション・チェンバ※1 原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 所内常設直流電源設備※2 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 燃料給油設備※2	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：運転員等による操作不要の設備である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4／6）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
サ ポ ー ト 系 故 障 時	全交流動力電源	代替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 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 サブプレッション・チェンバ※1 原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁 主蒸気系配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 所内常設直流電源設備※2 可搬型代替直流電源設備※2 燃料給油設備※2	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 AM設備別操作手順 書 重大事故等対策要領

※1：手順については「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。

※3：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。

※4：運転員等による操作不要の設備である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（5／6）

（監視及び制御）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
監視及び制御	—	高圧代替注水系（中央制御室起動時） ※ 3 の監視計器	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（S A） 高圧代替注水系系統流量 サプレッション・プール水位	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「水位確保」等 A M設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 高圧代替注水系系統流量 可搬型計測器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「水位確保」等 A M設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		高圧代替注水系（現場起動時） ※ 3 の監視計器	常設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 常設高圧代替注水系ポンプ入口 圧力	自主対策設備	A M設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 可搬型計測器	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「水位確保」等 A M設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		原子炉隔離時冷却系（現場起動時） ※ 3 の監視計器	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	A M設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：運転員等による操作不要の設備である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6／6）

（重大事故等の進展抑制）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
重大事故等の進展抑制	—	ほう酸水注入系による進展抑制（ほう酸水注入）	ほう酸水注入ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 ほう酸水貯蔵タンク※1 ほう酸水注入系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 燃料給油設備※2	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位 制御」等 AM設備別操作手順 書 重大事故等対策要領
		ほう酸水注入系による進展抑制（注水）	ほう酸水注入ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 ほう酸水貯蔵タンク※1 ほう酸水注入系配管・弁 純水系 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 燃料給油設備※2	自主対策 設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位 制御」等 AM設備別操作手順 書 重大事故等対策要領
		制御棒駆動水圧系による進展抑制	制御棒駆動水ポンプ 逃がし安全弁（安全弁機能）※4 復水貯蔵タンク※1 制御棒駆動水圧系配管・弁 補給水系配管・弁 原子炉压力容器 原子炉補機冷却系 非常用交流電源設備※2 燃料給油設備※2	自主対策 設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位 制御」等 AM設備別操作手順 書

※1：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。

※2：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。

※3：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。

※4：運転員等による操作不要の設備である。

第1.2-2表 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）
1.2.2.1 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压力容器への注水			
a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 AM設備別操作手順書	判断基準	電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		水源の確保	サプレッション・プール水位
	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉压力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量
		水源の確保	サプレッション・プール水位

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）
1.2.2.1 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压力容器への注水 b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 AM設備別操作手順書	判断基準	電源	緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） （可搬型計測器） 原子炉水位（狭帯域）
		水源の確保	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） （可搬型計測器） 原子炉水位（狭帯域）
		原子炉压力容器への注水流量	高圧代替注水系系統流量 （可搬型計測器）
		補機監視機能	常設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 常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力

監視計器一覧 (3/7)

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）
1.2.2.2 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圧力容器への注水 a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 AM設備別操作手順書	判断基準	電源	直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） （可搬型計測器） 原子炉水位（狭帯域）
		水源の確保	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） （可搬型計測器） 原子炉水位（狭帯域）
		原子炉圧力容器への注水流量	原子炉隔離時冷却系系統流量 （可搬型計測器）
		補機監視機能	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

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）
1.2.2.3 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压力容器へのほう酸水注入及び注水			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時原子炉水位制御」等 AM設備別操作手順書	判断基準	電源	メタルクラッド開閉装置（以下「メタルクラッド開閉装置」を「M／C」という。） 2 C 電圧 パワーセンタ（以下「パワーセンタ」を「P／C」という。） 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		水源の確保	純水貯蔵タンク水位
	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		補機監視機能	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力 純水移送ポンプ吐出ヘッド圧力

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）
1.2.2.3 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			
b. 制御棒駆動水压系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位制御」等 AM設備別操作手順書	判断基準	電源	M／C 2 C 電圧 P／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		補機監視機能	原子炉補機冷却系ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動水压系系統流量
		補機監視機能	制御棒駆動系冷却水ライン流量
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (6/7)

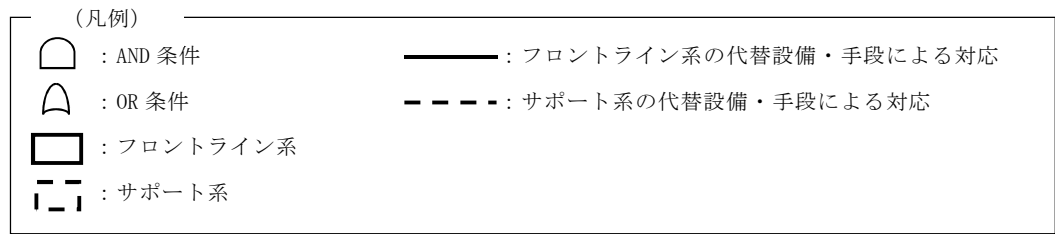
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.2.2.4 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 (1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 AM設備別操作手順書	判断基準	電源	直流 125V 主母線盤 2 A 電圧
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域）
		水源の確保	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域）
		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	原子炉隔離時冷却系系統流量
		補機監視機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	サブプレッション・プール水位

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）
1.2.2.4 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 (2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時原子炉水位制御」等 AM設備別操作手順書	判断基準	電源	M／C HPCS 電圧 直流125V主母線盤HPCS 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 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域）
		水源の確保	サブプレッション・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 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
		原子炉圧力容器への注水量	高圧炉心スプレイ系系統流量
		補機監視機能	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	サブプレッション・プール水位

第1.2-3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

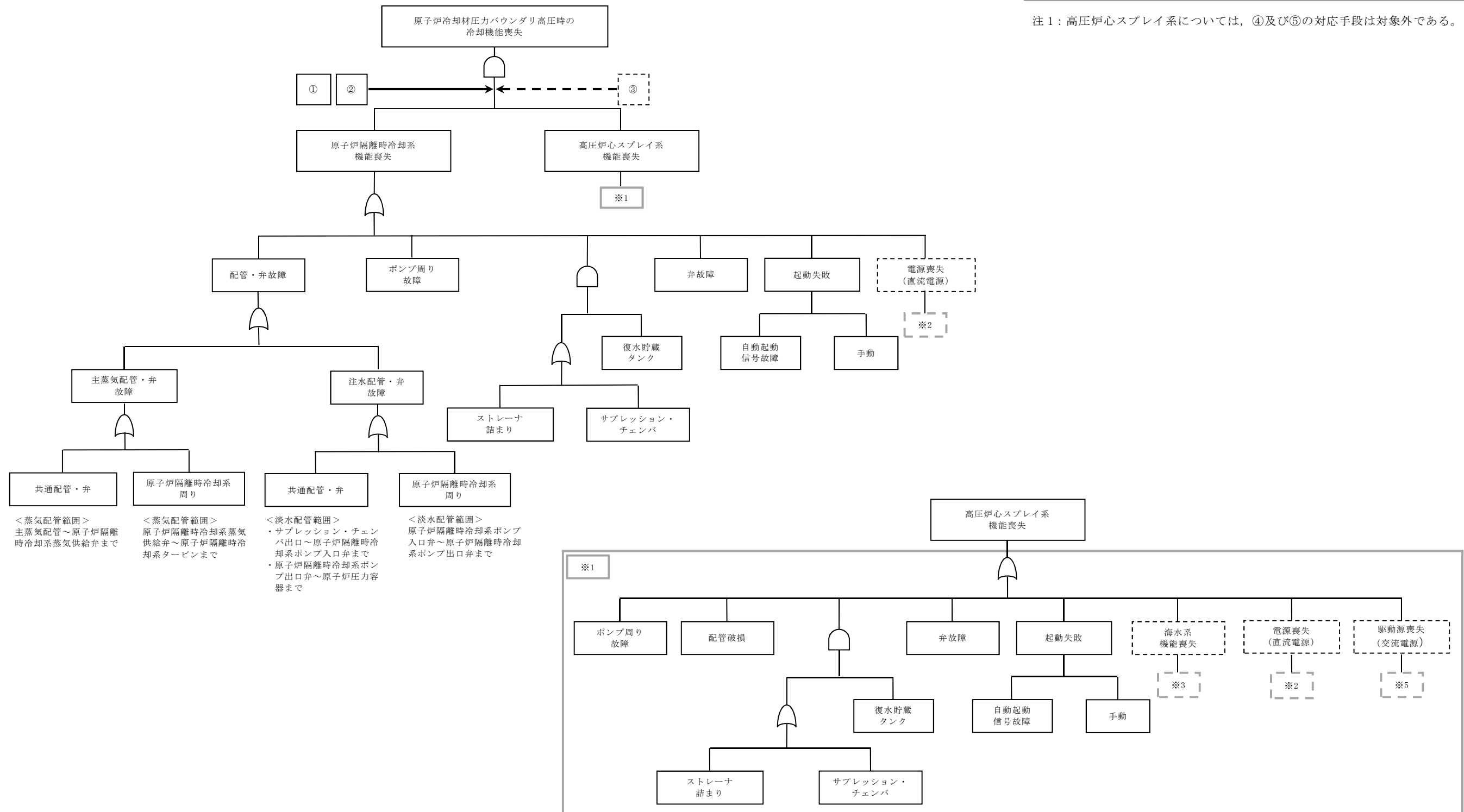
対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.2】 原子炉冷却材圧力バウン ダリ 高圧時に発電用原子 炉を冷却するための手順 等</p>	原子炉隔離時冷却系 弁	所内常設直流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 緊急用直流125V主母線盤 直流125V主母線盤 2 A
	高圧代替注水系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 緊急用直流125V主母線盤
	ほう酸水注入ポンプ・弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 モータコントロールセンタ 2 C 系（以下「モータコントロール センタ」を「M C C」とい う。） M C C 2 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 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流125V主母線盤



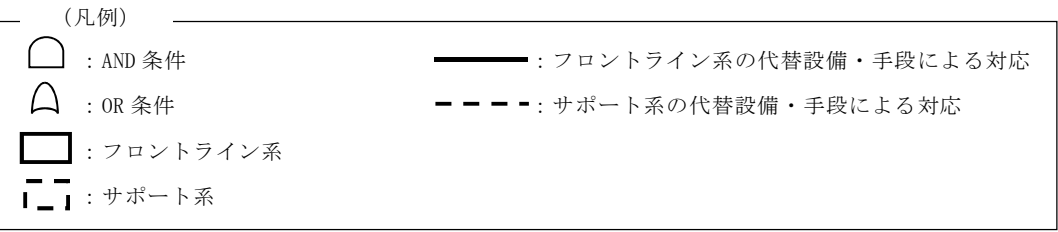
フロントライン系故障時の対応手段
①：高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却
②：高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却

サポート系故障時の対応手段
③：原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却
④：代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
⑤：代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

注 1：高圧炉心スプレイ系については，④及び⑤の対応手段は対象外である。



第 1.2－1 図 機能喪失原因対策分析 (1／2)



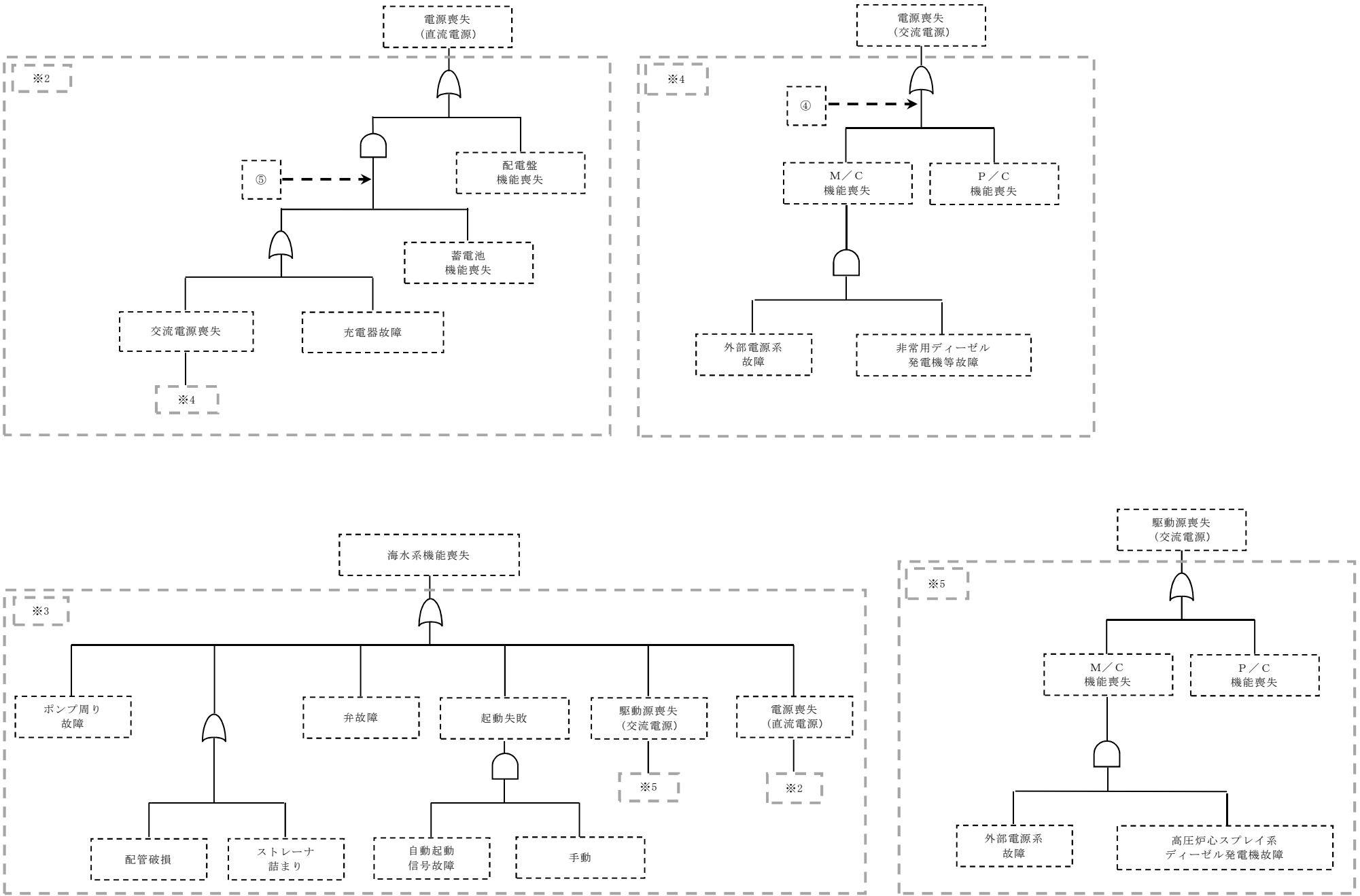
(略語)

M/C : メタルクラッド開閉装置

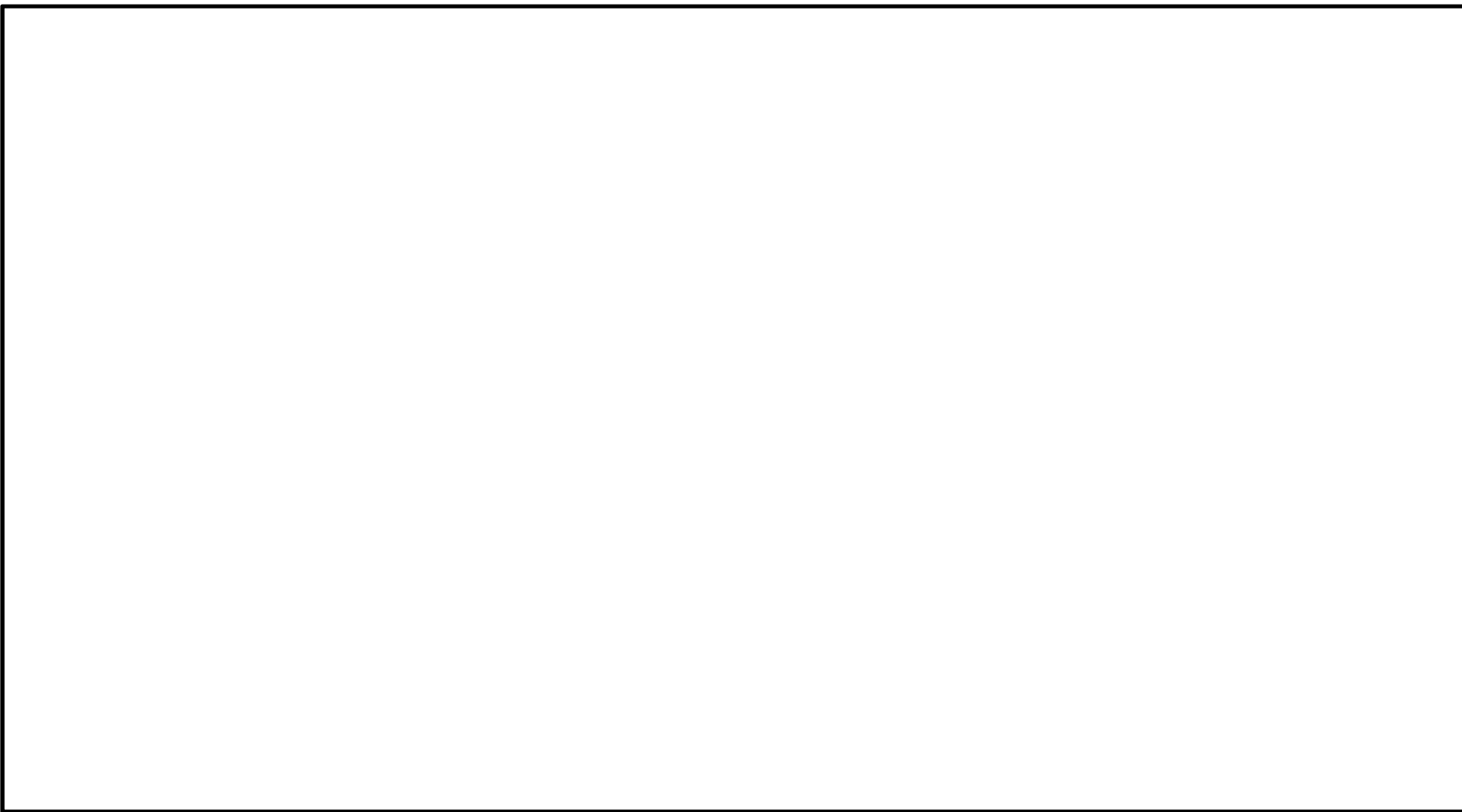
P/C : パワーセンタ

- フロントライン系故障時の対応手段
- ① : 高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却
- ② : 高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却
- サポート系故障時の対応手段
- ③ : 原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却
- ④ : 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電
- ⑤ : 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

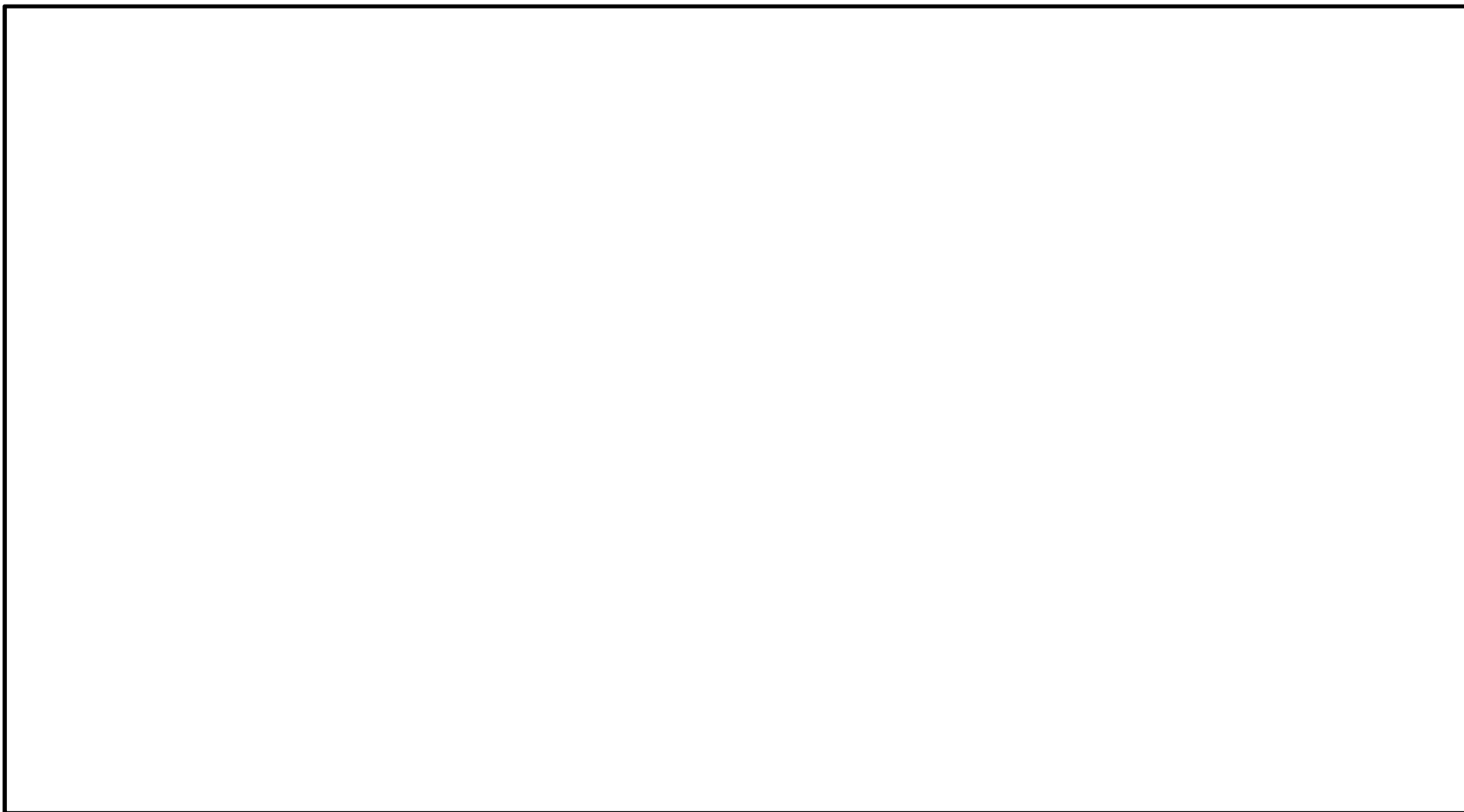
注 1 : 高圧炉心スプレイ系については、④及び⑤の対応手段は対象外である。



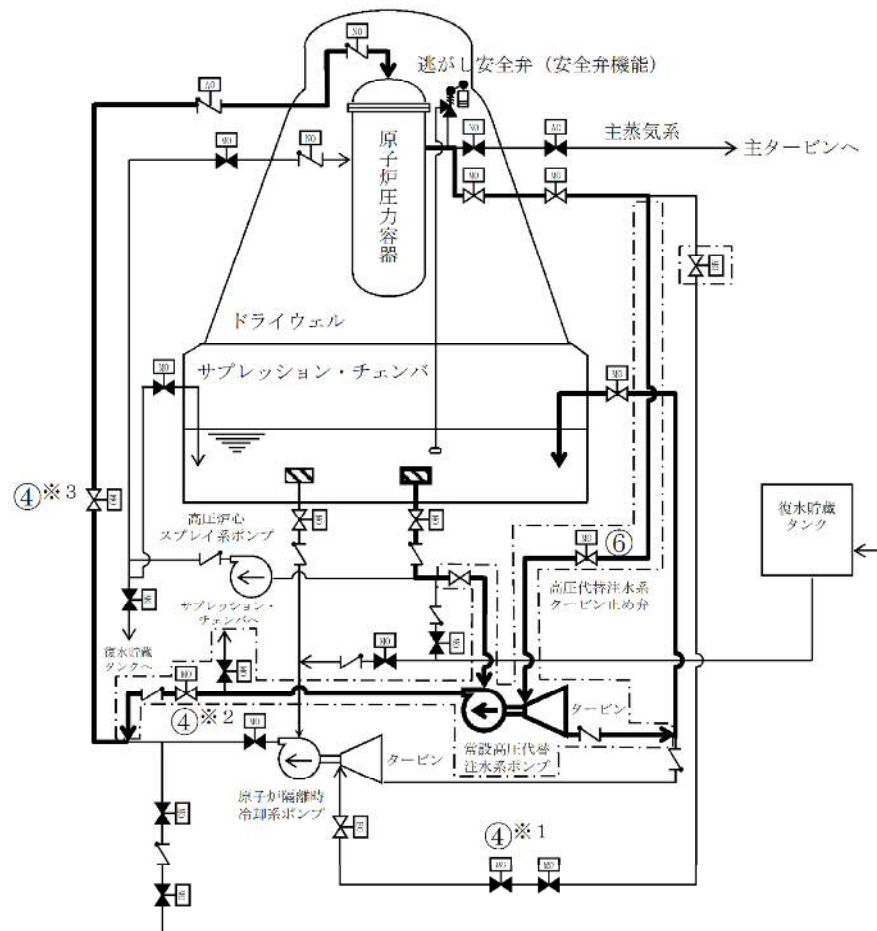
第 1.2-1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)



第 1.2-2 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」における対応フロー



第 1. 2-3 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位回復」における対応フロー



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	油圧駆動
	弁
	逆止弁
	逃がし安全弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
④※1	原子炉隔離時冷却系トリップ・スロットル弁
④※2	高圧代替注水系注入弁
④※3	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁
⑥	高圧代替注水系タービン止め弁

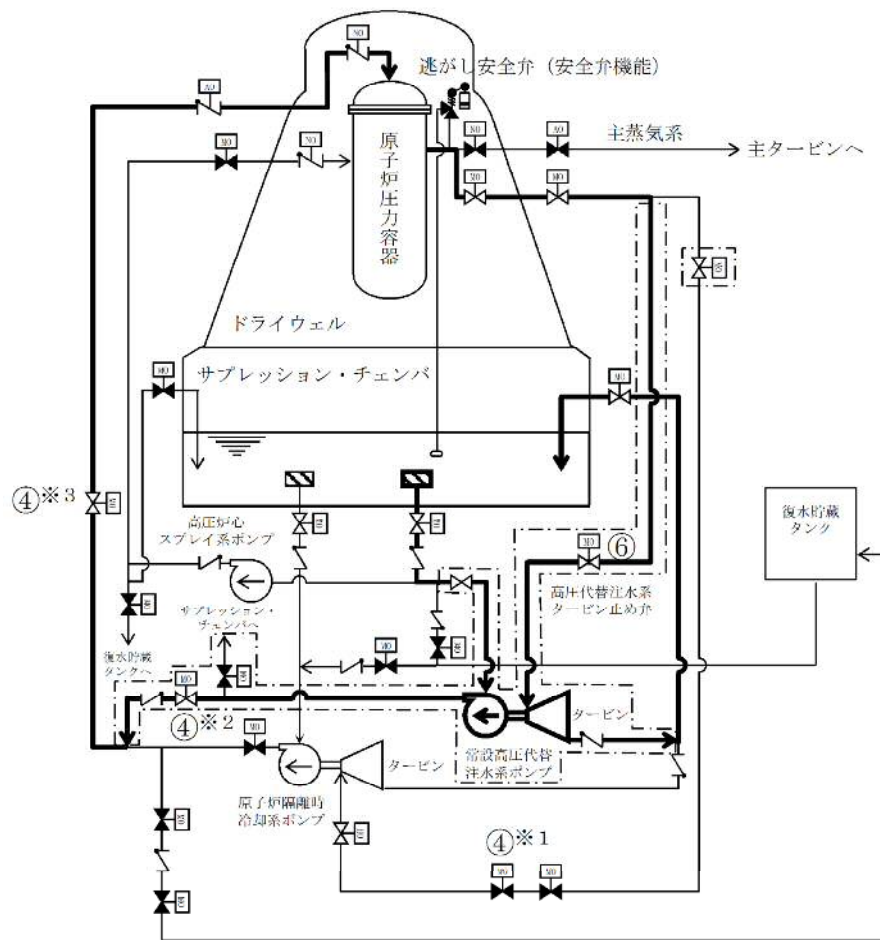
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.2-4 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動 概要図

		経過時間（分）												備考
		2	4	6	8	10	12	14	16	18				
手順の項目	実施箇所・必要要員数	中央制御室からの高圧代替注水系起動 10分												
中央制御室からの高圧代替注水系起動	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	2				必要な負荷の電源切替え操作								
								系統構成、注水開始操作						

第 1.2－5 図 中央制御室からの高圧代替注水系起動 タイムチャート



凡例

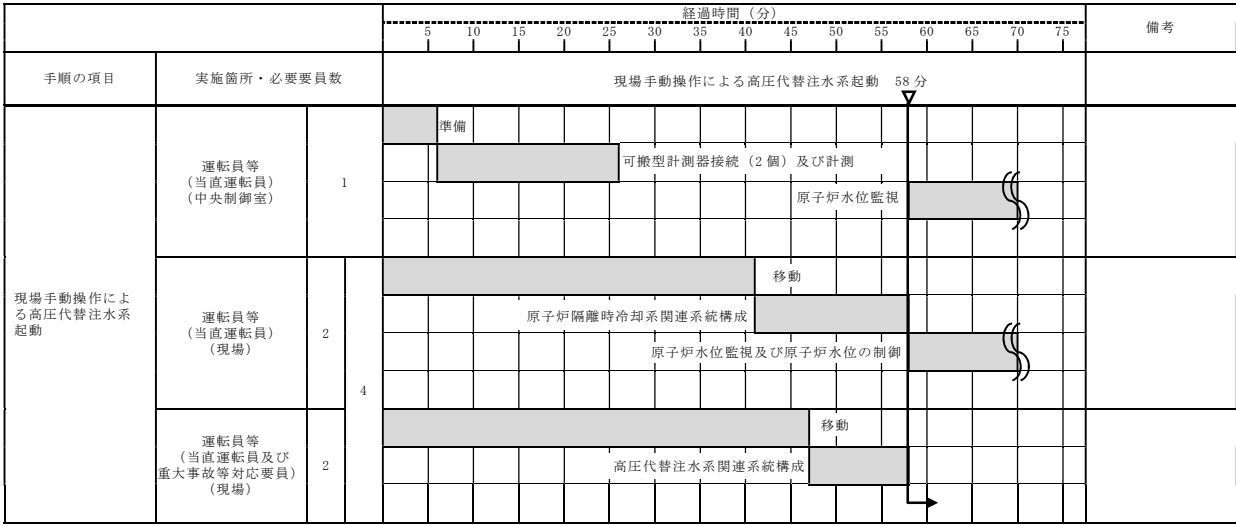
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	油圧駆動
	弁
	逆止弁
	逃がし安全弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
④※1	原子炉隔離時冷却系トリップ・スロットル弁
④※2	高圧代替注水系注入弁
④※3	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁
⑥	高圧代替注水系タービン止め弁

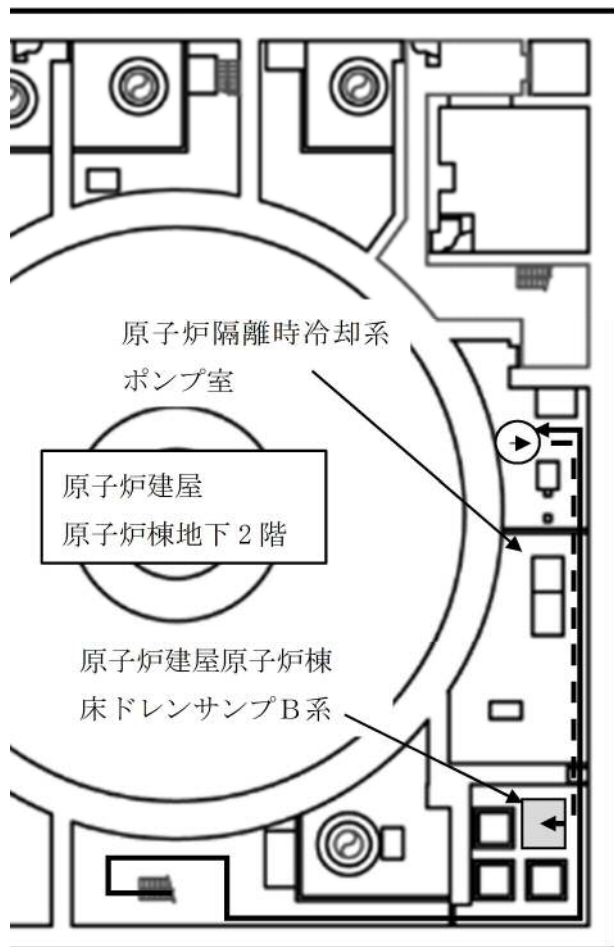
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

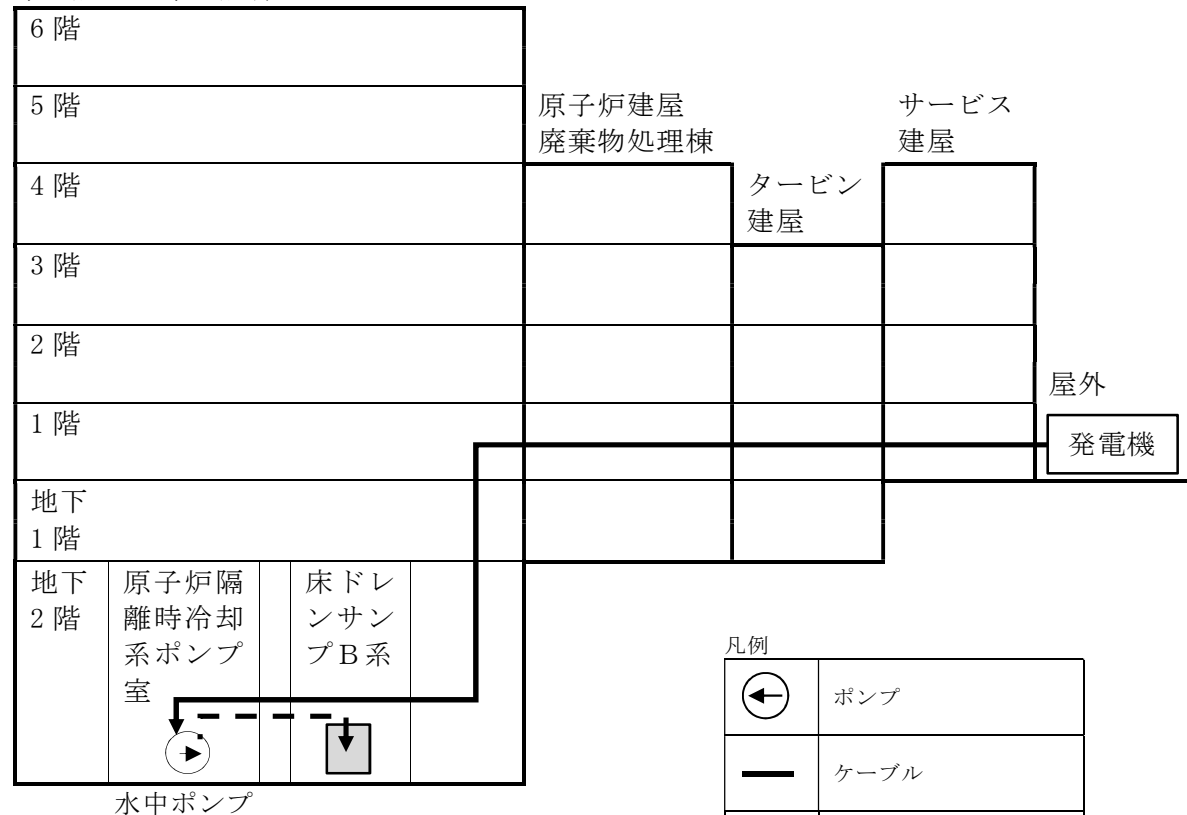
第 1.2-6 図 現場手動操作による高圧代替注水系起動 概要図



第 1.2－7 図 現場手動操作による高圧代替注水系起動 タイムチャート



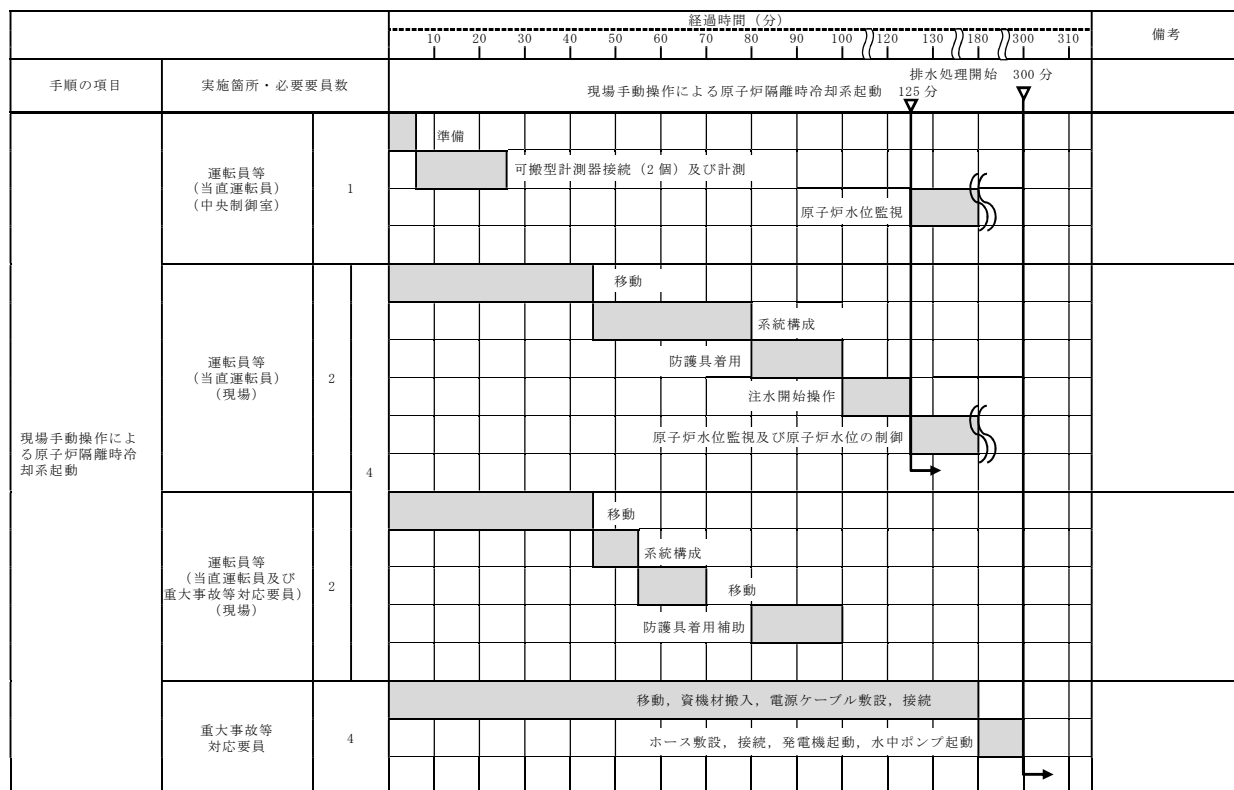
原子炉建屋原子炉棟



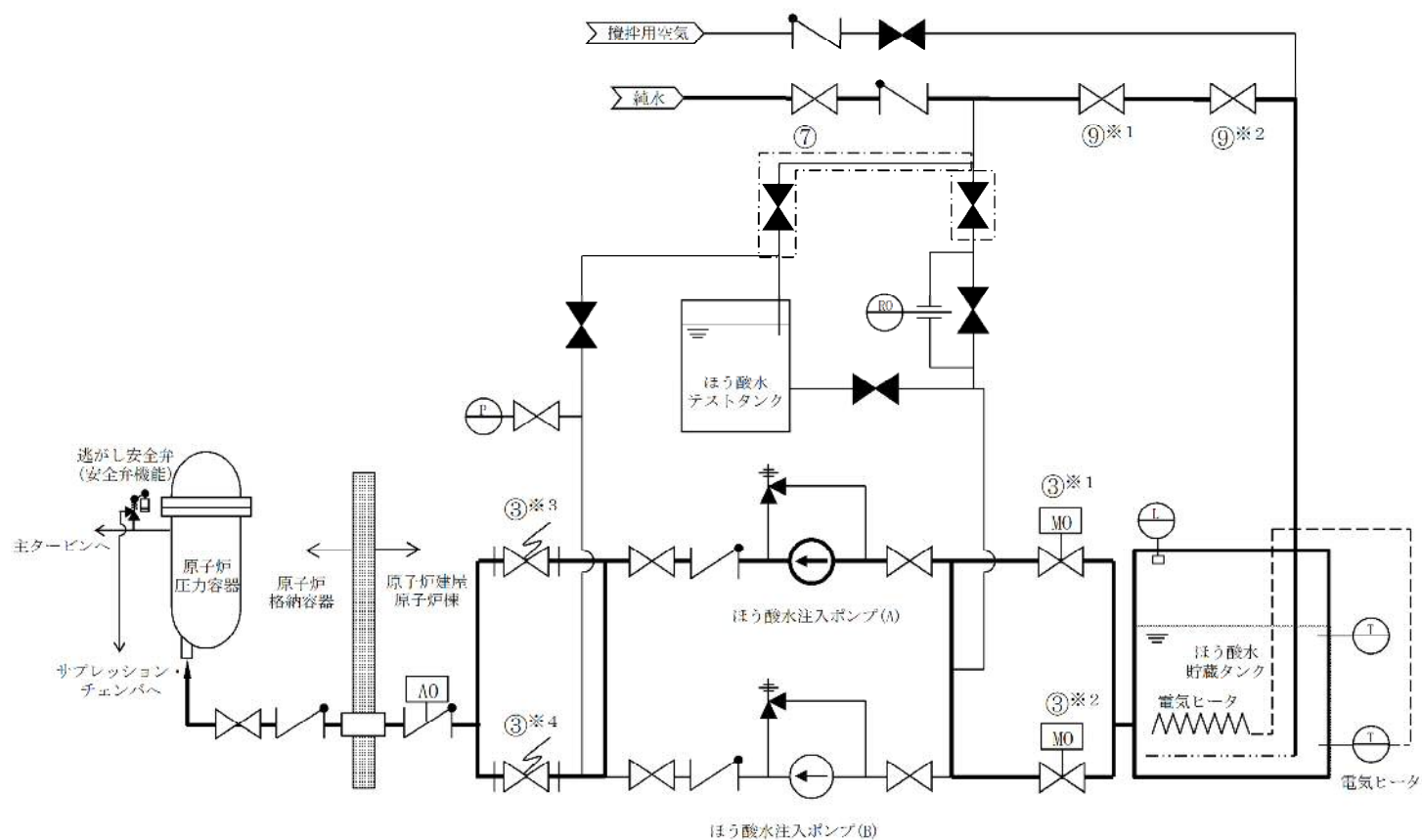
凡例

	ポンプ
	ケーブル
	ホース

第 1.2-9 図 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動（排水処理） 概要図



第 1.2－10 図 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動 タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	安全弁
	逃がし安全弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
③※1, ③※2	ほう酸水貯蔵タンク出口弁	⑦	ほう酸水貯蔵タンク純水補給ライン元弁
③※3, ③※4	ほう酸水注入系爆破弁	⑨※1, ⑨※2	ほう酸水貯蔵タンク純水補給水弁

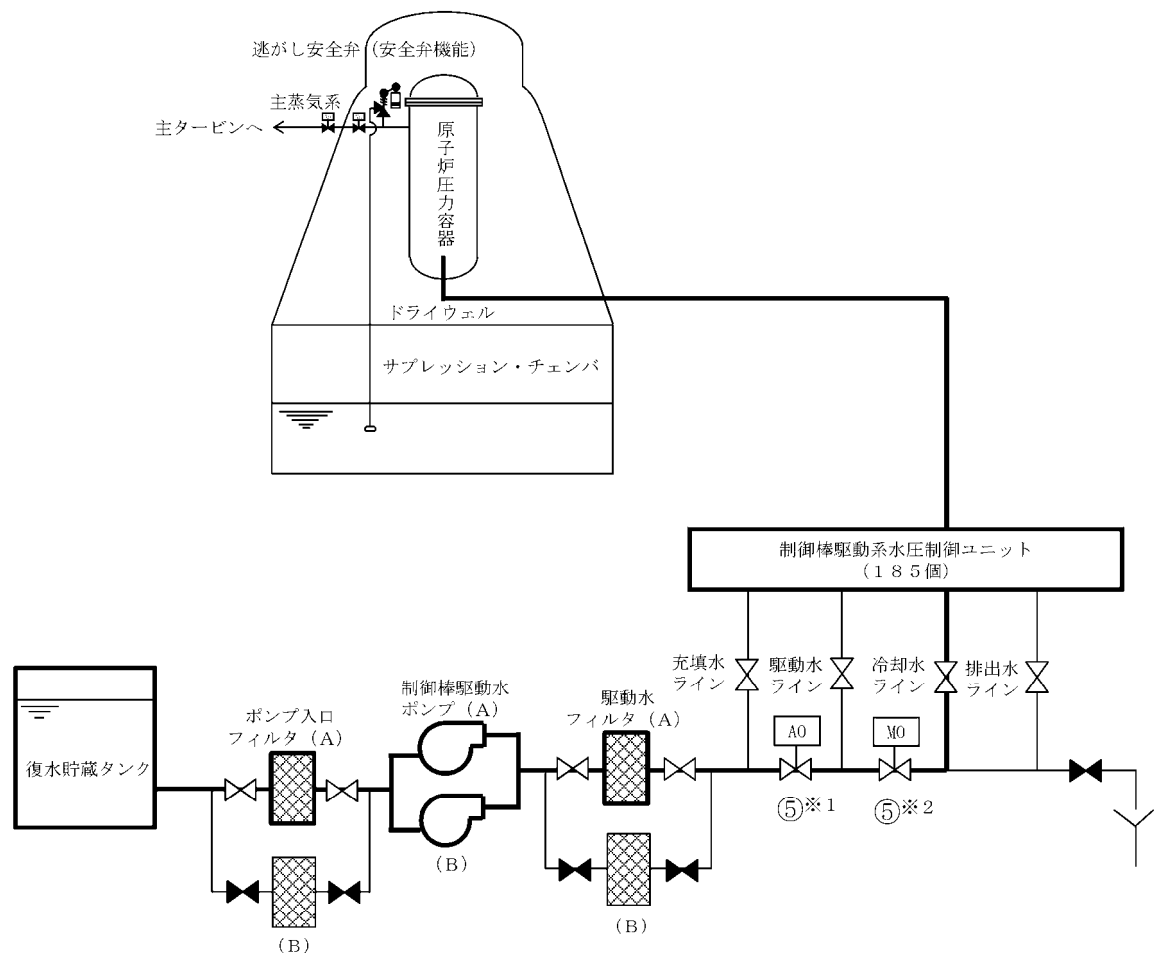
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.2-11 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水 概要図

			経過時間（分）										備考		
手順の項目		実施箇所・必要要員数	2分 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											60分 原子炉圧力容器への 継続注水準備完了	
ほう酸水注入系による 原子炉圧力容器へのほう 酸水注入及び注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	注水開始操作											※1	
	運転員等 （当直運転員） （現場）	2						移動							
									系統構成						

※1：ほう酸水注入系A系による原子炉注水を示す。また，ほう酸水注入系B系による原子炉注水については，注水開始まで2分以内で可能である。

第 1.2－12 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水 タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逃がし安全弁
	フィルタ

操作手順	弁名称
⑤※1	制御棒駆動水圧系流量調整弁
⑤※2	制御棒駆動水圧系駆動水圧力調整弁

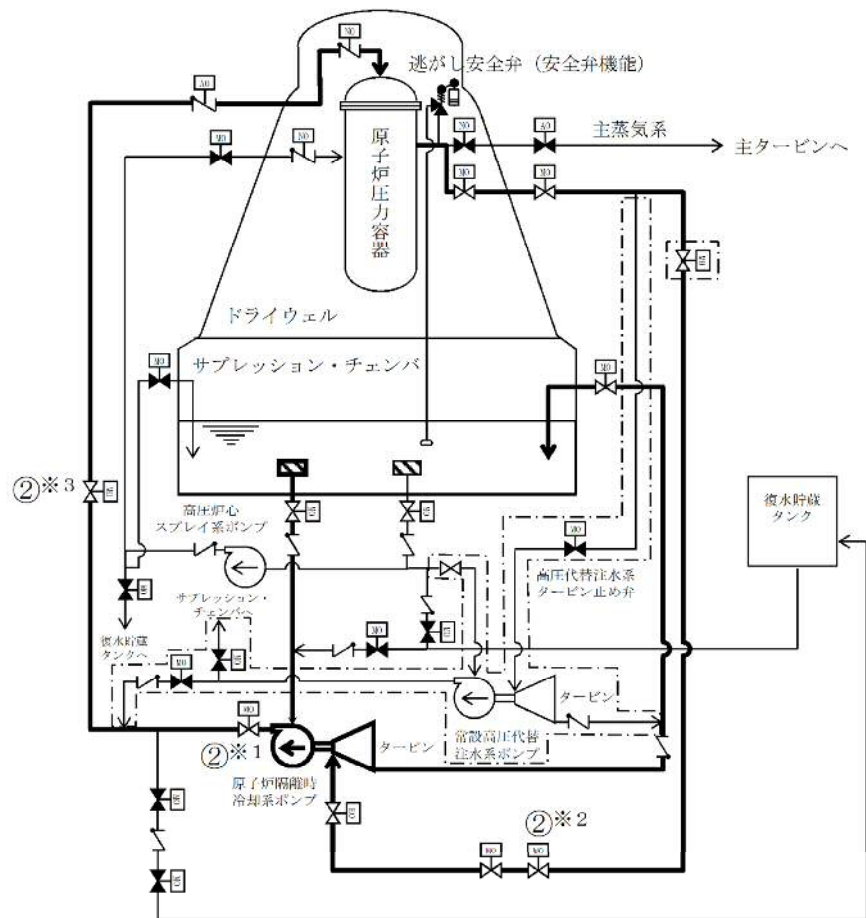
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.2-13 図 制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水 概要図

			経過時間 (分)									備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		4分 制御棒駆動水圧系による原子炉压力容器への注水									
制御棒駆動水圧系による原子炉压力容器への注水	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1					系統構成, 注水開始操作					
							→					

第 1.2－14 図 制御棒駆動水圧系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



凡例

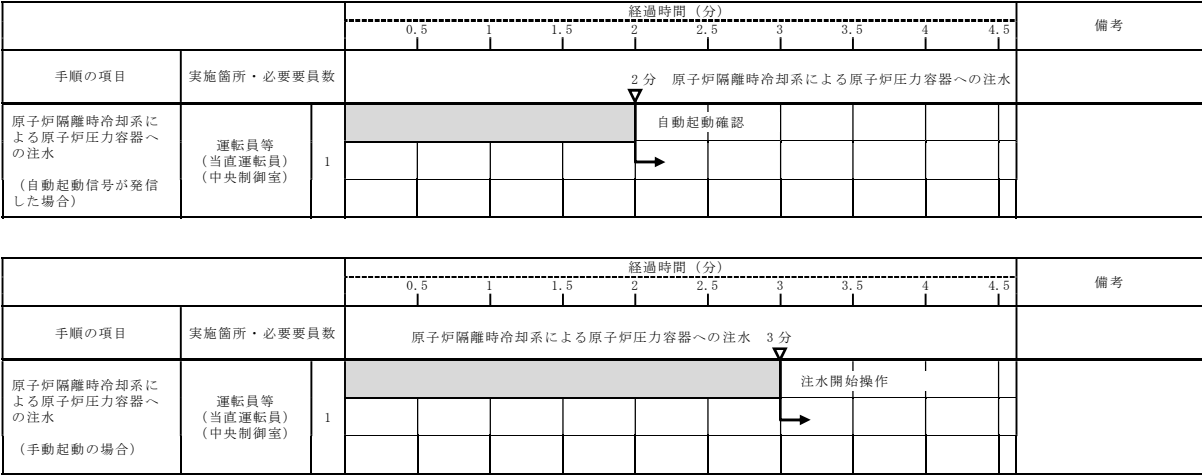
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	油圧駆動
	弁
	逆止弁
	逃がし安全弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
②※1	原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁
②※2	原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁
②※3	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.2-15 図 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水 概要図

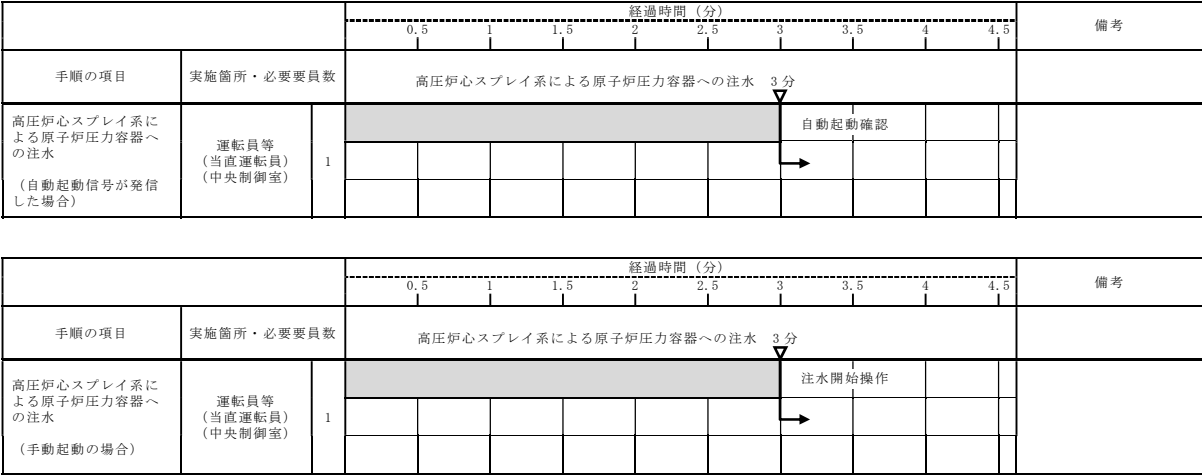


第 1.2－16 図 原子炉隔離時冷却系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



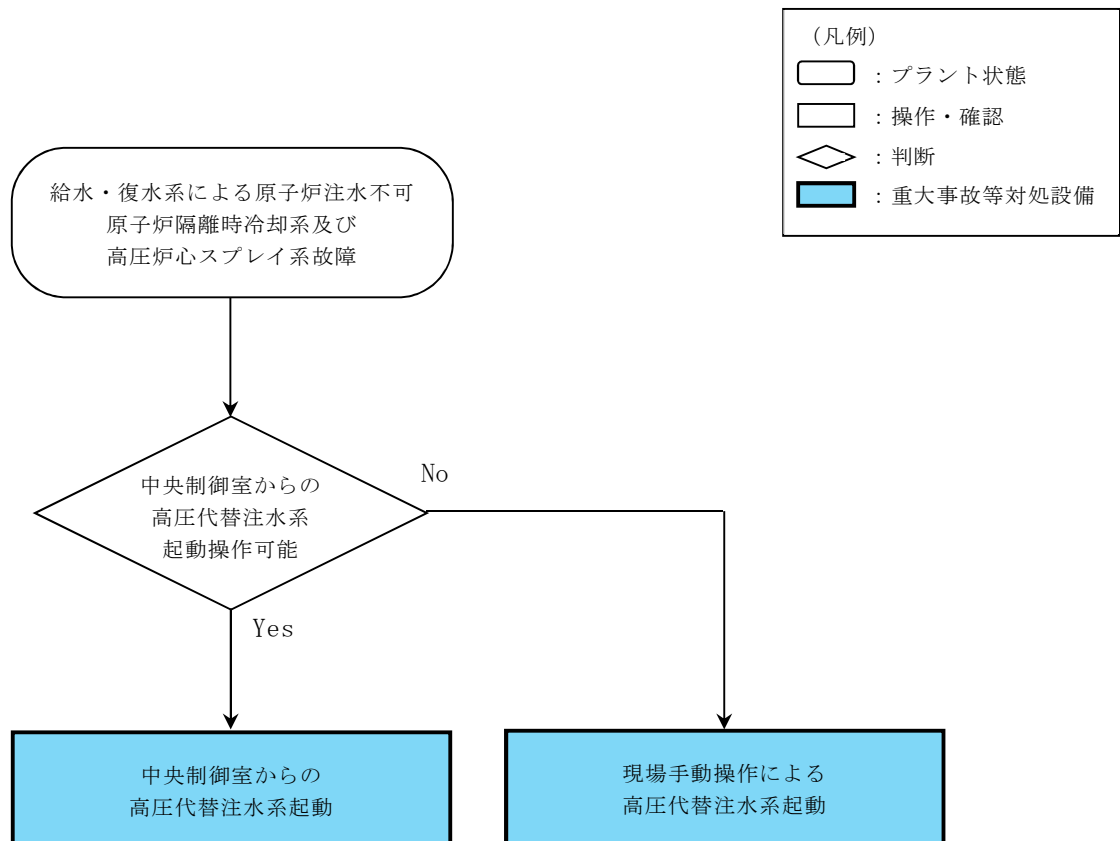
操作手順	弁名称
②	高圧炉心スプレイ系注入弁

1.2-72



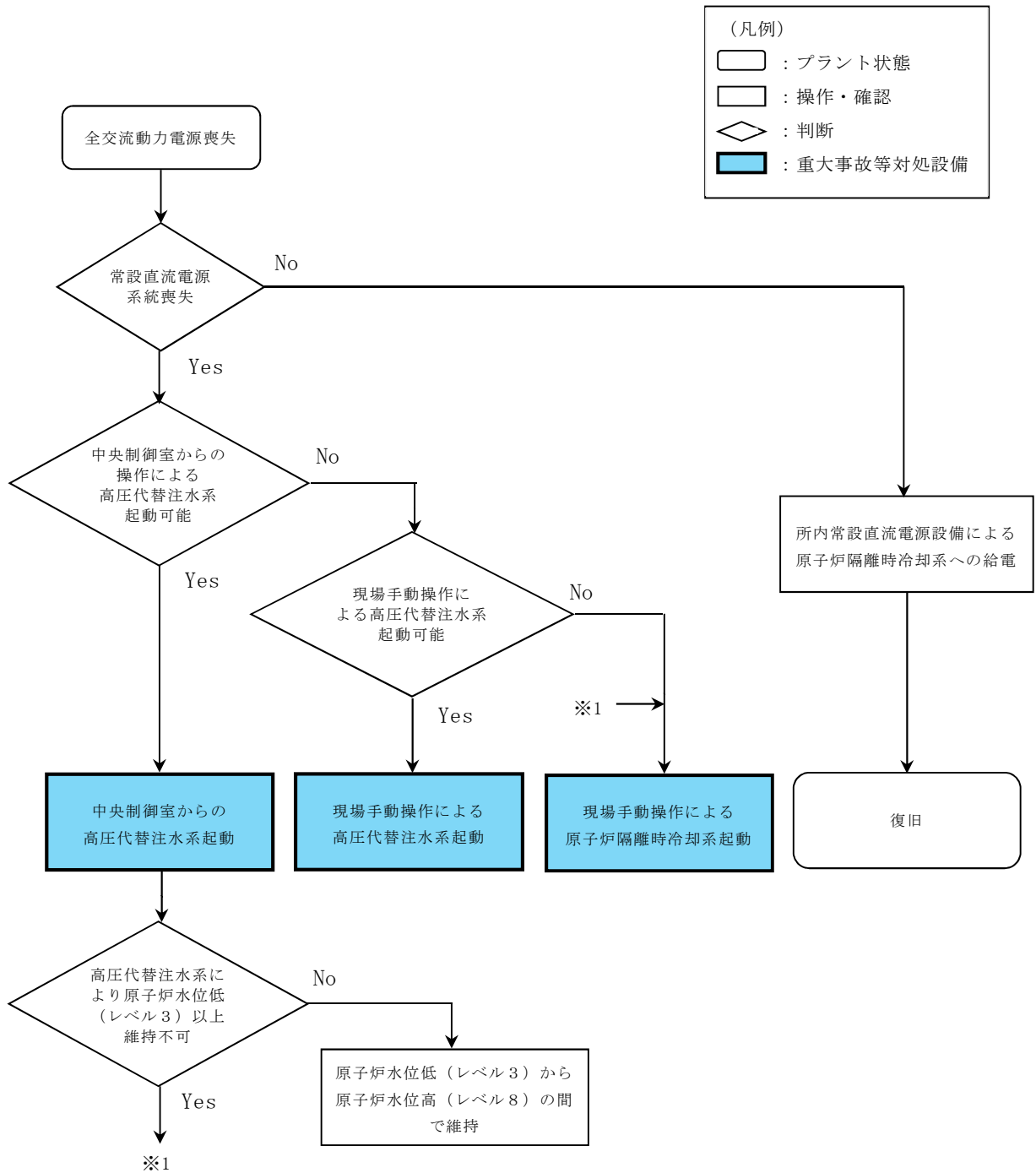
第 1.2－18 図 高圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



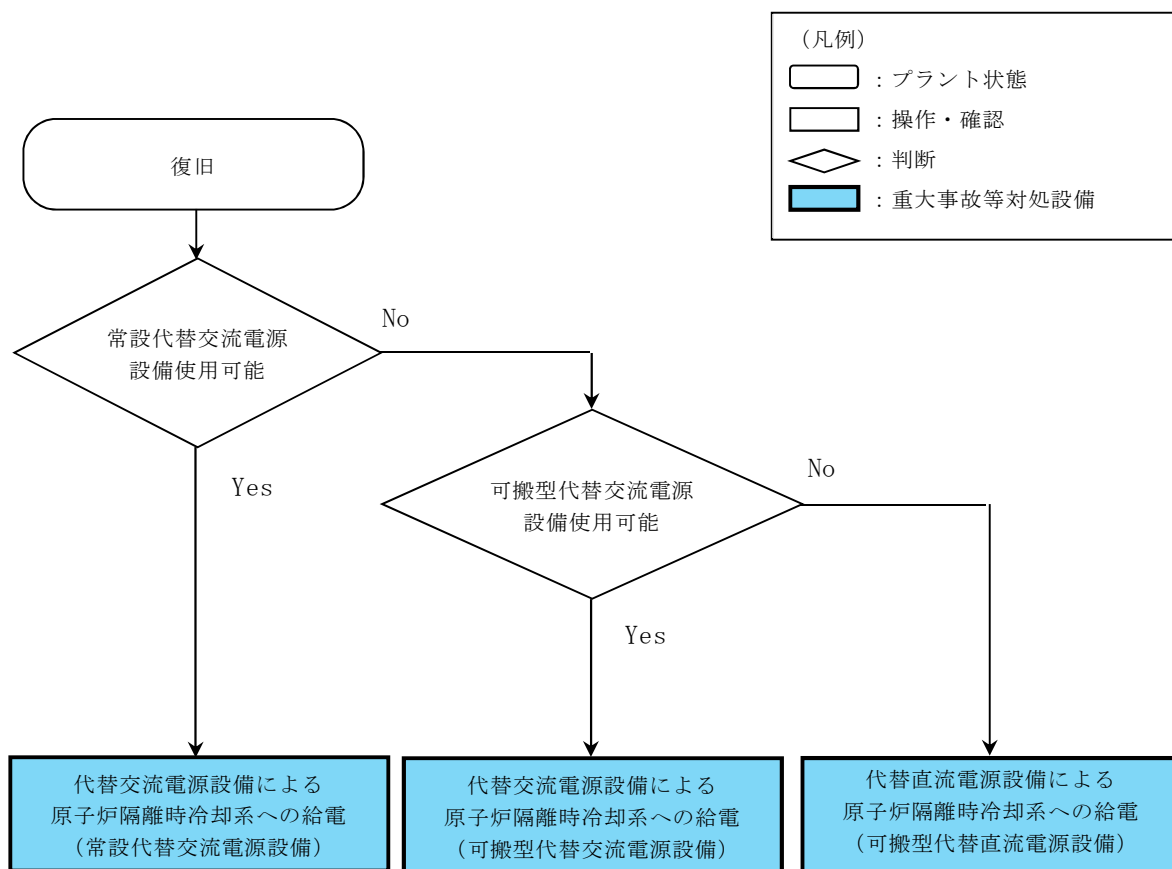
第 1.2-19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/4)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (1/2)



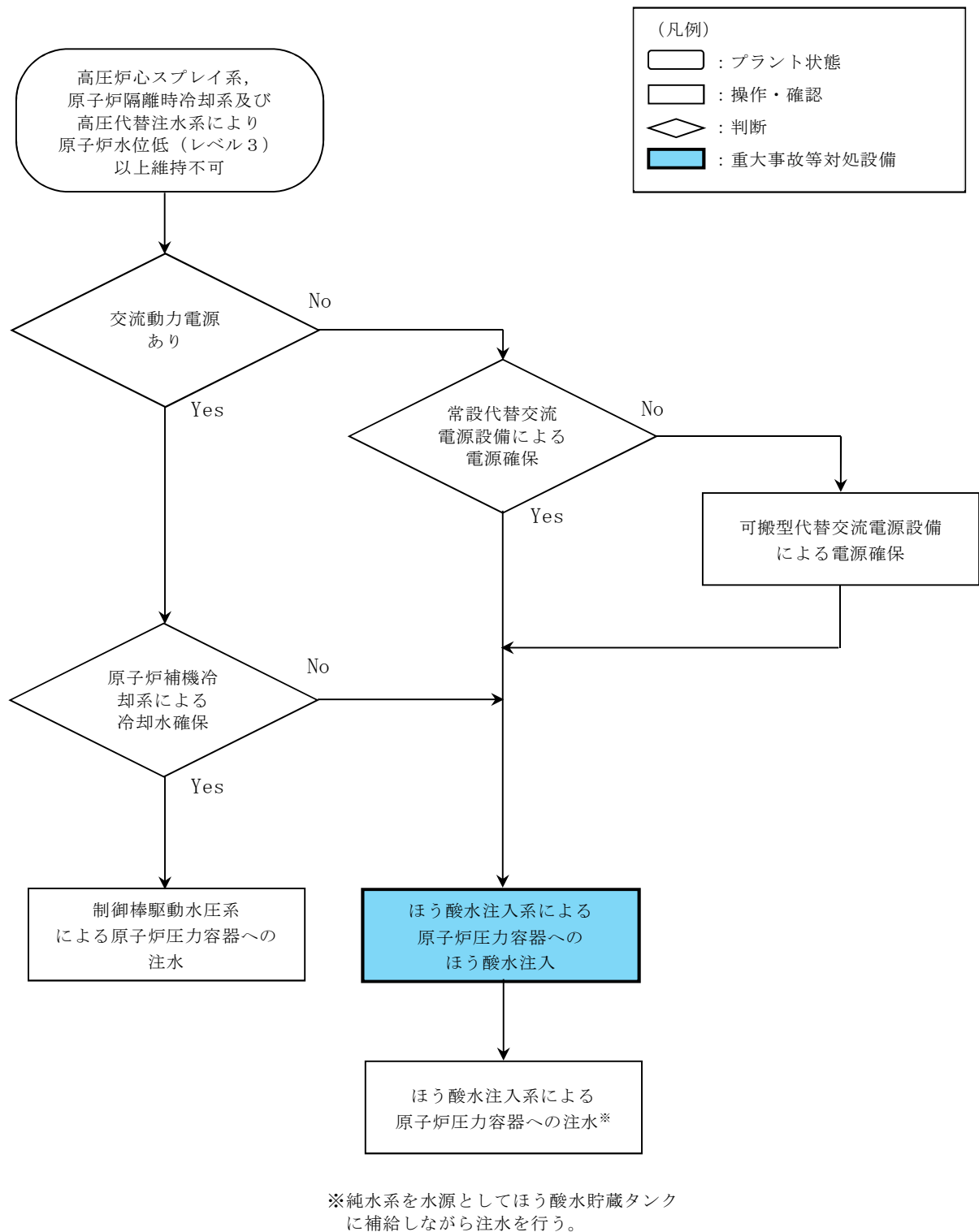
第 1.2-19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/4)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (2/2)



第 1.2-19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/4)

(3) 重大事故等の進展抑制時の対応手段の選択



第 1.2－19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (4/4)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1／9）

技術的能力審査基準（1.2）	番号	設置許可基準規則（第45条）	技術基準規則（第60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。	①	【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。	【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。	⑨
【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。	—	【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。	【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。	—
(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。	②	(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。	(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。	⑩
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。	—	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。	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。	—
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。	③	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。	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。	⑪
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。	④			
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。	⑤			
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。	⑥			
(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)	⑦			
b) 電動補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)	⑧			

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑨	—	—	—
	逃がし安全弁（安全弁機能）	既設				
	サブプレッション・チェンバ	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				
	原子炉圧力容器	既設				
	所内常設直流電源設備	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				
高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却	高圧炉心スプレイ系ポンプ	既設	① ⑨	—	—	—
	逃がし安全弁（安全弁機能）	既設				
	サブプレッション・チェンバ	既設				
	高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ	既設				
	原子炉圧力容器	既設				
	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却	常設高圧代替注水系ポンプ	新設	① ⑨	—	—	—
	逃がし安全弁（安全弁機能）	既設				
	サブプレッション・チェンバ	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				
	高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ	既設				
	原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁	既設				
	原子炉压力容器	既設				
	常設代替直流電源設備	新設				
	可搬型代替直流電源設備	新設				
	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				
	燃料給油設備	新設				
高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却	常設高圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	—	—	—
	高圧代替注水系タービン止め弁	新設				
	逃がし安全弁（安全弁機能）	既設				
	サブプレッション・チェンバ	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				
	高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ	既設				
	原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁	既設				
	原子炉压力容器	既設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
原子炉隔離時冷却系の現場操作による 発電用原子炉の冷却	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ② ③ ⑨ ⑩ ⑪	—	原子炉隔離時冷却系の現場操作による 発電用原子炉の冷却	水中ポンプ
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁	既設				ホース
	逃がし安全弁（安全弁機能）	既設				仮設発電機
	サブプレッション・チェンバ	既設				燃料給油設備
	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	既設				
	原子炉圧力容器	既設				
原子炉隔離時冷却系への給電 代替交流電源設備による	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑦ ⑨	—	—	—
	逃がし安全弁（安全弁機能）	既設				
	サブプレッション・チェンバ	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				
	原子炉圧力容器	既設				
	所内常設直流電源設備	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				
原子炉隔離時冷却系への給電 代替直流電源設備による	原子炉隔離時冷却系ポンプ	既設	① ⑦ ⑨	—	—	—
	逃がし安全弁（安全弁機能）	既設				
	サブプレッション・チェンバ	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				
	原子炉圧力容器	既設				
	所内常設直流電源設備	既設				
	可搬型代替直流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
高圧代替注水系（中央制御室起動時） の監視計器	原子炉水位（広帯域）	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	—	—	—
	原子炉水位（燃料域）	既設				
	原子炉水位（S A 広帯域）	新設				
	原子炉水位（S A 燃料域）	新設				
	原子炉圧力	既設				
	原子炉圧力（S A）	新設				
	高圧代替注水系系統流量	新設				
	サブプレッション・プール水位	既設				
高圧代替注水系（現場起動時） の監視計器	原子炉水位（広帯域）	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	—	—	常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力
	原子炉水位（燃料域）	既設				高圧代替注水系タービン入口圧力
	原子炉水位（S A 広帯域）	新設				高圧代替注水系タービン排気圧力
	原子炉水位（S A 燃料域）	新設				常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力
	高圧代替注水系系統流量	新設				—
	可搬型計測器	新設				
原子炉隔離時冷却系（現場起動時） の監視計器	原子炉水位（広帯域）	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	—	—	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力
	原子炉水位（燃料域）	既設				原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力
	原子炉水位（S A 広帯域）	新設				可搬型回転計
	原子炉水位（S A 燃料域）	新設				—
	原子炉隔離時冷却系系統流量	既設				
	可搬型計測器	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（6／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
ほう酸水注入系による進展抑制 (ほう酸水注入)	ほう酸水注入ポンプ	既設	① ⑧ ⑨	—	ほう酸水注入系による進展抑制（注水）	ほう酸水注入ポンプ
	逃がし安全弁（安全弁機能）	既設				逃がし安全弁（安全弁機能）
	ほう酸水貯蔵タンク	既設				ほう酸水貯蔵タンク
	ほう酸水注入系配管・弁	既設				ほう酸水注入系配管・弁
	原子炉圧力容器	既設				純水系
	常設代替交流電源設備	新設				原子炉圧力容器
	可搬型代替交流電源設備	新設				常設代替交流電源設備
	燃料給油設備	新設				可搬型代替交流電源設備
—	—	—	—	—		燃料給油設備
—	—	—	—	—	制御棒駆動水圧系による進展抑制	制御棒駆動水ポンプ
						逃がし安全弁（安全弁機能）
						復水貯蔵タンク
						制御棒駆動水圧系配管・弁
						補給水系配管・弁
						原子炉圧力容器
						原子炉補機冷却系
						非常用交流電源設備
						燃料給油設備

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（7／9）

技術的能力審査基準（1.2）	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>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>	<p>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である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系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手段として、高圧代替注水系による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。また、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に必要な手段として、設計基準対象施設である逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉冷却材圧力バウンダリの高圧の状態を維持するために必要な手順等を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>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>—</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>	<p>設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により使用できない場合には、原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等及び原子炉隔離時冷却系と同等以上の効果を有する手段として、高圧代替注水系による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（8／9）

技術的能力審査基準（1.2）	適合方針
<p>a) 可搬型重大事故防止設備</p> <p>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ボンベ等）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。</p>	<p>（1）b）i）の人力による措置が操作性を考慮した弁の配置とすることにより，容易に行えることから，（1）a）i）可搬型重大事故防止設備に対する措置は対象外。</p>
<p>b) 現場操作</p> <p>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。</p> <p>※：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>現場での人力による弁の操作により，高圧代替注水系及び原子炉隔離時冷却系を起動及び十分な期間※の運転継続を行うために必要な手順等（手順及び装備等）を整備する。</p> <p>※：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>c) 監視及び制御</p> <p>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>	<p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時に中央制御室にて原子炉水位を監視又は推定するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお，原子炉水位を推定するために必要な手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>
<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>	<p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時に中央制御室にて発電用原子炉を冷却するために使用する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ために必要な手順等を整備する。</p>
<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>	<p>全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時に原子炉水位を制御するために必要な手順等（手順及び装備等）を整備する。</p>

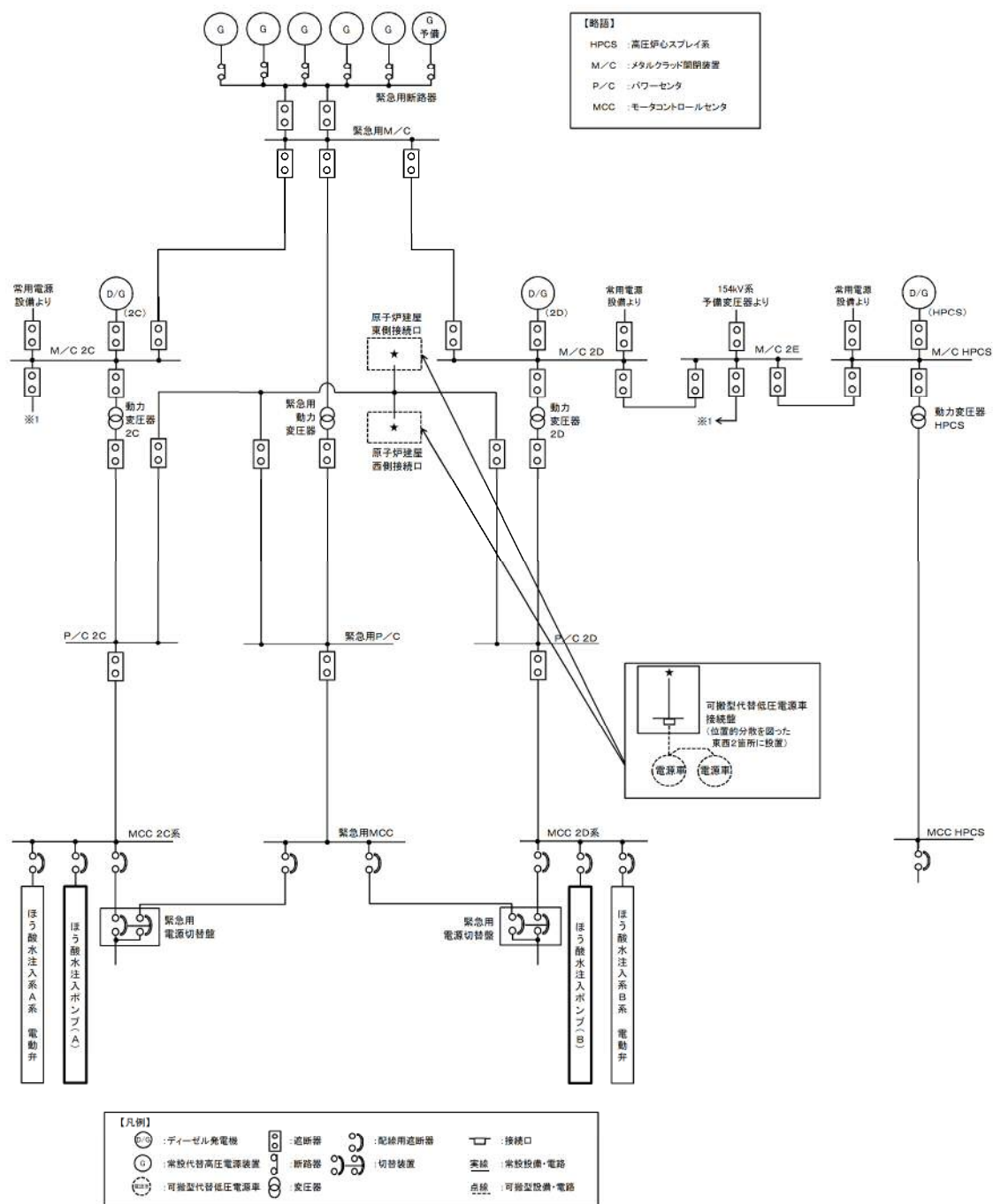
審査基準，基準規則と対処設備との対応表（9／9）

技術的能力審査基準（1.2）	適合方針
<p>（2）復旧</p> <p>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>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、代替直流電源（可搬型代替直流電源設備）及び代替交流電源（常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備）により、原子炉隔離時冷却系の起動及び十分な期間の運転継続に必要な直流電源を給電するための手順等を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関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。</p>
<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>対象外</p>
<p>（3）重大事故等の進展抑制</p> <p>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>	<p>重大事故等の進展を抑制する手段として、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水に必要な手順等を整備する。</p>

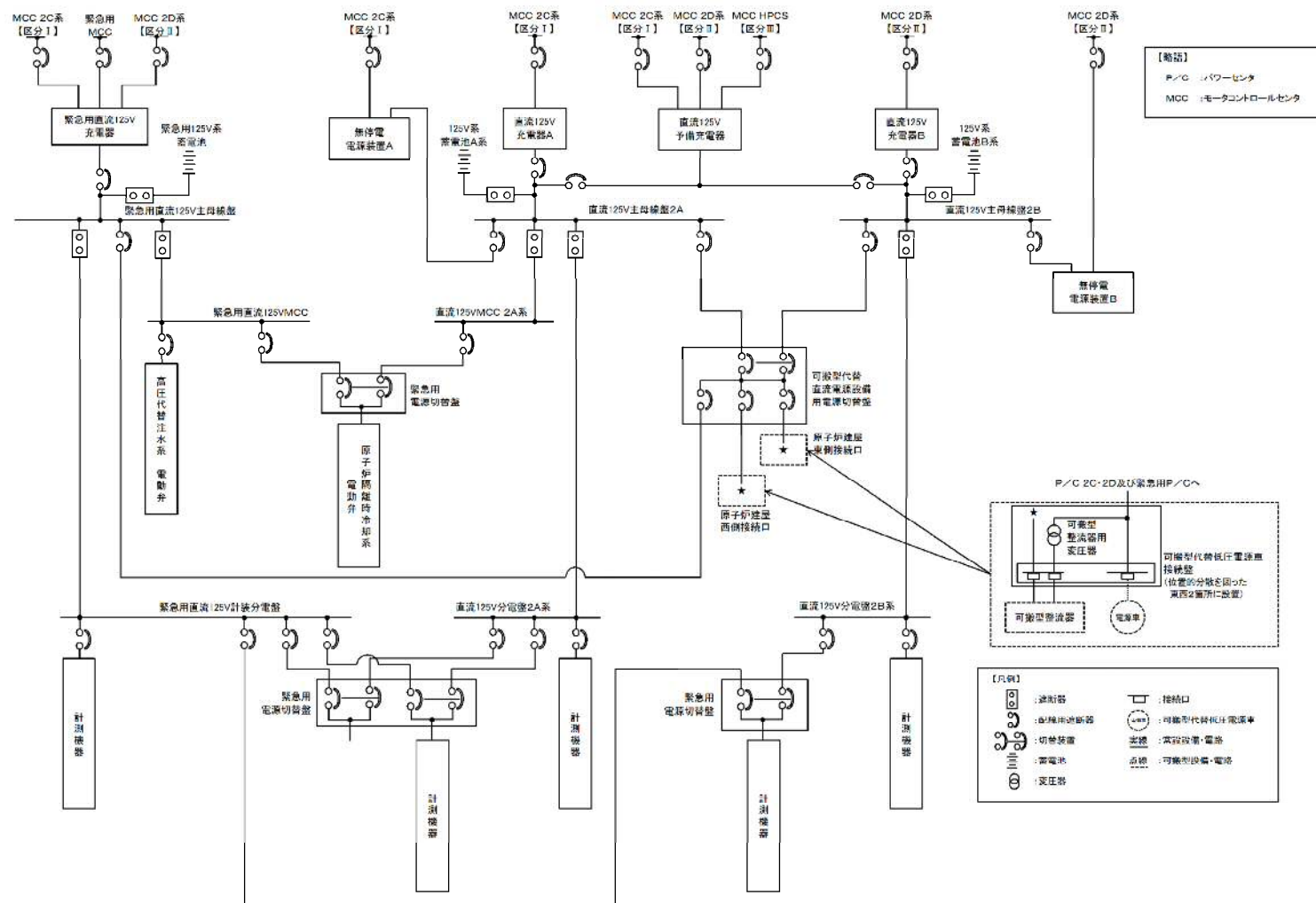
自主対策設備仕様

機器名称	常設 ／可搬	耐震性	容量	揚程	個数
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	約 2,000m ³ (1基当たり)	—	2基
制御棒駆動水ポンプ	常設	Bクラス	46.3m ³ ／h (1台当たり)	823m	2台





第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図（直流電源）

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) 現場手動操作による高圧代替注水系起動

a. 操作概要

現場手動操作による高圧代替注水系起動が必要な状況において、原子炉建屋原子炉棟地下2階及び原子炉建屋原子炉棟4階まで移動するとともに、現場手動による操作により系統構成を実施し、高圧代替注水系を起動し原子炉圧力容器への注水を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）及び原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

現場手動操作による高圧代替注水系起動における、現場での系統構成及び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：4名（運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）4名）

所要時間目安^{※1}：58分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は58分以内）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）】

- ・ 高圧代替注水系の移動：47分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟4階及び地下1階（放射線防護具着用を含む））
- ・ 高圧代替注水系関連系統構成：11分（操作対象1弁：原子炉建屋原子炉棟4階）
- ・ 原子炉隔離時冷却系の移動：41分^{※2}（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟地下2階（放射線防護具着用を含む））
- ・ 原子炉隔離時冷却系関連系統構成：17分^{※2}（操作対象1弁：原子炉建屋原子炉棟地下2階）

※2：原子炉隔離時冷却系の移動及び原子炉隔離時冷却系関連系統構成と並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電動弁の手動ハンドルによる現場操作については、操作に工具等は必要とせず、手動弁と同様な操作であるため、容易に実施可能である。また、設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備より，中央制御室との連絡が可能である。

2. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

(1) 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

a. 操作概要

現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動が必要な状況において、原子炉建屋原子炉棟地下2階及び原子炉建屋原子炉棟4階まで移動するとともに、現場手動による操作により系統構成を実施し、原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉圧力容器への注水を実施する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）及び原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

現場手動操作による原子炉隔離時冷却系における、現場での系統構成及び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：4名（運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）4名）

所要時間目安^{※1}：125分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は125分以内）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）】

- ・移動：45分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟地下2階（放射線防護具着用を含む）
45分^{※2}（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟4階（放射線防護具着用を含む））

15分※²（移動経路：原子炉建屋原子炉棟4階から原子炉建屋原子炉棟地下2階）

- ・ 系統構成：35分（操作対象2弁：原子炉建屋原子炉棟地下2階）

10分※²（操作対象1弁：原子炉建屋原子炉棟4階）

- ・ 防護具着用：20分（自給式呼吸用保護具及び耐火服着用を含む）
- ・ 注水操作：25分（操作対象1弁：原子炉建屋原子炉棟地下2階）

※2：移動及び系統構成は並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。

直流電源喪失時に原子炉隔離時冷却系を運転するとタービンギランド部から蒸気が漏えいするため、原子炉隔離時冷却系ポンプ室に現場運転員が入室するのは原子炉隔離時冷却系起動時のみとし、その後速やかに退室する手順とする。したがって、原子炉隔離時冷却系ポンプ室入室時の蒸気漏えいに伴う環境温度の上昇による運転員への影響はないものと考えており、防護具（自給式呼吸用保護具及び耐火服）を確実に装着することにより本操作が可能である。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電動弁の手動ハンドルによる現場操作については、操作に工具等は必要とせず、手動弁と同様な操作であるため、容易に実施可能である。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備より，中央制御室との連絡が可能である。



原子炉隔離時冷却系
起動操作

3. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水

(1) ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水（継続注水）

a. 操作概要

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水（継続注水）が必要な状況において、原子炉建屋原子炉棟5階まで移動するとともに、系統構成を実施し、純水系によりほう酸水貯蔵タンクに補給する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水（継続注水）における、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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：60分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は60分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：45分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟5階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：5分（操作対象1弁：原子炉建屋原子炉棟5階）
- ・原子炉注水（継続注水）操作：10分（操作対象2弁：原子炉建屋原子炉棟5階）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

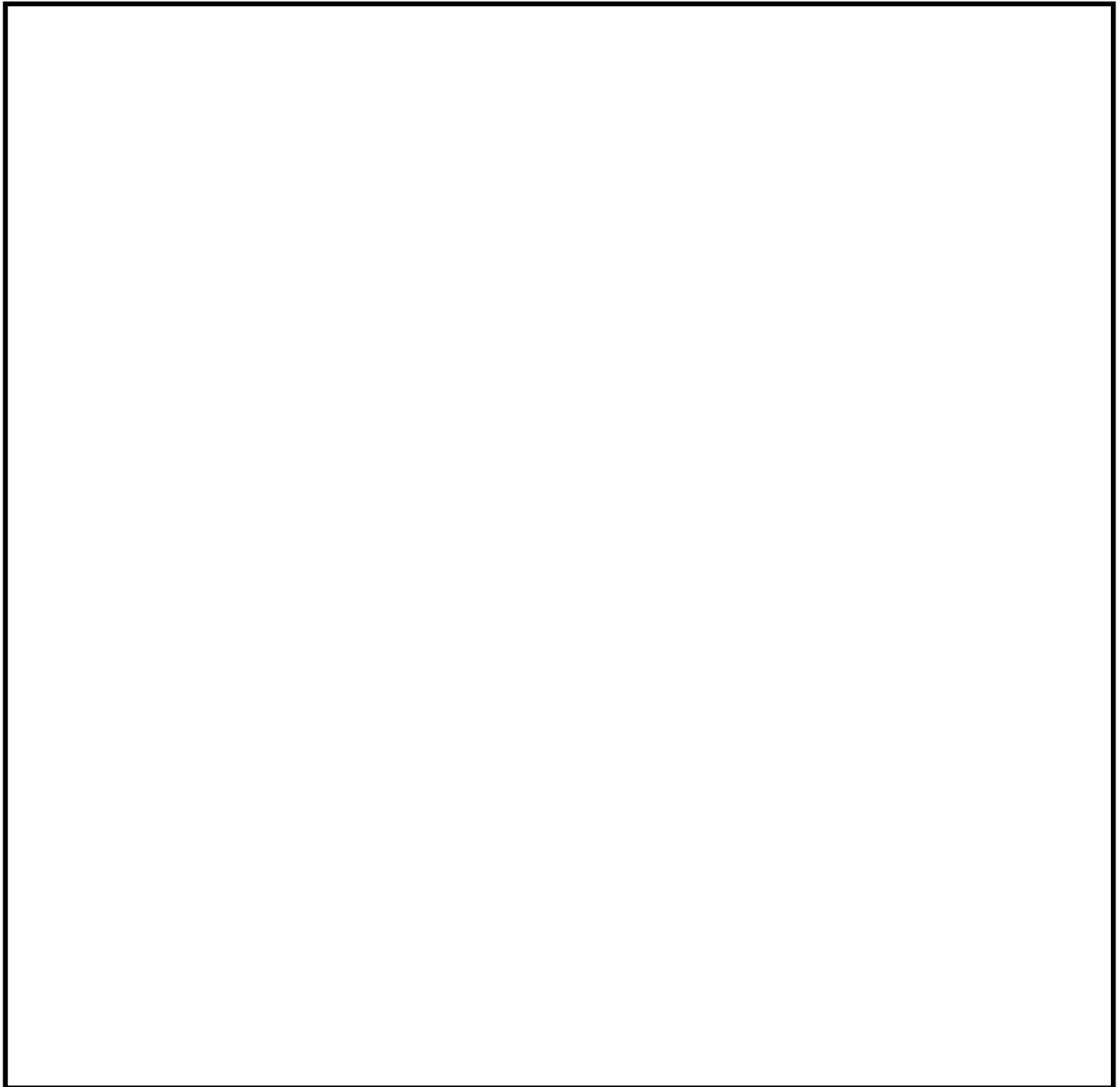
移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また，操作対象弁は操作性が確保された場所に設置されており，操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備より，中央制御室との連絡が可能である。

原子炉水位計の校正条件について

技術的能力審査基準において、監視計器のうち原子炉水位（狭帯域）、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（S A 広帯域）及び原子炉水位（S A 燃料域）について、使用用途と校正条件を整理する。



第 1 図 原子炉水位計の指示範囲

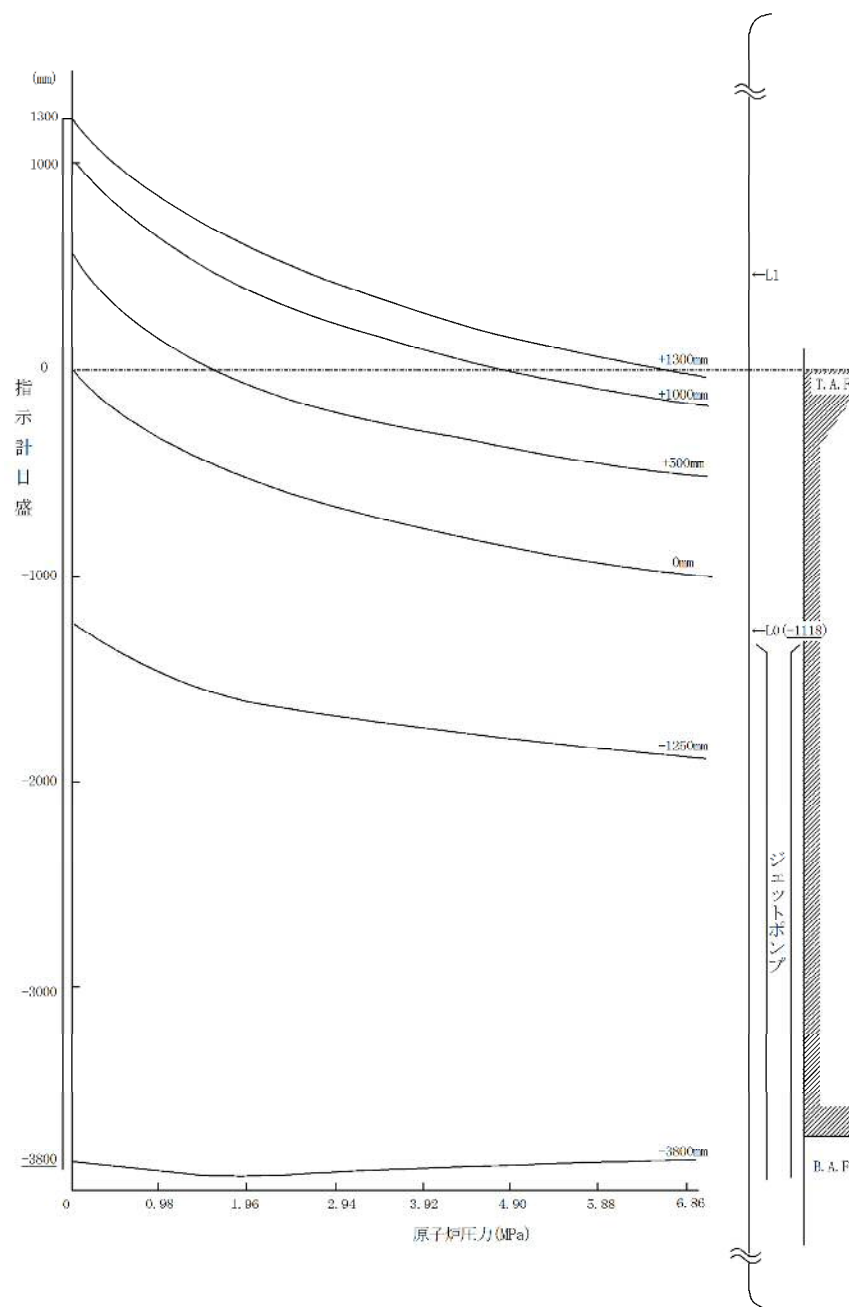
第 1 表 原子炉水位計

計器名称	指示範囲	用途	校正条件
① 原子炉水位（狭帯域）	0mm～1,500mm ^{※1}	通常の運転水位監視	定格運転時の圧力・温度
② 原子炉水位（広帯域）	－3,800mm～1,500mm ^{※1}	過渡時の水位監視	定格運転時の圧力・温度
③ 原子炉水位（S A 広帯域）	－3,800mm～1,500mm ^{※1}	過渡時の水位監視	定格運転時の圧力・温度
④ 原子炉水位（燃料域）	－3,800mm～1,300mm ^{※2}	事故後の水位監視	大気圧・飽和温度
⑤ 原子炉水位（S A 燃料域）	－3,800mm～1,300mm ^{※2}	事故後の水位監視	大気圧・飽和温度

※1 水位計測基準点：蒸気乾燥器スカート下端（圧力容器基準点より 13,400mm）

※2 水位計測基準点：有効燃料頂部（圧力容器基準点より 9,203mm）

第 1 表より，原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時において，原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（S A 燃料域）にて原子炉圧力容器内水位を確認する場合は，原子炉水位計の校正条件の違いから，「原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（S A 燃料域）補正曲線」（第 2 図）を用いる。



第2図 原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（S A燃料域）補正曲線

全交流動力電源喪失時に高圧注水系の起動に失敗した場合の処置について

1. 事象の進展

重大事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」に含まれる事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗*＋高圧炉心冷却失敗（T B D）」，「外部電源喪失＋D G 失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋D G 失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）」では，全交流動力電源喪失と同時に直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が発生することを想定する。このため，原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

また，重大事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に含まれる事故シーケンス「外部電源喪失＋D G 失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S 失敗」，「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋D G 失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S 失敗」では，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

※：直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。

2. 全交流動力電源喪失時に高圧注水系の起動に失敗した場合の対応

(1) 全交流動力電源喪失（T B D， T B U）

重大事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D， T B U）」においては，常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって事象発生約 8 時間後まで，その後低圧代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生約 24 時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。

具体的な対応の概要については，以下のとおり。

a．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として，原子炉建屋原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（原子炉注水弁及び残留熱除去系注入弁）の手動開操作を実施する。

b．高圧代替注水系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，中央制御室からの遠隔操作によって高圧代替注水系を手動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は，運転員による高圧代替注水系蒸気供給弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお，原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。

c．逃がし安全弁による原子炉急速減圧

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

d．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力以下であることを確認し，原子炉建屋原子炉棟内の操作にて電動弁（原子炉圧力容器注水流量調整弁）を手動開し，屋外操作にて高所東側接続口の弁の開操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。

(2) 全交流動力電源喪失（T B P）

重大事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」においては，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は，所内常設直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，低圧代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水系）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。

具体的な対応の概要については，以下のとおり。

a．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（原子炉注水弁及び残留熱除去系注入弁）の手動開操作を実施する。

b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

c．早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。

d．逃がし安全弁による原子炉急速減圧

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能）6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

e．低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水

逃がし安全弁1個の開固着及び逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力以下であることを確認し、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて電動弁（原子炉圧力容器注水流量調整弁）を手動開し、屋外操作にて高所東側接続口の弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

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
1.2.2.1 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压力容器への注水	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）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
		b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
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压力容器への注水	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）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
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压力容器へのほう酸水注入及び注水	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
		b. 制御棒駆動水压系による原子炉压力容器への注水	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
1.2.2.4 設計基準事故対処設備を使用した対応手順	(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉压力容器への注水	—	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
	(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水	—	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上

操作手順の解釈一覧

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) 高压代替注水系による原子炉圧力容器への注水	a. 中央制御室からの高压代替注水系起動	高压代替注水系系統流量指示値の上昇	高压代替注水系系統流量指示値が約136.7m ³ /hまで上昇
		b. 現場手動操作による高压代替注水系起動	高压代替注水系タービン入口圧力指示値が規定値以上	高压代替注水系タービン入口圧力指示値が1.03MPa[gage]以上
			高压代替注水系系統流量の上昇	高压代替注水系系統流量指示値が約136.7m ³ /hまで上昇
			常設高压代替注水系ポンプ吐出圧力指示値を確認	常設高压代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約9.0MPa[gage]まで上昇
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圧力容器への注水	a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が規定値以上	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力指示値が1.03MPa[gage]以上
			原子炉隔離時冷却系タービンの回転数を可搬型回転計にて確認しながら規定回転数に調整	原子炉隔離時冷却系タービンの回転数を可搬型回転計にて確認しながら約4500rpmに調整
			原子炉隔離時冷却系系統流量指示値の上昇	原子炉隔離時冷却系系統流量指示値が約142m ³ /hまで上昇
			原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力指示値を確認	原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力指示値が運転確認時の原子炉圧力に加えて0.78MPa[gage]以上
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圧力容器へのほう酸水注入及び注水	純水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.74MPa[gage]以上	純水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.74MPa[gage]以上
		b. 制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	制御棒駆動水圧系系統流量指示値の上昇	制御棒駆動水圧系系統流量指示値が約14.5m ³ /hまで上昇
1.2.2.4 設計基準事故対処設備を使用した対応手順	(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水	—	原子炉隔離時冷却系系統流量指示値の上昇	原子炉隔離時冷却系系統流量指示値が約142m ³ /hまで上昇
	(2) 高压炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	—	高压炉心スプレイ系系統流量指示値の上昇	高压炉心スプレイ系系統流量指示値が約1,440m ³ /hまで上昇

弁番号及び弁名称一覧

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁	RCIC注入弁	E51-F013 (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階東側（管理区域）
原子炉隔離時冷却系トリップ・スロットル弁	RCICトリップ／スロットル弁	E51-C002 (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RCICポンプ室（管理区域）
高圧代替注水系注入弁	（高圧代替注水系注入弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
原子炉隔離時冷却系SA蒸気止め弁	（原子炉隔離時冷却系SA蒸気止め弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階（管理区域）
高圧代替注水系タービン止め弁	（高圧代替注水系タービン止め弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）
原子炉隔離時冷却系潤滑油クーラ冷却水供給弁	RCIC潤滑油クーラ冷却水供給弁	E51-F046 (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RCICポンプ室（管理区域）
原子炉隔離時冷却系ポンプ出口弁	RCICポンプ出口弁	E51-F012 (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RCICポンプ室（管理区域）
原子炉隔離時冷却系蒸気供給弁	RCIC蒸気供給弁	E51-F045 (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RCICポンプ室（管理区域）
ほう酸水貯蔵タンク出口弁	SLCタンク出口弁	C41-F001A/B (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階西側（管理区域）
ほう酸水注入系爆破弁	SLC爆破弁A/B	C41-F004A/B	中央制御室
ほう酸水貯蔵タンク純水補給ライン元弁	SLCタンク純水補給ライン元弁	7-18V301	原子炉建屋原子炉棟5階西側（管理区域）
ほう酸水貯蔵タンク純水補給水弁	SLCタンク純水補給弁	C41-F010	原子炉建屋原子炉棟5階西側（管理区域）
	SLCタンク純水補給弁	C41-FF011	原子炉建屋原子炉棟5階西側（管理区域）
制御棒駆動水圧系流量調整弁	流量制御弁（A）／（B）※2	C12-F002A/B (A0) ※2	中央制御室
制御棒駆動水圧系駆動水圧力調整弁	駆動水圧力調整弁	C12-F003 (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階西側（管理区域）
高圧炉心スプレイ系注入弁	HPCS注入弁	E22-F004 (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階西側（管理区域）

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

※2：1系列のみインサービス可能である。

手順のリンク先について

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ついて、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.2.2.1(1) a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動

- ・原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

2. 1.2.2.1(1) b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動

- ・原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

3. 1.2.2.2(1) a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動

- ・原子炉水位の監視機能が喪失した場合の手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

4. 1.2.2.2(2) 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

- ・常設代替交流電源設備に関する手順及び可搬型代替交流電源設備に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.6(1) a. 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油

5. 1.2.2.2(2) b. 代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電

- ・可搬型代替直流電源設備に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.2(1) b. 可搬型代替直流電源設備による非常用所
内電気設備への給電

1.14.2.6(1) a. 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給
油

6. 1.2.2.4(1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水

- ・サプレッション・チェンバから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順

<リンク先> 1.13.2.3(1) a. 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容
器への注水時の水源の切替え

7. 1.2.2.4(2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

- ・サプレッション・チェンバから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順

<リンク先> 1.13.2.3(1) b. 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容
器への注水時の水源の切替え

8. 1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

- ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手順

<リンク先> 1.4.2.1(1) a. (b) 低圧代替注水系（可搬型）による原
子炉圧力容器への注水（淡水／海
水）

- ・サプレッション・チェンバから復水貯蔵タンクへの水源切替え手順

<リンク先> 1.13.2.3(1) a. 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容
器への注水時の水源の切替え

1.13.2.3(1) b. 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器
への注水時の水源の切替え

- ・非常用交流電源設備，所内常設直流電源設備，常設代替交流電源設備と
して使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使

用する可搬型代替低圧電源車，常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による高圧代替注水系，原子炉隔離時冷却系，ほう酸水注入ポンプ，制御棒駆動水ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び非常用交流電源設備への燃料給油手順

- <リンク先> 1. 14. 2. 1(1) 代替交流電源設備による給電
1. 14. 2. 2(1) a . 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電
1. 14. 2. 2(1) b . 可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電
1. 14. 2. 3(1) a . 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電
1. 14. 2. 3(2) a . 常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電
1. 14. 2. 3(2) b . 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電
1. 14. 2. 6(1) a . 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油
1. 14. 2. 6(1) b . 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油
1. 14. 2. 7(1) 非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電

1.14.2.7(3) 軽油貯蔵タンクから2C・2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油

- ・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

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

< 目 次 >

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 代替減圧

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 常設直流電源系統喪失時の減圧

(b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧

(c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件

(d) 復旧

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

d. インターフェイスシステム L O C A 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 L O C A 発生時の対応

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 手順等

1.3.2 重大事故等時の手順

1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 代替減圧

a. 手動操作による減圧

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧

a. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧

a. 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

b. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

c. 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放

(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) 重大事故等時の対応手段の選択

1.3.2.3 炉心損傷時における高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順

1.3.2.4 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手順

(1) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「原子炉建屋制御」

1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.3.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.3.2 自主対策設備仕様

添付資料1.3.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.3.4 重大事故対策の成立性

1. 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）
駆動源確保
 - (1) 予備の高圧窒素ポンプへの交換
2. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保
 - (1) 系統構成
 - (2) 可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保
3. 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放
 - (1) 予備の高圧窒素ポンプへの交換
4. インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作（残留熱除去系の場合）
 - (1) インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作

添付資料1.3.5 インターフェイスシステム L O C A 時の概要図

添付資料1.3.6 インターフェイスシステム L O C A 発生時の破断面積及び現場環境等について

添付資料1.3.7 インターフェイスシステム L O C A 発生時の検知手段について

添付資料1.3.8 発電用原子炉の減圧操作について

添付資料1.3.9 逃がし安全弁の電源受電状態について

添付資料1.3.10 現場操作での非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放について

添付資料1.3.11 解釈一覧

添付資料1.3.12 手順のリンク先について

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。

【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ポンペを整備すること。

- 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) による自動減圧機能 (以下「自動減圧系」という。) である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する対処設備を整備する。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。

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制する。なお、損傷箇所の隔離ができない場合は、逃がし安全弁による減圧で原子炉冷却材の漏えいを抑制することとしており、これらの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の状態にある場合は、発電用原子炉の減圧が必要である。発電用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（第1.3-1図）。

また、高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損の防止及びインターフェイスシステムLOCAの対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※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、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（常設直流電源若しくは常設直流電源系統）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第1.3－1表に整理する。

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の故障により発電用原子炉の減圧ができない場合は，減圧の自動化又は中央制御室からの手動操作により発電用原子炉を減圧する手段がある。

i) 減圧の自動化

原子炉水位異常低下（レベル1）到達10分後及び残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプが運転の場合に，過渡時自動減圧機能により発電用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」における非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）原子炉制御「反応度制御」対応操作中は，発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止するため，以下に記す「自動減圧系の起動阻止スイッチ」により自動減圧系及び過渡時自動減圧機能による自動減圧を阻止する。

過渡時自動減圧機能による減圧の自動化で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 過渡時自動減圧機能
- ・ 自動減圧系の起動阻止スイッチ
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能^{※2}：B，Cの2個）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

※2：18個の逃がし安全弁は全て逃がし弁機能を有している。そのうち7個が自動減圧機能を有している。

ii) 手動操作による減圧

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又は自動減圧機能用電磁弁を作動させ、アキュムレータに蓄圧された窒素を逃がし安全弁に供給することにより逃がし安全弁を開放し、発電用原子炉を減圧する。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、主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、発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁の手動操作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）
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・ 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

- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・所内常設直流電源設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型代替直流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料給油設備

また、上記所内常設直流電源設備への継続的な給電を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
- ・燃料給油設備

タービン・バイパス弁の手動操作による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・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、過渡時自動減圧機能、自動減圧系の起動阻止スイッチ、逃がし安全弁（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ、自動減圧機能用アキュムレータ、非常用交流電源設備、所内常設直流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、代替所内電気設備、常設代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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，設計基準事故対処設備である自動減圧系が故障した場合においても，発電用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，自主対策設備として位置付ける。あわせて，その理由を示す。

- ・逃がし弁機能用アキュムレータ

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動に使用する逃がし弁機能用アキュムレータは，耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが，窒素供給系が機能喪失した場合で逃がし弁機能用アキュムレータ（容量：1回）に駆動源が確保されている場合は，逃がし安全弁（逃がし弁機能）により発電用原子炉を減圧することができるため，逃がし安全弁（自動減圧機能）の代替減圧手段として有効である。

- ・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，主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。

(添付資料1.3.2)

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作動に必要な直流電源が喪失し，発電用原子炉の減圧ができない場合は，可搬型代替直流電源設備又は逃がし安全弁用可搬型蓄電池により逃がし安全弁（自動減

圧機能)の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i) 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復

可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁(自動減圧機能)の作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)の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。なお、可搬型代替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は、常設代替直流電源設備にて逃がし安全弁(自動減圧機能)の作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)の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替直流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・逃がし安全弁(自動減圧機能)
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・燃料給油設備

ii) 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復

逃がし安全弁(自動減圧機能)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)の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復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

- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ

(b) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧

逃がし安全弁の作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は、非常用窒素供給系により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i) 非常用窒素供給系による窒素確保

逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な窒素の供給源が窒素供給系から非常用窒素供給系に切り替わることで窒素を確保し、発電用原子炉を減圧する。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を非常用窒素供給系高圧窒素ポンベから供給している期間において、逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に伴い窒素の圧力が低下した場合は、予備の非常用窒素供給系高圧窒素ポンベに切り替えることで窒素を確保し、発電用原子炉を減圧する。

非常用窒素供給系による窒素確保で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 非常用窒素供給系配管・弁
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ
- ・ 所内常設直流電源設備

- ・可搬型代替交流電源設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型代替直流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料給油設備

ii) 可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保

逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を非常用窒素供給系からの供給している期間中において、逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に伴い窒素の圧力が低下した場合は、可搬型窒素供給装置（小型）により窒素を確保し、発電用原子炉を減圧する。

可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型窒素供給装置（小型）
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・非常用窒素供給系配管・弁
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・所内常設直流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型代替直流電源設備
- ・代替所内電気設備
- ・燃料給油設備

iii) 非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧

逃がし安全弁の作動に必要なアキュムレータ（逃がし弁機能用及

び自動減圧機能用)の供給圧力が喪失した場合は、非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁(逃がし弁機能)の電磁弁排気ポートへ窒素を供給し、逃がし安全弁(逃がし弁機能)を開放して発電用原子炉を減圧する。また、非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁(逃がし弁機能)の作動に伴い窒素の圧力が低下した場合は、予備の非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベに切り替えることで窒素を確保し、発電用原子炉を減圧する。

非常用逃がし安全弁駆動系による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベ
- ・逃がし安全弁(逃がし弁機能^{※3}: A, G, S, Vの4個)
- ・主蒸気系配管・クエンチャ
- ・非常用逃がし安全弁駆動系配管・弁
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型代替直流電源設備
- ・燃料給油設備

※3: 18個の逃がし安全弁は全て逃がし弁機能を有している。そのうち自動減圧機能を有していない4個の逃がし安全弁を非常用逃がし安全弁駆動系に用いる。

(c) 逃がし安全弁が作動可能な環境条件

想定される重大事故等時の環境条件においても確実に逃がし安全弁を作動させることができるように、逃がし安全弁の作動に必要な圧力の窒素を供給可能な設計としている。

i) 逃がし安全弁の背圧対策

想定される重大事故等時の環境条件を考慮して、原子炉格納容器

内の圧力が設計圧力の2倍の状態（620kPa [gage]）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、あらかじめ供給圧力を設定する。

逃がし安全弁の背圧対策として、窒素の供給圧力を設定するために使用する設備は以下のとおり。

- ・ 非常用窒素供給系
- ・ 非常用逃がし安全弁駆動系

(d) 復旧

全交流動力電源喪失及び常設直流電源喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合は、代替電源により逃がし安全弁の機能を復旧させて発電用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

可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

代替直流電源設備による復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 燃料給油設備

ii) 代替交流電源設備による復旧

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直流125V充電器を受電し、逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

代替交流電源設備による復旧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
- ・ 燃料給油設備

(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、可搬型代替直流電源設備、代替所内電気設備、常設代替直流電源設備、逃がし安全弁（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ、自動減圧機能用アキュムレータ、逃がし安全弁用可搬型蓄電池及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧で使用する設備のうち、非常用窒素供給系高圧窒素ポンペ、逃がし安全弁（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ、非常用窒素供給系配管・弁、自動減圧機能用アキュムレータ、所内常設直流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、代替所内電気設備、非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンペ、逃がし安全弁（逃がし弁機能）、非常用逃がし安全弁駆動系配管・弁及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

逃がし安全弁が作動可能な環境条件で使用する設備のうち、非常用窒素供給系及び非常用逃がし安全弁駆動系は重大事故等対処設備として位置付ける。

復旧で使用する設備のうち、可搬型代替直流電源設備、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給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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、発電用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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・可搬型窒素供給装置（小型）

可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保まで時間を要するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）に窒素を供給可能であれば、重大事故等の対処に必要な窒素を確保できることから有効な手段である。

（添付資料1.3.2）

c．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) 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合において、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため、逃がし安全弁の手動操作により発電用原子炉を減圧する手段がある。

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止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）
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・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
- ・自動減圧機能用アキュムレータ
- ・所内常設直流電源設備

- ・可搬型代替交流電源設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型代替直流電源設備
- ・燃料給油設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉格納容器の破損を防止で使用する設備のうち、逃がし安全弁（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ、自動減圧機能用アキュムレータ、所内常設直流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

以上の重大事故等対処設備により、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合においても、発電用原子炉を減圧することで、高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・逃がし弁機能用アキュムレータ

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動に使用する逃がし弁機能用アキュムレータは、耐震SクラスではなくS_s機能維持を担保できないが、窒素供給系が機能喪失した場合で逃がし弁機能用アキュムレータ（容量：1回）に駆動源が確保されている場合は、逃がし安全弁（逃がし弁機能）により発電用原子炉を減圧することができるため、逃がし安全弁（自動減圧機能）の代替減圧手段として有効である。

d. インターフェイスシステム L O C A 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 L O C A 発生時の対応

インターフェイスシステム L O C A 発生時に、漏えい箇所の隔離操作を実施するものの隔離できない場合、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、逃がし安全弁又はタービン・バイパス弁により発電用原子炉を減圧するとともに、弁の隔離操作により原子炉冷却材の漏えい箇所を隔離する手段がある。

なお、原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離に使用する設備は、系統に原子炉圧力が負荷される状態での電動弁の開閉試験を実施する場合に、系統が過圧される可能性がある系統の隔離弁を選定している。

インターフェイスシステム L O C A 発生時における発電用原子炉の減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能）
- ・ 逃がし安全弁（逃がし弁機能）
- ・ 主蒸気系配管・クエンチャ
- ・ 自動減圧機能用アキュムレータ
- ・ 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

インターフェイスシステム L O C A 発生時における原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧炉心スプレイ系注入弁
- ・ 原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁

- ・ 低圧炉心スプレイ系注入弁
- ・ 残留熱除去系 A 系注入弁
- ・ 残留熱除去系 B 系注入弁
- ・ 残留熱除去系 C 系注入弁

(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 L O C A 発生時における発電用の原子炉の減圧で使用する設備のうち、逃がし安全弁（自動減圧機能）、主蒸気系配管・クエンチャ、自動減圧機能用アキュムレータ、高圧炉心スプレイ系注入弁、原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁、低圧炉心スプレイ系注入弁、残留熱除去系 A 系注入弁、残留熱除去系 B 系注入弁及び残留熱除去系 C 系注入弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

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 L O C A が発生した場合においても、発電用原子炉を減圧することで、原子炉冷却材の原子炉格納容器外への漏えい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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 逃がし弁機能用アキュムレータ

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動に使用する逃がし弁機能用アキュムレータは、耐震 S クラスではなく S_s 機能維持を担保できないが、窒素供給系が機能喪失した場合で逃がし弁機能用ア

キユムレータ（容量：1回）に駆動源が確保されている場合は、
逃がし安全弁（逃がし弁機能）により発電用原子炉を減圧すること
ができるため、逃がし安全弁（自動減圧機能）の代替減圧手段
として有効である。

- ・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，主復
水器の真空状態が維持できれば，発電用原子炉を減圧する手段と
して有効である。

（添付資料1.3.2）

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．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」及び「d．インターフェイスシステ
ムLOCA発生時の対応手段及び設備」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，運転員等^{※4}及び重大事故等対応要員の対応として
「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」，「非常時運転手順書Ⅲ（シビ
アアクシデント）」，「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策
要領」に定める（第1.3-1表）。

また，重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設
備についても整理する（第1.3-2表，第1.3-3表）。

※4 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転
操作対応）をいう。

（添付資料1.3.3）

1.3.2 重大事故等時の手順

1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

(1) 代替減圧

a. 手動操作による減圧

発電用原子炉の冷温停止への移行又は低圧で原子炉注水が可能な系統を使用した注水への移行を目的として、逃がし安全弁又はタービン・バイパス弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損防止を目的として、逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

(a) 手順着手の判断基準

i) 発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

- ・主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。
- ・主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。

ii) 急速減圧の場合

- ・低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系のうち1系統以上の起動^{*1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保され、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、主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。

iii) 炉心損傷後の減圧の場合

【低圧注水手段がある場合】

- ・ 高压注水系統は使用できないが、低压注水系統1系^{※2}以上が使用可能である場合で、逃がし安全弁の開操作が可能な場合。

【注水手段がない場合】

- ・ 原子炉压力容器への注水手段が確保できず、原子炉压力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合で、逃がし安全弁の開操作が可能な場合。

（添付資料1.3.8）

※1：「低压で原子炉注水が可能な系統又は低压代替注水系のうち1系統以上の起動」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低压時での注水が可能な系統である高压炉心スプレイ系、低压炉心スプレイ系、残留熱除去系（低压注水系）及び給水・復水系のうち1系統以上起動すること、また、それができない場合は低压代替注水系（常設）、代替循環冷却系、消火系、補給水系及び低压代替注水系（可搬型）のうち1系統以上起動することという。

※2：「低压注水系統1系」とは、低压炉心スプレイ系、残留熱除去系（低压注水系）、給水・復水系、低压代替注水系（常設）、代替循環冷却系、消火系、補給水系又は低压代替注水系（可搬型）のいずれか1系をいう。

(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手動操作による減圧手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.3-2図、第1.3-3図、第1.3-4図及び第1.3-5図に示す。

【タービン・バイパス弁による減圧】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にタービン・バイパス弁を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧するように指示する。

②^a判断基準 i) : 発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材温度変化率が $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を超えないようにタービン・バイパス弁を手動で開閉操作し、発電用原子炉を減圧する。

②^b判断基準 ii) : 急速減圧の場合

運転員等は中央制御室にて、タービン・バイパス弁を手動で開操作し、発電用原子炉の急速減圧を行う。

【逃がし安全弁による減圧】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に逃がし安全弁を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧するように指示する。

②^a判断基準 i) : 発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材温度変化率が $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ を超えないように逃がし安全弁を手動で開閉操作し、発電用原子炉を減圧する。

②^b判断基準 ii) : 急速減圧の場合

運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動で開操作し、発電用原子炉の急速減圧を行う。

逃がし安全弁（自動減圧機能）を7個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7個開放する。

②^c判断基準iii) : 炉心損傷後の減圧の場合

運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動で開放できない場合は、逃がし安全弁（逃がし弁機能）を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧する。

③運転員等は中央制御室にて、サブプレッション・プール水の温度上昇防止のため、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱を行う。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名で対応が可能である。

作業開始を判断してから手動操作による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・バイパス弁による減圧 : 3分以内
- ・逃がし安全弁による減圧 : 1分以内

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.3-19図に示す。

自動減圧機能喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水準備が完了し、主復水器が使用可能であればタービン・バイパス弁により発電用原子炉を減圧する。主復水器が使用不可能であれば逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧する。また、原子炉水位異常低下（レベル1）到達10分後及び残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポン

プが運転の場合は、過渡時自動減圧機能が自動で作動し発電用原子炉を減圧する。

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. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作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）を開放して発電用原子炉を減圧する。なお、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池にて逃がし安全弁（自動減圧機能）の作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）を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、中央制御室の計器にて確認が可能である。

(a) 手順着手の判断基準

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

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

置)に到達した場合。

- ・逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素が確保されている場合。
- ・逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を常設代替直流電源設備から給電可能な場合。

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

※2：「低圧注水系統1系」とは、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）、給水・復水系、低圧代替注水系（常設）、代替循環冷却系、消火系、補給水系又は低圧代替注水系（可搬型）のいずれか1系をいう。

(b) 操作手順

可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.3-3図に、概要図を第1.3-6図に、タイムチャートを第1.3-7図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放の準備開始を指示する。

②発電長は、災害対策本部長代理に可搬型代替直流電源設備として

使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による直流電源の復旧を依頼する。

③発電長は、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による直流電源の復旧が完了するまでの間、逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧するため、運転員等に常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力の計器端子台に可搬型計測器を接続し、原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

⑤運転員等は中央制御室にて、緊急用電源切替盤で逃がし安全弁の制御回路電源を所内常設直流電源設備から常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池への切替えを実施し、発電長に常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放の準備完了を報告する。

⑥発電長は、運転員等に常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放を指示する。

⑦発電長は、原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は運転員等に、発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁（自動減圧機能）を手動で開操作し、発電用原子炉の減圧を開始する。

⑨運転員等は中央制御室にて、発電用原子炉の減圧が開始されたことを、接続した可搬型計測器の原子炉圧力指示値の低下により確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから常設代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放まで21分以内で可能である。

また、可搬型代替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。

b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）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）を開放して発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、中央制御室の計器にて確認が可能である。

(a) 手順着手の判断基準

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

- ・ 炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は、低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系のうち1系統以上の起動^{※1}により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は、高圧注水系統が使用できない場合で、低圧注水系統1系^{※2}以上が使用可能である場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合。
- ・ 逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素が確保されている場

合。

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

※2：「低圧注水系統1系」とは、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）、給水・復水系、低圧代替注水系（常設）、代替循環冷却系、消火系、補給水系又は低圧代替注水系（可搬型）のいずれか1系をいう。

(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機能（自動減圧機能）開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.3-3図に、概要図を第1.3-8図に、タイムチャートを第1.3-9図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等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）開放の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力の計器端子台に可搬型計測器を接続し、原子炉圧力容器内の圧力を確認する。

③運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池及び電源ケーブルを接続し、発電長に逃がし安全弁用可搬型蓄電池（自動減圧機能）開放の準備完了を報告する。

④発電長は、運転員等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）の開放を指示する。

⑤発電長は、原子炉圧力容器内の圧力を確認する場合は運転員等に、発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、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）を開放し、発電用原子炉の減圧を開始する。

⑦運転員等は中央制御室にて、発電用原子炉の減圧が開始されたことを接続した可搬型計測器の原子炉圧力指示値の低下により確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、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）開放まで55分以内で可能である。

(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧

a. 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

窒素供給系からの窒素の供給が喪失し、逃がし安全弁の作動に必要な窒素の供給圧力が低下した場合、供給源が非常用窒素供給系に自動で切り替わることで逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保する。

また、非常用窒素供給系から供給している期間において、非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ圧力が低下した場合、使用済みの非常用窒素供給系高圧窒素ポンベを予備の非常用窒素供給系高圧窒素ポンベと取り替える。

(a) 手順着手の判断基準

【窒素供給系から非常用窒素供給系への切替え】

自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低警報が発生した場合。

【非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ切替え】

非常用窒素供給系高圧窒素ボンベから逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ボンベ圧力低警報が発生した場合。

(b) 操作手順

非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.3-10図に、タイムチャートを第1.3-11図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保の開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ供給止め弁が全開したことを確認する。あわせて、非常用窒素供給系供給圧力指示値が 1.10MPa [gage] 以上であることを確認し、発電長に報告する。

③発電長は、非常用窒素供給系高圧窒素ボンベから逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ボンベ圧力低警報が発生した場合、運転員等に予備の非常用窒素供給系高圧窒素ボンベへの切替え及び使用済みの非常用窒素供給系高圧窒素ボンベの取替を指示する。

④運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、予備ボンベラックに配備している非常用窒素供給系高圧窒素ボンベと使用済みの非常用窒素供給系高圧窒素ボンベを取り替える。

⑤運転員等は、発電長に非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

作業開始を判断してから、非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

・ 窒素供給系から非常用窒素供給系への切替え

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、2分以内で可能である。

・ 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ切替え

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合は282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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.3.4）

b. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

非常用窒素供給系高圧窒素ボンベから供給している期間において、非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ圧力が低下した場合、可搬型窒素供給装置（小型）からの供給に切り替えて逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保する。

(a) 手順着手の判断基準

非常用窒素供給系高圧窒素ボンベから逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素を供給している期間中において、高圧窒素ボンベ圧

力低警報が発生した場合。

(b) 操作手順

可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.3-12図に、タイムチャートを第1.3-13図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための準備を依頼する。
- ②発電長は、運転員等に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための窒素供給用ホース接続及び系統構成（非常用窒素供給系高压窒素ポンベの隔離操作含む）を指示する。
- ③運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟及び原子炉建屋原子炉棟にて、可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための窒素供給用ホースの接続及び系統構成（非常用窒素供給系高压窒素ポンベの隔離操作含む）を実施し、発電長に報告する。
- ④発電長は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための窒素供給用ホースの接続及び系統構成が完了したことを連絡する。
- ⑤災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための準備を指示する。
- ⑥重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置（小型）と原子炉建屋南側の接続口に窒素供給用ホースを取り付ける。

- ⑦重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源を確保するための準備が完了したことを報告する。
- ⑧災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）への駆動源の供給開始を連絡する。
- ⑨災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）への駆動源の供給開始を指示する。
- ⑩重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）への駆動源供給のための系統構成を実施し、可搬型窒素供給装置（小型）を起動する。
- ⑪重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置（小型）により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源へ供給を開始し、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置（小型）により逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源へ供給を開始したことを報告する。
- ⑫災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源の確保が完了したことを連絡する。
- ⑬発電長は、運転員等に可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源が確保されていることの確認を指示する。
- ⑭運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、非常用窒素供給系供給圧力指示値が1.10MPa [gage] を超え、可搬型窒素供給装置（小型）

による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源が確保されたことを確認し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源確保完了まで305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。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.3.4）

c. 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放

逃がし安全弁の作動に必要なアキュムレータ（逃がし弁機能用及び自動減圧機能用）の供給圧力が喪失した場合は、非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA，G，S及びV））の電磁弁排気ポートへ窒素を供給し、逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA，G，S及びV））を開放して発電用原子炉を減圧する。なお、中央制御室からの遠隔操作ができない場合、現場での手動操作を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

【非常用逃がし安全弁駆動系の中央制御室からの遠隔操作】

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の駆動源である窒素供給系及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の駆動源である非常用窒素供給系の窒素が喪失し、中央制御室からの遠隔操作により発電用原子炉を減圧できな

い場合。

【非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ切替え】

非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベから逃がし安全弁（逃がし弁機能）作動用の窒素を供給している期間において、高圧窒素ボンベ圧力低警報が発生した場合。

(b) 操作手順

非常用逃がし安全弁駆動系 A 系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放手順の概要は以下のとおり（非常用逃がし安全弁駆動系 B 系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放手順も同様。）。概要図を第1.3-14図に、タイムチャートを第1.3-15図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、非常用逃がし安全弁駆動系窒素ブローライン隔離弁を閉とする。なお、中央制御室からの遠隔操作により閉にできない場合は、原子炉建屋原子炉棟にて現場手動操作により非常用逃がし安全弁駆動系窒素ブローライン隔離弁を閉とする。

③運転員等は、発電長に非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧の準備が完了したことを報告する。

④発電長は、運転員等に非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧を指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、非常用逃がし安全弁駆動系窒素供給弁及び非常用逃がし安全弁駆動系窒素供給ライン隔離弁の全開操作を実施する。なお、中央制御室からの遠隔操作により開にでき

ない場合は、原子炉建屋原子炉棟にて現場手動操作により非常用逃がし安全弁駆動系窒素供給弁及び非常用逃がし安全弁駆動系窒素供給ライン隔離弁の全開操作を実施する。

⑥運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力の低下により発電用原子炉の減圧が開始されたことを確認し、発電長に報告する。

⑦発電長は、運転員等に非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベによる逃がし安全弁（逃がし弁機能）への窒素供給中に、非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベの圧力が低下した場合に、予備ポンベラックに配備している予備の非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベと使用済みの非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベの取替えを指示する。

⑧運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、予備の非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベを運搬し、使用済みの非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベと予備の非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベを取り替える。

⑨運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、使用済みの非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベを予備の非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベに取替えを実施し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

作業開始を判断してから、非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、4分以内で可能である。

- ・非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ切替え

現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ切替えによる原子炉減圧開始まで120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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.3.4）

（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減圧機能が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

（a） 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失により、直流125V主母線盤 2 A 及び直流125V主母線盤 2 B の電圧喪失を確認した場合において、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器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

代替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。

また、逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による直流電源の復旧が完了してから逃がし安全弁の開放まで1分以内で可能である。

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が喪失し、逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、代替交流電源設備により直流125V充電器を受電し、逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、直流125V主母線盤2A及び直流125V主母線盤2Bの電源喪失を確認した場合において、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源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

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。

また、逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車による直流電源の復旧が完了してから逃がし安全弁の開放まで1分以内で可能である。

(4) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.3-19図に示す。

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、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器（給電準備が完了するまでの間は常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池を使用）若しくは逃がし安全弁用可搬型蓄電池により直流電源を確保して逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。

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、可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器により直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失した場合、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車により直流125V充電器を充電し、直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

逃がし安全弁の作動に必要な窒素の喪失により逃がし安全弁が作動しない場合、非常用窒素供給系又は可搬型窒素供給装置（小型）により窒素を確保し、逃がし安全弁（逃がし弁機能）を作動させて発電用原子炉を減圧

する。また、非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能）を作動させて発電用原子炉を減圧する。

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、あらかじめ窒素の供給圧力を設定する。

1.3.2.3 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため、逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

原子炉格納容器の破損を防止するための手動操作による発電用原子炉の減圧手順については「1.3.2.1(1) a. 手動操作による減圧」にて整備する。

1.3.2.4 インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応手順

(1) 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「原子炉建屋制御」

インターフェイスシステム L O C A 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圧力容器への注水が必要となる。

破断箇所の特定又は隔離ができない場合は、逃がし安全弁又はタービン・バイパス弁により発電用原子炉を減圧することで、原子炉建屋原子炉棟への原子炉冷却材の漏えいを抑制し、破断箇所の隔離を行う。

a. 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系の吐出圧力上昇、原子炉水位のパラメータ変化、原子炉建屋原子炉棟内の温度上昇若しくはエリア

放射線モニタの指示値上昇等漏えいが予測されるパラメータの変化，又は漏えい関連警報の発生によりインターフェイスシステム L O C A の発生を判断した場合。

b. 操作手順

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「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第1.3-16図及び第1.3-17図に，タイムチャートを第1.3-18図に示す。

- ①発電長は，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 L O C A の発生を判断し，運転員等に破断箇所の特定及び隔離を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，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発電長は，運転員等に破断箇所の隔離ができない場合は，原子炉スクラム及び主蒸気隔離弁の閉操作を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて，原子炉スクラム及び主蒸気隔離弁の閉操作を実施する。
- ⑤発電長は，運転員等に原子炉建屋ガス処理系の停止操作及び中央制御室非常用換気系の起動操作を指示する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて，原子炉建屋ガス処理系の停止操作及び中央制御室非常用換気系の起動操作を実施する。
- ⑦発電長は，運転員等に原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態で，低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系を1系統以上の起動後，発電用原子炉の減圧操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）の起動操作を指示する。

- ⑧運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態、低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系を1系統以上の起動操作を実施する。
- ⑨運転員等は中央制御室にて、逃がし安全弁により原子炉急速減圧を行い、発電用原子炉の減圧を実施することで、原子炉建屋原子炉棟への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。逃がし安全弁による減圧ができない場合、主蒸気隔離弁が開可能であれば、主復水器を使用したタービン・バイパス弁による発電用原子炉の減圧を実施する。
- ⑩運転員等は逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧を実施した場合、中央制御室にて、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）の起動操作を実施する。
- ⑪発電長は、運転員等に原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位異常低下（レベル2）から原子炉水位低（レベル3）の間に維持するように指示する。
- ⑫運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態、低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系により、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位異常低下（レベル2）から原子炉水位低（レベル3）の間に維持し、発電長に報告する。
- ⑬発電長は、運転員等に漏えい箇所の隔離を指示する。
- ⑭運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、現場手動操作による漏えい箇所の隔離を実施し、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを停止する。
- ⑮発電長は、運転員等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）の間に維持するように指示する。

⑯運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態、低圧で原子炉注水が可能な系統又は低圧代替注水系により、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。

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を運転員等（当直運転員）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12分以内で可能である。

中央制御室からの隔離操作を実施できない場合の現場での隔離操作は、運転員等（当直運転員）2名及び運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）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300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。なお、インターフェイスシステムLOCA発生時は、漏えいした水の滞留及び蒸気による高湿度環境が想定されるため、現場での隔離操作は環境性等を考慮し、自給式呼吸用保護具を着用する。

【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、定期試験として実施する非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系電動弁作動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、隔離弁の隔離失敗等により系統圧力が異常に上昇し、低圧設計部分の過圧を示す

警報及び漏えい関連警報が発生した場合は、同試験を実施していた非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系でインターフェイスシステム L O C A が発生していると判断することで漏えい箇所及び隔離すべき遠隔操作弁の特定が容易となり、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の環境を考慮しても、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 L O C A 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 L O C A の検知について】

インターフェイスシステム L O C A 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 L O C A と判断する。非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系のポンプ室は、原子炉建屋原子炉棟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が可能である。

(添付資料1.3.4, 添付資料1.3.5,
添付資料1.3.6, 添付資料1.3.7)

1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

非常用交流電源設備, 所内常設直流電源設備, 常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置, 可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車, 常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系

蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による逃がし安全弁，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに可搬型窒素供給装置（小型），常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び非常用交流電源設備への燃料給油手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断，確認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。

第1.3－1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1／7）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	自動減圧系	減圧の自動化	過渡時自動減圧機能 自動減圧系の起動阻止スイッチ 逃がし安全弁（自動減圧機能）※2 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ 非常用交流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等 対処設備	— ※1
		手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）	逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ 所内常設直流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型代替直流電源設備※3 代替所内電気設備 燃料給油設備※3 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」
			逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	重大事故等対策要領

※1：運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※3：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。

※4：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※5：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

※6：選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，あらかじめ供給圧力を設定している。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／7）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	自動減圧系	（タービン・バイパス弁の 手動操作による減圧） 手動操作による減圧	タービン・バイパス弁 タービン制御系	自主 対策 設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等

※1：運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※3：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。

※4：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※5：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

※6：選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，あらかじめ供給圧力を設定している。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／7）

（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	所内常設直流電源設備 （常設直流電源系統）	可搬型代替直流電源設備による 逃がし安全弁機能回復	可搬型代替直流電源設備※ ³ 代替所内電気設備 常設代替直流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		逃がし安全弁用可搬型蓄電池による 逃がし安全弁機能回復	逃がし安全弁用可搬型蓄電池 逃がし安全弁（自動減圧機能）※ ⁴ 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」 AM設備別操作手順書

※1：運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※3：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。

※4：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※5：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

※6：選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，あらかじめ供給圧力を設定している。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4／7）

（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	—	非常用窒素供給系による窒素確保	非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ 逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 非常用窒素供給系配管・弁 自動減圧機能用アキュムレータ 所内常設直流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 常設代替直流電源設備※ ³ 可搬型代替直流電源設備※ ³ 代替所内電気設備 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」 AM設備別操作手順書
		可搬型窒素供給装置（小型） による 窒素確保	逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 非常用窒素供給系配管・弁 自動減圧機能用アキュムレータ 所内常設直流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 常設代替直流電源設備※ ³ 可搬型代替直流電源設備※ ³ 代替所内電気設備 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」
			可搬型窒素供給装置（小型）	自主対策 設備	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		非常用逃がし安全弁駆動系による 原子炉減圧	非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベ 逃がし安全弁（逃がし弁機能）※ ⁵ 主蒸気系配管・クエンチャ 非常用逃がし安全弁駆動系配管・弁 常設代替直流電源設備※ ³ 可搬型代替直流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		逃がし安全弁の 背圧対策	非常用窒素供給系 非常用逃がし安全弁駆動系	重大事故等 対処設備	— ※ ⁶

※1：運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※3：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。

※4：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※5：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

※6：選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，あらかじめ供給圧力を設定している。

対応手段，対処設備，手順書一覧（5／7）

（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	外部電源系及び非常用 ディーゼル発電機等 （全交流動力電源） 所内常設直流電源設備 のうち蓄電池及び充電 器（常設直流電源）	代替直流電源設備による復旧	可搬型代替直流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
	外部電源系及び非常用 ディーゼル発電機等 （全交流動力電源） 所内常設直流電源設備 のうち蓄電池（常設直 流電源）	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 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※3：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。

※4：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※5：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

※6：選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，あらかじめ供給圧力を設定している。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6／7）

（原子炉格納容器の破損防止）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の破損防止	—	炉心損傷時における 格納容器雰囲気高圧溶融物放出の防止	逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ 所内常設直流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型代替直流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「AM初期対応」
			逃がし安全弁（逃がし弁機能） 逃がし弁機能用アキュムレータ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」 重大事故等対策要領

※1：運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※3：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。

※4：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※5：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

※6：選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，あらかじめ供給圧力を設定している。

対応手段，対処設備，手順書一覧（7／7）

（インターフェイスシステム L O C A 発生時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
インターフェイスシステム L O C A 発生時	—	インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応	逃がし安全弁（自動減圧機能） 主蒸気系配管・クエンチャ 自動減圧機能用アキュムレータ 高圧炉心スプレイ系注入弁 原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁 低圧炉心スプレイ系注入弁 残留熱除去系 A 系注入弁 残留熱除去系 B 系注入弁 残留熱除去系 C 系注入弁	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「原子炉建屋制御」 重大事故等対策要領
			逃がし安全弁（逃がし弁機能） 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	自主対策 設備	

※1：運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：過渡時自動減圧機能の対象は B 及び C である。

※3：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。

※4：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個のうち 2 個に接続する。

※5：非常用逃がし安全弁駆動系の対象は A，G，S 及び V である。

※6：選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，あらかじめ供給圧力を設定している。

第1.3-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/6)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		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 a. 手動操作による減圧			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「減圧冷却」等	判断基準	注水手段の確保（運転状態）	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 給水系ポンプ吐出ヘッド圧力
		補機監視機能	復水器真空度
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		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（S A広帯域） 原子炉水位（S A燃料域）
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度
		補機監視機能	復水器真空度
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 代替減圧 a. 手動操作による減圧			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「急速減圧」等	判断基準	注水手段の確保（運転状態）	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 給水系ポンプ吐出ヘッド圧力
		補機監視機能	復水器真空度
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		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（S A広帯域） 原子炉水位（S A燃料域）
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度
		補機監視機能	復水器真空度

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 a. 手動操作による減圧			
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水－１」	判断基準	注水手段の確保（運転状態）	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 給水系ポンプ吐出ヘッド圧力
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A燃料域）
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		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（S A広帯域） 原子炉水位（S A燃料域）
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（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 a. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」 ＡＭ設備別操作手順書	判断基準	電源	直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		駆動源の確保	非常用窒素供給系供給圧力
		注水手段の確保（運転状態）	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 給水系ポンプ吐出ヘッド圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
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 b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「急速減圧」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」 ＡＭ設備別操作手順書	判断基準	電源	直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		駆動源の確保	非常用窒素供給系供給圧力
		注水手段の確保（運転状態）	高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 消火系ポンプ吐出ヘッド圧力 復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力 給水系ポンプ吐出ヘッド圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）

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 (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧 a. 非常用窒素供給系による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 駆動源確保 【窒素供給系から非常用窒素供給系への切替え】		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「急速減圧」等	判断基準	駆動源の確保 自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低警報 非常用窒素供給系供給圧力
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-1」 AM設備別操作手順書	操作	補機監視機能 非常用窒素供給系供給圧力
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧 a. 非常用窒素供給系による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 駆動源確保 【非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ切替え】		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「急速減圧」等	判断基準	駆動源の確保 高圧窒素ポンベ圧力低警報 非常用窒素供給系供給圧力 非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ圧力
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-1」 AM設備別操作手順書	操作	補機監視機能 非常用窒素供給系供給圧力 非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ圧力
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧 b. 可搬型窒素供給装置 (小型) による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 駆動源確保		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「急速減圧」等	判断基準	駆動源の確保 高圧窒素ポンベ圧力低警報 非常用窒素供給系供給圧力 非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ圧力
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-1」 AM設備別操作手順書	操作	補機監視機能 非常用窒素供給系供給圧力
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧 c. 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁 (逃がし弁機能) 開放		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「急速減圧」等	判断基準	駆動源の確保 高圧窒素ポンベ圧力低警報 非常用窒素供給系供給圧力 非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ圧力 非常用逃がし安全弁駆動系供給圧力 非常用逃がし安全弁駆動系窒素ポンベ圧力
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-1」 AM設備別操作手順書	操作	補機監視機能 非常用逃がし安全弁駆動系供給圧力 非常用逃がし安全弁駆動系窒素ポンベ圧力

監視計器一覧 (5/6)

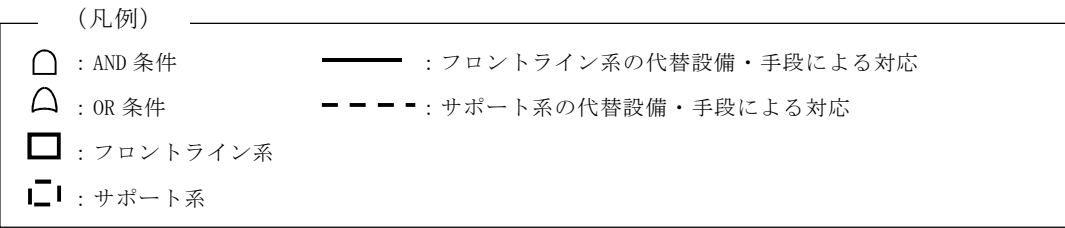
手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.3.2.4 インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応手順 (1) 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース)「原子炉建屋制御」		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「原子炉建屋制御」	判断基準	格納容器バイパスの監視 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A) ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 【漏えい検知】 LDS RHR EQUIP AREA TEMP HI LDS RHR EQUIP ROOMS AMBIENT TEMP HI LDS RCIC EQUIP AREA TEMP HI LDS RCIC PIPE AREA TEMP HI LDS CUW ROOMS TEMP HI LDS CUW ROOMS AMBIENT TEMP HI 原子炉建屋内放射線モニタ警報
		【床漏えい警報】 RHR PUMP A(B,C) AREA FLOODING RHR Hx A(B) AREA FLOODING LPCS PUMP AREA FLOODING HPCS PUMP AREA FLOODING RCIC PUMP AREA FLOODING 【漏えい検知】 RCIC STEAM LINE BREAK 2/P HIGH LDS CUW 2/F HIGH OR CONT. TROUBLE
	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 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 【漏えい検知】 LDS RHR EQUIP AREA TEMP HI LDS RHR EQUIP ROOMS AMBIENT TEMP HI LDS RCIC EQUIP AREA TEMP HI LDS RCIC PIPE AREA TEMP HI LDS CUW ROOMS TEMP HI LDS CUW ROOMS AMBIENT TEMP HI 原子炉建屋内放射線モニタ警報 プロセス放射線モニタ警報

監視計器一覧 (6/6)

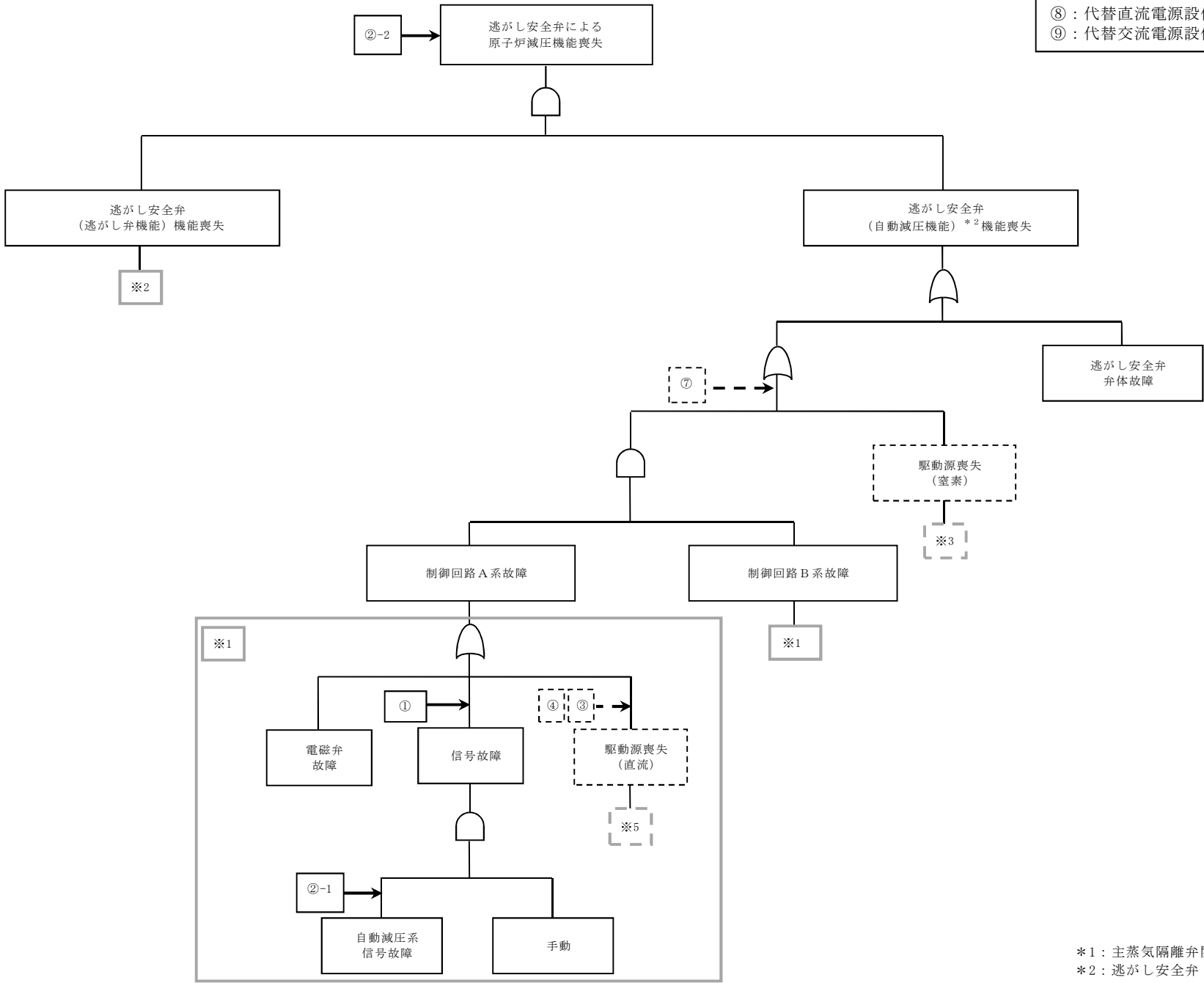
手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.3.2.4 インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応手順 (1) 非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース)「原子炉建屋制御」		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「原子炉建屋制御」	操作	原子炉圧力容器への注水量
		残留熱除去系系統流量 低圧炉心スプレイ系系統流量 高圧炉心スプレイ系系統流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン狭帯域用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (可搬ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (可搬ライン狭帯域用)
		補機監視機能
		水源の確保
		原子炉格納容器内の温度
		最終ヒートシンクの確保
		補機監視機能
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「原子炉建屋制御」	操作	漏えい関連警報
		【漏えい検知】 ISOLATION SYS MS LINE PRESS LOW ISOLATION SYS MS LINE FLOW HIGH LDS CUW \angle F HIGH OR CONT. TROUBLE RCIC STEAM LINE BREAK \angle P HIGH LDS MS TUNNEL TEMP HI LDS T/B MS LINE TEMP HI 【床漏えい警報】 HPCS PUMP AREA FLOODING RCIC PUMP AREA FLOODING LPCS PUMP AREA FLOODING RHR PUMP A(B,C) AREA FLOODING RHR Hx A(B) AREA FLOODING R/B EAST SUMP PUMP AREA FLOODING R/B WEST SUMP PUMP AREA FLOODING 【原子炉建屋サンプ液位警報】 R/B FD SUMP A(B) LEVEL HI-HI OR POWER FAILURE R/B ED SUMP A(B) LEVEL HI-HI OR POWER FAILURE R/B SD SUMP A(B) LEVEL HI-HI OR POWER FAILURE R/B OD SUMP A(B) LEVEL HI OR HI-HI OR POWER FAILURE 【原子炉建屋サンプ温度警報】 R/B ED SUMP A OR B TEMP HIGH 【原子炉建屋内異常漏えい警報】 R/B FD SUMP A(B) LEAKAGE HIGH R/B ED SUMP A(B) LEAKAGE HIGH R/B SD SUMP A(B) LEAKAGE HIGH 【圧力警報】 HPCS SPRAY HEAD TO TOP OF CORE-PLATE \angle P HIGH HPCS PUMP SUCTION PRESS HI/LO RCIC PUMP SUCTION PRESS HIGH RHR INJECTION VALVE \angle P LOW RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LO RHR SHUTDOWN HEADER PRESS HIGH LPCS INJECTION VALVE \angle P LOW LPCS PUMP ABNORMAL HI/LO DISCH PRESS 火災報知器警報 原子炉建屋内ダストモニタ警報

第 1.3－3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.3】 原子炉冷却材圧力パウ ンダリを減圧するた めの手順等	逃がし安全弁	所内常設直流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 緊急用直流125V主母線盤 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B
	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 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流125V主母線盤



- フロントライン系故障時の対応手段
- ①：減圧の自動化
②-1：手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）
②-2：手動操作による減圧（タービン・バイパス弁の手動操作による減圧）^{*1}
- サポート系故障時の対応手段
- ③：可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復
④：逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復
⑤：非常用窒素供給系による窒素確保
⑥：可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保
⑦：非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧
⑧：代替直流電源設備による復旧
⑨：代替交流電源設備による復旧



*1：主蒸気隔離弁開時のみ有効
*2：逃がし安全弁（自動減圧機能）は、B、C、F、H、K、L、Rの7個

第1.3－1図 機能喪失原因対策分析（1／3）

(凡例)

AND 条件

OR 条件

フロントライン系

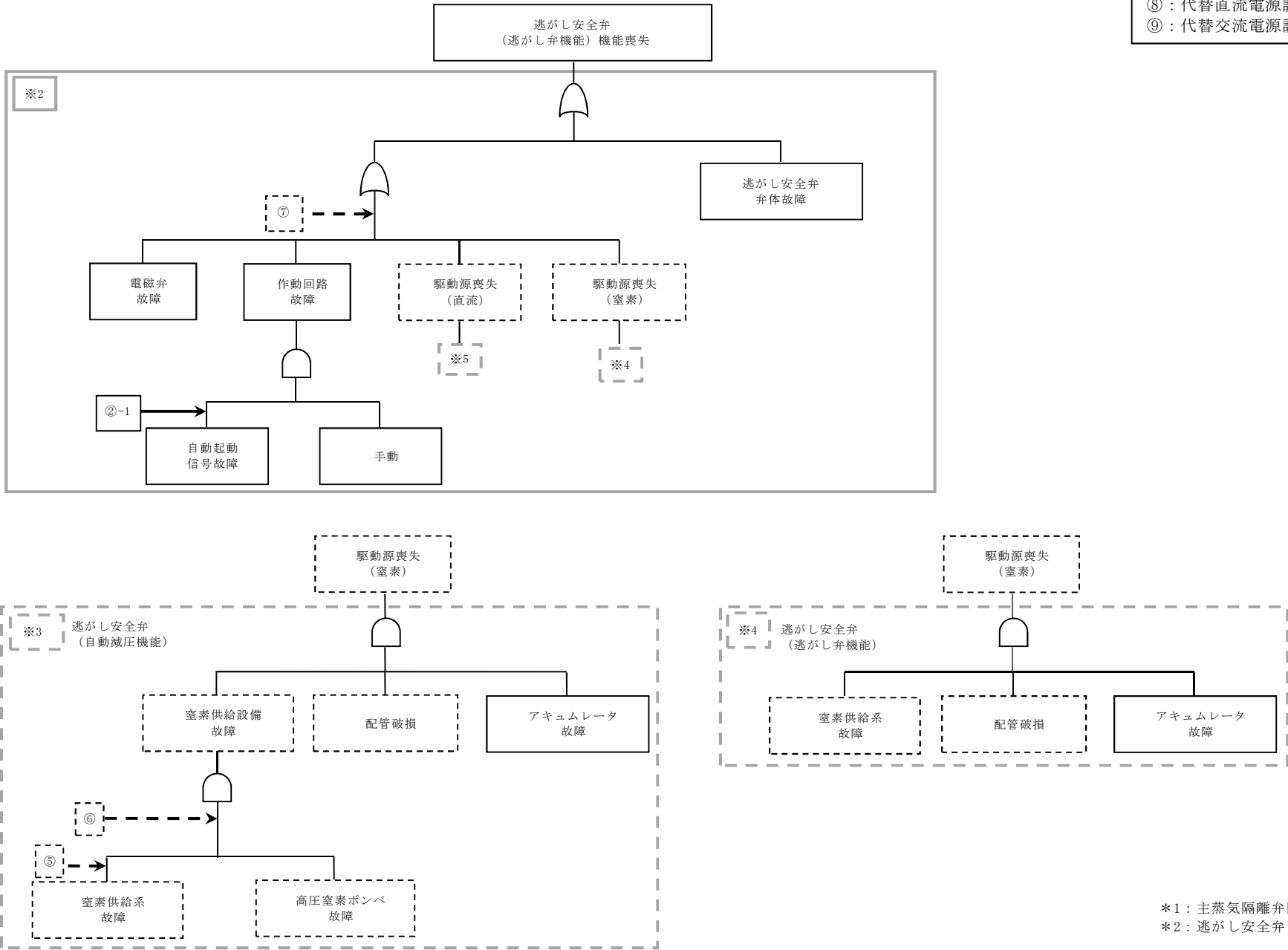
サポート系

フロントライン系の代替設備・手段による対応

サポート系の代替設備・手段による対応

フロントライン系故障時の対応手段
①：減圧の自動化
②-1：手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）
②-2：手動操作による減圧（タービン・バイパス弁の手動操作による減圧）*1

サポート系故障時の対応手段
③：可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復
④：逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復
⑤：非常用窒素供給系による窒素確保
⑥：可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保
⑦：非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧
⑧：代替直流電源設備による復旧
⑨：代替交流電源設備による復旧



*1：主蒸気隔離弁開時のみ有効
*2：逃がし安全弁（自動減圧機能）は，B，C，F，H，K，L，Rの7個

第1.3－1図 機能喪失原因対策分析（2／3）

(凡例)

⬇

：AND 条件

⬆

：OR 条件

□

：フロントライン系

□

：サポート系

——

：フロントライン系の代替設備・手段による対応

：サポート系の代替設備・手段による対応

(略語)

M／C：メタルクラッド開閉装置

P／C：パワーセンタ

フロントライン系故障時の対応手段

①：減圧の自動化

②-1：手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）

②-2：手動操作による減圧（タービン・バイパス弁の手動操作による減圧）^{*1}

サポート系故障時の対応手段

③：可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復

④：逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復

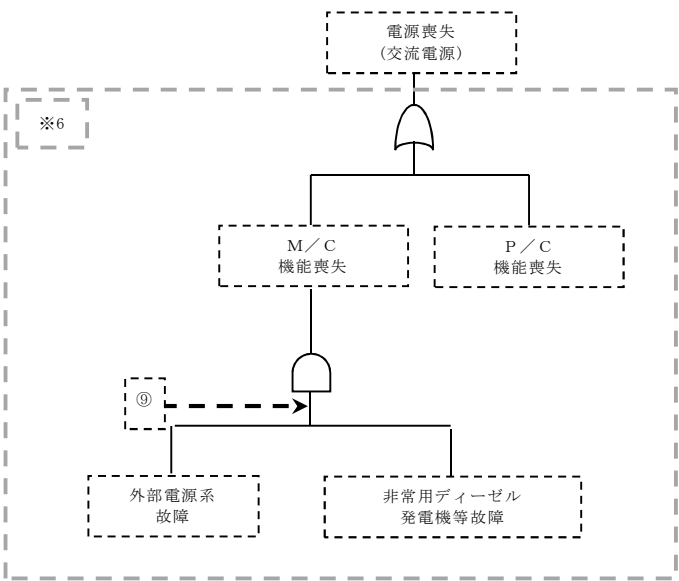
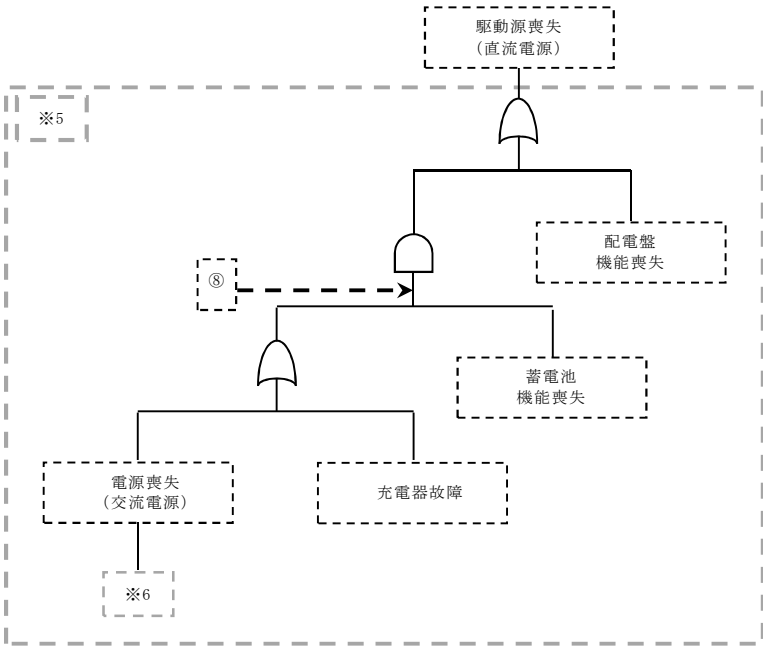
⑤：非常用窒素供給系による窒素確保

⑥：可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保

⑦：非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧

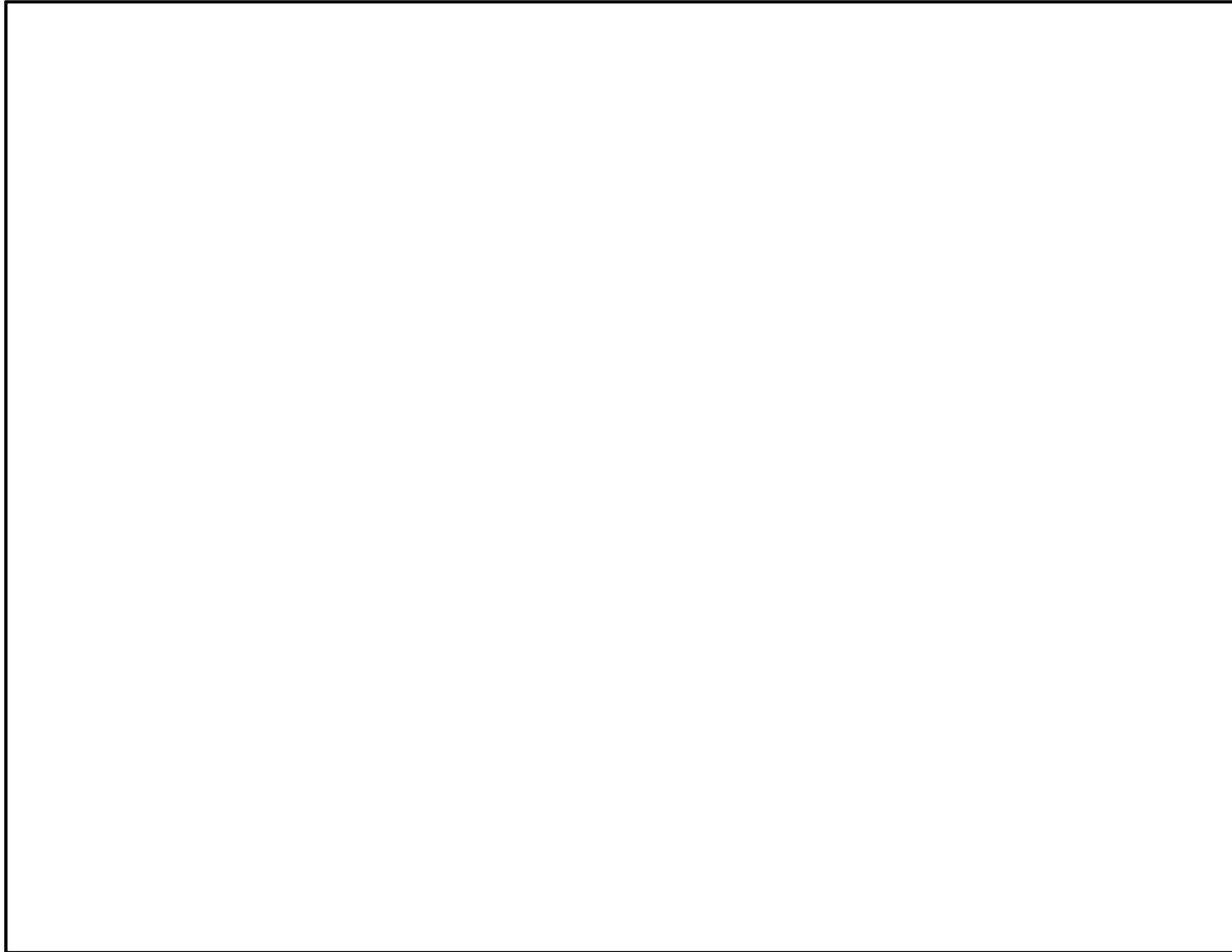
⑧：代替直流電源設備による復旧

⑨：代替交流電源設備による復旧

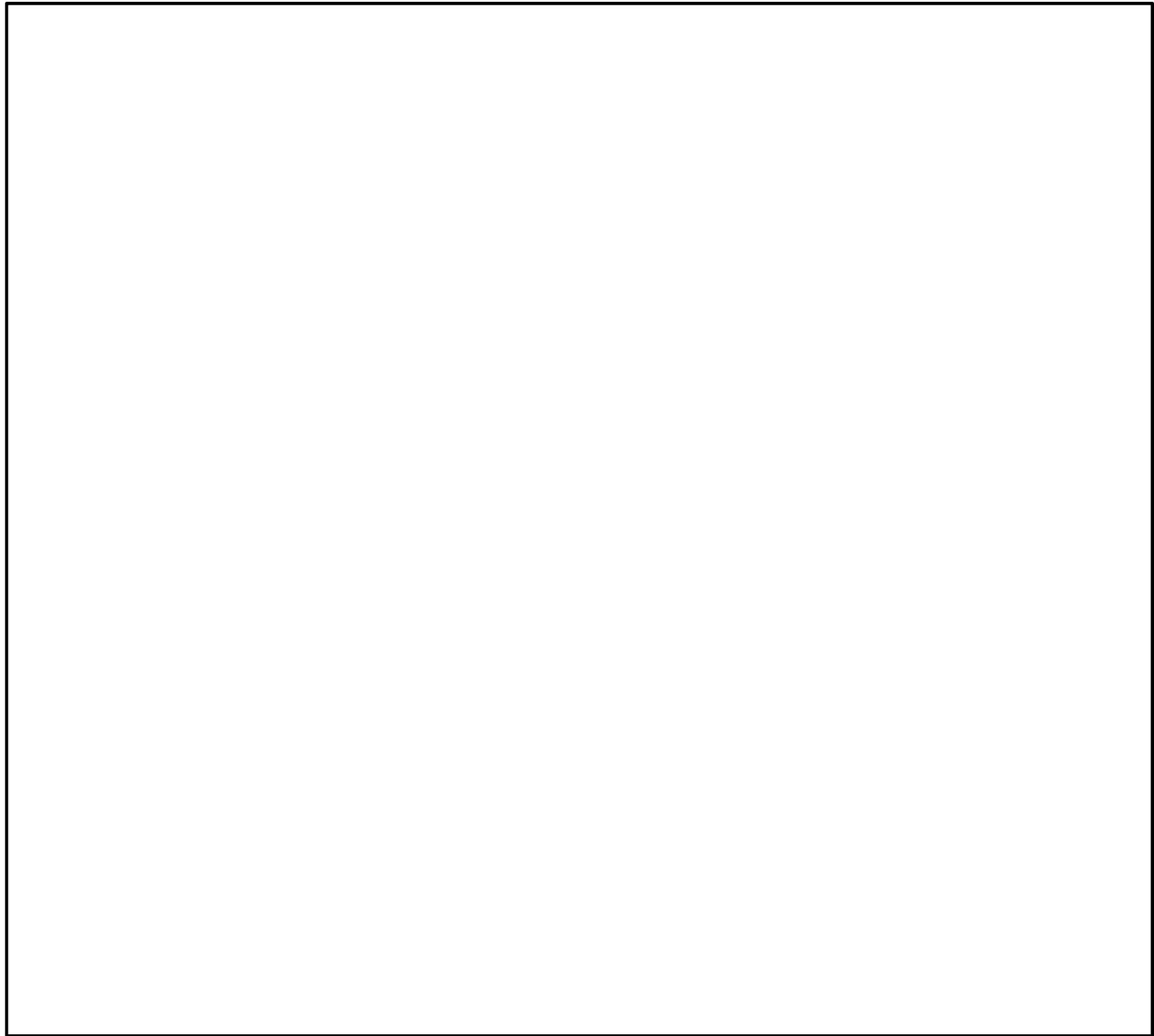


*1：主蒸気隔離弁開時のみ有効
*2：逃がし安全弁（自動減圧機能）は，B，C，F，H，K，L，Rの7個

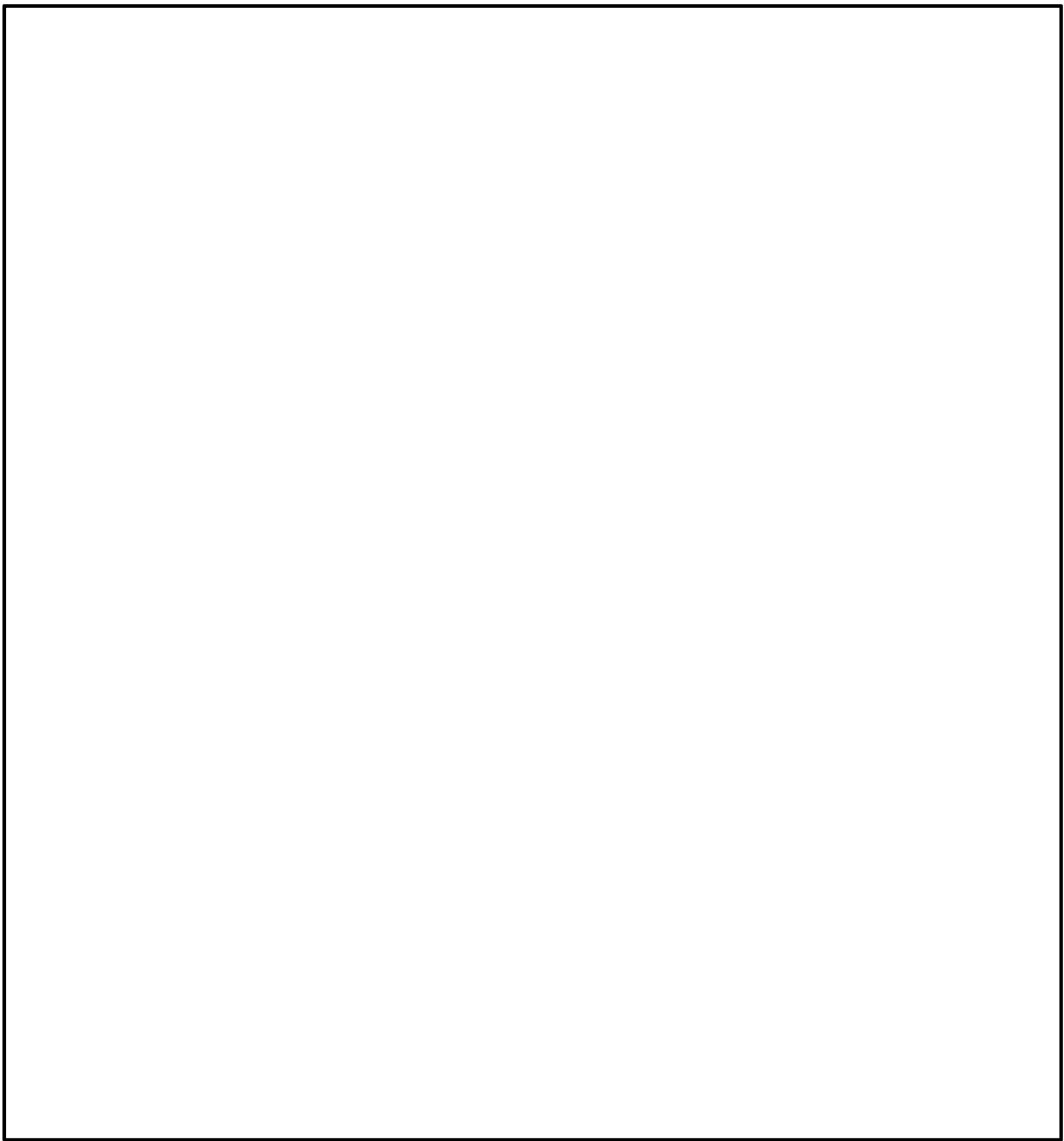
第1.3－1図 機能喪失原因対策分析（3／3）



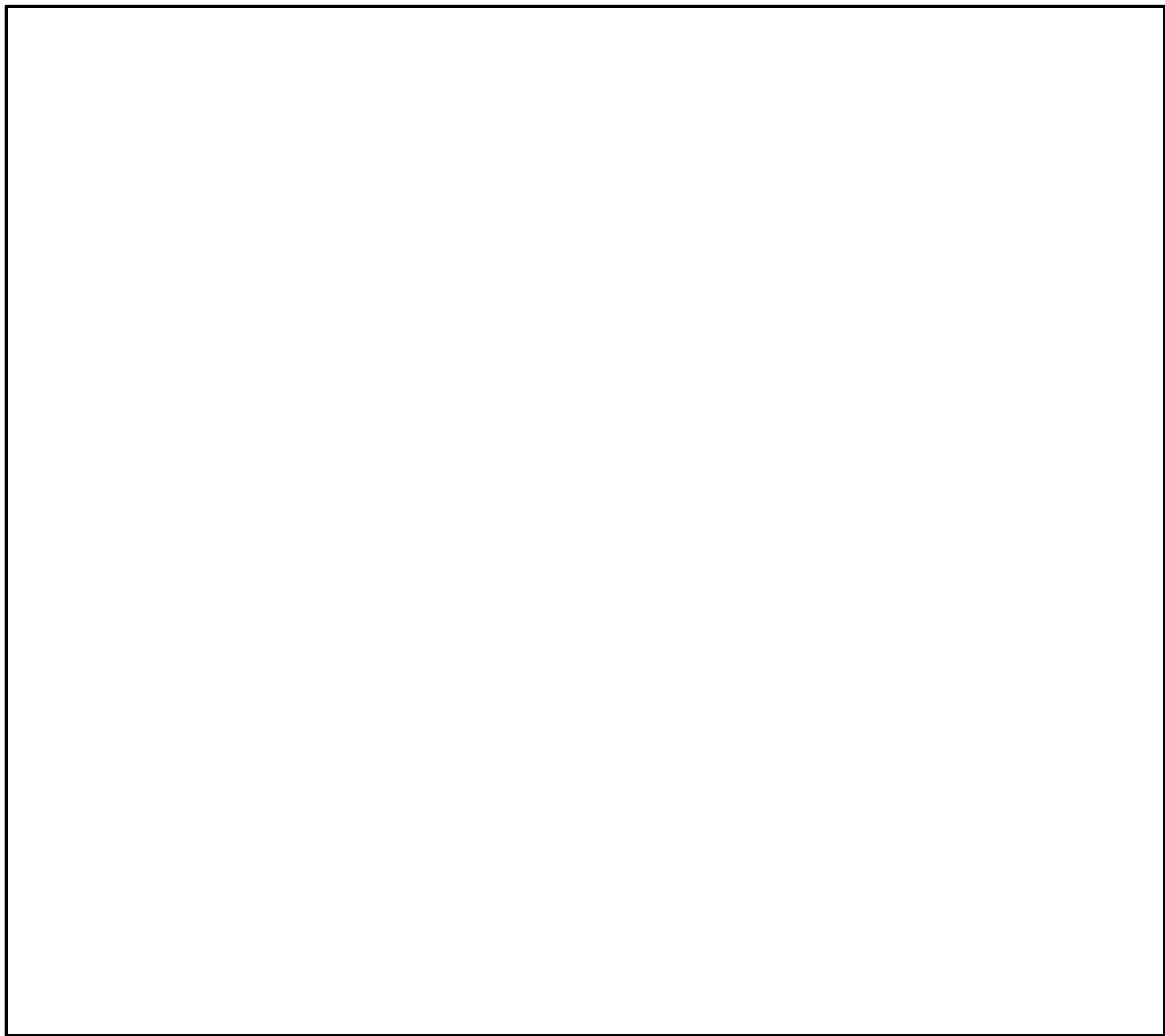
第1.3-2図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「減圧冷却」における対応フロー



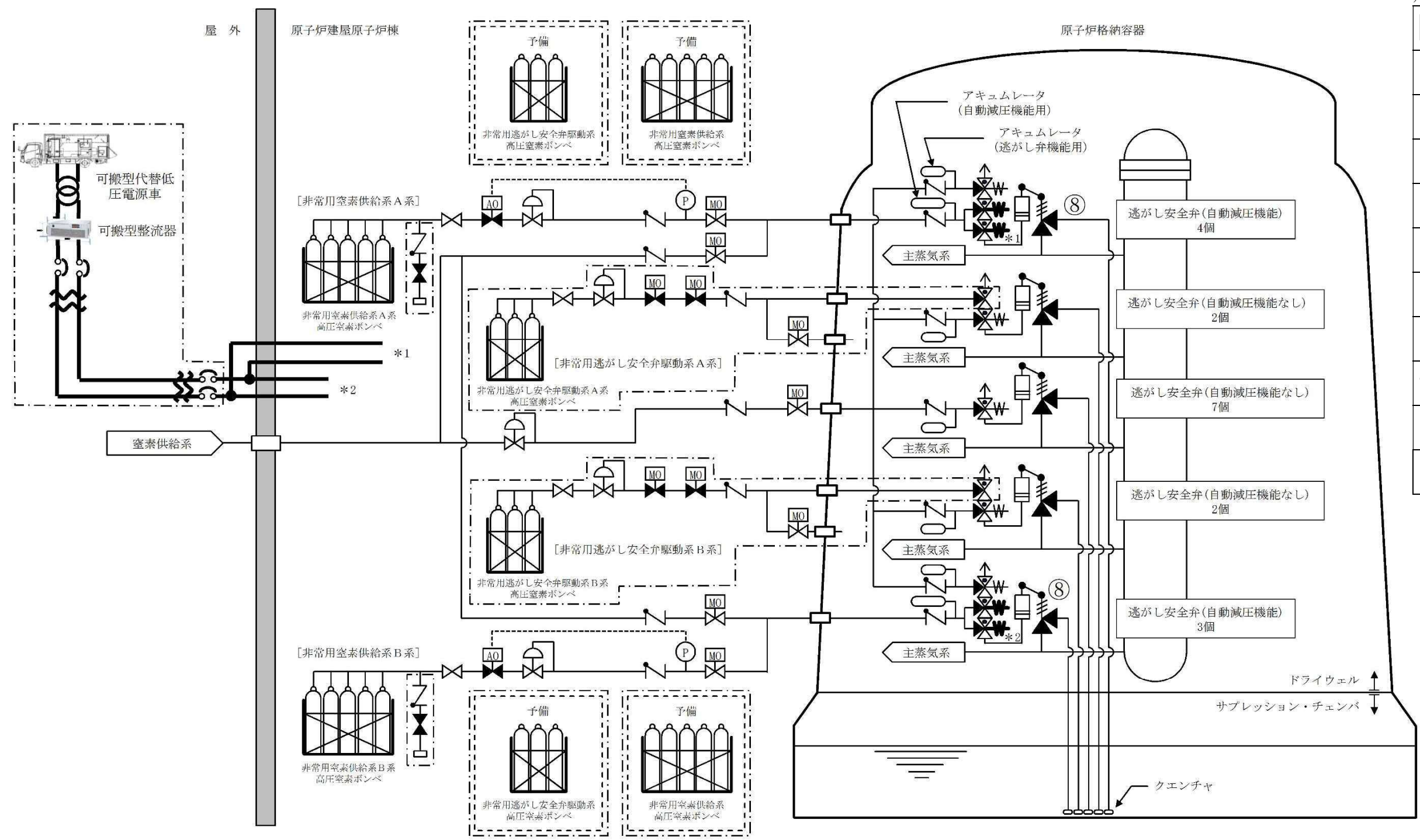
第1.3－3図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「急速減圧」における対応フロー



第1.3-4図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「AM初期対応」における対応フロー



第1.3-5図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－1」における対応フロー



凡例

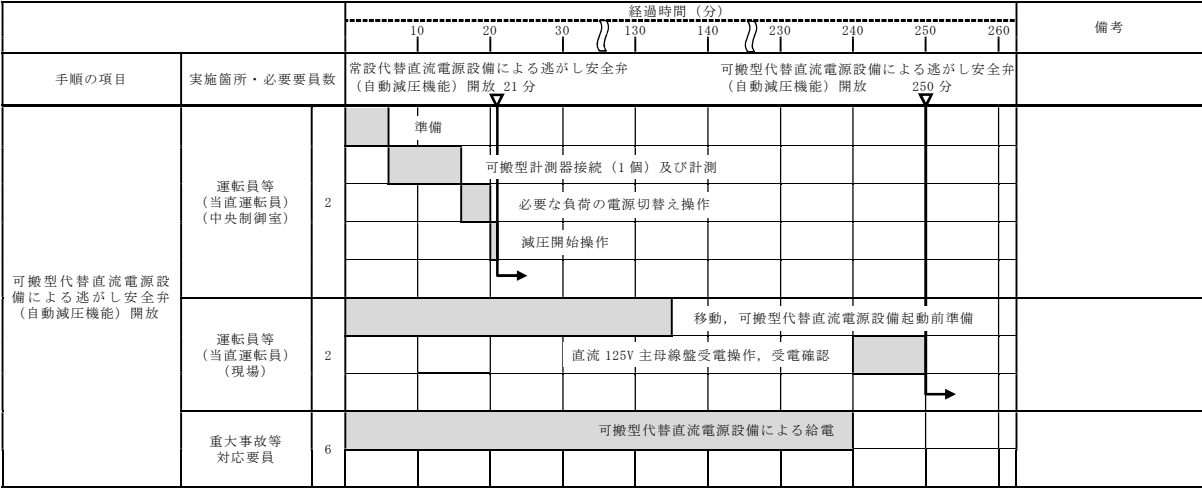
MO	電動駆動
A0	空気駆動
	弁
	逆止弁
	圧力調整弁
	三方弁
	電磁弁
	逃がし安全弁
	アキュムレータ
	圧力検出器
	設計基準対象施設から追加した箇所

注：可搬型代替直流電源設備による電源供給については、逃がし安全弁（自動減圧機能）用電磁弁 A 系への供給を示す。

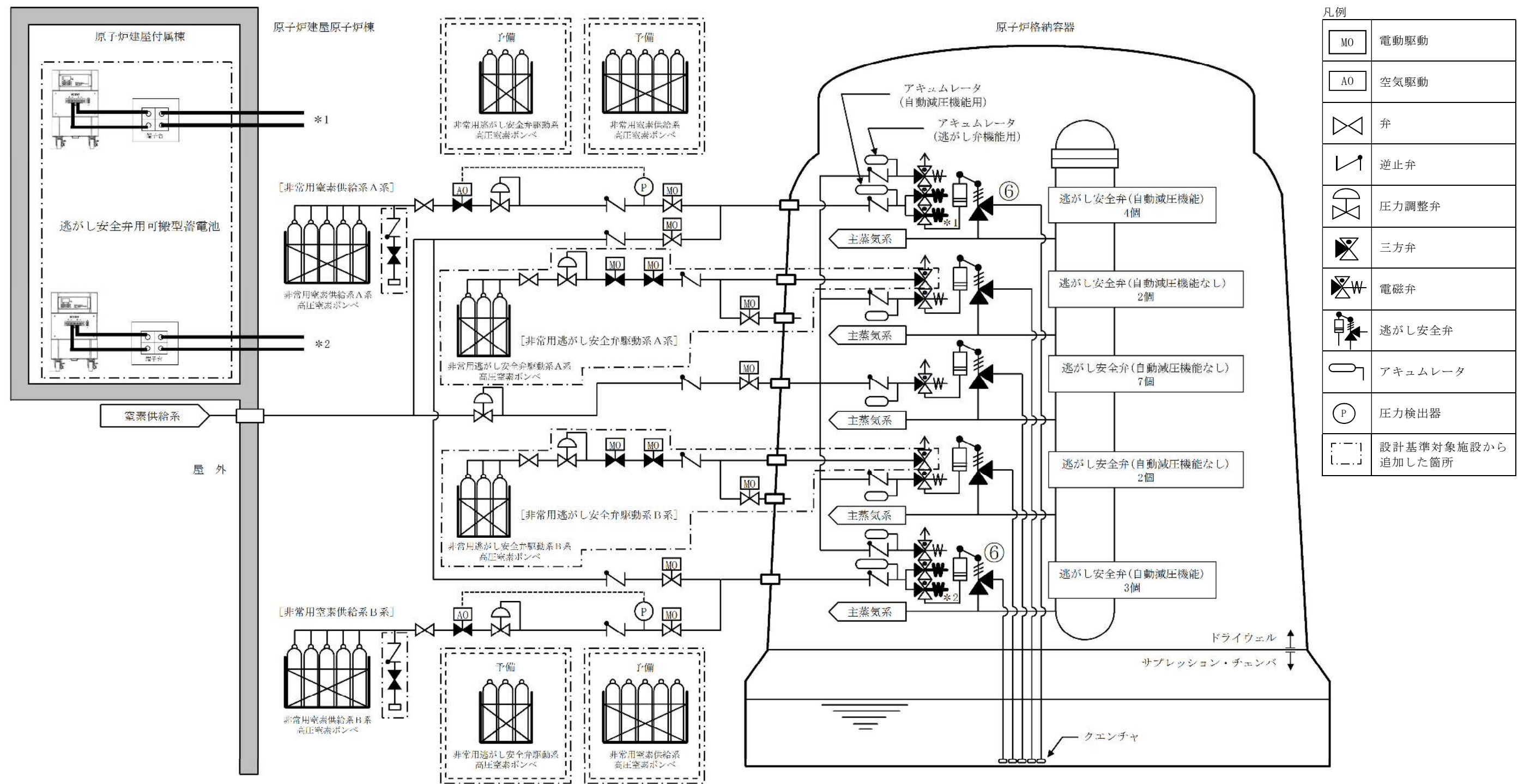
操作手順	弁名称
⑧	逃がし安全弁（自動減圧機能）

記載例 ○：操作手順番号を示す。

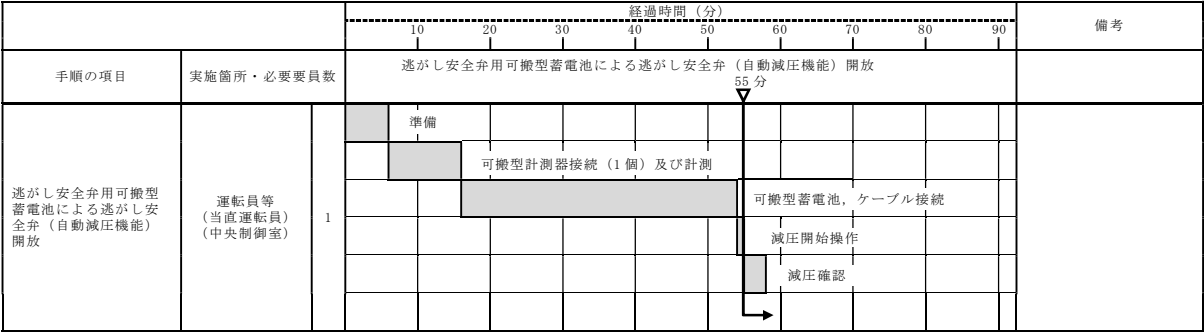
第1.3－6図 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放 概要図



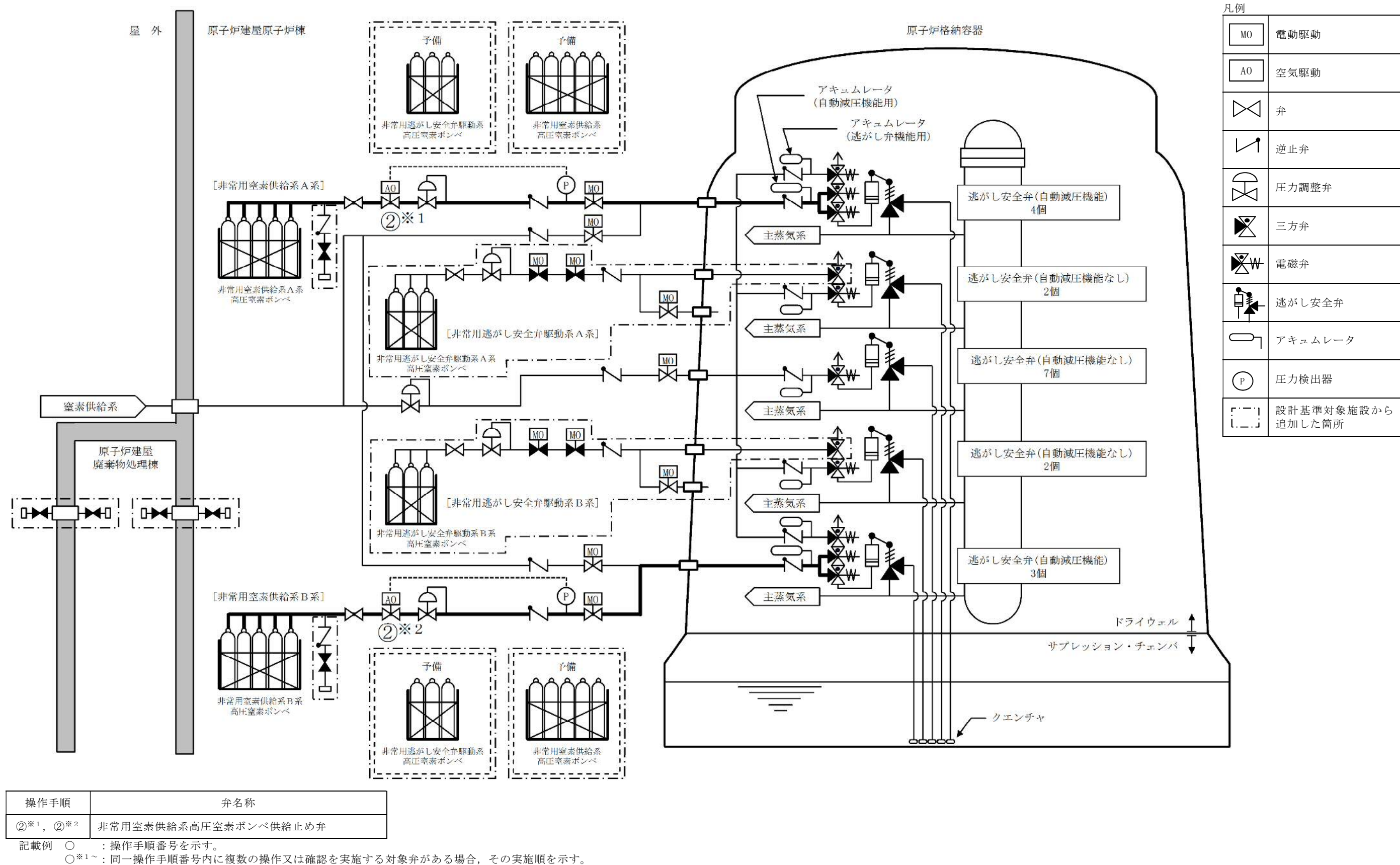
第1.3－7図 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放 タイムチャート



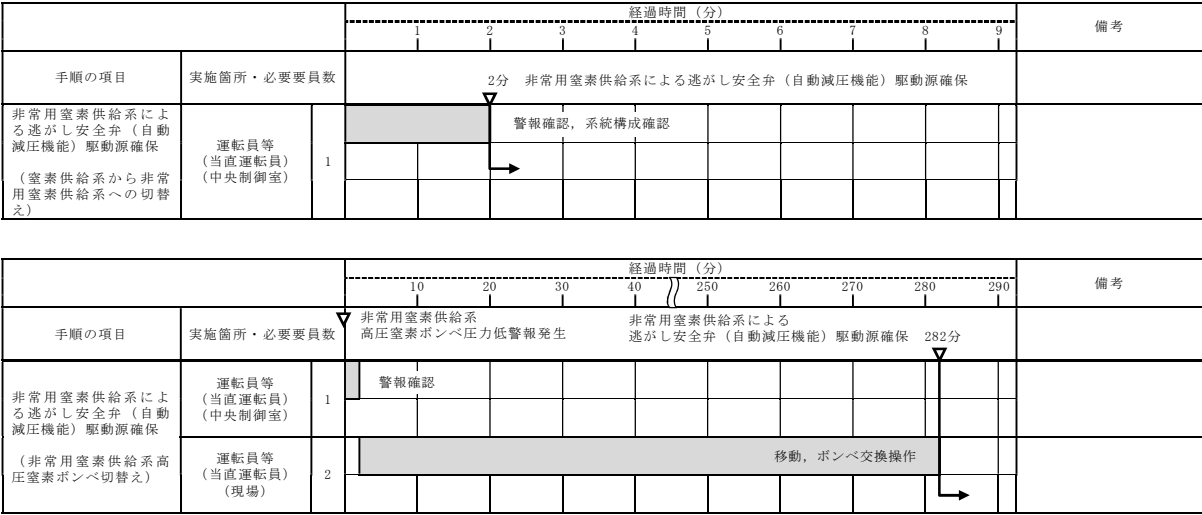
第1.3-8図 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放 概要図



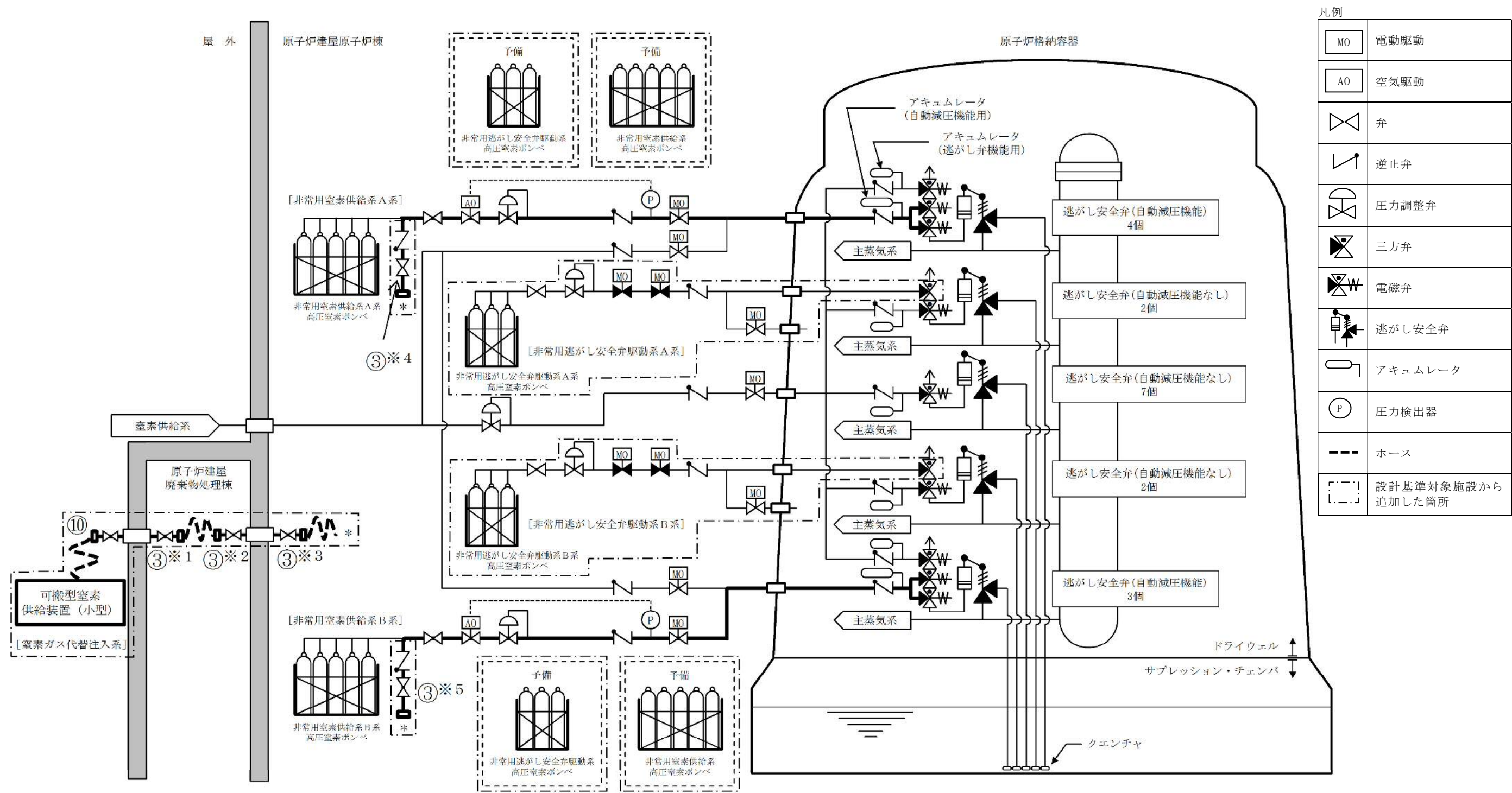
第1.3－9図 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放 タイムチャート



第 1.3-10 図 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保 概要図



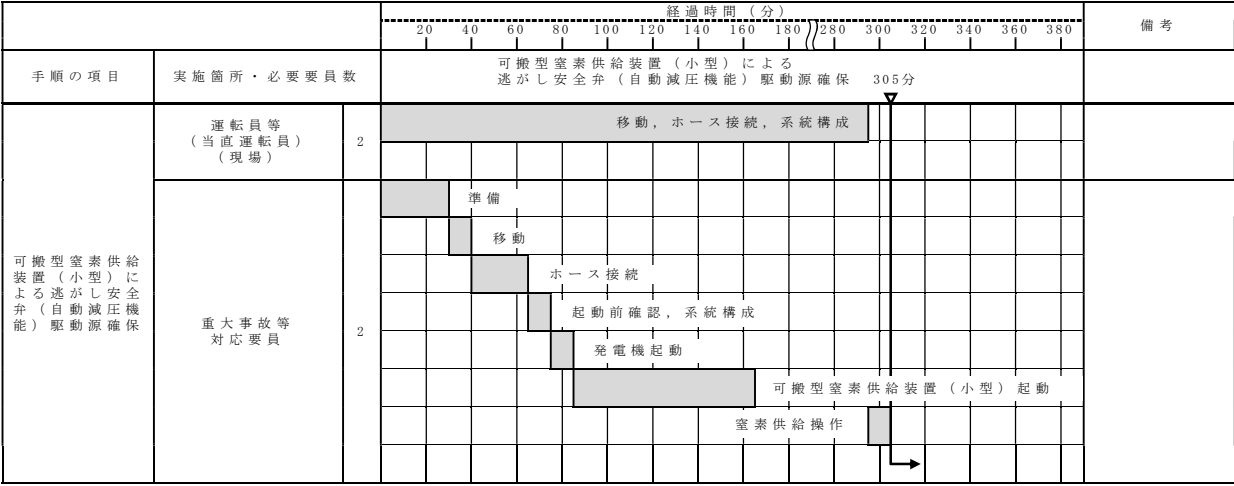
第 1.3－11 図 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保 タイムチャート



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
③※1	非常用窒素供給系原子炉建屋内側隔離弁	③※4	非常用窒素供給系窒素供給弁 A
③※2	非常用窒素供給系原子炉棟外側隔離弁	③※5	非常用窒素供給系窒素供給弁 B
③※3	非常用窒素供給系窒素原子炉棟内側隔離弁	⑩	非常用窒素供給系窒素原子炉建屋外側隔離弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.3-12 図 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保 概要図

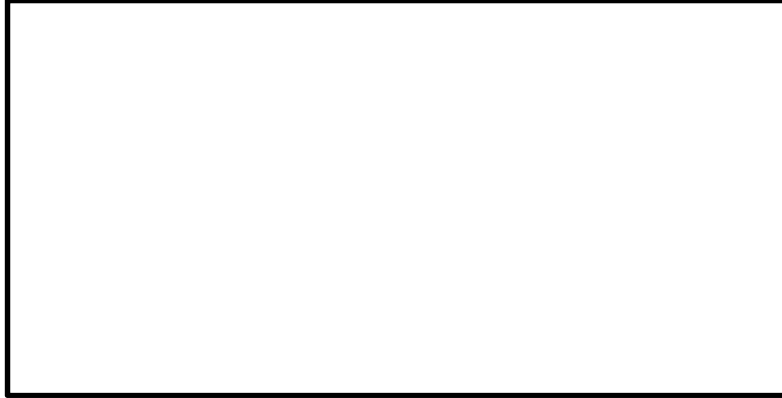


第 1.3－13 図 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保 タイムチャート

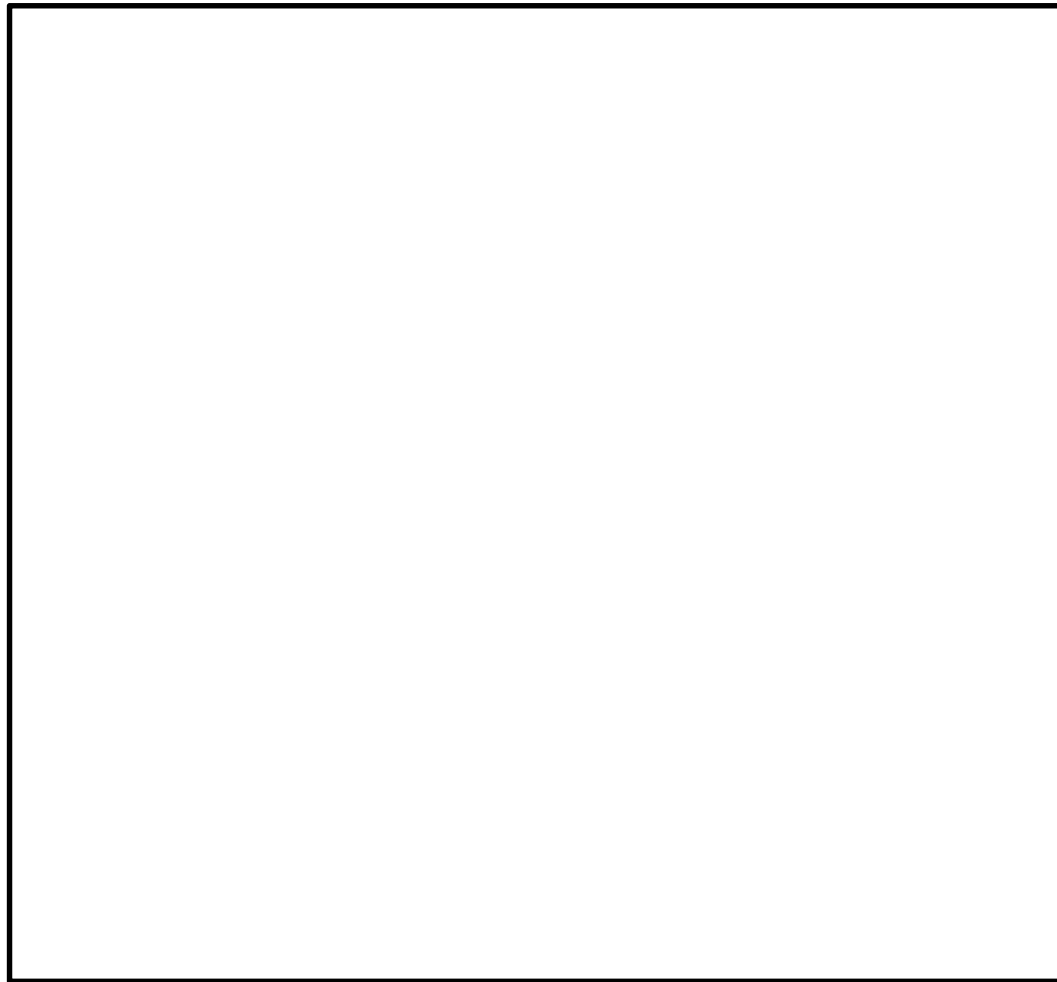
			経過時間（分）												備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	▼	逃し安全弁駆動源喪失確認												
非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁開放 (中央制御室操作)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1					4分	非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁開放							
								系統構成、減圧開始操作							
								減圧確認							

			経過時間（分）													備考
			10	20	30	40	50	60	100	110	120	130	140	150		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	▼	非常用逃がし安全弁駆動系による 逃がし安全弁開放失敗確認													
非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁開放 (現場操作) (非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ切替え)	運転員等 (当直運転員) (現場)	2											非常用逃がし安全弁駆動系による 窒素確保 120分			
													移動、ボンベ交換操作			

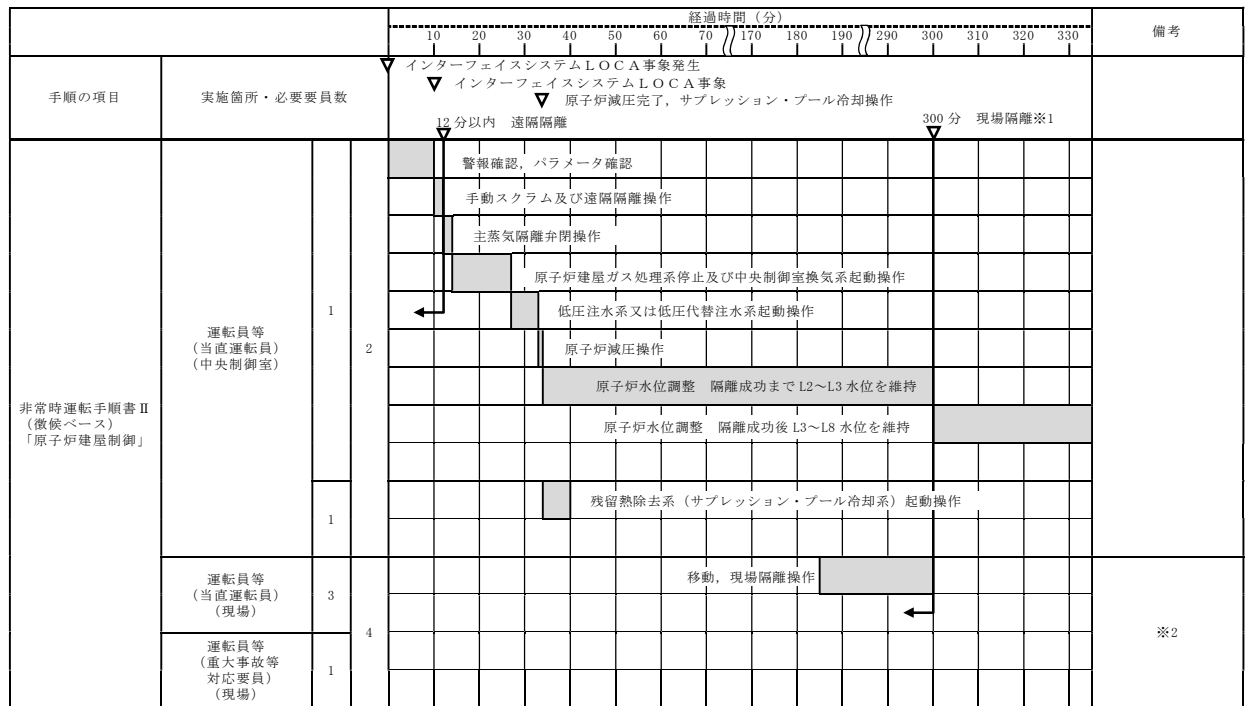
第 1.3－15 図 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放 タイムチャート



第 1.3－16 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「スクラム」におけるインターフェイスシステム L O C A 発生時の対応フロー



第 1.3-17 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「原子炉建屋制御」におけるインターフェイスシステム L O C A 発生時の対応フロー

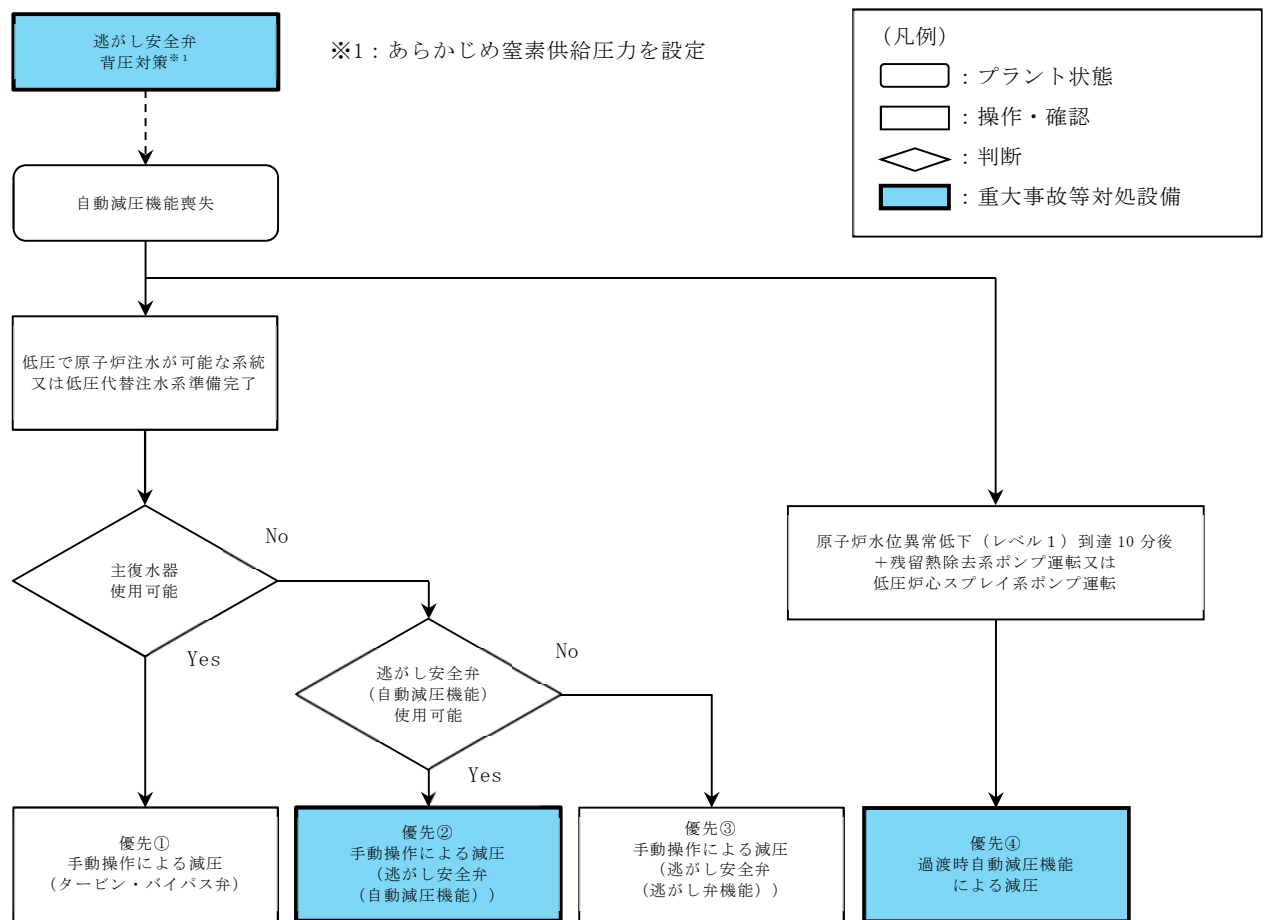


※1：漏えい量によらず，現場での隔離操作の所要時間は 300 分以内で可能である。

※2：現場での隔離操作においては，2 人 1 組として 2 組で隔離操作を行う。

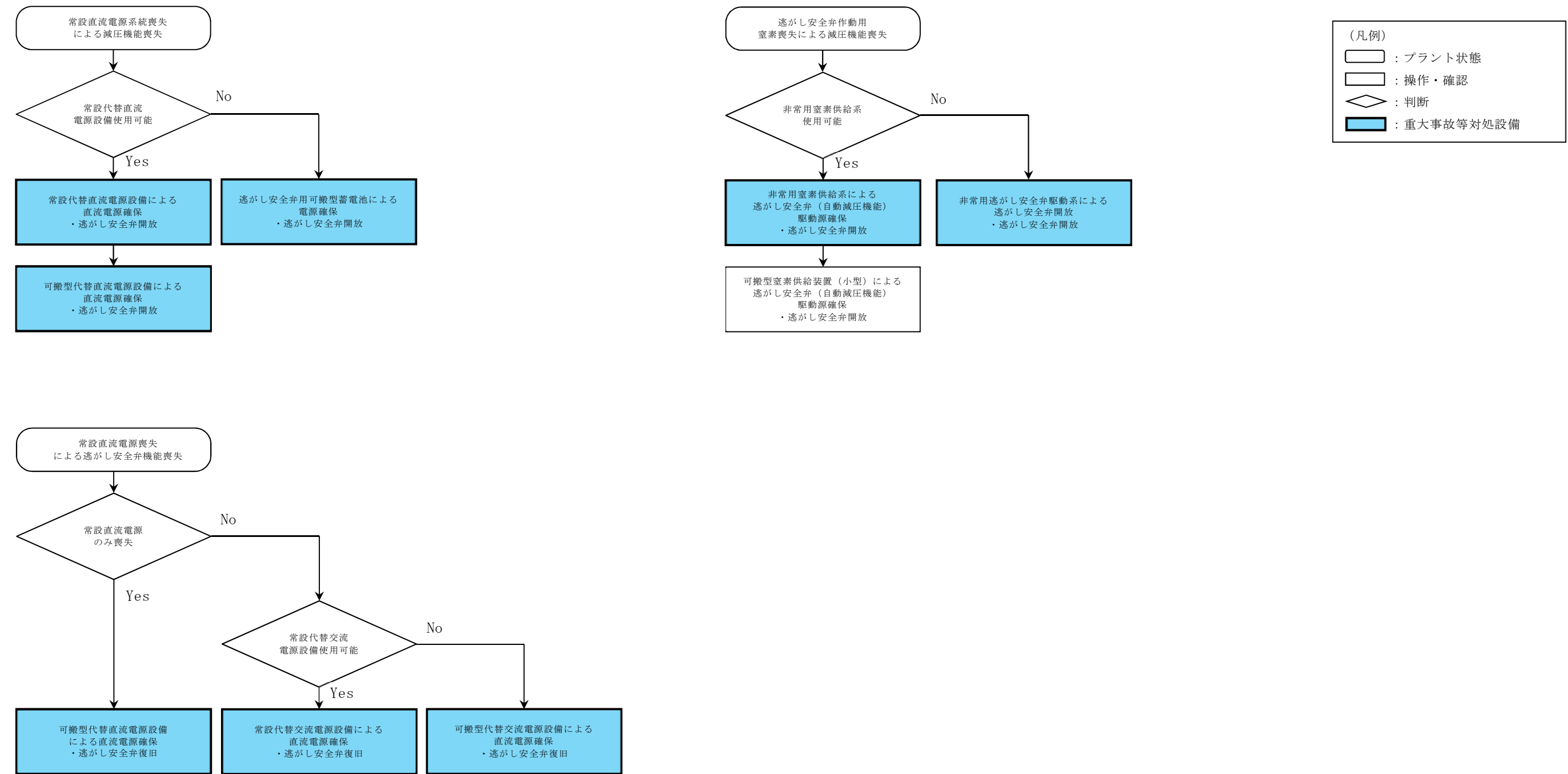
第 1.3－18 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「原子炉建屋制御」 タイムチャート（中央制御室からの遠隔操作による漏えい箇所の隔離ができない場合）

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第 1.3-19 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/2)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.3-19 図 重大事故等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（1／9）

技術的能力審査基準（1.3）	番号	設置許可基準規則（第46条）	技術基準規則（第61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ダリが高压の状態であって、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。	①	【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压の状態であって、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。	【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压の状態であって、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。	⑦
【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。	—	【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。	【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。	—
(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。	②	(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）。	(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）。	⑧
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。	③	(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。	(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。	⑨
c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。	④	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。	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。	⑩
(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。	⑤	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。	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。	
(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）	—			⑪
(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。	⑥			

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
減圧の自動化	過渡時自動減圧機能	既設	① ⑦ ⑧	—	—	—
	自動減圧系の起動阻止スイッチ	新設				
	逃がし安全弁（自動減圧機能） ※1	既設				
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設				
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				
手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）	逃がし安全弁（自動減圧機能）	既設	① ⑦	—	手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）	逃がし安全弁（逃がし弁機能）
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設				逃がし弁機能用アキュムレータ
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設				—
	所内常設直流電源設備	既設				
	常設代替直流電源設備	新設				
	可搬型代替直流電源設備	新設				
	代替所内電気設備	新設				
	燃料給油設備	新設				
	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				
—	—	—	—	—	手動操作による減圧（タービン・バイパス弁の手動操作による減圧）	タービン・バイパス弁
						タービン制御系

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
可搬型代替 逃がし安全弁 直流電源設備 による回復	可搬型代替直流電源設備	新設	⑦ ⑨ ⑩ ⑪ ① ② ③ ④ ⑤	－	－	－
	代替所内電気設備	新設				
	常設代替直流電源設備	新設				
	逃がし安全弁（自動減圧機能）	既設				
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設				
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設				
	燃料給油設備	新設				
逃がし安全弁 可搬型蓄電池 による回復	逃がし安全弁用可搬型蓄電池	新設	⑨ ⑩ ⑪ ① ② ③ ④ ⑦	－	－	－
	逃がし安全弁（自動減圧機能）※2	既設				
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設				
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設				
非常用窒素供給系による窒素確保	非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ	既設 新設	① ② ③ ④ ⑦ ⑨ ⑩ ⑪	－	可搬型窒素供給装置（小型） による窒素確保	可搬型窒素供給装置（小型）
	逃がし安全弁（自動減圧機能）	既設				逃がし安全弁（自動減圧機能）
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設				主蒸気系配管・クエンチャ
	非常用窒素供給系配管・弁	既設				非常用窒素供給系配管・弁
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設				自動減圧機能用アキュムレータ
	所内常設直流電源設備	既設				所内常設直流電源設備
	可搬型代替交流電源設備	新設				可搬型代替交流電源設備
	常設代替直流電源設備	新設				常設代替直流電源設備
	可搬型代替直流電源設備	新設				可搬型代替直流電源設備
	代替所内電気設備	新設				代替所内電気設備
	燃料給油設備	新設				燃料給油設備

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
非常用逃がし安全弁駆動系による 原子炉減圧	非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑦ ⑨ ⑩ ⑪	－	－	－
	逃がし安全弁（逃がし弁機能）※3	既設				
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設				
	非常用逃がし安全弁駆動系配管・弁	新設				
	常設代替直流電源設備	新設				
	可搬型代替直流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				
逃がし安全弁の 背圧対策	非常用窒素供給系	既設 新設	① ④ ⑦ ⑪	－	－	－
	非常用逃がし安全弁駆動系	新設				
代替直流電源 設備による復旧	可搬型代替直流電源設備	新設	① ⑤ ⑦	－	－	－
	燃料給油設備	新設				
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 ⑦	－		
	可搬型代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
炉心損傷時における 格納容器雰囲気直接加熱の防止	逃がし安全弁（自動減圧機能）	既設	① ⑦	—	炉心損傷時における 格納容器雰囲気直接加熱の防止	逃がし安全弁（逃がし弁機能）
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設				逃がし弁機能用アキュムレータ
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設				—
	所内常設直流電源設備	既設				
	可搬型代替交流電源設備	新設				
	常設代替直流電源設備	新設				
	可搬型代替直流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				
インターフェイスシステム LOCA発生時の対応	逃がし安全弁（自動減圧機能）	既設	① ⑥ ⑦	—	インターフェイスシステム LOCA発生時の対応	逃がし安全弁（逃がし弁機能）
	主蒸気系配管・クエンチャ	既設				逃がし弁機能用アキュムレータ
	自動減圧機能用アキュムレータ	既設				タービン・バイパス弁
	高圧炉心スプレイ系注入弁	既設				タービン制御系
	原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁	既設				—
	低圧炉心スプレイ系注入弁	既設				
	残留熱除去系A系注入弁	既設				
	残留熱除去系B系注入弁	既設				
	残留熱除去系C系注入弁	既設				

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（6／9）

技術的能力審査基準（1.3）	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>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>	<p>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を防止する手段として、逃がし安全弁による発電用原子炉を減圧するために必要な手順等を整備する。</p> <p>また、高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止する手段として、逃がし安全弁による発電用原子炉を減圧するために必要な手順等を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>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>—</p>
<p>（1）可搬型重大事故防止設備</p> <p>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>	<p>設計基準事故対処設備である自動減圧系が常設直流電源系統喪失により使用できない場合には、可搬型代替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（自動減圧機能）の作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）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に手順等を整備する。</p>

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（7／9）

技術的能力審査基準（1.3）	適合方針
<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>	<p>設計基準事故対処設備である自動減圧系が逃がし安全弁作動用窒素喪失により使用できない場合は、非常用窒素供給系により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な窒素を供給し、逃がし安全弁（自動減圧機能）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に手順等を整備する。</p> <p>また、非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能）の電磁弁排気ポートへ窒素を供給することで逃がし安全弁（逃がし弁機能）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に手順等を整備する。</p>
<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>	<p>想定される重大事故等時の環境条件を考慮し、原子炉格納容器内の圧力が設計圧力の2倍の状態（620kPa [gage]）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、非常用窒素供給系及び非常用逃がし安全弁駆動系の供給圧力をあらかじめ設定している。</p>

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（8／9）

技術的能力審査基準（1.3）	適合方針
<p>（2）復旧</p> <p>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>	<p>設計基準事故対処設備である自動減圧系が常設直流電源喪失により使用できない場合には、代替直流電源（可搬型代替直流電源設備）及び代替交流電源（常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備）により逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁を作動させ、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるように手順等を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関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。</p>
<p>（3）蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）</p> <p>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>対象外</p>

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。

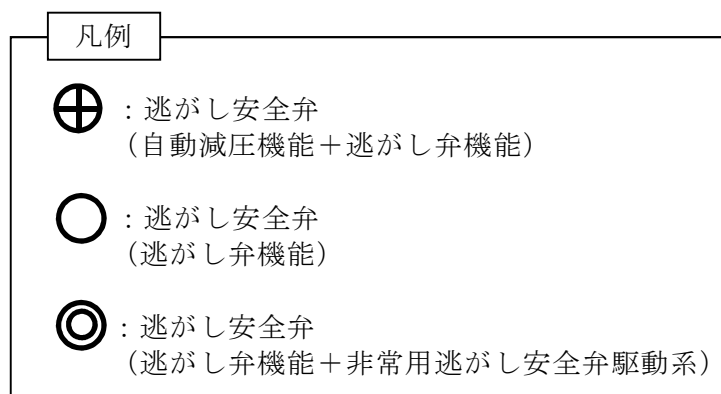
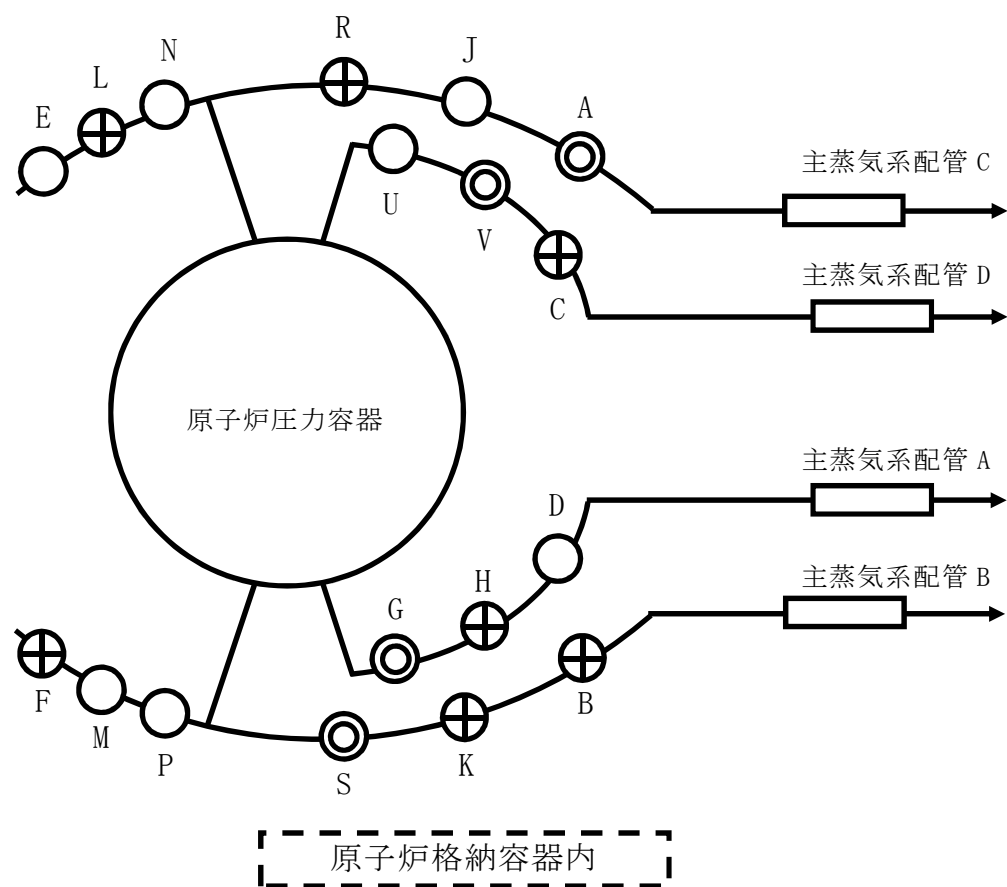
審査基準，基準規則と対処設備との対応表（9／9）

技術的能力審査基準（1.3）	適合方針
<p>（４）インターフェイスシステム LOCA（ISLOCA）</p> <p>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>	<p>インターフェイスシステムLOCA発生時には、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を中央制御室からの注入弁の操作により隔離する。隔離できない場合、逃がし安全弁（自動減圧機能）により発電用原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するとともに、現場での注入弁の操作により原子炉冷却材の漏えい箇所を隔離する手順等を整備する。</p>

※1：過渡時自動減圧機能の対象はB及びCである。

※2：逃がし安全弁用可搬型蓄電池は逃がし安全弁（自動減圧機能）7個のうち2個に接続する。

※3：非常用逃がし安全弁駆動系の対象はA，G，S及びVである。



第 1 図 逃がし安全弁の配置図

第 1 表 対応手段と逃がし安全弁の対象

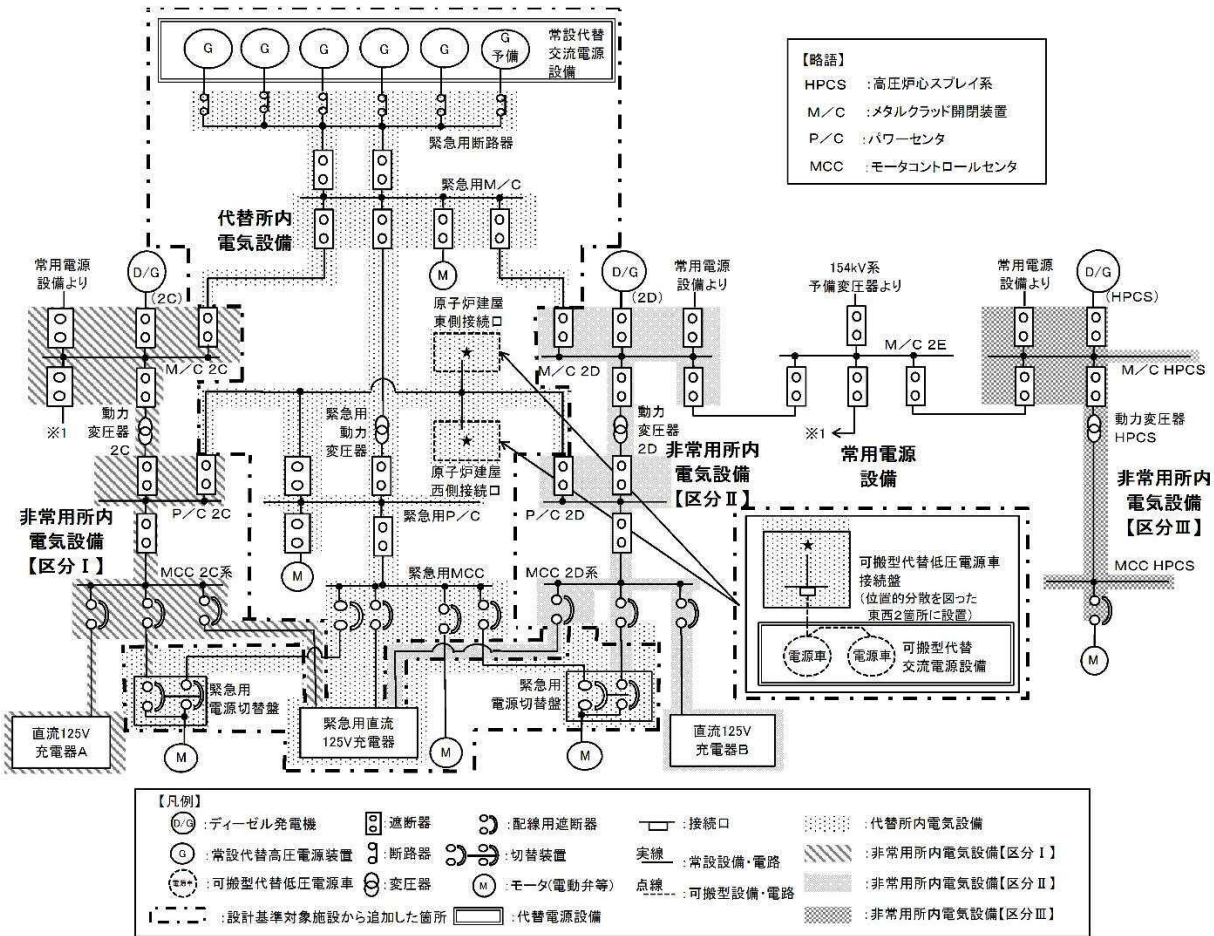
対応手段	逃がし弁機能		備考
	—	自動減圧機能	
	(A) (D) (E) (G) (J) (M) (N) (P) (S) (U) (V)	(B) (C) (F) (H) (K) (L) (R)	
減圧の自動化（過渡時自動減圧機能による減圧の自動化）		○	(B) (C) が対象
手動操作による減圧（逃がし安全弁の手動操作による減圧）	○	○	
可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復		○	
逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復		○	7 個のうち 2 個に接続（接続する逃がし安全弁（自動減圧機能）の優先順位については第 2 表に示す。）
非常用窒素供給系による窒素確保		○	
可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保		○	
非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧	○		(A) (G) (S) (V) が対象
代替直流電源設備による復旧	○	○	
代替交流電源設備による復旧	○	○	

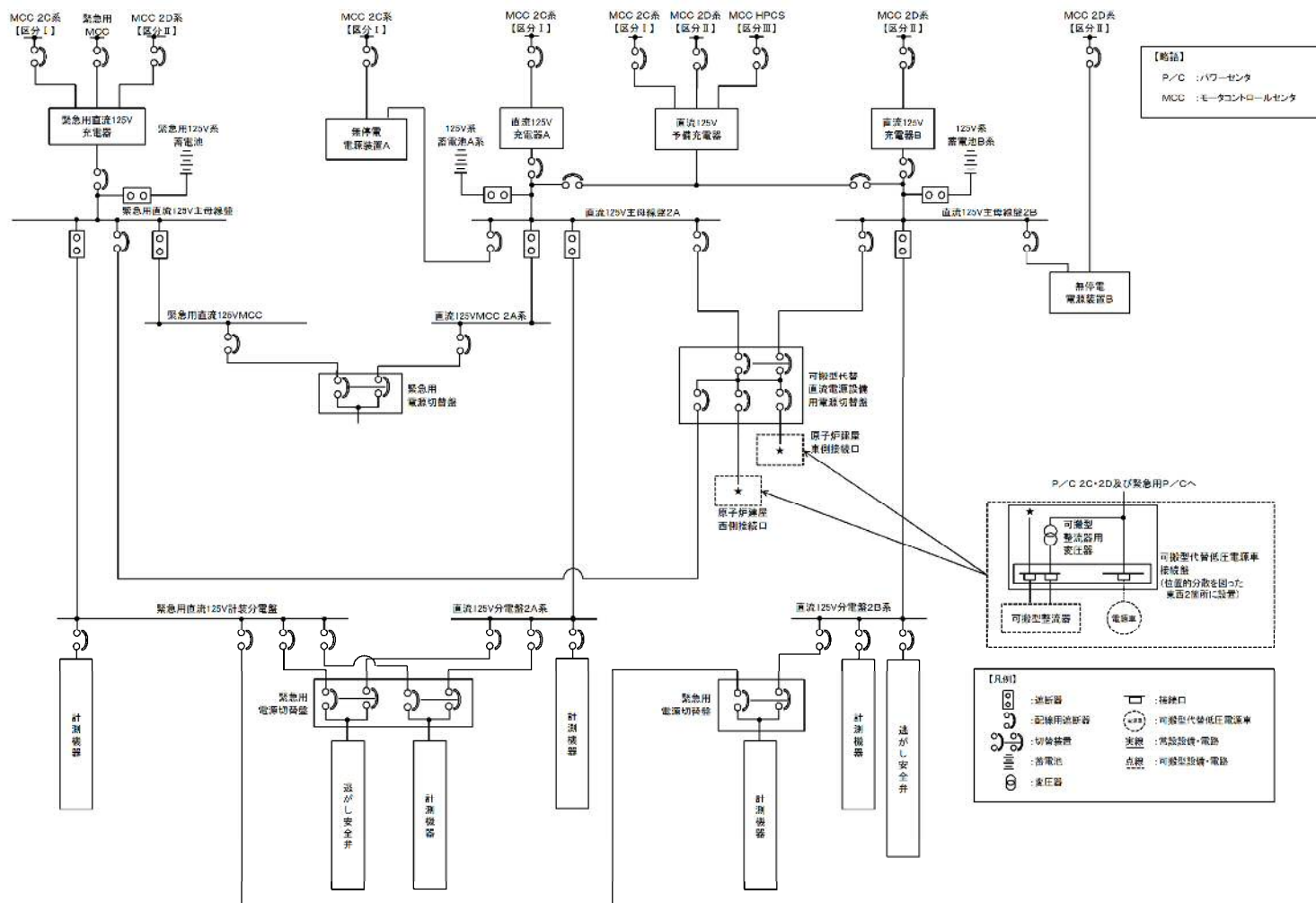
第 2 表 逃がし安全弁用可搬型蓄電池接続の優先順位

順位	作動回路	主蒸気系配管						
		【A】	【B】			【C】		【D】
		逃がし安全弁						
		(H)	(B)	(F)	(K)	(L)	(R)	(C)
1	B 系		○					○
2	B 系	○				○		
3	B 系			○			○	
4	B 系				○			○
5	A 系	○				○		
6	A 系			○			○	
7	A 系				○			○
8	A 系	○	○					

自主対策設備仕様

機器名称	常設 ／可搬	耐震性	容量	揚程	個数
逃がし弁機能用アキュムレータ	常設	Cクラス	0.085m ³ (1個当たり)	－	18個
可搬型窒素供給装置（小型）	可搬	－	14m ³ [N] ／h	－	1台





第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図（直流電源）

重大事故対策の成立性

1. 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

(1) 予備の高圧窒素ボンベへの交換

a. 操作概要

非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保が必要な状況において、原子炉建屋原子炉棟3階まで移動するとともに、予備の高圧窒素ボンベを運搬し、使用済みの高圧窒素ボンベと交換を実施した後、予備の高圧窒素ボンベに切り替えて逃がし安全弁（自動減圧機能）に窒素を供給する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保における、予備の高圧窒素ボンベへの交換に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：2名（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安^{※1}：282分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は280分以内）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：59分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟3階（放射線防護具着用を含む））

- ・ボンベ交換操作：221分（対象作業：ボンベ運搬，ボンベ交換等を含む）

d．操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：ボンベは一般汎用品と同様であり，ボンベ切替え・交換操作は特殊な操作を必要とせず容易に実施可能である。また，操作対象弁は操作性が確保された場所に設置されており，操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

2. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保

(1) 系統構成

a. 操作概要

可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保が必要な状況において，原子炉建屋廃棄物処理棟1階，原子炉建屋原子炉棟1階及び原子炉建屋原子炉棟3階まで移動するとともに，ホースの接続及び系統構成を実施し，可搬型窒素供給装置（小型）により逃がし安全弁（自動減圧機能）に窒素を供給する。

b. 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟1階（管理区域），原子炉建屋原子炉棟1階（管理区域）及び原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保における，現場でのホース接続及び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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安^{※1}：305分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は295分以内）

※1：所要時間目安は，模擬により算定した時間

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：52分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟3階（放射線防護具着用を含む））
- ・ホース接続：172分（対象作業：ホース敷設を含む）

- ・ 系統構成：71分（操作対象5弁：原子炉建屋廃棄物処理棟1階，原子炉建屋廃棄物処理棟3階（非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ隔離操作を含む））

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また，設置未完のため，設置工事完了後，操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

(2) 可搬型窒素供給装置（小型）による窒素確保

a. 操作概要

可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保が必要な状況において、屋外（原子炉建屋南側周辺）に可搬型窒素供給装置（小型）を配備して接続口の蓋を開放し、ホースを接続口に接続した後、可搬型窒素供給装置（小型）により逃がし安全弁（自動減圧機能）に窒素を供給する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋南側周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保における、現場でのホース接続、系統構成及び窒素供給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（重大事故等対応要員2名）

所要時間目安^{※1}：305分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は175分以内）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）
- ・系統構成：125分（対象作業：ホース接続、可搬型窒素供給装置（小型）起動等を含む）
- ・窒素供給操作：10分

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用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ほか，ヘッドライト及びLED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：可搬型窒素供給装置（小型）からのホース接続は，専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型窒素供給装置（小型）起動



可搬型窒素供給装置（小型）系統構成

3. 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放

(1) 予備の高圧窒素ボンベへの交換

a. 操作概要

非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放が必要な状況において、原子炉建屋原子炉棟1階まで移動するとともに、予備の高圧窒素ボンベを運搬し、使用済みの高圧窒素ボンベと交換を実施した後、予備の高圧窒素ボンベに切り替えて逃がし安全弁（逃がし弁機能）に窒素を供給する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放における、予備の高圧窒素ボンベへの交換に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：2名（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安^{※1}：120分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は120分以内）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：53分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟1階（放射線防護具着用を含む））
- ・ボンベ交換操作：67分（対象作業：ボンベ運搬、ボンベ交換等を含む）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：ボンベは一般汎用品と同様であり，ボンベ切替え・交換操作は特殊な操作を必要とせず容易に実施可能である。また，操作対象弁は操作性が確保された場所に設置されており，操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

4. インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作（残留熱除去系の場合）

(1) インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作

a. 操作概要

インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作（残留熱除去系の場合）が必要な状況で，中央制御室からの遠隔操作により隔離ができない場合において，逃がし安全弁又はタービン・バイパス弁により発電用原子炉を減圧して原子炉建屋原子炉棟への原子炉冷却材漏えいを抑制し，原子炉建屋原子炉棟3階まで移動するとともに，現場での人力による隔離操作により漏えいを停止する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

インターフェイスシステム L O C A 発生時の漏えい停止操作（残留熱除去系の場合）における，現場での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（運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）4名）

所要時間目安：300分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は115分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）】

- ・移動：67分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟3階（放射線防護具着用を含む））

- ・現場隔離操作：48分（操作対象1弁：原子炉建屋原子炉棟3階）

d. 操作の成立性について

作業環境：操作現場の温度は作業時間において約44℃、湿度は約100%となる可能性があるが、放射線防護具（タイベック、アノラック、個人線量計、長靴・胴長靴、自給式呼吸用保護具、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用することにより作業可能である。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電動弁の手動ハンドルによる現場操作については、操作に工具等は必要とせず、手動弁と同様な操作であるため、容易に実施可能である。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。



現場手動隔離操作
(放射線防護具着用)



自給式呼吸用保護具

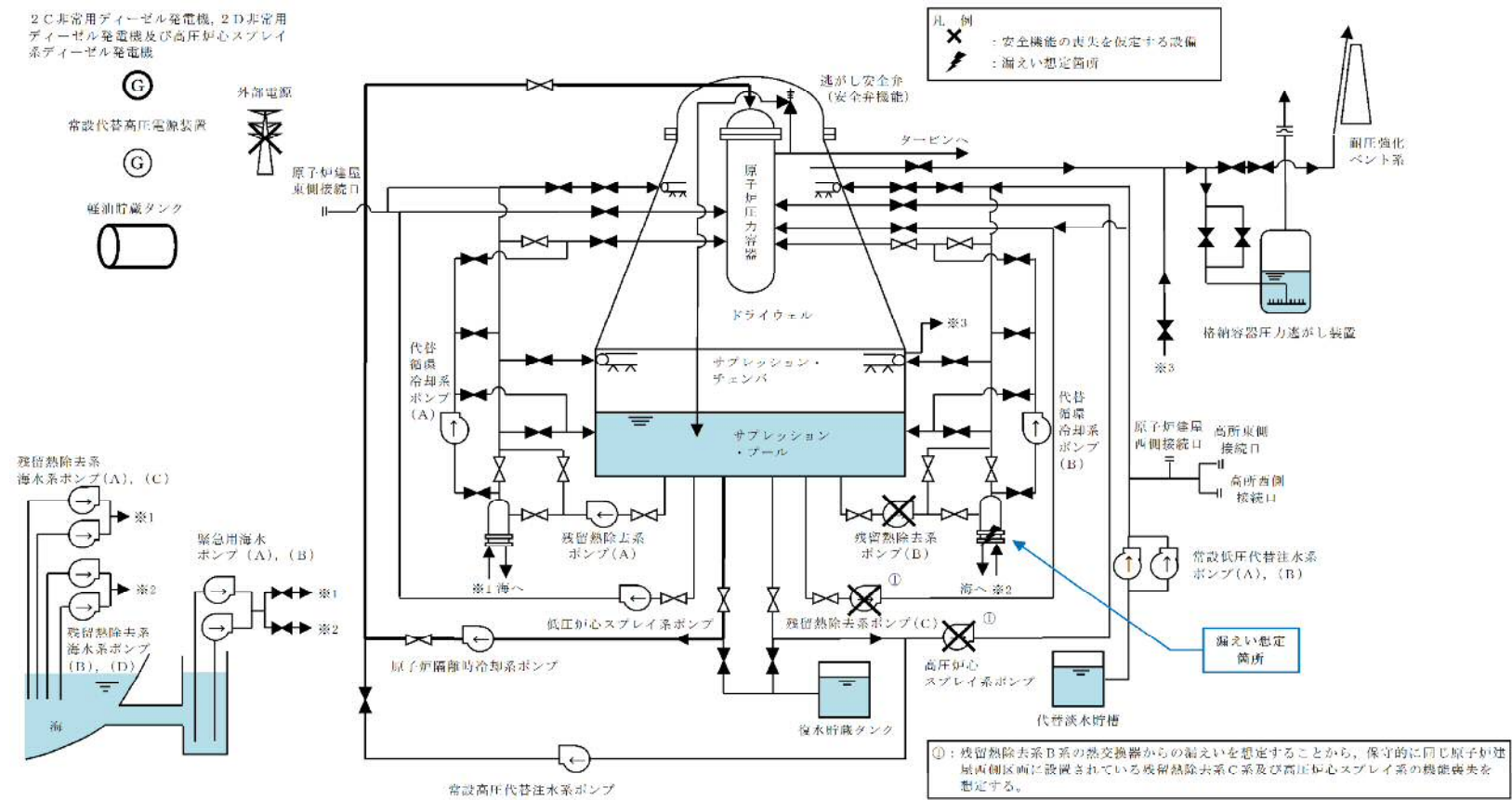


自給式呼吸用保護具着用状態
(前面)



自給式呼吸用保護具着用状態
(後面)

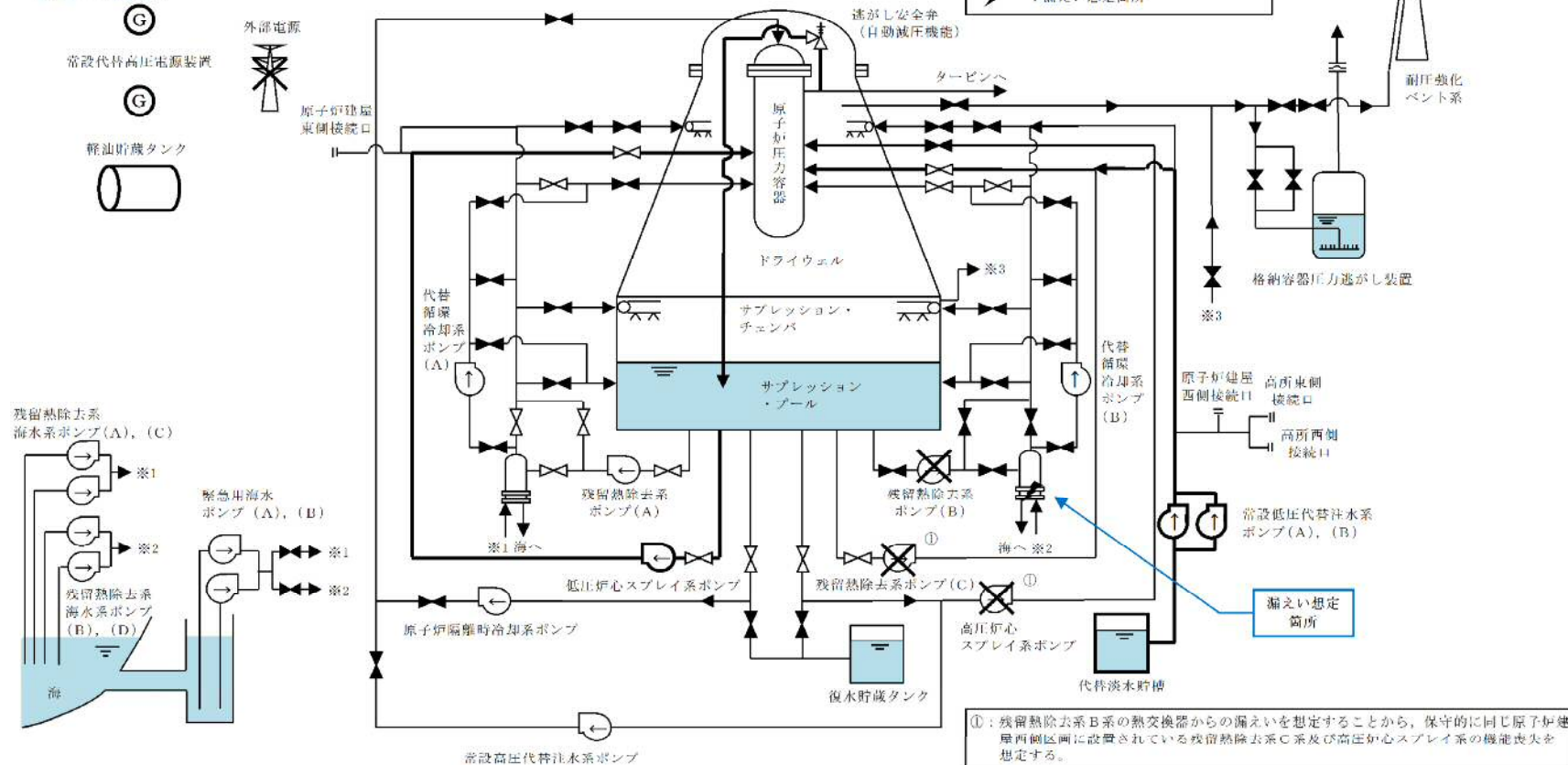
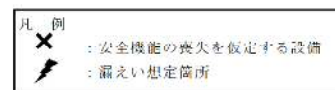
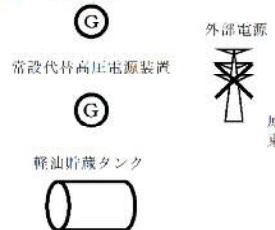
インターフェイスシステムLOCA時の概要図



第1図 格納容器バイパス（I S L O C A）時の重大事故等対策の概要図

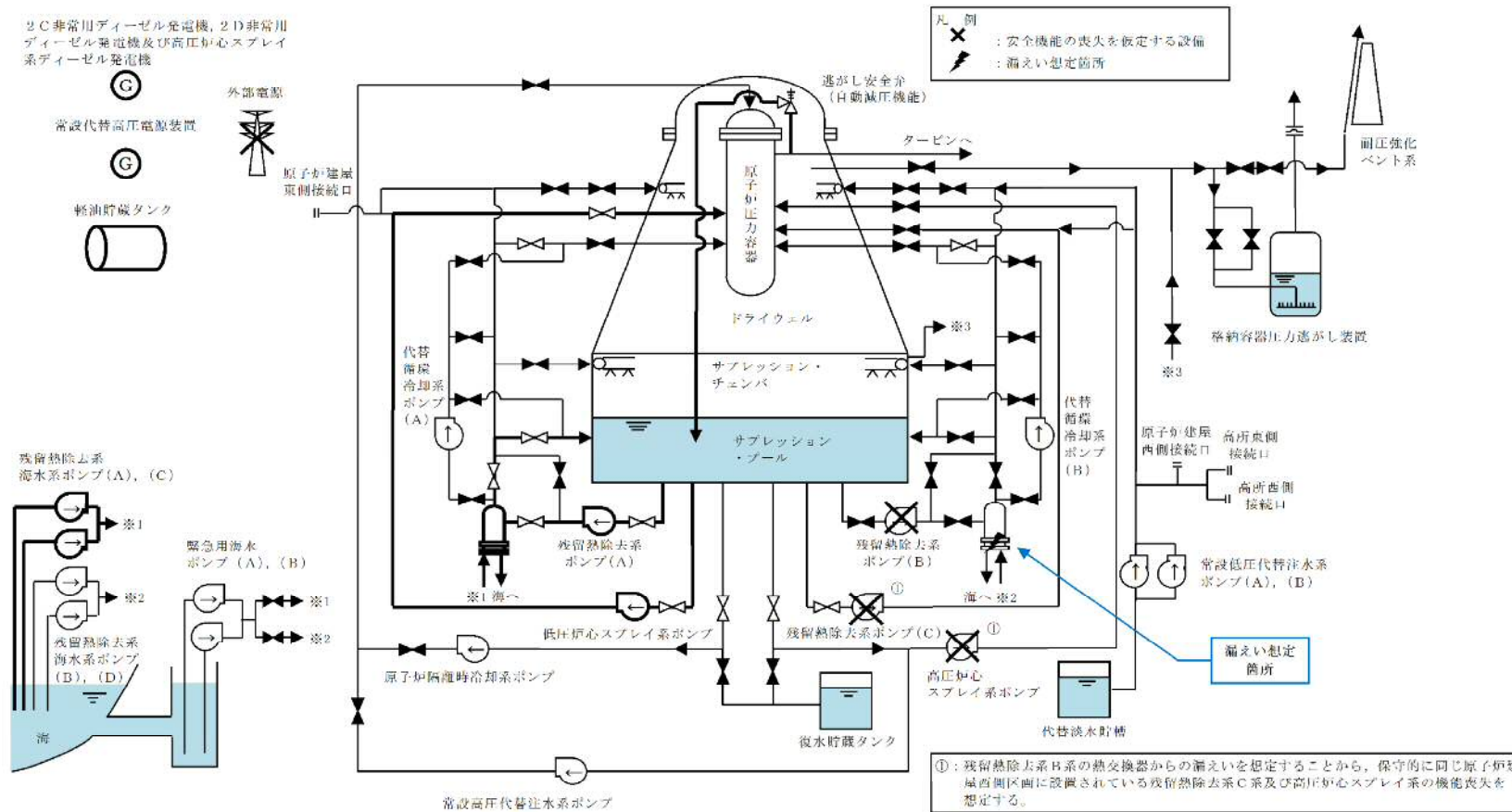
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用
ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ
系ディーゼル発電機



第2図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概要図

(漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



第3図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概要図

(隔離成功後の低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)

インターフェイスシステム L O C A 発生時の破断面積及び現場環境等について

1. 評価対象系統について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」（以下「I S L O C A」という。）では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統において，高圧設計部分と低圧設計部分を分離する隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され，格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を第 1 図に示す。

I S L O C A の評価対象となる系統は，第 1 表に示すとおり以下の条件を基に選定している。

- ①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており，隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A 発生可能性がある系統
- ②出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁の開閉試験を実施する系統
- ③出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が 2 個以下であり，開閉試験時に隔離弁 1 個にて隔離機能を維持する系統

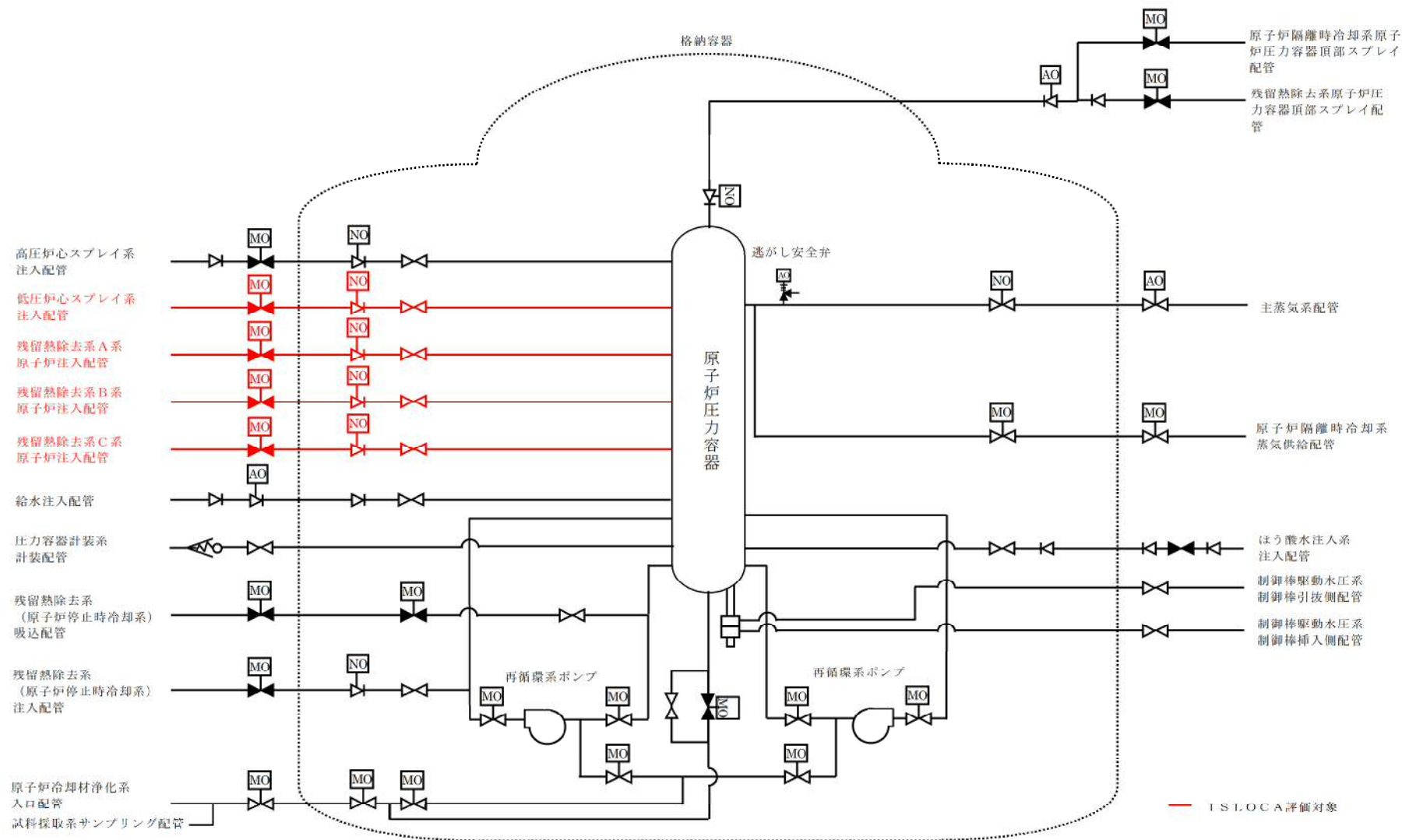
以上により，I S L O C A の評価対象としては，以下が選定された。

- ・低圧炉心スプレイ系
- ・残留熱除去系（低圧注水系）A 系原子炉注入配管
- ・残留熱除去系（低圧注水系）B 系原子炉注入配管

- ・ 残留熱除去系（低圧注水系） C系原子炉注入配管

これらの評価対象に対して構造健全性評価を実施し，この結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。

なお，出力運転中に隔離弁の開閉試験を実施する系統としては，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系も該当するが，開閉試験時に隔離弁 1 個にて隔離機能を維持する範囲は高圧設計となっている。これらの系統にて低圧設計部の圧力上昇が確認された場合には，運転手順に従い注入弁の隔離状態を確認する等，圧力上昇時の対応操作を実施する。



第1図 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し、格納容器外に敷設されている配管

第 1 表 I S L O C A の評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリ に接続されている配管	選定結果			
		結論	①隔離弁 閉止	②開閉 試験	③隔離弁 2 個以下
給水系	給水系注入配管	対象外	×	—	—
高圧炉心スプレ イ系	高圧炉心スプレイ注入配管	対象外	○	○	×
原子炉隔離時 冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力 容器頂部スプレイ配管	対象外	○	○	×
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配 管	対象外	×	—	—
低圧炉心スプレ イ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	○	○	○
残留熱除去系 (低圧注水系)	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	○	○	○
残留熱除去系 (原子炉停止 時冷却系)	残留熱除去系（原子炉停止時冷 却系）吸込配管	対象外	○	×	—
	残留熱除去系（原子炉停止時冷 却系）原子炉圧力容器戻り配管	対象外	○	×	—
残留熱除去系	残留熱除去系原子炉圧力容器頂 部スプレイ配管	対象外	○	×	—
制御棒駆動水 圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側 配管	対象外	×	—	—
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側 配管	対象外	×	—	—
ほう酸水注入 系	ほう酸水注入系注入配管	対象外	○	×	—
原子炉冷却材 浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外	×	—	—
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外	×	—	—
原子炉圧力容 器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外	×	—	—
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外	×	—	—

2. I S L O C A発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定された I S L O C Aの評価対象に対して隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価を実施した結果、いずれの評価対象においても構造健全性が維持される結果が得られた。いずれの評価対象においても低圧設計部の機器設計は同等であることを踏まえ、以下では加圧範囲に大きなシール構造である熱交換器が設置されている残留熱除去系 A系に対する構造健全性評価の内容について示す。

残留熱除去系は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部と低圧設計部とを内側隔離弁（逆止弁（テストブルチェック弁））及び外側隔離弁（電動弁）の 2 個により隔離している。外側隔離弁には、弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられており、開許可信号が発信した場合は警報が発報する。また、これらの弁の開閉状態は中央制御室にて監視が可能である。本重要事故シーケンスでは、内側隔離弁の内部リーク及び外側隔離弁前後差圧低の開許可信号が誤発信している状態を想定し、この状態で外側隔離弁が誤開放することを想定する。また、評価上は、保守的に逆止弁の全開状態を想定する。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部と低圧設計部が物理的に分離されている状態から隔離弁を開放すると、高圧設計部から低圧設計部に水が移動し、配管内の圧力は最終的に原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する場合があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原

子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

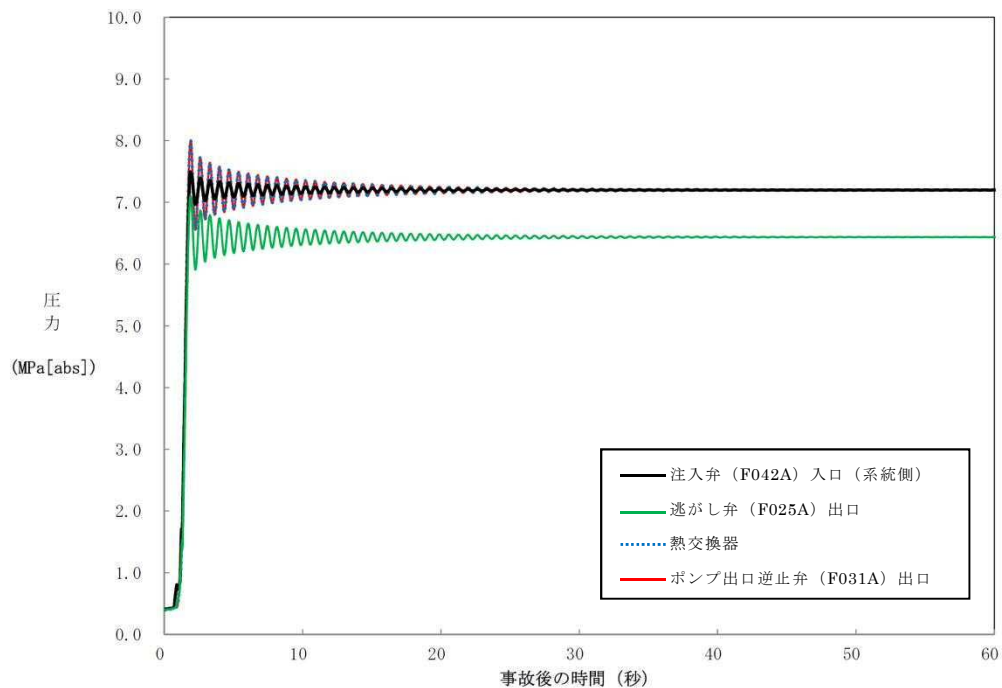
電動弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため機械的要因では急激な開動作（以下「急開」という。）とはなり難い。また、電動での開放時間は約 10.6 秒であり、電氣的要因でも急開とならないことから、誤開放を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とはならない。

以上より、残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても、原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが、残留熱除去系の逆止弁が全開状態において電動弁が 10.6 秒で全閉から全開する場合の残留熱除去系の圧力推移を T R A C G コードにより評価した。

残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値を第 2 表に、圧力推移図を第 2 図に示す。

第 2 表 残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値

位 置	圧力最大値 (MPa [abs])
注入弁 (F042A) 入口 (系統側)	約 7.50
逃がし弁 (F025A) 入口	約 7.10
熱交換器	約 8.00
ポンプ出口逆止弁 (F031A) 出口	約 8.01



第 2 図 残留熱除去系過圧時の圧力推移

弁開放直後は、定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉压力容器側）の圧力（7.2MPa [abs]）に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力（約 8.01MPa [abs]）まで上昇し、その後、上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価に当たっては、圧力の最大値であるポンプ出口逆止弁出口における約 8.01MPa [abs] に、加圧される範囲の最下端の水頭圧（0.24MPa）を加えた約 8.25MPa [abs] を丸めてゲージ圧力に変換した 8.2MPa [gage] が保守的に系統に負荷され続けることを想定する。また、圧力の上昇は 10 秒程度で静定することからこの間に流体温度や構造材温度が大きく上昇することはないと考えられるが、評価上は保守的に構造材温度が定格運転状態の原子炉冷却材温度である 288℃となっている状態を想定する。

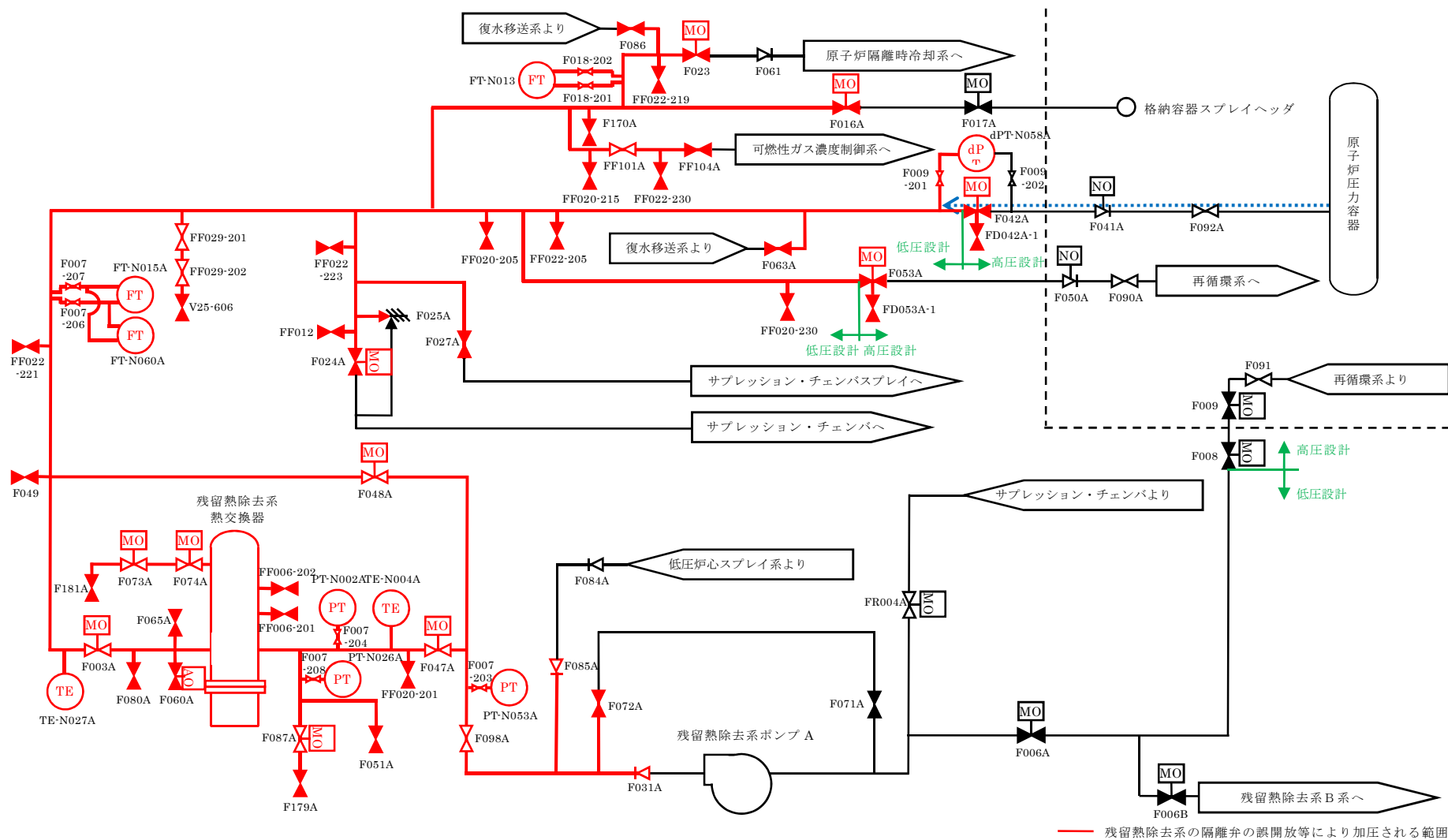
3. 構造健全性評価

3. 1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力（8.2MPa [gage]）、温度（288℃）の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

- ① 熱交換器
- ② 逃がし弁
- ③ 弁
- ④ 計 器
- ⑤ 配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を第 3 図に示す。



第 3 図 残留熱除去系 A 系の評価対象範囲

3. 2 構造健全性評価の結果

(1) 熱交換器（別紙 3）

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧，加温される熱交換器の各部位について，「東海第二発電所 工事計画認可申請書」（以下「既工認」という。）を基に設計上の裕度を確認し，裕度が評価上の想定圧力（8.2MPa [gage]）と系統の最高使用圧力（3.45MPa [gage]）との比である 2.4 より大きい部位を除く胴板（厚肉部，薄肉部），胴側鏡板，胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

a. 胴側胴板（厚肉部，薄肉部）

「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005 年版（2007 年追補版を含む））＜第 I 編 軽水炉規格＞（JSME S NC1-2005/2007）」

（以下「設計・建設規格」という。）「PCV-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用し，胴板の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

b. 胴側鏡板

設計・建設規格「PCV-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定 1」を適用し，胴側鏡板の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

c. 胴側入口・出口管台

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用し，胴側入口・出口管台の必要最小厚さを算出した。その結果，実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり，評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

d. フランジ部

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容応力以下であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

(2) 逃がし弁（別紙 4）

a. 弁 座

設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

b. 弁 体

弁体下面にかかる圧力が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果、許容せん断応力は発生せん断応力以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

c. 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

d. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。

上記の評価の結果、ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容圧力以上であったため、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、許容応力が発生応力以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

(3) 弁（別紙 5）

a. 弁本体

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは計算上必要な厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

b. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、F086, F080A, F060A, FF029-201 及び FF029-202 の弁はボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ発生応力が許容圧力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

また、上記の条件を満たさない弁については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである

弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット締付部の発生応力が材料の許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

(4) 計 器 (別紙 6)

a. 圧力計, 差圧計

圧力計及び差圧計は、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」（JSME S012-1998）を適用し、同期振動発生の回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果、換算流速 V_v が 1 より小さく、許容値が組合せ応力を上回り、かつ設計疲労限 σ_F が応力振幅を上回ることから、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

(5) 配 管 (別紙 7)

a. 管

設計・建設規格「PPC-3411 直管(1)内圧を受ける直管」を適用し、必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上で

あり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

b. フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し，フランジボルトの伸び量を評価した。その結果，伸び量がマイナスであり，フランジ部が圧縮されることになるが，ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

4. 破断面積の設定について（別紙 8）

3. の評価結果から，隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても，破損は発生しないことを確認した。

そこで，残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して，保守的に弁開放直後の圧力ピーク値（8.2MPa [gage]），原子炉冷却材温度（288℃）に晒され続け，かつ，ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断面積 (cm ²)
			+ △L1	+ △L2	－ △L3			
熱交換器 フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき，有効性評価では，残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm²の漏えいが発生することを想定する。

なお，評価対象のうち残留熱除去系（低圧注水系）A系及び残留熱除去系（低圧注水系）B系以外の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）C系には，加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

5. 現場の環境評価

I S L O C Aが発生した場合、事象を収束させるために、健全な原子炉注水系統による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を実施する。また、漏えい箇所の隔離は、残留熱除去系（低圧注水系）の注入弁を現場にて閉止する想定としている。

I S L O C A発生に伴い原子炉冷却材が原子炉建屋原子炉棟内に漏えいすることで、建屋下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建屋内の雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の上昇が想定されることから、設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、I S L O C Aは残留熱除去系B系にて発生するものとする。

なお、I S L O C Aが残留熱除去系A系にて発生することを想定した場合、破断面積（21 cm²）及び破断箇所（熱交換器フランジ部）はB系の場合と同じであり、漏えい発生区画は東側となることから、原子炉建屋原子炉棟の東側区画の建屋内雰囲気温度等が同程度上昇する。

(1) 設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系B系におけるI S L O C A発生時に期待する設備は、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系A系及び低圧代替注水系（常設）、逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

I S L O C A発生時の原子炉建屋原子炉棟内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響（別紙9，10）

東海第二発電所の原子炉建屋原子炉棟は、地下 2 階から 5 階まで耐火壁を設置することで東側区分と西側区分を物理的に分離する方針である。I S L O C A による原子炉冷却材の漏えいは、残留熱除去系 B 系が設置されている西側区画において発生するのに対して、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）A 系は東側区画に位置していることから、溢水の影響はない。

低圧代替注水系（常設）は、ポンプが原子炉建屋原子炉棟から物理的に分離された区画に設置されているため、溢水の影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の電動弁のうち原子炉建屋原子炉棟内に設置されるものは原子炉建屋原子炉棟 3 階以上に位置しており、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了タイミングとして設定している 5 時間までの原子炉冷却材の流出量は約 300t であり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下 2 階の床面から約 2m 以下であるため、溢水の影響はない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に必要な設備への影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙 9, 10）

東側区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇がなく、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 A 系への影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の原子炉建屋原子炉棟内の電動弁は、西側区画に位置するものが 2 個あるが、これらは I S L O C A 発生時の原子炉建屋原子炉棟内の環境を考慮しても機能が維持される設計とすることから影響はない。さらに、逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、I S L O C A 発生時の原子炉建屋原子炉棟内の環境において機能喪失することはない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に必要な設備への影響はない。

c. 放射線による影響（別紙 11）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、地上 3 階における吸収線量率は最大でも約 15.2mGy/h 程度であり、設計基準事故対象設備の設計条件である 1.7kGy と比較しても十分な余裕があるため、期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系 B 系における I S L O C A 発生時に必要な現場操作は、残留熱除去系 B 系の注入弁の閉止操作である。

残留熱除去系 B 系の注入弁の操作場所及びアクセスルートを図 4 に示す。残留熱除去系 B 系における I S L O C A 発生時は、原子炉建屋原子炉棟内の環境を考慮して、主に漏えいが発生している西側区画とは逆の東側区画を移動することとしている。

I S L O C A 発生時の原子炉建屋原子炉棟内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響（別紙 9, 10）

東側区画は、I S L O C A による原子炉冷却材漏えいが発生する西側区画とは物理的に分離されていることから、溢水による東側区画のアクセス性への影響はない。また、注入弁は西側区画の 3 階に設置されており、この場所において注入弁の現場閉止操作を実施するが、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している 5 時間までの原子炉冷却材の流出量は約 300t であり、原子炉冷却材が全て水として存

在すると仮定しても浸水深は地下 2 階の床面から約 2m 以下であるため、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

なお、ブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙 9, 10）

東側区画における温度及び湿度については、初期値から有意な上昇がなく、アクセス性への影響はない。また、西側区画のうちアクセスルート及び操作場所となる原子炉建屋原子炉棟 3 階西側において、原子炉減圧後に建屋内環境が静定する事象発生の約 2 時間後から現場隔離操作の完了時間として設定している 5 時間後までの温度及び湿度は、最大で約 44℃及び約 100%である。残留熱除去系 B 系の注入弁の閉止操作は 2 チーム体制にて交代で実施し、1 チーム当たりの原子炉建屋原子炉棟内の滞在時間は約 36 分であるため、操作場所へのアクセス及び操作は可能である※。なお、操作場所への移動及び現場操作を実施する場合は、放射線防護具（タイベック、アノラック、個人線量計、長靴・胴長靴、自給式呼吸用保護具、綿手袋、ゴム手袋）を着用する。

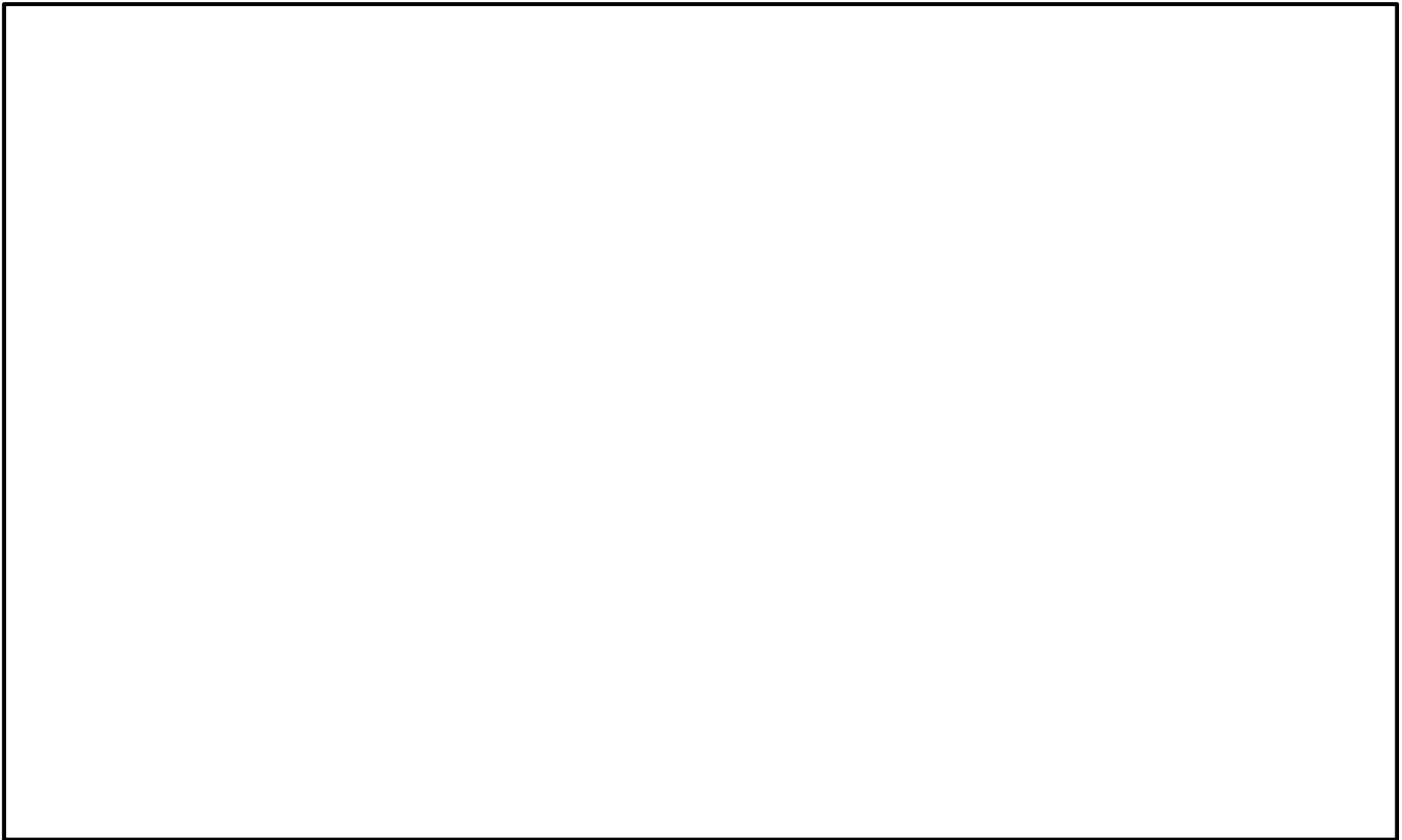
※ 想定している作業環境（最大約 44℃）においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおよその時間の関係は、44℃で 3 時間～4 時間として知られている。（出典：消費者庁 News Release（平成 25 年 2 月 27 日））

c. 放射線による影響（別紙 11）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、線量率は最大でも約 15.2mSv/h 程度である。残留熱除去系 B 系の注入弁の閉止操作は 2 チーム体制にて交代で実施し、1 チーム当たりの

原子炉建屋原子炉棟内の滞在時間は約 36 分であるため、作業時間を保守的に 1 時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は最大で約 15.2mSv となる。また、有効性評価において現場操作を開始する事象発生約 3 時間後における線量率は約 5.6mSv/h であり、この場合に作業員の受ける実効線量は約 5.6mSv となる。

なお、事故時には原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした放射性物質の一部はブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが、これらの事故時には原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため、中央制御室内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。



第 4 図 操作場所へのアクセスルート

(3) 結 論

I S L O C A発生時の原子炉建屋原子炉棟内環境を想定した場合でも、I S L O C A対応に必要な設備の健全性は維持される。また、中央制御室の隔離操作に失敗した場合でも、現場での隔離操作が可能であることを確認した。

6. 非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価について

I S L O C Aが発生後、原子炉建屋原子炉棟が加圧されブローアウトパネルが開放された場合、原子炉建屋原子炉棟内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルから大気中に放出されるため、この場合における非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価した。

その結果、非居住区域境界及び敷地境界における実効線量はそれぞれ約 1.2×10^{-1} mSv 及び約 3.3×10^{-1} mSv となり、「2.6 L O C A時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量（非居住区域境界：約 6.2×10^{-1} mSv，敷地境界：約 6.2×10^{-1} mSv）及び事故時線量限度の5mSvを下回ることを確認した。

残留熱除去系 A，B 系電動弁作動試験について

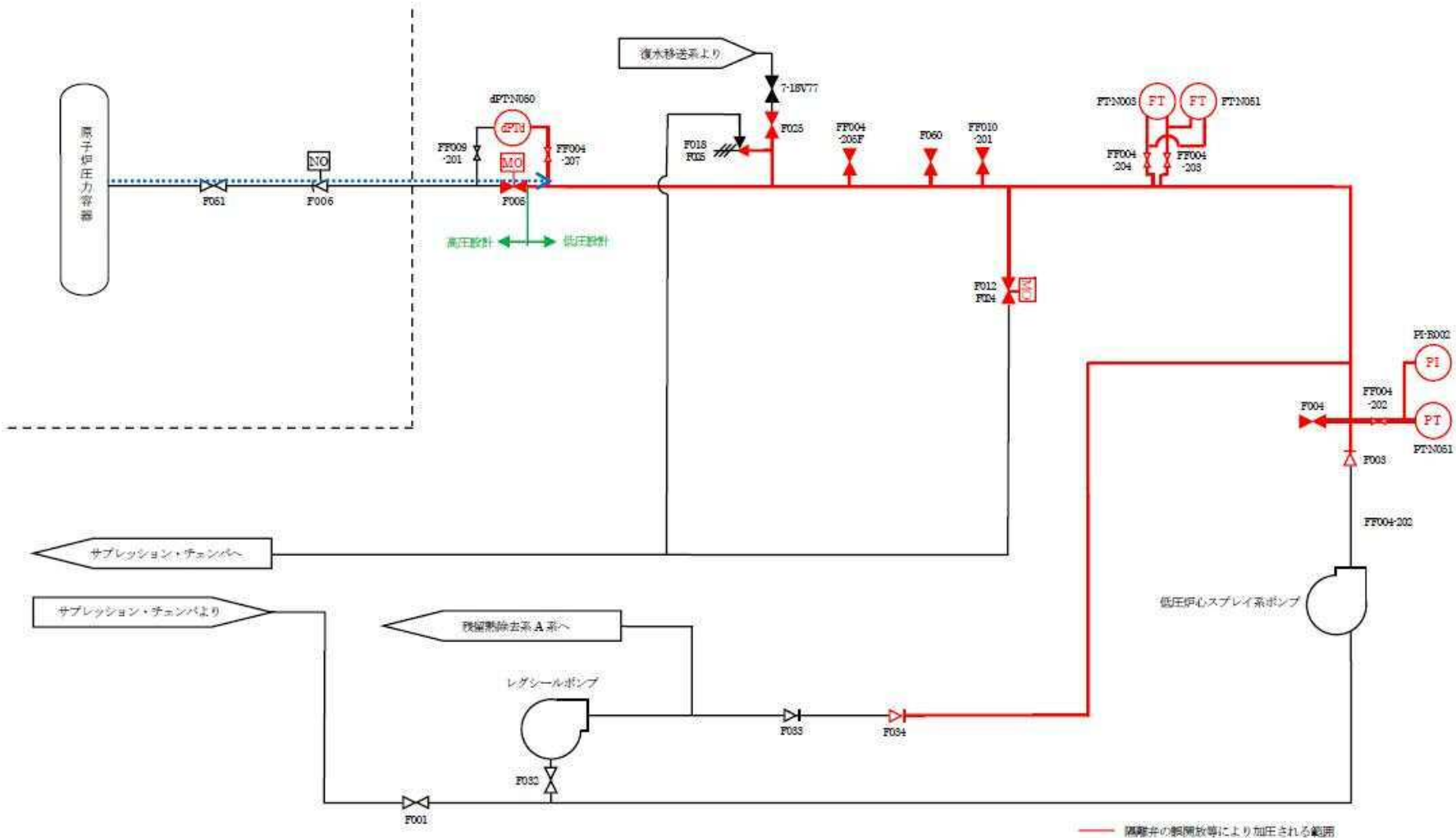
この試験は，保安規定第 39 条に基づく試験であり，原子炉の状態が運転，起動又は高温停止において 1 ヶ月に 1 回の頻度で実施する。

保安規定第 39 条（抜粋）

低圧注水系における注入弁，試験可能逆止弁，格納容器スプレイ弁，サプレッションプールスプレイ弁及び残留熱除去系テストバイパス弁が開することを確認する。また，動作確認後，動作確認に際して作動した弁の開閉状態及び主要配管が満水であることを確認する。

低圧炉心スプレイ系の構造健全性評価

低圧炉心スプレイ系の評価対象範囲を別第 2-1 図に示す。



別第 2-1 図 低圧炉心スプレイ系の評価対象範囲

熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2.4 より大きい部位を除く胴板（厚肉部、薄肉部）、胴側鏡板及び胴側入口・出口管台及びフランジ部について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 強度評価

1. 1 評価部位の選定

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2.4（隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力 8.2MPa [gage] と最高使用圧力 3.45MPa [gage] の比）より大きい部位を除く胴板（厚肉部、薄肉部）、胴側鏡板、胴側入口・出口管台及びフランジ部について評価した。

1. 2 評価方法

(1) 胴側胴板の評価

設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

(2) 胴側鏡板の評価

設計・建設規格「PVC-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定 1」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

(3) 胴側入口、出口管台

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを

確認した。

(4) フランジ部

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用してボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ発生応力が許容応力以下であることを確認した。

1. 3 評価結果

熱交換器の各部位について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

逃がし弁からの漏えいの可能性について

逃がし弁について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 強度評価

1. 1 評価部位

逃がし弁については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時において吹き出し前に加圧される弁座、弁体及び入口配管並びに吹き出し後に加圧される弁耐圧部及び弁耐圧部の接合部について評価した。

1. 2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 8.2MPa [gage] になる前に逃がし弁が吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 8.2MPa [gage]、288℃になるものとして評価する。

(1) 弁座の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁座は円筒形の形状であることから、設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を準用し、計算上必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

(2) 弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部は弁棒で支持されており、外周付近は構造上拘束されていることから、弁体下面にかかる圧力（8.2MPa [gage]）が全ての弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し、許容せん断応

力以下であることを確認した。

(3) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

(4) 弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し、実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容応力以下であることを確認した。

1. 3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

評価対象弁について隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力、温度以上で設計していることから破損が発生しないことを確認した。

1. 強度評価

評価対象弁の構成部品のうち、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に破損が発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部並びに弁本体耐圧部の接合部について評価した。

(1) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

(2) 弁耐圧部の接合部の評価

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジ応力評価」を適用しボルトの必要な断面積及び許容応力を算出し、実機のボルトの断面積がボルトの必要な断面積を上回り、かつ発生応力が許容応力を下回ることを確認した。

1. 3 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

計器からの漏えいの可能性について

計器について、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa [gage]）、温度（288℃）の条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 圧力計，差圧計

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される以下の全ての計器について、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損が発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30℃～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

2. 温度計

2. 1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について、耐圧部となる温度計ウェルの健全性を評価した。評価手法として、日本機械学会「配管内円通状構造物の流量振動評価指針（JSME S 012-1998）に従い、同期振動発生回避又は抑制評価、一次応力評価並びに疲労評価を実施し、破損の有無を確認した。

2. 2 評価結果

計器について評価した結果、実機の値は判定基準を満足し、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力（8.2MPa [gage]）、温度（288℃）の条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について、保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

1. 強度評価

1. 1 評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は、高温・高圧の加わる配管と、配管と配管をつなぐフランジ部があり、それらについて評価を実施した。

1. 2 評価方法

(1) 配管の評価

クラス 2 配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用して必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

(2) フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3411 フランジ」を適用してフランジの手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ、伸び量がマイナスの場合は、フランジ部が増し締めされるため、ガスケット最大圧縮量を下回ることを確認した。

なお、熱曲げモーメントの影響については、設計・建設規格で規定されている（PPC-1.7）式を使用し、フランジ部に作用するモーメントを圧力に換算して評価を実施した。

1. 3 評価結果

配管の各部位について評価した結果，実機の値は判定基準を満足し，保守的に弁開放直後のピーク圧力（8.2MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず，漏えいは発生しないことを確認した。

破断面積の設定について

1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 3～別紙 7 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の
低圧設計部分が加圧されたとしても、破損が発生しないことを確認した。

そこで、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大き
なシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大
きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後の圧力ピーク値
(8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷さ
れ、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価し
た。

2. 破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果、別第 8－1 表に示す
とおり破断面積は約 21cm²となる。

別第 8－1 表 破断面積評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm ²)
			＋ △L1	＋ △L2	－ △L3			
フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量
△L2：ボルトの熱による伸び量
△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

I S L O C A 発生時の原子炉冷却材漏えい量評価 及び原子炉建屋原子炉棟内環境評価

1. 評価条件

有効性評価の想定のとおり，残留熱除去系 B 系における I S L O C A 発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建屋原子炉棟内の環境（雰囲気温度，湿度及び圧力）を評価した。

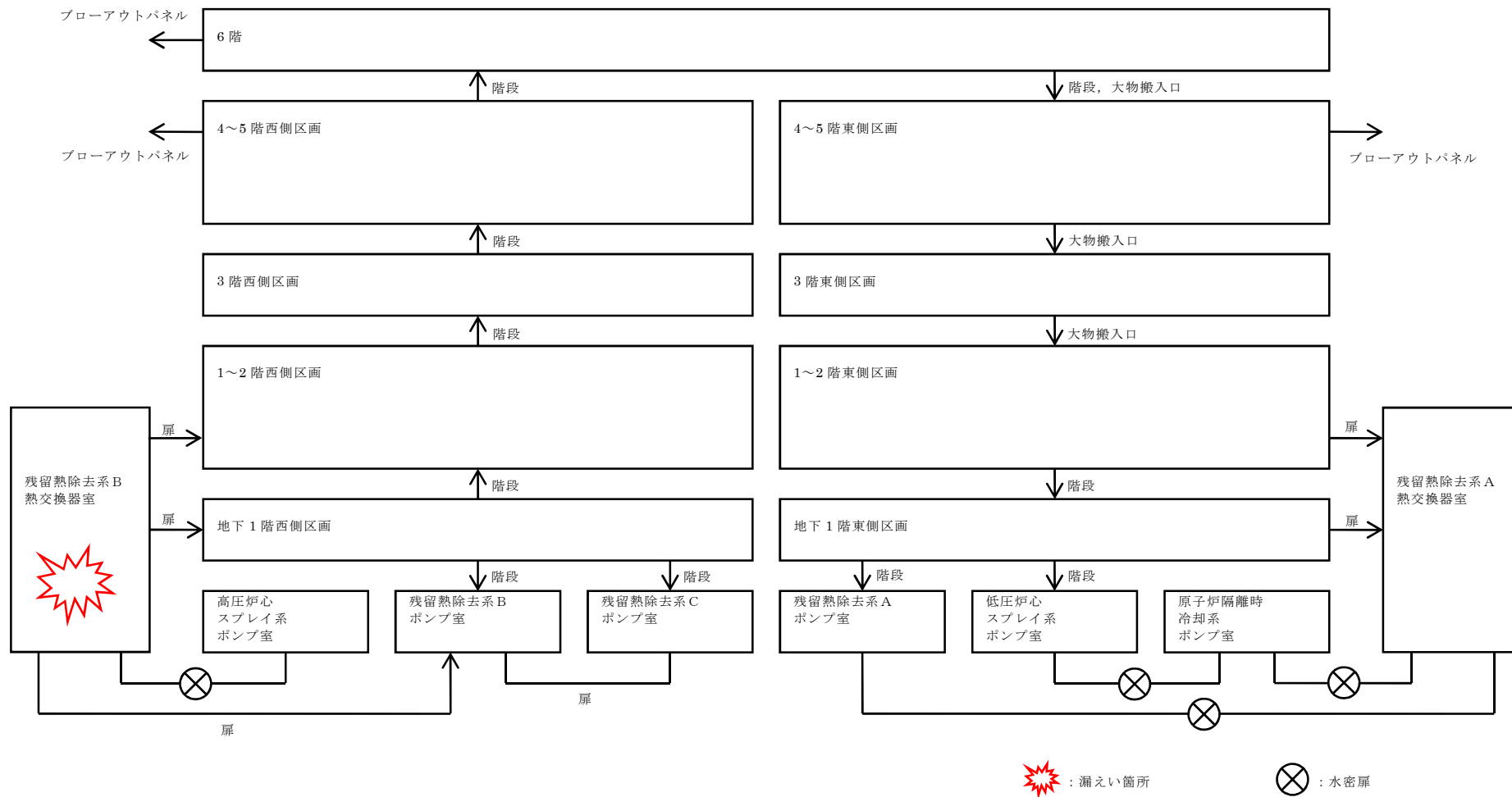
原子炉建屋原子炉棟内の環境評価特有の評価条件を別第 9-1 表に，原子炉建屋原子炉棟のノード分割図及び原子炉建屋平面図を別第 9-1 図及び別第 9-2 図に示す。

なお，高圧炉心スプレイ系ポンプ室及び原子炉隔離時冷却系ポンプ室は他室と水密扉で区切られており，蒸気の移動がほぼないため，解析においても蒸気の移動を考慮していない。

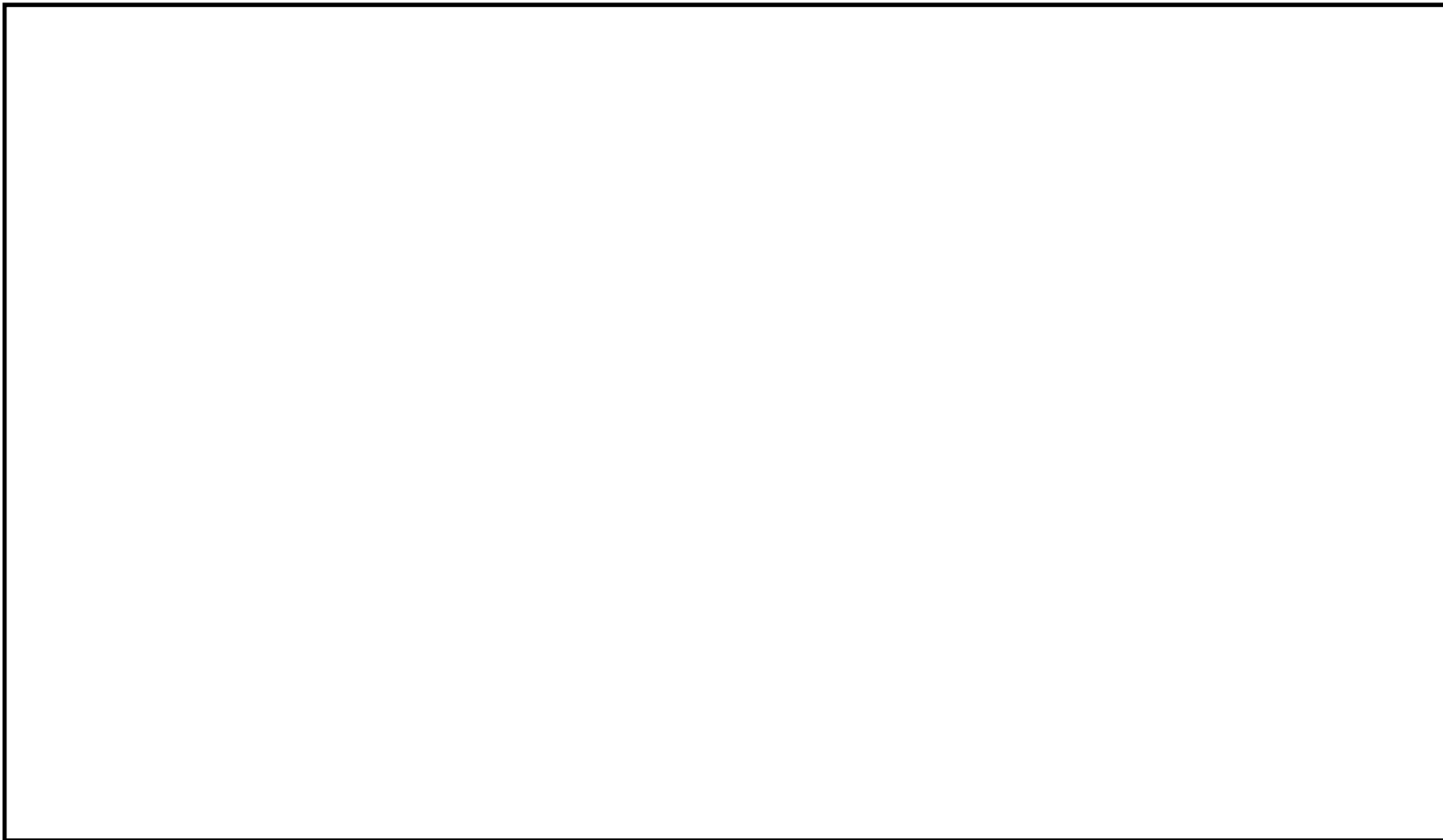
別第 9－1 表 原子炉建屋原子炉棟内の環境評価特有の評価条件

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP 4	格納容器及び原子炉建屋原子炉棟等の詳細ノードのモデル化が可能であり，隔離弁の閉止操作等の重大事故等対策を考慮した事象進展を模擬することが可能である解析コード
漏えい箇所	残留熱除去系 B 系 熱交換器室	有効性評価の解析と同様
漏えい面積	約 21cm ²	有効性評価の解析と同様
事故シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点到達時に，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始 低圧炉心スプレイ系を起動し，事象発生 15 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個による原子炉減圧 事象発生 17 分後に低圧代替注水系（常設）を起動 原子炉水位回復後，低圧炉心スプレイ系を停止し，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点以上に維持 事象発生 25 分後，サブプレッション・プール冷却開始 事象発生 5 時間後，残留熱除去系隔離完了 	有効性評価の解析と同様 ただし，本事故シーケンスグループは格納容器バイパス事象であることを踏まえ，有効性評価では格納容器の挙動が設計基準事故に包含されることを示していることから，サブプレッション・プール冷却の開始時間は，有効性評価における作業と所要時間の想定及び「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に基づき 25 分後と設定している。
原子炉建屋モデル	別第 9－1 図参照	原子炉建屋原子炉棟東西の物理的分離等を考慮して設定
原子炉建屋壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度，湿度，圧力及び放射線量の観点から厳しい想定として設定
原子炉建屋換気系	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
ブローアウトパネル開放圧力	6.9kPa [gage]	設計値を設定

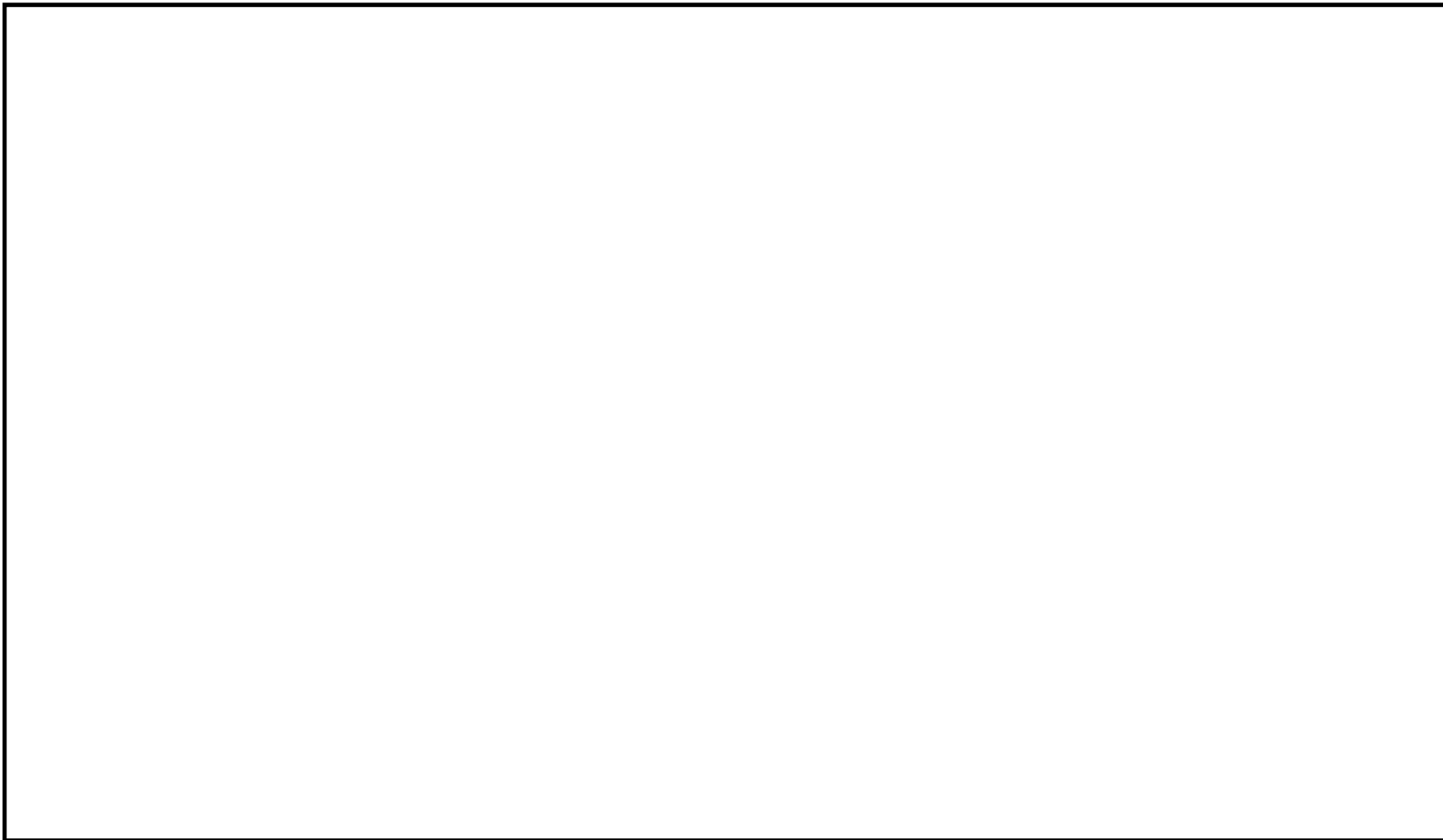
※：現在設置されているブローアウトパネル 12 枚のうち 2 枚を閉止する方針であるが，本評価では 12 枚全てに期待している。なお，全てのブローアウトパネルに期待しない場合の評価を別紙 10 に示している。



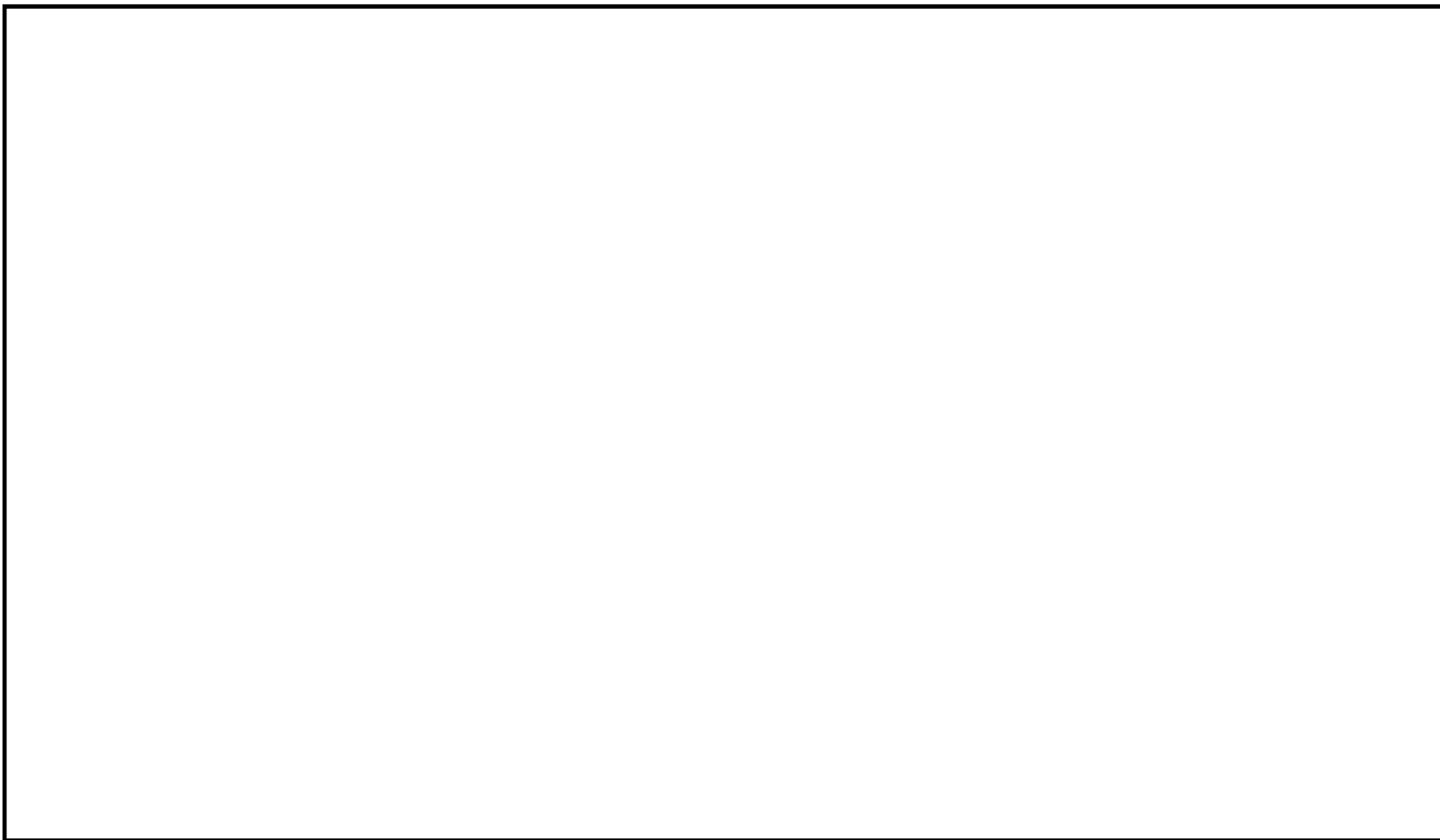
別第 9-1 図 原子炉建屋原子炉棟内ノード分割モデル



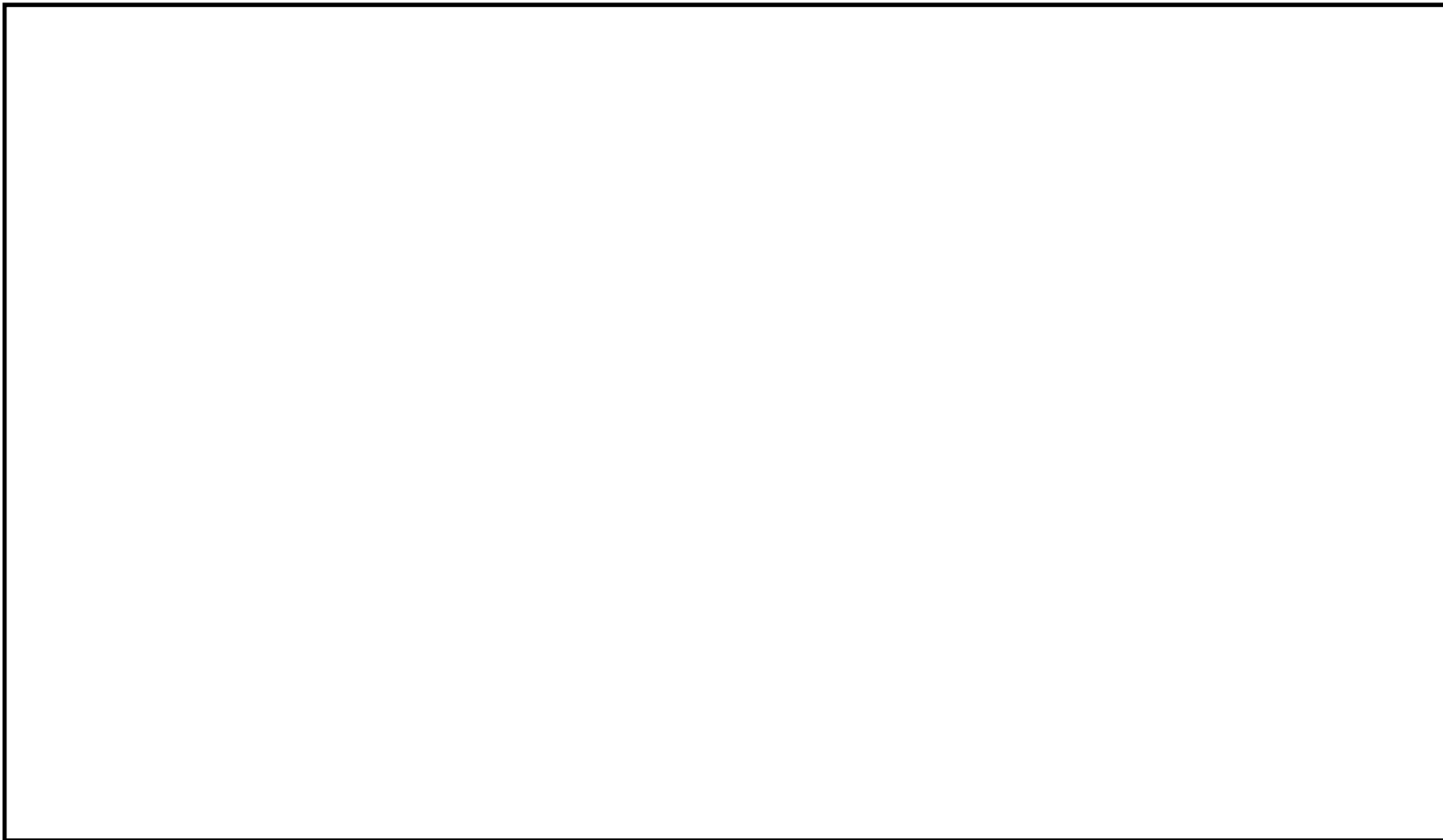
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図（地下 2 階）



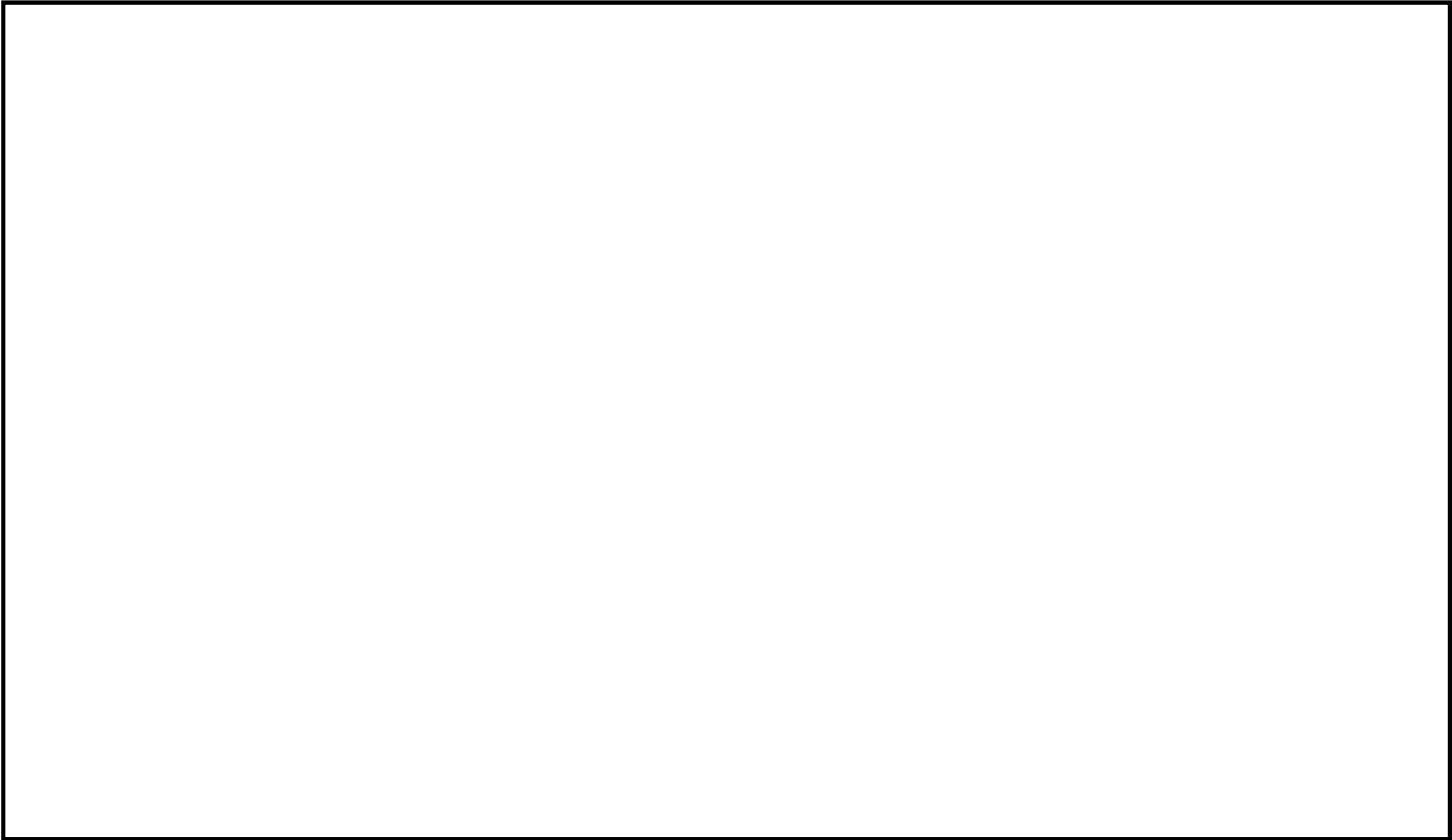
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図（地下 1 階）



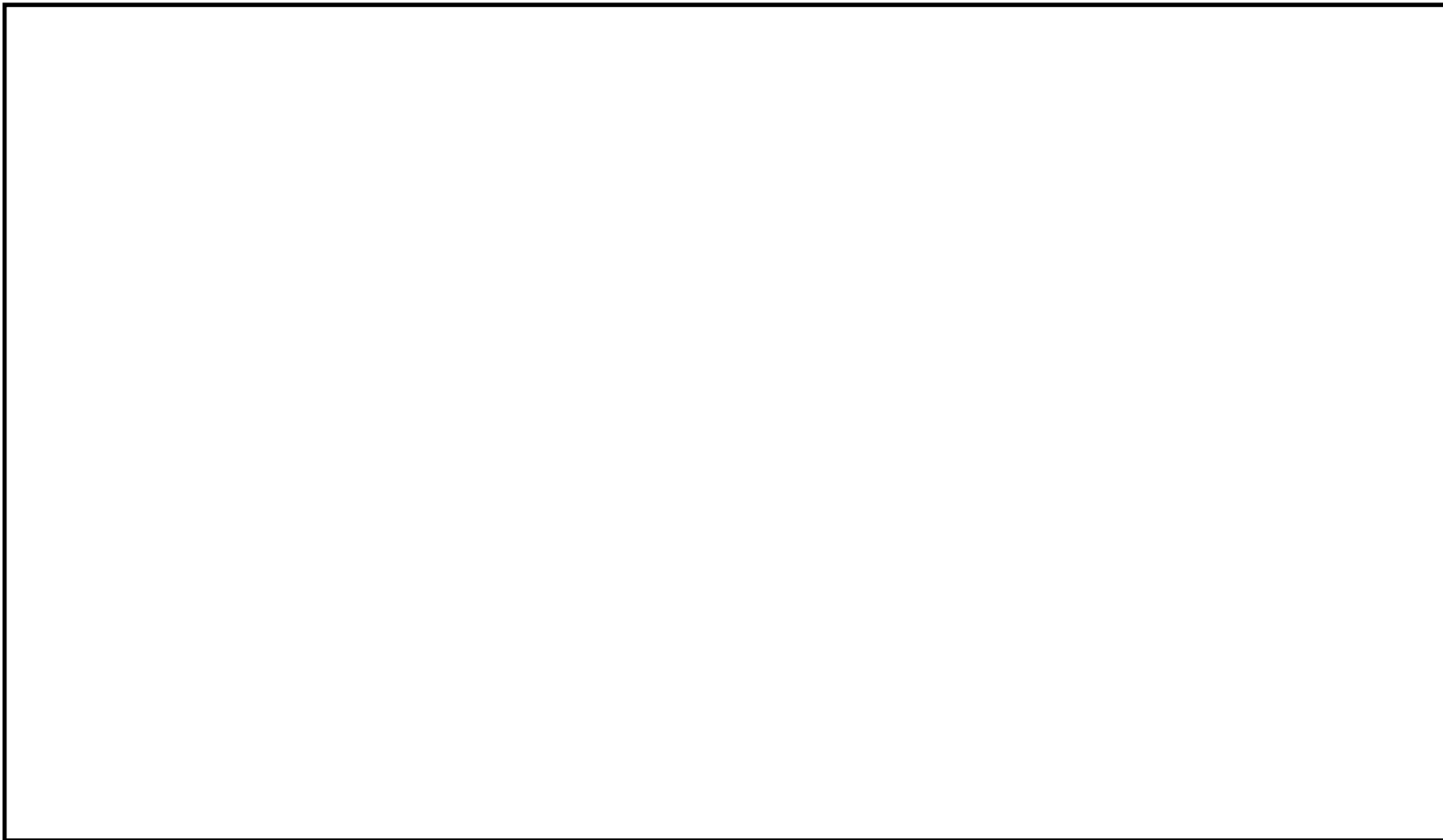
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (1 階)



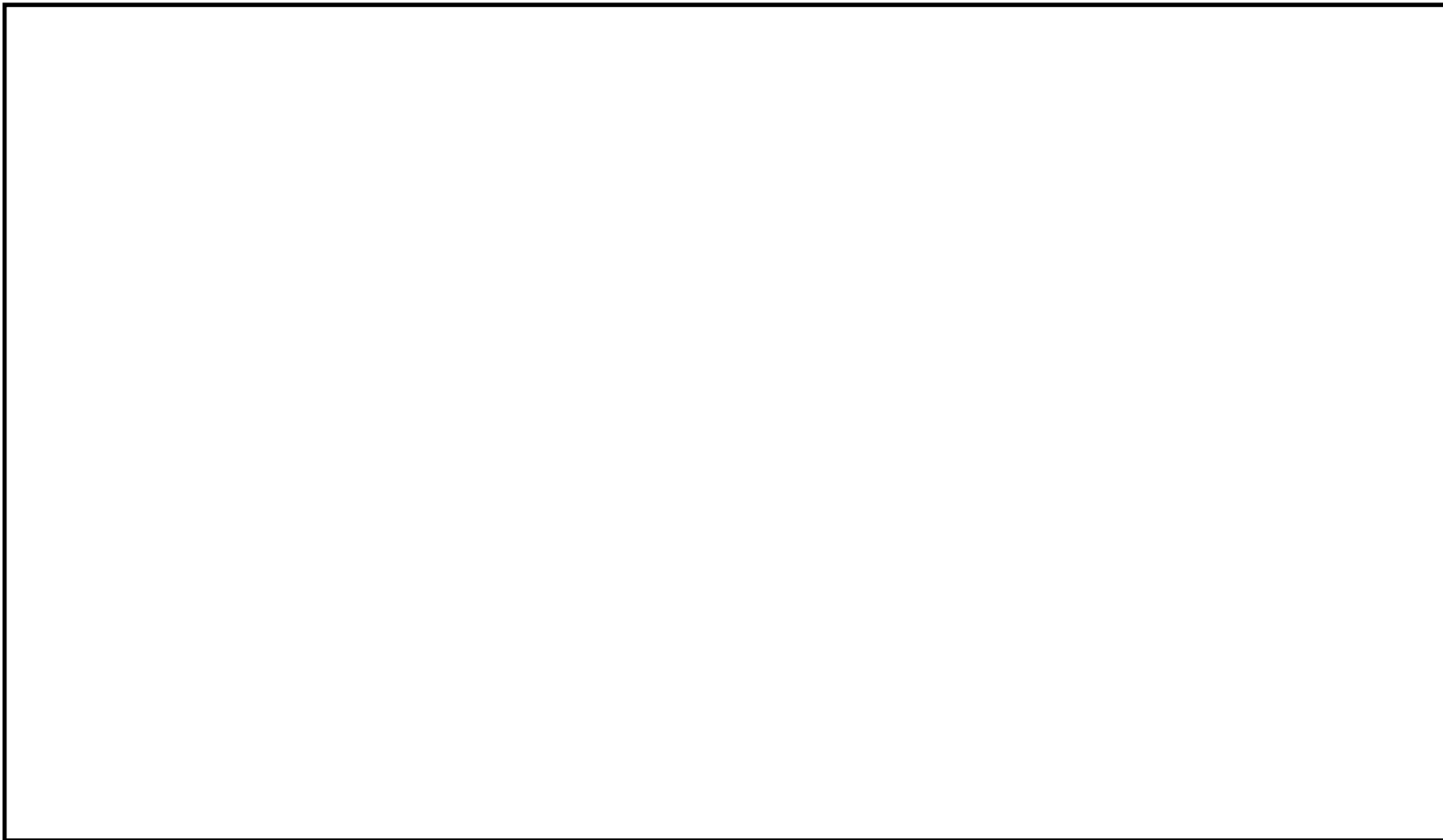
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (2 階)



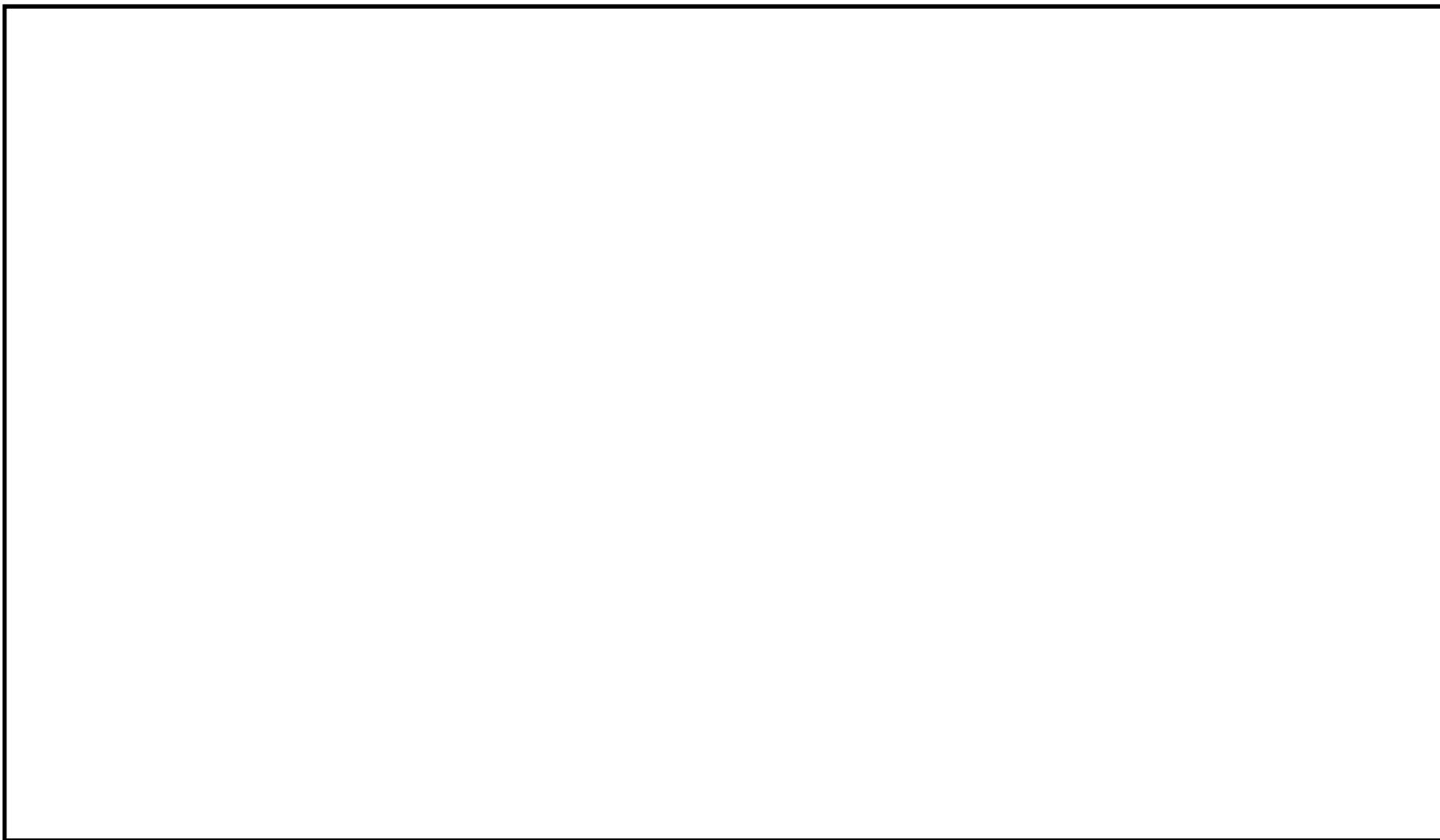
別第 9-2 図 原子炉建屋平面図 (3 階)



別第 9—2 図 原子炉建屋平面図（4 階）



別第 9—2 図 原子炉建屋平面図 (5 階)



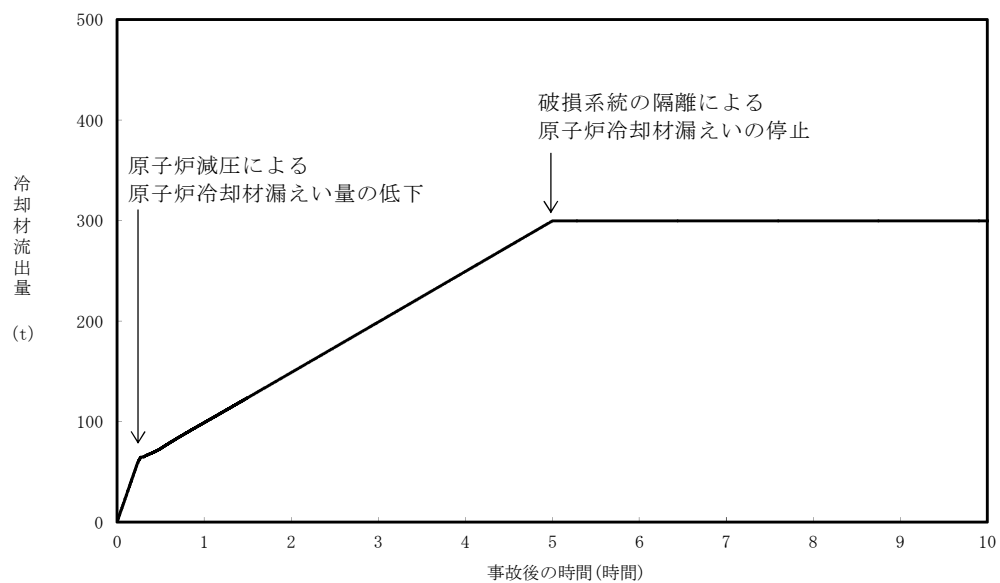
別第 9—2 図 原子炉建屋平面図（6 階）

2. 評価結果

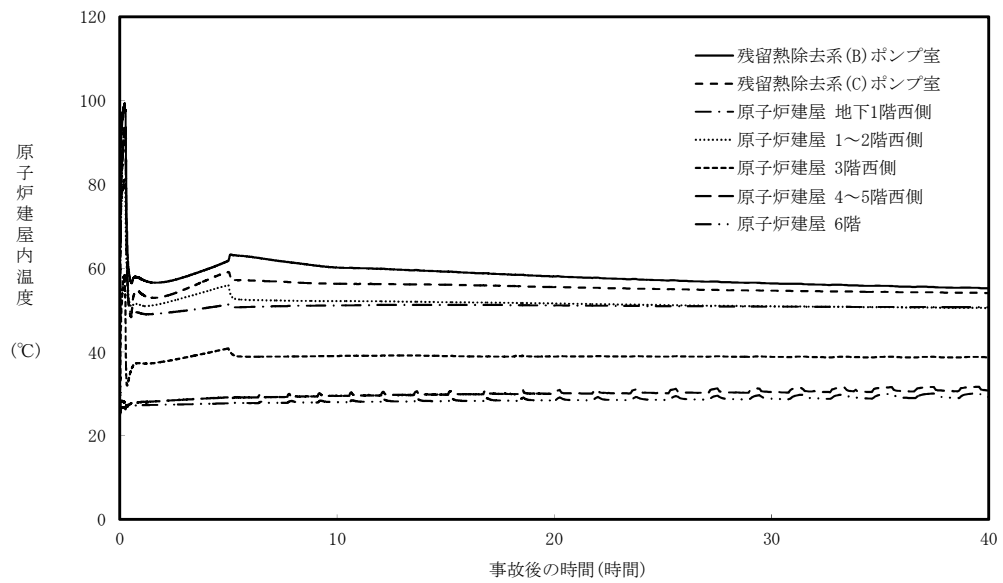
原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 9-3 図に、原子炉建屋内の雰囲気温度（西側区画）、雰囲気温度（東側区画）、湿度（西側区画）、湿度（東側区画）、圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 9-4 図から別第 9-9 図に示す。

別第 9-3 図に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 300t である。また、別第 9-4 図及び別第 9-5 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の雰囲気温度の最大値は 41℃である。

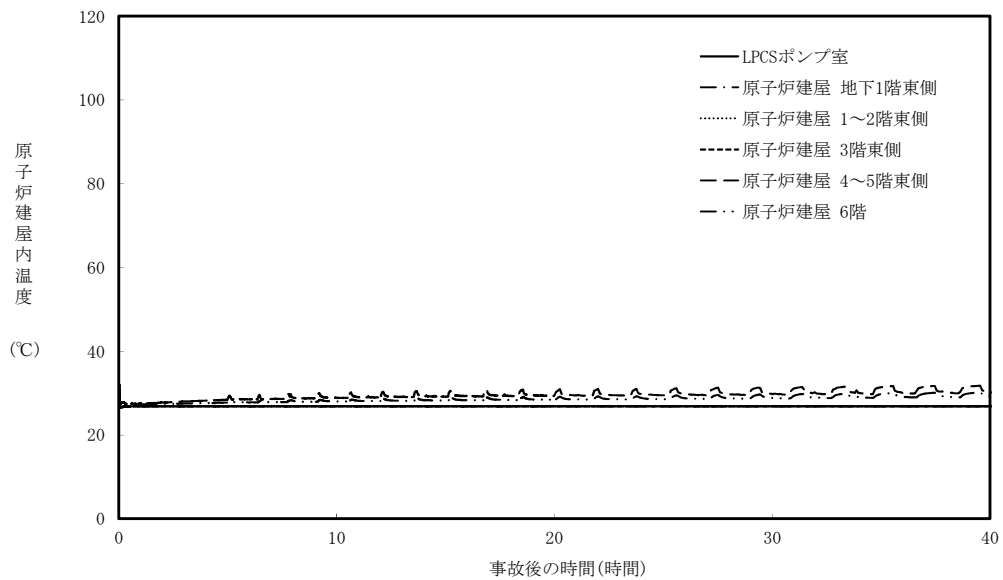
なお、ブローアウトパネルが設置されている 4～5 階西側区画、4～5 階東側区画及び 6 階全ての圧力はブローアウトパネルの設定圧力に到達し、ブローアウトパネルが開放している。



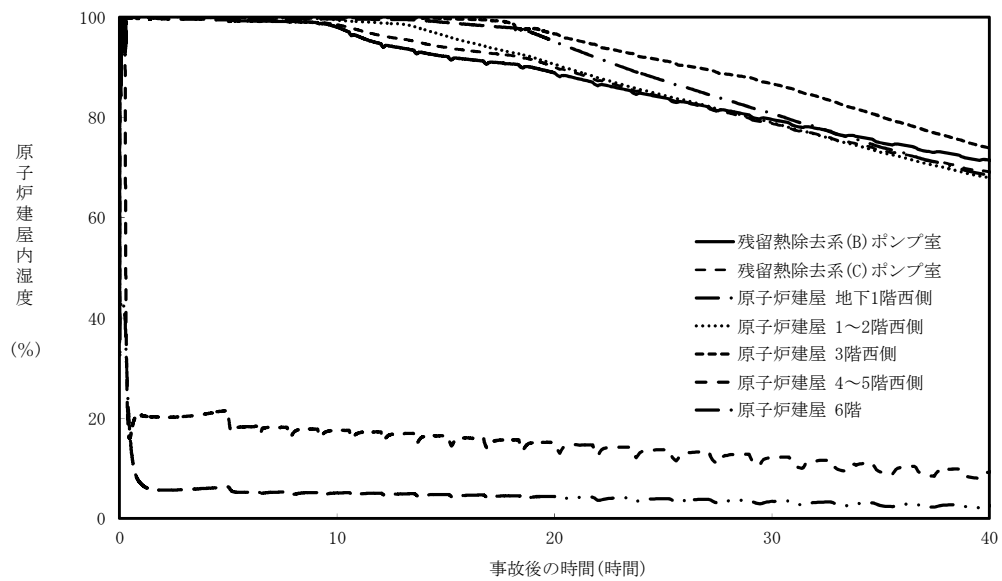
別第 9-3 図 原子炉冷却材の積算漏えい量の推移



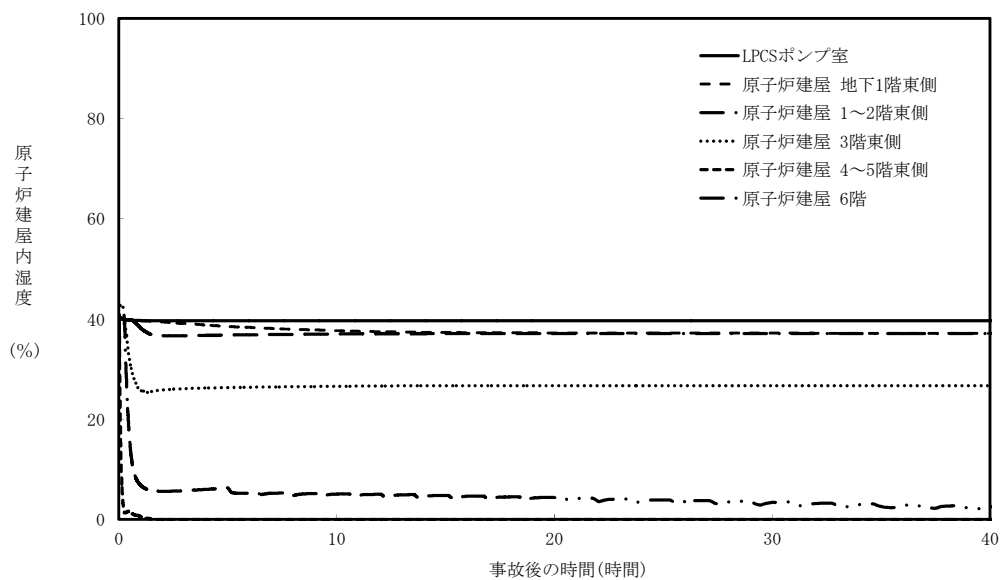
別第 9－4 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



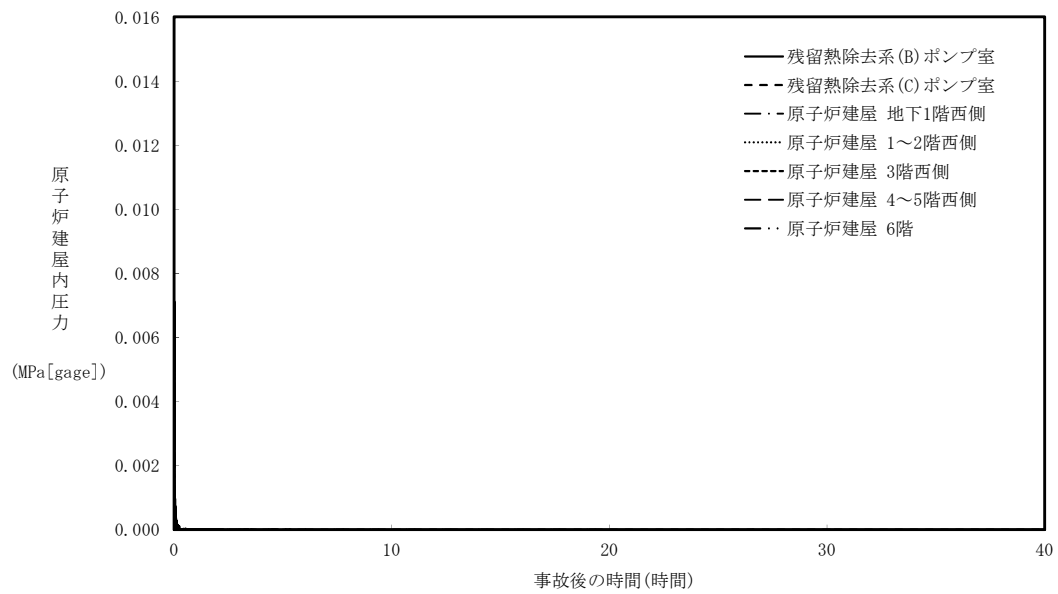
別第 9－5 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



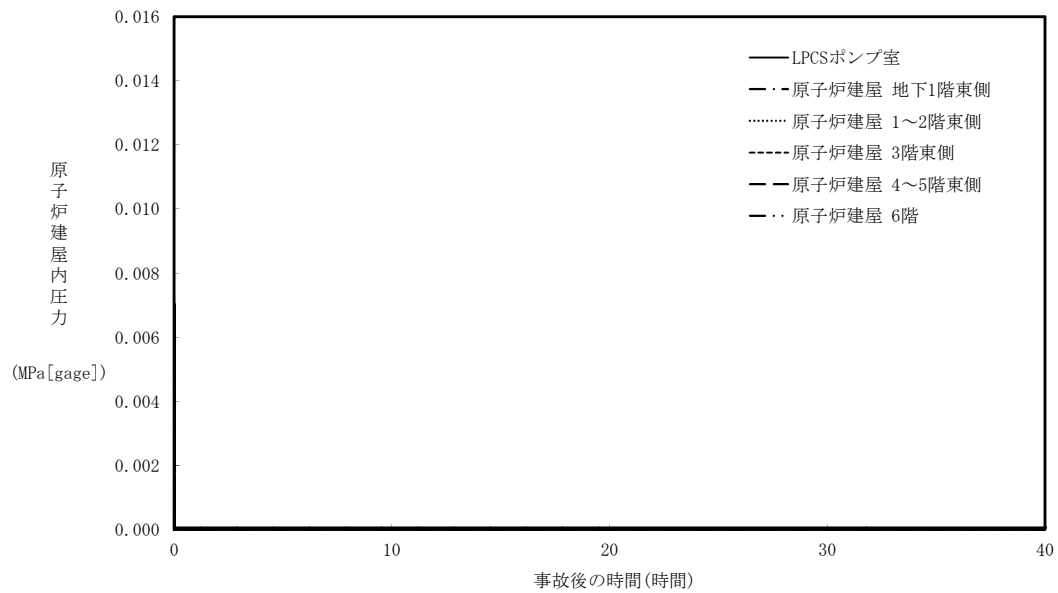
別第 9－6 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 9－7 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 9－8 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 9－9 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

ブローアウトパネルに期待しない場合の I S L O C A発生時の原子炉冷却材
漏えい量評価及び原子炉建屋内環境評価

1. 評価条件

別紙 9 の評価条件のうち、ブローアウトパネルのみが開かない場合の条件
で評価を実施した。

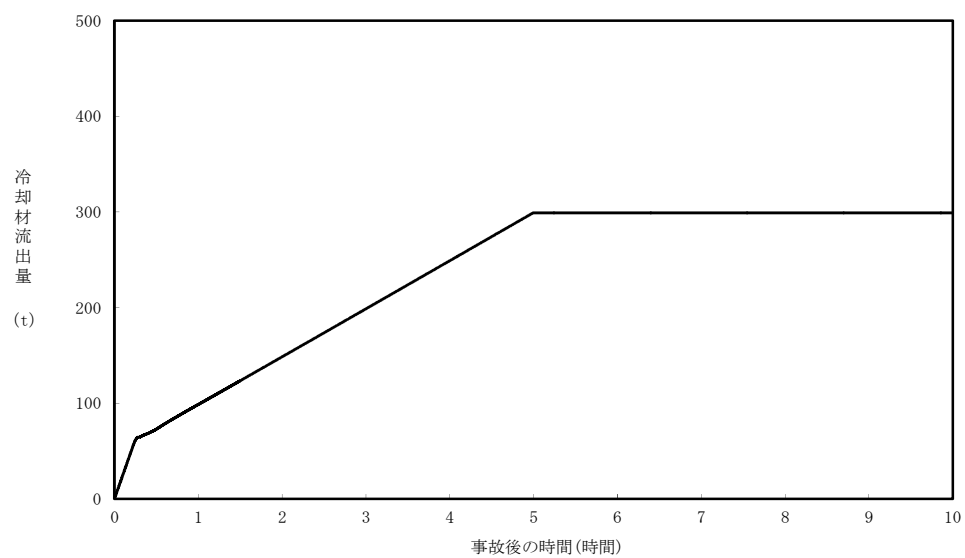
2. 評価結果

原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別第 10－1 図に、原子炉建屋内の雰
囲気温度（西側区画）、雰囲気温度（東側区画）、湿度（西側区画）、湿度
（東側区画）、圧力（西側区画）及び圧力（東側区画）の推移を別第 10－2
図から別第 10－7 図に示す。

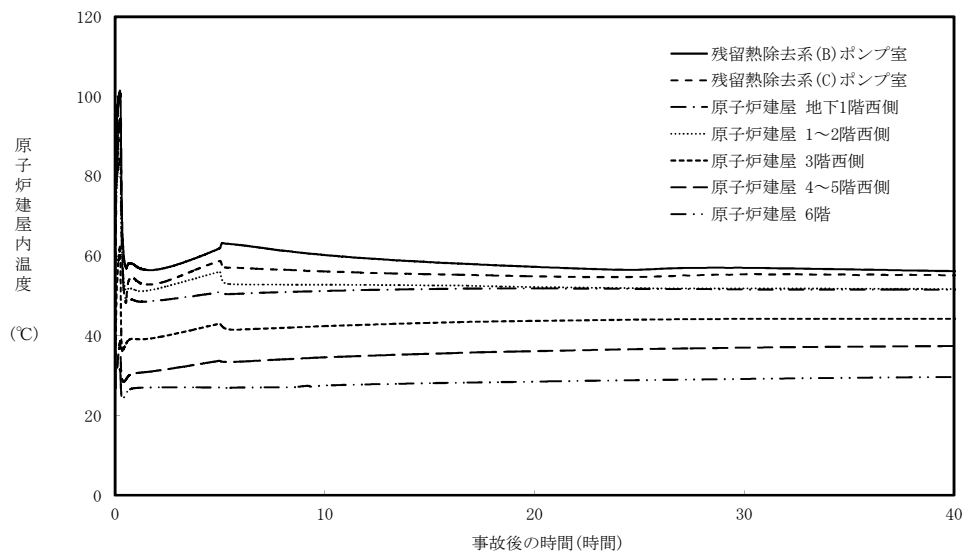
別第 10－1 図に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している
事象発生 5 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 300t である。また、別
第 10－2 図及び別第 10－3 図に示すとおり、原子炉減圧操作後に建屋内環境
が静定する事象発生 2 時間から 5 時間までのアクセスルート及び操作場所の
雰囲気温度の最大値は 44℃である。ブローアウトパネルに期待する場合と期
待しない場合の比較を別第 10－1 表に示す。

別第 10－1 表 ブローアウトパネルに期待する場合と期待しない場合の評価結
果の比較

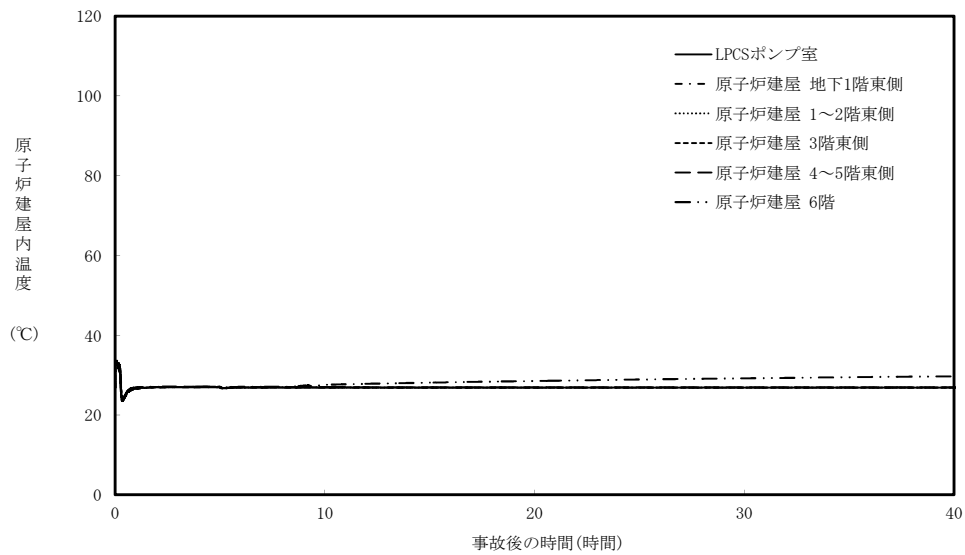
項 目	期待する場合	期待しない場合
原子炉冷却材の漏えい量	300t	300t
事象発生 2 時間から 5 時間 までのアクセスルート及び 操作場所の雰囲気温度の最 大値	41℃	44℃



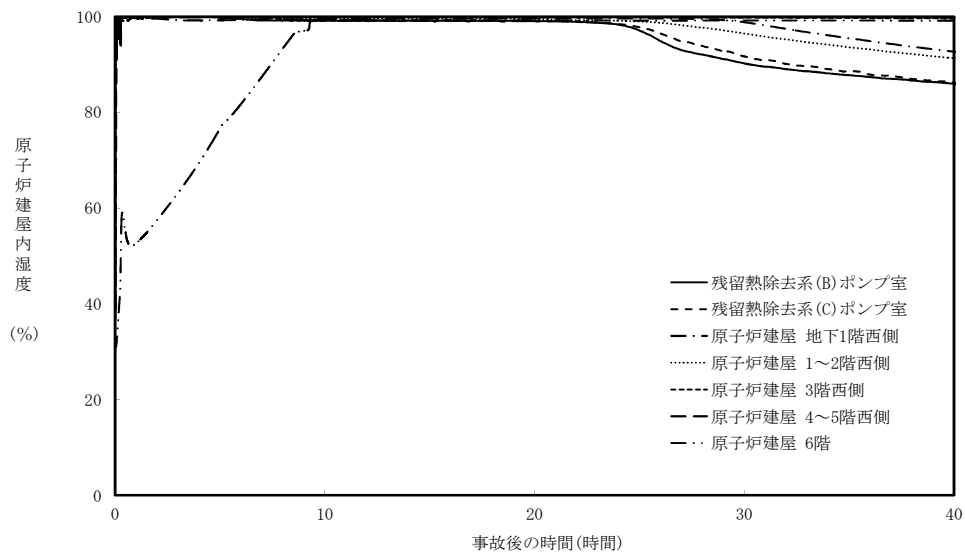
別第 10－1 図 原子炉冷却材の積算漏えい量の推移



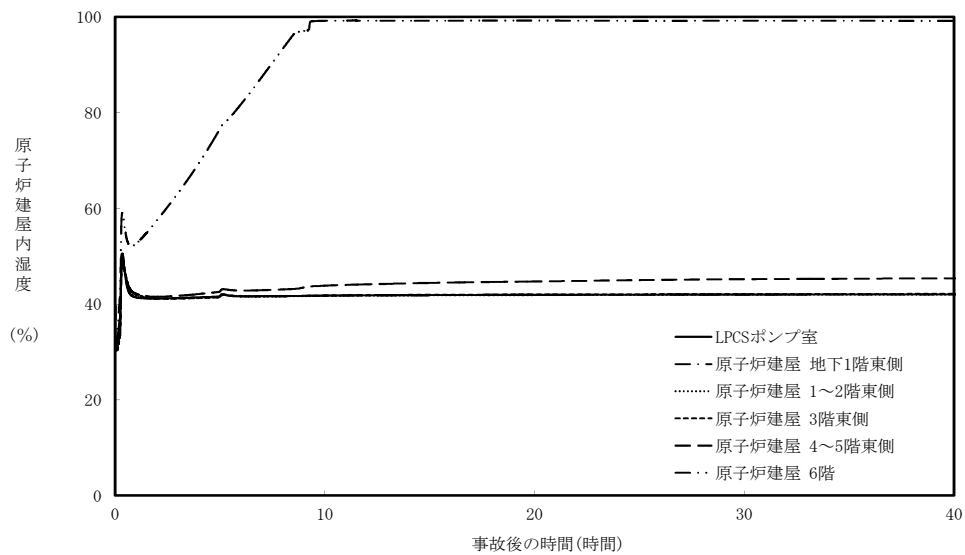
別第 10－2 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（西側区画）



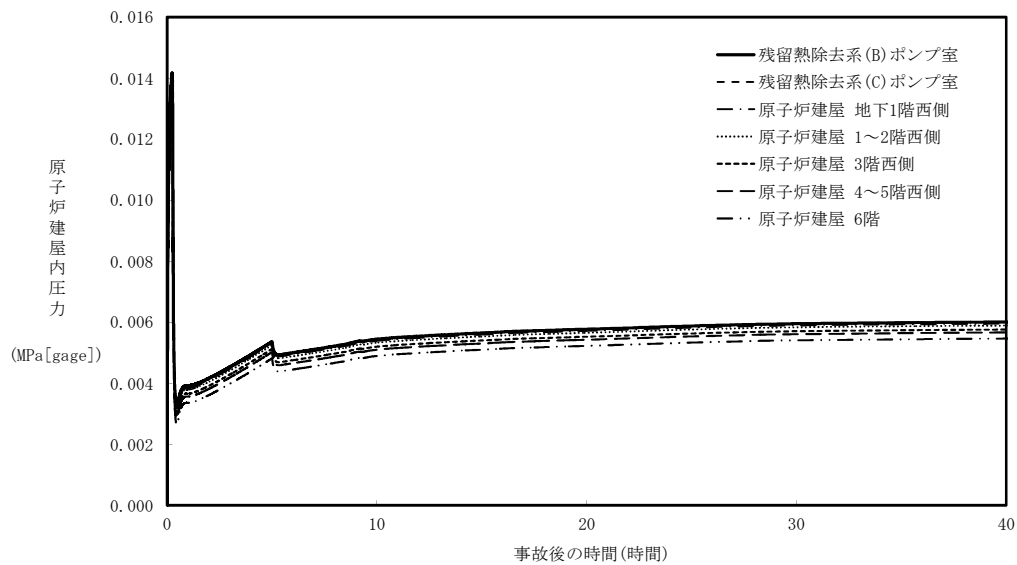
別第 10－3 図 原子炉建屋内の雰囲気温度の推移（東側区画）



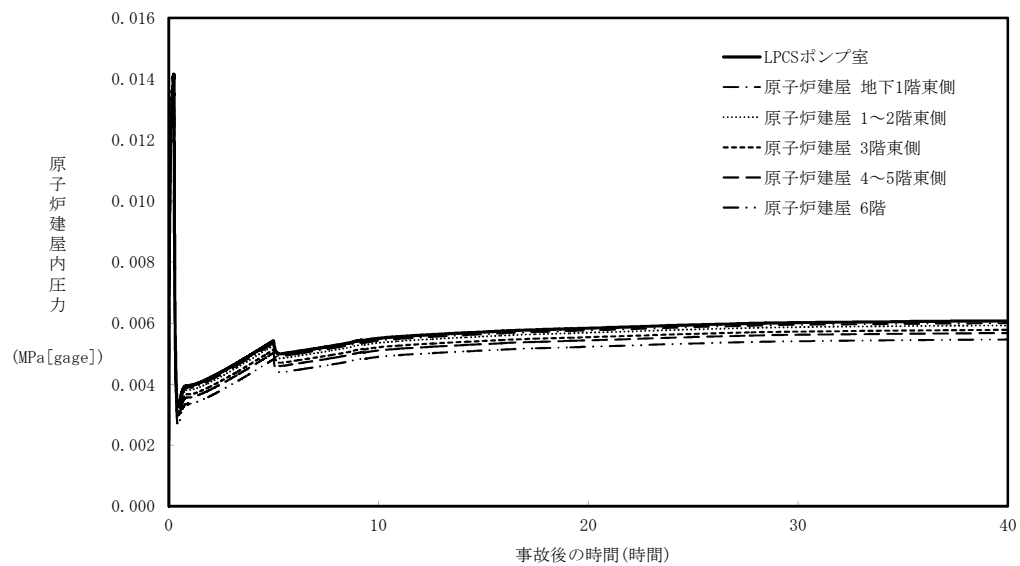
別第 10－4 図 原子炉建屋内の湿度の推移（西側区画）



別第 10－5 図 原子炉建屋内の湿度の推移（東側区画）



別第 10－6 図 原子炉建屋内の圧力の推移（西側区画）



別第 10－7 図 原子炉建屋内の圧力の推移（東側区画）

I S L O C A 発生時の原子炉建屋原子炉棟内線量率評価
及び非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価

1. 原子炉建屋内線量率について

(1) 評価の想定

破断口から原子炉建屋原子炉棟に漏えいした原子炉冷却材中の放射性物質のうち気相に移行す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原子炉棟から環境への漏えいは考慮せずに原子炉建屋原子炉棟内に均一に分布するものとして原子炉建屋原子炉棟内の線量率を評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し、線量評価の条件となる I-131 の追加放出量は、実績データから保守的に設定した。

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の最大値は約 41Ci (約 1.5×10^{12} Bq) [昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査)] であり、評価に使用する I-131 の追加放出量は、実績値を包絡する値として 100Ci (3.7×10^{12} Bq) と設定した。

また、放出される放射性物質には、冷却材中に含まれる放射性物質があるが、追加放出量と比較すると数%程度であり、追加放出量で見込んだ余裕分に含まれるため考慮しないものとする。

原子炉建屋原子炉棟内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具 (自給式呼吸用保護具等) を着用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する。

別第 11-1 表 評価条件（追加放出量）

項 目	評価値	実績値（最大）
I-131 追加放出量 (Bq)	3.7×10^{12}	約 1.5×10^{12} (昭和 62 年 4 月 9 日 (第 8 回施設定期検査))
希ガス及びハロゲン等の 追加放出量 (γ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	2.3×10^{14}	—

(2) 評価の方法

原子炉建屋原子炉棟内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。サブマージョンモデルの概要を別第 11-1 図に示す。

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

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} : 原子炉建屋原子炉棟内放射性物質質量

(Bq : γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V_{R/B}$: 原子炉建屋原子炉棟空間体積 (85,000m³)

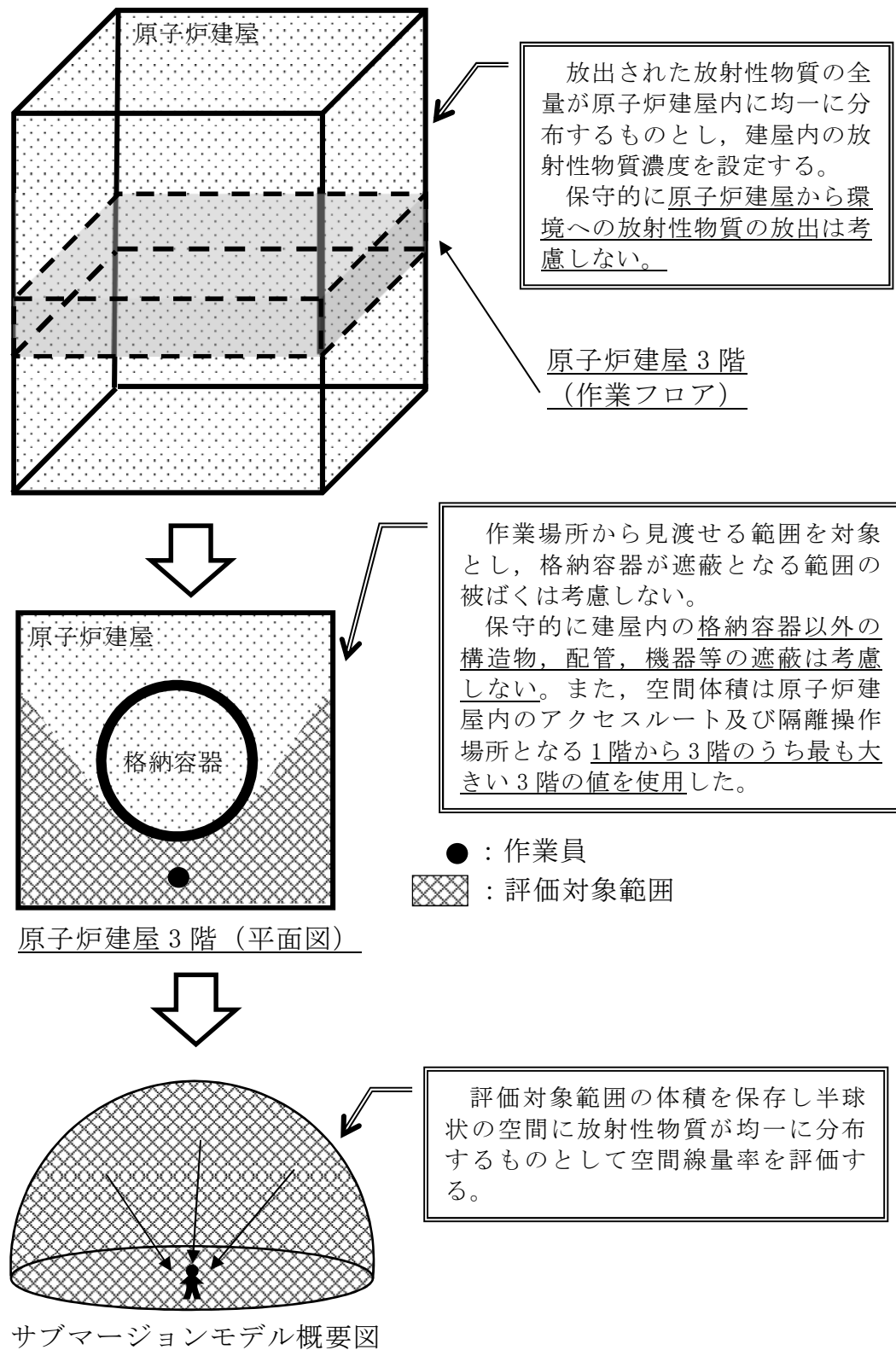
E_{γ} : γ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

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

R : 評価対象エリア（原子炉建屋原子炉棟地上 3 階）の空間体積と等価な半球の半径 (m)

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

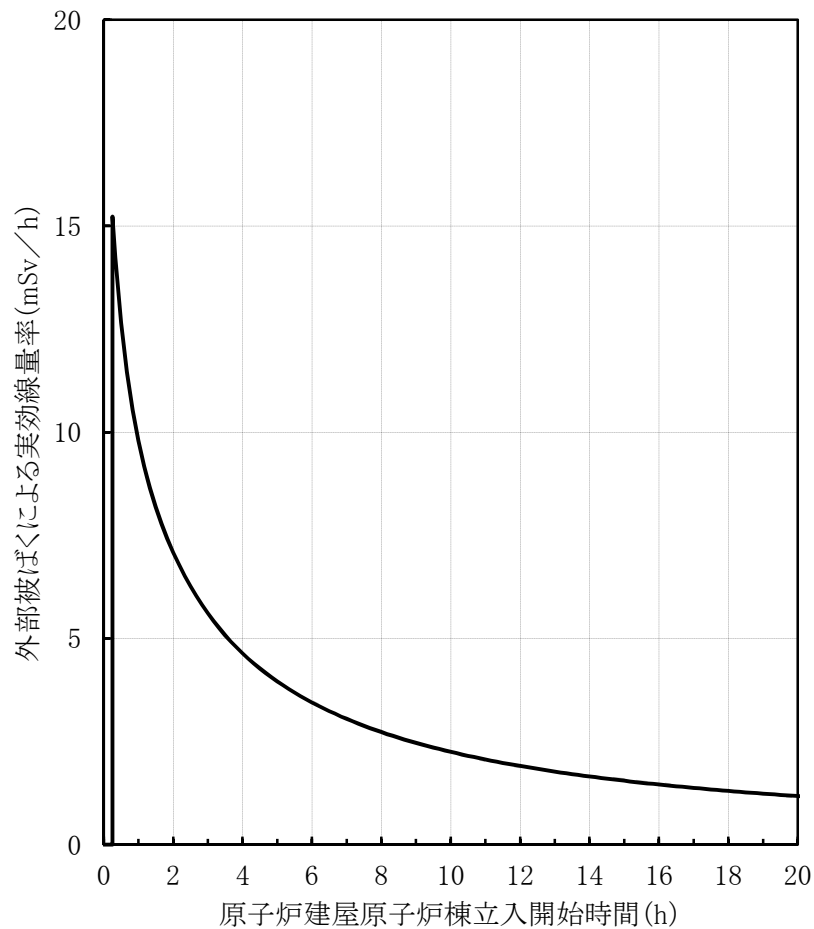
V_{OF} : 評価対象エリア（原子炉建屋原子炉棟地上 3 階）の体積
(5,000m³)



別第 11-1 図 サブマージョンモデルの概要

(3) 評価の結果

評価結果を別第 11-2 図に示す。線量率の最大は約 15.2mSv/h 程度であり，時間減衰によって低下するため，線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく，期待している機器の機能は維持される。



別第 11-2 図 原子炉建屋原子炉棟立入開始時間と線量率の関係

なお，事故時には原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが，これらの事故時においては原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため，中央制御室内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。

別第 11-2 表 I S L O C A 時の放出量

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	5.4	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	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.040	5.82E-02	0.020	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	0.250	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 合計	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14

2. 非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価について

(1) 評価想定

非居住区域境界及び敷地境界の実効線量評価では、I S L O C Aにより原子炉建屋原子炉棟内に放出された核分裂生成物が大気中に放出されることを想定し、非居住区域境界及び敷地境界の実効線量を評価した。評価条件は別第 11-1 表から別第 11-5 表に従うものとする。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉建屋原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる分が建屋内の気相部へ移行するものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相へ移行する割合は、運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉建屋原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした。（別第 11-3 図及び別第 11-4 図参照）

その結果、放出量は別第 11-4 表に示すとおりとなった。

(2) 評価結果

非居住区域境界及び敷地境界における実効線量はそれぞれ約 1.2×10^{-1} mSv、約 3.3×10^{-1} mSv となり、「L O C A時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量（非居住区域境界：約 6.2×10^{-1} mSv、敷地境界：約 6.2×10^{-1} mSv）及び事故時線量限度の 5mSv を下回った。

なお，評価上は考慮していないものの，原子炉建屋原子炉棟に放出された放射性物質は外部に放出されるまでの建屋内壁への沈着による放出量の低減に期待できること及び冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量に応じた濃度を用いているが，実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できることにより，さらに実効線量が低くなると考えられる。

別第 11－3 表 放出評価条件

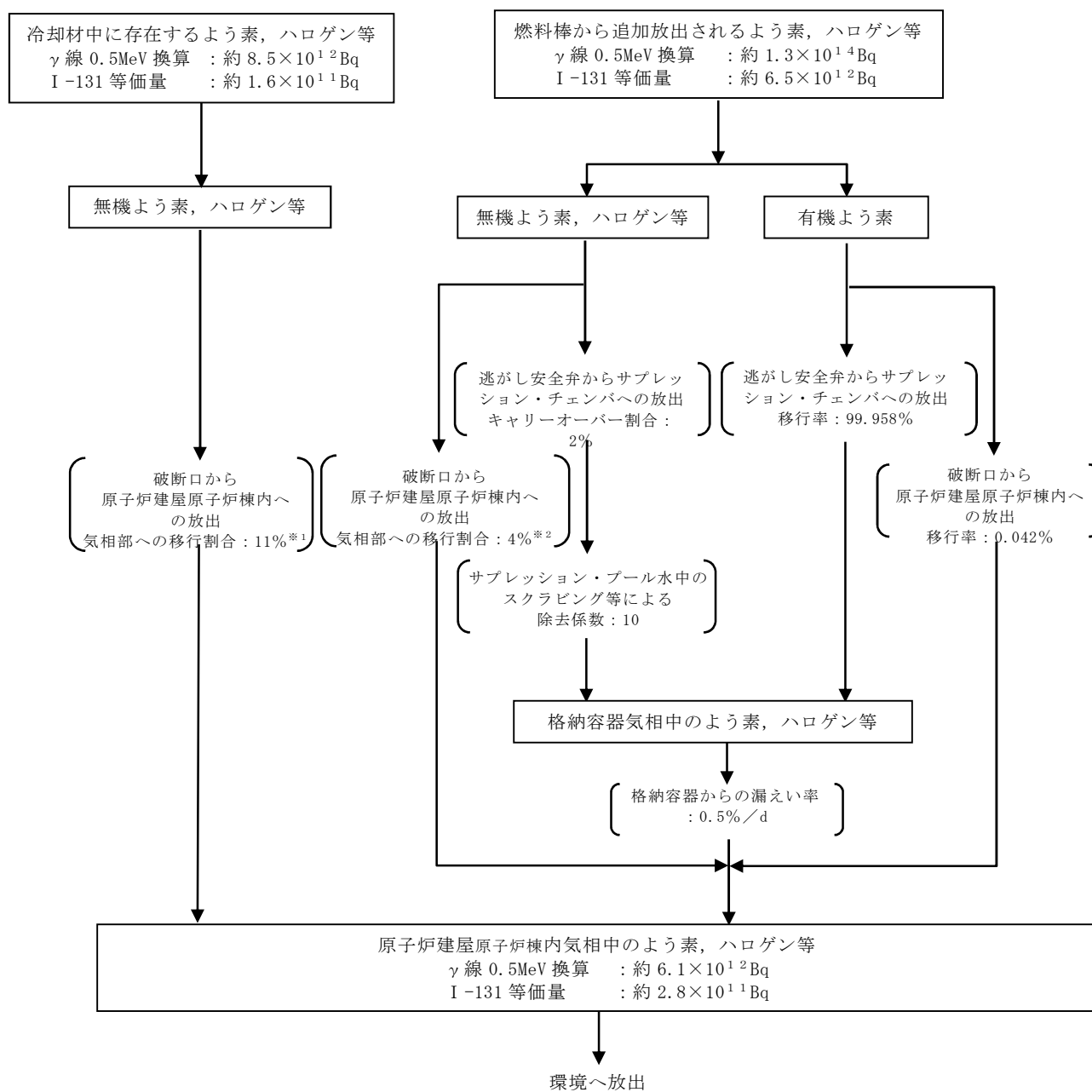
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数（日）	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量（I－131）(Bq)	3.7×10^{12}	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度（I－131）(Bq/g)	1.5×10^2	I-131 の追加放出量に基づく全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。 （運転実績の最大の I-131 の冷却材中濃度 (5.6×10^{-1} Bq/g) を十分に包絡する値である。）
燃料から追加放出されるよう素の割合（％）	無機よう素：96 有機よう素：4	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率（％）	無機よう素， ハロゲン等：100 有機よう素： 99.958	無機よう素，ハロゲン等については保守的に全量が逃がし安全弁からサプレッション・チェンバ及び破断口から原子炉建屋原子炉棟のそれぞれに移行するものとするものとして設定 有機よう素については S A F E R 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
破断口から原子炉建屋原子炉棟への移行率（％）	無機よう素， ハロゲン等：100 有機よう素：0.042	
サプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	10	Standard Review Plan6.5.5 に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
冷却材から気相への放出割合（冷却材中の放射性物質）（％）	11	原子炉冷却材量に対する原子炉建屋原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合（追加放出される放射性物質）（％）	4	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ、原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率（％/d）	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定

別第 11－4 表 放出量

核 種	放出量（Bq）
希ガス＋ハロゲン等 （ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）	9.5×10^{12}
よう素 （I－131 等価量（小児実効線量係数換算））	2.8×10^{11}

別第 11-5 表 大気拡散条件(地上放出)

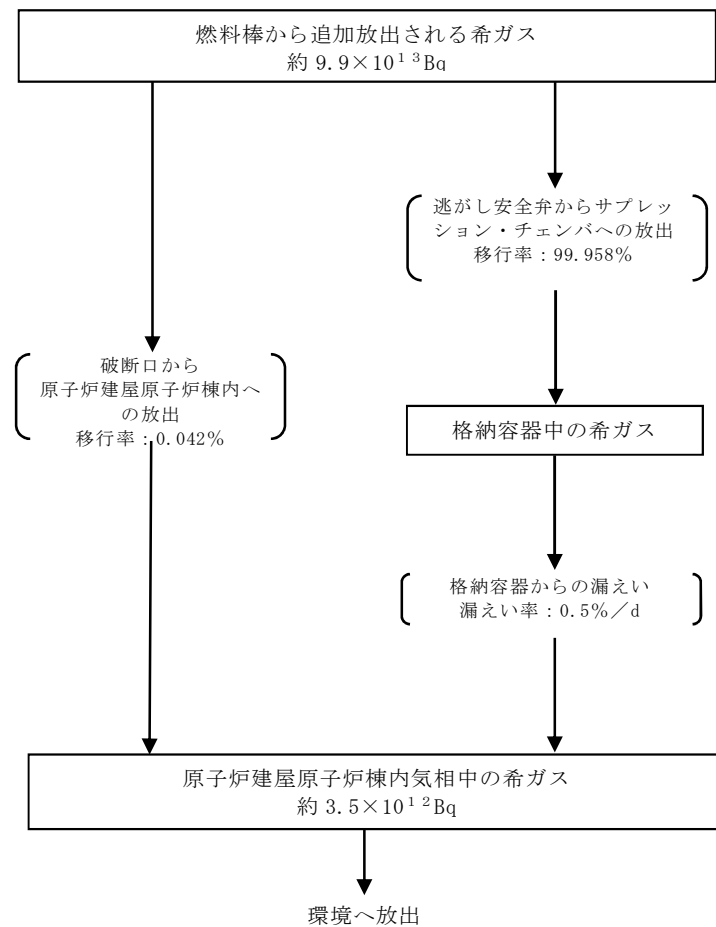
核 種	放出量 (Bq)
相対濃度 (χ / Q) (s/m ³)	非居住区域境界 : 2.9×10^{-5} 敷地境界 : 8.2×10^{-5}
相対線量 (D / Q) (Gy/Bq)	非居住区域境界 : 4.0×10^{-19} 敷地境界 : 9.9×10^{-19}



※1 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。

※2 燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、急速減圧するまではその低下割合に応じた量の放射性物質が冷却材中に放出されるものとし、急速減圧以降はギャップ内の残りの放射性物質が全て冷却材中に放出されるものとして、冷却材中の放射性物質の濃度を決定し、その冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発量の割合として算定。

別第 11-3 図 よう素，ハロゲン等の環境への放出過程



別第 11-4 図 希ガスの環境への放出過程

(ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

I-131 追加放出量の測定結果について

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の測定値は以下のとおり。

中間停止	(昭和 54 年 6 月 2 日)	0.0Ci
第 1 回定検	(昭和 54 年 9 月 7 日)	0.0Ci
中間停止	(昭和 55 年 4 月 29 日)	0.0Ci
第 2 回定検	(昭和 55 年 9 月 6 日)	0.0Ci
中間停止	(昭和 56 年 6 月 16 日)	0.0Ci
第 3 回定検	(昭和 56 年 9 月 12 日)	0.01Ci
第 4 回定検	(昭和 57 年 6 月 11 日)	0.01Ci
中間停止	(昭和 58 年 1 月 31 日)	0.01Ci
第 5 回定検	(昭和 58 年 9 月 17 日)	0.01Ci
第 6 回定検	(昭和 59 年 12 月 12 日)	0.01Ci
中間停止	(昭和 60 年 8 月 1 日)	0.01Ci
第 7 回定検	(昭和 61 年 1 月 20 日)	0.01Ci
第 8 回定検	(昭和 62 年 4 月 9 日)	40.9Ci
第 9 回定検	(昭和 63 年 8 月 1 日)	0.01Ci
第 10 回定検	(平成元年 11 月 30 日)	$4.5 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 2 年 11 月 29 日)	$4.7 \times 10^8 \text{Bq}$
第 11 回定検	(平成 3 年 4 月 20 日)	$4.4 \times 10^8 \text{Bq}$
第 12 回定検	(平成 4 年 9 月 6 日)	$1.9 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 5 年 4 月 4 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
第 13 回定検	(平成 6 年 2 月 19 日)	$1.6 \times 10^8 \text{Bq}$
第 14 回定検	(平成 7 年 4 月 14 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 8 年 8 月 10 日)	$9.8 \times 10^7 \text{Bq}$
第 15 回定検	(平成 8 年 9 月 10 日)	$1.5 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 9 年 7 月 12 日)	$1.5 \times 10^8 \text{Bq}$
第 16 回定検	(平成 10 年 1 月 8 日)	$1.6 \times 10^8 \text{Bq}$
第 17 回定検	(平成 11 年 4 月 4 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 12 年 12 月 26 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
第 18 回定検	(平成 13 年 3 月 26 日)	$1.7 \times 10^8 \text{Bq}$
第 19 回定検	(平成 14 年 9 月 15 日)	$1.5 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 15 年 3 月 20 日)	$8.9 \times 10^7 \text{Bq}$
第 20 回定検	(平成 16 年 2 月 2 日)	$1.3 \times 10^8 \text{Bq}$
第 21 回定検	(平成 17 年 4 月 24 日)	$1.5 \times 10^8 \text{Bq}$
第 22 回定検	(平成 18 年 11 月 20 日)	$8.9 \times 10^7 \text{Bq}$
	(平成 19 年 3 月 17 日)	$1.1 \times 10^8 \text{Bq}$
第 23 回定検	(平成 20 年 3 月 19 日)	$1.2 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 21 年 7 月 21 日)	$1.2 \times 10^8 \text{Bq}$
第 24 回定検	(平成 21 年 9 月 9 日)	$1.2 \times 10^8 \text{Bq}$
中間停止	(平成 22 年 6 月 28 日)	$9.7 \times 10^7 \text{Bq}$
第 25 回定検	—	

(※1Ci=3.7×10¹⁰Bq)

インターフェイスシステム L O C A 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 L O C A 発生時の判断方法について

第1表にインターフェイスシステム L O C A と原子炉格納容器内での L O C A 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 L O C A と原子炉格納容器内での L O C A 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 L O C A と判別することができる。

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

	各パラメータ	I S L O C A	原子炉格納容器内での L O C A
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※
原子炉格納容器内パラメータ	格納容器内圧力	変化なし	上昇
	ドライウェル雰囲気温度	変化なし	上昇
	格納容器ドレン流量	変化なし	上昇
原子炉格納容器外パラメータ	残留熱除去系系統圧力等	上昇	変化なし
	原子炉建屋床ドレンサンプポンプ等運転頻度	増加※	変化なし
	原子炉建屋内空間線量率	上昇	変化なし

※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 L O C A の認知について

インターフェイスシステム L O C A は、低圧設計部分と高圧設計部分を隔離する弁の誤開放等により発生する事故である。低圧設計部分に原子炉圧力が負荷された場合、系統の異常過圧を知らせる警報（RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI／LO 等）が発報する。非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系の吐出圧力上昇、原子炉水位のパラメータ変化、原子炉建屋原子炉棟内の温度上昇若しくはエリア放射線モニタの指示値上昇等漏えいが予測されるパラメータの変化、又は漏えい関連警報の発生によりインターフェイスシステム L O C A 発生を判断する。これらのパラメータ以外にも原子炉圧力、格納容器内圧力、格納容器内温度、主蒸気流量、給水流量等が設置されており、インターフェイスシステム L O C A 発生時に変化する可能性があるパラメータとして総合的に確認し、インターフェイスシステム L O C A の発生を容易に認知することができる。また、第 2 表にインターフェイスシステム L O C A 発生時に変化する可能性があるパラメータ等とその挙動について示す。

インターフェイスシステム L O C A の発生を確認した場合、中央制御室からの遠隔隔離操作を試みる。仮に中央制御室からの遠隔隔離ができない場合は、現場手動操作により弁を閉止することで漏えい系統を隔離する。

第2表 インターフェイスシステムLOCA発生時に変化するパラメータ等

パラメータ等	インターフェイスシステムLOCA発生時の変化
警報「RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LO」等(HI側)	残留熱除去系ポンプ出口圧力が約2.75MPa [gage]まで上昇したことを検知し発報する。(通常時約0.49MPa [gage])
警報「RHR Hx AREA FLOODING」等	機器及び配管からの床面への漏えいを検知し発報する。
警報「LDS RHR EQUIP ROOMS AMBIENT TEMP HIGH」等	各室内で漏えいが発生した場合において、室温が上昇したことを検知し発報する。
火災警報	蒸気の影響により漏えい発生場所近傍の煙感知器が作動した場合、火災警報が発報する。また、建屋内が75℃以上の高温となった場合には熱感知器が作動し、火災警報が発報する。
原子炉建屋空間線量率	漏えい発生場所近傍のエリア放射線モニタ指示値が上昇する。
原子炉建屋ダストモニタ	漏えい発生場所近傍のダスト(蒸気漏えい)発生によりモニタ指示値が上昇する。
警報「R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH」 「R/B FD SUMP LEVEL HI-HI」等	漏えい水のサンプへの流入によりサンプポンプ運転頻度が増加又は連続運転となる。また、サンプ液位が通常運転液位を超えたことを検知し警報が発報する。
警報「R/B ED SUMP TEMP HIGH」	漏えい水のサンプへの流入によりサンプ内の温度が上昇したことを検知し発報する。

発電用原子炉の減圧操作について

1. 炉心損傷前の発電用原子炉の減圧操作

(1) 発電用原子炉の手動減圧操作

炉心損傷前の発電用原子炉の手動減圧操作には、原子炉圧力容器への熱応力の影響を考慮し、原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下を監視しながら実施する「通常の減圧」と、事故時において逃がし安全弁 7 個を開放することにより発電用原子炉を急速に減圧する「急速減圧」がある。

各減圧操作は、低圧で原子炉注水が可能な手段を確保した上で、以下のとおり判断して実施する。

a. 通常の減圧操作

通常の減圧操作は、プラント通常起動／停止時及び事故対応中で急速減圧操作の条件が成立していない場合において適用する。

本操作は、主復水器が使用できる場合には、タービンバイパス弁を用いて原子炉発生蒸気を主復水器へ、主復水器が使用できない場合には、逃がし安全弁を間欠で用いてサプレッション・プールへ導くことで発電用原子炉の減圧を行う。

b. 急速減圧操作

急速減圧操作は、事故対応中において以下のような場合に、逃がし安全弁 7 個を開放することにより実施する。

① 高圧注水機能喪失等により原子炉水位が低下し、低圧注水機能により

原子炉注水を速やかに行う場合

- ② 高圧注水機能により原子炉水位が緩やかに上昇しているが、炉心露出（原子炉水位が燃料有効長頂部以下）の時間が最長許容炉心露出時間を上回った場合
- ③ 原子炉水位不明が発生し、低圧の注水機能により原子炉圧力容器を満水にする場合
- ④ インターフェイスシステム L O C A が発生し、中央制御室からの遠隔隔離に失敗した場合

また、以下の場合で減圧操作に時間余裕がある場合は、減圧による原子炉格納容器への熱負荷に留意し、格納容器圧力及び温度を監視しながら逃がし安全弁 7 個を順次開放するが、原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下は適用されない。

- ⑤ サプレッション・プール熱容量制限に到達した場合
- ⑥ 格納容器圧力を約 245kPa [gage] (0.8Pd) 以下に維持できない場合
- ⑦ ドライウェル温度が 171°C に到達した場合
- ⑧ サプレッション・プール水位が通常水位 $+6.0\text{m}$ に近接した場合又は通常水位 -50 cm 以下となった場合

本操作は、逃がし安全弁（自動減圧機能）「7 個」を手動開放することを第一優先とする。

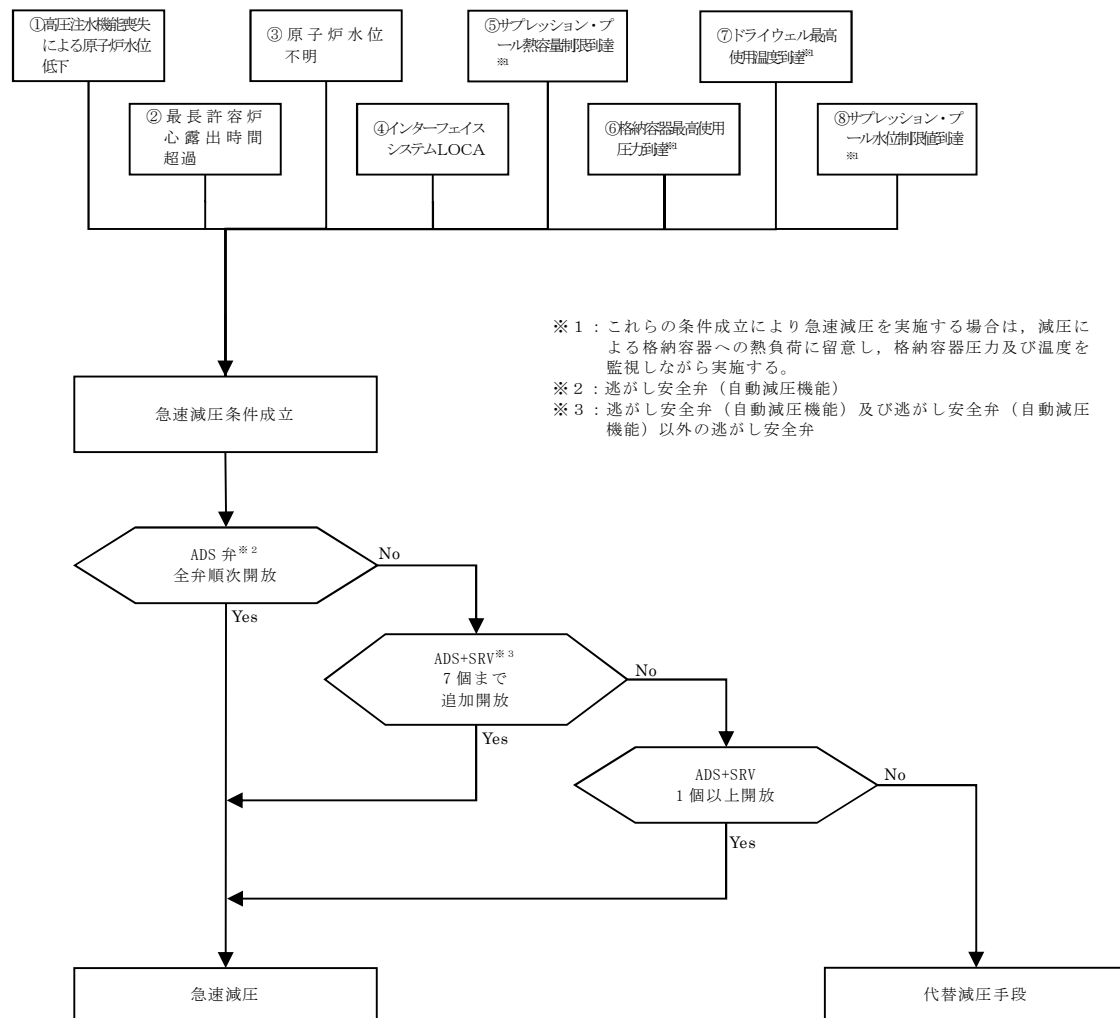
それができない場合は、逃がし安全弁（自動減圧機能）以外の逃がし安全弁を含めたものから使用可能なもの「7 個」を手動開放する。

さらに、それもできない場合は、急速減圧に必要な最小弁数である「1 個」以上を手動開放することにより急速減圧する。逃がし安全弁

（自動減圧機能）以外の逃がし安全弁による減圧ができない場合は，代替の減圧手段を試みる。

なお，急速減圧に必要な最小弁数「1 個」は，残留熱除去系（低圧注水系）1 台による原子炉注水を仮定した場合に燃料被覆管最高温度が 1,200℃以下に抑えられることを条件として設定している。

急速減圧操作の概要は第 1 図のとおり。



第1図 急速減圧操作概要

(2) 発電用原子炉の自動減圧

前項(1)のような運転員による手動操作がない場合でも、事故事象を収束させるための原子炉減圧として、自動減圧系及び過渡時自動減圧回路の2つがある。逃がし安全弁の機能を第1表に整理するとともに、概要を以下に示す。

なお、原子炉停止機能喪失（A T W S）の場合は、発電用原子炉の自動減圧により低温の水が注水されることを防止するため、運転員の判断によ

り自動減圧を阻止するための操作スイッチがある。

a．自動減圧回路（第2図）

非常用炉心冷却系の一部であり，高圧炉心スプレイ系のバックアップ設備として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放し原子炉圧力を速やかに低下させ，低圧注水系の早期注水を促す。

具体的には，「原子炉水位異常低下（レベル1）」及び「ドライウェル圧力高」信号が120秒間継続し，低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が運転中であれば，逃がし安全弁（自動減圧機能）7個が開放する。

b．過渡時自動減圧回路（第2図）

非常用炉心冷却系の自動減圧機能が動作しない場合においても，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。

自動減圧回路の動作信号のうち，ドライウェル圧力高信号が成立しなくても，発電用原子炉の水位が低い状態で一定時間経過した場合は，残留熱除去系（低圧注水系）等の起動を条件に過渡時自動減圧回路は動作する。

具体的には，原子炉水位異常低下（レベル1）信号が10分間継続し，低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が運転中であれば，自動減圧機能付き逃がし安全弁2個が開放する。

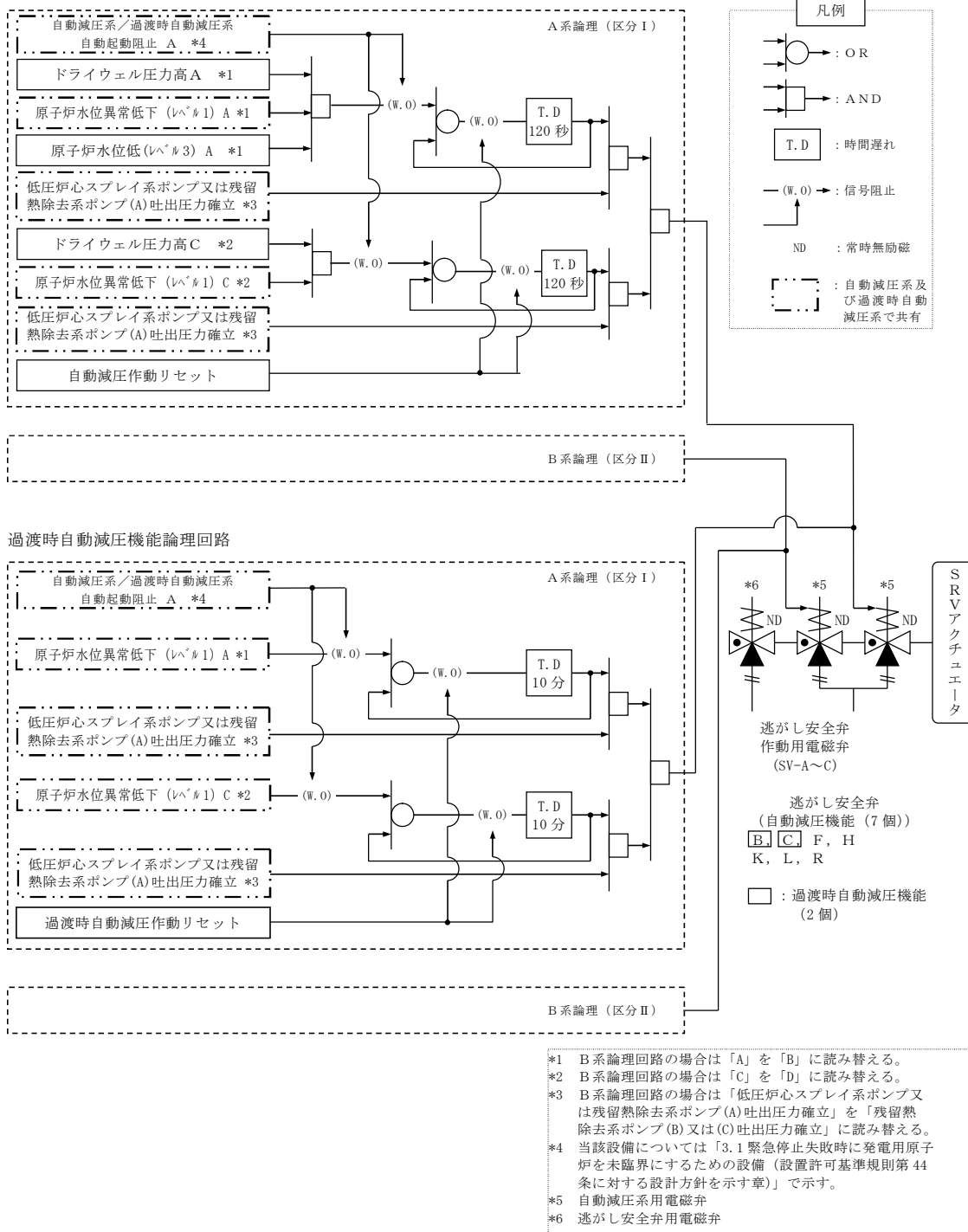
過渡時自動減圧回路は，原子炉水位異常低下（レベル1）に「10分間」の時間遅れを考慮して，炉心損傷に至らない台数を検討した結果，1個を開放すれば炉心損傷の制限値（燃料被覆管1,200℃以下，被覆管酸化割合15%以下）を満足するため，余裕として1個を追加して2個

と設定した。

第 1 表 逃がし安全弁機能一覧

弁番号	機 能			
	逃がし弁機能	安全弁機能	自動減圧回路	過渡時 自動減圧回路
(A) (D) (E) (G) (J) (M) (N) (P) (S) (U) (V)	○	○	—	—
(F) (H) (K) (L) (R)	○	○	○	—
(B) (C)	○	○	○	○

自動減圧機能論理回路



第2図 自動減圧機能論理回路

2. 炉心損傷後の発電用原子炉の減圧操作

原子炉への注水手段がなく原子炉圧力容器の破損に至るおそれがある場合には、原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧を実施する必要がある。この際、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅らせ、原子炉水位計（燃料域）で原子炉水位が「燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置」（以下「BAF+20%」という。）に到達した場合に、逃がし安全弁（自動減圧機能）2個で原子炉の減圧を実施する手順としている。

減圧を実施する水位及び弁の個数については、以下の評価結果を基に決定している。

(1) 原子炉手動減圧のタイミングについて

原子炉への注水手段がない場合の原子炉手動減圧のタイミングを検討するため、原子炉水位が「原子炉水位異常低下（レベル1）」（以下「L1」という。）に到達後10分から50分のそれぞれのタイミングで減圧する場合の解析を実施し、水素の積算発生量を評価した。減圧に用いる逃がし安全弁（自動減圧機能）の弁の個数は、7個（逃がし安全弁（自動減圧機能）全て）、2個及び1個のそれぞれで実施されるものとした。

評価結果を第2表に示すとともに、それぞれの弁の個数で減圧した場合の原子炉水位及び積算水素発生量の推移を、第3図から第8図に示す。これらの評価結果から、水素の積算発生量については、おおむねL1到達後35分から50分の間で大きな差が現れた。

この評価結果から、酸化反応（ジルコニウム-水反応）が活発になる前の、L1到達後35分までに減圧を実施することが望ましいと判断した。

(2) 原子炉手動減圧に用いる弁の個数について

第2表より、(1)で判断した原子炉手動減圧を実施するタイミング（L 1 到達後35分）近辺の減圧タイミングに着目すると、逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の場合の水素発生量が大きくなっている。また、減圧時の炉内蒸気流量の観点では、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の場合よりも逃がし安全弁（自動減圧機能）2個の方が、炉内蒸気流量が小さいことから、被覆管に対する負荷が小さいものとする。

減圧完了までの時間については、第3図、第5図及び第7図のとおり、弁の個数が少ないほど長くなるが、いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの時間に対しては十分な余裕があるため、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心落下量など、原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。

以上から、原子炉手動減圧の際に開放する弁の個数は逃がし安全弁（自動減圧機能）2個とした。

(3) 原子炉手動減圧を実施する原子炉水位について

上記評価結果より、原子炉手動減圧をL 1 到達後35分以降に実施する場合に水素の積算発生量に顕著な増加が見られること、また、減圧をL 1 到達後10分から35分の間で実施する場合には水素の積算発生量に有意な傾向が確認されないことを踏まえ、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する観点から、減圧はL 1 到達後35分で実施するものとし、判断基準としてはこのタイミングに相当する原子炉水位を用いることとした。

第5図より、L 1 到達後35分での原子炉水位はBAF + 20%程度であることから、これを原子炉手動減圧実施の水位とした。

なお、海外における同様の判断基準を調査した結果、米国の緊急時操作ガイドライン（EPG）^[1]の例では、不測事態の蒸気冷却の手順において、原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧の判断基準をBAF + 70%程

度としていることを確認した。これは、B A F + 70%程度よりも原子炉水位が高い状況では、注水がなくかつ原子炉減圧していない状態でも、冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。当社の判断基準は、米国の例との差異はあるものの、上述の評価結果を踏まえ蒸気冷却効果、水素発生量及び被覆管に対する負荷の観点から定めているものであり、妥当であると考える。

(4) 原子炉水位の確認手段について

原子炉水位は、原子炉水位計（燃料域）によって確認する。原子炉水位がB A F + 20%に到達する時点（事象発生から約 38 分後）では、原子炉圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが、ドライウェル内の気相部温度は 80℃程度であることから、原子炉水位計の凝縮槽内の水位は維持され、原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。

また、仮に水位不明となった場合は炉心損傷を判断した時点で急速減圧を実施する手順となっており、同等の対応となることから、運転員の対応に影響はない。

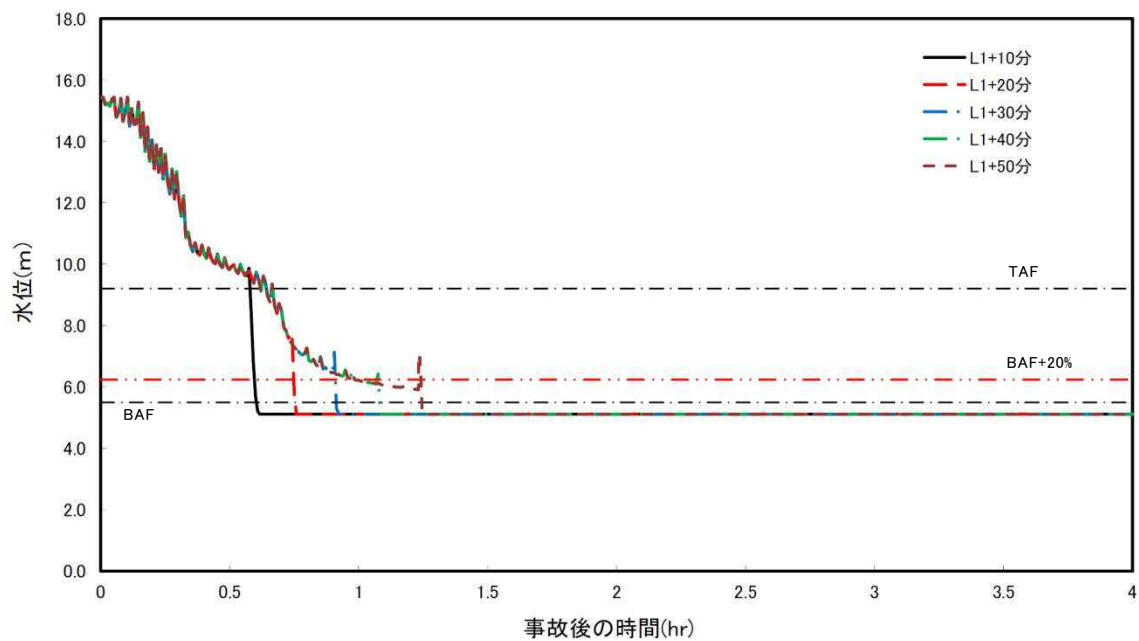
- [1] “ABWR Design Control Document [Tier2, Chapter18, Human Factors Engineering]” , GE Nuclear Energy, Mar.1997.

第 2 表 原子炉手動減圧に関する解析結果

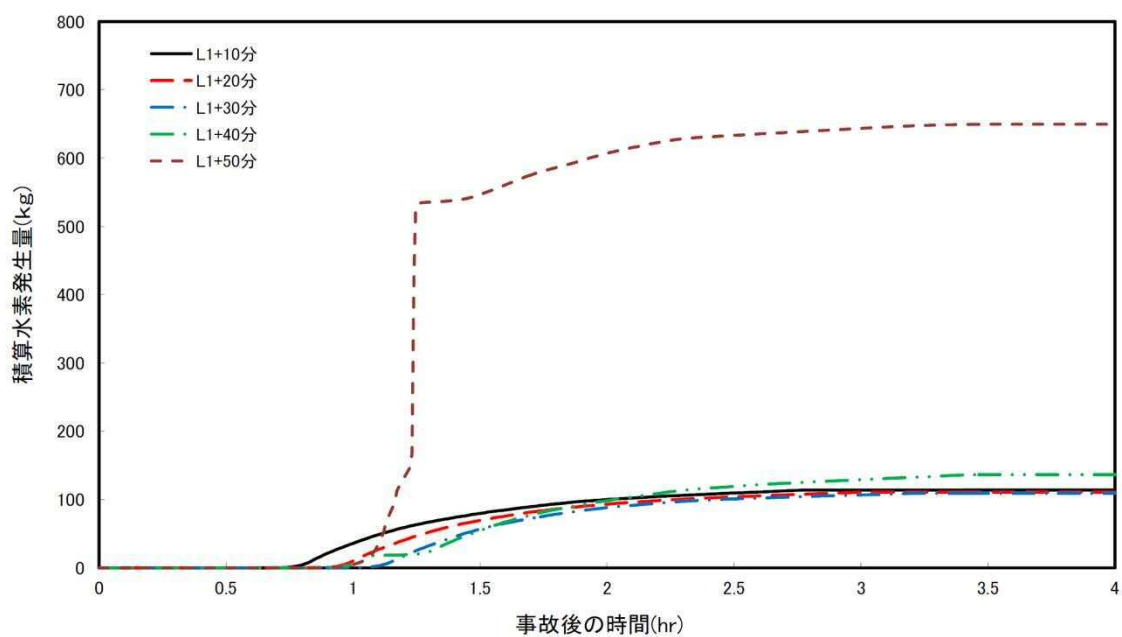
減圧弁数	L1 到達後の 時間遅れ[分]	水素発生量 [kg]	被覆管への 荷重*
逃がし安全 弁（自動減 圧機能 7 個	10	114	87
	20	111	78
	30	109	163
	40	137	119
	50	650	68
逃がし安全 弁（自動減 圧機能 2 個	10	272	40
	20	253	106
	30	295	92
	35	295	51
	40	578	98
逃がし安全 弁（自動減 圧機能 1 個	10	403	80
	20	405	83
	30	469	63
	40	599	103

*減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]

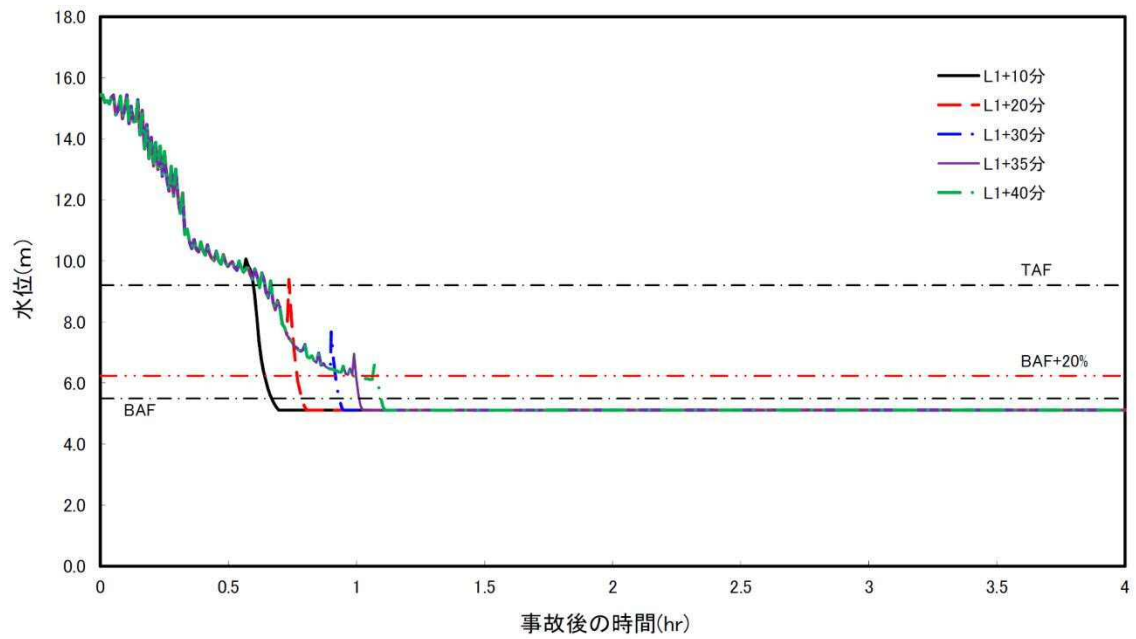
(減圧時に燃料被覆管が受ける荷重としては、燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられ、蒸気流量の増加とともに大きくなると考えられることから、加わる荷重の指標として蒸気流量を参考としている)



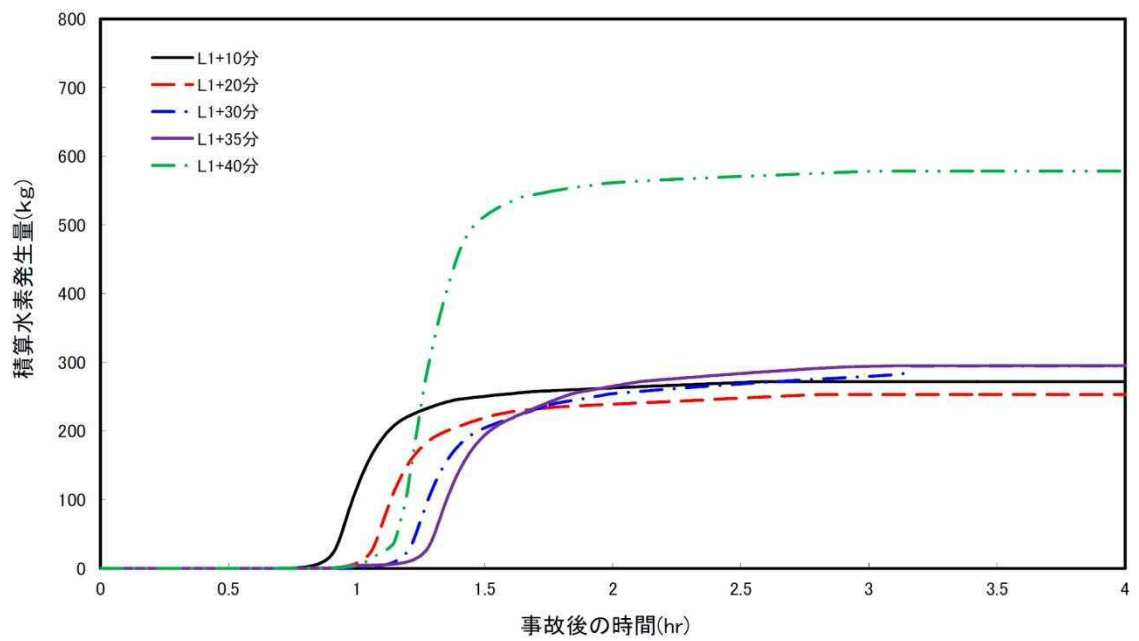
第 3 図 原子炉水位の時間変化（逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個）



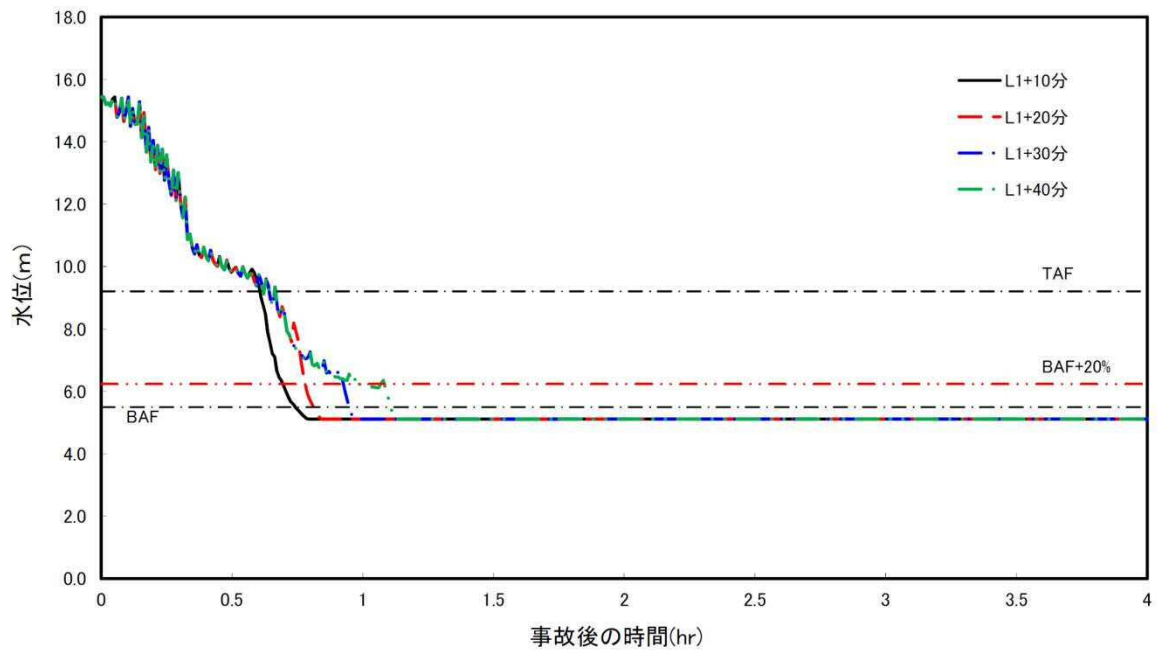
第 4 図 積算水素発生量の時間変化（逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個）



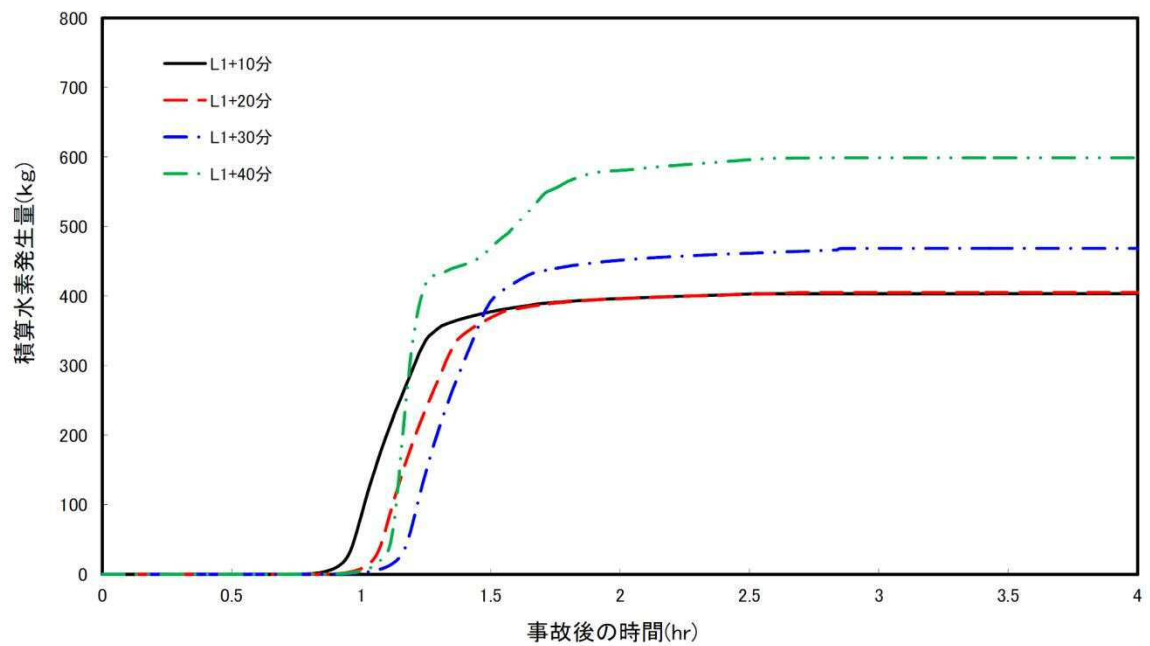
第 5 図 原子炉水位の時間変化（逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個）



第 6 図 積算水素発生量の時間変化（逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個）



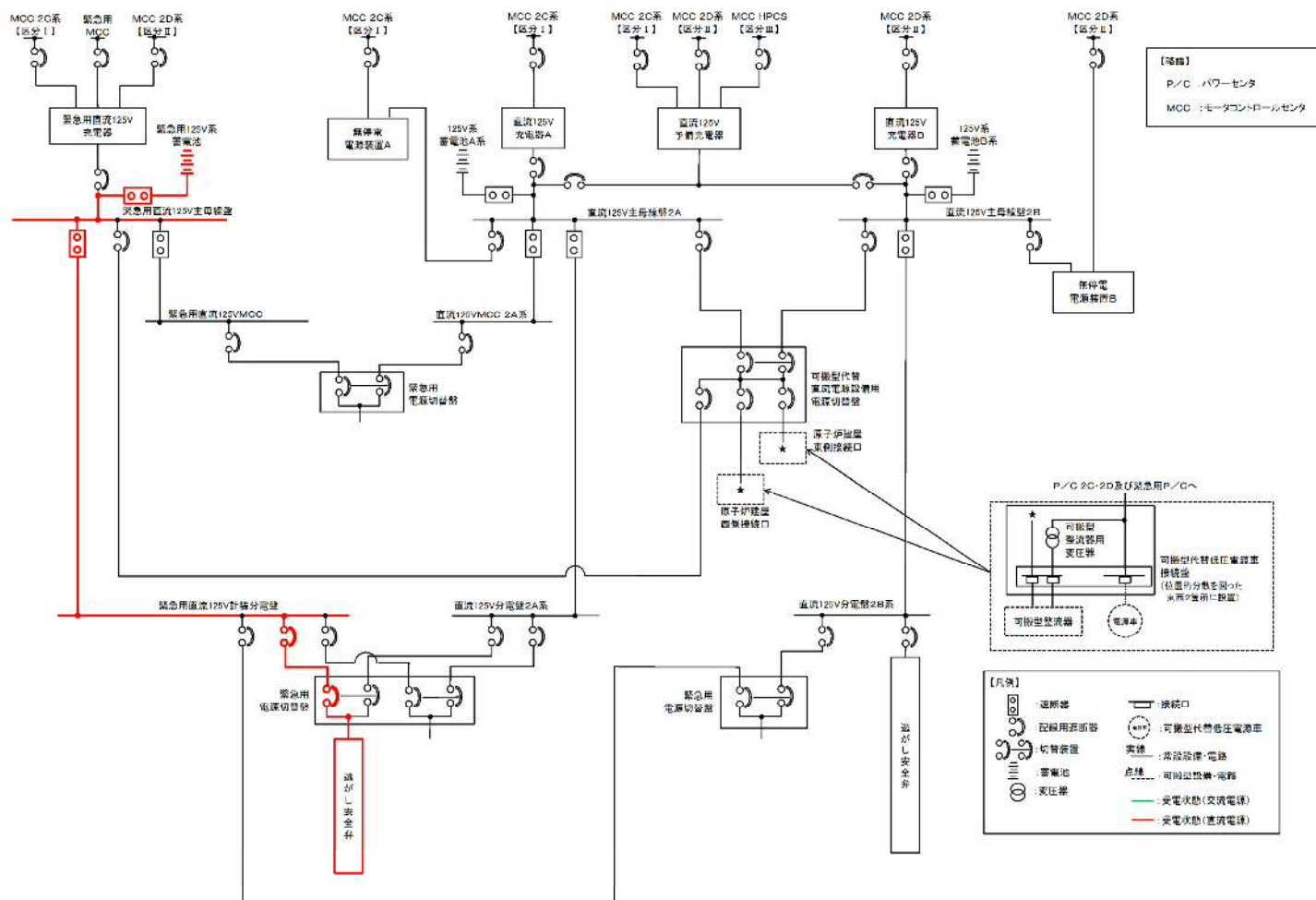
第 7 図 原子炉水位の時間変化（逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個）



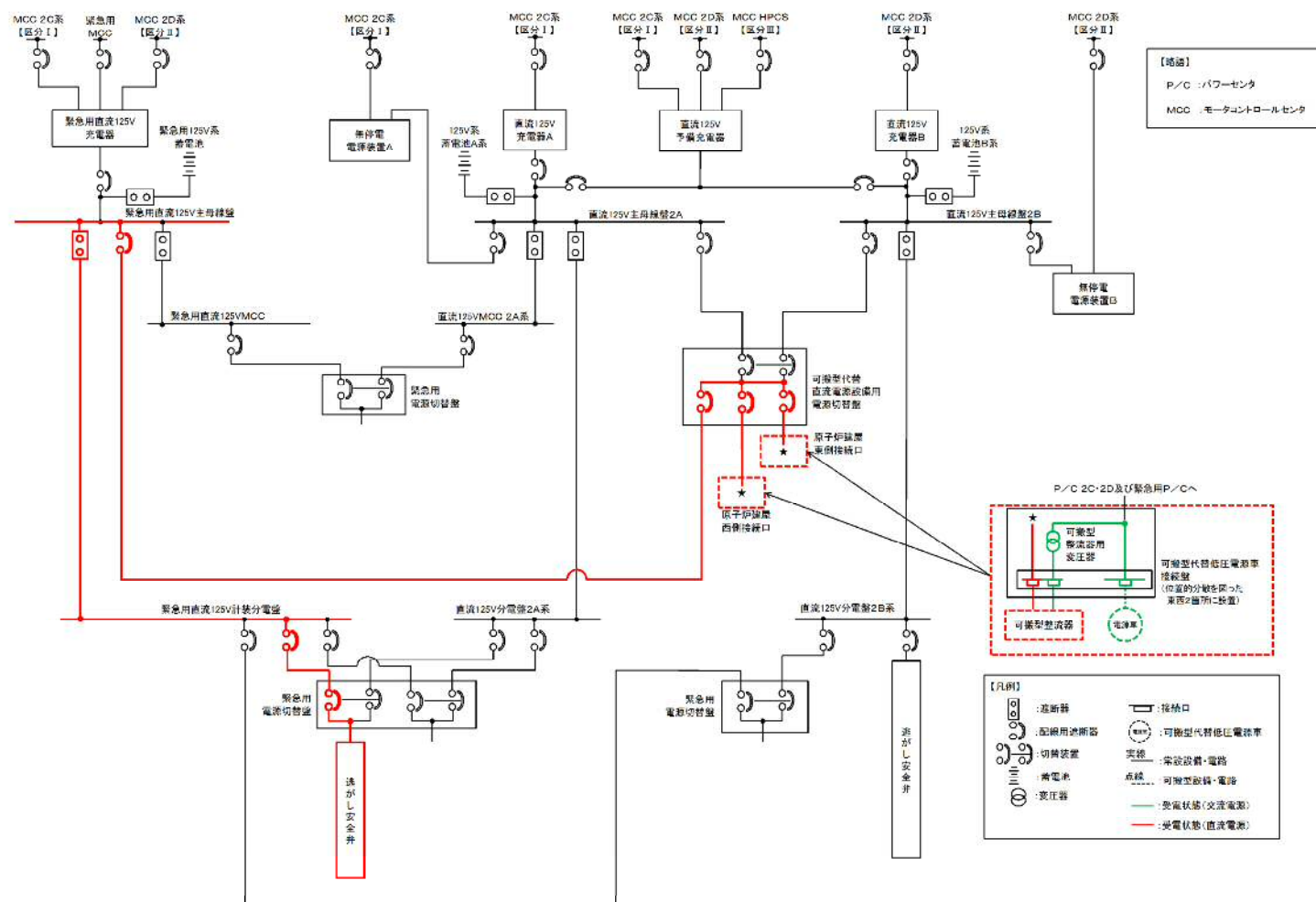
第 8 図 積算水素発生量の時間変化（逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個）

逃がし安全弁の電源受電状態について

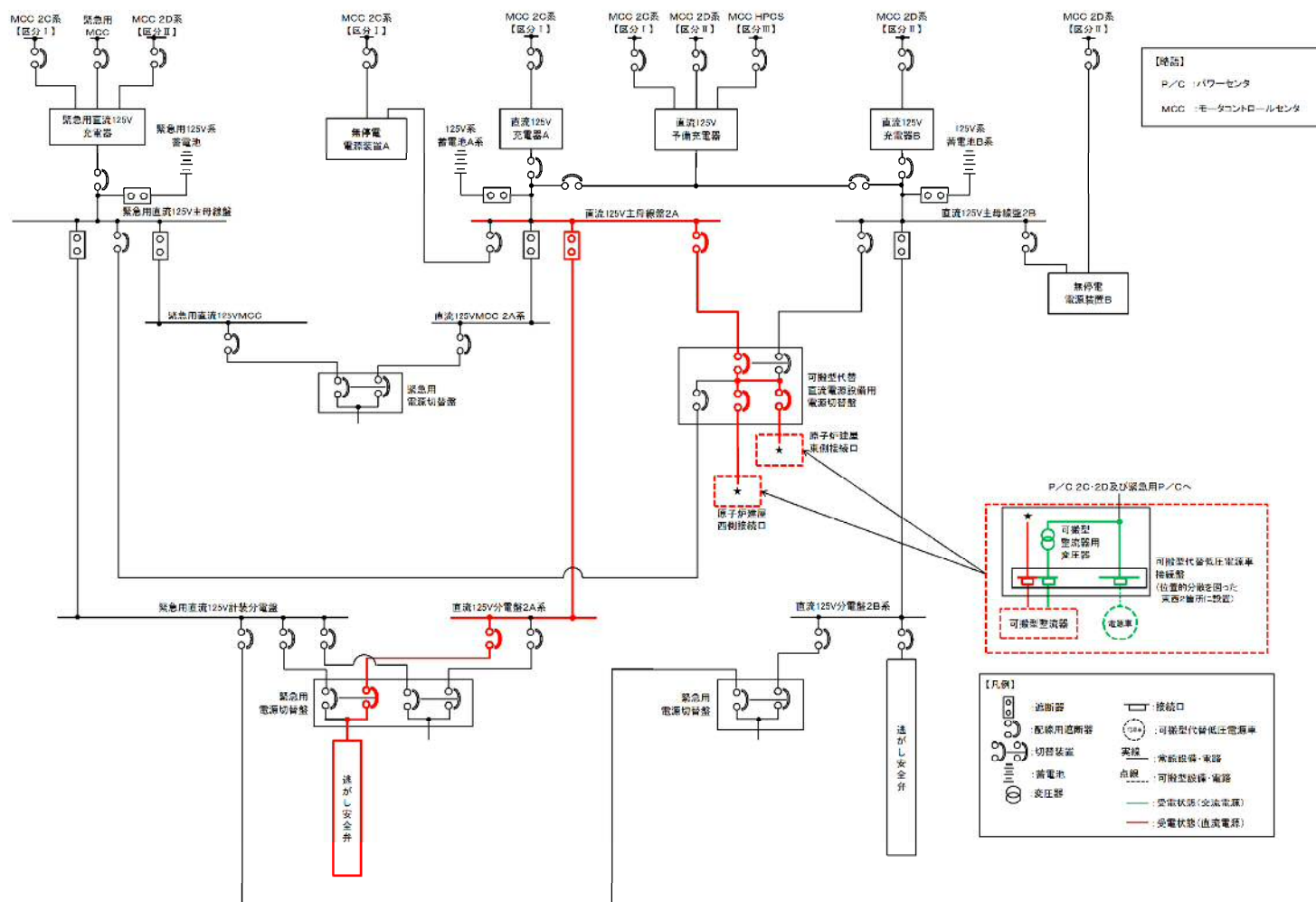
サポート系故障時の対応手段のうち，可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放及び復旧について電源受電状態を第 1 図から第 5 図に示す。



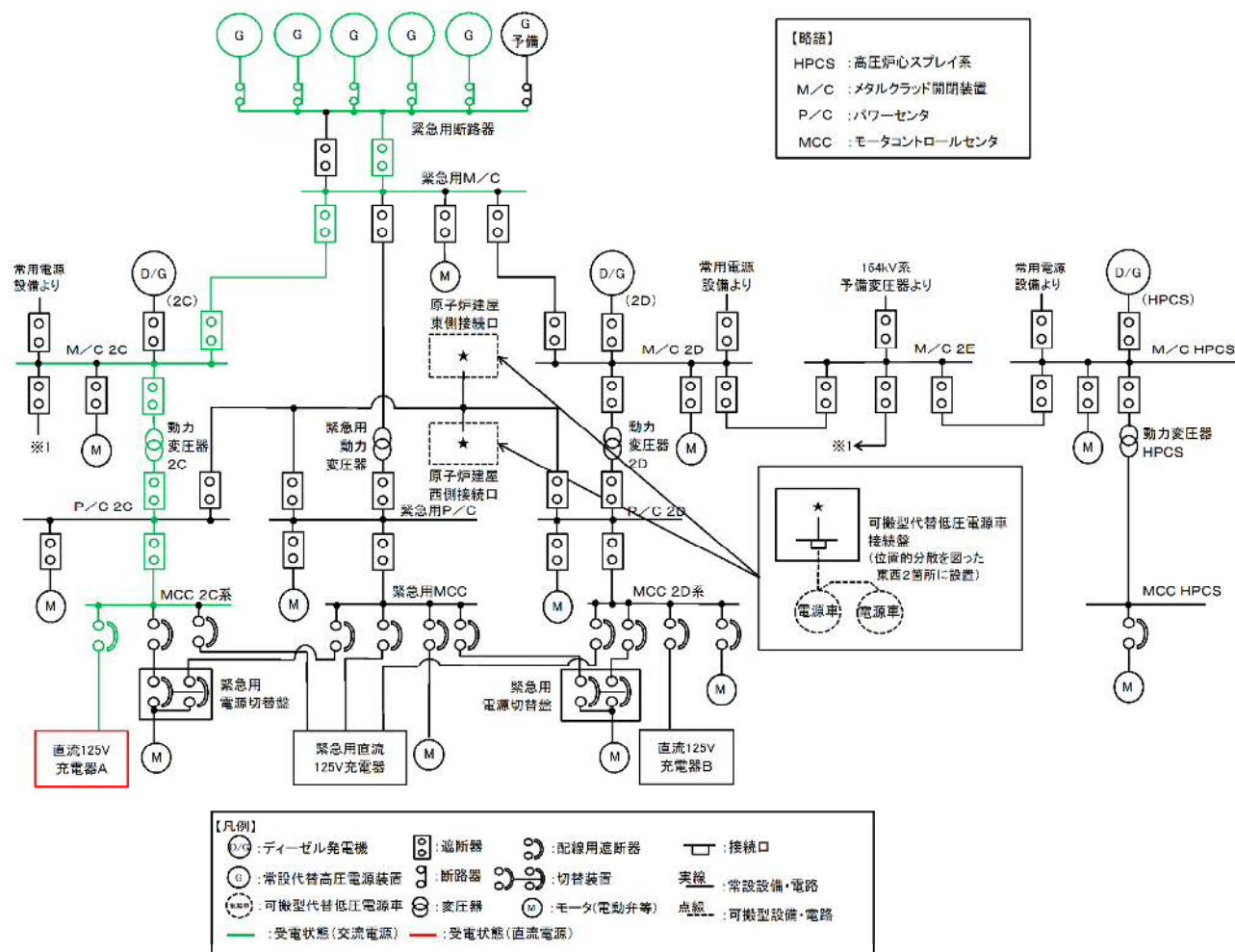
第1図 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放（常設代替直流電源設備を使用）



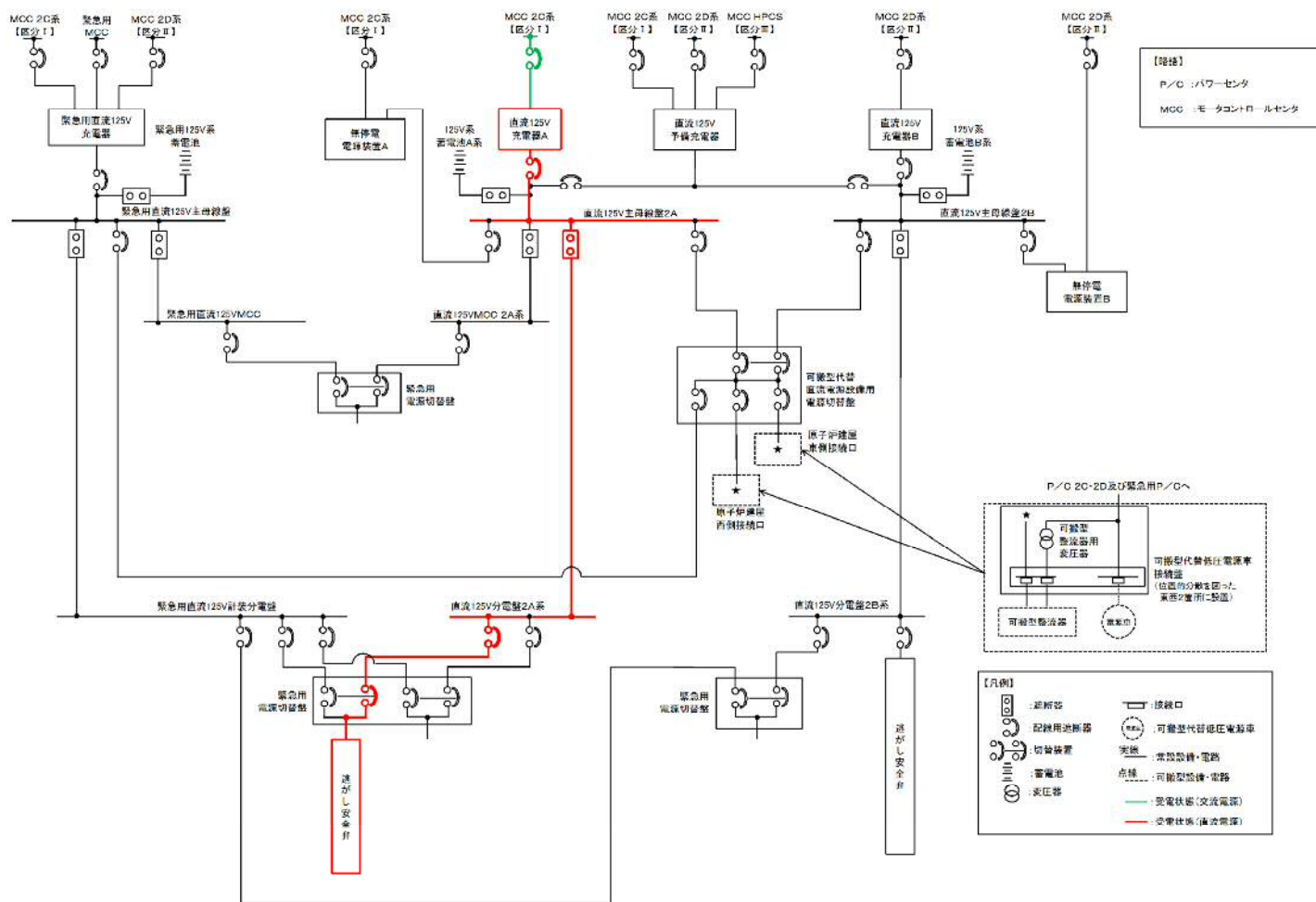
第2図 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放（可搬型代替直流電源設備を使用）



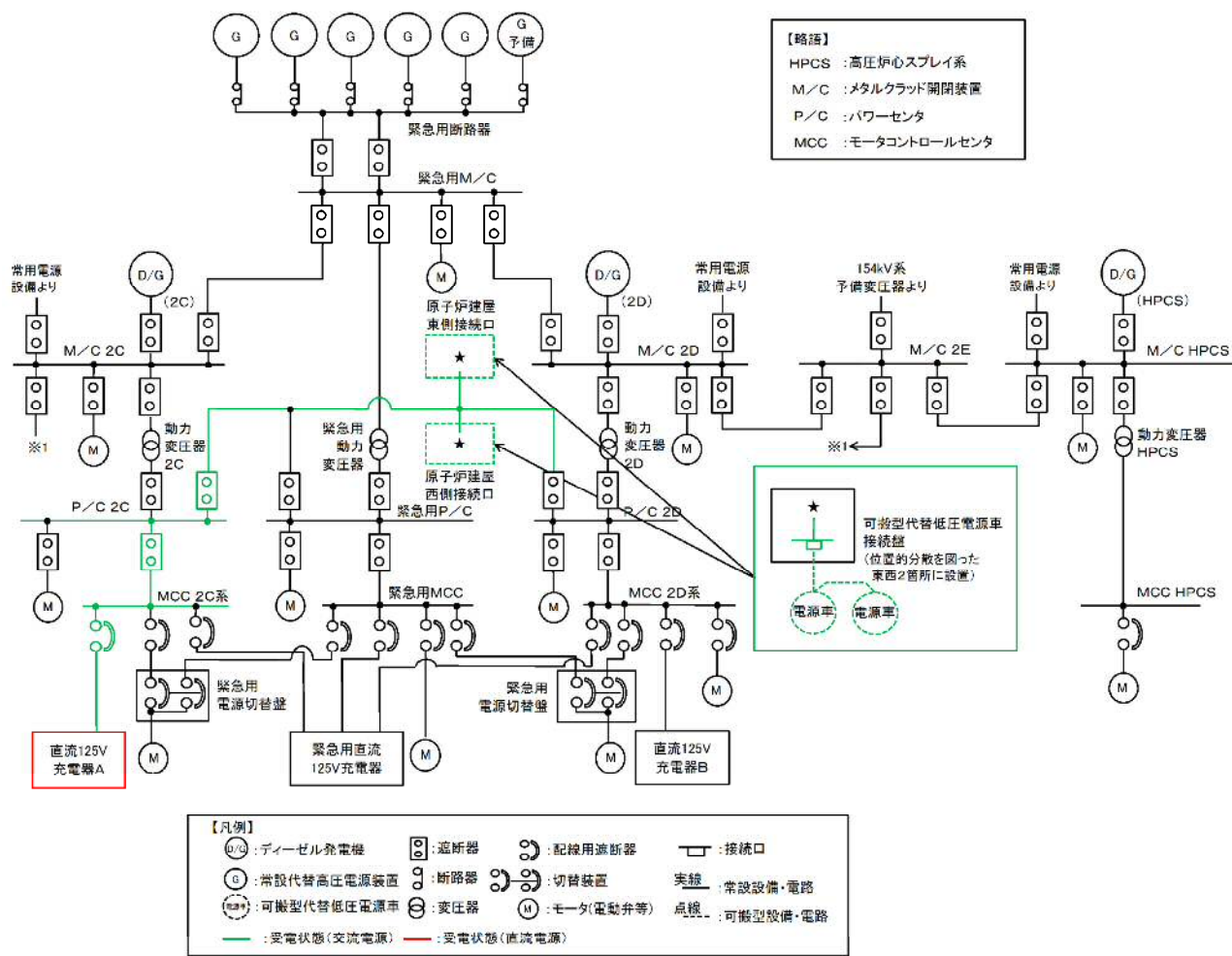
第3図 代替直流電源設備による復旧（可搬型代替直流電源設備を使用）



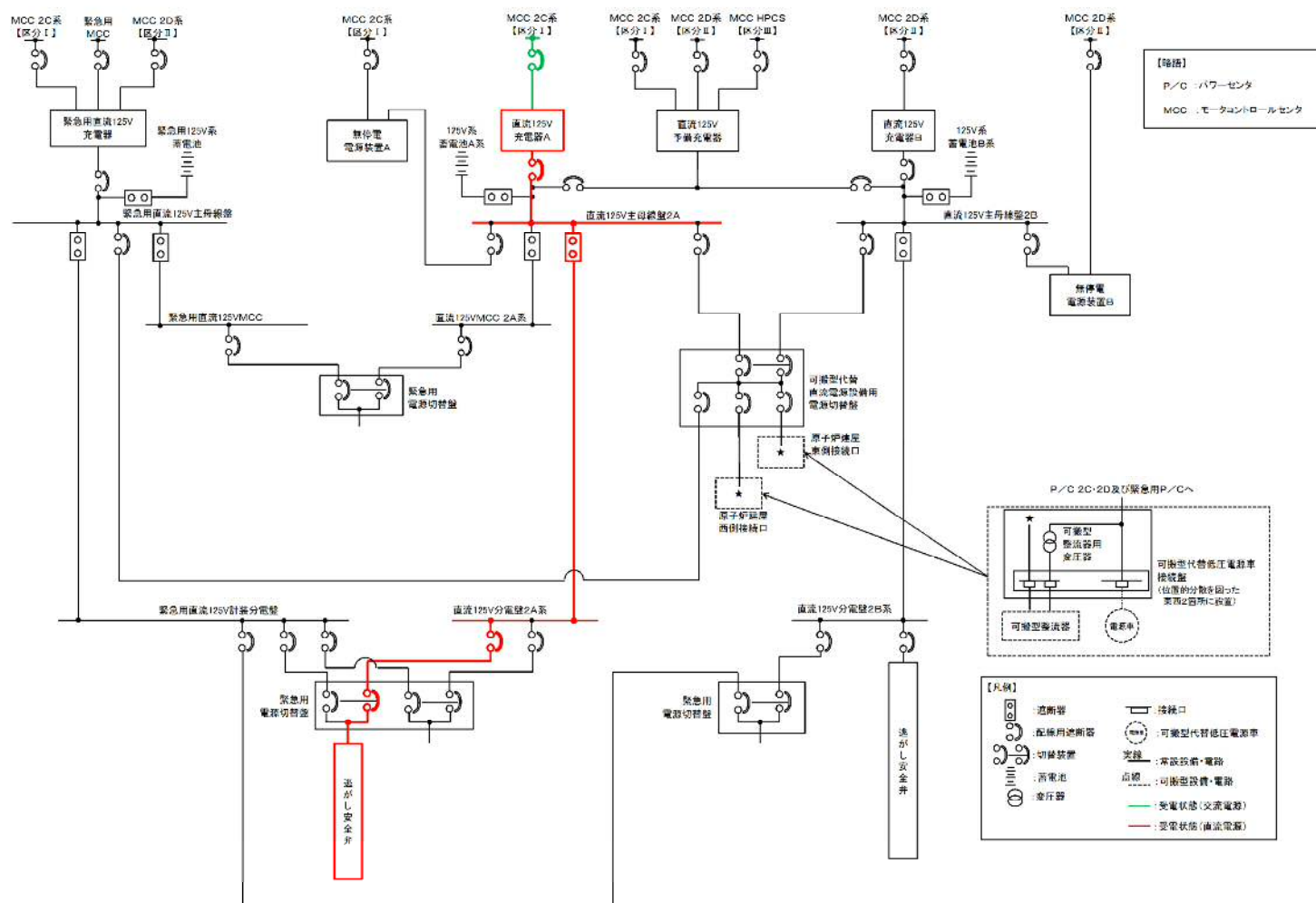
第4図 代替交流電源設備による復旧（常設代替交流電源設備を使用）（1/2）



第4図 代替交流電源設備による復旧（常設代替交流電源設備を使用）（2/2）



第 5 図 代替交流電源設備による復旧（可搬型代替交流電源設備を使用）（1/2）



第5図 代替交流電源設備による復旧（可搬型代替交流電源設備を使用）（2／2）

現場操作での非常用逃がし安全弁駆動系による
逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放について

非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放を行う場合は，中央制御室からの遠隔操作により実施する。しかし，中央制御室からの遠隔操作により非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放が実施できない場合でも，現場で手動操作により非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放を実施することが可能である。

現場操作での非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放のタイムチャートについて以下に示す。（第 1 図）



第 1 図 現場操作での非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁
（逃がし弁機能）開放 タイムチャート

解釈一覧

判断基準の解釈一覧 (1/2)

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	主復水器が使用可能	主復水器真空度が主蒸気隔離弁閉設定値（主復水器器内圧力にて24.0kPa〔gage〕）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7.58MPa〔gage〕以上）している状態
			主復水器が使用不可能	主蒸気隔離弁開不能又はタービン・バイパス弁が動作不能、又は主復水器真空度が主蒸気隔離弁閉設定値（主復水器器内圧力にて24.0kPa〔gage〕）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が確保（非常用窒素供給系供給圧力にて圧力低警報1.10MPa〔gage〕以上）されている状態
			原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合	原子炉水位（燃料域）等にて原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達した場合
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. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放	原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合	原子炉水位（燃料域）等にて原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達した場合
			逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素が確保されている場合	非常用窒素供給系供給圧力の高圧窒素ボンベ圧力が低警報設定値（5.0MPa〔gage〕）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）開放	原子炉圧力容器内の水位が規定水位（燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置）に到達した場合	原子炉水位（燃料域）等にて原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達した場合
			逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用の窒素が確保されている場合	非常用窒素供給系供給圧力の高圧窒素ボンベ圧力が低警報設定値（5.0MPa〔gage〕）以上確保されている場合

判断基準の解釈一覧（2／2）

手順			判断基準記載内容	解釈
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧	a. 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低警報が発生した場合	自動減圧系作動用アキュムレータ圧力低警報（1.10MPa〔gage〕以下）が発生した場合
			高圧窒素ボンベ圧力低警報が発生した場合	高圧窒素ボンベ圧力低警報（5.0MPa〔gage〕以下）が発生した場合
		b. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	高圧窒素ボンベ圧力低警報が発生した場合	高圧窒素ボンベ圧力低警報（5.0MPa〔gage〕以下）が発生した場合
		c. 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放	高圧窒素ボンベ圧力低警報が発生した場合	高圧窒素ボンベ圧力低警報（5.0MPa〔gage〕以下）が発生した場合

操作手順の解釈一覧

手順			操作手順記載内容	解釈
1.3.2.1 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	原子炉冷却材温度変化率が55℃／h	原子炉冷却材温度変化率が55℃／hを超えないように発電用原子炉を減圧する。
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(2) 逃がし安全弁の作動に必要な窒素喪失時の減圧	a. 非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	非常用窒素供給系供給圧力指示値が1.10MPa [gage] 以上	非常用窒素供給系供給圧力指示値が1.10MPa [gage] 以上
			高圧窒素ポンベ圧力低警報	高圧窒素ポンベ圧力低警報（5.0MPa [gage] 以下）
		b. 可搬型窒素供給装置（小型）による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	非常用窒素供給系供給圧力指示値が1.10MPa [gage] を超え	非常用窒素供給系供給圧力指示値が1.10MPa [gage] を超え
		c. 非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放	非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベの圧力が低下	非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベ圧力が高圧窒素ポンベ交換圧力である約5.0MPa [gage] まで低下

弁番号及び弁名称一覧

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
非常用窒素供給系高压窒素ポンベ供給止め弁	ドライウェル窒素ポンベガス供給遮断弁	3-16V900A/B (M0)	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階東側/西側 (管理区域)
非常用逃がし安全弁駆動系窒素ブローライン隔離弁	(非常用逃がし安全弁駆動系窒素ブローライン隔離弁) ※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階 (管理区域)
非常用逃がし安全弁駆動系窒素供給弁	(非常用逃がし安全弁駆動系窒素供給弁) ※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階 (管理区域)
非常用逃がし安全弁駆動系窒素供給ライン隔離弁	(非常用逃がし安全弁駆動系窒素供給ライン隔離弁) ※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階 (管理区域)

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

手順のリンク先について

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.3.2.2(3) a . 代替直流電源設備による復旧

- ・代替直流電源設備に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.2(1) b . 可搬型代替直流電源設備による非常
所用所内電気設備への給電

1.14.2.3(2) b . 可搬型代替直流電源設備による代
替所内電気設備への給電

1.14.2.6(1) a . 可搬型設備用軽油タンクから各機
器への給油

2. 1.3.2.2(3) b . 代替交流電源設備による復旧

- ・代替交流電源設備に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.3(1) a . 常設代替交流電源設備又は可搬型
代替交流電源設備による代替所内
電気設備への給電

1.14.2.6(1) a . 可搬型設備用軽油タンクから各機
器への給油

1.14.2.6(1) b . 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧
電源装置への給油

3. 1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

- ・非常用交流電源設備，所内常設直流電源設備，常設代替交流電

源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による逃がし安全弁，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに可搬型窒素供給装置（小型），常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び非常用交流電源設備への燃料給油手順

- <リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電
- 1.14.2.2(1) a . 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電
- 1.14.2.2(1) b . 可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電
- 1.14.2.3(1) a . 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電
- 1.14.2.3(2) a . 常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電
- 1.14.2.3(2) b . 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電
- 1.14.2.6(1) a . 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油
- 1.14.2.6(1) b . 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油

1.14.2.7(1) 非常用交流電源設備による非常用所
内電気設備への給電

1.14.2.7(3) 軽油貯蔵タンクから2C・2D非常
用ディーゼル発電機及び高圧炉心ス
プレイ系ディーゼル発電機への給油

・ 操作の判断，確認に係る計装設備に関する手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

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. 発電用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と自主対策設備

(c) 熔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. 発電用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

ii) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

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と自主対策設備

c. 手順等

1.4.2 重大事故等時の手順

1.4.2.1 発電用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（淡水／海水）
- (c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水
- (d) 消火系による原子炉圧力容器への注水
- (e) 補給水系による原子炉圧力容器への注水

b. 重大事故等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（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水
- (b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

b. 重大事故等時の対応手段の選択

(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

- (a) 低圧代替注水系（常設）による残存溶融炉心の冷却
- (b) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却
- (c) 消火系による残存溶融炉心の冷却
- (d) 補給水系による残存溶融炉心の冷却
- (e) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.2 発電用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

a. 低圧代替注水

b. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

(a) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

c. 重大事故等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（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.4.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順

(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水

(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱

1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.4.1 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 自主対策設備仕様

添付資料1.4.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.4.4 重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）

(1) 低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプ

による送水（淡水／海水）

(2) 系統構成

2. 消火系による原子炉压力容器への注水

(1) 系統構成

3. 補給水系による原子炉压力容器への注水

(1) 系統構成

4. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

(1) 系統構成

5. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電
用原子炉からの除熱（残留熱除去系（原子炉停止時冷却
系）による発電用原子炉からの除熱も同様）

(1) 系統構成

添付資料1.4.5 炉心損傷及び原子炉压力容器破損後の注水及び除熱の考え方
について

添付資料1.4.6 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について

添付資料1.4.7 原子炉压力容器の破損判断について

添付資料1.4.8 運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避につ
いて

添付資料1.4.9 解釈一覧

添付資料1.4.10 手順のリンク先について

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、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（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による冷却機能である。

また、発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去

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、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備する。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、発電用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（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を設置している。

発電用原子炉停止中において、発電用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（第1.4－1図）。

また、炉心の著しい損傷、熔融が発生し、熔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。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※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、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

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（低圧注水系）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

なお、残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いる。

低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 低圧炉心スプレイ系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁
- ・ 再循環系配管・弁
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

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（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ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残留熱除去系海水系の故障を想定する。

さらに、炉心溶融後、溶融炉心が原子炉压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第1.4－1表に整理する。

a．発電用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（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系により発電用原子炉を冷却する手段がある。

(i) 低圧代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却

低圧代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設低圧代替注水系ポンプ
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ 低圧代替注水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 C 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
- ・燃料給油設備

(ii) 低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却

低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替注水中型ポンプ
- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・西側淡水貯水設備
- ・代替淡水貯槽
- ・ホース
- ・低圧代替注水系配管・弁
- ・低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ
- ・残留熱除去系C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
- ・燃料給油設備

なお、低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却は、西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽の淡水だけでなく、海水も利用できる。

(iii) 代替循環冷却系による発電用原子炉の冷却

代替循環冷却系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替循環冷却系ポンプ
- ・サブプレッション・チェンバ

- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 代替循環冷却系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 緊急用海水系ストレーナ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ ホース
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(iv) 消火系による発電用原子炉の冷却

消火系による発電用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
- ・ ろ過水貯蔵タンク
- ・ 多目的タンク
- ・ 消火系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 B 系配管・弁
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(v) 補給水系による発電用原子炉の冷却

補給水系による発電用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
- ・復水貯蔵タンク
- ・補給水系配管・弁
- ・消火系配管・弁
- ・残留熱除去系 B 系配管・弁
- ・原子炉压力容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

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、常設低圧代替注水系ポンプ、代替淡水貯槽、低圧代替注水系配管・弁、残留熱除去系 C 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、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ、西側淡水貯水設備、ホース、低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパーージャ及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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、設計基準事故対処設備である

残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が故障した場合においても、発電用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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・代替循環冷却系ポンプ

残留熱除去系の有する原子炉格納容器からの除熱機能を代替することを目的に設置した設備であり、発電用原子炉が高圧状態から低圧注水に移行することを考慮した注水量としていないため、低圧注水への移行段階での炉心損傷を防止するための注水量としては十分ではない場合があるが、低圧で注水が可能な設備であるため、低圧注水手段としては有効である。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ、ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり、使用できない場合があるが、可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により代替循環冷却系が使用可能となれば、発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水貯蔵タンク、多目的タンク、消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、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、発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ、復水貯蔵タンク、補給水系配管・弁

耐震性は確保されていないが、使用可能であれば発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

(添付資料1.4.2)

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i) 復旧

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は、「(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緊急用メタルクラッド開閉装置（以下「メタルクラッド開閉装置」を「M/C」という。）を受電した後、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（低圧注水系）又は低圧炉心スプレイ系を復旧し、発電用原子炉を冷却する手段がある。

常設代替交流電源設備及び代替残留熱除去系海水系へ燃料を給油し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（低圧注水系）又は低圧炉心スプレイ系を十分な期間、運転継続することが可能である。

また、発電用原子炉停止後は発電用原子炉からの除熱を長期的に行うため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に移行する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）については、「b. (b) i) 復旧」にて整理する。

(i) 代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧

で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 緊急用海水系ストレーナ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ ホース
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

なお、残留熱除去系（低圧注水系）は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いる。

（ii） 代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧

代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 低圧炉心スプレイ系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ

- ・緊急用海水ポンプ
- ・緊急用海水系ストレーナ
- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ホース
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

復旧で使用する設備のうち、残留熱除去系ポンプ，サプレッション・チェンバ，残留熱除去系熱交換器，残留熱除去系配管・弁・ストレーナ，原子炉圧力容器，残留熱除去系海水系ポンプ，残留熱除去系海水系ストレーナ，緊急用海水ポンプ，緊急用海水系ストレーナ，常設代替交流電源設備，低圧炉心スプレー系ポンプ，低圧炉心スプレー系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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，全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系が故障した場合においても，発電用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，自主対策設備として位置付ける。あわせて，その理由を示す。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ，ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復

旧には不確実さがあり，使用できない場合があるが，可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により残留熱除去系（低圧注水系）又は低圧炉心スプレイ系が使用可能となれば，発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

（添付資料 1.4.2）

（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は，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替循環冷却系，消火系及び補給水系により残存した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。

- ・ 常設低圧代替注水系ポンプ
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ 低圧代替注水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 C 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
- ・ 燃料給油設備

（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。

- ・可搬型代替注水中型ポンプ
- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・西側淡水貯水設備
- ・代替淡水貯槽
- ・ホース
- ・低圧代替注水系配管・弁
- ・低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ
- ・残留熱除去系C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
- ・燃料給油設備

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、代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備の淡水だけでなく、海水も利用できる。

(iii) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却

代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替循環冷却系ポンプ
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・代替循環冷却系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・原子炉压力容器
- ・残留熱除去系海水系ポンプ

- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 緊急用海水系ストレーナ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ ホース
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(iv) 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
- ・ ろ過水貯蔵タンク
- ・ 多目的タンク
- ・ 消火系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 B 系配管・弁
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(v) 補給水系による残存溶融炉心の冷却

補給水系による残存溶融炉心の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 復水移送ポンプ
- ・ 復水貯蔵タンク

- ・補給水系配管・弁
- ・消火系配管・弁
- ・残留熱除去系 B 系配管・弁
- ・原子炉圧力容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

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、常設低圧代替注水系ポンプ、代替淡水貯槽、低圧代替注水系配管・弁、残留熱除去系 C 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、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ、西側淡水貯水設備、ホース、低圧炉心スプレー系配管・弁・スパージャ、代替循環冷却系ポンプ、サブプレッション・チェンバ、残留熱除去系熱交換器、代替循環冷却系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ、残留熱除去系海水系ポンプ、残留熱除去系海水系ストレーナ、緊急用海水ポンプ、緊急用海水系ストレーナ及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ，ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり，使用できない場合があるが，可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により代替循環冷却系が使用可能となれば，残存した溶融炉心を冷却する手段として有効である。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水貯蔵タンク，多目的タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが，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，残存した溶融炉心を冷却する手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ，復水貯蔵タンク，補給水系配管・弁

耐震性は確保されていないが，使用可能であれば，残存した溶融炉心を冷却する手段として有効である。

(添付資料1.4.2)

b．発電用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

発電用原子炉停止中において，設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により発電用原子炉からの除熱ができない場合は，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替循環冷却系，消火系及び補給水系により発電用原

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、「a. (a) i) 低圧代替注水」で選定した設備と同様である。

ii) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

非常用電源が使用可能な場合において、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱ができない場合に、原子炉冷却材浄化系により発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。

(i) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉冷却材浄化系ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器
- ・ 再循環系配管・弁
- ・ 原子炉冷却材浄化系配管・弁
- ・ 給水系配管・弁
- ・ 原子炉補機冷却系ポンプ
- ・ 原子炉補機冷却系熱交換器
- ・ 原子炉補機冷却系配管・弁
- ・ 補機冷却系海水系ポンプ

iii) 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において、重大事故対処設備としての位置付けは、「a. (a) i) 低圧代替注水」で選定した設備と同様である。

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、発電用原子炉停止中において、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合においても、発電用原子炉を冷却することができるとする。

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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・原子炉冷却材浄化系，原子炉補機冷却系ポンプ，原子炉補機冷却系熱交換器，原子炉補機冷却系配管・弁，補機冷却系海水系ポンプ

原子炉運転停止直後の発電用原子炉からの除熱を行うための十分な熱交換量が確保できず、耐震性は確保されていないが、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器への原子炉補機冷却系の通水が可能であれば、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の崩壊熱除去機能が喪失した場合において、発電用原子炉からの除熱を行う手段として有効である。

(添付資料1.4.2)

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i) 復旧

発電用原子炉停止中において、全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱が可能な

いは、(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緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を復旧し、発電用原子炉からの除熱を行う手段がある。

常設代替交流電源設備及び代替残留熱除去系海水系へ燃料を給油し、電源の供給を継続することにより、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を十分な期間、運転継続することが可能である。

(i) 代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧

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

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁
- ・ 再循環系配管・弁
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 緊急用海水系ストレーナ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ ホース
- ・ 常設代替交流電源設備

- ・燃料給油設備

- ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

復旧で使用する設備のうち、残留熱除去系ポンプ、原子炉圧力容器、残留熱除去系熱交換器、残留熱除去系配管・弁、再循環系配管・弁、残留熱除去系海水系ポンプ、残留熱除去系海水系ストレーナ、緊急用海水ポンプ、緊急用海水系ストレーナ、常設代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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、全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系が故障した場合においても、発電用原子炉からの除熱を行うことができる。

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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ、ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり、使用できない場合があるが、可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が使用可能となれば、発電用原子炉からの除熱を行う手段として有効である。

(添付資料1.4.2)

- c. 手順等

上記「a. 発電用原子炉運転中の対応手段及び設備」及び「b. 発電

用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、運転員等^{※2}及び重大事故等対応要員の対応として、「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」、「非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）」、「非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）」、「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策要領」に定める（第1.4-1表）。

また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.4-2表，第1.4-3表）。

※2 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

（添付資料1.4.3）

1.4.2 重大事故等時の手順

1.4.2.1 発電用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

給水・復水系，高圧炉心注水系による原子炉圧力容器への注水ができず，残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が故障により使用できない場合は，低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手段を同時並行で準備する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の場合は，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型），代替循環冷却系，消火系及び補給水系の手段のうち低圧で原子炉圧力容器への注水可能な系統1系統以上を起動し，注水のための系統構成が完了した時点で，その手段による原子

炉圧力容器への注水を開始する。

また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合は、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系の手段のうち低圧で原子炉圧力容器への注水可能な系統1系統以上を起動し、注水のための系統構成が完了した時点で、逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧を実施し、原子炉圧力容器への注水を開始する。原子炉圧力容器への注水に使用する手段は、準備が完了した手段のうち、低圧代替注水系（常設）、代替循環冷却系、消火系、補給水系及び低圧代替注水系（可搬型）の順で選択する。

なお、原子炉圧力容器内の水位が不明になる等、発電用原子炉を満水にする必要がある場合は、上記注水手段及び代替注水手段のうち使用できる手段にて原子炉圧力容器へ注水する。

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

i) 手順着手の判断基準

給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、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、電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合。

ii) 操作手順

低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-8図に、タイムチャートを第1.4-9図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に低圧代

替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。また、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合は、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要な残留熱除去系C系注入弁の電源切替え操作を実施する。また、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合は、原子炉冷却材浄化系吸込弁を全閉とする。

③運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。

④運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）の使用モードを選択し、低圧代替注水系（常設）を起動操作した後、常設低圧代替注水系ポンプの起動、及び常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約2.0MPa [gage] 以上であることを確認するとともに常設低圧代替注水系系統分離弁、原子炉注水弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁が自動開したことを確認する。

⑤発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系C系注入弁の全開操作を実施する。

⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始

されたことを低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用），（常設ライン狭帯域用）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，発電長に報告するととも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。

なお，原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合は，原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイに必要な系統構成を行い，原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は，運転員等（当直運転員）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9分以内で可能である。

なお，発電用原子炉停止中の当直要員の体制においては，中央制御室対応は発電長の指揮のもと運転員等（当直運転員）1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9分以内で可能である。

(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（淡水／海水）

i) 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持できない場合において，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、燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合。

ii) 操作手順

低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-10図及び第1.4-12図に、タイムチャートを第1.4-11図、第1.4-13図及び第1.4-14図に示す（残留熱除去系C系配管を使用する原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口又は高所東側接続口による原子炉压力容器への注水及び低压炉心スプレイ系配管を使用する原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の手順は、手順⑤以外同様。）。

【交流動力電源が確保されている場合】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に低压代替注水系配管・弁の接続口への低压代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。
- ②発電長は、運転員等に残留熱除去系C系配管又は低压炉心スプレイ系配管を使用した低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水準備開始を指示する。
- ③運転員等は中央制御室にて、低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水に必要な残留熱除去系C系注入弁又は低压炉心スプレイ系注入弁の電源切替え操作を実施する。また、低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。

④発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の系統構成を指示する。

⑤^a 残留熱除去系C系配管を使用した原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口又は高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁、残留熱除去系C系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を全開とする。

⑤^b 低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁、低圧炉心スプレイ系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁を全開とする。

⑥発電長は、災害対策本部長代理に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器へ注水するための原子炉建屋原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。

⑦災害対策本部長代理は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告するとともに重大事故等対応要員に低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑧重大事故等対応要員は、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、原子炉建屋西側接続口、高所西側接続

口、高所東側接続口又は原子炉建屋東側接続口の弁を全開とし、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は、発電長に報告する。

⑨発電長は、運転員等に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、（常設ライン狭帯域用）又は低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、（可搬ライン狭帯域用）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するととも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。

⑪発電長は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

【全交流動力電源が喪失している場合】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に低圧代替注水系配管・弁の接続口への低圧代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。

②発電長は、運転員等に残留熱除去系C系配管又は低圧炉心スプレイ系配管を使用した低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

③運転員等は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容

器への注水に必要な監視計器の電源が確保されていることを
状態表示等にて確認する。

④発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の系統構成を指示する。

⑤^a 残留熱除去系C系配管を使用した原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口又は高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合

運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉注水弁、残留熱除去系C系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁の全開操作を実施する。

⑤^b 低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合

運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉注水弁、低圧炉心スプレイ系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁の全開操作を実施する。

⑥発電長は、災害対策本部長代理に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水するための原子炉建屋原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。

⑦災害対策本部長代理は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告するとともに重大事故等対応要員に低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑧重大事故等対応要員は、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口、高所東側接続口又は原子炉建屋東側接続口の弁を全開とし、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は、発電長に報告する。

⑨発電長は、運転員等に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、（常設ライン狭帯域用）又は低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、（可搬ライン狭帯域用）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するととも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。

⑪発電長は、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

iii) 操作の成立性

発電用原子炉運転中において、上記の操作は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の必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【交流動力電源が確保されている場合】

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は，運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合，215分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は，運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合，140分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は，運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合，535分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は，運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合，320分以内で可能である。

【全交流動力電源が喪失している場合】

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【現場操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【現場操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

なお、発電用原子炉停止中の当直要員の体制において、上記の操作手順は、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の必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

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。低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

（c） 代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水

i) 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系，非常用炉心冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水ができず，原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において，代替循環冷却系が使用可能な場合^{※1}。

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

ii) 操作手順

代替循環冷却系A系による原子炉压力容器への注水手順の概要は以下のとおり（代替循環冷却系B系による原子炉压力容器への注水手順も同様。）。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に，概要図を第1.4-15図に，タイムチャートを第1.4-16図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に代替循環冷却系A系による原子炉压力容器への注水準備開始を指示

する。

②運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系 A 系による原子炉圧力容器への注水に必要な残留熱除去系 A 系ミニフロー弁，残留熱除去系熱交換器（A）出口弁，残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁及び残留熱除去系 A 系注入弁の電源切替え操作を実施する。

③運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系 A 系による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたことを状態表示にて確認する。また，ポンプ及び監視計器の電源並びに冷却水が確保されていることを状態表示等にて確認する。

④運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系 A 系注水配管分離弁，残留熱除去系 A 系ミニフロー弁，残留熱除去系熱交換器（A）出口弁及び残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁を全閉とするとともに代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁及び代替循環冷却系 A 系テスト弁を全開とする。

⑤運転員等は中央制御室にて，代替循環冷却系ポンプ（A）を起動し，代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が約1.2MPa [gage] 以上であることを確認した後，発電長に報告する。

⑥発電長は，原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後，運転員等に代替循環冷却系 A 系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系 A 系注入弁の全開操作を実施した後，代替循環冷却系 A 系注入弁の全開操作を実施するとともに，代替循環冷却系 A 系テスト弁の全閉操作

を実施する。

- ⑧運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替循環冷却系原子炉注水流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するととも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）に維持する。

iii) 操作の成立性

発電用原子炉運転中において、上記の操作は、運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断した後、冷却水を確保してから代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで41分以内で可能である。

さらに、発電用原子炉停止中の当直要員の体制においては、中央制御室対応は発電長の指揮のもと運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施し、作業開始を判断してから代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで41分以内で可能である。

(d) 消火系による原子炉圧力容器への注水

i) 手順着手の判断基準

給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、非常用炉心冷却系、低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において、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、電源、燃料及び水源（ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）が確保されている場合。

ii) 操作手順

消火系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に、概要図を第1.4-17図に、タイムチャートを第1.4-18図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に消火系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、消火系による原子炉圧力容器への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等にて確認する。

③運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁を全閉とする。

④発電長は、運転員等に消火系による原子炉圧力容器への注水準備のため、ディーゼル駆動消火ポンプの起動を指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、ディーゼル駆動消火ポンプを起動し、消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上であることを確認する。

⑥発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に消火系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系B系消火系ライン弁及び残留熱除去系B系注入弁の全開操作を実施する。

⑧運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するととも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。

なお，原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間，原子炉格納容器内にスプレイする場合は，残留熱除去系 B 系注入弁の全閉後，残留熱除去系 B 系 D／W スプレイ弁又は残留熱除去系 B 系 S／C スプレイ弁を全開としてスプレイを実施する。

iii) 操作の成立性

発電用原子炉運転中において，上記の操作は，運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで56分以内で可能である。

なお，原子炉圧力容器への注水が不要と判断し，原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合，原子炉格納容器内へのスプレイに必要な負荷の電源切替え操作を実施してから原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで5分以内で可能である。

さらに，発電用原子炉停止中の当直要員の体制においては，中央制御室対応は発電長の指揮のもと運転員等（当直運転員）3名により実施し，作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで56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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

(e) 補給水系による原子炉圧力容器への注水

i) 手順着手の判断基準

給水・復水系，原子炉隔離時冷却系，非常用炉心冷却系，低压代

替注水系（常設），代替循環冷却系及び消火系による原子炉压力容器への注水ができず，原子炉压力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合において，補給水系が使用可能な場合※¹。

※1：設備に異常がなく，電源及び水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。

ii) 操作手順

補給水系による原子炉压力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.4-2図及び第1.4-4図に，概要図を第1.4-19図に，タイムチャートを第1.4-20図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に補給水系による原子炉压力容器への注水準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，補給水系による原子炉压力容器への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等にて確認する。

③発電長は，災害対策本部長代理に連絡配管閉止フランジの切替えを依頼する。

④災害対策本部長代理は，重大事故等対応要員に連絡配管閉止フランジの切替えを指示する。

⑤重大事故等対応要員は，連絡配管閉止フランジの切替えを実施し，災害対策本部長代理に連絡配管閉止フランジの切替えが完了したことを報告する。また，災害対策本部長代理は，発電長に報告する。

⑥運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて，補給水系－消火系連絡ライン止め弁を全開とする。

- ⑦運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁を全開とする。
- ⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 B 系消火系ライン弁を全開とする。
- ⑨発電長は、運転員等に補給水系による原子炉压力容器への注水準備のため、復水移送ポンプの起動を指示する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、復水移送ポンプを起動し、復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が約0.84MPa [gage] 以上であることを確認する。
- ⑪発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に補給水系による原子炉压力容器への注水開始を指示する。
- ⑫運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 B 系注入弁の全開操作を実施後、注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するとともに原子炉压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。
- なお、原子炉压力容器内の水位が維持され原子炉压力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレイを実施する場合は、残留熱除去系 B 系注入弁の全開操作を実施後、残留熱除去系 B 系 D/W スプレイ弁又は残留熱除去系 B 系 S/C スプレイ弁を全開としてスプレイを実施する。

iii) 操作の成立性

発電用原子炉運転中において、上記の操作は、運転員等（当直運

転員）3名及び重大事故等対応要員4名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから補給水系による原子炉压力容器への注水開始まで110分以内で可能である。

なお，原子炉压力容器への注水が不要と判断し，原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合，原子炉格納容器内へのスプレイに必要な負荷の電源切替え操作を実施してから原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで5分以内で可能である。

さらに，発電用原子炉停止中の当直要員の体制においては，中央制御室対応は発電長の指揮のもと運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員4名により実施し，作業開始を判断してから補給水系による原子炉压力容器への注水開始まで110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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

b．重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.4－35図に示す。

外部電源，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交流動力電源が確保できた場合，代替淡水貯槽が使用可能であれば低压代替注水系（常設）により原子炉压力容器へ注水する。代替淡水貯槽が使用できない場合，代替循環冷却系，消火系，補給水系又は低压代替注水系（可搬型）により原子炉压力容器へ注水する。

交流動力電源が確保できない場合，現場で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）により原子炉压力容器へ注水する。

なお、消火系による原子炉压力容器への注水は、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貯蔵タンク又は多目的タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。また、補給水系は連絡配管閉止フランジの切替えに時間を要することから、消火系による原子炉压力容器への注水ができず復水貯蔵タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水を実施する際の系統の選択は、常設低圧代替注水系ポンプによる代替格納容器スプレイ冷却系と配管を共有しない系統を優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：代替循環冷却系 A 系

優先②：代替循環冷却系 B 系

（添付資料1.4.5，添付資料1.4.6）

（2） サポート系故障時の対応手順

a． 復旧

（a） 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉压力容器への注水

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系（低圧注水系）の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（低圧注水系）にて原

子炉圧力容器へ注水を実施する。

なお、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また、残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順については、「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。

i) 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dの受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水系）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、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（低圧注水系）A系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系（低圧注水系）B系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系による原子炉圧力容器への注水手順も同様。）。概要図を第1.4-21図に、タイムチャートを第1.4-22図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（低圧注水系）A系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（低圧注水系）A系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，並びに冷却水が確保されていることを状態表示等にて確認する。

③運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系ポンプ（A）の起動操作を実施し，残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上であることを確認後，発電長に残留熱除去系（低圧注水系）A系による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。

④発電長は，原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後，運転員等に，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系A系注入弁を全開として原子炉圧力容器への注水を開始する。

⑥運転員等は中央制御室にて，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し，発電長に報告するととも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。

なお，原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間，原子炉格納容器内にスプレイする場合は，残留熱除去系A系注入弁を全閉後，残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁又は残留熱除去系A系S／Cスプレイ弁を全開してスプレイを実施する。

iii) 操作の成立性

発電用原子炉運転中において，上記の操作は，運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから残留

熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水開始まで2分以内で可能である。

なお、発電用原子炉停止中の当直要員の体制においては、中央制御室対応は発電長の指揮のもと運転員等（当直運転員）1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（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水開始まで2分以内で可能である。

(b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により低圧炉心スプレイ系の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、低圧炉心スプレイ系にて原子炉圧力容器へ注水を実施する。

なお、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また、残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順については、「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。

i) 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2 Cの受電が完了し、残留熱除去系（低圧注水系）が復旧できず、低圧炉心スプレイ系が使用可能な状態^{*1}に復旧された場合。

※1：設備に異常がなく，電源，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

低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4-23図に，タイムチャートを第1.4-24図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，低圧炉心スプレイ系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冷却水が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて，低圧炉心スプレイ系ポンプの起動操作を実施し，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa [gage] 以上であることを確認後，発電長に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。
- ④発電長は，原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後，運転員等に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて，低圧炉心スプレイ系注入弁を全開として原子炉圧力容器への注水を開始する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧炉心スプレイ系系統流量指示値の上昇及び

原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するととも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。

iii) 操作の成立性

発電用原子炉運転中において、上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水開始まで2分以内で可能である。

なお、発電用原子炉停止中の当直要員の体制においては、中央制御室対応は発電長の指揮のもと運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施し、作業開始を判断してから低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水開始まで2分以内で可能である。

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.4-35図に示す。

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により交流動力電源が確保できた場合、残留熱除去系海水系の運転が可能であれば残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉圧力容器へ注水する。また、残留熱除去系（低圧注水系）が復旧できず、残留熱除去系海水系の運転が可能であれば低圧炉心スプレイ系により原子炉圧力容器へ注水する。

残留熱除去系海水系の運転ができない場合、緊急用海水系を運転し、残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉圧力容器へ注水する。緊急用海水系の運転ができない場合、代替残留熱除去系海水系を設置し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器へ注水するが、代替残留

熱除去系海水系の設置に時間を要することから、低圧代替注水系（常設）等による原子炉圧力容器への注水を並行して実施する。原子炉運転停止後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施する。

(3) 熔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、熔融が発生した場合において、熔融炉心が原子炉圧力容器を破損しペデスタル（ドライウェル部）へ落下した場合、格納容器下部注水系によりペデスタル（ドライウェル部）へ注水することで落下した熔融炉心を冷却するが、原子炉圧力容器内に熔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した熔融炉心を冷却し、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）による残存熔融炉心の冷却

i) 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、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^{※2}。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）指示値の喪失により確認する。

※2：原子炉格納容器内へのスプレイ及びペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$ 、 $80\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保

され、更に低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（ $14\text{m}^3/\text{h} \sim 50\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保できる場合。

なお、十分な注水流量が確保できない場合には原子炉格納容器内へのスプレイを優先する。

（添付資料1.4.7）

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) a. (a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-7図に示す。また、概要図は第1.4-8図、タイムチャートは第1.4-9図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）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9分以内で可能である。

(b) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却

i) 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系（常設）が使用できず、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水が可能^{※2}な場合。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容

器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）指示値の喪失により確認する。

※2：代替循環冷却系により原子炉格納容器内へのスプレイに必要な流量（ $150\text{m}^3/\text{h}$ ）を確保し，さらに原子炉圧力容器への注水量（ $100\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保できる場合。

（添付資料1.4.7）

ii) 操作手順

代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却については，「(1) a . (c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。

なお，手順の対応フローを第1.4-7図に示す。概要図は第1.4-15図，タイムチャートは第1.4-16図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は，運転員等（当直運転員）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循環冷却系による原子炉圧力容器への注水開始まで41分以内で可能である。

(c) 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

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において，低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系が使用できず，消火系による原子炉圧力容器への注水が可能な場合^{※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：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，格納

容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）指示値の喪失により確認する。

※2：原子炉格納容器内へのスプレイ及びペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$ 、 $80\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保され、更に消火系により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（ $14\text{m}^3/\text{h}\sim 50\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保できる場合。

なお、十分な注水流量が確保できない場合は原子炉格納容器内へのスプレイを優先する。

（添付資料1.4.7）

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) a. (d) 消火系による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-7図に示す。また、概要図は第1.4-17図、タイムチャートは第1.4-18図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで56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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

(d) 補給水系による残存溶融炉心の冷却

i) 手順着手の判断基準

原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉圧力容器の破損を判断した場合において、低圧代替注水系（常設）、代替循環冷却系及び消火系が使用できず、補給水系による原子炉圧力容器への注水が可能な場合^{※2}。

※1：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）指示値の喪失により確認する。

※2：原子炉格納容器内へのスプレイ及びペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$ 、 $80\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保され、更に補給水系により原子炉圧力容器への注水に必要な流量（ $14\text{m}^3/\text{h}\sim 50\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保できる場合。

なお、十分な注水流量が確保できない場合には、原子炉格納容器内へのスプレイを優先する。

（添付資料1.4.7）

ii) 操作手順

補給水系による残存溶融炉心の冷却については、「(1) a. (e) 補給水系による原子炉圧力容器への注水」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-7図に示す。また、概要図は第1.4-19図、タイムチャートは第1.4-20図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補給水系による原子炉压力容器への注水開始まで110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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

(e) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）

i) 手順着手の判断基準

原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化^{※1}により原子炉压力容器の破損を判断した場合において、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^{※2}。

※1：「原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化」は、格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）指示値の喪失により確認する。

※2：原子炉格納容器内へのスプレイ及びペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$ 、 $30\text{m}^3/\text{h}\sim 80\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保され、更に低圧代替注水系（可搬型）により原子炉压力容器への注水に必要な流量（ $14\text{m}^3/\text{h}\sim 50\text{m}^3/\text{h}$ ）が確保

できる場合。

なお、十分な注水流量が確保できない場合は原子炉格納容器内へのスプレイを優先する。

(添付資料 1.4.7)

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) a. (b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）」の操作手順【交流動力電源が確保されている場合】と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.4-7図に示す。概要図は第1.4-10図、タイムチャートは第1.4-11図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対

応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：代替淡水貯槽）

・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320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。低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択

フローチャートを第1.4－35図に示す。

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交流動力電源が確保できた場合、代替淡水貯槽が使用可能であれば低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水し、残存した熔融炉心を冷却する。代替淡水貯槽が使用できない場合、代替循環冷却系、消火系、補給水系又は低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水し、残存した熔融炉心を冷却する。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手段については、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手段と同時並行で準備する。

また、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系の手段のうち原子炉圧力容器への注水可能な系統1系統以上を起動し、注水のための系統構成が完了した時点で、その手段による原子炉圧力容器への注水を開始する。

なお、消火系による原子炉圧力容器へ注水は、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貯蔵タンク又は多目的タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。また、補給水系は連絡配管閉止フランジの切替えに時間を要することから、消火系による原子炉圧力容器への注水ができず復水貯蔵タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水を実施する際の系統の選択は、常設低圧代替注水系ポンプによる代替格納容器スプレイ冷却系と配管を共有しない系統を優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：代替循環冷却系A系

優先②：代替循環冷却系 B 系

(添付資料1.4.5, 添付資料1.4.6)

1.4.2.2 発電用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

a. 低圧代替注水

発電用原子炉停止中に原子炉圧力容器への注水する機能が喪失した場合の対応手順については「1.4.2.1(1) a. (a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水」, 「1.4.2.1(1) a. (b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）」, 「1.4.2.1(1) a. (c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水」, 「1.4.2.1(1) a. (d) 消火系による原子炉圧力容器への注水」及び「1.4.2.1(1) a. (e) 補給水系による原子炉圧力容器への注水」の対応手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第 1.4-5 図及び 1.4-6 図に示す。

b. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

(a) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能が喪失した場合、非常用電源が使用可能であれば原子炉冷却材浄化系ポンプを起動して原子炉除熱を実施する。

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱ができない場合において、原子炉冷却材浄化系が使用可能な場合※¹。

※1：設備に異常がなく、電源及び冷却水が確保されている場合。

ii) 操作手順

原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱手順の概要は以下のとお

り。概要図を第1.4-25図に、タイムチャートを第1.4-26図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室及び原子炉建屋付属棟にて、原子炉保護系電源の復旧を実施する。
- ③運転員等は中央制御室にて、格納容器隔離を復旧する。
- ④運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱に必要なポンプ、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冷却水が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ⑤運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器温度調整弁の温度設定が40℃であることを確認する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系吸込弁が全開であることを確認する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系内側隔離弁、原子炉冷却材浄化系外側隔離弁及び原子炉冷却材浄化系ミニフロー弁を全開とする。
- ⑧運転員等は、発電長に原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱の準備が完了したことを報告する。
- ⑨発電長は、運転員等に原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）及び原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）の起動を指示する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）メカシールパージ水ライン仕切弁を全開とする。

- ⑪運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）メカシールパージ水ライン調整弁を調整開とし、メカシールパージ流量を調整する。
- ⑫運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）を起動し、原子炉冷却材浄化系系統流量指示値の上昇を確認する。
- ⑬運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器バイパス弁を調整開とし、原子炉冷却材浄化系ミニフロー弁を全閉とする。
- ⑭運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）メカシールパージ水ライン仕切弁を全開とする。
- ⑮運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）メカシールパージ水ライン調整弁を調整開とし、メカシールパージ流量を調整する。
- ⑯運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）を起動し、原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器バイパス弁を調整開とする。
- ⑰運転員等は、原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）及び原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）の起動が完了したことを発電長に報告する。
- ⑱発電長は、運転員等に原子炉冷却材浄化系再生熱交換器のバイパス運転による原子炉除熱を指示する。
- ⑲運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、原子炉冷却材浄化系再生熱交換器バイパス弁を全開とする。
- ⑳運転員等は中央制御室にて、原子炉冷却材浄化系原子炉戻り

弁を全閉として、原子炉冷却材浄化系原子炉出口温度指示値の上昇が緩和したことを確認し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱開始まで202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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

c. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.4-35図に示す。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能が喪失した場合、常用電源が使用可能であれば原子炉冷却材浄化系により原子炉除熱する。

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱ができない場合は、常設代替交流電源設備により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、残留熱除去

系（原子炉停止時冷却系）にて発電用原子炉からの除熱を実施する。

なお、常設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。

また、残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順は「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。

i) 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により緊急用M/Cが受電され、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dの受電が完了し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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、電源及び冷却水が確保されており、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持され、かつ原子炉圧力指示値が0.93MPa [gage] 以下の状態。

ii) 操作手順

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）B系による発電用原子炉からの除熱手順も同様。）。概要図を第1.4-27図に、タイムチャートを第1.4-28図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系による発電用原子炉からの除熱準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室及び原子炉建屋付属棟にて、原子炉保

護系電源の復旧を実施する。

- ③運転員等は中央制御室にて、格納容器隔離を復旧する。
- ④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系の起動に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに冷却水が確保されていること、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持されていることを状態表示等にて確認する。
- ⑤運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、残留熱除去系A系レグシールライン弁を全閉とする。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）入口弁を全閉とするとともに再循環系ポンプ（A）が停止していることを確認し、再循環系ポンプ（A）出口弁を全閉とする。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）入口弁を全閉とする。
- ⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系外側隔離弁の全開操作を実施するとともに残留熱除去系内側隔離弁の全開操作を実施する。
- ⑨運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却ライン入口弁の全開操作を実施するとともに残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却注入弁を調整開とする。
- ⑩運転員等は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系運転の準備完了を発電長に報告する。
- ⑪発電長は、運転員等に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系による発電用原子炉からの除熱開始を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）の起動操作を実施し、残留熱除去系ポンプ（A）の吐出圧力が上昇したことを残留熱除去系ポンプ吐出圧力にて確認後、残留熱除去系熱交換器（A）入口弁を調整開し、発電用原子炉からの除熱を開始する。

⑬運転員等は中央制御室にて、発電用原子炉からの除熱が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び残留熱除去系熱交換器入口温度指示値の低下により確認し、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱開始まで147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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.4-35図に示す。

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により交流動力電源が確保できた場合、残留熱除去系海水系の運転が可能であれば残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により発電用原子炉からの除熱を実施する。

残留熱除去系海水系が運転できない場合、緊急用海水系を運転し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により発電用原子炉からの除熱を実施する。緊急用海水系の運転ができない場合、代替残留熱除去系海水系を設置し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉の除熱を実施するが、代替残留熱除去系海水系の設置に時間を要することから、低圧代替注水系（常設）等による原子炉圧力容器への注水を並行して実施する。

（添付資料1.4.8）

1.4.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順

（1） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水

残留熱除去系（低圧注水系）が健全な場合は、自動起動（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）による作動、又は中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、サプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

a．手順着手の判断基準

給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

b．操作手順

残留熱除去系（低圧注水系）A系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系（低圧注水系）B系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系による原子炉圧力容器への注水手順も同様。）。概要図を第1.4-29図に、タイムチャートを第1.4-30図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系

(低圧注水系) による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、手動起動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）により残留熱除去系ポンプ（A）が起動し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上となったことを確認後、発電長に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。

③発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下となったことを確認後、運転員等に残留熱除去系（低圧注水系）A系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、手動操作、又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）により残留熱除去系A系注入弁が全開となったことを確認する。

⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するととも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。

なお、原子炉圧力容器内の水位が維持され原子炉圧力容器への注水が不要となる間、原子炉格納容器内にスプレーする場合は、残留熱除去系A系注入弁を全閉後、残留熱除去系A系D/Wスプレー弁又は残留熱除去系A系S/Cスプレー弁を全開としてスプレーを実施する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水開始まで3分以内で可能である。

(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

低圧炉心スプレイ系が健全な場合は、自動起動（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）による作動、又は中央制御室からの手動操作により低圧炉心スプレイ系ポンプを起動し、サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉圧力容器への注水を実施する。

a. 手順着手の判断基準

給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）以上に維持できない場合。

b. 操作手順

低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.4-31図に、タイムチャートを第1.4-32図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、手動起動操作又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）により低圧炉心スプレイ系ポンプが起動し、低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa [gage] 以上となったことを確認後、発電長に低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水準備完了を報告する。

③発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下となったこと

を確認後、運転員等に低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、手動操作又は自動起動信号（原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウェル圧力高）により低圧炉心スプレイ系注入弁が全開となったことを確認する。

⑤運転員等は中央制御室にて、原子炉压力容器への注水が開始されたことを低圧炉心スプレイ系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するとともに原子炉压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。

c. 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水開始まで2分以内で可能である。

(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が健全な場合は、中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動し、発電用原子炉からの除熱を実施する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持され、かつ原子炉圧力指示値が0.93MPa [gage] 以下の場合。

b. 操作手順

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系による発電用原子炉からの除熱手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

B系による原子炉除熱手順も同様。）。概要図を第1.4-33図に、タイムチャートを第1.4-34図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系による発電用原子炉からの除熱準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、原子炉水位指示値が原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持されていることを状態表示等にて確認する。
- ③運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、残留熱除去系A系レグシールライン弁を全閉とする。
- ④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）入口弁を全閉とするとともに再循環系ポンプ（A）が停止していることを確認し、再循環系ポンプ（A）出口弁を全閉とする。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）入口弁を全閉とする。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系外側隔離弁の全開操作を実施するとともに残留熱除去系内側隔離弁の全開操作を実施する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却ライン入口弁の全開操作を実施するとともに残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却注入弁を調整開とする。
- ⑧運転員等は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系運転の準備完了を発電長に報告する。
- ⑨発電長は、運転員等に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系による発電用原子炉からの除熱開始を指示する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）の起動操作

を実施し、残留熱除去系ポンプ（A）吐出圧力指示値が上昇したことを残留熱除去系ポンプ吐出圧力にて確認後、残留熱除去系熱交換器（A）入口弁を調整開し、発電用原子炉からの除熱を開始する。

⑪運転員等は中央制御室にて、発電用原子炉からの除熱が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び残留熱除去系熱交換器入口温度指示値の低下により確認し、発電長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱開始まで147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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.4.4）

1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水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。

西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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。

非常用交流電源設備、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高压電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低压電源車による常設低压代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ、復水移送ポン

プ、残留熱除去系ポンプ、低圧炉心スプレイ系ポンプ、電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置、可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車、非常用交流電源設備、可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断、確認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。

第1.4-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1／9）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する発
電用原子炉の冷却）

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
設計基準事故対処設備	—	残留熱除去系（低圧注水系） による発電用原子炉の冷却	残留熱除去系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 残留熱除去系海水系ポンプ※1 残留熱除去系海水系ストレーナ 非常用交流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書
		低圧炉心スプレイ系 による発電用原子炉の冷却	低圧炉心スプレイ系ポンプ サブプレッション・チェンバ 低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉圧力容器 残留熱除去系海水系ポンプ※1 残留熱除去系海水系ストレーナ 非常用交流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書
		残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系ポンプ 原子炉圧力容器 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁 再循環系配管・弁 残留熱除去系海水系ポンプ※1 残留熱除去系海水系ストレーナ 非常用交流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「減圧冷却」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／9）

（発電用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（低压注水系） 低压炉心スプレイ系	低压代替注水系（常設） 発電用原子炉の冷却	常設低压代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※2 低压代替注水系配管・弁 残留熱除去系C系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		低压代替注水系（可搬型） 発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ※2 可搬型代替注水大型ポンプ※2 西側淡水貯水設備※2 代替淡水貯槽※2 ホース 低压代替注水系配管・弁 低压炉心スプレイ系配管・弁・スパー ジャ 残留熱除去系C系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		代替循環冷却系による 発電用原子炉の冷却	代替循環冷却系ポンプ サプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉压力容器 残留熱除去系海水系ポンプ※1 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※1 緊急用海水系ストレーナ 可搬型代替注水大型ポンプ※1 ホース 常設代替交流電源設備※3 燃料給油設備※3	自主対策設備 非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／9）

（発電用原子炉運転中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（低圧注水系）	消火系による発電用原子炉の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク※ ² 多目的タンク※ ² 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³		非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
	低圧炉心スプレイ系	補給水系による発電用原子炉の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク※ ² 補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³		非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4／9）

（発電用原子炉運転中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 残留熱除去系海水系	代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧	残留熱除去系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」等
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策設備	ＡＭ設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧	低圧炉心スプレイ系ポンプ サブプレッション・チェンバ 低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパージャ 原子炉圧力容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」等
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策設備	ＡＭ設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※１：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。

※２：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。

※３：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（5／9）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備	手順書
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	—	低圧代替注水系（常設）による 残存溶融炉心の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※ ² 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系C系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－4」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		低圧代替注水系（可搬型）による 残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ※ ² 可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 西側淡水貯水設備※ ² 代替淡水貯槽※ ² ホース 低圧代替注水系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパー ージャ 残留熱除去系C系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－4」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却	代替循環冷却系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－4」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策設備

※1：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。
 ※2：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。
 ※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6／9）

（溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する場合	—	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 ろ過水貯蔵タンク※ ² 多目的タンク※ ² 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－4」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		補給水系による残存溶融炉心の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク※ ² 補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－4」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（7／9）

（発電用原子炉停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	低圧代替注水系（常設）による 発電用原子炉の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※ ² 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系C系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		低圧代替注水系（可搬型）による 発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ※ ² 可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 西側淡水貯水設備※ ² 代替淡水貯槽※ ² ホース 低圧代替注水系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパー ージャ 残留熱除去系C系配管・弁 原子炉压力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		代替循環冷却系による 発電用原子炉の冷却	代替循環冷却系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉压力容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策 設備	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。
 ※2：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。
 ※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（8／9）

（発電用原子炉停止中のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	消火系による発電用原子炉の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク※ ² 多目的タンク※ ² 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		補給水系による発電用原子炉の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク※ ² 補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁 原子炉圧力容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱	原子炉冷却材浄化系ポンプ 原子炉圧力容器 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器 再循環系配管・弁 原子炉冷却材浄化系配管・弁 給水系配管・弁 原子炉補機冷却系ポンプ 原子炉補機冷却系熱交換器 原子炉補機冷却系配管・弁 補機冷却系海水系ポンプ	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 AM設備別操作手順書

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（9／9）

（発電用原子炉停止中のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
サ ポ ー ト 系 故 障 時	全交流動力電源 残留熱除去系海水系	代替交流電源設備による残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系）の復旧	残留熱除去系ポンプ 原子炉圧力容器 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁 再循環系配管・弁 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策 設備	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

第1.4-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/17)

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 発電用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）による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用パワーセンタ（以下「パワーセンタ」を「P／C」という。）電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位
	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		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	低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (2/17)

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 発電用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 (b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位
	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		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	低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）
		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (3/17)

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 発電用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 (c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保	サプレッション・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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	サプレッション・プール水位

監視計器一覧 (4/17)

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 発電用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 (d) 消火系による原子炉压力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		電源	M／C 2D電圧 P／C 2D電圧 直流 125V 主母線盤 2B電圧
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		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	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (5/17)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1. 4. 2. 1 発電用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 （e） 補給水系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」等 ＡＭ設備別操作手順書	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広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域）
		電源	M／C ２C電圧 P／C ２C電圧 M／C ２D電圧 P／C ２D電圧 直流 125V 主母線盤 2 A電圧 直流 125V 主母線盤 2 B電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	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広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域）
		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	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (6/17)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.4.2.1 発電用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 (a) 残留熱除去系 (低圧注水系) 電源復旧後の原子炉圧力容器への注水		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-1」等 AM設備別操作手順書	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 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)
		最終ヒートシンクの確保
		残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)
	操作	電源
		M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧 緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保
		サブプレッション・プール水位
		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 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)
		原子炉圧力容器内の圧力
		原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉圧力容器への注水量
		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
		水源の確保
		サブプレッション・プール水位

監視計器一覧 (7/17)

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 発電用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 (b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-1」等 AM設備別操作手順書	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 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)
		最終ヒートシンクの確保
		残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)
	操作	電源
		M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保
		サブプレッション・プール水位
		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 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)
		原子炉圧力容器内の圧力
		原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉圧力容器への注水量
		低圧炉心スプレイ系系統流量
		補機監視機能
		低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
		水源の確保
		サブプレッション・プール水位

監視計器一覧 (8/17)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 (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		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水－４」 AM設備別操作手順書	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 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)
		原子炉格納容器内の温度
		格納容器下部水温 (水温計兼デブリ落下検知用) 格納容器下部水温 (水温計兼デブリ堆積検知用)
	操作	電源
		緊急用 M / C 電圧 緊急用 P / C 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保
		代替淡水貯槽水位
		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 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)
		原子炉压力容器内の圧力
		原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉压力容器への注水量
		低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン狭帯域用)
		補機監視機能
		常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保
		代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (9/17)

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 発電用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 b) 代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却			
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水－４」 AM設備別操作手順書	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用） 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保	サプレッション・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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	サプレッション・プール水位

監視計器一覧 (10/17)

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 発電用原子炉運転中における対応手順 (3) 熔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 (c) 消火系による残存溶融炉心の冷却			
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水－４」 AM設備別操作手順書	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用） 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		電源	M／C ２D 電圧 P／C ２D 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (11/17)

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 発電用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 (d) 補給水系による残存溶融炉心の冷却			
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水－４」 AM設備別操作手順書	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用） 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		電源	M／C 2 C 電圧 P／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (12/17)

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 発電用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 （e） 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－４」 AM設備別操作手順書	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用） 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位
	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		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	低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）
		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (13/17)

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 発電用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 b. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱 （a） 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱			
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」 A M設備別操作手順書	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		電源	M／C 2 C 電圧 P／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧
		補機監視機能	M／C 2 B－2 電圧 P／C 2 B－2 電圧 原子炉補機冷却系ポンプ吐出ヘッド圧力
	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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		最終ヒートシンクの確保	原子炉冷却材浄化系系統流量 原子炉冷却材浄化系原子炉出口温度 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器出口温度

監視計器一覽 (14/17)

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. 2 発電用原子炉停止中における対応手順 (2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧 (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 残留熱除去系熱交換器入口温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）
		電源	M／C 2C電圧 P／C 2C電圧 M／C 2D電圧 P／C 2D電圧 緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 直流 125V 主母線盤 2A電圧 直流 125V 主母線盤 2B電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 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

監視計器一覧 (15/17)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.4.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順			
(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	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 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域）
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量
		電源	M／C 2 C 電圧 P／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧
		水源の確保	サプレッション・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 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域）
		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	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	サプレッション・プール水位

監視計器一覧 (16/17)

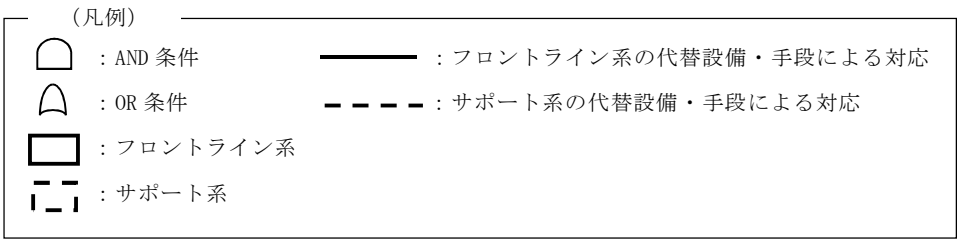
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.4.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順 (2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－１」等 ＡＭ設備別操作手順書	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域）
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量
		電源	M／C ２C電圧 P／C ２C電圧 直流 125V 主母線盤 2 A電圧
		水源の確保	サプレッション・プール水位
	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広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域）
		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	低圧炉心スプレイ系系統流量
		水源の確保	サプレッション・プール水位
		補機監視機能	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力

監視計器一覧 (17/17)

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）
1.4.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順 (3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「減圧冷却」 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時原子炉水位制御」等	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度 残留熱除去系熱交換器入口温度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量
		電源	M／C 2C電圧 P／C 2C電圧 M／C 2D電圧 P／C 2D電圧 直流 125V 主母線盤 2A電圧 直流 125V 主母線盤 2B電圧
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		補機監視機能	残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		最終ヒートシンクの確保	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 残留熱除去系系統流量

第1.4－3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.4】 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	常設低圧代替注水系ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用 P / C
	低圧代替注水系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用モータコントロールセンタ (以下「モータコントロールセンタ」を「M C C」という。)
	残留熱除去系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用 M / C M / C 2 C M / C 2 D
	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 緊急用 M C C M C C 2 C 系 M C C 2 D 系
	低圧炉心スプレイ系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用 M / C M / C 2 C
	低圧炉心スプレイ系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用 M C C M C C 2 C 系
	代替循環冷却系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用 P / C
	代替循環冷却系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用 M C C
	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 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流125V主母線盤



フロントライン系故障時の対応手段

①：低压代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却

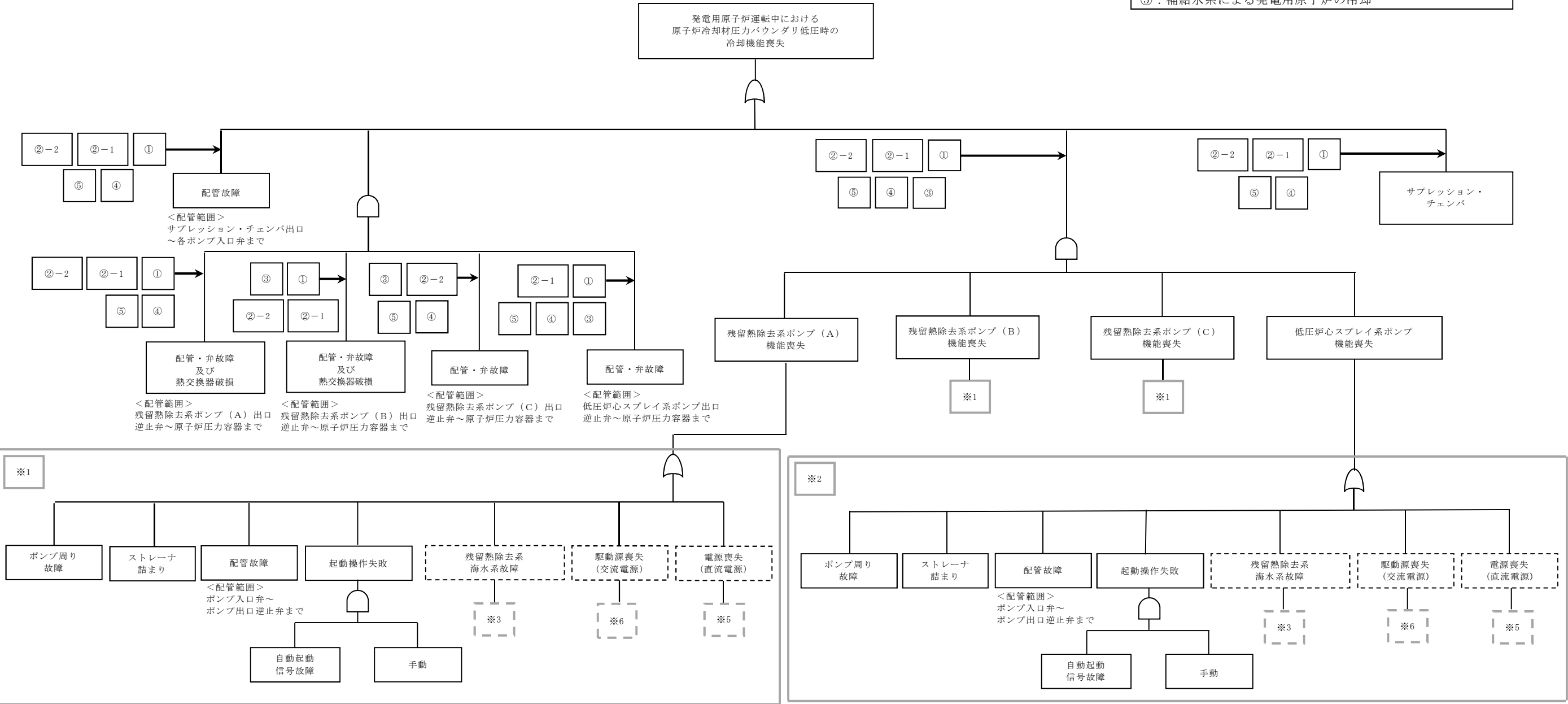
②－1：低压代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却
【残留熱除去系C系配管使用時】

②－2：低压代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却
【低压炉心スプレイ系配管使用時】

③：代替循環冷却系による発電用原子炉の冷却

④：消火系による発電用原子炉の冷却

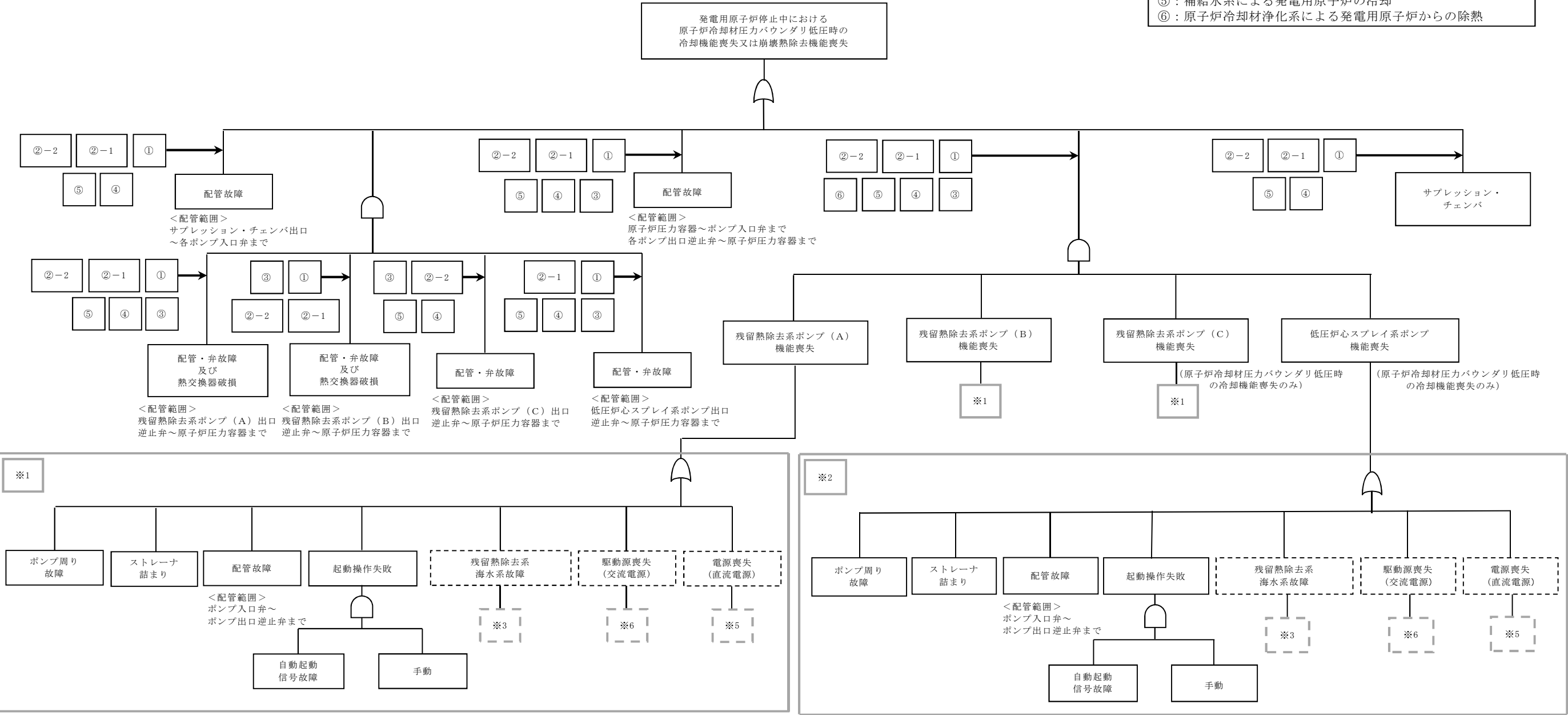
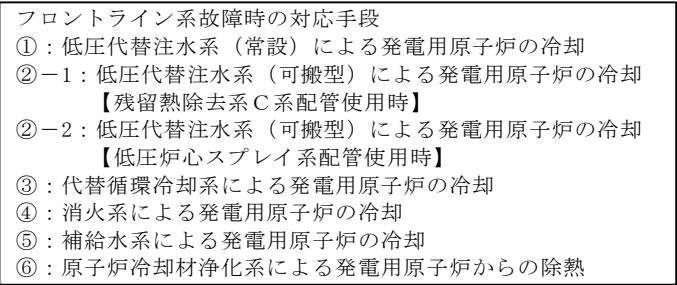
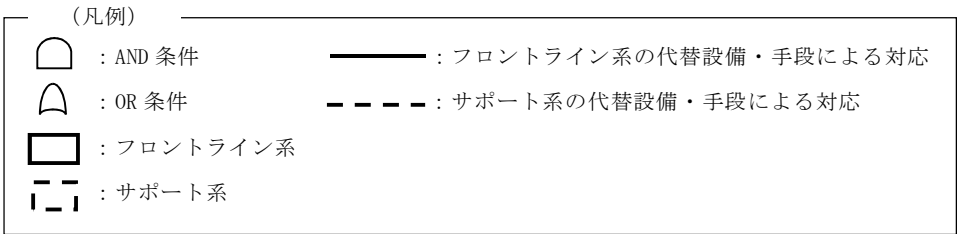
⑤：補給水系による発電用原子炉の冷却



注1：残留熱除去系C系については、熱交換器を有しておらず原子炉停止時冷却系的手段ではないため、全交流動力電源喪失及び残留熱除去系海水系機能喪失時における復旧後の原子炉除熱手段は対象外である。

注2：残留熱除去系海水系ポンプ、緊急用海水ポンプ又は代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより残留熱除去系ポンプを冷却する手段として海水を確保する。

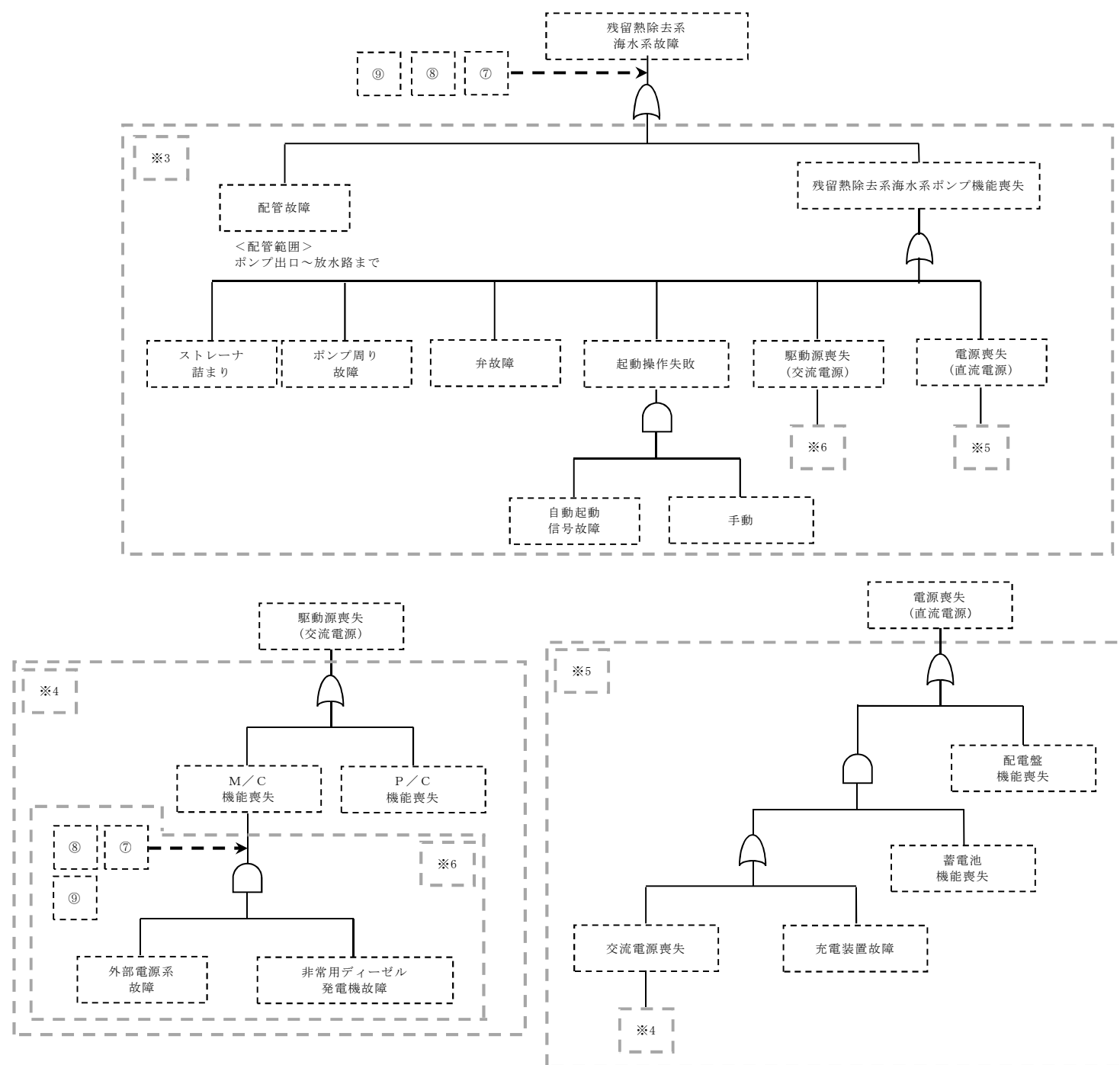
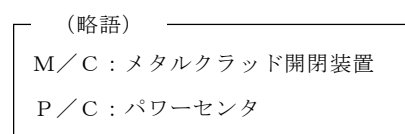
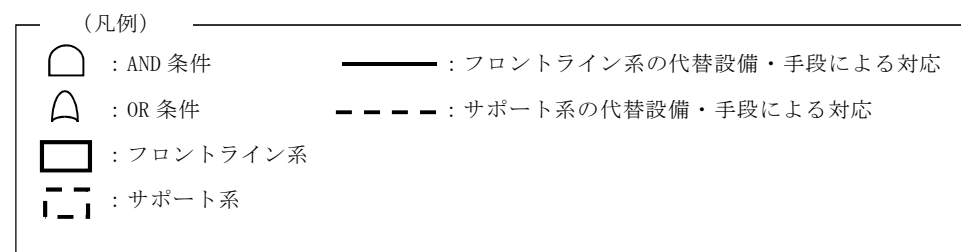
第 1.4－1 図 機能喪失原因対策分析（1／3）



注1：残留熱除去系C系については、熱交換器を有しておらず原子炉停止時冷却系的手段ではないため、全交流動力電源喪失及び残留熱除去系海水系機能喪失時における復旧後の原子炉除熱手段は対象外である。

注2：残留熱除去系海水系ポンプ、緊急用海水ポンプ又は代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより残留熱除去系ポンプを冷却する手段として海水を確保する。

第 1.4－1 図 機能喪失原因対策分析（2／3）



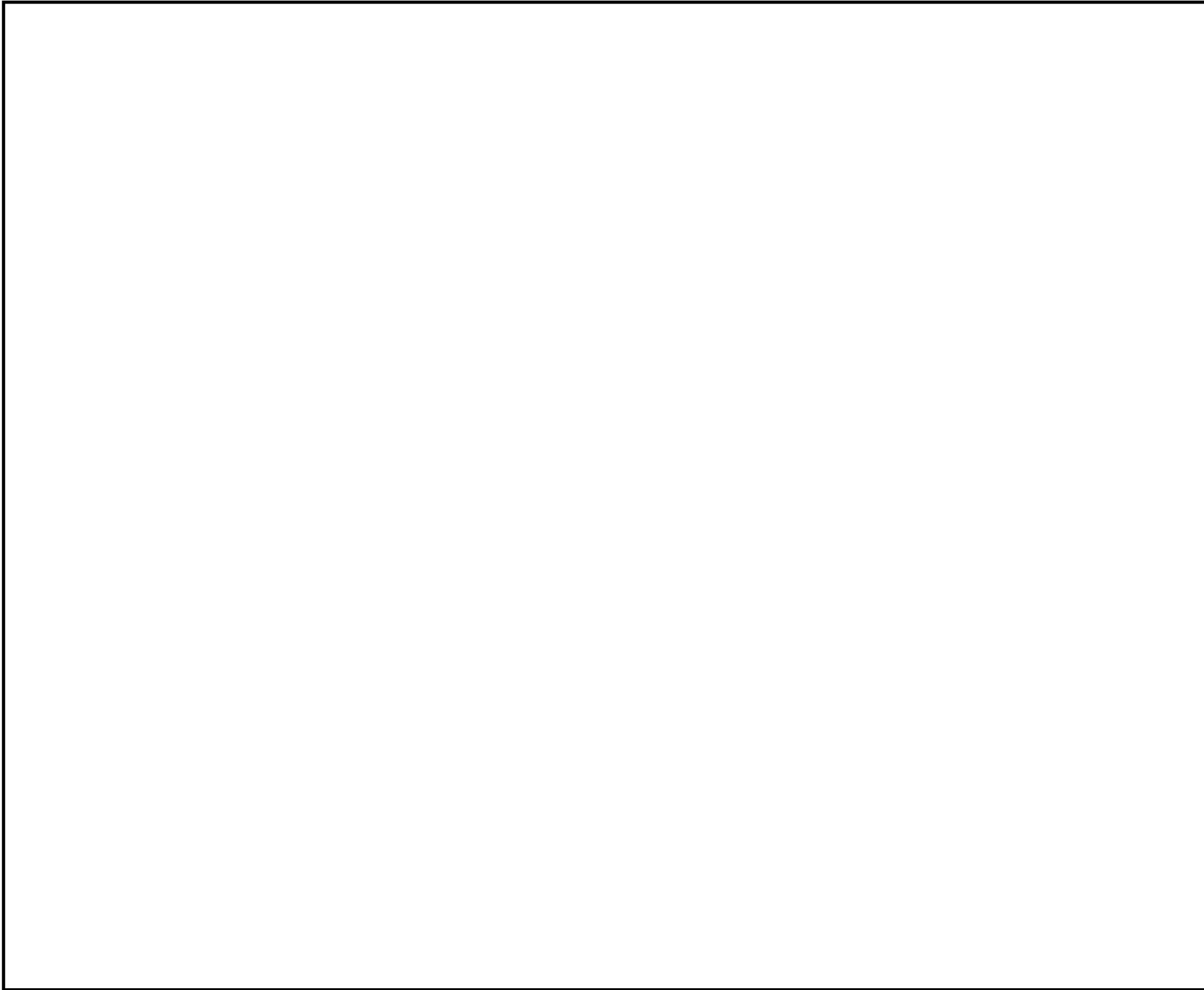
サポート系故障時の対応手段

⑦：代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧

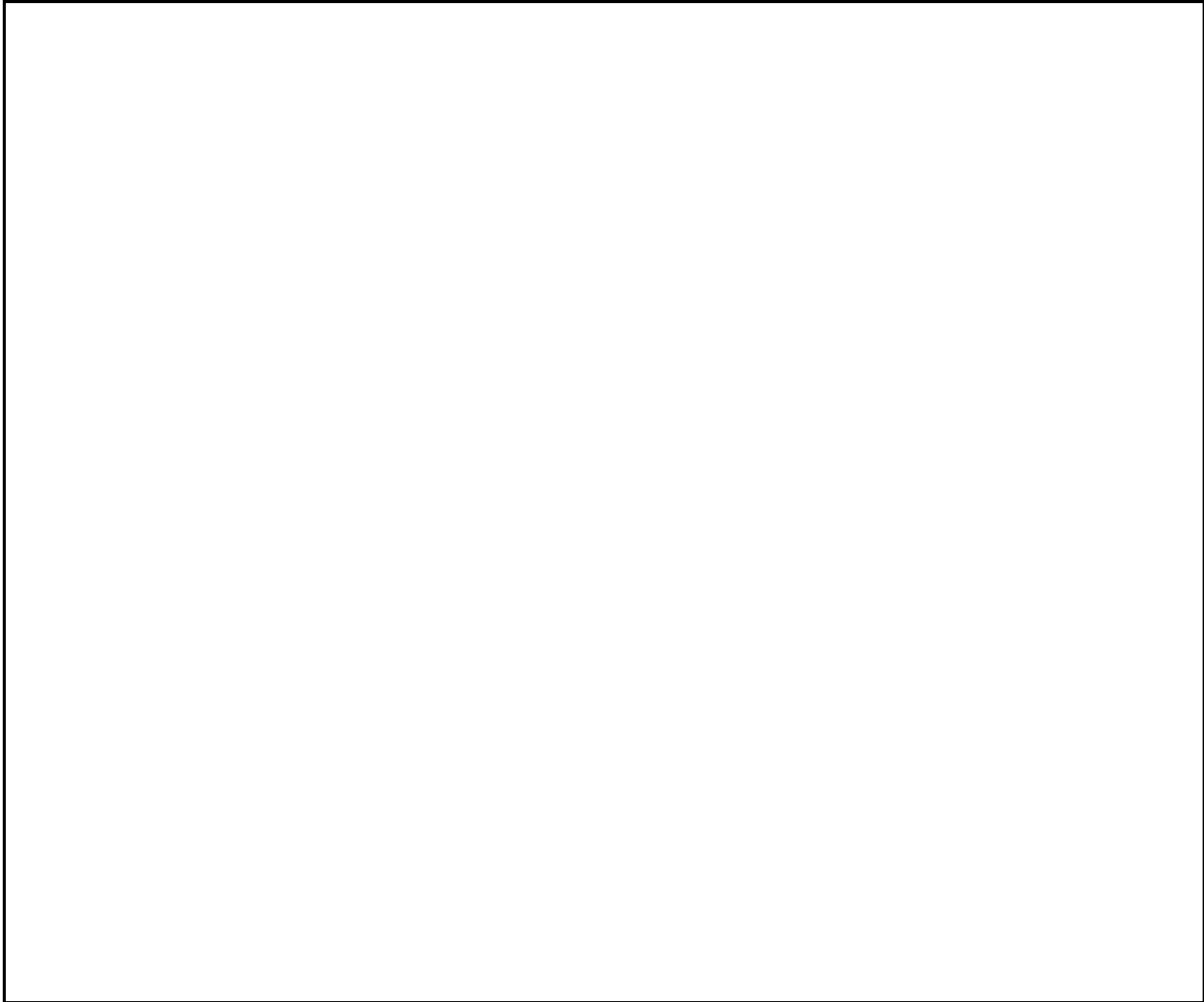
⑧：代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧

⑨：代替交流電源設備による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の復旧

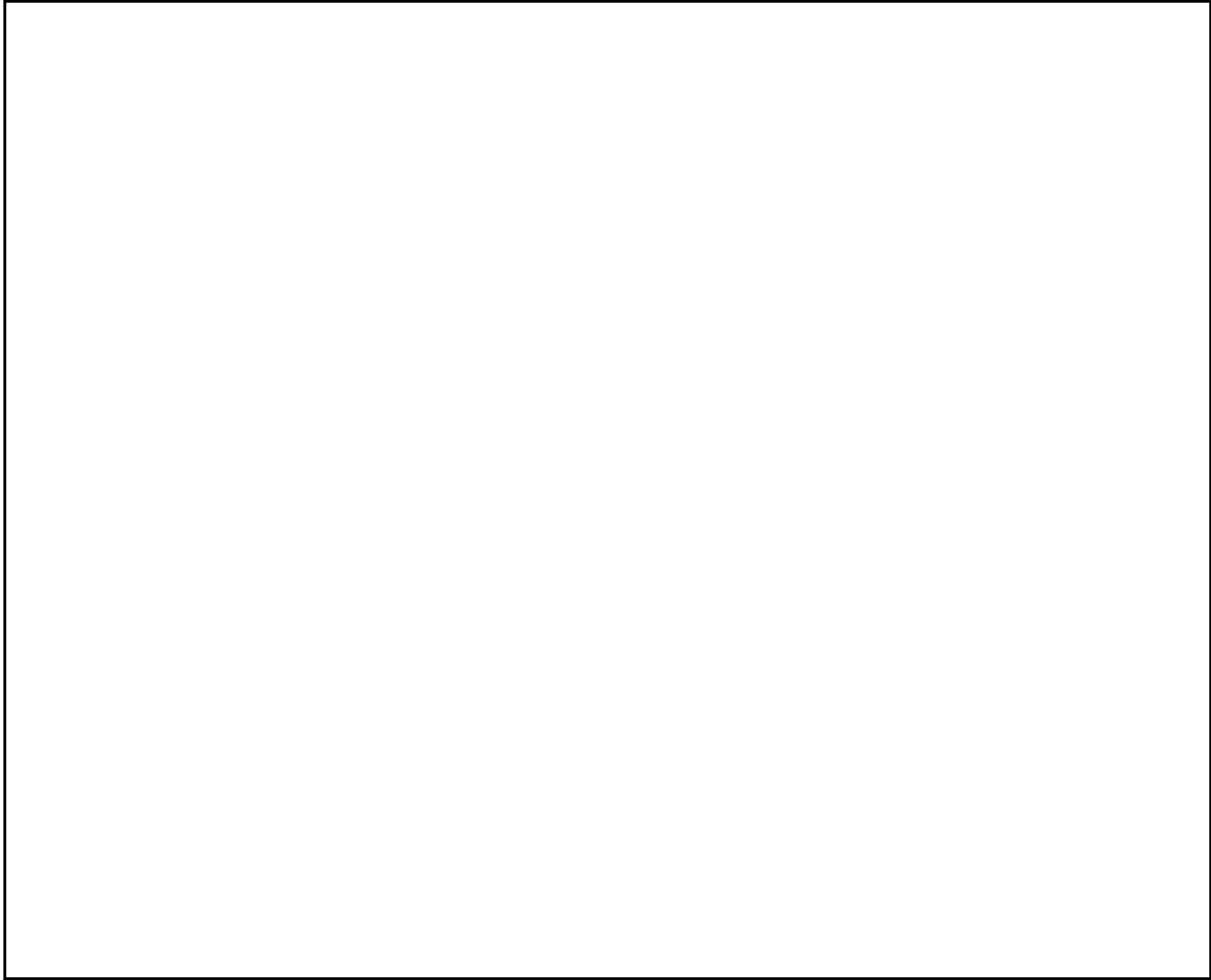
第 1.4-1 図 機能喪失原因対策分析 (3/3)



第1.4-2図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位確保」における対応フロー



第1.4-3図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「減圧冷却」における対応フロー



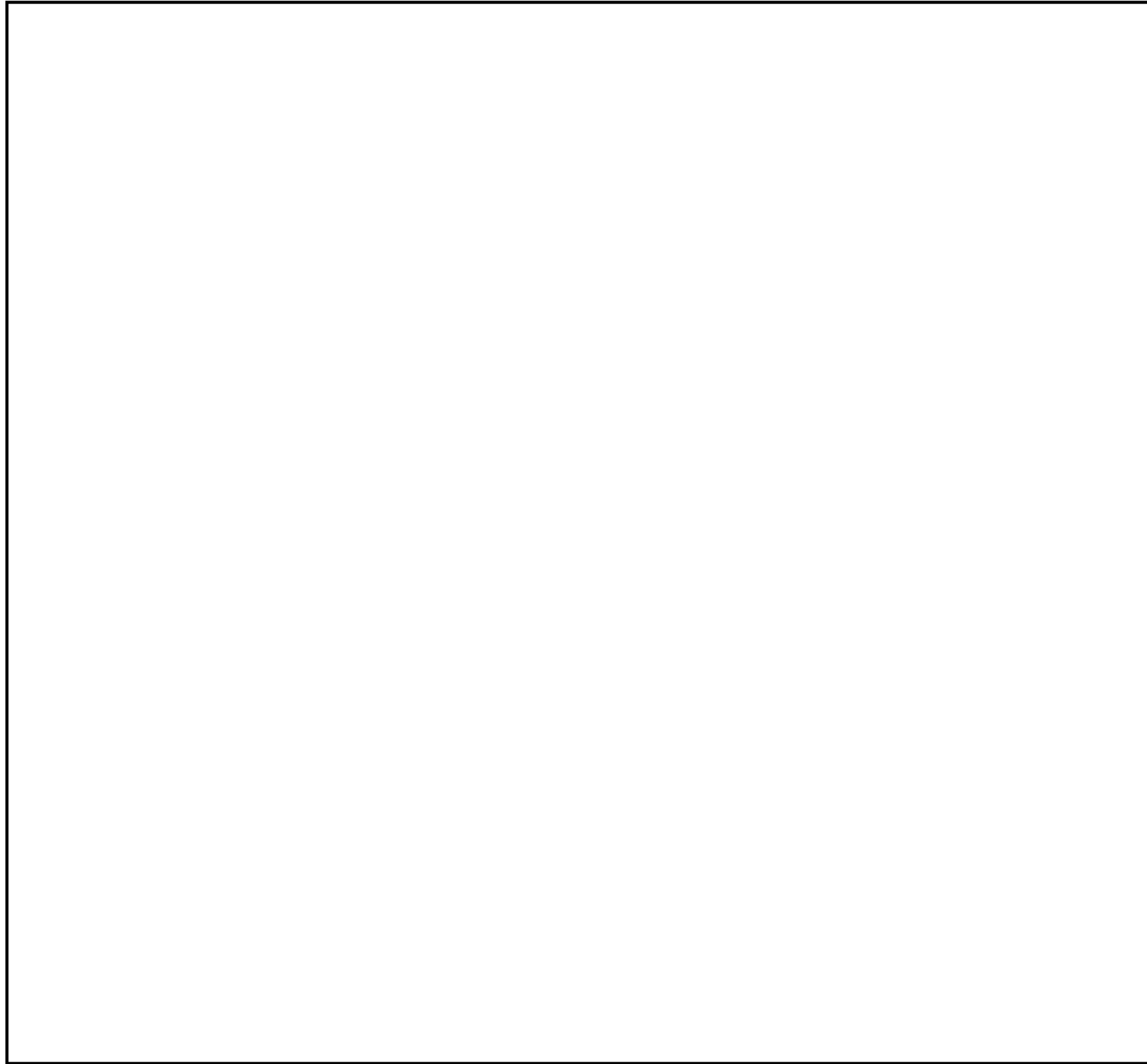
第1.4-4図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「水位回復」における対応フロー



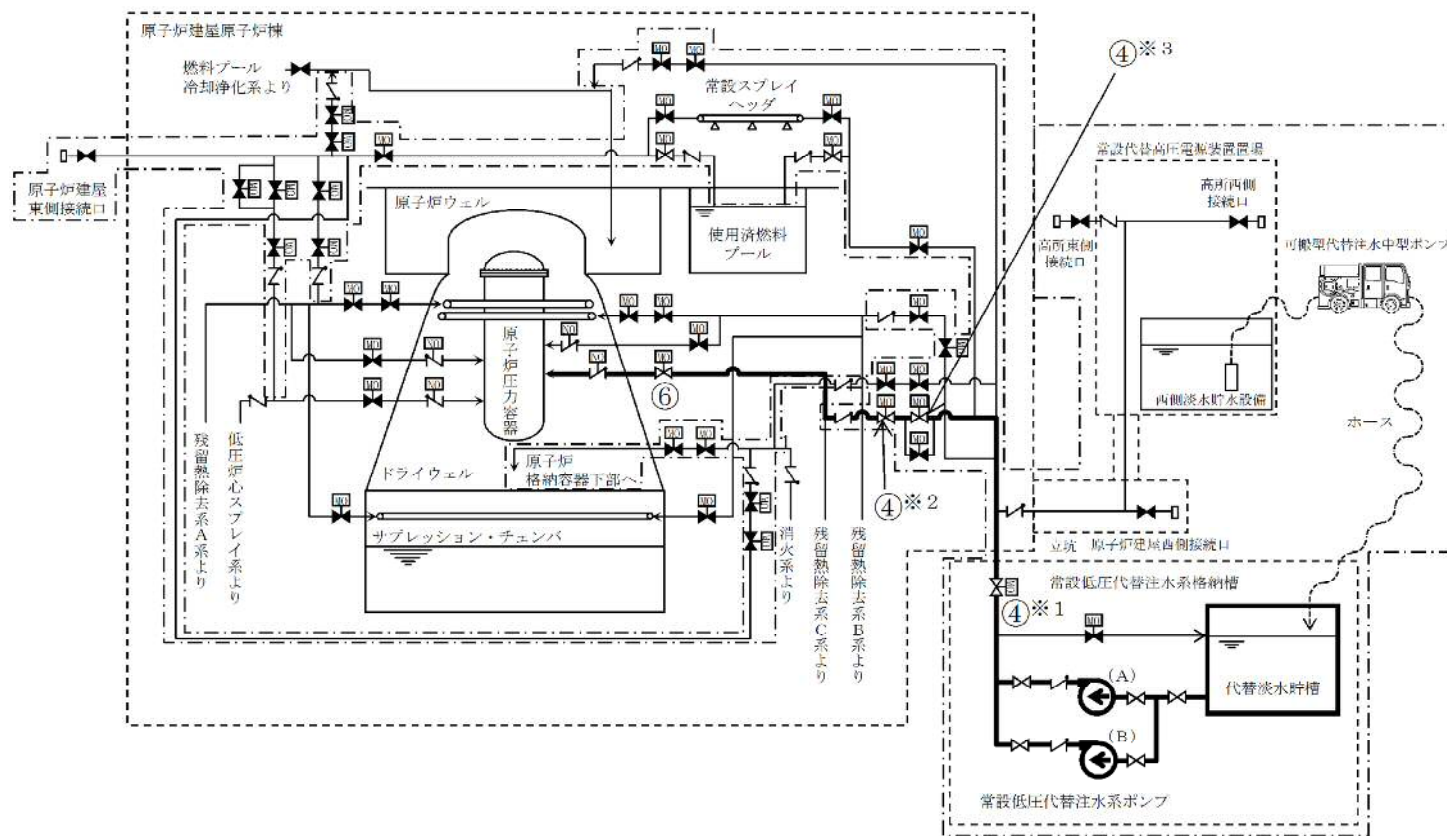
第 1.4－5 図 非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）「停止時原子炉水位制御」における対応フロー



第 1.4－6 図 非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）「停止時崩壊熱除去制御」における対応フロー



第 1.4-7 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水－4」における対応フロー



凡例

	ポンプ
M0	電動駆動
N0	窒素駆動
	弁
	逆止弁
---	ホース
---	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1	常設低圧代替注水系系統分離弁	④※3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
④※2	原子炉注水弁	⑥	残留熱除去系C系注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.4-8図 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図

		経過時間（分）												備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水 9分												
低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	2					必要な負荷の電源切替え操作							
							原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作（※1）							
			系統構成，注水開始操作											








※1：原子炉冷却材喪失事象が確認された場合。

第1.4－9図 低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水 タイム
チャート（発電用原子炉運転中）（1／2）

			経過時間（分）												備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水 9分 <div></div>												
低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1					必要な負荷の電源切替え操作								
							原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作（※1）								
			系統構成，注水開始操作												

※1：原子炉冷却材喪失事象が確認された場合。

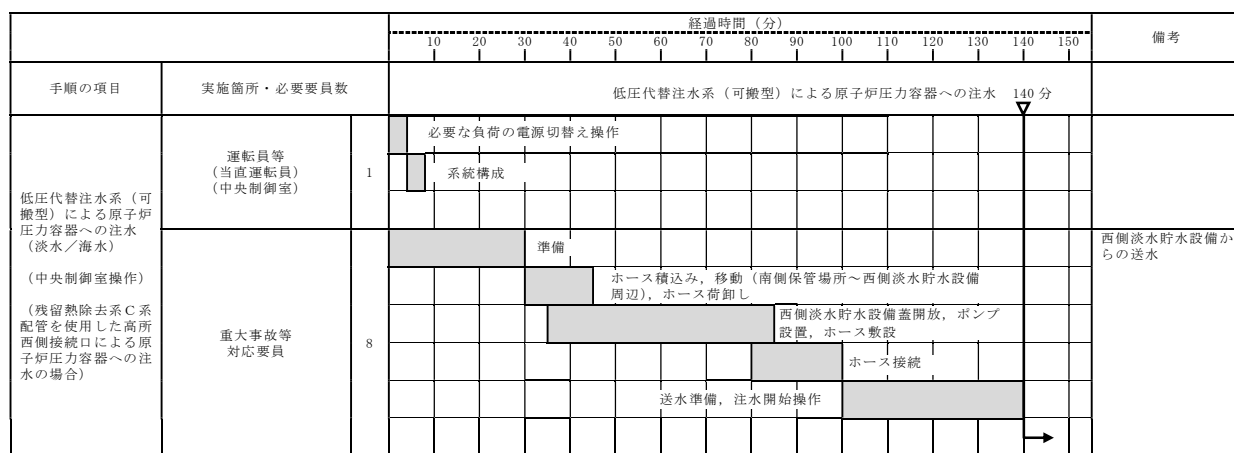
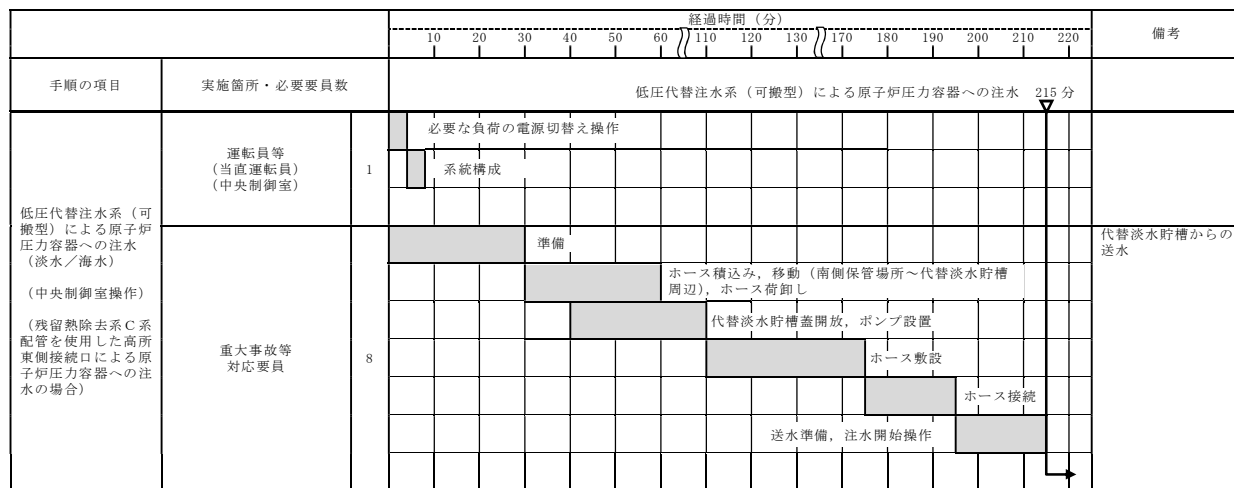
第1.4－9図 低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水 タイム
 チャート（発電用原子炉停止中）（2／2）

凡例	
	ポンプ
	電動駆動
	室素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から 追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤ ^{a ※ 1} , ⑤ ^{b ※ 1}	原子炉注水弁	⑤ ^{a ※ 3} , ⑤ ^{b ※ 3}	原子炉圧力容器注水流量調整弁
⑤ ^{a ※ 2}	残留熱除去系 C 系注入弁	⑧	原子炉建屋西側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁
⑤ ^{b ※ 2}	低圧炉心スプレイ系注入弁		

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

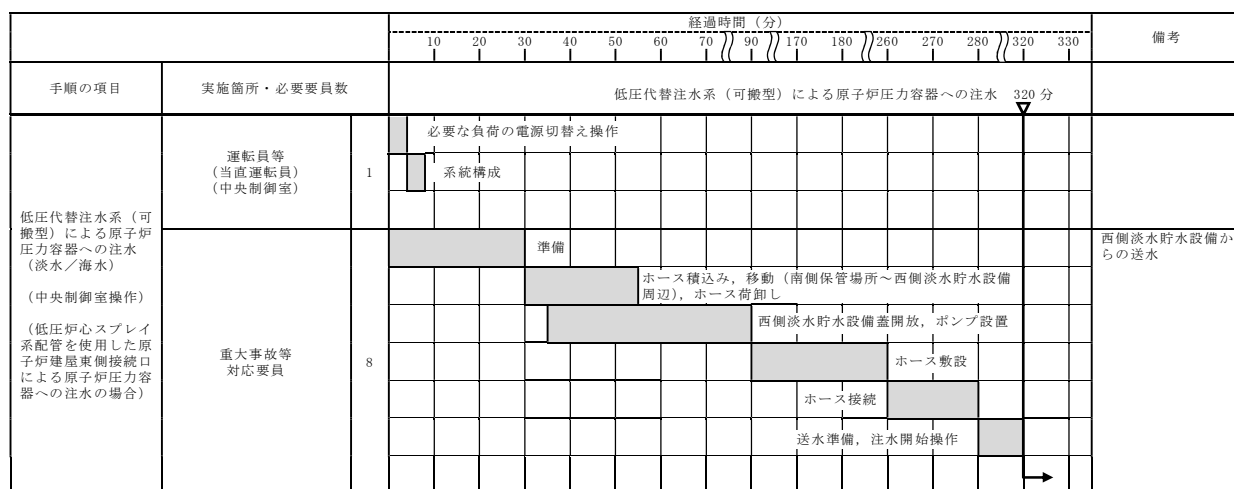
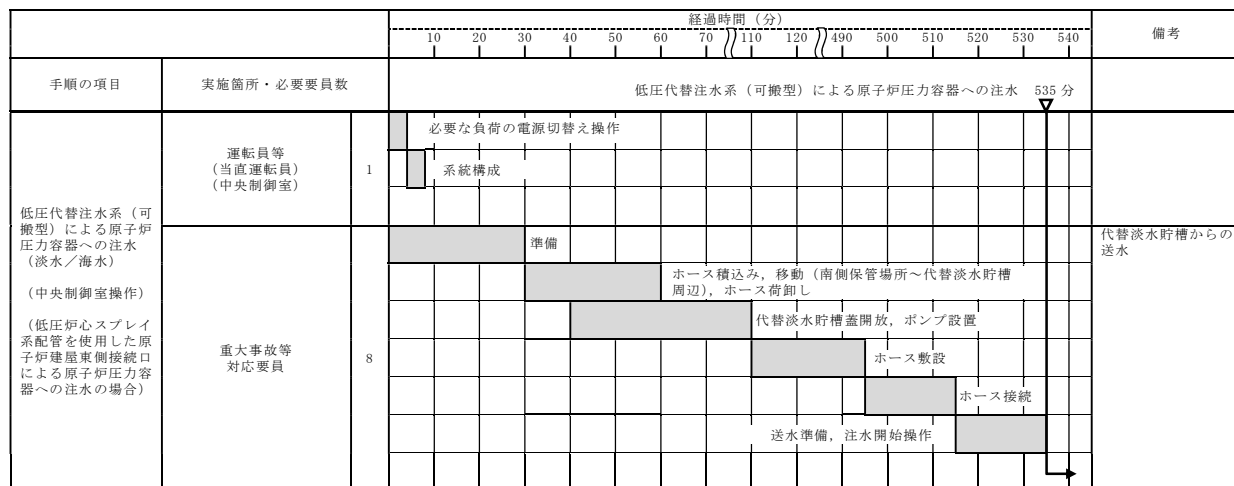
第1.4-10図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図【交流動力電源が確保されている場合】



【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は412m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は70m】

第1.4－11図 低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水

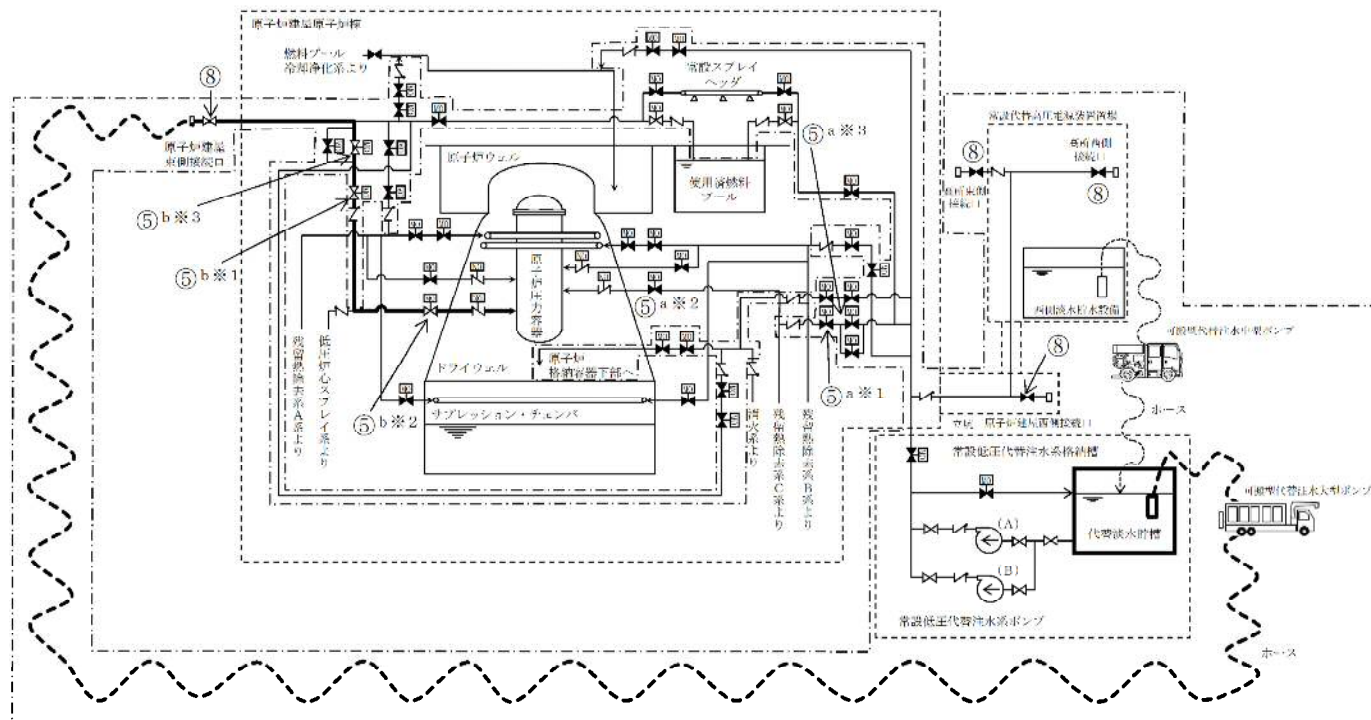
（淡水／海水） タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1／2）



【ホース敷設（代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口）の場合は 542m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口）の場合は 881m】

第1.4-11図 低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水

（淡水／海水） タイムチャート（発電用原子炉運転中）（2／2）



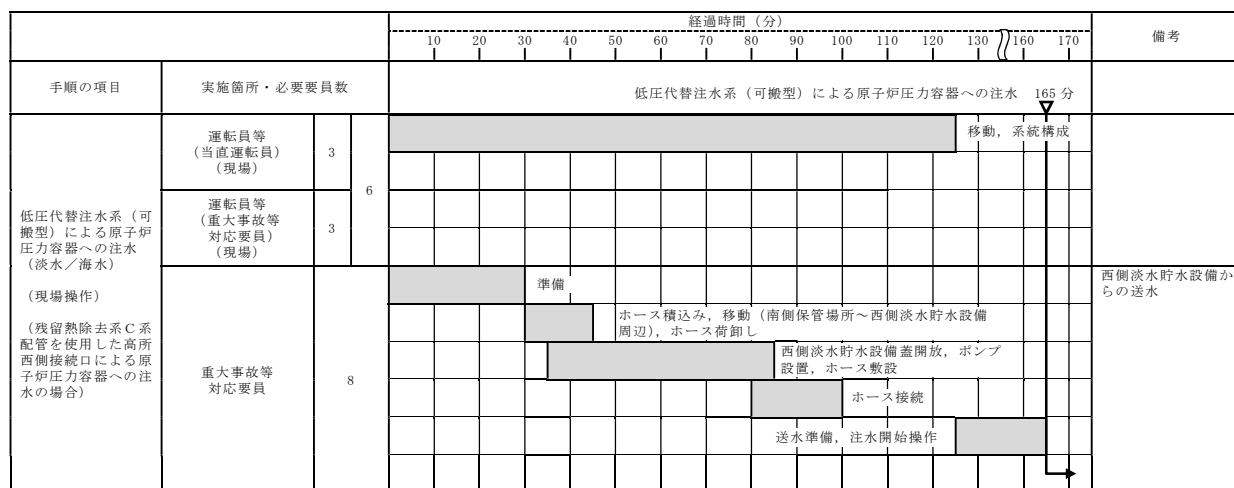
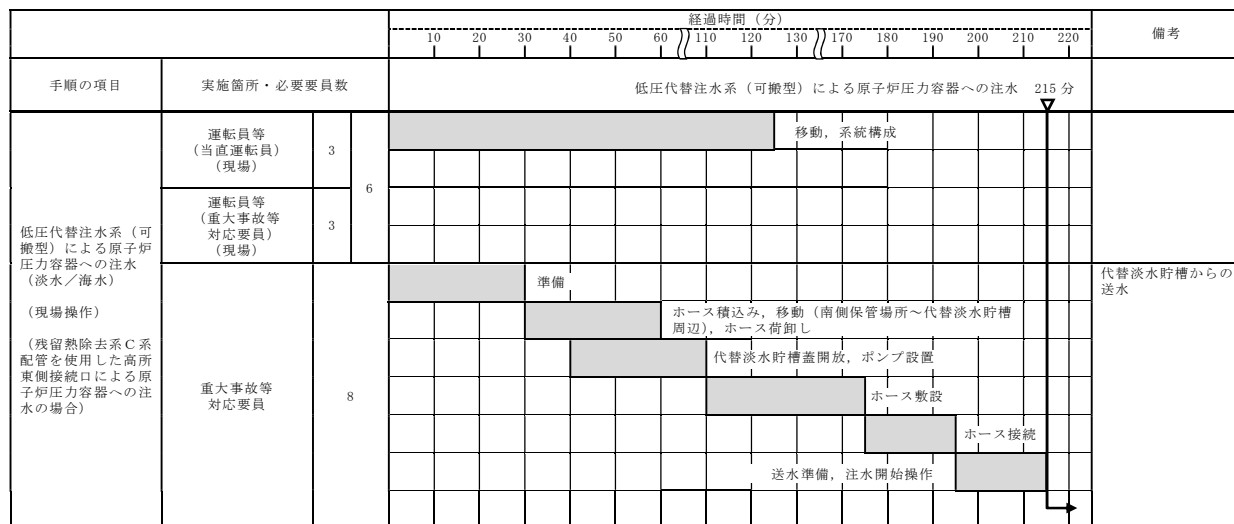
凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤ a ※ 1, ⑤ b ※ 1	原子炉注水弁	⑤ a ※ 3, ⑤ b ※ 3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
⑤ a ※ 2	残留熱除去系 C 系注入弁	⑧	原子炉建屋西側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁
⑤ b ※ 2	低圧炉心スプレイ系注入弁		

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

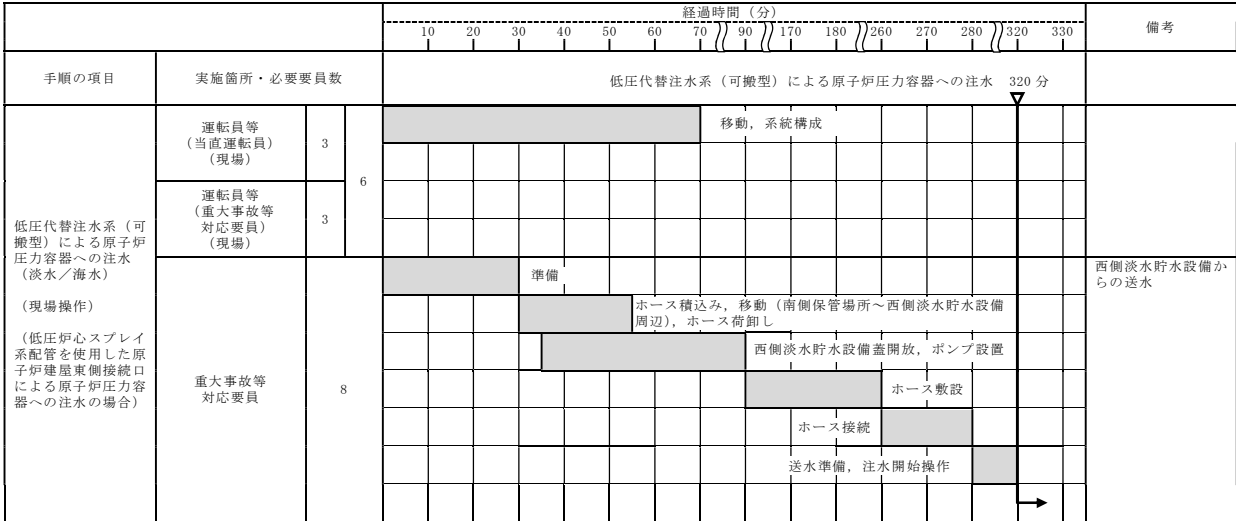
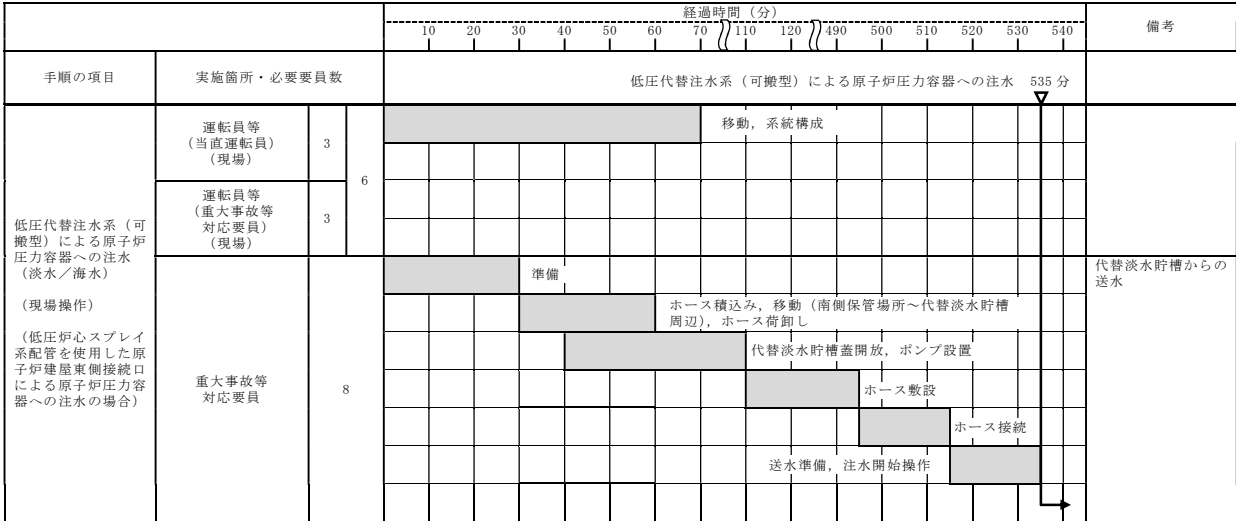
第1.4-12図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図【全交流動力電源が喪失している場合】

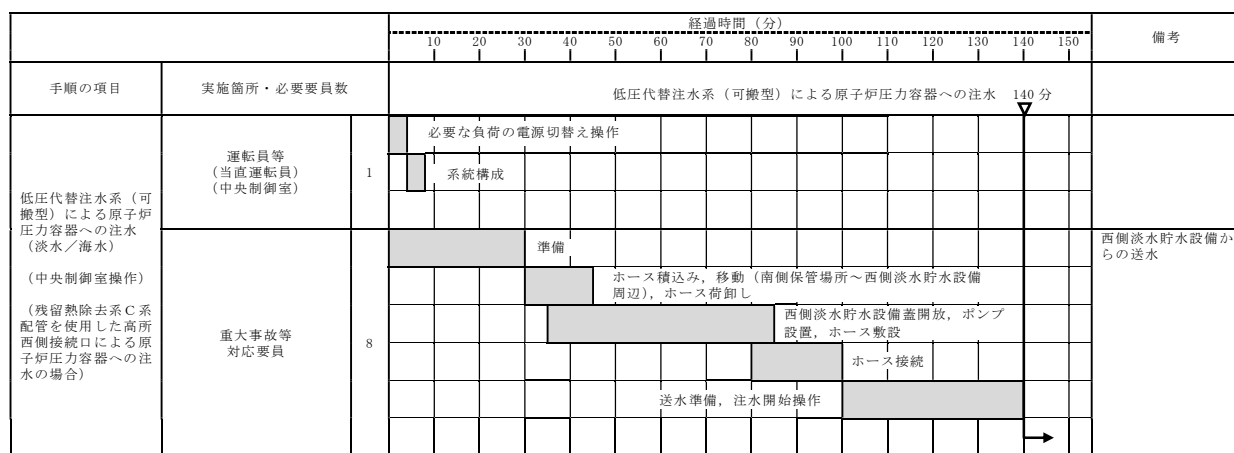
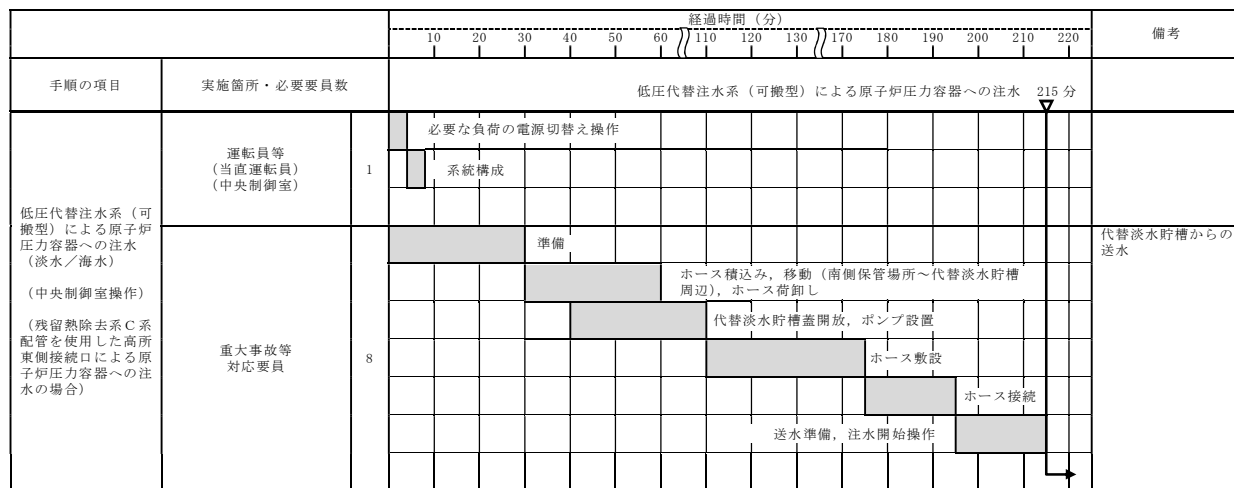


【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は412m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は70m】

第1.4－13図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水

（淡水／海水） タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1／2）

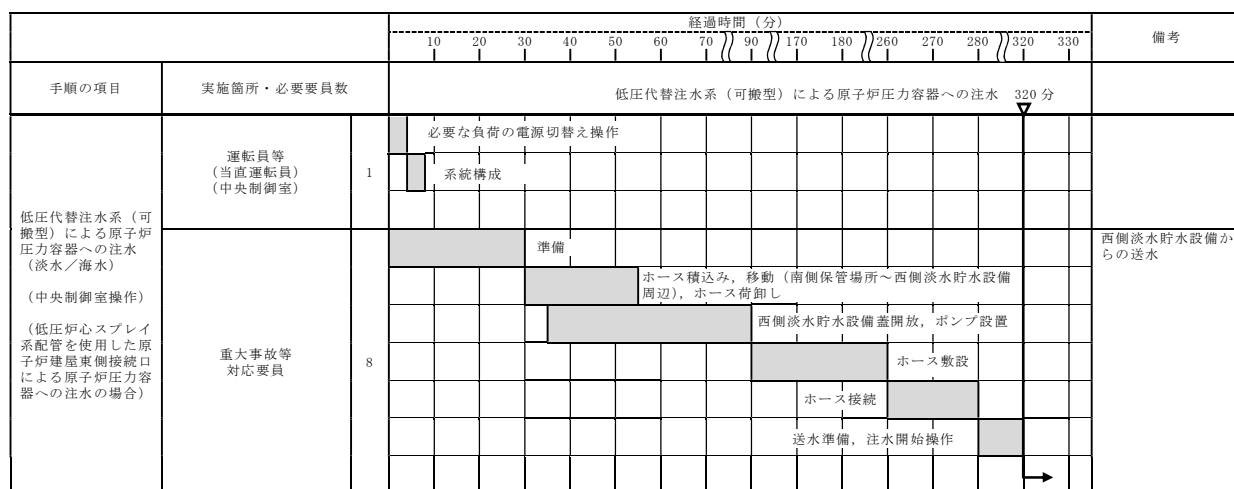
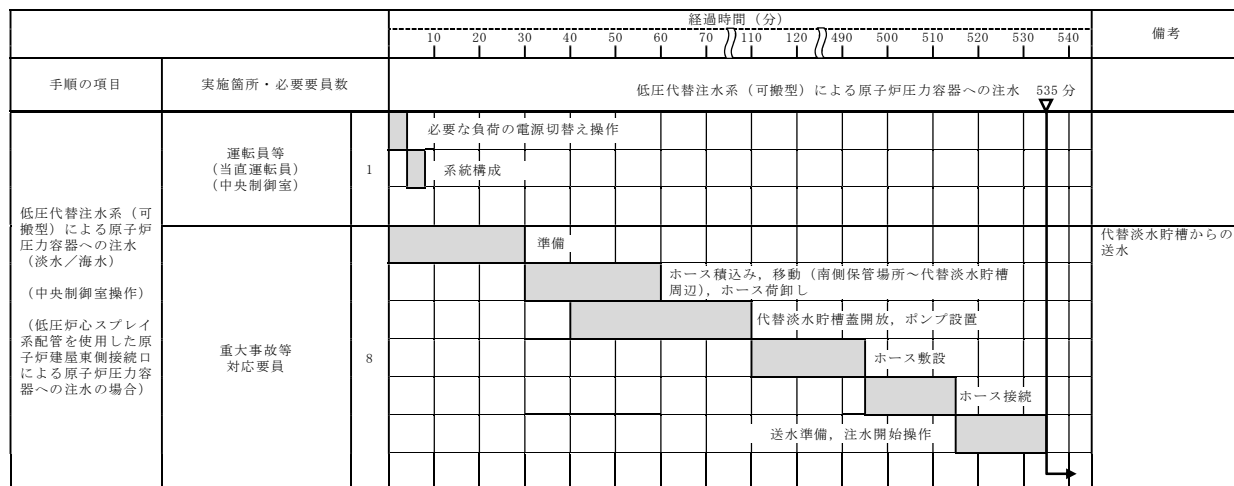




【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は412m、ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は70m】

第1.4－14図 低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水

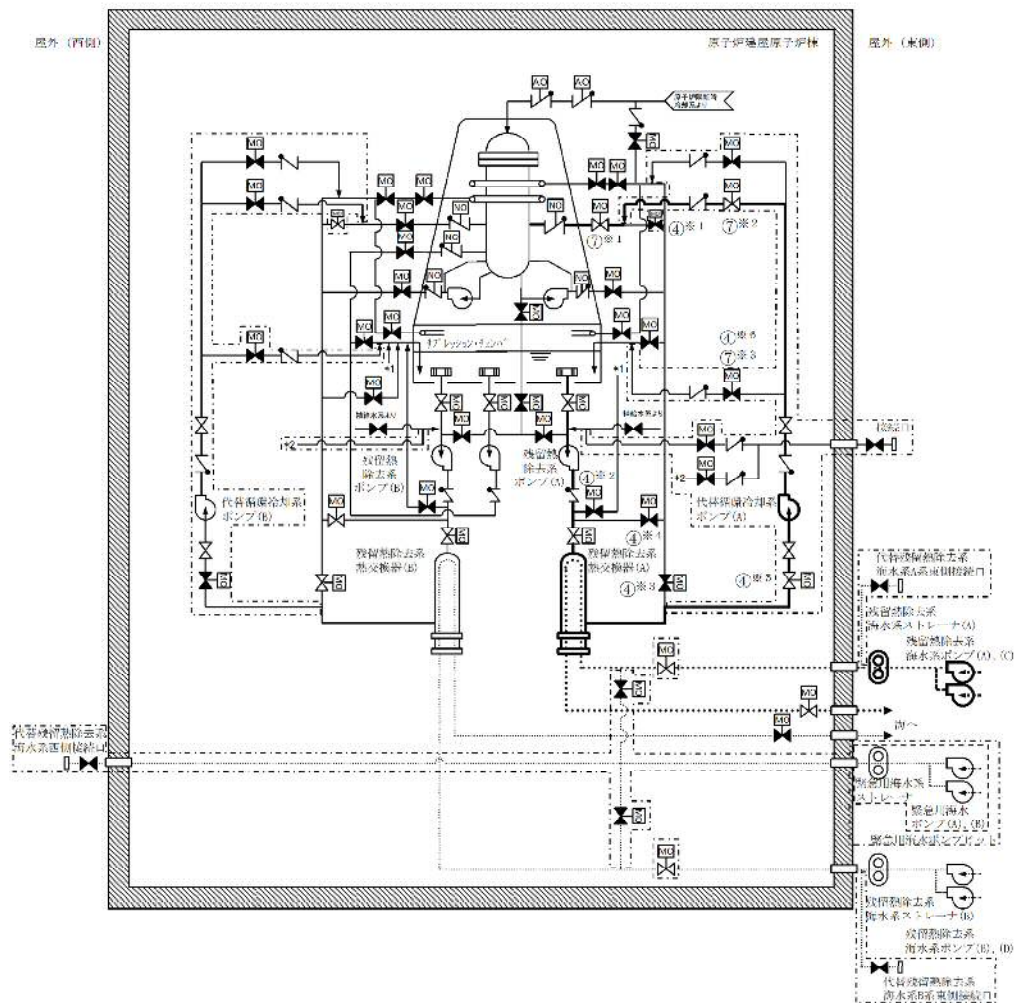
（淡水／海水） タイムチャート（発電用原子炉停止中）（1／2）



【ホース敷設（代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口）の場合は542m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口）の場合は881m】

第1.4-14図 低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水

（淡水／海水） タイムチャート（発電用原子炉停止中）（2／2）



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
④※1	残留熱除去系A系注水配管分離弁
④※2	残留熱除去系A系ミニフロー弁
④※3	残留熱除去系熱交換器（A）出口弁
④※4	残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁
④※5	代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁
④※6，⑦※3	代替循環冷却系A系テスト弁
⑦※1	残留熱除去系A系注入弁
⑦※2	代替循環冷却系A系注入弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.4－15図 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水 概要図

		経過時間 (分)										備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	45		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水										※1
代替循環冷却系による 原子炉压力容器への注水	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	2		必要な負荷の電源切替え操作							41分	
							系統構成					
					注水開始操作							

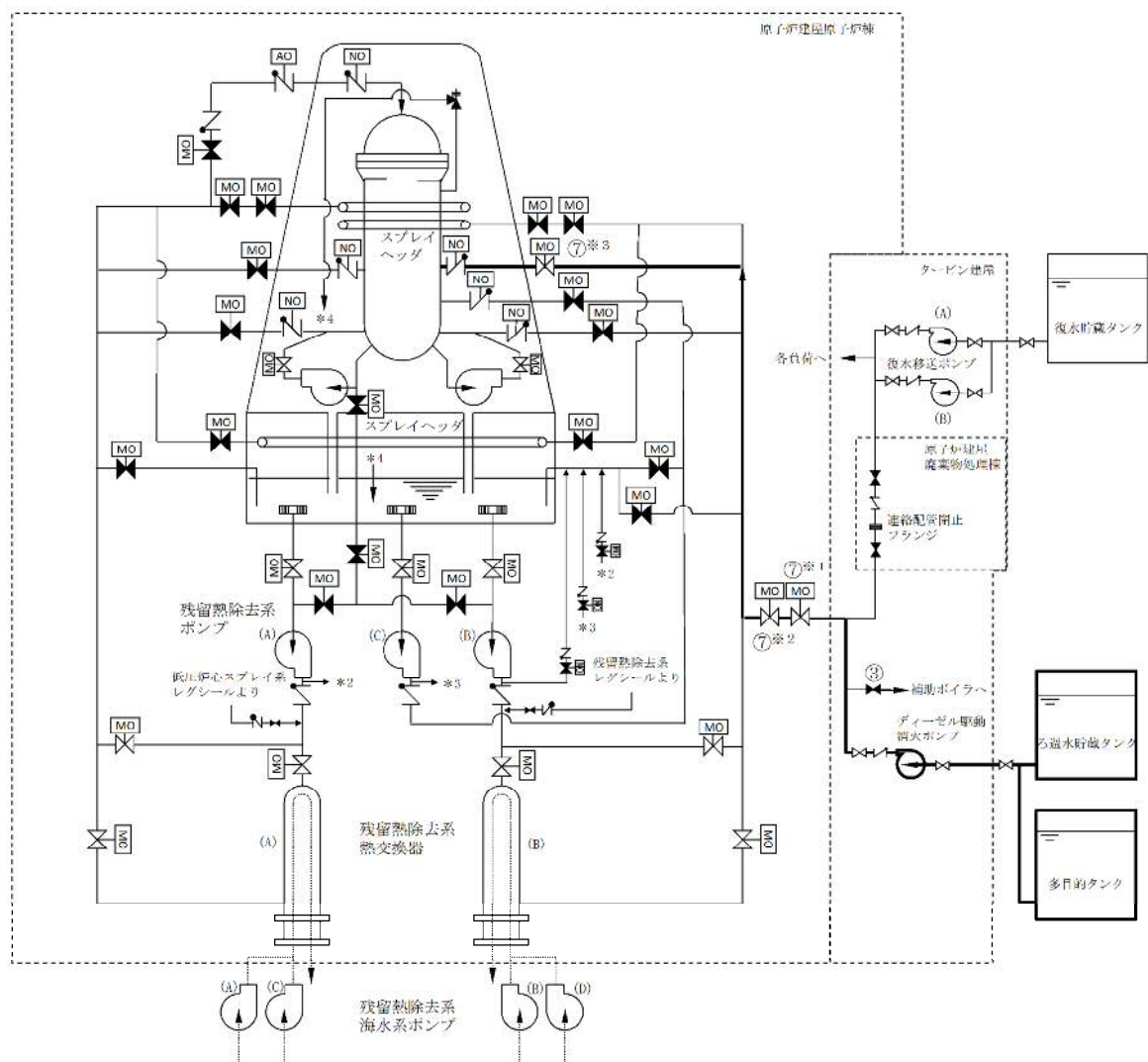
※1：代替循環冷却系A系による原子炉压力容器への注水を示す。また、代替循環冷却系B系による原子炉压力容器への注水については、注水開始まで41分以内で可能である。

第1.4－16図 代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1／2）

		経過時間 (分)										備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	45		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水 41分										
代替循環冷却系による 原子炉压力容器への注水	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1		必要な負荷の電源切替え操作							※1	
								系統構成				
					注水開始操作							
<div><div></div><div>41分</div><div></div></div>												

※1：代替循環冷却系A系による原子炉压力容器への注水を示す。また、代替循環冷却系B系による原子炉压力容器への注水については、注水開始まで41分以内で可能である。

第1.4－16図 代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート（発電用原子炉停止中）（2／2）



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
③	補助ボイラ冷却水元弁
⑦※ ¹ , ⑦※ ²	残留熱除去系B系消火系ライン弁
⑦※ ³	残留熱除去系B系注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※¹～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

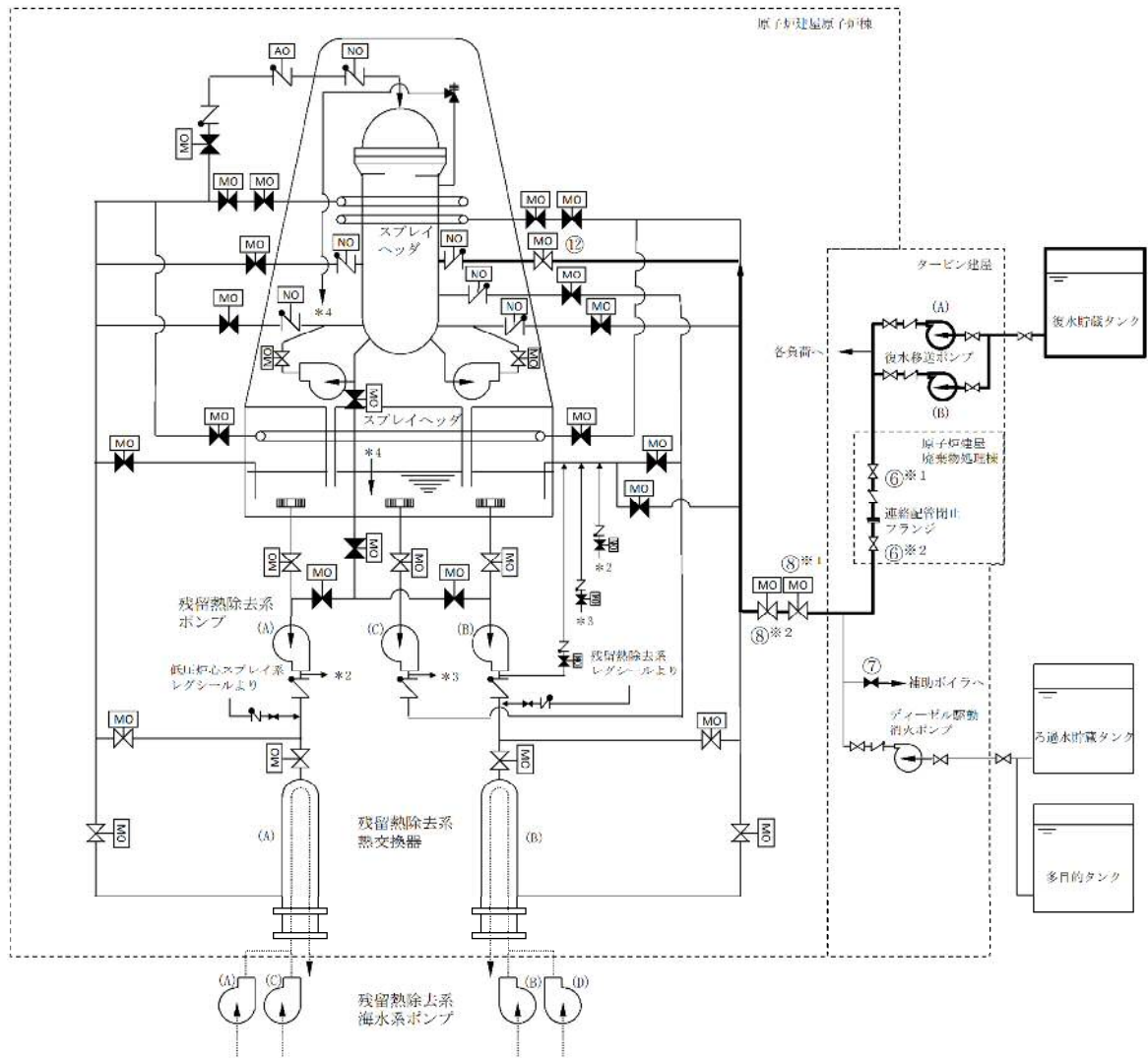
第1.4-17図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図

			経過時間（分）										備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		消火系による原子炉压力容器への注水 56分										
消火系による原子炉压力容器への注水	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1											
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2											

第1.4－18図 消火系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート（発電
用原子炉運転中）（1／2）

			経過時間（分）										備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		消火系による原子炉圧力容器への注水 56分										
消火系による原子炉圧力容器への注水	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1											
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2											

第1.4－18図 消火系による原子炉圧力容器への注水 タイムチャート（発電
用原子炉停止中）（2／2）



凡例

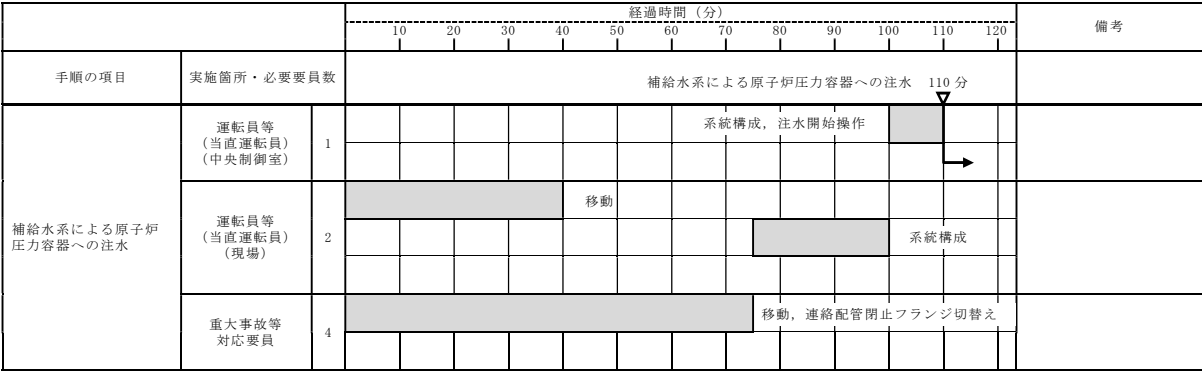
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
⑥※1, ⑥※2	補給水系－消火系連絡ライン止め弁
⑦	補助ボイラ冷却水元弁
⑧※1, ⑧※2	残留熱除去系B系消火系ライン弁
⑫	残留熱除去系B系注入弁

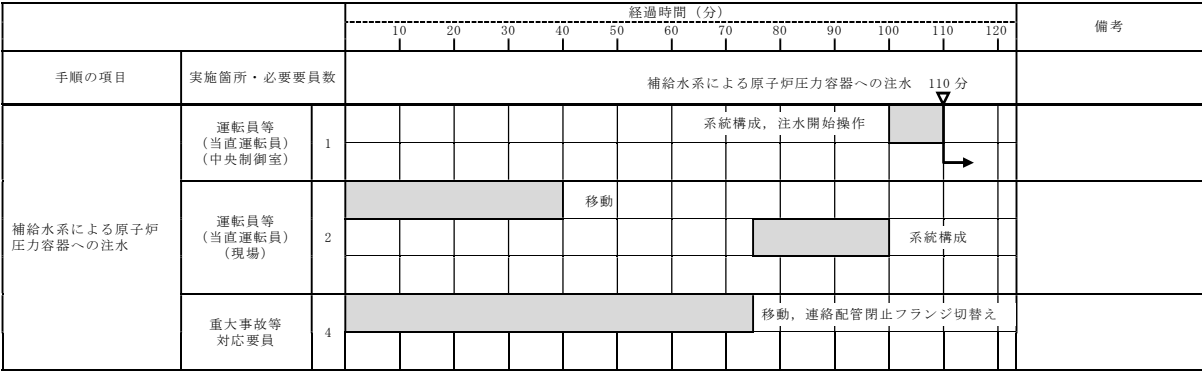
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

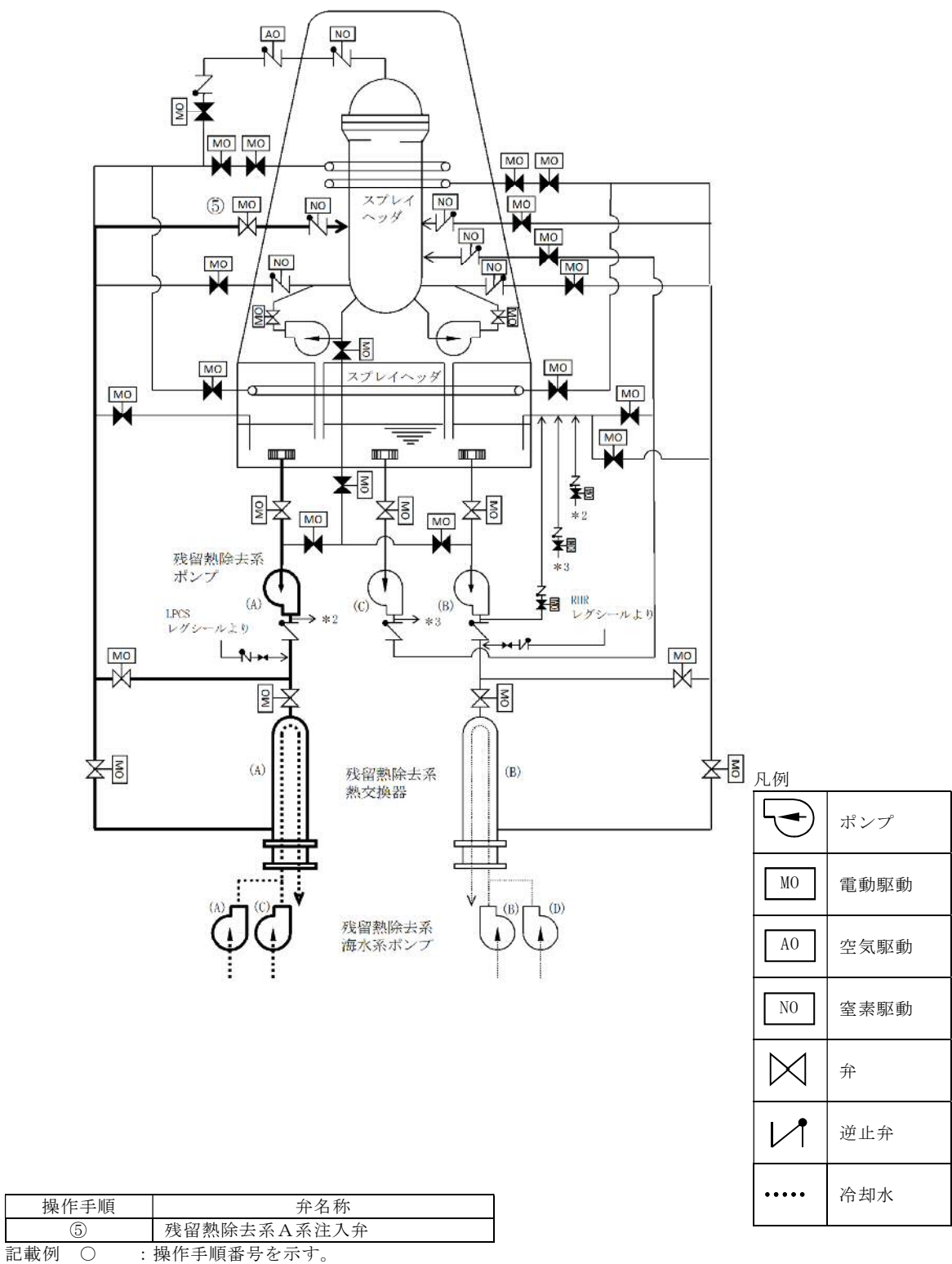
第1.4－19図 補給水系による原子炉圧力容器への注水 概要図



第1.4-20図 補給水系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1/2）



第1.4-20図 補給水系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート（発電用原子炉停止中）（2/2）



第1.4-21図 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図

			経過時間（分）										備考
			0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の 原子炉压力容器への注水										
残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉压力容器への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1					系統構成、注水開始操作					※1	

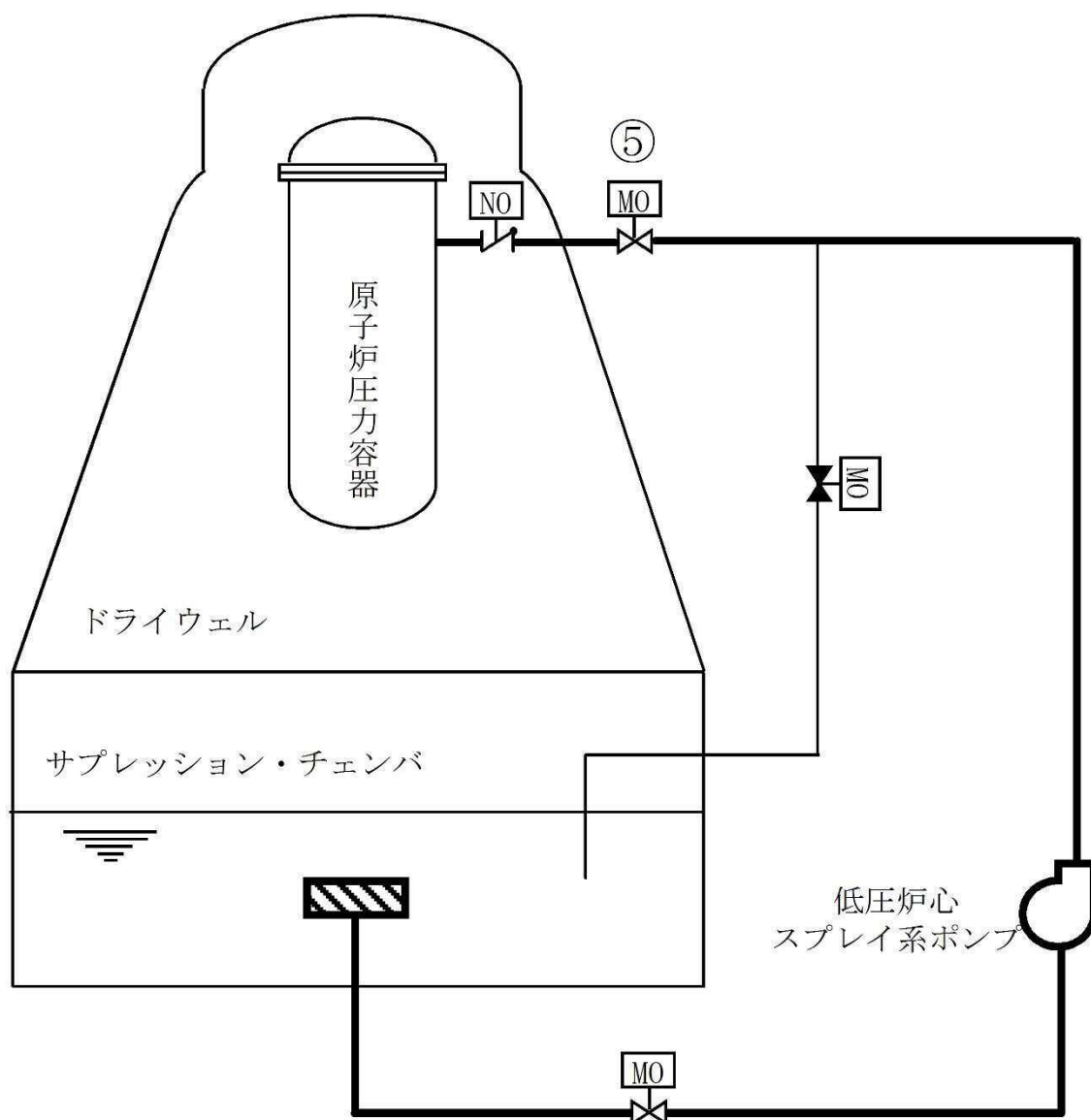
※1：残留熱除去系（低圧注水系）A系による原子炉压力容器への注水を示す。また、残留熱除去系（低圧注水系）B系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系による原子炉压力容器への注水については、注水開始まで2分以内で可能である。

第1.4－22図 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉压力容器への注水 タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1／2）

			経過時間（分）											備考
			0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5											
手順の項目	実施箇所・必要要員数		残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の 原子炉压力容器への注水											
残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉压力容器への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	2分 系統構成、注水開始操作											
			※1											

※1：残留熱除去系（低圧注水系）A系による原子炉压力容器への注水を示す。また、残留熱除去系（低圧注水系）B系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系による原子炉压力容器への注水については、注水開始まで2分以内で可能である。

第1.4－22図 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉压力容器への注水 タイムチャート（発電用原子炉停止中）（2／2）



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
⑤	低圧炉心スプレイ系注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.4-23 図 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図

			経過時間 (分)										備考	
			0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5			
手順の項目	実施箇所・必要要員数		低圧炉心スプレイ系電源復旧後の 原子炉圧力容器への注水											
低圧炉心スプレイ系電源 復旧後の原子炉圧力容器 への注水	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1					2分 ▽	系統構成，注水開始操作						
							→							

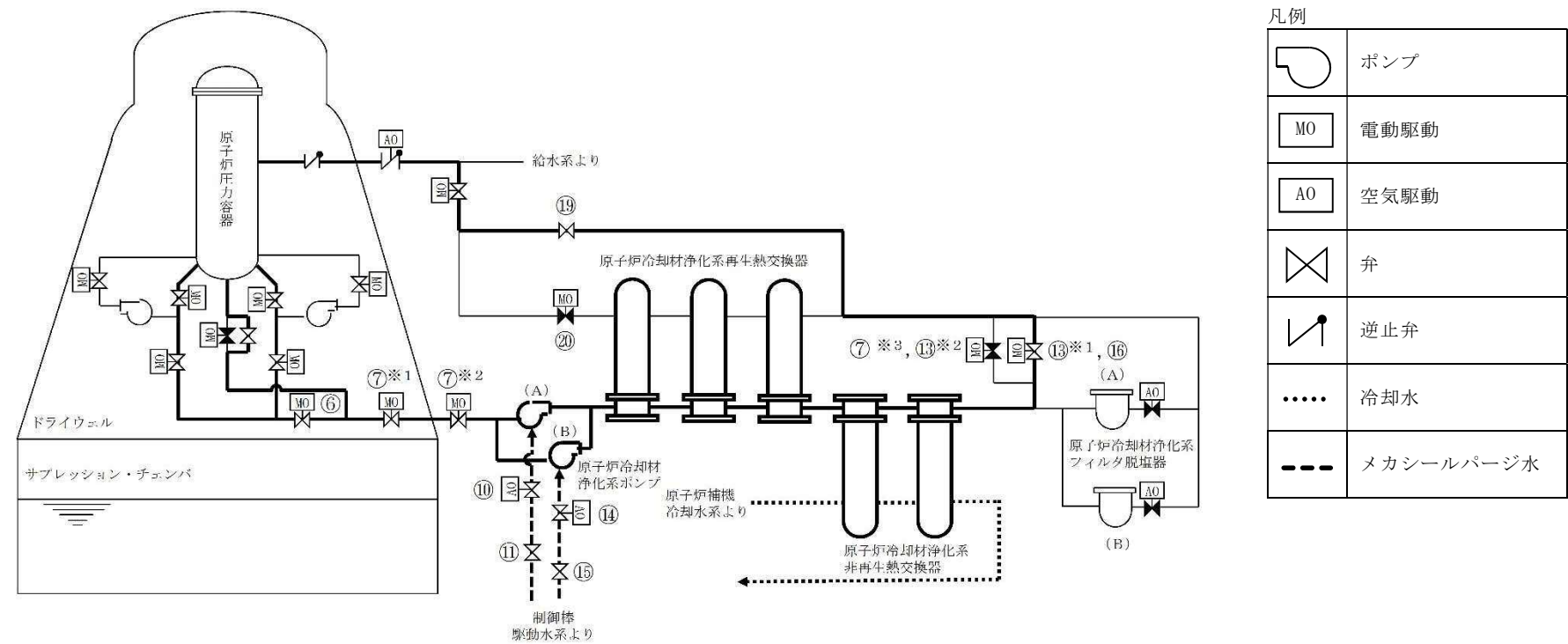
第1.4－24図
低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水
タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1／2）

			経過時間 (分)										備考
			0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		低圧炉心スプレイ系電源復旧後の 原子炉圧力容器への注水										
低圧炉心スプレイ系電源 復旧後の原子炉圧力容器 への注水	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1					2分	系統構成, 注水開始操作					
							→						

第1.4－24図

低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

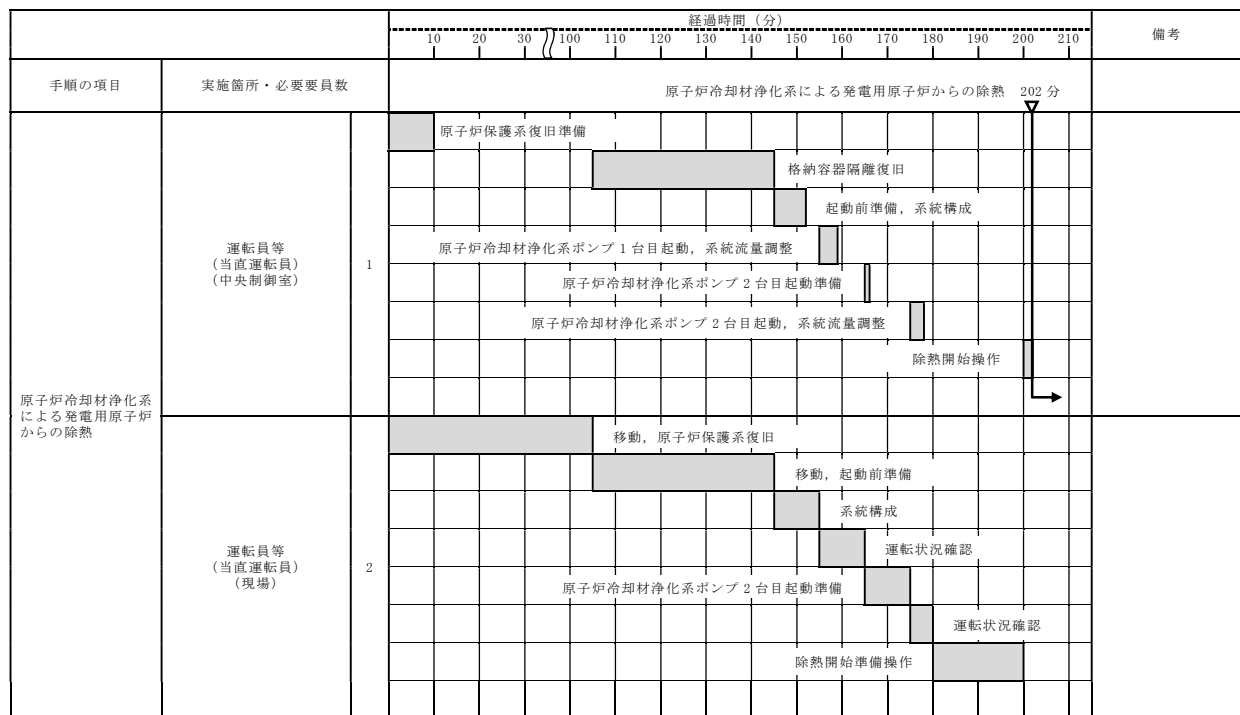
タイムチャート（発電用原子炉停止中）（2／2）



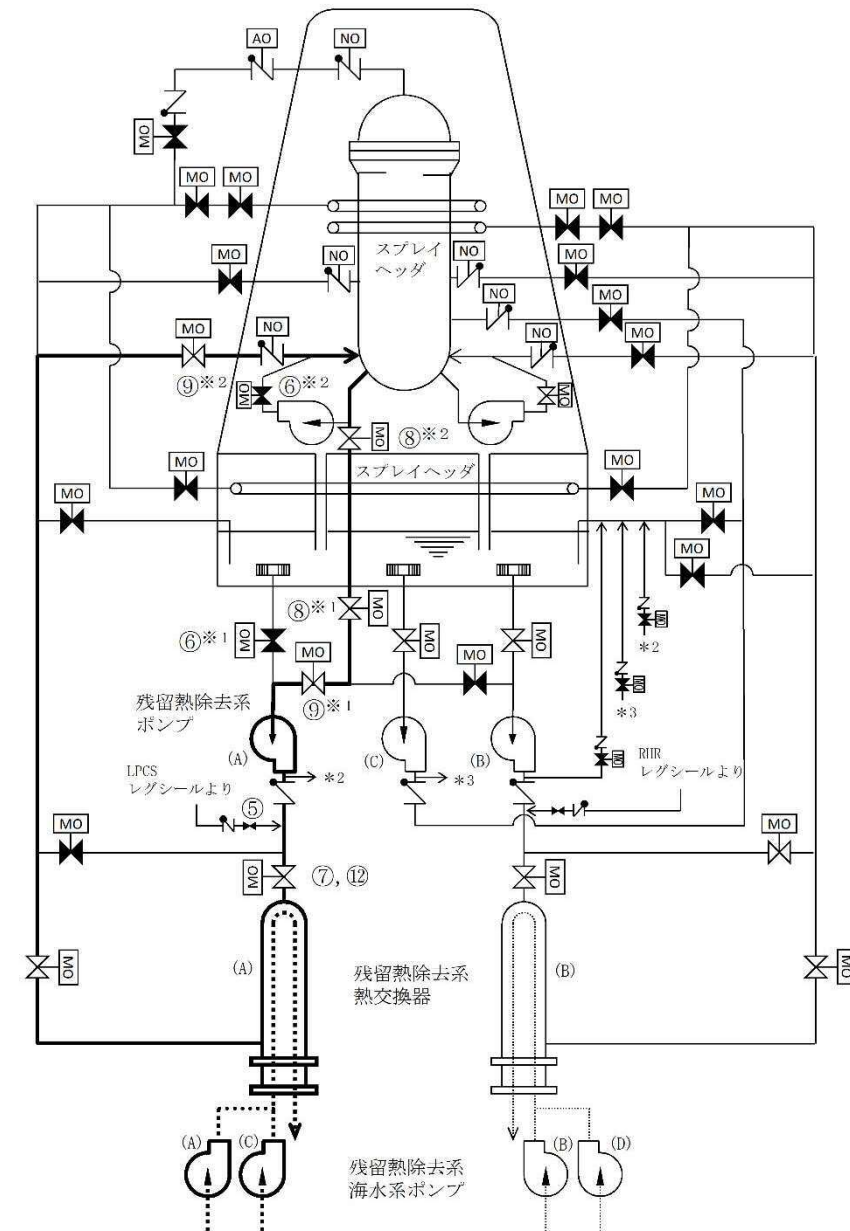
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥	原子炉冷却材浄化系吸込弁	⑩	原子炉冷却材浄化系ポンプ (A) メカシールパージ水ライン仕切弁	⑮	原子炉冷却材浄化系ポンプ (B) メカシールパージ水ライン調整弁
⑦※1	原子炉冷却材浄化系内側隔離弁	⑪	原子炉冷却材浄化系ポンプ (A) メカシールパージ水ライン調整弁	⑲	原子炉冷却材浄化系再生熱交換器 バイパス弁
⑦※2	原子炉冷却材浄化系外側隔離弁	⑬※1, ⑰	原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器 バイパス弁	⑳	原子炉冷却材浄化系原子炉戻り弁
⑦※3, ⑬※2	原子炉冷却材浄化系ミニフロー弁	⑭	原子炉冷却材浄化系ポンプ (B) メカシールパージ水ライン仕切弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.4-25図 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱 概要図



第1.4-26図 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱 タイムチャート



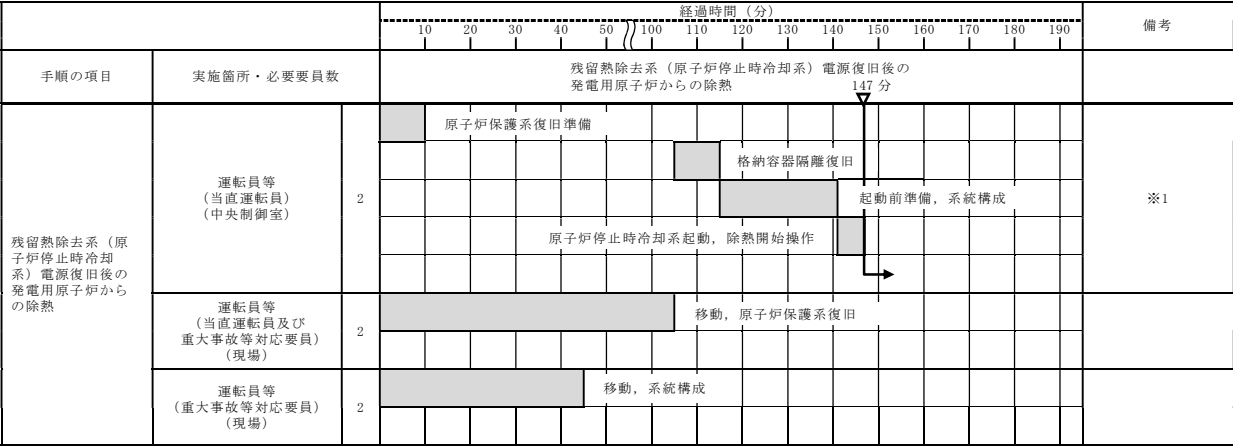
凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水

操作手順	弁名称
⑤	残留熱除去系A系レグシールライン弁
⑥※1	残留熱除去系ポンプ（A）入口弁
⑥※2	再循環系ポンプ（A）出口弁
⑦, ⑫	残留熱除去系熱交換器（A）入口弁
⑧※1	残留熱除去系外側隔離弁
⑧※2	残留熱除去系内側隔離弁
⑨※1	残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却ライン入口弁
⑨※2	残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却注入弁

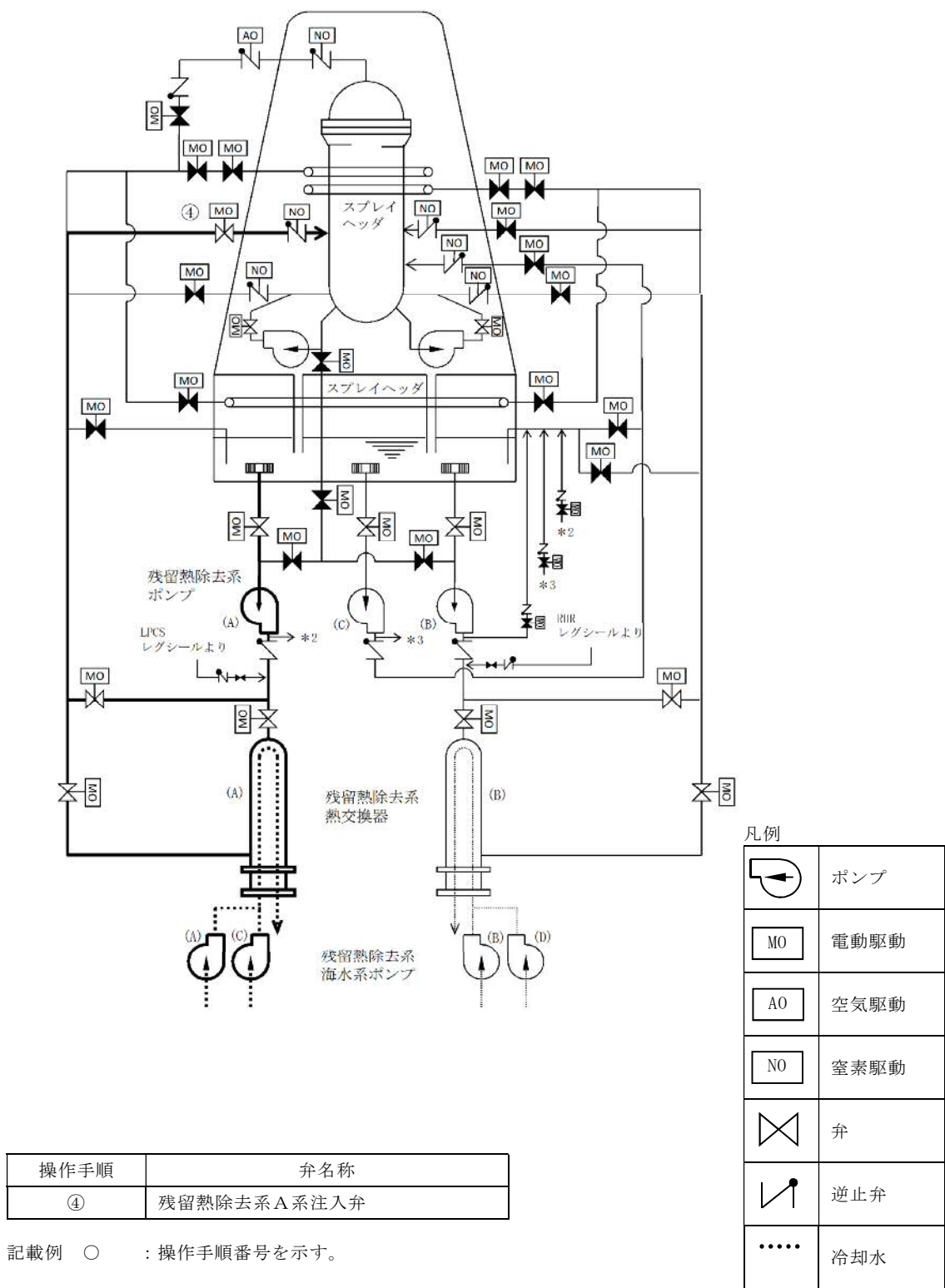
記載例 ○：操作手順番号を示す。

第 1.4-27 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 概要図



※1：残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系による発電用原子炉からの除熱を示す。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）B系による発電用原子炉からの除熱については，除熱開始まで147分以内で可能である。

第1.4－28図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 タイムチャート



第 1.4-29 図 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水
概要図

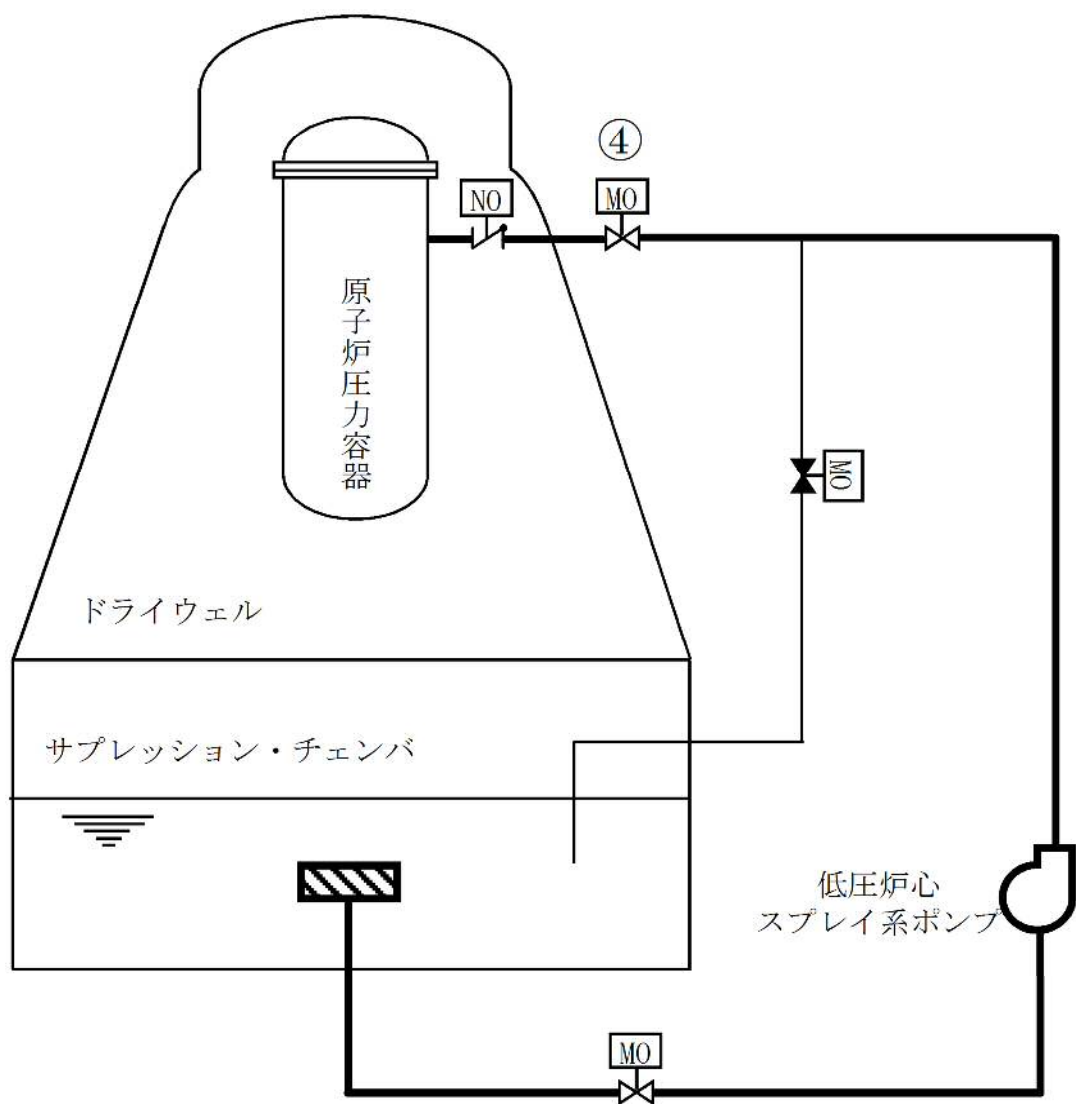
		経過時間（分）										備考
		0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5										
手順の項目	実施箇所・必要要員数	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉压力容器への注水 3分										※1
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉压力容器への注水 （自動起動信号が発信した場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1								自動起動確認		
										→		

※1：残留熱除去系（低圧注水系）A系による原子炉压力容器への注水を示す。また，残留熱除去系（低圧注水系）B系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系による原子炉压力容器への注水については，注水開始まで3分以内で可能である。

		経過時間（分）										備考
		0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5										
手順の項目	実施箇所・必要要員数	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉压力容器への注水 3分										※2
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉压力容器への注水 （手動起動の場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1								注水開始操作		
										→		

※2：残留熱除去系（低圧注水系）A系による原子炉压力容器への注水を示す。また，残留熱除去系（低圧注水系）B系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系による原子炉压力容器への注水については，注水開始まで3分以内で可能である。

第 1.4－30 図 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉压力容器への注水
タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
④	低圧炉心スプレイ系注入弁

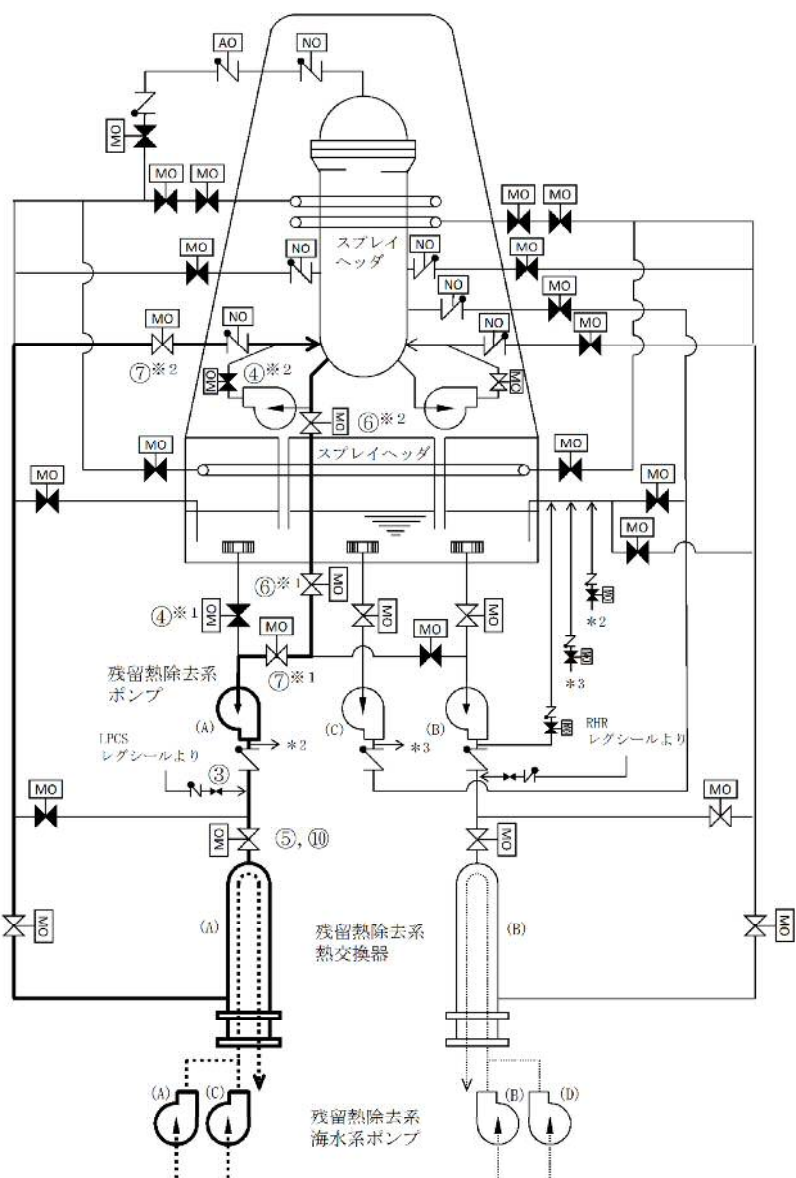
記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.4-31図 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水 概要図

		経過時間（分）										備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	2分 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水										
低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水 （自動起動信号が発信した場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1					自動起動確認					
							→					

			経過時間（分）										備考
			0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		2分 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水										
低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水 （手動起動の場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1					注水開始操作						
							→						

第 1.4－32 図 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



凡例

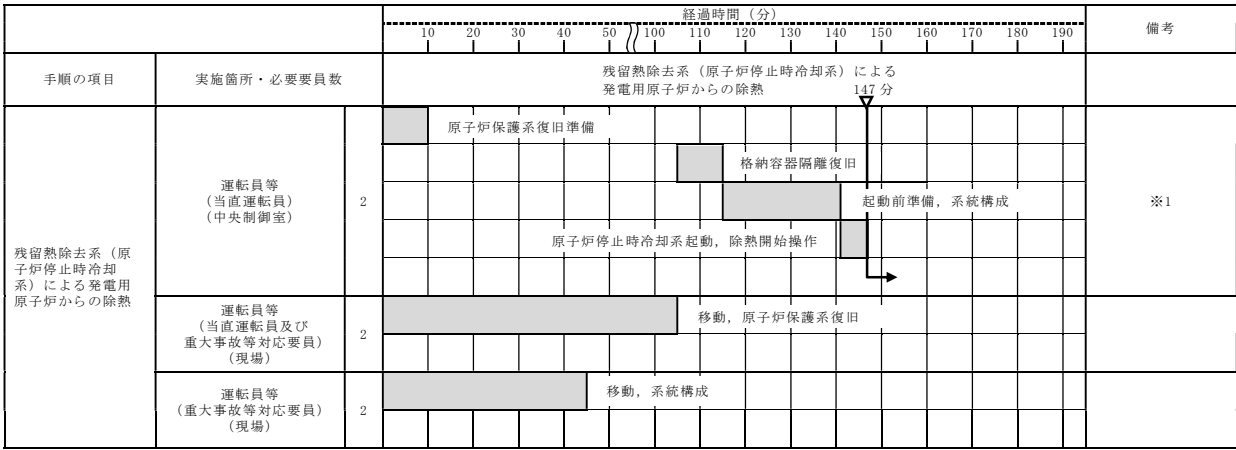
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水

操作手順	弁名称
③	残留熱除去系A系レグシールライン弁
④※1	残留熱除去系ポンプ（A）入口弁
④※2	再循環系ポンプ（A）出口弁
⑤, ⑩	残留熱除去系熱交換器（A）入口弁
⑥※1	残留熱除去系外側隔離弁
⑥※2	残留熱除去系内側隔離弁
⑦※1	残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却ライン入口弁
⑦※2	残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

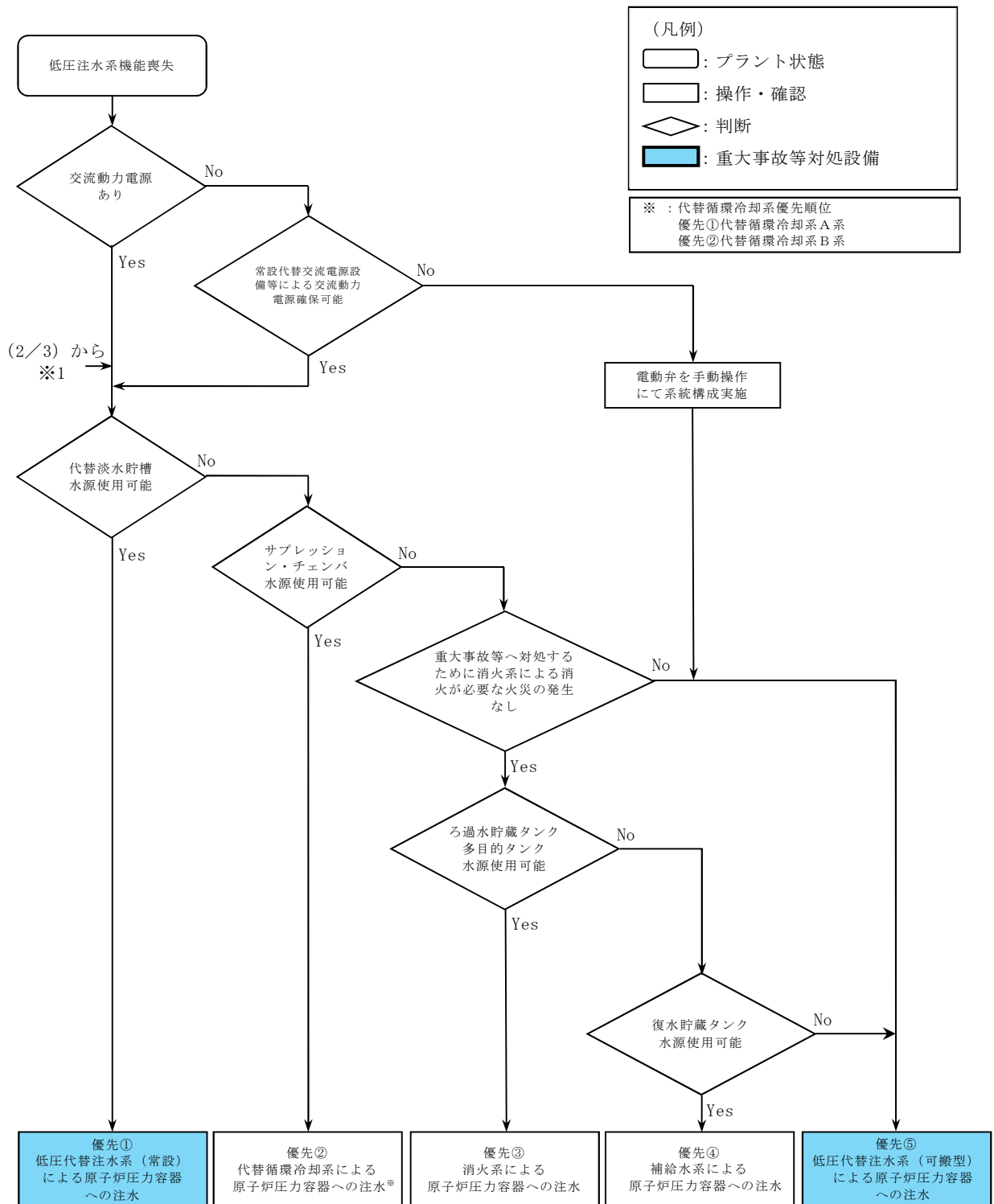
第1.4－33図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱 概要図



※1：残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）A系による発電用原子炉からの除熱を示す。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）B系による発電用原子炉からの除熱については，除熱開始まで147分以内で可能である。

第 1.4－34 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱 タイムチャート

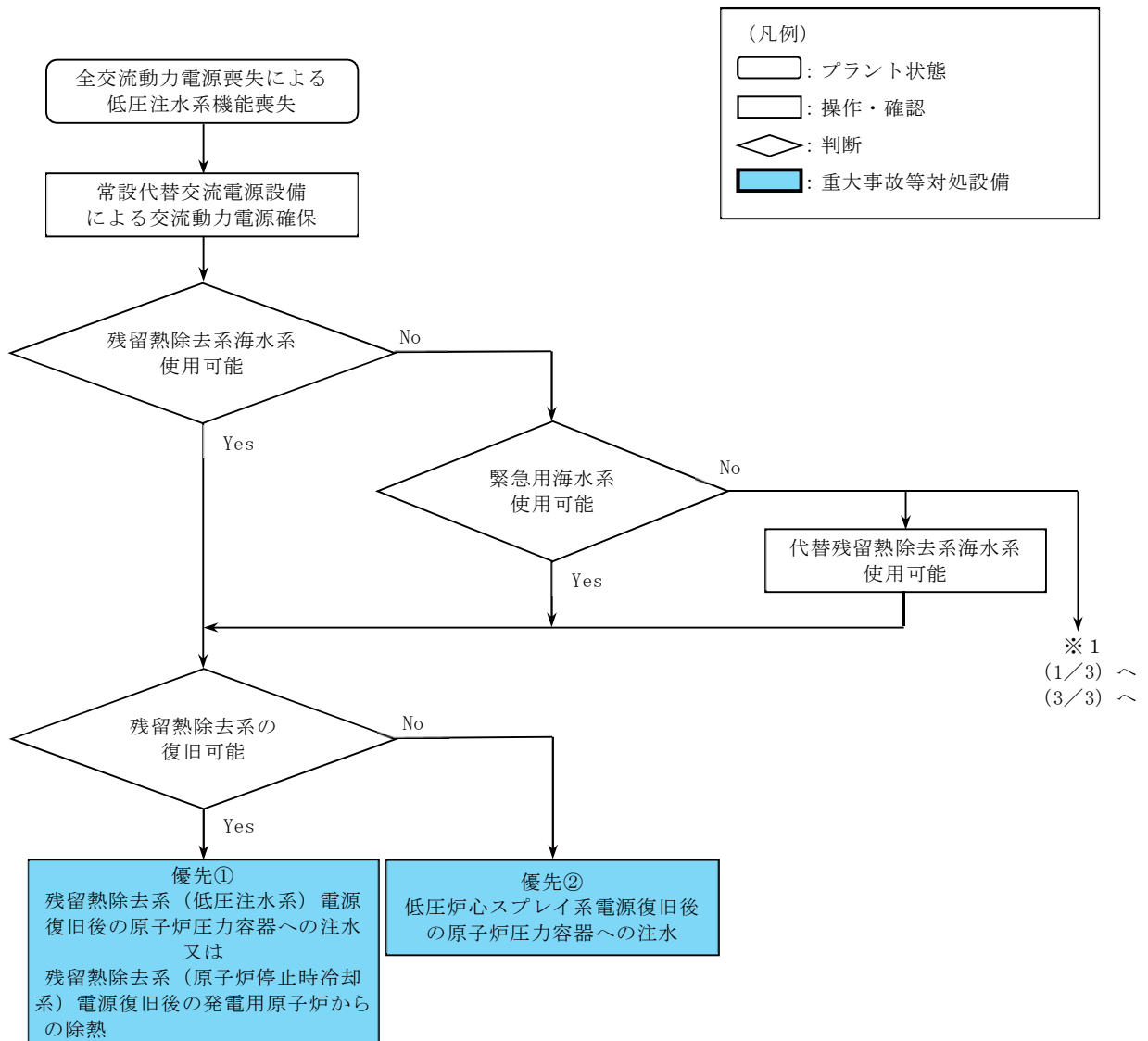
(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



注：代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水は、低压注水への移行段階での炉心損傷を防止するための注水量が十分ではないため、原子炉压力容器内の水位が上昇しない場合は、原子炉压力容器への注水手段を重大事故等時の対応手段選択フローチャートに従い追加で実施する。

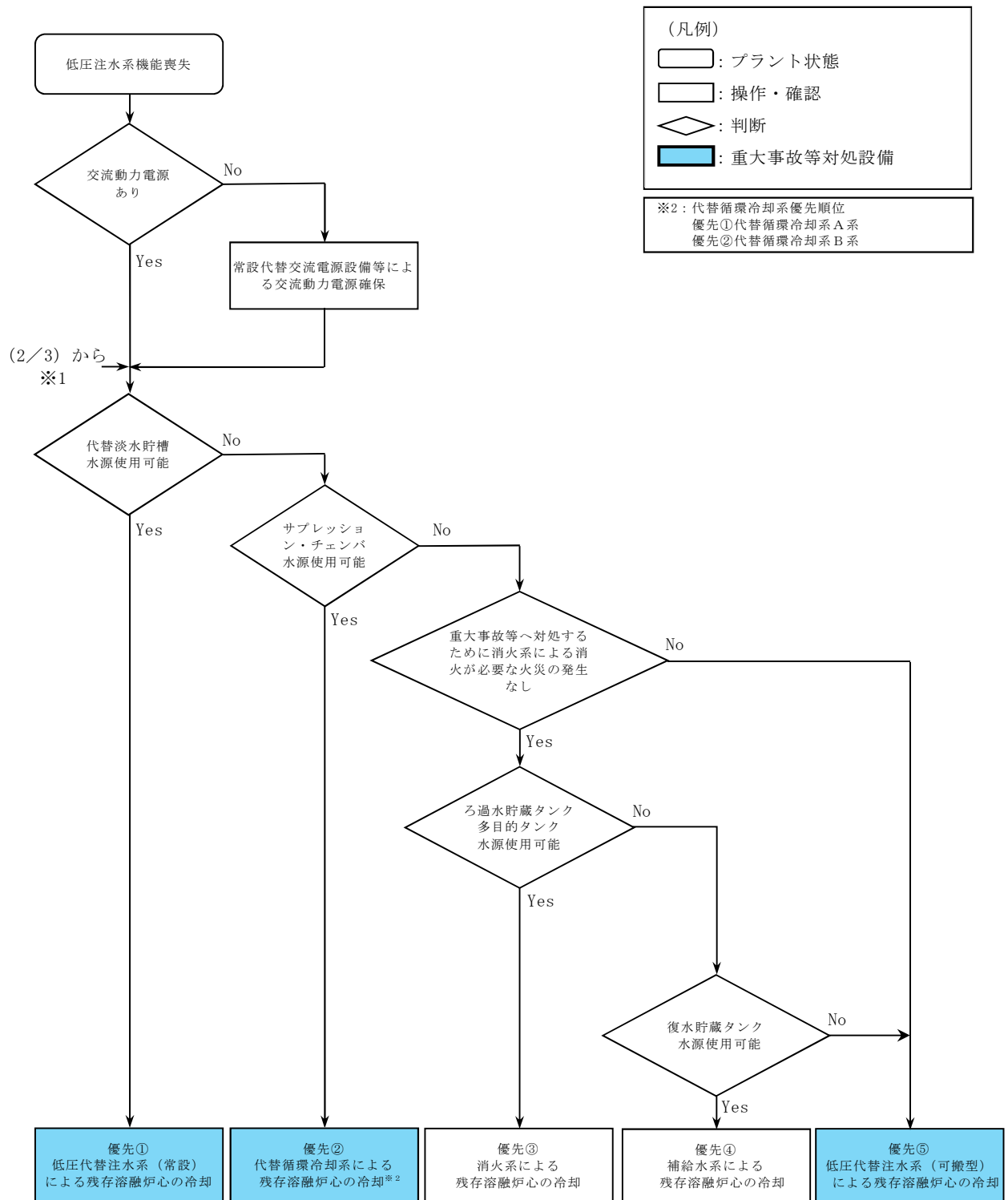
第1.4－35図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート（1／3）

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第1.4－35図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/3)

(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



第1.4－35図 重大事故等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（1／9）

技術的能力審査基準（1.4）	番号	設置許可基準規則（第47条）	技術基準規則（第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。	①	【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	（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。	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。	⑥
		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。	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。	⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
残留熱除去系（低圧注水系） 発電用原子炉の冷却 による	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	—		
	サブプレッション・チェンバ	既設				
	残留熱除去系熱交換器	既設				
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設				
	原子炉圧力容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				
低圧炉心スプレイ系による 発電用原子炉の冷却	低圧炉心スプレイ系ポンプ	既設	① ④	—	—	—
	サブプレッション・チェンバ	既設				
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ	既設				
	原子炉圧力容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	—		
	原子炉圧力容器	既設				
	残留熱除去系熱交換器	既設				
	残留熱除去系配管・弁	既設				
	再循環系配管・弁	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
低圧代替注水系（常設） による発電用原子炉の冷却	常設低圧代替注水系ポン プ	新設	① ④ ⑥ ⑦	—	代替循環冷却系による発電用原子炉の冷却	代替循環冷却系ポンプ
	代替淡水貯槽	新設				サブプレッション・チェン バ
	低圧代替注水系配管・弁	新設				残留熱除去系熱交換器
	残留熱除去系C系配管・ 弁	既設				代替循環冷却系配管・弁
	原子炉圧力容器	既設				残留熱除去系配管・弁・ ストレーナ
	常設代替交流電源設備	新設				原子炉圧力容器
	可搬型代替交流電源設備	新設				残留熱除去系海水系ポン プ
	燃料給油設備	新設				残留熱除去系海水系スト レーナ
低圧代替注水系（可搬型） による発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水中型ポン プ	新設	① ② ④ ⑤ ⑦	—		緊急用海水ポンプ
	可搬型代替注水大型ポン プ	新設				緊急用海水系ストレーナ
	西側淡水貯水設備	新設				可搬型代替注水大型ポン プ
	代替淡水貯槽	新設				ホース
	ホース	新設				常設代替交流電源設備
	低圧代替注水系配管・弁	新設				燃料給油設備
	低圧炉心スプレイ系配 管・弁・スパージャ	既設				ディーゼル駆動消火ポン プ
	残留熱除去系C系配管・ 弁	既設			ろ過水貯蔵タンク	
	原子炉圧力容器	既設				多目的タンク
	常設代替交流電源設備	新設				消火系配管・弁
	可搬型代替交流電源設備	新設				残留熱除去系B系配管・ 弁
	燃料給油設備	新設				原子炉圧力容器
—	—	—	—	—	消火系による発電用原子炉の冷却	非常用交流電源設備
						常設代替交流電源設備
						可搬型代替交流電源設備
						燃料給油設備
						復水移送ポンプ
					補給水系による発電用原子炉の冷却	復水貯蔵タンク
						補給水系配管・弁
						消火系配管・弁
						残留熱除去系B系配管・ 弁
						原子炉圧力容器
						非常用交流電源設備
						常設代替交流電源設備
						可搬型代替交流電源設備
						燃料給油設備

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	① ③ ④	—	代替交流電源設備による残留熱除去系（低圧注水系）の復旧	可搬型代替注水大型ポンプ
	サブプレッション・チェンバ	既設				ホース
	残留熱除去系熱交換器	既設				—
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設				
	原子炉圧力容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	常設代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				
代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧	低圧炉心スプレイ系ポンプ	既設	① ③ ④	—	代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧	可搬型代替注水大型ポンプ
	サブプレッション・チェンバ	既設				ホース
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ	既設				—
	原子炉圧力容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	常設代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
低圧代替注水系（常設）による 残存溶融炉心の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	① ④	—	—	—
	代替淡水貯槽	新設				
	低圧代替注水系配管・弁	新設				
	残留熱除去系C系配管・弁	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				
	燃料給油設備	新設				
低圧代替注水系（可搬型）による 残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ	新設	① ④	—	—	—
	可搬型代替注水大型ポンプ	新設				
	西側淡水貯水設備	新設				
	代替淡水貯槽	新設				
	ホース	新設				
	低圧代替注水系配管・弁	新設				
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ	既設				
	残留熱除去系C系配管・弁	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				
	燃料給油設備	新設				
代替循環冷却系による 残存溶融炉心の冷却	代替循環冷却系ポンプ	新設	① ④	—	代替循環冷却系による 残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水大型ポンプ
	サブプレッション・チェンバ	既設				ホース
	残留熱除去系熱交換器	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	既設				
	原子炉圧力容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	常設代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（6／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
—	—	—	—	—	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
						ろ過水貯蔵タンク
						多目的タンク
						消火系配管・弁
						残留熱除去系B系配管・弁
						原子炉圧力容器
						非常用交流電源設備
						常設代替交流電源設備
						可搬型代替交流電源設備
						燃料給油設備
					補給水系による 残存溶融炉心の冷却	復水移送ポンプ
						復水貯蔵タンク
						補給水系配管・弁
						消火系配管・弁
						残留熱除去系B系配管・弁
						原子炉圧力容器
						非常用交流電源設備
						常設代替交流電源設備
						可搬型代替交流電源設備
						燃料給油設備

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（7／9）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
—	—	—	—	—	原子炉冷却材浄化系 による発電用原子炉からの除熱	原子炉冷却材浄化系ポンプ
						原子炉压力容器
						原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器
						再循環系配管・弁
						原子炉冷却材浄化系配管・弁
						給水系配管・弁
						原子炉補機冷却系ポンプ
						原子炉補機冷却系熱交換器
						原子炉補機冷却系配管・弁
						補機冷却系海水系ポンプ
代替交流電源設備による残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系）の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	① ③ ④	—	代替交流電源設備による残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系）の復旧	可搬型代替注水大型ポンプ
	原子炉压力容器	既設				ホース
	残留熱除去系熱交換器	既設				—
	残留熱除去系配管・弁	既設				
	再循環系配管・弁	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	常設代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（8／9）

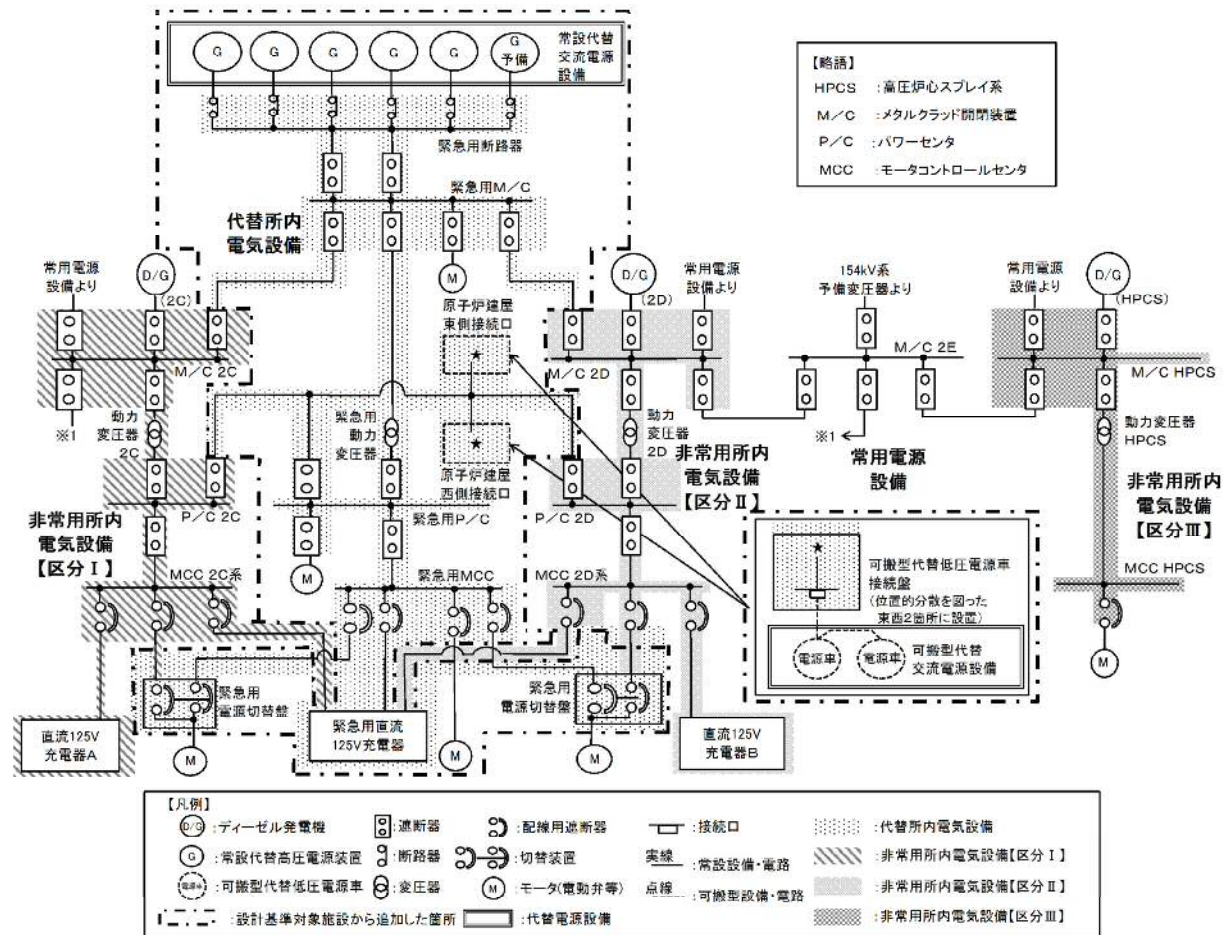
技術的能力審査基準（1.4）	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）並びに原子炉格納容器の破損を防止する手段として、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び代替循環冷却系による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>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。</p>	<p>—</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（9／9）

技術的能力審査基準（1.4）	適合方針
<p>（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。</p>	<p>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である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系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手段として，可搬型重大事故防止設備である低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお，低圧代替注水系（可搬型）における可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの運搬及び接続に関する手順については「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。</p>
<p>（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。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には，常設代替交流電源設備を用いて緊急用M／CからM／C 2 C又はM／C 2 Dへ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ系を復旧する手順等を整備する。</p> <p>なお，電源の供給に関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。</p>

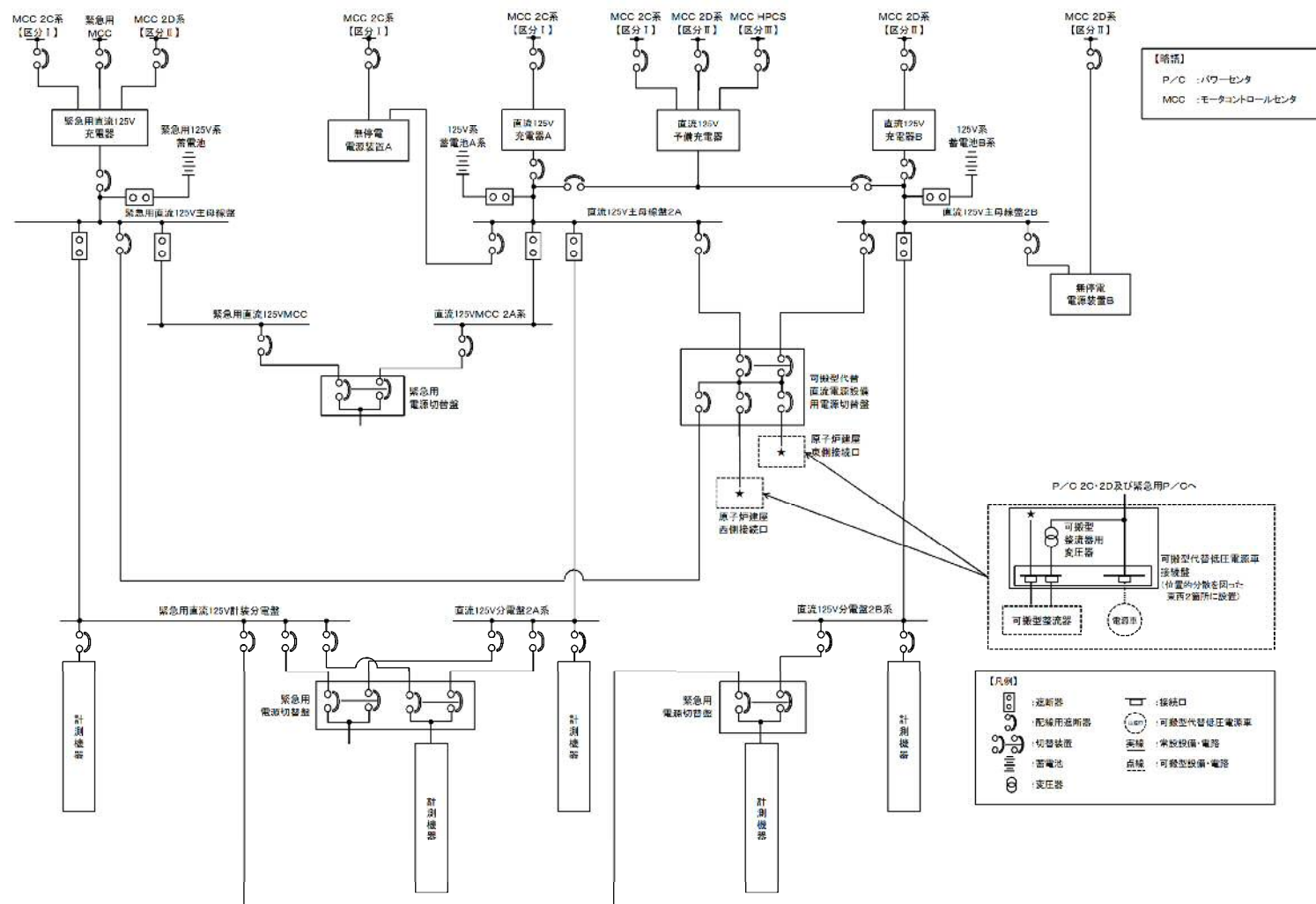
自主対策設備仕様

機器名称	常設 ／可搬	耐震性	容量	揚程	個数
代替循環冷却系ポンプ	常設	Sクラス	約 250m ³ ／h (1 台当たり)	約 120m	2 台
可搬型代替注水大型ポンプ	可搬	Sクラス	約 1,320m ³ ／h (1 台当たり)	約 140m	4 台
ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	Cクラス	約 4.3m ³ ／min	90m	1 台
ろ過水貯蔵タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	—	1 基
多目的タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	—	1 基
復水移送ポンプ	常設	Bクラス	145.4m ³ ／h (1 台当たり)	85.4m	2 台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	約 2,000m ³ (1 基当たり)	—	2 基
原子炉冷却材浄化系ポンプ	常設	Bクラス	81.8m ³ ／h (1 台当たり)	152.4m	2 台
原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器	常設	Bクラス	8.84MW／h (1 基当たり)	—	2 基
原子炉補機冷却系ポンプ	常設	Bクラス	18.2m ³ ／min (1 台当たり)	38.1m	3 台
原子炉補機冷却系熱交換器	常設	Bクラス	14.9MW／h (1 基当たり)	—	3 基



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）





第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図（直流電源）

重大事故対策の成立性

1. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）

- (1) 低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ
又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

a. 操作概要

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、外部接続口及び水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより発電用原子炉に送水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋東側周辺，原子炉建屋西側周辺，常設代替高圧電源装置置場東側周辺，常設代替高圧電源装置置場西側周辺，取水箇所（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽）周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水として、最長時間を要する代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安^{※1}：535分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は535分以内）

※1：所要時間目安は，模擬により算定した時間

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・ 準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・ 移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）
- ・ ホース敷設準備：20分^{※2}（対象作業：ホース積込み，ホース荷
卸しを含む）
- ・ 系統構成：475分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含
む）
- ・ 送水準備：20分

※2：ホース敷設準備は，系統構成と並行して行うため，所要時
間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトによ
り，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベ
ック）を着用又は携行して作業を行う。

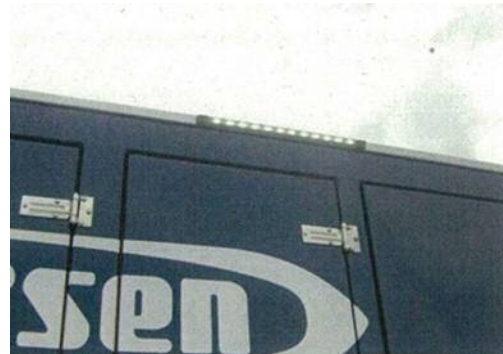
移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及びLEDライ
トを携帯しており，夜間においても接近可能である。ま
た，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水
中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプからのホースの
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，容易に実施可能である。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



可搬型代替注水中型ポンプ



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

(2) 系統構成

a. 操作概要

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況で、中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合、残留熱除去系C系配管による原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口又は高所東側接続口を使用した原子炉圧力容器への注水の場合においては、原子炉建屋原子炉棟3階及び原子炉建屋原子炉棟4階まで移動するとともに、現場での人力による操作により系統構成を実施し、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉圧力容器への注水の場合は、原子炉建屋原子炉棟3階まで移動するとともに、現場での人力による操作により系統構成を実施し、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。

b. 作業場所

【残留熱除去系C系配管による原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口又は高所東側接続口を使用した原子炉圧力容器への注水の場合】

原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）及び原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）

【低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉圧力容器への注水の場合】

原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水として、最

長時間を要する代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した送水での現場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：6名（運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名）

所要時間目安：535分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は70分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）】

- ・移動：46分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟3階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：24分（操作対象3弁：原子炉建屋原子炉棟3階）

d．操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても，ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電動弁の手動ハンドルによる現場操作については，操作に工具等は必要とせず，手動弁と同様な操作であるため，容易に実施可能である。また，設置未完のため，設置工事完了後，操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

2. 消火系による原子炉圧力容器への注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

消火系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、タービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、ディーゼル駆動消火ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。

b. 作業場所

タービン建屋1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

消火系による原子炉圧力容器への注水における、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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：56分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は45分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：41分（移動経路：中央制御室からタービン建屋1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：4分（操作対象1弁：タービン建屋1階）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能で

ある。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり容易に操作可能である。また、操作対象弁は操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段 : 携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成
(補助ボイラ冷却水元弁)

3. 補給水系による原子炉圧力容器への注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

補給水系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、復水移送ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。

b. 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（管理区域）及びタービン建屋1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

補給水系による原子炉圧力容器への注水における、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：6名（運転員等（当直運転員）2名、重大事故等対応要員4名）

所要時間目安：110分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は100分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：40分^{※1}（移動経路：中央制御室から原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：25分（操作対象3弁：原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階）

【重大事故等対応要員】

- ・移動：40分（移動経路：原子炉建屋附属棟1階から原子炉建屋廃

棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む）

- ・連絡配管閉止フランジ切替え：35分

※1：重大事故等対応要員の移動及び連絡配管フランジ切替えと
並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作及び一般的なフランジ切替え作業であり容易に実施可能である。また、操作対象弁及びフランジは操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



作業場所（全体）



連絡配管閉止フランジ



連絡配管閉止フランジ切替え訓練



系統構成
(補給水系－消火系連絡ライン止め弁)



系統構成
(補助ボイラ冷却水元弁)

4. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱

(1) 系統構成

a. 操作概要

原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱が必要な状況において、原子炉建屋原子炉棟3階及び原子炉建屋原子炉棟4階まで移動するとともに、系統構成を実施し、原子炉冷却材浄化系により原子炉除熱する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）及び原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱における、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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：202分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は200分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：86分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋附属棟1階（放射線防護具着用を含む））

39分（移動経路：原子炉建屋附属棟1階から原子炉建屋原子炉棟4階）

- ・原子炉保護系復旧：19分

- ・系統構成：36分（操作対象2弁：原子炉建屋原子炉棟3階（対象作業：起動前準備、運転状況確認等を含む））

- ・除熱開始準備操作：20分（操作対象1弁：原子炉建屋原子炉棟4階）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作及び受電操作であり容易に操作可能である。また、操作対象弁及び操作盤は操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。



ポンプメカシールパージ流量調整操作
（原子炉冷却材浄化系ポンプメカシールパージ水ライン調整弁）



原子炉冷却材浄化系
再生熱交換器バイパス運転操作
（原子炉冷却材浄化系再生熱交換器バイパス弁）

5. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱も同様）

(1) 系統構成

a. 操作概要

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱が必要な状況において、原子炉建屋原子炉棟地下2階まで移動するとともに、系統構成を実施し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱する。

b. 作業場所

原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱における、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：4名（運転員等（当直運転員）2名、重大事故等対応要員2名）

所要時間目安：147分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は105分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）】

【原子炉保護系復旧】

- ・移動：86分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋附属棟1階（放射線防護具着用を含む））

- ・原子炉保護系復旧：19分

【運転員等（重大事故等対応要員）】

【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）系統構成】

- ・ 移動：42分^{※1}（移動経路：原子炉建屋付属棟1階から原子炉建屋
原子炉棟地下2階）
- ・ 系統構成：3分^{※1}操作対象1弁：原子炉建屋原子炉棟地下2階）

※1：移動及び系統構成は並行して行うため、所要時間目安には
含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作及び受電操作であり容易に操作可能である。
また、操作対象弁及び操作盤は操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。



系統構成
(残留熱除去系 A 系レグシールライン弁)

炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

炉心損傷後における重大事故等対処設備による注水や除熱の考え方を以下に示す。

1. 期待する重大事故等対処設備について

非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失し炉心損傷に至った場合、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）及び代替循環冷却系の機能に期待し、炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止を図る手順としている。これらの系統の主な特徴を第1表に示す。

第1表 注水及び除熱手段の特徴（重大事故等対処設備）

系統	注水先	ポンプ	水源
低圧代替注水系（常設）	原子炉圧力容器	常設低圧代替注水系ポンプ	代替淡水貯槽
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	ドライウエル		
格納容器下部注水系（常設）	ペデスタル（ドライウエル部）		
代替循環冷却系	原子炉圧力容器	代替循環冷却系ポンプ	サプレッション・チェンバ
	ドライウエル		
	サプレッション・チェンバ		

常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統は、補機系を持たない独立した系統であり事故後早期に使用可能であるが、代替淡水貯槽を水源としており格納容器内へ外部から水を持ち込むため、継続して使用するとサプレッション・プール水位が上昇し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）の実施時期を早めることとなる＊。

一方、代替循環冷却系は補機系の起動を要するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統に比べて起動に時間を要するが、サブプレッション・チェンバを水源としており外部からの水の持ち込みは生じない。

上記の特徴を踏まえ、事象発生初期の原子炉への注水は常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用することとし、その後、外部からの水の持ち込みを抑制し、サブプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器ベントの遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するため、代替循環冷却系が使用可能となった段階で代替循環冷却系に切り替える手順とする。ただし、代替循環冷却系の運転時において、格納容器圧力・温度の上昇により追加の格納容器の冷却が必要な場合には、一時的に常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用する手順とする。

※：格納容器圧力逃がし装置におけるサブプレッション・チェンバ側のベント配管の水没を防止する観点から、サブプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点で、外部水源による水の持ち込みを制限した上で、格納容器ベントを実施する手順としている。

2. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損前後の注水及び除熱の考え方

(1) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統

a. 炉心損傷後の対応について

炉心損傷を判断した後は、補機系が不要であり短時間で注水が可能な低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する手順としている。また、原子炉注水ができない場合においても、注水手段の確保に努めることとしている。したがって、炉心損傷前後ともに原子炉注水を実施する対応方針に違いはないが、事象進展の違いによって以下の異なる手順となる。

① L O C A 時に炉心が損傷した場合は、ヒートアップした炉心へ原子炉注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸気がドライウエルに直接放出されドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇する。そこで、格納容器の健全性を確保するために、L O C A の判断（ドライウエル圧力 13.7kPa [gage] 以上）及び炉心損傷の判断（ドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上）により、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を同時に実施する。この場合、原子炉注水により過熱蒸気が発生することから、先行して代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施し、その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することで、ドライウエルスプレイを実施している状態で原子炉へ注水する手順とする。

② L O C A 時に炉心が損傷して原子炉注水が実施できない場合は、いずれは熔融炉心の炉心下部プレナムへの移行に伴う原子炉压力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウエルに放出され、ドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇することを踏まえて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施する手順とする。ただし、実際の操作としては、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することから、炉心損傷の判断後にドライウエルスプレイをする手順は①と同様である。

b. 原子炉压力容器破損前の対応について

- ③通常運転時からペDESTAL（ドライウエル部）水位を約 1m に維持する構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉压力容器破損時の熔融炉心の冷却を考慮し、ペDESTAL（ドライウエル部）水位を確実に約 1m 確保するために格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作を実施する手順とする。

c．原子炉压力容器破損後短期の対応について

- ④原子炉压力容器破損を検知した後は、熔融炉心とペDESTAL（ドライウエル部）に存在する水との相互作用により、ドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇するため、原子炉压力容器破損を判断した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施する手順とする。

- ⑤ドライウエルスプレイを開始した後は、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した熔融炉心の冷却維持のため、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作を実施する手順とする。

d．本システムの停止及び一時的な運転について

- ⑥本システムは外部水源を用いた手段であり、本システムの運転継続によりサブレーション・プール水位が上昇する。そこで、格納容器ベントを遅延させる観点から、本システムによる原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を停止し、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する。

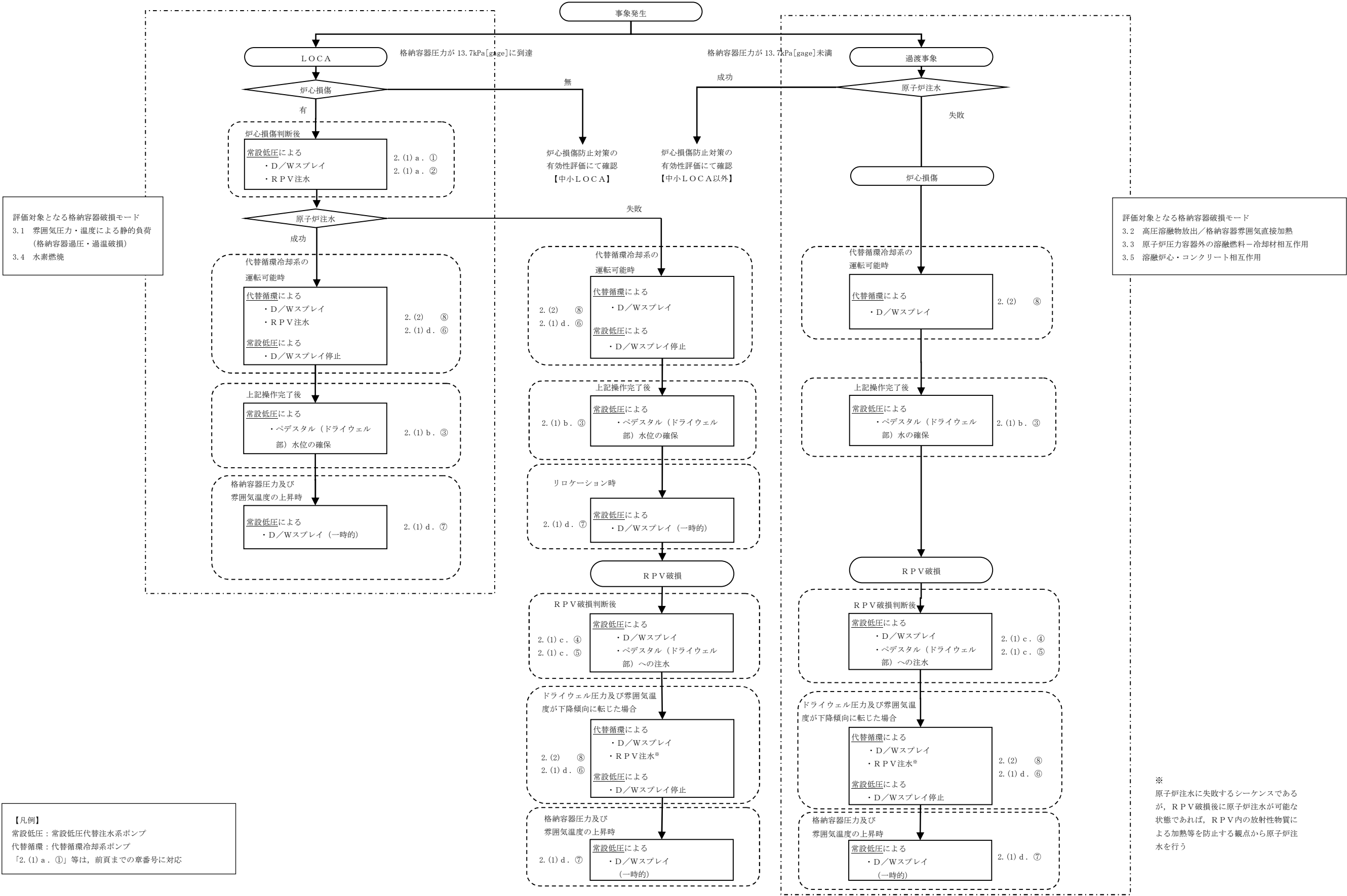
- ⑦ただし、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する状態において格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する場合には、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を一時的に実施する手順とする。

(2) 代替循環冷却系

⑧代替循環冷却系は残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等の補機系の起動後に期待できる系統であり，運転開始までに一定の時間を要するが，内部水源であるため本系統の運転継続によりサプレッション・プール水位は上昇しない。したがって，起動が可能となった時点で本系統を運転開始する手順とし，サプレッション・プール水位の上昇を抑制しつつ，原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施することで，損傷炉心の冷却や格納容器の冷却及び除熱を実施することとする。

3. 各事象の対応の流れについて

炉心損傷に至る事象としては，起因事象がLOCAの場合と過渡事象の場合で事象進展が異なることが考えられる。また，初期に原子炉注水に成功する場合と成功しない場合においても，事象進展が異なることが考えられる。以上の事象進展の違いを踏まえ，事故対応の流れを第1図に示す。



第 1 図 事故対応の流れ

4. 長期安定停止に向けた対応について

長期安定停止に向けて格納容器圧力及び温度を低下させることを目的として、残留熱除去系、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施し、格納容器の健全性を維持する。

また、炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で水素及び酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施する。

(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について

有効性評価における格納容器温度・圧力の判断基準（評価項目）は200℃、2Pdと設定しており、200℃、2Pdの状態が継続することを考慮した評価が必要な部位はシール部である。このため、シール部については、200℃、2Pdの状態が7日間（168時間）継続した場合でもシール機能に影響がないことを確認することで、限界温度・圧力における格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

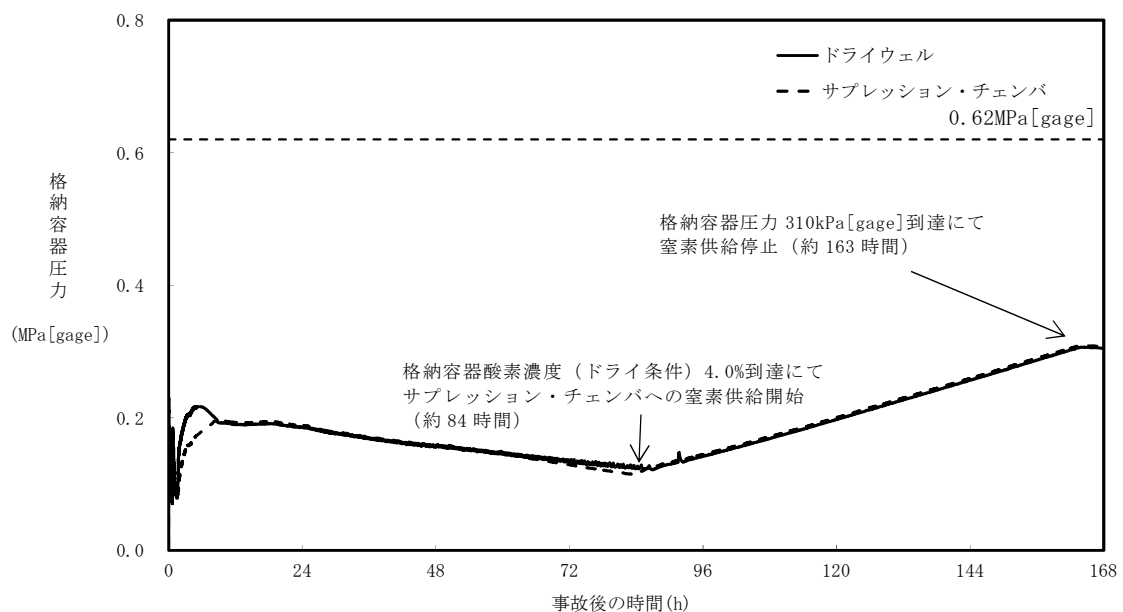
ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

また、上記に加えて、7日間（168時間）以降の累積放射線照射量についても、格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

(2) 7日間（168時間）以降の圧力、温度の条件

7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格

「格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、310kPa[gage]までサブプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で310kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を第1図に示す。

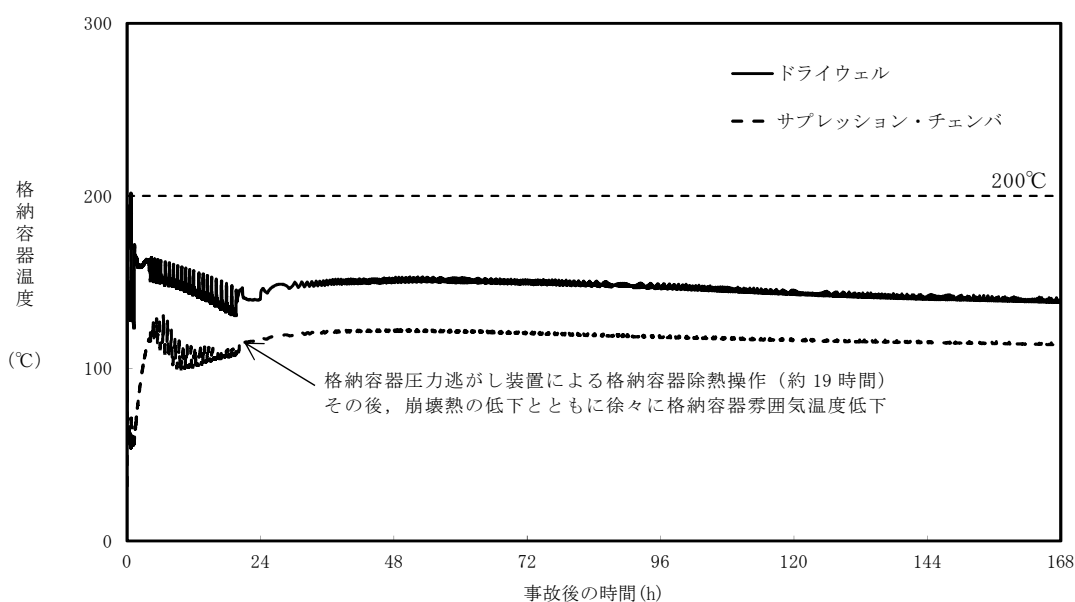


第1図 格納容器圧力（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合）

7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合のシーケンスである。このシーケンスの

格納容器雰囲気温度の推移を第2図に示すが、7日間（168時間）時点で150℃未満であり、その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため、第1表で示すとおり7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度※）についても、事象発生後3.9時間後に生じる最高値は157℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



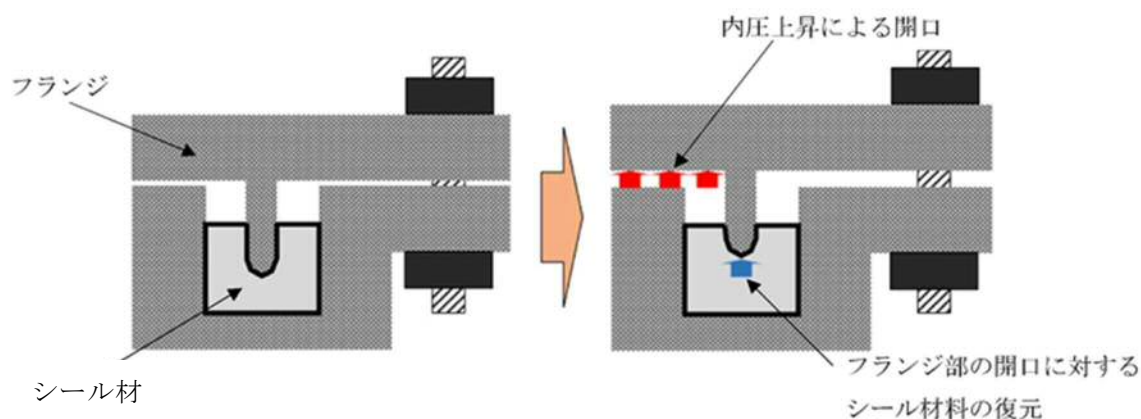
第2図 格納容器雰囲気温度（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合）

第 1 表 事故発生後の経過時間と格納容器圧力・温度，累積放射線照射量
の関係

事故発生後の経過時間	0～168 時間	168 時間以降
格納容器圧力	評価項目として 2Pd(620kPa[gage])を設定	有効性評価シナリオで 最大310kPa[gage]となる (MAAP 解析結果)
格納容器温度	評価項目として 200℃を設定	有効性評価シナリオで 150℃を下回る (MAAP 解析結果)

(3) 7日間（168時間）以降の格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により，格納容器の健全性に影響を及ぼす部位はシール部のシール材である。シール部の機能維持は，第3図の模式図に示すとおり，格納容器内圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し，シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり，格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても，圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば，シール部の機能は健全である。長期のケースとして，有効性評価シナリオにおいて168時間時の格納容器圧力が高い代替循環冷却系運転ケースを評価しても，格納容器圧力は約0.31MPaであり開口量は小さい（第2表参照）。なお，復元量の具体的な評価は，格納容器温度に関係することから3.2で示す。



第3図 シール部の機能維持確認の模式図

第2表 格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	168時間時 1Pd(0.31MPa)	2Pd(0.62MPa)
トップヘッド フランジ	内側		
	外側		
機器搬入用ハッチ	内側		
	外側		
サプレッション・チェ ンバアクセスハッチ	内側		
	外側		

(4) 7日間（168時間）以降の格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

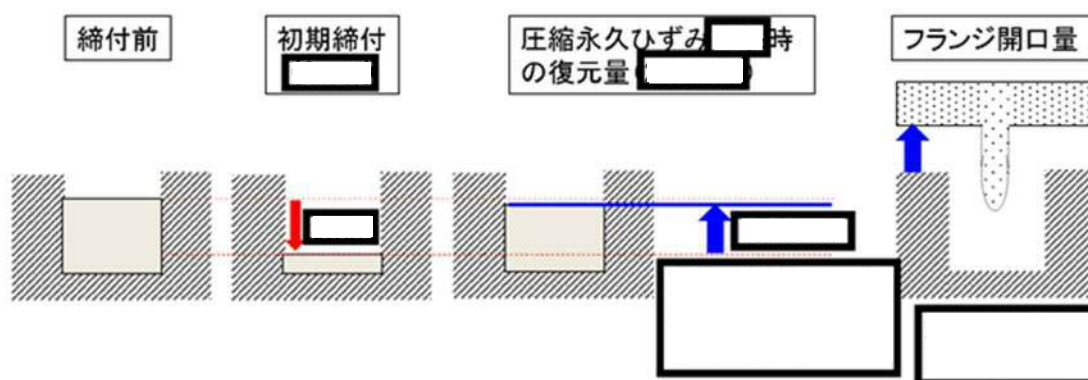
格納容器温度の上昇に伴う，時間経過によるシール材の長期的（格納容器温度が150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは，トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて，168時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため，シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第3表に示す。

第3表 改良EPDM製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0～7 日	7 日～14 日	14 日～30 日
試験温度	200℃	150℃	150℃
圧縮永久ひずみ率 [%]			
硬さ			
質量変化率[%]			

注記： γ 線 1.0MGy 照射済の試験体を用い，飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

第3表に示すように，168時間以降，150℃の環境下においては，改良EPDM製シール材の基礎特性データにはほとんど変化はなく，経時劣化の兆候は見られない。したがって，重大事故後168時間以降における格納容器の温度を150℃と設定した場合でも，シール部の機能は十分維持される。なお，EPDM材は一般特性としての耐温度性は150℃であり，第3表の結果は改良EPDM製シール材が200℃条件を7日間経験しても，一般特性としての耐熱温度まで低下すれば，それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示していると考ええる。また，第3表の結果から圧縮永久ひずみ 時の改良EPDM製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを第4図に示しており，第2表で示す168時間以降の格納容器圧力に対しても十分追従可能な復元量を維持していることも確認できる。



第4図 圧縮永久ひずみ24時間時のシール材復元量とフランジ開口量

(5) 7日間（168時間）以降の格納容器の閉じ込め機能について

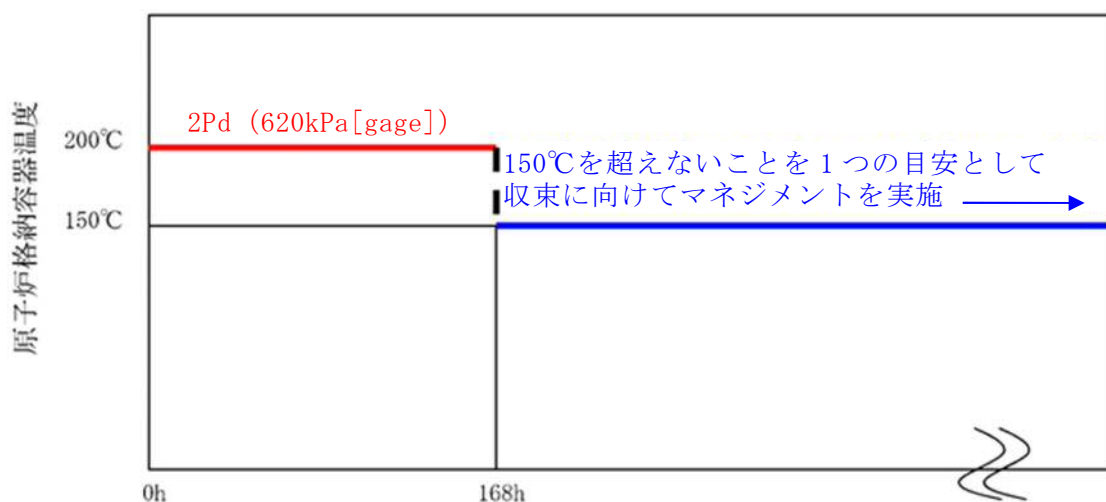
(2)で示したように有効性評価結果からも、7日間（168時間）以降は格納容器温度が改良EPDM製シール材の一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また、格納容器圧力についてもベント操作の有無に関わらず圧力は低下しており、開口量は2Pd時と比較しても小さいことが確認できている。なお、代替循環冷却系を使用するシーケンスの場合、中長期的には、水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが、酸素濃度がドライ条件で4.3vol%に到達した場合にはベントを実施することとしていることから、格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。

よって、格納容器温度・圧力が評価項目（200℃・2Pd）にて7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の格納容器閉じ込め機能を確保できる。

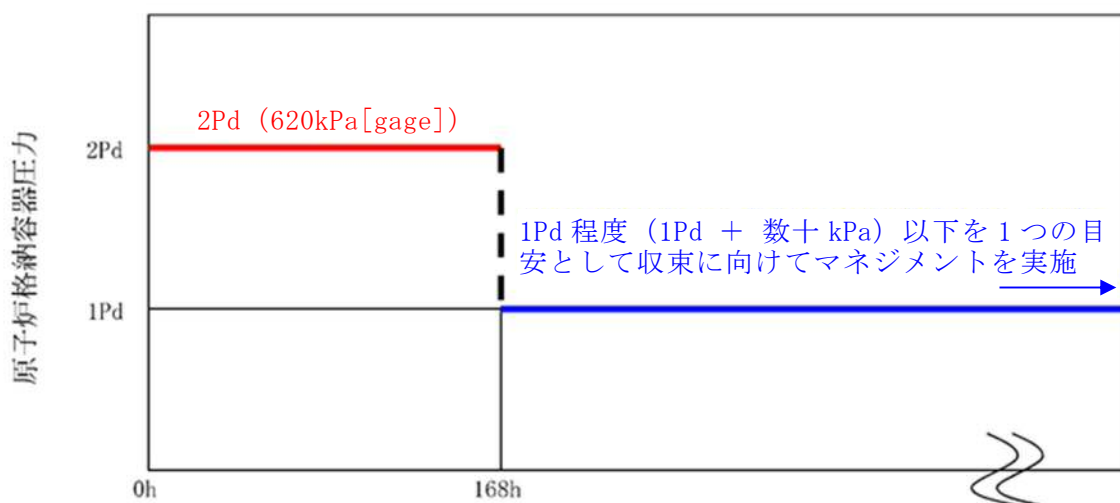
7日間（168時間）以降の格納容器の閉じ込め機能については、格納容器圧力・温度は低下していること、及び代替循環冷却系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生に寄与も大

きくことから，最初の7日間（168時間）に対して $200^{\circ}\text{C} \cdot 2\text{Pd}$ を超えないよう管理することで，長期的な格納容器閉じ込め機能は維持される。ただし，事故環境が継続することにより，熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ，長期的なプラントマネジメントの目安として，7日間（168時間）以降の領域においては，格納容器温度については第5図に示すとおり 150°C を超えない範囲で，また，格納容器圧力については第6図に示すとおり1Pd程度（1Pd＋数十kPa[※]）以下でプラント状態を運用する。

※：酸素濃度をドライ換算で4.3vol%以下とする運用の範囲



第5図 格納容器温度の168時間以降の考え方



第6図 格納容器圧力の168時間以降の考え方

- (6) 7日間（168時間）以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について
- 時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは，トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良E P D M製シール材を用いて，168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため，シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第4表に示す。累積放射線照射量による影響は，試験結果より，有意な変化がないことから，7日間以降のシール機能は，維持できる。

第4表 改良E P D M製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168時間＋150℃・168時間

(7) 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応

炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、酸素濃度4.3vol%（ドライ条件）到達で格納容器ベントを実施することで、可燃性ガスを排出する手順としている。一方で、環境への影響を考慮すると、格納容器ベントを可能な限り遅延する必要があるため、格納容器ベントの実施基準である酸素濃度4.3vol%の到達時間を遅らせる目的から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作（以下「窒素注入」という。）を実施することとしている。ここでは、有効性評価の事象進展を参照し、窒素注入及び格納容器ベントに係る判断基準の妥当性について示す。

a. 窒素注入の判断基準と作業時間について

窒素注入に係る判断基準は以下のとおり設定している。

- (a) 窒素供給装置の起動準備操作の開始基準：酸素濃度 3.5vol%
- (b) 窒素注入の開始基準：酸素濃度 4.0vol%

「3.4 水素燃焼」において、水の放射線分解における水素及び酸素のG値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値により感度解析を実施しており、水素及び酸素濃度の上昇が早い感度解析においても、第5表のとおり、可搬型窒素供給装置の起動準備時間が約6時間（約360分）確保できるため、起動準備時間の180分に対して十分余裕があることが確認できる。

第5表 設計基準事故のG値を用いた場合の評価結果

酸素濃度	到達時間	窒素注入準備の余裕時間
3.5vol%	約15時間	約6時間
4.0vol%	約21時間	

b. 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

窒素注入及び格納容器ベントに係る実施基準，実施基準の設定根拠を第6表に示す。操作時間や水素濃度及び酸素濃度監視設備の計装誤差（約0.6vol%）を考慮しても，可燃限界領域（酸素濃度5.0vol%以上）に到達することなく，窒素注入及び格納容器ベントが実施可能である。

第6表 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

操作	実施基準 ：計装の読み取り値	実施基準の設定根拠
可搬型窒素供給装置の起動準備の開始基準	酸素濃度3.5vol% (2.9vol%～ 4.1vol%)※	可搬型窒素供給装置の起動準備時間を考慮して設定
窒素注入開始基準	酸素濃度4.0vol% (3.4vol%～ 4.6vol%)※	格納容器ベントの開始基準の到達前を設定
格納容器ベント開始基準	酸素濃度4.3vol% (3.7vol%～ 4.9vol%)※	計装誤差を踏まえても可燃限界領域到達前に格納容器ベントが可能な基準を設定

※括弧内は，計装の読み取り値に対して計装誤差を考慮した範囲であり，実機の酸素濃度として想定される範囲

常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について

1. 常設低圧代替注水系ポンプの機能

常設低圧代替注水系ポンプは以下の5つの機能に期待している。

- ・原子炉水位を維持し炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展を防止するための低圧代替注水機能
- ・格納容器の過圧・過温破損防止のための代替格納容器スプレイ機能
- ・格納容器内での溶融炉心の冷却のためのペデスタル（ドライウェル部）注水機能
- ・格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えいを抑制するための格納容器頂部注水機能
- ・使用済燃料プール水位を維持し燃料損傷を防止するための代替使用済燃料プール注水機能

2. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保について

(1) 単一の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、各注水先の最大流量を包絡する注水量を確保できる設計としている。

常設低圧代替注水系ポンプにより注水する際の系統構成は、中央制御室からの遠隔操作により行い、現場操作は不要である。また、各注水先へ注水する際の操作の相違点は、開操作する弁の違いのみであり、各弁の操作も中央制御室からの遠隔操作が可能であることから、困難な操作はない。

このように、常設低圧代替注水系ポンプの単一の機能の確保については問題ないと考えられる。

(2) 複数の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、複数個所への同時注水を想定したのとなっており、想定する同時注水の組合せで必要流量が確保できる設計としている。また、想定する同時注水の組合せで、重大事故等による影響の緩和が可能であることを有効性評価にて示している。

①原子炉注水と格納容器スプレイ

大破断 L O C A が発生し、非常用炉心冷却系からの注水に失敗した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注水 $230\text{m}^3/\text{h}$ 、格納容器スプレイ $130\text{m}^3/\text{h}$ であるが、この条件で炉心の冷却並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制できることを有効性評価で確認するとともに、この流量が確保できる設計としている。なお、上記以外の同時注水については、原子炉へは崩壊熱相当の注水となるため、上記注水流量を超えることはない。

②原子炉注水とペDESTAL（ドライウェル部）注水

大破断 L O C A が発生し非常用炉心冷却系からの注水に失敗し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に成功した場合、原子炉水位 L O 到達後に格納容器冷却を停止し、原子炉注水とペDESTAL（ドライウェル部）の水張りを実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注水として崩壊熱相当の流量、ペDESTAL（ドライウェル部）の水張りとして $80\text{m}^3/\text{h}$ であるが、この条件で炉心の冷却及びペDESTAL（ドライウェル部）の必要水位を確保できることを有効性評価にて確認するとともに、この流量が確保できる設計としている。

③格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウェル部）注水

原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器が破損する場合、格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウェル部）への注水を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、格納容器スプレイ $300\text{m}^3/\text{h}$ 、ペDESTAL（ドライウェル部）注水 $80\text{m}^3/\text{h}$ であるが、この条件で格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制並びにペDESTAL（ドライウェル部）に落下した熔融炉心の冷却等ができることを有効性評価で確認するとともに、この流量を確保できる設計としている。

④その他注水先の組合せ

その他の組合せとして、格納容器頂部又は使用済燃料プールへの注水が重畳することもある。これら注水先へは、間欠的に注水を行い一定量の水位を維持するため、①、②及び③の最大流量の注水等と異なるタイミング又は系統の余力で注水等を行うため、対応が可能である。

また、複数の注水先に注水するための操作については、各注水先へ注水するための操作に必要な時間を考慮した有効性評価により、炉心冷却や熔融炉心の冷却等ができることを確認している。

以上より、常設低圧代替注水系ポンプの複数の機能の確保についても問題ないと考えられる。

3. 常設低圧代替注水系ポンプの機能の冗長性について

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系及び代替循環冷却系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後であれば低圧代替注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。また、格納容器スプレイについては、代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、ペDESTAL（ドライウェル部）注水については格納容器下部注水系（可搬型）、格納容器頂部注水につ

いては格納容器頂部注水系（可搬型）、使用済燃料プール注水については可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）によって機能を補うことも可能である。このように、常設低圧代替注水系ポンプの各機能については冗長性を持たせることで機能強化を図っている。

常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを使用した同時注水について

常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを使用した注水については，原子炉，原子炉格納容器，ペデスタル（ドライウェル部），原子炉格納容器頂部及び使用済燃料プールを注水先として設計する。このため，重大事故等時において，複数の注水先に対して同時に必要流量を注水できるよう設計する。なお，各注水先への注水は弁の開操作のみで実施可能であるため，必要箇所への注水を継続しつつ，注水先を追加することが可能である。

有効性評価で考慮する同時注水パターンを第 1 表及び第 2 表に示す。

また，有効性評価における事象進展ごとの常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる注水先の組み合わせケースを第 3 表から第 7 表に示す。

第 1 表 有効性評価で考慮する常設低圧代替注水系ポンプを使用した同時注水ケース

原子炉	原子炉格納容器	ペデスタル (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール
47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11
230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—
—	300m ³ ／h	80m ³ ／h	—	—
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h

第 2 表 有効性評価で考慮する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを使用した同時注水ケース

原子炉	原子炉格納容器	ペデスタル (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール
47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	16m ³ ／h

第 3 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水失敗時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合（炉心損傷前）

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
初期注水段階	378m ³ ／h	—	—	—	—	・ QH 特性に従った注水 ・ 原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・ 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h	・ 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定 ・ 使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階	50m ³ ／h	—	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・ 使用済燃料プールは代替燃料プール冷却系等による除熱に期待できることから、同時注水を考慮していない

対象事象：高圧・低圧注水機能喪失，L O C A 時注水機能喪失

第 4 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水成功後に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉減圧・低圧注水移行段階	378m ³ ／h	—	—	—	—	・ QH 特性に従った注水 ・ 原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・ 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h	・ 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定 ・ 使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階※	50m ³ ／h	—	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・ 使用済燃料プールは代替燃料プール冷却系等による除熱に期待できることから、同時注水を考慮していない

※崩壊熱除去機能（残留熱除去系が故障した場合）のケース

対象事象：崩壊熱除去機能喪失

第 5 表 全交流動力電源喪失（24 時間継続）時に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉減圧・低圧注水移行段階	110m ³ ／h	－	－	－	－	・ QH 特性に従った注水 ・ 原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	－	－	－	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・ 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	－	－	16m ³ ／h	・ 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・ 使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定

対象事象：全交流動力電源喪失，津波浸水による最終ヒートシンク喪失

第 6 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水失敗時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合（L O C A 起因による炉心損傷事象）

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
初期注水段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	－	－	－	・ L O C A が発生し設計基準事故対処設備による注水に失敗し、炉心損傷に至った場合に、炉心の再冠水並びに原子炉格納容器内温度及び圧力を抑制するためのケース
再冠水後制御段階※	50m ³ ／h	130m ³ ／h	－	－	－	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・ 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階※	50m ³ ／h	130m ³ ／h	－	－	114m ³ ／h	・ 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・ 使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階※	50m ³ ／h	－	－	－	－	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量

※代替循環冷却系を使用できない場合のケース

対象事象：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼

第 7 表 原子炉圧力容器破損時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合

	47 条／1. 4	49 条／1. 6	51 条／1. 8	53 条／ 1. 10	54 条／ 1. 11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	(ドライウエル部) ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉圧力容器破損段階	—	300m ³ ／h	80m ³ ／h	—	—	・設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備による原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器の破損に至った場合に、原子炉格納容器内温度及び圧力の抑制並びにペデスタル（ドライウエル部）に落下した熔融炉心を冷却するためのケース
原子炉圧力容器破損段階での対応後の段階	—	130m ³ ／h	80m ³ ／h	—	—	・ペデスタル（ドライウエル部）注水はペデスタル（ドライウエル部）の水位維持時の注水量 ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	—	—	80m ³ ／h	—	114m ³ ／h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定

対象事象：高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用，熔融炉心・コンクリート相互作用

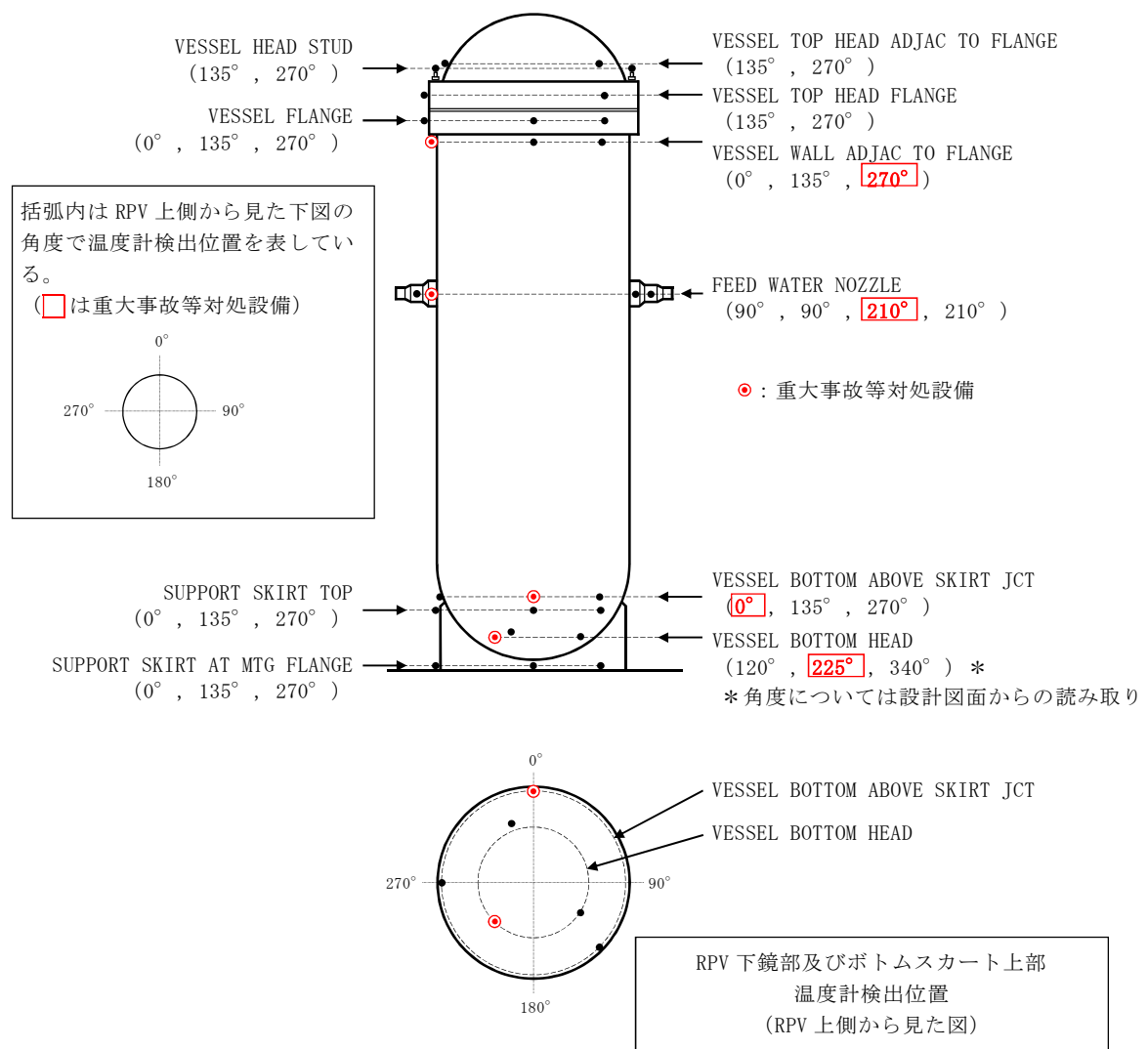
原子炉圧力容器の破損判断について

炉心損傷後に原子炉へ注水されない場合、溶融炉心が原子炉圧力容器（以下「R P V」という。）の炉心下部プレナムに落下（リロケーション）し、その後R P Vが破損することとなるが、リロケーション後のR P V破損のタイミングには不確かさが存在する。R P V破損後は、ペデスタル（ドライウエル部）に溶融炉心が落下することにより、ペデスタル（ドライウエル部）水への伝熱による蒸発及び水蒸気発生に伴う格納容器の圧力上昇が発生することから、格納容器スプレイ及びペデスタル（ドライウエル部）注水を実施するために、R P V破損を速やかに判断する必要がある。

このため、R P V破損前に、事象の進展に応じて生じる物理現象（原子炉水位低下、リロケーション）を検知できる【破損徴候パラメータ】によって、R P V破損の徴候を検知し、徴候を検知した以降のR P V破損に至るまでの間はR P V破損を検知可能なパラメータ【破損判断パラメータ】を継続的に監視することによって、R P V破損の速やかな判断が可能となるようにする。

第1表 過渡事象及びL O C A事象時のR P V破損判断パラメータ設定の理由

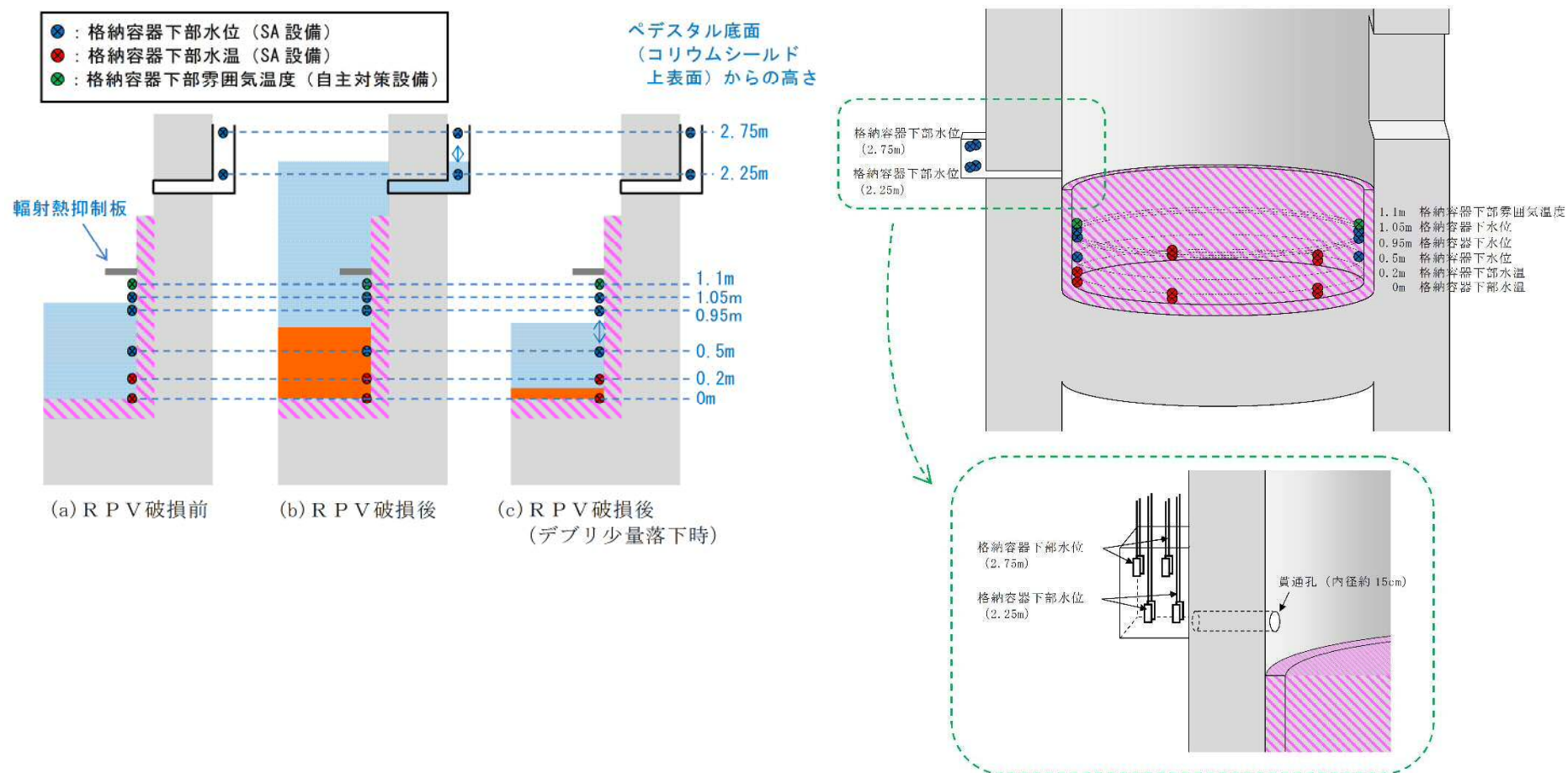
パラメータ	設定の理由
【破損徴候パラメータ】	
原子炉水位	原子炉水位の低下・喪失により，リロケーションに先立ち発生する炉心の露出を検知するものであり，R P V破損前における事象進展の把握のため設定。
制御棒位置	R P V下部に制御棒位置検出のためのケーブルが設置されており，溶融炉心が下部プレナムに落下した際のケーブル接触に伴う指示値喪失を検知することによりリロケーションの発生を検知可能であり，R P V破損前における事象進展の把握のため設定。
R P V下鏡部温度 (第1図)	R P V下鏡部温度 300℃到達を検知することにより，リロケーション発生後におけるR P V下鏡部の温度上昇を検知可能であり，破損徴候パラメータとして設定可能。なお，R P V内が 300℃到達の状態は，逃がし安全弁（安全弁機能）最高吹出圧力に対する飽和温度を超えており，R P V内が過熱状態であることを意味するため，リロケーション前に下部プレナムに水がある状態では到達しない。
【破損判断パラメータ】	
格納容器下部水温 (第2図)	<ul style="list-style-type: none"> ・ R P V下鏡部温度により破損徴候を判定した以降，ペDESTAL（ドライウエル部）の水温が顕著に上昇するのはR P V破損時のみであり，R P V破損の誤検知のおそれはない。 ・ 少量の溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）に落下する不確かさを考慮しても，格納容器下部水温計の上昇又は指示値喪失により，R P V破損の速やかな判断が可能。
【従来の破損判断パラメータ等】	
<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉圧力 ・ ドライウエル圧力 ・ ドライウエル雰囲気温度 ・ ペDESTAL（ドライウエル部）雰囲気温度，等 	以下の理由により，破損判断パラメータとして設定しない （ <ul style="list-style-type: none"> ・ L O C A事象のリロケーション時等，R P V破損時と同様の傾向を示す場合が存在する。 又は ・ 少量の溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）に落下する不確かさを考慮した場合，変化幅が小さい。 ）



第 58 条で重大事故等対処設備とする温度計の検出位置は代表性を考慮して RPV 上部，中部，下鏡部及びボトムスカート上部各々 1 箇所としている。

炉心損傷が進み損傷炉心が溶融すると，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行する。その後，溶融炉心が下部プレナムの構造物を溶融し，炉心支持板の上にある溶融炉心が全て下部プレナムに落下するとともに，下鏡部の温度が上昇し，いずれは RPV 破損に至る。このように RPV 破損前には，下部プレナムに全量の溶融炉心が落下することを考慮すると，RPV 破損の徴候を検知するには下鏡部の 1 つの温度計で十分と考えられるが，東海第二発電所では高さ方向及び径方向ともに位置的に分散された 2 箇所の温度計を重大事故等対処設備とし，RPV 破損徴候の検知性の向上を図っている。

第 1 図 RPV 温度計検出位置



第2図 ペDESTAL内の計器設置図

運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時，運転員は，現場作業員の退避が完了したことを確認し，逃がし安全弁の開操作を開始する。このため，現場作業員の退避に係る教育状況，及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ，退避に要する時間の見積もりを行った。

2. 現場作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する現場作業員に対しては，以下のように退避に係る教育を実施しており，事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

<教育内容>

- ・送受話器（ページング）等による退避指示への対応について
- ・管理区域への入退域方法について

<教育の実施時期>

- ・発電所への入所時

3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後，現場作業員は発電長の送受話器（ページング）による退避指示により，現場からの退避（管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする。）を行う。また，現場作業員全員の退避完了確認は，以下の2つの手段で行う。

- ・個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の入退域ゲートの境界

に常駐)は、個人線量計の貸出状況により全現場作業員が管理区域内から退域していることを確認し、災害対策本部に連絡する。

- ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、現場作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、作業担当部門に連絡する。作業担当部門の担当者は、自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し、災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお、現場作業員は、2名以上の作業グループで作業を実施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の現場作業員からの救助により退避可能である。

4. 現場作業員の退避時間



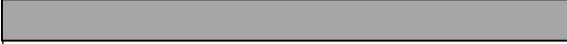
現場作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②におけるE P Dゲートの通過が退避時間において律速となる。また、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、現場作業員は1時間で退避完了すると見積もった。

◎E P Dゲートの通過人数：26人／分（第24回施設定期検査実績）

◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,020人（第24回施設定期検査実績）

→ $1,020 \text{ 人} \div 26 \text{ 人／分} = 40 \text{ 分}$ → 1時間

第 1 表 現場作業員の退避時間内訳

	経過時間					
	10 分	20 分	30 分	40 分	50 分	60 分
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動						
②管理区域からの退域						
③退避の確認						
退避時間	↑ 保守的に 1 時間とする					

5. 現場作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

現場作業員の退避は 1 時間以内に完了するため，現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高い作業場所である格納容器内においても，退避完了までに有意な温度上昇は見られず，現場作業員の退避に影響はない。

解釈一覧

判断基準の解釈一覧（1／4）

手順			判断基準記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用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）による原子炉压力容器への注水	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
		(b) 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
		(c) 代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
		(d) 消火系による原子炉压力容器への注水	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
		(e) 補給水系による原子炉压力容器への注水	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上

判断基準の解釈一覧（2／4）

手順			判断基準記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	(3) 熔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	(a) 低圧代替注水系（常設）による残存熔融炉心の冷却	原子炉格納容器内へのスプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な流量	原子炉格納容器内へのスプレイ流量（約130m ³ ／h）及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水流量（約80m ³ ／h）
			低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器への注水に必要な流量	低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器への注水流量（14m ³ ／h～50m ³ ／h）
			原子炉格納容器内へのスプレイを優先する	ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保が完了している場合は、原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内に残存した熔融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口からペDESTAL（ドライウエル部）へ落下することによりペDESTAL（ドライウエル部）の熔融炉心も冷却できる。 ペDESTAL（ドライウエル部）の熔融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器内へのスプレイにより原子炉格納容器内の冷却を優先する。
		(b) 代替循環冷却系による残存熔融炉心の冷却	代替循環冷却系により原子炉格納容器内へのスプレイに必要な流量	代替循環冷却系により原子炉格納容器内へのスプレイ流量（約150m ³ ／h）
			原子炉圧力容器への注水量	原子炉圧力容器への注水量（約100m ³ ／h）
		(c) 消火系による残存熔融炉心の冷却	原子炉格納容器内へのスプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な流量	原子炉格納容器内へのスプレイ流量（約130m ³ ／h）及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水流量（約80m ³ ／h）
			消火系により原子炉圧力容器への注水に必要な流量	消火系により原子炉圧力容器への注水流量（14m ³ ／h～50m ³ ／h）
			原子炉格納容器内へのスプレイを優先する	ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保が完了している場合は、原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内に残存した熔融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口からペDESTAL（ドライウエル部）へ落下することによりペDESTAL（ドライウエル部）の熔融炉心も冷却できる。 ペDESTAL（ドライウエル部）の熔融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器内へのスプレイにより原子炉格納容器内の冷却を優先する。

判断基準の解釈一覧（3／4）

手順			判断基準記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用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	(d) 補給水系による残存溶融炉心の冷却	原子炉格納容器内へのスプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な流量	原子炉格納容器内へのスプレイ流量（約130m ³ ／h）及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水流量（約80m ³ ／h）
			補給水系により原子炉圧力容器への注水に必要な流量	補給水系により原子炉圧力容器への注水流量（14m ³ ／h～50m ³ ／h）
			原子炉格納容器内へのスプレイを優先する	ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保が完了している場合は、原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内に残存した溶融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口からペDESTAL（ドライウエル部）へ落下することによりペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心も冷却できる。 ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器内へのスプレイにより原子炉格納容器内の冷却を優先する。
		(e) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）	原子炉格納容器内へのスプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な流量	原子炉格納容器内へのスプレイ流量（約130m ³ ／h）及びペDESTAL（ドライウエル部）への注水流量（30m ³ ／h～80m ³ ／h）
			低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器への注水に必要な流量	低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器への注水流量（14m ³ ／h～50m ³ ／h）
			原子炉格納容器内へのスプレイを優先する	ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保が完了している場合は、原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内に残存した溶融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口からペDESTAL（ドライウエル部）へ落下することによりペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心も冷却できる。 ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器内へのスプレイにより原子炉格納容器内の冷却を優先する。

判断基準の解釈一覧（4／4）

手順			判断基準記載内容	解釈
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順	(2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	原子炉圧力指示値が0.93MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が0.93MPa[gage]以下
1.4.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順	(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水	—	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
	(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	—	原子炉水位低（レベル3）以上	原子炉水位（狭帯域）等にて原子炉水位低（レベル3）以上
	(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱	—	原子炉圧力指示値が0.93MPa[gage]以下	原子炉圧力指示値が0.93MPa[gage]以下

操作手順の解釈一覧（1／3）

手順			操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用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）による原子炉圧力容器への注水	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約2.0MPa [gage] 以上	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約2.0MPa [gage] 以上
			原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
			低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用），（常設ライン狭帯域用）指示値の上昇	添付資料1.4.6「常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について」に整理する。
		(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（淡水／海水）	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
			低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用），（常設ライン狭帯域用）又は低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用），（可搬ライン狭帯域用）指示値の上昇	添付資料1.4.6「常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について」に整理する。
		(c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が約1.2MPa [gage] 以上	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が約1.2MPa [gage] 以上
			原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
			代替循環冷却系原子炉注水流量指示値の上昇	代替循環冷却系原子炉注水流量指示値が約250m ³ ／hまで上昇
		(d) 消火系による原子炉圧力容器への注水	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上
			原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
			残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約75m ³ ／hまで上昇
		(e) 補給水系による原子炉圧力容器への注水	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.84MPa [gage] 以上	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.84MPa [gage] 以上
			原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
			残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約75m ³ ／hまで上昇

操作手順の解釈一覧 (2/3)

手順			操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用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	(a) 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上
			原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
			残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約1,690m ³ /hまで上昇
		(b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa [gage] 以上	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa [gage] 以上
			原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
			低圧炉心スプレイ系系統流量指示値の上昇	低圧炉心スプレイ系系統流量指示値が約1,440m ³ /hまで上昇
1.4.2.2 発電用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 b. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱	(a) 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱	原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器温度調整弁の温度設定	原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器温度調整弁の温度設定が40℃
			原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）メカシールパージ水ライン調整弁を調整開とし、メカシールパージ流量を調整	原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）メカシールパージ水ライン調整弁を調整開とし、メカシールパージ流量を約4.5L/minに調整
			原子炉冷却材浄化系系統流量指示値の上昇	原子炉冷却材浄化系系統流量指示値が約163.6m ³ /hまで上昇
			原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）メカシールパージ水ライン調整弁を調整開とし、メカシールパージ流量を調整	原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）メカシールパージ水ライン調整弁を調整開とし、メカシールパージ流量を約4.5L/minに調整
	(2) サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約1,690m ³ /hまで上昇

操作手順の解釈一覧（3／3）

手順			操作手順記載内容	解釈
1.4.2.3 設計基準事故対処設備 による対応手順	(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa〔gage〕以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa〔gage〕以上
			原子炉圧力指示値が4.90MPa〔gage〕以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa〔gage〕以下
			残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約1,690m ³ ／hまで上昇
	(2) 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	—	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa〔gage〕以上	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa〔gage〕以上
			原子炉圧力指示値が4.90MPa〔gage〕以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa〔gage〕以下
			低圧炉心スプレイ系系統流量指示値の上昇	低圧炉心スプレイ系系統流量指示値が約1,440m ³ ／hまで上昇
	(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱	—	残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約1,690m ³ ／hまで上昇

弁番号及び弁名称一覧（1／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
原子炉冷却材浄化系吸込弁	原子炉冷却材浄化系吸込弁	G33-F102（M0）	中央制御室
残留熱除去系C系注入弁	RHR（C）注入弁	E12-F042C（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階MSIV保修室（管理区域）
常設低圧代替注水系系統分離弁	（常設低圧代替注水系系統分離弁）※1	—	中央制御室 常設低圧代替注水系格納槽内（非管理区域）
原子炉注水弁	（原子炉注水弁（残留熱除去系C系ライン））※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
	（原子炉注水弁（低圧炉心スプレイ系ライン））※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）
原子炉圧力容器注水流量調整弁	（原子炉圧力容器注水流量調整弁（残留熱除去系C系ライン））※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
低圧炉心スプレイ系注入弁	LPCS注入弁	E21-F005（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階東側（管理区域）
原子炉建屋西側接続口の弁	（原子炉建屋西側接続口の弁）※1	—	屋外
高所西側接続口の弁	（高所西側接続口の弁）※1	—	屋外
高所東側接続口の弁	（高所東側接続口の弁）※1	—	屋外
原子炉建屋東側接続口の弁	（原子炉建屋東側接続口の弁）※1	—	屋外
残留熱除去系A系ミニフロー弁	RHRポンプ（A）ミニフロー弁	E12-F064A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階北側（管理区域）
残留熱除去系熱交換器（A）出口弁	HxA出口弁	E12-F003A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RHR（A）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁	Hx“A”バイパス弁	E12-F048A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR（A）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系A系注入弁	RHR（A）注入弁	E12-F042A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階南側（管理区域）
残留熱除去系A系注水配管分離弁	（残留熱除去系A系注水配管分離弁）※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階（管理区域）
代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁	（代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁）※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
代替循環冷却系A系テスト弁	（代替循環冷却系A系テスト弁）※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
代替循環冷却系A系注入弁	（代替循環冷却系A系注入弁）※1	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
補助ボイラ冷却水元弁	H／B冷却水元弁	7-20V204	タービン建屋1階西側（管理区域）
残留熱除去系B系消火系ライン弁	RHR（B）FPライン弁	E12-F093（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR（B）熱交換器室（管理区域）
	RHR（B）FPライン弁	E12-F094（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR（B）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系B系注入弁	RHR（B）注入弁	E12-F042B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階MSIV保修室（管理区域）

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

弁番号及び弁名称一覧（2／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
残留熱除去系B系D／Wスプレイ弁	RHR（B）格納容器スプレイ	E12-F016B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階南側PIPING AREA（管理区域）
	RHR（B）格納容器スプレイ	E12-F017B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階南側PIPING AREA（管理区域）
残留熱除去系B系S／Cスプレイ弁	RHR（B）サブレッションプールのスプレイ弁	E12-F027B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階西側（管理区域）
補給水系－消火系連絡ライン止め弁	MUW-FP連絡ライン止弁（MUW側）	7-18V900	原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階西側（管理区域）
	MUW-FP連絡ライン止弁（FP側）	7-20V600	原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階西側（管理区域）
残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁	RHR（A）格納容器スプレイ弁	E12-F016A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階東側PIPING AREA（管理区域）
残留熱除去系A系S／Cスプレイ弁	RHR（A）格納容器スプレイ弁	E12-F017A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階東側PIPING AREA（管理区域）
	RHR（A）サブレッションプールのスプレイ弁	E12-F027A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階東側（管理区域）
原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器温度調整弁	CUW熱交RCW温度調整弁	TCV-9-161	原子炉建屋原子炉棟4階東側（管理区域）
原子炉冷却材浄化系内側隔離弁	原子炉冷却材浄化系インボード隔離弁	G33-F001（M0）	中央制御室
原子炉冷却材浄化系外側隔離弁	原子炉冷却材浄化系アウトボード隔離弁	G33-F004（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階CUWバルブ室（管理区域）
原子炉冷却材浄化系ミニフロー弁	ミニフロー弁	G33-F054（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階BWRT室（管理区域）
原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）メカシールバージ水ライン仕切弁	メカシールバージ水Aライン仕切弁	G33-FF104A（A0）	中央制御室
原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）メカシールバージ水ライン調整弁	メカシールバージ水Aライン調整弁（フローレギュレータ）	G33-FF103A	原子炉建屋原子炉棟3階西側（管理区域）
原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器バイパス弁	フィルタデミバイパス弁	G33-F044（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階BWRT室（管理区域）
原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）メカシールバージ水ライン仕切弁	メカシールバージ水Bライン仕切弁	G33-FF104B（A0）	中央制御室
原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）メカシールバージ水ライン調整弁	メカシールバージ水Bライン調整弁（フローレギュレータ）	G33-FF103B	原子炉建屋原子炉棟3階西側（管理区域）
原子炉冷却材浄化系再生熱交換器バイパス弁	再生熱交換器バイパス弁	G33-F110	原子炉建屋原子炉棟4階CUW熱交換器室（管理区域）
原子炉冷却材浄化系原子炉戻り弁	原子炉戻り弁	G33-F042（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階CUW熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系A系レグシールライン弁	RHRポンプ（A）加圧ライン加圧弁	E12-F085A	原子炉建屋原子炉棟地下2階RHR（A）ポンプ室（管理区域）
残留熱除去系ポンプ（A）入口弁	RHRポンプ（A）入口弁	E12-F004A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RHR（A）ポンプ室（管理区域）
再循環系ポンプ（A）出口弁	PLRポンプ（A）出口弁	B35-F067A（M0）	中央制御室
残留熱除去系熱交換器（A）入口弁	Hx“A”入口弁	E12-F047A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階RHR（A）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系外側隔離弁	OUTBD隔離弁	E12-F008（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階南側PIPING AREA（管理区域）
残留熱除去系内側隔離弁	INBD隔離弁	E12-F009（M0）	中央制御室
残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却ライン入口弁	RHRポンプ（A）停止時冷却ライン入口弁	E12-F006A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RHR（A）ポンプ室（管理区域）
残留熱除去系ポンプ（A）停止時冷却注入弁	RHR（A）停止時冷却注入弁	E12-F053A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階東側PIPING AREA（管理区域）

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

手順のリンク先について

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ついて、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.4.2.1(2) a. (a) 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

- ・残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

- ・常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油

2. 1.4.2.1(2) a. (b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

- ・残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

- ・常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手

順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

3. 1.4.2.2(2) a. (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発
電用原子炉からの除熱

・ 残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する
手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

・ 常設代替交流電源設備に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

4. 1.4.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

・ 残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系による
冷却水確保手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

・ 西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接
続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプに
よる送水手順

<リンク先> 1.13.2.1(5) a. 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替

注水中型ポンプによる送水（淡水／海水）

1. 13. 2. 1 (6) a . 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水
大型ポンプによる送水（淡水／海水）

1. 13. 2. 2 (1) a . 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替
注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補
給（淡水／海水）

1. 13. 2. 2 (2) a . 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水
貯水設備への補給（淡水／海水）

- ・ 非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高
圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧
電源車による常設低圧代替注水系ポンプ，代替循環冷却系ポンプ，復水
移送ポンプ，残留熱除去系ポンプ，低圧炉心スプレー系ポンプ，電動弁
及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用
する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可
搬型代替低圧電源車，非常用交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ
及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順

<リンク先> 1. 14. 2. 1 (1) 代替交流電源設備による給電

1. 14. 2. 3 (1) a . 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流
電源設備による代替所内電気設備への給電

1. 14. 2. 6 (1) a . 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給
油

1. 14. 2. 6 (1) b . 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

1. 14. 2. 7 (1) 非常用交流電源設備による非常用所内電気設
備への給電

1.14.2.7(3) 軽油貯蔵タンクから2C・2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油

- ・操作の判断, 確認に係る計装設備に関する手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

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
 - b. サポート系故障時の対応手段及び設備
 - (a) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送
 - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
 - c. 手順等

1.5.2 重大事故等時の手順

1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 最終ヒートシンク（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. 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. 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) 重大事故等時の対応手段の選択

1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

a. 緊急用海水系による冷却水確保

b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

1.5.2.3 設計基準事故対処設備を使用した対応手順

(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.5.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.5.2 自主対策設備仕様

添付資料1.5.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.5.4 重大事故対策の成立性

1. 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) フィルタ装置スクラビング水補給

(2) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

(3) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

(4) フィルタ装置スクラビング水移送

2. 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) 格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構を使用した現場操作による格納容器ベント

3. 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）

(1) 耐圧強化ベント系の現場操作による格納容器ベント

ト

4. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

(1) 代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代

替注水大型ポンプによる送水（海水）

添付資料1.5.5 格納容器ベント操作について

添付資料1.5.6 スクラビング水の保有水量の設定根拠について

添付資料1.5.7 解釈一覧

添付資料1.5.8 手順のリンク先について

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（原子炉停止時冷却系），残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）並びに残留熱除去系海水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する。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（原子炉停止時冷却系），残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）並びに残留熱除去系海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、これらを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（第1.5－1図）。

重大事故等対処設備のほかに、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、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

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

この対応手段及び設備は、「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」における「残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）
- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）

によるサプレッション・プールの除熱」及び「残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ」にて整理する。

設計基準事故対処設備である残留熱除去系海水系が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系海水系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 残留熱除去系海水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 非常用取水設備
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

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（原子炉停止時冷却系），残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の故障を想定する。また，サポート系故障として，残留熱除去系海水系の故障又は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第1.5－1表に整理する。

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（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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は、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

- 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（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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。

- ・耐圧強化ベント系配管・弁
- ・第一弁（S／C側）
- ・第一弁（D／W側）
- ・耐圧強化ベント系一次隔離弁

- ・ 耐圧強化ベント系二次隔離弁
- ・ 遠隔人力操作機構
- ・ 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバを含む）
- ・ 真空破壊弁
- ・ 不活性ガス系配管・弁
- ・ 原子炉建屋ガス処理系配管・弁
- ・ 非常用ガス処理系排気筒
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

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 S／C 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：耐圧強化ベント系による S／C 側ベント

優先④：耐圧強化ベント系による D／W 側ベント

iii) 現場操作

格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合、隔離弁を遠隔で手動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、隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建屋附属棟又は原子炉建屋廃棄物処理棟の二次格納施設外とする。

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。

- ・ 遠隔人力操作機構

(b) 重大事故等対処設備

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、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付ける。

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、耐圧強化ベント系配管・弁，第一弁（S／C側），第一弁（D／W側），耐圧強化ベント系一次隔離弁，耐圧強化ベント系二次隔離弁，遠隔人力操作機構，原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む），真空破壊弁，不活性ガス系配管・弁，原子炉建屋ガス処理系配管・弁，非常用ガス処理系排気筒，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給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

現場操作で使用する設備のうち，遠隔人力操作機構は重大事故等対処設備として位置付ける。

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（原子炉停止時冷却系），残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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。

b. サポート系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

i) 緊急用海水系による除熱

設計基準事故対処設備である残留熱除去系海水系が故障等又は全

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は、緊急用海水系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。

緊急用海水系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 緊急用海水系配管・弁
- ・ 緊急用海水系ストレーナ
- ・ 残留熱除去系海水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 非常用取水設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

緊急用海水系と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系），残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用メタルクラッド開閉装置（以下「メタルクラッド開閉装置」を「M/C」という。）を受電した後、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
- ・ 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）
- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

- ・ 常設代替交流電源設備

ii) 代替残留熱除去系海水系による除熱

上記「1.5.1(2) b. (a) i) 緊急用海水系による除熱」の緊急用海水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は、代替残留熱除去系海水系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。

代替残留熱除去系海水系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ ホース
- ・ 残留熱除去系海水系配管・弁
- ・ 緊急用海水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 非常用取水設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

代替残留熱除去系海水系と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。

残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
- ・ 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）
- ・ 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）
- ・ 常設代替交流電源設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

緊急用海水系による除熱で使用する設備のうち、緊急用海水ポンプ、緊急用海水系ストレナ、緊急用海水系配管・弁、残留熱除去系海水系配管・弁、残留熱除去系熱交換器、非常用取水設備、常設代替交流電源設備、燃料給油設備、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）は重大事故等対処設備として位置付ける。

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、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。

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付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ、ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり、使用できない場合があるが、可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により残留熱除去系（原子炉停止時冷却

系），残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）又は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能となれば，最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。

（添付資料 1.5.2）

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，運転員等※²及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」，「非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース）」，「非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）」，「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策要領」に定める（第1.5-1表）。

また，重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.5-2表，第1.5-3表）。

※2 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

（添付資料1.5.3）

1.5.2 重大事故等時の手順

1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 最終ヒートシンク（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。

また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、第一弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、フィルタ装置出口弁については、第一弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

- (a) 格納容器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、外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合、又は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：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

ii) 操作手順

格納容器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。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-4図に、タイムチャートを第1.5-5図に示す。

【S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合、手順⑦以外は同様。）】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するように運転員等に指示する（S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するように指示する。）。
- ②発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ③運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。
- ④運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な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等にて確認する。
- ⑤運転員等は、格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は、中央制御室にて、不活性ガス系隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、耐圧強化ベント系二次隔離

弁，原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。

⑦^a S／C側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて，第一弁（S／C側）の全開操作を実施する。

⑦^b D／W側ベントの場合

第一弁（S／C側）の開操作ができない場合は，運転員等は中央制御室にて，第一弁（D／W側）の全開操作を実施する。

⑧運転員等は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑨発電長は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑩発電長は，格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達した後，ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達したことを確認し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑪発電長は，運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて，第二弁の全開操作を実施し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。なお，第二弁の開操作ができない場合は，第二弁バイパス弁の全開操作を実施し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑬運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑭運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。

iii) 操作の成立性

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

- ・中央制御室からの第一弁（S／C側）操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、5分以内で可能である。

- ・中央制御室からの第一弁（D／W側）操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、5分以内で可能である。

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

- ・中央制御室からの第二弁操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、2分以内で可能である。

【S／C側ベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は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に、第一弁（S／C側）操作を中央制御室にて実施した場合、5分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達後、第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。

【D／W側ベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は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に、第一弁（D／W側）操作を中央制御室にて実施した場合、5分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達後、第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。

(b) フィルタ装置スクラビング水補給

フィルタ装置の水位が待機時水位下限である 2,530mm を下回り，下限水位である 1,325mm に到達する前に，西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより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

フィルタ装置水位指示値が 1,500mm 以下の場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水補給手順の概要は以下のとおり。

概要図を第 1.5-6 図に，タイムチャートを第 1.5-7 図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は，重大事故等対応要員にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。

③発電長は，運転員等にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて，フィルタ装置スクラビング水補給に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し，フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。

⑤発電長は，フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑥重大事故等対応要員は，フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型

ポンプの配備及びホースを接続し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑦災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。

⑧発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を依頼する。

⑨災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を重大事故等対応要員に指示する。

⑩重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑪災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを発電長に報告する。

⑫運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給が開始されたことをフィルタ装置水位指示値の上昇により確認した後、待機時水位下限である2,530mm以上まで補給されたことを確認し、発電長に報告する。

⑬発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水

補給の停止を依頼する。

⑭災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を重大事故等対応要員に指示する。

⑮重大事故等対応要員は格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にて、フィルタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。

⑯災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水を停止したことを発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】（水源：代替淡水貯槽）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、180 分以内で可能である。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】（水源：淡水タンク）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、165 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。また、ホース等の接続は速やかに

作業ができるように、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

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

(添付資料 1.5.4，添付資料 1.5.6)

(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制，及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

格納容器ベント停止可能^{※1}と判断した場合。

※1：残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能，可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合で，原子炉格納容器内の圧力が 310kPa [gage]（1Pd）未満，原子炉格納容器内の温度が 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合。

ii) 操作手順

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。

概要図を第 1.5-8 図に，タイムチャートを第 1.5-9 図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長代理

に原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。

②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入をするための接続口を発電長に報告する。なお、格納容器窒素供給ライン接続口は、接続口蓋開放作業を必要としない格納容器窒素供給ライン東側接続口を優先する。

③災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置をS／C側用に1台、D／W側用に1台の準備及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車1台の準備を重大事故等対応要員に指示する。

④重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車を原子炉建屋東側屋外に配備した後、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車にケーブルを接続するとともに、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。また、可搬型窒素供給装置を原子炉建屋西側屋外に配備した場合は、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。

⑤重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を発電長に報告する。

- ⑦災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を重大事故等対応要員に指示する。
- ⑧重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S／C側及びD／W側）の全開操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを、災害対策本部長代理に報告する。
- ⑨災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを発電長に報告する。
- ⑩発電長は、運転員等に第一弁（S／C側又はD／W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。
- ⑪運転員等は、第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。
- ⑫発電長は、運転員等に残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱開始を指示する。また、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御^{※2}するように指示する。
- ⑬運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を開始した後、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御する。
- ⑭運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入によりドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを

確認し、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入が完了したことを発電長に報告する。

⑮発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、運転員等に第一弁（S／C側又はD／W側）の全開操作を指示する。

⑯運転員等は中央制御室にて、第一弁（S／C側又はD／W側）の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを発電長に報告する。

⑰発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑱発電長は、可燃性ガス濃度制御系が起動可能な圧力まで原子炉格納容器内の圧力が低下したことを確認し、運転員等に可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を指示する。

⑲運転員等は中央制御室にて、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を実施し、発電長に報告する。

⑳発電長は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を災害対策本部長代理に依頼する。

㉑災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を重大事故等対応要員に指示する。

㉒重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S／C側及びD／W側）の全閉操

作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を停止した後、災害対策本部長代理に報告する。

②③災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を発電長に報告する。

②④発電長は、運転員等に第一弁（S／C側又はD／W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。

②⑤運転員等は中央制御室にて、第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。

※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage]（0.8Pd）又は原子炉格納容器内の温度が150℃到達で原子炉格納容器内へのスプレーを実施する。

iii) 操作の成立性

上記の操作において、作業開始を判断してから原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、135分以内で可能である。

【格納容器窒素供給ライン東側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、115分以内で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、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。また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所の使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(添付資料1.5.4)

(d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.5-10図に、タイムチャートを第1.5-11図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。

②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装

置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備開始を重大事故等対応要員に指示する。

③重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側屋外へ可搬型窒素供給装置を配備し、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付け、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。

④災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入の開始を重大事故等対応要員に指示する。

⑤重大事故等対応要員は原子炉建屋西側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を開始したことを発電長に報告する。

⑦発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水温度の確認を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水温度指示値が $55^{\circ}\text{C}^{※1}$ 以下であることを確認し、発電長に報告する。

⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度計を起動するように指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度計を起

動し、発電長に報告するとともに、フィルタ装置入口水素濃度指示値を監視する。

※1：可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。

iii) 操作の成立性

上記の現場対応を重大事故等対応要員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装置内への不活性ガス（窒素）置換開始まで135分以内で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、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。また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所の使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(添付資料1.5.4)

(e) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置スクラビング水温度指示値が $55^{\circ}\text{C}^{※1}$ 以下において、フィルタ装置水位が規定値以上確保されている場合。

※1：可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水移送手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.5-12図に、タイムチャートを第1.5-13図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りの準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要なポンプ、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等により確認し、発電長に報告する。

⑤発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全開とする。

⑦運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S/C側）を全開とする。

⑧運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統

構成が完了したことを発電長に報告する。

⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。

⑪運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送が完了したことを発電長に報告する。

⑫発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。

⑬重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。

⑭災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告する。

⑮災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑯重大事故等対応要員は、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

- ⑰災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを報告する。
- ⑱発電長は、運転員等にフィルタ装置水位を確認するように指示する。
- ⑲運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が待機時水位下限である2,530mm以上まで水張りされたことを確認し、発電長に報告する。
- ⑳発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水の停止を依頼する。
- ㉑災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を指示する。
- ㉒重大事故等対応要員は、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。
- ㉓災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水停止を報告する。
- ㉔発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄のため、スクラビング水移送を指示する。
- ㉕運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィル

タ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。

②⑥運転員等は、フィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄が完了したことを発電長に報告する。

②⑦発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度を確認するように指示する。

②⑧運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度指示値が可燃限界未満であることを確認し、発電長に報告する。

②⑨発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を依頼する。

③⑩災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換の停止を指示する。

③⑪重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁を全閉とし、フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を停止する。

③⑫重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。

③⑬災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。

③⑭発電長は、運転員等にフィルタ装置出口弁を全閉とするように指示する。

③⑮運転員等は、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタ装置出口弁を全閉とし、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作のうちフィルタ装置スクラビング水移送については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水移送開始まで54分以内で可能である。

また、フィルタ装置水張りについては、フィルタ装置スクラビング水移送完了からフィルタ装置水張り開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：代替淡水貯槽）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、180 分以内で可能である。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：淡水タンク）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、165 分以内で可能である。

フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、フィルタ装置水張り完了からフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄開始まで4分以内で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、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。また、ホース等の接続を速やかに

作業できるように、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.5.4)

b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

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。

また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、第一弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、耐圧強化ベント系二次隔離弁については、第一弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a) 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、外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッショ

ン・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合に、格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※2}した場合、又は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した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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。

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第1.5-2図に、概要図を第1.5-14図に、タイムチャートを第1.5-15図に示す。

【S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合、手順⑧以外は同様。）】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベント系によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するように運転員等に指示する（S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するように指示する。）。

②発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントによる除熱準備開始を災害対策本部長代理に報告する。

③運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。

④運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認する。

⑤運転員等は中央制御室にて、計器用空気系系統圧力指示値が約 0.52MPa [gage] 以下の場合又は計器用空気系系統圧力指示値が確認できない場合は、バックアップ窒素供給弁を全開とする。

⑥運転員等は、格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は、中央制御室にて、不活性ガス系隔離信号の除外操作を実施する。

⑦運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系排風機（A）及び（B）の操作スイッチ隔離操作、非常用ガス処理系フィルタトレイン（A）出口弁及び非常用ガス処理系フィルタトレイン（B）出口弁の全閉操作、並びに原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。

⑧^a S／C側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、第一弁（S／C側）の全開操作を実施する。

⑧^b D／W側ベントの場合

第一弁（S／C側）の開操作ができない場合は、運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、第一弁

(D/W側)の全開操作を実施する。

⑨運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑩発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑪発電長は、格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑫発電長は、運転員等に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の全開操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。

⑭運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことをドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びに耐圧強化ベント系放射線モニタ指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑮運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子

炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに運転員等に原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを停止する。

iii) 操作の成立性

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

- ・中央制御室からの第一弁（S／C側）操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、11分以内で可能である。

- ・中央制御室からの第一弁（D／W側）操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、11分以内で可能である。

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

- ・中央制御室からの耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、4分以内で可能である。

【S／C側ベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は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に、第一弁

(S/C側) 操作を中央制御室にて実施した場合、11分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を中央制御室にて実施した場合、4分以内で可能である。

【D/W側ベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は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に、第一弁 (D/W側) 操作を中央制御室にて実施した場合、11分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を中央制御室にて実施した場合、4分以内で可能である。

(添付資料1.5.4)

(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。

また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷

却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、第一弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、フィルタ装置出口弁については、第一弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合は、現場手動にて系統構成を行う。

(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) 手順着手の判断基準

炉心損傷^{※1}前において、全交流動力電源喪失時に外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サブプレッション・プール水位が上昇し、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合、又は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：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で

300℃以上を確認した場合。

ii) 操作手順

格納容器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手順の概要は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-16図に、タイムチャートを第1.5-17図に示す。

【S／C側ベントの場合（D／W側ベントの場合、手順⑦以外は同様。）】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を依頼する。

②災害対策本部長代理は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備のため、第二弁操作室に重大事故等対応要員を派遣し、発電長に報告する。

③発電長は、格納容器圧力逃がし装置によるS／C側からの格納容器ベントの準備を開始するように運転員等に指示する（S／C側からの格納容器ベントができない場合は、D／W側からの格納容器ベントの準備を開始するように指示する。）。

④発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。

⑤運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。

⑥運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁、換気空調系一次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁

の全閉を確認する。

⑦^a S／C側ベントの場合

運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（S／C側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。

⑦^b D／W側ベントの場合

第一弁（S／C側）が開できない場合は、運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（D／W側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。

⑧運転員等は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑨発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑩発電長は、格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達した後、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達したことを確認し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑪発電長は、重大事故等対応要員に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。

⑫重大事故等対応要員は第二弁操作室にて、第二弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。第二弁の開操作ができない場合は、第二弁バイパス弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑬運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑭運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、格納容器ベント停止判断をする。

⑮運転員等は原子炉建屋付属棟にて、遠隔人力操作機構により第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施する。

iii) 操作の成立性

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

・現場からの第一弁（S／C側）操作の場合

現場対応を運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、125分以内で可能である。

- ・現場からの第一弁（D／W側）操作の場合

現場対応を運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

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

- ・現場操作（第二弁）遠隔操作不可の場合

現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、30分以内で可能である。

【S／C側ベント】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は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に、第一弁（S／C側）操作を現場にて実施した場合、125分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達後、第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等（当直運転員）3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：155分以内）

【D／W側ベント】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は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に、第一弁（D／W側）操作を現場にて実施した場合、140分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示

値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後，第二弁操作を現場にて実施した場合，30分以内で可能である。（総要員数：運転員等（当直運転員）3名，重大事故等対応要員3名，総所要時間：170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。

遠隔人力操作機構については，速やかに操作ができるように，汎用電動工具（電動ドライバ）を操作場所近傍に配備する。

また，作業エリアには蓄電池内蔵型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，ヘッドライト及びLEDライトをバックアップとして携行する。

（添付資料1.5.4）

(b) フィルタ装置スクラビング水補給

フィルタ装置の水位が待機時水位下限である2,530mmを下回り，下限水位である1,325mmに到達する前までに，西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより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(1) a. (b) フィルタ装置スクラビング水補給」の操作手順と同様である。

(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制，及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。

なお，操作手順については，「1.5.2.1(1) a. (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。

(d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. (d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。

(e) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. (e) フィルタ装置スクラビング水移送」の操作手順と同様である。

b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（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。

また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未

満，原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は，第一弁を全閉し，格納容器ベントを停止することを基本として，その他の要因を考慮した上で総合的に判断し，適切に対応する。なお，耐圧強化ベント系二次隔離弁については，第一弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等，より安定的な状態になった場合に全閉する。

全交流動力電源喪失時に，早期の電源復旧が見込めない場合は，現場手動にて系統構成を行う。

(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷^{※1}前において，全交流動力電源喪失時に外部水源による原子炉格納容器内の冷却により，サプレッション・プール水位が上昇し，サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合に格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{※2}した場合，又は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に，格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ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。

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。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-18図に、タイムチャートを第1.5-19図に示す。

【S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合、手順⑥以外は同様。）】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベント系によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するように運転員等に指示する（S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するように指示する。）。
- ②発電長は、耐圧強化ベント系による除熱準備開始を災害対策本部長代理に報告する。
- ③運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。
- ④運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系排風機（A）及び（B）の操作スイッチ隔離操作、並びに原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。
- ⑤運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、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トレイン（A）出口弁及び非常用ガス処理系フィルタトレイン（B）出口弁の全閉操作を実施する。

⑥^a S／C側ベントの場合

運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（S／C側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。

⑥^b D／W側ベントの場合

第一弁（S／C側）が開できない場合は、運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（D／W側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。

⑦運転員等は、耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑧発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑨発電長は、格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達した後、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa

[gage]（1Pd）に到達したことを確認し、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑩発電長は、運転員等に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。

⑪運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁を電動弁ハンドル操作にて全開とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。

⑫運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことをドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びに耐圧強化ベント系放射

線モニタ指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑬運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに運転員等に原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、格納容器ベント停止判断をする。

⑭運転員等は原子炉建屋付属棟にて、遠隔人力操作機構により第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施する。

iii) 操作の成立性

格納容器ベント準備を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・現場からの第一弁（S／C側）操作の場合

現場対応を運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、125分以内で可能である。

- ・現場からの第一弁（D／W側）操作の場合

現場対応を運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

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

- ・現場からの耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁操作の場合

現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、12分以内で可能である。

【S／Cベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は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に、第一弁（S／C側）操作を現場にて実施した場合、125分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を現場にて実施した場合、12分以内で可能である。（総要員数：運転員等3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：137分以内）

【D／Wベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は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に、第一弁（D／W側）操作を現場にて実施した場合、140分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を現場にて実施した場合、12分以内で可能である。（総要員数：運転員等3名、重大事故

等対応要員3名，総所要時間：152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。

室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.5.4)

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.5-26図に示す。

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減圧及び除熱を実施する。格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合は耐圧強化ベント系により原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による格納容器ベントは，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又は耐圧強化ベント系を用いて，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S/C側ベントを第一優先とする。S/C側ベントラインが水没等の理由で使用できない場合は，D/Wを経由してフィルタ装置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）への代替熱輸送

a. 緊急用海水系による冷却水確保

残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合，残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱及び原子炉格納容器内の除熱ができなくなるため，緊急用海水系により冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系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（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。

(a) 手順着手の判断基準

残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源の喪失により残留熱除去系海水系を使用できない場合。

(b) 操作手順

緊急用海水系 A 系による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第 1.5-3 図に、概要図を第 1.5-20 図に、タイムチャートを第 1.5-21 図に示す。

（本手順は A 系使用の場合であり、B 系使用時についても同様である。）

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に緊急用海水系による冷却水確保の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。

③運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。

④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。

⑤運転員等は中央制御室にて、緊急用海水ポンプ室空調機を起動する。

⑥運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系による冷却水確保の中央制御室側系統構成である残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁（A）及び残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁の全閉操作を実施し、発電長に報告する。

⑦運転員等は中央制御室にて、緊急用海水ポンプ（A）を起動し、冷却水の供給を行う。

⑧運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系 R H R 熱交換器隔離弁（A）の全開操作を行い、緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）指示値の上昇を確認する。

⑨運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系 R H R 補機隔離弁（A）の全開操作を行い、緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）指示値の上昇を確認する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから緊急用海水系による冷却水供給開始まで24分以内で可能である。

b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合、緊急用海水系が使用できない場合は、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱及び原子炉格納容器内の除熱ができなくなるため、残留熱除去系海水系の系統構成を行い、代替残留熱除去系海水系により冷却水を供給する。

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系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（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプ

レイ冷却系) を起動し、最終ヒートシンク (海) へ熱を輸送する。

(a) 手順着手の判断基準

残留熱除去系海水系機能喪失又は全交流動力電源喪失により残留熱除去系海水系が機能喪失した場合で、緊急用海水系が故障等により使用できない場合。

(b) 操作手順

代替残留熱除去系海水系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり (代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した残留熱除去系海水系 A 系への冷却水送水手順を示す。代替残留熱除去系海水系 B 系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した残留熱除去系海水系 B 系への冷却水送水手順も同様。ただし、代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した手順は、手順①以外は同様。)。手順の対応フローを第1.5-3図に、概要図を第1.5-22図に、タイムチャートを第1.5-23図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、プラントの被災状況に応じて代替残留熱除去系海水系による冷却水確保のため、水源から代替残留熱除去系海水系の接続口を決定し、発電長に使用する代替残留熱除去系海水系接続口を報告する。なお、代替残留熱除去系海水系接続口は、接続口蓋開放作業を必要としない代替残留熱除去系海水系東側接続口を優先する。

③災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替残留熱除去系

海水系による冷却水確保のため、使用する水源から代替残留熱除去系海水系の接続口を指示する。

④重大事故等対応要員は、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを海に配置し、可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニットを設置する。

⑤重大事故等対応要員は、海から代替残留熱除去系海水系の接続口までホースの敷設を実施する。

⑥発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。

⑧運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系による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等にて確認する。

⑨発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。

⑪^a 代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁を全開とする。

⑪^b 代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系－緊急用海水系系統分

離弁（A）を全閉とし、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁、緊急用海水系 R H R 熱交換器隔離弁（A）及び緊急用海水系 R H R 補機隔離弁（A）を全開とする。

⑫運転員等は、発電長に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成が完了したことを報告する。

⑬重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備が完了したことを報告する。

⑭災害対策本部長代理は、発電長に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を報告する。

⑮災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑯重大事故等対応要員は、代替残留熱除去系海水系西側接続口、代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系 B 系東側接続口の弁が全閉していることを確認した後、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホース内の水張り及び空気抜きを実施する。

⑰重大事故等対応要員は、ホース内の水張り及び空気抜きが完了した後、代替残留熱除去系海水系西側接続口、代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系 B 系東側接続口の弁を全開とし、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑱災害対策本部長代理は、発電長に代替残留熱除去系海水系として

使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の送水を開始したことを報告する。

⑲発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを確認するように指示する。

⑳運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。

㉑発電長は、災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを報告する。

㉒災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御するように指示する。

㉓重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプ付きの圧力計にて圧力指示値を確認し、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御し、災害対策本部長代理に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系 B 系東側接続口による冷却水（海水）確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【代替残留熱除去系海水系西側接続口による冷却水（海水）確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合，310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。また，ホース等の接続は速やかに作業ができるように，代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

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

（添付資料1.5.4）

（2）重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.5-26図に示す。

残留熱除去系海水系が機能喪失した場合は，緊急用海水系により海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圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。

緊急用海水系が故障等により熱を輸送できない場合は，代替残留熱除去系海水系により海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圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。

1.5.2.3 設計基準事故対処設備を使用した対応手順

（1）残留熱除去系海水系による冷却水確保

残留熱除去系海水系が健全な場合は，自動起動信号による作動，又は中央制御室からの手動操作により残留熱除去系海水系を起動し，残留熱除去

系海水系による冷却水確保を行う。

a．手順着手の判断基準

残留熱除去系を使用した原子炉压力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。

b．操作手順

残留熱除去系海水系 A 系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系海水系 B 系による冷却水確保手順も同様。）。概要図を第1.5－24図に、タイムチャートを第1.5－25図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系海水系による冷却水確保開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号（残留熱除去系ポンプ等の起動）により残留熱除去系海水系ポンプ（A）及び（C）が起動し、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁が全開したことを確認する。

③運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系海水系 A 系による冷却水確保が開始されたことを残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。

c．操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系海水系による冷却水供給開始まで4分以内で可能である。

1.5.2.4 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及び代替循環冷却系を用いた原子炉格納容器内の除熱手順は、「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。

非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車による残留熱除去系海水系ポンプ，緊急用海水ポンプ，移送ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，非常用交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については，「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（原子炉停止時冷却系）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・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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。

可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度制御手順については，「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」にて整備する。

西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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。

操作の判断，確認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。

第1.5－1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1／4）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉除熱及び原子炉格納容器内の除熱）

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
設計基準事故対処設備	—	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※ ¹ 発電用原子炉からの除熱による	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※ ¹	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「減圧冷却」 非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書
		残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による 原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）※ ²	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「S／P温度制御」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書

※1：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。

※2：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。

※3：手順については「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。

※4：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／4）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉除熱及び原子炉格納容器内の除熱）

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
設計基準事故対処設備	—	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）※2	重大事故等対処設備	<p>非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」等</p> <p>非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等</p> <p>AM設備別操作手順書</p>
		残留熱除去系海水系による除熱	<p>残留熱除去系海水系ポンプ</p> <p>残留熱除去系海水系ストレーナ</p> <p>残留熱除去系海水系配管・弁</p> <p>残留熱除去系熱交換器</p> <p>非常用取水設備</p> <p>非常用交流電源設備※4</p> <p>燃料給油設備※4</p>	重大事故等対処設備	<p>非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「S／P温度制御」等</p> <p>非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等</p> <p>非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等</p> <p>AM設備別操作手順書</p>

※1：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。

※2：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。

※3：手順については「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。

※4：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／4）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系），残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ	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※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱	耐圧強化ベント系配管・弁 第一弁（S／C側） 第一弁（D／W側） 耐圧強化ベント系一次隔離弁 耐圧強化ベント系二次隔離弁 遠隔人力操作機構 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む） 真空破壊弁 不活性ガス系配管・弁 原子炉建屋ガス処理系配管・弁 非常用ガス処理系排気筒 常設代替交流電源設備※4 可搬型代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		現場操作	遠隔人力操作機構	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：手順については「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。

※4：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4／4）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	残留熱除去系海水系 外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	緊急用海水系による除熱	緊急用海水ポンプ 緊急用海水系配管・弁 緊急用海水系ストレーナ 残留熱除去系海水系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 非常用取水設備 常設代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※1 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）※2	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「S／P温度制御」等 非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		代替残留熱除去系海水系による除熱	可搬型代替注水大型ポンプ ホース 残留熱除去系海水系配管・弁 緊急用海水系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 非常用取水設備 常設代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※1 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）※2	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「S／P温度制御」等 非常時運転手順書Ⅱ（停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：手順については「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。

※4：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。

第1.5－2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（1／10）

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）
1.5.2.1 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			
(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			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（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	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源	M／C 2 D 電圧 パワーセンタ（以下「パワーセンタ」を「P／C」という。）2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 緊急用M／C 電圧 緊急用P／C 電圧 直流 125V 主母線盤 2 A 電圧 直流 125V 主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧 (2/10)

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) フィルタ装置スクラビング水補給			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
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 (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

監視計器一覧 (3/10)

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 (d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度
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 (e) フィルタ装置スクラビング水移送			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置入口水素濃度

監視計器一覧 (4/10)

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）			
b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ
		補機監視機能	計器用空気系系統圧力

監視計器一覧 (5/10)

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） (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）			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（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	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧 (6/10)

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) フィルタ装置スクラビング水補給			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
1. 5. 2. 1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（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） (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

監視計器一覧 (7/10)

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） (d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度
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） (e) フィルタ装置スクラビング水移送			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度

監視計器一覧 (8/10)

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（交流動力電源が健全である場合）			
b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（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	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（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） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 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・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ

監視計器一覧 (9/10)

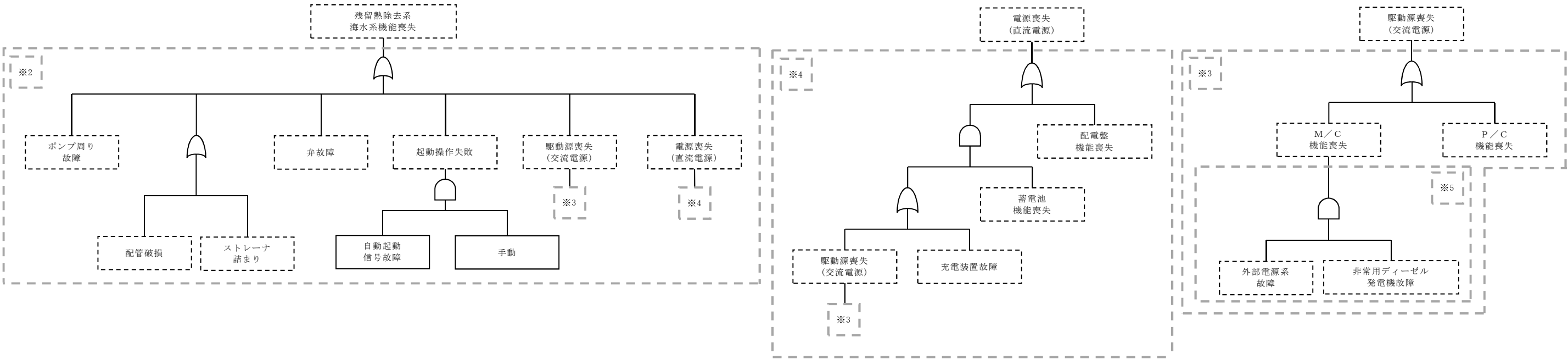
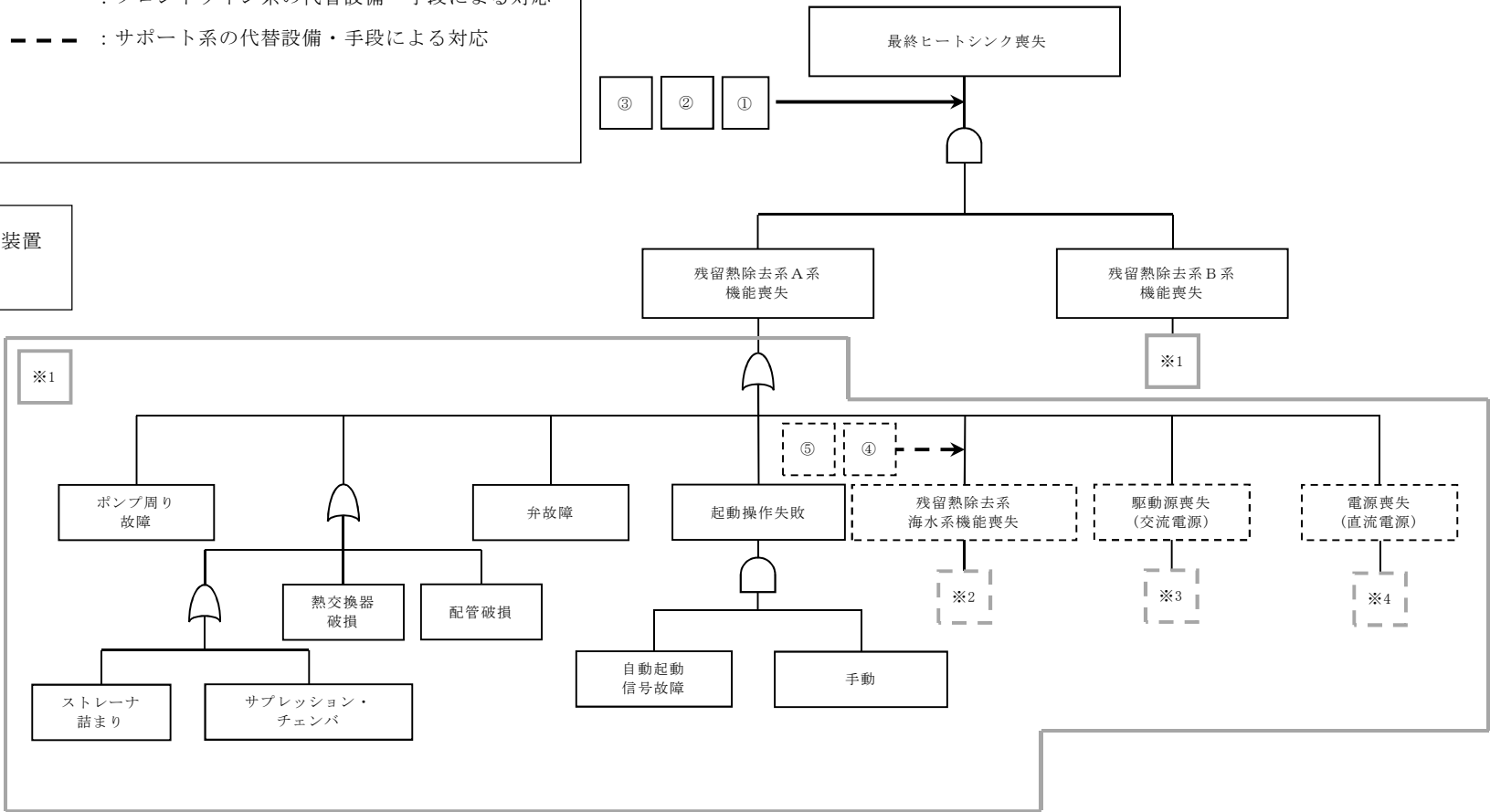
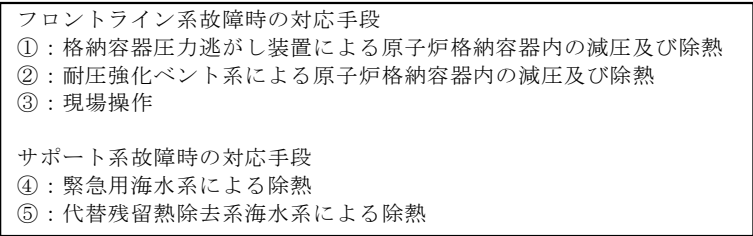
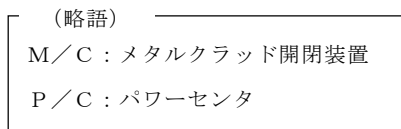
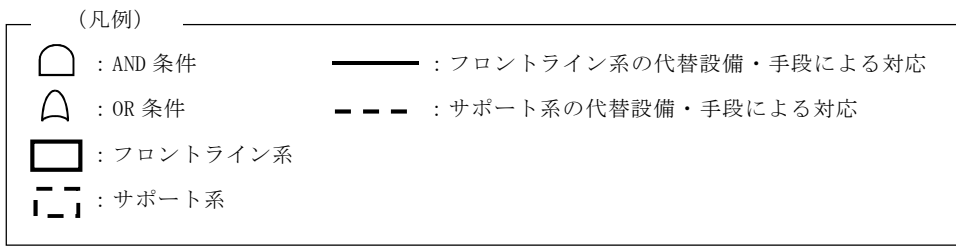
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送 a. 緊急用海水系による冷却水の確保			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「S／P 温度制御」等	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」等		電源	緊急用M／C 電圧 緊急用P／C 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
AM設備別操作手順書	操作	最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送 b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「S／P 温度制御」等	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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」等		電源	緊急用M／C 電圧 緊急用P／C 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
AM設備別操作手順書	操作	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量

監視計器一覧 (10/10)

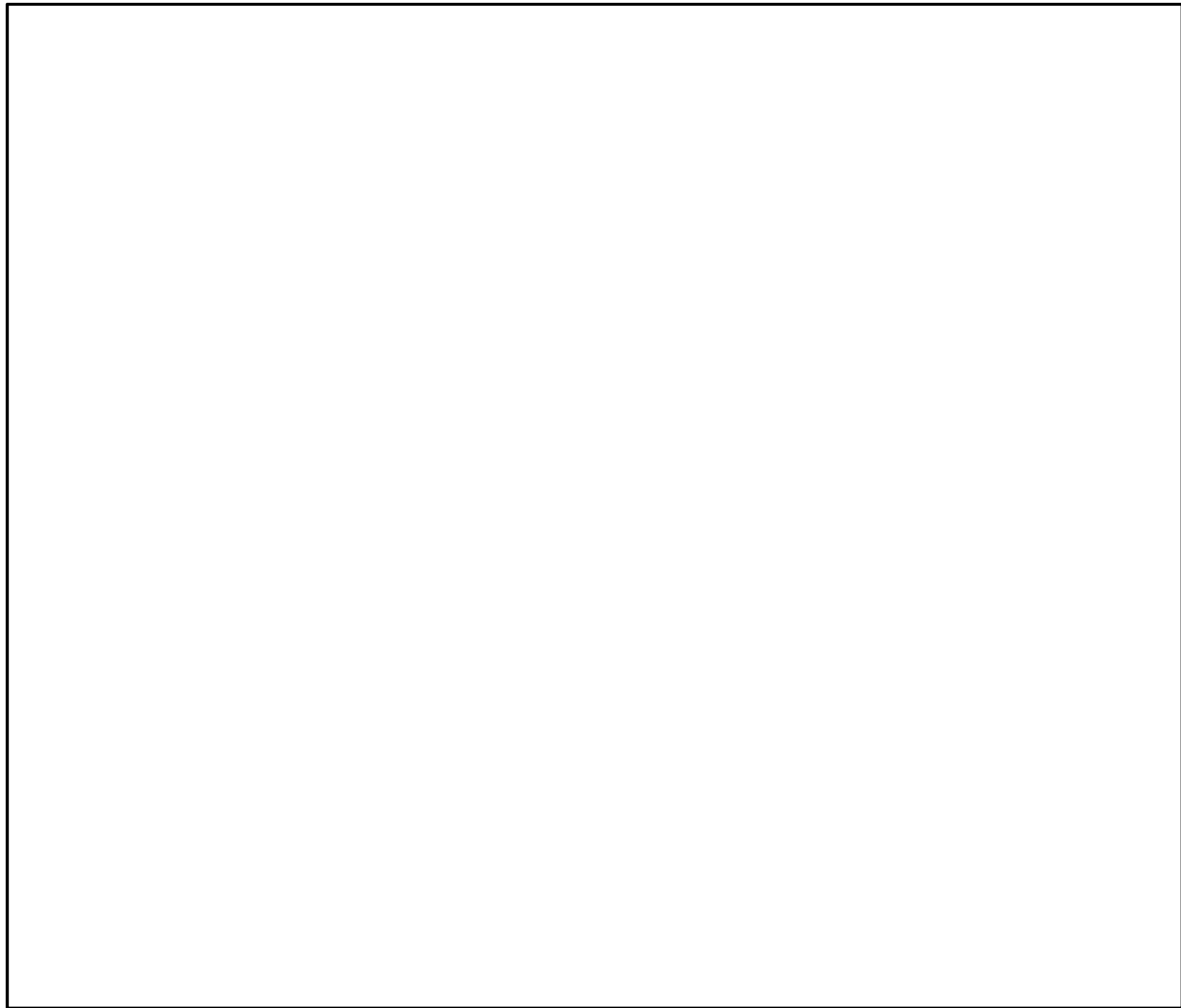
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.5.2.3 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 (1) 残留熱除去系海水系による冷却水の確保			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「S／P 温度制御」等 非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉压力容器の温度	原子炉压力容器の温度
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
	操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	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 残留熱除去系海水系系統流量 残留熱除去系系統流量

第1.5－3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

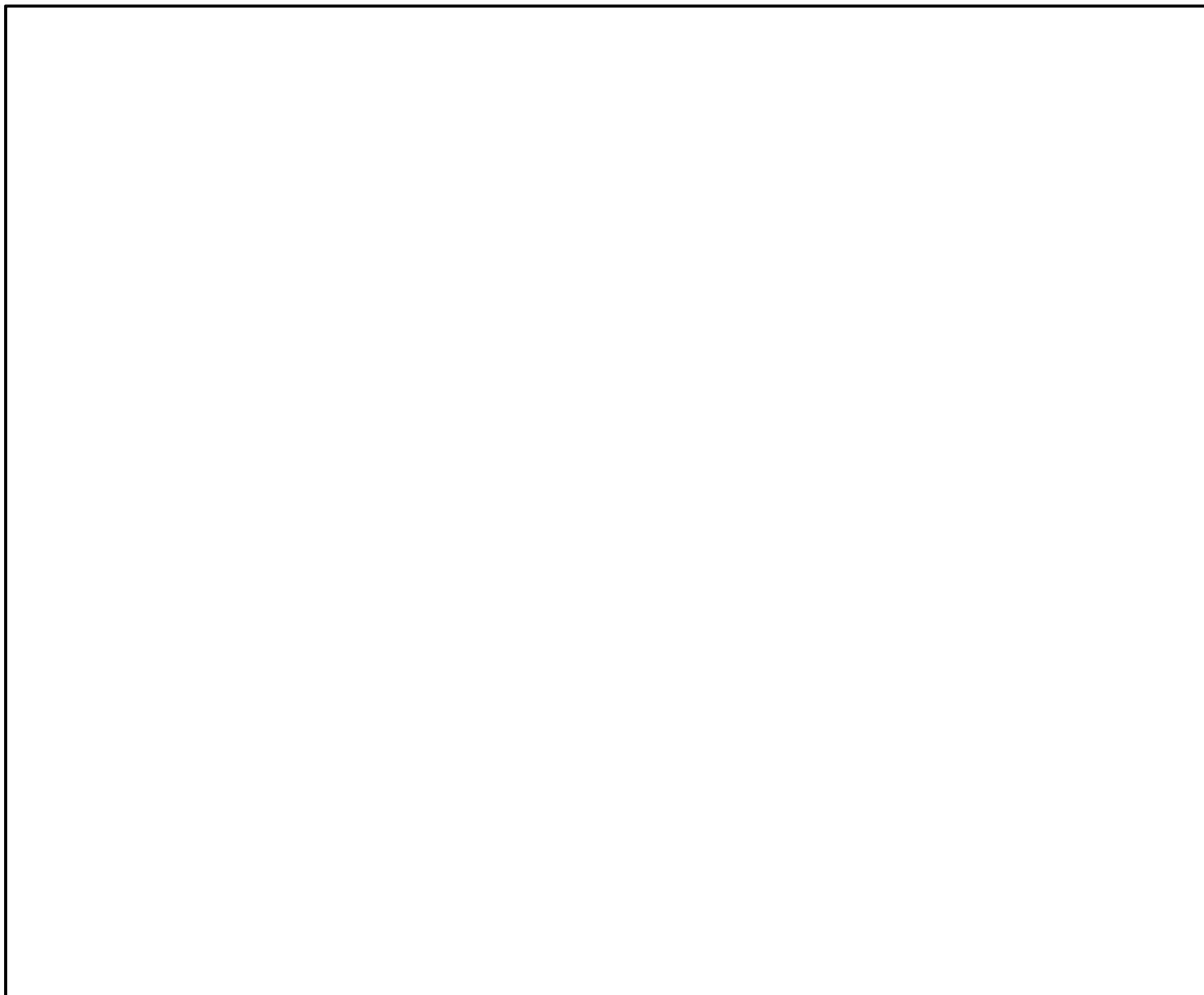
対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸 送するための手順等	不活性ガス系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用モータコントロールセンタ (以下「モータコントロールセン タ」を「MCC」という。) MCC 2D系
	格納容器圧力逃がし装置 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2D系
	耐圧強化ベント系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC
	緊急用海水ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用M/C
	緊急用海水系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用MCC
	残留熱除去系海水系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2C系 MCC 2D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 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流125V主母線盤



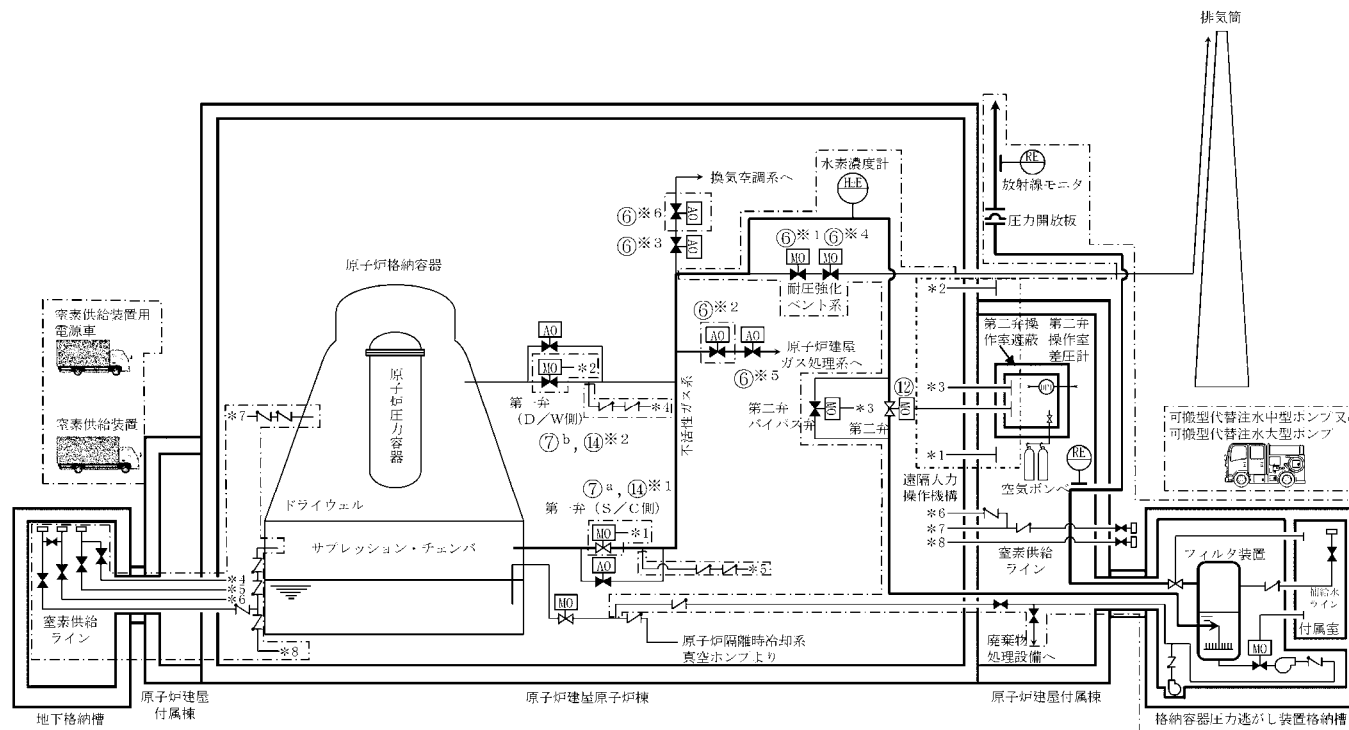
第1.5－1図 機能喪失原因対策分析



第 1.5-2 図 非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）「PCV 圧力制御」における対応フロー



第 1.5－3 図 非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）「S／P 温度制御」における対応フロー



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※ ¹	耐圧強化ベント系一次隔離弁	⑥※ ⁴	耐圧強化ベント系二次隔離弁	⑦ ^a , ⑭※ ¹	第一弁 (S/C側)
⑥※ ²	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑥※ ⁵	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑦ ^b , ⑭※ ²	第一弁 (D/W側)
⑥※ ³	換気空調系一次隔離弁	⑥※ ⁶	換気空調系二次隔離弁	⑫	第二弁

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

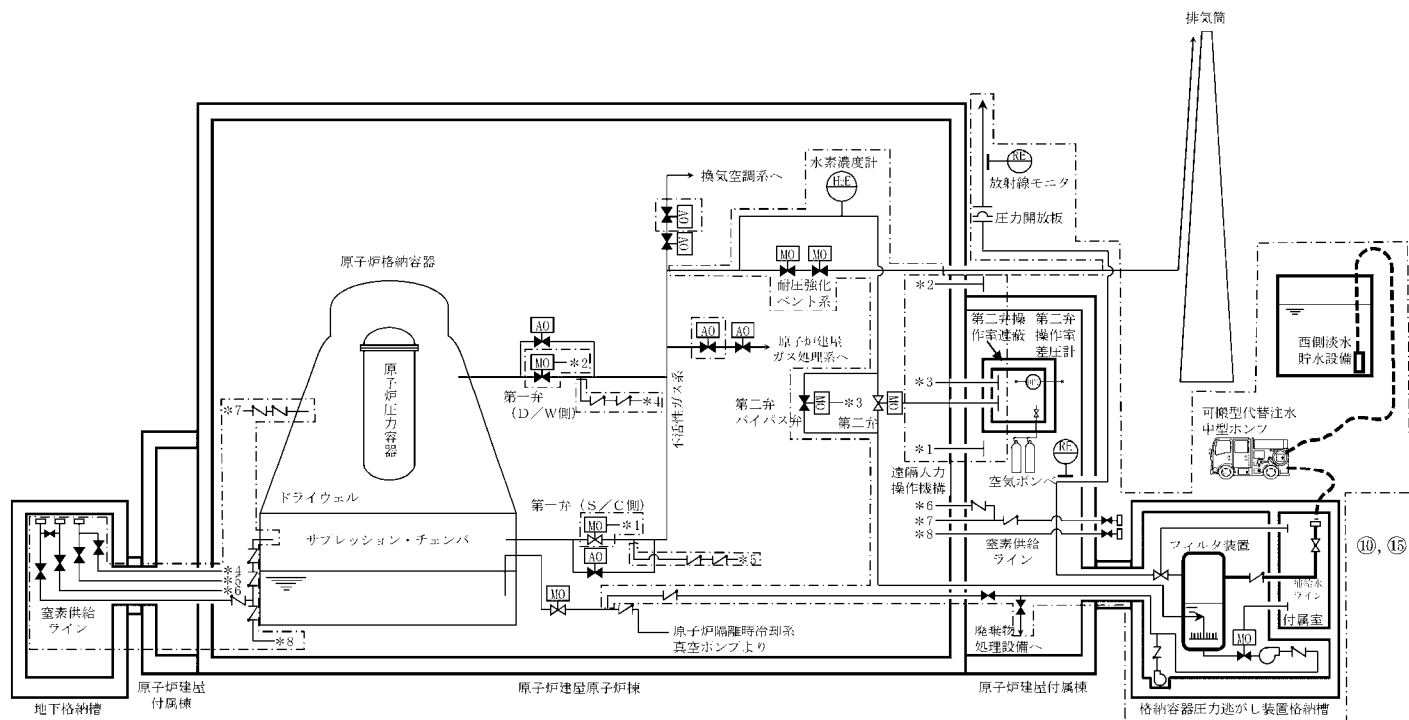
第1.5-4図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図

		経過時間（分）															備考	
		<div><div></div><div>123456789101112131415</div></div>																
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断															7分 格納容器ベント	
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 （中央制御室操作） （格納容器ベント準備：S／C側ベントの場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1				系統構成												※1
						格納容器ベント準備												
						格納容器ベント開始操作												

			経過時間（分）															備考		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
手順の項目	実施箇所・必要要員数		格納容器ベント準備判断															7分	格納容器ベント	
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 （中央制御室操作） （格納容器ベント準備：D/W側ベントの場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1				系統構成												※1		
									格納容器ベント準備											
												格納容器ベント開始操作								

※1：第二弁の遠隔開操作不可の場合，第二弁バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合，2分以内で可能である。

第1.5－5図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
タイムチャート



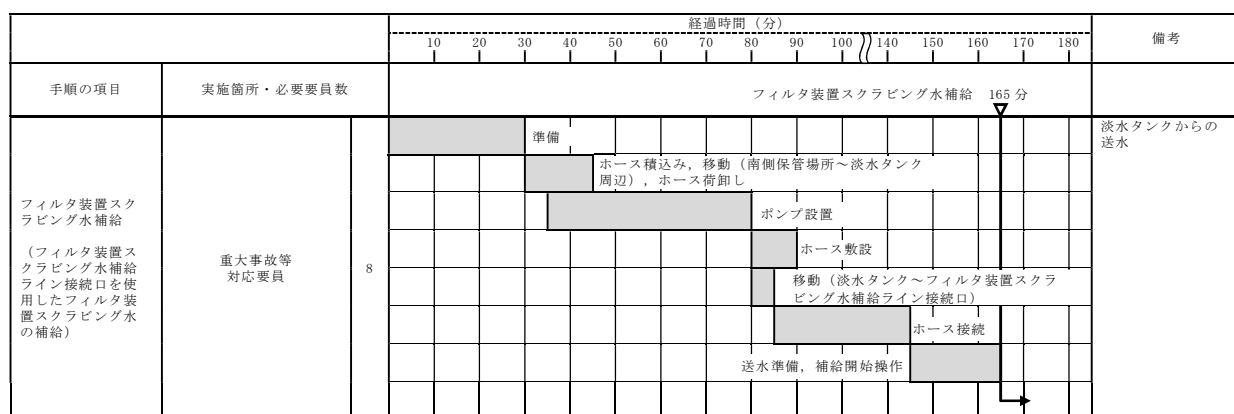
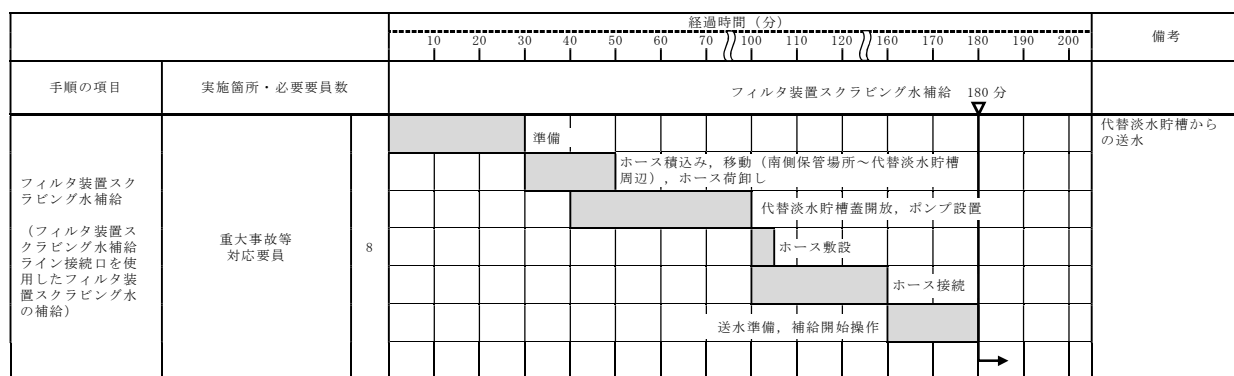
凡例

	ポンプ
MO	電動駆動
AO	空気駆動
	弁
	逆止弁
---	ホース
---	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
⑩, ⑮	フィルタ弁装置補給水ライン元弁

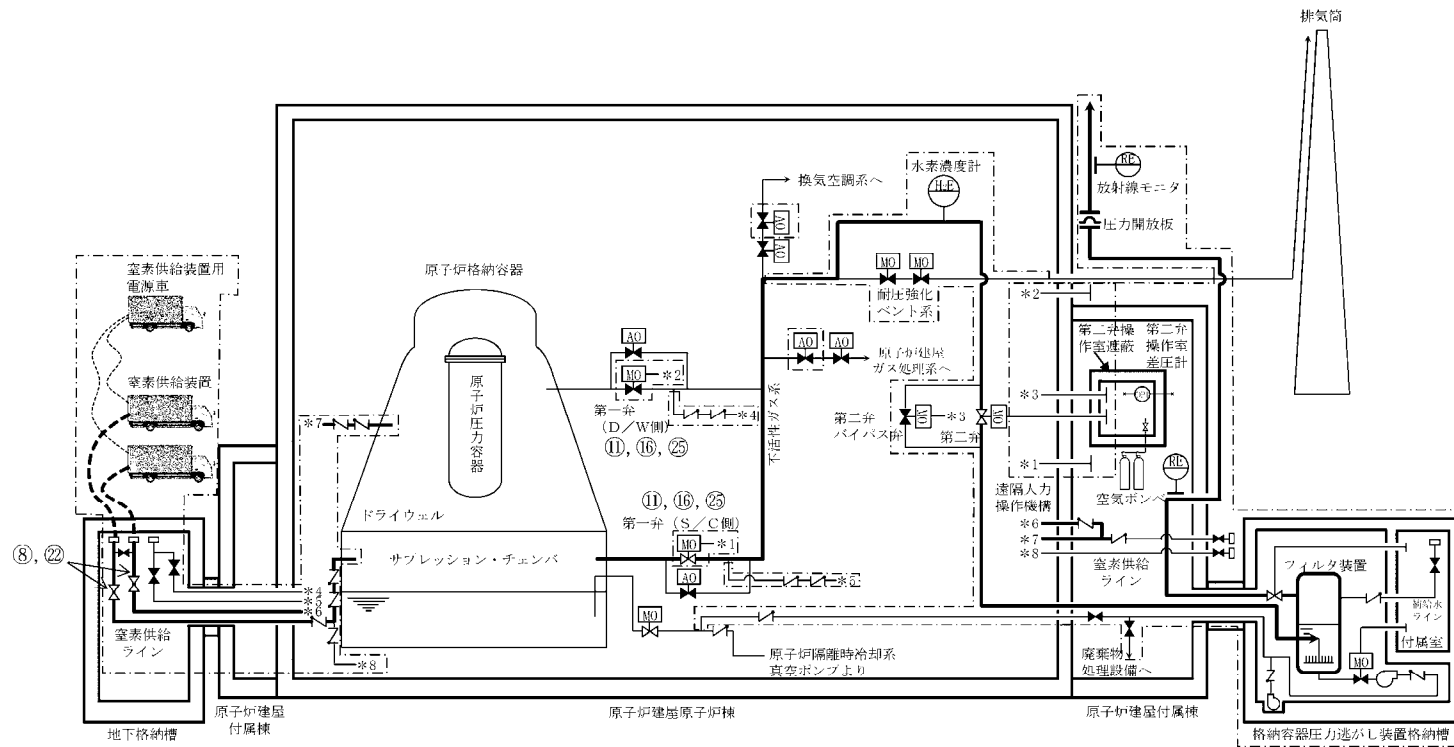
記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.5-6図 フィルタ装置スクラビング水補給 概要図











【ホース敷設（代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は 56m、ホース敷設（淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は 133m】

第1.5－7図 フィルタ装置スクラビング水補給 タイムチャート



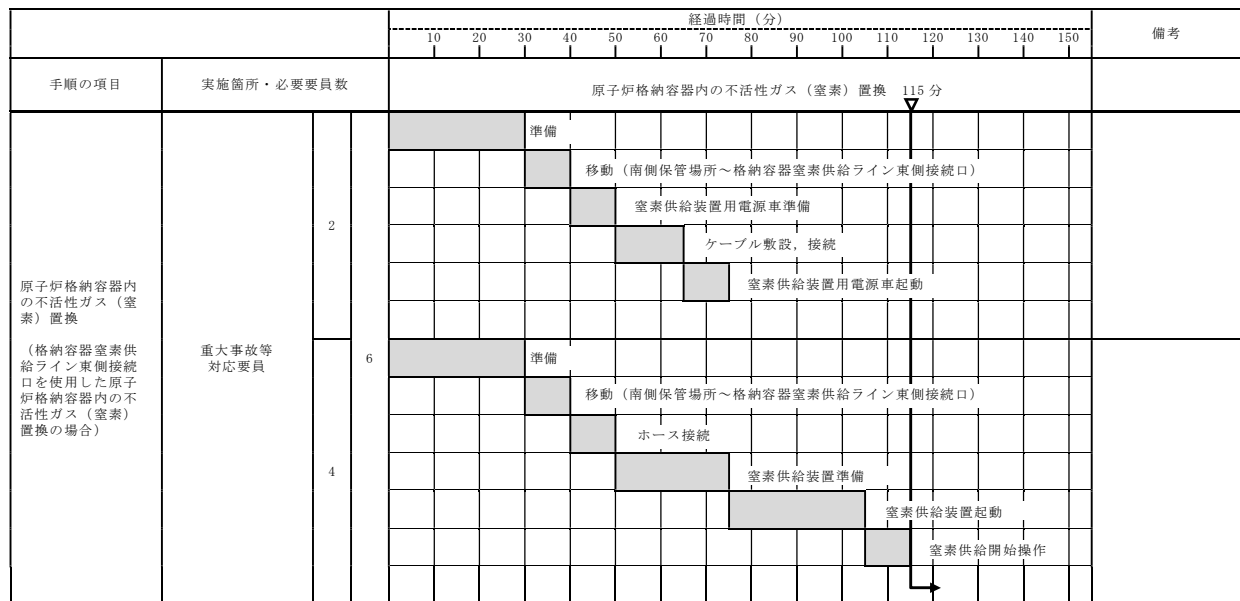
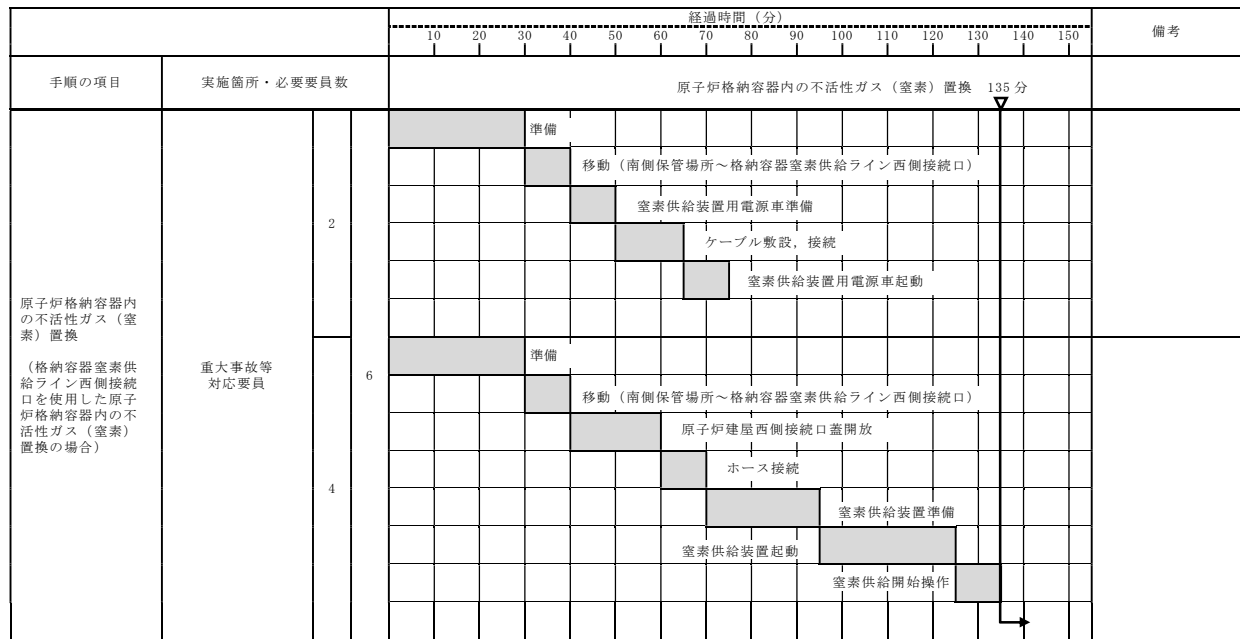
凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	ケーブル
	設計基準対象施設から追加した箇所

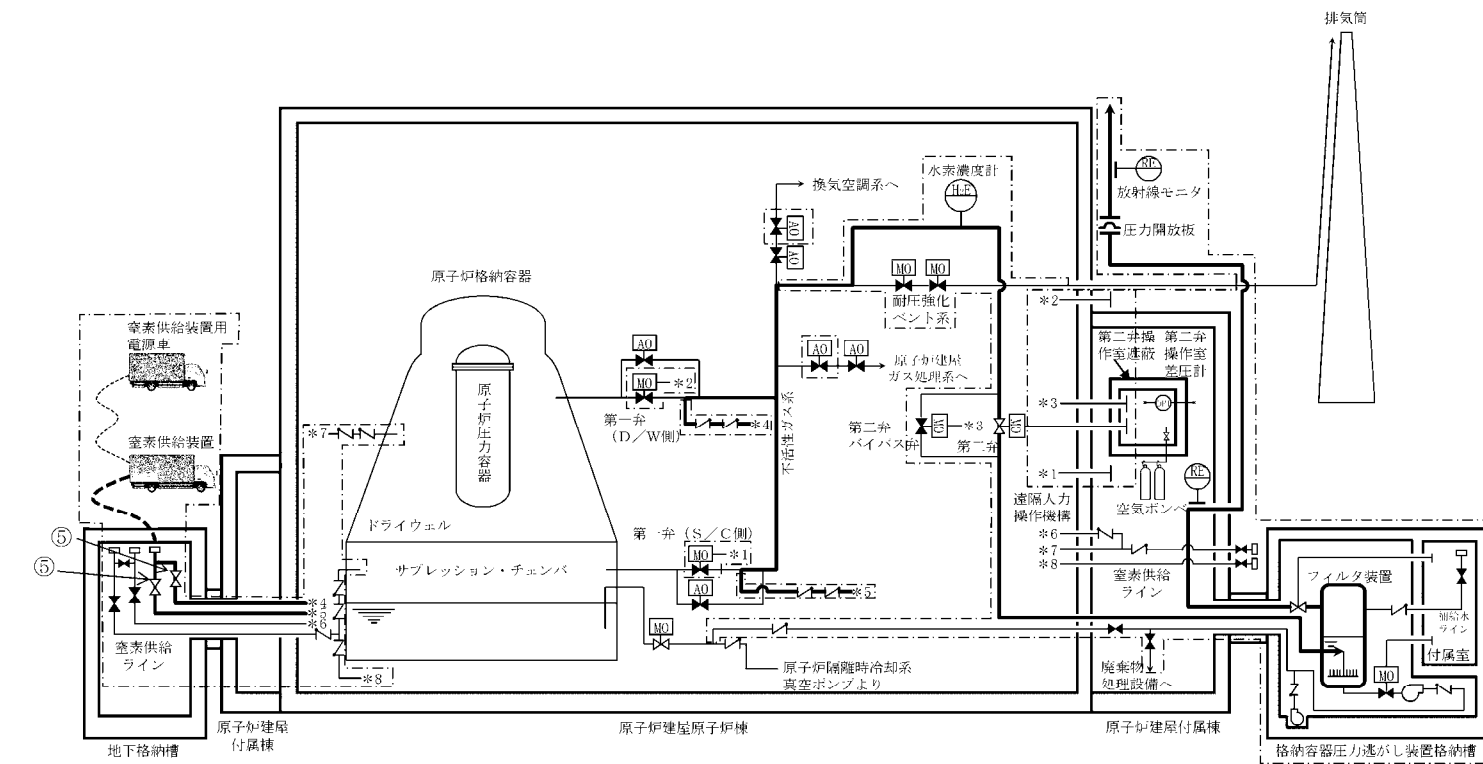
操作手順	弁名称
⑧, ②②	窒素ガス補給弁 (S/C側及びD/W側)
⑪, ⑩, ②⑤	第一弁 (S/C側), 第一弁 (D/W側)

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第1.5-8図 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 概要図



第 1.5－9 図 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 タイムチャート



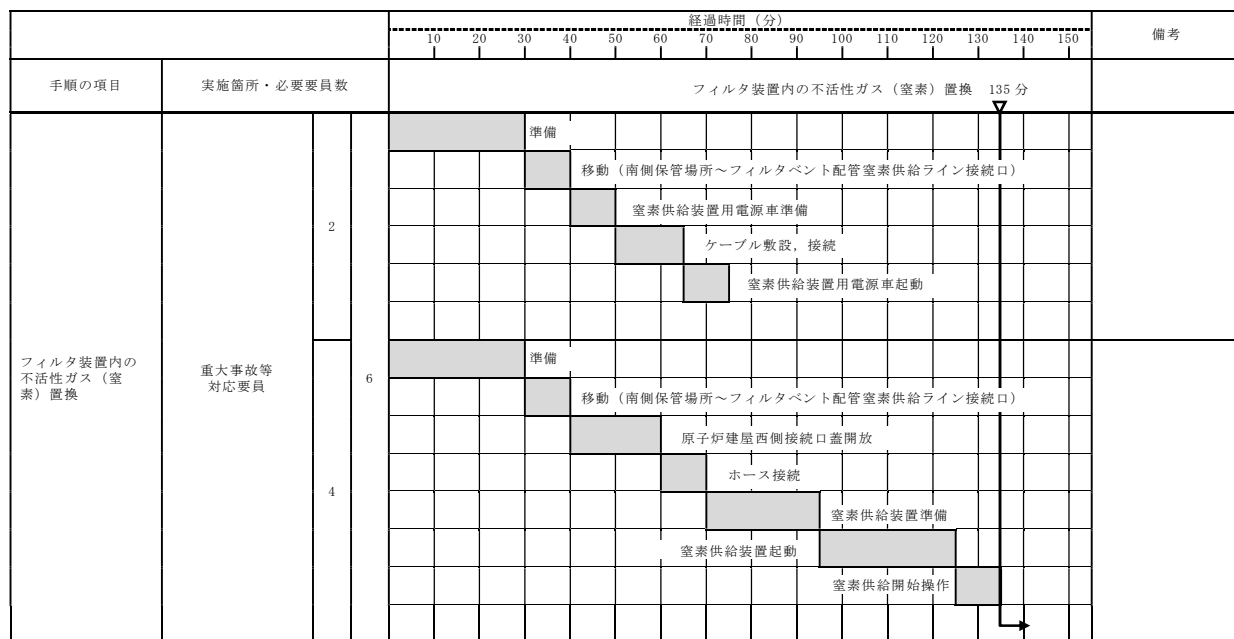
凡例

	ポンプ
MO	電動駆動
AO	空気駆動
	弁
	逆止弁
---	ホース
----	ケーブル
- - - -	設計基準対象施設から追加した箇所

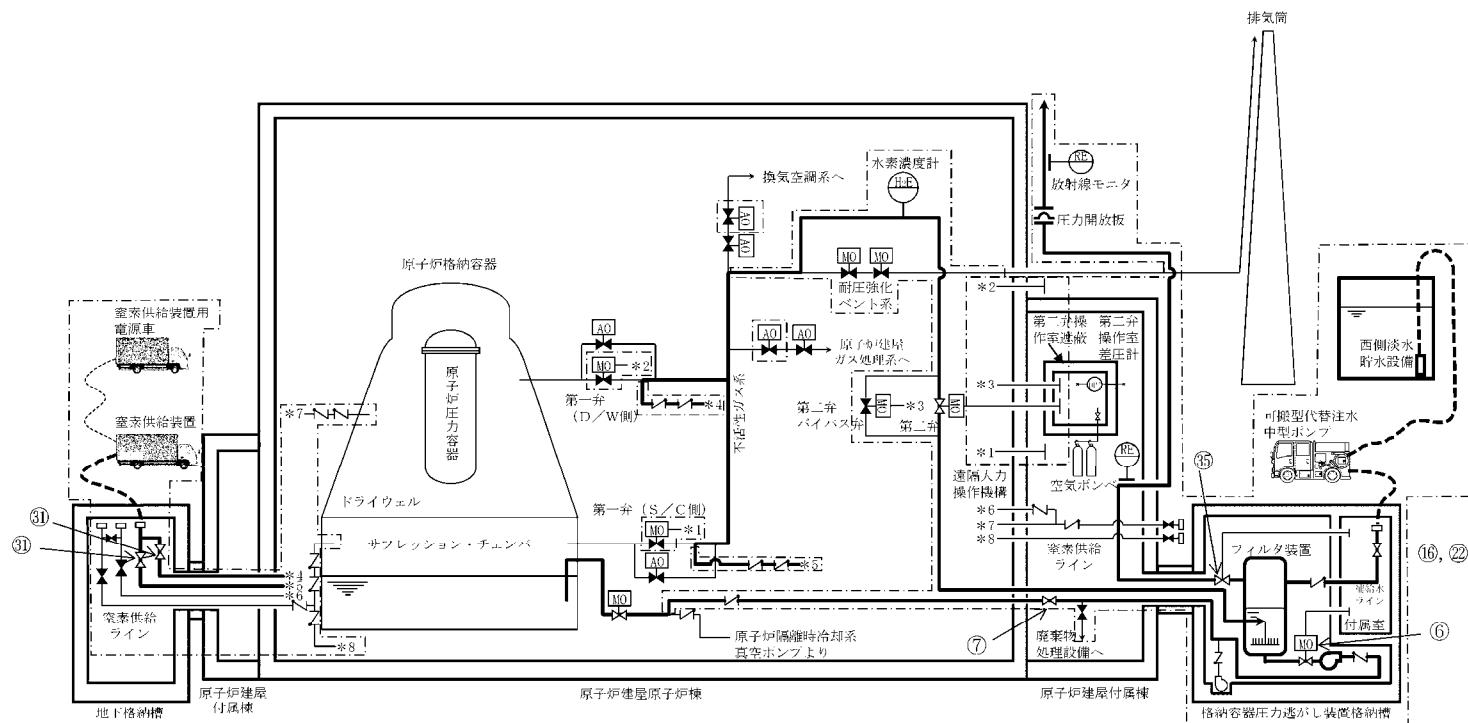
操作手順	弁名称
⑤	フィルタ弁装置窒素供給ライン元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.5-10 図 フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換 概要図



第1.5－11図 フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換 タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	ケーブル
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥	フィルタベント装置移送ライン止め弁	③①	フィルタベント装置室素供給ライン元弁
⑦	フィルタベント装置ドレン移送ライン切替弁 (S/C側)	③⑤	フィルタ装置出口弁
⑬, ②②	フィルタベント装置補給水ライン元弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第1.5-12図 フィルタ装置スクラビング水移送 概要図

			経過時間（分）															備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	
手順の項目	実施箇所・必要員数		54分 フィルタ装置スクラビング水移送															
フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1																
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2																

			経過時間（分）																備考							
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160		170	180	190	200			
手順の項目	実施箇所・必要要員数		フィルタ装置スクラビング水移送完了																							
			フィルタ装置水張り 180 分																							
フィルタ装置スクラビング水移送 (フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り)	重大事故等 対応要員	8	準備																				代替淡水貯槽からの送水			
							ホース積込み，移動（南側保管場所～代替淡水貯槽周辺），ホース荷卸し																			
											代替淡水貯槽蓋開放，ポンプ設置															
											ホース敷設															
															ホース接続											
																			送水準備，水張り開始操作							

【ホース敷設（代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は56m】

			経過時間（分）													備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
手順の項目	実施箇所・必要員数		フィルタ装置水張り完了													
フィルタ装置スクラビング水移送 (フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1														

第1.5-13図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート（1/2）

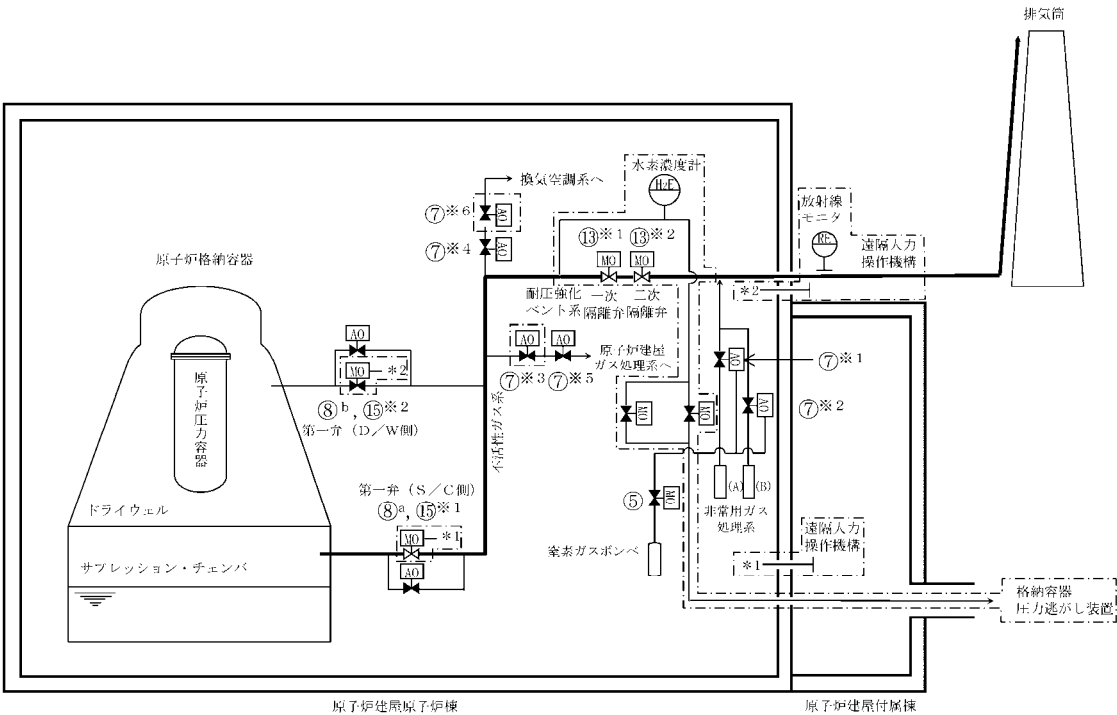
			経過時間（分）															備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	
手順の項目	実施箇所・必要員数		54分 フィルタ装置スクラビング水移送															
フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1																
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2																

			経過時間（分）															備考			
			10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180																		
手順の項目	実施箇所・必要員数		▽フィルタ装置スクラビング水移送完了 フィルタ装置水張り 165分 ▽																		
フィルタ装置スクラビング水移送 （フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り）	重大事故等 対応要員	8				準備															淡水タンクからの 送水
						ホース積込み，移動（南側保管場所～淡水タンク 周辺），ホース荷卸し															
						ポンプ設置															
									ホース敷設												
						移動（淡水タンク～フィルタ装置スクラ ビング水補給ライン接続口）															
												ホース接続									
						送水準備，水張り開始操作															

【ホース敷設（淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は133m】

			経過時間（分）															備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
手順の項目	実施箇所・必要員数		フィルタ装置水張り完了 4分 フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄															
フィルタ装置スクラビング水移送 (フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1																

第1.5-13図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート (2/2)

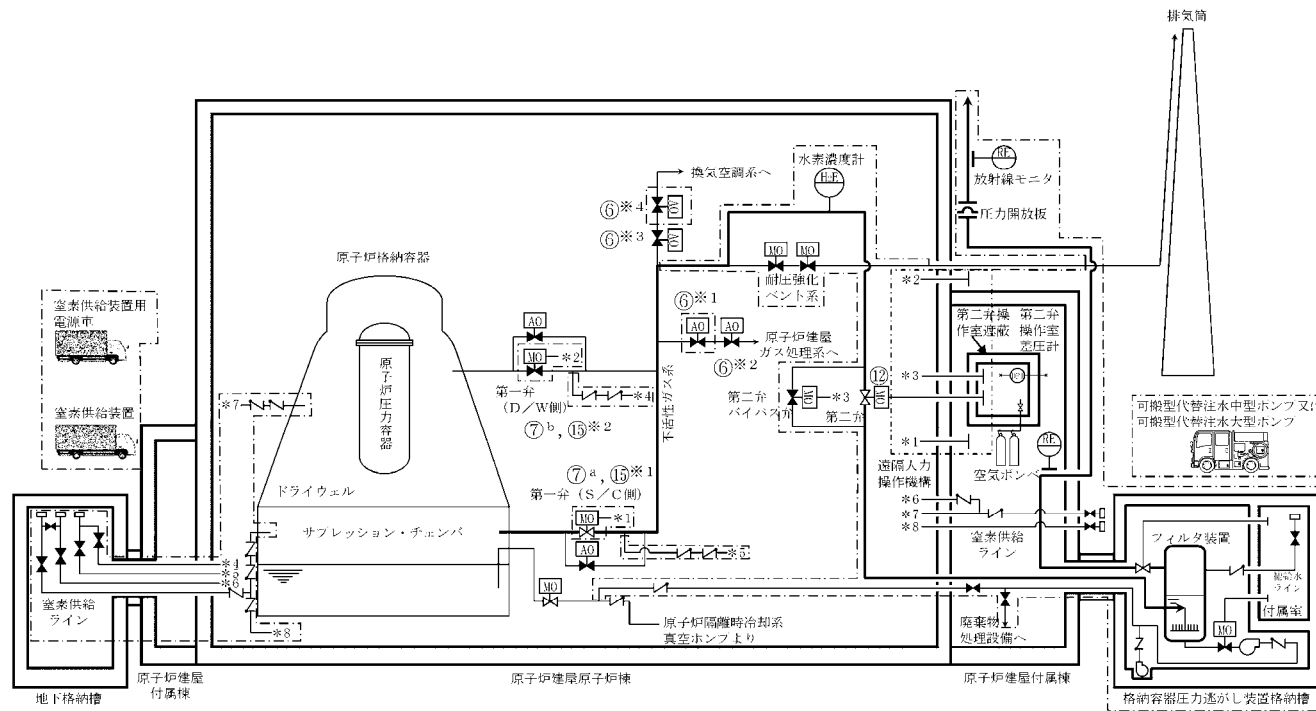


M0	電動駆動
A0	空気駆動
弁	弁
設計基準対象施設から追加した箇所	

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤	バックアップ室素供給弁	⑦※4	換気空調系一次隔離弁	⑧ ^b , ⑮※2	第一弁 (D/W側)
⑦※1	非常用ガス処理系フィルタトレイン (A) 出口弁	⑦※5	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑬※1	耐圧強化ベント系一次隔離弁
⑦※2	非常用ガス処理系フィルタトレイン (B) 出口弁	⑦※6	換気空調系二次隔離弁	⑬※2	耐圧強化ベント系二次隔離弁
⑦※3	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑧ ^a , ⑮※1	第一弁 (S/C側)		

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

第 1.5-14 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図



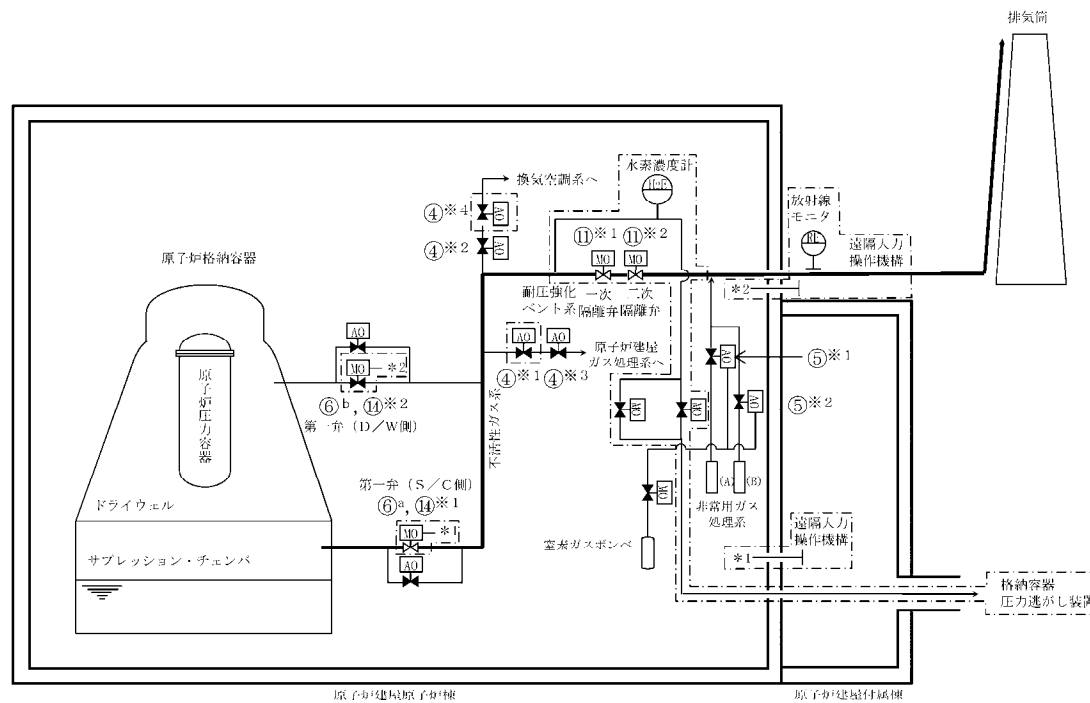
凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑦ ^a , ⑮※1	第一弁 (S/C側)
⑥※2	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑦ ^b , ⑮※2	第一弁 (D/W側)
⑥※3	換気空調系一次隔離弁	⑫	第二弁
⑥※4	換気空調系二次隔離弁		

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

第1.5-16図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図



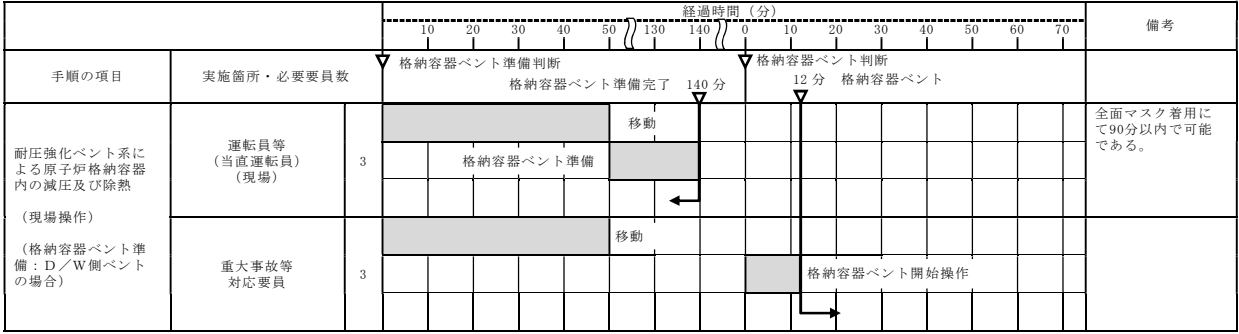
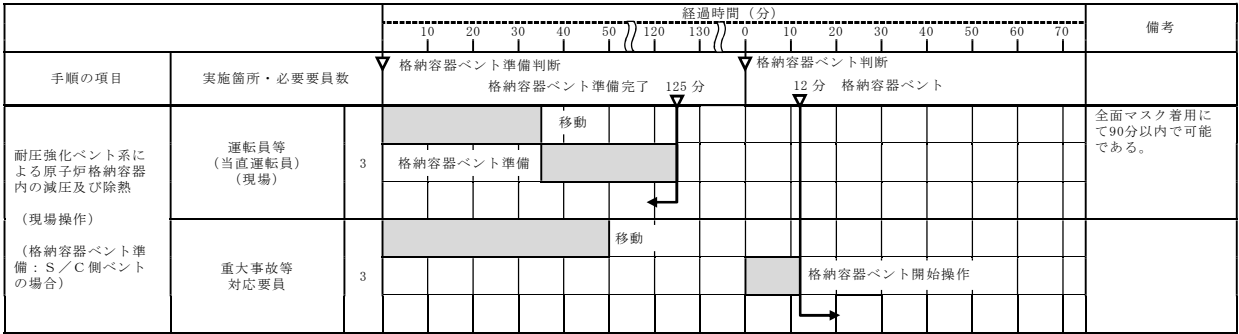
凡例

M0	電動駆動
A0	空気駆動
✕	弁
---	設計基準対象施設から追加した箇所

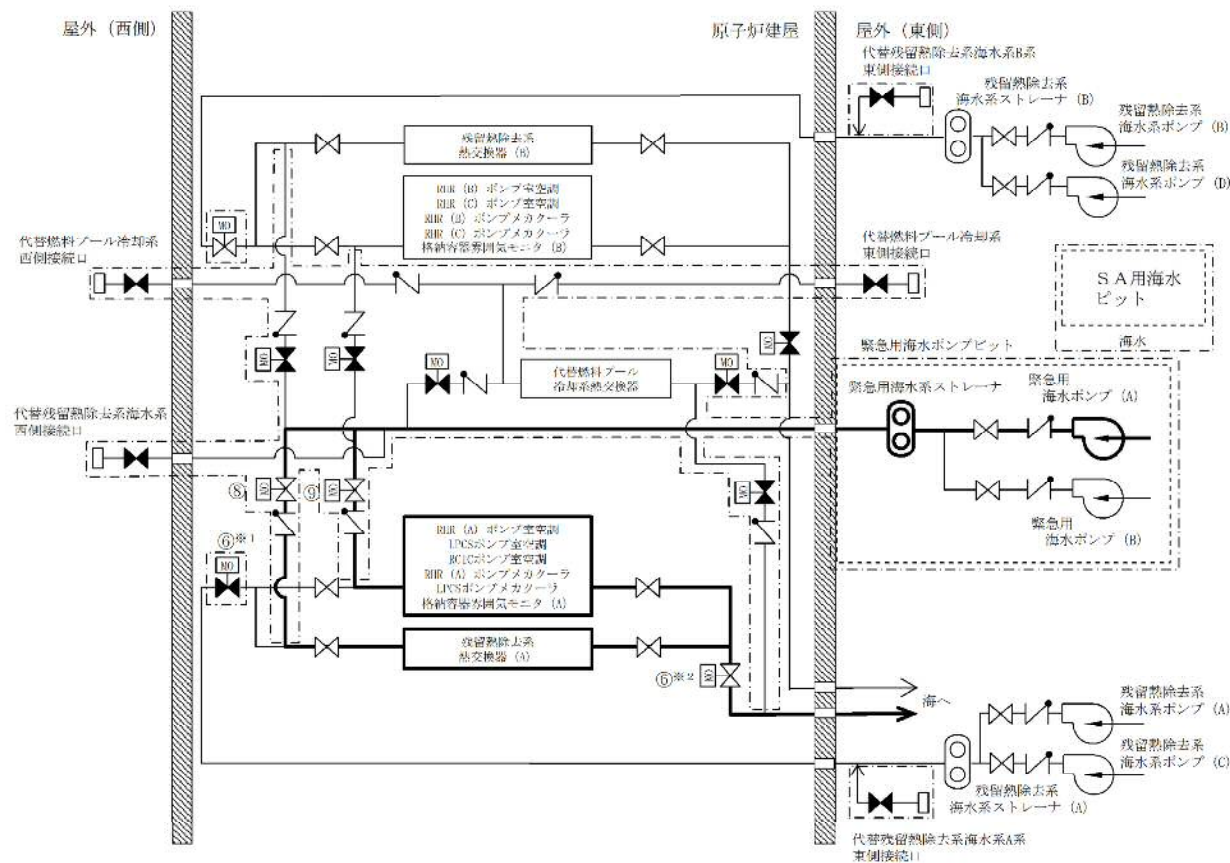
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑤※2	非常用ガス処理系フィルタトレイン (B) 出口弁
④※2	換気空調系一次隔離弁	⑥ ^a , ⑭※1	第一弁 (S/C側)
④※3	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑥ ^b , ⑭※2	第一弁 (D/W側)
④※4	換気空調系二次隔離弁	⑪※1	耐圧強化ベント系一次隔離弁
⑤※1	非常用ガス処理系フィルタトレイン (A) 出口弁	⑪※2	耐圧強化ベント系二次隔離弁

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

第 1.5-18 図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図



第1.5－19図 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	弁
	逆止弁
	ストレーナ
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※ ¹	残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁（A）	⑧	緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁（A）
⑥※ ²	残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁	⑨	緊急用海水系RHR補機隔離弁（A）

記載例 ○：操作手順番号を示す。








○※¹～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.5-20図 緊急用海水系による冷却水確保 概要図

			経過時間（分）																														備考
			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30																
手順の項目	実施箇所・必要要員数		緊急用海水系による冷却水確保 24分																														
緊急用海水系による冷却水確保	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	2			必要な負荷の電源切替操作																				※1								
				系統構成																													
											冷却水供給開始操作																						

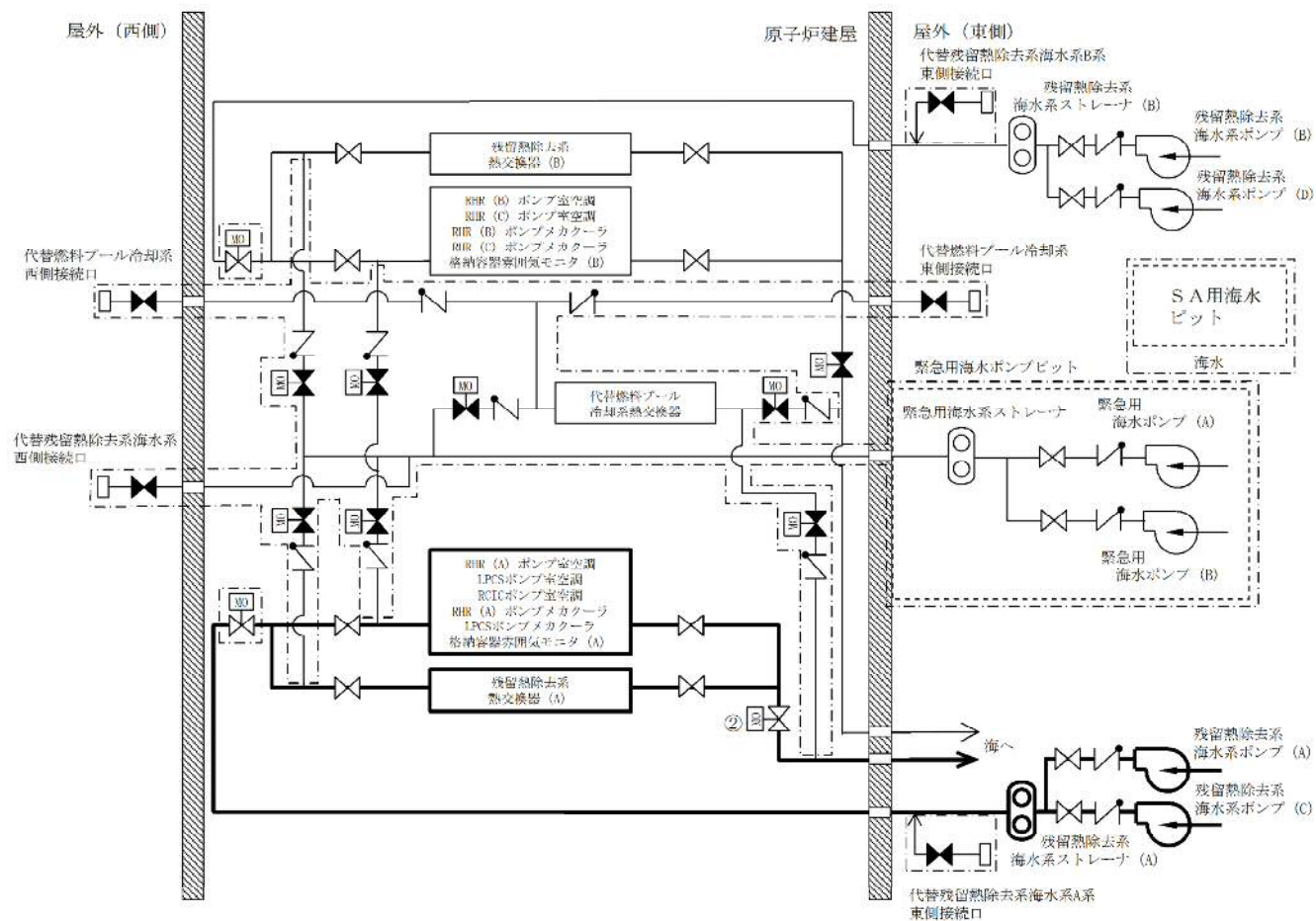
※1：緊急用海水系A系による冷却水の確保を示す。また、緊急用海水系B系による冷却水の確保については、冷却水の供給開始まで24分以内で可能である。

第1.5－21図 緊急用海水系による冷却水確保 タイムチャート

凡例	
	ポンプ
	電動駆動
	弁
	逆止弁
	ストレーナ
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
⑪ ^a , ⑪ ^{b※2}	残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁
⑪ ^{b※1}	残留熱除去系一緊急用海水系系統分離弁（A）
⑪ ^{b※3}	緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁（A）
⑪ ^{b※4}	緊急用海水系RHR補機隔離弁（A）
⑩ ^a , ⑩ ^b	代替残留熱除去系海水系西側接続口の弁, 代替残留熱除去系海水系A系東側接続口の弁, 代替残留熱除去系海水系B系東側接続口の弁

第1.5-22図 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保 概要図



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	弁
	逆止弁
	ストレーナ
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
②	残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.5-24図 残留熱除去系海水系による冷却水確保 概要図

		経過時間（分）										備考	
		0.511.522.533.544.5											
手順の項目	実施箇所・必要要員数	2分 残留熱除去系海水系による冷却水確保										※1	
残留熱除去系海水系による冷却水確保 （自動起動信号が発信した場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	<div>自動起動確認</div>										
			<div></div>										
			<div></div>										

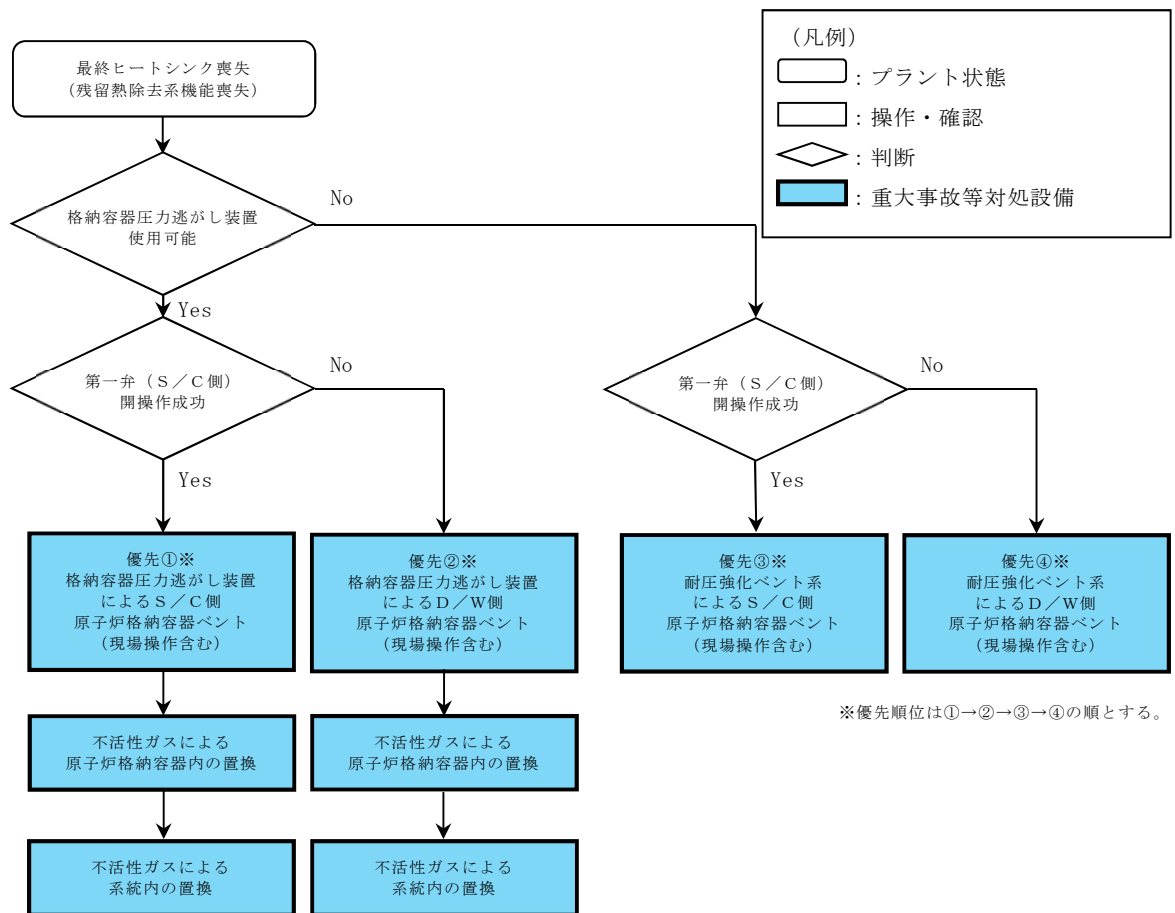
※1：残留熱除去系海水系A系による冷却水の確保を示す。また、残留熱除去系海水系B系による冷却水の確保については、冷却水の供給開始まで2分以内で可能である。

			経過時間（分）									備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		4分 残留熱除去系海水系による冷却水確保									※2
残留熱除去系海水系による冷却水確保 （手動起動の場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1					▽	↓				
							冷却水供給開始操作					
							→					

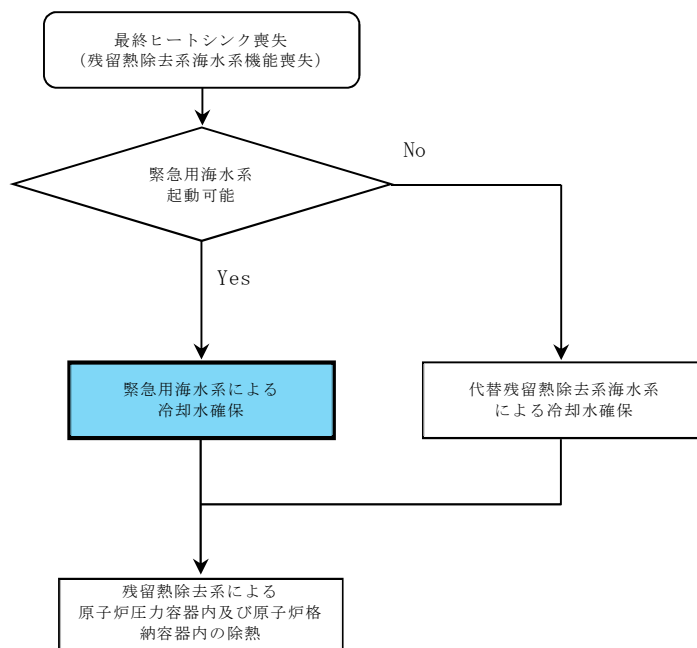
※2：残留熱除去系海水系A系による冷却水の確保を示す。また、残留熱除去系海水系B系による冷却水の確保については、冷却水の供給開始まで4分以内で可能である。

第 1.5－25 図 残留熱除去系海水系による冷却水確保 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



(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第1.5-26図 重大事故等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（1／6）

技術的能力審査基準（1.5）	番号	設置許可基準規則（第48条）	技術基準規則（第63条）	番号
【本文】 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。	①	【本文】 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。	【本文】 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。	③
【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。	—	【解釈】 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。	【解釈】 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。	—
（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。	②	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。 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。 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。 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。	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。 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。 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。 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。	④ ⑤ ⑥
		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3b)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。	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3b)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。	⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2／6）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	既設	① ③	—	—	—
	—	—				
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	既設	① ③	—		
	—	—				
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	既設	① ③	—		
	—	—				
残留熱除去系海水系による除熱	残留熱除去系海水系ポンプ	既設	① ③	—	—	—
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	残留熱除去系海水系配管・弁	既設				
	残留熱除去系熱交換器	既設				
	非常用取水設備	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3／6）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
原子炉格納容器内の減圧及び除熱 格納容器圧力逃がし装置による	格納容器圧力逃がし装置	既設 新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	－	－	－
	－	－				
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	耐圧強化ベント系配管・弁	既設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	解釈対応番号⑦ については、炉心の著しい損傷時に使用することを想定していないことから、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策以外は適合した設備である。		
	第一弁（S／C側）	既設				
	第一弁（D／W側）	既設				
	耐圧強化ベント系一次隔離弁	既設				
	耐圧強化ベント系二次隔離弁	新設				
	遠隔人力操作機構	新設				
	原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む）	既設				
	真空破壊弁	既設				
	不活性ガス系配管・弁	既設				
	原子炉建屋ガス処理系配管・弁	既設				
	非常用ガス処理系排気筒	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				
	燃料給油設備	新設				
現場操作	遠隔人力操作機構	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦	－		

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4／6）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
緊急用海水系による除熱	緊急用海水ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	—	代替残留熱除去系海水系による除熱	可搬型代替注水大型ポンプ
	緊急用海水配管・弁	新設				ホース
	緊急用海水系ストレーナ	新設				残留熱除去系海水配管・弁
	残留熱除去系海水配管・弁	既設				緊急用海水配管・弁
	残留熱除去系熱交換器	既設				残留熱除去系熱交換器
	非常用取水設備	新設				非常用取水設備
	常設代替交流電源設備	新設				常設代替交流電源設備
	燃料給油設備	新設				燃料給油設備
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	既設				残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）
	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	既設				残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	既設				残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5／6）

技術的能力審査基準（1.5）	適合方針
<p>【要求事項】</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>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系海水系が有する最終ヒートシンク（海）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。）を防止する手段として、緊急用海水系による最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送するために必要な手順等を整備する。また、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する機能の喪失に加えて、設計基準事故対処設備である残留熱除去系が有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。）を防止する手段として、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送するために必要な手順等を整備する。なお、緊急用海水系（常設設備）の代替残留熱除去系海水系（可搬型設備）に対する同等性については、別紙－1に示す。</p>
<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>—</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（6／6）

技術的能力審査基準（1.5）	適合方針
<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、サブレー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>	<p>取水機能の喪失により残留熱除去系海水系が有する最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する機能が喪失したことを想定し、緊急用海水系による最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送するために必要な手順等を整備する。</p> <p>最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する機能の喪失に加えて、残留熱除去系の使用が不可能な場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送するために必要な手順等を整備する。なお、耐圧強化ベント系においては、炉心の著しい損傷時に使用することを想定していないことから、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策を不要とした設備である。</p>

緊急用海水系（常設設備）の代替残留熱除去系海水系（可搬型設備）
に対する同等性について

1. はじめに

東海第二発電所では、設置許可基準規則第 48 条の重大事故等対処設備として常設設備である緊急用海水系を設置することとし、可搬型設備である代替残留熱除去系海水系については自主対策設備としている。一方、設置許可基準規則第 48 条（解釈）では「以下に掲げる措置（可搬）“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」が要求されている。ここでは、緊急用海水系（常設設備）の代替残留熱除去系海水系（可搬型設備）に対する同等性について、その考え方を示す。

2. 代替残留熱除去系海水系（可搬型設備）の特長と緊急用海水系（常設設備）の同等性の整理

可搬型設備は、複数確保する設置場所の中から、被災状況を踏まえて設置可能な場所を選択し設置することで、重大事故等対応に必要な機能を確保することができるため、柔軟な重大事故等対応に期待できることが特長である。この特長を確保するためには、以下の措置が必要となる。

①設計基準事故対処設備との離隔

待機時は機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と接続せず、離隔した場所に保管することで、共通要因による機能喪失リスクを低減。

②保管場所間の離隔

可搬型設備の多重性を確保し、それらを分散保管することで、可搬型

設備が同時に機能喪失するリスクを低減。

③複数の接続箇所を確保

複数の接続口を設置することで、共通要因により接続口が使用できなくなるリスクを低減。

これら可搬型設備の特長を確保するために必要な措置について、常設設備である緊急用海水系の対応状況を第1表のとおり整理した。

第1表に示すとおり、可搬型設備の特長を確保するためのリスク低減措置については、常設設備である緊急用海水系への設計上の配慮によって、同等の措置がとられていることが確認できる。

したがって、緊急用海水系は可搬型設備による対応と同等以上の措置と考えることができる。

第 1 表 緊急用海水系の可搬型設備による対応との同等性整理

No.	可搬型設備の特長を確保するための措置	代替残留熱除去系海水系 (可搬型設備)	緊急用海水系 (常設設備)
①	設計基準事故 対処設備との 離隔	<p>・可搬型代替注水大型ポンプは、残留熱除去系海水系（海水ポンプ室、原子炉建屋）から離隔した屋外に保管</p> <p>（残留熱除去系海水系との同時機能喪失リスクを低減）</p>	<p>・緊急用海水ポンプは、残留熱除去系海水系（海水ポンプ室、原子炉建屋）から離隔した地下埋設の格納槽内に設置</p> <p>（残留熱除去系海水系との同時機能喪失リスクを低減）</p>
②	保管場所間の 離隔	<p>・可搬型大型ポンプは、2箇所保管場所に分散配備</p> <p>（想定する自然現象による同時機能喪失リスクを低減）</p>	<p>・緊急用海水ポンプは、頑健な地下埋設の格納槽内に 2 台設置</p> <p>（想定する自然現象から防護）</p>

No.	可搬型設備の特長を確保するための措置	代替残留熱除去系海水系 (可搬型設備)	緊急用海水系 (常設設備)
③	複数の接続箇所	<ul style="list-style-type: none"> ・ 接続口は，原子炉建屋東西に 2 箇所設置 (接続口が使用できなくなるリスクを低減)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系海水系との接続配管は，頑健な地下トレンチ及び原子炉建屋内に敷設 ・ 残留熱除去系海水系との接続配管は，残留熱除去系海水系 2 系統と接続 (接続配管が使用できなくなるリスクを低減)

3. まとめ

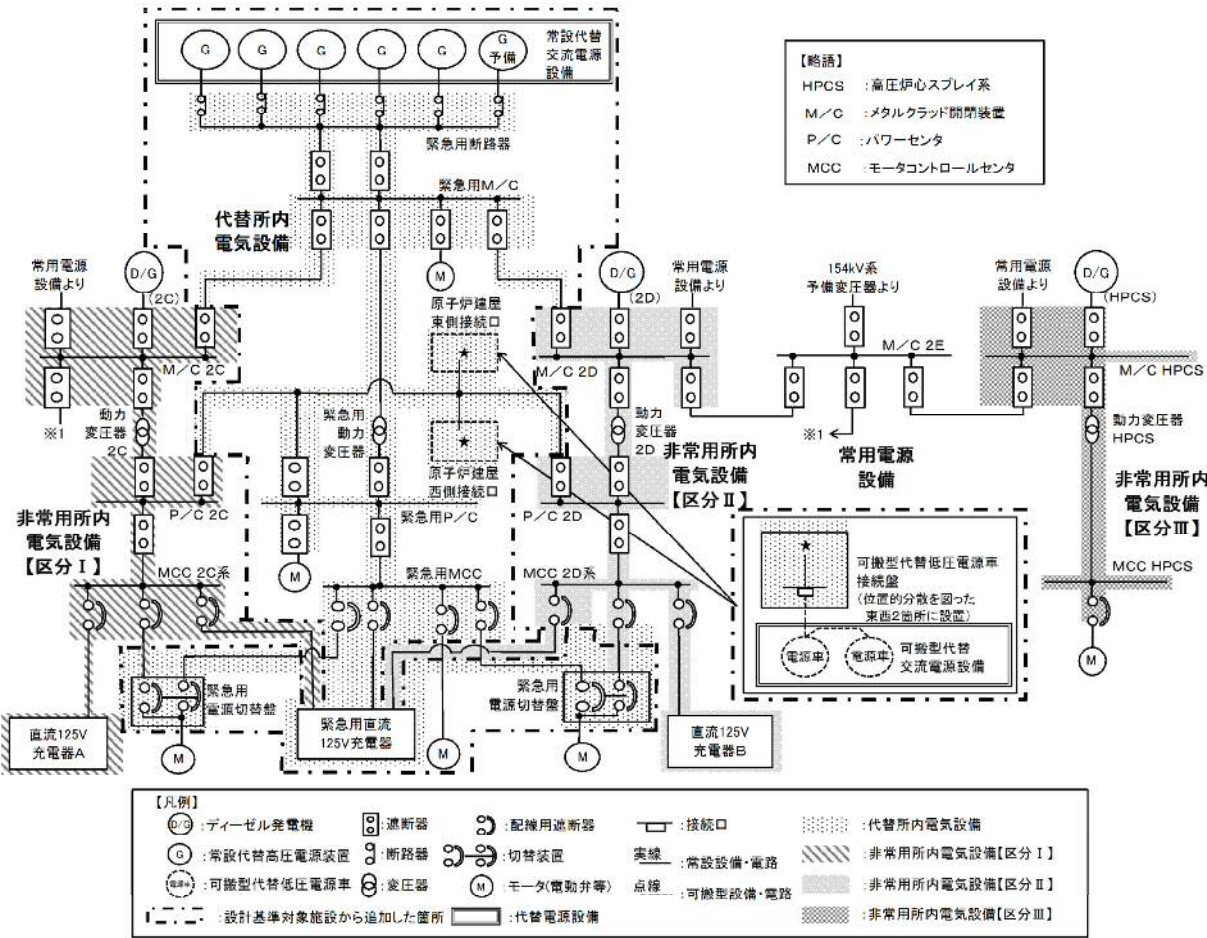
緊急用海水系（常設設備）の代替残留熱除去系海水系（可搬型設備）との同等性について整理した。可搬型設備の特長を確保するための措置を，緊急用海水系（常設設備）の，設計において配慮（設計基準事故対処設備との位置的分散等）することにより，代替残留熱除去系海水系（可搬型設備）と同等以上の効果を有する措置を行うための設備とすることが可能である。

したがって，緊急用海水系（常設設備）については，代替残留熱除去系海水系（可搬型設備）と同等以上の措置を行うための設備であると考えられる。

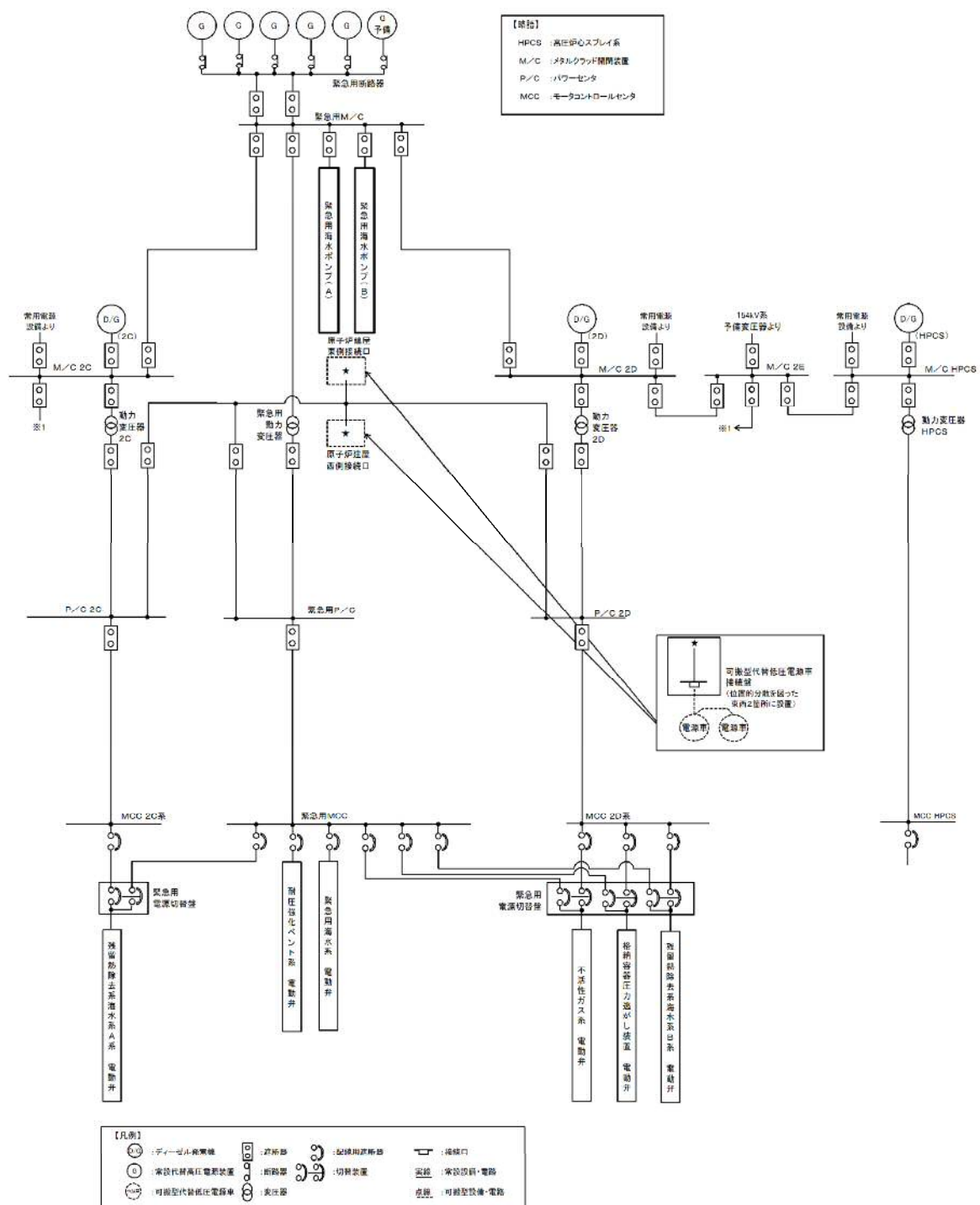
以上

自主対策設備仕様

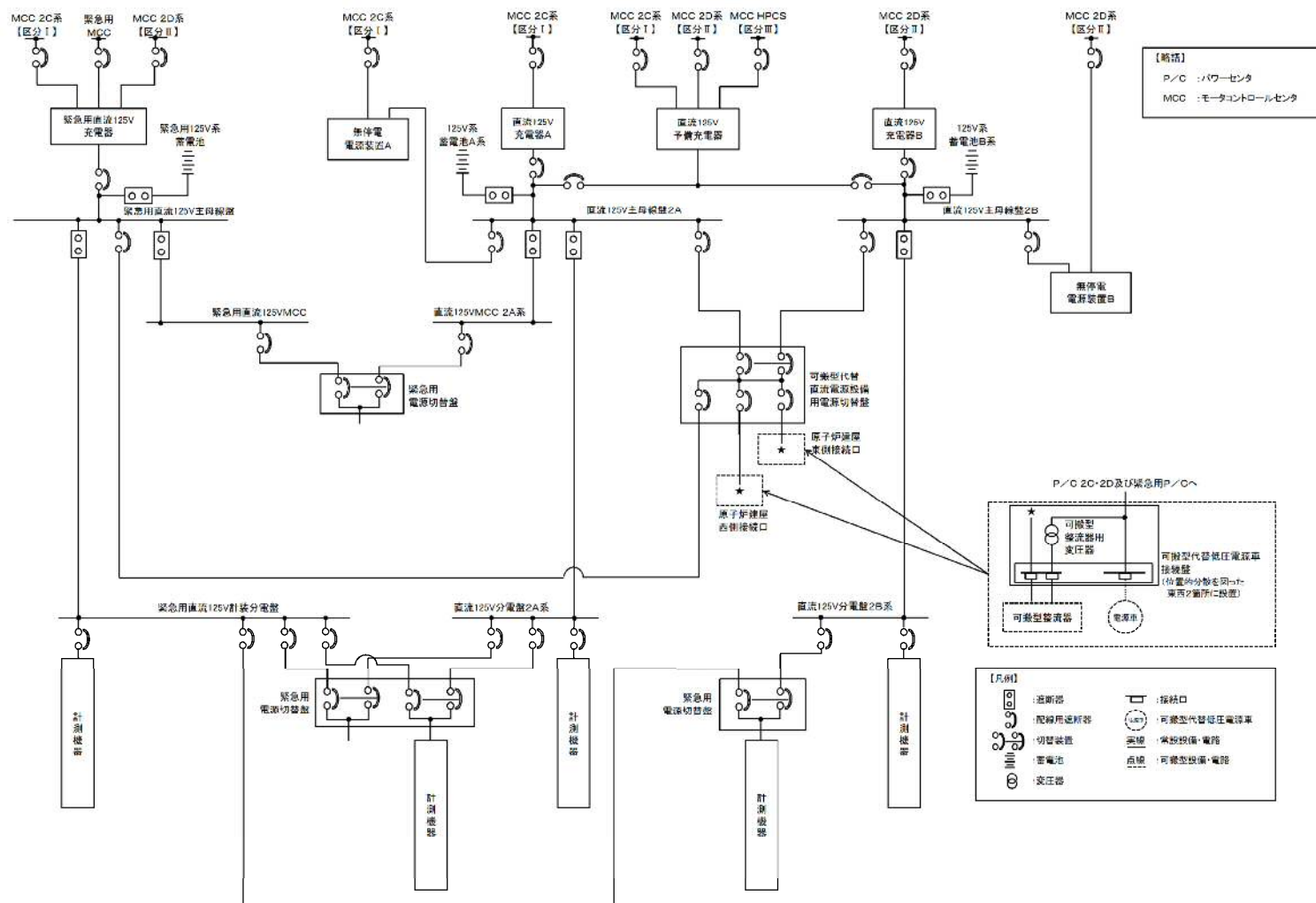
機器名称	常設 ／可搬	耐震性	容量	揚程	個数
可搬型代替注水大型ポンプ (代替残留熱除去系海水系として使用)	可搬	Sクラス	約 1,320m ³ /h (1台当たり)	約 140m	4台



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図（直流電源）

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) フィルタ装置スクラビング水補給

a. 操作概要

フィルタ装置スクラビング水補給が必要な状況において、水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置のスクラビング水を補給する。

b. 作業場所

格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室、屋外（格納容器圧力逃がし装置格納槽周辺、取水箇所（西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンク）周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

フィルタ装置スクラビング水補給として、最長時間を要する代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：180分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は180分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）

- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）
- ・ホース敷設準備：10分^{※1}（対象作業：ホース積み込み，ホース荷
卸しを含む）
- ・系統構成：120分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含む）
- ・送水準備：20分

※1：ホース敷設準備は，系統構成と並行して行うため，所要時間目安には含まれない。

d．操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用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ほか，ヘッドライト及びLED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：フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な

設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



可搬型代替注水中型ポンプ



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

(2) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

a. 操作概要

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が必要な状況で、屋外（原子炉建屋東側周辺）に可搬型窒素供給装置を配備した場合においては、窒素供給用ホースを格納容器窒素供給ライン東側接続口に接続し、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内に窒素を供給する。屋外（原子炉建屋西側周辺）に可搬型窒素供給装置を配備した場合は、接続口の蓋を開放し、窒素供給用ホースを格納容器窒素供給ライン西側接続口に接続した後、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内に窒素を供給する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋東側周辺，原子炉建屋西側周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換として、最長時間を要する格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した窒素供給に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（重大事故等対応要員6名）

所要時間目安：135分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は135分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所から格納容器窒素供給ライン西側接続口）
- ・電源車の系統構成：35分^{※1}（対象作業：ケーブル敷設，電源車

起動等を含む)

- ・可搬型窒素供給装置の系統構成：85分（対象作業：窒素供給用ホース接続，可搬型窒素供給装置起動等を含む）
- ・窒素供給開始操作：10分

※1：電源車の系統構成は，可搬型窒素供給装置の系統構成と並行して行うため，所要時間目安には含まれない。

d．操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用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ほか，ヘッドライト及びLED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：可搬型窒素供給装置からの窒素供給用ホース接続は，汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。

(3) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

a. 操作概要

フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換が必要な状況において，屋外（原子炉建屋西側周辺）に可搬型窒素供給装置を配備して接続口の蓋を開放し，窒素供給用ホースをフィルタベント配管窒素供給ライン接続口に接続した後，可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内に窒素を供給する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋西側周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換として，フィルタベント配管窒素供給ライン接続口を使用した窒素供給に必要な要員数，所要時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（重大事故等対応要員6名）

所要時間目安：135分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は135分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所からフィルタベント配管窒素供給ライン接続口）
- ・電源車の系統構成：35分^{*1}（対象作業：ケーブル敷設，電源車起動等を含む）
- ・可搬型窒素供給装置の系統構成：85分（対象作業：窒素供給用ホース接続，可搬型窒素供給装置

起動等を含む)

- ・窒素供給開始操作：10分

※1：電源車の系統構成は、可搬型窒素供給装置の系統構成と並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトにより、夜間における作業性を確保している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用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ほか、ヘッドライト及びLED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：可搬型窒素供給装置からの窒素供給用ホース接続は、汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線連絡設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。

(4) フィルタ装置スクラビング水移送

a. フィルタ装置スクラビング水移送

(a) 操作概要

フィルタ装置スクラビング水移送が必要な状況において，原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階まで移動するとともに，系統構成を実施し，移送ポンプによりフィルタ装置スクラビング水をサプレッション・チェンバに移送する。

(b) 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階（管理区域）

(c) 必要要員数及び所要時間

フィルタ装置スクラビング水移送における，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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：54分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は50分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：44分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：6分（操作対象1弁：原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階）

(d) 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト又はLEDライトを携行しているため，建屋内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はない。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また，設置未完のため，設置工事完了後，操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

b. 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置水張り

(a) 操作概要

可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置水張りが必要な状況において、水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置に水張りする。

(b) 作業場所

格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室，屋外（格納容器圧力逃がし装置格納槽周辺，取水箇所（代替淡水貯槽，淡水タンク）周辺）

(c) 必要要員数及び所要時間

可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置水張りとして，最長時間を要する代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：180分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は180分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）
- ・ホース敷設準備：10分^{※1}（対象作業：ホース積込み，ホース荷卸しを含む）

- ・ 系統構成：120分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含む）

- ・ 送水準備：20分

※1：ホース敷設準備は，系統構成と並行して行うため，所要時間目安には含まれない。

(d) 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用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ほか，ヘッドライト及びLED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：フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受信器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



可搬型代替注水中型ポンプ



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

2. 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) 格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構を使用した現場操作による格納容器ベント

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が必要な状況で、中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合において、原子炉建屋附属棟 1 階又は原子炉建屋附属棟屋上まで移動するとともに、現場での遠隔人力操作機構による操作により系統構成を実施する。格納容器ベントについては、原子炉建屋廃棄物処理棟 3 階まで移動するとともに、現場での遠隔人力操作機構による操作により格納容器ベントする。

b. 作業場所

原子炉建屋附属棟 1 階（二次格納施設外）、原子炉建屋附属棟屋上（二次格納施設外）、原子炉建屋廃棄物処理棟 3 階（二次格納施設外）

c. 必要要員数及び所要時間

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として、第一優先の S/C 側ベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（運転員等（当直運転員）3名，重大事故等対応要員 3名）

所要時間目安^{※1}：第一弁（S/C 側）操作 125 分以内（所要時間目

安のうち、現場操作に係る時間は 125 分以内）

第二弁操作 30 分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は 30 分以内）

※1：所要時間目安は，模擬により算定した時間

所要時間内訳

【第一弁（S／C側）操作】

【運転員等（当直運転員）】

- ・ 移動：35 分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋付属棟 1 階
（放射線防護具着用を含む））
- ・ 格納容器ベント準備：90 分（操作対象 1 弁：原子炉建屋付属棟 1
階）

【第二弁操作】

【重大事故等対応要員】

- ・ 移動：45 分※¹（移動経路：原子炉建屋付属棟 1 階から原子炉建
屋廃棄物処理棟 3 階（放射線防護具着用を含む））
- ・ 格納容器ベント開始操作：30 分（操作対象 1 弁：原子炉建屋廃
棄物処理棟 3 階）

※1：移動は第一弁（S／C側）操作と並行して行うため，所要
時間目安には含まれない。

d．操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト又はLEDライトを携行しているため，建屋
内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はな
い。現場操作員の放射線防護を考慮し，遠隔人力操作機構
は，二次格納施設外に設置している。また，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，
綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業
を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：遠隔人力操作機構による現場操作については、速やかに操作ができるように使用工具を操作場所近傍に配備している。また、工具等を使用しなくても手動弁と同様に弁操作ができるため、容易に実施可能である。なお、設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。

3. 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）

(1) 耐圧強化ベント系の現場操作による格納容器ベント

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が必要な状況で、中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合において、原子炉建屋附属棟1階又は原子炉建屋附属棟屋上まで移動するとともに、現場での遠隔人力操作機構による操作により系統構成を実施する。格納容器ベントについては、原子炉建屋原子炉棟5階まで移動するとともに、現場での人力による操作により格納容器ベントする。

b. 作業場所

原子炉建屋附属棟1階（非管理区域）、原子炉建屋附属棟屋上（非管理区域）、原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

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として、第一優先のS/C側ベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（運転員等（当直運転員）3名、重大事故等対応要員3名）

所要時間目安：第一弁（S/C側）操作125分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は125分以内）

耐圧強化ベント系二次隔離弁操作12分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は12分以内）

所要時間内訳

【第一弁（S/C側）操作】

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：35 分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋付属棟 1 階（放射線防護具着用を含む））
- ・格納容器ベント準備：90 分（操作対象 1 弁：原子炉建屋付属棟 1 階）

【耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁操作】

【重大事故等対応要員】

- ・移動：50 分^{※1}（移動経路：原子炉建屋付属棟 1 階から原子炉建屋原子炉棟 5 階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：6 分（操作対象 1 弁：原子炉建屋原子炉棟 5 階）
- ・格納容器ベント開始操作：6 分（操作対象 1 弁：原子炉建屋原子炉棟 5 階）

※1：移動は第一弁（S／C 側）操作と並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト又は LED ライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。現場操作員の放射線防護を考慮し、遠隔人力操作機構は、二次格納施設外に設置している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又は LED ライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電動弁の手動ハンドルによる現場操作については、操作に

必要な工具等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、遠隔人力操作機構による現場操作については、工具等を使用しなくても手動弁と同様に弁操作ができるため、容易に実施可能である。なお、一部の設備については設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



耐圧強化ベント現場操作

4. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

- (1) 代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる送水（海水）

a. 操作概要

代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保が必要な状況において、外部接続口を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより残留熱除去系海水系に送水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋東側周辺，原子炉建屋西側周辺，取水箇所（S A用海水ピット）周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保として、最長時間を要するS A用海水ピットから代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：370分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は370分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所からS A用海水ピット周辺）
- ・ホース敷設準備：20分^{※1}（対象作業：ホース積込み，ホース荷

卸しを含む)

- ・ 系統構成：310分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含む）

- ・ 送水準備：20分

※1：ホース敷設準備は，系統構成と並行して行うため，所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトにより，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用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ほか，ヘッドライト及びLED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：代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



東海港での送水訓練
(ホース敷設)



東海港での送水訓練
(水中ポンプユニット設置)



車両操作訓練 (ポンプ起動)



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

格納容器ベント操作について

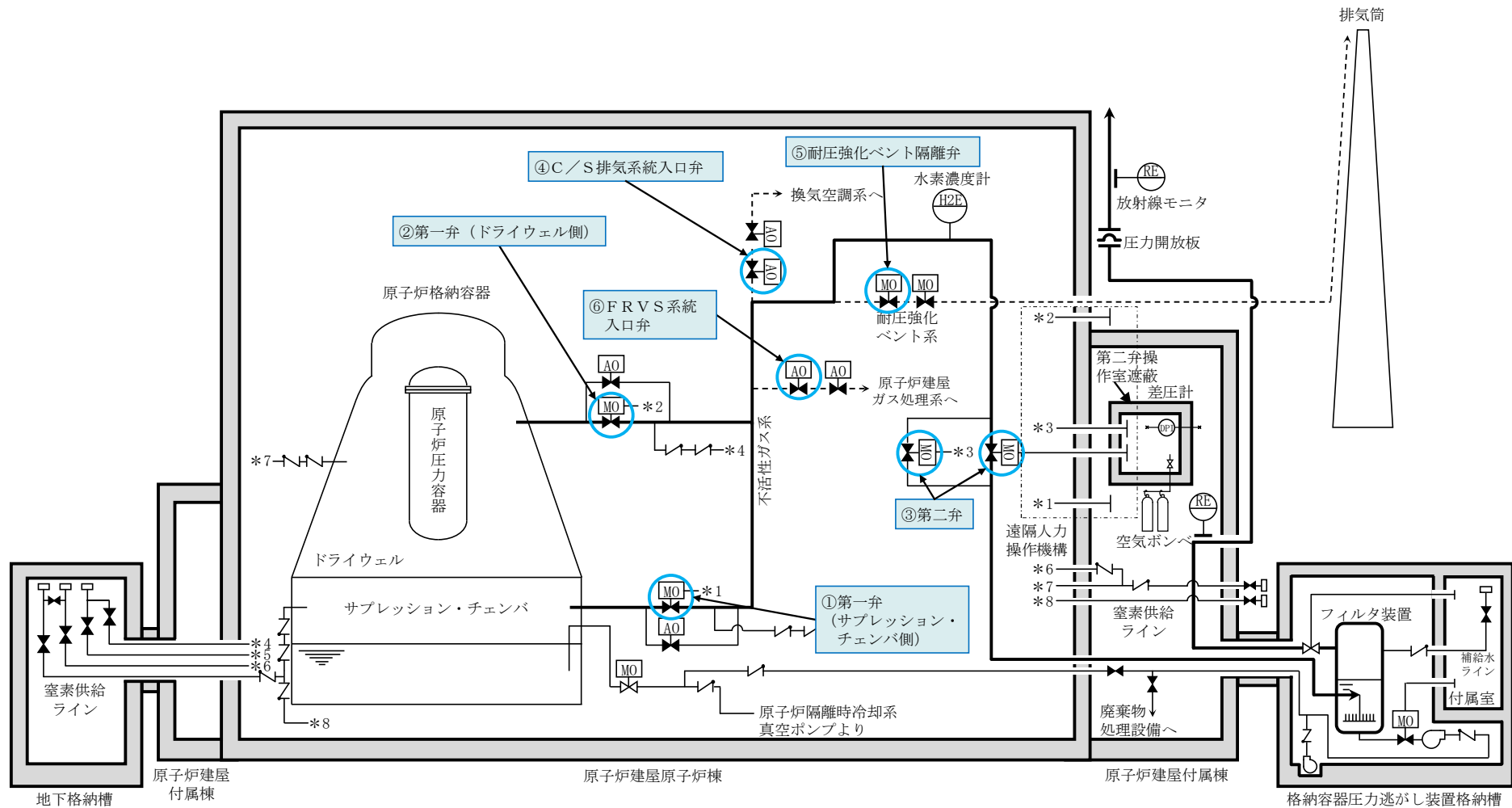
格納容器圧力逃がし装置の放出系統として、サプレッション・チェンバからとドライウェルから放出する系統の2通りあるが、サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（エアロゾル等の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

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

また、第一弁及び第二弁の操作順位は、第一弁の現場操作時間に対して第二弁操作時間が短いこと及びベント停止時に隔離する第一弁のシート面保護の観点から、流体の流れがない状態で第一弁の開操作を実施し、その後第二弁の開操作を実施する。

なお、ベント停止時に第一弁で隔離する理由は、ベント停止後の格納容器圧力逃がし装置への窒素供給時において、第一弁下流から窒素を供給することで第一弁と第二弁の間の水素滞留を防止するためである。

格納容器圧力逃がし装置の系統概要図（操作対象箇所）を第1図に示す。



第1図 格納容器圧力逃がし装置の系統概要図 (操作対象箇所)

(1) 格納容器圧力逃がし装置におけるベントタイミング

格納容器圧力逃がし装置によるベント操作は、第1表に示す基準に到達した場合に、発電長の指示の下に運転員が実施する。これにより、格納容器の過圧破損防止及び格納容器内での水素燃焼防止が可能である。

第1表 ベント実施判断基準

炉心状態	目的	実施判断基準
炉心損傷なし	過圧破損防止	格納容器圧力 310kPa [gage] （最高使用圧力：1Pd）到達
炉心損傷を判断した場合		サブプレッション・プール通常水位＋6.5m 到達
	水素燃焼防止	格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.3vol%到達

格納容器の過圧破損防止の観点では、炉心損傷なしの場合は、残留熱除去系等の格納容器除熱機能が喪失し格納容器圧力が上昇した際、格納容器圧力が 279kPa [gage] から 217kPa [gage] の範囲で代替格納容器スプレイ系（常設）による格納容器スプレイ（連続）を実施する。外部水源によるスプレイであるため、サブプレッション・プール通常水位+6.5m に到達すればベントライン水没を防止する観点から格納容器スプレイを停止し、格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達した時点でベントの実施を判断する。これは、格納容器除熱機能の復旧時間の確保及び追加放出された希ガスの減衰時間を確保することを目的としている。炉心損傷を判断した場合は、465kPa [gage] から 400kPa [gage] の範囲で代替格納容器スプレイ系（常設）による格納容器スプレイ（連続）を実施し、サブプレッション・プール通常水位+6.5m に到達した時点で格納容器スプレイを停止するとともにベントを実施する。これにより確実に 620kPa [gage] (2Pd) 到達までに格納容器ベン

トが実施できる。炉心損傷の有無により，格納容器スプレイ実施基準を変更する理由は，炉心損傷した場合，格納容器内に放射性物質が放出されるため，炉心損傷なしの場合に比べてベント実施操作判断基準に到達するタイミングを遅らせることにより，ベント時の外部影響を軽減させるためである。

また，炉心損傷を判断した場合は，ジルコニウム－水反応により大量の水素が発生し，格納容器内の水素濃度は可燃限界の 4vol%を超過する。その後，水の放射線分解によって格納容器内酸素濃度が上昇し，格納容器内水素・酸素濃度が可燃限界に到達することにより，格納容器内で水素燃焼が発生するおそれがある。この水素燃焼の発生を防止するため，格納容器内酸素濃度がドライ条件にて 4.3vol%に到達した時点でベント操作を実施することで格納容器内の水素・酸素を排出する。ベント実施の判断フローを第 2～4 図に示す。

炉心損傷の有無の判断は，第 2 表に示すパラメータを確認する。

第 2 表 確認パラメータ（炉心損傷判断）

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

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

さらに，炉心損傷後の重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準として，第 3 表に示す判断基準を整理している。これらの

状況においても、格納容器ベント実施により、格納容器破損の緩和又は大気へ放出される放射性物質の総量の低減が可能である。

第3表 炉心損傷後の重大事故等対処設備の機能喪失を
仮定した場合のベント実施判断基準

目的	実施判断基準
格納容器破損の緩和	格納容器スプレイが実施できない場合
	原子炉建屋水素濃度 2vol%到達
大気へ放出される放射性物質の総量の低減	格納容器温度 200℃以上において温度上昇が継続している場合
	可搬型モニタリング・ポスト指示値の急激な上昇
	原子炉建屋内の放射線モニタ指示値の急激な上昇

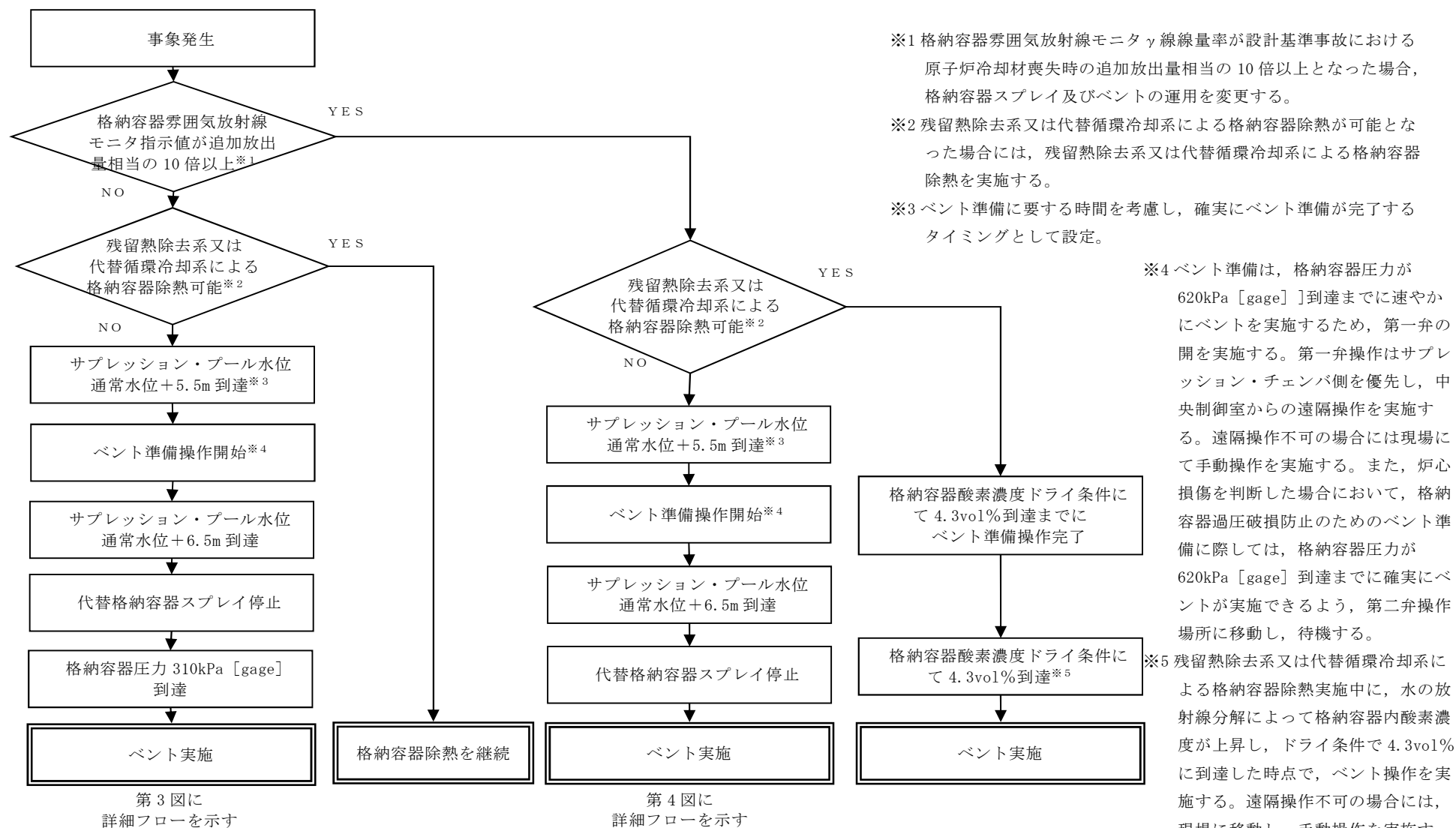
重大事故時における格納容器スプレイ手段として、常設設備を用いた残留熱除去系、代替格納容器スプレイ系（常設）及び代替循環冷却系並びに可搬型設備を用いた代替格納容器スプレイ系（可搬型）がある。想定し難い状況ではあるが、これら格納容器スプレイ手段が喪失した場合、想定する希ガスの減衰時間が短くなるが、格納容器の圧力を抑制する観点から、格納容器破損の緩和のためベントを実施する。

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

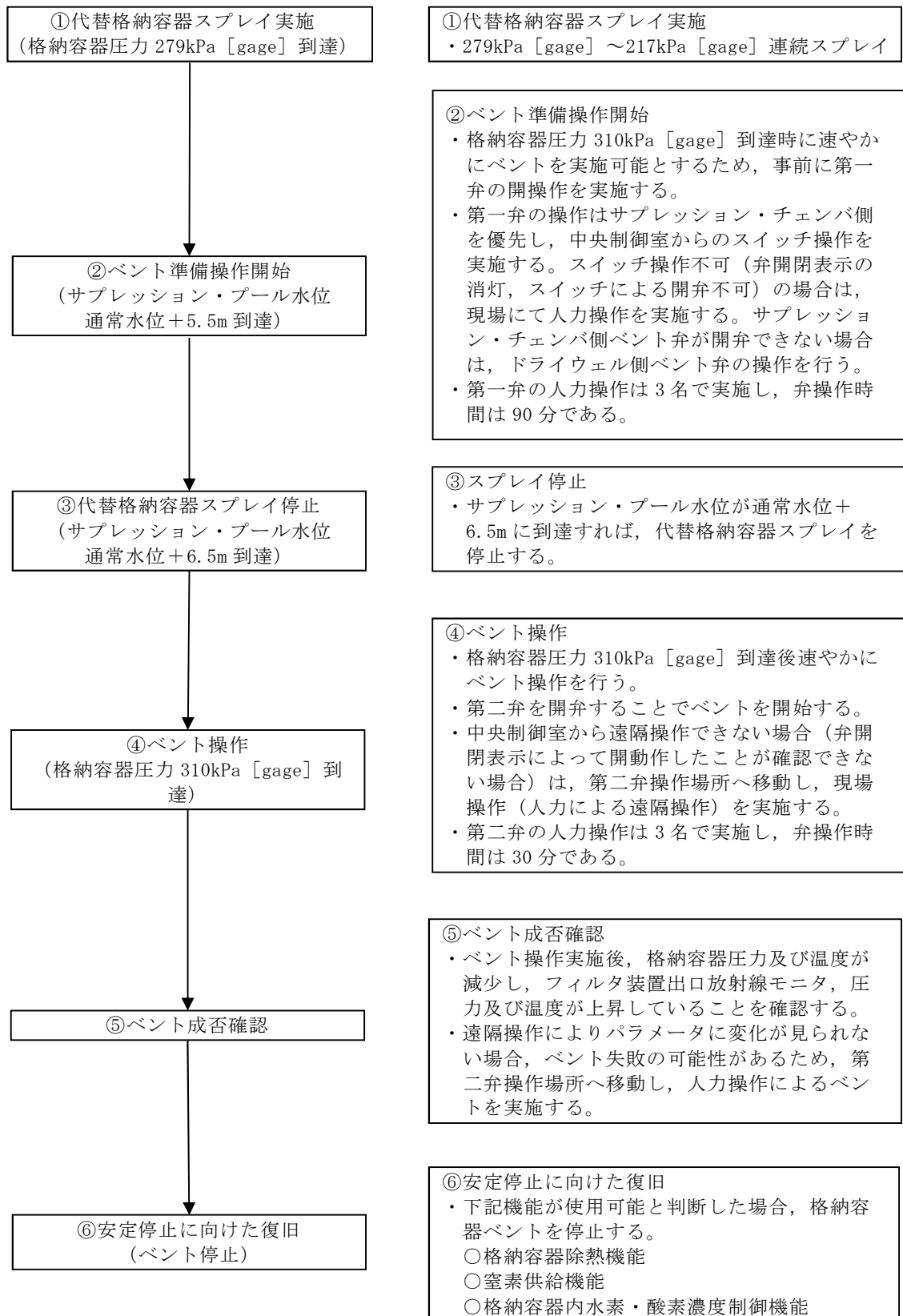
4vol%を考慮し，原子炉建屋水素濃度 2vol%到達によりベントを実施する。

格納容器への十分な注水等ができない場合，格納容器雰囲気が過熱状態になり，格納容器は限界圧力を下回る 620kPa [gage] に達する前に 200℃に達し，いずれは過温破損に至ることが考えられる。この場合，格納容器ベント実施することによって過温破損を防止できないが，フィルタ装置を介した放出経路を形成し，大気への放射性物質の放出を極力低減するためのベントを実施する。

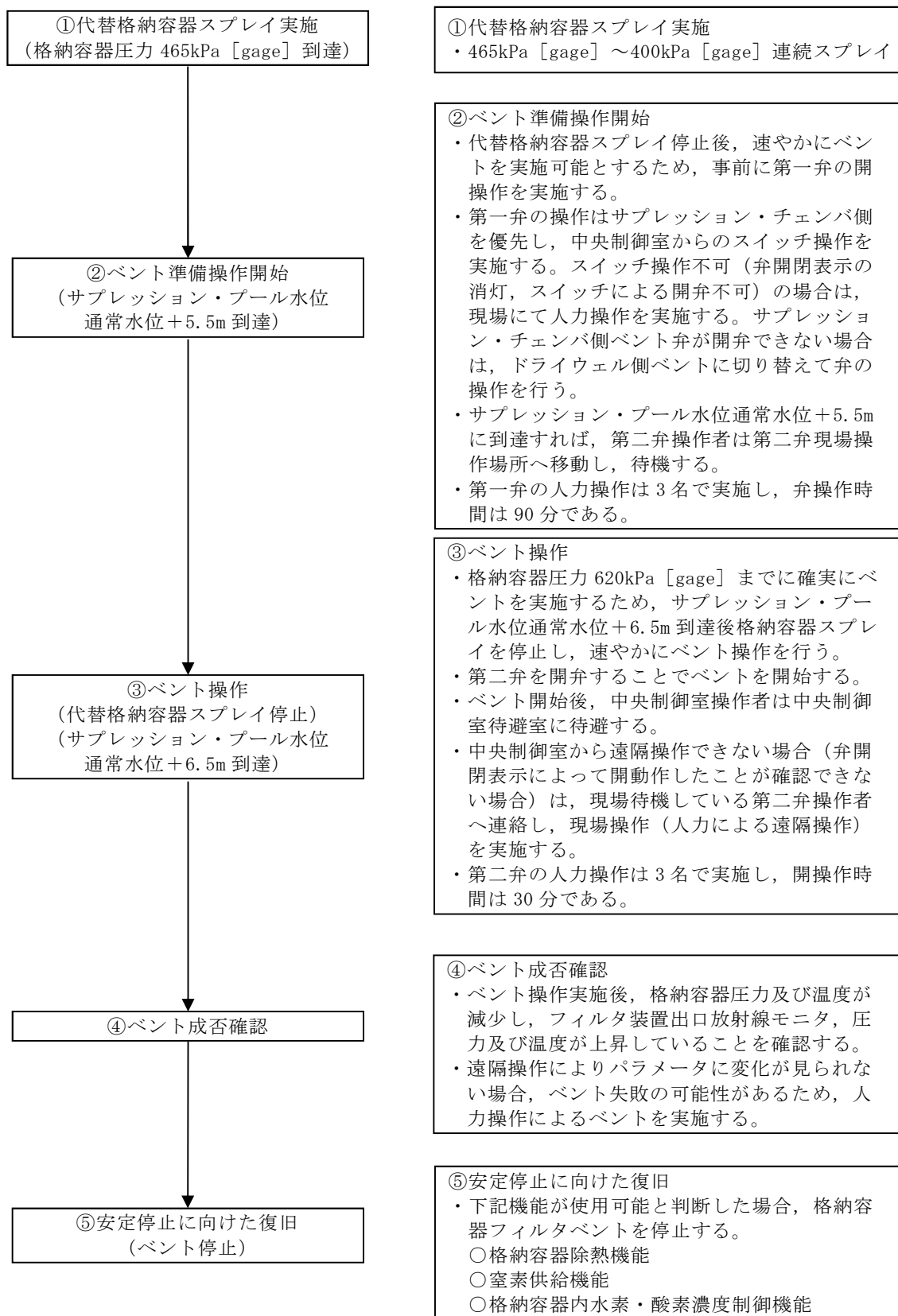
さらに，格納容器が限界圧力を下回る 620kPa [gage] 及び限界温度を下回る 200℃に到達する前に，何らかの理由により格納容器の健全性が損なわれ，格納容器から異常な漏えいがある場合，可搬型モニタリング・ポスト指示値及び原子炉建屋内の放射線モニタ指示値が急激に上昇することが考えられる。この場合，格納容器圧力を低下させることで漏えい箇所からの漏えい量を低減させることが可能と考えられることから，フィルタ装置を介さない大気への放射性物質の放出を極力低減するためにベントを実施する。



第2図 ベント実施の判断フロー



第3図 炉心損傷していない場合のベント実施フロー



第4図 炉心損傷を判断した場合のベント実施フロー

(2) 格納容器圧力逃がし装置の操作手順の概要

a. 系統待機状態の確認

格納容器圧力逃がし装置の待機状態において，第4表に示すパラメータにより，系統に異常がないことを確認する。

第4表 確認パラメータ（系統待機状態）

確認パラメータ	確認内容
フィルタ装置水位	待機水位である 2,530～2,800 mm の範囲にあること
フィルタ装置スクラビング水 pH	13 以上であること
フィルタ装置排気ライン圧力	微正圧に維持されていること

b. ベント準備操作

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

なお，弁名称及び弁名称に付記する①～⑥の番号は，第1図の番号に対応している。

(a) ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認

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

①第一弁（サプレッション・チェンバ側）

②第一弁（ドライウェル側）

③第二弁

(b) 他系統との隔離確認

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

④ C / S 排気系統入口弁

⑤ 耐圧強化ベント隔離弁

⑥ F R V S 系統入口弁

(c) 第一弁の開操作

中央制御室にて開操作を実施する。万一、中央制御室での開操作ができない場合には、現場にて第一弁の人力による開操作を実施する。

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

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

現場操作の着用装備は、全面マスク、タイベック、アノラック、綿手袋、ゴム手袋及び胴長であり、着用時間は約12分である。

(d) 第二弁操作のための要員移動

炉心損傷を判断した場合における格納容器過圧破損防止を目的としたベントの準備操作に関しては、格納容器圧力が620kPa [gage] 到達までに確実にベントが実施できるよう、ベント実施基準到達までに第二弁操作場所に移動し、待機する。

現場操作の着用装備は、全面マスク、タイベック、アノラック、綿手袋、ゴム手袋及び胴長であり、着用時間は約 12 分である。

c. ベント準備判断の確認パラメータ

ベント準備の判断は、ベント実施判断基準の到達までに確実にベント準備操作が完了する基準として、炉心損傷有無に関わらず、サプレッション・プール通常水位+5.5m 到達によりベント準備実施の判断をする。また、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱を実施している場合、格納容器酸素濃度の上昇速度からドライ条件で 4.3vol%に到達する時間を予測し、4.3vol%到達までにベント準備を完了させる。

ベント準備着手判断に必要なパラメータを以下に示す。

- ・サプレッション・プール水位
- ・格納容器内酸素濃度（S A）

d. ベント準備作業の妥当性

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

ベント準備は、ベント実施判断基準に到達した場合の速やかなベント実施を可能とすることを目的としていることから、ベント実施に不可欠な操作であり、ベント実施基準到達までにベント準備操作を完了させることとする。

第 5 表 ベント準備操作時の作業項目及び作業環境

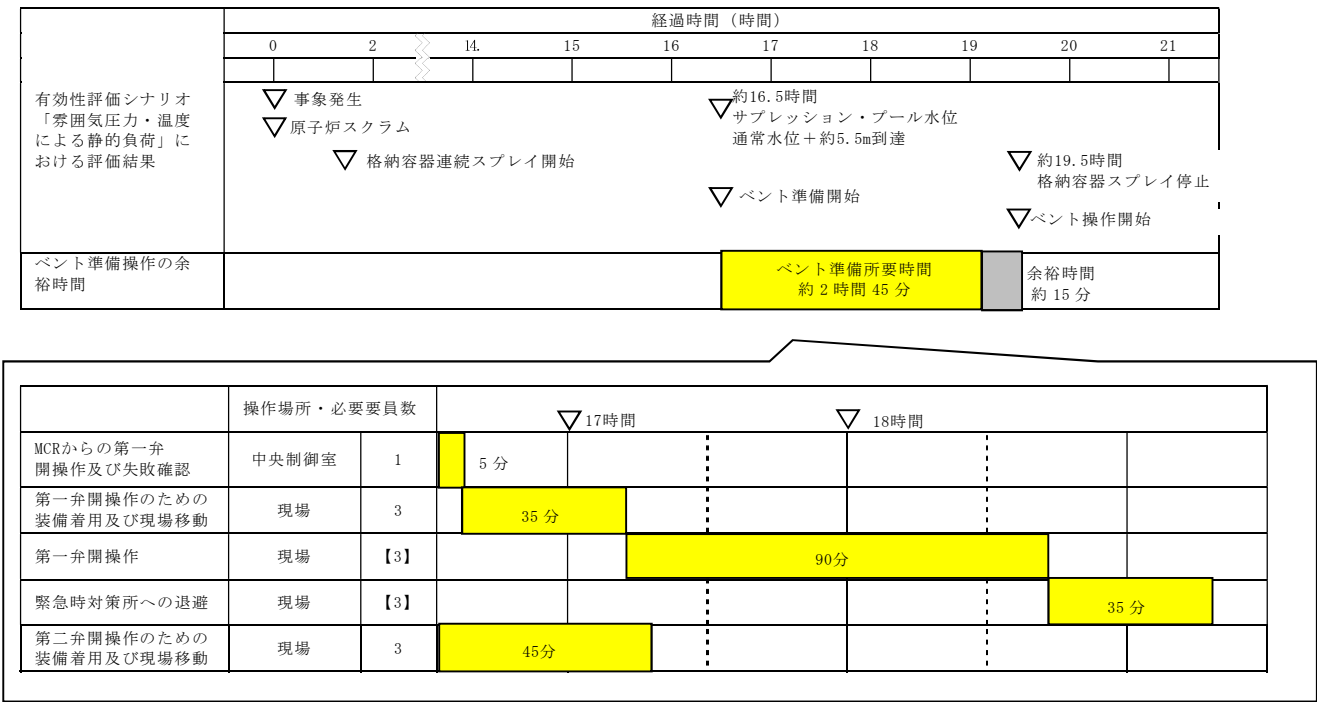
作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
他系統との隔離	中央制御室	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認			【炉心損傷後】 約 60mSv/7 日間			
第一弁開操作 (移動含む)	原子炉建屋付属棟 (二次格納施設外)	通常運転時と同程度。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。	ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS 端末）、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。
第二弁への現場移動	屋外 原子炉建屋付属棟 (二次格納施設外)		【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。			
			【炉心損傷後】 15mSv/h 以下			
			【炉心損傷後】 14mSv/h 以下			

e. ベント準備操作の余裕時間

ベントを実施する有効性評価シナリオのうち、ベント準備操作の余裕時間の最も短い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」における現場での手動操作（人力による遠隔操作）を実施した場合のベント準備の余裕時間についてタイムチャートを第5図に示す。

第5図に示すとおり、ベント準備完了後からベント実施基準であるサブプレッション・プール通常水位+6.5m 到達までに十分な時間があることから、確実に準備を完了することができる。

【炉心損傷を判断した場合のベント準備】



第5図 ベント準備操作のタイムチャート

f. ベント実施操作判断基準

(a) 炉心損傷なしの場合

i) 格納容器圧力 310kPa [gage] 到達

格納容器の健全性を確保するため、最高使用圧力である 310kPa [gage] に到達した時点でベントを実施する。

(b) 炉心損傷を判断した場合

i) サプレッション・プール通常水位+6.5m 到達

格納容器へ大量の放射性物質が放出されることから、大気への放射性物質の放出を極力遅らせることでベント時の外部影響を軽減させるため、限界圧力を下回る 620kPa [gage] に到達するまでにベントを実施する。具体的には、中央制御室での遠隔操作に失敗した場合の現場手動操作時間を考慮し、格納容器スプレイ停止基準であるサプレッション・プール通常水位+6.5m に到達した時点でベントを実施する。

ii) 格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.3vol% に到達した場合

炉心損傷時には、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により水素・酸素が発生し、可燃限界に到達すると水素燃焼が発生するおそれがある。これを防止するため、可燃限界到達前に格納容器内の水素・酸素を排出することを目的として、格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.3vol% に到達した場合にベントを実施する。

4.3vol% の基準設定に当たっては、酸素濃度の可燃限界である 5vol% に対し、計器誤差の±約 0.6vol% 及び 0.1vol% の余裕を考慮して設定した。

g. ベント実施操作判断の確認パラメータ

(a) 炉心損傷なしの場合

i) 格納容器圧力 310kPa [gage] 到達

炉心損傷がない場合は、格納容器圧力にてベント実施操作を判断するため、確認パラメータは以下のとおり。

- ・格納容器圧力

なお、格納容器圧力の測定ができない場合には、格納容器圧力を推定する手段として、格納容器温度を代替パラメータとする。

(b) 炉心損傷を判断した場合

i) サプレッション・プール通常水位+6.5m 到達

炉心損傷を判断した場合は、連続の格納容器スプレイを実施しながら、サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断する。したがって、確認パラメータは以下のとおり。

- ・サプレッション・プール水位

ii) 格納容器酸素濃度がドライ条件にて4.3vol%に到達した場合

格納容器酸素濃度によりベント実施操作を判断するため、確認パラメータは以下のとおり。

- ・格納容器内酸素濃度 (S A)

h. ベント実施操作の妥当性

ベントは、第二弁を開弁することで実施する。炉心損傷していない場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第 6 表に示す。ベント弁の開操作については、中央制御室での操作を基本とするが、万一、中央制御室での操作ができない場合には、現場（原子炉建屋付属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

なお、炉心損傷を判断する有効性評価の「格納容器圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」シーケンスにおいて、ベント準備段階の現場アクセス、現場待機、現場での手動操作、プルーム通過までの現場待機及び帰還の一連の作業での実効線量は、約 28mSv である。

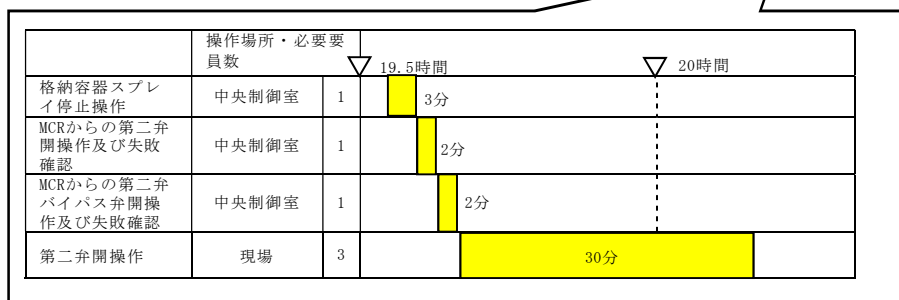
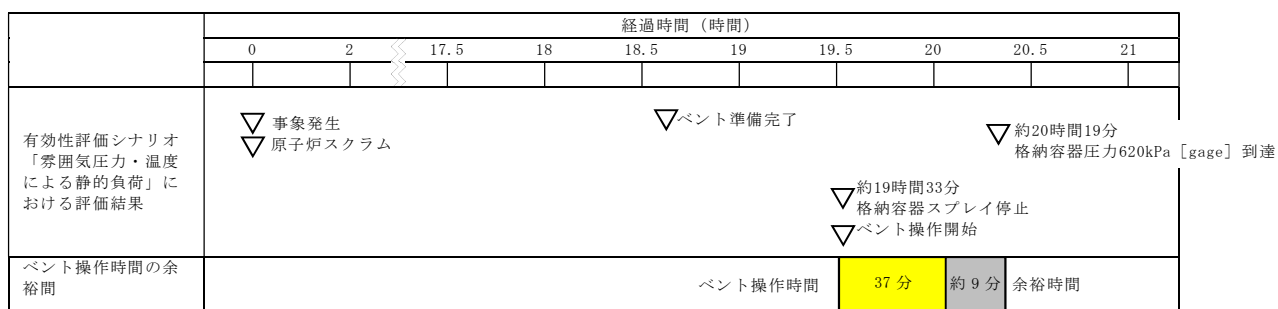
第 6 表 ベント実施操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
第二弁開操作	中央制御室	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。 【炉心損傷後】 約 60mSv/7 日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
	原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）	通常運転時と同程度。	【炉心損傷前】 炉心損傷がないため、高線量となることはない。 【炉心損傷後】 14mSv/h 以下	ヘッドライトや LED ライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS 端末）、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

i. 有効性評価におけるベント実施操作の余裕時間

ベントを実施する有効性評価シナリオのうち、最もベント実施操作の余裕時間が短い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」における現場での手動操作（人力による遠隔操作）を実施した場合のベント実施操作の余裕時間についてタイムチャートを第6図に示す。

第6図に示すとおり、ベント実施基準到達から格納容器限界圧力を下回る 620kPa [gage] に到達するまでに十分な時間があることから、確実にベント実施可能である。



第6図 ベント実施のタイムチャート

j. ベント成否確認

ベント操作開始時は、第7表に示すパラメータによりベントが開始されたことを確認する。

第7表 確認パラメータ（ベント操作開始時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	指示値が低下すること
フィルタ装置圧力	指示値が上昇すること
フィルタ装置スクラビング水温度	
フィルタ装置出口放射線モニタ	

パラメータに変化が見られない場合は、ベント失敗の可能性があるため、現場操作によるベントを実施する。

ベント開始直後は、格納容器内で発生する水素、水蒸気及び窒素等からなるベントガスが系統内に流入するが、系統内は不活性化されているため、高濃度の水素が流入しても水素燃焼には至らない。

k. ベント継続時

ベント継続時は、第 8 表に示すパラメータによりベント継続状況に異常がないことを確認する。

第 8 表 確認パラメータ（ベント継続時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	各パラメータに異常な変化がないこと
サプレッション・プール水位	
フィルタ装置圧力	
フィルタ装置水位	
フィルタ装置スクラビング水温度	
フィルタ装置出口放射線モニタ	
モニタリング・ポスト	

ベント継続時には、格納容器内及びフィルタ装置内では放射性物質の崩壊熱による多量の蒸気が発生することにより、水素濃度は低く抑えられるため、可燃限界に至らない。

なお、炉心損傷がない場合の格納容器圧力逃がし装置によるベント実施中に炉心損傷を判断した場合は、ベントを継続する運用とする。これは、ベント実施までには代替格納容器スプレイにより外部注水制限に到達していることが想定され、事象が進むことで発生する可能性のある炉心のリロケーション※及び原子炉圧力容器破損時の過熱蒸気発生の影響による格納容器圧力の急激な上昇を抑制する手段がベントのみであるためである。加えて、次のとおり、ベントを継続した場合でも、一時的に

ベント停止する場合と比較し、被ばくの観点で大きな差異はないと考えられる。

- ・ベントを停止しても格納容器の圧力上昇により再度ベントすることとなり、希ガス保持時間を大きく確保することはできないこと
- ・このような事態では、原子炉スクラムしてからある程度の時間が経過していることから、希ガスの減衰時間は十分に確保されており、ベントを停止しない場合でも大きな放出量にならないと考えられること

※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、溶融炉心が炉心下部プレナムに移行する状態を指す。

1. ベント停止操作

第9表に示す機能が全て使用可能となったことにより、ベント停止後も長期的に格納容器の安定状態を継続可能であることを判断する。また、第10表に示すパラメータを確認し、ベント停止操作が可能であることを判断した場合には、第一弁を閉とすることでベントを停止する。

第 9 表 ベント停止のために必要な機能及び設備

必要な機能	設備	設備概要
格納容器除熱機能	残留熱除去系又は代替循環冷却系	格納容器内に残存する核分裂生成物から発生する崩壊熱を除去し、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する
	残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系	
窒素供給機能	可搬型窒素供給装置	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系の運転に伴う蒸気凝縮により、格納容器内が負圧になることを防止する ・系統内のパージを実施する
格納容器内水素・酸素濃度制御機能	可燃性ガス濃度制御系	水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の濃度が可燃限界濃度に到達することを防止する
	格納容器水素・酸素濃度計	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

第 10 表 確認パラメータ（ベント停止時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	310kPa [gage] 以下であること及び 171℃以下であること
格納容器水素濃度	可燃限界未満であること

ベント停止前から窒素供給装置による格納容器への窒素供給を行い、ベント停止後も継続し、系統を含めて不活性化することで、水素濃度は低く抑えられ、可燃限界には至らない。

第 7 図にベント停止前の窒素供給の概要を示す。

m. ベント停止操作手順

次にベント停止の流れを示す。

①ベント停止可能であると判断した場合、窒素供給設備により格納容器に窒素注入を開始する。

- ・ベント弁は開状態であるため、注入した窒素はそのまま排出されることが考えられるが、ベント弁閉後における「水の放射性分解によって

発生する水素・酸素濃度の上昇」を抑制するため、早期に注入開始することを目的として最初に実施する。

- ・ドライウェル内に水素・酸素が滞留している可能性を考慮して、ドライウェル側から窒素供給する。

②第一弁を閉とする。

- ・第一弁閉後は、第一弁と第二弁の間に水素が滞留するおそれがあるため、第一弁の下流から窒素を供給し滞留している水素をパージする運用としている。このため、第一弁を閉とすることでベントを停止する（第二弁は開状態を維持する）。

- ・フィルタ装置への窒素供給を開始する。

③残留熱除去系又は代替循環冷却系を起動する。

- ・ベント弁を閉止後、サプレッション・プール水温度が飽和温度以下であることを確認し、残留熱除去系又は代替循環冷却系を起動する。

- ・残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱を実施することで、格納容器内の気相を蒸気から窒素へ置換する。

④格納容器の気相が蒸気から窒素への置換が完了したことを確認し、第一弁を開として格納容器の圧力を低下させる。

⑤可燃性ガス濃度制御系を起動する。

- ・残留熱除去系による冷却水を供給し、可燃性ガス濃度制御系の暖気運転を開始する。

- ・起動後 3 時間以内に暖機運転が完了し、処理が開始される。

⑥第一弁を閉とする。

⑦格納容器への窒素注入を停止する。

⑧格納容器内水素・酸素濃度計により，格納容器内水素・酸素濃度を監視する。

n．ベント停止操作の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第 11 表に示す。ベント弁の閉操作については，中央制御室での操作を基本とするが，万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場（原子炉建屋付属棟）にて手動操作を実施する。

第 11 表 ベント停止操作項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
第一弁操作	中央制御室	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	<p>【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。</p> <p>【炉心損傷後】 約 60mSv/7 日間</p>	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
	原子炉建屋付属棟 (二次格納施設外)	通常運転時と同程度。	<p>【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。</p> <p>【炉心損傷後】 15mSv/h 以下</p>	ヘッドライトや LED ライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセッスルード上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS 端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。
室素供給操作	屋外	— (屋外での作業)	<p>【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。</p> <p>【炉心損傷後】 3.9mSv/h 以下</p>	車両の作業用照明・ヘッドライト・LED ライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセッスルード上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線連絡設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS 端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部に連絡する。

o. ベント停止後の操作

ベント停止後は、第 12 表で示すパラメータにより格納容器及び格納容器圧力逃がし装置に異常がないことを確認する。

第 12 表 確認パラメータ（ベント停止後）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	・ 格納容器内が負圧でないこと ・ ベント停止後長期的に格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと
格納容器水素濃度	格納容器内及びフィルタ装置入口の水素濃度の異常な上昇がないこと
フィルタ装置入口水素濃度	
フィルタ装置水位	フィルタ装置の水位が確保されていること（フィルタ装置のスクラビング水の移送後を除く）
フィルタ装置スクラビング水温度	温度の異常な上昇がないこと
フィルタ装置出口放射線モニタ	放射線量率の異常な上昇がないこと

ベント実施後はフィルタ装置出口ラインの圧力開放板が開放されていることから、窒素供給による系統パージ停止後は、フィルタ装置を大気と隔離するため、フィルタ装置出口弁を「閉」にする。

なお、フィルタ装置出口弁の閉操作については、フィルタ装置のスクラビング水温度が上昇しないこと及び水素濃度の上昇により可燃限界濃度に到達しないことにより判断する。

第 8 図にベント停止後の窒素供給の概要を示す。

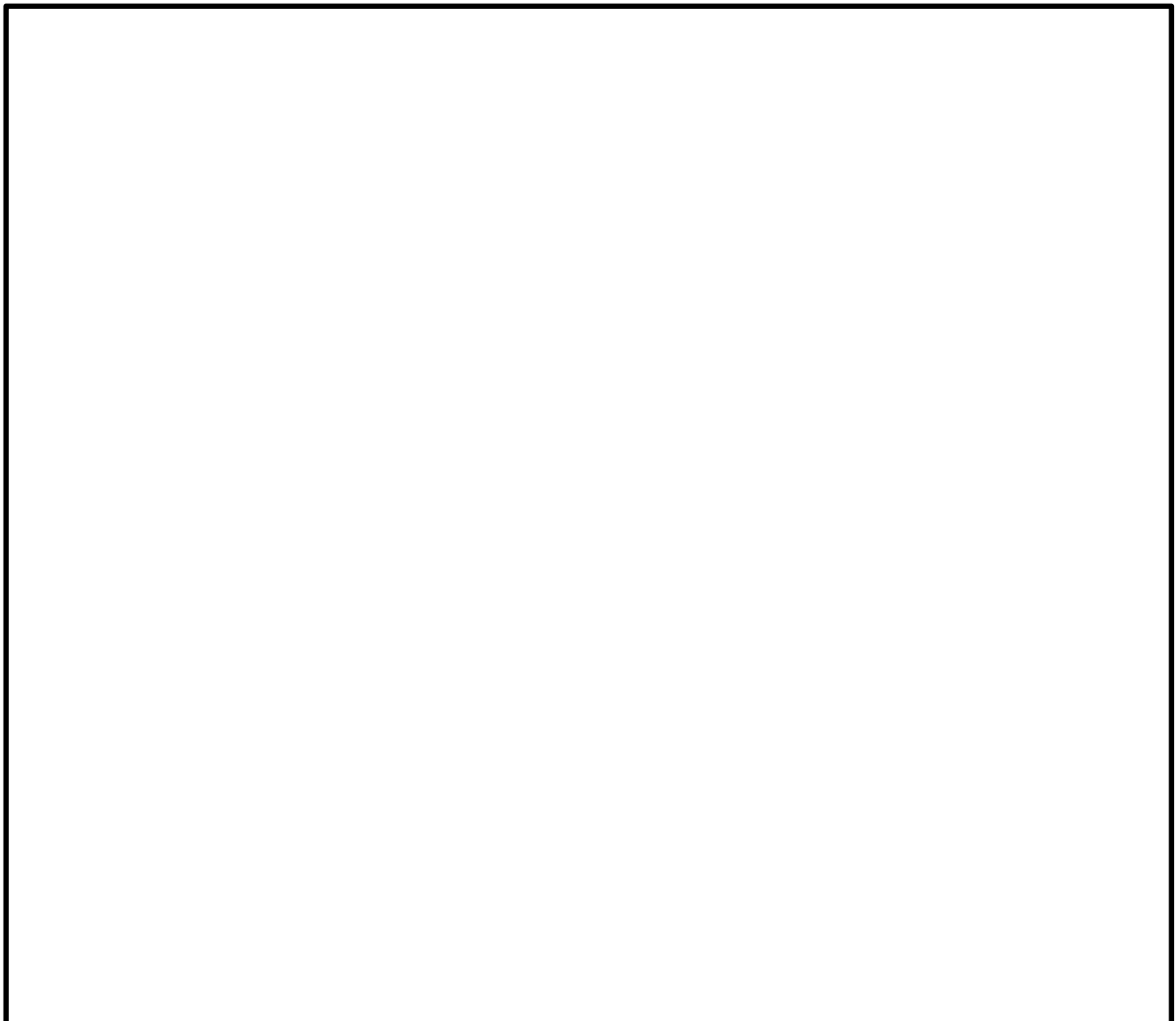
スクラビング水の保有水量の設定根拠について

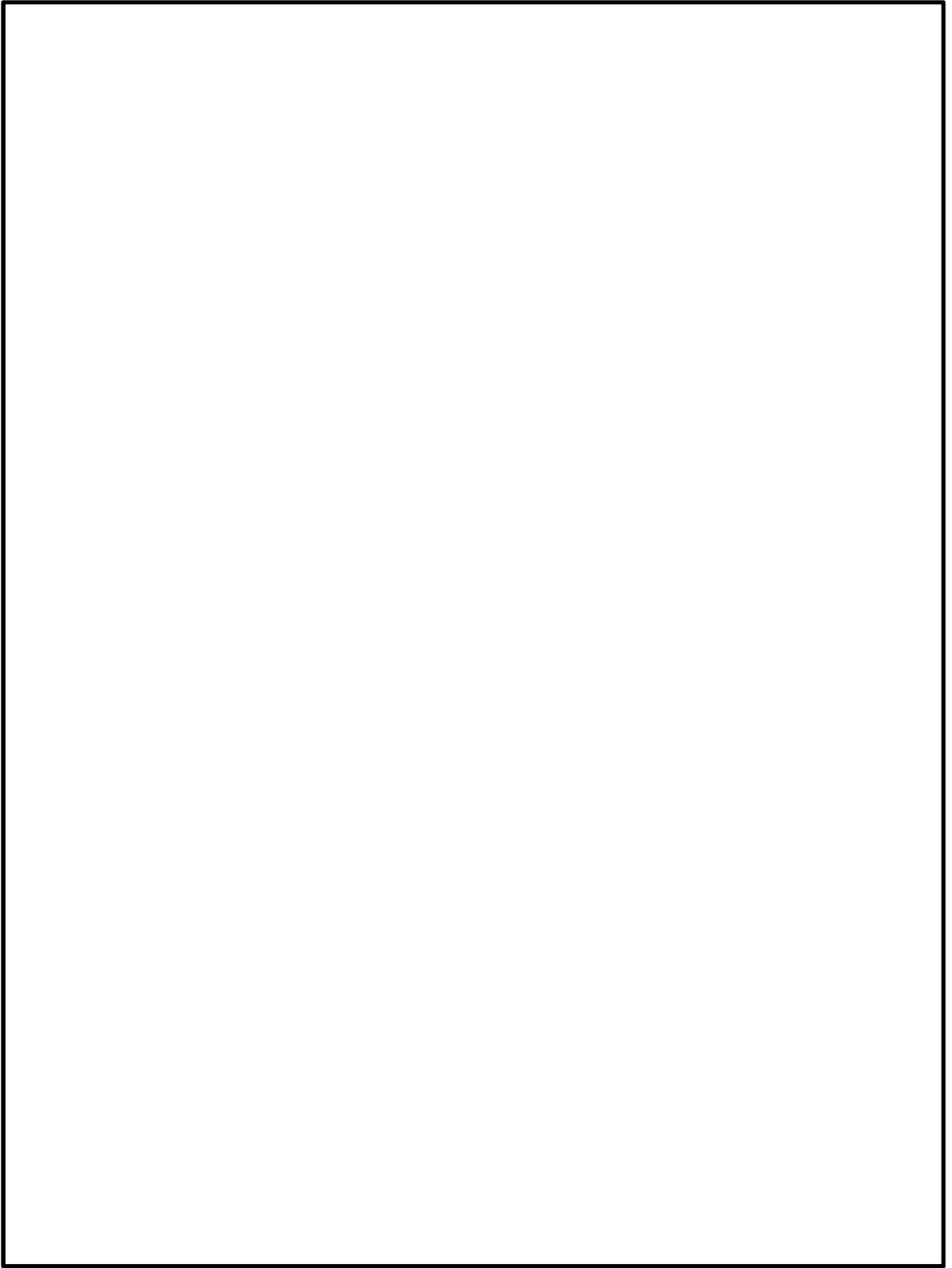
スクラビング水の初期保有水量（系統待機時）は、ベント開始後 24 時間はベンチュリスクラバによる所定の放射性物質の除去性能が得られる水量と、

と、
と設定している。

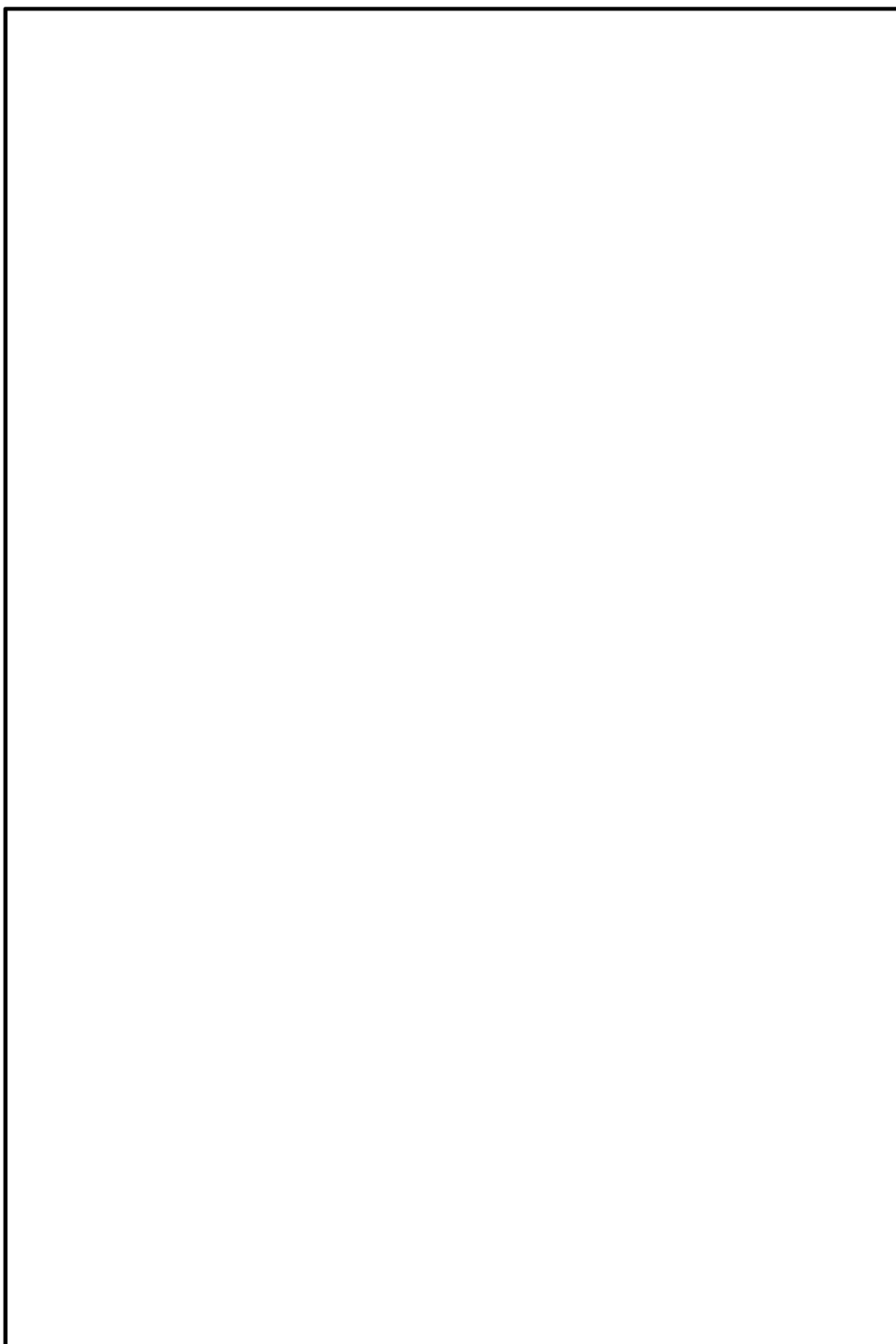
スクラビング水の水量の設定根拠を以下に示す。また、フィルタ装置水位の概略図を第 1 図に示す。

(1) 最大水量について

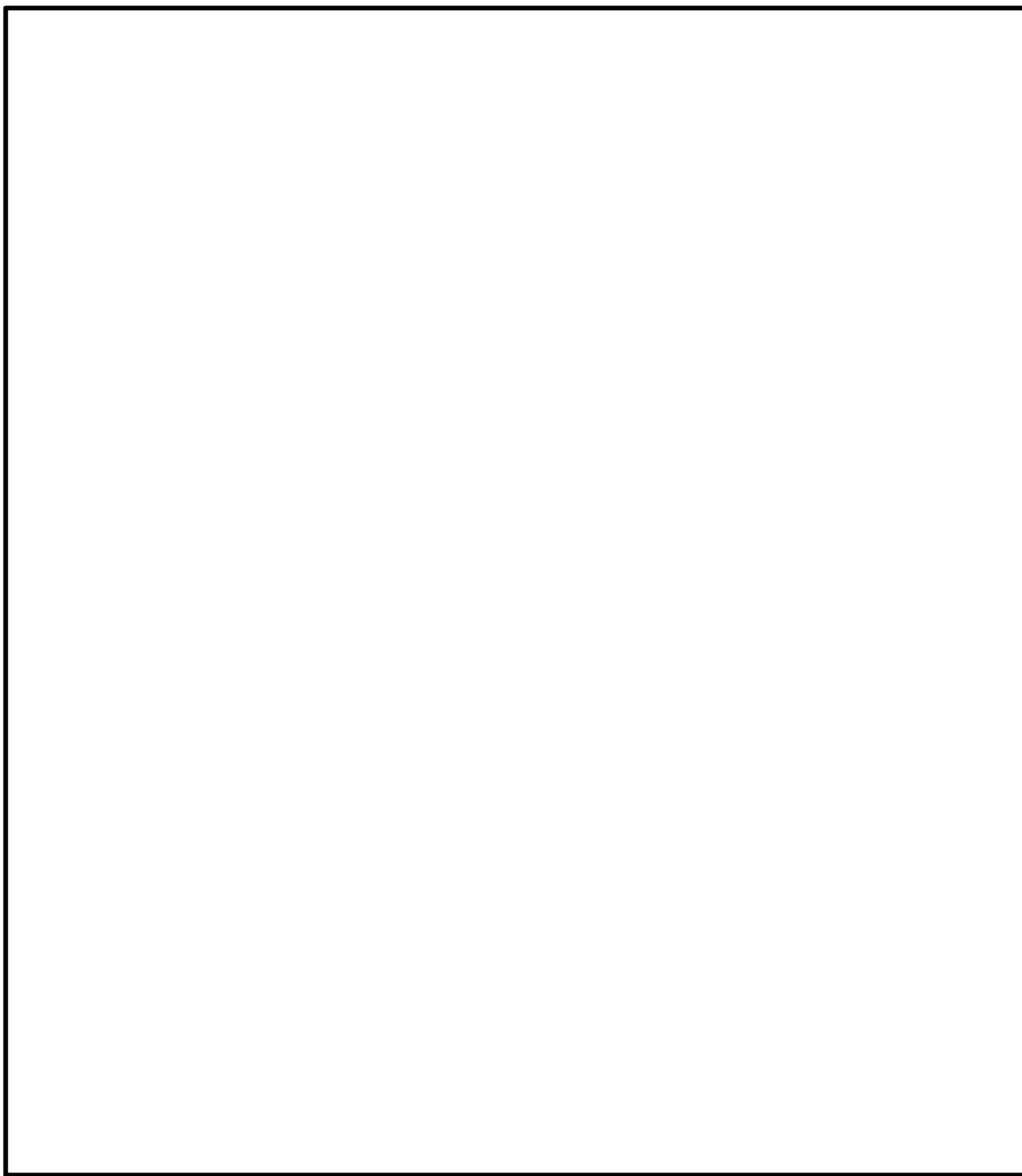




(2) 最小水量について







第 1 図 フィルタ装置水位の概略図

(3) スクラビング水の補給期間について

フィルタ装置の設計条件に基づいているスクラビング水の初期保有水量（フィルタ装置の寸法）は，他の設計条件と同様に，大きな保守性を確保し設定（設計）している。一方，スクラビング水の補給期間は，運用に係るものであり，有効性評価に基づく運用を考慮して評価することとし，有効性評価のうちのベント時間を厳しく評価する大破断 L O C A を想定した「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」におけるフィルタ装置内の発熱量を用いたスクラビング水の水位挙動より評価する（第 1 表）。

スクラビング水の補給期間の評価条件及び評価結果を以下に示す。

【評価条件】

- ・ 初期水位：
- ・ 室温：25℃※¹（系統待機時），65℃※²（ベント実施中）
- ・ ベント時の格納容器圧力：第 2 図のとおり
- ・ フィルタ装置内発熱量：

※1 ベント実施前のスクラビング水の初期水温としても使用。地下の格納容器圧力逃がし装置格納槽にあることを踏まえて設定した値

※2 スクラビング水の蒸発量を多く見込むために高めに設定した値

※3 19 時間ベントの解析結果に N U R E G 補正した格納容器外へ放出された放射性物質（希ガスを除く）の発熱量（約 15kW）に余裕を考慮した値

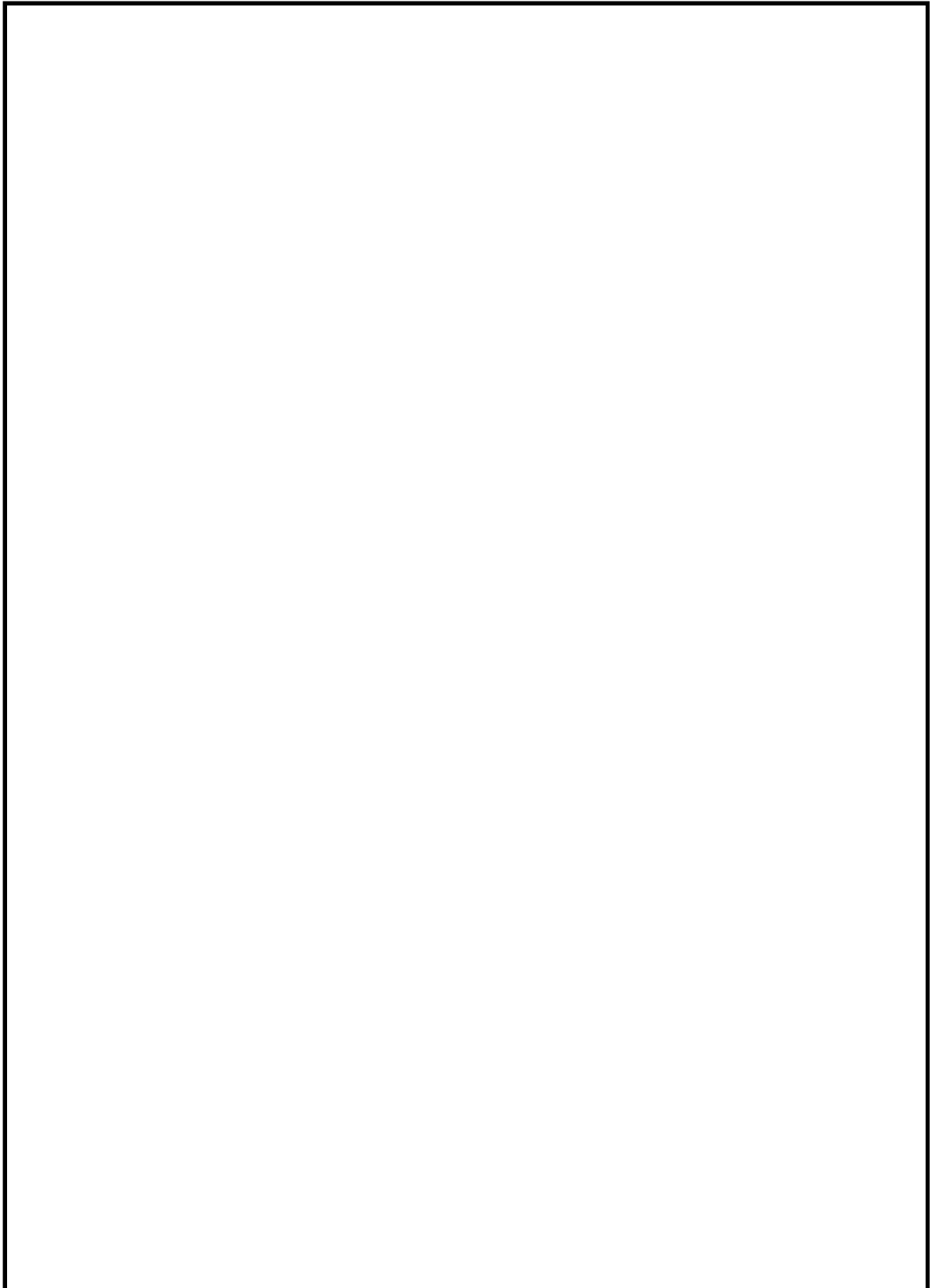
【評価結果】

スクラビング水位の挙動を第3図に示す。より保守的な結果を与えるD/Wベントのケースにおいても、ベント時のスクラビング水位は最高水位、最低水位に至らず、想定事故においては事象発生後7日間（168時間）運転員による水の補給操作は不要となる。

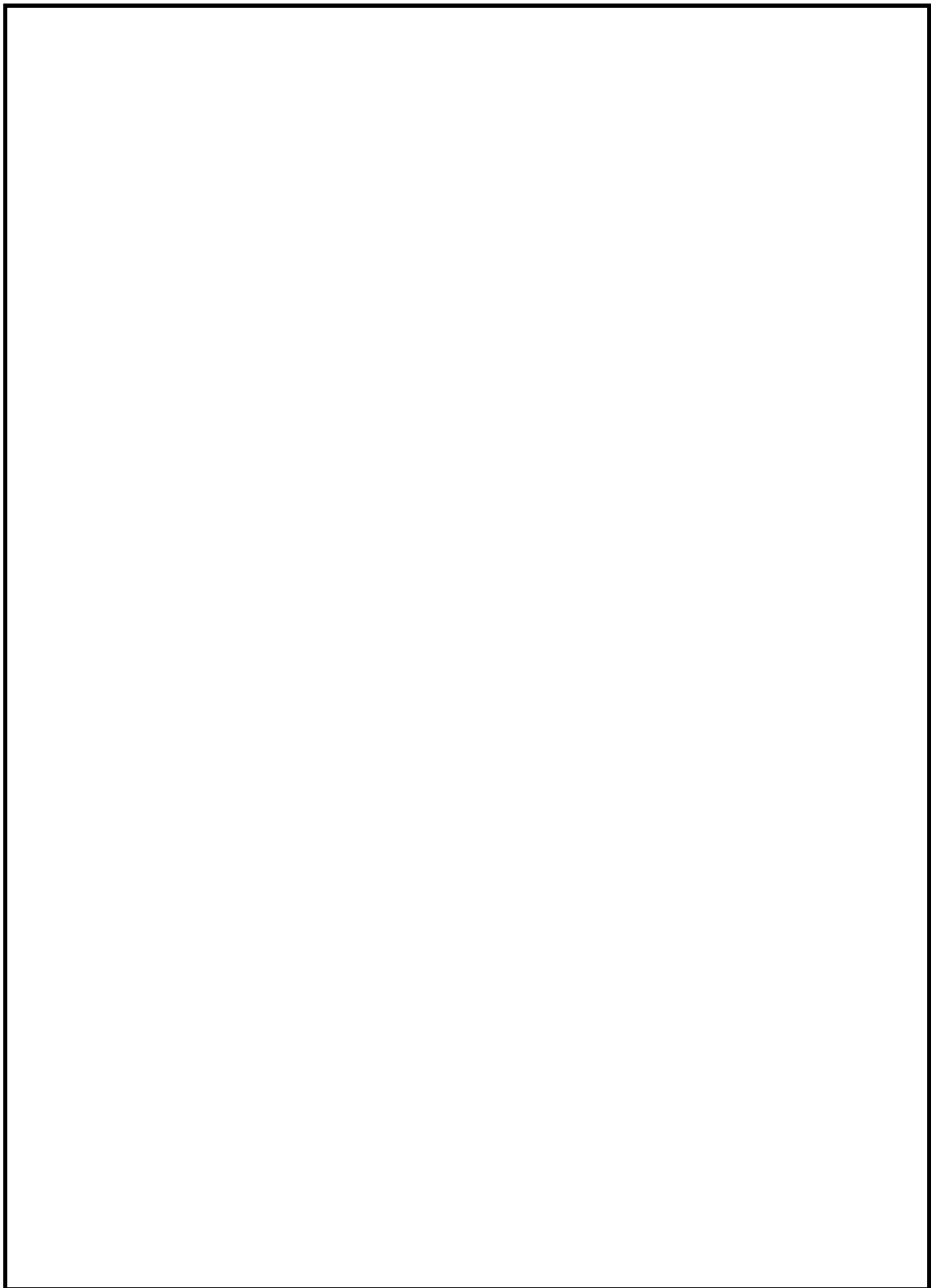
第1表 設備設計と運用の主な条件設定の差異

	設備設計 【フィルタ装置寸法】	運用 【水補給の運用の評価】
ベント時間	2時間～3時間後 【原子炉定格熱出力の1% 相当の時間】	19時間後※ 【有効性評価結果より】
フィルタ装置内 発熱量	500kW 【ベント時間 2時間～3時間ベース】	20kW 【ベント時間 19時間ベース】

※ 水補給の運用の評価のほか、被ばく評価もベント時間19時間ベース



第 2 図 ベント時の圧力推移図（水位計算時）

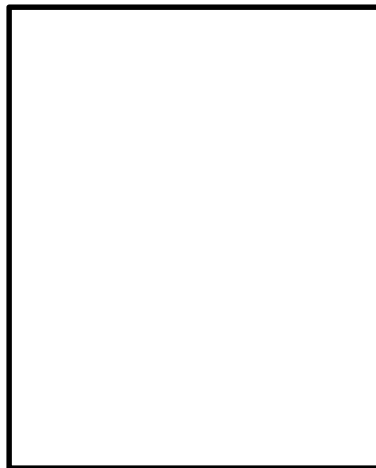


第 3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」
におけるベント時のスクラビング水位の変化

(参考) スクラビング水の下限水位の設定について

スクラビング水位について、ベンチュリノズルの頂部まで水位があれば、設計上期待しているDFが確保できることを以下のとおり確認した。

ベンチュリスクラバは、第4図のようにスクラビング水を微小液滴にしてベントガス中に噴霧させることで除去効率を上げている。



- ①ベンチュリノズル下方よりベントガスが流入
- ②スロート部でベントガス流速が増大
- ③スクラビング水がベントガス中に噴霧（微小液滴）
- ④ガスとスクラビング水が接触する面積が大きくなり除去効率が上がる
- ⑤ベントガス及び液滴は方向を変えられ、スクラビング水中に斜め下に排出

第4図 ベンチュリスクラバにおける除去原理

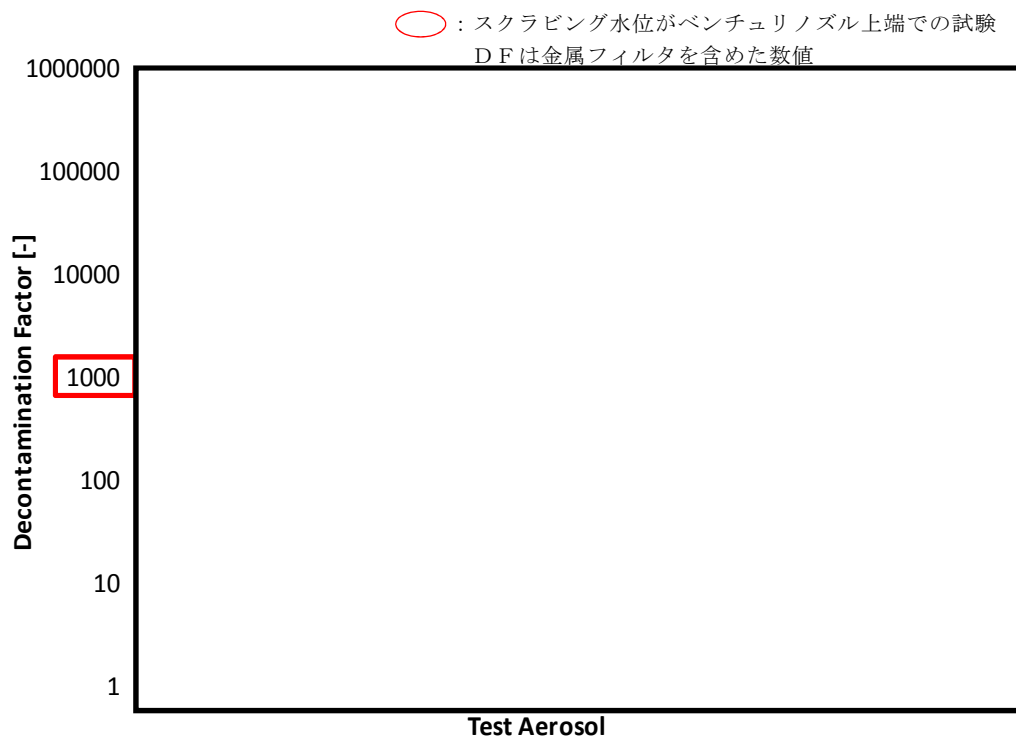
①エアロゾルのDFについて

- ベンチュリスクラバ内のガス流速と水滴速度が異なることで、ガス中のエアロゾルが水滴に衝突し水滴に付着する現象を用いたものであることから、慣性衝突による除去が支配的と考えられる。
- そのメカニズムから、DFに影響するのはガス流速及びエアロゾル粒径であり、水位はベンチュリスクラバによるエアロゾル除去原理が有効となるベンチュリノズル上端以上であればよい。
- JAVA試験によるエアロゾルのDFの結果を第5図及び第6図に示す。図に示すとおり、様々なガス流速と質量中央径が異なるエアロゾルで試験が行われているが、ガス流速及び質量中央径によるDFへの有意な影響

は見られず，スクラビング水位をベンチュリノズル上端とした試験においても，設計条件D F 1,000 以上を十分に確保できている。



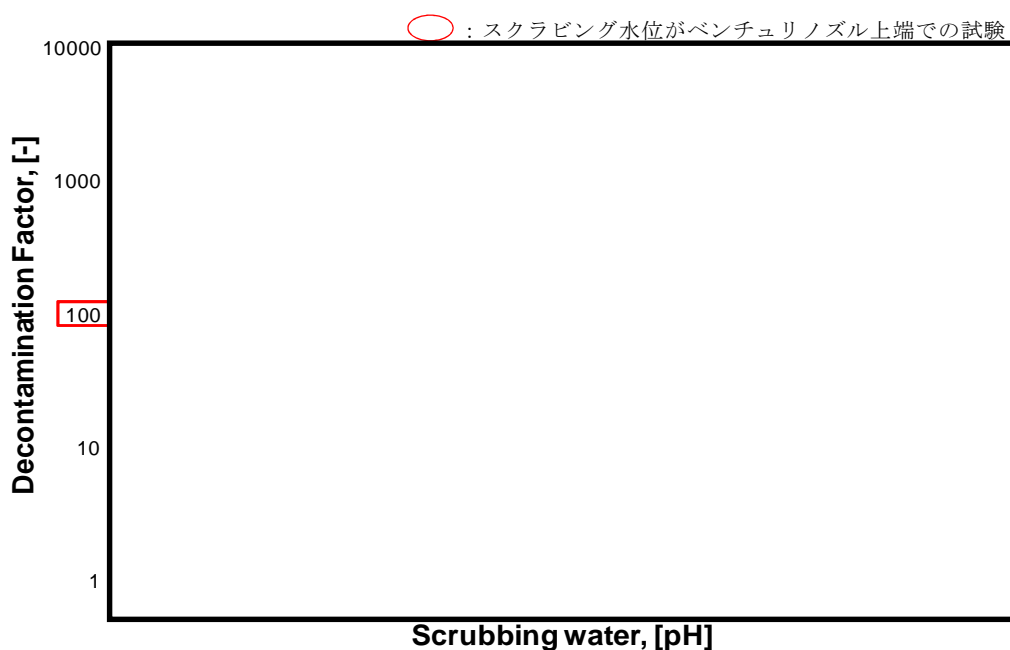
第 5 図 ベンチュリノズル部におけるガス流速とエアロゾルD F の関係



第 6 図 エアロゾルの粒径とエアロゾルD F の関係

②無機よう素のD Fについて

- スクラビング水に添加された薬剤との化学反応により非揮発性のよう素イオンに変化させ，スクラビング水中に捕集・保持することから，スクラビング水のP HがD Fに影響する主要なパラメータであり，水位はベンチュリスクラバによる除去原理が有効となるベンチュリノズル上端以上であればよい。
- JAVA 試験による無機よう素のD Fの結果を第7図に示す。スクラビング水位がベンチュリノズル上端となっている試験は，無機よう素の捕集の観点から厳しい条件である低P Hにおいても，設計条件D F 100 以上を確保できている。



第7図 スクラビング水のP Hと無機よう素D Fの関係

したがって、スクラビング水位の下限水位をベンチュリノズル上端とすることは適切と考える。

実運用における系統待機時（通常時）のスクラビング水位は、ベンチュリノズルの上端（1,325mm）を十分に上回る 2,530mm とし、F Pが多く流入するベント開始初期のスクラビング水位を十分に確保し、ベント中においても、スクラビング水位 1,500mm 以上を確保するようスクラビング水を補給する運用とする。

スクラビング水の p Hについては、待機時に p H13 以上
であることを確認し、ベント中におけるスクラビング水のアルカリ性を維持する運用とする。

(参考) スクラビング水スロッシングの影響について

格納容器圧力逃がし装置のスクラバ容器について、地震時にスロッシングが発生することで、スクラビング水が金属フィルタ下端まで到達する可能性がある。そこで、保守的な評価となるハウスナー理論を用いてスロッシング高さを評価した。

ハウスナー理論により、スロッシング高さ d_{\max} は以下のように算出できる。

$$d_{\max} = \frac{0.408 \cdot R \cdot \coth\left(1.84 \frac{h}{R}\right)}{\frac{g}{\omega_N^2 \cdot \theta_h \cdot R} - 1} = \boxed{} \text{ [mm]}$$

ここで、

$$\omega_N = \sqrt{\frac{1.84}{R} \cdot g \cdot \tanh\left(1.84 \frac{h}{R}\right)} = \boxed{} \text{ [s}^{-1}\text{]}$$

$$\theta_h = 1.534 \cdot \frac{S_A}{\omega_N^2 \cdot R} \cdot \tanh\left(1.84 \frac{h}{R}\right) = \boxed{}$$

R : フィルタ装置容器半径 (内径) $\boxed{}$ [mm]

h : スクラビング水上限水位 $\boxed{}$ [mm]

g : 重力加速度 9,806.65 [mm/s²]

S_A : 応答加速度 $\boxed{}$ [mm/s²]

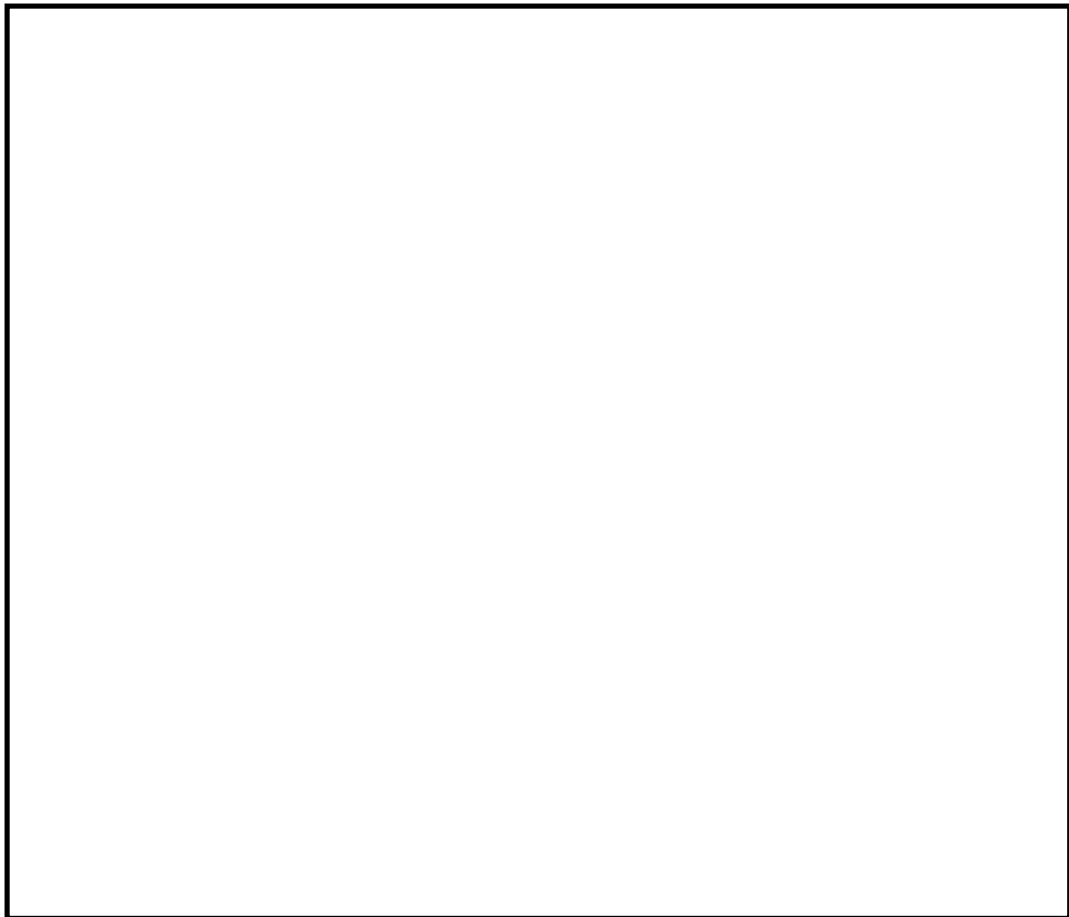
(原子炉建屋の基準地震動 S_s から保守的に設定)

金属フィルタは上限水位から $\boxed{}$ mm 上方に設置しており、スロッシング高さは最大でも $\boxed{}$ mm と算出されることから、スクラビング水は金属フィルタ下端まで到達しない。評価結果を第8図に示す。





また、スロッシング水位が下限水位時にスロッシングが発生すると、ベンチュリノズルは一部気層部に露出し、性能が一時低下するが、露出している時間はベント実施時間と比較して非常に小さく、さらにベンチュリスクラバの後段には金属フィルタも設置していることから、格納容器ベントにより放出される放射性物質のトータル量に影響を与えるものではないと考える。



第8図 スクラビング水スロッシング評価結果

解釈一覧

判断基準の解釈一覧（1／2）

手順			判断基準記載内容	解釈
<p>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）</p>	<p>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</p>	<p>(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</p>	<p>サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達した場合</p>	<p>サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達した場合</p>
			<p>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</p>	<p>原子炉格納容器内の圧力を格納容器ベント準備実施の判断基準である規定圧力（279kPa〔gage〕）以下に維持できない場合</p>
			<p>原子炉圧力容器温度で300℃以上</p>	<p>原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上</p>
		<p>(b) フィルタ装置スクラビング水補給</p>	<p>フィルタ装置水位指示値が1,500mm以下の場合</p>	<p>フィルタ装置水位指示値がフィルタ装置スクラビング水補給開始の判断基準である1,500mm以下の場合</p>
		<p>(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換</p>	<p>原子炉格納容器内の圧力が310kPa〔gage〕（1Pd）未満，原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合</p>	<p>格納容器ベント停止の判断基準である原子炉格納容器内の圧力が310kPa〔gage〕（1Pd）未満，原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合</p>
		<p>(d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換</p>	<p>原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了した場合</p>	<p>窒素ガス補給弁（S／C側及びD／W側）の全閉操作及び第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作終了後</p>
		<p>(e) フィルタ装置スクラビング水移送</p>	<p>フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃以下において，フィルタ装置水位が規定値以上確保されている場合</p>	<p>フィルタ装置スクラビング水温度指示値がフィルタ装置スクラビング水移送開始の判断基準である55℃以下において，フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mm以上確保されている場合</p>

判断基準の解釈一覧 (2/2)

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）	b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位+5.5mに到達
			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	原子炉格納容器内の圧力を格納容器ベント準備実施の判断基準である規定圧力（279kPa〔gage〕）以下に維持できない場合
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
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）	(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）	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位+5.5mに到達
			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	原子炉格納容器内の圧力を格納容器ベント準備実施の判断基準である規定圧力（279kPa〔gage〕）以下に維持できない場合
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
	b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位+5.5mに到達
			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	原子炉格納容器内の圧力を格納容器ベント準備実施の判断基準である規定圧力（279kPa〔gage〕）以下に維持できない場合
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上

操作手順の解釈一覧 (1/3)

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	(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	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位 +6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が外部水源 による格納容器スプレイ停止の判断基準である 通常水位+6.5mに到達
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が格納容器ベント開始の判断基準 である310kPa [gage] (1Pd) に到達
			原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原 子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満	格納容器ベント停止の判断基準である原子炉格 納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉 格納容器内の水素濃度が可燃限界未満
		(b) フィルタ装置スク ラビング水補給	待機時水位下限	待機時水位下限である2,530mm以上
		(c) 原子炉格納容器内 の不活性ガス (窒 素) 置換	原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ~13.7kPa [gage] の間で制御	ドライウエル圧力等にて原子炉格納容器内の圧 力を310kPa [gage] (1Pd) ~13.7kPa [gage] の間で制御
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が不活性ガス (窒素) 注入完了の 判断基準である310kPa [gage] (1Pd) に到達
			原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage] (0.8Pd) 又は原子炉格納容器内の温度が150℃ 到達	格納容器スプレイ開始の判断基準である原子炉 格納容器内の圧力が245kPa [gage] (0.8Pd) 又 は原子炉格納容器内の温度が150℃到達
		(d) フィルタ装置内の 不活性ガス (窒 素) 置換	フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃ 以下	フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃ 以下
		(e) フィルタ装置スク ラビング水移送	フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である 180mmまで低下	フィルタ装置水位指示値が移送ポンプ停止の判 断基準である計測範囲下端の180mmまで低下
			フィルタ装置水位指示値が待機時水位下限であ る2,530mm以上まで水張りされたこと	フィルタ装置水位指示値がスクラビング水補給 停止の判断基準である待機時水位下限の2,530mm 以上まで水張りされたこと
			フィルタ装置入口水素濃度指示値が可燃限界未 満	フィルタ装置入口水素濃度指示値がフィルタ装 置内の不活性ガス (窒素) 置換停止の判断基準 である可燃限界未満

操作手順の解釈一覧 (2/3)

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)	b. 耐圧強化ベント系 による原子炉格納 容器内の減圧及び 除熱	(a) 耐圧強化ベント系 による原子炉格納 容器内の減圧及び 除熱	計器用空気系系統圧力指示値が約0.52MPa [gage] 以下の場合又は計器用空気系系統圧力 指示値が確認できない場合	バックアップ室素供給弁開操作の判断基準であ る計器用空気系系統圧力指示値が約0.52MPa [gage] 以下又は計器用空気系系統圧力指示値 が確認できない場合
			サブプレッション・プール水位指示値が通常水位 +6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が外部水源 による格納容器スプレイ停止の判断基準である 通常水位+6.5mに到達
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が格納容器ベント開始の判断基準 である310kPa [gage] (1Pd) に到達
			原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原 子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満	格納容器ベント停止の判断基準である原子炉格 納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉 格納容器内の水素濃度が可燃限界未満
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)	(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)	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位 +6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が外部水源 による格納容器スプレイ停止の判断基準である 通常水位+6.5mに到達
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が格納容器ベント開始の判断基準 である310kPa [gage] (1Pd) に到達
			原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原 子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満	格納容器ベント停止の判断基準である原子炉格 納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉 格納容器内の水素濃度が可燃限界未満
	b. 耐圧強化ベント系 による原子炉格納 容器内の減圧及び 除熱 (現場操作)	(a) 耐圧強化ベント系 による原子炉格納 容器内の減圧及び 除熱 (現場操作)	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位 +6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が外部水源 による格納容器スプレイ停止の判断基準である 通常水位+6.5mに到達
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェン バ圧力指示値が格納容器ベント開始の判断基準 である310kPa [gage] (1Pd) に到達
			原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原 子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満	格納容器ベント停止の判断基準である原子炉格 納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉 格納容器内の水素濃度が可燃限界未満

操作手順の解釈一覧（3／3）

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）への代替熱輸送	a．緊急用海水系による冷却水確保	—	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）指示値の上昇	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）指示値が約650m ³ ／hまで上昇
			緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）指示値の上昇	緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）指示値が約40m ³ ／hまで上昇
	b．代替残留熱除去系海水系による冷却水確保	—	残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系海水系系統流量指示値が約690m ³ ／hまで上昇
1.5.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順 (1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保	—	—	残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系海水系系統流量指示値が約690m ³ ／hまで上昇

操作の成立性の解釈一覧（1／2）

手順			操作の成立性記載内容	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	(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	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達
			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	原子炉格納容器内の圧力を格納容器ベント準備実施の判断基準である規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合
			サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が外部水源による格納容器スプレイ停止の判断基準である通常水位＋6.5mに到達
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が格納容器ベント開始の判断基準である310kPa [gage]（1Pd）に到達
	b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達
			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	原子炉格納容器内の圧力を格納容器ベント準備実施の判断基準である規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合
			サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が外部水源による格納容器スプレイ停止の判断基準である通常水位＋6.5mに到達
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が格納容器ベント開始の判断基準である310kPa [gage]（1Pd）に到達

操作の成立性の解釈一覧（2／2）

手順			操作の成立性記載内容	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）	(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）	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達
			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	原子炉格納容器内の圧力を格納容器ベント準備実施の判断基準である規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合
			サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が外部水源による格納容器スプレイ停止の判断基準である通常水位＋6.5mに到達
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が格納容器ベント開始の判断基準である310kPa [gage]（1Pd）に到達
	b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	(a) 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達
			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	原子炉格納容器内の圧力を格納容器ベント準備実施の判断基準である規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合
			サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が外部水源による格納容器スプレイ停止の判断基準である通常水位＋6.5mに到達
			ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が格納容器ベント開始の判断基準である310kPa [gage]（1Pd）に到達

弁番号及び弁名称一覧（1／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
耐圧強化ベント系一次隔離弁	（耐圧強化ベント系一次隔離弁）※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）
原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	（原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁）※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）
換気空調系一次隔離弁	C／S排気系統入口弁（E2-8サクションダンパ）	2-26B-13（SB2-14）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階東側（管理区域）
耐圧強化ベント系二次隔離弁	（耐圧強化ベント系二次隔離弁）※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）
原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	FRVS系統入口弁（ドライウエルバージ排気ダンパ）	2-26B-14（SB2-3（A0））	中央制御室
換気空調系二次隔離弁	（換気空調系二次隔離弁）※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）
第一弁（S／C側）	（第一弁（S／C側））※ ¹	—	中央制御室 遠隔手動弁操作設備：原子炉建屋付属棟1階（管理区域）
第一弁（D／W側）	（第一弁（D／W側））※ ¹	—	中央制御室 遠隔手動弁操作設備：原子炉建屋付属棟屋上（非管理区域）
第二弁	（第二弁）※ ¹	—	中央制御室 遠隔手動弁操作設備：原子炉建屋廃棄物処理棟3階（管理区域）
第二弁バイパス弁	（第二弁バイパス弁）※ ¹	—	中央制御室 遠隔手動弁操作設備：原子炉建屋廃棄物処理棟3階（管理区域）
フィルタベント装置補給水ライン元弁	（フィルタベント装置補給水ライン元弁）※ ¹	—	格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室（非管理区域）
窒素ガス補給弁（S／C側）	（窒素ガス補給弁（S／C側））※ ¹	—	原子炉建屋西側地下格納槽（非管理区域）
窒素ガス補給弁（D／W側）	（窒素ガス補給弁（D／W側））※ ¹	—	原子炉建屋西側地下格納槽（非管理区域）
フィルタベント装置窒素供給ライン元弁	（フィルタベント装置窒素供給ライン元弁（D／W側））※ ¹	—	原子炉建屋西側地下格納槽（非管理区域）
	（フィルタベント装置窒素供給ライン元弁（S／C側））※ ¹	—	原子炉建屋西側地下格納槽（非管理区域）
フィルタベント装置移送ライン止め弁	（フィルタベント装置移送ライン止め弁）※ ¹	—	中央制御室 格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室（非管理区域）
フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S／C側）	（フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S／C側））※ ¹	—	原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階（管理区域）
フィルタ装置出口弁	（フィルタ装置出口弁）※ ¹	—	格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室（非管理区域）
バックアップ窒素供給弁	バックアップ窒素ガス供給弁	7-16V800（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階東側（管理区域）
	バックアップ窒素ガス供給弁	7-16V810（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階西側（管理区域）
非常用ガス処理系フィルタトレイン（A）出口弁	SGTSトレイン（A）出口ダンパ	SB2-11A（A0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階東側（管理区域）
非常用ガス処理系フィルタトレイン（B）出口弁	SGTSトレイン（B）出口ダンパ	SB2-11B（A0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階東側（管理区域）

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

弁番号及び弁名称一覧（2／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁	RHR（A）系流量調整弁	E12-F068A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR（A）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁（A）	（残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁（A））※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）
緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁（A）	（緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁（A））※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）
緊急用海水系RHR補機隔離弁（A）	（緊急用海水系RHR補機隔離弁（A））※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階（管理区域）
代替残留熱除去系海水系西側接続口の弁	（代替残留熱除去系海水系西側接続口の弁）※1	－	屋外
代替残留熱除去系海水系A系東側接続口の弁	（代替残留熱除去系海水系A系東側接続口の弁）※1	－	屋外
代替残留熱除去系海水系B系東側接続口の弁	（代替残留熱除去系海水系B系東側接続口の弁）※1	－	屋外

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

手順のリンク先について

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

- ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）手順

＜リンク先＞ 1.4.2.2(2) a . (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱

1.4.2.3(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による
発電用原子炉からの除熱

- ・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）手順

＜リンク先＞ 1.6.2.1(2) a . (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ

1.6.2.1(2) a . (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱

1.6.2.2(2) a . (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ

1.6.2.2(2) a . (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱

1.6.2.3(1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ

1.6.2.3(2) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却

系) によるサプレッション・プールの除熱

- ・ 格納容器圧力逃がし装置及び代替循環冷却系を用いた原子炉格納容器内の除熱手順

<リンク先> 1.7.2.1(1) a . 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

1.7.2.1(1) b . 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

1.7.2.1(2) 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）

- ・ 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度制御手順

<リンク先> 1.9.2.1(2) c . 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御

- ・ 西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順

<リンク先> 1.13.2.1(5) a . 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水（淡水／海水）

1.13.2.1(6) a . 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

1.13.2.1(7) a . 淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水

1.13.2.2(1) a . 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替

注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への
補給（淡水／海水）

1. 13. 2. 2(2) a . 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水
貯水設備への補給（淡水／海水）

- ・ 非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高
圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧
電源車による残留熱除去系海水系ポンプ，緊急用海水ポンプ，移送ポン
プ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに可搬型窒素供給装置と
して使用する窒素供給装置用電源車，常設代替交流電源設備として使用
する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可
搬型代替低圧電源車，非常用交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ
及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順

<リンク先> 1. 14. 2. 1(1) 代替交流電源設備による給電

1. 14. 2. 3(1) a . 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流
電源設備による代替所内電気設備への給
電

1. 14. 2. 6(1) a . 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給
油

1. 14. 2. 6(1) b . 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

1. 14. 2. 7(1) 非常用交流電源設備による非常用所内電気設
備への給電

1. 14. 2. 7(3) 軽油貯蔵タンクから 2 C ・ 2 D 非常用ディー
ゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディー
ゼル発電機への給油

- ・ 操作の判断, 確認に係る計装設備に関する手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

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と自主対策設備

b. 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) 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) 格納容器代替除熱

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と自主対策設備

c. 手順等

1.6.2 重大事故等時の手順

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（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

b. 重大事故等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) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ
- (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.2 原子炉格納容器の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（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

b. 格納容器代替除熱

- (a) ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱

c. 重大事故等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) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ
- (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱

b. 重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順

- (1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ
- (2) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱

1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.6.1 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 自主対策設備仕様

添付資料1.6.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.6.4 重大事故対策の成立性

1. 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

- (1) 系統構成

2. 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ

- (1) 系統構成

3. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

- (1) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）
- (2) 系統構成

添付資料1.6.5 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブ

レッシュン・プールの除熱における手順着手の判断基準の設定
根拠について

添付資料1.6.6 炉心損傷及び原子炉压力容器破損後の注水及び除熱の考え方
について

添付資料1.6.7 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について

添付資料1.6.8 解釈一覧

添付資料1.6.9 手順のリンク先について

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。

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能は、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、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する。

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する。

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処設備として、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）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（第1.6－1図）。

重大事故等対処設備のほかに，柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備^{※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，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

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系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド
- ・ 原子炉格納容器

- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プールの除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 非常用交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

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系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）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残留熱除去系海水系の故障を想定する。

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第1.6－1表に整理する。

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系）の故障により原子炉格納容器内の除熱ができない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、消火系、補給水系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内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（常設）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（常設）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。

- ・ 常設低圧代替注水系ポンプ
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ 低圧代替注水系配管・弁
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 B 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
- ・ 燃料給油設備

(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

- ・ろ過水貯蔵タンク
- ・多目的タンク
- ・消火系配管・弁
- ・残留熱除去系 B 系配管・弁・スプレイヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

(iii) 補給水系による原子炉格納容器内の冷却

補給水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
- ・復水貯蔵タンク
- ・補給水系配管・弁
- ・消火系配管・弁
- ・残留熱除去系 B 系配管・弁・スプレイヘッド
- ・原子炉格納容器
- ・非常用交流電源設備
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

(iv) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容

器内の冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替注水中型ポンプ
- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・西側淡水貯水設備
- ・代替淡水貯槽
- ・ホース
- ・低圧代替注水系配管・弁
- ・代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁
- ・残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ
- ・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
- ・燃料給油設備

なお、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は、西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽の淡水だけでなく、海水も利用できる。

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、常設低圧代替注水系ポンプ、代替淡水貯槽、低圧代替注水系配管・弁、代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁、残留熱除去系 B 系配管・弁・スプレイヘッダ、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、可搬型代替注水大型ポンプ、可搬型代替注水中型ポンプ、西側淡水貯水設備、ホース、残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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，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系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が故障した場合においても，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，自主対策設備として位置付ける。あわせて，その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水貯蔵タンク，多目的タンク，消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが，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。

- ・復水移送ポンプ，復水貯蔵タンク，補給水系配管・弁

耐震性は確保されていないが，使用可能であれば原子炉格納容器内を冷却する手段として有効である。

(添付資料1.6.2)

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i) 復旧

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により，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系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，「(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緊急用メタル

クラッド開閉装置（以下「メタルクラッド開閉装置」を「M/C」という。）を受電した後，緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給し，残留熱除去系海水系，緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を復旧し，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系）の復旧

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系）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 緊急用海水系ストレーナ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ ホース
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

（ii） 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・プー

ル冷却系)の復旧

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・プール冷却系)の復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・残留熱除去系ポンプ
- ・サブプレッション・チェンバ
- ・残留熱除去系熱交換器
- ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・原子炉格納容器
- ・残留熱除去系海水系ポンプ
- ・残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・緊急用海水ポンプ
- ・緊急用海水系ストレーナ
- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ホース
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

復旧で使用する設備のうち、残留熱除去系ポンプ、サブプレッション・チェンバ、残留熱除去系熱交換器、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド、原子炉格納容器、残留熱除去系海水系ポンプ、残留熱除去系海水系ストレーナ、緊急用海水ポンプ、緊急用海水系ストレーナ、常設代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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，全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系が故障した場合においても，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，自主対策設備として位置付ける。あわせて，その理由を示す。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ，ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり，使用できない場合があるが，可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）が使用可能となれば，原子炉格納容器内を除熱する手段として有効である。

(添付資料1.6.2)

b．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) 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

炉心の著しい損傷が発生した場合において，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系）の故障により原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，代替格納容器スプレイ冷却系（常設），消火系，補給水系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内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，原子炉圧力容器の破損前に代替格納容器スプレイを実施する

ことで、原子炉格納容器内の温度上昇を抑制し、逃がし安全弁の環境条件を緩和することができる。

これらの対応手段で使用する設備は、「a. (a) i) 代替格納容器スプレイ」で選定した設備と同様である。

ii) 格納容器代替除熱

非常用交流電源設備を用いてM/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給することで原子炉補機冷却系を復旧し、ドライウェル内ガス冷却装置により原子炉格納容器内の除熱を行う手段がある。

(i) ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱

ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・ドライウェル内ガス冷却装置送風機
- ・ドライウェル内ガス冷却装置冷却コイル
- ・原子炉格納容器
- ・原子炉補機冷却系
- ・非常用交流電源設備
- ・燃料給油設備

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付けは、「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、炉心の著しい損傷が発生した場合において、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系）が故障した場合においても、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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水貯蔵タンク、多目的タンク、消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、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し、放射性物質の濃度を低下させる手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ、復水貯蔵タンク、補給水系配管・弁

耐震性は確保されていないが、使用可能であれば、原子炉格納容器内を冷却し、放射性物質の濃度を低下させる手段として有効である。

- ・ドライウェル内ガス冷却装置

耐震性は確保されていないが、非常用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ェル内ガス冷却装置送風機の起動が可能である場合、原子炉格納容器内を除熱する手段として有効である。

また、ドライウェル内ガス冷却装置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、ドライウェル内ガス冷却装置冷却コイルの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。

(添付資料 1.6.2)

(b) サポート系故障時の対応手段及び設備

i) 復旧

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が使用できない場合は、「(a) i) 代替格納容器スプレー」及び「(a) ii) 格納容器代替除熱」の手段に加え、常設代替交流電源設備を用いて緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dへ電源を供給し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を復旧し、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手段がある。

これらの対応手段で使用する設備は、「a. (b) i) 復旧」で選定した設備と同様である。

ii) 重大事故等対処設備と自主対策設備

復旧で使用する設備において、重大事故等対処設備及び自主対策設備の位置付けは、「a. (b) 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系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により使用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系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を復旧し，原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させることができる。

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，運転員等※²及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」，「非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）」，「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策要領」に定める（第1.6－1表）。

また，重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.6－2表，第1.6－3表）。

※² 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

(添付資料1.6.3)

1.6.2 重大事故等時の手順

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（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が故障により使用できない場合は、代替淡水貯槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は外部水源による原子炉格納容器内へのスプレイでのサブレッション・プール水位の上昇及び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又はスプレイの起動／停止を行う。

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合※¹で、原子炉格納容器内への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（代替淡水貯槽）が確保されている場合。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6－4表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へ

のスプレイ手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.6－2図から第1.6－3図及び第1.6－5図に、概要図を第1.6－9図に、タイムチャートを第1.6－10図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な残留熱除去系B系D／Wスプレイ弁の電源切替え操作を実施するとともに、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な電動弁の電源が確保されたこと、並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。

③運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の使用モードを選択し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の起動操作を実施した後、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約2.0MPa [gage] 以上であることを確認する。

④運転員等は中央制御室にて、常設低圧代替注水系系統分離弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁が自動開したことを確認し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑤発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 B 系 D／W スプレ
イ弁の全開操作を実施し、原子炉格納容器内へのスプレ
イを開始する。

⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器へのスプレ
イを開始されたことを低圧代替注水系格納容器スプレ
イ流量（常
設ライン用）の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低
下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、発電
長に報告する。

なお、原子炉格納容器内へのスプレ
イ制御に関する判断基準
（第1.6－6表）に従い、サブプレッション・チェンバ圧力の制
御範囲内で、連続スプレ
イによる原子炉格納容器内へのスプレ
イの制御を実施する。

また、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル内ガス
冷却装置戻り温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又
はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内
へのスプレ
イ停止の判断基準（第 1.6－4 表）に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレ
イを停止する。その後、ド
ライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウ
ェル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又は
サブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へ
のスプレ
イ起動の判断基準（第 1.6－4 表）に再度到達し、サ
ブプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのス
プレ
イ停止の判断基準（第 1.6－4 表）に到達していない場合は、原子炉格納容器内へのスプレ
イを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレ
イ実施中に原子炉圧力容器へ

の注水が必要となった場合は、残留熱除去系 B 系 D／W ス
プレイ弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系 B 系注入弁の
全開操作を実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）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スプレイ冷却系（常
設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで11分以内で可能
である。

(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が故障により使用でき
ず、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内に
スプレイできない場合は、ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源
とした消火系により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は外部水源による原子炉格納容器内へのスプレイで
のサプレッション・プール水位の上昇及び原子炉格納容器内の圧力が
負圧とならないように、スプレイの起動／停止を行う。

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び代替格納容器ス
プレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイができ
ず、消火系が使用可能な場合※¹で、原子炉格納容器内へのスプレ
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、電源、燃料及び水源（ろ過水貯蔵タンク
又は多目的タンク）が確保されている場合。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」と

は、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

ii) 操作手順

消火系による原子炉格納容器内への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第1.6-2図から第1.6-5図に、概要図を第1.6-11図に、タイムチャートを第1.6-12図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、消火系による原子炉格納容器内への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等にて確認する。

③運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁の全閉操作を実施する。

④発電長は、運転員等に消火系による原子炉格納容器内への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指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、ディーゼル駆動消火ポンプを起動し、消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約 0.79MPa [gage] 以上であることを確認する。

⑥発電長は、原子炉格納容器内のスプレイ先を第 1.6-4 表に基づきドライウェル又はサプレッション・チェンバを選択し、

運転員等に系統構成を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、残留熱除去系B系消火系ライン弁の全開操作を実施する。

⑧発電長は、運転員等に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始を指示する。

⑨運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系B系D／Wスプレイ弁又は残留熱除去系B系S／Cスプレイ弁を全開とし、原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを残留熱除去系系統流量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、発電長に報告する。

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイは、流量調整が不可能である。

なお、原子炉格納容器内へのスプレイ制御に関する判断基準（第1.6－6表）に従い、サブプレッション・チェンバ圧力の制御範囲内で、連続スプレイによる原子炉格納容器内へのスプレイの制御を実施する。

また、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウエル内ガス冷却装置戻り温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第1.6－4表）に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウ

エル雰囲気温度，サプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサプレッション・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達し，サプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第 1.6-4 表）に到達していない場合は，原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は，残留熱除去系 B 系 D/W スプレイ弁及び残留熱除去系 B 系 S/C スプレイ弁の全閉操作を実施後，残留熱除去系 B 系注入弁の全開操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は，運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで58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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.6.4）

(c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が故障により使用できず，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び消火系による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は，復水貯蔵タンクを水源とした補給水系により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は外部水源による原子炉格納容器内へのスプレイでのサブプレッション・プール水位の上昇及び原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレイ起動／停止を行う。

i) 手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び消火系による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において、補給水系が使用可能な場合※¹で、原子炉格納容器内への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（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6－4表）に達した場合。

ii) 操作手順

補給水系による原子炉格納容器内への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第1.6－2図から第1.6－5図に、概要図を第1.6－13図に、タイムチャートを第1.6－14図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、補給水系による原子炉格納容器内への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等にて確認する。

③発電長は、災害対策本部長代理に連絡配管閉止フランジの切替えを依頼する。

④災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に連絡配管閉止フランジの切替えを指示する。

⑤重大事故等対応要員は、連絡配管閉止フランジの切替えを実施し、災害対策本部長代理に連絡配管閉止フランジの切替えが完了したことを報告する。また、災害対策本部長代理は、発電長に報告する。

⑥運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、補給水系－消火系連絡ライン止め弁の全開操作を実施する。

⑦運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁の全開操作を実施する。

⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 B 系消火系ライン弁の全開操作を実施する。

⑨発電長は、運転員等に復水移送ポンプの起動を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、復水移送ポンプを起動し、復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.84MPa [gage] 以上であることを確認する。

⑪発電長は、運転員等に補給水系による原子炉格納容器内へのスプレー開始を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 B 系 D / W スプレー弁又は残留熱除去系 B 系 S / C スプレー弁の全開操作を実施する。

⑬運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内へのスプレー

が開始されたことを残留熱除去系系統流量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器内の水位の上昇により確認し、発電長に報告する。

補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイは、流量調整が不可能である。

なお、原子炉格納容器内へのスプレイ制御に関する判断基準（第 1.6-6 表）に従い、サブプレッション・チェンバ圧力の制御範囲内で、連続スプレイによる原子炉格納容器内へのスプレイの制御を実施する。また、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル内ガス冷却装置戻り温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第 1.6-4 表）に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達し、サブプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第 1.6-4 表）に到達していない場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、残留熱除去系 B 系 D/W スプレイ弁又は残留熱除去系 B 系 S/C スプレイ弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系 B 系注入弁の全開操作を実施

し、原子炉圧力容器へ注水する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補給水系による原子炉格納容器内へのスプレー開始まで111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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.6.4）

(d) 代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレー（淡水／海水）

残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）が故障により使用できず、代替格納容器スプレー冷却系（常設）、消火系及び補給水系により原子炉格納容器内へのスプレーができない場合は、代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレーする。

スプレー作動後は外部水源による原子炉格納容器内へのスプレーでのサブプレッション・プール水位の上昇及び原子炉格納容器内の圧力が負圧とならないように、スプレー流量の調整又はスプレーの起動／停止を行う。

なお、本手順はプラント状況や周辺の現場状況により可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの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（格納容器スプレー冷却系）による原子炉格納容器

内へのスプレーができない場合において、代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）が使用可能な場合※¹で、原子炉格納容器内へのスプレー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（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合。

※2：「原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達」とは，ドライウェル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル雰囲気温度，サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第1.6－4表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレー手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.6－2 図から第1.6－3 図及び第1.6－5 図に，概要図を第1.6－15 図及び第1.6－17 図に，タイムチャートを第1.6－16 図及び第1.6－18 図に示す（残留熱除去系B系配管を使用する原子炉建屋西側接続口，高所西側接続口又は高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレー及び残留熱除去系A系配管を使用する原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレーの手順は，手順⑤以外は同様。）。

【交流動力電源が確保されている場合】

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長代理に低圧代替注水系配管・弁の接続口への代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）の接続を依頼する。

②発電長は、運転員等に残留熱除去系 B 系配管又は残留熱除去系 A 系配管を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

③運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な残留熱除去系 B 系 D／W スプレイ弁又は残留熱除去系 A 系 D／W スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。また、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内への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等にて確認する。

④発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成開始を指示する。

⑤^a 残留熱除去系 B 系配管を使用した原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口又は高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、残留熱除去系 B 系 D／W スプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁の全開操作を実施し、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

- ⑤^b 残留熱除去系 A 系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合
- 運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として、残留熱除去系 A 系 D/W スプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁の全開操作を実施し、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。
- ⑥ 発電長は、災害対策本部長代理に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイのための原子炉建屋原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑦ 災害対策本部長代理は、発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告するとともに、重大事故等対応要員に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。
- ⑧ 発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの確認を指示する。
- ⑨ 重大事故等対応要員は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、原子炉建屋西側接続口、高

所西側接続口，高所東側接続口又は原子炉建屋東側接続口の弁の全開操作を実施し，送水開始について災害対策本部長代理に報告する。また，災害対策本部長代理は発電長に報告する。

- ⑩運転員等は中央制御室にて，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）又は低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）の上昇，原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器の水位の上昇により確認し，発電長に報告する。

なお，原子炉格納容器内へのスプレイ制御に関する判断基準（第 1.6－6 表）に従い，サブプレッション・チェンバ圧力の制御範囲内で，連続スプレイによる原子炉格納容器内へのスプレイの制御を実施する。また，サブプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル内ガス冷却装置戻り温度，サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第 1.6－4 表）に到達した場合は，原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後，ドライウェル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル雰囲気温度，サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6－4 表）に再度到達し，サブプレッション・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第 1.6－4 表）に到達していない場合は，原子炉格納容器内へのスプレ

イを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、残留熱除去系B系D／Wスプレイ弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系B系注入弁の全開操作を実施又は残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系A系注入弁の全開操作を実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

- ⑪発電長は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

【全交流動力電源が喪失している場合】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に低圧代替注水系配管・弁の接続口への代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の接続を依頼する。
- ②発電長は、運転員等に残留熱除去系B系配管又は残留熱除去系A系配管を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ③運転員等は中央制御室にて、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ④発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成開始を指示する。

⑤^a 残留熱除去系 B 系配管を使用した原子炉建屋西側接続口，高所西側接続口又は高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合

運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて，残留熱除去系 B 系 D／W スプレイ弁，代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁の全開操作を実施し，発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑤^b 残留熱除去系 A 系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合

運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて，残留熱除去系 A 系 D／W スプレイ弁，代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁の全開操作を実施し，発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑥ 発電長は，災害対策本部長代理に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイのための原子炉建屋原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。

⑦ 災害対策本部長代理は，発電長に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告するとともに，重大事故等対応要員に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑧重大事故等対応要員は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口、高所東側接続口又は原子炉建屋東側接続口の弁を全開とし、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は、発電長に報告する。

⑨発電長は、運転員等に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの確認を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）又は低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下並びに原子炉格納容器の水位の上昇により確認し、発電長に報告する。

なお、原子炉格納容器内へのスプレイ制御に関する判断基準（第 1.6－6 表）に従い、サブプレッション・チェンバ圧力の制御範囲内で、連続スプレイによる原子炉格納容器内へのスプレイの制御を実施する。また、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル内ガス冷却装置戻り温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第

1.6-4 表) に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレ
イを停止するよう運転員等に指示する。その後、ドライウェ
ル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰
囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレ
ッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレ
イ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達し、サブプレシ
ョン・プール水位指示値が原子炉格納容器内へのスプレイ停
止の判断基準（第 1.6-4 表）に到達していない場合は、原子
炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレイ実施中に原子炉圧力容器へ
の注水が必要となった場合は、残留熱除去系 B 系 D/W ス
プレイ弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系 B 系注入弁の
全開操作を実施又は残留熱除去系 A 系 D/W スプレイ弁の
全閉操作を実施後、残留熱除去系 A 系注入弁の全開操作を
実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

⑪発電長は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原
子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを災害対策本
部長代理に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷
却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始までの必
要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【交流動力電源が確保されている場合】

【中央制御室からの操作（残留熱除去系 B 系配管を使用した高所東
側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水

源：代替淡水貯槽)

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

【交流動力電源が喪失している場合】

【現場操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：代替淡水貯

槽)

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系 B 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系 A 系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の作業は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系 A 系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の作業は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて実施した場合、320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。代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水

大型ポンプ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、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料1.6.4)

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.6-29図に示す。

外部電源、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交流動力電源が確保できた場合、代替淡水貯槽が使用可能であれば代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。代替淡水貯槽が使用できない場合、消火系、補給水系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

交流動力電源が確保できない場合、現場での手動操作により系統構成を実施し、消火系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段については、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段と同時並行で準備する。

また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、消火系、補給水系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の手段のうち原子炉格納容器内へのスプレイ可能な系統1系統以上を起動し、原子炉格納容器内へのスプレイのための系統構成が完了した時点で、その手段による原子炉格納

容器内へのスプレイを開始する。

なお、消火系による原子炉格納容器内へのスプレイは、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貯蔵タンク又は多目的タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。また、補給水系は連絡配管閉止フランジの切替えに時間を要することから、消火系による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合に実施する。

(添付資料1.6.6, 添付資料1.6.7)

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）にて原子炉格納容器内にスプレイする。

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、スプレイの起動／停止を行う。

なお、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また、残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順は「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。

i) 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dの受電が完了し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能な状態^{※1}に復旧された場合で、原子炉格納容器内への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、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：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6-4表）に達した場合。

ii) 操作手順

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）A系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。（残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）B系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順も同様。）。手順の対応フローを第1.6-2図から第1.6-5図に、概要図を第1.6-19図に、タイムチャートを第1.6-20図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）A系による原子炉格納容器内への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、並びに冷却水が確保されていることを状態表示等にて確認する。

③運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）の起動操作を実施し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上であることを確認後、発電長に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

④発電長は、運転員等に原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6－4表）に基づき原子炉格納容器内へのスプレイ先を選択し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。

⑤^a D／Wスプレイ又はS／Cスプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁又は残留熱除去系A系S／Cスプレイ弁を全開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑤^b D／Wスプレイ及びS／Cスプレイの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁及び残留熱除去系A系S／Cスプレイ弁を全開として原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁を全閉とする。

⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを残留熱除去系系統流量の上昇並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し、発電長に報告する。残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイは、流量調整が不可能である。

なお、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル内ガス冷却装置戻り温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ停止の判断基準（第 1.6-4 表）に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第 1.6-4 表）に再度到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレイ実施中に原子炉圧力容器への注水が必要となった場合は、残留熱除去系 A 系 D/W スプレイ弁及び S/C スプレイ弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系 A 系注入弁の全開操作を実施し、原子炉圧力容器へ注水する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで 7 分以内で可

能である。

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブレーション・プールの除熱

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により，残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）によるサブレーション・プールの除熱ができない場合は，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系の電源を復旧し，残留熱除去系海水系，緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系より冷却水を確保することで，残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）にてサブレーション・プールの除熱を実施する。

なお，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また，残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順については「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。

i) 手順着手の判断基準

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により緊急用M/Cを受電した後，緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dの受電が完了し，残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）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，冷却水及び水源（サブレーション・チェンバ）が確保されている状態。

（添付資料 1.6.5）

ii) 操作手順

残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）A系電源復旧後

のサプレッション・プールの除熱手順の概要は以下のとおり。（残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）B系によるサプレッション・プールの除熱手順も同様。）。

手順の対応フローを第1.6-4図に、概要図を第1.6-21図に、タイムチャートを第1.6-22図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）A系によるサプレッション・プールの除熱の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）A系によるサプレッション・プールの除熱に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていること、並びに冷却水が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）の起動操作を実施する。
- ④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上であることを確認後、発電長に残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）A系によるサプレッション・プールの除熱の準備完了を報告する。
- ⑤発電長は、運転員等に残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）A系によるサプレッション・プールの除熱開始を指示する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系A系テスト弁の開及び残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁を全閉とし、残留熱除去系系統流量の上昇及びサプレッション・プール水の

温度の低下によりサブプレッション・プール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、運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）A系によるサブプレッション・プールの除熱開始まで2分以内で可能である。

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.6-29図に示す。

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により交流動力電源が確保できた場合、残留熱除去系海水系の運転が可能であれば残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。残留熱除去系海水系の運転ができない場合は、緊急用海水系を運転し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による原子炉格納容器内の除熱を実施する。緊急用海水系が運転できない場合は、代替残留熱除去系海水系を設置し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による原子炉格納容器内の除熱を実施するが、代替残留熱除去系海水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冷却系（常設）等により原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。

（添付資料1.6.6，添付資料1.6.7）

1.6.2.2 原子炉格納容器の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（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

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（格納容器スプレイ冷却系）が故障により使用できない場合は、代替淡水貯槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。

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（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイができず、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）が使用可能な場合^{※2}で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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（代替淡水貯槽）が確保されている場合。

※3：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6－5表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へ

のスプレイについては、「1.6.2.1(1) a. (a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。ただし、スプレイの停止及び再開は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6-5表）に従い実施する。原子炉格納容器内へのスプレイの制御は、原子炉格納容器内へのスプレイ制御に関する判断基準（第1.6-7表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図から第1.6-8図に示す。また、概要図は第1.6-9図、タイムチャートは第1.6-10図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）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スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで11分以内で可能である。

(b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

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（格納容器スプレイ冷却系）が故障により使用できず、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は、ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は外部水源による原子炉格納容器内へのスプレイでのサプレッション・プール水位の上昇を考慮し、原子炉格納容器内へのスプレイの起動／停止を行う。

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（格納容器スプレー冷却系）及び代替格納容器スプレー冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレーができず、消火系が使用可能な場合^{※²}で、原子炉格納容器内へのスプレー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：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：設備に異常がなく、電源、燃料及び水源（ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）が確保されている場合。

※3：「原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第1.6－5表）に達した場合。

ii) 操作手順

消火系による原子炉格納容器内へのスプレー手順については、「1.6.2.1(1) a. (b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレー」の操作手順と同様である。ただし、スプレーの停止及び再開は、原子炉格納容器内へのスプレー起動・停止の判断基準（第1.6－5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6－6図から第1.6－8図に示す。また、概要図は第1.6－11図、タイムチャートは第1.6－12図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）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格納容器内へのスプレイ開始まで58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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.6.4）

(c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が故障により使用できず、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び消火系による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は、復水貯蔵タンクを水源とした補給水系により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は外部水源による原子炉格納容器内へのスプレイでのサプレッション・プール水位の上昇を考慮し、原子炉格納容器内へのスプレイの起動／停止を行う。

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（格納容器スプレイ冷却系）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び消火系による原子炉格納容器内へのスプレイができず、補給水系が使用可能な場合^{※2}で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当の

ガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。

※3：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6－5表）に達した場合。

ii) 操作手順

補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順については、「1.6.2.1(1) a. (c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。ただし、原子炉格納容器内へのスプレイの停止及び再開は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6－5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6－6図から第1.6－8図に示す。また、概要図は第1.6－13図、タイムチャートは第1.6－14図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで111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。室温は通常運転時と同程度である。

- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

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（格納容器スプレイ冷却系）が故障により使用できず、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、消火系及び補給水系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

スプレイ作動後は外部水源による原子炉格納容器内へのスプレイでのサプレッション・プール水位の上昇を考慮し、原子炉格納容器内へのスプレイの流量調整又はスプレイの起動／停止を行う。

なお、本手順はプラント状況や周辺の現場状況により可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの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（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイができず、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：設備に異常がなく，電源，燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合。

※3：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは，原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6－5表）に達した場合。

ii) 操作手順

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイについては，「1.6.2.1(1) a. (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）」の操作手順のうち【交流動力電源が確保されている場合】の操作手順と同様である。ただし，原子炉格納容器内へのスプレイの停止及び再開は，原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6－5表）に従い実施する。原子炉格納容器内へのスプレイの制御は，原子炉格納容器内へのスプレイ制御に関する判断基準（第1.6－7表）に従い実施する。

なお，手順の対応フローを第1.6－6図から第1.6－8図に，概要図は第1.6－15図に，タイムチャートは第1.6－16図に示す。

iii) 操作の成立性

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：代替淡水貯槽）

・上記の操作は，運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大

事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：代替淡水貯槽）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320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。代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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、容易に実施可能である。

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

(添付資料1.6.4)

b. 格納容器代替除熱

(a) ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレイ及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の復旧ができず、原子炉格納容器からの除熱手段がない場合に、非常用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、ドライウェル内ガス冷却装置送風機を起動して原子炉格納容器内の除熱を行う。

ドライウェル内ガス冷却装置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、ドライウェル内ガス冷却装置冷却コイル表面で蒸気を凝縮し、原子炉格納容器内の圧力の上昇を緩和する。

なお、非常用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。

i) 手順着手の判断基準

代替格納容器スプレイ及び残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱ができず、非常用交流電源設備により原子炉補機冷却系が復旧可能である場合。

ii) 操作手順

ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.6-6図及び第1.6-8図に、概要図を第1.6-23図に、タイムチャートを第1.6-

24 図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等にドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱に必要な送風機、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等にて確認する。
- ③発電長は、運転員等にドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱の系統構成を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、原子炉補機冷却水系隔離弁、ドライウェル内ガス冷却装置送風機原子炉補機冷却水系入口弁及びドライウェル内ガス冷却装置送風機原子炉補機冷却水系出口弁を全開とし、ドライウェル内ガス冷却装置冷却コイルへの冷却水通水を開始する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、ドライウェル内ガス冷却装置送風機の起動阻止信号が発信している場合は除外操作を実施する。
- ⑥発電長は、運転員等にドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱の開始を指示する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、ドライウェル内ガス冷却装置送風機を起動し、原子炉格納容器内の圧力及び原子炉格納容器内の温度の上昇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、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名に

て作業を実施した場合，作業開始を判断してからドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱開始まで10分以内で可能である。

c．重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.6－29図に示す。

外部電源，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交流動力電源が確保できた場合，代替淡水貯槽が使用可能であれば代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。代替淡水貯槽が使用できない場合，消火系，補給水系又は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段については，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段と同時並行で準備する。

また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設），消火系，補給水系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の手段のうち原子炉格納容器内へのスプレイ可能な系統1系統以上を起動し，原子炉格納容器内へのスプレイのための系統構成が完了した時点で，その手段による原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

なお，消火系による原子炉格納容器内へのスプレイは，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貯蔵タンク又は多目的タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。また，補給水系は連絡配管閉止フランジの切替えに時間を要することから，消火系による原子炉格納容器内へのスプレイができない場

合に実施する。

外部電源、非常用交流電源設備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ェル内ガス冷却装置送風機の起動による原子炉格納容器内の代替除熱を実施する。

(添付資料1.6.6, 添付資料1.6.7)

(2) サポート系故障時の対応手順

a. 復旧

(a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により冷却水を確保することで、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）にて原子炉格納容器内にスプレイする。

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、スプレイの起動／停止を行う。

なお、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また、残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順については「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。

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として使用する常設代替高圧電源装置により緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dの受電が完了し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合で、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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、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：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、ドライウェル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が、原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6－5表）に達した場合。

ii) 操作手順

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ手順については、「1.6.2.1(2) a. (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。ただし、原子炉格納容器内へのスプレイの停止及び再開は、原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6－5表）に従い実施する。

なお、手順の対応フローを第1.6－6図から第1.6－8図に示す。また、概要図は第1.6－19図、タイムチャートは第1.6－20図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで7分以内で可能である。

(b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱

全交流動力電源喪失又は残留熱除去系海水系の故障により、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱ができない場合は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系の電源を復旧し、残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系より冷却水を確保することで、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）にてサブプレッション・プールの除熱を実施する。

なお、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また、残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順については「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。

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として使用する常設代替高圧電源装置により緊急用M/Cを受電した

後、緊急用M/CからM/C 2 C又はM/C 2 Dの受電が完了し、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）が使用可能な状態^{※2}に復旧された場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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、冷却水及び水源（サプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

（添付資料 1.6.5）

ii) 操作手順

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）電源復旧後のサプレッション・プールの除熱については、「1.6.2.1(2) a. (b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プールの除熱」の操作手順と同様である。

なお、手順の対応フローを第1.6-6図及び第1.6-8図に示す。また、概要図は第1.6-21図、タイムチャートは第1.6-22図と同様である。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1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（サプレッション・プール冷却系）A系によるサプレッション・プールの除熱開始まで2分以内で可能である。

b. 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.6-29図に示す。

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により交流動力電源が確保できた場合、残留熱除去系海水系の運転が可能であれば残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。残留熱除去系海水系が運転できない場合、緊急用海水系を運転し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。緊急用海水系の運転ができない場合、代替残留熱除去系海水系を運転し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により原子炉格納容器内の除熱を実施するが、代替残留熱除去系海水系の運転に時間を要することから、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）等による原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。

（添付資料1.6.6，添付資料1.6.7）

1.6.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順

- (1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が健全な場合は、中央制御室からの手動操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動し、サブプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内への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、スプレイの起動／停止を行う。

a. 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達した場合^{※1}。

※1：「原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準に到達」とは、
ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル
雰囲気温度，サプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサプレ
ッション・プール水位指示値が，原子炉格納容器内へのスプレイ
起動の判断基準（第1.6－4表）に達した場合。

b. 操作手順

残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）A系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。ただし，原子炉格納容器内へのスプレイの停止及び再開は，原子炉格納容器内へのスプレイ起動・停止の判断基準（第1.6－4表）に従い実施する（残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）B系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順も同様。）。

概要図を第1.6－25図に，タイムチャートを第1.6－26図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に残留熱除去系ポンプ（A）の起動を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系ポンプ（A）を起動し，残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上であることを確認し，発電長に報告する。

③発電長は，運転員等に原子炉格納容器内へのスプレイ起動の判断基準（第1.6－4表）に従い原子炉格納容器内のスプレイ先を選択し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）A系による原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。

④^a D／Wスプレイ又はS／Cスプレイの場合

運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁又

は残留熱除去系A系S／Cスプレー弁を全開とする。

④^bD／Wスプレー及びS／Cスプレーの場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系A系D／Wスプレー弁及び残留熱除去系A系S／Cスプレー弁を全開とする。

⑤運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁を閉とする。

⑥運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内へのスプレーが開始されたことを残留熱除去系系統流量の上昇並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し、発電長に報告する。なお、残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレーは、流量調整が不可能である。

なお、ドライウェル圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレー停止の判断基準（第1.6－4表）に到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレーを停止する。その後、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ雰囲気温度又はサブプレッション・プール水位指示値が、原子炉格納容器内へのスプレー起動の判断基準（第1.6－4表）に再度到達した場合は、原子炉格納容器内へのスプレーを再開する。

※原子炉格納容器内へのスプレー実施中に原子炉压力容器への注水が必要となった場合は、残留熱除去系A系D／Wスプレー弁及びS／Cスプレー弁の全閉操作を実施後、残留熱除去系A系注入弁の全開操作を実施し、原子炉压力容器へ注水する。

c．操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、作業開始を判断した後、冷却水を確保してから残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで7分以内で可能である。

(2) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が健全な場合は、中央制御室からの手動操作により残留熱除去系を起動し、サブプレッション・プールの除熱を実施する。

a. 手順着手の判断基準

下記のいずれかの状態に該当した場合。

- ・逃がし安全弁開固着
- ・サブプレッション・プール水温度指示値が32℃以上
- ・サブプレッション・チェンバ雰囲気温度指示値が82℃以上

（添付資料1.6.5）

b. 操作手順

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）A系によるサブプレッション・プールの除熱手順の概要は以下のとおり（残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）B系によるサブプレッション・プールの除熱手順も同様。）。

概要図を第1.6-27図に、タイムチャートを第1.6-28図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に残留熱除去系ポンプ（A）の起動を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系ポンプ（A）を起動し、残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上である

ことを確認した後、発電長に報告する。

③発電長は、運転員等に残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）A系によるサブプレッション・プールの除熱の開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系A系テスト弁を開とする。

⑤運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁を閉とする。

⑥運転員等は中央制御室にて、サブプレッション・プールの除熱が開始されたことを残留熱除去系系統流量の上昇及びサブプレッション・プール水の温度の低下により確認し、発電長に報告する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、作業開始を判断した後、冷却水を確保してから残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱開始まで2分以内で可能である。

1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水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。

西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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。

非常用交流電源設備、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高压電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低压電源車

による常設低圧代替注水系ポンプ，復水移送ポンプ，ドライウェル内ガス冷却装置送風機，残留熱除去系ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，非常用交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については，「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断，確認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。

第1.6－1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1／8）

（設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉格納容器内の除熱）

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
設計基準事故対処設備	—	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 非常用交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「P C V圧力制御」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書
		残留熱除去系（サブプレッション・プールの除熱）によるサブプレッション・チェンバの除熱	残留熱除去系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉格納容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 非常用交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「S / P温度制御」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／8）

（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	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による 原子炉格納容器内の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※ ² 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系B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※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		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 ろ過水貯蔵タンク※ ² 多目的タンク※ ² 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁・スプレイヘッド 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。
 ※2：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。
 ※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／8）

（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	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッショ・プール冷却系）	補給水系による原子炉格納容器内の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク※ ² 補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁・スプレイヘッド 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ※ ² 可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 西側淡水貯水設備※ ² 代替淡水貯槽※ ² ホース 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・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※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4／8）

（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	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	代替交流電源設備（格納容器スプレイ冷却系）による残留熱除去系の復旧	残留熱除去系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策設備	重大事故等対策要領
		代替交流電源設備（サブプレッション・プールの冷却系）による残留熱除去系の復旧	残留熱除去系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉格納容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「S／P温度制御」等 AM設備別操作手順書
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策設備	重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（5／8）

（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	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による 原子炉格納容器内の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※ ² 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁 残留熱除去系B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※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		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 ろ過水貯蔵タンク※ ² 多目的タンク※ ² 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁・スプレイヘッド 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。
 ※2：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。
 ※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6／8）

（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	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	補給水系による原子炉格納容器内の冷却	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク※ ² 補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁・スプレイヘッド 原子炉格納容器 非常用交流電源設備※ ³ 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ※ ² 可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 西側淡水貯水設備※ ² 代替淡水貯槽※ ² ホース 低圧代替注水系配管・弁 代替格納容器スプレイ冷却系配管・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※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（7／8）

（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	残留熱除去系（格納 容器スプレイ冷却 系）及び残留熱除去 系（サブプレッショ ン・プール冷却系）	ド ラ イ ウ ェ ル 内 ガ ス 冷 却 装 置 に よ る 原 子 炉 格 納 容 器 内 の 代 替 除 熱	ドライウエル内ガス冷却装置送風機 ドライウエル内ガス冷却装置冷却コ イル 原子炉格納容器 原子炉補機冷却系 非常用交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自 主 対 策 設 備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデン ト） 「除熱－１」等 AM設備別操作手順 書

※１：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。

※２：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。

※３：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（8／8）

（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	外部電源系及び非常 用ディーゼル発電機 （全交流動力電源） 残留熱除去系海水系	代替交流電源設備 （格納容器スプレイ冷却系） の復旧	残留熱除去系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 原子炉格納容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」等 AM設備別操作手順書
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策設備	重大事故等対策要領
		代替交流電源設備 （サブプレッション・プール冷却系） の復旧	残留熱除去系ポンプ サブプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉格納容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」等 AM設備別操作手順書
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策設備	重大事故等対策要領

※¹：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。

※²：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。

※³：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。

第 1.6－2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/15)

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 (a) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用パワーセンタ（以下「パワーセンタ」を「P／C」という。）電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (2/15)

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 (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 (b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等	判断基準	原子炉圧力容器内の水位
		原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)
		原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
AM設備別操作手順書	操作	原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
		電源
		M/C 2D電圧 P/C 2D電圧 直流125V主母線盤2B電圧
		水源の確保
		ろ過水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器への注水量
		残留熱除去系系統流量
		補機監視機能
	操作	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
		ろ過水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (3/15)

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 (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 (c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉圧力容器内の水位
		原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)
		原子炉格納容器内の圧力
		ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
	操作	原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
		電源
		M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧 直流125V主母線盤2A電圧 直流125V主母線盤2B電圧
		水源の確保
		復水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器への注水量
		残留熱除去系系統流量
		補機監視機能
		復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力
	操作	水源の確保
		復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (4/15)

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)
1.6.2.1 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 (d) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ (淡水/海水)		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉圧力容器内の水位
		原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)
		原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
	操作	原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
		電源
		緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		水源の確保
		西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位
	操作	原子炉格納容器への注水量
		低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (可搬ライン用)
		水源の確保
	操作	西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (5/15)

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 (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉圧力容器内の水位
		原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)
		原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
	操作	水源の確保
		サブプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保
		残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)
		電源
		M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 直流125V主母線盤2A電圧 直流125V主母線盤2B電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器への注水量
	操作	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
	操作	水源の確保
		サブプレッション・プール水位

監視計器一覧 (6/15)

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 (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「S／P温度制御」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		電源	M／C 2 C電圧 P／C 2 C電圧 M／C 2 D電圧 P／C 2 D電圧 緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）
		水源の確保	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	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
		水源の確保	サブプレッション・プール水位

監視計器一覧 (7/15)

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 原子炉格納容器の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（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (8/15)

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 原子炉格納容器の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 (b) 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率
		格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (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
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
	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・チェンバ雰囲気温度
		電源
		M/C 2D電圧 P/C 2D電圧 直流125V主母線盤2B電圧
		水源の確保
		ろ過水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器への注水量
		残留熱除去系系統流量
		補機監視機能
		消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
	操作	水源の確保
		ろ過水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (9/15)

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 原子炉格納容器の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 (c) 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱－１」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率
		格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (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
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
	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・チェンバ雰囲気温度
		電源
		M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
		水源の確保
		復水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器への注水量
		残留熱除去系系統流量
		補機監視機能
		復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力
	操作	水源の確保
		復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (10/15)

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 原子炉格納容器の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 (d) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ (淡水/海水)		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱－1」等	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (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 ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		電源 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		水源の確保 西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位
AM設備別操作手順書	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器への注水量 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (可搬ライン用)
		水源の確保 西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (11/15)

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 原子炉格納容器の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 b. 格納容器代替除熱 (a) ドライウエル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱－１」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率
		格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (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 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度
	操作	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		補機監視機能
		M/C 2 B－2 電圧 P/C 2 B－2 電圧 原子炉補機冷却系ポンプ吐出ヘッド圧力
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度
	操作	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		補機監視機能
		原子炉補機冷却系ポンプ吐出ヘッド圧力

監視計器一覧 (12/15)

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 原子炉格納容器の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 (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱－１」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率
		格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (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
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
	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・チェンバ雰囲気温度
		水源の確保
		サブプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保
		残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)
	電源	M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧 緊急用M/C 電圧 緊急用P/C 電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器への注水量
	補機監視機能	残留熱除去系系統流量
		残留熱除去系ポンプ吐出圧力
		水源の確保
	サブプレッション・プール水位	サブプレッション・プール水位

監視計器一覧 (13/15)

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 原子炉格納容器の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 (b) 残留熱除去系復旧後のサブプレッション・プールの除熱		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (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 サブプレッション・プール水温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		電源 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 直流125V主母線盤2A電圧 直流125V主母線盤2B電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)
		水源の確保 サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保 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
		水源の確保 サブプレッション・プール水位

監視計器一覧 (14/15)

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）
1.6.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順 (1) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「PCV圧力制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		水源の確保	サプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量
		電源	M／C 2C電圧 P／C 2C電圧 M／C 2D電圧 P／C 2D電圧 直流125V主母線盤2A電圧 直流125V主母線盤2B電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		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
		水源の確保	サプレッション・プール水位

監視計器一覧 (15/15)

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）
1.6.2.3 設計基準事故対処設備による対応手順 (2) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「S／P温度制御」等 非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		電源	M／C 2 C電圧 P／C 2 C電圧 M／C 2 D電圧 P／C 2 D電圧 直流125V主母線盤 2 A電圧 直流 125V 主母線盤 2 B電圧
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量
		水源の確保	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	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
		水源の確保	サブプレッション・プール水位

第 1.6－3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.6】 原子炉格納容器内の冷却等の ための手順等	常設低圧代替注水系ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用 P / C
	低圧代替注水系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用モータコントロールセンタ (以下「モータコントロールセン タ」を「M C C」という。)
	代替格納容器スプレイ冷却系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用 M C C
	残留熱除去系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用 M / C M / C 2 C M / C 2 D
	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 緊急用 M C C M C C 2 C 系 M C C 2 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 直流125V主母線盤 2 A 直流125V主母線盤 2 B 緊急用直流125V主母線盤

第 1.6－4 表 原子炉格納容器内へのスプレイ起動，停止の判断基準

(炉心の著しい損傷防止のための対応)

炉心の著しい損傷防止のための対応	手順書	原子炉格納容器内へのスプレイ 起動 の判断基準	代替格納容器 スプレイによる 原子炉格納容器内へのス プレイ※4 (外部水源)	残留熱除去系 による原子炉格納容器内 へのスプレイ (内部水源)	手順書	原子炉格納容器内へのスプレイ停止 の判断基準
	「非常時運転 P C V 圧力 制御 手順書Ⅱ」	ドライウエル圧力指示値が 13.7kPa [gage] 以上で，原子炉水位（広帯域）指示値で-3,790mm（原子炉水位 L 1）未満を経験し原子炉水位（燃料域）指示値で-1,118mm（原子炉水位 L 0）以上に維持されている場合	D／W	D／W， S／C	P C V 圧力制御・D／W 温度制御・S／P 温度制御・S／P 水位制御 「非常時運転 手順書Ⅱ」	以下のいずれかの条件でスプレイを停止する。 ・サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa [gage] 未満まで低下した場合 ・ドライウエル内ガス冷却装置戻り温度指示値が 65℃以下かつドライウエル雰囲気温度指示値が 66℃以下 ・サブプレッション・チェンバ雰囲気温度指示値が 82℃未満まで低下した場合 ・サブプレッション・プール水位指示値が+6.5m 以上の場合
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa [gage] 以上で，24 時間継続した場合	－	S／C		
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 98kPa [gage] 以上で，24 時間継続した場合	－	D／W， S／C		
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 245kPa [gage] （0.8Pd）以上の場合	－	D／W， S／C		
		サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 279kPa [gage] （0.9Pd）以上の場合※2	D／W	(D／W， S／C 継続)		
	S D／W ／P 温度 ／P 温度 制御 制御	ドライウエル雰囲気温度指示値が 171℃に到達した場合	D／W	D／W		
		サブプレッション・チェンバ雰囲気温度指示値が 104℃に到達した場合※3	S／C※5	S／C		
	「非常時運転 S ／P 水位 ／P 水位 制御 制御 手順書Ⅱ」 ※1	サブプレッション・プール水位指示値が+6.0m に到達した場合	D／W	D／W		

※1：原子炉冷却材喪失時，真空破壊弁の機能喪失前に原子炉格納容器内の圧力を低下させ，ドライウエルとサブプレッション・チェンバの圧力を平衡にする。

※2：残留熱除去系（低圧注水系）が起動し発電用原子炉の冷却を実施している場合は，発電用原子炉の冷却を優先するが，サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 279kPa [gage] （0.9Pd）以上の場合，残留熱除去系（低圧注水系）による発電用原子炉の冷却を停止し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイを実施することにより，原子炉格納容器の健全性を維持する。

※3：サブプレッション・チェンバ空間部を効果的に除熱するため，直接サブプレッション・チェンバへスプレイを実施する。

※4：残留熱除去系による原子炉格納容器内へのスプレイが実施できない場合，代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

※5：消火系及び補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイに限る。

第 1.6－5 表 原子炉格納容器内へのスプレイ起動，停止の判断基準
(原子炉格納容器の破損を防止するための対応)

原子炉格納容器の破損を防止するための対応	手順書	手段		原子炉格納容器内へのスプレイ起動 の判断基準	原子炉格納容器内への スプレイ流量 (m ³ /h) [最大流量]	原子炉 圧力容器 破損前	原子炉 圧力容器 破損後	原子炉格納容器内へのスプレイ停止 の判断基準	
	「非常時運転手順書Ⅱ」 AM 初期対応 「非常時運転手順書Ⅲ」 除熱Ⅰ・除熱Ⅲ	代替格納容器スプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイ ※1	外部水源	代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	炉心損傷を判断した場合	130	D／W	D／W	ドライウエル圧力指示値が 13.7kPa [gage] 以上で，原子炉水位（燃料域）指示値で-1,118mm（原子炉水位 L 0）以上に維持できず，炉心損傷した場合，原子炉水位（燃料域）指示値で-1,118mm（原子炉水位 L 0）まで水位が回復した場合
									サブプレッション・プール水位指示値が+6.5m 以上の場合
									ドライウエル雰囲気温度指示値が 171℃未満及び原子炉圧力容器が健全である時，内部水源による格納容器スプレイが開始された場合
									ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa [gage] 未満まで低下した場合
	原子炉格納容器内へのスプレイ 残留熱除去系による	内部水源	残留熱除去系	ドライウエル圧力又はサブプレッショ ン・チェンバ圧力指示値が 245kPa [gage]（0.8Pd）以上の場合	約 1,690	㊸ S／C ㊹ D／W （㊸，㊹は優先順 位を示す。）	㊸ D／W ㊹ S／C （㊸，㊹は優先順 位を示す。）	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7kPa [gage] 未満まで低下した場合	

第 1.6－6 表 原子炉格納容器内へのスプレイ制御に関する判断基準
(炉心の著しい損傷防止のための対応)

手段			制御	手順書	制御開始の判断基準	制御範囲※ ¹	制御停止の判断基準	原子炉格納容器内への スプレイ流量 (m ³ ／h)
原子炉格納容器内へのスプレイ	外部水源	代替格納容器スプレイによる	圧力制御	「非常時運転転手 P C V 圧力制 御 書Ⅱ」	サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 279kPa 〔gage〕（0.9Pd）以上の場合	サブプレッション・チェンバ圧力指示値 279kPa 〔gage〕（0.9Pd）～217kPa 〔gage〕（0.7Pd）	サブプレッション・チェンバ圧力指示値が 217kPa 〔gage〕（0.7Pd）未満まで低下した場合又は原子炉格納容器内へのスプレイ流量が 102m ³ ／h 未満になった場合	130～102※ ¹ （130※ ² ）
		代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）						

※1：制御範囲内で原子炉格納容器内へのスプレイ流量を調整しながら連続スプレイを実施する。なお，消火系及び補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイは，原子炉格納容器内へのスプレイ流量の調整ができないため，間欠スプレイにて実施する。

※2：代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，原子炉格納容器内へのスプレイ流量を 130m³/h 一定流量で原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。なお，状況により原子炉格納容器内へのスプレイ流量 130m³/h で間欠スプレイを実施する。

第 1.6－7 表 原子炉格納容器内へのスプレイ制御に関する判断基準

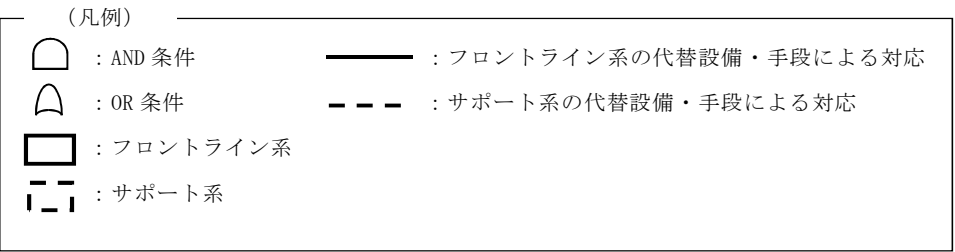
(原子炉格納容器の破損を防止するための対応)

手段			制御	手順書	制御開始の判断基準	原子炉格納容器内への スプレイ流量 (m ³ ／h) [最大流量]	制御範囲※ ¹	制御停止の判断基準	原子炉格納容器内への スプレイ流量 (m ³ ／h)
原子炉格納容器内へのスプレイ	代替格納容器スプレイによる	外部水源	代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	「非常時運転手順書Ⅲ」 除熱―1・3	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 465kPa [gage]（1.5Pd）以上の場合	130	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値 465kPa [gage]（1.5Pd）～400kPa [gage]（1.3Pd）	ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が 400kPa [gage]（1.3Pd）未満まで低下した場合又は原子炉格納容器内へのスプレイ流量 102m ³ ／h 未満になった場合	130～102 (130※ ²)
					ドライウエル雰囲気温度指示値が 171℃以上の場合	300	ドライウエル雰囲気温度指示値 171℃～151℃	ドライウエル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力及びドライウエル雰囲気温度が低下した場合	130 (停止※ ³)
				「非常時運転手順書Ⅲ」 除熱―2	原子炉圧力容器破損	300	→		

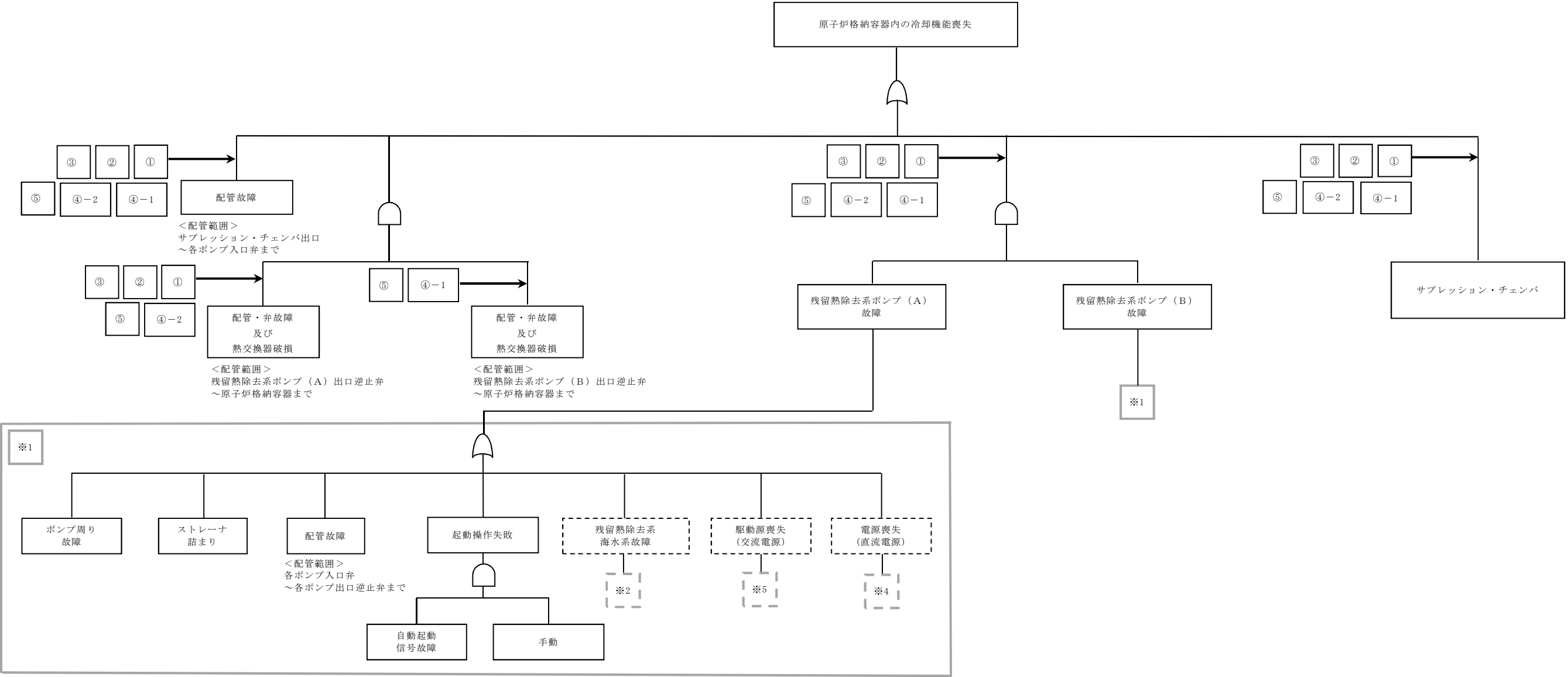
※1：制御範囲内で原子炉格納容器内へのスプレイ流量を調整しながら連続スプレイを実施する。なお，消火系及び補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイは，原子炉格納容器内へのスプレイ流量の調整ができないため，間欠スプレイにて実施する。

※2：代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，原子炉格納容器内へのスプレイ流量を 130m³／h 一定流量で原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。なお，状況により原子炉格納容器内へのスプレイ流量 130m³／h で間欠スプレイを実施する。

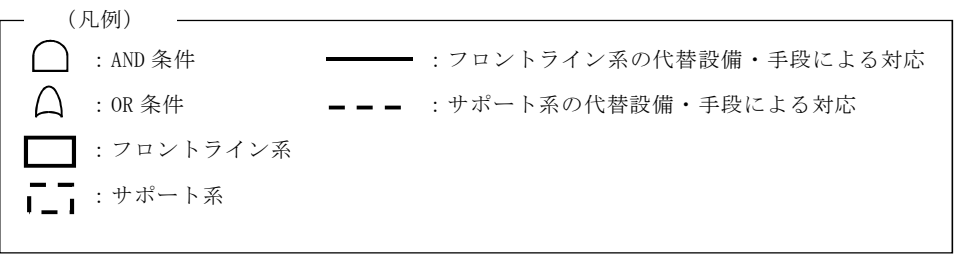
※3：追加起動時



- フロントライン系故障時の対応手段
- ①：代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器内の冷却
 - ②：消火系による原子炉格納容器内の冷却
 - ③：補給水系による原子炉格納容器内の冷却
 - ④-1：代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却
【残留熱除去系A系配管使用時】
 - ④-2：代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却
【残留熱除去系B系配管使用時】
 - ⑤：ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱



第 1.6－1 図 機能喪失原因対策分析（1／2）



(略語)

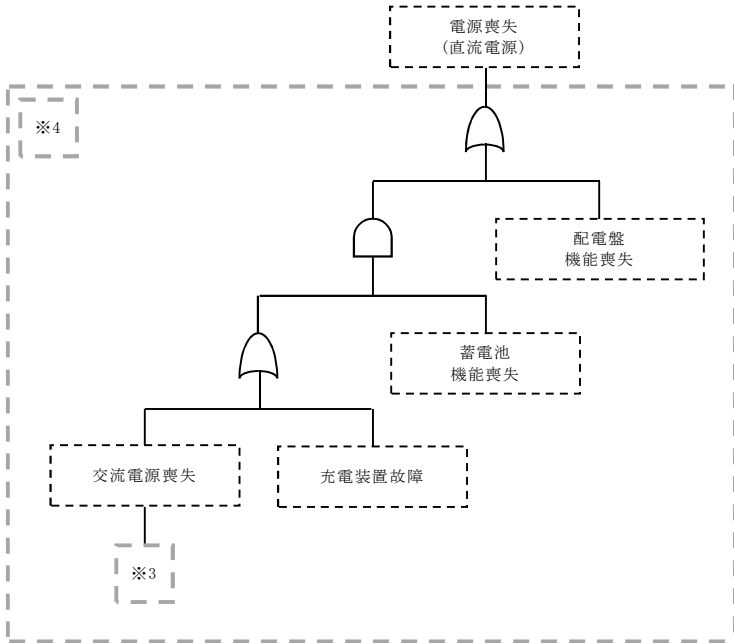
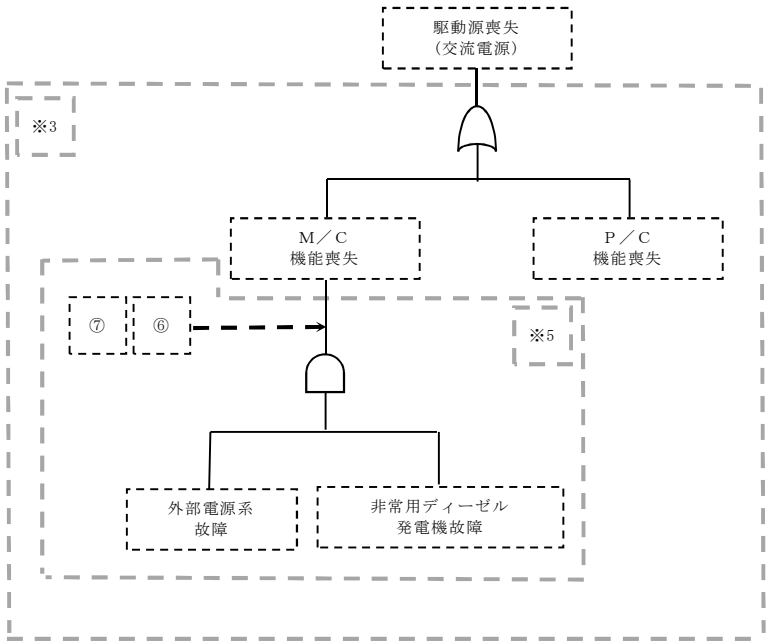
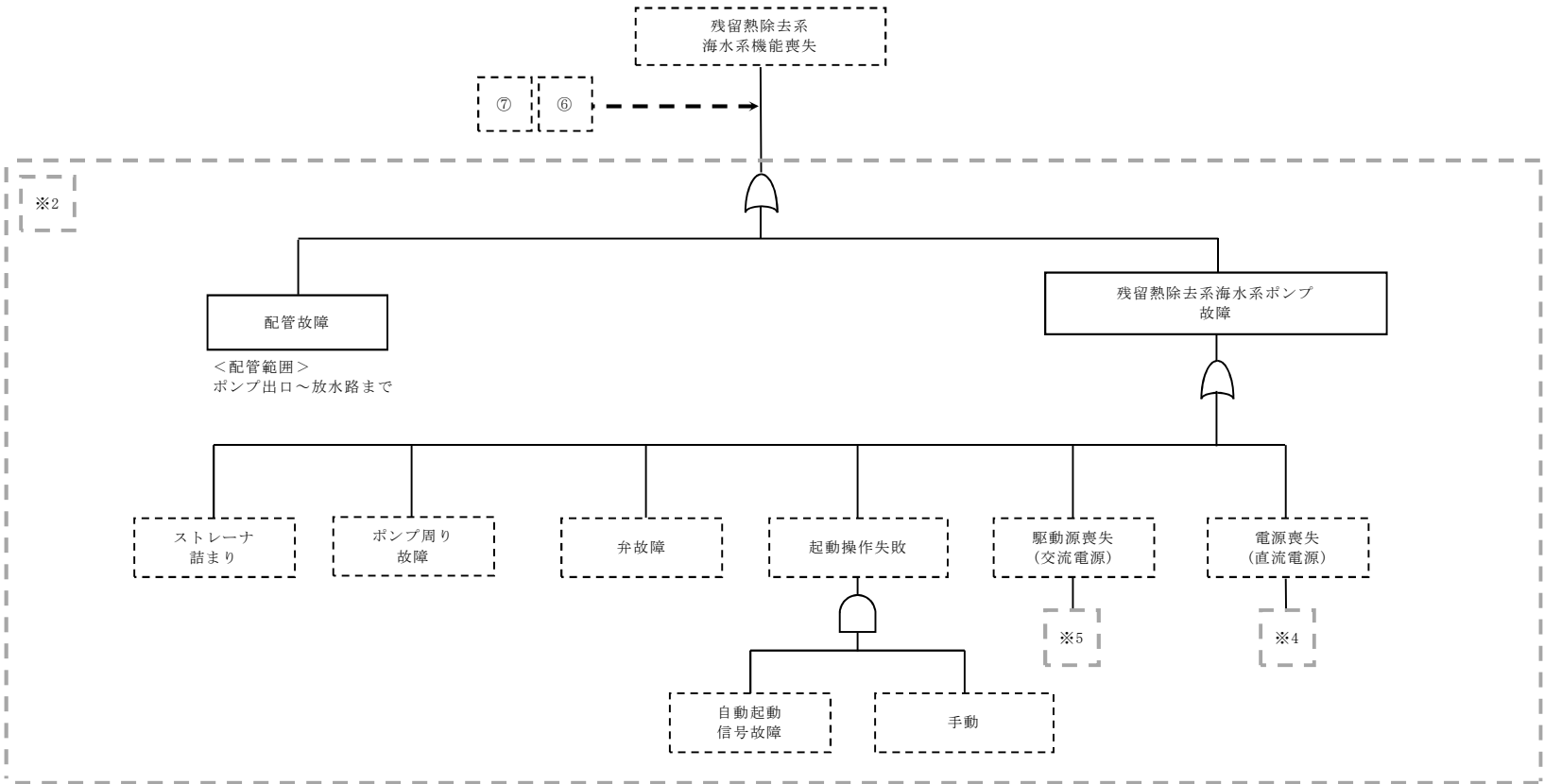
M/C : メタルクラッド開閉装置

P/C : パワーセンタ

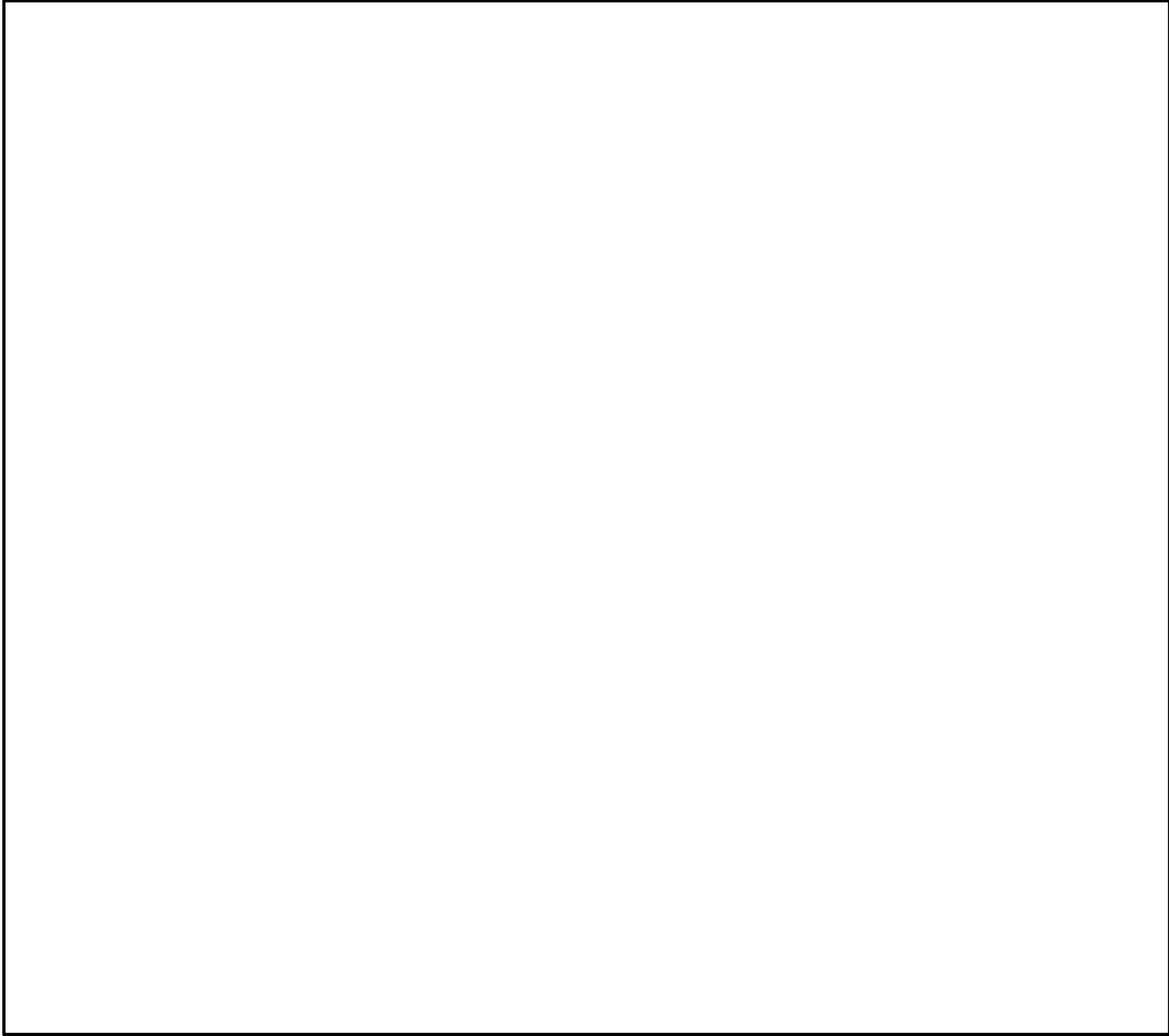
サポート系故障時の対応手段

⑥ : 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系）の復旧

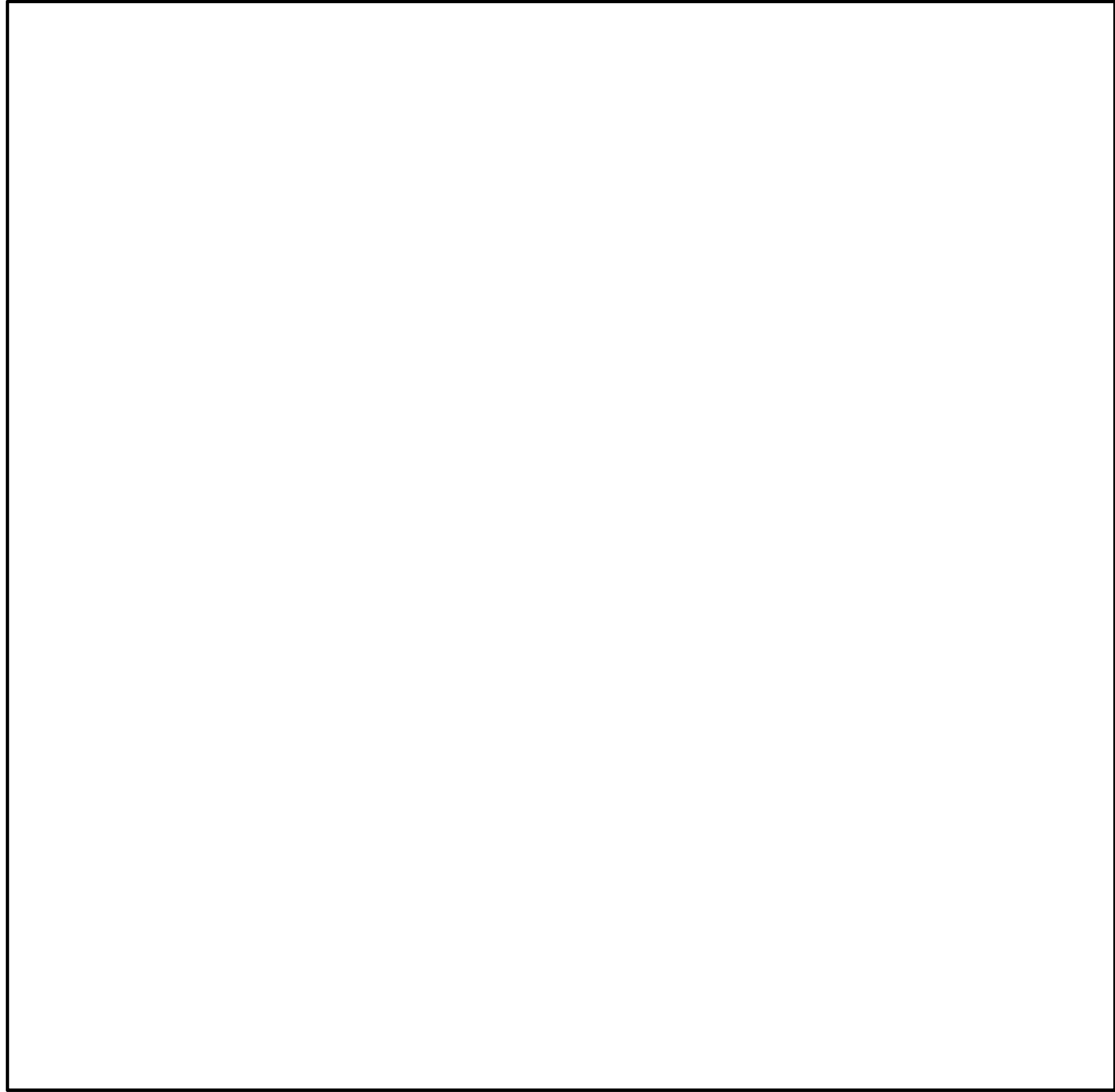
⑦ : 代替交流電源設備による残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の復旧



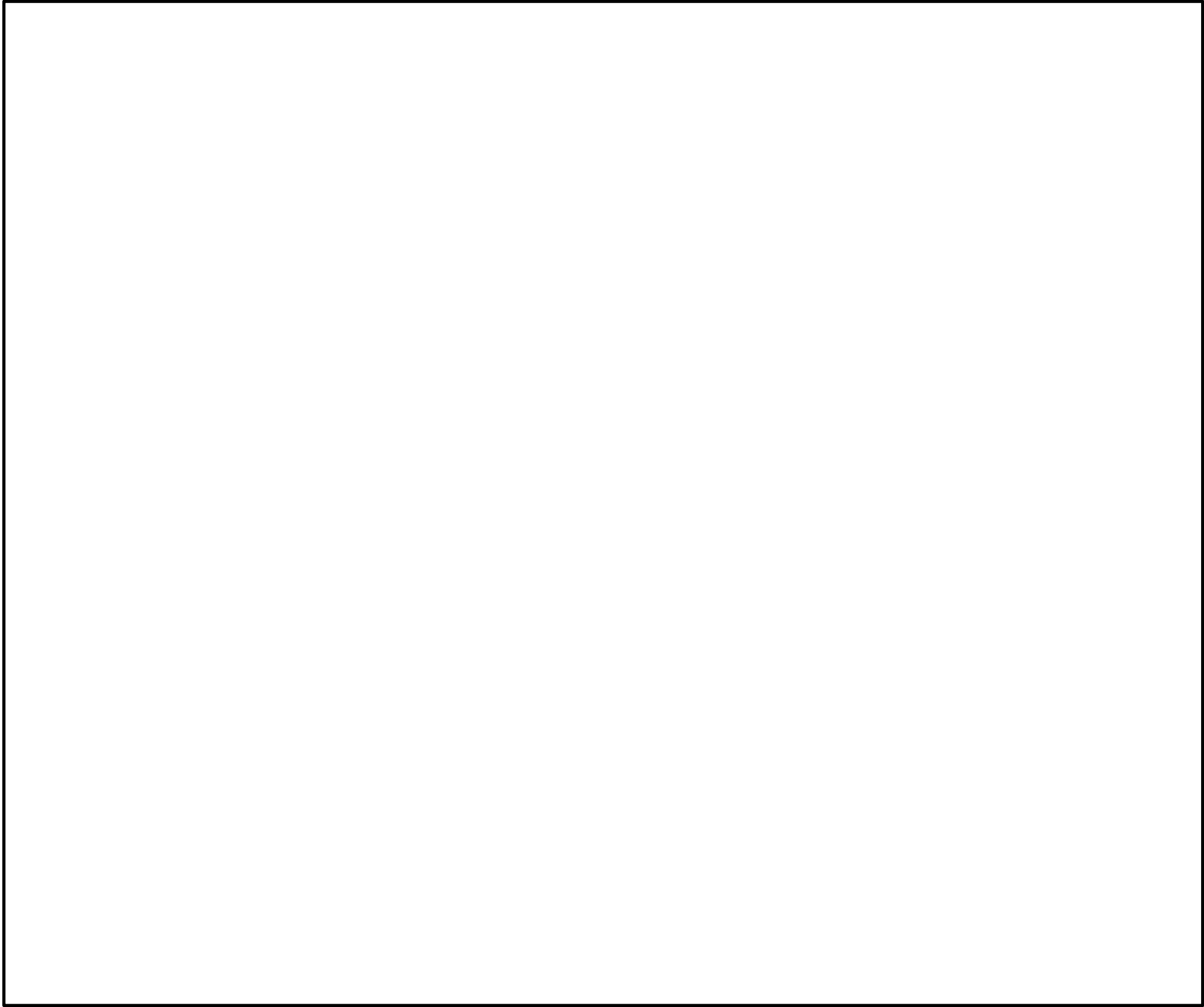
第 1.6－1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)



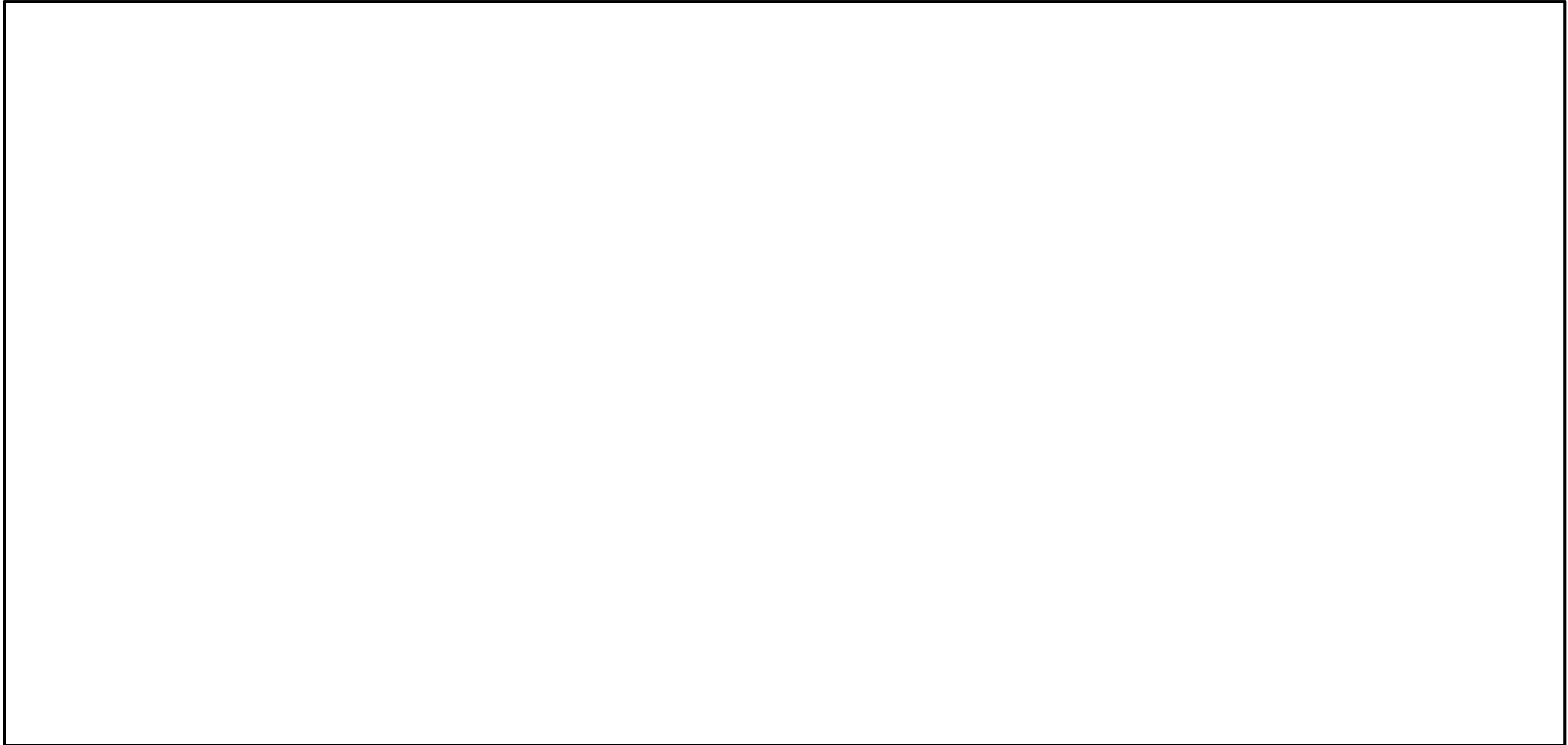
第 1.6－2 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「P C V 圧力制御」における対応フロー



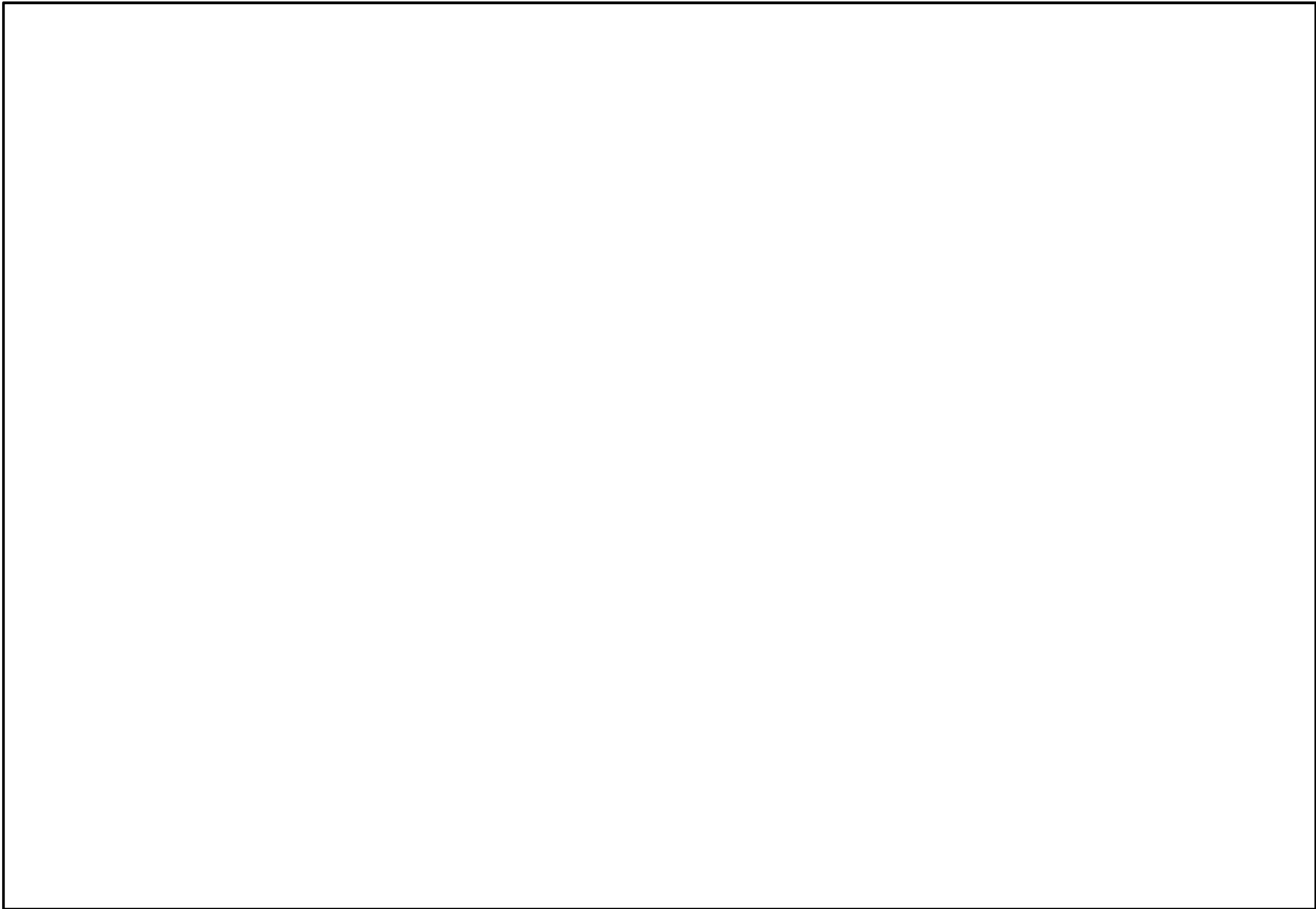
第 1.6－3 図 非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）「D／W温度制御」における対応フロー



第 1.6－4 図 非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）「S／P 温度制御」における対応フロー



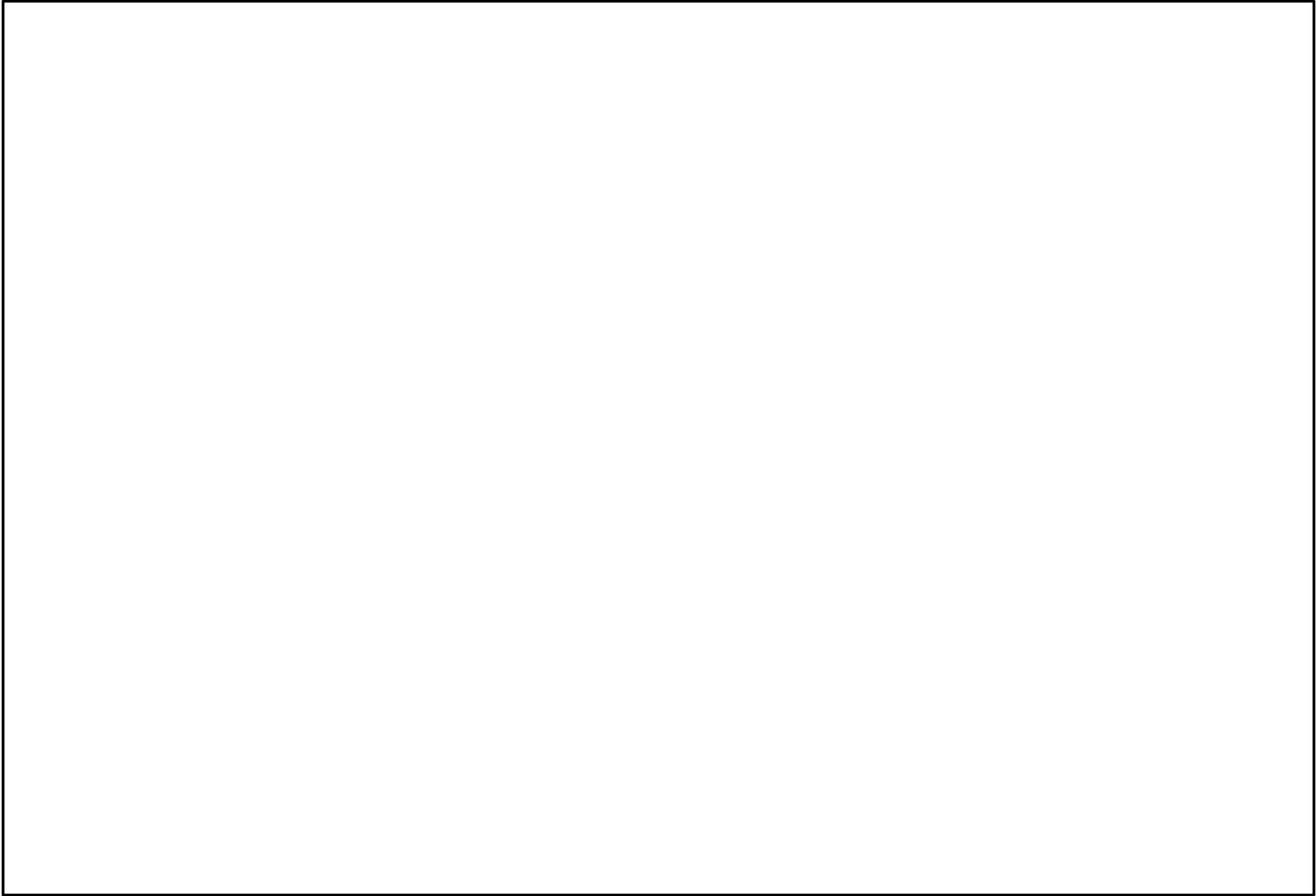
第 1.6－5 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）「S／P 水位制御」における対応フロー



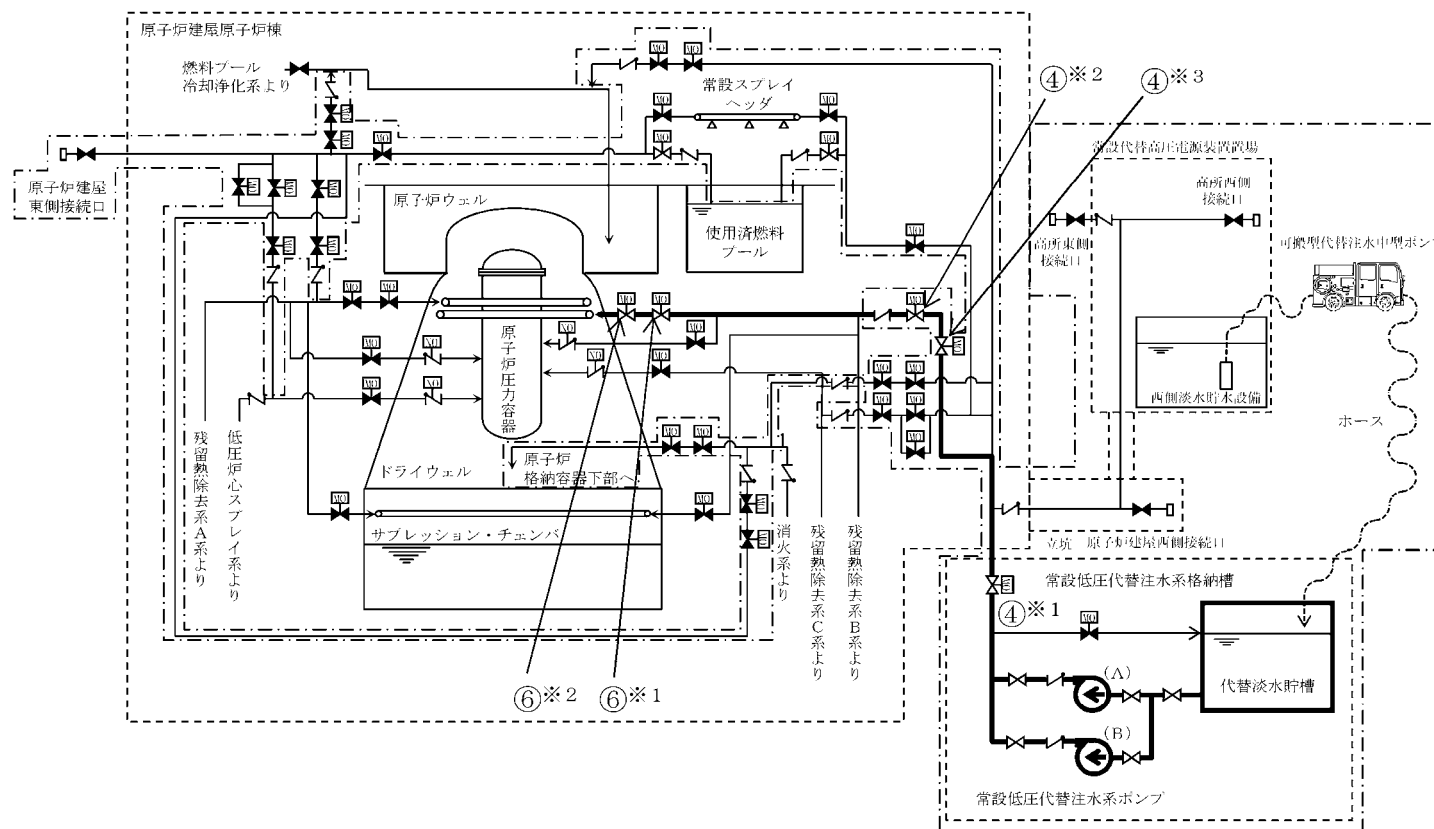
第 1.6－6 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－1」における対応フロー



第 1.6－7 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－2」における対応フロー



第 1.6－8 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－3」における対応フロー



凡例

	ポンプ
M0	電動駆動
N0	窒素駆動
	弁
	逆止弁
.....	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※ ¹	常設低圧代替注水系系統分離弁	④※ ³	代替格納容器スプレイ流量調整弁
④※ ²	代替格納容器スプレイ注水弁	⑥※ ¹ , ⑥※ ²	残留熱除去系B系D/Wスプレイ弁

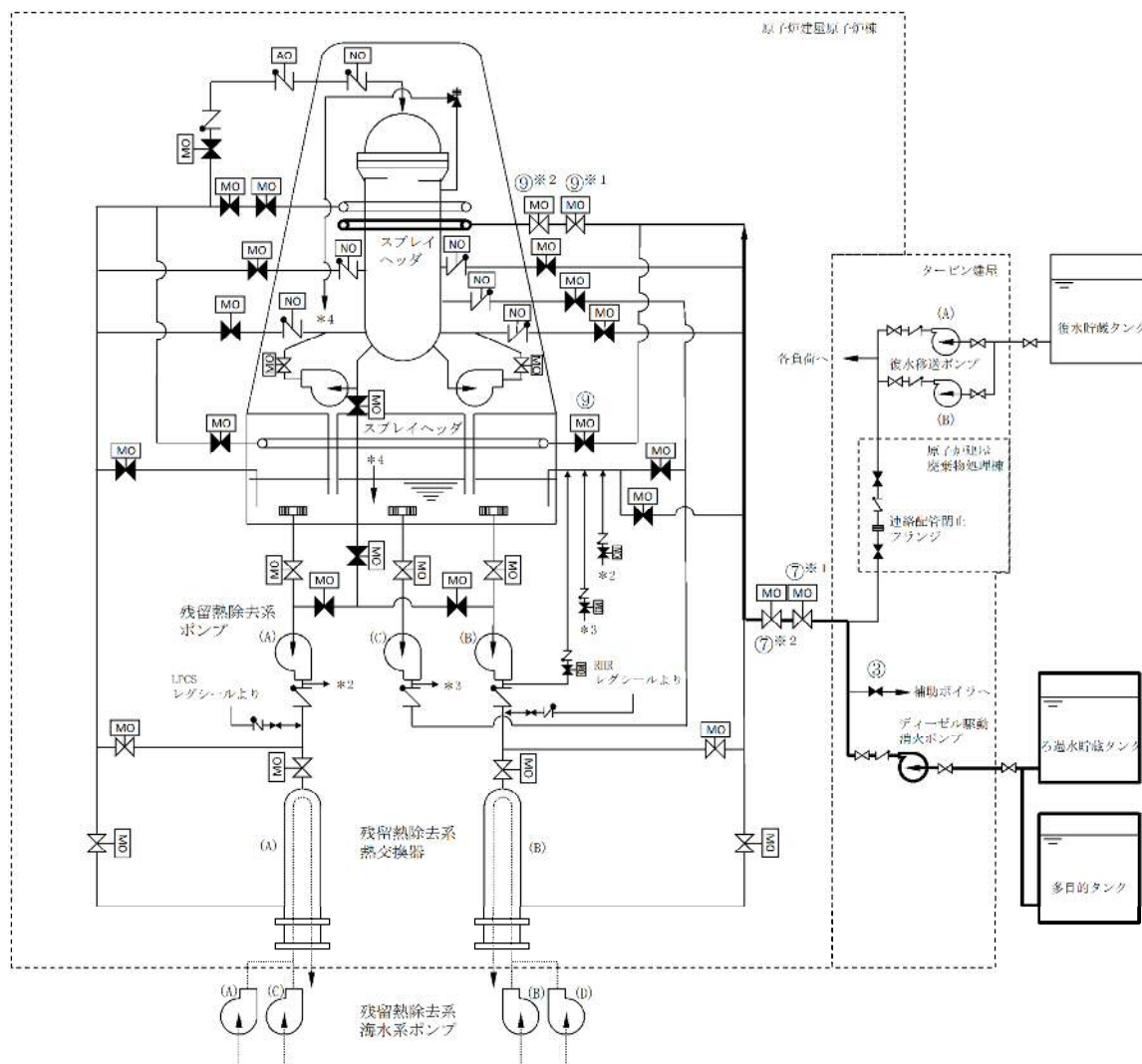
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※¹~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.6-9図 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図

			経過時間（分）												備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ 11分												
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	2					必要な負荷の電源切替え操作								
			系統構成、スプレイ開始操作												

第1.6－10図 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
③	補助ボイラ冷却水元弁
⑦※ ¹ , ⑦※ ²	残留熱除去系B系消火系ライン弁
⑨※ ¹ , ⑨※ ²	残留熱除去系B系D/Wスプレイ弁
⑨	残留熱除去系B系S/Cスプレイ弁

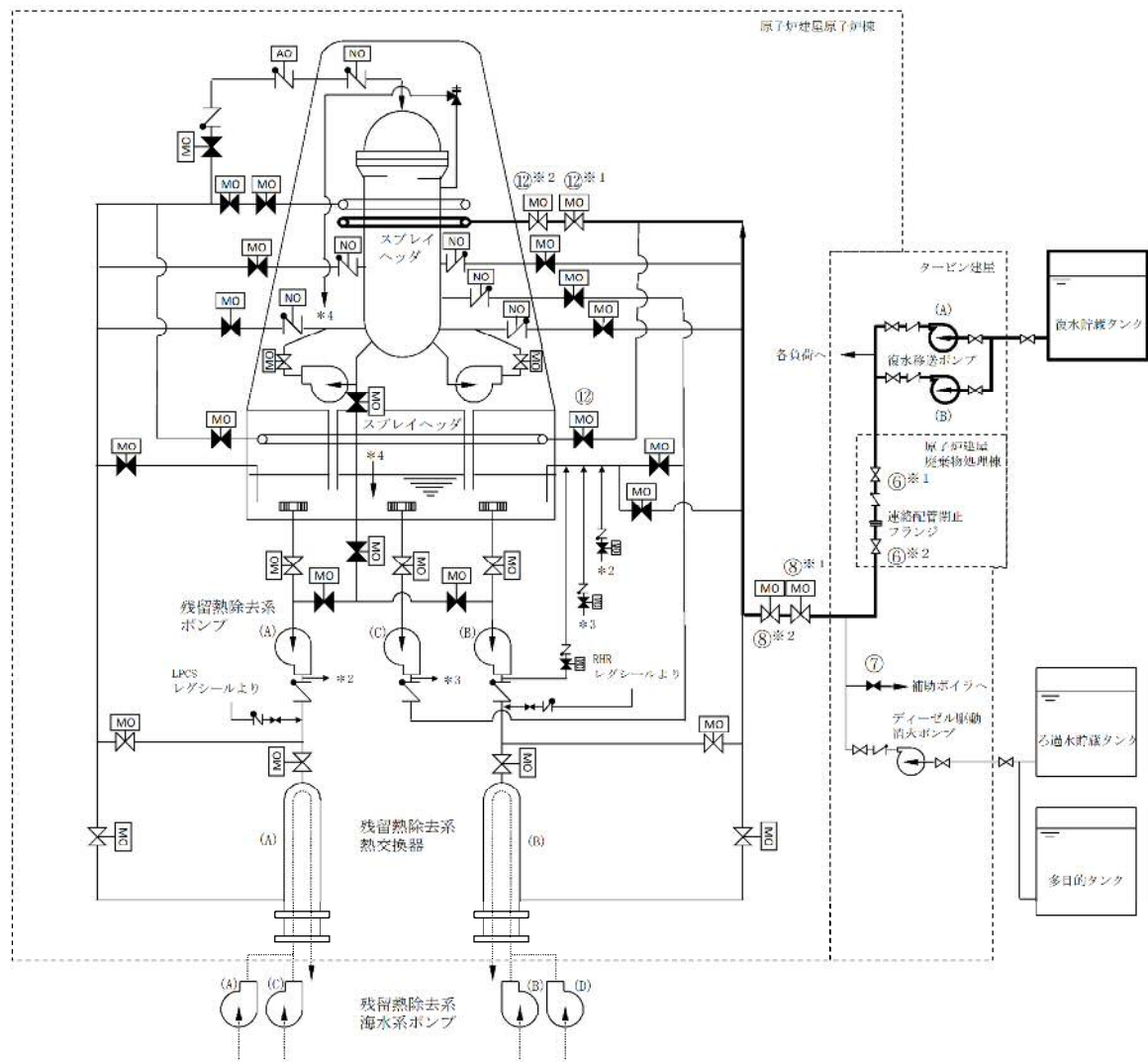
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※¹~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.6-11図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図

			経過時間 (分)										備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ 58 分										
消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1											
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2											

第1.6－12図 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



凡例

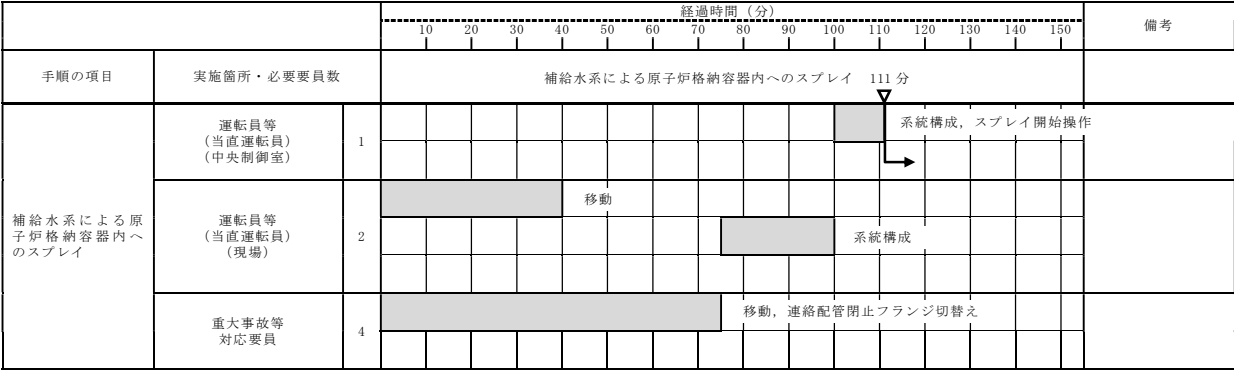
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
⑥※ ¹ , ⑥※ ²	補給水系－消火系連絡ライン止め弁
⑦	補助ボイラ冷却水元弁
⑧※ ¹ , ⑧※ ²	残留熱除去系B系消火系ライン弁
⑫※ ¹ , ⑫※ ²	残留熱除去系B系D/Wスプレイ弁
⑫	残留熱除去系B系S/Cスプレイ弁

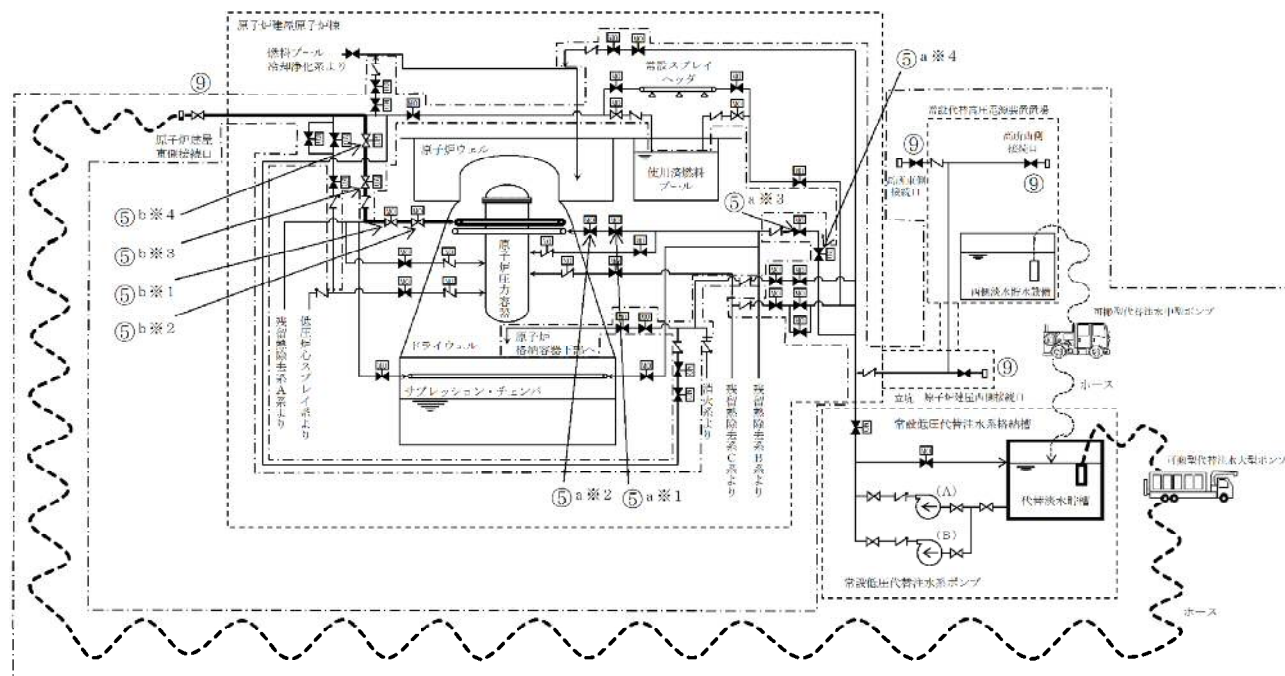
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※¹～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.6－13図 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図



第 1.6－14 図 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



凡例

	ポンプ
MO	電動駆動
NO	窒素駆動
	弁
	逆止弁
.....	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤a※1, ⑤a※2	残留熱除去系B系D/Wスプレイ弁	⑤a※4, ⑤b※4	代替格納容器スプレイ流量調整弁
⑤b※1, ⑤b※2	残留熱除去系A系D/Wスプレイ弁	⑨	原子炉建屋西側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁
⑤a※3, ⑤b※3	代替格納容器スプレイ注水弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

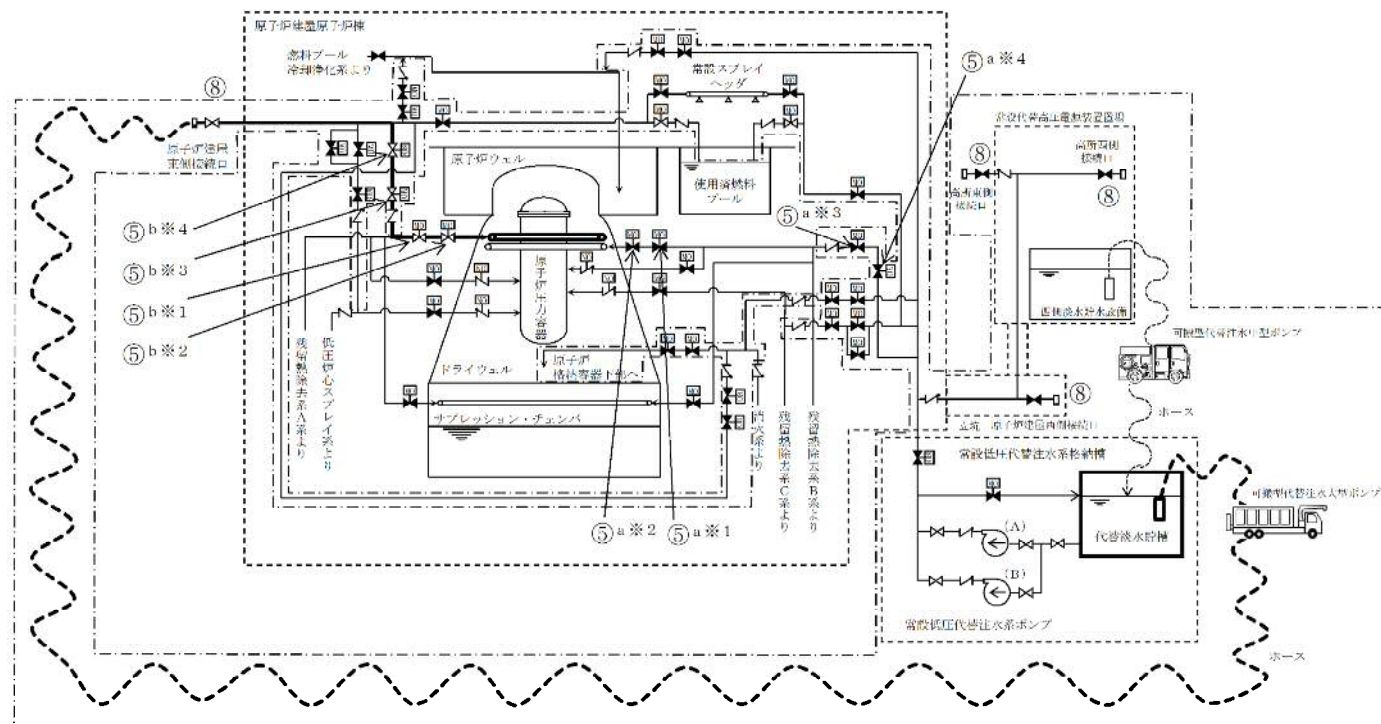
第1.6-15図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） 概要図【交流動力電源が確保されている場合】

				経過時間（分）																										備考	
手順の項目		実施箇所・必要要員数		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ 535 分																											
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） （中央制御室操作） （残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1																													
	重大事故等 対応要員	8																													

				経過時間（分）																										備考	
手順の項目		実施箇所・必要要員数		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ 320 分																											
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） （中央制御室操作） （残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1																													
	重大事故等 対応要員	8																													

【ホース敷設（代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口）の場合は 542m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口）の場合は 881m】

第1.6－16図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート【交流動力電源が確保されている場合】（2／2）



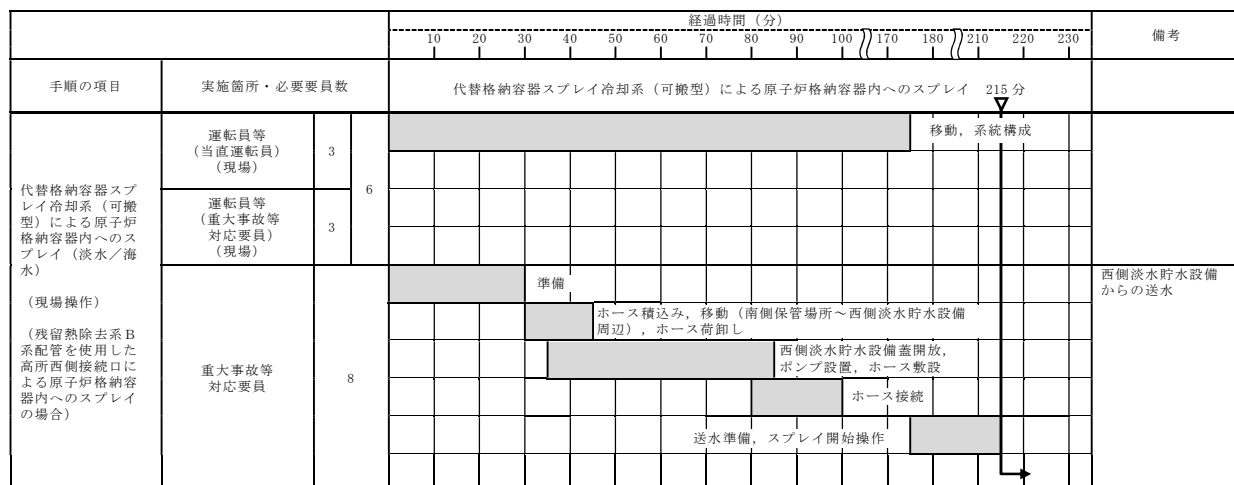
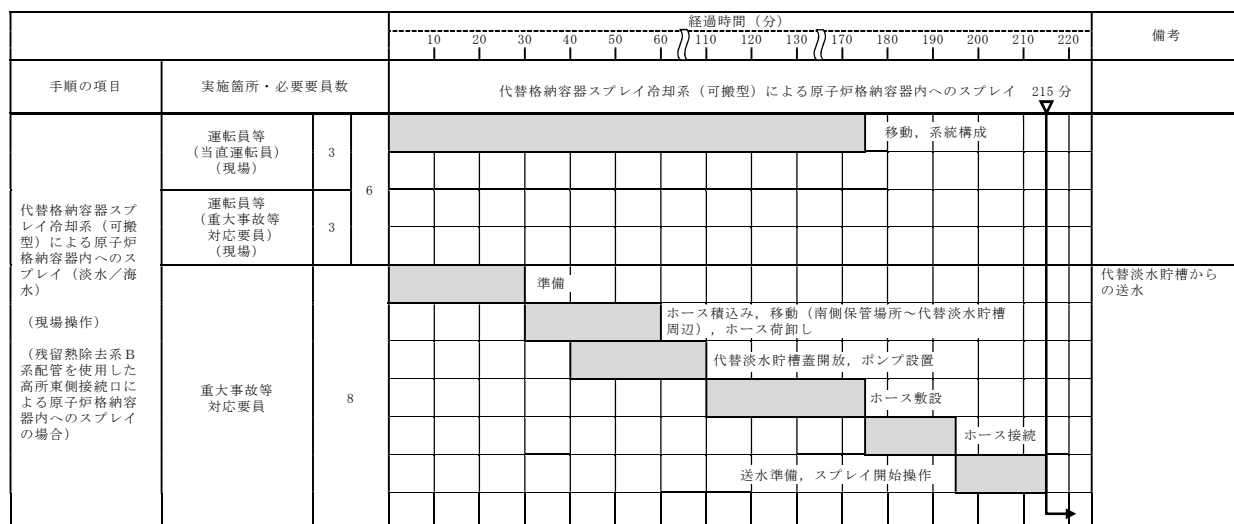
凡例

	ポンプ
MO	電動駆動
NO	窒素駆動
	弁
	逆止弁
.....	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤a※1, ⑤a※2	残留熱除去系B系D/Wスプレイ弁	⑤a※4, ⑤b※4	代替格納容器スプレイ流量調整弁
⑤b※1, ⑤b※2	残留熱除去系A系D/Wスプレイ弁	⑧	原子炉建屋西側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁
⑤a※3, ⑤b※3	代替格納容器スプレイ注水弁		

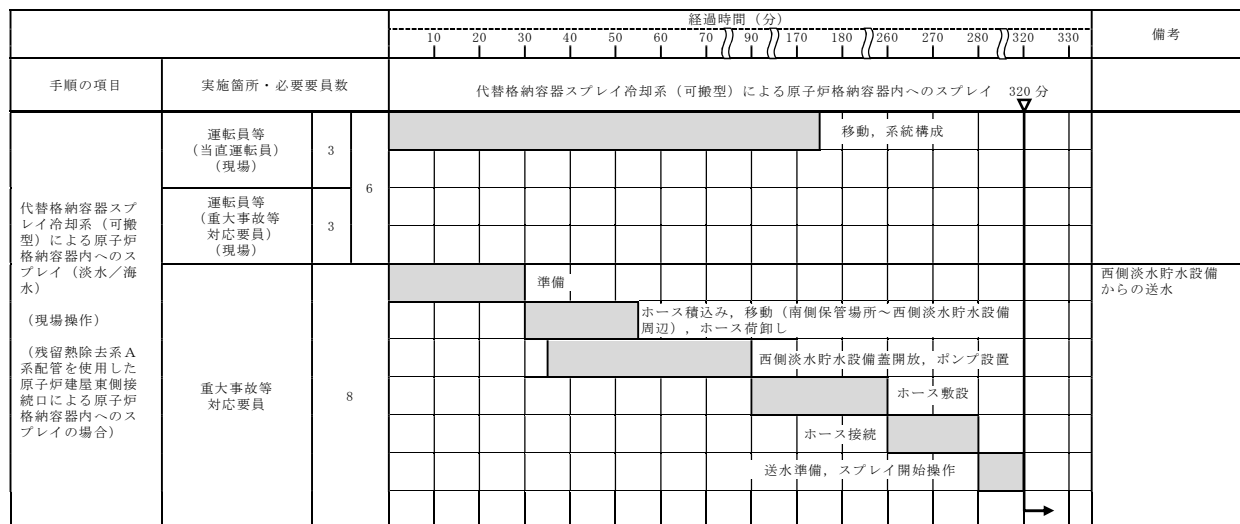
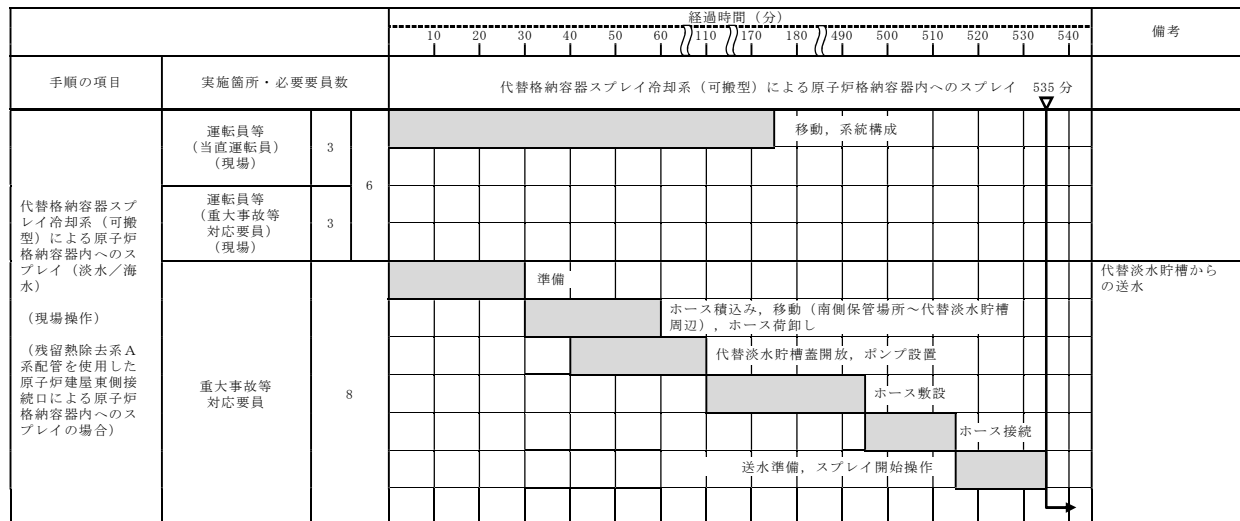
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第1.6-17図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） 概要図【全交流動力電源が喪失している場合】



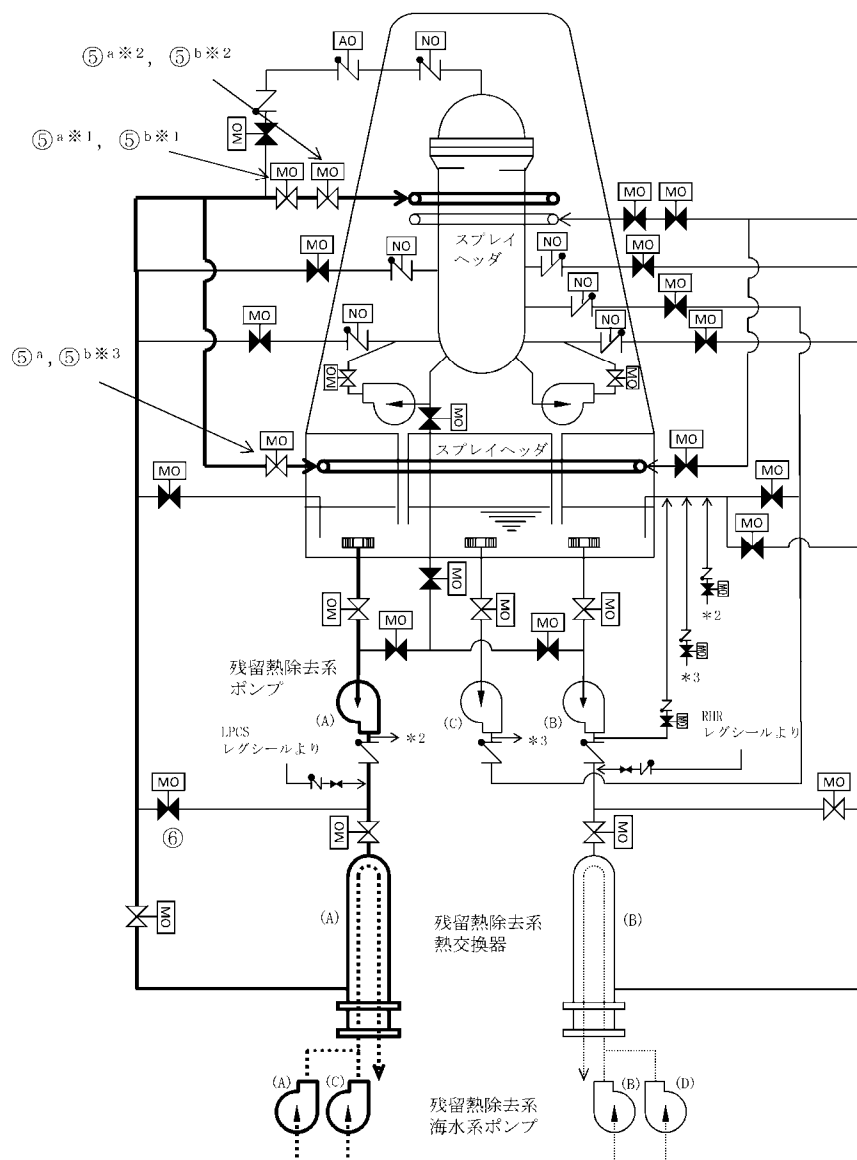
【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は 412m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は 70m】

第1.6－18図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート【全交流動力電源が喪失している場合】（1／2）



【ホース敷設（代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口）の場合は 542m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口）の場合は 881m】

第 1.6－18 図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート【全交流動力電源が喪失している場合】（2／2）



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水

操作手順	弁名称
⑤ a ※ 1, ⑤ a ※ 2, ⑤ b ※ 1, ⑤ b ※ 2	残留熱除去系 A 系 D/W スプレイ 弁
⑤ a, ⑤ b ※ 3	残留熱除去系 A 系 S/C スプレイ 弁
⑥	残留熱除去系 熱交換器 (A) バイパス 弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○ a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

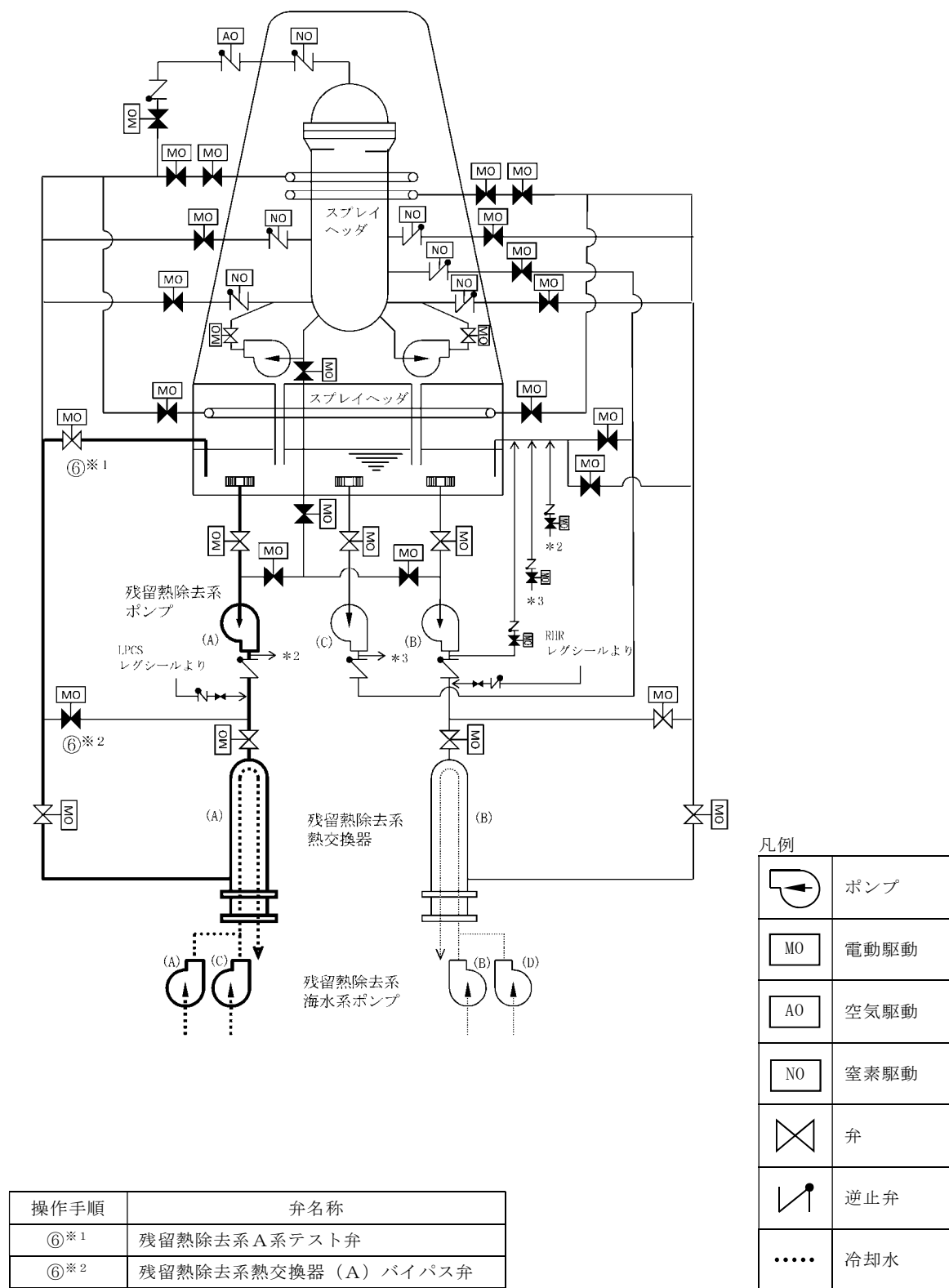
○ ※ 1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.6-19図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図

			経過時間 (分)												備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレー 7分												
残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレー	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1								系統構成、スプレー開始操作					※1

※1：残留熱除去系 A 系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレーを示す。また，残留熱除去系 B 系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレーについては，スプレー開始まで 7 分以内で可能である。

第1.6－20図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレー タイムチャート

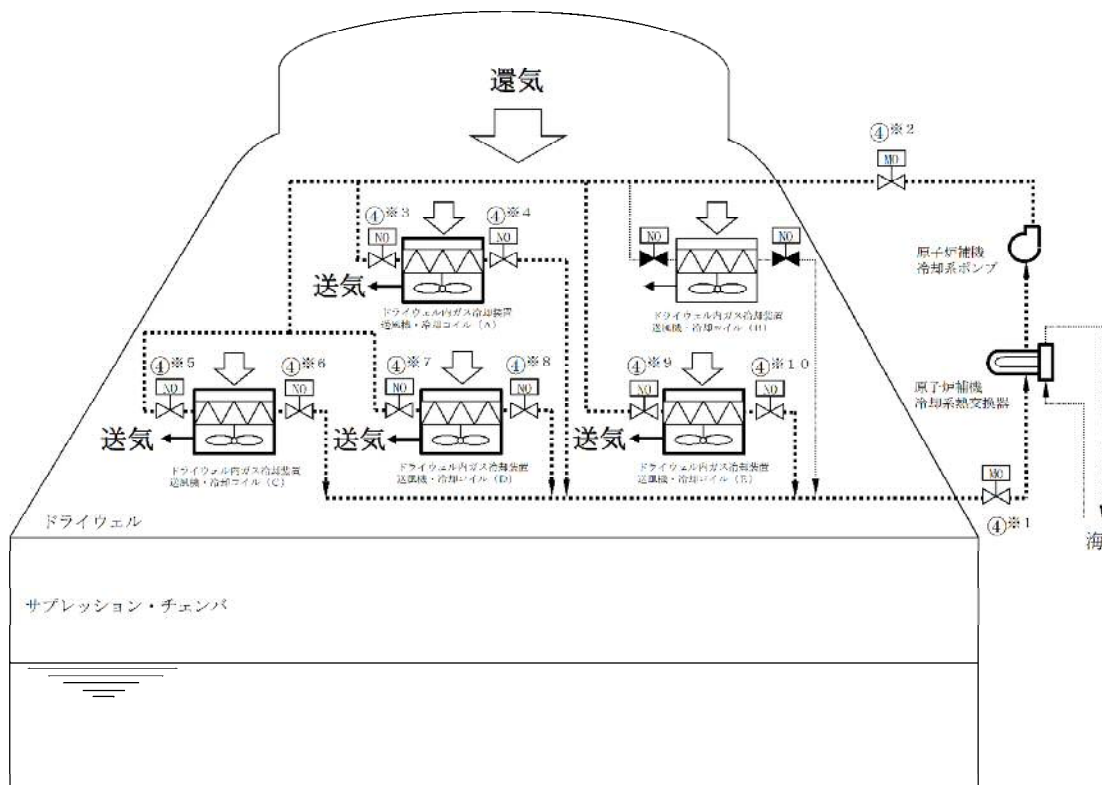


第 1.6-21 図 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プールの除熱 概要図

			経過時間（分）										備考
			0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱										※1
残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1	2分				系統構成，除熱開始操作						

※1：残留熱除去系 A 系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱を示す。また，残留熱除去系 B 系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱については，除熱開始まで 2 分以内で可能である。

第 1.6－22 図 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	冷却水

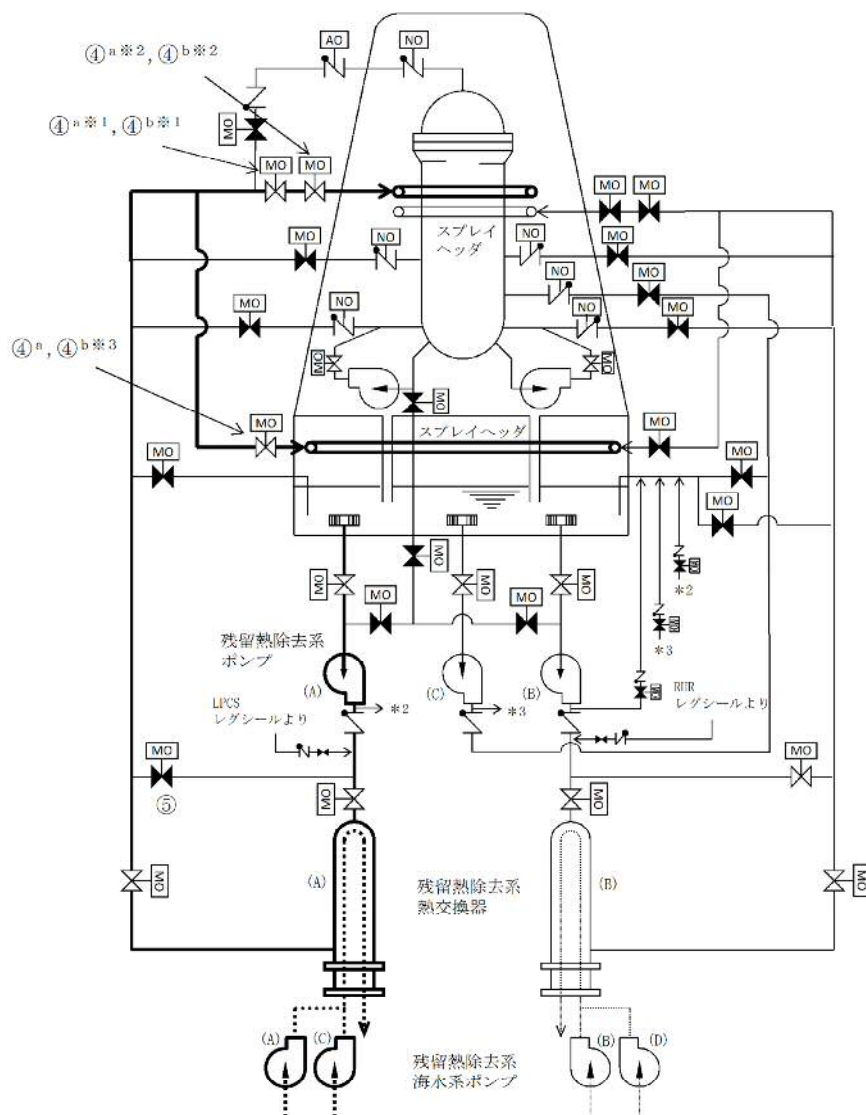
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1, ④※2	原子炉補機冷却水系隔離弁	④※4, ④※6, ④※8, ④※10	ドライウェル内ガス冷却装置送風機原子炉補機冷却水系出口弁
④※3, ④※5, ④※7, ④※9	ドライウェル内ガス冷却装置送風機原子炉補機冷却水系入口弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-23 図 ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱 概要図

			経過時間（分）												備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		ドライウエル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱 10分												
ドライウエル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	系統構成，除熱開始操作												

第 1.6－24 図 ドライウエル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱 タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水

操作手順	弁名称
④ a ※ 1, ④ a ※ 2, ④ b ※ 1, ④ b ※ 2	残留熱除去系 A 系 D/W スpray 弁
④ a, ④ b ※ 3	残留熱除去系 A 系 S/C スpray 弁
⑤	残留熱除去系熱交換器 (A) バイパス弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○ a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

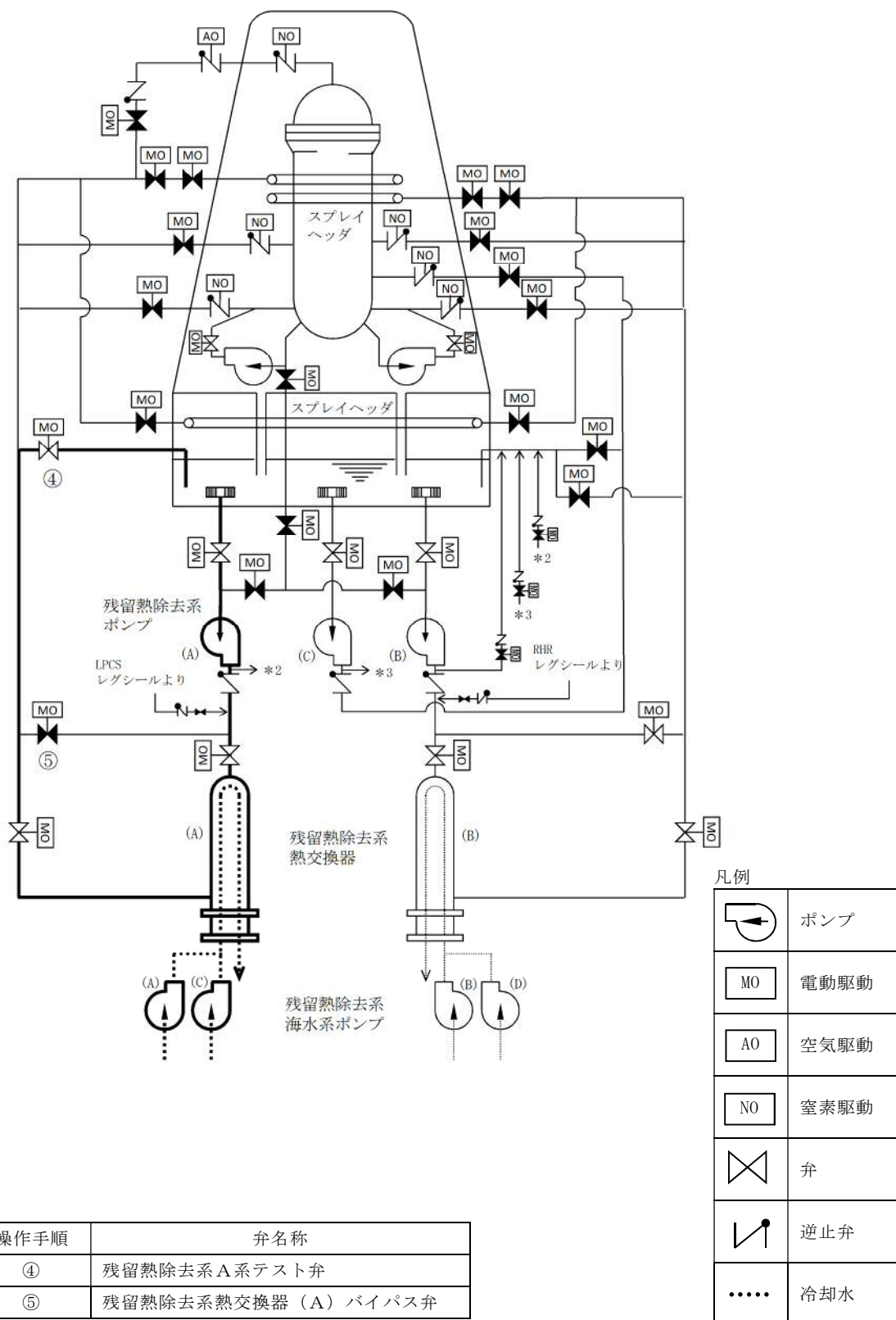
○ ※ 1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.6-25 図 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図

			経過時間（分）												備考	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ												※1	
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	系統構成、スプレイ開始操作													

※1：残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）A系による原子炉格納容器内へのスプレイを示す。また，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）B系による原子炉格納容器内へのスプレイについては，スプレイ開始まで7分以内で可能である。

第1.6－26図 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



第 1.6-27 図 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プールの除熱 概要図

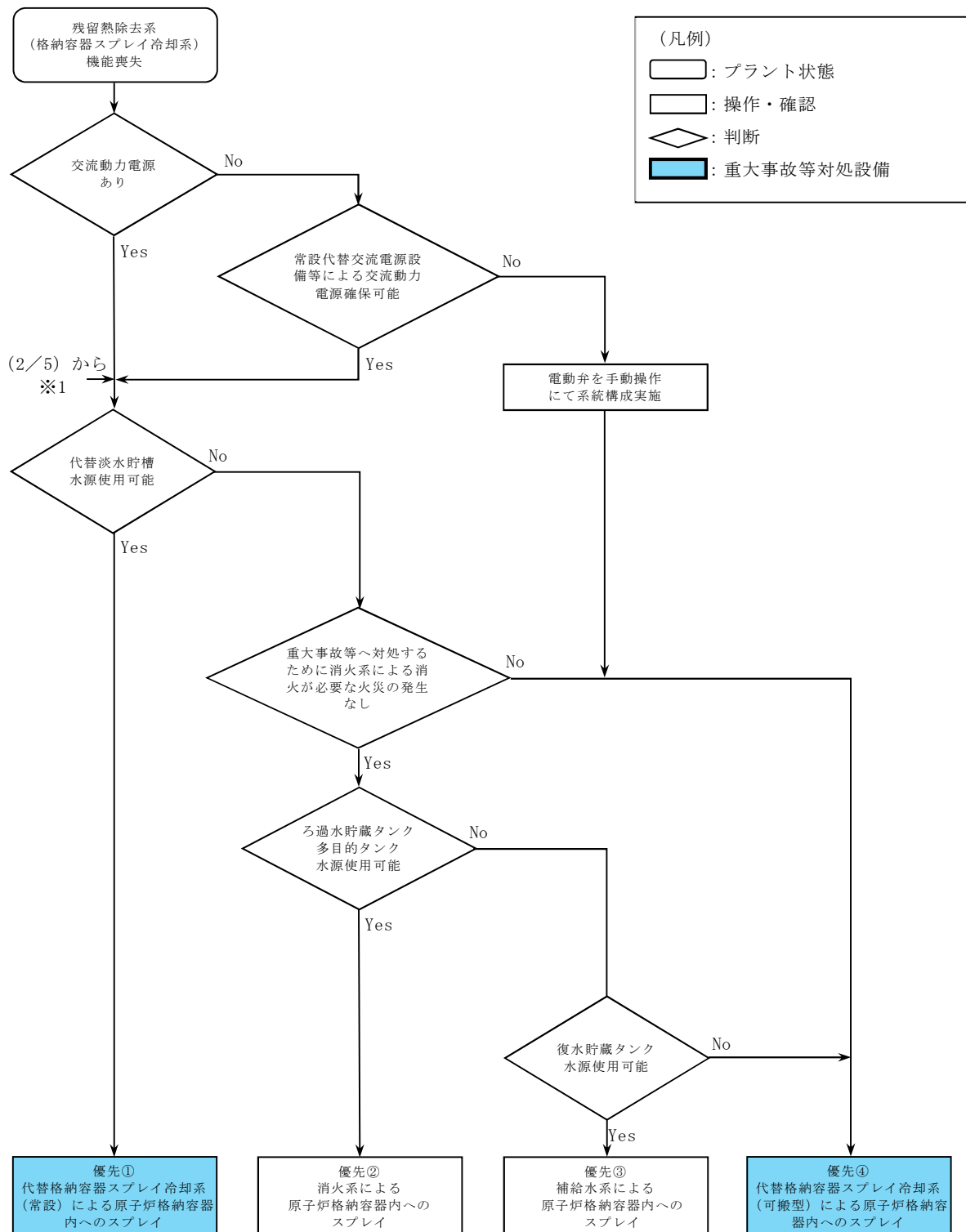
			経過時間（分）										備考
			0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱										
			2分										
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	系統構成，除熱開始操作										※1

※1：残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）A系によるサブプレッション・プールの除熱を示す。また，残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）B系によるサブプレッション・プールの除熱については，除熱開始まで2分以内で可能である。

第1.6－28図 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレ
ッション・プールの除熱 タイムチャート

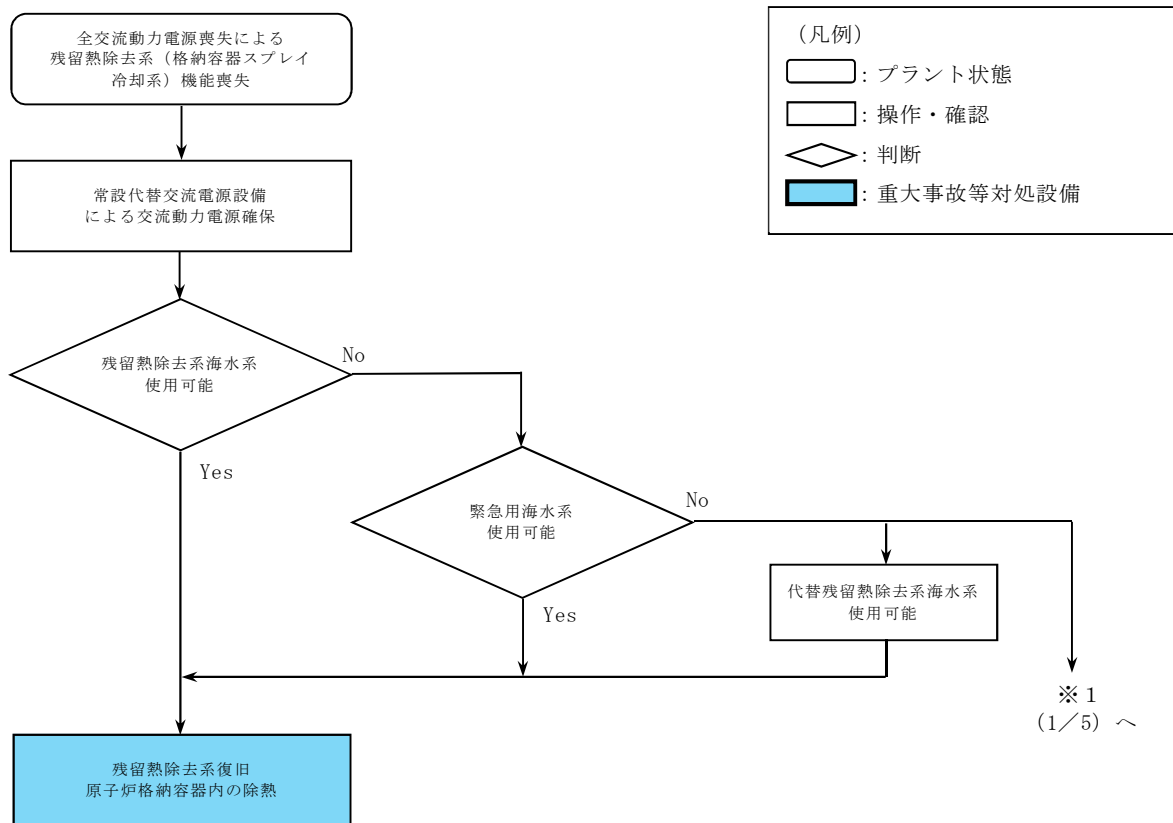
炉心の著しい損傷防止のための対応手順

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第 1.6-29 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/5)

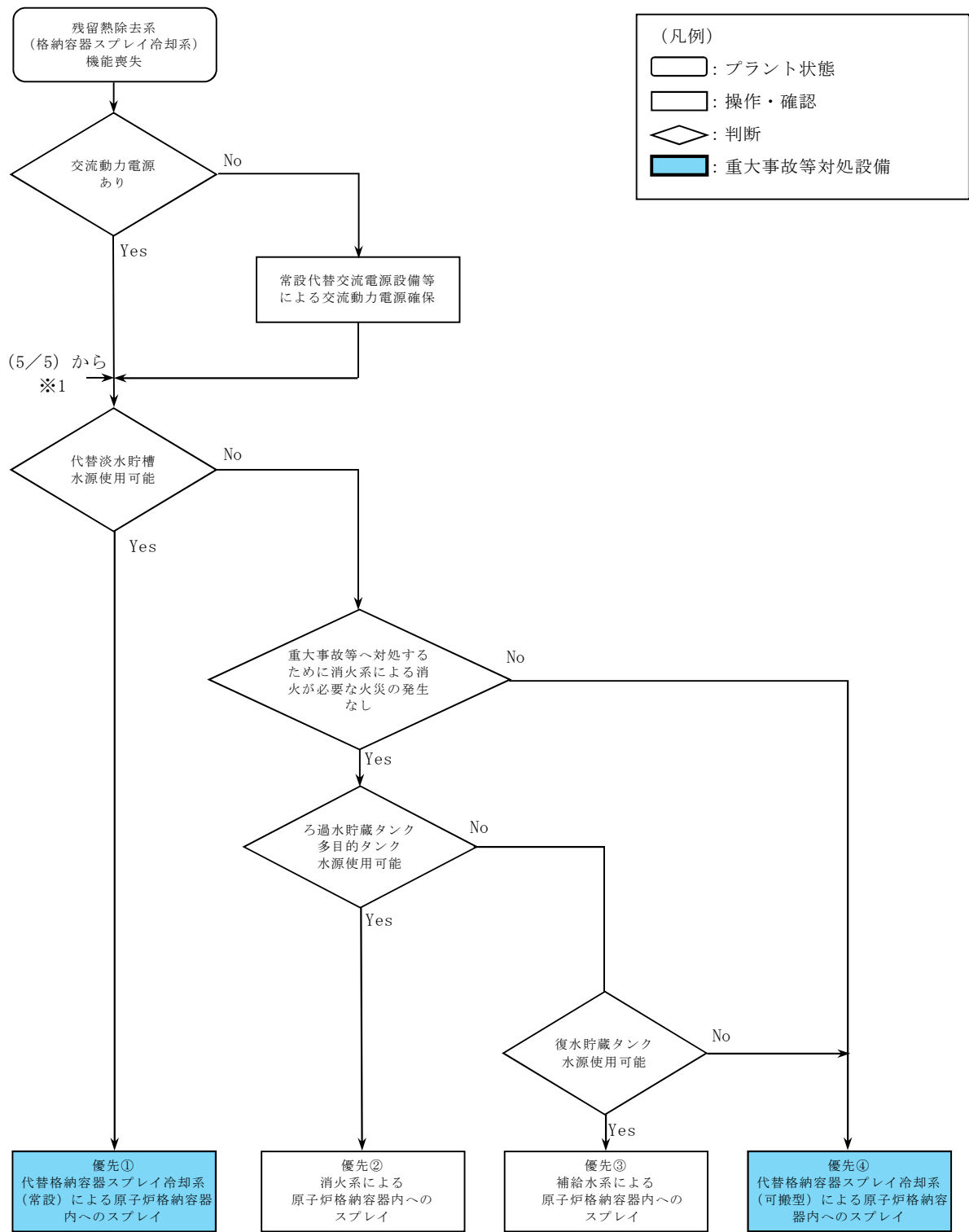
(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6－29 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/5)

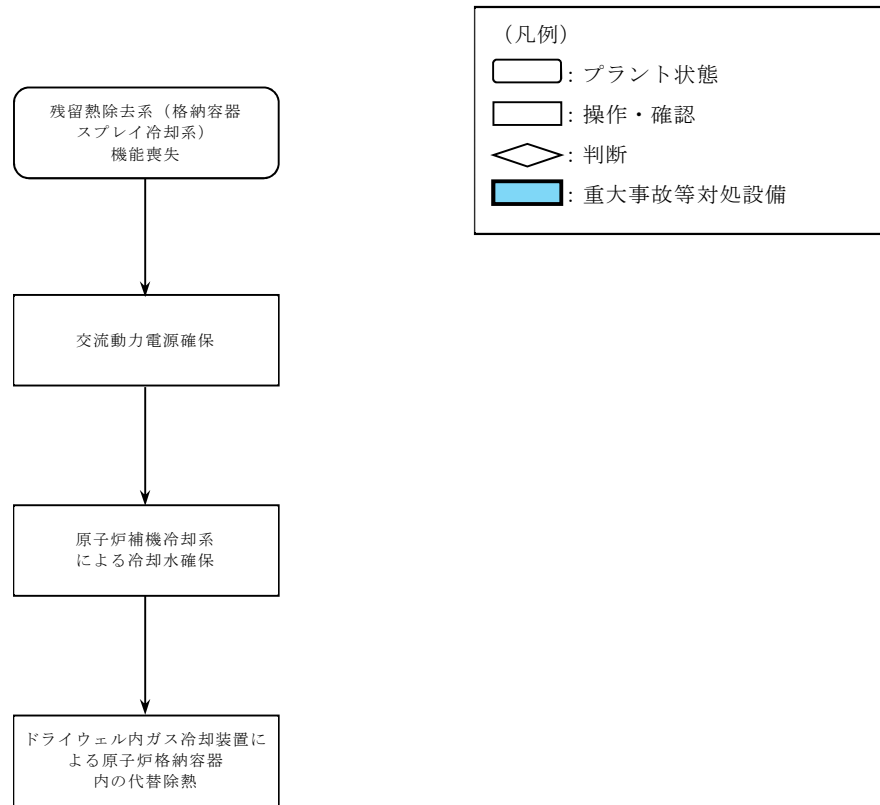
原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択 (1/2)



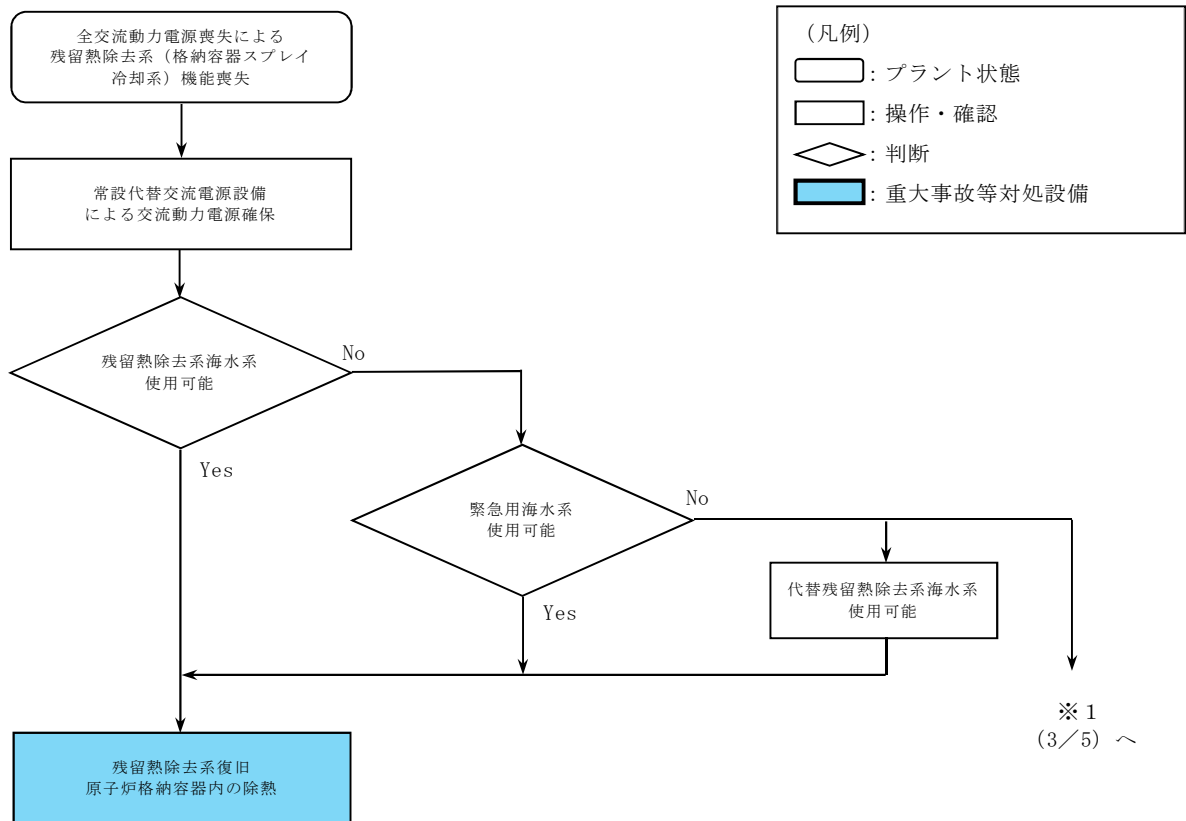
第 1.6-29 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/5)

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択 (2/2)



第 1.6-29 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (4/5)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6－29 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (5/5)

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1／6）

技術的能力審査基準（1.6）	番号	設置許可基準規則（第49条）	技術基準規則（第64条）	番号
【本文】 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。	①	【本文】 1 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。 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。	【本文】 1 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施設しなければならない。 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施設しなければならない。	④
【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。	—	【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。	【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。	—
（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	（1）重大事故等対処設備 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。	（1）重大事故等対処設備 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。	⑤
（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。	③	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。	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。	⑥
		（2）兼用 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。	（2）兼用 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。	—

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2／6）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） による原子炉格納容器内の除熱	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	—	—	—
	サプレッション・チェンバ	既設				
	残留熱除去系熱交換器	既設				
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ	既設				
	原子炉格納容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				
残留熱除去系（サプレッション・プールの除熱） によるサプレッション・プールの除熱	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	—	—	—
	サプレッション・チェンバ	既設				
	残留熱除去系熱交換器	既設				
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設				
	原子炉格納容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	非常用交流電源設備	既設				
	燃料給油設備	既設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3／6）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による 原子炉格納容器内の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	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
	代替淡水貯槽	新設				ろ過水貯蔵タンク
	低圧代替注水系配管・弁	新設				多目的タンク
	代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁	新設				消火系配管・弁
	残留熱除去系 B 系配管・弁・スプレイヘッド	既設				残留熱除去系 B 系配管・弁・スプレイヘッド
	原子炉格納容器	既設				原子炉格納容器
	常設代替交流電源設備	新設				非常用交流電源設備
	可搬型代替交流電源設備	新設				常設代替交流電源設備
	燃料給油設備	新設				可搬型代替交流電源設備
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	—	補給水系による原子炉格納容器内の冷却	燃料給油設備
	可搬型代替注水大型ポンプ	新設				復水移送ポンプ
	西側淡水貯水設備	新設				復水貯蔵タンク
	代替淡水貯槽	新設				補給水系配管・弁
	ホース	新設				消火系配管・弁
	低圧代替注水系配管・弁	新設				残留熱除去系 B 系配管・弁・スプレイヘッド
	代替格納容器スプレイ冷却系配管・弁	新設				原子炉格納容器
	残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド	既設				非常用交流電源設備
	原子炉格納容器	既設				常設代替交流電源設備
	常設代替交流電源設備	新設				可搬型代替交流電源設備
	可搬型代替交流電源設備	新設				燃料給油設備
	燃料給油設備	新設			—	—
—	—	—	—	—	ドライウエル内ガス冷却装置 による原子炉格納容器内の 代替除熱	ドライウエル内ガス冷却装置送風機
						ドライウエル内ガス冷却装置冷却コイル
						原子炉格納容器
						原子炉補機冷却系
						非常用交流電源設備
						燃料給油設備

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4／6）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
代替交流電源設備による残留熱除去系 （格納容器スプレィ冷却系）の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	—	代替交流電源設備による残留熱除去系 （格納容器スプレィ冷却系）の復旧	可搬型代替注水大型ポンプ
	サプレッション・チェンバ	既設				ホース
	残留熱除去系熱交換器	既設				—
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレィヘッダ	既設				
	原子炉格納容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	常設代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				
代替交流電源設備による残留熱除去系 （サプレッション・プール冷却系）の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④	—	代替交流電源設備による残留熱除去系 （サプレッション・プール冷却系）の復旧	可搬型代替注水大型ポンプ
	サプレッション・チェンバ	既設				ホース
	残留熱除去系熱交換器	既設				—
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設				
	原子炉格納容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	常設代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5／6）

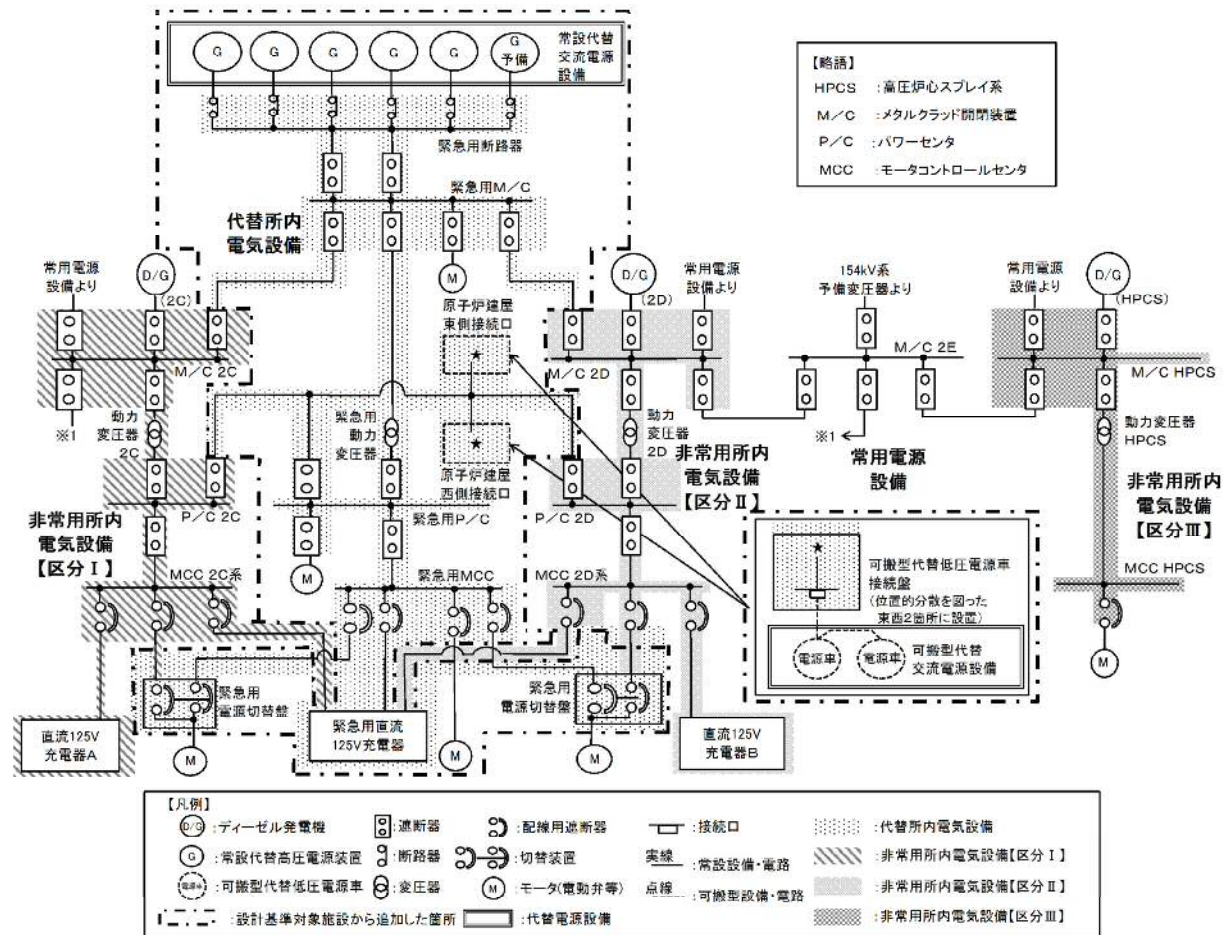
技術的能力審査基準（1.6）	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>1 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止する手段として、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内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。</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>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止する手段として、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により、原子炉格納容器内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。</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>—</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（6／6）

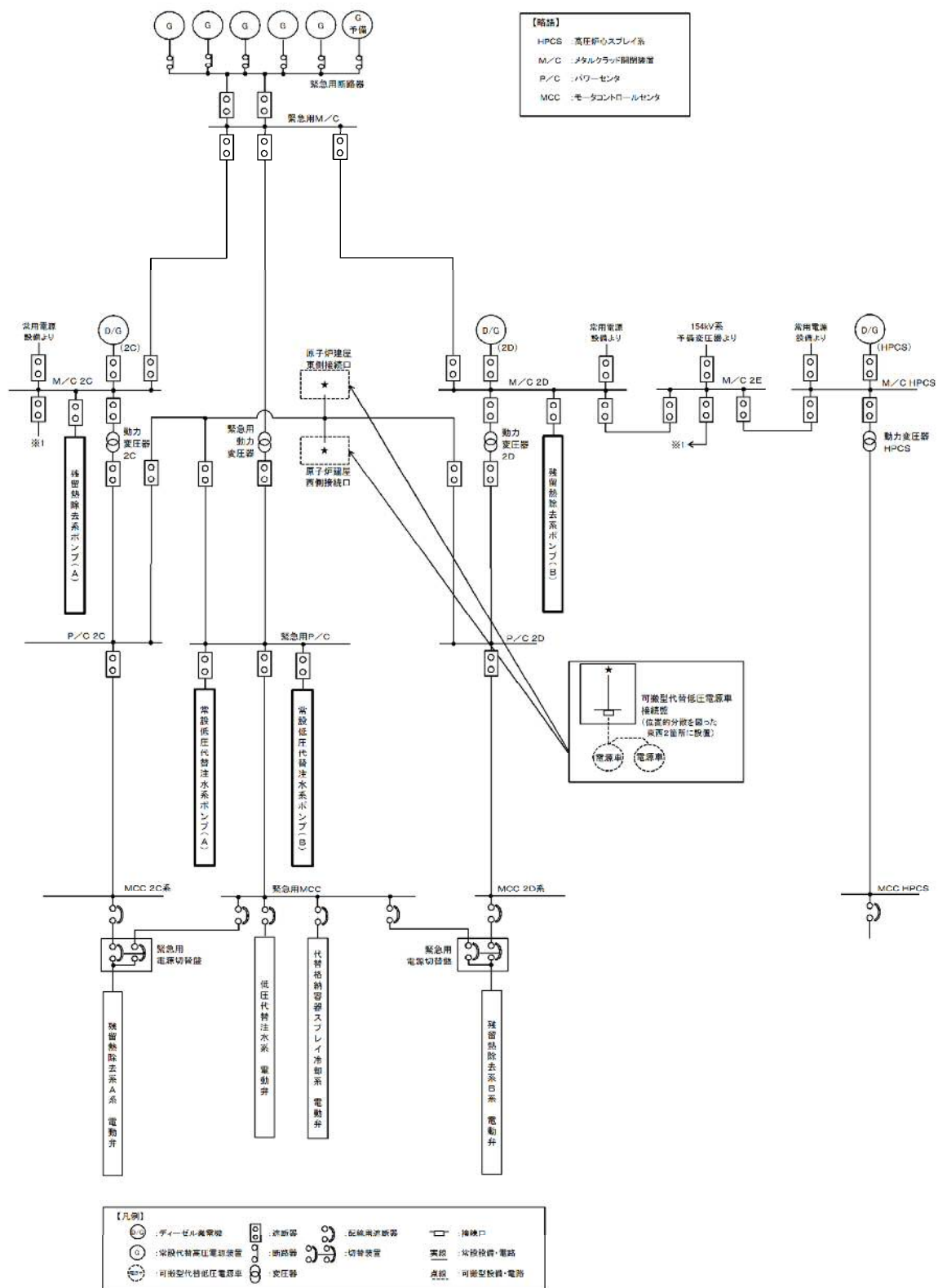
技術的能力審査基準（1.6）	適合方針
<p>（１）炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等</p> <p>a）設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷を防止する手段として、格納容器スプレイ代替注水設備である代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により、原子炉格納容器内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。</p>
<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>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止する手段として、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により、原子炉格納容器内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。</p>

自主対策設備仕様

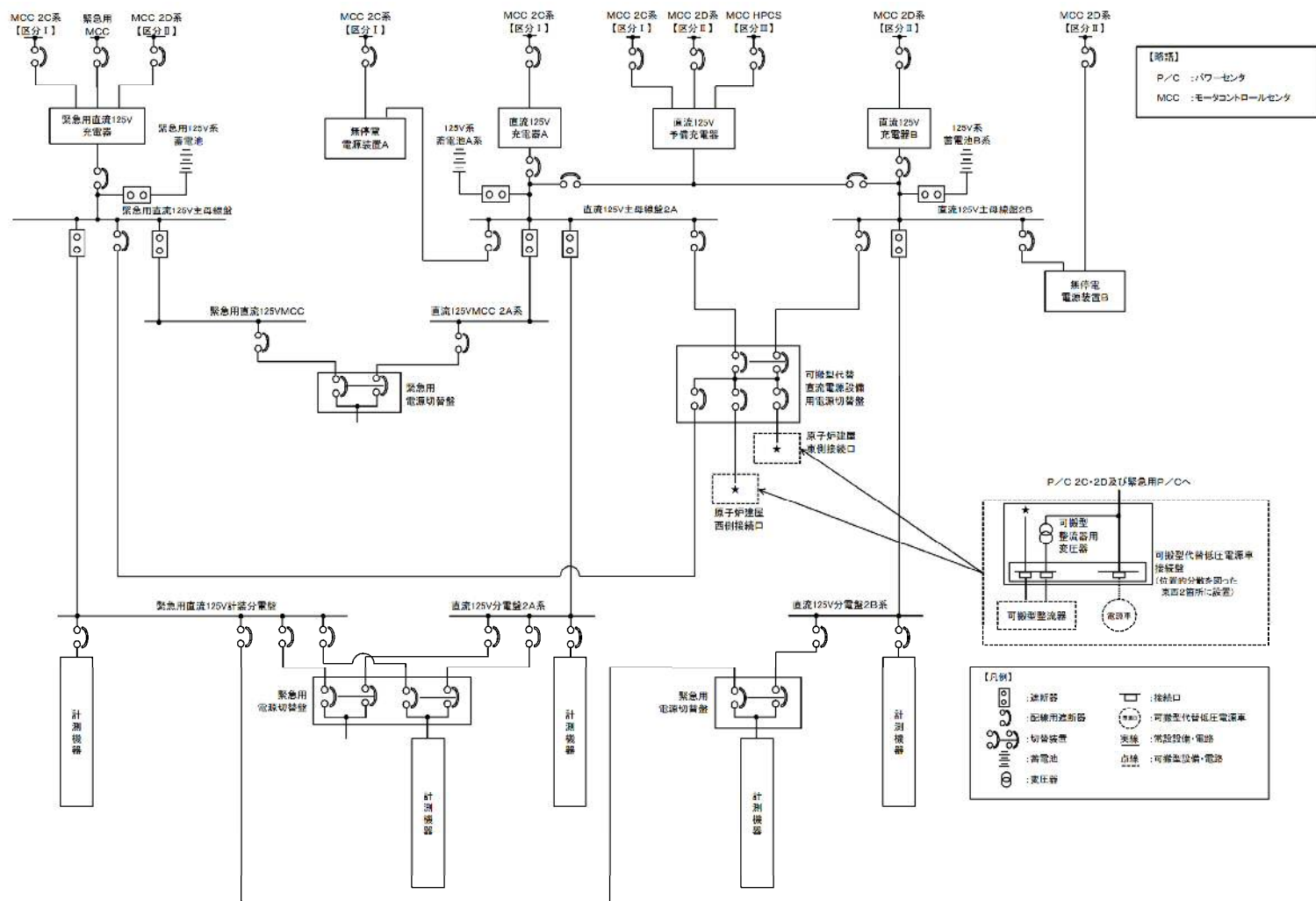
機器名称	常設 ／可搬	耐震性	容量	揚程	個数
可搬型代替注水大型ポンプ (代替残留熱除去系海水系として 使用)	可搬	Sクラス	約 1,320m ³ /h (1 台当たり)	約 140m	4 台
ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	Cクラス	約 4.3m ³ /min	90m	1 台
ろ過水貯蔵タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	—	1 基
多目的タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	—	1 基
復水移送ポンプ	常設	Bクラス	145.4m ³ /h (1 台当たり)	85.4m	2 台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	約 2,000m ³ (1 基当たり)	—	2 基
ドライウェル内ガス冷却装置 送風機	常設	Bクラス	978m ³ /min (1 台当たり)	—	5 台
ドライウェル内ガス冷却装置 冷却コイル	常設	Bクラス	330.3kW (1 基当たり)	—	5 基



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）



第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図（直流電源）

重大事故対策の成立性

1. 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

(1) 系統構成

a. 操作概要

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイが必要な状況において、タービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、ディーゼル駆動消火ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。

b. 作業場所

タービン建屋1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイにおける、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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：58分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は45分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：41分（移動経路：中央制御室からタービン建屋1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：4分（操作対象1弁：タービン建屋1階）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また，操作対象弁は操作性が確保された場所に設置されており，操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成
（補助ボイラ冷却水元弁）

2. 補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイ

(1) 系統構成

a. 操作概要

補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイが必要な状況において、原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、復水移送ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。

b. 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（管理区域）及びタービン建屋1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

補給水系による原子炉格納容器内へのスプレイにおける、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：6名（運転員等（当直運転員）2名、重大事故等対応要員4名）

所要時間目安：111分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は100分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：40分^{※1}（移動経路：中央制御室から原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：25分（操作対象3弁：原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階）

【重大事故等対応要員】

- ・移動：40分（移動経路：原子炉建屋附属棟1階から原子炉建屋廃

棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む））

- ・連絡配管閉止フランジ切替え：35分

※1：重大事故等対応要員の移動及び連絡配管フランジ切替えと
並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d．操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作及び一般的なフランジ切替え作業であり容易に実施可能である。また、操作対象弁及びフランジは操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



作業場所（全体）



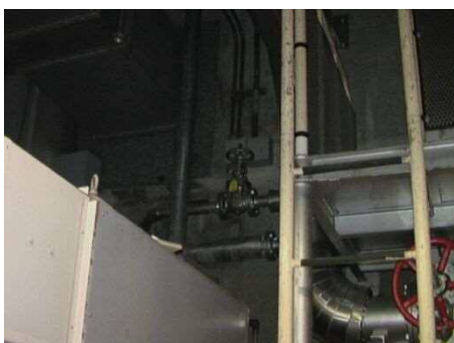
連絡配管閉止フランジ



連絡配管閉止フランジ切替え訓練



系統構成
(補給水系ー消火系連絡ライン止め弁)



系統構成
(補助ボイラ冷却水元弁)

3. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

(1) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

a. 操作概要

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイが必要な状況において，外部接続口及び水源を選定し，取水箇所まで移動するとともに，送水ルートを確認した後，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉格納容器に送水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋東側周辺，原子炉建屋西側周辺，常設代替高圧電源装置置場東側周辺，常設代替高圧電源装置置場西側周辺，取水箇所（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽）周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイとして，最長時間を要する代替淡水貯槽から残留熱除去系A系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安^{※1}：535分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は535分以内）

※1：所要時間目安は，模擬により算定した時間

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）
- ・ホース敷設準備：20分^{※2}（対象作業：ホース積込み，ホース荷
卸しを含む）
- ・系統構成：475分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含
む）
- ・送水準備：20分

※2：ホース敷設準備は，系統構成と並行して行うため，所要時
間目安には含まれない。

d．操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトによ
り，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベ
ック）を着用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ほか，ヘッドライト及びLED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。

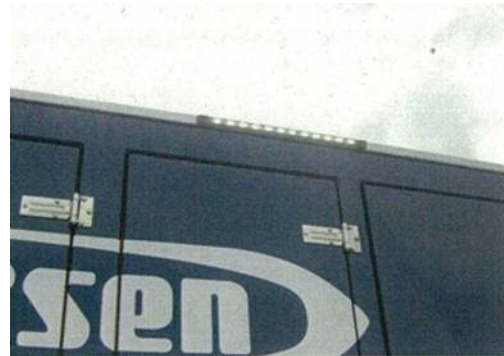
操作性：代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可
搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプか
らのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業ス
ペースを確保していることから，容易に実施可能である。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定
型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，P

H S 端末)，送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



可搬型代替注水中型ポンプ



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

(2) 系統構成

a. 操作概要

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイが必要な状況で，中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合，残留熱除去系 B 系配管による原子炉建屋西側接続口，高所西側接続口又は高所東側接続口を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合においては，原子炉建屋原子炉棟 1 階及び原子炉建屋原子炉棟 2 階まで移動するとともに，現場での人力による操作により系統構成を実施し，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。残留熱除去系 A 系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合は，原子炉建屋原子炉棟 4 階まで移動するとともに，現場での人力による操作により系統構成を実施し，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。

b. 作業場所

【残留熱除去系 B 系配管による原子炉建屋西側接続口，高所西側接続口又は高所東側接続口を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合】

原子炉建屋原子炉棟1階（管理区域）及び原子炉建屋原子炉棟2階（管理区域）

【残留熱除去系 A 系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合】

原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイとして、最長時間を要する代替淡水貯槽から残留熱除去系A系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した送水での現場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：6名（運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名）

所要時間目安：535分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は175分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）】

- ・移動：47分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋原子炉棟4階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：128分（操作対象4弁：原子炉建屋原子炉棟4階）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：電動弁の手動ハンドルによる現場操作については、操作に工具等は必要とせず、手動弁と同様な操作であるため、容易に実施可能である。また、設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱における手順着手の判断基準の設定根拠について

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱における手順着手の判断基準として、サブプレッション・プール水温度 32℃以上又はサブプレッション・チェンバ雰囲気温度 82℃以上としており、設定根拠の考え方について、以下に示す。

操作項目	判断基準	考え方
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱	サブプレッション・プール水温度：32℃以上	サブプレッション・プール水温度が 32℃を超えている場合に、逃がし安全弁等の動作により 49℃を超える可能性があることから、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱を開始する温度として 32℃を設定する。なお、サブプレッション・プール水温度 49℃はこの時点で L O C A が起きても原子炉蒸気の凝縮が行える 77℃を越えない温度である。
	サブプレッション・チェンバ雰囲気温度：82℃以上	サブプレッション・チェンバ雰囲気温度は局所温度であり、局部でもサブプレッション・チェンバ設計温度 104℃を超えないようにするため、余裕をもって残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱を開始する温度としてサブプレッション・チェンバ雰囲気温度 82℃を設定する。

炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

炉心損傷後における重大事故等対処設備による注水や除熱の考え方を以下に示す。

1. 期待する重大事故等対処設備について

非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失し炉心損傷に至った場合、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）及び代替循環冷却系の機能に期待し、炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止を図る手順としている。これらの系統の主な特徴を第1表に示す。

第1表 注水及び除熱手段の特徴（重大事故等対処設備）

系統	注水先	ポンプ	水源
低圧代替注水系（常設）	原子炉圧力容器	常設低圧代替注水系ポンプ	代替淡水貯槽
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	ドライウエル		
格納容器下部注水系（常設）	ペデスタル（ドライウエル部）		
代替循環冷却系	原子炉圧力容器	代替循環冷却系ポンプ	サブプレッション・チェンバ
	ドライウエル		
	サブプレッション・チェンバ		

常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統は、補機系を持たない独立した系統であり事故後早期に使用可能であるが、代替淡水貯槽を水源としており格納容器内へ外部から水を持ち込むため、継続して使用するとサブプレッション・プール水位が上昇し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）の実施時期を早めることとなる＊。

一方、代替循環冷却系は補機系の起動を要するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統に比べて起動に時間を要するが、サブプレッション・チェンバを水源としており外部からの水の持ち込みは生じない。

上記の特徴を踏まえ、事象発生初期の原子炉への注水は常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用することとし、その後、外部からの水の持ち込みを抑制し、サブプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器ベントの遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するため、代替循環冷却系が使用可能となった段階で代替循環冷却系に切り替える手順とする。ただし、代替循環冷却系の運転時において、格納容器圧力・温度の上昇により追加の格納容器の冷却が必要な場合には、一時的に常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用する手順とする。

※：格納容器圧力逃がし装置におけるサブプレッション・チェンバ側のベント配管の水没を防止する観点から、サブプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点で、外部水源による水の持ち込みを制限した上で、格納容器ベントを実施する手順としている。

2. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損前後の注水及び除熱の考え方

(1) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統

a. 炉心損傷後の対応について

炉心損傷を判断した後は、補機系が不要であり短時間で注水が可能な低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する手順としている。また、原子炉注水ができない場合においても、注水手段の確保に努めることとしている。したがって、炉心損傷前後ともに原子炉注水を実施する対応方針に違いはないが、事象進展の違いによって以下の異なる手順となる。

① L O C A時に炉心が損傷した場合は、ヒートアップした炉心へ原子炉

注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸気がドライウェルに直接放出されドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇する。そこで、格納容器の健全性を確保するために、L O C Aの判断（ドライウェル圧力 13.7kPa [gage] 以上）及び炉心損傷の判断（ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上）により、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を同時に実施する。この場合、原子炉注水により過熱蒸気が発生することから、先行して代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施し、その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することで、ドライウェルスプレイを実施している状態で原子炉へ注水する手順とする。

- ② L O C A時に炉心が損傷して原子炉注水が実施できない場合は、いずれは溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行に伴う原子炉圧力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウェルに放出され、ドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇することを踏まえて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施する手順とする。ただし、実際の操作としては、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することから、炉心損傷の判断後にドライウェルスプレイをする手順は①と同様である。

b. 原子炉圧力容器破損前の対応について

- ③通常運転時からペDESTAL（ドライウェル部）水位を約 1m に維持す

る構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉压力容器破損時の溶融炉心の冷却を考慮し、ペDESTAL（ドライウエル部）水位を確実に約 1m 確保するために格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作を実施する手順とする。

c. 原子炉压力容器破損後短期の対応について

④原子炉压力容器破損を検知した後は、溶融炉心とペDESTAL（ドライウエル部）に存在する水との相互作用により、ドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇するため、原子炉压力容器破損を判断した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施する手順とする。

⑤ドライウエルスプレイを開始した後は、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した溶融炉心の冷却維持のため、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作を実施する手順とする。

d. 本システムの停止及び一時的な運転について

⑥本システムは外部水源を用いた手段であり、本システムの運転継続によりサプレッション・プール水位が上昇する。そこで、格納容器ベントを遅延させる観点から、本システムによる原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を停止し、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する。

⑦ただし、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する状態において格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する場合には、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を一時的に実施する手順とする。

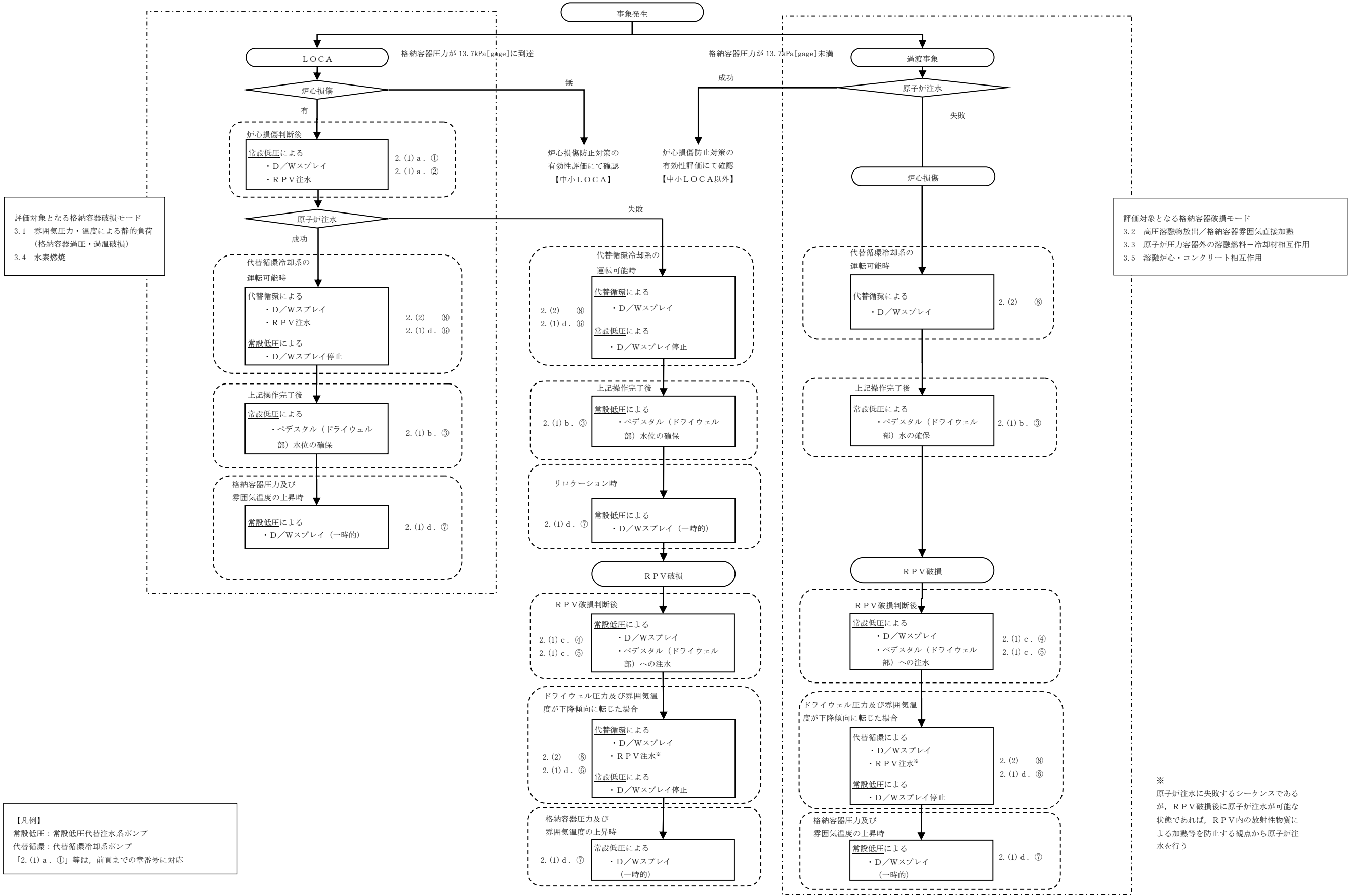
(2) 代替循環冷却系

⑧代替循環冷却系は残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等の補機系の

起動後に期待できる系統であり，運転開始までに一定の時間を要するが，内部水源であるため本系統の運転継続によりサプレッション・プール水位は上昇しない。したがって，起動が可能となった時点で本系統を運転開始する手順とし，サプレッション・プール水位の上昇を抑制しつつ，原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施することで，損傷炉心の冷却や格納容器の冷却及び除熱を実施することとする。

3. 各事象の対応の流れについて

炉心損傷に至る事象としては，起因事象がLOCAの場合と過渡事象の場合で事象進展が異なることが考えられる。また，初期に原子炉注水に成功する場合と成功しない場合においても，事象進展が異なることが考えられる。以上の事象進展の違いを踏まえ，事故対応の流れを第1図に示す。



第 1 図 事故対応の流れ

4. 長期安定停止に向けた対応について

長期安定停止に向けて格納容器圧力及び温度を低下させることを目的として、残留熱除去系、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施し、格納容器の健全性を維持する。

また、炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で水素及び酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施する。

(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について

有効性評価における格納容器温度・圧力の判断基準（評価項目）は200℃、2Pdと設定しており、200℃、2Pdの状態が継続することを考慮した評価が必要な部位はシール部である。このため、シール部については、200℃、2Pdの状態が7日間（168時間）継続した場合でもシール機能に影響がないことを確認することで、限界温度・圧力における格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

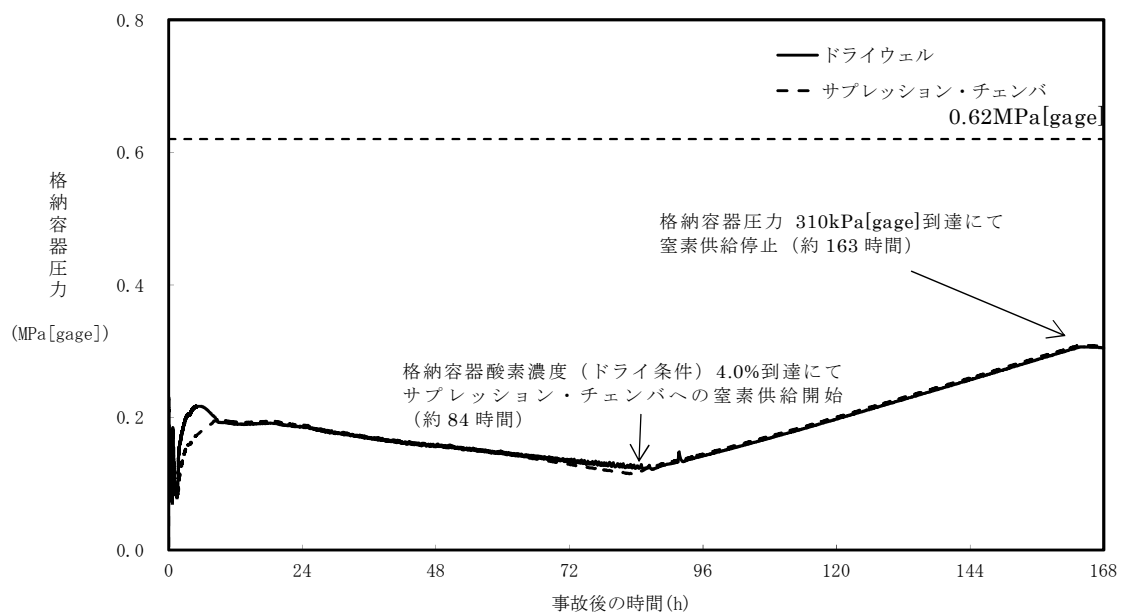
ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

また、上記に加えて、7日間（168時間）以降の累積放射線照射量についても、格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

(2) 7日間（168時間）以降の圧力、温度の条件

7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンス及び「高圧熔融物放出／格

「格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、310kPa[gage]までサブプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で310kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を第1図に示す。

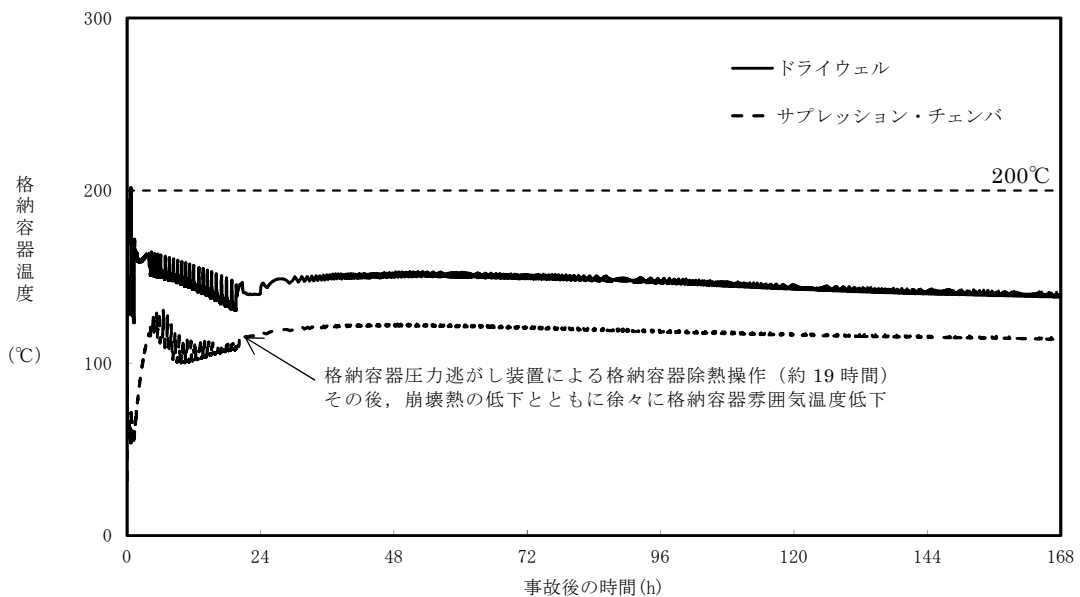


第1図 格納容器圧力（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合）

7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合のシーケンスである。このシーケンスの

格納容器雰囲気温度の推移を第2図に示すが，7日間（168時間）時点で150℃未満であり，その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため，第1表で示すとおり7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また，格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度※）についても，事象発生後3.9時間後に生じる最高値は157℃であるが，7日間以降は150℃を下回る。

※：評価に用いているMAAPコードは，FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については，原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において，FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり，格納容器全体に飛散することがないことが確認されており，健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく，MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



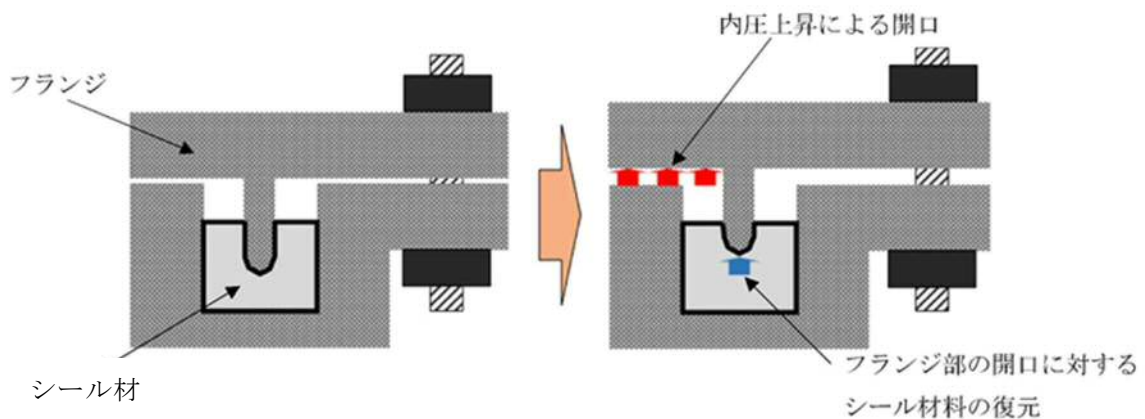
第2図 格納容器雰囲気温度（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合）

第 1 表 事故発生後の経過時間と格納容器圧力・温度，累積放射線照射量
の関係

事故発生後の経過時間	0～168 時間	168 時間以降
格納容器圧力	評価項目として 2Pd(620kPa[gage])を設定	有効性評価シナリオで 最大310kPa[gage]となる (MAAP解析結果)
格納容器温度	評価項目として 200℃を設定	有効性評価シナリオで 150℃を下回る (MAAP解析結果)

(3) 7日間（168時間）以降の格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により，格納容器の健全性に影響を及ぼす部位はシール部のシール材である。シール部の機能維持は，第3図の模式図に示すとおり，格納容器内圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し，シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり，格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても，圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば，シール部の機能は健全である。長期のケースとして，有効性評価シナリオにおいて168時間時の格納容器圧力が高い代替循環冷却系運転ケースを評価しても，格納容器圧力は約0.31MPaであり開口量は小さい（第2表参照）。なお，復元量の具体的な評価は，格納容器温度に関係することから3.2で示す。



第3図 シール部の機能維持確認の模式図

第2表 格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	168時間時 1Pd(0.31MPa)	2Pd(0.62MPa)
トップヘッド フランジ	内側		
	外側		
機器搬入用ハッチ	内側		
	外側		
サプレッション・ チェンバアクセス ハッチ	内側		
	外側		

(4) 7日間（168時間）以降の格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

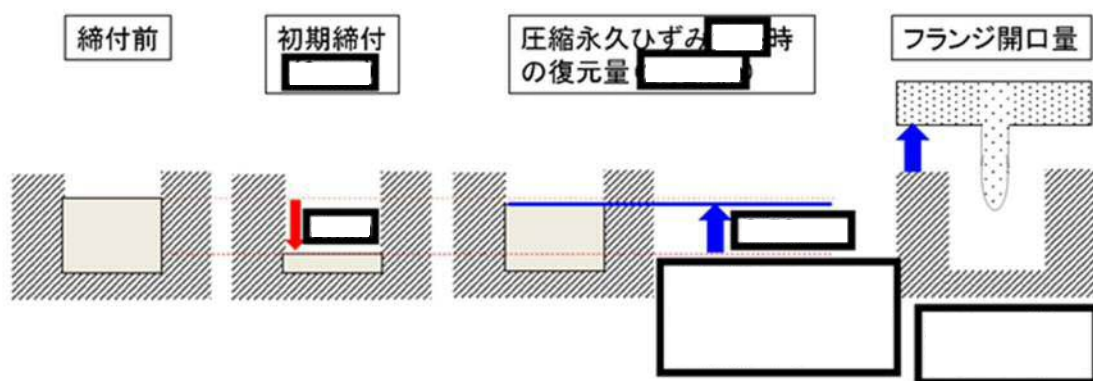
格納容器温度の上昇に伴う，時間経過によるシール材の長期的（格納容器温度が150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは，トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて，168時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため，シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第3表に示す。

第3表 改良EPDM製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0～7 日	7 日～14 日	14 日～30 日
試験温度	200℃	150℃	150℃
圧縮永久ひずみ率 [%]			
硬さ			
質量変化率[%]			

注記： γ 線 1.0MGy 照射済の試験体を用い，飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

第3表に示すように，168時間以降，150℃の環境下においては，改良EPDM製シール材の基礎特性データにはほとんど変化はなく，経時劣化の兆候は見られない。したがって，重大事故後168時間以降における格納容器の温度を150℃と設定した場合でも，シール部の機能は十分維持される。なお，EPDM材は一般特性としての耐温度性は150℃であり，第3表の結果は改良EPDM製シール材が200℃条件を7日間経験しても，一般特性としての耐熱温度まで低下すれば，それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示していると考ええる。また，第3表の結果から圧縮永久ひずみ 時の改良EPDM製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを第4図に示しており，第2表で示す168時間以降の格納容器圧力に対しても十分追従可能な復元量を維持していることも確認できる。



第 4 図 圧縮永久ひずみ [] 時のシール材復元量とフランジ開口量

(5) 7日間（168時間）以降の格納容器の閉じ込め機能について

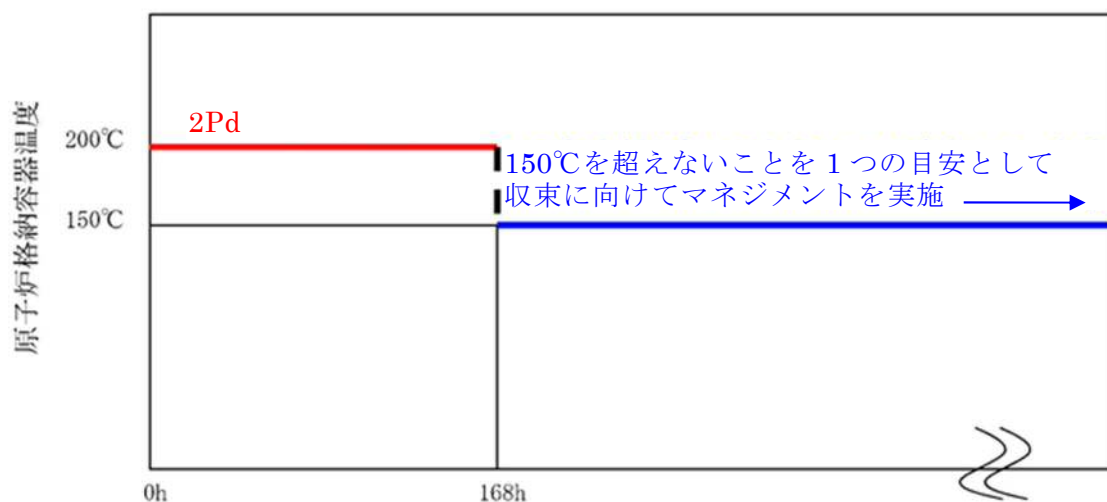
(2)で示したように有効性評価結果からも，7日間（168時間）以降は格納容器温度が改良E P D M製シール材の一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また，格納容器圧力についてもベント操作の有無に関わらず圧力は低下しており，開口量は2Pd時と比較しても小さいことが確認できている。なお，代替循環冷却系を使用するシーケンスの場合，中長期的には，水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが，酸素濃度がドライ条件で4.3vol%に到達した場合にはベントを実施することとしていることから，格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。

よって，格納容器温度・圧力が評価項目（200℃・2Pd）にて7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで，長期の格納容器閉じ込め機能を確保できる。

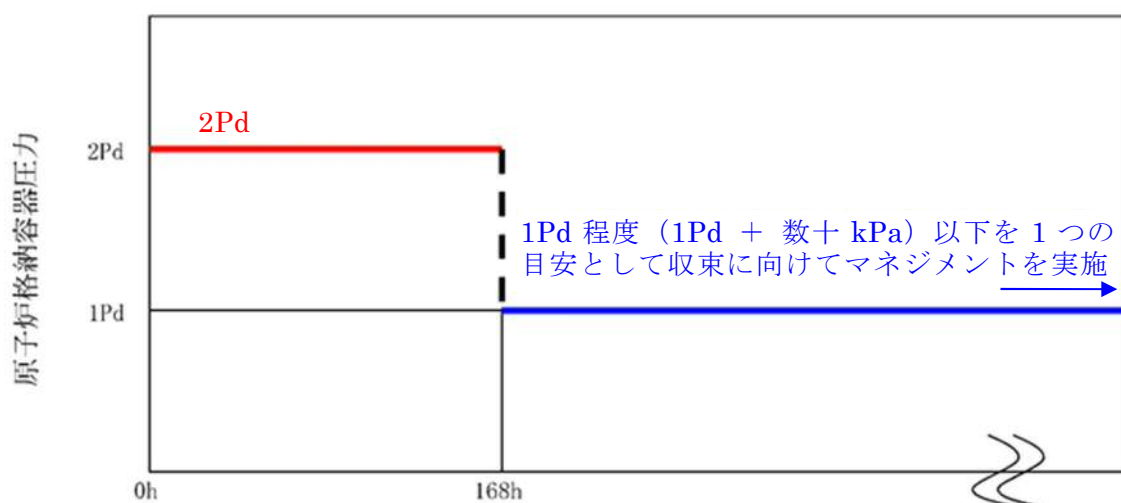
7日間（168時間）以降の格納容器の閉じ込め機能については，格納容器圧力・温度は低下していること，及び代替循環冷却系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生の寄与も大

きくことから，最初の7日間（168時間）に対して $200^{\circ}\text{C} \cdot 2\text{Pd}$ を超えないよう管理することで，長期的な格納容器閉じ込め機能は維持される。ただし，事故環境が継続することにより，熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ，長期的なプラントマネジメントの目安として，7日間（168時間）以降の領域においては，格納容器温度については第5図に示すとおり 150°C を超えない範囲で，また，格納容器圧力については第6図に示すとおり1Pd程度（1Pd＋数十kPa※）以下でプラント状態を運用する。

※：酸素濃度をドライ換算で4.3vol%以下とする運用の範囲



第5図 格納容器温度の168時間以降の考え方



第6図 格納容器圧力の168時間以降の考え方

(6) 7日間（168時間）以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について

時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは、トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良E P D M製シール材を用いて、168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第4表に示す。累積放射線照射量による影響は、試験結果より、有意な変化がないことから、7日間以降のシール機能は、維持できる。

第4表 改良E P D M製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168時間＋150℃・168時間

(7) 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応

炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、酸素濃度4.3vol%（ドライ条件）到達で格納容器ベントを実施することで、可燃性ガスを排出する手順としている。一方で、環境への影響を考慮すると、格納容器ベントを可能な限り遅延する必要があるため、格納容器ベントの実施基準である酸素濃度4.3vol%の到達時間を遅らせる目的から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作（以下「窒素注入」という。）を実施することとしている。ここでは、有効性評価の事象進展を参照し、窒素注入及び格納容器ベントに係る判断基準の妥当性について示す。

a. 窒素注入の判断基準と作業時間について

窒素注入に係る判断基準は以下のとおり設定している。

(a) 窒素供給装置の起動準備操作の開始基準：酸素濃度 3.5vol%

(b) 窒素注入の開始基準：酸素濃度 4.0vol%

「3.4 水素燃焼」において、水の放射線分解における水素及び酸素のG値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値により感度解析を実施しており、水素及び酸素濃度の上昇が早い感度解析においても、第5表のとおり、可搬型窒素供給装置の起動準備時間が約6時間（約360分）確保できるため、起動準備時間の180分に対して十分余裕があることが確認できる。

第5表 設計基準事故のG値を用いた場合の評価結果

酸素濃度	到達時間	窒素注入準備の余裕時間
3.5vol%	約15時間	約6時間
4.0vol%	約21時間	

b. 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

窒素注入及び格納容器ベントに係る実施基準、実施基準の設定根拠を第6表に示す。操作時間や水素濃度及び酸素濃度監視設備の計装誤差（約0.6vol%）を考慮しても、可燃限界領域（酸素濃度5.0vol%以上）に到達することなく、窒素注入及び格納容器ベントが実施可能である。

第6表 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

操作	実施基準 ：計装の読み取り 値	実施基準の設定根拠
可搬型窒素供給装置の起動準備の開始基準	酸素濃度3.5vol% (2.9vol%～ 4.1vol%) ※	可搬型窒素供給装置の起動準備時間を考慮して設定
窒素注入開始基準	酸素濃度4.0vol% (3.4vol%～ 4.6vol%) ※	格納容器ベントの開始基準の到達前を設定
格納容器ベント開始基準	酸素濃度4.3vol% (3.7vol%～ 4.9vol%) ※	計装誤差を踏まえても可燃限界領域到達前に格納容器ベントが可能な基準を設定

※括弧内は、計装の読み取り値に対して計装誤差を考慮した範囲であり、実機の酸素濃度として想定される範囲

常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について

1. 常設低圧代替注水系ポンプの機能

常設低圧代替注水系ポンプは以下の 5 つの機能に期待している。

- ・ 原子炉水位を維持し炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展を防止するための低圧代替注水機能
- ・ 格納容器の過圧・過温破損防止のための代替格納容器スプレイ機能
- ・ 格納容器内での溶融炉心の冷却のためのペデスタル（ドライウェル部）注水機能
- ・ 格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えいを抑制するための格納容器頂部注水機能
- ・ 使用済燃料プール水位を維持し燃料損傷を防止するための代替使用済燃料プール注水機能

2. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保について

(1) 単一の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、各注水先の最大流量を包絡する注水量を確保できる設計としている。

常設低圧代替注水系ポンプにより注水する際の系統構成は、中央制御室からの遠隔操作により行い、現場操作は不要である。また、各注水先へ注水する際の操作の相違点は、開操作する弁の違いのみであり、各弁の操作も中央制御室からの遠隔操作が可能であることから、困難な操作はない。

このように、常設低圧代替注水系ポンプの単一の機能の確保については問題ないと考えられる。

(2) 複数の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、複数個所への同時注水を想定したのとなっており、想定する同時注水の組合せで必要流量が確保できる設計としている。また、想定する同時注水の組合せで、重大事故等による影響の緩和が可能であることを有効性評価にて示している。

①原子炉注水と格納容器スプレイ

大破断 L O C A が発生し、非常用炉心冷却系からの注水に失敗した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注水 $230\text{m}^3/\text{h}$ 、格納容器スプレイ $130\text{m}^3/\text{h}$ であるが、この条件で炉心の冷却並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制できることを有効性評価で確認するとともに、この流量が確保できる設計としている。なお、上記以外の同時注水については、原子炉へは崩壊熱相当の注水となるため、上記注水流量を超えることはない。

②原子炉注水とペデスタル（ドライウエル部）注水

大破断 L O C A が発生し非常用炉心冷却系からの注水に失敗し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に成功した場合、原子炉水位 L O 到達後に格納容器冷却を停止し、原子炉注水とペデスタル（ドライウエル部）の水張りを実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注水として崩壊熱相当の流量、ペデスタル（ドライウエル部）の水張りとして $80\text{m}^3/\text{h}$ であるが、この条件で炉心の冷却及びペデスタル（ドライウエル部）の必要水位を確保できることを有効性評価にて確認するとともに、この流量が確保できる設計としている。

③格納容器スプレイとペデスタル（ドライウエル部）注水

原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器が破損する場合、格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウェル部）への注水を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、格納容器スプレイ 300m³/h、ペDESTAL（ドライウェル部）注水 80m³/h であるが、この条件で格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制並びにペDESTAL（ドライウェル部）に落下した熔融炉心の冷却等ができることを有効性評価で確認するとともに、この流量を確保できる設計としている。

④その他注水先の組合せ

その他の組合せとして、格納容器頂部又は使用済燃料プールへの注水が重畳することもある。これら注水先へは、間欠的に注水を行い一定量の水位を維持するため、①、②及び③の最大流量の注水等と異なるタイミング又は系統の余力で注水等を行うため、対応が可能である。

また、複数の注水先に注水するための操作については、各注水先へ注水するための操作に必要な時間を考慮した有効性評価により、炉心冷却や熔融炉心の冷却等ができることを確認している。

以上より、常設低圧代替注水系ポンプの複数の機能の確保についても問題ないと考えられる。

3. 常設低圧代替注水系ポンプの機能の冗長性について

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系及び代替循環冷却系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後であれば低圧代替注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。また、格納容器スプレイについては、代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、ペDESTAL（ドライウェル部）注水については格納容器下部注水系（可搬型）、格納容器頂部注水について

は格納容器頂部注水系（可搬型），使用済燃料プール注水については可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）によって機能を補うことも可能である。このように，常設低圧代替注水系ポンプの各機能については冗長性を持たせることで機能強化を図っている。

常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを使用した同時注水について

常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを使用した注水については，原子炉，原子炉格納容器，ペデスタル（ドライウェル部），原子炉格納容器頂部及び使用済燃料プールを注水先として設計する。このため，重大事故等時において，複数の注水先に対して同時に必要流量を注水できるよう設計する。なお，各注水先への注水は弁の開操作のみで実施可能であるため，必要箇所への注水を継続しつつ，注水先を追加することが可能である。

有効性評価で考慮する同時注水パターンを第 1 表及び第 2 表に示す。

また，有効性評価における事象進展ごとの常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる注水先の組み合わせケースを第 3 表から第 7 表に示す。

第 1 表 有効性評価で考慮する常設低圧代替注水系ポンプを使用した同時注水ケース

原子炉	原子炉格納容器	ペデスタル (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール
47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11
230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—
—	300m ³ ／h	80m ³ ／h	—	—
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h

第 2 表 有効性評価で考慮する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを使用した同時注水ケース

原子炉	原子炉格納容器	ペデスタル (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール
47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	16m ³ ／h

第 3 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水失敗時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合（炉心損傷前）

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
初期注水段階	378m ³ ／h	—	—	—	—	・ QH 特性に従った注水 ・ 原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・ 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h	・ 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定 ・ 使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階	50m ³ ／h	—	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・ 使用済燃料プールは代替燃料プール冷却系等による除熱に期待できることから、同時注水を考慮していない

対象事象：高圧・低圧注水機能喪失，L O C A 時注水機能喪失

第 4 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水成功後に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉減圧・低圧注水移行段階	378m ³ ／h	—	—	—	—	・ QH 特性に従った注水 ・ 原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・ 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h	・ 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定 ・ 使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階※	50m ³ ／h	—	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・ 使用済燃料プールは代替燃料プール冷却系等による除熱に期待できることから、同時注水を考慮していない

※崩壊熱除去機能（残留熱除去系が故障した場合）のケース

対象事象：崩壊熱除去機能喪失

第 5 表 全交流動力電源喪失（24 時間継続）時に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉減圧・低圧注水移行段階	110m ³ ／h	—	—	—	—	・QH 特性に従った注水 ・原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	16m ³ ／h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定

対象事象：全交流動力電源喪失，津波浸水による最終ヒートシンク喪失

第 6 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水失敗時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合（L O C A 起因による炉心損傷事象）

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
初期注水段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・L O C A が発生し設計基準事故対処設備による注水に失敗し、炉心損傷に至った場合に、炉心の再冠水並びに原子炉格納容器内温度及び圧力を抑制するためのケース
再冠水後制御段階※	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階※	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階※	50m ³ ／h	—	—	—	—	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量

※代替循環冷却系を使用できない場合のケース

対象事象：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼

第 7 表 原子炉圧力容器破損時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合

	47 条／1. 4	49 条／1. 6	51 条／1. 8	53 条／ 1. 10	54 条／ 1. 11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	(ドライウエル部) ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉圧力容器破損段階	－	300m ³ ／h	80m ³ ／h	－	－	・設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備による原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器の破損に至った場合に、原子炉格納容器内温度及び圧力の抑制並びにペデスタル（ドライウエル部）に落下した熔融炉心を冷却するためのケース
原子炉圧力容器破損段階での対応後の段階	－	130m ³ ／h	80m ³ ／h	－	－	・ペデスタル（ドライウエル部）注水はペデスタル（ドライウエル部）の水位維持時の注水量 ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	－	－	80m ³ ／h	－	114m ³ ／h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定

対象事象：高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用，熔融炉心・コンクリート相互作用

解釈一覧

判断基準の解釈一覧 (1/2)

手順			判断基準記載内容	解釈
1.6.2.2 原子炉格納容器の破損 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（常 設）による原子炉 格納容器内へのス プレイ	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		(b) 消火系による原子 炉格納容器内への スプレイ	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		(c) 補給水系による原 子炉格納容器内へ のスプレイ	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		(d) 代替格納容器スプレ イ冷却系（可搬 型）による原子炉 格納容器内へのス プレイ（淡水／海 水）	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
	(2) サポート系故障時 の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系電源 復旧後の原子炉格 納容器内へのスプレ イ	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		(b) 残留熱除去系電源 復旧後のサブレッ ション・プールの 除熱	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上

判断基準の解釈一覧（2／2）

手順			判断基準記載内容	解釈
1.6.2.3 設計基準事故対処設備 による対応手順	(2) 残留熱除去系（サ プレッション・プ ール冷却系）によ るサプレッショ ン・プールの除熱	—	サプレッション・プール水温度指示値が32℃以 上	添付資料1.6.5「残留熱除去系（サプレッショ ン・プール冷却系）によるサプレッション・プ ールの除熱における手順着手の判断基準の設定 根拠について」に整理する。
			サプレッション・チェンバ雰囲気温度指示値が 82℃以上	

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	(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（常 設）による原子炉 格納容器内へのス プレイ	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約 2.0MPa [gage] 以上	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約 2.0MPa [gage] 以上
		(b) 消火系による原子 炉格納容器内への スプレイ	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ラ イン用）の上昇	添付資料1.6.7「常設低圧代替注水系ポンプの機 能確保の妥当性について」に整理する。
			消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上
		(c) 補給水系による原 子炉格納容器内へ のスプレイ	残留熱除去系系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量で約185m ³ /hまで上昇
			復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約 0.84MPa [gage] 以上	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約 0.84MPa [gage] 以上
	(2) サポート系故障時 の対応手順 a. 復旧	(d) 代替格納容器スプレ イ冷却系（可搬 型）による原子炉 格納容器内へのス プレイ（淡水／海 水）	残留熱除去系系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量で約250m ³ /hまで上昇
			低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ラ イン用）又は低圧代替注水系格納容器スプレイ 流量（可搬ライン用）の上昇	添付資料1.6.7「常設低圧代替注水系ポンプの機 能確保の妥当性について」に整理する。
		(a) 残留熱除去系電源 復旧後の原子炉格 納容器内へのスプレ イ	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上
			残留熱除去系系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量が約1,690m ³ /hまで上昇
		(b) 残留熱除去系電源 復旧後のサブレッ ション・プールの 除熱	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上
			残留熱除去系系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量が約1,690m ³ /hまで上昇
1.6.2.3 設計基準事故対処設備 による対応手順	(1) 残留熱除去系（格 納容器スプレイ冷 却系）による原子 炉格納容器内への スプレイ	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上
			残留熱除去系系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量が約1,690m ³ /hまで上昇
	(2) 残留熱除去系（サ ブレーション・プ ール冷却系）によ るサブレッショ ン・プールの除熱	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上
			残留熱除去系系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量が約1,690m ³ /hまで上昇

弁番号及び弁名称一覧（1／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
残留熱除去系B系D／Wスプレイ弁	RHR（B）格納容器スプレイ	E12-F016B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階南側PIPING AREA（管理区域）
	RHR（B）格納容器スプレイ	E12-F017B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階南側PIPING AREA（管理区域）
常設低圧代替注水系系統分離弁	（常設低圧代替注水系系統分離弁）※1	－	中央制御室 常設低圧代替注水系格納槽内（非管理区域）
代替格納容器スプレイ注水弁	（代替格納容器スプレイ注水弁（常設／可搬ライン））※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階（管理区域）
	（代替格納容器スプレイ注水弁（可搬ライン））※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
代替格納容器スプレイ流量調整弁	（代替格納容器スプレイ流量調整弁（常設／可搬ライン））※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階（管理区域）
	（代替格納容器スプレイ流量調整弁（可搬ライン））※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
残留熱除去系B系注入弁	RHR（B）注入弁	E12-F042B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階MSIV保修室（管理区域）
補助ボイラ冷却水元弁	H／B冷却水元弁	7-20V204	タービン建屋1階西側（管理区域）
残留熱除去系B系消火系ライン弁	RHR（B）FPライン弁	E12-F093（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR(B)熱交換器室（管理区域）
	RHR（B）FPライン弁	E12-F094（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR(B)熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系B系S／Cスプレイ弁	RHR（B）サプレッションプールスプレイ弁	E12-F027B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階西側（管理区域）
補給水系－消火系連絡ライン止め弁	MUW-FP連絡ライン止弁（MUW側）	7-18V900	原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階西側（管理区域）
	MUW-FP連絡ライン止弁（FP側）	7-20V600	原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階西側（管理区域）
残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁	RHR（A）格納容器スプレイ弁	E12-F016A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階東側PIPING AREA（管理区域）
	RHR（A）格納容器スプレイ弁	E12-F017A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階東側PIPING AREA（管理区域）
原子炉建屋西側接続口の弁	（原子炉建屋西側接続口の弁）※1	－	屋外
高所西側接続口の弁	（高所西側接続口の弁）※1	－	屋外
高所東側接続口の弁	（高所東側接続口の弁）※1	－	屋外
原子炉建屋東側接続口の弁	（原子炉建屋東側接続口の弁）※1	－	屋外
残留熱除去系A系注入弁	RHR（A）注入弁	E12-F042A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階南側（管理区域）
残留熱除去系A系S／Cスプレイ弁	RHR（A）サプレッションプールスプレイ弁	E12-F027A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階東側（管理区域）
残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁	Hx “A” バイパス弁	E12-F048A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR（A）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系A系テスト弁	RHR（A）テストライン弁	E12-F024A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階東側（管理区域）
原子炉補機冷却水系隔離弁	ドライウェル内機器RCW供給電動弁	2-9V30（M0）	中央制御室
	ドライウェル内機器RCW戻り電動弁	2-9V33（M0）	中央制御室

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

弁番号及び弁名称一覧（2／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
ドライウエル内ガス冷却装置送風機原子炉補機冷却水系入口弁	ドライウエル内冷却ファンAH2-11A RCW入口元弁	7-9V500（A0）	中央制御室
	ドライウエル内冷却ファンAH2-11C RCW入口元弁	7-9V502（A0）	中央制御室
	ドライウエル内冷却ファンAH2-11D RCW入口元弁	7-9V503（A0）	中央制御室
	ドライウエル内冷却ファンAH2-11E RCW入口元弁	7-9V504（A0）	中央制御室
ドライウエル内ガス冷却装置送風機原子炉補機冷却水系出口弁	ドライウエル内冷却ファンAH2-11A RCW出口元弁	7-9V505（A0）	中央制御室
	ドライウエル内冷却ファンAH2-11C RCW出口元弁	7-9V507（A0）	中央制御室
	ドライウエル内冷却ファンAH2-11D RCW出口元弁	7-9V508（A0）	中央制御室
	ドライウエル内冷却ファンAH2-11E RCW出口元弁	7-9V509（A0）	中央制御室

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

手順のリンク先について

原子炉格納容器内の冷却等のための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.6.2.1. (2) a. (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのス プレイ

- ・ 残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

- ・ 常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

2. 1.6.2.1. (2) a. (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱

- ・ 残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

- ・ 常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手

順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

3. 1.6.2.2. (1) b. (a) ドライウエル内ガス冷却装置による原子炉格納容器
内の代替除熱

・非常用交流電源設備に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.7(1) 非常用交流電源設備による非常用所内電気設
備への給電

1.14.2.7(3) 軽油貯蔵タンクから2C・2D非常用ディー
ゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼ
ル発電機への給油

4. 1.6.2.2. (2) a. (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのス
プレイ

・残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関す
る手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

・常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手
順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

5. 1.6.2.2. (2) a. (b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール

の除熱

- ・ 残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

- ・ 常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置に関する手順等

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

6. 1.6.2.4 その他の手順項目について考慮する手順

- ・ 残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系による冷却水確保手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

- ・ 西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順

<リンク先> 1.13.2.1(5) a. 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替
注水中型ポンプによる送水（淡水／海水）

1.13.2.1(6) a. 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水
大型ポンプによる送水（淡水／海水）

1.13.2.2(1) a. 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替

注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）

1. 13. 2. 2(2) a . 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）

- ・ 非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車による常設低圧代替注水系ポンプ，復水移送ポンプ，ドライウェル内ガス冷却装置送風機，残留熱除去系ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，非常用交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順

<リンク先> 1. 14. 2. 1(1) 代替交流電源設備による給電

1. 14. 2. 3(1) a . 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電

1. 14. 2. 6(1) a . 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油

1. 14. 2. 6(1) b . 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油

1. 14. 2. 7(1) 非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電

1. 14. 2. 7(3) 軽油貯蔵タンクから 2 C ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油

- ・ 操作の判断，確認に係る計装設備に関する手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

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) 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

(b) 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) サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入

(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. 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

b. 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. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入

(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）

1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

1.7.2.3 重大事故等時の対応手段の選択

添付資料1.7.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.7.2 自主対策設備仕様

添付資料1.7.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.7.4 重大事故対策の成立性

1. 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) 第二弁操作室の正圧化
 - (2) フィルタ装置スクラビング水補給
 - (3) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換
 - (4) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換
 - (5) フィルタ装置スクラビング水移送
 - (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（現場操作）

添付資料1.7.5 代替循環冷却系の長期運転及び不具合等を想定した対策について

添付資料1.7.6 格納容器ベント操作について

添付資料1.7.7 フィルタベント実施に伴う各操作時の作業員被ばく評価

添付資料1.7.8 スクラビング水の保有水量の設定根拠について

添付資料1.7.9 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

添付資料1.7.10 解釈一覧

添付資料1.7.11 手順のリンク先について

添付資料1.7.12 フォールトツリー解析の実施の考え方について

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、格納容器代替循環冷却系、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。

b) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施されるものであること。

(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ための対処設備を整備する。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熔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及び温度が上昇し、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、設備の選定に当たっては、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。

重大事故等対処設備のほかに、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、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第1.7-1表に整理する。

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) 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。

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、可搬型代替注水大型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。

- ・ 代替循環冷却系ポンプ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 緊急用海水系ストレーナ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド
- ・ 代替循環冷却系配管・弁
- ・ ホース
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(b) 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
- ・ 圧力開放板
- ・ 移送ポンプ
- ・ 遠隔人力操作機構
- ・ 第二弁操作室空気ボンベユニット（空気ボンベ）
- ・ 第二弁操作室差圧計
- ・ 可搬型窒素供給装置
- ・ フィルタ装置遮蔽
- ・ 配管遮蔽
- ・ 第二弁操作室遮蔽
- ・ 第一弁（S／C側）
- ・ 第一弁（D／W側）
- ・ 第二弁
- ・ 第二弁バイパス弁
- ・ 不活性ガス系配管・弁
- ・ 耐圧強化ベント系配管・弁
- ・ 格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・ 第二弁操作室空気ボンベユニット（配管・弁）
- ・ 窒素供給配管・弁
- ・ 移送配管・弁
- ・ 補給水配管・弁
- ・ 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む）

- ・ 真空破壊弁
- ・ 可搬型代替注水中型ポンプ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ 西側淡水貯水設備
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ 淡水タンク※²
- ・ 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
- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 燃料給油設備

※2 淡水タンク：多目的タンク，ろ過水貯蔵タンク，原水タンク
及び純水貯蔵タンクを示す。

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S／C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

なお，可搬型代替注水中型ポンプによるフィルタ装置への水の補給は，原則として西側淡水貯水設備又は淡水タンクの淡水を利用する。

また，可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置への水の補給は，原則として代替淡水貯槽又は淡水タンクの淡水を利用する。

ii) 現場操作

格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合，隔離弁を遠隔で手動操作することで原子炉格

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、隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは二次格納施設外である原子炉建屋付属棟又は原子炉建屋廃棄物処理棟とする。さらに、格納容器圧力逃がし装置の第二弁及び第二弁バイパス弁の操作場所である第二弁操作室は、必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし、第二弁操作室空気ボンベユニットにて正圧化することにより、外気の流入を一定時間遮断することで、格納容器圧力逃がし装置を使用する際のプルームの影響による操作員の被ばくを低減する。

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。

- ・ 遠隔人力操作機構
- ・ 第二弁操作室空気ボンベユニット（空気ボンベ）
- ・ 第二弁操作室差圧計
- ・ 第二弁操作室遮蔽
- ・ 第二弁操作室空気ボンベユニット（配管・弁）

iii) 不活性ガス（窒素）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の系統内を不活性ガス（窒素）で置換する手段がある。

不活性ガス（窒素）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
- ・ 不活性ガス系配管・弁
- ・ 耐圧強化ベント系配管・弁
- ・ 格納容器圧力逃がし装置配管・弁

- ・ フィルタ装置
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

iv) 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とともに、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内へ不活性ガス（窒素）を供給する手段がある。また、原子炉格納容器内の圧力を監視し、サブプレッション・チェンバ圧力指示値が13.7kPa [gage] 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。なお、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。

可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器の負圧破損の防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型窒素供給装置
- ・ 不活性ガス系配管・弁
- ・ 耐圧強化ベント系配管・弁
- ・ 格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・ 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
- ・ 燃料給油設備

(c) サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入

格納容器圧力逃がし装置を使用する際、サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入によりサプレッション・プール水が酸性化することを防止し、サプレッション・プール水中によう素を保持することで、よう素の放出量を低減する手段がある。

サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 薬液タンク
- ・ 蓄圧タンク加圧用窒素ガスボンベ
- ・ サプレッション・プール水 pH 制御装置配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

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、代替循環冷却系ポンプ、残留熱除去系熱交換器、残留熱除去系海水系ポンプ、残留熱除去系海水系ストレーナ、緊急用海水ポンプ、緊急用海水系ストレーナ、可搬型代替注水大型ポンプ、サプレッション・チェンバ、代替淡水貯槽、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ、代替循環冷却系配管・弁、ホース、原子炉圧力容器、原子炉格納容器、常設代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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のうち、フィルタ装置、圧力開放板、移送ポンプ、遠隔

人力操作機構，第二弁操作室空気ボンベユニット（空気ボンベ），第二弁操作室差圧計，可搬型窒素供給装置，フィルタ装置遮蔽，配管遮蔽，第二弁操作室遮蔽，第一弁（S／C側），第一弁（D／W側），第二弁，第二弁バイパス弁，不活性ガス系配管・弁，耐圧強化ベント系配管・弁，格納容器圧力逃がし装置配管・弁，第二弁操作室空気ボンベユニット（配管・弁），窒素供給配管・弁，移送配管・弁，補給水配管・弁，原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む），真空破壊弁，可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ，西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽，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，可搬型代替直流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

現場操作で使用する設備のうち，遠隔人力操作機構，第二弁操作室空気ボンベユニット（空気ボンベ），第二弁操作室差圧計，第二弁操作室遮蔽及び第二弁操作室空気ボンベユニット（配管・弁）は重大事故等対処設備として位置付ける。

不活性ガス（窒素）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，不活性ガス系配管・弁，耐圧強化ベント系配管・弁，格納容器圧力逃がし装置配管・弁，フィルタ装置，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給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

原子炉格納容器負圧破損の防止で使用する設備のうち，可搬型窒素供給装置，不活性ガス系配管・弁，耐圧強化ベント系配管・弁，格納容器圧力逃がし装置配管・弁，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給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ、ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり、使用できない場合があるが、可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により代替循環冷却系が使用可能となれば、原子炉格納容器内の減圧及び除熱する手段として有効である。

- ・淡水タンク（多目的タンク、ろ過水貯蔵タンク、原水タンク及び純水貯蔵タンク）

耐震性は確保されていないが、重大事故等の収束に必要となる水を確保する手段として有効である。

なお、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る場合は、消火系の水源である多目的タンク、ろ過水貯蔵タンク及び原水タンクは使用できない。

- ・サプレッション・プール水 pH 制御装置

重大事故等対処設備である格納容器圧力逃がし装置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、サプレッション・プール水 pH 制御装置によりサプレッション・チェンバに薬

液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、運転員等^{※3}及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）」、「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策要領」に定める（第1.7-1表）。

また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.7-2表、第1.7-3表）。

※3 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

（添付資料 1.7.3）

1.7.2 重大事故等時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

(1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順

a. 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、代替循環冷却系の運転により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

(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、残留熱除去系の復旧に見込みがなく^{※2}原子炉格納容器内の減圧及び除熱が困難な状況で、以下の条件が全て成立した場合。

- ・代替循環冷却系が使用可能^{※3}であること。
- ・残留熱除去系海水系，緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系のいずれかによる冷却水供給が可能であること。
- ・原子炉格納容器内の酸素濃度が4.3vol%以下であること。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ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：設備に故障が発生した場合，又は駆動に必要な電源若しくは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（サブプレッション・チェンバ）が確保されている場合。

(b) 操作手順

代替循環冷却系A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（代替循環冷却系B系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順も同様。）。

手順の対応フローを第1.7-1図に，概要図を第1.7-3図に，タイムチャートを第1.7-4図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に代替循環冷却系A系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，代替循環冷却系A系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要な残留熱除去系A系ミニフロー弁，残留熱除去系熱交換器（A）出口弁，残留熱除去系熱交換器

(A) バイパス弁，残留熱除去系 A 系注入弁及び残留熱除去系 A 系 D/W スプレイ弁の電源切替え操作を実施するとともに，代替循環冷却系 A 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が確保されたことを状態表示にて確認する。また，ポンプ及び監視計器の電源並びに冷却水が確保されていることを状態表示等にて確認する。

③運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系 A 系注水配管分離弁，残留熱除去系 A 系ミニフロー弁，残留熱除去系熱交換器（A）出口弁及び残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁の全閉操作を実施する。

④運転員等は中央制御室にて，代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁及び代替循環冷却系 A 系テスト弁の全開操作を実施する。

⑤運転員等は，発電長に代替循環冷却系 A 系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の系統構成が完了したことを報告する。

⑥発電長は，運転員等に代替循環冷却系ポンプ（A）の起動を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて，代替循環冷却系ポンプ（A）を起動し，代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が約 1.2MPa [gage] 以上であることを確認した後，発電長に報告する。

⑧^a 原子炉圧力容器への注水（100m³/h）及び原子炉格納容器へのスプレイ（150m³/h）を実施する場合（⑧^a～⑫^a）※⁴

発電長は，運転員等に代替循環冷却系 A 系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。

⑨^a 運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系 A 系注入弁の全開操作を実施後，代替循環冷却系 A 系注入弁を開にし，代替循環冷却

系A系テスト弁の全開操作を実施する。

⑩^a 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁の全開操作を実施後、代替循環冷却系A系格納容器スプレイ弁を開とする。

⑪^a 運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替循環冷却系原子炉注水流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認する。あわせて、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し、発電長に報告する。

⑫^a 発電長は、原子炉圧力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力を継続監視し、代替循環冷却系A系注入弁及び代替循環冷却系A系格納容器スプレイ弁にて適宜、原子炉圧力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう運転員等に指示する。
また、状況により代替循環冷却系A系注入弁及び代替循環冷却系A系格納容器スプレイ弁を全閉、代替循環冷却系A系テスト弁を全開とすることで、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器へのスプレイからサプレッション・プールの除熱へ切り替える。

※4：炉心損傷前における代替循環冷却系による原子炉格納容器内へのスプレイ手順は同様。

⑧^b 原子炉格納容器へのスプレイ（250m³／h）を実施する場合（⑧^b～⑪^b）

発電長は、運転員等に代替循環冷却系A系による原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。

⑨^b 運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系A系D／Wスプレイ

弁の全開操作を実施後、代替循環冷却系 A 系格納容器スプレイ弁を開とする。

⑩^b 運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の上昇、原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し、発電長に報告する。

⑪^b 発電長は、原子炉格納容器内の圧力を継続監視し、代替循環冷却系 A 系格納容器スプレイ弁にて適宜、原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう運転員等に指示する。

また、状況により代替循環冷却系 A 系注入弁及び代替循環冷却系 A 系格納容器スプレイ弁を全閉、代替循環冷却系 A 系テスト弁を全開とすることで、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器へのスプレイからサプレッション・プールの除熱へ切り替える。

(添付資料 1.7.5)

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）2 名にて作業を実施し、作業開始を判断した後、冷却水を確保してから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開始まで 41 分以内で可能である。

なお、代替循環冷却系の起動に必要な冷却水確保の所要時間は以下のとおり。

- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ使用の場合：4 分以内
- ・ 緊急用海水ポンプ使用の場合：24 分以内
- ・ 代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプ使用の場合：370 分以内※⁵

※5：代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプ

ンプの現場操作は、重大事故等対応要員 8 名にて実施した場合の所要時間を示す。

b. 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は、サプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため、サプレッション・プール水位が上昇するが、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合は、サプレッション・チェンバの格納容器ベント排気ラインの水没を防止するために原子炉格納容器内へのスプレイを停止し、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を実施することで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内でジルコニウム－水反応により発生した水素が原子炉建屋原子炉棟に漏えいする可能性があることから、原子炉建屋原子炉棟 6 階天井付近の水素濃度、原子炉建屋原子炉棟 2 階及び原子炉建屋原子炉棟地下 1 階のハッチ等の貫通部付近の水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置にて静的触媒式水素再結合器の出入口温度の監視を行い、原子炉建屋原子炉棟内において異常な水素の漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素を排出することで、原子炉建屋原子炉棟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、中央制御室待避室へ待避及び第二弁操作室にて待機し、プラントパラメータを中央制御室待避室内のデータ表示装置（待避室）により継続して監視する。

格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系に

よる原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は第一弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、フィルタ装置出口弁については、第一弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a) 格納容器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、残留熱除去系及び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ができず、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合

※2。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ii) 操作手順

格納容器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手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-1図及び第1.7-2図に、概要図を第1.7-5図に、タイムチャートを第1.7-7図に示す。

【S／C側ベントの場合（D／W側ベントの場合、手順⑨以外は同様。）】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を依頼する。

②災害対策本部長代理は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備のため、第二弁操作室に重大事故等対応要員を派遣し、発電長に報告する。

③発電長は、格納容器圧力逃がし装置によるS／C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する（S／C側からの格納容器ベントができない場合は、D／W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する。）。

④発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。

⑤運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。

⑥運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な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等にて確認する。

⑦運転員等は、格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系の

隔離信号が発生している場合は、中央制御室にて、不活性ガス系の隔離信号の除外操作を実施する。

⑧運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、耐圧強化ベント系二次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。

⑨^a S／C側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて、第一弁（S／C側）の全開操作を実施する。

⑨^b D／W側ベントの場合

第一弁（S／C側）が開操作できない場合は、運転員等は中央制御室にて、第一弁（D／W側）の全開操作を実施する。

⑩運転員等は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑪発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑫発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑬発電長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員等に格納容器ベント開始を指示する。

- ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレーを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達した場合。
- ・原子炉建屋水素濃度指示値が2.0vol％に到達した場合。

⑭運転員等は中央制御室にて、第二弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。なお、第二弁の開操作ができない場合は、第二弁バイパス弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑮運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑯運転員等は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、第一弁（S／C側又はD／W側）の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。

iii) 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了

までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からの第一弁（S／C側）操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、5分以内で可能である。

- ・中央制御室からの第一弁（D／W側）操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、5分以内で可能である。

第二弁操作室正圧化基準到達から第二弁操作室の正圧化開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化
現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、4分以内で可能である。

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

- ・中央制御室からの第二弁操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、2分以内で可能である。

【S／C側ベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、第一弁（S／C側）操作を中央制御室にて実施した場合、5分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達後、第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。

【D／W側ベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達

後、第一弁（D／W側）操作を中央制御室にて実施した場合、5分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達後、第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。

（添付資料 1.7.4，添付資料 1.7.7）

(b) 第二弁操作室の正圧化

格納容器圧力逃がし装置を使用する際に、第二弁操作室を第二弁操作室空気ポンプユニットにより加圧し、第二弁操作室の居住性を確保する。

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、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達した場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ii) 操作手順

第二弁操作室の正圧化手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.7－1 図に、概要図を第 1.7－6 図に、タイムチャートを第 1.7－7 図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、重大事故等対応要員

に第二弁操作室の正圧化準備を指示する。

②重大事故等対応要員は第二弁操作室にて、第二弁操作室空気ボンベユニット空気ボンベ集合弁及び第二弁操作室空気ボンベユニット空気供給出口弁を全開とし、第二弁操作室の正圧化準備が完了したことを発電長に報告する。

③発電長は、サプレッション・プール水位指示値が第二弁操作室の正圧化基準である通常水位+6.4m^{※3}に到達したことを確認し、重大事故等対応要員に第二弁操作室の正圧化の開始を指示する。

④重大事故等対応要員は第二弁操作室にて、第二弁操作室空気ボンベユニット空気供給流量調整弁により規定流量に調整し、第二弁操作室の正圧化を開始する。

⑤重大事故等対応要員は、第二弁操作室内外の差圧指示値により第二弁操作室内の正圧化開始を確認し、発電長に報告する。なお、必要により第二弁操作室空気ボンベユニット空気供給流量調整弁を調整する。

※3：格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの前に、速やかに第二弁操作室の加圧を行えるように設定。なお、サプレッション・プール水位が通常水位+6.4m から+6.5m に到達するまで評価上約 20 分である。

iii) 操作の成立性

上記の現場対応を重大事故等対応要員3名にて実施した場合、作業開始を判断してから第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化準備完了まで50分以内で可能である。

第二弁操作室の正圧化基準到達から第二弁操作室内の正圧化開始

まで4分以内で可能である。このうち、第二弁操作室空気ボンベユニットの第二弁操作室空気供給差圧調整弁の操作から正圧に達するまで1分以内である。

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1.7.4)

(c) フィルタ装置スクラビング水補給

フィルタ装置の水位が待機時水位下限である 2,530mm を下回り下限水位である 1,325mm に到達する前に、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより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

フィルタ装置水位指示値が 1,500mm 以下の場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水補給手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.7-8 図に、タイムチャートを第 1.7-9 図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発

電長に報告する。

⑤発電長は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑥重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの配備及びホースを接続し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑦災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。

⑧発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を依頼する。

⑨災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を重大事故等対応要員に指示する。

⑩重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑪災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを発電長に報告する。

- ⑫運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給が開始されたことをフィルタ装置水位指示値の上昇により確認した後、待機時水位下限である2,530mm以上まで補給されたことを確認し、発電長に報告する。
- ⑬発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の停止を依頼する。
- ⑭災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を重大事故等対応要員に指示する。
- ⑮重大事故等対応要員は格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にて、フィルタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。
- ⑯災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水を停止したことを発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】（水源：代替淡水貯槽）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて実施した場合、180 分以内で可能である。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィル

【装置スクラビング水補給】（水源：淡水タンク）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて実施した場合，165 分以内で可能である。

格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室における操作は，フィルタ装置スクラビング水が格納容器ベント開始後 7 日間は補給操作が不要となる水量を保有していることから，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とともに，格納容器圧力逃がし装置格納槽の遮蔽壁により作業が可能な放射線環境である。

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，ホース等の接続は速やかに作業ができるように，フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

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

（添付資料 1.7.4，添付資料 1.7.7，添付資料 1.7.8）

(d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制，及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

格納容器ベント停止可能^{※1}と判断した場合。

※1：残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が 1 系統回復し，可燃性ガス濃度制御系による原子

炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力が 310kPa [gage]

(1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度が 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合。

ii) 操作手順

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.7-2 図に、概要図を第 1.7-10 図に、タイムチャートを第 1.7-11 図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。

②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入をするための接続口を発電長に報告する。なお、格納容器窒素供給ライン接続口は、接続口蓋開放作業を必要としない格納容器窒素供給ライン東側接続口を優先する。

③災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置を S / C 側用に1台、D / W側用に1台の準備及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車1台の準備を重大事故等対応要員に指示する。

④重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車を原子炉建屋東側屋外に配備した後、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置

及び窒素供給装置用電源車にケーブルを接続するとともに、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。また、可搬型窒素供給装置を原子炉建屋西側屋外に配備した場合は、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。

⑤重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を発電長に報告する。

⑦災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を重大事故等対応要員に指示する。

⑧重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S／C側及びD／W側）の全開操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを、災害対策本部長代理に報告する。

⑨災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを発電長に報告する。

⑩発電長は、運転員等に第一弁（S／C側又はD／W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。

⑪運転員等は、第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。

- ⑫発電長は、運転員等に残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱開始を指示する。また、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御※²するように指示する。
- ⑬運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を開始した後、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御する。
- ⑭運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入によりドライウェル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入が完了したことを発電長に報告する。
- ⑮発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、運転員等に第一弁（S／C側又はD／W側）の全開操作を指示する。
- ⑯運転員等は中央制御室にて、第一弁（S／C側又はD／W側）の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを発電長に報告する。
- ⑰発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑱発電長は、可燃性ガス濃度制御系が起動可能な圧力まで原子炉格納容器内の圧力が低下したことを確認し、運転員等に可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を指示する。

⑭運転員等は中央制御室にて、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を実施し、発電長に報告する。

⑮発電長は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を災害対策本部長代理に依頼する。

⑯災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を重大事故等対応要員に指示する。

⑰重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S／C側及びD／W側）の全閉操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を停止した後、災害対策本部長代理に報告する。

⑱災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を発電長に報告する。

⑲発電長は、運転員等に第一弁（S／C側又はD／W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。

⑳運転員等は中央制御室にて、第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。

※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage]（0.8Pd）又は原子炉格納容器内の温度が150℃到達で原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

iii) 操作の成立性

上記の操作において、作業開始を判断してから原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員 6 名にて実施した場合、135 分以内で可能である。

【格納容器窒素供給ライン東側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員 6 名にて実施した場合、115 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。また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

（添付資料1.7.4）

(e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-2図に、概要図を第1.7-12図に、タイムチャートを第1.7-13図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。

②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備開始を重大事故等対応要員に指示する。

③重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側屋外へ可搬型窒素供給装置を配備し、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口へ取り付け、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。

④災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入の開始を指示する。

⑤重大事故等対応要員は原子炉建屋西側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を開始したことを発電長に報告する。

⑦発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水温度の確認を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃※¹以下であることを確認し、発電長に報告する。

⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度計を起動するように指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度計を起動し、発電長に報告するとともに、フィルタ装置入口水素濃度指示値を監視する。

※1：可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。

iii) 操作の成立性

上記の現場対応を重大事故等対応要員6名にて実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換開始まで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。また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(添付資料1.7.4)

(f) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃以下において、フィルタ装置水位が規定値以上確保されている場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水移送手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-2図に、概要図を第1.7-14図に、タイムチャートを第1.7-15図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りの準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要なポンプ、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等により確認し、発電長に報告する。

⑤発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全開とする。

- ⑦運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S／C側）を全開とする。
- ⑧運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成が完了したことを発電長に報告する。
- ⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送を指示する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。
- ⑪運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送が完了したことを発電長に報告する。
- ⑫発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。
- ⑬重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。
- ⑭災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告する。
- ⑮災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。
- ⑯重大事故等対応要員は、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置

水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑰災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを報告する。

⑱発電長は、運転員等にフィルタ装置水位を確認するように指示する。

⑲運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が待機時水位下限である2,530mm以上まで水張りされたことを確認し、発電長に報告する。

⑳発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水の停止を依頼する。

㉑災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を指示する。

㉒重大事故等対応要員は、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。

㉓災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水停止を報告する。

- ②④発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗淨のため、スクラビング水移送を指示する。
- ②⑤運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。
- ②⑥運転員等は、フィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗淨が完了したことを発電長に報告する。
- ②⑦発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度を確認するように指示する。
- ②⑧運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度指示値が可燃限界未満であることを確認し、発電長に報告する。
- ②⑨発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を依頼する。
- ③⑩災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換の停止を指示する。
- ③⑪重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁を全閉とし、フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を停止する。
- ③⑫重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。
- ③⑬災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。
- ③⑭発電長は、運転員等にフィルタ装置出口弁を全閉とするように指示する。

③⑤運転員等は格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にて、フィルタ装置出口弁を全閉とし、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作のうちフィルタ装置スクラビング水移送については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水移送開始まで54分で可能である。

また、フィルタ装置水張りについては、フィルタ装置スクラビング水移送完了からフィルタ装置水張り開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：代替淡水貯槽）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて実施した場合、180 分以内で可能である。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：淡水タンク）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて実施した場合、165 分以内で可能である。

フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、フィルタ装置水張り完了からフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄開始まで4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。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるように、

フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトを用いることで，暗闇における作業性についても確保する。

(添付資料1.7.4)

c. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入

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ル被覆材に含まれる塩素等の酸性物質の発生により，サプレッション・プール水が酸性化する。サプレッション・プール水が酸性化すると，サプレッション・プール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格納容器ベント時の放射性物質の放出量が増加することとなる。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の放射性物質の放出量を低減させるために，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）のスプレイヘッダ（サプレッション・チェンバ側）からサプレッション・チェンバ内に薬液（水酸化ナトリウム）を注入することで，サプレッション・プール水の酸性化を防止し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の放射性物質の放出量を低減する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，サプレッション・プール水 pH制御装置が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合，又は格納容器雰囲気放射

線モニタ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（薬液タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-2図に，概要図を第1.7-16図に，タイムチャートを第1.7-17図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等にサプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入の開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入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等にて確認し，発電長に報告する。
- ③運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系A系S／Cスプレイ弁及び残留熱除去系B系S／Cスプレイ弁の全閉を確認する。
- ④運転員等は中央制御室にて，弁駆動用窒素供給弁の全開操作を実施する。
- ⑤発電長は，運転員等にサプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作を指示する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて，圧送用窒素供給弁の全開操作を実施し，薬液タンク圧力の上昇を確認する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて，薬液注入窒素作動弁の全開操作を実施し，薬液注入が開始されたことを薬液タンク液位指示値の低下により確認する。
- ⑧運転員等は中央制御室にて，規定量の薬液が注入されたことを薬

液タンク液位にて確認後、薬液注入室素作動弁の全閉操作を実施し薬液注入を停止する。また、薬液注入を停止したことを発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからサプレッション・プール水 pH 制御のための薬液注入開始まで15分以内で可能である。

(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は、サプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため、サプレッション・プール水位が上昇するが、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合は、サプレッション・チェンバの格納容器ベント排気ラインの水没を防止するために原子炉格納容器内へのスプレイを停止し、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ジルコニウム-水反応により発生した水素が原子炉建屋原子炉棟に漏えいする可能性があることから、原子炉建屋原子炉棟 6 階天井付近の水素濃度、原子炉建屋原子炉棟 2 階及び原子炉建屋原子炉棟地下 1 階のハッチ等の貫通部付近の水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置にて静的触媒式水素再結合器の出入口温度の監視を行い、原子炉建屋原子炉棟内において異常な水素の漏えいを検知し

た場合は原子炉格納容器内に滞留した水素を排出することで、原子炉建屋原子炉棟への水素の漏えいを防止する。

第一弁（S／C側又はD／W側）を中央制御室からの遠隔操作により開できない場合は、遠隔人力操作機構による現場操作（二次格納施設外）を実施する。

第二弁及び第二弁バイパス弁を操作する第二弁操作室は、必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし、第二弁操作室空気ボンベユニットにて正圧化することにより外気の流入を一定時間遮断し、格納容器圧力逃がし装置を使用する際のプルームの影響による操作員の被ばくを低減する。また、格納容器ベントを実施した際のプルームの影響による被ばくを低減するため、中央制御室待避室へ待避及び第二弁操作室にて待機し、プラントパラメータを中央制御室待避室内のデータ表示装置（待避室）により継続して監視する。

格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa〔gage〕（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、第一弁を閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、フィルタ装置出口弁については、第一弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行う。

(a) 格納容器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、全交流動力電源喪失時の場合に残留熱除去系及び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ができない場合において、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達した場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ii) 操作手順

格納容器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)の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-1図及び第1.7-2図に、概要図を第1.7-18図に、タイムチャートを第1.7-19図に示す。

【S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合、手順⑦以外は同様。）】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を依頼する。

- ②災害対策本部長代理は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備のため、第二弁操作室に重大事故等対応要員を派遣し、発電長に報告する。
- ③発電長は、格納容器圧力逃がし装置による S / C 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する（S / C 側からの格納容器ベントができない場合は、D / W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する。）。
- ④発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁、換気空調系一次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。
- ⑦^a S / C 側ベントの場合
- 運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（S / C 側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。
- ⑦^b D / W 側ベントの場合
- 第一弁（S / C 側）が開できない場合は、運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（D / W 側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。
- ⑧運転員等は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑨発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑩発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑪発電長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員等に格納容器ベント開始を指示する。

- ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合。

- ・原子炉建屋水素濃度指示値が2.0vol%に到達した場合。

⑫重大事故等対応要員は第二弁操作室にて、第二弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。第二弁の開操作ができない場合は、第二弁バイパス弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑬運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑭運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が

1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、格納容器ベント停止判断をする。

⑮運転員等は原子炉建屋付属棟にて、遠隔人力操作機構により第一弁（S／C側又はD／W側）の全閉操作を実施する。

iii) 操作の成立性

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

- ・現場からの第一弁（S／C側）操作の場合

現場対応を運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、125分以内で可能である。

- ・現場からの第一弁（D／W側）操作の場合

現場対応を運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

また、格納容器ベント準備開始を判断してから第二弁操作室までの移動は45分以内で可能である。

第二弁操作室正圧化基準到達から第二弁操作室の正圧化開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・第二弁操作室空気ボンベユニットによる第二弁操作室の正圧化

現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、4分以内で可能である。

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

- ・現場操作（第二弁）遠隔操作不可の場合

現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、30分以内で可能である。

【S／C側ベント】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、第一弁（S／C側）操作を現場にて実施した場合、125分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達後、第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等3名，重大事故等対応要員3名，総所要時間：155分以内）

【D／W側ベント】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、第一弁（D／W側）操作を現場にて実施した場合、140分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達後、第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等3名，重大事故等対応要員3名，総所要時間：170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。室温は通常運転時と同程度である。

遠隔人力操作機構については、速やかに操作ができるように、汎用電動工具（電動ドライバ）を操作場所近傍に配備する。また、作業エリアには蓄電池内蔵型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、ヘッドライト及びLEDライトをバックアップとして携行する。

(b) 第二弁操作室の正圧化

格納容器圧力逃がし装置を使用する際に、第二弁操作室を第二弁操作室空気ボンベユニットにより加圧し、第二弁操作室の居住性を確保する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (b) 第二弁操作室の正圧化」の操作手順と同様である。

(c) フィルタ装置スクラビング水補給

フィルタ装置の水位が待機時水位下限である 2,530mm を下回り下限水位である 1,325mm に到達する前までに、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより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) b. (c) フィルタ装置スクラビング水補給」の操作手順と同様である。

(d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制、及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。

(e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フ

フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。

(f) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (f) フィルタ装置スクラビング水移送」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

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置、可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車、常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による代替循環冷却系ポンプ、移送ポンプ、電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置、可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車への燃料給油手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

残留熱除去系による減圧及び除熱手順については、「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。

残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水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。

西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口への可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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。

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手順については，「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」にて整備する。

操作の判断，確認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。

1.7.2.3 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時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第1.7-20図に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合は，サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入を行うとともに，代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の冷却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。

残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が喪失した場合は，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に優先し，内部水源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を実施する。

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は、外部水源を使用した代替格納容器スプレイを実施する。外部水源を使用するためサプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合は、外部水源を使用した代替格納容器スプレイを停止し、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を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントは、弁の駆動電源がない場合、現場での手動操作を行う。

なお、格納容器圧力逃がし装置を用いて、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S/Cを経由する経路を第一優先とする。S/C側ベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/Wを経由してフィルタ装置を通る経路を第二優先とする。

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又は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。

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を実施する際の系統の選択は、常設低圧代替注水系ポンプによる代替格納容器スプレイ冷却系と配管を共有しない系統を優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：代替循環冷却系A系

優先②：代替循環冷却系B系

(添付資料1.7.6, 添付資料1.7.9)

第1.7－1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1／2）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 代替循環冷却系による	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 可搬型代替注水大型ポンプ サブプレッション・チェンバ 代替淡水貯槽※ ² 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド 代替循環冷却系配管・弁 ホース 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	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	フィルタ装置 圧力開放板 移送ポンプ 遠隔人力操作機構 第二弁操作室空気ポンプユニット（空気ポンプ） 第二弁操作室差圧計 可搬型窒素供給装置 フィルタ装置遮蔽 配管遮蔽 第二弁操作室遮蔽 第一弁（S／C側） 第一弁（D／W側） 第二弁 第二弁バイパス弁 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 第二弁操作室空気ポンプユニット（配管・弁） 窒素供給配管・弁 移送配管・弁 補給水配管・弁 原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む） 真空破壊弁 可搬型代替注水中型ポンプ※ ² 可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 西側淡水貯水設備※ ² 代替淡水貯槽※ ² 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 常設代替直流電源設備※ ³ 可搬型代替直流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			淡水タンク※ ²	自主対策設備	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／2）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	現場操作	遠隔人力操作機構 第二弁操作室空気ポンプユニット（空気ポンプ） 第二弁操作室差圧計 第二弁操作室遮蔽 第二弁操作室空気ポンプユニット（配管・弁）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		不活性ガス（窒素）による系統内の置換	可搬型窒素供給装置 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 フィルタ装置 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－１」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		原子炉格納容器負圧破損の防止	可搬型窒素供給装置 不活性ガス系配管・弁 耐圧強化ベント系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		サブプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入	薬液タンク 蓄圧タンク加圧用窒素ガスポンプ サブプレッション・プール水 pH 制御装置 配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッダ サブプレッション・チェンバ 常設代替直流電源設備※ ³ 可搬型代替直流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

第1.7－2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（1／10）

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. 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			
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱－1」等	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）
		電源	緊急用メタルクラッド開閉装置（以下「メタルクラッド開閉装置」を「M／C」という。）電圧 緊急用パワーセンタ（以下「パワーセンタ」を「P／C」という。）電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		水源の確保	サブプレッション・プール水位
AM設備別操作手順書	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広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		原子炉压力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量
		最終ヒートシンクの確保	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 代替循環冷却系ポンプ入口温度 残留熱除去系熱交換器入口温度
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ出口流量
		水源の確保	サブプレッション・プール水位

監視計器一覧 (2/10)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 b. 格納容器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 (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		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率
		格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (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
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
	操作	原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		電源
		M/C 2 C 電圧 P/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 P/C 2 D 電圧 緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率
		格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉建屋内の水素濃度
		・原子炉建屋原子炉棟 6 階 ・原子炉建屋原子炉棟 2 階 ・原子炉建屋原子炉棟地下 1 階
		原子炉格納容器内の水位
		サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力
		ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
	操作	最終ヒートシンクの確保
		フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) フィルタ装置入口水素濃度

監視計器一覧 (3/10)

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 b. 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） 第二弁操作室の正圧化			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（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	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
	操作	原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		補機監視機能	第二弁操作室差圧 空気ポンプユニット空気供給流量

監視計器一覧 (4/10)

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 b. 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) フィルタ装置スクラビング水補給			
A M設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 b. 格納容器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) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換			
A M設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（S A） 格納容器内水素濃度
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（S A） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（S A） 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

監視計器一覧 (5/10)

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 b. 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 (e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 b. 格納容器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 (f) フィルタ装置スクラビング水移送			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置入口水素濃度

監視計器一覧 (6/10)

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. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入			
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「放出」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
AM設備別操作手順書	操作	原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位
		補機監視機能	薬液タンク圧力 薬液タンク液位

監視計器一覧 (7/10)

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）
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順			
(2) 全交流動力電源喪失時の対応手順			
a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			
(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）			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」等	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（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	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		電源	M／C 2 C 電圧 P／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 緊急用M／C 電圧 緊急用P／C 電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉建屋内の水素濃度	原子炉建屋水素濃度 ・原子炉建屋原子炉棟 6 階 ・原子炉建屋原子炉棟 2 階 ・原子炉建屋原子炉棟地下 1 階
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） フィルタ装置入口水素濃度
AM設備別操作手順書			

監視計器一覧 (8/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (b) 第二弁操作室の正圧化			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「除熱－１」等 A M設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（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	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
	操作	原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		補機監視機能	第二弁操作室差圧 空気ポンプユニット空気供給流量

監視計器一覧 (9/10)

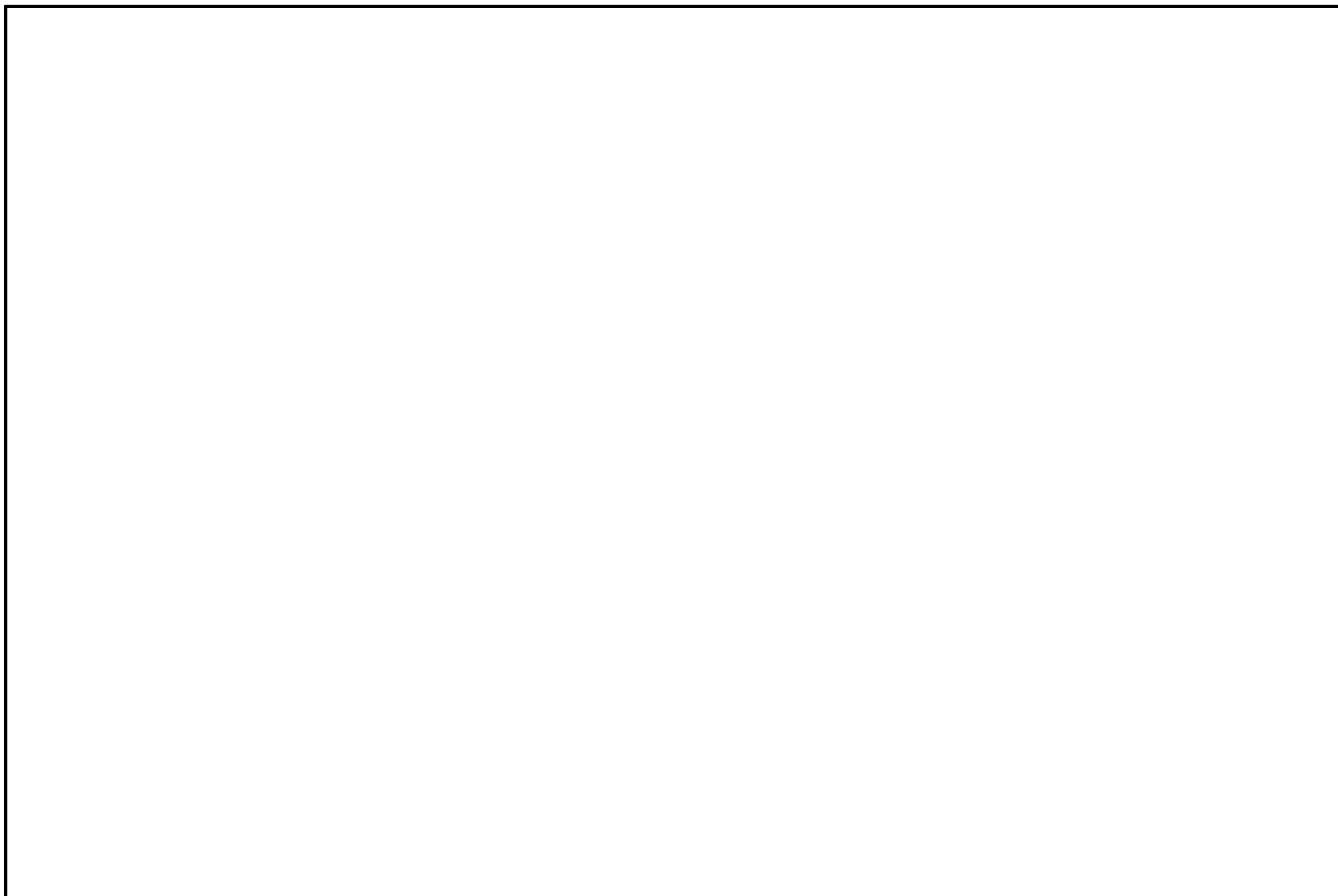
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (c) フィルタ装置スクラビング水補給			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

監視計器一覧 (10/10)

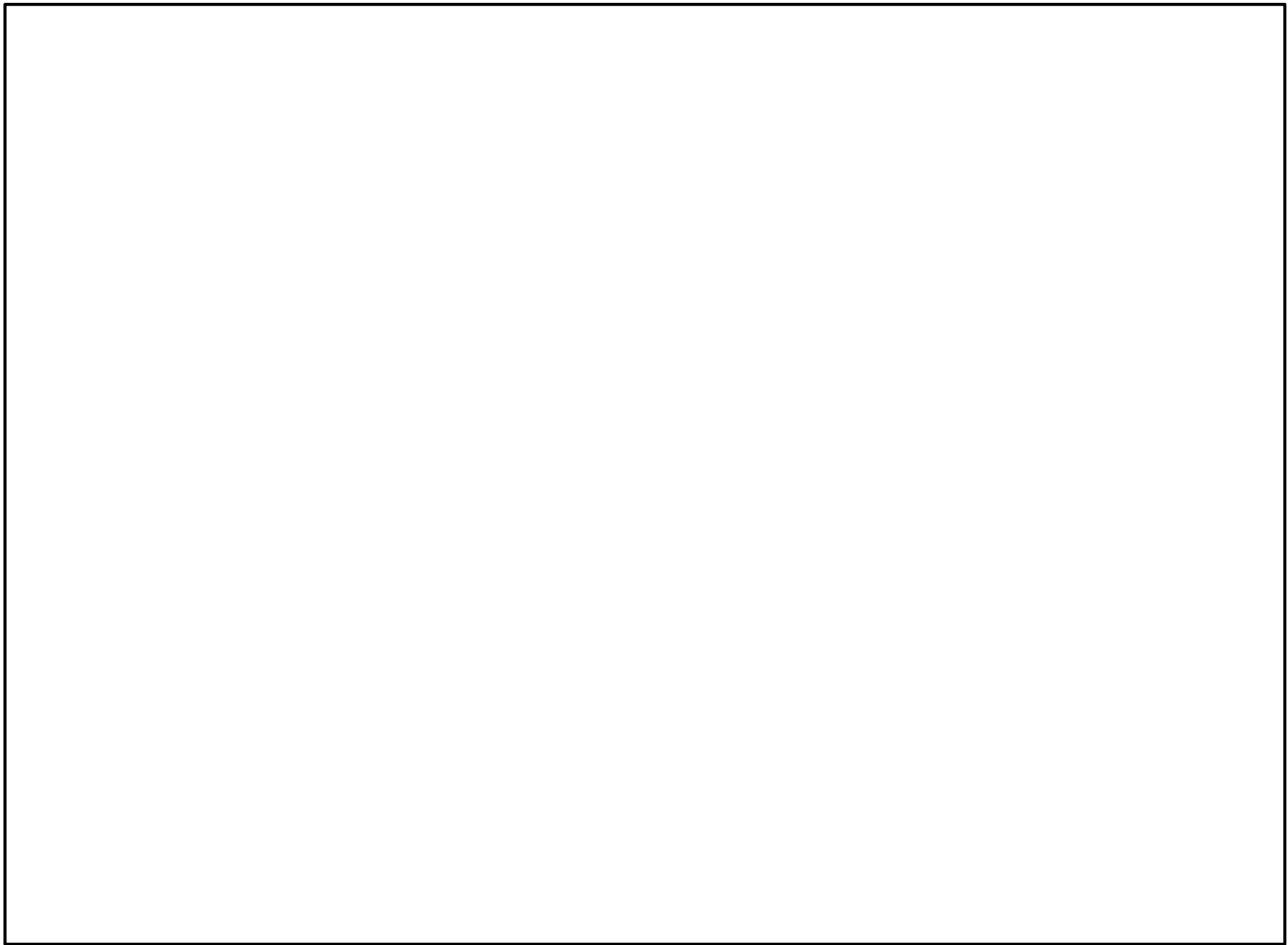
手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (f) フィルタ装置スクラビング水移送			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度

第 1.7-3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

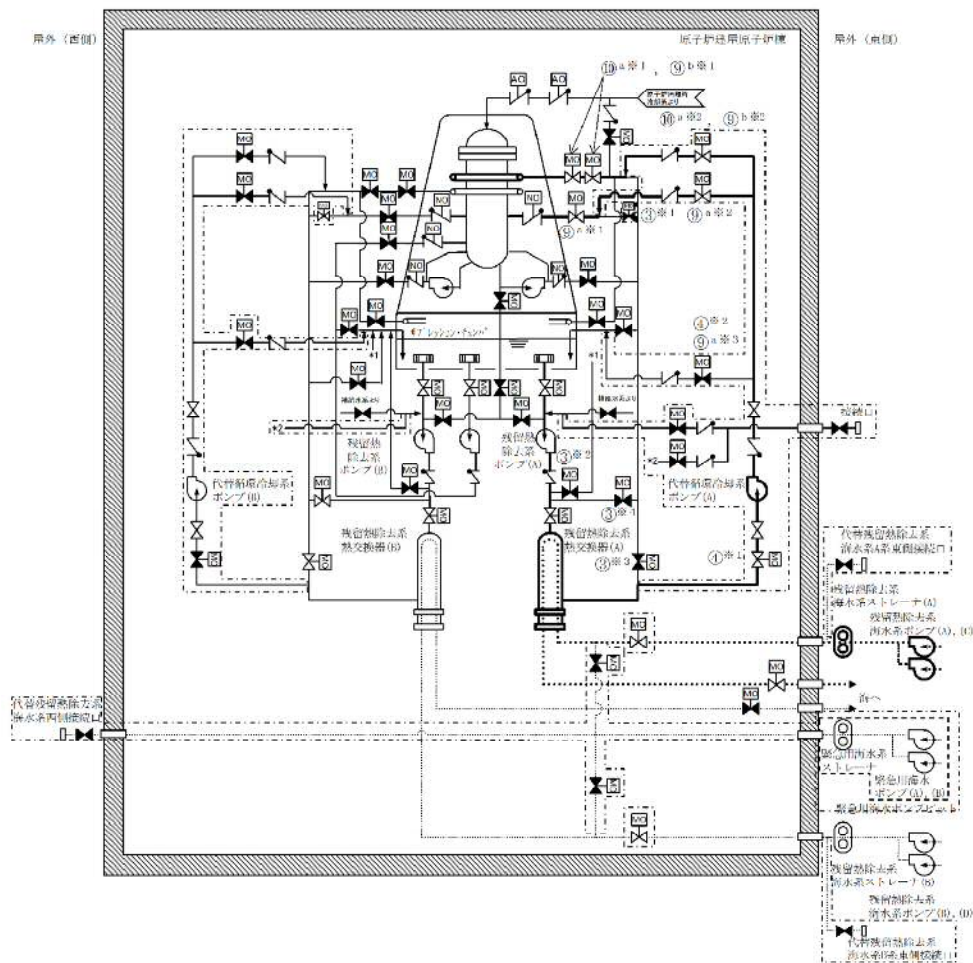
対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.7】 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	代替循環冷却系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用パワーセンタ（以下「パワーセンタ」を「P/C」という。）
	代替循環冷却系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用モータコントロールセンタ（以下「モータコントロールセンタ」を「MCC」という。）
	残留熱除去系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2C系 MCC 2D系
	不活性ガス系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2D系
	格納容器圧力逃がし装置 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2D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 直流125V主母線盤 2A 直流125V主母線盤 2B 緊急用直流125V主母線盤



第 1.7－1 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－1」における対応フロー



第 1.7－2 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」における対応フロー



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
③※1	残留熱除去系A系注水配管分離弁
③※2	残留熱除去系A系ミニフロー弁
③※3	残留熱除去系熱交換器（A）出口弁
③※4	残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁
④※1	代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁
④※2，⑨a※3	代替循環冷却系A系テスト弁
⑨a※1	残留熱除去系A系注入弁
⑨a※2	代替循環冷却系A系注入弁
⑩a※1，⑨b※1	残留熱除去系A系D/Wスプレー弁
⑩a※2，⑨b※2	代替循環冷却系A系格納容器スプレー弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

○a～：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

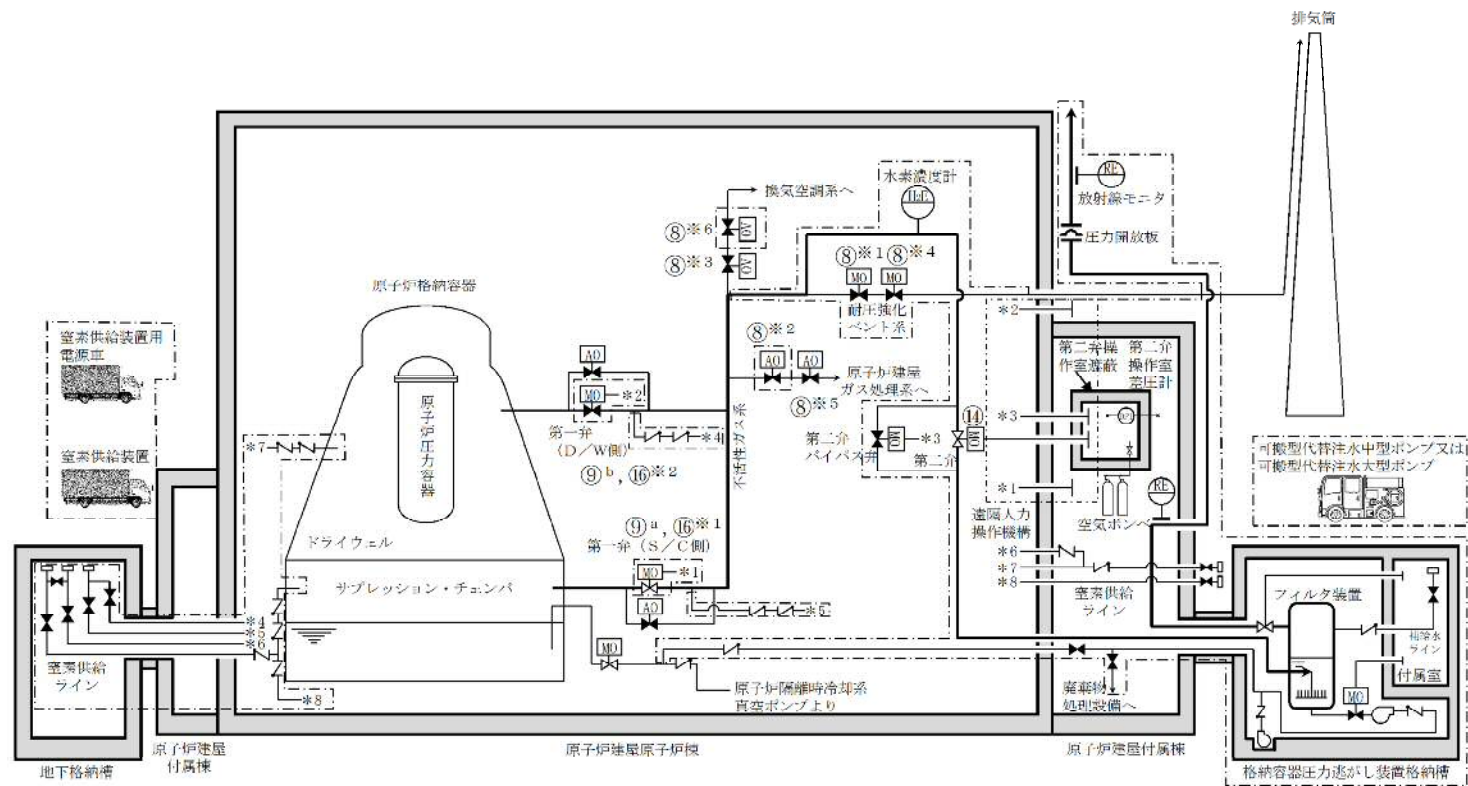
第 1.7-3 図 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要

図

		経過時間（分）												備考	
		5	10	15	20	25	30	35	40	45					
手順の項目	実施箇所・必要要員数	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 41 分													
代替循環冷却系による 原子炉格納容器内の減 圧及び除熱	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	2												※1	

※1：代替循環冷却系 A 系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を示す。また、代替循環冷却系 B 系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱については、減圧及び除熱開始まで 41 分以内で可能である。

第 1.7－4 図 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

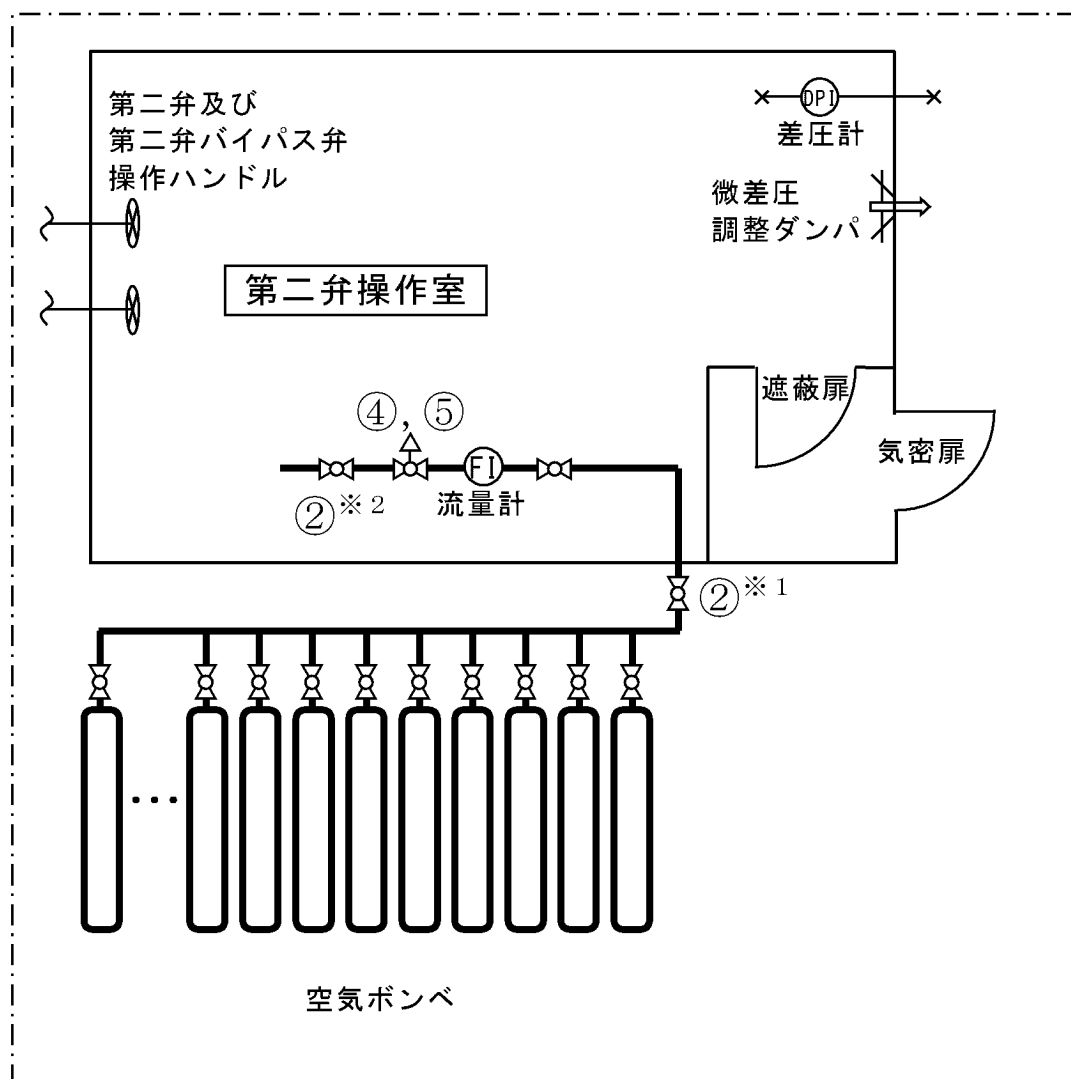


凡例	
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑧※ ¹	耐圧強化ベント系一次隔離弁	⑧※ ⁴	耐圧強化ベント系二次隔離弁	⑨ ^a , ⑩※ ¹	第一弁 (S/C側)
⑧※ ²	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑧※ ⁵	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑨ ^b , ⑩※ ²	第一弁 (D/W側)
⑧※ ³	換気空調系一次隔離弁	⑧※ ⁶	換気空調系二次隔離弁	⑭	第二弁

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

第 1.7-5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図



凡例

	弁
	流量調整弁
	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	第二弁操作室空気ポンベユニット空気ポンベ集合弁
②※2	第二弁操作室空気ポンベユニット空気供給出口弁
④, ⑤	第二弁操作室空気ポンベユニット空気供給流量調整弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.7-6 図 第二弁操作室の正圧化 概要図

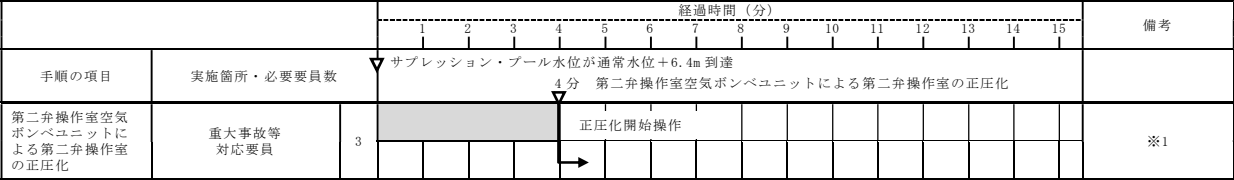
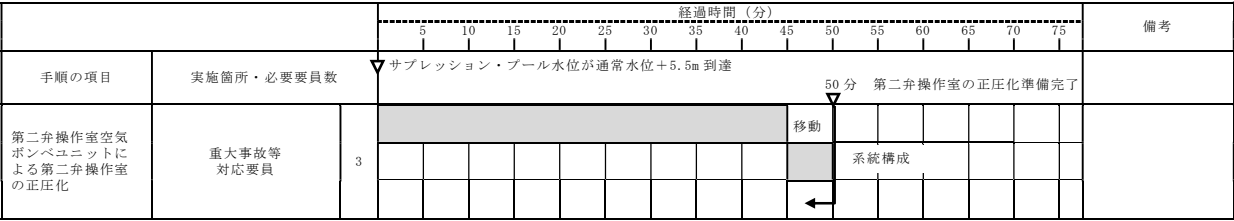
		経過時間（分）															備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断 7分 格納容器ベント															※1
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 （中央制御室操作） （格納容器ベント準備：S/C側ベントの場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1															

		経過時間（分）															備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断 7分 格納容器ベント															※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 （中央制御室操作） （格納容器ベント準備：D/W側ベントの場合）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1															

※1：第二弁の遠隔開操作不可の場合，第二弁バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合，2分以内で可能である。

格納容器ベント

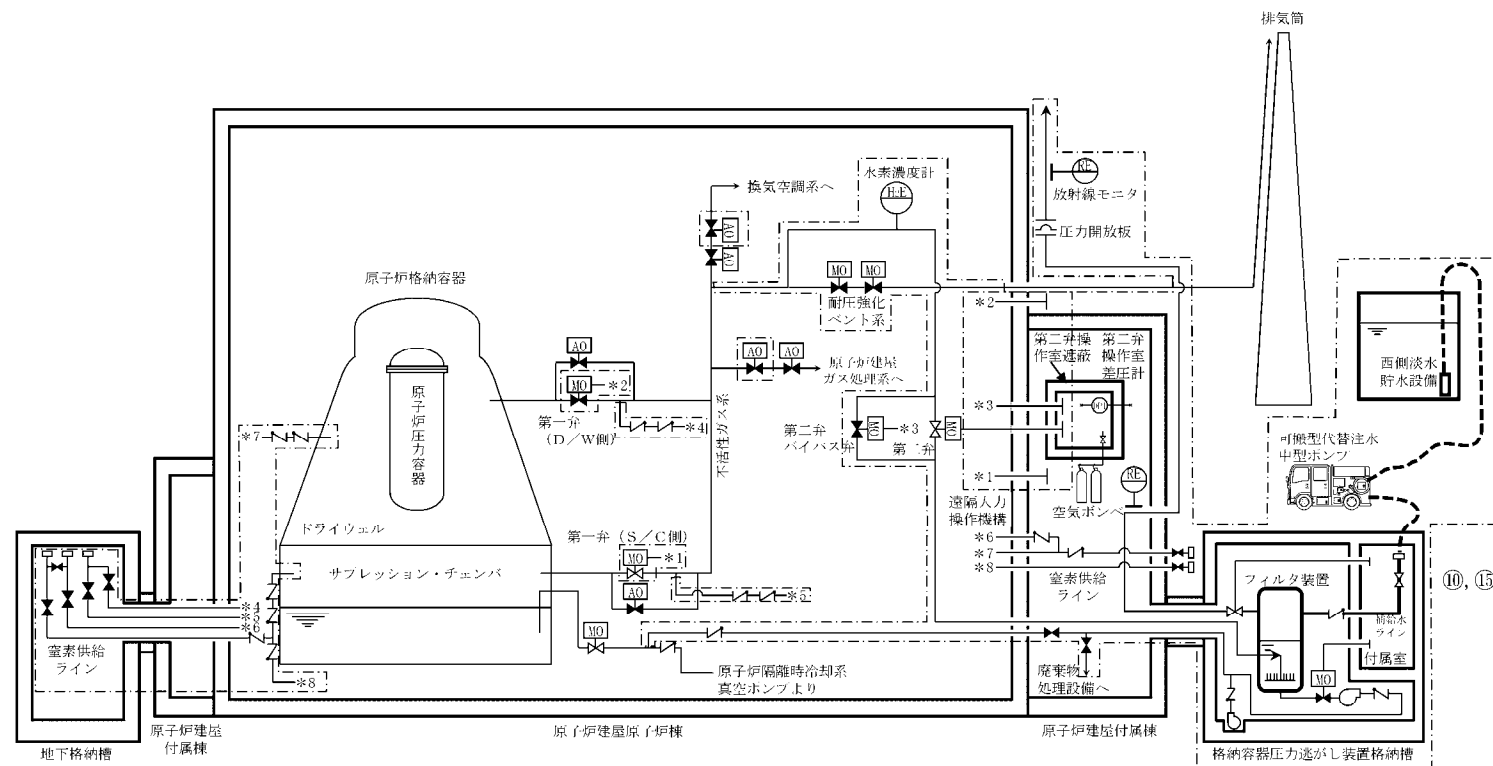
第 1.7－7 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート（1／2）



※1：第二弁操作室空気ポンベユニット（空気ポンベ）を24本のうち19本を使用することにより，第二弁操作室を5時間正圧化可能である。

第二弁操作室の正圧化

第 1.7－7 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (2/2)



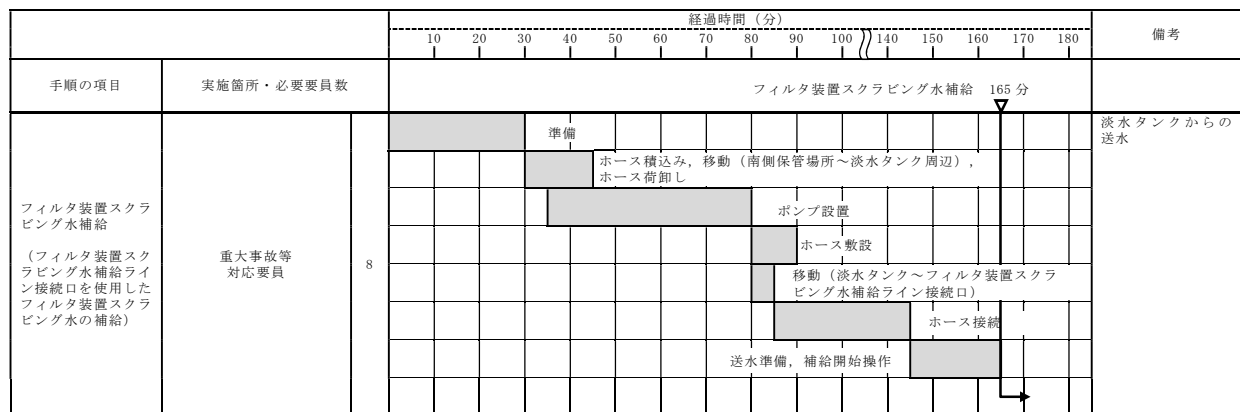
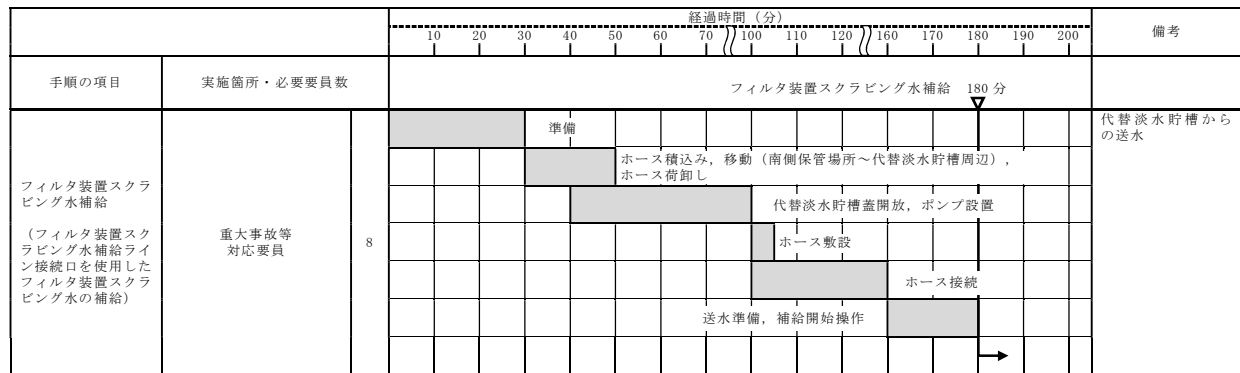
凡例

	ポンプ
MO	電動駆動
AO	空気駆動
	弁
	逆止弁
---	ホース
- - -	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
⑩, ⑮	フィルタバント装置補給水ライン元弁

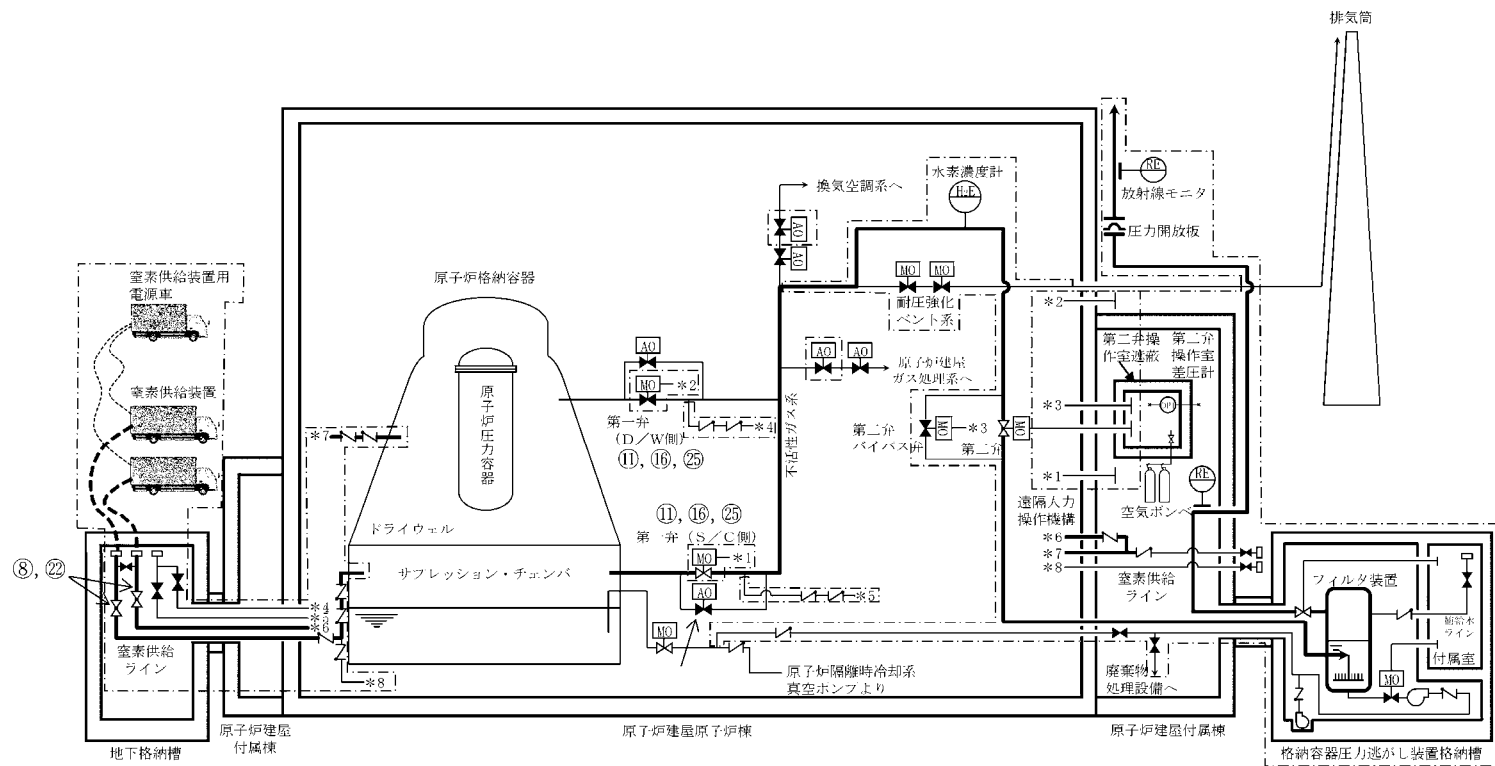
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.7-8 図 フィルタ装置スクラビング水補給 概要図



【ホース敷設 (代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口) の場合は 56m, ホース敷設 (淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口) の場合は 133m】

第 1.7-9 図 フィルタ装置スクラビング水補給 タイムチャート



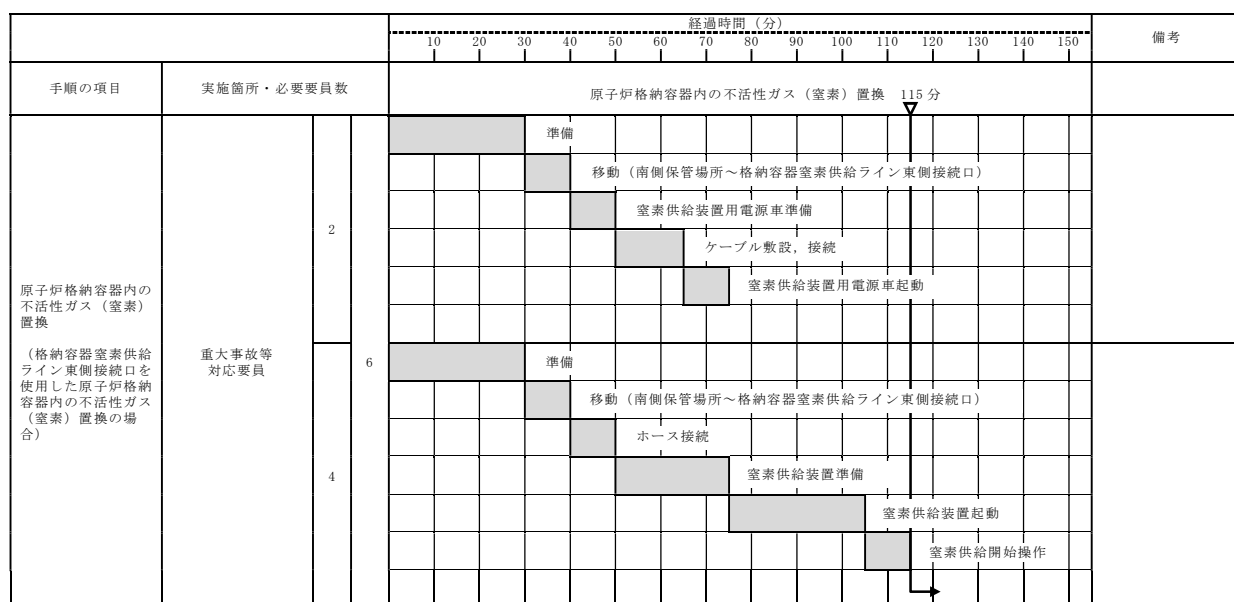
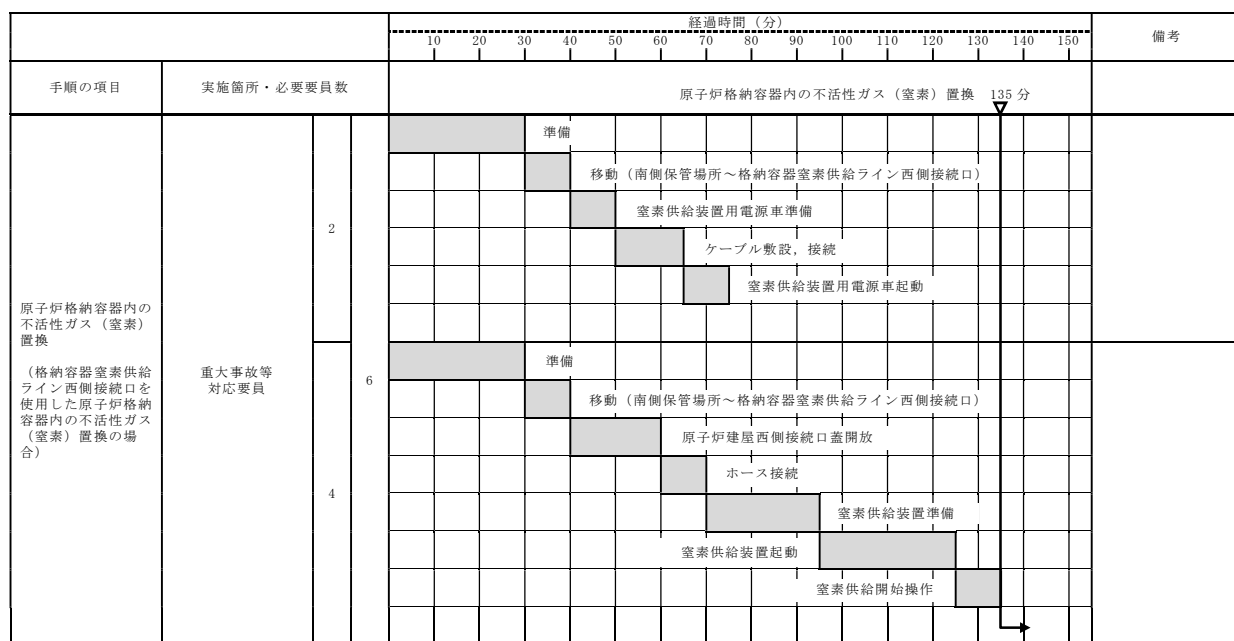
凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	ケーブル
	設計基準対象施設から追加した箇所









操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑧, ②②	窒素ガス補給弁 (S/C側及びD/W側)	⑪, ⑬, ②⑤	第一弁 (S/C側又はD/W側)

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.7-10 図 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 概要図



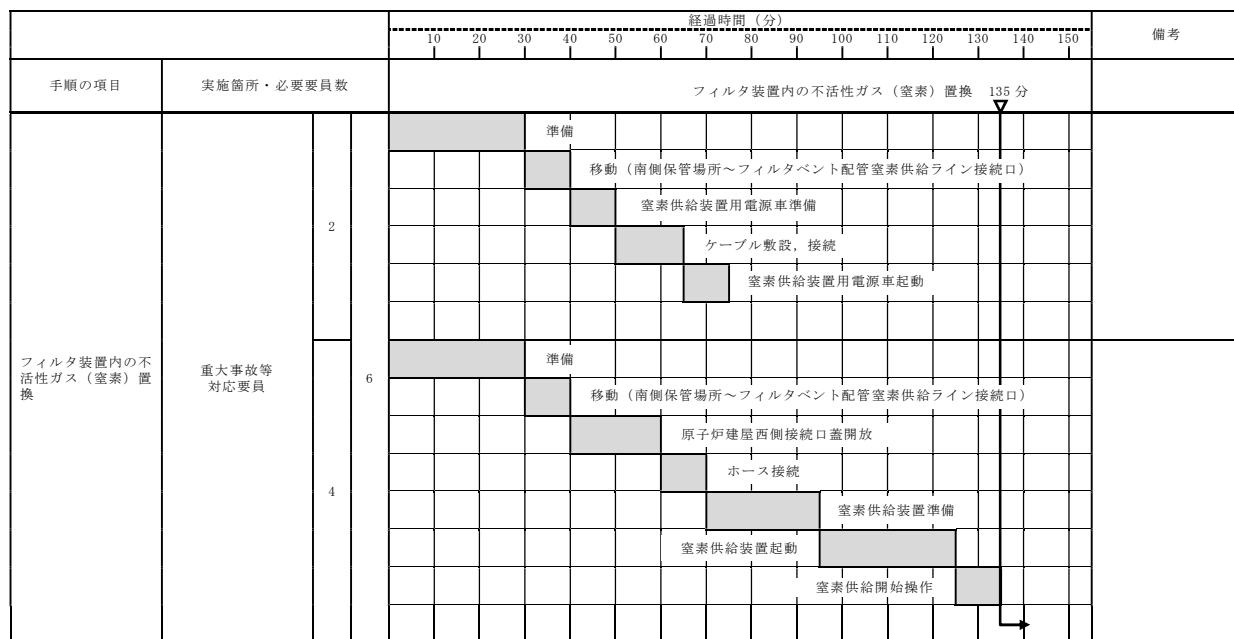
第 1.7－11 図 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 タイムチャート

凡例	
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	ケーブル
	設計基準対象施設から追加した箇所

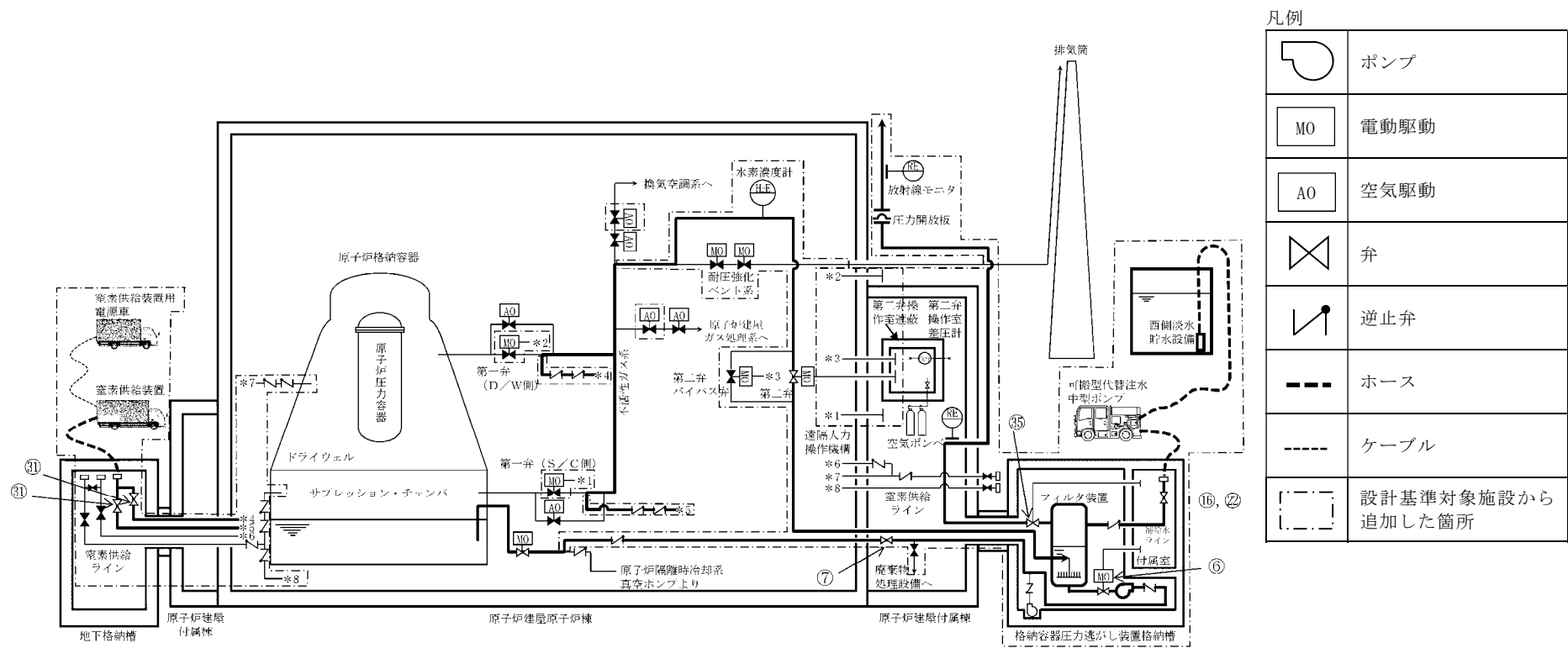
操作手順	弁名称
⑤	フィルタベント装置素索供給ライン元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第1.7-12図 フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換 概要図



第 1.7－13 図 フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換 タイムチャート



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥	フィルタバント装置移送ライン止め弁	③①	フィルタバント装置室素供給ライン元弁
⑦	フィルタバント装置ドレン移送ライン切替弁 (S/C側)	③⑤	フィルタ装置出口弁
⑬, ②②	フィルタバント装置補給水ライン元弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.7-14 図 フィルタ装置スクラビング水移送 概要図

			経過時間（分）															備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		フィルタ装置スクラビング水移送 54分															
フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1																
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2																

			経過時間（分）																備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		フィルタ装置スクラビング水移送完了																
フィルタ装置スクラビング水移送 (フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り)	重大事故等 対応要員	8																	代替淡水貯槽からの送水

【ホース敷設（代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は56m】

			経過時間（分）															備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		フィルタ装置水張り完了															
			4分 フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄															
フィルタ装置スクラ ビング水移送	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1					起動操作											
（フィルタ装置スク ラビング水移送ライン 洗浄）																		

第 1.7－15 図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート（1／2）

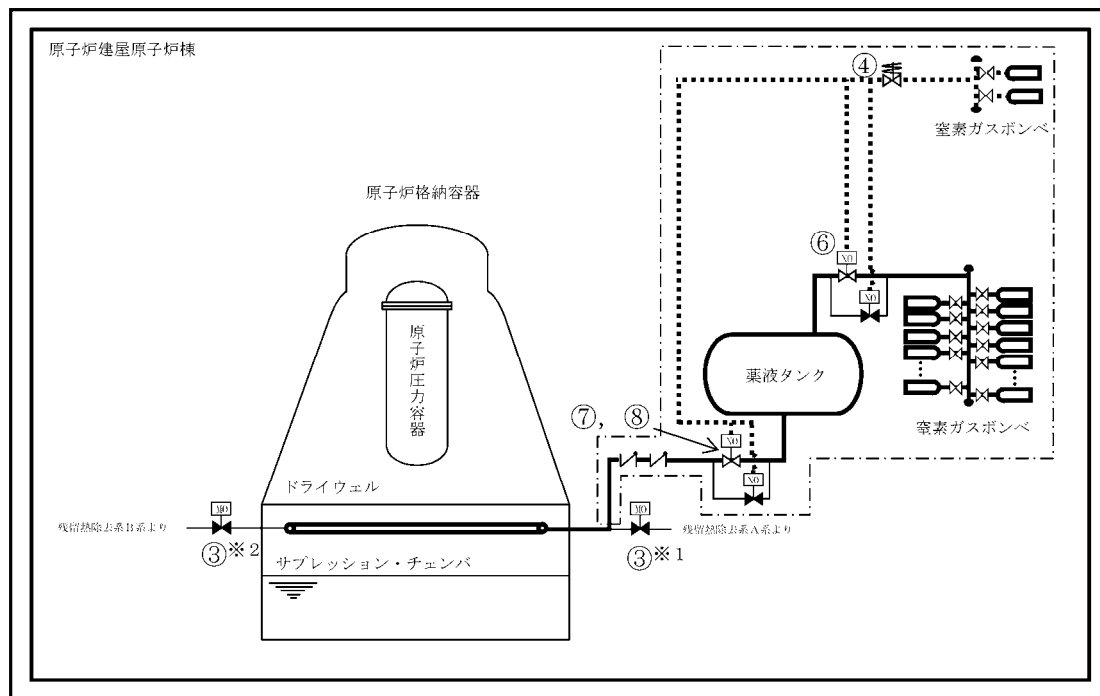
			経過時間（分）															備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		フィルタ装置スクラビング水移送 54分															
フィルタ装置スクラ ビング水移送	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1																
	運転員等 （当直運転員） （現場）	2																

			経過時間（分）																	備考	
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		▽フィルタ装置スクラビング水移送完了																		
			フィルタ装置水張り 165 分																		
フィルタ装置スクラ ビング水移送 （フィルタ装置スク ラビング水補給ライン 接続口を使用した フィルタ装置水張り）	重大事故等 対応要員	8	準備																	淡水タンクからの 送水	
							ホース積込み、移動（南側保管場所へ淡水タンク周辺）、 ホース荷卸し														
							ポンプ設置														
											ホース敷設										
											移動（淡水タンクへフィルタ装置スクラ ビング水補給ライン接続口）										
											ホース接続										
							送水準備、水張り開始操作														

【ホース敷設（淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は 133m】

			経過時間（分）															備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		▼ フィルタ装置水張り完了 4分 フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄															
フィルタ装置スクラ ビング水移送 （フィルタ装置スク ラビング水移送ライ ン洗浄）	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	▼ 起動操作															

第 1.7－15 図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート（2／2）



凡例

MO	電動駆動
NO	窒素駆動
✕	弁
↗	逆止弁
⚡	電磁弁
....	窒素
---	設計基準対象施設から追加した箇所

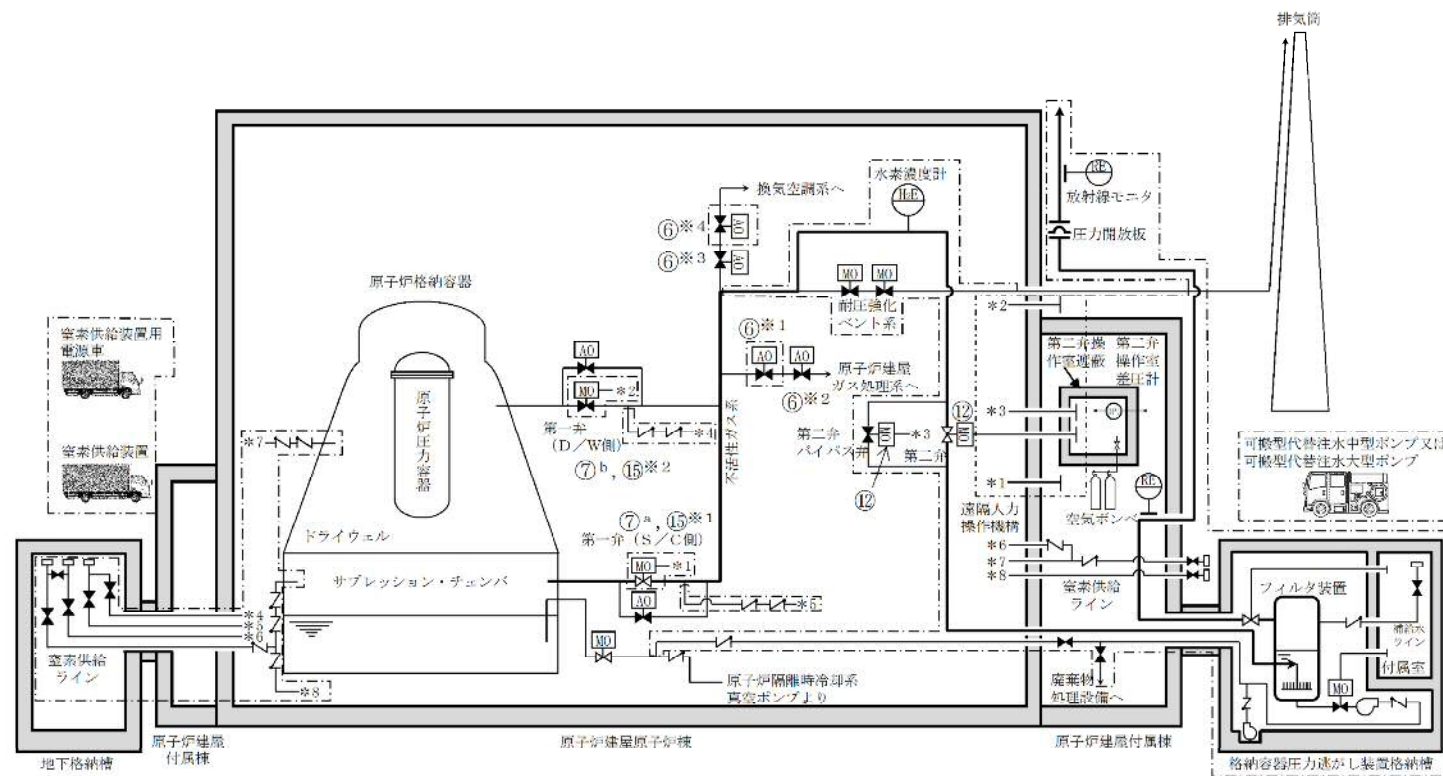
操作手順	弁名称
③※1	残留熱除去系A系S/Cスプレイ弁
③※2	残留熱除去系B系S/Cスプレイ弁
④	弁駆動用窒素供給弁
⑥	圧送用窒素供給弁
⑦, ⑧	薬液注入窒素作動弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.7-16 図 サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入 概要図

			経過時間 (分)												備考	
			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入 15 分													
サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1														
			系統構成、薬液注入開始操作													

第 1.7－17 図 サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入 タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

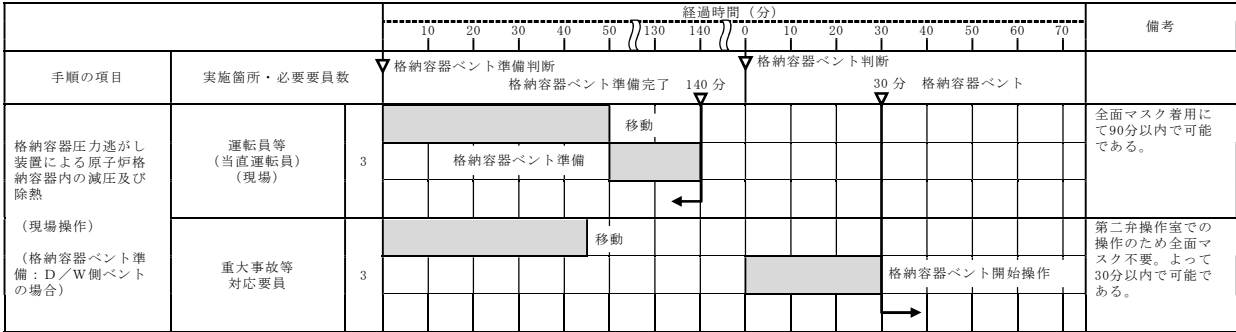
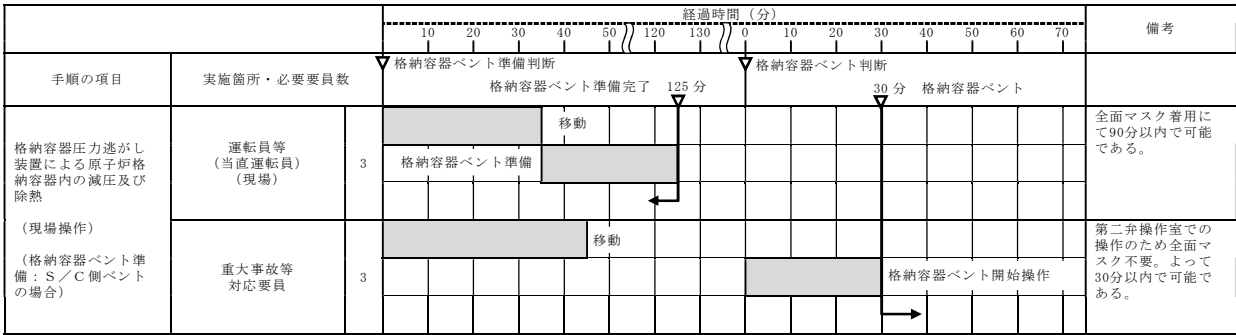
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑥※4	換気空調系二次隔離弁	⑫	第二弁, 第二バイパス弁
⑥※2	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑦ ^a , ⑮※1	第一弁 (S/C側)		
⑥※3	換気空調系一次隔離弁	⑦ ^b , ⑮※2	第一弁 (D/W側)		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第 1.7-18 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図



格納容器ベント

第 1.7－19 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) タイムチャート (1/2)

			経過時間（分）																	備考	
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75				
手順の項目	実施箇所・必要要員数		▽サブプレッション・プール水位が通常水位+5.5m 到達																		
													50 分	第二弁操作室の正圧化準備完了							
第二弁操作室空気ポンベユニットによる第二弁操作室の正圧化	重大事故等 対応要員	3											移動								
														系統構成							
													←								

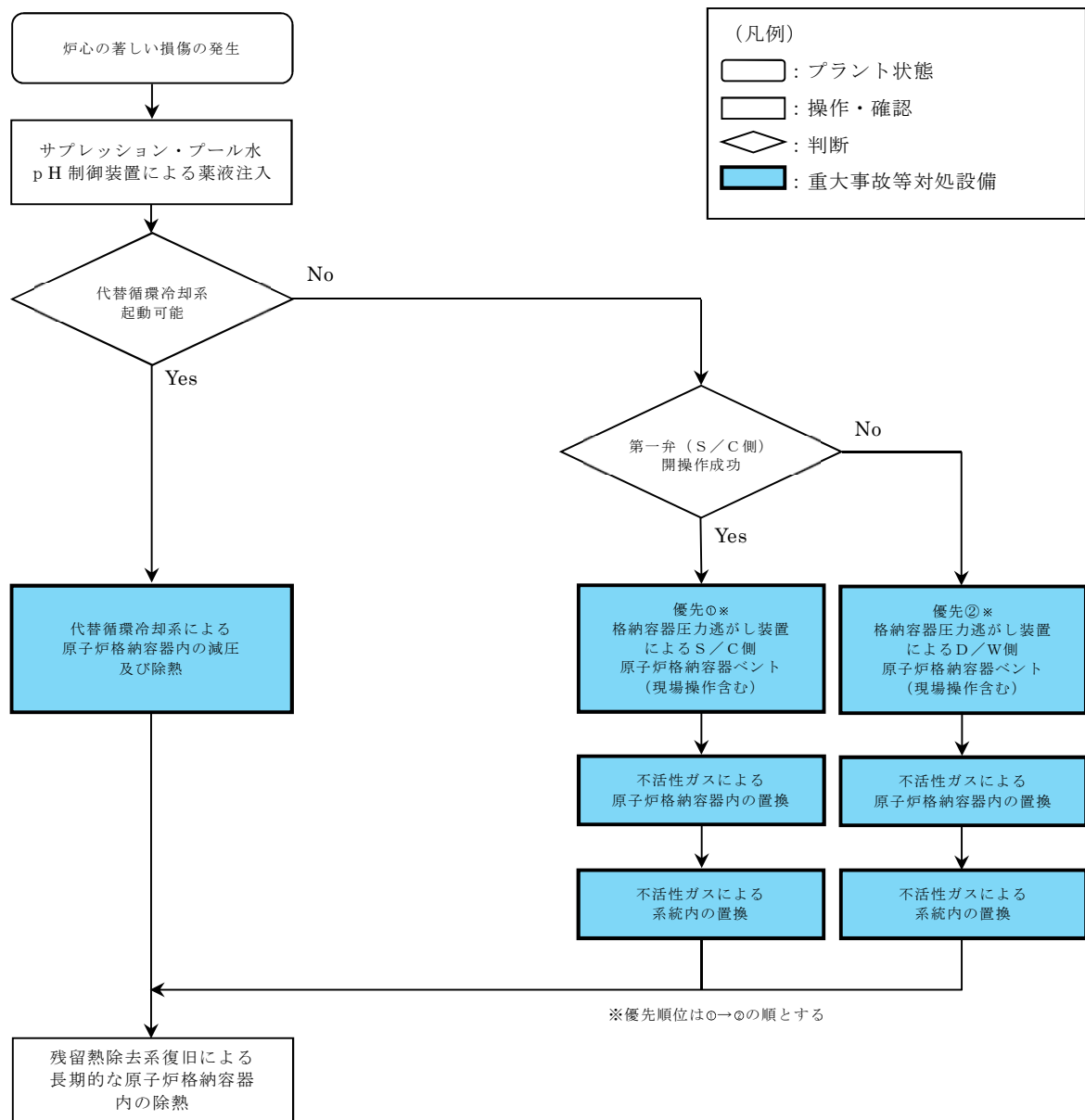
			経過時間（分）															備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	▽	サブプレッション・プール水位が通常水位+6.4m 到達															
第二弁操作室空気ポンベユニットによる第二弁操作室の正圧化	重大事故等 対応要員	3	4分 第二弁操作室空気ポンベユニットによる第二弁操作室の正圧化															
			正圧化開始操作															
			→															※1

※1：第二弁操作室空気ポンベユニット（空気ポンベ）を24本のうち19本を使用することにより，第二弁操作室を5時間正圧化可能である。

第二弁操作室の正圧化

第 1.7－19 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート（2／2）

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第1.7-20図 重大事故等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（1／8）

技術的能力審査基準（1.7）	番号	設置許可基準規則（第50条）	技術基準規則（第65条）	番号
<p>【本文】</p> <p>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】</p> <p>1 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過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら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（原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるものに限る。）には、前項の設備に加えて、原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備を設けなければならない。</p> <p>3 前項の設備は、共通要因によって第一項の設備の過圧破損防止機能（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過圧による破損を防止するために必要な機能をいう。）と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものでなければならない。</p>	<p>【本文】</p> <p>1 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過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリ（設置許可基準規則第二条第二項第三十七号に規定する原子炉格納容器バウンダリをいう。）を維持しながら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> <p>2 発電用原子炉施設（原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるものに限る。）には、前項の設備に加えて、原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備を施設しなければならない。</p> <p>3 前項の設備は、共通要因によって第一項の設備の過圧破損防止機能（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過圧による破損を防止するために必要な機能をいう。）と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものでなければならない。</p>	⑨
<p>【解釈】</p> <p>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】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器バウンダリを維持」とは、限界圧力及び限界温度において評価される原子炉格納容器の漏えい率を超えることなく、原子炉格納容器内の放射性物質を閉じ込めておくことをいい、「原子炉格納容器バウンダリを維持しながら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】</p> <p>1 第1項に規定する「原子炉格納容器バウンダリ（設置許可基準規則第2条第2項第37号に規定する原子炉格納容器バウンダリをいう。）を維持」とは、限界圧力及び限界温度において評価される原子炉格納容器の漏えい率を超えることなく、原子炉格納容器内の放射性物質を閉じ込めておくことをいい、「原子炉格納容器バウンダリ（設置許可基準規則第2条第2項第37号に規定する原子炉格納容器バウンダリをいう。）を維持しながら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</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、格納容器代替循環冷却系、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) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p> <p>2 第2項に規定する「原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるもの」とは、原子炉格納容器の容積が小さく炉心損傷後の事象進展が速い発電用原子炉施設であるBWR及びアイスコンデンサ型格納容器を有するPWRをいう。</p>	<p>a)格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p> <p>2 第2項に規定する「原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるもの」とは、原子炉格納容器の容積が小さく炉心損傷後の事象進展が速い発電用原子炉施設であるBWR及びアイスコンデンサ型格納容器を有するPWRをいう。</p>	⑩
<p>b)格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施されるものであること。</p>	③	<p>3 第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備」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)格納容器圧力逃がし装置を設置すること。</p>	<p>3 第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備」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)格納容器圧力逃がし装置を設置すること。</p>	⑪

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2／8）

技術的能力審査基準（1.7）	番号	設置許可基準規則（第50条）	技術基準規則（第65条）	番号
(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。	④	b) 上記 3 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。	b) 上記 3 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。	—
(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。	⑤	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。 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。	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。 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。	⑫
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。	⑥	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。 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。 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。	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。 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。 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。	⑬ ⑭ ⑮ ⑯
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。	⑦	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、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。 vii) ラブチャージ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、十分に低い圧力に設定されたラブチャージャーディスク（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、配管の塞塞充填を目的としたもの）を使用する場合又はラブチャージ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。	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、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。 vii) ラブチャージ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、十分に低い圧力に設定されたラブチャージャーディスク（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、配管の塞塞充填を目的としたもの）を使用する場合又はラブチャージ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。	⑰ ⑱
(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。	⑧	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。 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。	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。 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。	⑲ ⑳
		4 第3項に規定する「適切な措置を講じたもの」とは、多様性及び可能な限り独立性を有し、位置的分散を図ることをいう。	4 第3項に規定する「適切な措置を講じたもの」とは、多様性及び可能な限り独立性を有し、位置的分散を図ることをいう。	㉑

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3／8）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	代替循環冷却系ポンプ	新設	① ② ③ ⑨ ⑩	—	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	可搬型代替注水大型ポンプ
	残留熱除去系熱交換器	既設				ホース
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				—
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	可搬型代替注水大型ポンプ	新設				
	サブプレッション・チェンバ	既設				
	代替淡水貯槽	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				
	代替循環冷却系配管・弁	新設				
	ホース	新設				
	原子炉圧力容器	既設				
	原子炉格納容器	既設				
	常設代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4／8）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
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	新設	① ② ④ ⑧ ⑨ ⑪ ⑫ ⑬ ⑭ ⑮ ⑰ ⑱ ⑲ ⑳ ㉑	—	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	淡水タンク
	圧力開放板	新設				
	移送ポンプ	新設				
	遠隔人力操作機構	新設				
	第二弁操作室空気ポンプユニット（空気ポンプ）	新設				
	第二弁操作室差圧計	新設				
	可搬型窒素供給装置	新設				
	フィルタ装置遮蔽	新設				
	配管遮蔽	新設				
	第二弁操作室遮蔽	新設				
	第一弁（S／C側）	既設				
	第一弁（D／W側）	既設				
	第二弁	新設				
	第二弁バイパス弁	新設				
	不活性ガス系配管・弁	既設				
	耐圧強化ベント系配管・弁	既設				
	格納容器圧力逃がし装置配管・弁	新設				
	第二弁操作室空気ポンプユニット（配管・弁）	新設				
	窒素供給配管・弁	新設				
	移送配管・弁	新設				
	補給水配管・弁	新設				
	原子炉格納容（サブプレッション・チェンバを含む）	既設				
	真空破壊弁	既設				
	可搬型代替注水中型ポンプ	新設				
	可搬型代替注水大型ポンプ	新設				
	西側淡水貯水設備	新設				
	代替淡水貯槽	新設				
	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				
	常設代替直流電源設備	新設				
	可搬型代替直流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5／8）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
現場操作	遠隔人力操作機構	新設	① ⑤ ⑥ ⑦ ⑨ ⑬ ⑮	－	－	－
	第二弁操作室空気ポンベ ユニット（空気ポンベ）	新設				
	第二弁操作室差圧計	新設				
	第二弁操作室遮蔽	新設				
	第二弁操作室空気ポンベ ユニット（配管・弁）	新設				
不活性ガス（窒素） による系統内の置換	可搬型窒素供給装置	新設	① ⑨ ⑬	－		
	不活性ガス系配管・弁	既設				
	耐圧強化ベント系配管・弁	既設				
	格納容器圧力逃がし装置配 管・弁	新設				
	フィルタ装置	新設				
	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				
	燃料給油設備	新設				
原子炉格納容器 負圧破損の防止	可搬型窒素供給装置	新設	① ④ ⑨ ⑮	－		
	不活性ガス系配管・弁	既設				
	耐圧強化ベント系配管・弁	既設				
	格納容器圧力逃がし装置配 管・弁	新設				
	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				
	燃料給油設備	新設				
－	－	－	－	－	サブ レ ッ シ ョ ン ・ ブ ー ル 水 p H 制 御 装 置 による薬液注入	薬液タンク
						蓄圧タンク加圧用窒素ガス ポンベ
						サブレクション・ブール水 pH制御装置配管・弁
						残留熱除去系配管・弁・スプ レイヘッド
						サブレクション・チェンバ
						常設代替直流電源設備
						可搬型代替直流電源
						燃料給油設備

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（6／8）

技術的能力審査基準（1.7）	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>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>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止する手段として、代替循環冷却系及び格納容器圧力逃がし装置によ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を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>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>—</p>
<p>（1）原子炉格納容器の過圧破損の防止</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、格納容器代替循環冷却系、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>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止する手段として、代替循環冷却系及び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ために必要な手順等を整備する。</p>
<p>b）格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施されるものであること。</p>	<p>代替循環冷却系による原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施するように整備する。</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（7／8）

技術的能力審査基準（1.7）	適合方針
<p>（2）悪影響防止</p> <p>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>	<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント後に，残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を実施する場合において，原子炉格納容器の負圧破損を防止する手段として，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内に不活性ガス（窒素）を供給する手順，及び原子炉格納容器内の圧力を監視し，残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を停止する手順等を整備する。</p> <p>なお，残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱に関する手順については，「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」で示す。</p>
<p>（3）現場操作等</p> <p>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>	<p>格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を人力により容易かつ確実に操作可能とする手段として，遠隔人力操作機構を整備する。</p>
<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、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。</p>	<p>炉心の著しい損傷時において，運転員等の被ばくを低減する手段として，二次格納施設外で操作可能な遠隔人力操作機構を整備する。</p> <p>また，格納容器ベント後の運転員等の被ばくを低減する手段として，遮蔽等を考慮した第二弁操作室にて操作を実施するために必要な手順等を整備する。</p>
<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>	<p>隔離弁の駆動源が喪失した場合において，格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作可能とする手段として，遠隔人力操作機構を整備する。</p>

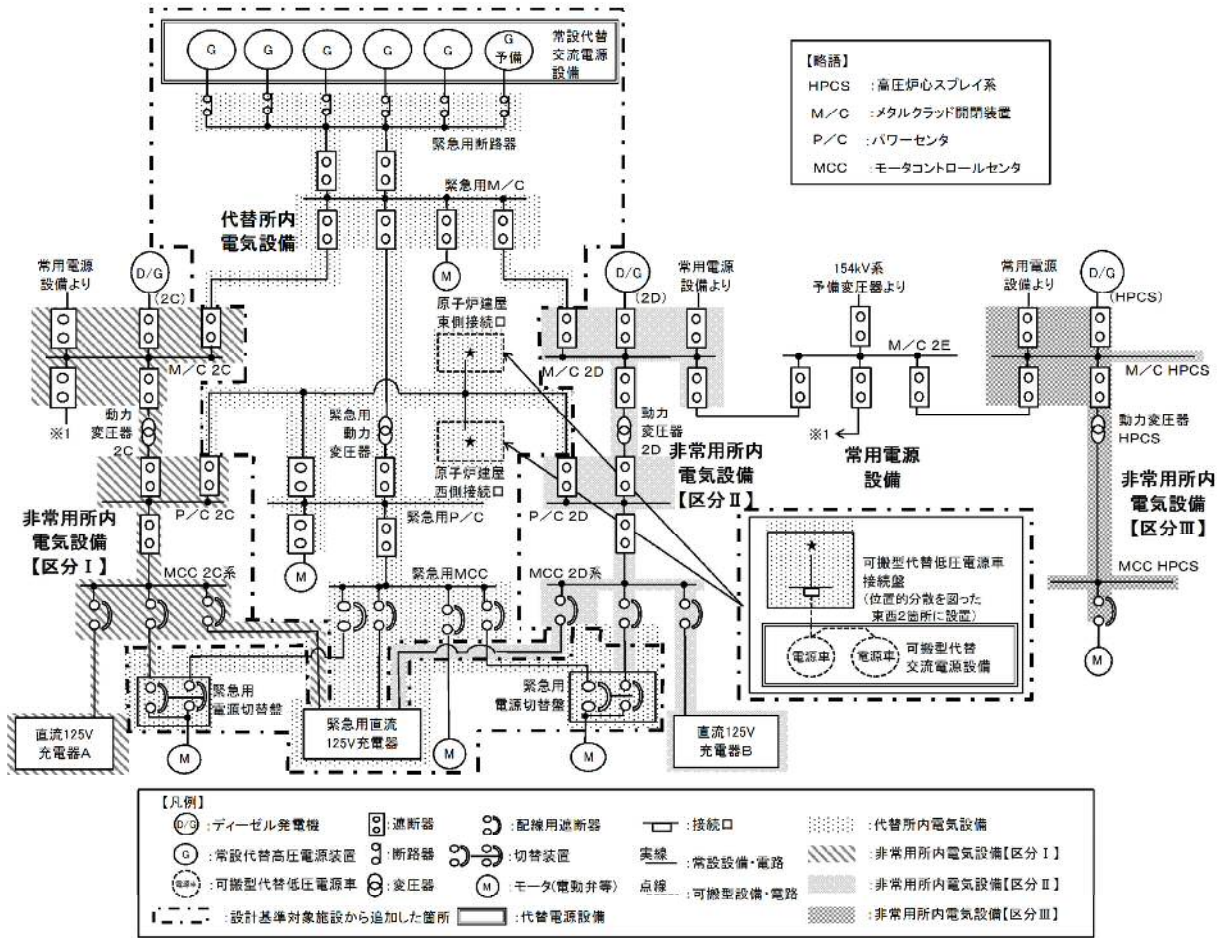
審査基準，基準規則と対処設備との対応表（8／8）

技術的能力審査基準（1.7）	適合方針
<p>（4）放射線防護</p> <p>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>	<p>使用後に高線量となる格納容器圧力逃がし装置からの被ばくを低減する手段として，フィルタ装置遮蔽及び配管遮蔽を整備する。</p>

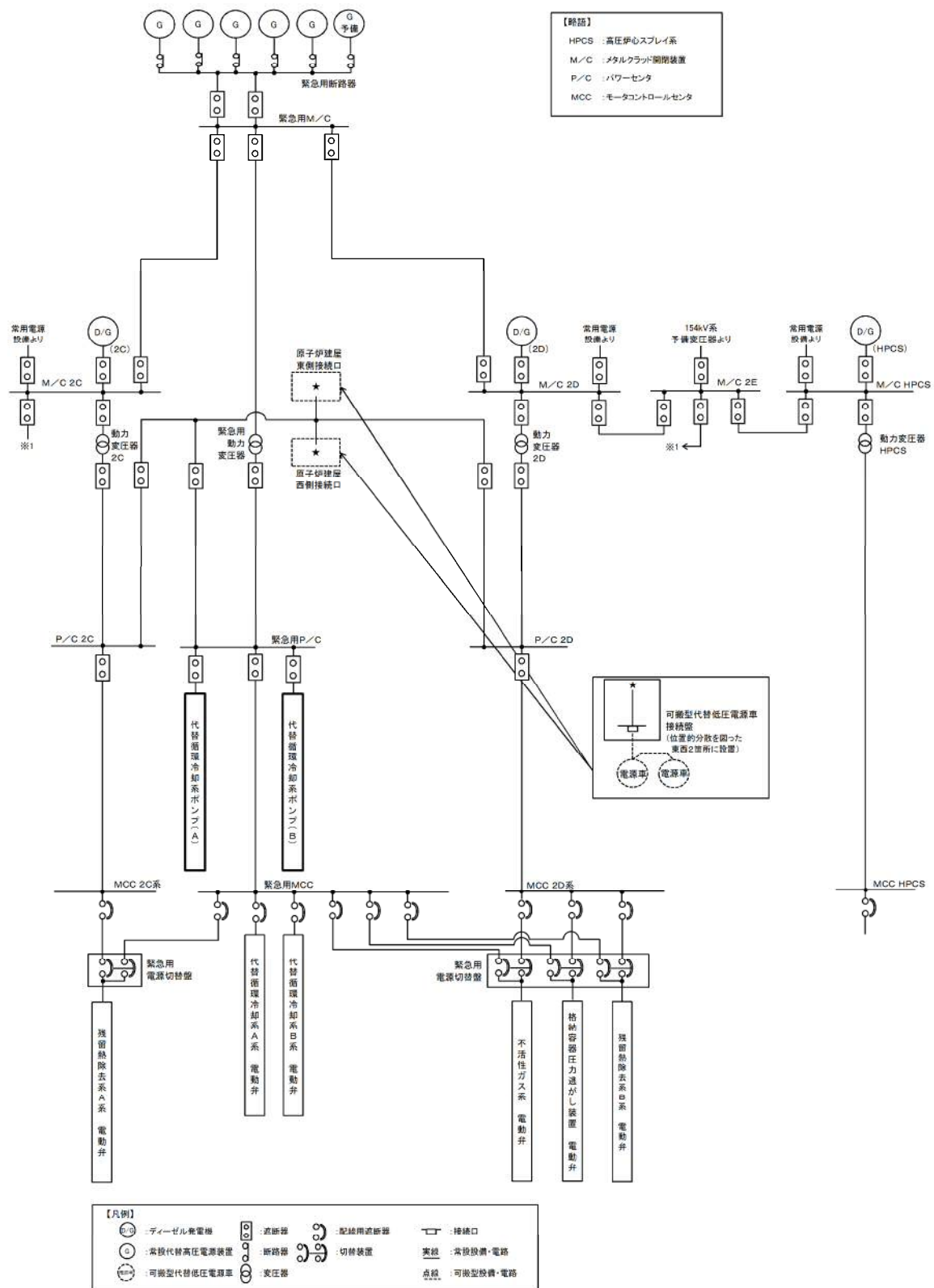
自主対策設備仕様

機器名称	常設 ／可搬	耐震性	容量	揚程	個数
可搬型代替注水大型ポンプ (代替残留熱除去系海水系として使用)	可搬	Sクラス	約 1,320m ³ /h (1台当たり)	約 140m	4台
多目的タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	—	1基
ろ過水貯蔵タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	—	1基
原水タンク	常設	Cクラス	約 1,000m ³	—	1基
純水貯蔵タンク	常設	Cクラス	約 500m ³	—	1基
蓄圧タンク加圧用窒素ガス ボンベ	可搬	—	約 47L (1本当たり)	—	30本
薬液タンク※1	常設	Sクラス	約 7m ³	—	1基

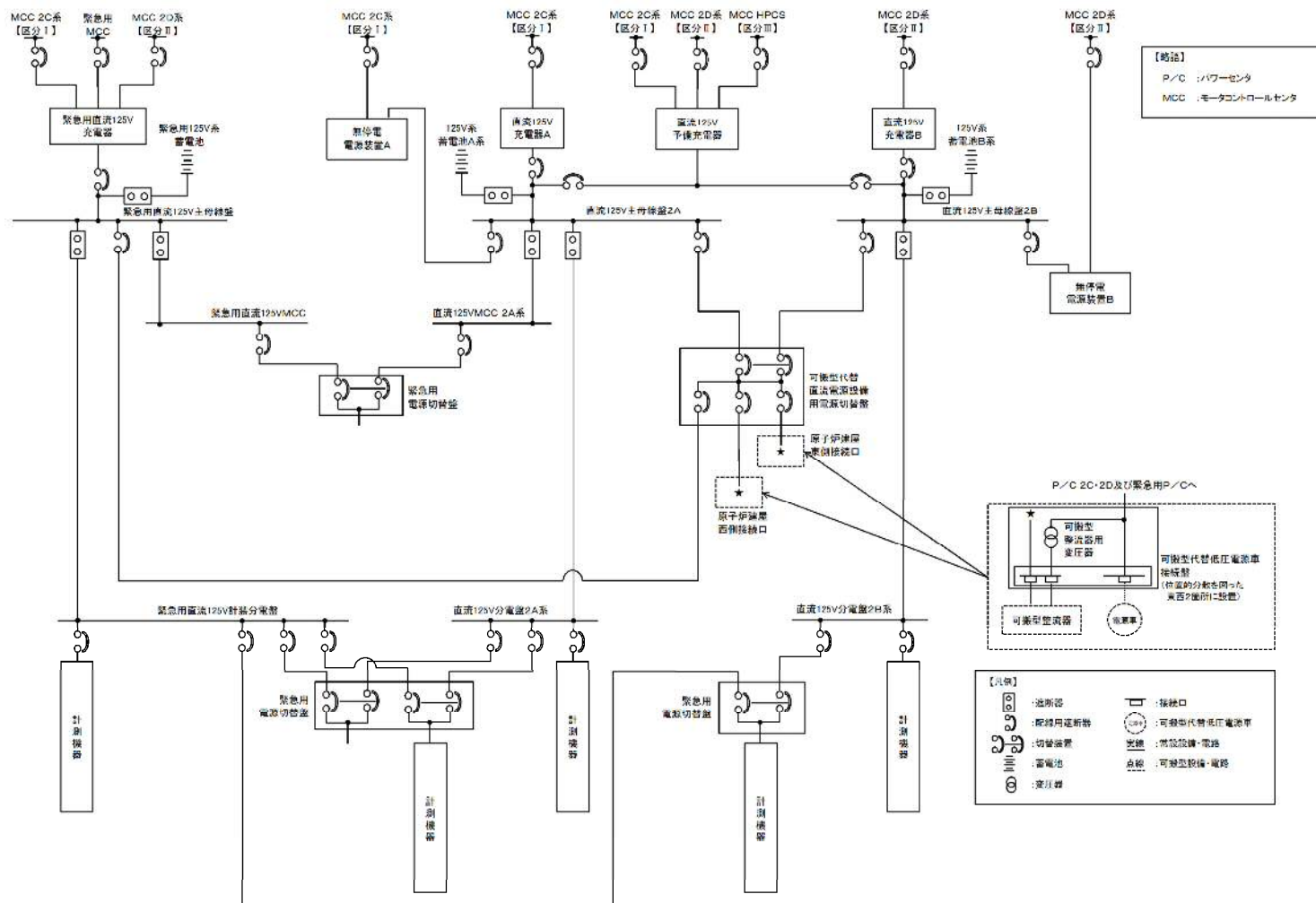
※1：今後の詳細設計の結果により仕様を見直す可能性がある。



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）



第 2 図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図（直流電源）

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) 第二弁操作室の正圧化

a. 操作概要

第二弁操作室の正圧化が必要な状況において、原子炉建屋廃棄物処理棟3階まで移動するとともに系統構成を実施し、第二弁操作室空気ポンプユニットにより第二弁操作室を正圧化する。

b. 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟3階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

第二弁操作室の正圧化における、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：3名（重大事故等対応要員3名）

所要時間目安：54分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は54分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・移動：45分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋廃棄物処理棟3階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：5分（操作対象2弁：原子炉建屋廃棄物処理棟3階）
- ・正圧化開始操作：4分（操作対象1弁：原子炉建屋廃棄物処理棟3階）

d. 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト又はLEDライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。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（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また、設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

(2) フィルタ装置スクラビング水補給

a. 操作概要

フィルタ装置スクラビング水補給が必要な状況において、水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに送水ルートを確認した後、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置のスクラビング水を補給する。

b. 作業場所

格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室，屋外（格納容器圧力逃がし装置格納槽周辺，取水箇所（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽又は淡水タンク）周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

フィルタ装置スクラビング水補給として，最長時間を要する代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：180分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は180分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）
- ・ホース敷設準備：10分^{※1}（対象作業：ホース積込み，ホース荷卸しを含む）
- ・系統構成：120分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含む）

む)

- ・送水準備：20分

※1：ホース敷設準備は、系統構成と並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLED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（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及びLED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：フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



可搬型代替注水中型ポンプ



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

(3) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

a. 操作概要

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が必要な状況で、屋外（原子炉建屋東側周辺）に可搬型窒素供給装置を配備した場合においては、窒素供給用ホースを格納容器窒素供給ライン東側接続口に接続し、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内に窒素を供給する。屋外（原子炉建屋西側周辺）に可搬型窒素供給装置を配備した場合は、接続口の蓋を開放し、窒素供給用ホースを格納容器窒素供給ライン西側接続口に接続した後、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内に窒素を供給する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋東側周辺，原子炉建屋西側周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換として、最長時間を要する格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した窒素供給に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（重大事故等対応要員6名）

所要時間目安：135分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は135分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所から格納容器窒素供給ライン西側接続口）
- ・電源車の系統構成：35分^{*1}（対象作業：ケーブル敷設，電源車

起動等を含む)

- ・可搬型窒素供給装置の系統構成：85分（対象作業：窒素供給用ホース接続，可搬型窒素供給装置起動等を含む）
- ・窒素供給開始操作：10分

※1：電源車の系統構成は，可搬型窒素供給装置の系統構成と並行して行うため，所要時間目安には含まれない。

d．操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLED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（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及びLED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：可搬型窒素供給装置からのホース接続は，汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。

(4) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

a. 操作概要

フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換が必要な状況において、屋外（原子炉建屋西側周辺）に可搬型窒素供給装置を配備して接続口の蓋を開放し、ホースをフィルタベント配管窒素供給ライン接続口に接続した後、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内に窒素を供給する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋西側周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換として、フィルタベント配管窒素供給ライン接続口を使用した窒素供給に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（重大事故等対応要員6名）

所要時間目安：135分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は135分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所からフィルタベント配管窒素供給ライン接続口）
- ・電源車の系統構成：35分^{※1}（対象作業：ケーブル敷設，電源車起動等を含む）
- ・可搬型窒素供給装置の系統構成：85分（対象作業：ホース接続，可搬型窒素供給装置起動等を含む）

- ・ 窒素供給開始操作：10分

※1：電源車の系統構成は、可搬型窒素供給装置の系統構成と並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLED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（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及びLED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：可搬型窒素供給装置からのホース接続は，汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。

(5) フィルタ装置スクラビング水移送

a. フィルタ装置スクラビング水移送

(a) 操作概要

フィルタ装置スクラビング水移送が必要な状況において，原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階まで移動するとともに，系統構成を実施し，移送ポンプによりフィルタ装置スクラビング水をサプレッション・チェンバに移送する。

(b) 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階（管理区域）

(c) 必要要員数及び所要時間

フィルタ装置スクラビング水移送における，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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：54分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は50分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：44分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：6分（操作対象1弁：原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階）

(d) 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト又はLEDライトを携行しているため，建屋内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はない。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（全面マスク，個人線量計，綿手袋，
ゴム手袋，タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能
である。また，アクセスルート上に支障となる設備はな
い。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また，設置
未完のため，設置工事完了後，操作性について検証す
る。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電
話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，
使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能であ
る。

b. 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置水張り

(a) 操作概要

可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置水張りが必要な状況において、水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに送水ルートを確認した後、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置に水張りする。

(b) 作業場所

格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室，屋外（格納容器圧力逃がし装置格納槽周辺，取水箇所（代替淡水貯槽又は淡水タンク）周辺）

(c) 必要要員数及び所要時間

可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置水張りとして，最長時間を要する代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：180分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は180分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）
- ・ホース敷設準備：10分^{※1}（対象作業：ホース積込み，ホース荷卸しを含む）

- ・ 系統構成：120分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含む）

- ・ 送水準備：20分

※1：ホース敷設準備は，系統構成と並行して行うため，所要時間目安には含まれない。

(d) 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLED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（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及びLED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：フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は，汎用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



可搬型代替注水中型ポンプ



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

(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（現場操作）

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が必要な状況で、中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合において、原子炉建屋附属棟 1 階又は原子炉建屋附属棟屋上まで移動するとともに、現場での遠隔人力操作機構による操作により系統構成を実施する。格納容器ベントについては、原子炉建屋廃棄物処理棟 3 階まで移動するとともに、現場での遠隔人力操作機構による操作により格納容器ベントする。

b. 作業場所

原子炉建屋附属棟 1 階（二次格納施設外）、原子炉建屋附属棟屋上（二次格納施設外）、原子炉建屋廃棄物処理棟 3 階（二次格納施設外）

c. 必要要員数及び所要時間

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として、第一優先の S/C 側ベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数、所要時間は以下のとおり。

必要要員数：6名（運転員等（当直運転員）3名、重大事故等対応要員 3名）

所要時間目安^{※1}：第一弁（S/C 側）操作 125 分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は 125 分以内）

第二弁操作 75 分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は 75 分以内）

※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間

所要時間内訳

【第一弁（S／C側）操作】

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：35分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋付属棟1階
（放射線防護具着用を含む））
- ・格納容器ベント準備：90分（操作対象1弁：原子炉建屋付属棟1階）

【第二弁操作】

【重大事故等対応要員】

- ・移動：45分^{※2}（移動経路：原子炉建屋付属棟1階から原子炉建屋廃棄物処理棟3階（放射線防護具着用を含む））
- ・格納容器ベント開始操作：30分（操作対象1弁：原子炉建屋廃棄物処理棟3階）

※2：移動は第一弁（S／C側）操作と並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト又はLEDライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。現場操作員の放射線防護を考慮し、遠隔人力操作機構は、二次格納施設外に設置している。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（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLED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 : 遠隔人力操作機構による現場操作については、速やかに操作ができるように使用工具を操作場所近傍に配備している。また、工具等を使用しなくても手動弁と同様に弁操作ができるため、容易に実施可能である。なお、設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段 : 携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS 端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。

代替循環冷却系の長期運転及び不具合等を想定した対策について

炉心損傷後の代替循環冷却系運転に際し、サブプレッション・チェンバ内の異物流入の可能性及び損傷炉心による水の放射線分解により水素等の可燃性ガスの発生が予想されることから、これらの影響による対策について整理する。

a. 残留熱除去系吸込ストレーナの閉塞防止対策について

東海第二発電所では、残留熱除去系ストレーナを含む非常用炉心冷却系ストレーナの閉塞防止対策として、多孔プレートを組み合わせた大型ストレーナを採用するとともに、原子炉格納容器内の保温材のうち事故時に破損が想定される繊維質保温材は使用していないことから、繊維質保温材の薄膜効果※¹による異物の捕捉が生じることはない。

また、重大事故等時に原子炉格納容器内において発生する可能性のある異物としては保温材（ケイ酸カルシウム等）、塗装片、スラッジが想定されるが、LOCA時のブローダウン過程等のサブプレッション・プール水の流動により粉砕され粉々になった状態でストレーナに流れ着いたとしても、繊維質の保温材がなく、薄膜効果による異物の捕捉が生じる可能性がないことから、これら粉状の異物がそれ自体によってストレーナを閉塞させることはない。

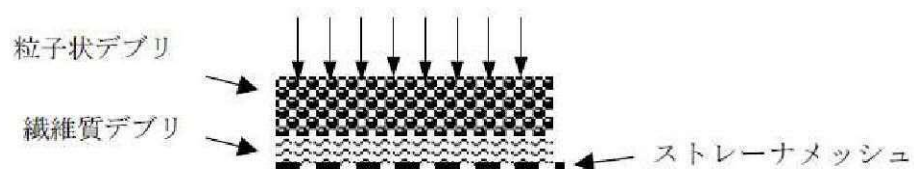
重大事故等時には、損傷炉心を含むデブリが生じるが、仮に原子炉圧力容器外に落下した場合でも、原子炉圧力容器下部のペデスタル部（ドライウェル部）に蓄積することからサブプレッション・チェンバへの流入の可能性は低い。万が一、ペデスタルからオーバフローし、ベント管を通じてサブプレッション・チェンバに流入する場合であっても、金属を含むデブリが流動により

巻き上がることは考えにくく※²，ストレーナを閉塞させる要因になることはないと考えられる。

さらに仮にストレーナ表面にデブリが付着した場合においても，ポンプの起動・停止を実施することによりデブリは落下するものと考えられ※³，加えて，長期冷却に対する更なる信頼性の確保を目的に，次項にて示すストレーナの逆洗操作が可能な設計としている。

※1：薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果について

「薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果」とは，ストレーナの表面のメッシュ（約1～2mm）を通過するような細かな粒子状のデブリ（スラッジ等）が，繊維質デブリによる形成した膜により捕捉され圧損を上昇させるという効果をいう。（第1図）



第1図 薄膜形成による粒子状デブリの捕捉効果のイメージ

繊維質保温材の薄膜形成については、N E D O－32686 に対するN R C の安全評価レポートの Appendix E で実験データに基づく考察として、「1/8 inch 以下のファイバ層であれば、ファイバ層そのものが不均一であり、圧力損失は小さいと考えられる」、と記載されている。また、R.G.1.82 においても「1/8 inch. (約 3.1mm) を十分下回るファイバ層厚さであれば、安定かつ均一なファイバ層ではないと判断される」との記載がされており、薄膜を考慮した圧力損失評価は必要ないと考えられる。LA-UR-04-1227 においても、この効果の裏付けとなる知見が得られており、理論厚さ 0.11inch (2.79mm) において、均一なベッドは形成されなかったという見解が示されている。故に、繊維質保温材の堆積厚さを評価し十分薄ければ、粒径が極めて微細な塗装片等のデブリは全てストレーナを通過することとなり、繊維質保温材と粒子状デブリの混合状態を仮定した圧損評価は不要であると考えられる。

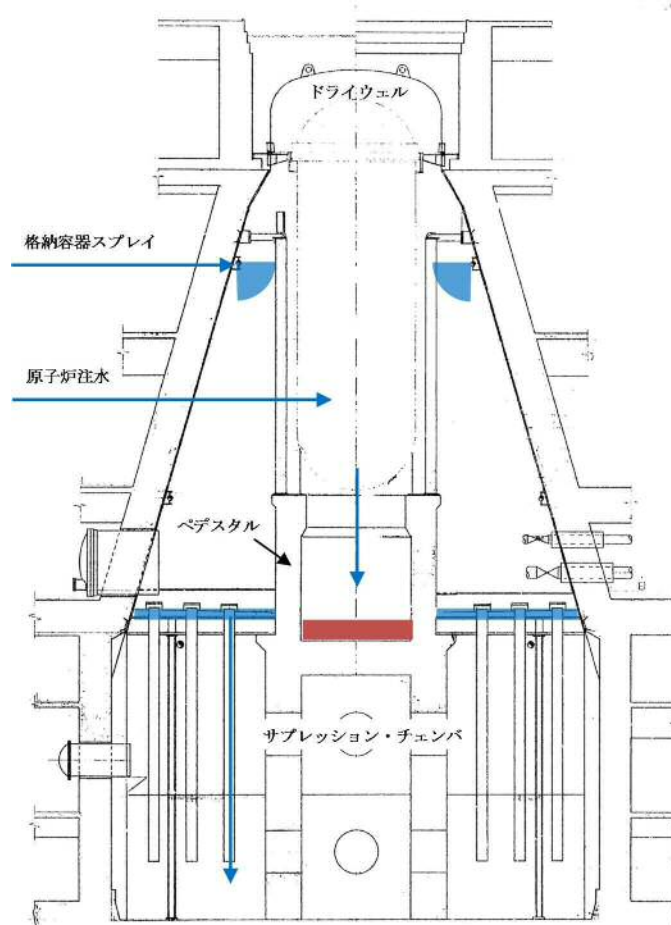
また、G S I－191 において議論されているサンプスクリーン表面における化学的相互作用による圧損上昇の知見に関して、上述のとおり繊維質保温材は使用されておらず、ストレーナ表面におけるデブリベット形成の可能性がないことから、化学的相互作用による圧損上昇の影響はないと考えられ、代替循環冷却系による長期的な冷却の信頼性に対して影響を与えることはないと考えられる。

※2：R P V破損後の溶融炉心の落下先はペデスタル（ドライウェル部）

であり、代替循環冷却系の水源となるサプレッション・チェンバへ直接落下することはない。原子炉圧力容器へ注水された冷却水はペデスタル（ドライウェル部）へ落下し、ダイヤフラムフロア及びベント管を通じてサプレッション・チェンバへ流入することとなる。

（第2図）

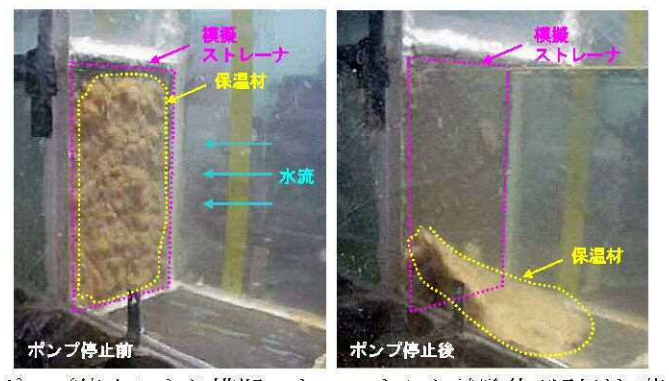
粒子化した溶融炉心等が下部ペDESTAL内に存在している場合にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物が流動によって下部ペDESTALから巻き上げられ、さらにベント管からストレーナまで到達するとは考えにくく、溶融した炉心等によるストレーナ閉塞の可能性は極めて小さいと考えられる。



第 2 図 原子炉圧力容器破損後の循環冷却による冷却水の流れ

※3：G S I－191 における検討において，サンプルスクリーンを想定した試験においてポンプを停止させた際に付着したデブリは剥がれ落ちる
との結果が示されている（第3図）。

当該試験はPWRサンプルスクリーン形状を想定しているものであるが，東海第二の非常用炉心冷却系ストレーナ形状は円筒形であり（第4図），ポンプの起動・停止によるデブリ落下の効果は更に大きくなるものと考えられ，注水流量の低下を検知した後，ポンプの起動・停止を実施することでデブリが落下し，速やかに冷却を再開することが可能である。



第3図 ポンプ停止により模擬ストレーナから試験体が剥がれ落ちた試験
(April 2004, LANL, GSI-191: Experimental Studies of Loss-of-Coolant-Accident-Generated Debris Accumulation and Head Loss with Emphasis on the Effects of Calcium Silicate Insulation)

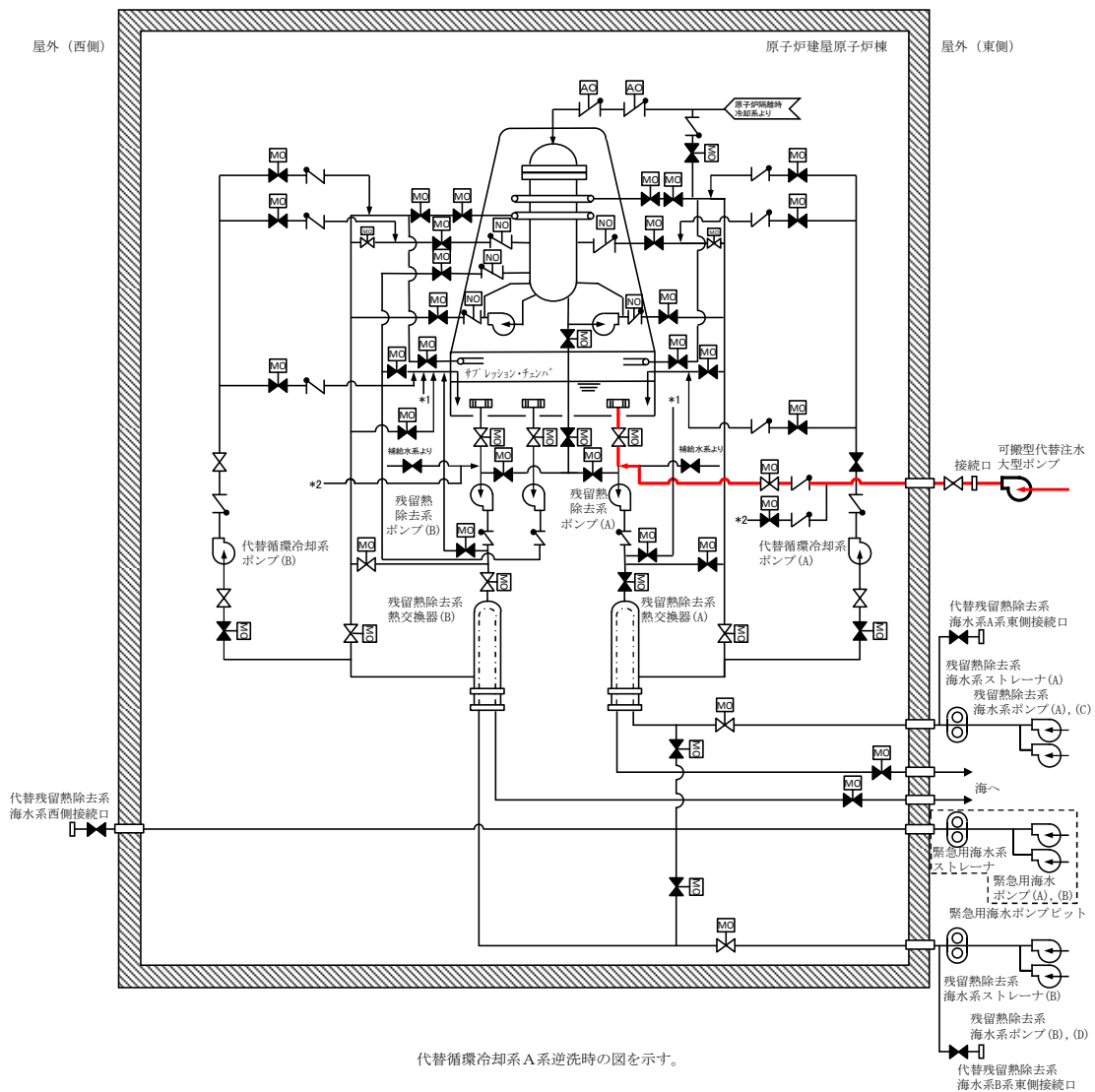


第 4 図 非常用炉心冷却系ストレナ

b. 閉塞時の逆洗操作について

前述 a. の閉塞防止対策に加えて、代替循環冷却系の運転中に、仮に何らかの異物により残留熱除去系吸込ストレーナが閉塞した場合に、外部接続口に可搬型代替注水大型ポンプを接続し、系統構成操作を行うことで、残留熱除去系吸込ストレーナを逆洗操作が可能な設計とする。系統構成の例を第 5 図に示す。

したがって、代替循環冷却系運転継続中に流量監視し、流量が異常に低下傾向を示した場合は代替循環冷却系ポンプを停止し、逆洗操作を実施することで、流量が確保できる。



第 5 図 残留熱除去系吸込ストレーナ逆洗操作の系統構成について

c. 水の放射線分解による水素影響について

炉心損傷後の冷却水には、放射性物質が含まれていることにより、水の放射線分解による水素等の可燃性ガスの発生が想定されるが、代替循環冷却系運転中は配管内に流れがあり、配管内に水素が大量に蓄積されることは考えにくい。

代替循環冷却系運転を停止した後は、可燃性ガスの爆発防止等の対策として、系統水を入れ替えるためにフラッシングを実施することとしており、水の放射線分解による水素発生を防止することが可能となる。具体的には残留熱除去系ポンプのサプレッション・プール吸込弁を閉じ、可搬型代替注水大型ポンプから系統内に外部水源を供給することにより、系統のフラッシングを実施する。

格納容器ベント操作について

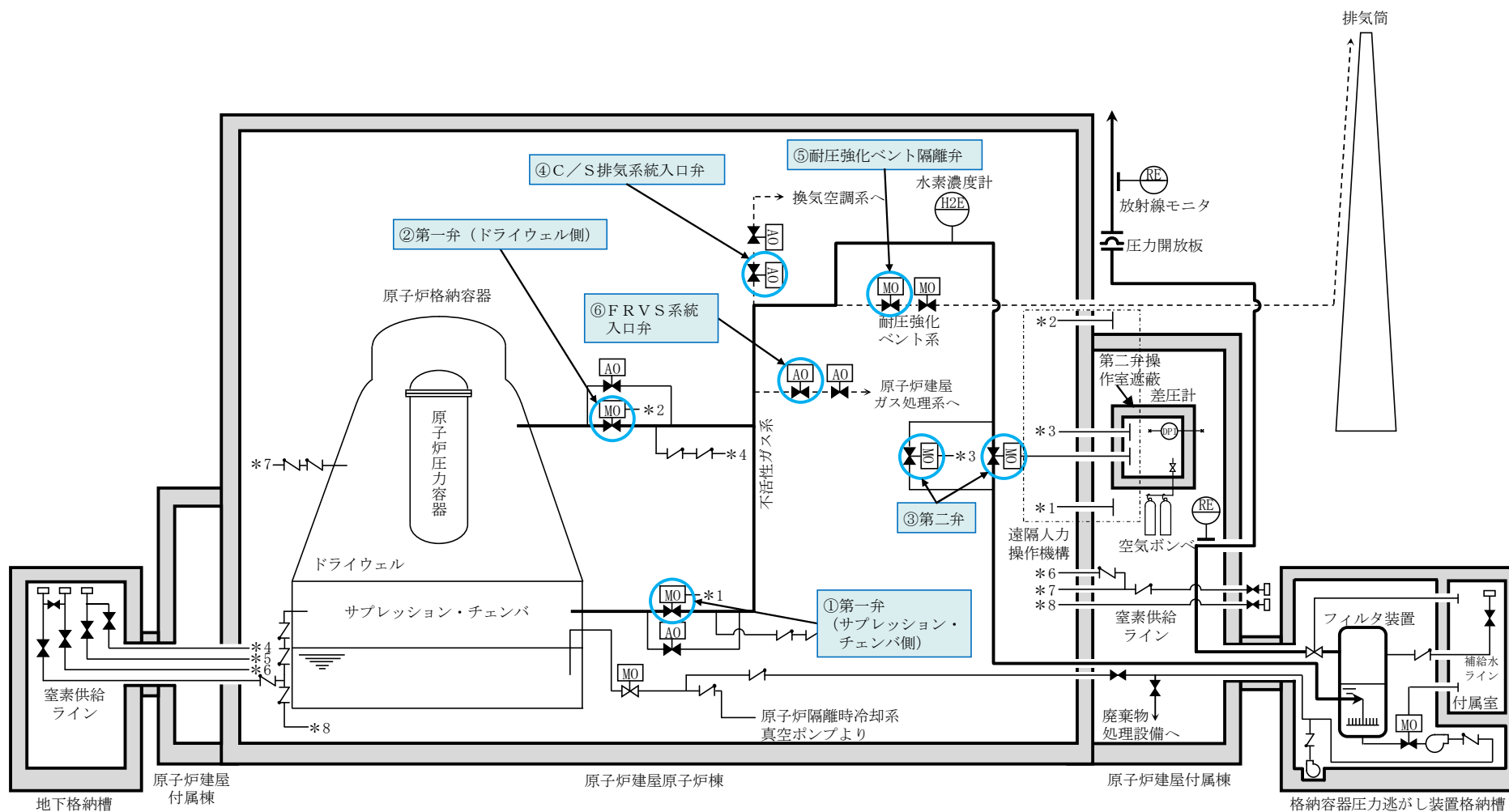
格納容器圧力逃がし装置の放出系統として、サプレッション・チェンバからとドライウェルから放出する系統の2通りあるが、サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（エアロゾル等の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

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

また、第一弁及び第二弁の操作順位は、第一弁の現場操作時間に対して第二弁操作時間が短いこと及びベント停止時に隔離する第一弁のシート面保護の観点から、流体の流れがない状態で第一弁の開操作を実施し、その後第二弁の開操作を実施する。

なお、ベント停止時に第一弁で隔離する理由は、ベント停止後の格納容器圧力逃がし装置への窒素供給時において、第一弁下流から窒素を供給することで第一弁と第二弁の間の水素滞留を防止するためである。

格納容器圧力逃がし装置の系統概要図（操作対象箇所）を第1図に示す。



第1図 格納容器圧力逃がし装置の系統概要図（操作対象箇所）

(1) 格納容器圧力逃がし装置におけるベントタイミング

格納容器圧力逃がし装置によるベント操作は、第1表に示す基準に到達した場合に、発電長の指示の下に運転員が実施する。これにより、格納容器の過圧破損防止及び格納容器内での水素燃焼防止が可能である。

第1表 ベント実施判断基準

炉心状態	目的	実施判断基準
炉心損傷なし	過圧破損防止	格納容器圧力 310kPa [gage]（最高使用圧力：1Pd）到達
炉心損傷を 判断した場合		サブプレッション・プール通常水位+6.5m 到達
	水素燃焼防止	格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.3vol%到達

格納容器の過圧破損防止の観点では、炉心損傷なしの場合は、残留熱除去系等の格納容器除熱機能が喪失し格納容器圧力が上昇した際、格納容器圧力が 279kPa [gage] から 217kPa [gage] の範囲で代替格納容器スプレイ系（常設）による格納容器スプレイ（連続）を実施する。外部水源によるスプレイであるため、サブプレッション・プール通常水位＋6.5m に到達すればベントライン水没を防止する観点から格納容器スプレイを停止し、格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達した時点でベントの実施を判断する。これは、格納容器除熱機能の復旧時間の確保及び追加放出された希ガスの減衰時間を確保することを目的としている。炉心損傷を判断した場合は、465kPa [gage] から 400kPa [gage] の範囲で代替格納容器スプレイ系（常設）による格納容器スプレイ（連続）を実施し、サブプレッション・プール通常水位＋6.5m に到達した時点で格納容器スプレイを停止するとともにベントを実施する。これにより確実に 620kPa [gage]（2Pd）到達までに格納容器ベン

トが実施できる。炉心損傷の有無により，格納容器スプレイ実施基準を変更する理由は，炉心損傷した場合，格納容器内に放射性物質が放出されるため，炉心損傷なしの場合に比べてベント実施操作判断基準に到達するタイミングを遅らせることにより，ベント時の外部影響を軽減させるためである。

また，炉心損傷を判断した場合は，ジルコニウム－水反応により大量の水素が発生し，格納容器内の水素濃度は可燃限界の 4vol%を超過する。その後，水の放射線分解によって格納容器内酸素濃度が上昇し，格納容器内水素・酸素濃度が可燃限界に到達することにより，格納容器内で水素燃焼が発生するおそれがある。この水素燃焼の発生を防止するため，格納容器内酸素濃度がドライ条件にて 4.3vol%に到達した時点でベント操作を実施することで格納容器内の水素・酸素を排出する。ベント実施の判断フローを第 2～4 図に示す。

炉心損傷の有無の判断は，第 2 表に示すパラメータを確認する。

第 2 表 確認パラメータ（炉心損傷判断）

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

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

さらに，炉心損傷後の重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準として，第 3 表に示す判断基準を整理している。これらの

状況においても、格納容器ベント実施により、格納容器破損の緩和又は大気へ放出される放射性物質の総量の低減が可能である。

第3表 炉心損傷後の重大事故等対処設備の機能喪失を
仮定した場合のベント実施判断基準

目的	実施判断基準
格納容器破損の緩和	格納容器スプレイが実施できない場合
	原子炉建屋水素濃度 2vol%到達
大気へ放出される放射性物質の総量の低減	格納容器温度 200℃以上において温度上昇が継続している場合
	可搬型モニタリング・ポスト指示値の急激な上昇
	原子炉建屋内の放射線モニタ指示値の急激な上昇

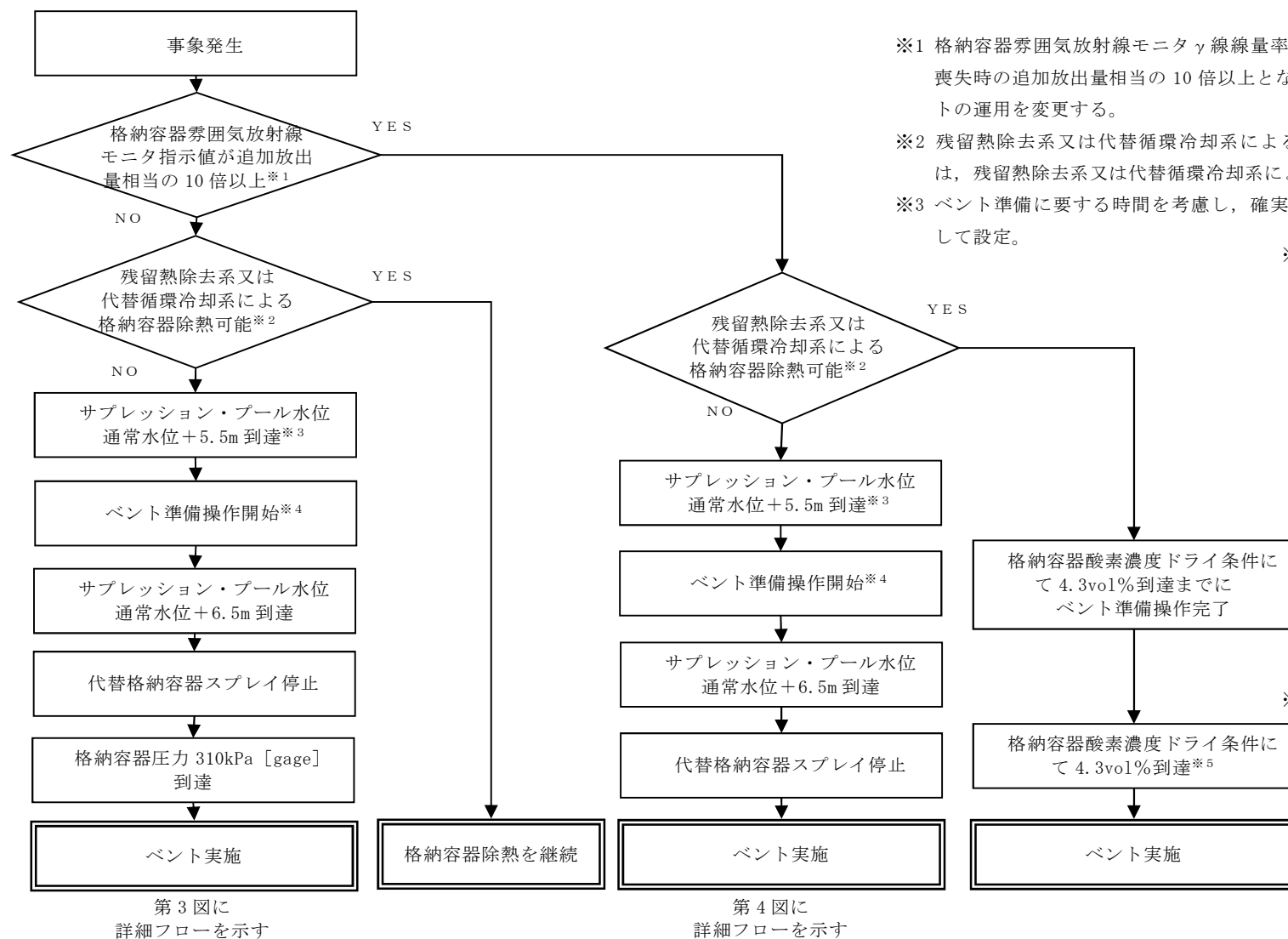
重大事故時における格納容器スプレイ手段として、常設設備を用いた残留熱除去系、代替格納容器スプレイ系（常設）及び代替循環冷却系並びに可搬型設備を用いた代替格納容器スプレイ系（可搬型）がある。想定し難い状況ではあるが、これら格納容器スプレイ手段が喪失した場合、想定する希ガスの減衰時間が短くなるが、格納容器の圧力を抑制する観点から、格納容器破損の緩和のためベントを実施する。

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

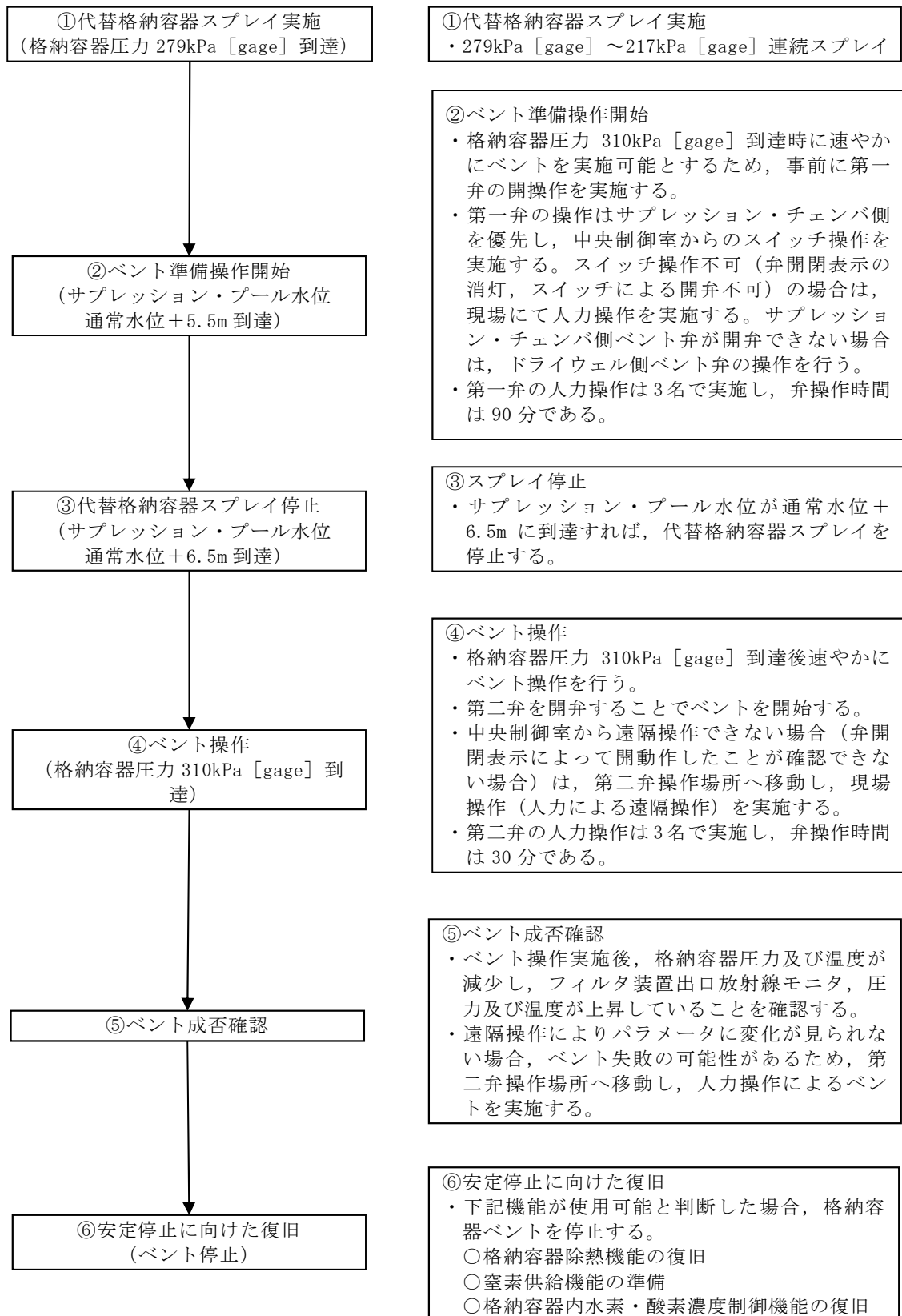
4vol%を考慮し，原子炉建屋水素濃度 2vol%到達によりベントを実施する。

格納容器への十分な注水等ができない場合，格納容器雰囲気が過熱状態になり，格納容器は限界圧力を下回る 620kPa [gage] に達する前に 200℃に達し，いずれは過温破損に至ることが考えられる。この場合，格納容器ベント実施することによって過温破損を防止できないが，フィルタ装置を介した放出経路を形成し，大気への放射性物質の放出を極力低減するためのベントを実施する。

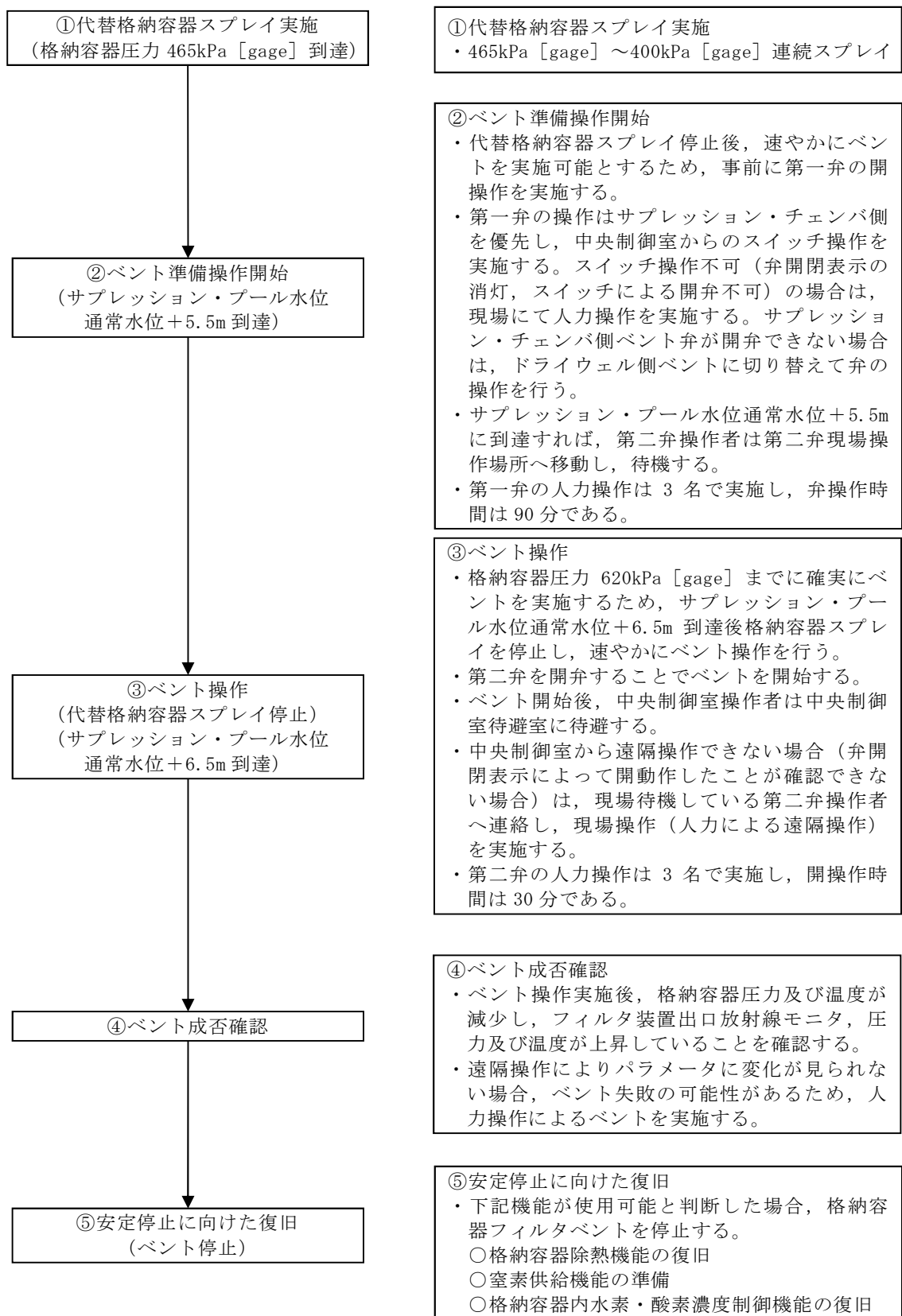
さらに，格納容器が限界圧力を下回る 620kPa [gage] 及び限界温度を下回る 200℃に到達する前に，何らかの理由により格納容器の健全性が損なわれ，格納容器から異常な漏えいがある場合，可搬型モニタリング・ポスト指示値及び原子炉建屋内の放射線モニタ指示値が急激に上昇することが考えられる。この場合，格納容器圧力を低下させることで漏えい箇所からの漏えい量を低減させることが可能と考えられることから，フィルタ装置を介さない大気への放射性物質の放出を極力低減するためにベントを実施する。



第2図 ベント実施の判断フロー



第3図 炉心損傷していない場合のベント実施フロー



第4図 炉心損傷を判断した場合のベント実施フロー

(2) 格納容器圧力逃がし装置の操作手順の概要

a. 系統待機状態の確認

格納容器圧力逃がし装置の待機状態において，第4表に示すパラメータにより，系統に異常がないことを確認する。

第4表 確認パラメータ（系統待機状態）

確認パラメータ	確認内容
フィルタ装置水位	待機水位である 2,530～2,800 mm の範囲にあること
フィルタ装置スクラビング水 pH	13 以上であること
フィルタ装置排気ライン圧力	微正圧に維持されていること

b. ベント準備操作

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

なお，弁名称及び弁名称に付記する①～⑥の番号は，第1図の番号に対応している。

(a) ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認

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

①第一弁（サプレッション・チェンバ側）

②第一弁（ドライウェル側）

③第二弁

(b) 他系統との隔離確認

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

④ C / S 排気系統入口弁

⑤ 耐圧強化ベント隔離弁

⑥ F R V S 系統入口弁

(c) 第一弁の開操作

中央制御室にて開操作を実施する。万一、中央制御室での開操作ができない場合には、現場にて第一弁の人力による開操作を実施する。

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

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

現場操作の着用装備は、全面マスク、タイベック、アノラック、綿手袋、ゴム手袋及び胴長であり、着用時間は約12分である。

(d) 第二弁操作のための要員移動

炉心損傷を判断した場合における格納容器過圧破損防止を目的としたベントの準備操作に関しては、格納容器圧力が620kPa [gage] 到達までに確実にベントが実施できるよう、ベント実施基準到達までに第二弁操作場所に移動し、待機する。

現場操作の着用装備は、全面マスク、タイベック、アノラック、綿手袋、ゴム手袋及び胴長であり、着用時間は約 12 分である。

c. ベント準備判断の確認パラメータ

ベント準備の判断は、ベント実施判断基準の到達までに確実にベント準備操作が完了する基準として、炉心損傷有無に関わらず、サプレッション・プール通常水位+5.5m 到達によりベント準備実施の判断をする。

また、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱を実施している場合、格納容器酸素濃度の上昇速度からドライ条件で 4.3vol% に到達する時間を予測し、4.3vol%到達までにベント準備を完了させる。

ベント準備着手判断に必要なパラメータを以下に示す。

- ・サプレッション・プール水位
- ・格納容器内酸素濃度（S A）

d. ベント準備作業の妥当性

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

ベント準備は、ベント実施判断基準に到達した場合の速やかなベント実施を可能とするため、事前に第一弁を開操作すること及び第二弁作業場所へ移動し待機することを目的としていることから、本操作はベント実施に不可欠な操作であり、ベント実施基準到達までにベント準備操作を完了させることとする。

第 5 表 ベント準備操作時の作業項目及び作業環境

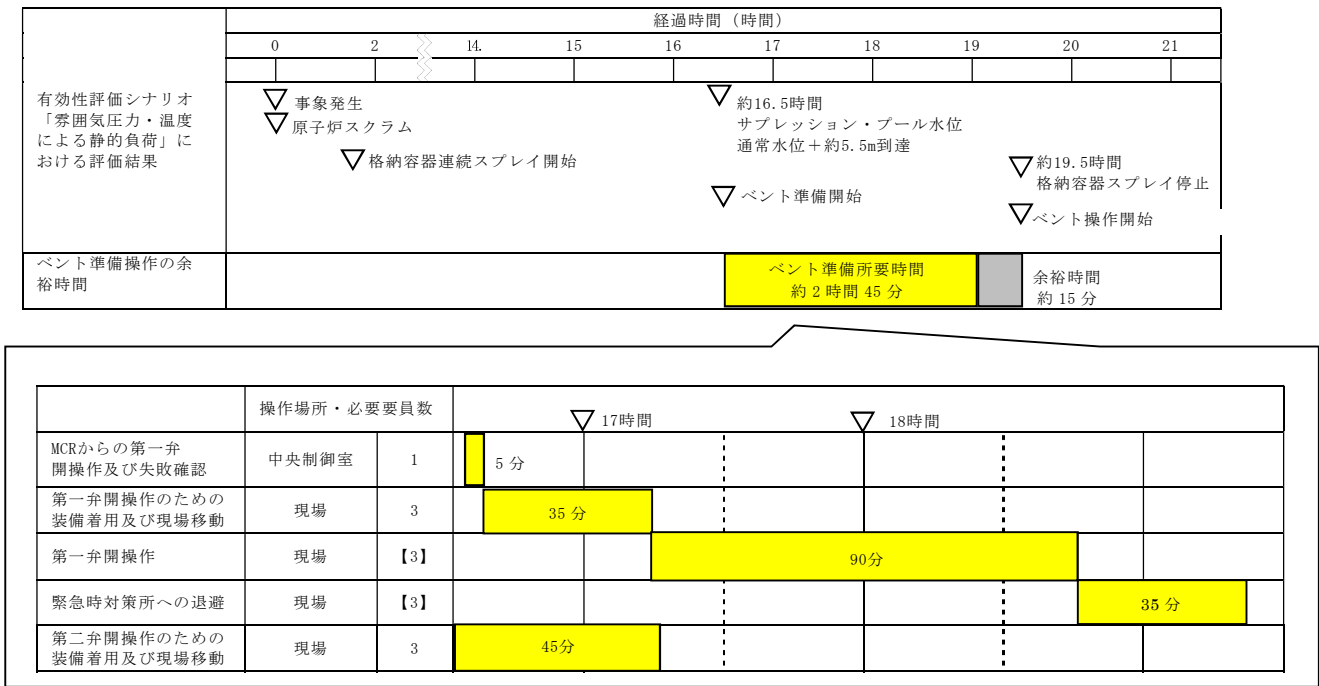
作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
他系統との隔離	中央制御室	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認			【炉心損傷後】 約 60mSv/7 日間			
第一弁開操作 (移動含む)			【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。			
第二弁への現場移動	原子炉建屋付属棟 (二次格納施設外)	通常運転時と同程度。	【炉心損傷後】 15mSv/h 以下	ヘッドライトや LED ライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS 端末）、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。
	屋外 原子炉建屋付属棟 (二次格納施設外)		【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。			
			【炉心損傷後】 14mSv/h 以下			

e. ベント準備操作の余裕時間

ベントを実施する有効性評価シナリオのうち、ベント準備操作の余裕時間の最も短い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」における現場での手動操作（人力による遠隔操作）を実施した場合のベント準備の余裕時間についてタイムチャートを第5図に示す。

第5図に示すとおり、ベント準備完了後からベント実施基準であるサブプレッション・プール通常水位+6.5m 到達までに十分な時間があることから、確実に準備を完了することができる。

【炉心損傷を判断した場合のベント準備】



第5図 ベント準備操作のタイムチャート

f. ベント実施操作判断基準

(a) 炉心損傷なしの場合

i) 格納容器圧力 310kPa [gage] 到達

格納容器の健全性を確保するため、最高使用圧力である 310kPa [gage] に到達した時点でベントを実施する。

(b) 炉心損傷を判断した場合

i) サプレッション・プール通常水位+6.5m 到達

格納容器へ大量の放射性物質が放出されることから、大気への放射性物質の放出を極力遅らせることでベント時の外部影響を軽減させるため、限界圧力を下回る 620kPa [gage] に到達するまでにベントを実施する。具体的には、中央制御室での遠隔操作に失敗した場合の現場手動操作時間を考慮し、格納容器スプレイ停止基準であるサプレッション・プール通常水位+6.5m に到達した時点でベントを実施する。

ii) 格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.3vol% に到達した場合

炉心損傷時には、ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等により水素・酸素が発生し、可燃限界に到達すると水素燃焼が発生するおそれがある。これを防止するため、可燃限界到達前に格納容器内の水素・酸素を排出することを目的として、格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.3vol% に到達した場合にベントを実施する。

4.3vol% の基準設定に当たっては、酸素濃度の可燃限界である 5vol% に対し、計器誤差の±約 0.6vol% 及び 0.1vol% の余裕を考慮して設定した。

g. ベント実施操作判断の確認パラメータ

(a) 炉心損傷なしの場合

i) 格納容器圧力 310kPa [gage] 到達

炉心損傷がない場合は、格納容器圧力にてベント実施操作を判断するため、確認パラメータは以下のとおり。

- ・格納容器圧力

なお、格納容器圧力の測定ができない場合には、格納容器圧力を推定する手段として、格納容器温度を代替パラメータとする。

(b) 炉心損傷を判断した場合

i) サプレッション・プール通常水位+6.5m 到達

炉心損傷を判断した場合は、連続の格納容器スプレイを実施しながら、サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断する。したがって、確認パラメータは以下のとおり。

- ・サプレッション・プール水位

ii) 格納容器酸素濃度がドライ条件にて4.3vol%に到達した場合

格納容器酸素濃度によりベント実施操作を判断するため、確認パラメータは以下のとおり。

- ・格納容器内酸素濃度 (S A)

h. ベント実施操作の妥当性

ベントは、第二弁を開弁することで実施する。炉心損傷していない場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第6表に示す。ベント弁の開操作については、中央制御室での操作を基本とするが、万一、中央制御室での操作ができない場合には、現場（原子炉建屋付属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

なお、炉心損傷を判断する有効性評価の「格納容器圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」シーケンスにおいて、ベント準備段階の現場アクセス、現場待機、現場での手動操作、プルーム通過までの現場待機及び帰還の一連の作業での実効線量は、約 28mSv である。

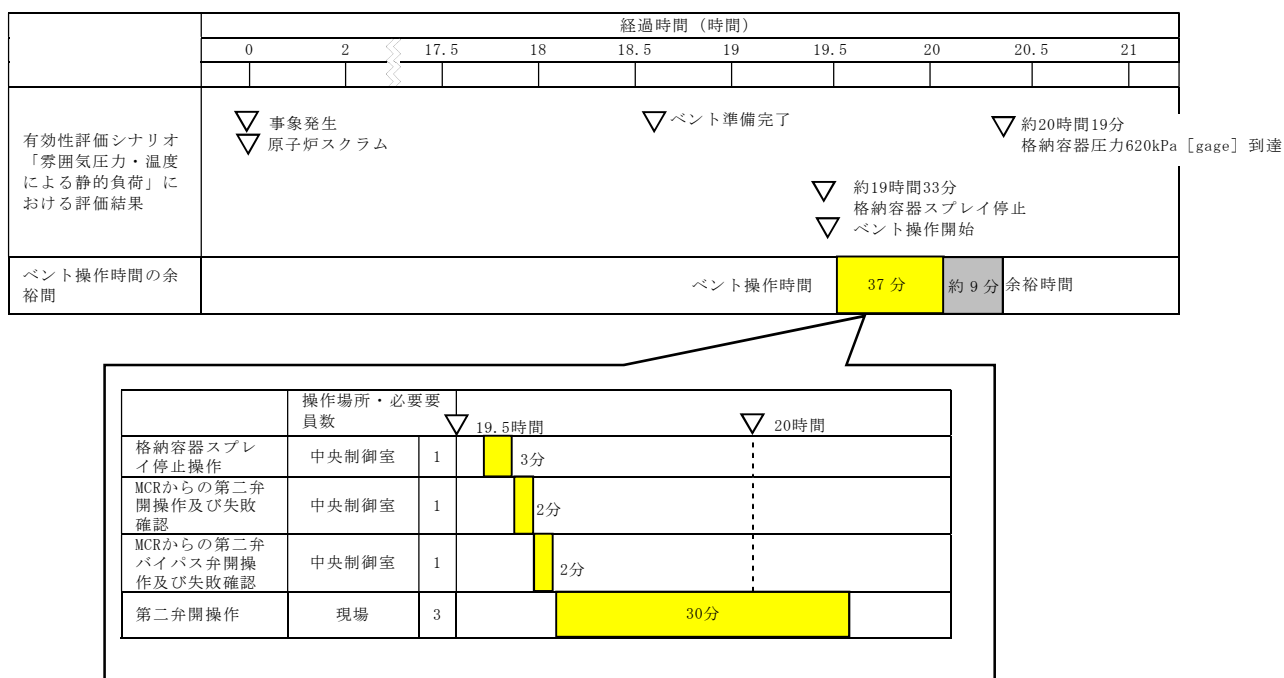
第6表 ベント実施操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
第二弁開操作	中央制御室	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。 【炉心損傷後】 約 60mSv/7 日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
	原子炉建屋付属棟（二次格納施設外）	通常運転時と同程度。	【炉心損傷前】 炉心損傷がないため、高線量となることはない。 【炉心損傷後】 14mSv/h 以下	ヘッドライトや LED ライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS 端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

i. 有効性評価におけるベント実施操作の余裕時間

ベントを実施する有効性評価シナリオのうち、最もベント実施操作の余裕時間が短い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」における現場での手動操作（人力による遠隔操作）を実施した場合のベント実施操作の余裕時間についてタイムチャートを第6図に示す。

第6図に示すとおり、ベント実施基準到達から格納容器限界圧力を下回る 620kPa [gage] に到達するまでに十分な時間があることから、確実にベント実施可能である。



第6図 ベント実施のタイムチャート

j. ベント成否確認

ベント操作開始時は、第7表に示すパラメータによりベントが開始されたことを確認する。

第7表 確認パラメータ（ベント操作開始時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	指示値が低下すること
フィルタ装置圧力	指示値が上昇すること
フィルタ装置スクラビング水温度	
フィルタ装置出口放射線モニタ	

パラメータに変化が見られない場合は、ベント失敗の可能性があるため、現場操作によるベントを実施する。

ベント開始直後は、格納容器内で発生する水素、水蒸気及び窒素等からなるベントガスが系統内に流入するが、系統内は不活性化されているため、高濃度の水素が流入しても水素燃焼には至らない。

k. ベント継続時

ベント継続時は、第 8 表に示すパラメータによりベント継続状況に異常がないことを確認する。

第 8 表 確認パラメータ（ベント継続時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	各パラメータに異常な変化がないこと
サプレッション・プール水位	
フィルタ装置圧力	
フィルタ装置水位	
フィルタ装置スクラビング水温度	
フィルタ装置出口放射線モニタ	
モニタリング・ポスト	

ベント継続時には、格納容器内及びフィルタ装置内では放射性物質の崩壊熱による多量の蒸気が発生することにより、水素濃度は低く抑えられるため、可燃限界に至らない。

なお、炉心損傷がない場合の格納容器圧力逃がし装置によるベント実施中に炉心損傷を判断した場合は、ベントを継続する運用とする。これは、ベント実施までには代替格納容器スプレイにより外部注水制限に到達していることが想定され、事象が進むことで発生する可能性のある炉心のリロケーション※及び原子炉圧力容器破損時の過熱蒸気発生の影響による格納容器圧力の急激な上昇を抑制する手段がベントのみであるためである。加えて、次のとおり、ベントを継続した場合でも、一時的に

ベント停止する場合と比較し、被ばくの観点で大きな差異はないと考えられる。

- ・ベントを停止しても格納容器の圧力上昇により再度ベントすることとなり、希ガス保持時間を大きく確保することはできないこと
- ・このような事態では、原子炉スクラムしてからある程度の時間が経過していることから、希ガスの減衰時間は十分に確保されており、ベントを停止しない場合でも大きな放出量にならないと考えられること

※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、溶融炉心が炉心下部プレナムに移行する状態を指す。

1. ベント停止操作

第9表に示す機能が全て使用可能となったことにより、ベント停止後も長期的に格納容器の安定状態を継続可能であることを判断する。また、第10表に示すパラメータを確認し、ベント停止操作が可能であることを判断した場合には、第一弁を閉とすることでベントを停止する。

第 9 表 ベント停止のために必要な機能及び設備

必要な機能	設備	設備概要
格納容器除熱機能	残留熱除去系又は代替循環冷却系	格納容器内に残存する核分裂生成物から発生する崩壊熱を除去し、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する
	残留熱除去系海水系、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系	
窒素供給機能	可搬型窒素供給装置	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系の運転に伴う蒸気凝縮により、格納容器内が負圧になることを防止する ・ 系統内のパージを実施する
格納容器内水素・酸素濃度制御機能	可燃性ガス濃度制御系	水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の濃度が可燃限界濃度に到達することを防止する
	格納容器水素・酸素濃度計	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

第 10 表 確認パラメータ（ベント停止時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	310kPa [gage] 以下であること及び 171℃以下であること
格納容器水素濃度	可燃限界未満であること

ベント停止前から窒素供給装置による格納容器への窒素供給を行い、ベント停止後も継続し、系統を含めて不活性化することで、水素濃度は低く抑えられ、可燃限界には至らない。

第 7 図にベント停止前の窒素供給の概要を示す。

m. ベント停止操作手順

次にベント停止の流れを示す。

- ①ベント停止可能であると判断した場合、窒素供給設備により格納容器に窒素注入を開始する。

- ・ベント弁は開状態であるため、注入した窒素はそのまま排出されることが考えられるが、ベント弁閉後における「水の放射性分解によって発生する水素・酸素濃度の上昇」を抑制するため、早期に注入開始することを目的として最初に実施する。
- ・ドライウェル内に水素・酸素が滞留している可能性を考慮して、ドライウェル側から窒素供給する。

②第一弁を閉とする。

- ・第一弁閉後は、第一弁と第二弁の間に水素が滞留するおそれがあるため、第一弁の下流から窒素を供給し滞留している水素をパージする運用としている。このため、第一弁を閉とすることでベントを停止する（第二弁は開状態を維持する）。
- ・フィルタ装置への窒素供給を開始する。

③残留熱除去系又は代替循環冷却系を起動する。

- ・ベント弁を閉止後、サプレッション・プール水温度が飽和温度以下であることを確認し、残留熱除去系又は代替循環冷却系を起動する。
- ・残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱を実施することで、格納容器内の気相を蒸気から窒素へ置換する。

④格納容器の気相が蒸気から窒素への置換が完了したことを確認し、第一弁を開として格納容器の圧力を低下させる。

⑤可燃性ガス濃度制御系を起動する。

- ・残留熱除去系による冷却水を供給し、可燃性ガス濃度制御系の暖気運転を開始する。
- ・起動後 3 時間以内に暖機運転が完了し、処理が開始される。

⑥第一弁を閉とする。

⑦格納容器への窒素注入を停止する。

⑧格納容器内水素・酸素濃度計により，格納容器内水素・酸素濃度を監視する。

n．ベント停止操作の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第 11 表に示す。ベント弁の閉操作については，中央制御室での操作を基本とするが，万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場（原子炉建屋付属棟）にて手動操作を実施する。

第 11 表 ベント停止操作項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
第一弁操作	中央制御室	中央制御室の室温については，空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが，作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため，高線量となることはない。 【炉心損傷後】 約 60mSv／7 日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお，非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には，中央制御室内に配備している可搬型照明により，照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
	原子炉建屋付属棟 (二次格納施設外)	通常運転時と同程度。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため，高線量となることはない。 【炉心損傷後】 15mSv／h 以下	ヘッドライトや LED ライトを携帯しているため，建屋内非常用照明が消灯した場合においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。
窒素供給操作	屋外	— (屋外での作業)	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため，高線量となることはない。 【炉心損傷後】 3.9mSv／h 以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LED ライトにより，操作可能である。夜間においても，操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器のうち，使用可能な設備により，災害対策本部に連絡する。

o. ベント停止後の操作

ベント停止後は，第 12 表で示すパラメータにより格納容器及び格納容器圧力逃がし装置に異常がないことを確認する。

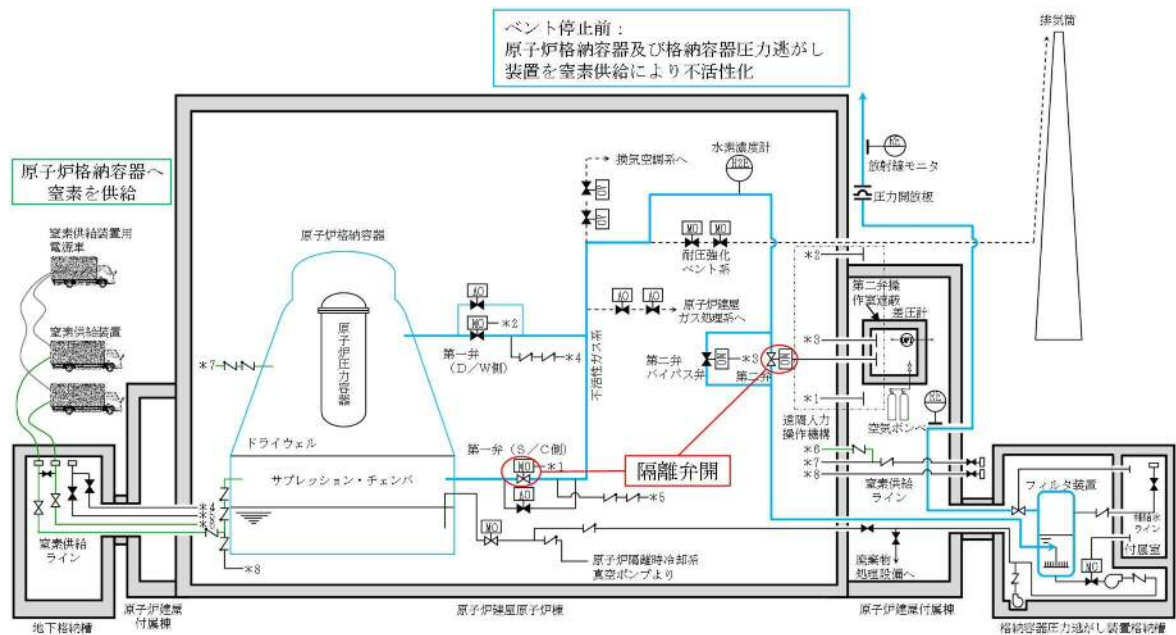
第 12 表 確認パラメータ（ベント停止後）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	・ 格納容器内が負圧でないこと ・ ベント停止後長期的に格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと
格納容器水素濃度	格納容器内及びフィルタ装置入口の水素濃度の異常な上昇がないこと
フィルタ装置入口水素濃度	
フィルタ装置水位	フィルタ装置の水位が確保されていること（フィルタ装置のスクラビング水の移送後を除く）
フィルタ装置スクラビング水温度	温度の異常な上昇がないこと
フィルタ装置出口放射線モニタ	放射線量率の異常な上昇がないこと

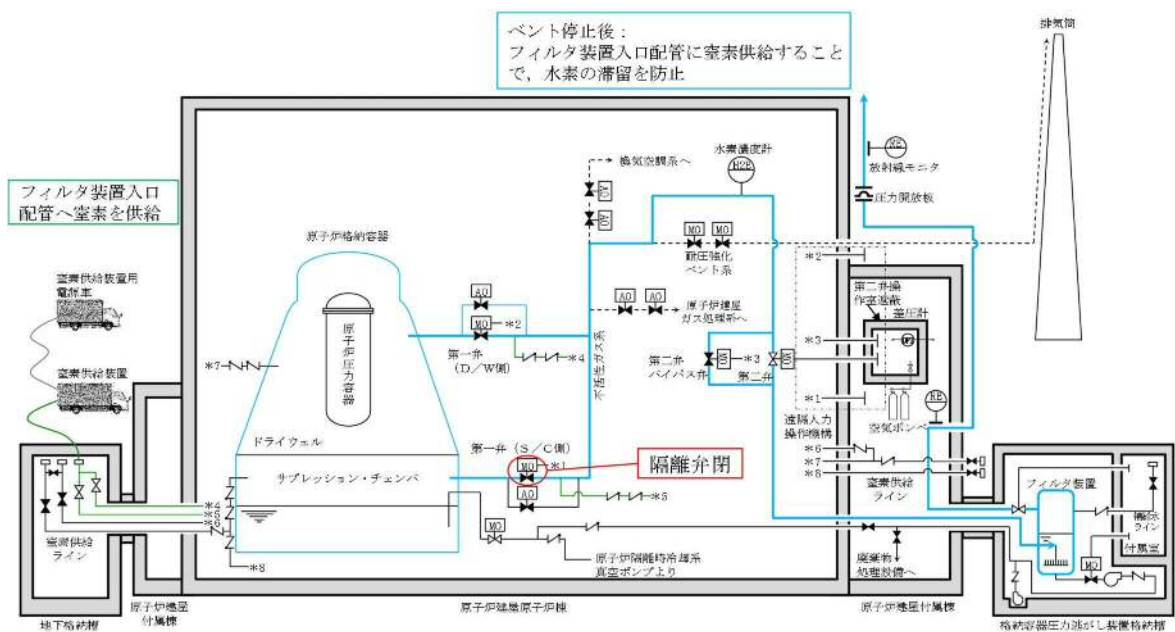
ベント実施後はフィルタ装置出口ラインの圧力開放板が開放されていることから，窒素供給による系統パージ停止後は，フィルタ装置を大気と隔離するため，フィルタ装置出口弁を「閉」にする。

なお，フィルタ装置出口弁の閉操作については，フィルタ装置のスクラビング水温度が上昇しないこと及び水素濃度の上昇により可燃限界濃度に到達しないことにより判断する。

第 8 図にベント停止後の窒素供給の概要を示す。



第7図 窒素供給概要図（ベント停止前）



第8図 窒素供給概要図（ベント停止後）

フィルタベント実施に伴う各操作時の作業員被ばく評価

1. フィルタベント実施に伴うベント弁操作時の作業員の被ばく評価

ベント実施に伴うベント操作を手動で行う場合の作業員の被ばく評価を以下のとおり行った。

ベント操作としてサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）からのベントを行う場合及びドライウェル（以下「D/W」という。）からのベントを行う場合のそれぞれにおける第一弁及び第二弁の開操作時の被ばく評価を行った。

(1) 評価条件


a. 放出量評価条件

想定事象として格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスにおいて、代替循環冷却系を使用できない場合を想定した事故シナリオを選定する。また、放出量評価条件を第1表、大気中への放出過程及び概略図を第1図～第5図に示す。

b. 被ばく評価条件

被ばく経路は、第6図～第8図に示すとおり大気中へ放出される放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく、格納容器圧力逃がし装置配管及び原子炉建屋からの直接ガンマ線等による外部被ばくを考慮した。

大気中へ放出される放射性物質については、第2表及び第3表に示すとおり拡散効果を考慮した。また、作業場所に流入する放射性物質による被ばくについては、屋外の放射性物質の濃度と作業場所の放射性物質

の濃度を同じとし、第 4 表及び第 5 表に示すとおり外部被ばくについては作業場所の空間体積を保存したサブマージョンモデルで評価を行い、内部被ばくについては呼吸率、線量換算係数等から評価を行った。なお、第二弁の操作においては、空気ボンベにより加圧された待避室（遮蔽厚  コンクリート相当）内で作業することを考慮し評価を行った。

格納容器圧力逃がし装置配管、原子炉建屋からの直接ガンマ線等による外部被ばくについては、第 6 表及び第 7 表に示すとおり原子炉建屋の外壁、作業場所の遮蔽壁の遮蔽効果を考慮し評価を行った。

c. アクセスルート及び評価地点

第一弁（S／C側）のベント操作を行う場合のアクセスルートは、第 9 図～第 11 図に示すとおりである。第一弁（D／W側）のベント操作を行う場合のアクセスルートは、第 12 図～第 15 図に示すとおりである。屋外移動時のアクセスルートは第 16 図に示すとおりである。第二弁のベント操作を行う場合のアクセスルートは第 17 図～第 19 図に示すとおりである。

評価点は、第 9 図～第 20 図に示すとおり、ベント操作時は作業場所とし、移動時はアクセスルートで被ばく評価上最も厳しい地点とする。

d. 作業時間

第一弁の開操作は、ベント実施前に行うものとし、第一弁（S／C側）の作業時間は 160 分（移動時間（往復）70 分＋作業時間 90 分）、第一弁（D／W側）の作業時間は 190 分（移動時間（往復）100 分＋作業時間 90 分）とする。また、第二弁の開操作は、ベント実施直後から 180 分作業場所（待避室）に滞在するものとし、作業時間は 410 分（移動時間（往復）90 分＋待機時間 140 分＋作業時間（待避室滞在）180 分）とする。

(2) 評価結果

ベント実施に伴うベント操作を手動で行う場合の作業員の被ばく評価結果は以下に示すとおりであり，作業員の実効線量は緊急作業時の線量限度である 100mSv 以下であり，ベント実施に伴うベント操作を手動で行うことができることを確認した。また，実効線量の内訳を第 8 表～第 10 表に示す。

a. S／Cからのベント操作時の作業員の実効線量

作業員の実効線量は第一弁開操作で約 37mSv，第二弁開操作で約 28mSv となった。

b. D／Wからのベント操作時の作業員の実効線量

作業員の実効線量は第一弁開操作で約 52mSv，第二弁開操作で約 42mSv となった。

第 1 表 放出量評価条件 (1/3)

項 目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」 (代替循環冷却系を使用できない場合) (全交流動力電源喪失の重畳を考慮)	格納容器破損防止対策の有効性評価で想定する格納容器破損モードのうち, 中央制御室の運転員又は対策要員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる事故収束に成功した事故シーケンスを選定
炉心熱出力	3, 293MW	定格熱出力
運転時間	1 サイクル当たり 10, 000 時間 (約 416 日)	1 サイクル 13 ヶ月 (395 日) を考慮して設定
取替炉心の 燃料装荷割合	1 サイクル : 0. 229 2 サイクル : 0. 229 3 サイクル : 0. 229 4 サイクル : 0. 229 5 サイクル : 0. 084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量	希ガス類 : 約 $2. 2 \times 10^{19}$ Bq よう素類 : 約 $2. 8 \times 10^{19}$ Bq C s O H 類 : 約 $1. 1 \times 10^{18}$ Bq S b 類 : 約 $1. 3 \times 10^{18}$ Bq T e O ₂ 類 : 約 $6. 7 \times 10^{18}$ Bq S r O 類 : 約 $1. 2 \times 10^{19}$ Bq B a O 類 : 約 $1. 2 \times 10^{19}$ Bq M o O ₂ 類 : 約 $2. 4 \times 10^{19}$ Bq C e O ₂ 類 : 約 $7. 4 \times 10^{19}$ Bq L a ₂ O ₃ 類 : 約 $5. 5 \times 10^{19}$ Bq (核種ごとの炉内蓄積量を核種グループごとに集約して記載)	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」 × 「3, 293MW (定格熱出力)」 (単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW) は, BWR 共通条件として, 東海第二と同じ装荷燃料 (9 × 9 燃料 (A 型)), 運転時間 (10, 000 時間) で算出した A B W R のサイクル末期の値を使用)
放出開始時間	格納容器漏えい : 事象発生直後 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱 : 事象発生から約 19h 後	M A A P 解析結果
原子炉格納容器内 p H 制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール水内 p H 制御設備は, 重大事故等対処設備と位置付けていないため, 保守的に設定
よう素の形態	粒子状よう素 : 5% 無機よう素 : 91% 有機よう素 : 4%	R . G . 1. 195 ^{※1} に基づき設定

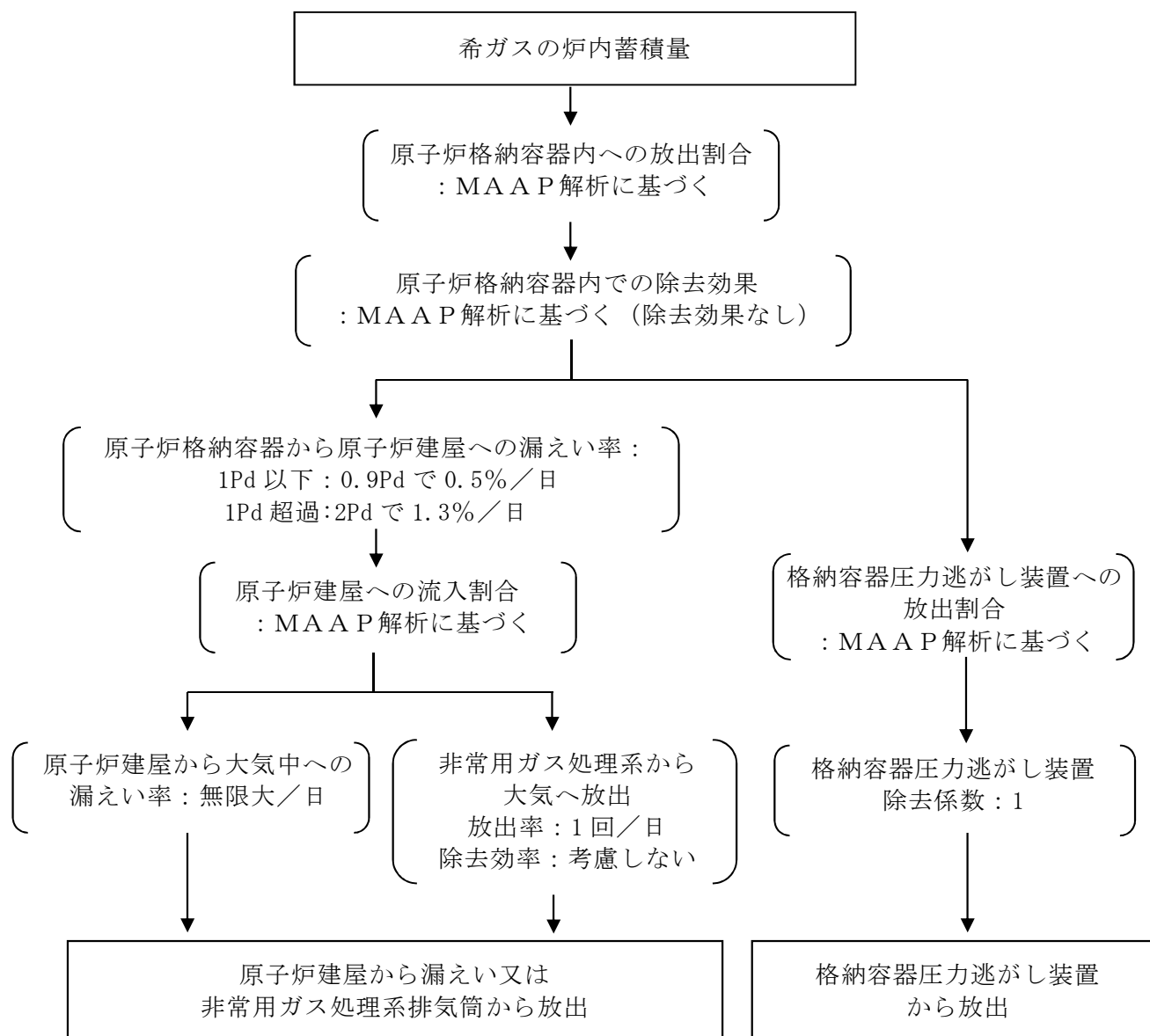
第1表 放出量評価条件 (2/3)

項 目	評価条件			選定理由
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率 (希ガス, エアロゾル及び有機よう素)	1Pd以下: 0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過: 2Pdで1.3%/日			MAAP解析にて原子炉格納容器の開口面積を設定し格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとし, 原子炉格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率 (無機よう素)	1.5h後~19.5h後: 1.3%/日 (一定) その他の期間: 0.5%/日 (一定)			原子炉格納容器の設計漏えい率(0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定 (格納容器圧力が0.9Pdを超える期間を包絡するように1.3%/日の漏えい率を設定)
原子炉格納容器内での除去効果 (エアロゾル)	MAAP解析に基づく(沈着, サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)			MAAPのFP挙動モデル
原子炉格納容器内での除去効果 (有機よう素)	考慮しない			保守的に設定
原子炉格納容器内での除去効果 (無機よう素)	自然沈着率: 9.0×10^{-4} (1/s) (原子炉格納容器内の最大存在量から1/200まで)			CSE実験及びStandard Review Plan 6.5.2 ^{*2} に基づき設定
	サプレッション・プールでのスクラビングによる除去効果: 10 (S/Cベントのみ)			Standard Review Plan 6.5.5 ^{*3} に基づき設定
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	希ガス類 CsI類 CsOH類 Sb類 TeO ₂ 類 SrO類 BaO類 MoO ₂ 類 CeO ₂ 類 La ₂ O ₃ 類	S/Cベント : 約 4.3×10^{-3} : 約 6.2×10^{-5} : 約 3.1×10^{-5} : 約 6.7×10^{-6} : 約 6.7×10^{-6} : 約 2.7×10^{-6} : 約 2.7×10^{-6} : 約 3.4×10^{-7} : 約 6.7×10^{-8} : 約 2.7×10^{-8}	D/Wベント : 約 4.3×10^{-3} : 約 6.2×10^{-5} : 約 3.2×10^{-5} : 約 6.8×10^{-6} : 約 6.8×10^{-6} : 約 2.7×10^{-6} : 約 2.7×10^{-6} : 約 3.4×10^{-7} : 約 6.8×10^{-8} : 約 2.7×10^{-8}	MAAP解析結果及びNUREG-1465 ^{*4} に基づき設定

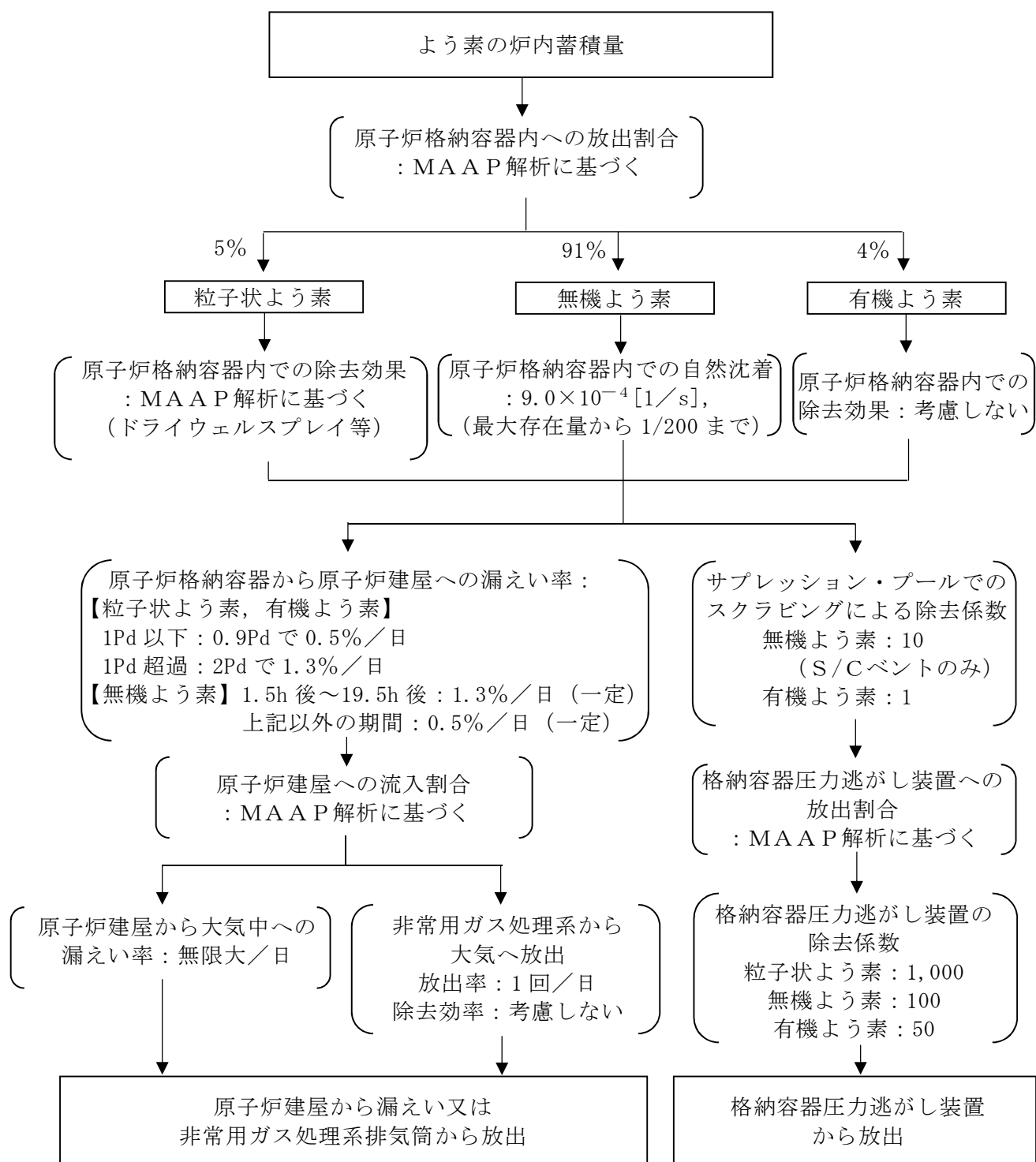
第1表 放出量評価条件 (3/3)

項 目	評価条件			選定理由
原子炉建屋から大気への漏えい率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動前）	無限大／日（地上放出） （原子炉格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は，即座に大気へ漏えいするものとして評価）			保守的に設定
非常用ガス処理系から大気への放出率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動後）	1回／日（排気筒放出）			設計値に基づき設定 （非常用ガス処理系のファン容量）
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間	事象発生から2時間後			起動操作時間（115分）＋負圧達成時間（5分）（起動に伴い原子炉建屋原子炉棟内は負圧になるが，保守的に負圧達成時間として5分を想定）
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効率	考慮しない			保守的に設定
原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態			原子炉建屋原子炉棟内の急激な圧力上昇等による原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放がないため
格納容器圧力逃がし装置への放出割合	希ガス類 C s I 類 C s O H 類 S b 類 T e O ₂ 類 S r O 類 B a O 類 M o O ₂ 類 C e O ₂ 類 L a ₂ O ₃ 類	S／C ベント ： 約 9.5×10^{-1} ： 約 1.0×10^{-6} ： 約 4.0×10^{-7} ： 約 8.9×10^{-8} ： 約 8.9×10^{-8} ： 約 3.6×10^{-8} ： 約 3.6×10^{-8} ： 約 4.5×10^{-9} ： 約 8.9×10^{-10} ： 約 3.6×10^{-10}	D／W ベント ： 約 9.5×10^{-1} ： 約 3.9×10^{-3} ： 約 7.5×10^{-3} ： 約 1.4×10^{-3} ： 約 1.4×10^{-3} ： 約 5.8×10^{-4} ： 約 5.8×10^{-4} ： 約 7.2×10^{-5} ： 約 1.4×10^{-5} ： 約 5.8×10^{-6}	M A A P 解析結果及び N U R E G - 1465 に基づき設定
格納容器圧力逃がし装置の除去係数	希ガス ： 1 有機よう素 ： 50 無機よう素 ： 100 エアロゾル（粒子状よう素含む） ： 1,000			設計値に基づき設定

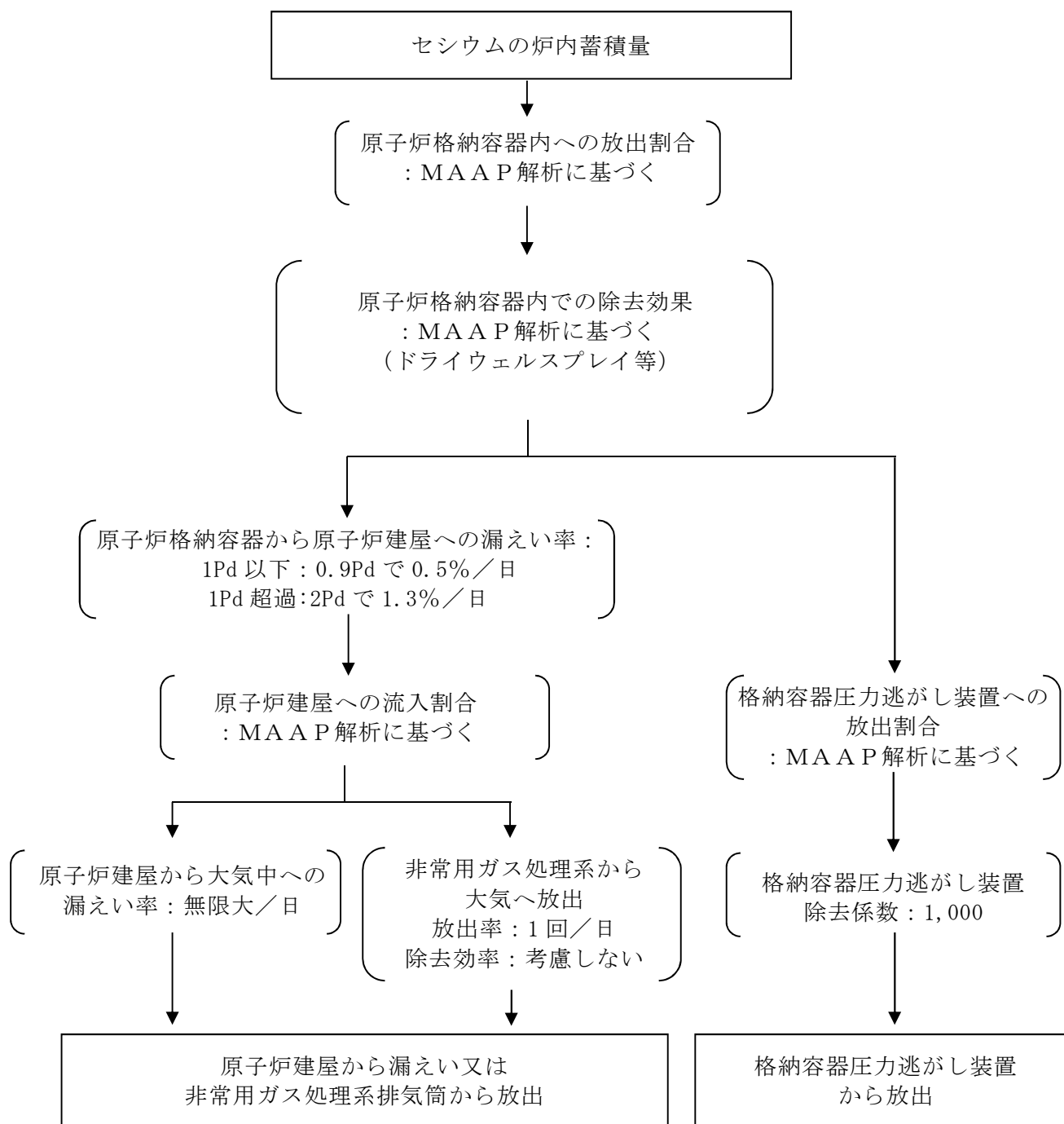
- ※1 Regulatory Guide 1.195, “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light-Water Nuclear Power Reactors” ,May 2003
- ※2 Standard Review Plan6.5.2, “Containment Spray as a Fission Product Cleanup System” ,December 2005
- ※3 Standard Review Plan6.5.5, “Pressure Suppression Pool as a Fission Product Cleanup System” ,March 2007
- ※4 NUREG-1465, “Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants” ,1995



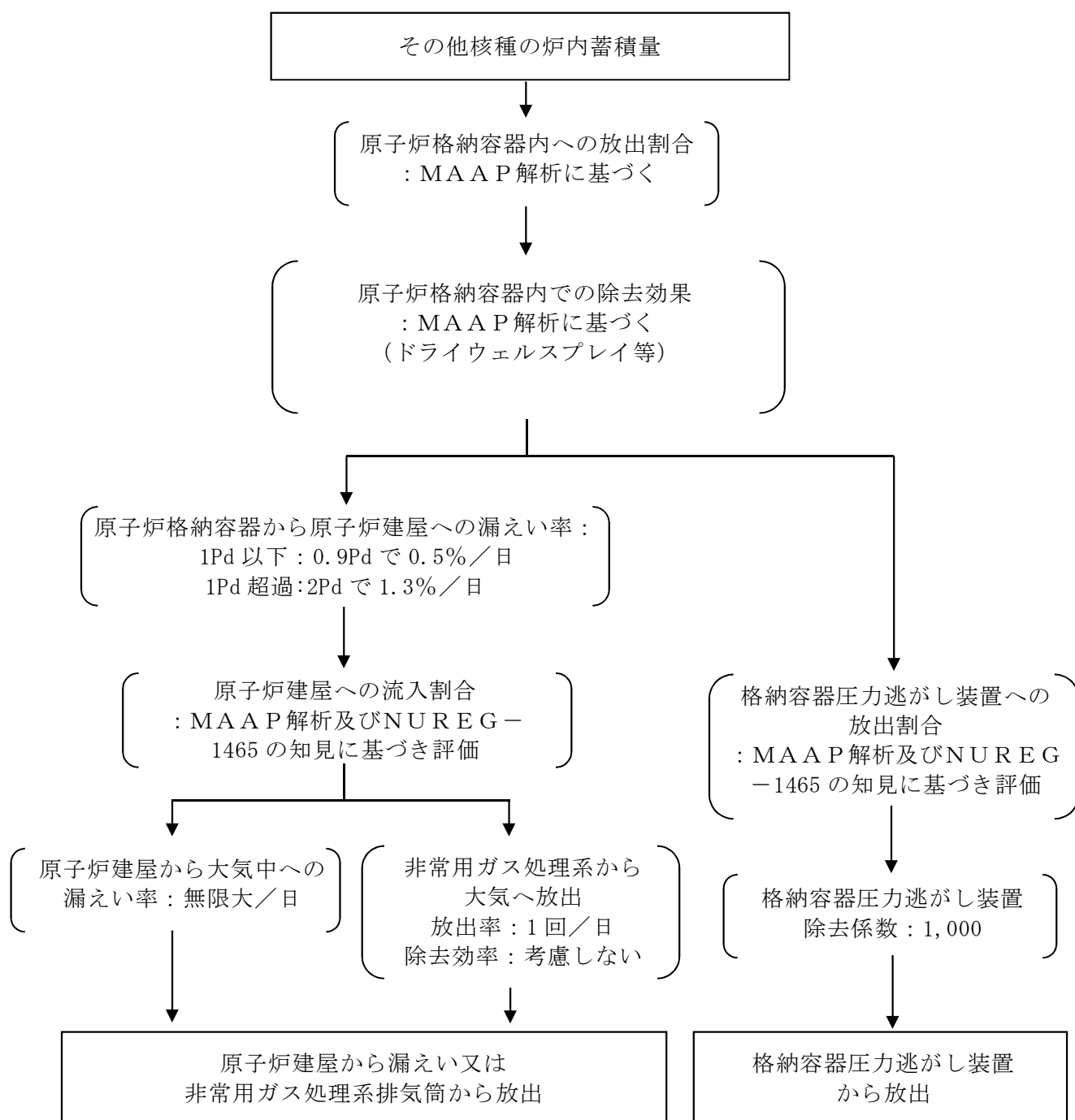
第 1 図 希ガスの大気放出過程



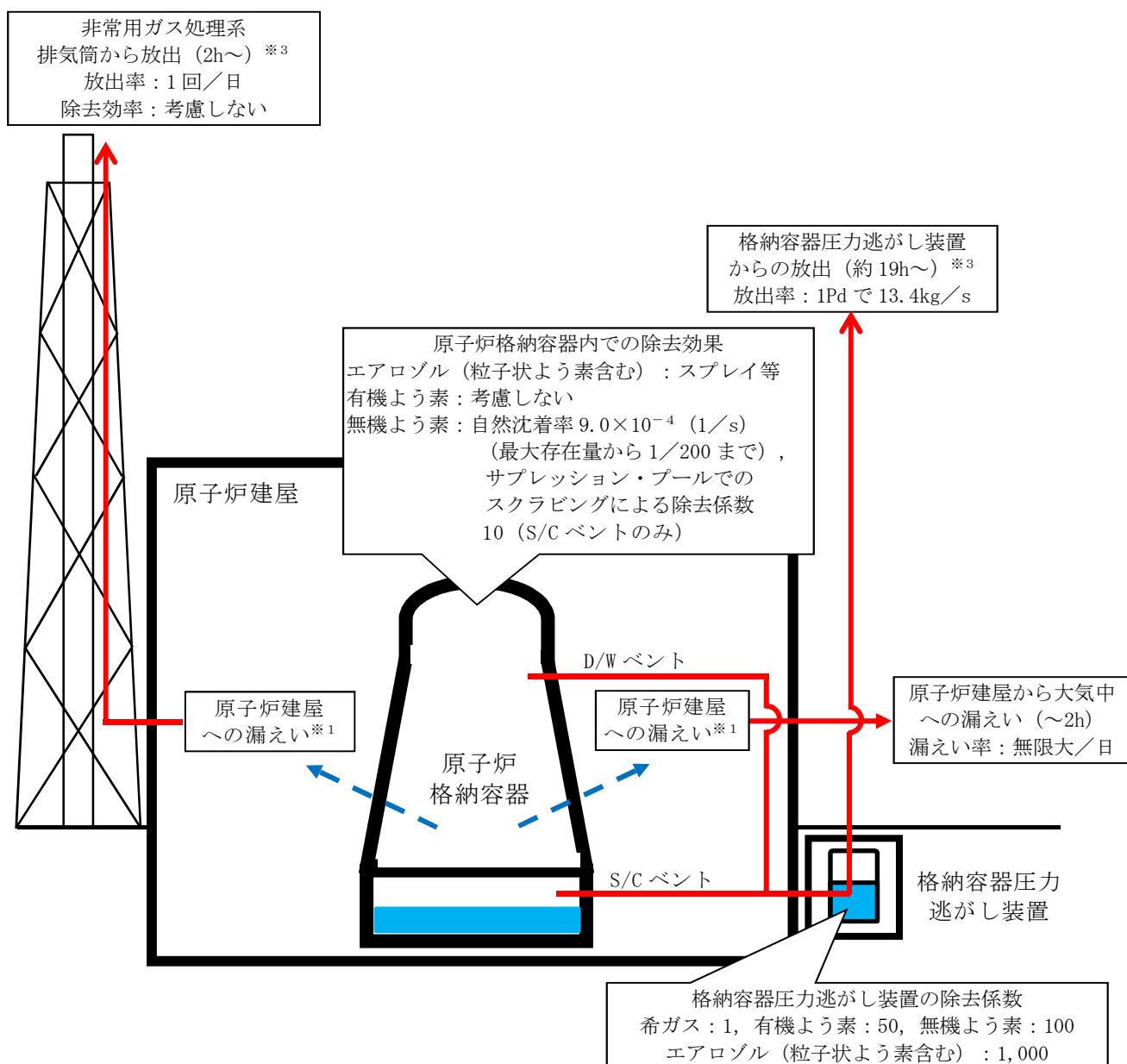
第 2 図 よう素の大気放出過程



第 3 図セシウムの大気放出過程



第 4 図 その他核種の大気放出過程



※¹ 原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率

【希ガス，エアロゾル (粒子状よう素含む)，有機よう素】

1Pd 以下：0.9Pd で 0.5%/日，1Pd 超過：2Pd で 1.3%/日

【無機よう素】

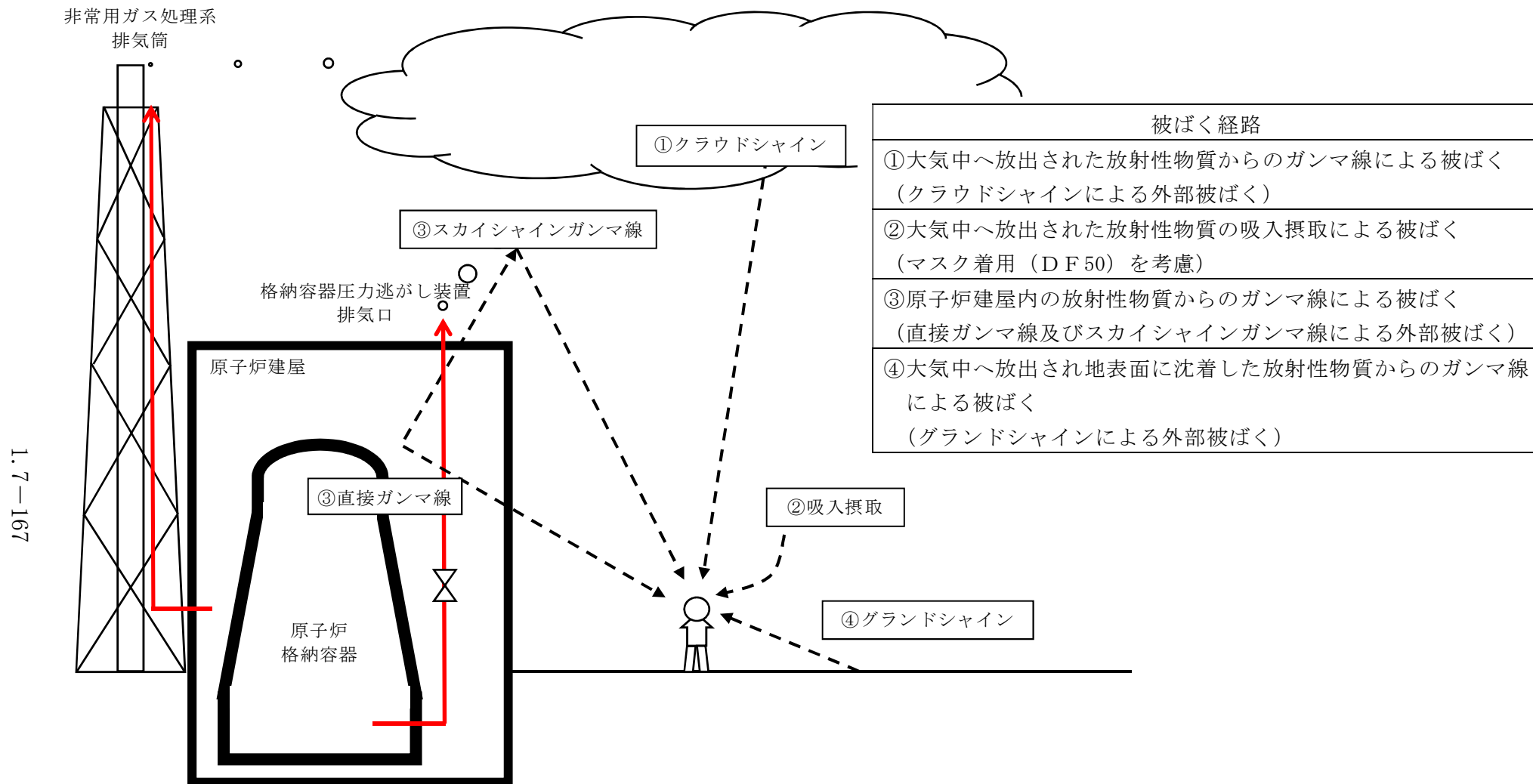
1.5h 後～19.5h 後：1.3%/日 (一定)，上記以外の期間：0.5%/日 (一定)

大気への放出経路	0h	▼2h※ ²	▼19h※ ³	168h▼
原子炉建屋から大気中への漏えい	斜線			
非常用ガス処理系排気筒から放出		斜線	斜線	斜線
格納容器圧力逃がし装置からの放出			斜線	斜線

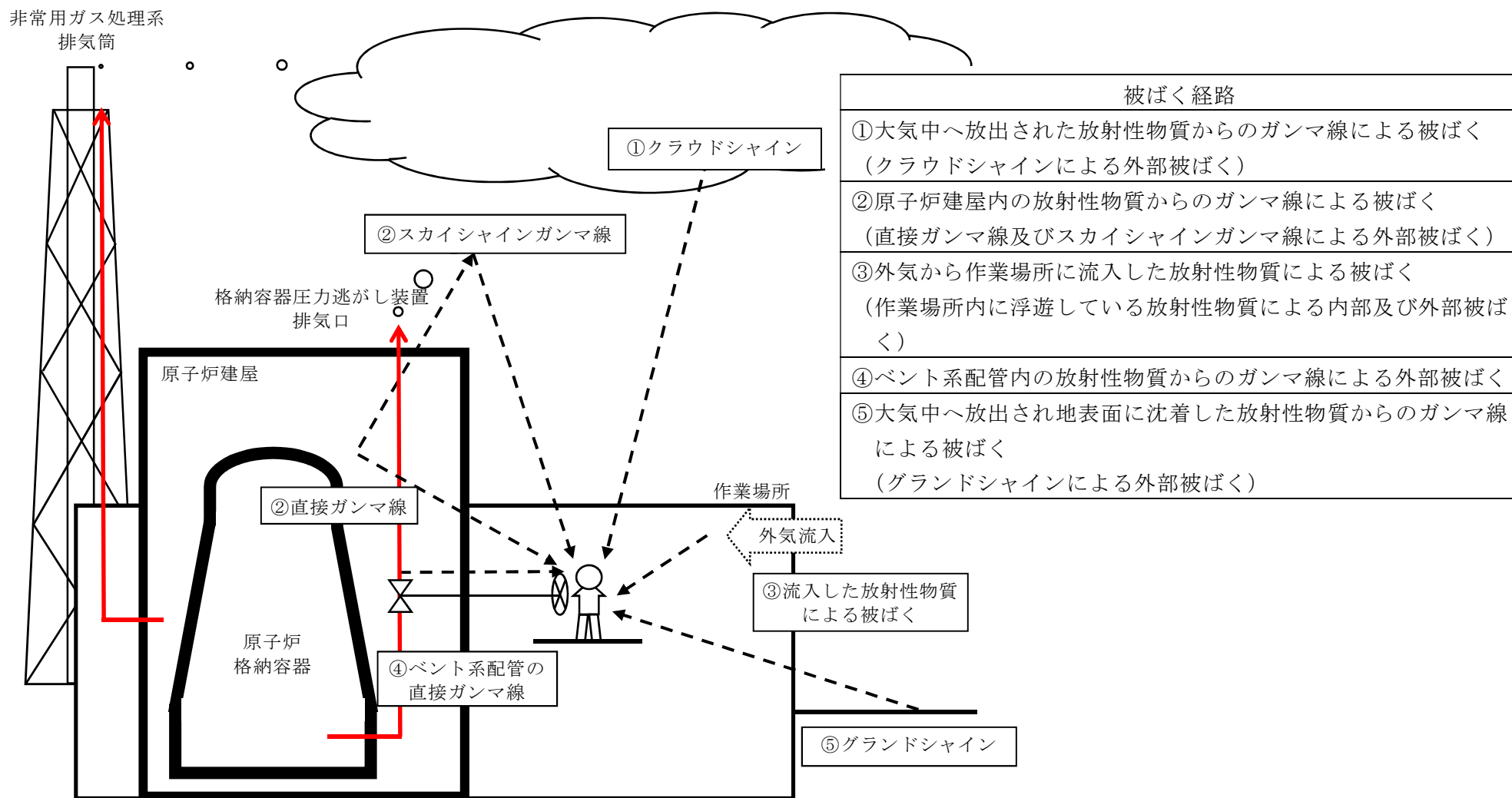
※² 非常用ガス処理系の起動により原子炉建屋原子炉棟内は負圧となるため，事象発生 2h 以降は原子炉建屋から大気中への漏えいはなくなる。

※³ 事象発生後 19h 以降は，「非常用ガス処理系排気筒から放出」及び「格納容器圧力逃がし装置からの放出」の両経路から放射性物質を放出する。

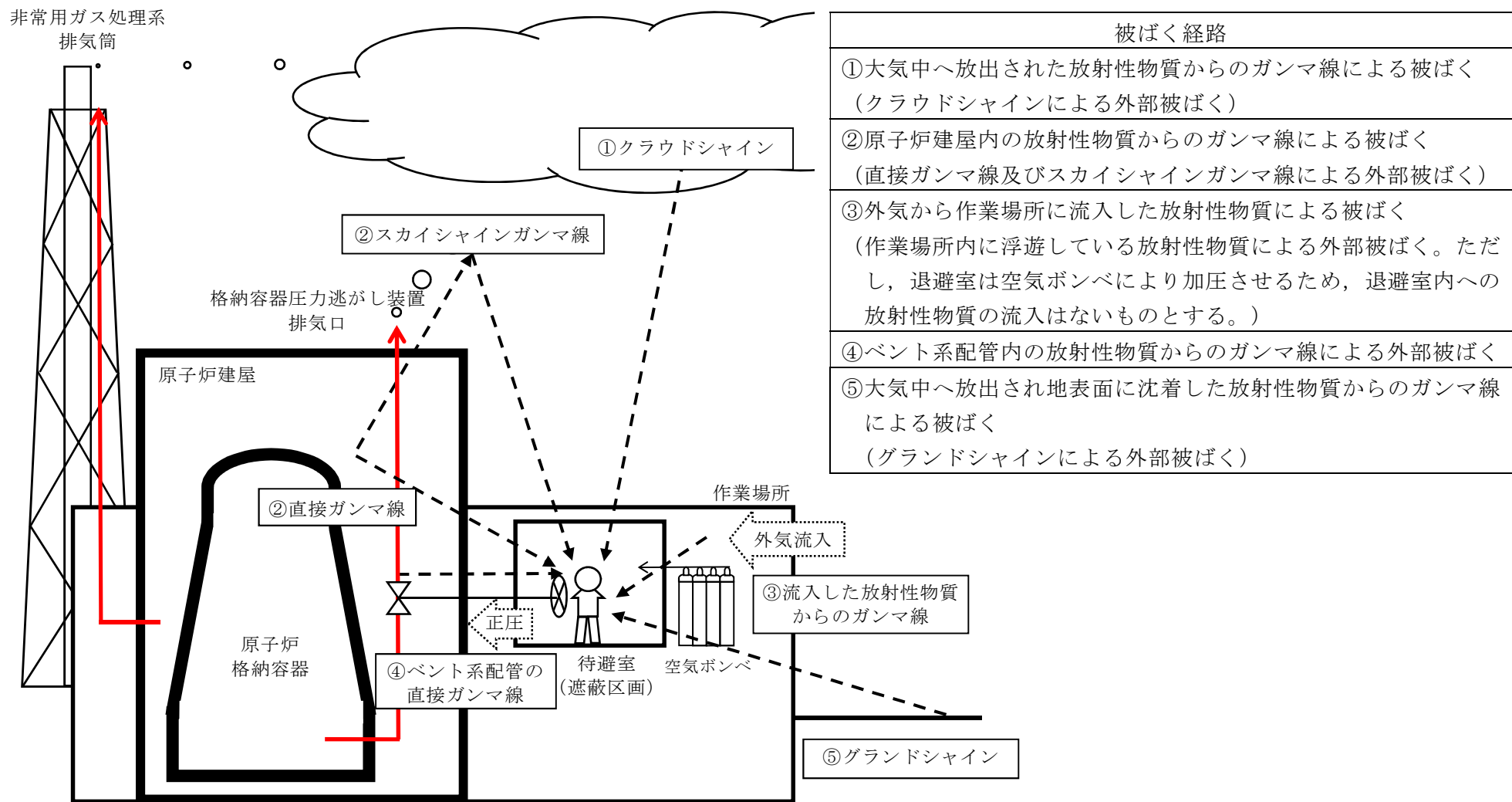
第 5 図 大気放出過程概略図 (イメージ)



第6図 ベント操作に係る作業時の被ばく評価経路イメージ (屋外移動時)



第7図 ベント操作に係る作業時の被ばく評価経路イメージ（屋内移動時及び第一弁開操作時）



第8図 ベント操作に係る作業時の被ばく評価経路イメージ (第二弁開操作時)

第 2 表 大気拡散評価条件

項 目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針（以下「気象指針」という。）に基づき評価
気象資料	東海第二発電所における 1 年間の気象資料（2005 年 4 月～2006 年 3 月） 地上風：地上 10m 排気筒風：地上 140m	格納容器圧力逃がし装置排気口及び原子炉建屋からの放出は地上風（地上 10m）の気象データを使用 非常用ガス処理系排気筒からの放出は排気筒風（地上 140m）の気象データを使用
放出源及び放出源高さ（有効高さ）	原子炉建屋漏えい：地上 0m 格納容器圧力逃がし装置排気口からの放出：地上 55m 非常用ガス処理系排気筒からの放出：地上 95m	格納容器圧力逃がし装置排気口からの放出は建屋影響を考慮し原子炉建屋屋上からの放出と想定し設定 非常用ガス処理系排気筒からの放出は方位ごとの風洞実験結果のうち保守的に最低の方位の有効高さを設定
実効放出継続時間	1 時間	保守的に最も短い実効放出継続時間を設定
累積出現頻度	小さい方から 97%	気象指針に基づき設定
建屋の影響	考慮する	格納容器圧力逃がし装置排気口放出及び原子炉建屋漏えいにおいては放出源から近距離の原子炉建屋の影響を受けるため、建屋による巻き込み現象を考慮
巻き込みを生じる代表建屋	原子炉建屋	放出源から最も近く、巻き込みの影響が最も大きい建屋として選定
大気拡散評価点	第 20 図参照	屋外移動時は敷地内の最大濃度点で設定 屋内移動時は原子炉建屋付近の最大濃度点で設定 作業時は作業地点のある原子炉建屋外壁で設定
着目方位	非常用ガス処理系排気筒：1 方位 原子炉建屋及び格納容器圧力逃がし装置排気口：9 方位	非常用ガス処理系排気筒（排気筒放出）については評価点の方位とし、原子炉建屋漏えい及び格納容器圧力逃がし装置排気口については放出源が評価点に近いことから、180 度をカバーする方位を対象とする。
建屋影響	3, 000m ²	原子炉建屋の最小投影断面積を設定
形状係数	0. 5	気象指針に基づき設定

第3表 評価に使用する相対濃度 (χ/Q) 及び相対線量 (D/Q)

作業内容		放出箇所	χ/Q 及び D/Q	
第一弁 (S/C側) 開操作	屋内外移動時 ／ 作業時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 8.0×10^{-4}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)	約 3.0×10^{-6}
第一弁 (D/W側) 開操作	屋内外移動時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 8.0×10^{-4}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)	約 3.0×10^{-6}
	作業時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 7.4×10^{-4}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)	約 2.1×10^{-6}
			D/Q (Gy/Bq)	約 6.4×10^{-20}
第二弁 開操作	屋外移動時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 8.3×10^{-4}
		格納容器圧力逃がし装置 排気口 (建屋屋上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 4.2×10^{-4}
			D/Q (Gy/Bq)	約 8.7×10^{-19}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)	約 3.0×10^{-6}
			D/Q (Gy/Bq)	約 1.2×10^{-19}
	屋内移動時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 8.0×10^{-4}
		格納容器圧力逃がし装置 排気口 (建屋屋上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 4.0×10^{-4}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)	約 3.0×10^{-6}
	作業時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 7.4×10^{-4}
		格納容器圧力逃がし装置 排気口 (建屋屋上放出)	χ/Q (s/m ³)	約 3.7×10^{-4}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m ³)	約 3.0×10^{-6}

第 4 表 建屋内に流入した放射性物質による外部被ばく評価条件

項 目	評価条件	選定理由
サブマージ ョンモデル (評価式)	$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot Q_Y \cdot \chi / Q \cdot E_Y \cdot (1 - e^{-\mu R}) \cdot 3600$ <p> D : 放射線量率 (Sv/h) Q_Y : 大気に放出された放射性物質放出率 (Bq/s) (0.5MeV 換算値) E_Y : ガンマ線エネルギー (0.5MeV/dis) μ : 空気に対するガンマ線エネルギー吸収係数 (3.9×10⁻³/m) R : 作業エリア等の空間体積と等価な半球の半径 (m) $R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_R}{2 \cdot \pi}}$ V_R : 作業エリア等の空間体積 (m³) </p>	—
作業場所等 の空間体積 (V_R)	< S/Cからのベントを行う場合 > ・第一弁 操作場所 : 2,200m ³ 屋内移動アクセスルート : 2,200m ³ ・第二弁 操作場所 : 590m ³ 屋内移動アクセスルート : 2,200m ³ < D/Wからのベントを行う場合 > ・第一弁 屋外のため相対線量より評価 ・第二弁 操作場所 : 590m ³ 屋内移動アクセスルート : 2,200m ³	アクセスルートとなる建 屋内の区画で最も線量率 が高くなる区画の空間体 積で設定 操作エリアは作業区画の 空間体積で設定
屋内作業場 所流入率の 考慮	考慮しない	保守的に外気濃度と同一 濃度とする。
待避室の遮 蔽及び空気 ボンベ加圧 考慮 (第二 弁 操 作 場 所) のみ)	待避室の遮蔽厚 : <input type="text"/> ※1 (コンクリート相当) 空気ボンベによる加圧時間: ベント実施から 3 時間 ※1 格納容器圧力逃がし装置配管がある部分の遮蔽厚は <input type="text"/> (コンクリート相当)	第二弁操作場所にベント 後 3 時間滞在する。
許容差	評価で考慮するコンクリート遮蔽は、公称値からマイナス側許 容差 (-5mm) を引いた値を適用	建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説 (原子力発電 所施設における鉄筋コン クリート工事, 日本建築 学会)に基づき設定
コンクリー ト密度	2.00g/cm ³	建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説 (原子力発電 所施設における鉄筋コン クリート工事, 日本建築 学会)を基に算出した値を 設定

第 5 表 線量換算係数，呼吸率等

項 目	評価条件	選定理由
線量換算係数	<p>成人実効線量換算係数を使用 (主な核種を以下に示す)</p> <p>I - 131 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq I - 132 : 3.1×10^{-10} Sv/Bq I - 133 : 4.0×10^{-9} Sv/Bq I - 134 : 1.5×10^{-10} Sv/Bq I - 135 : 9.2×10^{-10} Sv/Bq C s - 134 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq C s - 136 : 2.8×10^{-9} Sv/Bq C s - 137 : 3.9×10^{-8} Sv/Bq</p> <p>上記以外の核種は ICRP Pub. 71 等に基づく</p>	ICRP Publication 71 に基づき設定
呼吸率	$1.2 \text{ m}^3 / \text{h}$	成人活動時の呼吸率を設定
マスクの除染係数	D F 50	性能上期待できる値から設定
地表面への沈着速度	<p>粒子状物質 : $0.5 \text{ cm} / \text{s}$ 無機よう素 : $0.5 \text{ cm} / \text{s}$ 有機よう素 : $1.7 \times 10^{-3} \text{ cm} / \text{s}$</p>	東海第二発電所の実気象から求めた沈着速度から保守的に設定

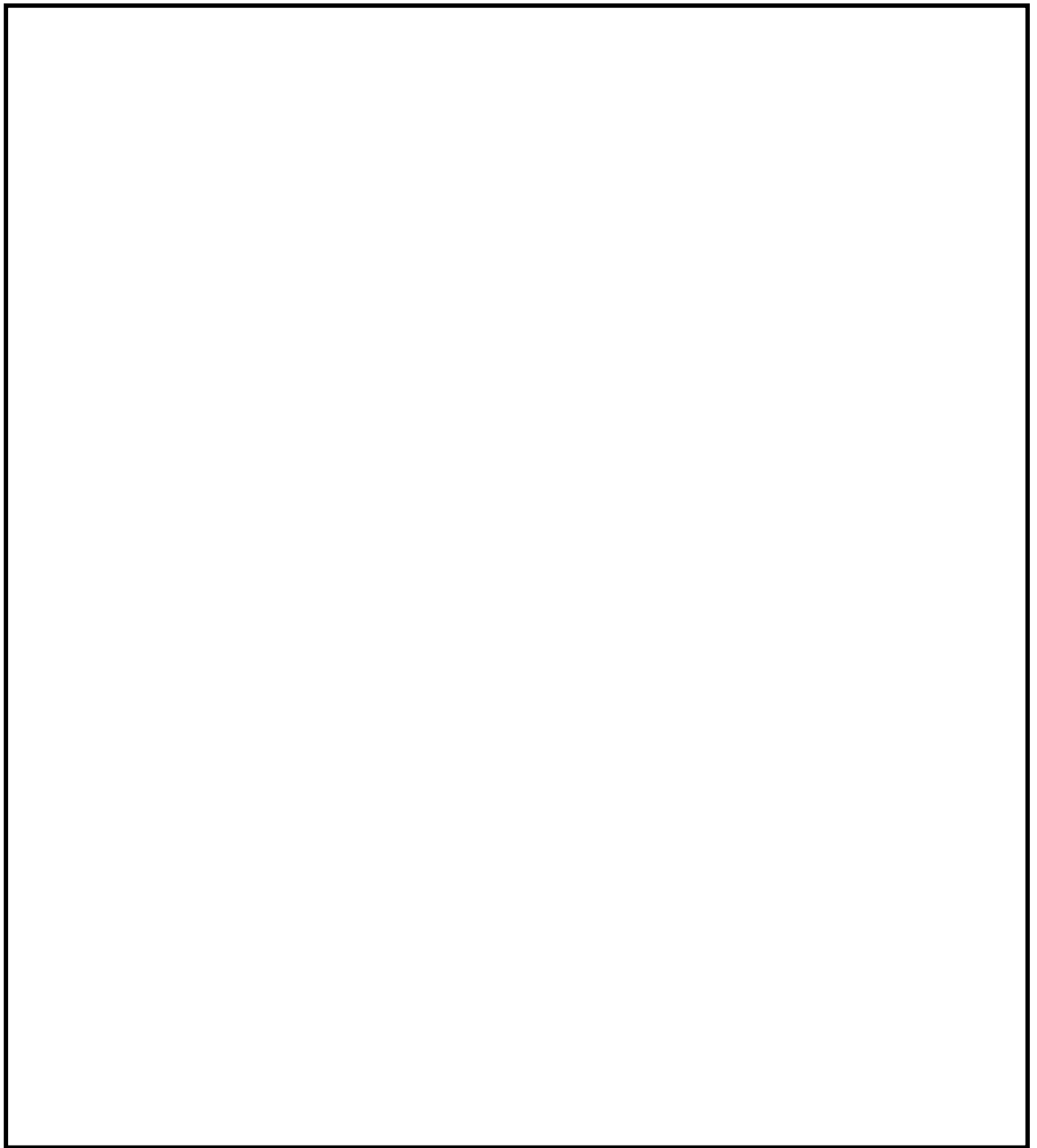
第 6 表 格納容器圧力逃がし装置配管からの直接ガンマ線

項 目		評価条件		選定理由
遮蔽厚さ※1	第一弁 (S／C側)	作業場所		ベント操作エリアにおける 原子炉建屋壁，補助遮蔽設 備等を考慮（第9図～第 19図参照）
		移動ルート		
	第一弁 (D／W側)	作業場所		
		移動ルート		
	第二弁	作業場所		
		移動ルート		
許容差		評価で考慮するコンクリート遮 蔽は，公称値からマイナス側許 容差（-5mm）を引いた値を適用		建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説（原子力発電所 施設における鉄筋コンクリ ート工事，日本建築学会）に 基づき設定
コンクリート密度		2.00g／cm ³		建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説（原子力発電所 施設における鉄筋コンクリ ート工事，日本建築学会）を 基に算出した値を設定
配管中心から 評価点までの 距離	第一弁 (S／C側)	作業場所		—
		移動ルート		
	第一弁 (D／W側)	作業場所		
		移動ルート		
	第二弁	作業場所		
		移動ルート		

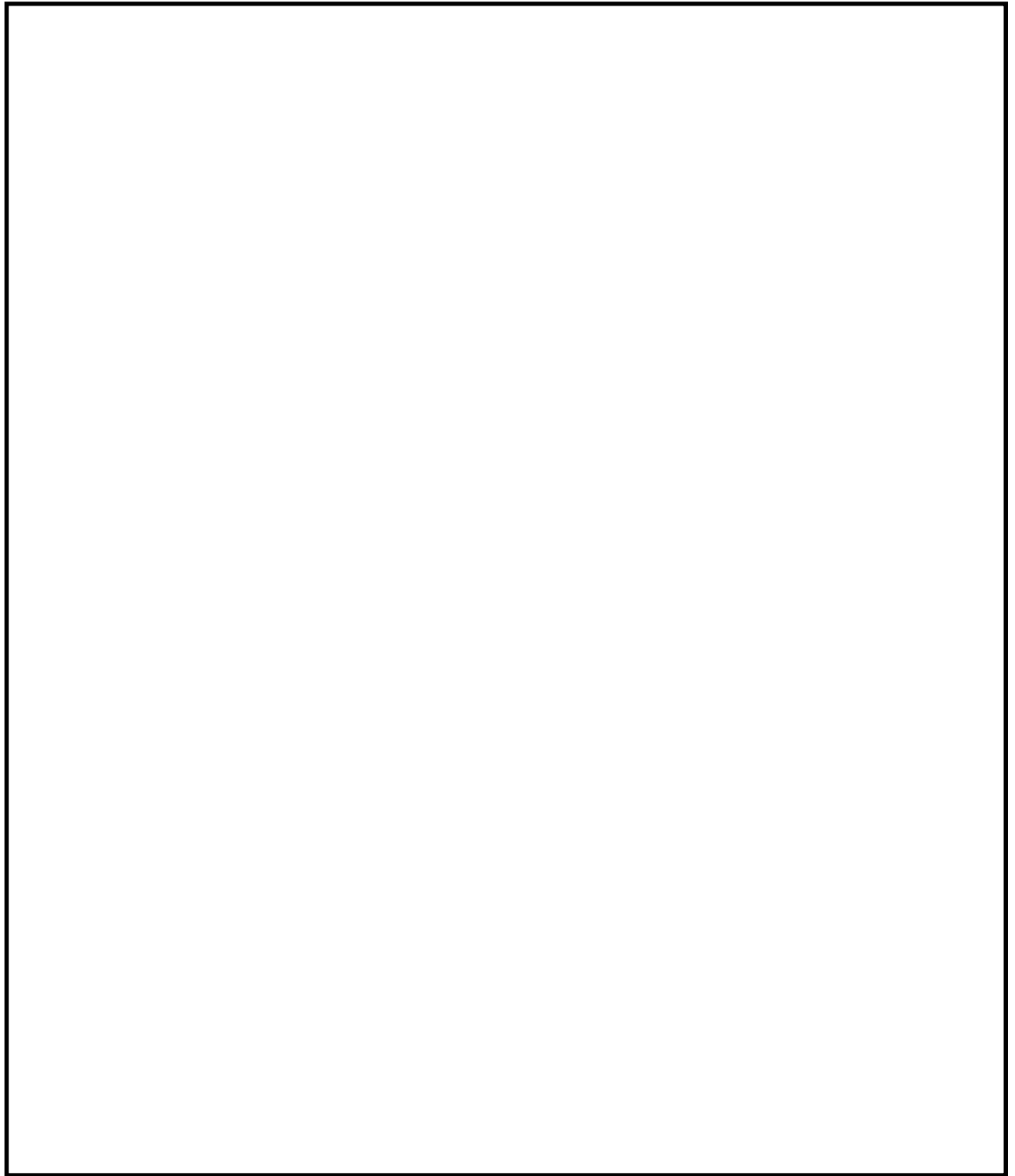
※1 遮蔽厚はコンクリート相当の厚さとする。

第 7 表 原子炉建屋からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線

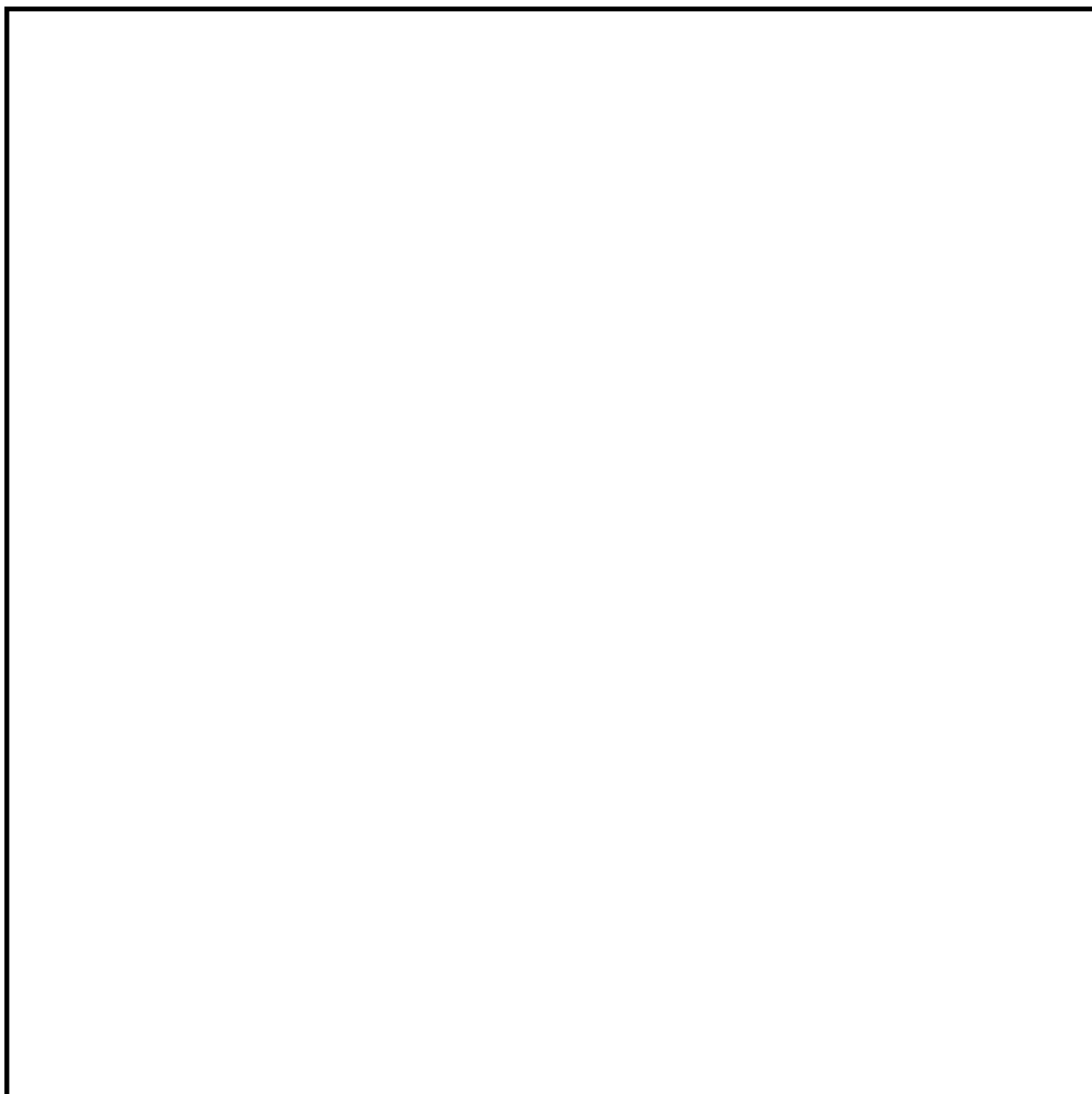
項 目	評価条件	選定理由
原子炉建屋内線源強度分布	原子炉建屋内に放出された放射性物質が均一に分布	審査ガイドに示されたとおり設定
原子炉建屋のモデル	原子炉建屋の幾何形状をモデル化	建屋外壁を遮蔽体として考慮
直接ガンマ線・スカイシャインガンマ線評価コード	直接ガンマ線評価： Q A D - C G G P 2 R スカイシャインガンマ線評価： A N I S N G 3 3 - G P 2 R	現行許認可（添十）に同じ



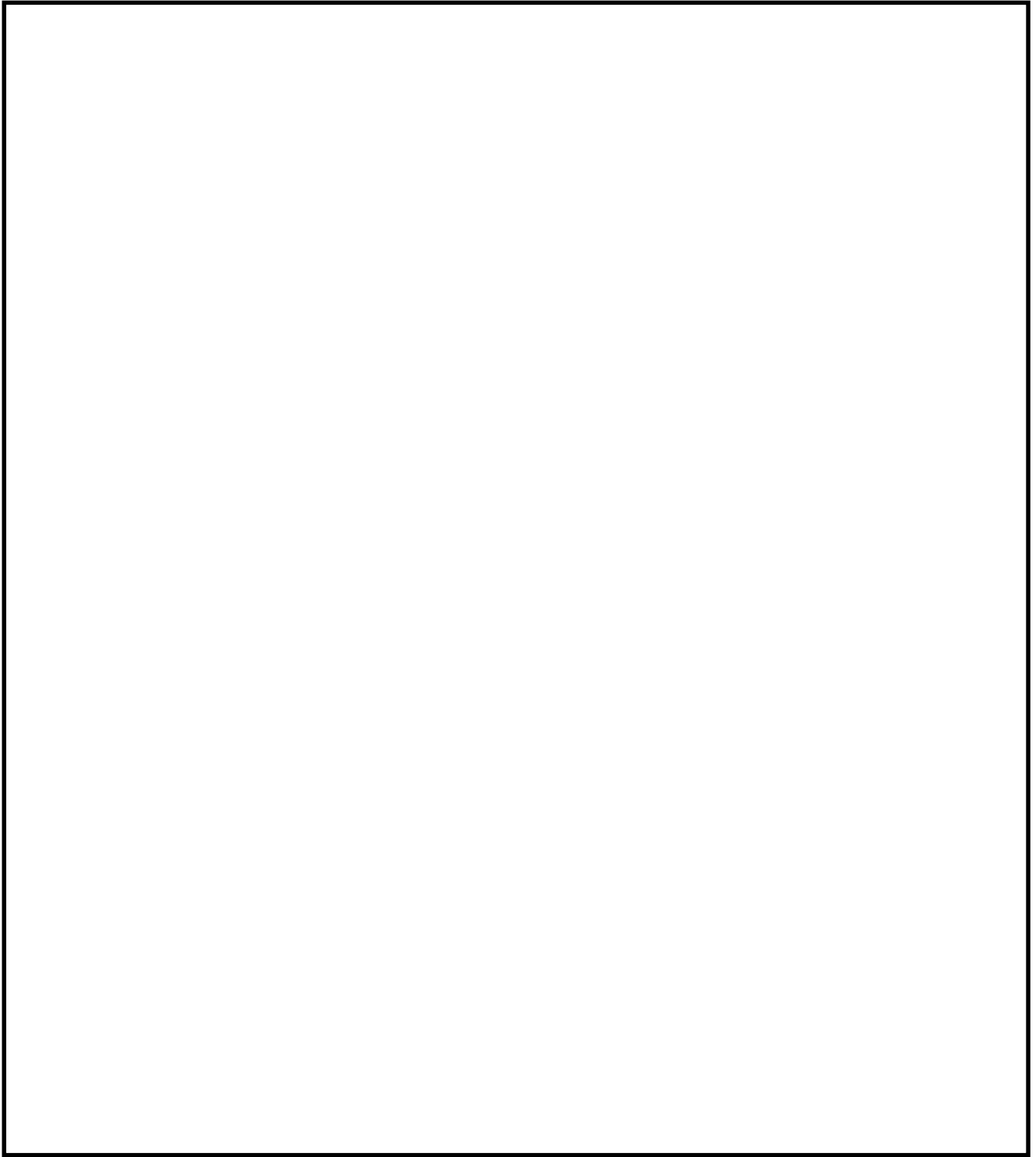
第9図 第一弁（S／C側）操作場所及びアクセスルート



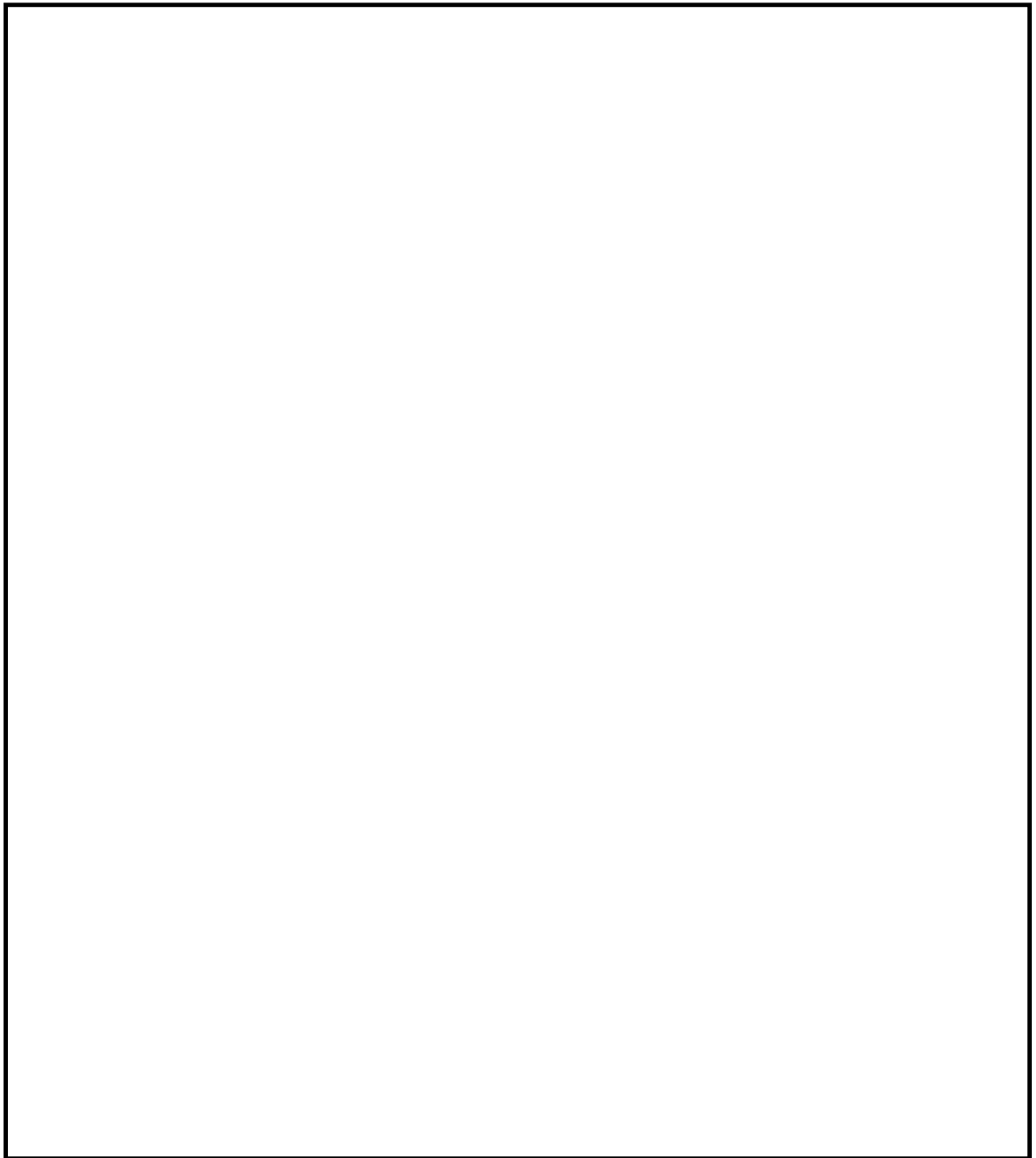
第10図 第一弁（S／C側）操作場所及びアクセスルート



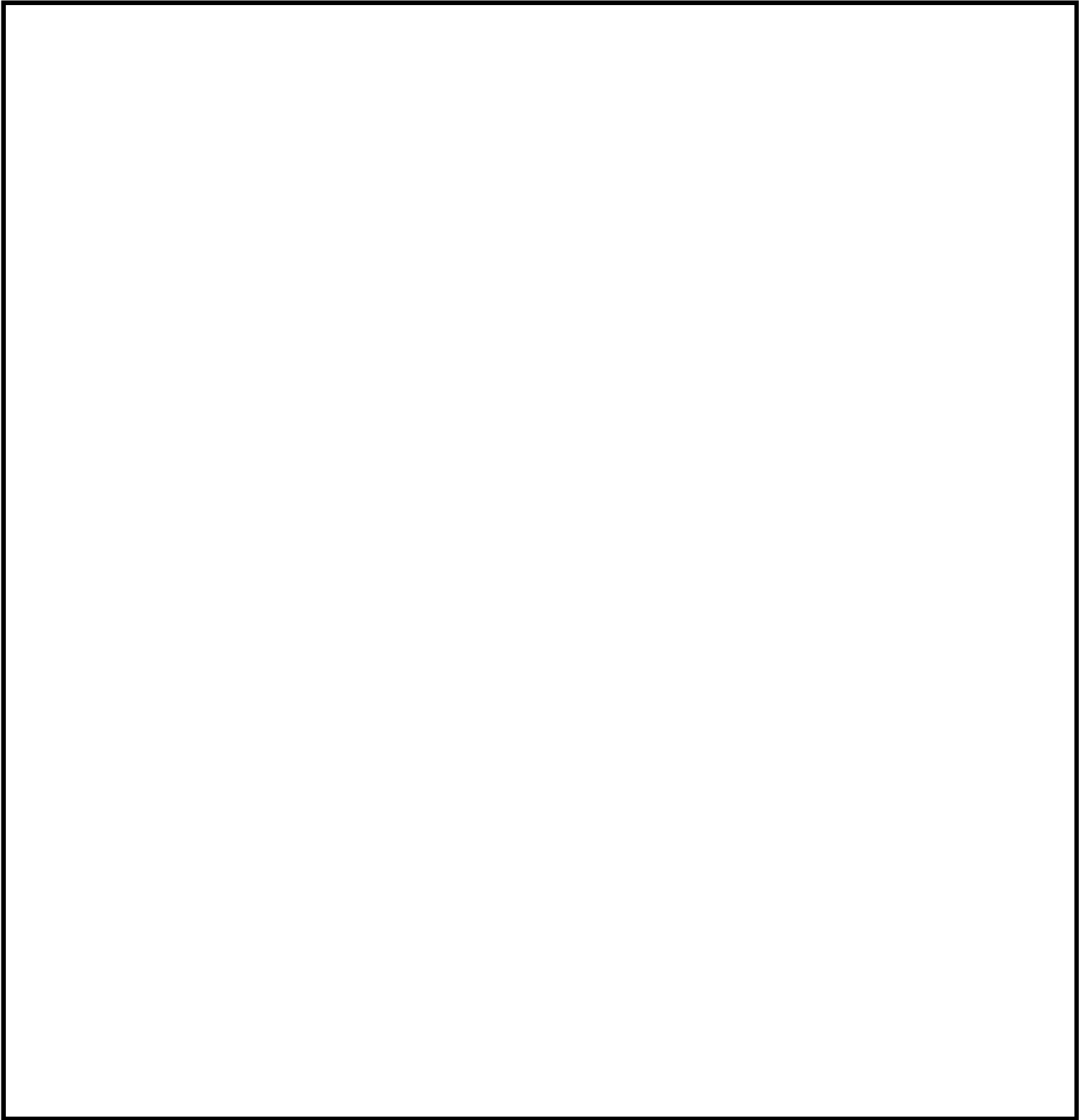
第11図 第一弁（S／C側）操作場所及びアクセスルート



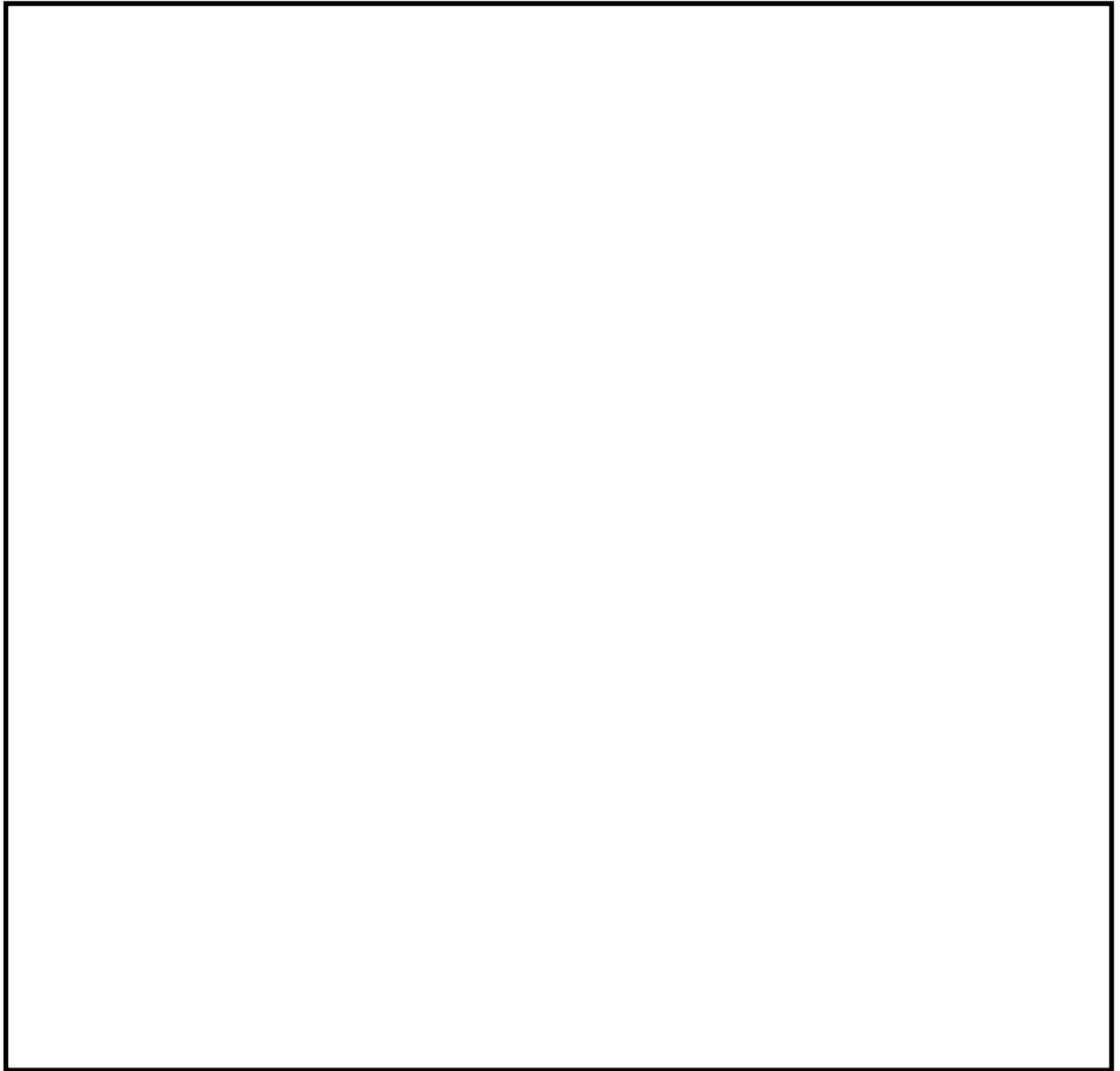
第12図 第一弁（D／W側）操作場所及びアクセスルート



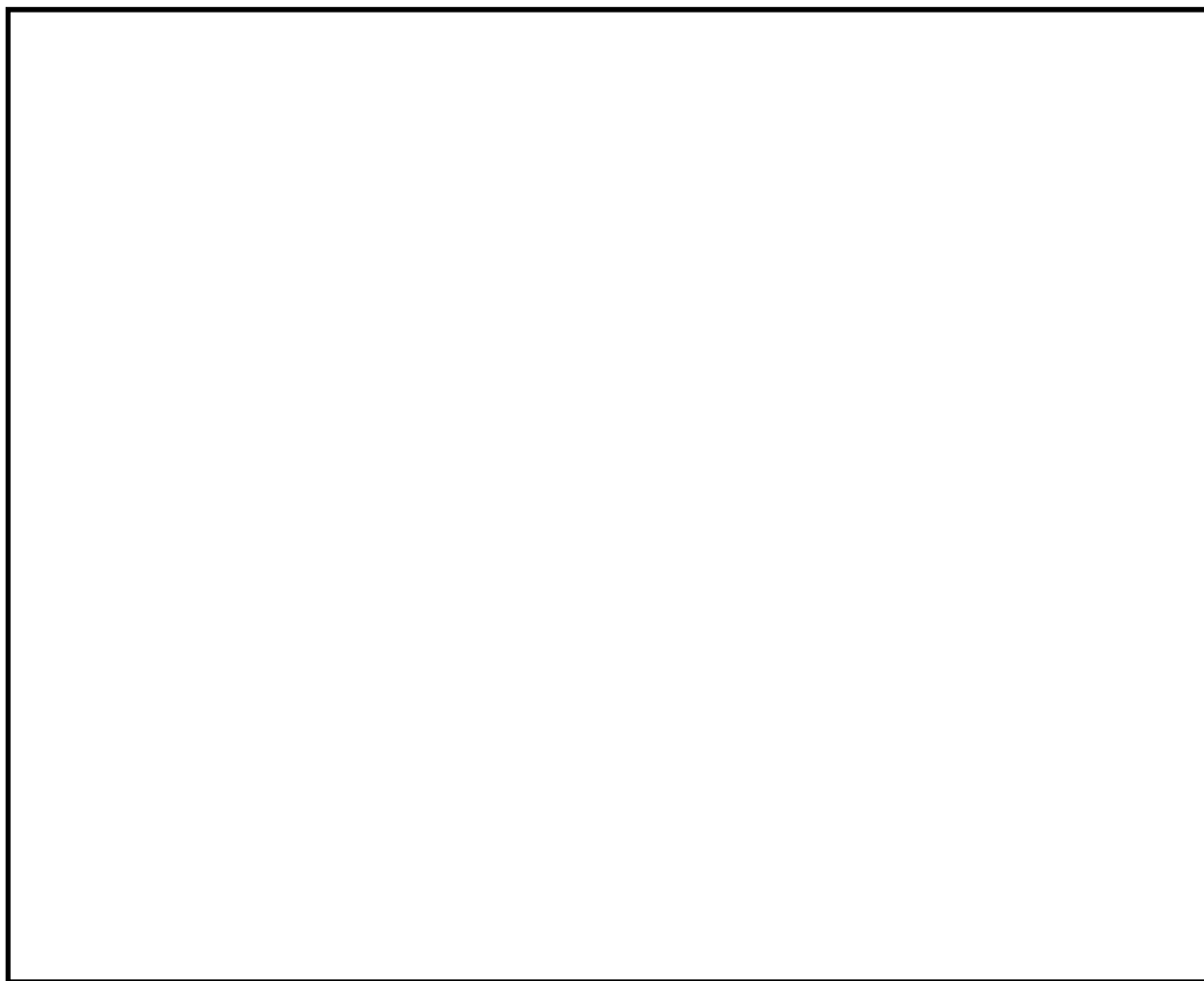
第13図 第一弁（D／W側）操作場所及びアクセスルート



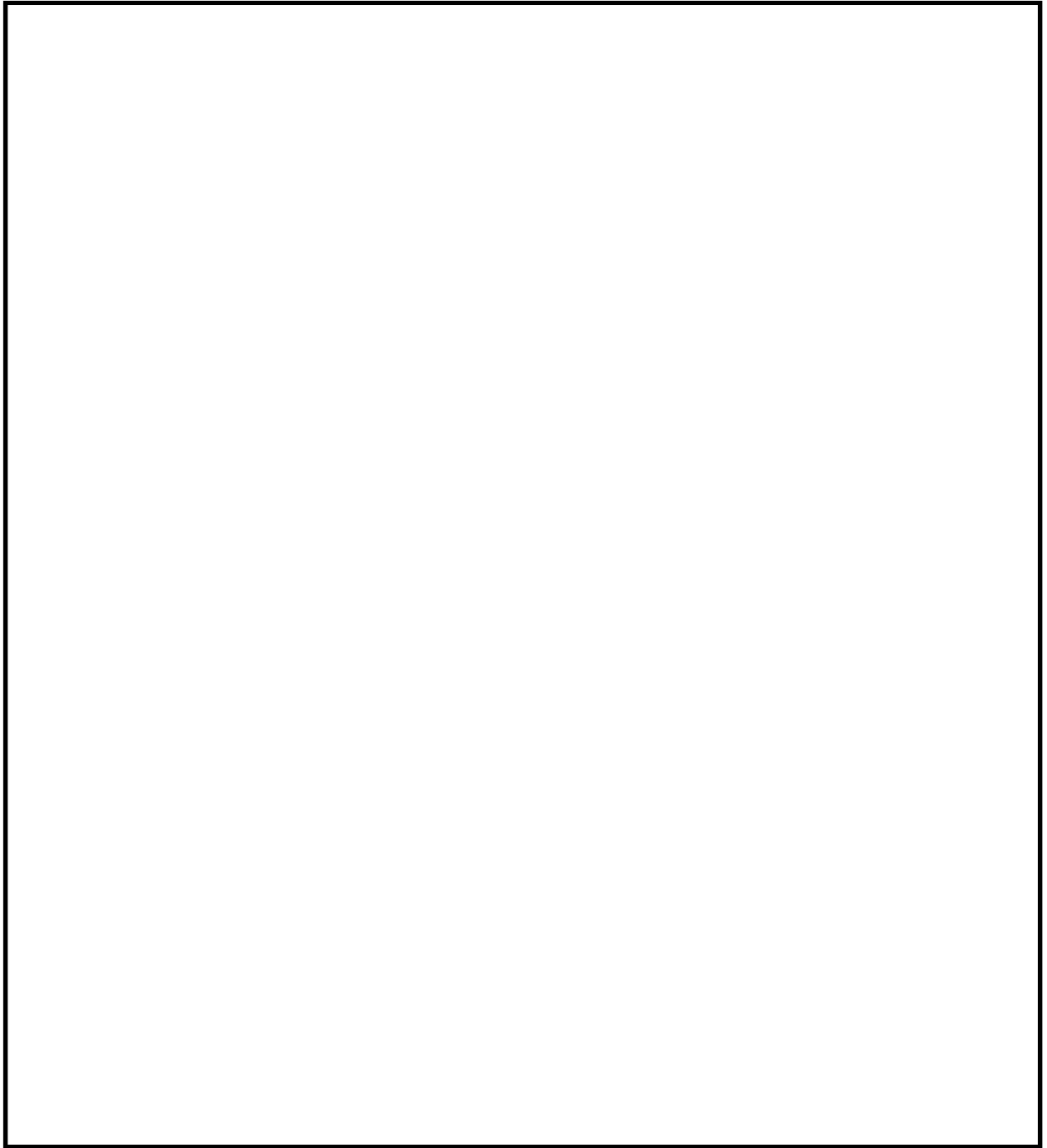
第14図 第一弁（D／W側）操作場所及びアクセスルート



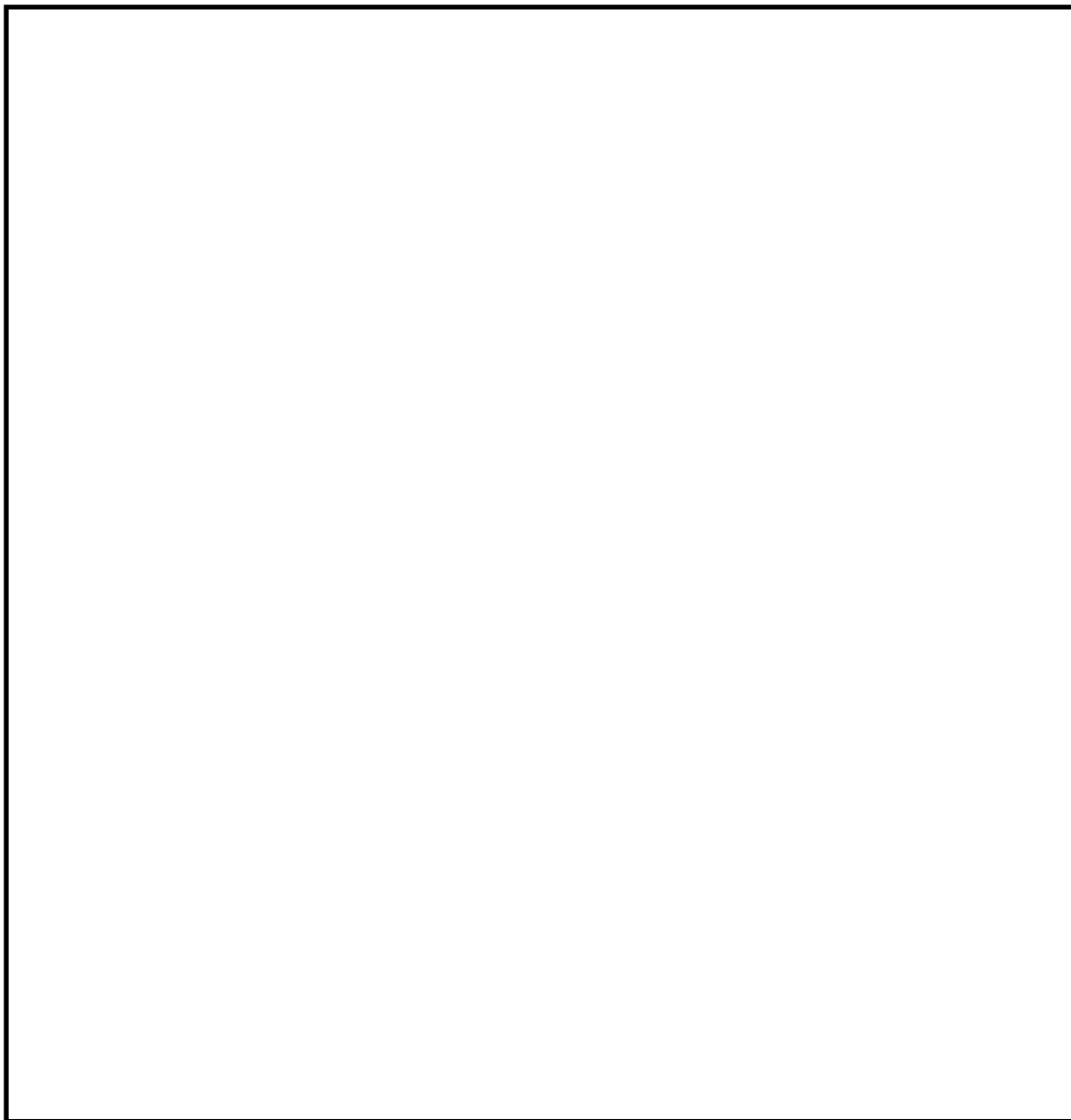
第15図 第一弁（D／W側）操作場所及びアクセスルート



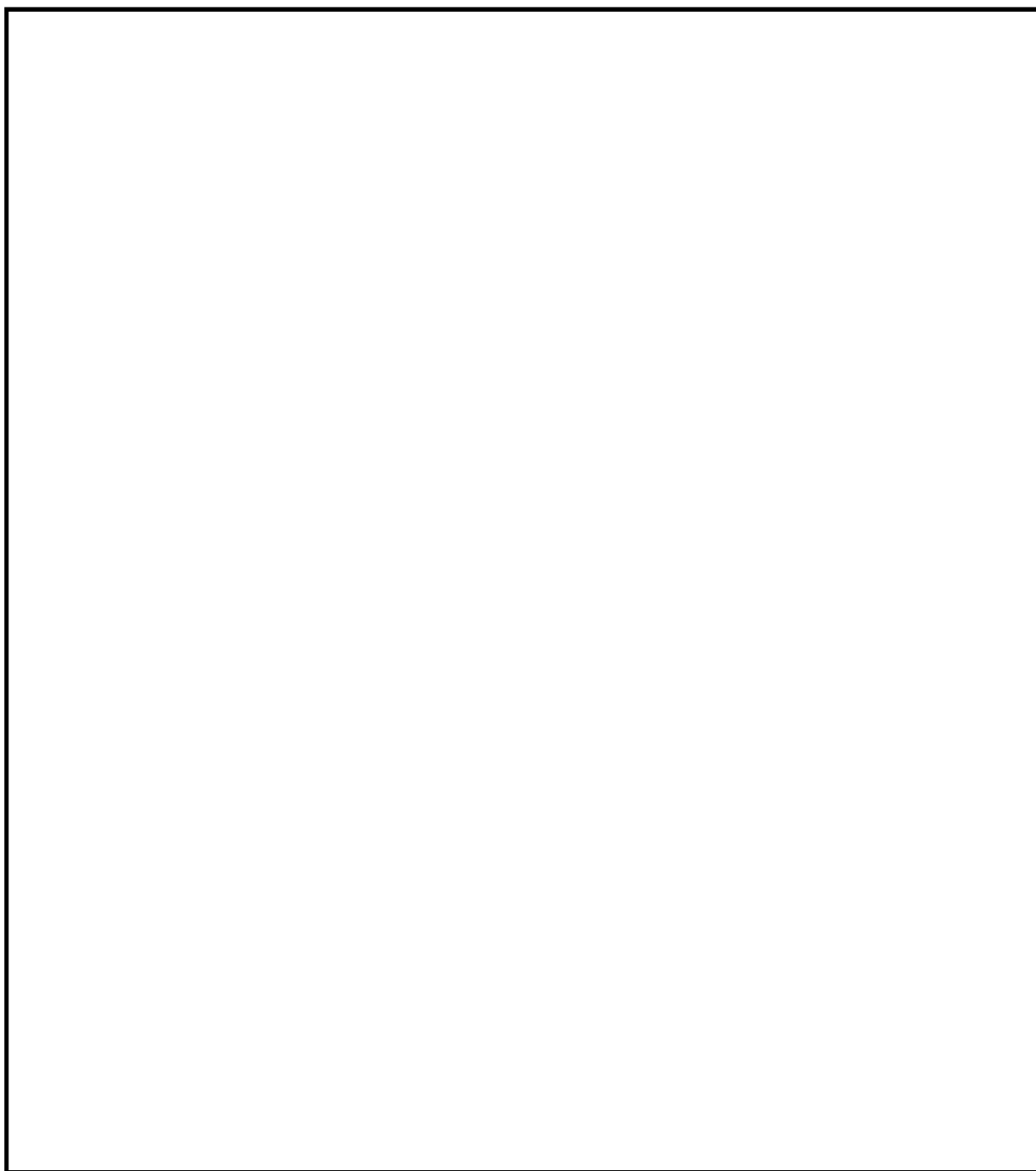
第16図 屋外移動時のアクセスルート



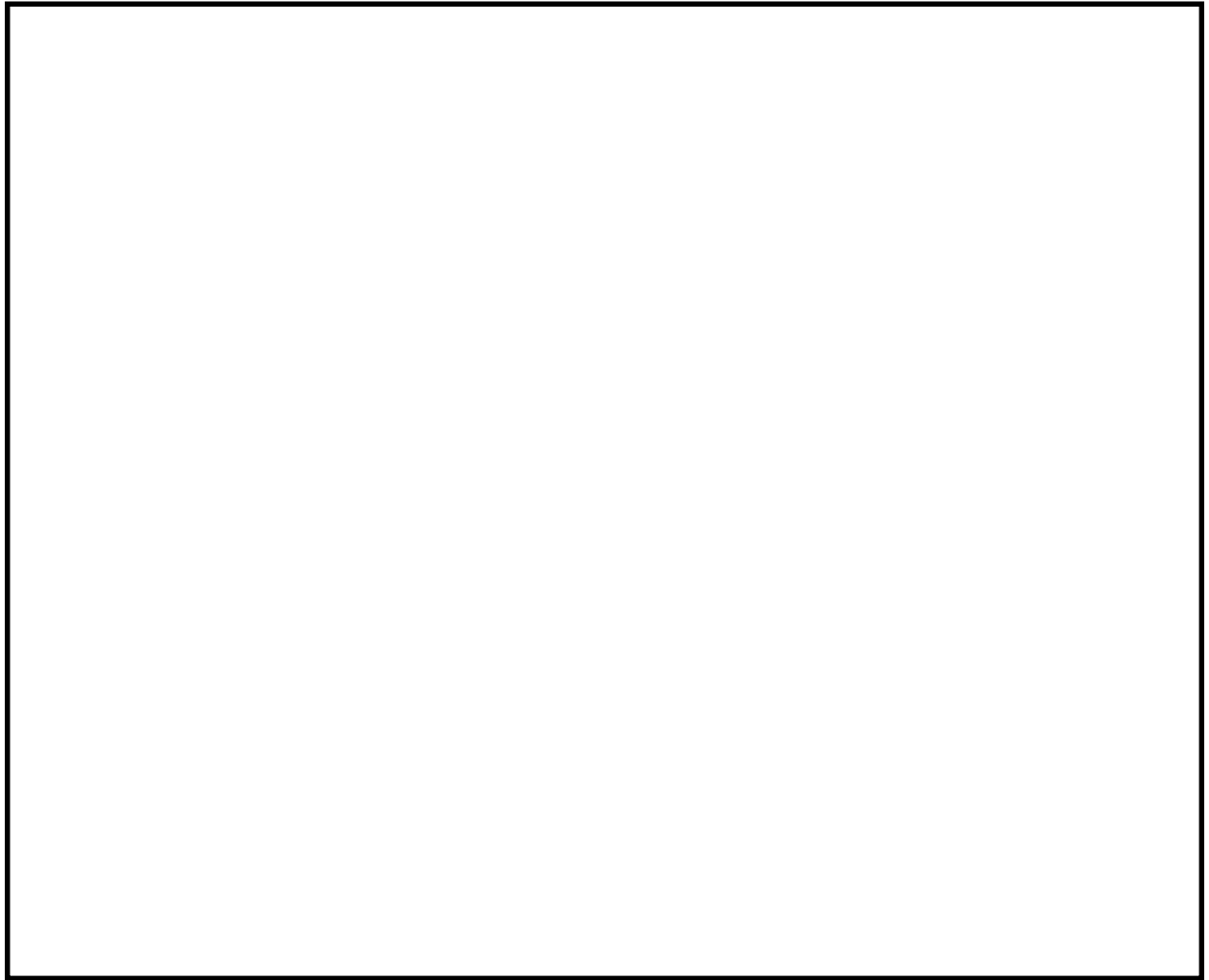
第17図 第二弁操作場所及びアクセスルート



第18図 第二弁操作場所及びアクセスルート



第19図 第二弁操作場所及びアクセスルート



第 20 図 大気中に放出された放射性物質の濃度評価点

第8表 第一弁開操作に伴う移動時及び作業時の線量

(単位：mSv/h)

被ばく経路		第一弁（S/C側）開操作※ ¹			第一弁（D/W側）開操作※ ¹			
		ベント操作時	屋内移動時 （中央制御室⇒ 作業場所）	屋外移動時 （作業場所⇒ 緊急時対策所）	ベント操作時	屋内／屋外移動 時（中央制御室 ⇒作業場所）	屋内／屋外移動 時（作業場所⇒ 付属棟入口）	屋外移動時 （付属棟入口⇒ 緊急時対策所）
原子炉建屋内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく		約 2.0×10^0	約 2.8×10^0	約 1.8×10^0	約 5.6×10^0	約 5.6×10^0	約 5.6×10^0	約 1.8×10^0
大気中へ放出された 放射性物質による被ばく	外部被ばく	屋内に流入する放射性物質の 影響に包絡される		約 4.8×10^{-2}	約 2.6×10^{-2}	約 2.6×10^{-2}	約 2.6×10^{-2}	約 4.8×10^{-2}
	内部被ばく			1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下
外気から作業場所内へ流入 した放射性物質による被ばく	外部被ばく	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	大気中へ放出さ れた放射性物質 の影響に包絡さ れる	大気中へ放出された放射性物質の 影響に包絡される			
	内部被ばく	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下					
ベント系配管内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく※ ²		1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	屋外移動のため 対象外※ ³	約 4.3×10^{-1}	約 4.3×10^{-1}	約 4.3×10^{-1}	屋外移動のため 対象外※ ³
大気中へ放出され地表面に沈着した 放射性物質からのガンマ線による被ばく		約 1.2×10^1	約 1.2×10^1	約 1.2×10^1	約 1.1×10^1	約 1.2×10^1	約 1.2×10^1	約 1.2×10^1
作業線量率		約 1.4×10^1	約 1.5×10^1	約 1.4×10^1	約 1.7×10^1	約 1.8×10^1	約 1.8×10^1	約 1.4×10^1
作業時間及び移動時間		90分	35分（往路）	35分（復路）	90分	50分（往路）	15分（復路）	35分（復路）
作業員の実効線量（作業時及び移動時）		約 2.2×10^1 mSv	約 8.5×10^0 mSv	約 8.1×10^0 mSv	約 2.5×10^1 mSv	約 1.5×10^1 mSv	約 4.4×10^0 mSv	約 8.1×10^0 mSv
作業員の実効線量（合計）		約 3.8×10^1 mSv			約 5.2×10^1 mSv			

※¹ 第一弁開操作はベント実施前に行う。※² 第一弁開操作前は、第一弁までのベント系配管内に浮遊した放射性物質を考慮する。※³ 屋外移動時は、アクセスルートからベント系配管の距離が離れているため、評価対象外とする。

第9表 第二弁開操作に伴う移動時及び作業時の線量（S／Cからのベント操作の場合）

（単位：mSv／h）

被ばく経路		第二弁開操作時 （ベント実施時）			待機時	屋内移動時 （原子炉建屋入口⇄ 作業場所）		屋外移動時 （緊急時対策所⇄ 原子炉建屋入口）	
		ベント開始～ 1時間	1時間～ 2時間	2時間～ 3時間	ベント 実施前	ベント 実施前	ベント 実施後	ベント 実施前	ベント 実施後
原子炉建屋内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく		1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	$約2.4 \times 10^0$	$約2.4 \times 10^0$	$約1.8 \times 10^0$	$約1.8 \times 10^0$
大気中へ放出された放 射性物質による被ばく	外部被ばく	屋内に流入する放射性物質の 影響に包絡される			屋内に流入する放射性物質の 影響に包絡される			$約4.8 \times 10^{-2}$	$約1.1 \times 10^{-1}$
	内部被ばく							1.0×10^{-2} 以下	$約2.7 \times 10^{-2}$
外気から作業場所内へ 流入した放射性物質 による被ばく	外部被ばく	$約5.5 \times 10^0$	$約6.8 \times 10^{-2}$	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	$約4.1 \times 10^{-2}$	屋外移動のため対象外※1	
	内部被ばく	正圧化により流入なし			1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	$約2.7 \times 10^{-2}$		
ベント系配管内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく		$約4.7 \times 10^{-1}$	$約4.7 \times 10^{-1}$	$約4.7 \times 10^{-1}$	$約1.4 \times 10^{-1}$	$約1.4 \times 10^{-1}$	$約3.0 \times 10^{-1}$	屋外移動のため対象外※1	
大気中へ放出され地表面に沈着した 放射性物質からのガンマ線による被ばく		$約2.2 \times 10^{-2}$	$約2.2 \times 10^{-2}$	$約2.2 \times 10^{-2}$	$約1.9 \times 10^{-2}$	$約1.2 \times 10^1$	$約1.2 \times 10^1$	$約1.2 \times 10^1$	$約1.2 \times 10^1$
作業線量率		$約5.9 \times 10^0$	$約5.6 \times 10^{-1}$	$約4.9 \times 10^{-1}$	$約1.7 \times 10^{-1}$	$約1.4 \times 10^1$	$約1.4 \times 10^1$	$約1.4 \times 10^1$	$約1.4 \times 10^1$
作業時間及び移動時間		60分	60分	60分	140分	10分（往路）	10分（復路）	35分（往路）	35分（復路）
作業員の実効線量（作業時及び移動時）		$約5.9 \times 10^0$ mSv	$約5.6 \times 10^{-1}$ mSv	$約4.9 \times 10^{-1}$ mSv	$約4.1 \times 10^{-1}$ mSv	$約2.4 \times 10^0$ mSv	$約2.4 \times 10^0$ mSv	$約8.1 \times 10^0$ mSv	$約8.1 \times 10^0$ mSv
作業員の実効線量（合計）		$約2.8 \times 10^1$ mSv							

※1 屋外移動時は、アクセスルートからベント系配管の距離が離れているため、評価対象外とする。

第10表 第二弁開操作に伴う移動時及び作業時の線量（D／Wからのベント操作の場合）

（単位：mSv／h）

被ばく経路		第二弁開操作時 （ベント実施時）			待機時	屋内移動時 （原子炉建屋入口⇔ 作業場所）		屋外移動時 （緊急時対策所⇔ 原子炉建屋入口）	
		ベント開始～ 1時間	1時間～ 2時間	2時間～ 3時間	ベント 実施前	ベント 実施前	ベント 実施後	ベント 実施前	ベント 実施後
原子炉建屋内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく		1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	約 2.4×10^0	約 2.4×10^0	約 1.8×10^0	約 1.8×10^0
大気中へ放出された放 射性物質による被ばく	外部被ばく	屋内に流入する放射性物質の 影響に包絡される			屋内に流入する放射性物質の 影響に包絡される			約 4.8×10^{-2}	約 1.5×10^1
	内部被ばく							1.0×10^{-2} 以下	約 1.3×10^0
外気から作業場所内へ 流入した放射性物質 による被ばく	外部被ばく	約 4.7×10^0	約 4.0×10^{-1}	約 9.2×10^{-2}	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	約 8.3×10^0	屋外移動のため対象外※1	
	内部被ばく	正圧化により流入なし			1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	約 1.3×10^0		
ベント系配管内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく		約 5.2×10^{-1}	約 5.2×10^{-1}	約 5.2×10^{-1}	約 3.3×10^{-2}	約 3.3×10^{-2}	約 3.3×10^{-1}	屋外移動のため対象外※1	
大気中へ放出され地表面に沈着した 放射性物質からのガンマ線による被ばく		約 2.9×10^{-2}	約 2.9×10^{-2}	約 2.9×10^{-2}	約 1.9×10^{-2}	約 1.2×10^1	約 1.6×10^1	約 1.2×10^1	約 1.6×10^1
作業線量率		約 5.3×10^0	約 9.5×10^{-1}	約 6.4×10^{-1}	約 7.2×10^{-2}	約 1.4×10^1	約 2.8×10^1	約 1.4×10^1	約 3.5×10^1
作業時間及び移動時間		60分	60分	60分	140分	10分（往路）	10分（復路）	35分（往路）	35分（復路）
作業員の実効線量（作業時及び移動時）		約 5.3×10^0 mSv	約 9.5×10^{-1} mSv	約 6.4×10^{-1} mSv	約 1.7×10^{-1} mSv	約 2.3×10^0 mSv	約 4.7×10^0 mSv	約 8.1×10^0 mSv	約 2.0×10^1 mSv
作業員の実効線量（合計）		約 4.2×10^1 mSv							

※1 屋外移動時は、アクセスルートからベント系配管の距離が離れているため、評価対象外とする。

2. スクラビング水補給及び窒素供給作業の作業員の被ばく評価

格納容器圧力逃がし装置格納槽へのスクラビング水の補給及び原子炉建屋系統内への窒素ガスの供給作業における作業員の被ばく評価を以下のとおり行った。なお、評価に当たっては、サプレッション・チェンバ（S/C）からのベントを行う場合及びドライウェル（D/W）からのベントを行う場合のそれぞれについて評価を行った。

(1) 評価条件

a. 放出量評価条件

想定事象として格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスにおいて、代替循環冷却系を使用できない場合を想定した事故シナリオを選定する。また、放出量評価条件を第 11 表、大気中への放出過程及び概略図を第 21 図～第 25 図に示す。

b. 被ばく評価条件

被ばく経路は、第 26 図及び第 27 図に示すとおり大気中へ放出される放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく、地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線、原子炉建屋からの直接ガンマ線等による外部被ばくを考慮した。

大気中へ放出される放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく、地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばくについては、第 12 表～第 14 表に示すとおり拡散効果等を考慮し、作業場所における相対線量（ D/Q ）及び相対濃度（ χ/Q ）から被ばく評価を行った。なお、内部被ばくについてはマスク等の放射線防護効果を考慮し評価を行った。

原子炉建屋及び格納容器圧力逃がし装置格納槽からの直接ガンマ線等による外部被ばくについては、第 15 表及び第 16 表に示すとおり原子炉建屋の外壁及び格納容器圧力逃がし装置格納槽の遮蔽壁の遮蔽効果を考慮し評価を行った。

c．評価地点

評価地点は、第 28 図に示すとおりとした。

d．作業開始時間

スクラビング水の補給及び窒素ガスの供給は事象発生から 7 日後に実施することを想定し評価した。

(2) 評価結果

スクラビング水の補給及び窒素ガスの供給作業場所の線量率は、第 17 表及び第 18 表に示すとおり、サプレッション・チェンバ（S/C）からのベントを行う場合、スクラビング水の補給作業については 13mSv/h 、窒素ガスの供給作業については 3.6mSv/h となり、ドライウエル（D/W）からのベントを行う場合、スクラビング水の補給作業については 15mSv/h 、窒素ガスの供給作業については 4.6mSv/h となり、スクラビング水の補給及び窒素ガスの供給作業を行うことができる放射線環境であることを確認した。

なお、スクラビング水の補給作業及び窒素ガスの供給作業の作業時間は、移動及び補給等の準備を含めても 2 時間～3 時間であり、作業が可能である。

第 11 表 放出量評価条件 (1/3)

項 目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」 (代替循環冷却系を使用できない場合) (全交流動力電源喪失の重畳を考慮)	格納容器破損防止対策の有効性評価で想定する格納容器破損モードのうち, 中央制御室の運転員又は対策要員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる事故収束に成功した事故シーケンスを選定
炉心熱出力	3, 293MW	定格熱出力
運転時間	1 サイクル当たり 10, 000 時間 (約 416 日)	1 サイクル 13 ヶ月 (395 日) を考慮して設定
取替炉心の 燃料装荷割合	1 サイクル : 0. 229 2 サイクル : 0. 229 3 サイクル : 0. 229 4 サイクル : 0. 229 5 サイクル : 0. 084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量	希ガス類 : 約 $2. 2 \times 10^{19}$ Bq よう素類 : 約 $2. 8 \times 10^{19}$ Bq C s O H 類 : 約 $1. 1 \times 10^{18}$ Bq S b 類 : 約 $1. 3 \times 10^{18}$ Bq T e O ₂ 類 : 約 $6. 7 \times 10^{18}$ Bq S r O 類 : 約 $1. 2 \times 10^{19}$ Bq B a O 類 : 約 $1. 2 \times 10^{19}$ Bq M o O ₂ 類 : 約 $2. 4 \times 10^{19}$ Bq C e O ₂ 類 : 約 $7. 4 \times 10^{19}$ Bq L a ₂ O ₃ 類 : 約 $5. 5 \times 10^{19}$ Bq (核種ごとの炉内蓄積量を核種グループごとに集約して記載)	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」 × 「3, 293MW (定格熱出力)」 (単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW) は, BWR 共通条件として, 東海第二と同じ装荷燃料 (9 × 9 燃料 (A 型)), 運転時間 (10, 000 時間) で算出した A B W R のサイクル末期の値を使用)
放出開始時間	格納容器漏えい : 事象発生直後 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱 : 事象発生から約 19h 後	M A A P 解析結果
原子炉格納容器内 p H 制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール内 p H 制御設備は, 重大事故等対処設備と位置付けていないため, 保守的に設定
よう素の形態	粒子状よう素 : 5% 無機よう素 : 91% 有機よう素 : 4%	R . G . 1. 195 ^{※1} に基づき設定

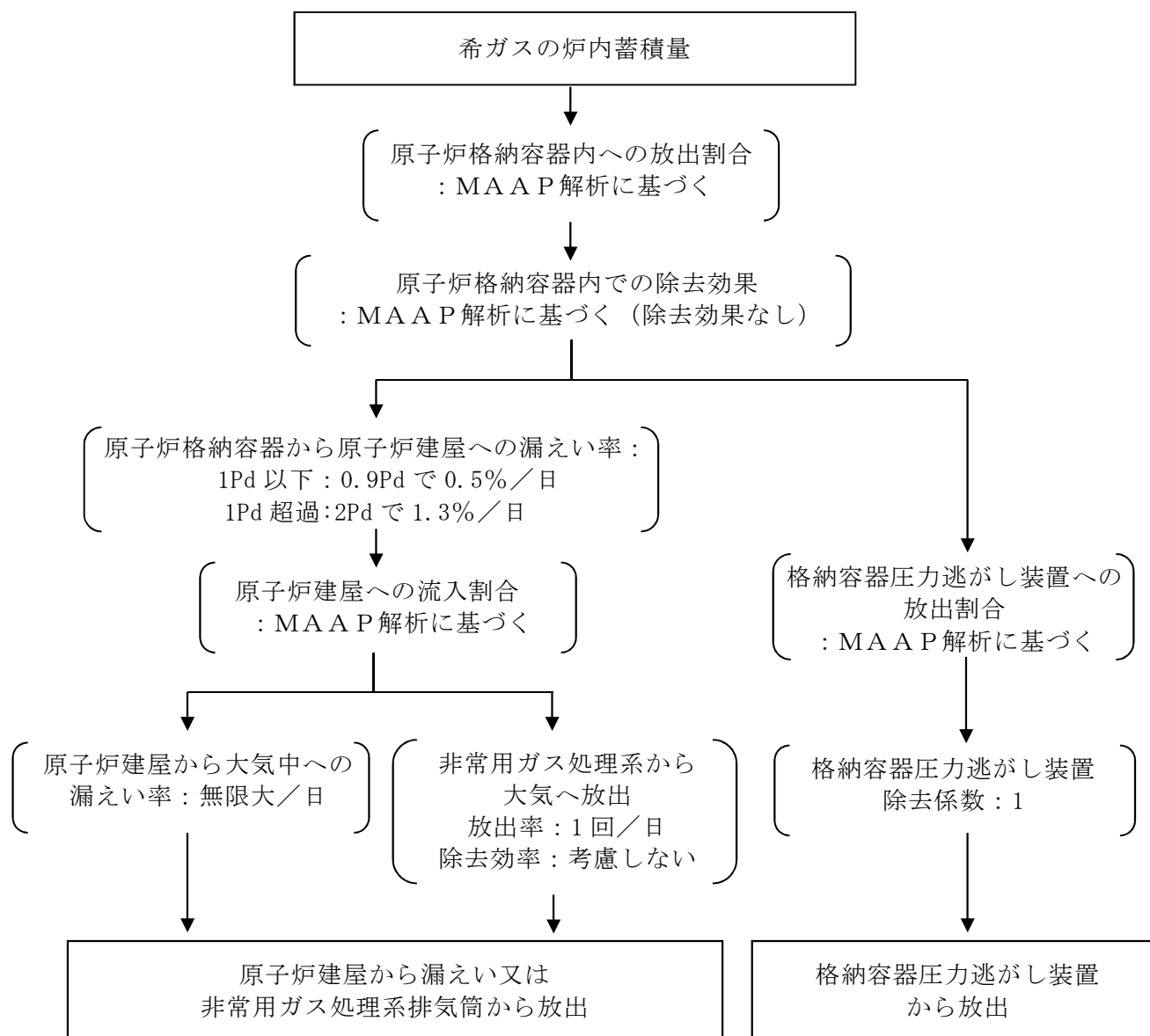
第 11 表 放出量評価条件 (2/3)

項 目	評価条件			選定理由
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率 (希ガス, エアロゾル及び有機よう素)	1Pd以下 : 0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過 : 2Pdで1.3%/日			MAAP解析にて原子炉格納容器の開口面積を設定し格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとし, 原子炉格納容器の設計漏えい率 (0.9Pd で 0.5%/日) 及びAECの式等に基づき設定
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率 (無機よう素)	1.5h後~19.5h後 : 1.3%/日 (一定) その他の期間 : 0.5%/日 (一定)			原子炉格納容器の設計漏えい率 (0.5%/日) 及びAECの式等に基づき設定 (格納容器圧力が0.9Pdを超える期間を包絡するように1.3%/日の漏えい率を設定)
原子炉格納容器内での除去効果 (エアロゾル)	MAAP解析に基づく (沈着, サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)			MAAPのFP挙動モデル
原子炉格納容器内での除去効果 (有機よう素)	考慮しない			保守的に設定
原子炉格納容器内での除去効果 (無機よう素)	自然沈着率 : 9.0×10^{-4} (1/s) (原子炉格納容器内の最大存在量から1/200まで)			CSE実験及びStandard Review Plan 6.5.2 ^{*2} に基づき設定
	サプレッション・プールでのスクラビングによる除去効果 : 10 (S/Cベントのみ)			Standard Review Plan6.5.5 ^{*3} に基づき設定
原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	希ガス類 CsI類 CsOH類 Sb類 TeO ₂ 類 SrO類 BaO類 MoO ₂ 類 CeO ₂ 類 La ₂ O ₃ 類	S/Cベント : 約 4.3×10^{-3} : 約 6.2×10^{-5} : 約 3.1×10^{-5} : 約 6.7×10^{-6} : 約 6.7×10^{-6} : 約 2.7×10^{-6} : 約 2.7×10^{-6} : 約 3.4×10^{-7} : 約 6.7×10^{-8} : 約 2.7×10^{-8}	D/Wベント : 約 4.3×10^{-3} : 約 6.2×10^{-5} : 約 3.2×10^{-5} : 約 6.8×10^{-6} : 約 6.8×10^{-6} : 約 2.7×10^{-6} : 約 2.7×10^{-6} : 約 3.4×10^{-7} : 約 6.8×10^{-8} : 約 2.7×10^{-8}	MAAP解析結果及びNUREG-1465 ^{*4} に基づき設定

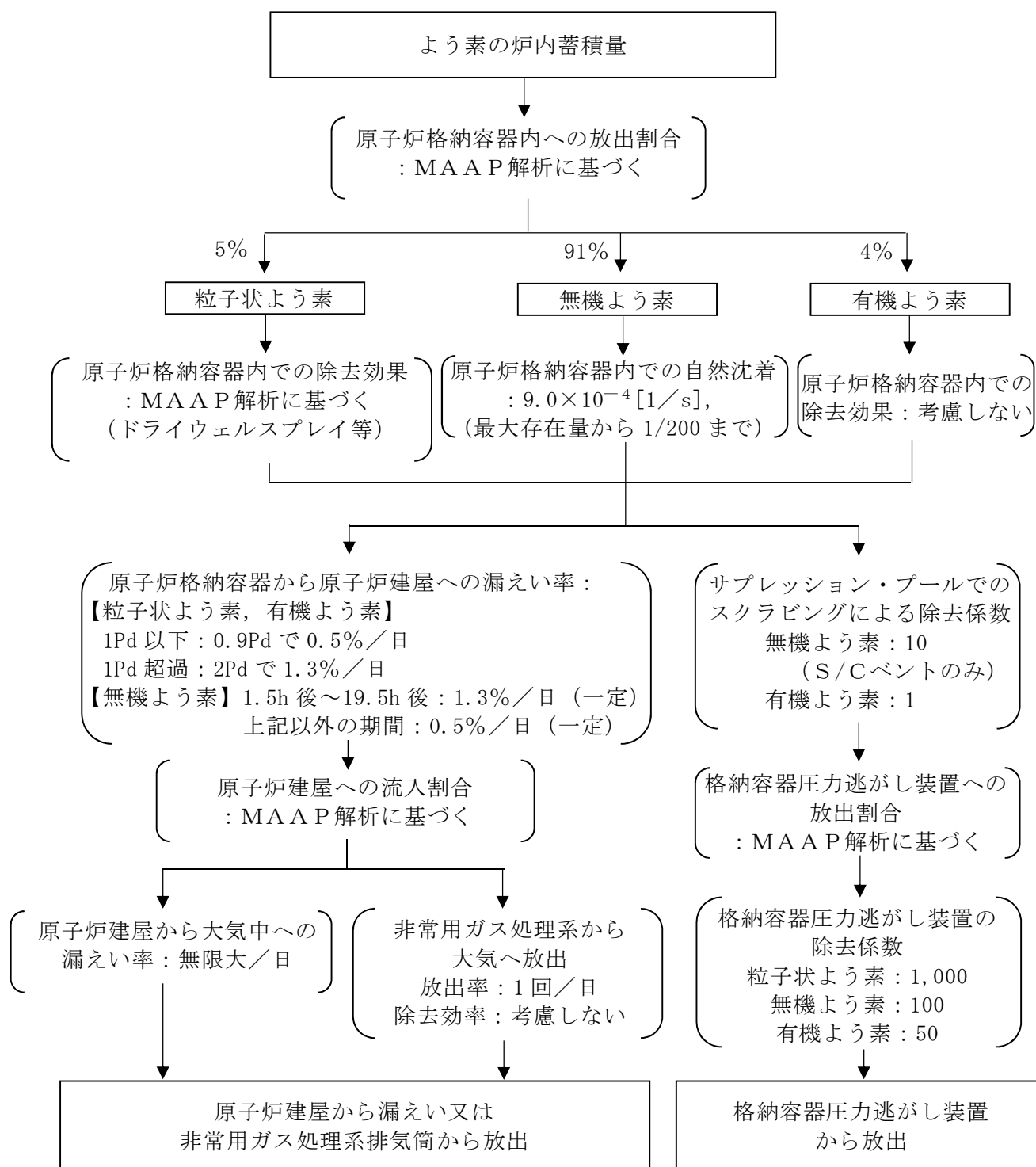
第 11 表 放出量評価条件 (3/3)

項 目	評価条件			選定理由
原子炉建屋から大気への漏えい率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動前）	無限大／日（地上放出） （原子炉格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は，即座に大気へ漏えいするものとして評価）			保守的に設定
非常用ガス処理系から大気への放出率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動後）	1 回／日（排気筒放出）			設計値に基づき設定 （非常用ガス処理系のファン容量）
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間	事象発生から2時間後			起動操作時間（115分）＋負圧達成時間（5分）（起動に伴い原子炉建屋原子炉棟内は負圧になるが，保守的に負圧達成時間として5分を想定）
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効率	考慮しない			保守的に設定
原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態			原子炉建屋原子炉棟の急激な圧力上昇等による原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放がないため
格納容器圧力逃がし装置への放出割合	希ガス類 C s I 類 C s O H 類 S b 類 T e O ₂ 類 S r O 類 B a O 類 M o O ₂ 類 C e O ₂ 類 L a ₂ O ₃ 類	S／C ベント ： 約 9.5×10^{-1} ： 約 1.0×10^{-6} ： 約 4.0×10^{-7} ： 約 8.9×10^{-8} ： 約 8.9×10^{-8} ： 約 3.6×10^{-8} ： 約 3.6×10^{-8} ： 約 4.5×10^{-9} ： 約 8.9×10^{-10} ： 約 3.6×10^{-10}	D／W ベント ： 約 9.5×10^{-1} ： 約 3.9×10^{-3} ： 約 7.5×10^{-3} ： 約 1.4×10^{-3} ： 約 1.4×10^{-3} ： 約 5.8×10^{-4} ： 約 5.8×10^{-4} ： 約 7.2×10^{-5} ： 約 1.4×10^{-5} ： 約 5.8×10^{-6}	M A A P 解析結果及び N U R E G - 1465 に基づき設定
格納容器圧力逃がし装置の除去係数	希ガス：1 有機よう素：50 無機よう素：100 エアロゾル（粒子状よう素含む）：1,000			設計値に基づき設定

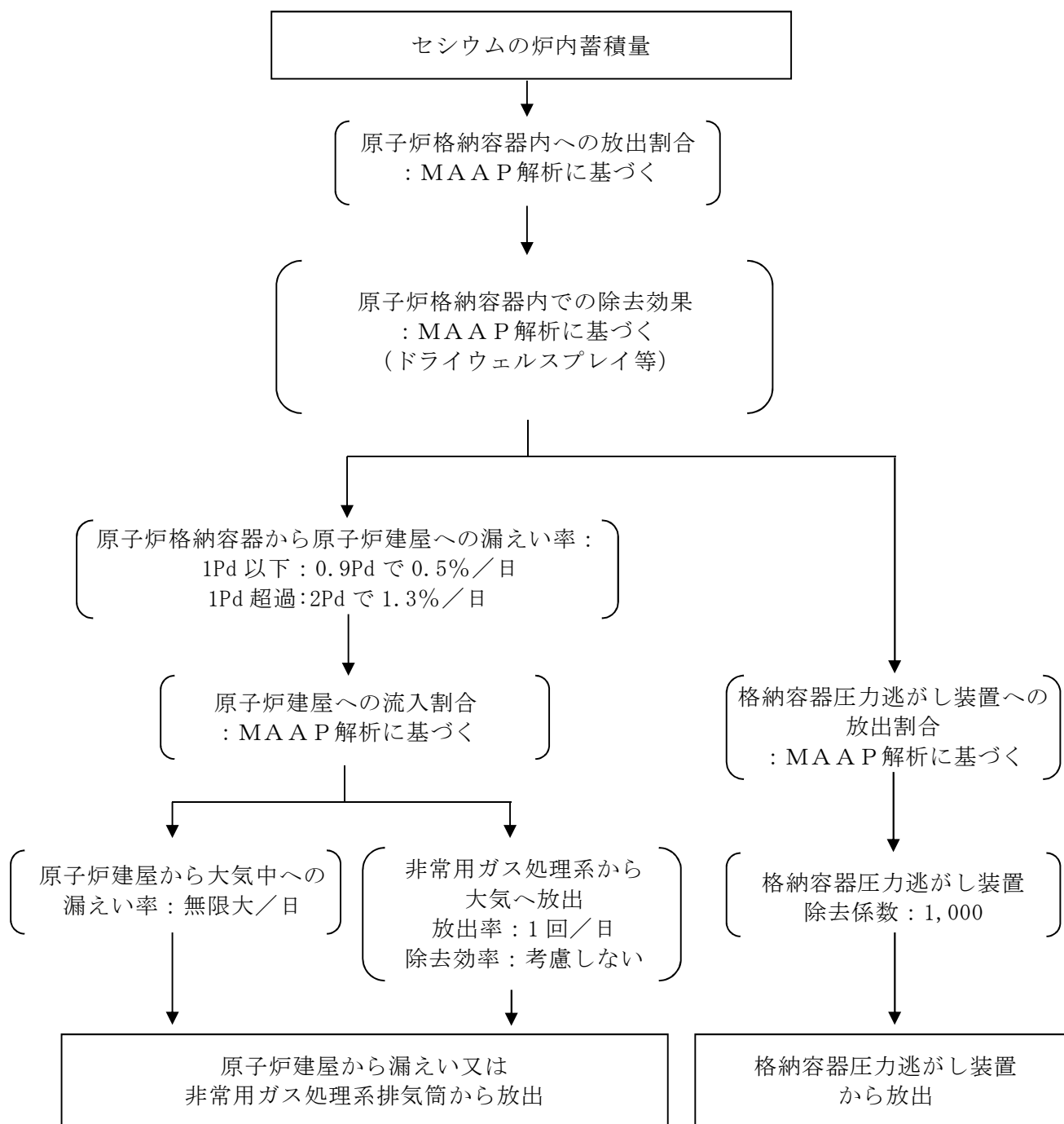
- ※1 Regulatory Guide 1.195, “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light-Water Nuclear Power Reactors” ,May 2003
- ※2 Standard Review Plan6.5.2, “Containment Spray as a Fission Product Cleanup System” ,December 2005
- ※3 Standard Review Plan6.5.5, “Pressure Suppression Pool as a Fission Product Cleanup System” ,March 2007
- ※4 NUREG-1465, “Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants” ,1995



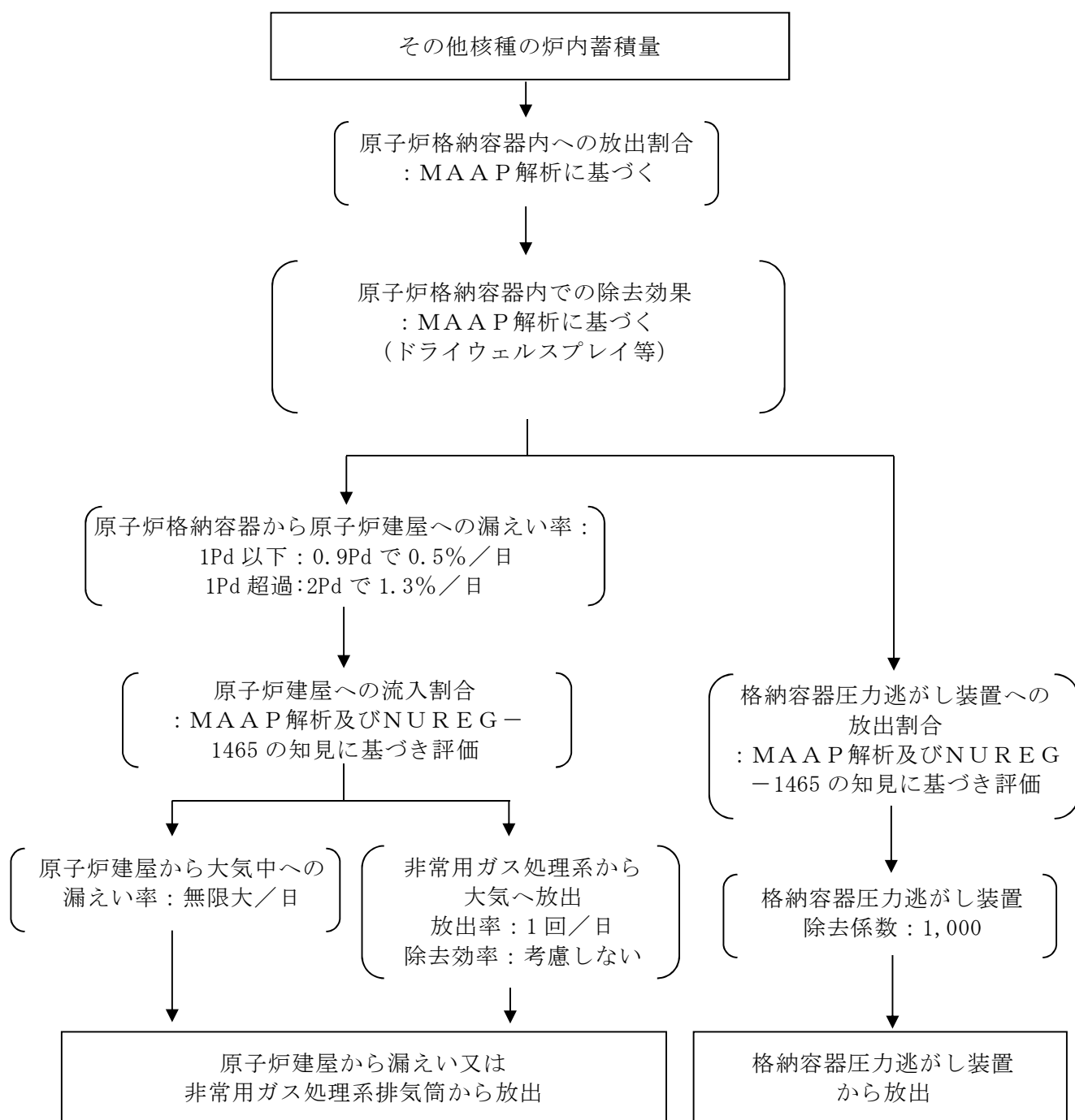
第 21 図 希ガスの大気放出過程



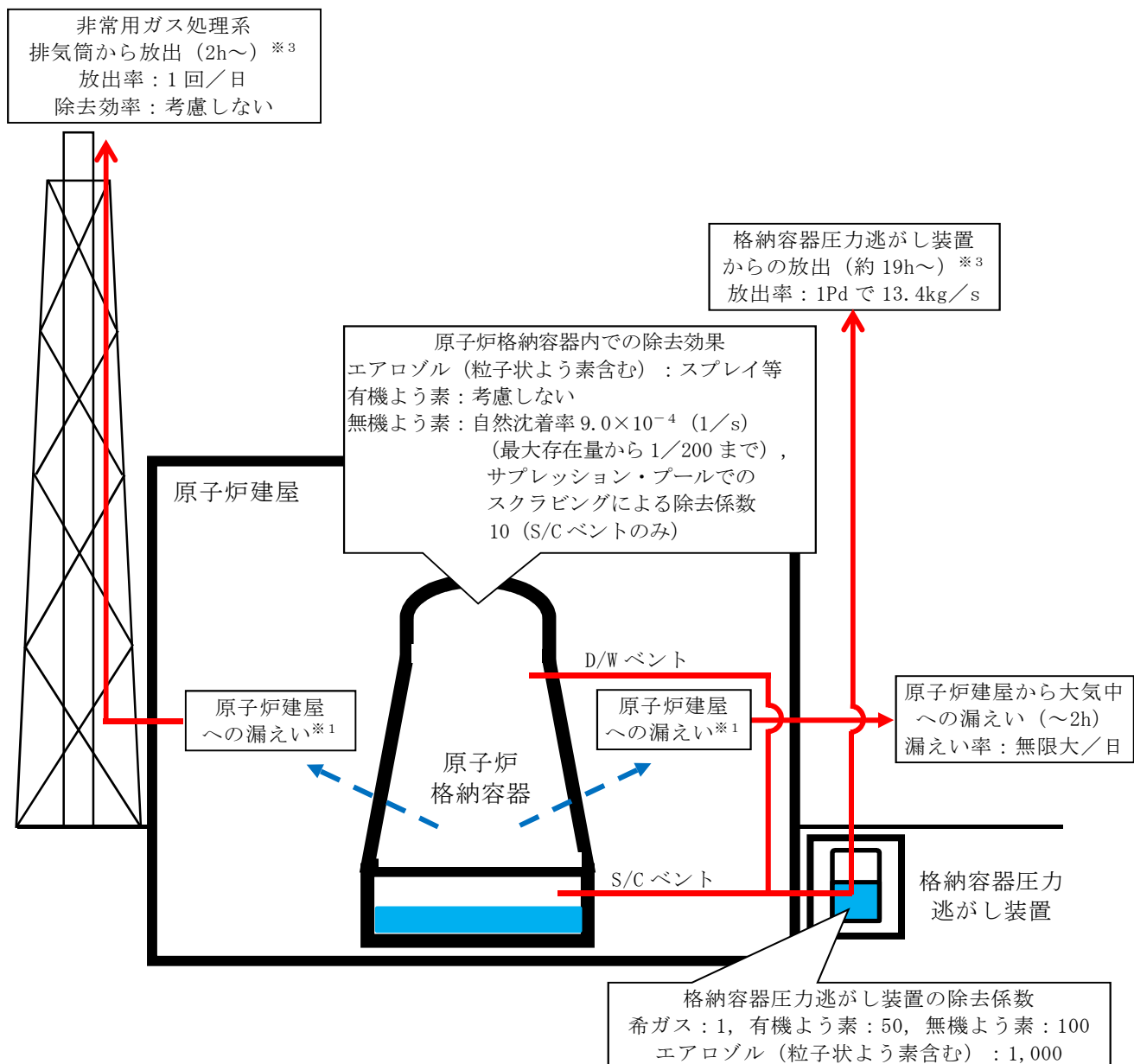
第 22 図 よう素の大気放出過程



第23図セシウムの大気放出過程



第 24 図 その他核種の大気放出過程



※¹ 原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい率

【希ガス，エアロゾル (粒子状よう素含む)，有機よう素】

1Pd 以下：0.9Pd で 0.5%/日，1Pd 超過：2Pd で 1.3%/日

【無機よう素】

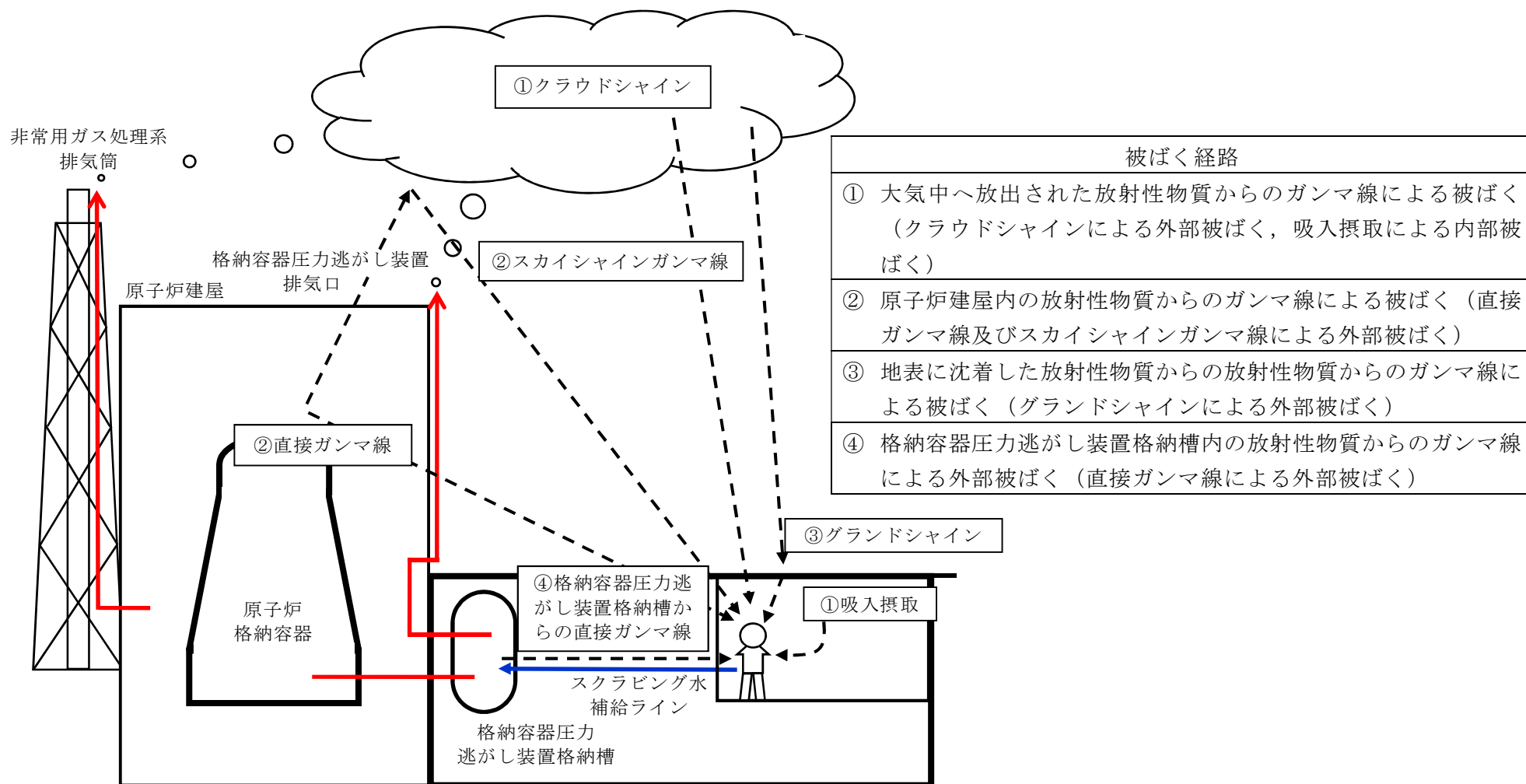
1.5h 後～19.5h 後：1.3%/日 (一定)，上記以外の期間：0.5%/日 (一定)

大気への放出経路	0h	▼2h※ ²	▼19h※ ³	168h▼
原子炉建屋から大気中への漏えい	斜線			
非常用ガス処理系排気筒から放出		斜線	斜線	斜線
格納容器圧力逃がし装置からの放出			斜線	斜線

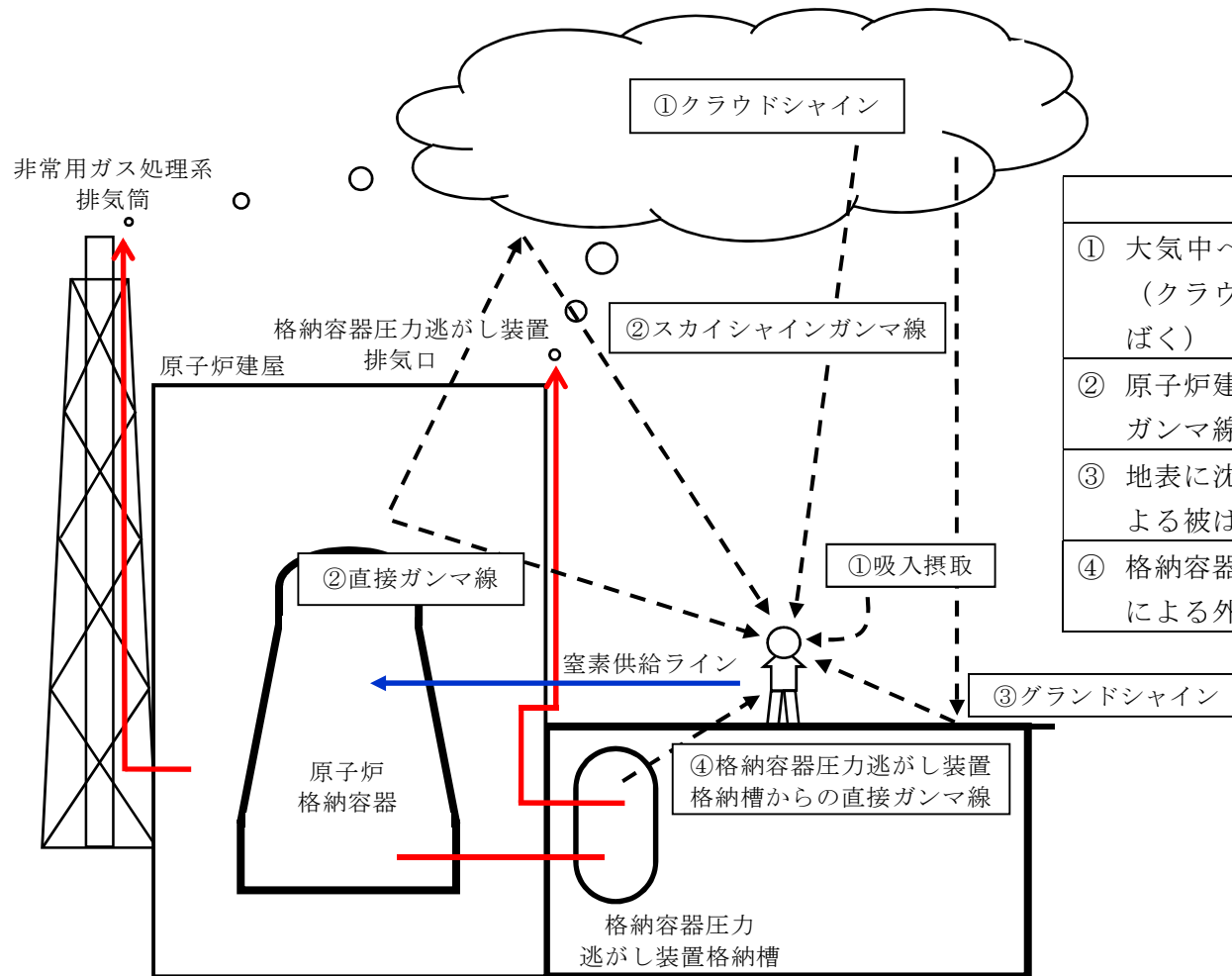
※² 非常用ガス処理系の起動により原子炉建屋原子炉棟内は負圧となるため，事象発生 2h 以降は原子炉建屋から大気中への漏えいはなくなる。

※³ 事象発生後 19h 以降は，「非常用ガス処理系排気筒から放出」及び「格納容器圧力逃がし装置からの放出」の両経路から放射性物質を放出する。

第25図 大気放出過程概略図 (イメージ)



第 26 図 スクラビング水補給作業時の作業員の被ばく評価経路イメージ



被ばく経路	
①	大気中へ放出された放射性物質からのガンマ線による被ばく（クラウドシャインによる外部被ばく，吸入摂取による内部被ばく）
②	原子炉建屋内の放射性物質からのガンマ線による被ばく（直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による外部被ばく）
③	地表に沈着した放射性物質からの放射性物質からのガンマ線による被ばく（グラウンドシャインによる外部被ばく）
④	格納容器圧力逃がし装置格納槽内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく（直接ガンマ線による外部被ばく）

第 27 図 窒素供給作業時の作業員の被ばく評価経路イメージ

第 12 表 大気拡散評価条件

項 目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針（以下「気象指針」という。）に基づき評価
気象資料	東海第二発電所における 1 年間の気象資料（2005 年 4 月～2006 年 3 月） 地上風：地上 10m 排気筒風：地上 140m	格納容器圧力逃がし装置排気口及び原子炉建屋からの放出は地上風（地上 10m）の気象データを使用 非常用ガス処理系排気筒からの放出は排気筒風（地上 140m）の気象データを使用
放出源及び放出源高さ（有効高さ）	原子炉建屋漏えい：地上 0m 格納容器圧力逃がし装置排気口からの放出：地上 55m 非常用ガス処理系排気筒からの放出：地上 95m	格納容器圧力逃がし装置排気口からの放出は建屋影響を考慮し原子炉建屋屋上からの放出と想定し設定 非常用ガス処理系排気筒からの放出は方位ごとの風洞実験結果のうち保守的に最低の方位の有効高さを設定
実効放出継続時間	1 時間	保守的に最も短い実効放出継続時間を設定
累積出現頻度	小さい方から 97%	気象指針に基づき設定
建屋の影響	考慮する	格納容器圧力逃がし装置排気口放出及び原子炉建屋漏えいにおいては放出源から近距離の原子炉建屋の影響を受けるため、建屋による巻き込み現象を考慮
巻き込みを生じる代表建屋	原子炉建屋	放出源から最も近く、巻き込みの影響が最も大きい建屋として選定
大気拡散評価点	第 28 図参照	屋外移動時は敷地内の最大濃度点で設定 屋内移動時は原子炉建屋付近の最大濃度点で設定 作業時は作業地点のある原子炉建屋外壁で設定
着目方位	非常用ガス処理系排気筒：1 方位 原子炉建屋及び格納容器圧力逃がし装置排気口：9 方位	非常用ガス処理系排気筒（排気筒放出）については評価点の方位とし、原子炉建屋漏えい及び格納容器圧力逃がし装置排気口については放出源が評価点に近いことから、180 度をカバーする方位を対象とする。
建屋影響	3, 000m ²	原子炉建屋の最小投影断面積を設定
形状係数	0. 5	気象指針に基づき設定

第 13 表 評価に使用する相対濃度 (χ/Q) 及び相対線量 (D/Q)

作業内容		放出箇所	χ/Q 及び D/Q	
スクラビング 水補給作業	屋外移動時 ／作業時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m^3)	約 8.3×10^{-4}
		格納容器圧力逃がし装置排 気口 (建屋屋上放出)	χ/Q (s/m^3)	約 4.2×10^{-4}
			D/Q (Gy/Bq)	約 8.7×10^{-19}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m^3)	約 3.0×10^{-6}
			D/Q (Gy/Bq)	約 1.2×10^{-19}
窒素供給作業	屋外移動時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m^3)	約 8.3×10^{-4}
		格納容器圧力逃がし装置 排気口 (建屋屋上放出)	χ/Q (s/m^3)	約 4.2×10^{-4}
			D/Q (Gy/Bq)	約 8.7×10^{-19}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m^3)	約 3.0×10^{-6}
			D/Q (Gy/Bq)	約 1.2×10^{-19}
	作業時	原子炉建屋漏えい (地上放出)	χ/Q (s/m^3)	約 7.4×10^{-4}
		格納容器圧力逃がし装置排 気口 (建屋屋上放出)	χ/Q (s/m^3)	約 3.7×10^{-4}
			D/Q (Gy/Bq)	約 7.7×10^{-19}
		非常用ガス処理系排気筒 (排気筒放出)	χ/Q (s/m^3)	約 3.0×10^{-6}
			D/Q (Gy/Bq)	約 6.3×10^{-20}

第 14 表 線量換算係数，呼吸率等

項 目	評価条件	選定理由
線量換算係数	<p>成人実効線量換算係数を使用 (主な核種を以下に示す)</p> <p>I-131 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq I-132 : 3.1×10^{-10} Sv/Bq I-133 : 4.0×10^{-9} Sv/Bq I-134 : 1.5×10^{-10} Sv/Bq I-135 : 9.2×10^{-10} Sv/Bq Cs-134 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq Cs-136 : 2.8×10^{-9} Sv/Bq Cs-137 : 3.9×10^{-8} Sv/Bq</p> <p>上記以外の核種は ICRP Pub. 71 等に基づく</p>	ICRP Publication 71 に基づき設定
呼吸率	$1.2 \text{ m}^3 / \text{h}$	<p>成人活動時の呼吸率を設定 ICRP Publication 71 に基づき設定</p>
マスクの除染係数	D F 50	性能上期待できる値から設定
地表面への沈着速度	<p>粒子状物質 : $0.5 \text{ cm} / \text{s}$ 無機よう素 : $0.5 \text{ cm} / \text{s}$ 有機よう素 : $1.7 \times 10^{-3} \text{ cm} / \text{s}$</p>	東海第二発電所の実気象から求めた沈着速度から保守的に設定

第 15 表 原子炉建屋からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線

項 目	評価条件	選定理由
原子炉建屋内線源強度分布	原子炉建屋内に放出された放射性物質が均一に分布	審査ガイドに示されたとおり設定
原子炉建屋のモデル	原子炉建屋の幾何形状をモデル化	建屋外壁を遮蔽体として考慮
直接ガンマ線・スカイシャインガンマ線評価コード	直接ガンマ線評価： QAD-CGGP2R スカイシャインガンマ線評価： ANISN G33-GP2R	現行許認可（添十）に同じ
許容差	評価で考慮するコンクリート遮蔽は，公称値からマイナス側許容差（-5mm）を引いた値を適用	建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説（原子力発電所施設における鉄筋コンクリート工事，日本建築学会）に基づき設定
コンクリート密度	2.00g/cm ³	建築工事標準仕様書 JASS 5N・同解説（原子力発電所施設における鉄筋コンクリート工事，日本建築学会）を基に算出した値を設定

第 16 表 フィルタ装置からの直接ガンマ線

項 目	評価条件	選定理由
スクラビング水補給場所作業場所壁厚		格納容器圧力逃がし装置格納槽遮蔽設計値（10mSv/h 以下）に基づき設定
格納容器圧力逃がし装置格納槽外壁壁厚		格納容器圧力逃がし装置格納槽遮蔽設計値（0.62mSv/h 以下）に基づき設定
コンクリート密度	2.10g/cm ³	新設遮蔽はコンクリート密度 2.10g/cm ³ 以上で施工



第 28 図 大気中に放出された放射性物質の濃度評価点

第 17 表 スクラビング水補給作業及び窒素供給作業における被ばく評価（S／Cからのベント操作の場合）

（単位：mSv／h）

被ばく経路		スクラビング水補給作業		窒素供給作業	
		補給作業時	屋外移動時	供給作業時	屋外移動時
原子炉建屋内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく		1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下
大気中へ放出された 放射性物質による被ばく	外部被ばく	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下
	内部被ばく	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下
大気中へ放出され地表面に沈着した 放射性物質からのガンマ線による被ばく		約 3.3×10^0	約 3.3×10^0	約 2.9×10^0	約 3.3×10^0
格納容器圧力逃がし装置 フィルタ装置格納槽からの直接線		約 1.0×10^1	約 6.3×10^{-1}	約 6.3×10^{-1}	約 6.3×10^{-1}
作業線量率		約 1.3×10^1	約 3.9×10^0	約 3.6×10^0	約 3.9×10^0

第 18 表 スクラビング水補給作業及び窒素供給作業における被ばく評価（D／Wからのベント操作の場合）

（単位：mSv／h）

被ばく経路		スクラビング水補給作業		窒素供給作業	
		補給作業時	屋外移動時	供給作業時	屋外移動時
原子炉建屋内の放射性物質からの ガンマ線による外部被ばく		1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下
大気中へ放出された 放射性物質による被ばく	外部被ばく	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下
	内部被ばく	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下	1.0×10^{-2} 以下
大気中へ放出され地表面に沈着した 放射性物質からのガンマ線による被ばく		約 4.5×10^0	約 4.5×10^0	約 4.0×10^0	約 4.5×10^0
格納容器圧力逃がし装置 フィルタ装置格納槽からの直接線		約 1.0×10^1	約 6.3×10^{-1}	約 6.3×10^{-1}	約 6.3×10^{-1}
作業線量率		約 1.5×10^1	約 5.1×10^0	約 4.6×10^0	約 5.1×10^0

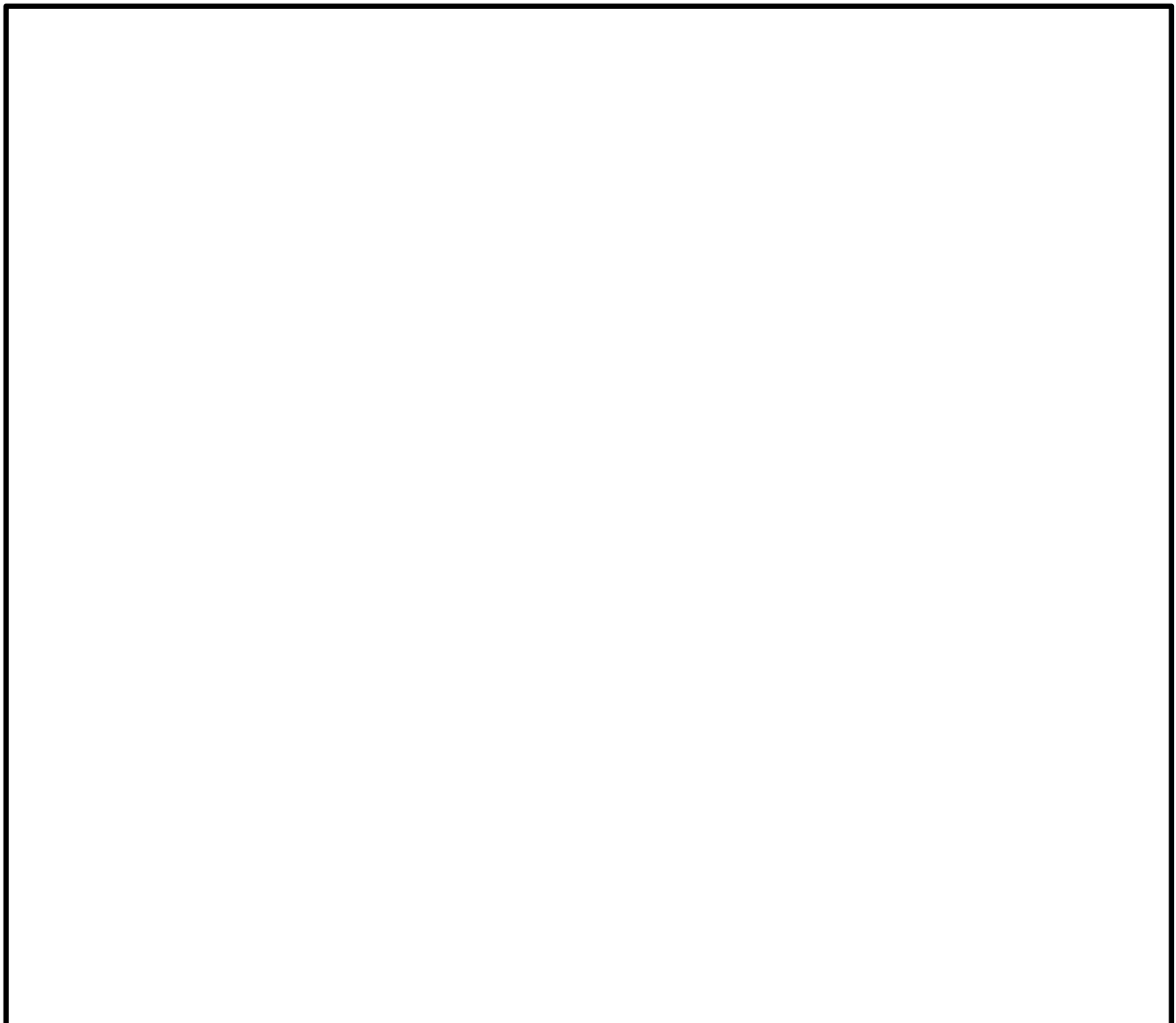
スクラビング水の保有水量の設定根拠について

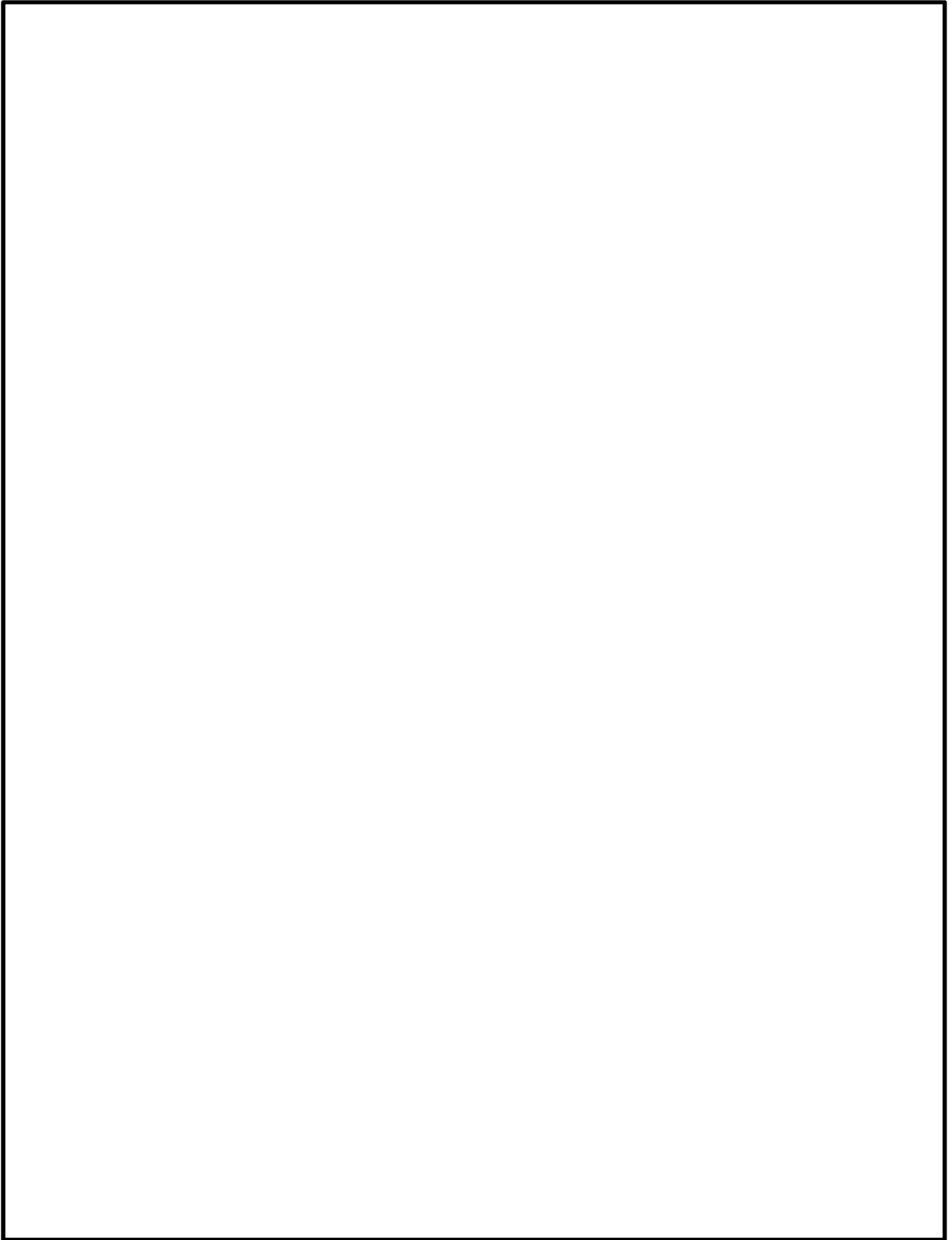
スクラビング水の初期保有水量（系統待機時）は、ベント開始後 24 時間はベンチュリスクラバによる所定の放射性物質の除去性能が得られる水量と、

と設定している。

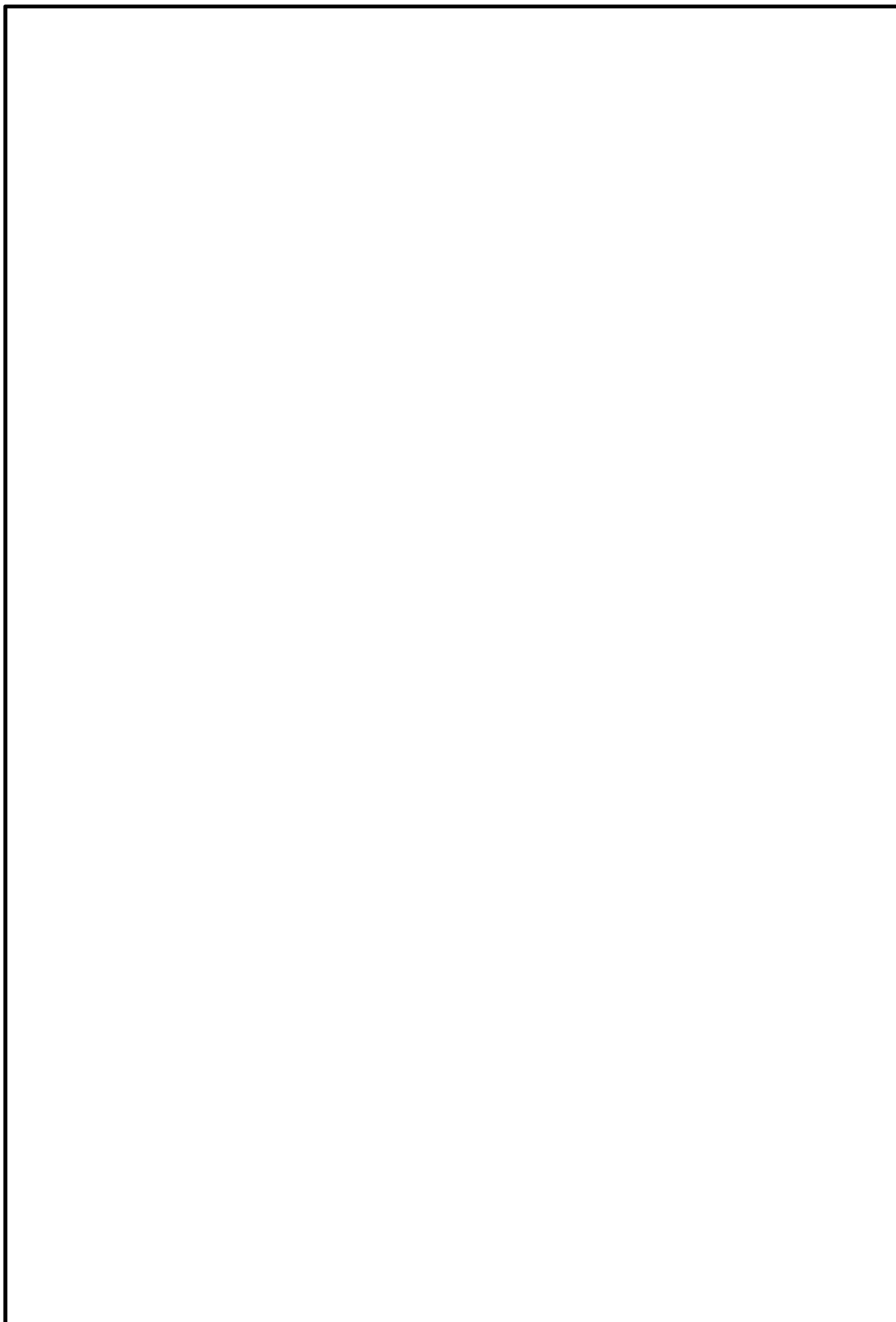
スクラビング水の水量の設定根拠を以下に示す。また、フィルタ装置水位の概略図を第 1 図に示す。

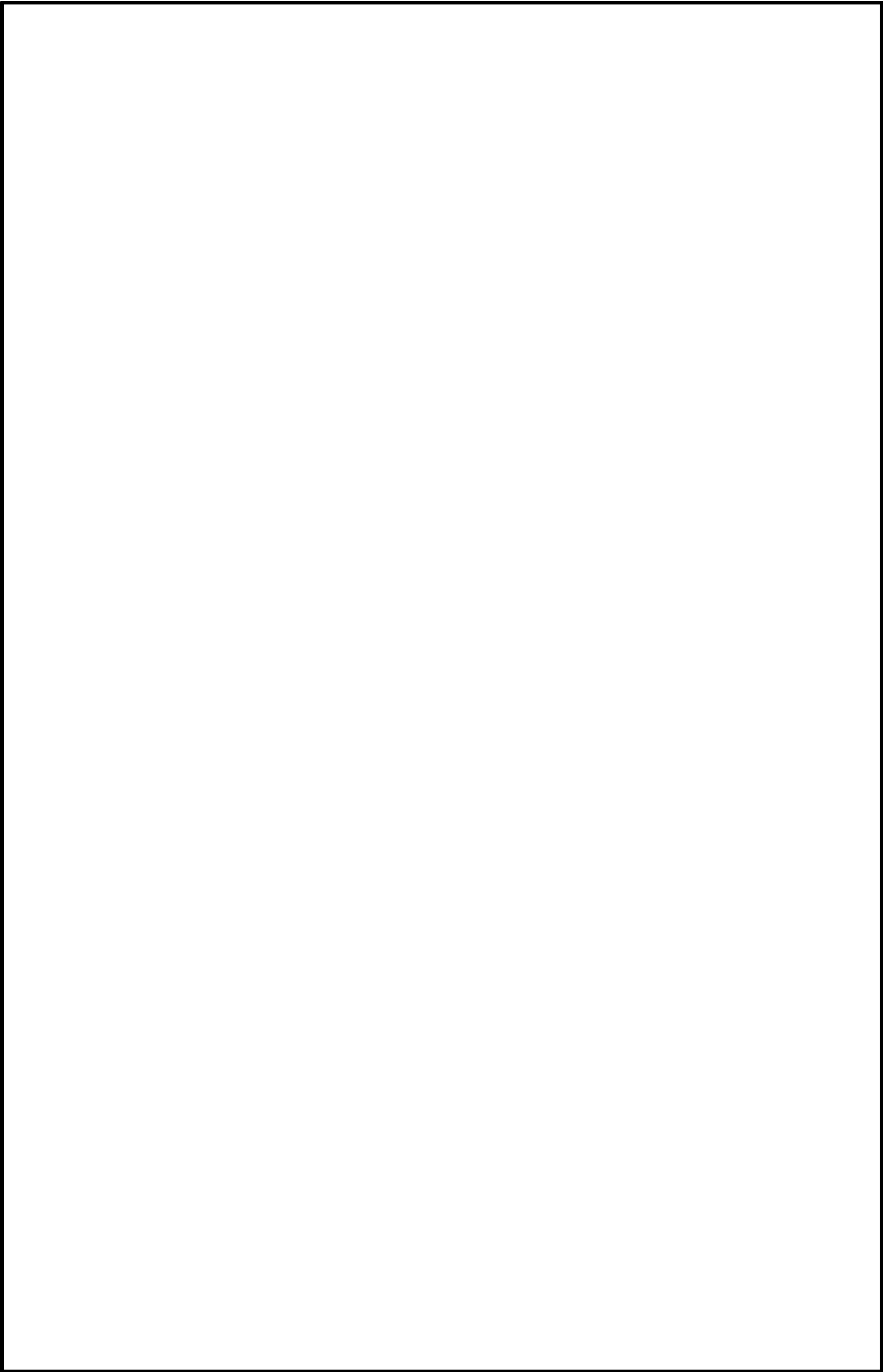
(1) 最大水量について

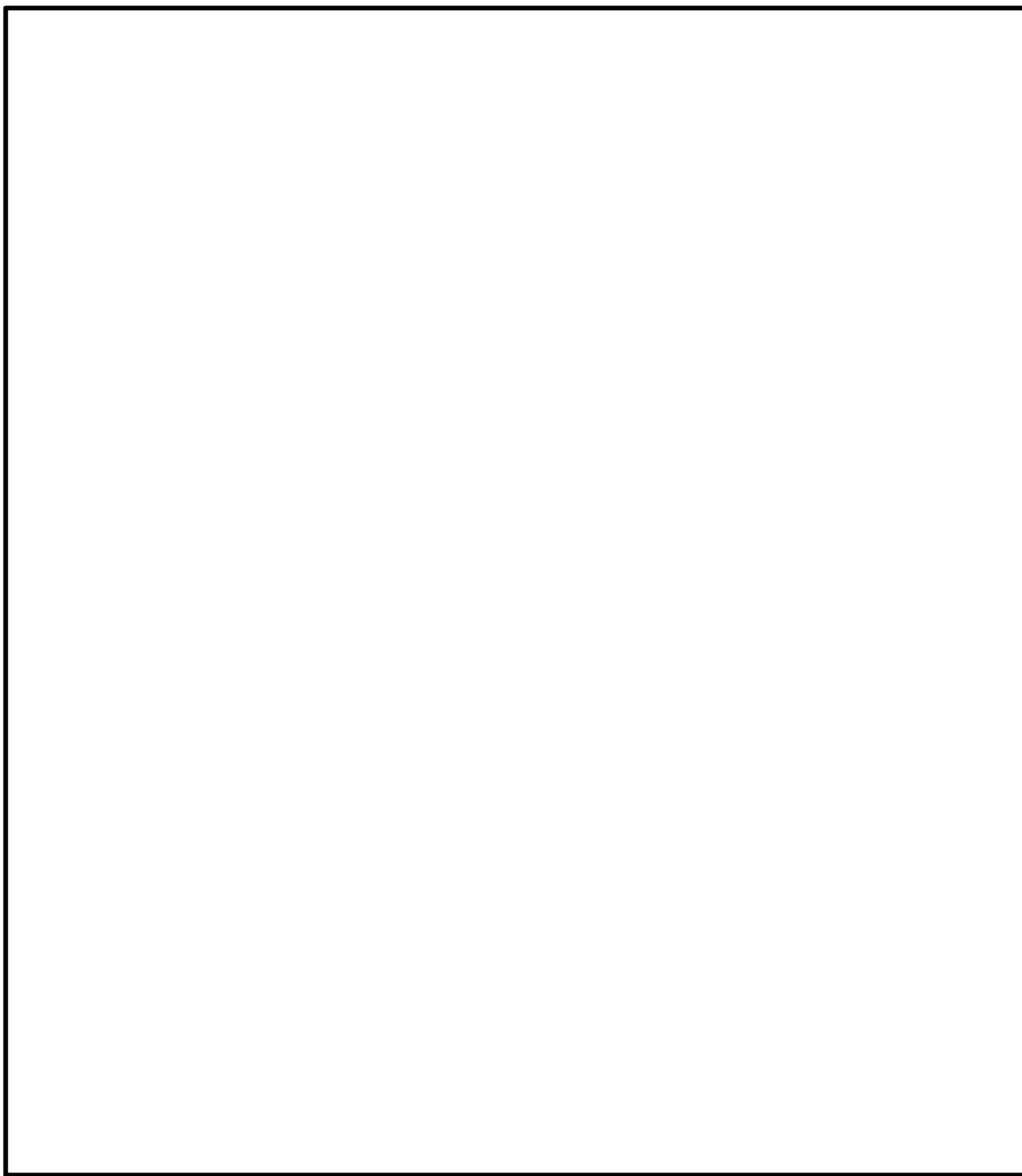




(2) 最小水量について







第 1 図 フィルタ装置水位の概略図

(3) スクラビング水の補給期間について

フィルタ装置の設計条件に基づいているスクラビング水の初期保有水量（フィルタ装置の寸法）は，他の設計条件と同様に，大きな保守性を確保し設定（設計）している。一方，スクラビング水の補給期間は，運用に係るものであり，有効性評価に基づく運用を考慮して評価することとし，有効性評価のうちのベント時間を厳しく評価する大破断 L O C A を想定した「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」におけるフィルタ装置内の発熱量を用いたスクラビング水の水位挙動より評価する（第 1 表）。

スクラビング水の補給期間の評価条件及び評価結果を以下に示す。

【評価条件】

- ・ 初期水位：
- ・ 室温：25℃※¹（系統待機時），65℃※²（ベント実施中）
- ・ ベント時の格納容器圧力：第 2 図のとおり
- ・ フィルタ装置内発熱量：

※1 ベント実施前のスクラビング水の初期水温としても使用。地下の格納容器圧力逃がし装置格納槽にあることを踏まえて設定した値

※2 スクラビング水の蒸発量を多く見込むために高めに設定した値

※3 19 時間ベントの解析結果に N U R E G 補正した格納容器外へ放出された放射性物質（希ガスを除く）の発熱量（約 15kW）に余裕を考慮した値

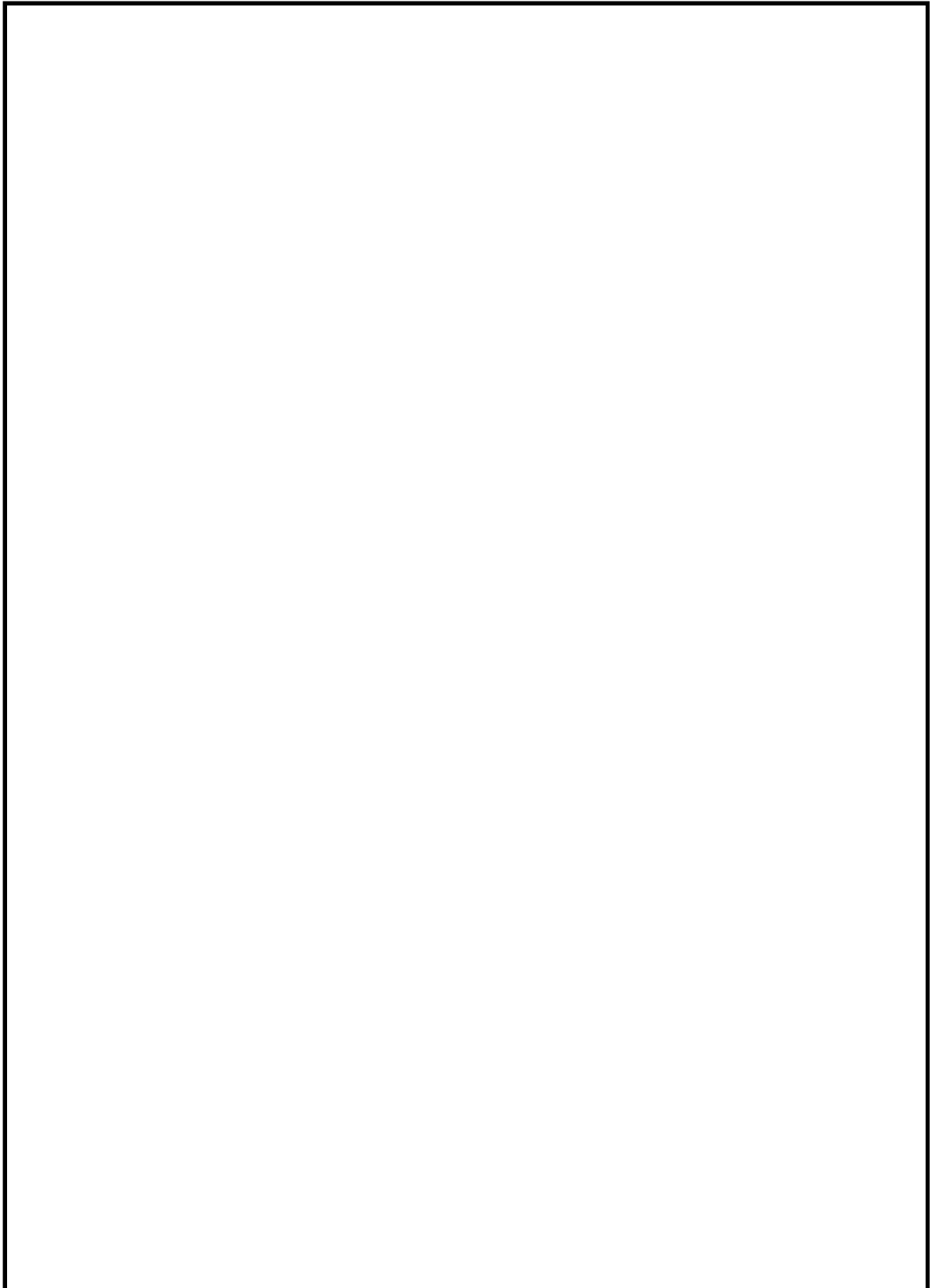
【評価結果】

スクラビング水位の挙動を第3図に示す。より保守的な結果を与えるD/Wベントのケースにおいても、ベント時のスクラビング水位は最高水位、最低水位に至らず、想定事故においては事象発生後7日間（168時間）運転員による水の補給操作は不要となる。

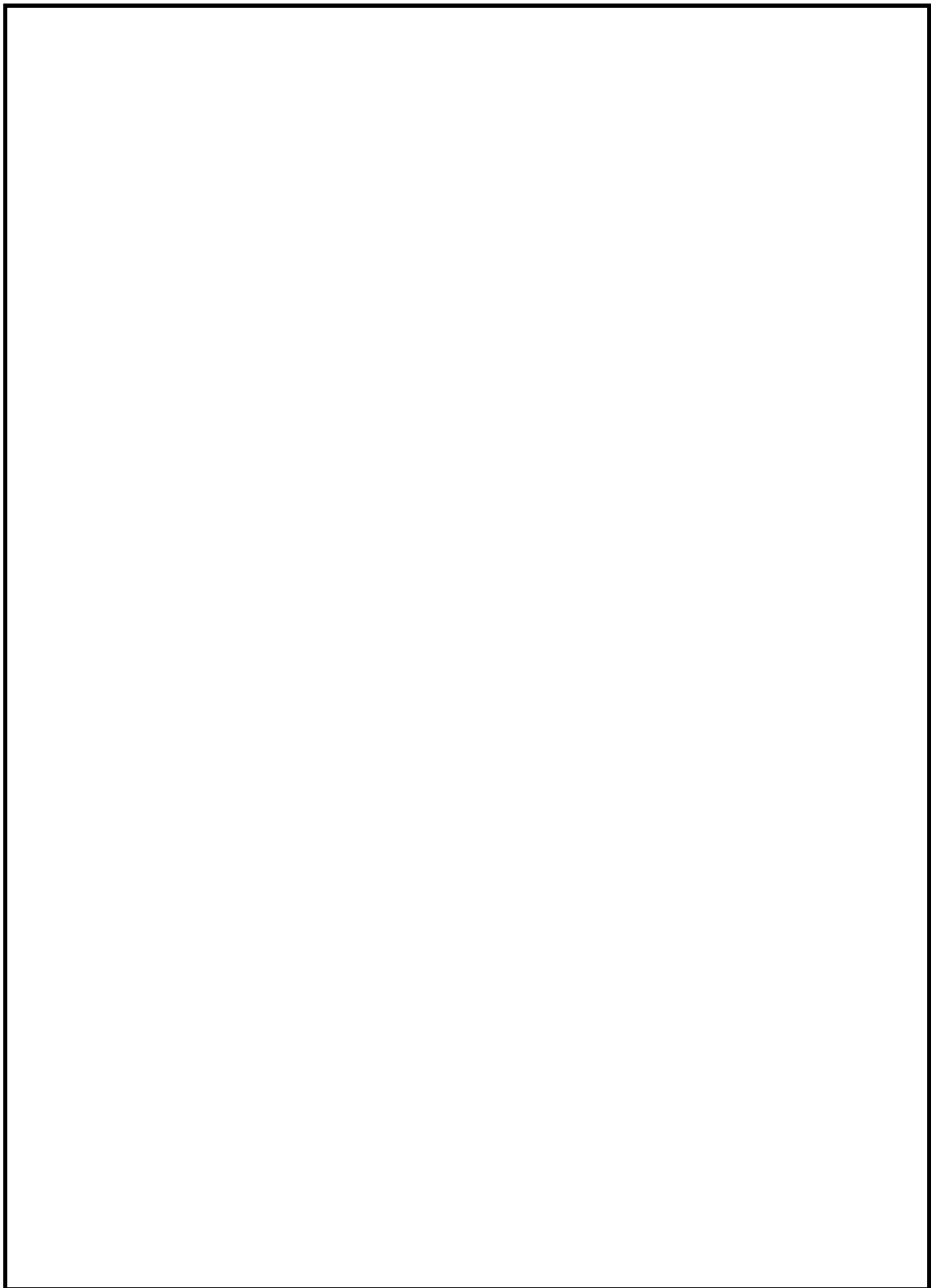
第1表 設備設計と運用の主な条件設定の差異

	設備設計 【フィルタ装置寸法】	運用 【水補給の運用の評価】
ベント時間	2時間～3時間後 【原子炉定格熱出力の1% 相当の時間】	19時間後※ 【有効性評価結果より】
フィルタ装置内 発熱量	500kW 【ベント時間 2時間～3時間ベース】	20kW 【ベント時間 19時間ベース】

※ 水補給の運用の評価のほか、被ばく評価もベント時間19時間ベース



第 2 図 ベント時の圧力推移図（水位計算時）

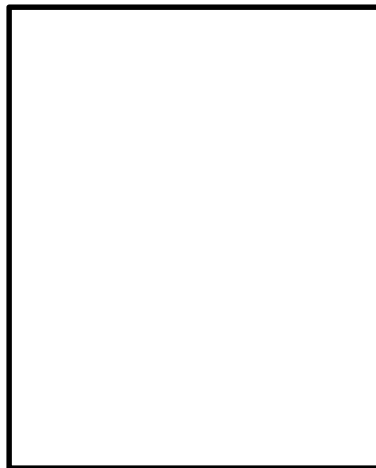


第 3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」
におけるベント時のスクラビング水位の変化

(参考) スクラビング水の下限水位の設定について

スクラビング水位について，ベンチュリノズルの頂部まで水位があれば，設計上期待しているDFが確保できることを以下のとおり確認した。

ベンチュリスクラバは，第4図のようにスクラビング水を微小液滴にしてベントガス中に噴霧させることで除去効率を上げている。



- ①ベンチュリノズル下方よりベントガスが流入
- ②スロート部でベントガス流速が増大
- ③スクラビング水がベントガス中に噴霧（微小液滴）
- ④ガスとスクラビング水が接触する面積が大きくなり除去効率上がる
- ⑤ベントガス及び液滴は方向を変えられ，スクラビング水中に斜め下に排出

第4図 ベンチュリスクラバにおける除去原理

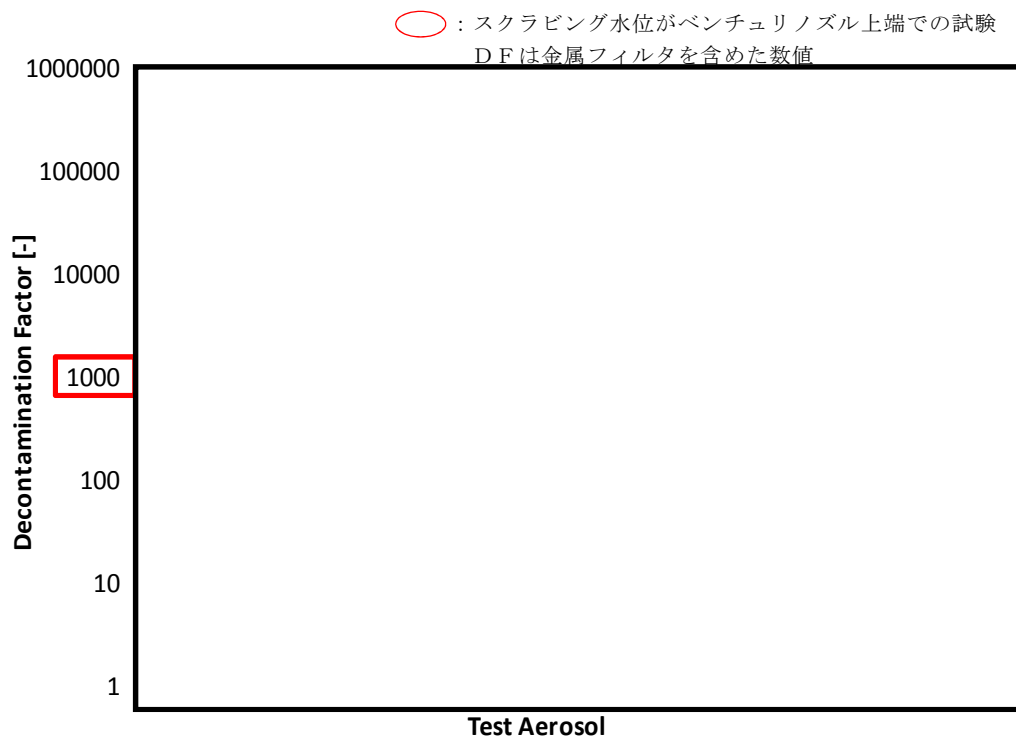
①エアロゾルのDFについて

- ベンチュリスクラバ内のガス流速と水滴速度が異なることで，ガス中のエアロゾルが水滴に衝突し水滴に付着する現象を用いたものであることから，慣性衝突による除去が支配的と考えられる。
- そのメカニズムから，DFに影響するのはガス流速及びエアロゾル粒径であり，水位はベンチュリスクラバによるエアロゾル除去原理が有効となるベンチュリノズル上端以上であればよい。
- JAVA試験によるエアロゾルのDFの結果を第5図及び第6図に示す。図に示すとおり，様々なガス流速と質量中央径が異なるエアロゾルで試験が行われているが，ガス流速及び質量中央径によるDFへの有意な影響

は見られず，スクラビング水位をベンチュリノズル上端とした試験においても，設計条件D F 1,000 以上を十分に確保できている。



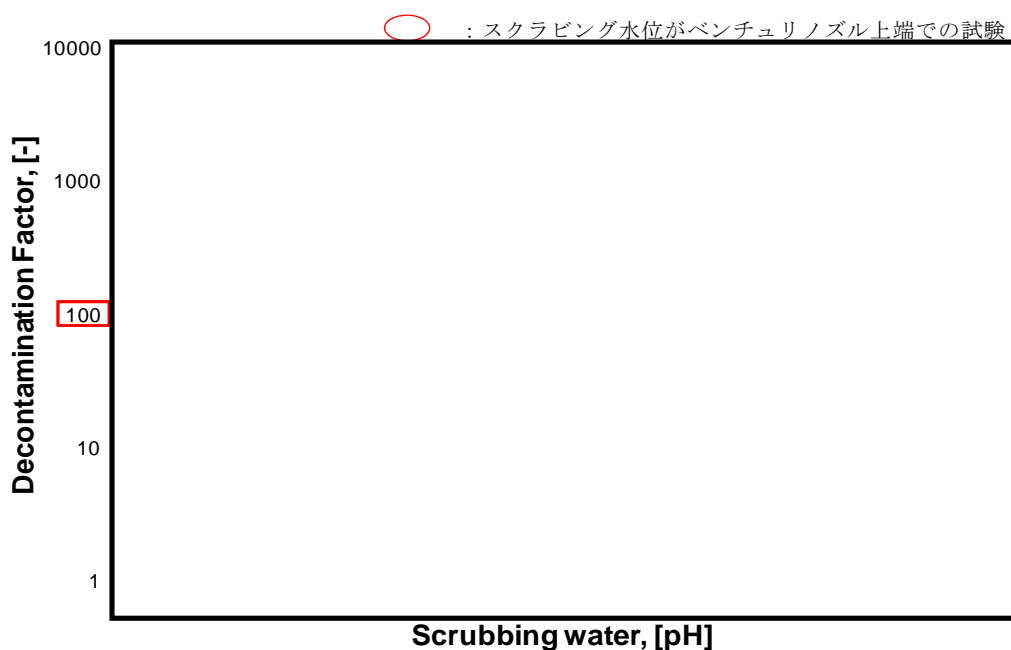
第 5 図 ベンチュリノズル部におけるガス流速とエアロゾルD F の関係



第 6 図 エアロゾルの粒径とエアロゾルD F の関係

②無機よう素のD Fについて

- スクラビング水に添加された薬剤との化学反応により非揮発性のよう素イオンに変化させ、スクラビング水中に捕集・保持することから、スクラビング水のP HがD Fに影響する主要なパラメータであり、水位はベンチュリスクラバによる除去原理が有効となるベンチュリノズル上端以上であればよい。
- JAVA 試験による無機よう素のD Fの結果を第7図に示す。スクラビング水位がベンチュリノズル上端となっている試験は、無機よう素の捕集の観点から厳しい条件である低P Hにおいても、設計条件D F 100 以上を確保できている。



第7図 スクラビング水のP Hと無機よう素D Fの関係

したがって、スクラビング水位の下限水位をベンチュリノズル上端とすることは適切と考える。

実運用における系統待機時（通常時）のスクラビング水位は、ベンチュリノズルの上端（1,325mm）を十分に上回る 2,530mm とし、F Pが多く流入するベント開始初期のスクラビング水位を十分に確保し、ベント中においても、スクラビング水位 1,500mm 以上を確保するようスクラビング水を補給する運用とする。

スクラビング水の p Hについては、待機時に p H13 以上 であることを確認し、ベント中におけるスクラビング水のアルカリ性を維持する運用とする。

(参考) スクラビング水スロッシングの影響について

格納容器圧力逃がし装置のスクラバ容器について，地震時にスロッシングが発生することで，スクラビング水が金属フィルタ下端まで到達する可能性がある。そこで，保守的な評価となるハウスナー理論を用いてスロッシング高さを評価した。

ハウスナー理論により，スロッシング高さ d_{\max} は以下のように算出できる。

$$d_{\max} = \frac{0.408 \cdot R \cdot \coth\left(1.84 \frac{h}{R}\right)}{\frac{g}{\omega_N^2 \cdot \theta_h \cdot R} - 1} = \boxed{} [\text{mm}]$$

ここで，

$$\omega_N = \sqrt{\frac{1.84}{R} \cdot g \cdot \tanh\left(1.84 \frac{h}{R}\right)} = \boxed{} [s^{-1}]$$

$$\theta_h = 1.534 \cdot \frac{S_A}{\omega_N^2 \cdot R} \cdot \tanh\left(1.84 \frac{h}{R}\right) = \boxed{}$$

R : フィルタ装置容器半径（内径） $\boxed{} [\text{mm}]$

h : スクラビング水上限水位 $\boxed{} [\text{mm}]$

g : 重力加速度 9,806.65 [mm/s²]

S_A : 応答加速度 $\boxed{} [\text{mm/s}^2]$

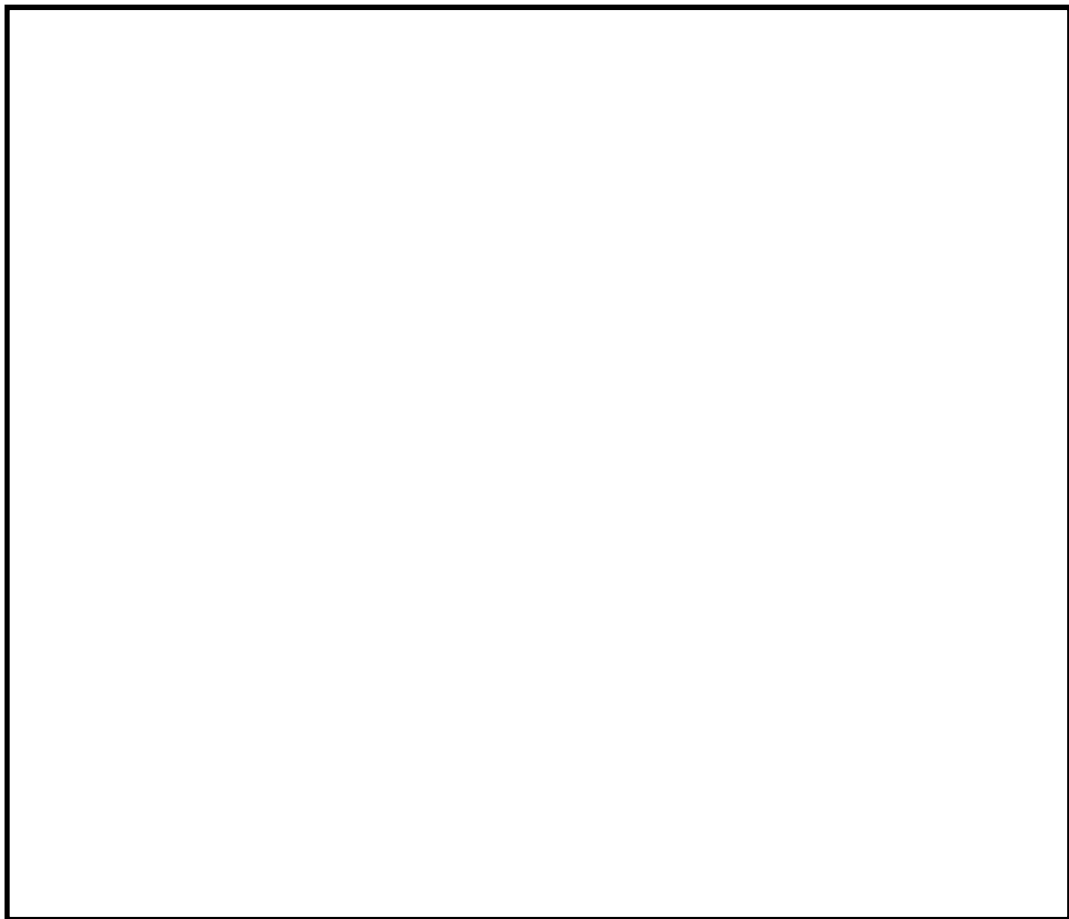
（原子炉建屋の基準地震動 S_s から保守的に設定）

金属フィルタは上限水位から $\boxed{}$ mm 上方に設置しており，スロッシング高さは最大でも $\boxed{}$ mm と算出されることから，スクラビング水は金属フィルタ下端まで到達しない。評価結果を第8図に示す。





また、スロッシング水位が下限水位時にスロッシングが発生すると、ベンチュリノズルは一部気層部に露出し、性能が一時低下するが、露出している時間はベント実施時間と比較して非常に小さく、さらにベンチュリスクラバの後段には金属フィルタも設置していることから、格納容器ベントにより放出される放射性物質のトータル量に影響を与えるものではないと考える。



第8図 スクラビング水スロッシング評価結果

炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

炉心損傷後における重大事故等対処設備による注水や除熱の考え方を以下に示す。

1. 期待する重大事故等対処設備について

非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失し炉心損傷に至った場合、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）及び代替循環冷却系の機能に期待し、炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止を図る手順としている。これらの系統の主な特徴を第1表に示す。

第1表 注水及び除熱手段の特徴（重大事故等対処設備）

系統	注水先	ポンプ	水源
低圧代替注水系（常設）	原子炉圧力容器	常設低圧代替注水系ポンプ	代替淡水貯槽
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	ドライウエル		
格納容器下部注水系（常設）	ペデスタル（ドライウエル部）		
代替循環冷却系	原子炉圧力容器	代替循環冷却系ポンプ	サプレッション・チェンバ
	ドライウエル		
	サプレッション・チェンバ		

常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統は、補機系を持たない独立した系統であり事故後早期に使用可能であるが、代替淡水貯槽を水源としており格納容器内へ外部から水を持ち込むため、継続して使用するとサプレッション・プール水位が上昇し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）の実施時期を早めることとなる＊。

一方、代替循環冷却系は補機系の起動を要するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統に比べて起動に時間を要するが、サプレッション・チェンバを水源としており外部からの水の持ち込みは生じない。

上記の特徴を踏まえ、事象発生初期の原子炉への注水は常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用することとし、その後、外部からの水の持ち込みを抑制し、サプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器ベントの遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するため、代替循環冷却系が使用可能となった段階で代替循環冷却系に切り替える手順とする。ただし、代替循環冷却系の運転時において、格納容器圧力・温度の上昇により追加の格納容器の冷却が必要な場合には、一時的に常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用する手順とする。

※：格納容器圧力逃がし装置におけるサプレッション・チェンバ側のベント配管の水没を防止する観点から、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点で、外部水源による水の持ち込みを制限した上で、格納容器ベントを実施する手順としている。

2. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損前後の注水及び除熱の考え方

(1) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統

a. 炉心損傷後の対応について

炉心損傷を判断した後は、補機系が不要であり短時間で注水が可能な低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する手順としている。また、原子炉注水ができない場合においても、注水手段の確保に努めることとしている。したがって、炉心損傷前後ともに原子炉注水を実施する対応方針に違いはないが、事象進展の違いによって以下の異なる手順となる。

① L O C A 時に炉心が損傷した場合は、ヒートアップした炉心へ原子炉

注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸気がドライウェルに直接放出されドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇する。そこで、格納容器の健全性を確保するために、L O C Aの判断（ドライウェル圧力 13.7kPa [gage] 以上）及び炉心損傷の判断（ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上）により、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を同時に実施する。この場合、原子炉注水により過熱蒸気が発生することから、先行して代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施し、その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することで、ドライウェルスプレイを実施している状態で原子炉へ注水する手順とする。

- ② L O C A時に炉心が損傷して原子炉注水が実施できない場合は、いずれは熔融炉心の炉心下部プレナムへの移行に伴う原子炉圧力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウェルに放出され、ドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇することを踏まえて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施する手順とする。ただし、実際の操作としては、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することから、炉心損傷の判断後にドライウェルスプレイをする手順は①と同様である。

b. 原子炉圧力容器破損前の対応について

- ③通常運転時からペDESTAL（ドライウェル部）水位を約 1m に維持す

る構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉压力容器破損時の溶融炉心の冷却を考慮し、ペDESTAL（ドライウエル部）水位を確実に約 1m 確保するために格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作を実施する手順とする。

c．原子炉压力容器破損後短期の対応について

④原子炉压力容器破損を検知した後は、溶融炉心とペDESTAL（ドライウエル部）に存在する水との相互作用により、ドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇するため、原子炉压力容器破損を判断した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施する手順とする。

⑤ドライウエルスプレイを開始した後は、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した溶融炉心の冷却維持のため、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作を実施する手順とする。

d．本システムの停止及び一時的な運転について

⑥本システムは外部水源を用いた手段であり、本システムの運転継続によりサプレッション・プール水位が上昇する。そこで、格納容器ベントを遅延させる観点から、本システムによる原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を停止し、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する。

⑦ただし、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する状態において格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する場合には、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を一時的に実施する手順とする。

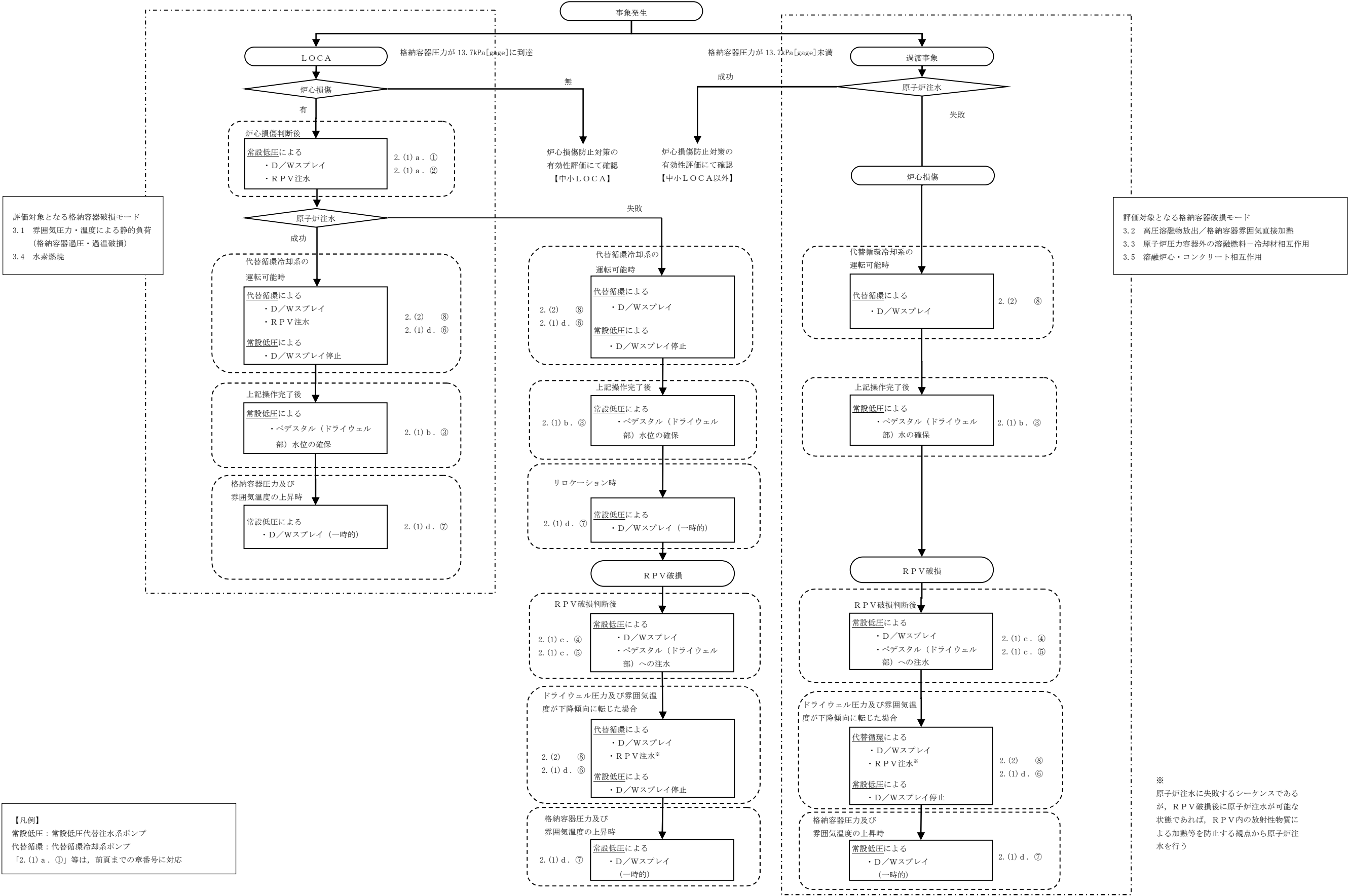
(2) 代替循環冷却系

⑧代替循環冷却系は残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等の補機系の

起動後に期待できる系統であり，運転開始までに一定の時間を要するが，内部水源であるため本系統の運転継続によりサプレッション・プール水位は上昇しない。したがって，起動が可能となった時点で本系統を運転開始する手順とし，サプレッション・プール水位の上昇を抑制しつつ，原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施することで，損傷炉心の冷却や格納容器の冷却及び除熱を実施することとする。

3. 各事象の対応の流れについて

炉心損傷に至る事象としては，起因事象がLOCAの場合と過渡事象の場合で事象進展が異なることが考えられる。また，初期に原子炉注水に成功する場合と成功しない場合においても，事象進展が異なることが考えられる。以上の事象進展の違いを踏まえ，事故対応の流れを第1図に示す。



第 1 図 事故対応の流れ

4. 長期安定停止に向けた対応について

長期安定停止に向けて格納容器圧力及び温度を低下させることを目的として、残留熱除去系、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施し、格納容器の健全性を維持する。

また、炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で水素及び酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施する。

(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について

有効性評価における格納容器温度・圧力の判断基準（評価項目）は200℃、2Pdと設定しており、200℃、2Pdの状態が継続することを考慮した評価が必要な部位はシール部である。このため、シール部については、200℃、2Pdの状態が7日間（168時間）継続した場合でもシール機能に影響がないことを確認することで、限界温度・圧力における格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

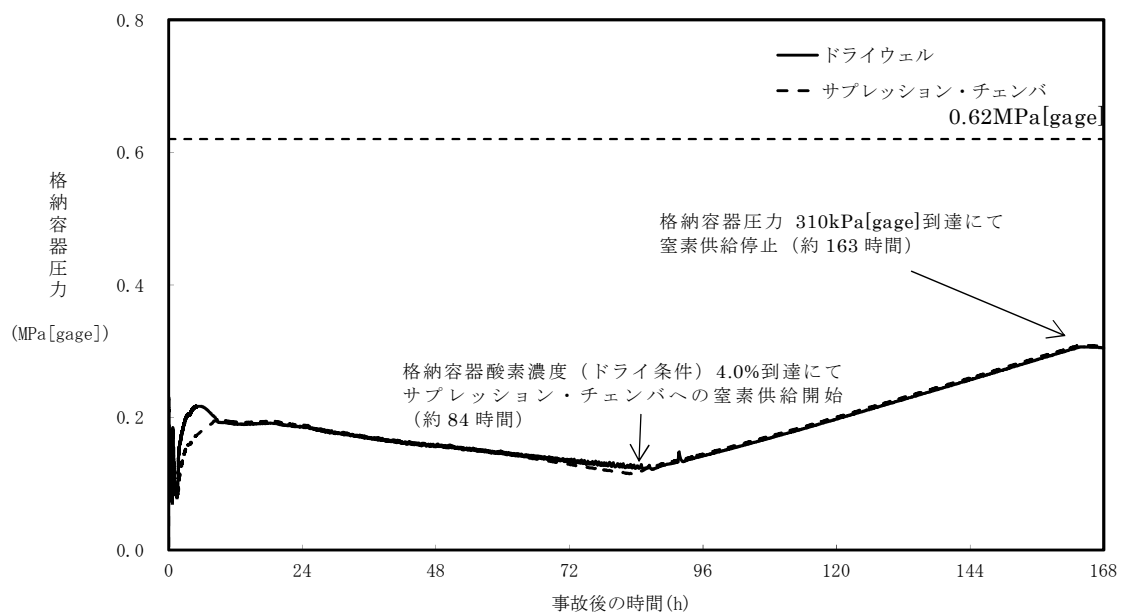
ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

また、上記に加えて、7日間（168時間）以降の累積放射線照射量についても、格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

(2) 7日間（168時間）以降の圧力、温度の条件

7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンス及び「高圧熔融物放出／格

「格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、310kPa[gage]までサブプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で310kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を第1図に示す。

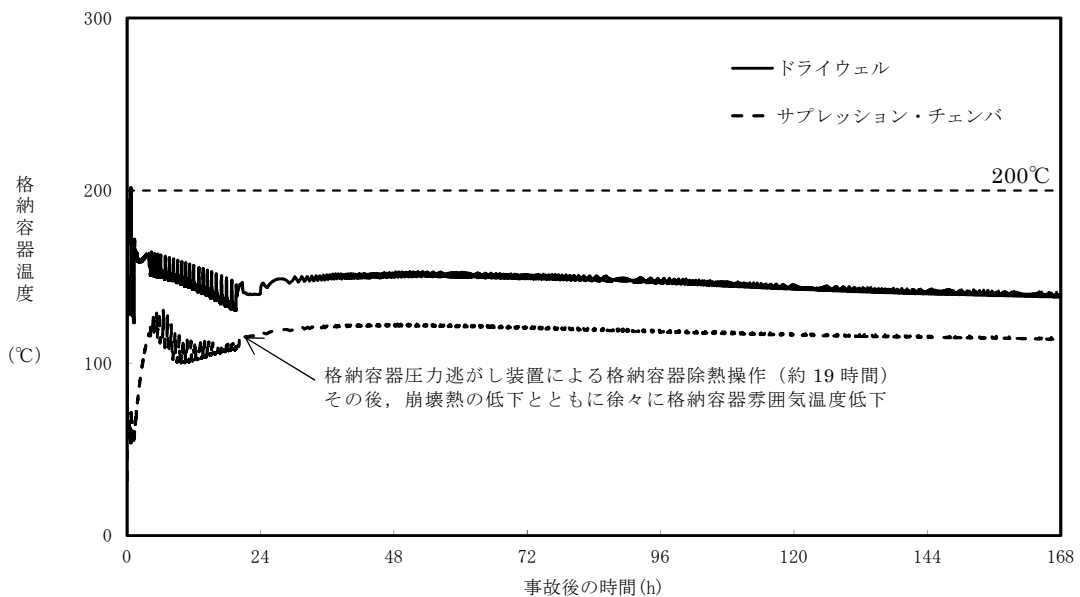


第1図 格納容器圧力（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合）

7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合のシーケンスである。このシーケンスの

格納容器雰囲気温度の推移を第2図に示すが，7日間（168時間）時点で150℃未満であり，その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため，第1表で示すとおり7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また，格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度※）についても，事象発生後3.9時間後に生じる最高値は157℃であるが，7日間以降は150℃を下回る。

※：評価に用いているMAAPコードは，FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については，原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において，FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり，格納容器全体に飛散することがないことが確認されており，健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく，MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



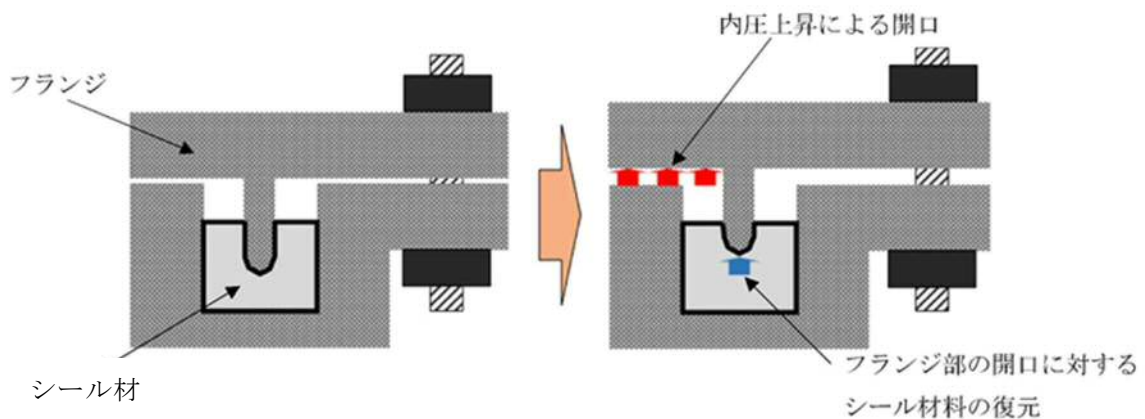
第2図 格納容器雰囲気温度（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合）

第 1 表 事故発生後の経過時間と格納容器圧力・温度，累積放射線照射量
の関係

事故発生後の経過時間	0～168 時間	168 時間以降
格納容器圧力	評価項目として 2Pd(620kPa[gage])を設定	有効性評価シナリオで 最大310kPa[gage]となる (MAAP解析結果)
格納容器温度	評価項目として 200℃を設定	有効性評価シナリオで 150℃を下回る (MAAP解析結果)

(3) 7日間（168時間）以降の格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により，格納容器の健全性に影響を及ぼす部位はシール部のシール材である。シール部の機能維持は，第3図の模式図に示すとおり，格納容器内圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し，シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり，格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても，圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば，シール部の機能は健全である。長期のケースとして，有効性評価シナリオにおいて168時間時の格納容器圧力が高い代替循環冷却系運転ケースを評価しても，格納容器圧力は約0.31MPaであり開口量は小さい（第2表参照）。なお，復元量の具体的な評価は，格納容器温度に関係することから3.2で示す。



第3図 シール部の機能維持確認の模式図

第2表 格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	168時間時 1Pd(0.31MPa)	2Pd(0.62MPa)
トップヘッド フランジ	内側		
	外側		
機器搬入用ハッチ	内側		
	外側		
サプレッション・ チェンバアクセス ハッチ	内側		
	外側		

(4) 7日間（168時間）以降の格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

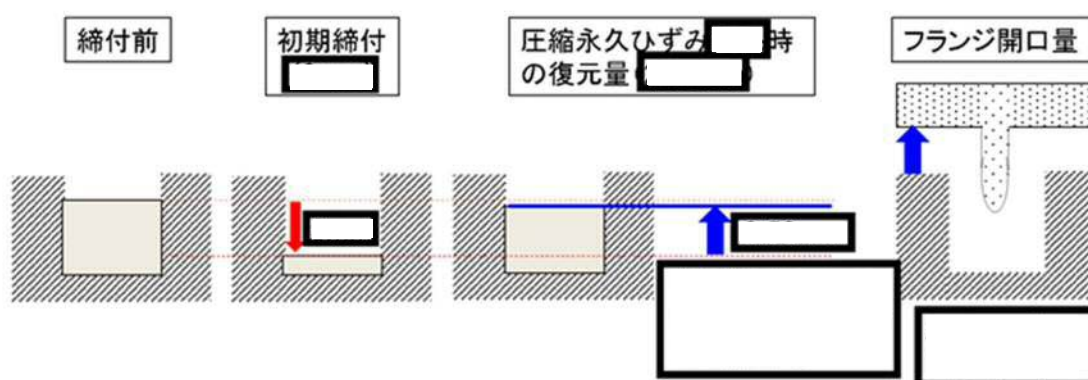
格納容器温度の上昇に伴う，時間経過によるシール材の長期的（格納容器温度が150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは，トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて，168時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため，シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第3表に示す。

第3表 改良EPDM製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0～7 日	7 日～14 日	14 日～30 日
試験温度	200℃	150℃	150℃
圧縮永久ひずみ率 [%]			
硬さ			
質量変化率[%]			

注記： γ 線 1.0MGy 照射済の試験体を用い，飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

第3表に示すように，168時間以降，150℃の環境下においては，改良EPDM製シール材の基礎特性データにはほとんど変化はなく，経時劣化の兆候は見られない。したがって，重大事故後168時間以降における格納容器の温度を150℃と設定した場合でも，シール部の機能は十分維持される。なお，EPDM材は一般特性としての耐温度性は150℃であり，第3表の結果は改良EPDM製シール材が200℃条件を7日間経験しても，一般特性としての耐熱温度まで低下すれば，それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示していると考ええる。また，第3表の結果から圧縮永久ひずみ 時の改良EPDM製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを第4図に示しており，第2表で示す168時間以降の格納容器圧力に対しても十分追従可能な復元量を維持していることも確認できる。



第4図 圧縮永久ひずみ [] 時のシール材復元量とフランジ開口量

(5) 7日間（168時間）以降の格納容器の閉じ込め機能について

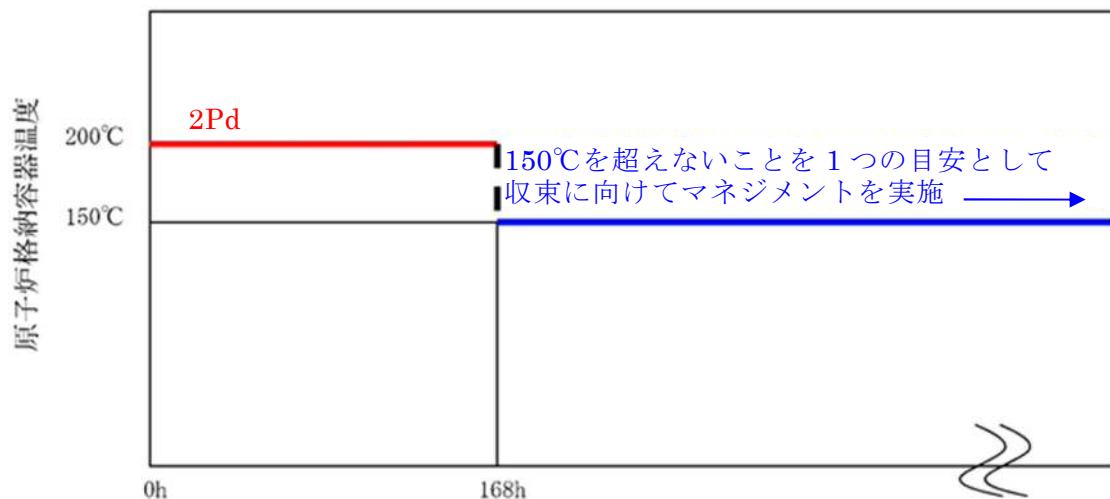
(2)で示したように有効性評価結果からも、7日間（168時間）以降は格納容器温度が改良EPDM製シール材の一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また、格納容器圧力についてもベント操作の有無に関わらず圧力は低下しており、開口量は2Pd時と比較しても小さいことが確認できている。なお、代替循環冷却系を使用するシーケンスの場合、中長期的には、水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが、酸素濃度がドライ条件で4.3vol%に到達した場合にはベントを実施することとしていることから、格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。

よって、格納容器温度・圧力が評価項目（200℃・2Pd）にて7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の格納容器閉じ込め機能を確保できる。

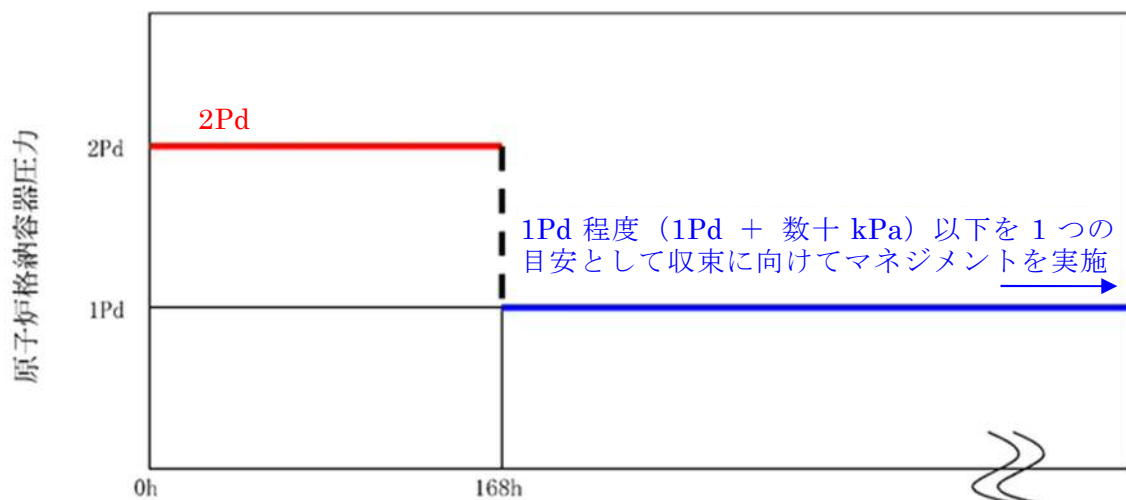
7日間（168時間）以降の格納容器の閉じ込め機能については、格納容器圧力・温度は低下していること、及び代替循環冷却系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生の寄与も大

きくことから，最初の7日間（168時間）に対して $200^{\circ}\text{C} \cdot 2\text{Pd}$ を超えないよう管理することで，長期的な格納容器閉じ込め機能は維持される。ただし，事故環境が継続することにより，熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ，長期的なプラントマネジメントの目安として，7日間（168時間）以降の領域においては，格納容器温度については第5図に示すとおり 150°C を超えない範囲で，また，格納容器圧力については第6図に示すとおり1Pd程度（1Pd＋数十kPa※）以下でプラント状態を運用する。

※：酸素濃度をドライ換算で4.3vol%以下とする運用の範囲



第5図 格納容器温度の168時間以降の考え方



第6図 格納容器圧力の168時間以降の考え方

(6) 7日間（168時間）以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について

時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは、トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良E P D M製シール材を用いて、168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第4表に示す。累積放射線照射量による影響は、試験結果より、有意な変化がないことから、7日間以降のシール機能は、維持できる。

第4表 改良E P D M製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168時間＋150℃・168時間

(7) 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応

炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、酸素濃度4.3vol%（ドライ条件）到達で格納容器ベントを実施することで、可燃性ガスを排出する手順としている。一方で、環境への影響を考慮すると、格納容器ベントを可能な限り遅延する必要があるため、格納容器ベントの実施基準である酸素濃度4.3vol%の到達時間を遅らせる目的から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作（以下「窒素注入」という。）を実施することとしている。ここでは、有効性評価の事象進展を参照し、窒素注入及び格納容器ベントに係る判断基準の妥当性について示す。

a. 窒素注入の判断基準と作業時間について

窒素注入に係る判断基準は以下のとおり設定している。

(a) 窒素供給装置の起動準備操作の開始基準：酸素濃度 3.5vol%

(b) 窒素注入の開始基準：酸素濃度 4.0vol%

「3.4 水素燃焼」において、水の放射線分解における水素及び酸素のG値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値により感度解析を実施しており、水素及び酸素濃度の上昇が早い感度解析においても、第5表のとおり、可搬型窒素供給装置の起動準備時間が約6時間（約360分）確保できるため、起動準備時間の180分に対して十分余裕があることが確認できる。

第5表 設計基準事故のG値を用いた場合の評価結果

酸素濃度	到達時間	窒素注入準備の余裕時間
3.5vol%	約15時間	約6時間
4.0vol%	約21時間	

b. 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

窒素注入及び格納容器ベントに係る実施基準，実施基準の設定根拠を第6表に示す。操作時間や水素濃度及び酸素濃度監視設備の計装誤差（約0.6vol%）を考慮しても，可燃限界領域（酸素濃度5.0vol%以上）に到達することなく，窒素注入及び格納容器ベントが実施可能である。

第6表 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

操作	実施基準 ：計装の読み取り 値	実施基準の設定根拠
可搬型窒素供給装置の起動準備の開始基準	酸素濃度3.5vol% (2.9vol%～ 4.1vol%) ※	可搬型窒素供給装置の起動準備時間を考慮して設定
窒素注入開始基準	酸素濃度4.0vol% (3.4vol%～ 4.6vol%) ※	格納容器ベントの開始基準の到達前を設定
格納容器ベント開始基準	酸素濃度4.3vol% (3.7vol%～ 4.9vol%) ※	計装誤差を踏まえても可燃限界領域到達前に格納容器ベントが可能な基準を設定

※括弧内は，計装の読み取り値に対して計装誤差を考慮した範囲であり，実機の酸素濃度として想定される範囲

解釈一覧

判断基準の解釈一覧 (1/2)

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. 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	—	原子炉格納容器内の酸素濃度が4.3vol%以下	格納容器内酸素濃度等にて原子炉格納容器内の酸素濃度が4.3vol%以下
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
	b. 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	(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	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達した場合	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達した場合
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
		(b) 第二弁操作室の正圧化	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達した場合	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達した場合
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
		(c) フィルタ装置スクラビング水補給	フィルタ装置水位指示値が1,500mm以下の場合	フィルタ装置水位指示値がフィルタ装置スクラビング水補給開始の判断基準である1,500mm以下の場合
		(d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	原子炉格納容器内の圧力が310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合	格納容器ベント停止の判断基準である原子炉格納容器内の圧力が310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合
		(e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了した場合	窒素ガス補給弁（S/C側及びD/W側）の全閉操作及び第一弁（S/C側又はD/W側）の全閉操作終了後

判断基準の解釈一覧（2／2）

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	b. 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	(f) フィルタ装置スクラビング水移送	フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃以下において、フィルタ装置水位が規定値以上確保されている場合	フィルタ装置スクラビング水温度指示値がフィルタ装置スクラビング水移送開始の判断基準である55℃以下において、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mm以上確保されている場合
	c. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入	—	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧 破損防止のための対応 手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	(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）	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達した場合	サプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達した場合
			原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃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
1.7.2.1 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. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	—	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が約1.2MPa [gage] 以上	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が約1.2MPa [gage] 以上
			原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替循環冷却系原子炉注水流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認	原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替循環冷却系原子炉注水流量指示値の上昇 (約100m ³ /h) 及び原子炉水位指示値の上昇により確認
			原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の上昇並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認	原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の上昇 (約150m ³ /h) 並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認
			原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の上昇並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認	原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の上昇 (約250m ³ /h) 並びに原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認
	b. 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	(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	サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達	サブプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント開始の判断基準である通常水位+6.5mに到達
			原子炉建屋水素濃度指示値が2.0vol%に到達	原子炉建屋水素濃度指示値が格納容器ベント開始の判断基準である2.0vol%に到達
			原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満	格納容器ベント停止の判断基準である原子炉格納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満, 原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満
		(b) 第二弁操作室の正圧化	サブプレッション・プール水位指示値が第二弁操作室の正圧化基準である通常水位+6.4mに到達したことを確認	サブプレッション・プール水位指示値が第二弁操作室の正圧化基準である通常水位+6.4mに到達したことを確認
			第二弁操作室空気ボンベユニット空気供給流量調整弁により規定流量に調整	第二弁操作室空気ボンベユニット空気供給流量調整弁により47.6m ³ /h以上 (待機時14.2m ³ /h以上) に調整
			第二弁操作室内外の差圧指示値により第二弁操作室内の正圧化開始を確認	第二弁操作室内外の差圧指示値 (20Pa [gage] 以上) により第二弁操作室内の正圧化開始を確認
			サブプレッション・プール水位が通常水位+6.4mから+6.5mに到達するまで評価上約20分である	サブプレッション・プール水位が第二弁操作室の正圧化基準である通常水位+6.4mから格納容器ベント開始の判断基準である通常水位+6.5mに到達するまで評価上約20分である

操作手順の解釈一覧 (2/2)

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. 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) フィルタ装置スクラビング水補給	待機時水位下限	待機時水位下限である2,530mm以上
		(d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換	原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御	ドライウエル圧力等にて原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御
			ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達	ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が不活性ガス（窒素）注入完了の判断基準である310kPa [gage] (1Pd) に到達
		(e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage] (0.8Pd) 又は原子炉格納容器内の温度が150℃到達	格納容器スプレイ開始の判断基準である原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage] (0.8Pd) 又は原子炉格納容器内の温度が150℃到達
			フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃以下	フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃以下
		(f) フィルタ装置スクラビング水移送	フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下	フィルタ装置水位指示値が移送ポンプ停止の判断基準である計測範囲下端の180mmまで低下
			フィルタ装置水位指示値が待機時水位下限である2,530mm以上まで水張りされたこと	フィルタ装置水位指示値がスクラビング水補給停止の判断基準である待機時水位下限の2,530mm以上まで水張りされたこと
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧 破損防止のための対応 手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	(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）	フィルタ装置入口水素濃度指示値が可燃限界未満	フィルタ装置入口水素濃度指示値がフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換停止の判断基準である可燃限界未満
			サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達	サプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント開始の判断基準である通常水位＋6.5mに到達
			原子炉建屋水素濃度指示値が2.0vol%に到達	原子炉建屋水素濃度指示値が格納容器ベント開始の判断基準である2.0vol%に到達
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧 破損防止のための対応 手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	(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）	原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満，原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満	格納容器ベント停止の判断基準である原子炉格納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満，原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満

操作の成立性の解釈一覧

手順			操作の成立性記載内容	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. 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	(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	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達	サプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達
			サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達	サプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント開始の判断基準である通常水位＋6.5mに到達
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧 破損防止のための対応 手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順	a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	(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）	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達	サプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント準備実施の判断基準である通常水位＋5.5mに到達
			サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達	サプレッション・プール水位指示値が格納容器ベント開始の判断基準である通常水位＋6.5mに到達

弁番号及び弁名称一覧（1／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
残留熱除去系A系ミニフロー弁	RHRポンプ（A）ミニフロー弁	E12-F064A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階北側（管理区域）
残留熱除去系熱交換器（A）出口弁	HxA出口弁	E12-F003A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RHR（A）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁	Hx“A”バイパス弁	E12-F048A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR(A)熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系A系注入弁	RHR（A）注入弁	E12-F042A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階南側（管理区域）
残留熱除去系A系D／Wスプレイ弁	RHR（A）格納容器スプレイ弁	E12-F016A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階東側PIPING AREA（管理区域）
	RHR（A）格納容器スプレイ弁	E12-F017A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階東側PIPING AREA（管理区域）
残留熱除去系A系注水配管分離弁	（残留熱除去系A系注水配管分離弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階（管理区域）
代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁	（代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
代替循環冷却系A系テスト弁	（代替循環冷却系A系テスト弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
代替循環冷却系A系注入弁	（代替循環冷却系A系注入弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
代替循環冷却系A系格納容器スプレイ弁	（代替循環冷却系A系格納容器スプレイ弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）
耐圧強化ベント系一次隔離弁	（耐圧強化ベント系一次隔離弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）
原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	（原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）
換気空調系一次隔離弁	C／S排気系統入口弁（E2-8サクシヨndanバ）	2-26B-13（SB2-14）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階東側（管理区域）
耐圧強化ベント系二次隔離弁	（耐圧強化ベント系二次隔離弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）
原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	FRVS系統入口弁（ドライウエルバージ排気ダンバ）	2-26B-14（SB2-3（A0））	中央制御室
換気空調系二次隔離弁	（換気空調系二次隔離弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階（管理区域）
第一弁（S／C側）	（第一弁（S／C側））※1	－	中央制御室 遠隔手動弁操作設備；原子炉建屋付属棟1階（管理区域）
第一弁（D／W側）	（第一弁（D／W側））※1	－	中央制御室 遠隔手動弁操作設備；原子炉建屋付属棟屋上（非管理区域）
第二弁	（第二弁）※1	－	中央制御室 遠隔手動弁操作設備；原子炉建屋廃棄物処理棟3階（管理区域）
第二弁バイパス弁	（第二弁バイパス弁）※1	－	中央制御室 遠隔手動弁操作設備；原子炉建屋廃棄物処理棟3階（管理区域）
第二弁操作室空気ボンベユニット空気ボンベ集合弁	（第二弁操作室空気ボンベユニット空気ボンベ集合弁）※1	－	原子炉建屋廃棄物処理棟3階（管理区域）
第二弁操作室空気ボンベユニット空気供給出口弁	（第二弁操作室空気ボンベユニット空気供給出口弁）※1	－	原子炉建屋廃棄物処理棟3階（管理区域）

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

弁番号及び弁名称一覧（2／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
第二弁操作室空気ポンベユニット空気供給流量調整弁	（第二弁操作室空気ポンベユニット空気供給流量調整弁）※1	—	原子炉建屋廃棄物処理棟3階（管理区域）
フィルタベント装置補給水ライン元弁	（フィルタベント装置補給水ライン元弁）※1	—	格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室（非管理区域）
窒素ガス補給弁（S／C側）	（窒素ガス補給弁（S／C側））※1	—	原子炉建屋西側地下格納槽（非管理区域）
窒素ガス補給弁（D／W側）	（窒素ガス補給弁（D／W側））※1	—	原子炉建屋西側地下格納槽（非管理区域）
フィルタベント装置窒素供給ライン元弁	（フィルタベント装置窒素供給ライン元弁（D／W側））※1	—	原子炉建屋西側地下格納槽（非管理区域）
	（フィルタベント装置窒素供給ライン元弁（S／C側））※1	—	原子炉建屋西側地下格納槽（非管理区域）
フィルタベント装置移送ライン止め弁	（フィルタベント装置移送ライン止め弁）※1	—	中央制御室 格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室（非管理区域）
フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S／C側）	（フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S／C側））※1	—	原子炉建屋廃棄物処理棟地下1階（管理区域）
フィルタ装置出口弁	（フィルタ装置出口弁）※1	—	格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室（非管理区域）
残留熱除去系A系S／Cスプレイ弁	RHR（A）サプレッションプールスプレイ弁	E12-F027A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階東側（管理区域）
残留熱除去系B系S／Cスプレイ弁	RHR（B）サプレッションプールスプレイ弁	E12-F027B（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟1階西側（管理区域）
弁駆動用窒素供給弁	（弁駆動用窒素供給弁）※1	—	中央制御室
圧送用窒素供給弁	（圧送用窒素供給弁）※1	—	中央制御室
薬液注入窒素作動弁	（薬液注入窒素作動弁）※1	—	中央制御室

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

手順のリンク先について

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

- ・ 残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系による冷却水確保手順

＜リンク先＞ 1.5.2.2(1) a． 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b． 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

- ・ 残留熱除去系による減圧及び除熱手順

＜リンク先＞ 1.6.2.2(2) a． (a) 残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ

1.6.2.2(2) a． (b) 残留熱除去系電源復旧後のサブプレッション・プールの除熱

- ・ 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手順

＜リンク先＞ 1.9.2.1(2) c． 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御

- ・ 原子炉建屋内の水素濃度監視手順

＜リンク先＞ 1.10.2.2(2) 原子炉建屋内の水素濃度監視

- ・ 西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口への可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順

＜リンク先＞ 1.13.2.1(5) a． 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代

替注水中型ポンプによる送水（淡水／海水）

1.13.2.1(6) a . 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

1.13.2.1(7) a . 淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水

1.13.2.2(1) a . 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）

1.13.2.2(2) a . 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）

- ・ 常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による代替循環冷却系ポンプ，移送ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車への燃料給油手順

<リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電

1.14.2.3(1) a . 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電

1.14.2.3(2) a . 常設代替直流電源設備による代替所内電気

設備への給電

1.14.2.3(2) b. 可搬型代替直流電源設備による代替所内電

気設備への給電

1.14.2.6(1) a. 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給
油

1.14.2.6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

・操作の判断, 確認に係る計装設備に関する手順

<リンク先> 1.15.2.1 監視機能喪失

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

フォールトツリー解析の実施の考え方について

重大事故等対処のための手段及び設備の抽出にあたっては、設計基準事故対処設備の故障を想定し、その機能を代替するために、各設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、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手法（以下「機能喪失原因対策分析」という。）を用いている。

以下に機能喪失原因対策分析の実施の考え方を整理する。

1. 機能喪失原因対策分析が必須な条文

技術的能力審査基準に要求される「設計基準事故対処設備が有する〇〇機能が喪失した場合」に対処するための手順等を整備する条文を第1表「機能喪失原因対策分析が必須な条文」に示す。

機能喪失原因対策分析は、設計基準事故対処設備が有する機能に属する設備を網羅的に抽出することができ、その弱点の把握が明確となる。これを用いて、フロントライン系（設計基準事故対処設備）及びサポート系（動力源、冷却源）の故障を想定し、各々について事故対処に有効な機能を有する代替手段を抽出した。

2. 機能喪失原因対策分析が必須でない条文

技術的能力審査基準に要求される「ある目的（〇〇するため、〇〇が必要な場合）」に対処するための手順等を整備する条文を第2表「機能喪失原因対策分析が必須でない条文」に示す。

これらの条文は、重大事故等時の個別の目的に対応する手段を抽出する。

この目的を達成するため、事故対処に有効な手段を全て整備することとしており、重大事故等対処設備はもとより設計基準事故対処設備を含む既設設備（以下「既設設備」という。）による手段を含む。

条文要求で整備する対策を抽出する際の考え方として、条文要求を満足させるために既設設備が重大事故等時に使用可能であれば、重大事故等対処設備として整備する。また、既設設備に重大事故等対処設備としての機能が不足しているものは、その機能を付加することができれば重大事故等対処設備として整備する。条文要求を満足する既設設備がないものについては、新規に設計し重大事故等対処設備として整備する。これにより条文要求に対応できる設備を網羅することができる（第1図）。

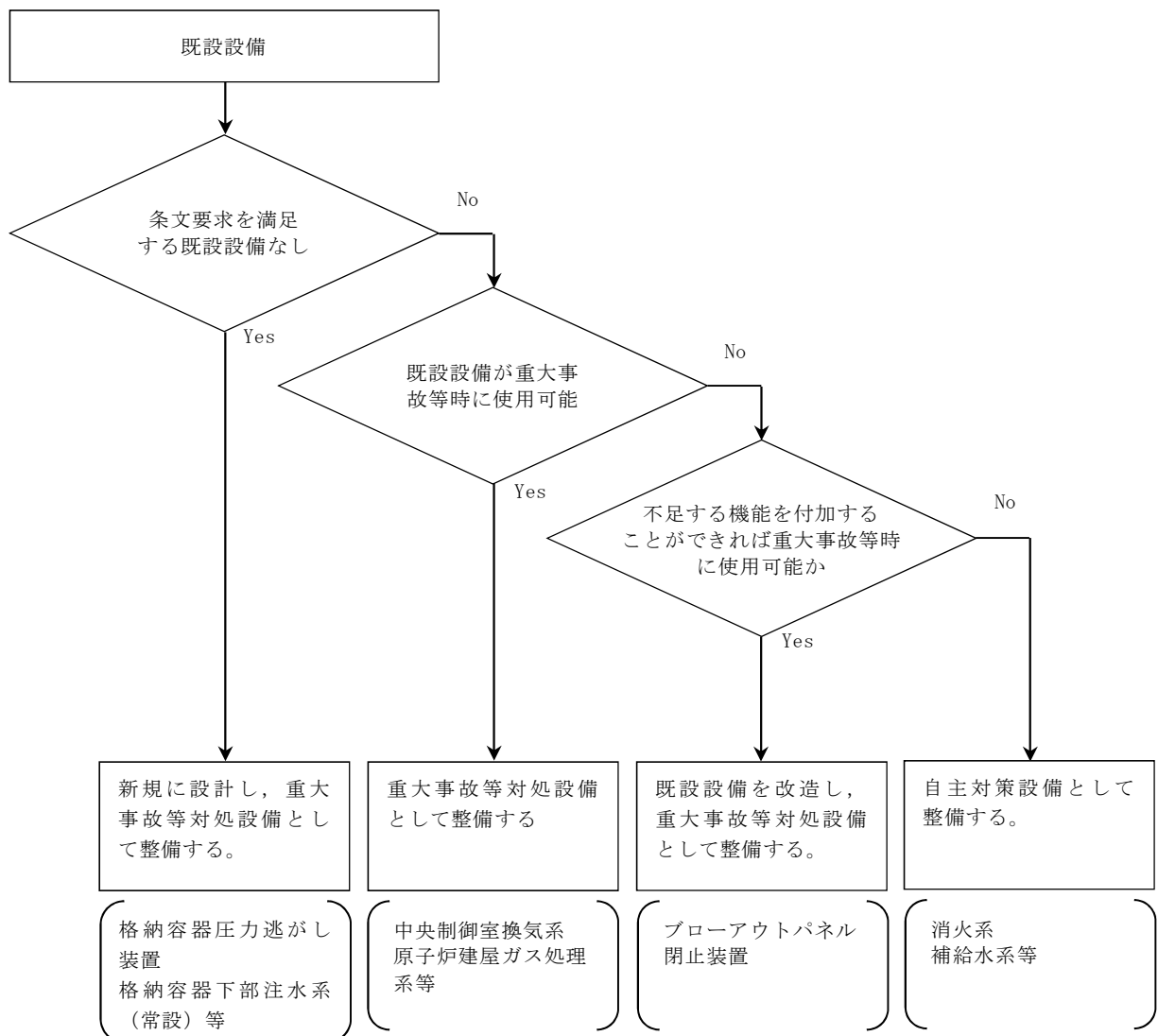
条文要求で整備する重大事故等対処設備とは別に、自主的な対策（自主対策設備）を抽出する場合の考え方として、重大事故等対処設備に要求される機能を満足しないが、同じ目的で使用する事ができる手段・設備があれば、それを整備することとしている。

なお、重大事故等対処設備に要求される機能を満足しない主な理由としては、耐震性がないこと、容量が小さいこと、準備に時間を要することなどが挙げられる。設備選定の考え方、その結果を第3表「機能喪失原因対策分析を用いていない条文に対する設備抽出の考え方とその結果」に示す。

第2表内の「自主的に実施した機能喪失原因対策分析」欄に「○」で示した条文は、設計基準事故対処設備が使用できない場合を想定し、機能喪失原因対策分析を実施することで抜けなく重大事故対策を抽出するために自主的に実施したものである。また、機能喪失原因対策分析を実施していない条文は、故障を想定する設計基準事故対処設備に該当する設備がないものであり、前述の考え方を基に目的に応じた対応手段を抜けなく整備する。

第1表 機能喪失原因対策分析が必須な条文

条文	設計基準事故対処設備が有する機能	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備 (代表的な設備)
1.2	高圧時の発電用原子炉の冷却機能	原子炉隔離時冷却系ポンプ，高圧炉心スプレイ系ポンプ
1.3	高圧時の発電用原子炉の減圧機能	逃がし安全弁（自動減圧機能）の自動減圧機能
1.4	低圧時の発電用原子炉の冷却機能	残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）ポンプ，低圧炉心スプレイ系ポンプ
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系），残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ，残留熱除去系海水系ポンプ
1.6	原子炉格納容器内の冷却機能	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）ポンプ



第1図 機能喪失原因対策分析が必須でない条文における要求事項の設備選定の考え方

第 2 表 機能喪失原因対策分析が必須でない条文

条文	要求事項における手順等の目的	自主的に実施した機能喪失原因対策分析 〔実施していないものについては目的達成のための 対応手段と具体的な抽出の過程及び設備等〕
1. 1	原子炉緊急停止 発電用原子炉を未臨界に移行する	○
1. 7	原子炉格納容器破損防止 原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手段を整備 (1. 5 で整備した最終ヒートシンクへ熱を輸送する格納容器圧力逃がし装置を使用する。)
1. 8	原子炉格納容器破損防止 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	ペDESTAL (ドライウエル部) の床面に落下した溶融炉心の冷却及び溶融炉心のペDESTAL (ドライウエル部) の床面への落下遅延・防止のための手段を整備 (1. 2 及び 1. 4 で整備した発電用原子炉を冷却する手段に加え、ペDESTAL (ドライウエル部) の床面に落下した溶融炉心を冷却するための手段として、常設低圧代替注水系ポンプ等を使用する。)
1. 9	水素爆発による原子炉格納容器破損防止	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段を整備 (1. 7 で整備した原子炉格納容器の過圧破損を防止する手段に加え、原子炉格納容器内を不活性化するための手段として、可搬型窒素供給装置を使用する。)
1. 10	水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する手段を整備 (既設設備である原子炉建屋ガス処理系に加え、静的触媒式水素再結合器を使用する。)
1. 11	使用済燃料貯蔵槽の冷却、臨界防止	○
1. 12	発電所外への放射性物質の拡散抑制	発電所外への放射性物質の拡散抑制、航空機燃料火災時に消火する手段を整備 (大気への放射性物質の拡散抑制及び航空機燃料火災時の消火に可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 等を使用する。)
1. 13	重大事故等の収束に必要な水源の確保、供給	○
1. 14	重大事故等発生時の必要な電力の確保	○
1. 15	重大事故等対処に必要なパラメータの推定	○
1. 16	原子炉制御室に運転員がとどまるため	中央制御室の居住性に係る手段を整備 (既存設備である中央制御室換気系及び原子炉建屋ガス処理系に加え、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計等を使用する。)
1. 17	放出される放射性物質濃度等の監視等	放射性物質の濃度及び放射線量の測定、気象条件を測定する手段を整備 (既存設備であるモニタリング・ポスト、気象観測設備に加え、可搬型モニタリング・ポスト、可搬型気象観測設備等を使用する。)
1. 18	緊急時対策所に要員がとどまるため	○
1. 19	通信連絡を行う必要がある場所との通信連絡	発電所内外の通信連絡するための手段を整備 (既存設備である送受話器 (ページング)、電力保安通信用電話設備 (固定電話機、PHS 端末、FAX) に加え、衛星電話設備 (固定型)、衛星電話設備 (携帯型) 等を使用する。)

第3表 機能喪失原因対策分析を用いていない条文に対する設備抽出の考え方
とその結果

(1) 1.7 原子炉格納容器の過圧破損防止

原子炉格納容器の過圧破損を防止するためには、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下する設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備、及び原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設計事故対処設備が機能喪失する1.6における機能喪失原因対策分析の結果抽出された原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下することが可能な以下の設備を選定する。

原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下する設備

新たに整備した設備	既存設備	1.7 で整備した設備
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 <ul style="list-style-type: none"> ・代替循環冷却系ポンプ ・緊急用海水ポンプ ・緊急用海水系ストレーナ ・代替淡水貯槽 ・代替循環冷却系配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備 ・可搬型代替注水大型ポンプ ・ホース 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系海水系ポンプ ・残留熱除去系海水系ストレーナ ・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・スプレイヘッダ ・原子炉圧力容器 ・原子炉格納容器 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・代替循環冷却系ポンプ ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系海水系ポンプ ・残留熱除去系海水系ストレーナ ・緊急用海水ポンプ ・緊急用海水系ストレーナ ・サブプレッション・チェンバ ・代替淡水貯槽 ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ ・代替循環冷却系配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・原子炉格納容器 ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備 ・可搬型代替注水大型ポンプ ・ホース

新たに整備した設備	既存設備	1.7 で整備した設備
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 <ul style="list-style-type: none"> ・フィルタ装置 ・圧力開放板 ・移送ポンプ ・遠隔人力操作機構 ・第二弁操作室空気ポンプユニット（空気ポンベ） ・第二弁操作室差圧計 ・可搬型窒素供給装置 ・フィルタ装置遮蔽 ・配管遮蔽 ・第二弁操作室遮蔽 ・第二弁 ・第二弁バイパス弁 ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ・第二弁操作室空気ポンプユニット（配管・弁） ・窒素供給配管・弁 ・移送配管・弁 ・補給水配管・弁 ・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ ・西側淡水貯水設備 ・代替淡水貯槽 ・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 ・可搬型代替直流電源設備 ・燃料給油設備 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・第一弁（S／C側） ・第一弁（D／W側） ・不活性ガス系配管・弁 ・耐圧強化ベント系配管・弁 ・原子炉格納容（サブプレッショ ン・チェンバを含む） ・真空破壊弁 ・<u>淡水タンク</u> 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・フィルタ装置 ・圧力開放板 ・移送ポンプ ・遠隔人力操作機構 ・第二弁操作室空気ポンプユニット（空気ポンベ） ・第二弁操作室差圧計 ・可搬型窒素供給装置 ・フィルタ装置遮蔽 ・配管遮蔽 ・第二弁操作室遮蔽 ・第一弁（S／C側） ・第一弁（D／W側） ・第二弁 ・第二弁バイパス弁 ・不活性ガス系配管・弁 ・耐圧強化ベント系配管・弁 ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ・第二弁操作室空気ポンプユニット（配管・弁） ・窒素供給配管・弁 ・移送配管・弁 ・補給水配管・弁 ・原子炉格納容（サブプレッショ ン・チェンバを含む） ・真空破壊弁 ・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ ・西側淡水貯水設備 ・代替淡水貯槽 ・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 ・可搬型代替直流電源設備 ・燃料給油設備 ・<u>淡水タンク</u>
現場操作 <ul style="list-style-type: none"> ・遠隔人力操作機構 ・第二弁操作室空気ポンプユニット（空気ポンベ） ・第二弁操作室差圧計 ・第二弁操作室遮蔽 ・第二弁操作室空気ポンプユニット（配管・弁） 	—	現場操作 <ul style="list-style-type: none"> ・遠隔人力操作機構 ・第二弁操作室空気ポンプユニット（空気ポンベ） ・第二弁操作室差圧計 ・第二弁操作室遮蔽 ・第二弁操作室空気ポンプユニット（配管・弁）

新たに整備した設備	既存設備	1.7 で整備した設備
不活性ガス（窒素）による系統内の置換 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型窒素供給装置 ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ・フィルタ装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	不活性ガス（窒素）による系統内の置換 <ul style="list-style-type: none"> ・不活性ガス系配管・弁 ・耐圧強化ベント系配管・弁 	不活性ガス（窒素）による系統内の置換 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型窒素供給装置 ・不活性ガス系配管・弁 ・耐圧強化ベント系配管・弁 ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ・フィルタ装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備
原子炉格納容器負圧破損の防止 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型窒素供給装置 ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	原子炉格納容器負圧破損の防止 <ul style="list-style-type: none"> ・不活性ガス系配管・弁 ・耐圧強化ベント系配管・弁 ・原子炉格納容器 	原子炉格納容器負圧破損の防止 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型窒素供給装置 ・不活性ガス系配管・弁 ・耐圧強化ベント系配管・弁 ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁 ・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 ・燃料給油設備
サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>薬液タンク</u> ・<u>蓄圧タンク加圧用窒素ガスボンベ</u> ・<u>サプレッション・プール水 pH 制御装置配管・弁</u> ・常設代替直流電源設備 ・<u>可搬型代替直流電源設備</u> ・燃料給油設備 	サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド</u> ・<u>サプレッション・チェンバ</u> 	サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>薬液タンク</u> ・<u>蓄圧タンク加圧用窒素ガスボンベ</u> ・<u>サプレッション・プール水 pH 制御装置配管・弁</u> ・<u>残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド</u> ・<u>サプレッション・チェンバ</u> ・<u>常設代替直流電源設備</u> ・<u>可搬型代替直流電源設備</u> ・燃料給油設備

下線部は自主対策設備を示す。

(2) 1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心冷却

ペDESTAL（ドライウェル部）の床面に落下した熔融炉心を冷却するためには、ペDESTAL（ドライウェル部）へ注水できる設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

また、熔融炉心のペDESTAL（ドライウェル部）の床面への落下を遅延・防止するためには、原子炉圧力容器へ注水できる設備を選定する必要があるため、1.2及び1.4で機能喪失原因対策分析の結果抽出された原子炉圧力容器へ注水できる以下の設備を選定する。

①ペDESTAL（ドライウェル部）へ注水できる設備

新たに整備した設備	既存設備	1.8で整備した設備
格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・常設低圧代替注水系ポンプ ・代替淡水貯槽 ・低圧代替注水系配管・弁 ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・コリウムシールド※¹ ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器 	格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・常設低圧代替注水系ポンプ ・代替淡水貯槽 ・低圧代替注水系配管・弁 ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器 ・コリウムシールド※¹ ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ ・西側淡水貯水設備 ・代替淡水貯槽 ・ホース ・低圧代替注水系配管・弁 ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・コリウムシールド※¹ ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器 	格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ ・西側淡水貯水設備 ・代替淡水貯槽 ・ホース ・低圧代替注水系配管・弁 ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器 ・コリウムシールド※¹ ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備

新たに整備した設備	既存設備	1.8 で整備した設備
消火系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・コリウムシールド※¹ ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	消火系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器 ・<u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・<u>ろ過水貯蔵タンク</u> ・<u>多目的タンク</u> ・<u>消火系配管・弁</u> 	消火系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器 ・コリウムシールド※¹ ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 ・<u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・<u>ろ過水貯蔵タンク</u> ・<u>多目的タンク</u> ・<u>消火系配管・弁</u>
補給水系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・コリウムシールド※¹ ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	補給水系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器 ・<u>復水移送ポンプ</u> ・<u>復水貯蔵タンク</u> ・<u>補給水系配管・弁</u> ・<u>消火系配管・弁</u> 	補給水系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器下部注水系配管・弁 ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 ・原子炉格納容器 ・コリウムシールド※¹ ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 ・<u>復水移送ポンプ</u> ・<u>復水貯蔵タンク</u> ・<u>補給水系配管・弁</u> ・<u>消火系配管・弁</u>

下線部は自主対策設備を示す。

※1：溶融炉心によるコンクリート侵食影響及びペDESTAL（ドライウェル部）構造への熱影響を抑制するため、新たに設置した設備。

②原子炉圧力容器へ注水できる設備

1.2 で整備した設備	1.4 で整備した設備	1.8 で整備した設備
—	低圧代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却 <ul style="list-style-type: none"> ・常設低圧代替注水系ポンプ ・代替淡水貯槽 ・低圧代替注水系配管・弁 ・残留熱除去系C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 ・燃料給油設備 	低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・常設低圧代替注水系ポンプ ・代替淡水貯槽 ・低圧代替注水系配管・弁 ・残留熱除去系C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 ・燃料給油設備
—	低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ ・西側淡水貯水設備 ・代替淡水貯槽 ・ホース ・低圧代替注水系配管・弁 ・低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ ・残留熱除去系C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 ・燃料給油設備 	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ ・西側淡水貯水設備 ・代替淡水貯槽 ・ホース ・低圧代替注水系配管・弁 ・残留熱除去系C系配管・弁 ・低圧炉心スプレイ系配管・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 ・燃料給油設備
—	代替循環冷却系による発電用原子炉の冷却 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>代替循環冷却系ポンプ</u> ・<u>サブプレッション・チェンバ</u> ・<u>残留熱除去系熱交換器</u> ・<u>代替循環冷却系配管・弁</u> ・<u>残留熱除去系配管・弁・ストレーナ</u> ・原子炉圧力容器 ・<u>残留熱除去系海水系ポンプ</u> ・<u>残留熱除去系海水系ストレーナ</u> ・<u>緊急用海水ポンプ</u> ・<u>緊急用海水系ストレーナ</u> ・<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・<u>ホース</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料給油設備</u> 	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・代替循環冷却系ポンプ ・サブプレッション・チェンバ ・残留熱除去系熱交換器 ・代替循環冷却系配管・弁 ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ ・原子炉圧力容器 ・残留熱除去系海水系ポンプ ・残留熱除去系海水系ストレーナ ・緊急用海水ポンプ ・緊急用海水系ストレーナ ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備 ・可搬型代替注水大型ポンプ ・ホース

1.2 で整備した設備	1.4 で整備した設備	1.8 で整備した設備
—	消火系による発電用原子炉の冷却 ・ <u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ろ過水貯蔵タンク</u> ・ <u>多目的タンク</u> ・ <u>消火系配管・弁</u> ・ <u>残留熱除去系 B 系配管・弁</u> ・ <u>原子炉圧力容器</u> ・ <u>非常用交流電源設備</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>可搬型代替交流電源設備</u> ・ <u>燃料給油設備</u>	消火系による原子炉圧力容器への注水 ・ <u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ろ過水貯蔵タンク</u> ・ <u>多目的タンク</u> ・ <u>消火系配管・弁</u> ・ <u>残留熱除去系 B 系配管・弁</u> ・ <u>原子炉圧力容器</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>可搬型代替交流電源設備</u> ・ <u>燃料給油設備</u>
—	補給水系による発電用原子炉の冷却 ・ <u>復水移送ポンプ</u> ・ <u>復水貯蔵タンク</u> ・ <u>補給水系配管・弁</u> ・ <u>消火系配管・弁</u> ・ <u>残留熱除去系 B 系配管・弁</u> ・ <u>原子炉圧力容器</u> ・ <u>非常用交流電源設備</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>可搬型代替交流電源設備</u> ・ <u>燃料給油設備</u>	補給水系による原子炉圧力容器への注水 ・ <u>復水移送ポンプ</u> ・ <u>復水貯蔵タンク</u> ・ <u>補給水系配管・弁</u> ・ <u>消火系配管・弁</u> ・ <u>残留熱除去系 B 系配管・弁</u> ・ <u>原子炉圧力容器</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>可搬型代替交流電源設備</u> ・ <u>燃料給油設備</u>
高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却 ・ 常設高圧代替注水系ポンプ ・ 逃がし安全弁（安全弁機能） ・ サプレッション・チェンバ ・ 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 ・ 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・ 原子炉圧力容器 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 燃料給油設備	—	高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水 ・ 常設高圧代替注水系ポンプ ・ サプレッション・チェンバ ・ 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 ・ 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・ 原子炉圧力容器 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 燃料給油設備

下線部は自主対策設備を示す。

(3) 1.9 水素爆発による原子炉格納容器破損防止

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は、水素濃度を低減できる設備及び水素濃度を監視できる設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.9 で整備した設備
—	不活性ガス系による原子炉格納容器内の不活性化 ・ 不活性ガス系※ ² ・ 原子炉格納容器	不活性ガス系による原子炉格納容器内の不活性化 ・ 不活性ガス系※ ² ・ 原子炉格納容器
可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止 ・ 可搬型窒素供給装置	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止 ・ 不活性ガス系配管・弁 ・ 原子炉格納容器	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止 ・ 可搬型窒素供給装置 ・ 不活性ガス系配管・弁 ・ 原子炉格納容器
可搬型窒素供給装置による格納容器圧力逃がし装置内の不活性化 ・ 可搬型窒素供給装置※ ³ ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 燃料給油設備※ ³	—	可搬型窒素供給装置による格納容器圧力逃がし装置内の不活性化 ・ 可搬型窒素供給装置※ ³ ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 燃料給油設備※ ³
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） ・ フィルタ装置入口水素濃度 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 燃料給油設備	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出 ・ 格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） ・ フィルタ装置入口水素濃度 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 燃料給油設備
遠隔人力操作機構による現場操作 ・ 遠隔操作機構	—	遠隔人力操作機構による現場操作 ・ 遠隔人力操作機構

新たに整備した設備	既存設備	1.9 で整備した設備
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 <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・可燃性ガス濃度制御系ブロワ ・可燃性ガス濃度制御系加熱器 ・可燃性ガス濃度制御系再結合器 ・可燃性ガス濃度制御系冷却器 ・可燃性ガス濃度制御系配管・弁 ・残留熱除去系 ・非常用交流電源設備 ・燃料給油設備 	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 <ul style="list-style-type: none"> ・可燃性ガス濃度制御系ブロワ ・可燃性ガス濃度制御系加熱器 ・可燃性ガス濃度制御系再結合器 ・可燃性ガス濃度制御系冷却器 ・可燃性ガス濃度制御系配管・弁 ・残留熱除去系 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備
格納容器内水素濃度（SA）及び格納容器内酸素濃度（SA）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内水素濃度（SA） ・格納容器内酸素濃度（SA） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	—	格納容器内水素濃度（SA）及び格納容器内酸素濃度（SA）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内水素濃度（SA） ・格納容器内酸素濃度（SA） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備
格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> ・緊急用海水ポンプ ・緊急用海水系ストレーナ ・可搬型代替注水大型ポンプ ・ホース ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内水素濃度 ・格納容器内酸素濃度 ・残留熱除去系海水系ポンプ ・残留熱除去系海水系ストレーナ ・非常用交流電源設備 ・燃料給油設備 	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内水素濃度 ・格納容器内酸素濃度 ・残留熱除去系海水系ポンプ ・残留熱除去系海水系ストレーナ ・緊急用海水ポンプ ・緊急用海水系ストレーナ ・可搬型代替注水大型ポンプ ・ホース ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備
代替電源による必要な設備への給電 <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	—	代替電源による必要な設備への給電 <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備

下線部は自主対策設備を示す。

※2：不活性ガス系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではない。

※3：可搬型窒素供給装置による格納容器圧力逃がし装置内の不活性化に用いる可搬型窒素供給装置及び燃料給油設備は，原子炉起動前に使用するものであり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

(4) 1.10 水素爆発による原子炉建屋等損傷防止

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するためには，水素を制御する設備又は水素を排出できる設備，及び水素濃度を監視できる設備を選定する必要があるため，新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.10 で整備した設備
静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉建屋原子炉棟 	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ 原子炉建屋原子炉棟
原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉建屋水素濃度 	—	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉建屋水素濃度
代替電源による必要な設備への給電 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 燃料給油設備 	—	代替電源による必要な設備への給電 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 燃料給油設備
格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウエルへの注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>常設低圧代替注水系ポンプ</u> ・ <u>代替淡水貯槽</u> ・ <u>低圧代替注水系配管・弁</u> ・ <u>格納容器頂部注水系配管・弁</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>可搬型代替交流電源設備</u> ・ <u>燃料給油設備</u> 	格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウエルへの注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>原子炉ウエル</u> 	格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウエルへの注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>常設低圧代替注水系ポンプ</u> ・ <u>代替淡水貯槽</u> ・ <u>低圧代替注水系配管・弁</u> ・ <u>格納容器頂部注水系配管・弁</u> ・ <u>原子炉ウエル</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>可搬型代替交流電源設備</u> ・ <u>燃料給油設備</u>
格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウエルへの注水（淡水／海水） <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・ <u>可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・ <u>西側淡水貯水設備</u> ・ <u>代替淡水貯槽</u> ・ <u>ホース</u> ・ <u>低圧代替注水系配管・弁</u> ・ <u>格納容器頂部注水系配管・弁</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>可搬型代替交流電源設備</u> ・ <u>燃料給油設備</u> 	格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウエルへの注水（淡水／海水） <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>原子炉ウエル</u> 	格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウエルへの注水（淡水／海水） <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・ <u>可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・ <u>西側淡水貯水設備</u> ・ <u>代替淡水貯槽</u> ・ <u>ホース</u> ・ <u>低圧代替注水系配管・弁</u> ・ <u>格納容器頂部注水系配管・弁</u> ・ <u>原子炉ウエル</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>可搬型代替交流電源設備</u> ・ <u>燃料給油設備</u>

新たに整備した設備	既存設備	1.10で整備した設備
原子炉建屋ガス処理系による水素排出 <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備 	原子炉建屋ガス処理系による水素排出 <ul style="list-style-type: none"> ・非常用ガス処理系排風機 ・非常用ガス再循環系排風機 ・非常用ガス処理系フィルタトレイン ・非常用ガス再循環系フィルタトレイン ・非常用ガス処理系配管・弁 ・非常用ガス再循環系配管・弁 ・非常用ガス処理系排気筒 ・非常用交流電源設備 ・燃料給油設備 	原子炉建屋ガス処理系による水素排出 <ul style="list-style-type: none"> ・非常用ガス処理系排風機 ・非常用ガス再循環系排風機 ・非常用ガス処理系フィルタトレイン ・非常用ガス再循環系フィルタトレイン ・非常用ガス処理系配管・弁 ・非常用ガス再循環系配管・弁 ・非常用ガス処理系排気筒 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備
原子炉建屋外側ブローアウトパネルによる水素の排出 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>原子炉建屋外側ブローアウトパネル</u> ・<u>ブローアウトパネル強制開放装置</u> ・<u>ブローアウトパネル閉止装置</u> ・<u>ブローアウトパネル開閉状態表示</u> ・<u>可搬型代替注水大型ポンプ（放水砲用）</u> ・<u>ホース</u> ・<u>放水砲</u> ・燃料給油設備 	—	原子炉建屋外側ブローアウトパネルによる水素の排出 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>原子炉建屋外側ブローアウトパネル</u> ・<u>ブローアウトパネル強制開放装置</u> ・<u>ブローアウトパネル閉止装置</u> ・<u>ブローアウトパネル開閉状態表示</u> ・<u>可搬型代替注水大型ポンプ（放水砲用）</u> ・<u>ホース</u> ・<u>放水砲</u> ・燃料給油設備

下線部は自主対策設備を示す。

(5) 1.12 発電所外への放射性物質の拡散抑制

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するためには、大気への放射性物質の拡散抑制、海洋への放射性物質の拡散抑制を行う必要があるため、新たに整備した設備を選定する。

また、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、消火を行う必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.12 で整備した設備
大気への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） ・放水砲 ・ホース ・S A用海水ピット取水塔 ・海水引込み管 ・S A用海水ピット ・燃料給油設備 	—	大気への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） ・放水砲 ・ホース ・S A用海水ピット取水塔 ・海水引込み管 ・S A用海水ピット ・燃料給油設備
大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>ガンマカメラ</u> ・<u>サーモカメラ</u> 	—	大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>ガンマカメラ</u> ・<u>サーモカメラ</u>
海洋への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・汚濁防止膜 ・<u>放射性物質吸着材</u> 	—	海洋への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・汚濁防止膜 ・<u>放射性物質吸着材</u>
—	初期対応における延焼防止処置 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>化学消防自動車</u> ・<u>水槽付消防ポンプ自動車</u> ・<u>泡消火薬剤容器（消防車用）</u> ・<u>消火栓（原水タンク）</u> ・<u>防火水槽</u> ・燃料給油設備 	初期対応における延焼防止処置 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>化学消防自動車</u> ・<u>水槽付消防ポンプ自動車</u> ・<u>泡消火薬剤容器（消防車用）</u> ・<u>消火栓（原水タンク）</u> ・<u>防火水槽</u> ・燃料給油設備
航空機燃料火災への泡消火 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） ・放水砲 ・泡混合器 ・泡消火薬剤容器（大型ポンプ用） ・ホース ・S A用海水ピット取水塔 ・海水引込み管 ・S A用海水ピット ・燃料給油設備 	—	航空機燃料火災への泡消火 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替注水大型ポンプ（放水用） ・放水砲 ・泡混合器 ・泡消火薬剤容器（大型ポンプ用） ・ホース ・S A用海水ピット取水塔 ・海水引込み管 ・S A用海水ピット ・燃料給油設備

下線部は自主対策設備を示す。

(6) 1.16 中央制御室の居住性

重大事故が発生した場合においても運転員等が中央制御室にとどまるために必要な設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.16 で整備した設備
<p>居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室待避室 ・中央制御室待避室遮蔽 ・データ表示装置（待避室） ・酸素濃度計※⁴ ・二酸化炭素濃度計※⁴ ・可搬型照明（SA） ・中央制御室待避室 空気ポンベユニット（空気ポンベ） ・衛星電話設備（可搬型）（待避室） ・差圧計 ・衛星電話装置（屋外アンテナ） ・衛星制御装置 ・衛星制御装置～衛星電話設備（屋外アンテナ）電路 ・中央制御室待避室 空気ポンベユニット（配管・弁） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 	<p>居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室 ・中央制御室遮蔽 ・中央制御室換気系空気調和機ファン ・中央制御室換気系フィルタ系ファン ・中央制御室換気系フィルタユニット ・中央制御室換気系ダクト・ダンパ ・中央制御室換気系給気隔離弁 ・中央制御室換気系排気隔離弁 ・中央制御室換気系排煙装置隔離弁 ・非常用照明 ・非常用交流電源設備 	<p>居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室 ・中央制御室待避室 ・中央制御室遮蔽 ・中央制御室待避室遮蔽 ・中央制御室換気系空気調和機ファン ・中央制御室換気系フィルタ系ファン ・中央制御室換気系フィルタユニット ・中央制御室換気系ダクト・ダンパ ・中央制御室換気系給気隔離弁 ・中央制御室換気系排気隔離弁 ・中央制御室換気系排煙装置隔離弁 ・非常用照明 ・酸素濃度計※⁴ ・二酸化炭素濃度計※⁴ ・可搬型照明（SA） ・データ表示装置（待避室） ・中央制御室待避室 空気ポンベユニット（空気ポンベ） ・衛星電話設備（可搬型）（待避室） ・差圧計 ・衛星電話装置（屋外アンテナ） ・衛星制御装置 ・衛星制御装置～衛星電話設備（屋外アンテナ）電路 ・中央制御室待避室 空気ポンベユニット（配管・弁） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・非常用交流電源設備
<p>汚染の持ち込み防止</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型照明（SA） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材※⁵ 	<p>—</p>	<p>汚染の持ち込み防止</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型照明（SA） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材※⁵

新たに整備した設備	既存設備	1.16で整備した設備
被ばく線量の低減 <ul style="list-style-type: none"> ・ブローアウトパネル閉止装置 ・ブローアウトパネル開閉状態表示 ・ブローアウトパネル閉止装置開閉状態表示 ・常設代替交流電源設備 ・<u>ブローアウトパネル強制開放装置</u> 	被ばく線量の低減 <ul style="list-style-type: none"> ・非常用ガス処理系排風機 ・非常用ガス再循環系排風機 ・非常用ガス処理系配管・弁・フィルタトレイン ・非常用ガス再循環系配管・弁・フィルタトレイン ・原子炉建屋原子炉棟 ・非常用ガス処理系排気筒 ・非常用交流電源設備 	被ばく線量の低減 <ul style="list-style-type: none"> ・非常用ガス処理系排風機 ・非常用ガス再循環系排風機 ・非常用ガス処理系配管・弁・フィルタトレイン ・非常用ガス再循環系配管・弁・フィルタトレイン ・原子炉建屋原子炉棟 ・非常用ガス処理系排気筒 ・ブローアウトパネル閉止装置 ・ブローアウトパネル開閉状態表示 ・ブローアウトパネル閉止装置開閉状態表示 ・常設代替交流電源設備 ・非常用交流電源設備 ・<u>ブローアウトパネル強制開放装置</u>

下線部は自主対策設備を示す。

※4：計測器本体を示すため計器名を記載

※5：防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア設営用資機材については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

(7) 1.17 監視測定

重大事故等が発生した場合でも，発電所及びその周辺において，発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し，及び測定し，並びにその結果を記録する必要があるため，新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

また，発電所において風向，風速その他の気象条件を測定し，及びその結果を記録する必要があるため，新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.17 で整備した設備
放射線量の測定 ・可搬型モニタリング・ポスト ・可搬型モニタリング・ポスト端末 ・電離箱サーベイ・メータ	放射線量の測定 ・ <u>モニタリング・ポスト</u>	放射線量の測定 ・ <u>モニタリング・ポスト</u> ・可搬型モニタリング・ポスト ・可搬型モニタリング・ポスト端末 ・電離箱サーベイ・メータ
放射線量の代替測定 ・可搬型モニタリング・ポスト ・可搬型モニタリング・ポスト端末	—	放射線量の代替測定 ・可搬型モニタリング・ポスト ・可搬型モニタリング・ポスト端末
—	空気中の放射性物質の濃度の測定 ・ <u>放射能観測車</u> (ダスト・よう素サンプラ，よう素測定装置及びダストモニタ)	空気中の放射性物質の濃度の測定 ・ <u>放射能観測車</u> (ダスト・よう素サンプラ，よう素測定装置及びダストモニタ)
空気中の放射性物質の濃度の代替測定 ・可搬型放射能測定装置 (可搬型ダスト・よう素サンプラ，NaIシンチレーションサーベイ・メータ， β 線サーベイ・メータ及びZnSシンチレーションサーベイ・メータ)	—	空気中の放射性物質の濃度の代替測定 ・可搬型放射能測定装置 (可搬型ダスト・よう素サンプラ，NaIシンチレーションサーベイ・メータ， β 線サーベイ・メータ及びZnSシンチレーションサーベイ・メータ)
—	気象観測項目の測定 ・ <u>気象観測設備</u>	気象観測項目の測定 ・ <u>気象観測設備</u>

新たに整備した設備	既存設備	1.17で整備した設備
気象観測項目の代替測定 ・可搬型気象観測設備 ・可搬型気象観測設備端末	—	気象観測項目の代替測定 ・可搬型気象観測設備 ・可搬型気象観測設備端末
放射性物質の濃度（空气中，水中，土壤中）の測定 ・可搬型放射能測定装置 （可搬型ダスト・よう素サンブラ，NaIシンチレーションサーベイ・メータ，β線サーベイ・メータ及びZnSシンチレーションサーベイ・メータ） ・ <u>Geγ線多重波高分析装置</u> ・ <u>ガスフロー式カウンタ</u>	—	放射性物質の濃度（空气中，水中，土壤中）の測定 ・可搬型放射能測定装置 （可搬型ダスト・よう素サンブラ，β線サーベイ・メータ，NaIシンチレーションサーベイ・メータ及びZnSシンチレーションサーベイ・メータ） ・ <u>Geγ線多重波高分析装置</u> ・ <u>ガスフロー式カウンタ</u>
海上モニタリング ・小型船舶 ・可搬型放射能測定装置 （可搬型ダスト・よう素サンブラ，β線サーベイ・メータ，NaIシンチレーションサーベイ・メータ及びZnSシンチレーションサーベイ・メータ） ・電離箱サーベイ・メータ	—	海上モニタリング ・小型船舶 ・可搬型放射能測定装置 （可搬型ダスト・よう素サンブラ，β線サーベイ・メータ，NaIシンチレーションサーベイ・メータ及びZnSシンチレーションサーベイ・メータ） ・電離箱サーベイ・メータ
—	バックグラウンド低減対策 ・検出器保護カバー※ ⁶ ・養生シート※ ⁶ ・遮蔽材※ ⁶	バックグラウンド低減対策 ・検出器保護カバー※ ⁶ ・養生シート※ ⁶ ・遮蔽材※ ⁶
—	モニタリング・ポストの代替電源 ・ <u>無停電電源装置</u>	モニタリング・ポストの代替電源 ・ <u>無停電電源装置</u>
モニタリング・ポストへの代替交流電源設備からの給電 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備	モニタリング・ポストへの代替交流電源設備からの給電 ・非常用交流電源設備	モニタリング・ポストへの代替交流電源設備からの給電 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・非常用交流電源設備

下線部は自主対策設備を示す。

※6：設備の運搬，試料の採取及びバックグラウンド低減対策に用いる資機材と位置付ける。

(8) 1.19 通信連絡

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要がある場所と通信連絡を行う必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.19 で整備した設備
発電所内の通信連絡 <ul style="list-style-type: none"> ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（携帯型） ・無線連絡設備（携帯型） ・携行型有線通話装置 ・安全パラメータ表示システム（SPDS） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・衛星制御装置 ・衛星電話設備（固定型）～衛星電話設備（屋上アンテナ）電路 ・専用接続箱～専用接続箱電路 ・無線通信装置 ・無線通信装置用アンテナ ・安全パラメータ表示システム（SPDS）～無線通信装置用アンテナ ・<u>無線連絡設備（固定型）</u> 	発電所内の通信連絡 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>送受信器（ページング）</u> ・<u>電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末及び F A X）</u> 	発電所内の通信連絡 <ul style="list-style-type: none"> ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（携帯型） ・無線連絡設備（携帯型） ・携行型有線通話装置 ・安全パラメータ表示システム（SPDS） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・衛星制御装置 ・衛星電話設備（固定型）～衛星電話設備（屋上アンテナ）電路 ・専用接続箱～専用接続箱電路 ・無線通信装置 ・無線通信装置用アンテナ ・安全パラメータ表示システム（SPDS）～無線通信装置用アンテナ ・<u>送受信器（ページング）</u> ・<u>電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末及び F A X）</u> ・<u>無線連絡設備（固定型）</u>
代替電源設備からの給電の確保 <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 ・緊急時対策所用代替電源設備 	代替電源設備からの給電の確保 <ul style="list-style-type: none"> ・非常用交流電源設備 	代替電源設備からの給電の確保 <ul style="list-style-type: none"> ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料給油設備 ・緊急時対策所用代替電源設備

新たに整備した設備	既存設備	1.19で整備した設備
発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡 <ul style="list-style-type: none"> ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（携帯型） ・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，I P 電話及び I P－F A X） ・データ伝送設備 ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・衛星制御装置 ・衛星電話設備（固定型）～衛星電話設備（屋上アンテナ）電路 ・衛星無線通信装置 ・通信機器 ・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，I P 電話及び I P－F A X）～衛星無線通信装置電話 	発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡 <ul style="list-style-type: none"> ・電力保安通信用電話設備（固定電話機，P H S 端末及び F A X） ・加入電話設備（加入電話及び加入 F A X） ・テレビ会議システム（社内） ・専用電話設備（専用電話（ホットライン）（地方公共団体向）） 	発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡 <ul style="list-style-type: none"> ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（携帯型） ・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，I P 電話及び I P－F A X） ・データ伝送設備 ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・衛星制御装置 ・衛星電話設備（固定型）～衛星電話設備（屋上アンテナ）電路 ・衛星無線通信装置 ・通信機器 ・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム，I P 電話及び I P－F A X）～衛星無線通信装置電話 ・電力保安通信用電話設備（固定電話機，P H S 端末及び F A X） ・加入電話設備（加入電話及び加入 F A X） ・テレビ会議システム（社内） ・専用電話設備（専用電話（ホットライン）（地方公共団体向））

下線部は自主対策設備を示す。

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. ペデスタル（ドライウエル部）の床面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) ペデスタル（ドライウエル部）への注水

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 溶融炉心のペデスタル（ドライウエル部）の床面への落下遅延・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 重大事故等時の手順

1.8.2.1 ペデスタル（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順

(1) ペデスタル（ドライウエル部）への注水

a. 格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水

b. 格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）

c. 消火系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水

d. 補給水系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水

1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル（ドライウエル部）の床面への落下遅延・防

止のための対応手順

(1) 原子炉压力容器への注水

- a. 低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水
- b. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）
- c. 代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水
- d. 消火系による原子炉压力容器への注水
- e. 補給水系による原子炉压力容器への注水
- f. 高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水
- g. 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

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 自主対策設備仕様

添付資料1.8.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.8.4 重大事故対策の成立性

1. 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）

- (1) 格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

2. 消火系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水

- (1) 系統構成

3. 補給水系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水

- (1) 系統構成

4. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）

- (1) 低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

5. 消火系による原子炉压力容器への注水

- (1) 系統構成

6. 補給水系による原子炉压力容器への注水

- (1) 系統構成

添付資料1.8.5 炉心損傷及び原子炉压力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

添付資料1.8.6 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について

添付資料1.8.7 ペデスタル（ドライウエル部）内の水位管理方法について

添付資料1.8.8 原子炉压力容器の破損判断について

添付資料1.8.9 原子炉起動前及び通常運転時におけるペデスタル（ドライウエル部）内の水位について

添付資料1.8.10 格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウエル部）注水時の概要図について

添付資料1.8.11 解釈一覧

添付資料1.8.12 手順のリンク先について

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、以下に掲げる装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（M C C I）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「M C C I」という。）による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（以下「ペDESTAL（ドライウェル部）」という。）に落下した炉心を冷却する対処設備を整備する。

また、溶融炉心のペDESTAL（ドライウェル部）の床面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する。

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、ペDESTAL（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心を冷却する必要がある。

また、溶融炉心のペDESTAL（ドライウェル部）の床面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。

ペDESTAL（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却及び溶融炉心のペDESTAL（ドライウェル部）の床面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ほかに、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、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第1.8-1表に整理する。

a. ペデスタル(ドライウェル部)の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備

ペデスタル(ドライウェル部)には、通常運転時から水を確保^{※2}するとともに炉心が損傷した場合に、ペデスタル(ドライウェル部)の水位が確実に確保されていることを確認するため、ペデスタル(ドライウェル部)に注水することで、原子炉圧力容器が破損に至った場合においても、ペデスタル(ドライウェル部)の床面に落下する溶融炉心の冷却を向上させ、MCCIの抑制を図る。

また、原子炉圧力容器破損後はペデスタル(ドライウェル部)に注水することで、ペデスタル(ドライウェル部)の床面に落下した溶融炉心を冠水冷却し、MCCIの抑制を図る。

さらに、ペデスタル(ドライウェル部)への注水に併せてコリウムシールドの設置、格納容器ドレンサンプの形状変更及びペデスタル(ドラ

イウエル部)の床面を平坦化することで、ペデスタル(ドライウエル部)の床面に落下した熔融炉心とコンクリートの相互作用による浸食及びコンクリートへの熱影響を抑制する。また、コリウムシールド内は格納容器床ドレンサンプとして用いるために、ペデスタル(ドライウエル部)内に設ける排水の流入口をスワンネック構造とする。

なお、「原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」に伴う水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を小さく抑えけるとともに、MCCIの抑制効果に期待できる深さを考慮してペデスタル(ドライウエル部)の水位を約1mに維持する。

※2：原子炉起動前において、消火系、補給水系又は純水系を使用して事前水張りを行い、ペデスタル(ドライウエル部)水位を約1mとする。通常運転時は、原子炉格納容器内のドライウエル内ガス冷却装置から発生する凝縮水と原子炉格納容器内で発生する結露水が床ドレン水としてペデスタル(ドライウエル部)へ流入し、流入した床ドレン水は1mに立ち上げたスワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ排水される。原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ排水される流量を監視することで、原子炉格納容器内の原子炉冷却材漏えい率を確認することができる。

(a) ペデスタル(ドライウエル部)への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ペデスタル(ドライウエル部)の床面に落下した熔融炉心を冷却するため、ペデスタル(ドライウエル部)へ注水する手段がある。

i) 格納容器下部注水系(常設)によるペデスタル(ドライウエル部)への注水

格納容器下部注水系(常設)によるペデスタル(ドライウエル

部) への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設低圧代替注水系ポンプ
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ 低圧代替注水系配管・弁
- ・ 格納容器下部注水系配管・弁
- ・ 原子炉格納容器床ドレン系配管・弁
- ・ 原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁
- ・ 原子炉格納容器
- ・ コリウムシールド
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

ii) 格納容器下部注水系 (可搬型) によるペデスタル (ドライウェル部) への注水

格納容器下部注水系 (可搬型) によるペデスタル (ドライウェル部) への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型代替注水中型ポンプ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ 西側淡水貯水設備
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ ホース
- ・ 低圧代替注水系配管・弁
- ・ 格納容器下部注水系配管・弁
- ・ 原子炉格納容器床ドレン系配管・弁
- ・ 原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁

- ・原子炉格納容器
- ・コリウムシールド
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

なお，格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水は，西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽の淡水だけでなく，海水も利用できる。

iii) 消火系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水

消火系によるペデスタル（ドライウエル部）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
- ・ろ過水貯蔵タンク
- ・多目的タンク
- ・消火系配管・弁
- ・格納容器下部注水系配管・弁
- ・原子炉格納容器床ドレン系配管・弁
- ・原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁
- ・原子炉格納容器
- ・コリウムシールド
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

iv) 補給水系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水

補給水系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水で使用する

る設備は以下のとおり。

- ・ 復水移送ポンプ
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 補給水系配管・弁
- ・ 消火系配管・弁
- ・ 格納容器下部注水系配管・弁
- ・ 原子炉格納容器床ドレン系配管・弁
- ・ 原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁
- ・ 原子炉格納容器
- ・ コリウムシールド
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

ペDESTAL（ドライウエル部）への注水で使用する設備のうち，常設低圧代替注水系ポンプ，代替淡水貯槽，低圧代替注水系配管・弁，格納容器下部注水系配管・弁，原子炉格納容器床ドレン系配管・弁，原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁，原子炉格納容器，コリウムシールド，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ，西側淡水貯水設備，ホース及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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，添付資料1.8.9）

以上の重大事故等対処設備によりペDESTAL（ドライウエル部）の

床面に落下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付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ、ろ過水貯蔵タンク、多目的タンク及び消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが、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、ペDESTAL（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心を冷却する手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ、復水貯蔵タンク及び補給水系配管・弁

耐震性は確保されていないが、使用可能であれば、ペDESTAL（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心を冷却する手段として有効である。

（添付資料1.8.2）

b. 溶融炉心のペDESTAL（ドライウェル部）の床面への落下遅延・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、溶融炉心のペDESTAL（ドライウェル部）の床面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。

- ・常設低圧代替注水系ポンプ

- ・ 代替淡水貯槽
- ・ 低圧代替注水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 C 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
- ・ 燃料給油設備

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。

- ・ 可搬型代替注水中型ポンプ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ 西側淡水貯水設備
- ・ 代替淡水貯槽
- ・ ホース
- ・ 低圧代替注水系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 C 系配管・弁
- ・ 低圧炉心スプレイ系配管・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
- ・ 燃料給油設備

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、西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽の淡水だけでなく、海水も
利用できる。

iii) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水

代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 代替循環冷却系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 残留熱除去系熱交換器
- ・ 代替循環冷却系配管・弁
- ・ 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉圧力容器
- ・ 残留熱除去系海水系ポンプ
- ・ 残留熱除去系海水系ストレーナ
- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 緊急用海水系ストレーナ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ
- ・ ホース
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

iv) 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
- ・ ろ過水貯蔵タンク
- ・ 多目的タンク
- ・ 消火系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 B 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
- ・ 燃料給油設備

v) 補給水系による原子炉圧力容器への注水

補給水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 復水移送ポンプ
- ・ 復水貯蔵タンク
- ・ 補給水系配管・弁
- ・ 消火系配管・弁
- ・ 残留熱除去系 B 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
- ・ 燃料給油設備

vi) 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^{※3}で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 常設高圧代替注水系ポンプ
- ・ サプレッション・チェンバ
- ・ 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

- ・ 高压炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ
- ・ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁
- ・ 原子炉压力容器
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備
- ・ 燃料給油設備

※3： 高压代替注水系による発電用原子炉の冷却は，ヘッドスプレイノズルによる原子炉注水である。

vii) 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

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で使用する設備は以下のとおり。

- ・ ほう酸水注入ポンプ
- ・ ほう酸水貯蔵タンク
- ・ ほう酸水注入系配管・弁
- ・ 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
- ・ 燃料給油設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

低压代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水で使用する設備のうち，常設低压代替注水系ポンプ，代替淡水貯槽，低压代替注水系配管・弁，残留熱除去系C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及び燃料給油設備は重大事

故等対処設備として位置付ける。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水で使用する設備のうち、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽、ホース、低圧代替注水系配管・弁、残留熱除去系C系配管・弁、低圧炉心スプレー系配管・弁・スパージャ、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及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水で使用する設備のうち、代替循環冷却系ポンプ、サブプレッション・チェンバ、残留熱除去系熱交換器、代替循環冷却系配管・弁、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ、原子炉压力容器、残留熱除去系海水系ポンプ、残留熱除去系海水系ストレーナ、緊急用海水ポンプ、緊急用海水系ストレーナ、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付ける。

高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水で使用する設備のうち、常設高圧代替注水系ポンプ、サブプレッション・チェンバ、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、高圧炉心スプレー系配管・弁・ストレーナ、原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁、原子炉压力容器、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、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給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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で使用する設備のうち、ほう酸水注入ポンプ、ほう酸水貯蔵タンク、ほう酸水注

入系配管・弁，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及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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，溶融炉心のペデスタル（ドライウエル部）の床面への落下を遅延又は防止し，原子炉压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付ける。あわせて，その理由を示す。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ，ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり，使用できない場合があるが，可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により代替循環冷却系が使用可能となれば，発電用原子炉を冷却する手段として有効である。

- ・ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水貯蔵タンク，多目的タンク及び消火系配管・弁

耐震性は確保されていないが，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，原子炉压力容器への注水手段として有効である。

- ・復水移送ポンプ，復水貯蔵タンク及び補給水系配管・弁

耐震性は確保されていないが，使用可能であれば，原子炉压力容器へ注水する手段として有効である。

(添付資料1.8.2)

c. 手順等

上記「a. ペDESTAL（ドライウエル部）の床面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. 溶融炉心のペDESTAL（ドライウエル部）の床面への落下遅延・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、運転員等^{※4}及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）」、「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策要領」に定める（第1.8-1表）。

また、重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第1.8-2表，第1.8-3表）。

※4 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

(添付資料1.8.3)

1.8.2 重大事故等時の手順

1.8.2.1 ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順

(1) ペDESTAL（ドライウエル部）への注水

a. 格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水

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の破損を防止するため格納容器下部注水系（常設）によりペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷を判断した場合において、ペDESTAL（ドライウエル部）の

水位を確実に確保するため、水位確保操作を実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心を冠水冷却するため、ペDESTAL（ドライウエル部）への注水を継続する。その際の注水量は、サプレッション・プールの水位が外部水源注水制限に到達することを遅らせるため、崩壊熱による蒸発量相当とする。

(a) 手順着手の判断基準

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保操作の判断基準】

炉心損傷を判断した場合^{※1}で、格納容器下部注水系（常設）が使用可能な場合^{※2}。

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）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）が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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（代替淡水貯槽）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、原子炉圧力容器内の水位の低下（喪失）、制御棒の位置表示の喪失数増加及び原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が300℃到達により確認する。

※4：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は、格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）指示値の喪失により確認する。

（添付資料1.8.8）

(b) 操作手順

格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.8-1図及び第1.8-2図に、概要図を第1.8-4図に、タイムチャートを第1.8-5図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン隔離弁及び格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁の電源切替え操作を実施する。
- ③運転員等は中央制御室にて、ペデスタル（ドライウェル部）への流入水を制限する制限弁が全閉、及びベント管に接続する排水弁が全開であることを確認する。なお、ベント管に接続する排水弁が全閉している場合は、全開操作を実施する。
- ④運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されてい

ることを状態表示等にて確認する。

- ⑤運転員等は中央制御室にて、常設低圧代替注水系ポンプの起動操作を実施し、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約 2.0MPa [gage] 以上であることを確認する。

- ⑥運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水の系統構成として、常設低圧代替注水系系統分離弁、格納容器下部注水系ペDESTAL注水弁、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン隔離弁及び格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁の全開操作を実施し、発電長に格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水の準備完了を報告する。

- ⑦発電長は、運転員等に格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水開始を指示する。

【ペDESTAL（ドライウェル部）水位確保の場合】

- ⑧運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系ペDESTAL注水流量調整弁を開とし、低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇（ $80\text{m}^3/\text{h}$ 程度）により注水されたことを確認し、発電長に報告する。

なお、格納容器下部注水系ペDESTAL注水流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を $80\text{m}^3/\text{h}$ に調整し、格納容器下部水位（高さ1m超検知用）が1m（約 27m^3 ）を超える水位を検知したことを確認した後、ペDESTAL（ドライウェル部）への注水を停止する。その後、ベント管を通じた排水により水位が低下し、一定の時間遅れで排水弁が自動で全閉となることを確認する。

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水の場合】

⑨運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系ペDESTAL注水流量調整弁を開とし、低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇により注水されたことを確認し、発電長に報告する。

⑩発電長は、運転員等にペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さに応じたペDESTAL（ドライウエル部）への注水を指示する。

⑪^a 溶融炉心堆積高さ0.2m未満の場合

運転員等は中央制御室にて、溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満であることを確認後、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を0.5m～1.0mに維持するため、格納容器下部注水系ペDESTAL注水流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上に調整し、発電長に報告する。

⑪^b 溶融炉心堆積高さ0.2m以上の場合

運転員等は中央制御室にて、溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上であることを確認後、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を2.25m～2.75mに維持するため、格納容器下部注水系ペDESTAL注水流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上に調整し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水開始までの必要な

要員数及び所要時間は以下のとおり。

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）2名にて実施した場合，17分以内で可能である。

【原子炉压力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）2名にて実施した場合，1分以内で可能である。

b. 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において，格納容器下部注水系（常設），消火系及び補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水機能が喪失した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため格納容器下部注水系（可搬型）によりペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷を判断した場合において，ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を確実に確保するため，水位確保操作を実施する。

また，原子炉压力容器破損後は，ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心を冠水冷却するため，ペDESTAL（ドライウエル部）への注水を継続する。その際は，サプレッション・プールの水位が外部水源注水制限に到達することを遅らせるため，ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を2.25m～2.75mに維持する。

なお，本手順はプラント状況や周辺の現場状況により原子炉建屋西側接続口，原子炉建屋東側接続口，高所西側接続口及び高所東側接続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

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保操作の判断基準】

炉心損傷を判断した場合^{※1}で、格納容器下部注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}。

【原子炉压力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水操作の判断基準】

原子炉压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}により原子炉压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）、消火系及び補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水ができず、格納容器下部注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：設備に異常がなく、電源、燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合。

※3：「原子炉压力容器の破損の徴候」は、原子炉压力容器内の水位の低下（喪失）、制御棒の位置表示の喪失数増加及び原子炉压力容器温度（下鏡部）指示値が300℃到達により確認する。

※4：「原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化」は、格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温

(水温計兼デブリ堆積検知用) 指示値の喪失により確認する。

(添付資料1.8.8)

(b) 操作手順

格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.8-1図及び第1.8-2図に、概要図を第1.8-6図に、タイムチャートを第1.8-7図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に
低圧代替注水系配管・弁の接続口への格納容器下部注水系（可搬型）の接続を依頼する。

②災害対策本部長代理は、発電長に格納容器下部注水系（可搬型）
で使用する低圧代替注水系配管・弁の接続口を報告するとともに
重大事故等対応要員に格納容器下部注水系（可搬型）によるペデ
スタル（ドライウェル部）への注水の準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等に格納容器下部注水系（可搬型）によるペデ
スタル（ドライウェル部）への注水の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系（可搬型）によ
るペデスタル（ドライウェル部）への注水に必要な格納容器下部
注水系ペデスタル注入ライン隔離弁及び格納容器下部注水系ペデ
スタル注入ライン流量調整弁の電源切替え操作を実施する。

⑤運転員等は中央制御室にて、ペデスタル（ドライウェル部）への
流入水を制限する制限弁が全閉、及びベント管に接続する排水弁
が全開であることを確認する。なお、ベント管に接続する排水弁
が全閉している場合は、全開操作を実施する。

⑥運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系（可搬型）によ

るペデスタル（ドライウェル部）への注水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等にて確認する。

⑦運転員等は中央制御室にて，格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水の系統構成として，格納容器下部注水系ペデスタル注水弁，格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン隔離弁，格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁及び格納容器下部注水系ペデスタル注水流量調整弁の全開操作を実施し，発電長に格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水の準備完了を報告する。

⑧重大事故等対応要員は，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災害対策本部長代理に報告する。また，災害対策本部長代理は発電長に報告する。

⑨災害対策本部長代理は，発電長に格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告する。

⑩発電長は，運転員等に格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水の確認を指示する。

⑪重大事故等対応要員は，格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後，原子炉建屋西側接続口，原子炉建屋東側接続口，高所西側接続口又は高所東側接続口の弁の全開操作を実施し，送水開始について災害対策本部長代理に報告する。また，災害対策本部長代理は発電長に報告する。

⑫運転員等は中央制御室にて、ペDESTAL（ドライウエル部）への注水が開始されたことを低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保】

⑬運転員等は中央制御室にて、格納容器下部水位（高さ1m超検知用）が1mを超える水位を検知したことを確認し、発電長に報告する。

⑭発電長は災害対策本部長代理にペDESTAL（ドライウエル部）への注水の停止を依頼する。

⑮災害対策本部長代理は重大事故等対応要員にペDESTAL（ドライウエル部）への注水の停止を指示する。

⑯重大事故等対応要員はペDESTAL（ドライウエル部）への注水を停止し、災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。

⑰運転員等は中央制御室にて、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位がベント管を通じた排水により低下し、一定の時間遅れで排水弁が自動で全閉となることを確認する。

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水】

⑱^a 溶融炉心堆積高さ0.2m未満の場合

運転員等は中央制御室にて、溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満であることを確認し、発電長に報告する。また、発電長は災害対策本部長代理にペDESTAL（ドライウエル部）への注水を依頼する。

⑲^a 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にペDESTAL（ド

ライウエル部) への注水を指示する。

⑳^a 重大事故等対応要員は、ペDESTAL (ドライウエル部) への注水を実施し、災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。

㉑^a 発電長は、ペDESTAL (ドライウエル部) の水位を0.5m～1.0mに維持するため、崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上に格納容器下部注水系 (可搬型) として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにて送水するように災害対策本部長代理に依頼する。

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL (ドライウエル部) への注水】

⑳^b 溶融炉心堆積高さ0.2m以上の場合

運転員等は中央制御室にて、溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温 (水温計兼デブリ堆積検知用) で0.2m以上であることを確認し、発電長に報告する。また、発電長は災害対策本部長代理にペDESTAL (ドライウエル部) への注水を依頼する。

㉑^b 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にペDESTAL (ドライウエル部) への注水を指示する。

㉒^b 重大事故等対応要員は、ペDESTAL (ドライウエル部) への注水を実施し、災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。

㉓^b 発電長は、ペDESTAL (ドライウエル部) の水位を2.25m～2.75mに維持するため、崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上に格納容器下部注水系 (可搬型) として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにて送水するように災害

対策本部長代理に依頼する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【高所東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】（水源：代替淡水貯槽）

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，215分以内で可能である。

【高所西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，140分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】（水源：代替淡水貯槽）

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，535分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，320分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用した原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，20分以内で可能である。

【高所西側接続口を使用した原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，20分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合，20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。格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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，容易に実施可能である。

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

（添付資料 1.8.4，添付資料 1.8.10）

c. 消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において，格納容器下部注水系（常設）によりペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心の冷却ができない場合に，原子炉格納容器の破損を防止するため，ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした消火系によりペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷を判断した場合において，ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を確実に確保するため，水位確保操作を実施する。

また，原子炉圧力容器破損後は，ペDESTAL（ドライウエル部）の床

面に落下した熔融炉心を冠水冷却するため、ペデスタル（ドライウエル部）に注水を継続する。その際は、サプレッション・プールの水位が外部水源注水制限に到達することを遅らせるため、ペデスタル（ドライウエル部）の水位を2.25m～2.75mに維持する。

(a) 手順着手の判断基準

【ペデスタル（ドライウエル部）水位確保操作の判断基準】

炉心損傷を判断した場合^{※1}で、格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）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ペデスタル（ドライウエル部）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）によるペデスタル（ドライウエル部）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：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：設備に異常がなく、電源、燃料及び水源（ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）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、原子炉圧力容器内の水位

の低下（喪失），制御棒の位置表示の喪失数増加及び原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が300℃到達により確認する。

※4：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）指示値の喪失により確認する。

（添付資料1.8.8）

(b) 操作手順

消火系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.8－1図及び第1.8－2図に，概要図を第1.8－8図に，タイムチャートを第1.8－9図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に消火系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，消火系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水に必要な格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン隔離弁及び格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁の電源切替え操作を実施する。
- ③運転員等は中央制御室にて，ペDESTAL（ドライウェル部）への流入水を制限する制限弁が全閉，及びベント管に接続する排水弁が全開であることを確認する。なお，ベント管に接続する排水弁が全閉している場合は，全開操作を実施する。
- ④運転員等は中央制御室にて，消火系によるペDESTAL（ドライウェル部）への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等にて確認する。

⑤運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁の全閉操作を実施する。

⑥運転員等は、発電長に消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水の準備完了を報告する。

⑦発電長は、運転員等にディーゼル駆動消火ポンプの起動を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、ディーゼル駆動消火ポンプを起動し、消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上であることを確認した後、発電長に報告する。

⑨運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン隔離弁の全開操作を実施し、発電長に消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水の準備完了を報告する。

⑩発電長は、運転員等に消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水開始を指示する。

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保】

⑪運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁を開とし、低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇（80m³/h程度）により注水されたことを確認し、発電長に報告する。

なお、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を80m³/hに調整し、格納容器下部水位（高さ1m超検知用）が1mを超える水位を検知したことを確認した後、ペDESTAL（ドライウエル部）への注水を停止する。その後、ベント管を通じた排水により水位が低下し、一

定の時間遅れで排水弁が自動で全閉となることを確認する。

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水】

⑫運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁を開とし、消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水が開始されたことを低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇により確認した後、発電長に報告する。

⑬発電長は、運転員等にペDESTAL（ドライウエル部）の熔融炉心堆積高さに応じたペDESTAL（ドライウエル部）への注水開始を指示する。

⑭^a 熔融炉心堆積高さ0.2m未満の場合

運転員等は中央制御室にて、熔融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満であることを確認後、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を0.5m～1.0mに維持するため、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上に調整し、発電長に報告する。

⑭^b 熔融炉心堆積高さ0.2m以上の場合

運転員等は中央制御室にて、熔融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上であることを確認後、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を2.25m～2.75mに維持するため、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上に調整し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから消火系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【ペデスタル（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて実施した場合、54分以内で可能である。

【原子炉圧力容器破損後のペデスタル（ドライウエル部）への注水の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、1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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.8.4）

d. 補給水系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部注水系（常設）及び消火系によりペデスタル（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心の冷却ができない場合に、原子炉格納容器の破損を防止するため、復水貯蔵タンクを水源とした補給水系によりペデスタル（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷を判断した場合において、ペデスタル（ドライウエル部）の水位を確実に確保するため、水位確保操作を実施する。

また、原子炉圧力容器破損後は、ペデスタル（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心を冠水冷却するため、ペデスタル（ドライウエル部）に注水を実施する。その際は、サプレッション・プールの水位が外

部水源注水制限に到達することを遅らせるため、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を2.25m～2.75mに維持する。

(a) 手順着手の判断基準

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保操作の判断基準】

炉心損傷を判断した場合^{※1}で、格納容器下部注水系（常設）及び消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水ができず、補給水系が使用可能な場合^{※2}。

【原子炉压力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水操作の判断基準】

原子炉压力容器の破損の徴候^{※3}及び原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化^{※4}により原子炉压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）及び消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水ができず、補給水系が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で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（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。

※3：「原子炉压力容器の破損の徴候」は、原子炉压力容器内の水位の低下（喪失）、制御棒の位置表示の喪失数増加及び原子炉压力容器温度（下鏡部）指示値が300℃到達により確認する。

※4：「原子炉压力容器の破損によるパラメータの変化」は、格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下

部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）の上昇又は格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用）若しくは格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）指示値の喪失により確認する。

（添付資料1.8.8）

(b) 操作手順

補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.8－1図及び第1.8－2図に、概要図を第1.8－10図に、タイムチャートを第1.8－11図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン隔離弁及び格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁の電源切替え操作を実施する。
- ③運転員等は中央制御室にて、ペDESTAL（ドライウエル部）への流入水を制限する制限弁が全閉、及びベント管に接続する排水弁が全開であることを確認する。なお、ベント管に接続する排水弁が全閉している場合は、全開操作を実施する。
- ④運転員等は中央制御室にて、補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ⑤発電長は、災害対策本部長代理に連絡配管閉止フランジの切替え

を依頼する。

⑥災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に連絡配管閉止フランジの切替えを指示する。

⑦重大事故等対応要員は、連絡配管閉止フランジの切替えを実施し、連絡配管閉止フランジの切替え完了について災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。

⑧運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、補給水系－消火系連絡ライン止め弁の全開操作を実施する。

⑨運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁の全閉操作を実施する。

⑩運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン隔離弁の全開操作を実施する。

⑪発電長は、運転員等に復水移送ポンプの起動を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、復水移送ポンプを起動し、復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約 0.84MPa [gage] 以上であることを確認する。

⑬運転員等は、発電長に補給水系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水の準備完了を報告する。

⑭発電長は、運転員等に補給水系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水開始を指示する。

【ペDESTAL（ドライウェル部）水位確保】

⑮運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁を開とし、低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇（80m³/h程度）により注水されたことを確認

し、発電長に報告する。

なお、格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を $80\text{m}^3/\text{h}$ に調整し、格納容器下部水位（高さ1m超検知用）が1mを超える水位を検知したことを確認した後、ペデスタル（ドライウエル部）への注水を停止する。その後、ベント管を通じた排水により水位が低下し、一定の時間遅れで排水弁が自動で全閉となることを確認する。

【原子炉圧力容器破損後のペデスタル（ドライウエル部）への注水】

⑩運転員等は中央制御室にて、格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁を開とし、補給水系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水が開始されたことを低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇により確認した後、発電長に報告する。

⑪発電長は、運転員等にペデスタル（ドライウエル部）の熔融炉心堆積高さに応じたペデスタル（ドライウエル部）への注水を指示する。

⑫^a 熔融炉心堆積高さ0.2m未満の場合

運転員等は中央制御室にて、熔融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満であることを確認後、ペデスタル（ドライウエル部）の水位を0.5m～1.0mに維持するため、格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上に調整し、発電長に報告する。

⑫^b 熔融炉心堆積高さ0.2m以上の場合

運転員等は中央制御室にて、溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上であることを確認後、ペDESTAL（ドライウェル部）の水位を2.25m～2.75mに維持するため、格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁により低圧代替注水系格納容器下部注水流量を崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上に調整し、発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから補給水系によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【ペDESTAL（ドライウェル部）水位確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員4名にて実施した場合、108分以内で可能である。

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウェル部）への注水の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、1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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.8.4）

1.8.2.2 溶融炉心のペDESTAL（ドライウェル部）の床面への落下遅延・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、溶融炉心のペDESTAL（ドライウェ

ル部)の床面への落下を遅延又は防止するため原子炉压力容器へ注水する。また、十分な炉心の冷却ができず原子炉压力容器下部へ溶融炉心が移動した場合でも原子炉压力容器へ注水することにより原子炉压力容器の破損遅延又は防止を図る。

溶融炉心のペデスタル(ドライウェル部)の床面への落下を遅延又は防止するため原子炉压力容器への注水手段を着手する場合は、低圧代替注水系(常設)及び低圧代替注水系(可搬型)として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉压力容器への注水手段を同時並行で準備する。

なお、原子炉压力容器内の水位が不明と判断した場合は、原子炉底部からジェットポンプ上端(以下「原子炉水位L0」という。)以上まで水位を回復させるために必要な原子炉注水量を注水する。その後、原子炉水位をL0以上で維持するため崩壊熱相当の注水量以上での注水を継続的に実施する。

a. 低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車により低圧代替注水系(常設)の電源を確保し、原子炉压力容器へ注水する。また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、非常用炉心冷却系及び高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、低圧代替注水系(常設)の運転状態確認後、逃がし安全弁により減圧を実施する。

逃がし安全弁により減圧を実施する手順については「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」にて整備する。

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

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉圧力容器への注水ができず、低圧代替注水系（常設）が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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（代替淡水貯槽）が確保されている場合。

(b) 操作手順

低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.8－3図に、概要図を第1.8－12図に、タイムチャートを第1.8－13図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要な残留熱除去系C系注入弁の電源切替え操作を実施する。

③運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）による原子

炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。

④運転員等は中央制御室にて、低圧代替注水系（常設）の使用モードを選択し、低圧代替注水系（常設）を起動操作した後、常設低圧代替注水系ポンプが起動し、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約2.0MPa [gage] 以上であることを確認するとともに常設低圧代替注水系系統分離弁、原子炉注水弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁が自動開したことを確認する。

⑤発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑥運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系C系注入弁の全開操作を実施する。

⑦運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、（常設ライン狭帯域用）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位L 0以上に維持する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）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7分以内で可能である。

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（淡水／海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において、低圧代替注水系（常設）、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、低圧代替注水系（可搬型）により原子炉压力容器への注水を実施する。また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、低圧代替注水系（可搬型）の運転状態確認後、逃がし安全弁により減圧を実施する。

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

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び非常用炉心冷却系による原子炉压力容器への注水ができず、低圧代替注水系（可搬型）が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：設備に異常がなく、電源、燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）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）による原子炉压力容器への注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.8-3図に、概要図を第1.8-14図に、タイムチャートを第1.8-15図に示す（残留熱除去系C系配管を使用する原

子炉建屋西側接続口，高所西側接続口又は高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水及び低圧炉心スプレイ系配管を使用する原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の手順は，手順⑦以外同様。）。。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長代理に低圧代替注水系配管・弁の接続口への低圧代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。

②災害対策本部長代理は，発電長に低圧代替注水系（可搬型）で使用する低圧代替注水系配管・弁の接続口を連絡するとともに重大事故等対応要員に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

③発電長は，運転員等に残留熱除去系C系配管又は低圧炉心スプレイ系配管を使用した低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な残留熱除去系C系注入弁又は低圧炉心スプレイ系注入弁の電源切替え操作を実施する。

⑤運転員等は中央制御室にて，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への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等により確認する。

⑥発電長は，原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後，運転員等に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の系統構成を指示する。

⑦^a 残留熱除去系C系配管を使用した原子炉建屋西側接続口，高所

西側接続口又は高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁、残留熱除去系C系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁の全開操作を実施する。

⑦^b 低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合

運転員等は中央制御室にて、原子炉注水弁、低圧炉心スプレイ系注入弁及び原子炉圧力容器注水流量調整弁の全開操作を実施する。

⑧ 発電長は、災害対策本部長代理に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器へ注水するための原子炉建屋原子炉棟内の系統構成が完了したことを連絡する。

⑨ 災害対策本部長代理は、発電長に低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を連絡するとともに重大事故等対応要員に低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑩ 重大事故等対応要員は、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、原子炉建屋西側接続口、原子炉建屋東側接続口、高所西側接続口又は高所東側接続口の弁の全開操作を実施し、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は、発電長に報告する。

⑪発電長は、運転員等に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、（常設ライン狭帯域用）又は低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、（可搬ライン狭帯域用）指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位L 0以上に維持する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、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の必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合】（水源：代替淡水貯槽）

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合】（水源：代替淡水貯槽）

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大

事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320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。低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

（添付資料1.8.4）

c. 代替循環冷却系による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、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は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により代替循環冷却系の電源を確保し、原子炉圧力容器への注水を実施する。また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は、代替循環冷却系の運転状態確認後、逃がし安全弁により減圧を実施する。

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

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができず、代替循環冷却系が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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、冷却水及び水源（サブプレッション・チェンバ）が確保されている場合。

(b) 操作手順

代替循環冷却系 A 系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり（代替循環冷却系 B 系による原子炉圧力容器への注水手順も同様。）。

手順の対応フローを第1.8－3図に、概要図を第1.8－16図に、タイムチャートを第1.8－17図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に代替循環冷却系 A 系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系 A 系による原子炉圧力容器への注水に必要な残留熱除去系 A 系ミニフロー弁、残留熱除去系熱交換器（A）出口弁、残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁及び残留熱除去系 A 系注入弁の電源切替え操作を実施する。

③運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系 A 系による原子炉圧

力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認するとともに、冷却水が確保されていることを確認する。

④運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 A 系注水配管分離弁、残留熱除去系 A 系ミニフロー弁、残留熱除去系熱交換器（A）出口弁及び残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁の全閉操作を実施する。

⑤運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁及び代替循環冷却系 A 系テスト弁の全開操作を実施する。

⑥運転員等は中央制御室にて、代替循環冷却系ポンプ（A）を起動し、代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が約 1.2MPa [gage] 以上であることを確認後、発電長に報告する。

⑦発電長は、原子炉圧力指示値が 4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に代替循環冷却系 A 系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 A 系注入弁の全開操作を実施した後、代替循環冷却系 A 系注入弁の全開操作を実施するとともに、代替循環冷却系 A 系テスト弁の全閉操作を実施する。

⑨運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを代替循環冷却系原子炉注水流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位 L 0 以上に維持する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断した後、冷却水を確保してから

代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水開始まで41分以内で可能である。

d. 消火系による原子炉压力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、消火系による原子炉压力容器への注水を実施する。また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、消火系の運転状態確認後、逃がし安全弁により減圧を実施する。

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

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水ができず、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：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：設備に異常がなく、電源、燃料及び水源（ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

消火系による原子炉压力容器への注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.8-3図に、概要図を第1.8-18図に、タイムチャートを第1.8-19図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に消火系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、消火系による原子炉圧力容器への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等にて確認する。
- ③運転員等はタービン建屋にて、補助ボイラ冷却水元弁の全閉操作を実施する。
- ④発電長は、運転員等に消火系による原子炉圧力容器への注水準備のため、ディーゼル駆動消火ポンプの起動を指示する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、ディーゼル駆動消火ポンプを起動し、消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上であることを確認した後、発電長に報告する。
- ⑥発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に消火系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系B系消火系ライン弁及び残留熱除去系B系注入弁の全開操作を実施する。
- ⑧運転員等は中央制御室にて、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位L0以上で維持する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現

場対応を運転員等（当直運転員）2名にて実施した場合、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56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。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.8.4）

e. 補給水系による原子炉压力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において、低圧代替注水系（常設）、代替循環冷却系及び消火系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、補給水系による原子炉压力容器への注水を実施する。また、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合において、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水ができない場合は、補給水系の運転状態確認後、逃がし安全弁により減圧を実施する。

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

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、低圧代替注水系（常設）、代替循環冷却系及び消火系による原子炉压力容器への注水ができず、補給水系が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉压力容器温度で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（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

補給水系による原子炉圧力容器への注水手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第1.8－3図に，概要図を第1.8－20図に，タイムチャートを第1.8－21図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に補給水系による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて，補給水系による原子炉圧力容器への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等にて確認する。
- ③発電長は，災害対策本部長代理に連絡配管閉止フランジの切替えを依頼する。
- ④災害対策本部長代理は，重大事故等対応要員に連絡配管閉止フランジの切替えを指示する。
- ⑤重大事故等対応要員は，連絡配管閉止フランジの切替えを実施し，災害対策本部長代理に連絡配管閉止フランジの切替えが完了したことを報告する。また，災害対策本部長代理は，発電長に報告する。
- ⑥運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて，補給水系－消火系連絡ライン止め弁の全開操作を実施する。
- ⑦運転員等はタービン建屋にて，補助ボイラ冷却水元弁の全閉操作を実施する。
- ⑧運転員等は中央制御室にて，残留熱除去系 B 系消火系ライン弁の

全開操作を実施する。

⑨発電長は、運転員等に復水移送ポンプの起動を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、復水移送ポンプを起動し、復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.84MPa [gage] 以上であることを確認する。

⑪発電長は、原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下であることを確認後、運転員等に補給水系による原子炉圧力容器への注水の開始を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系B系注入弁の全開操作を実施し、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系系統流量指示値及び原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電長に報告するとともに原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位L0以上に維持する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員4名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから補給水系による原子炉圧力容器への注水開始まで110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。屋内作業の室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.8.4）

f. 高圧代替注水系による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、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系によ

る原子炉圧力容器への注水ができない場合は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置、可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車、常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器により高圧代替注水系の電源を確保し、原子炉圧力容器へ注水する。

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

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、給水・復水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水ができず、高圧代替注水系が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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：原子炉圧力指示値が0.69MPa[gage]以上ある場合において、設備に異常がなく、電源及び水源（サブプレッション・チェンバ）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圧力容器への注水については、
「1.2.2.1(1) a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動」の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて操作を実施した場合、作業開始を判断してから高压代替注水系による原子炉圧力容器への注水開始まで10分以内で可能である。

g. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入

損傷炉心へ注水する場合、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

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、損傷炉心へ注水する場合で、ほう酸水注入系が使用可能な場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ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（ほう酸水貯蔵タンク）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原子炉圧力容器への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第1.8-3図に、概要図を第1.8-22図に、タイムチャートを第1.8-23図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に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の準備開始を指示する。

②運転員等は中央制御室にて、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等にて確認する。

③運転員等は中央制御室にて、ほう酸水注入ポンプ（A）又はほう酸水注入ポンプ（B）の起動操作（ほう酸水注入系起動用キー・スイッチを「SYS A」位置（B系を起動する場合は「SYS B」位置）にすることで、ほう酸水貯蔵タンク出口弁及びほう酸水注入系爆破弁が全開となり、ほう酸水注入ポンプが起動し、原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施し、ほう酸水注入ポンプ吐出圧力が原子炉圧力容器内の圧力以上であることを確認する。

④発電長は、運転員等にほう酸水貯蔵タンク液位を監視し、ほう酸水の全量注入完了を確認後、ほう酸水注入ポンプを停止するよう指示する。

⑤運転員等は中央制御室にて、ほう酸水注入ポンプを停止し、発電長に報告する。

（c） 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、作業開始を判断してから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開始まで2分以内で可能である。

1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

逃がし安全弁による減圧手順については、「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」にて整備する。

残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水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。

西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続

口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプ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。

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による常設低圧代替注水系ポンプ，高圧代替注水系，代替循環冷却系ポンプ，ほう酸水注入ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断，確認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。

1.8.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

- (1) ペDESTAL（ドライウェル部）の床面に落下した熔融炉心の冷却のための対応手段の選択

重大事故等時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第1.8-24図に示す。

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交流動力電源が確保できた場合，代替淡水貯槽が使用可能であれば格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）の水位確保操作を実施する。代替淡水貯槽が使用できない場合，消火系，補給水系又は格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）の水位確保操作

を実施する。また、原子炉圧力容器が破損し、ペDESTAL（ドライウエル部）へ落下した熔融炉心を冠水冷却する場合においても、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位確保を実施する際と同様の順で対応手段を選択し、ペDESTAL（ドライウエル部）へ注水する。ペDESTAL（ドライウエル部）の水位確保操作は、発電用原子炉の冷却や原子炉格納容器内の冷却と並行して実施するが、発電用原子炉の冷却や原子炉格納容器内の冷却とペDESTAL（ドライウエル部）の水位確保操作が並行して実施できない場合は、発電用原子炉の冷却や原子炉格納容器内の冷却を実施した後、ペDESTAL（ドライウエル部）への水張りを実施する。

格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水手段については、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水手段と同時並行で準備する。

また、格納容器下部注水系（常設）、格納容器下部注水系（可搬型）、消火系及び補給水系の手段のうちペDESTAL（ドライウエル部）への注水可能な系統1系統以上を起動し、注水のための系統構成が完了した時点で、その手段によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水を開始する。

なお、消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水は、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貯蔵タンク又は多目的タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。また、補給水系は連絡配管閉止フランジの切替えに時間を要することから、消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水ができない場合に実施する。

（添付資料1.8.5、添付資料1.8.6、添付資料1.8.7）

- (2) 熔融炉心のペDESTAL（ドライウエル部）の床面への落下遅延・防止のための対応手段の選択

重大事故等時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第1.8－24図に示す。

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交流動力電源が確保できるまでは、交流動力電源を必要としない高圧代替注水系により原子炉圧力容器へ注水し、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交流動力電源が確保できた段階で、高圧代替注水系に併せてほう酸水注入系によるほう酸水注入を行う。また、低圧の代替注水手段の運転が可能となり発電用原子炉の減圧が完了するまでの期間は、高圧代替注水系により原子炉圧力容器への注水を継続する。

発電用原子炉の減圧が完了し、代替淡水貯槽が使用可能であれば低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。代替淡水貯槽が使用できない場合、代替循環冷却系、消火系、補給水系又は低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する。その際も併せてほう酸水注入系によるほう酸水注入を行う。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手段については、低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手段と同時並行で準備する。

また、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、消火系、補給水系及び高圧代替注水系の手段のうち原子炉圧力容器への注水可能な系統1系統以上を起動し、注水のための系統構成が完了した時点で、その手段による原子炉圧力容器への注水を開始する。

なお、消火系による原子炉圧力容器への注水は、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。また、補給水系は連絡配管閉止フランジの切替えに時間を要することから、消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合

に実施する。

熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のために原子炉圧力容器へ注水を実施している際、炉心損傷と判断した場合は、原子炉格納容器下部への注水操作を開始する。

代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水を実施する際の系統の選択は、常設低圧代替注水系ポンプによる代替格納容器スプレイ冷却系と配管を共有しない系統を優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：代替循環冷却系 A 系

優先②：代替循環冷却系 B 系

(添付資料1.8.5, 添付資料1.8.6)

第1.8－1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧（1／5）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
ベデスタル（ドライウエル部） の床面に落下した溶融炉心の冷却	—	ベデスタル（ドライウエル部） 格納容器下部注水系（常設） への注水	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※ ² 低圧代替注水系配管・弁 格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 原子炉格納容器 コリウムシールド 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－3a」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		ベデスタル（ドライウエル部） 格納容器下部注水系（可搬型） への注水	可搬型代替注水中型ポンプ※ ² 可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 西側淡水貯水設備※ ² 代替淡水貯槽※ ² ホース 低圧代替注水系配管・弁 格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 原子炉格納容器 コリウムシールド 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－3a」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。
 ※2：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。
 ※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（2／5）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心の冷却	—	ペDESTAL（ドライウエル部）への注水 消火系による	格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 原子炉格納容器 コリウムシールド 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデン ト） 「注水－3 a」等 AM設備別操作手順書
			ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク※ ² 多目的タンク※ ² 消火系配管・弁	自主 対策設備	重大事故等対策要領
		ペDESTAL（ドライウエル部）への注水 補給水系による	格納容器下部注水系配管・弁 原子炉格納容器床ドレン系配管・弁 原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁 原子炉格納容器 コリウムシールド 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデン ト） 「注水－3 a」等 AM設備別操作手順書
			復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク※ ² 補給水系配管・弁 消火系配管・弁	自主 対策設備	重大事故等対策要領

※1：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。
 ※2：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。
 ※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／5）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
溶融炉心のベデスタル（ドライウエル部）の床面への落下遅延・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	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽※ ² 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系C系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		低圧代替注水系（可搬型）による 原子炉圧力容器への注水	可搬型代替注水中型ポンプ※ ² 可搬型代替注水大型ポンプ※ ² 西側淡水貯水設備※ ² 代替淡水貯槽※ ² ホース 低圧代替注水系配管・弁 残留熱除去系C系配管・弁 低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパー ージャ 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		代替循環冷却系による 原子炉圧力容器への注水	代替循環冷却系ポンプ サプレッション・チェンバ 残留熱除去系熱交換器 代替循環冷却系配管・弁 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ 原子炉圧力容器 残留熱除去系海水系ポンプ※ ¹ 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ※ ¹ 緊急用海水系ストレーナ 常設代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			可搬型代替注水大型ポンプ※ ¹ ホース	自主対策 設備	

※1：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。

※2：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。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4／5）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
溶融炉心のベDESTAL（ドライウエル部）の床面への落下遅延・防止	—	原子炉圧力容器への注水 消火系による	ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水貯蔵タンク※2 多目的タンク※2 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料給油設備※3	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		原子炉圧力容器への注水 補給水系による	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク※2 補給水系配管・弁 消火系配管・弁 残留熱除去系B系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料給油設備※3	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		原子炉圧力容器への注水 高圧代替注水系による	常設高圧代替注水系ポンプ サプレッション・チェンバ 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 高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ 原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備※3 可搬型代替直流電源設備※3 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水との供給手順等」にて整備する。

※3：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。

対応手段，対処設備，手順書一覧（5／5）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対処設備		手順書
溶融炉心のベDESTAL（ドライウエル部）の床面への落下遅延・防止	—	原子炉圧力容器へのほう酸水注入によるほう酸水注入系による	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料給油設備※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデン ト） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：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。

※2：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。

※3：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。

第1.8－2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（1／11）

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.1 ベDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順			
(1) ベDESTAL（ドライウエル部）への注水			
a. 格納容器下部注水系（常設）によるベDESTAL（ドライウエル部）への注水			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－3 a」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用） 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		電源	緊急用メタルクラッド開閉装置（以下「メタルクラッド開閉装置」を「M／C」という。）電圧 緊急用パワーセンタ（以下「パワーセンタ」を「P／C」という。）電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		補機監視機能	制御棒位置指示
		水源の確保	代替淡水貯槽水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位（高さ 1m 超検知用） 格納容器下部水位（高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用） 格納容器下部水位（満水管理用） 格納容器下部雰囲気温度
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位

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）
1.8.2.1 ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順			
(1) ペDESTAL（ドライウエル部）への注水			
b. 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－3 a」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A広帯域） 原子炉水位（S A燃料域）
		原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用） 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		補機監視機能	制御棒位置指示
		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位（高さ 1m 超検知用） 格納容器下部水位（高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用） 格納容器下部水位（満水管理用） 格納容器下部雰囲気温度
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量
		水源の確保	西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位

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）
1.8.2.1 ベDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順			
(1) ベDESTAL（ドライウエル部）への注水			
c. 消火系によるベDESTAL（ドライウエル部）への注水			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－3 a」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用） 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		電源	M／C 2D電圧 P／C 2D電圧 直流125V主母線盤 2B電圧
		補機監視機能	制御棒位置指示
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位（高さ 1m 超検知用） 格納容器下部水位（高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用） 格納容器下部水位（満水管理用） 格納容器下部雰囲気温度
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系格納容器下部注水流量
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッダ圧力
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位

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）
1.8.2.1 ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順			
(1) ペDESTAL（ドライウエル部）への注水			
d. 補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－3 a」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉格納容器内の温度	格納容器下部水温（水温計兼デブリ落下検知用） 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		電源	M／C 2 C 電圧 P／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
		補機監視機能	制御棒位置指示
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		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・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度 格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）
		原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位（高さ 1m 超検知用） 格納容器下部水位（高さ 0.5m, 1.0m 未満検知用） 格納容器下部水位（満水管理用） 格納容器下部雰囲気温度
		原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系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
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧 (5/11)

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）
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止のための対応手順			
(1) 原子炉压力容器への注水			
a. 低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
		原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		水源の確保	代替淡水貯槽水位
	操作	原子炉压力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉压力容器への注水量	低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）
		補機監視機能	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
		水源の確保	代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (6/11)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目	監視パラメータ (計器)
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル (ドライウェル部) の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 b. 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水)		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「注水-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率
		格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度
		原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位
		原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)
	操作	原子炉圧力容器内の圧力
		原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		電源
		緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
	操作	水源の確保
		西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位
		原子炉圧力容器内の水位
		原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域)
		原子炉圧力容器内の圧力
		原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
		原子炉圧力容器への注水量
		低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン狭帯域用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (可搬ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (可搬ライン狭帯域用)
		水源の確保
		西側淡水貯水設備水位 代替淡水貯槽水位

監視計器一覧 (7/11)

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2 溶融炉心のベDESTAL（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 c. 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		電源	緊急用M／C 電圧 緊急用 P／C 電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）
		水源の確保	サプレッション・プール水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	代替循環冷却系原子炉注水流量
		補機監視機能	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力
		水源の確認	サプレッション・プール水位

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）
1.8.2.2 溶融炉心のベデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 d. 消火系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		電源	M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力
		水源の確保	ろ過水貯蔵タンク水位

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）
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止のための対応手順 （1）原子炉圧力容器への注水 e．補給水系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		電源	M／C 2 C 電圧 P／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 P／C 2 D 電圧 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱除去系系統流量
		補機監視機能	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力
水源の確保		復水貯蔵タンク水位	

監視計器一覧 (10/11)

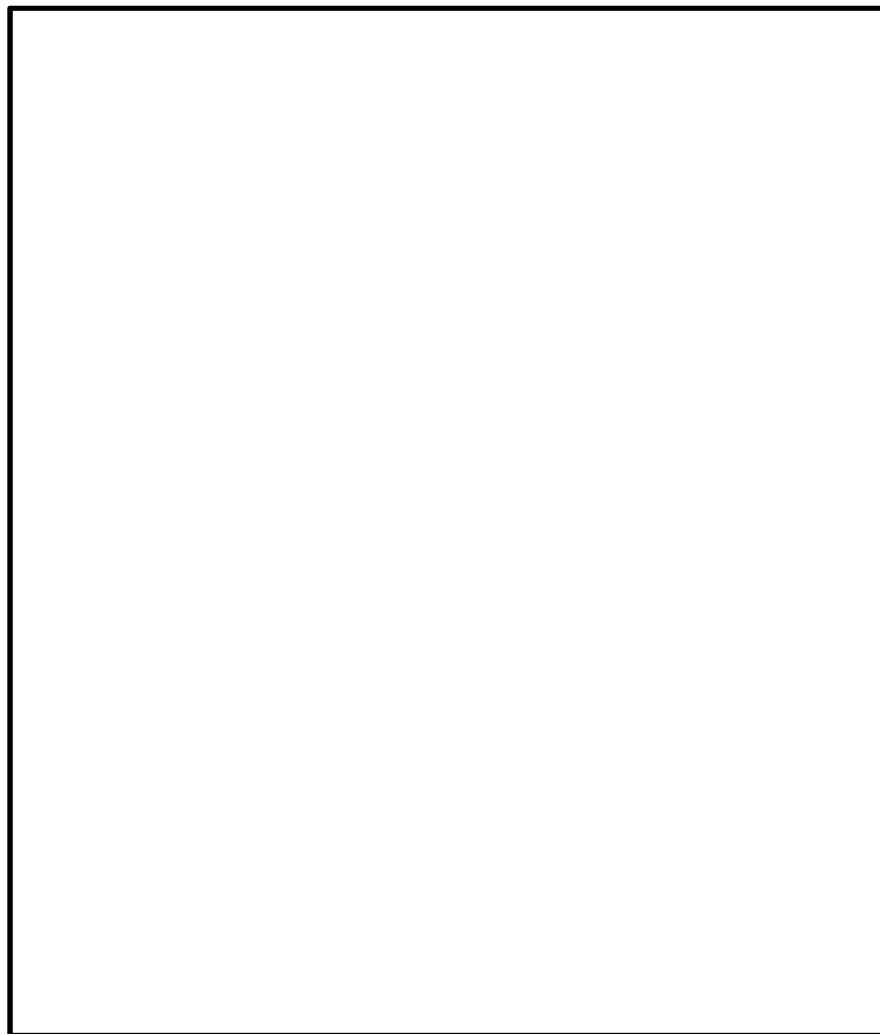
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止のための対応手順			
(1) 原子炉圧力容器への注水			
f. 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
		水源の確保	サプレッション・プール水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		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	常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力
水源の確保		サプレッション・プール水位	

監視計器一覧 (11/11)

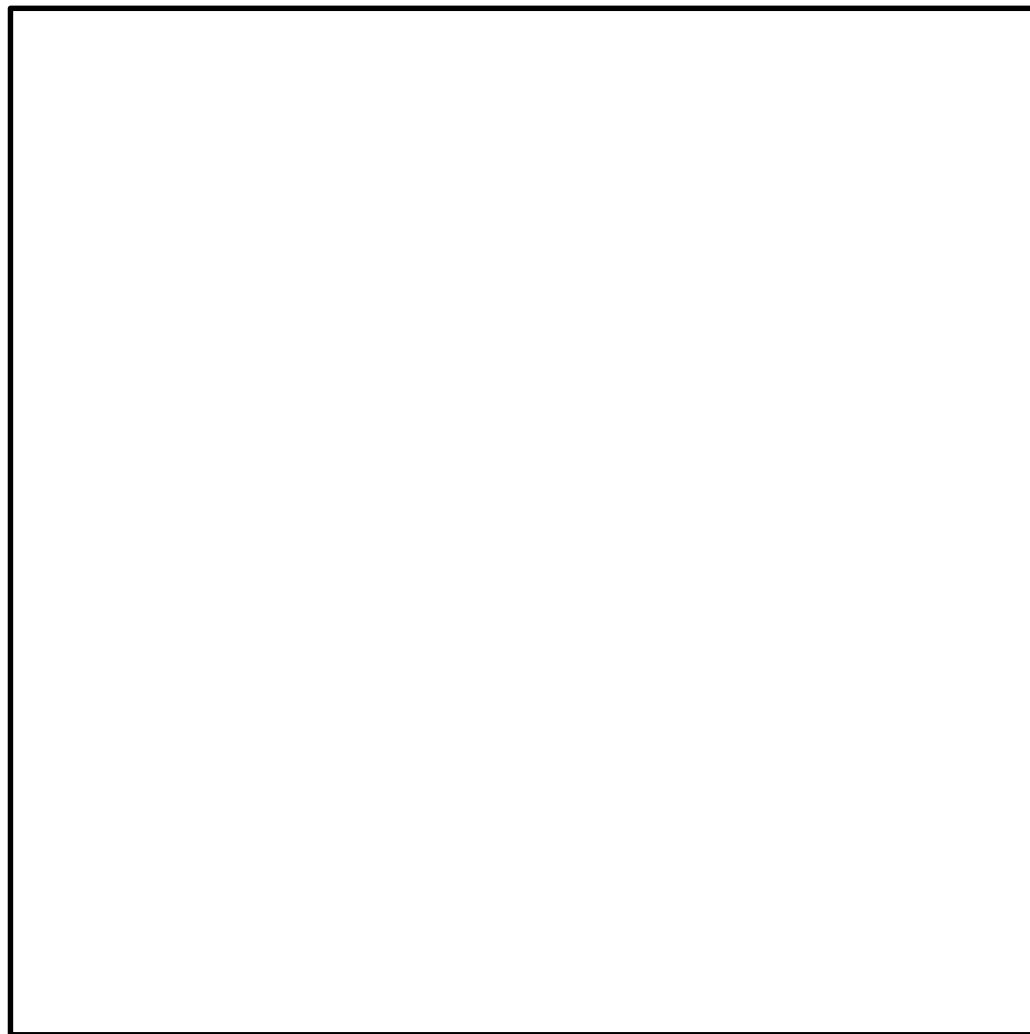
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2 溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止のための対応手順 (1) 原子炉圧力容器への注水 g. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入			
非常時運転手順書Ⅲ （シビアアクシデント） 「注水－1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		電源	緊急用M／C電圧 緊急用P／C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力

第1.8－3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

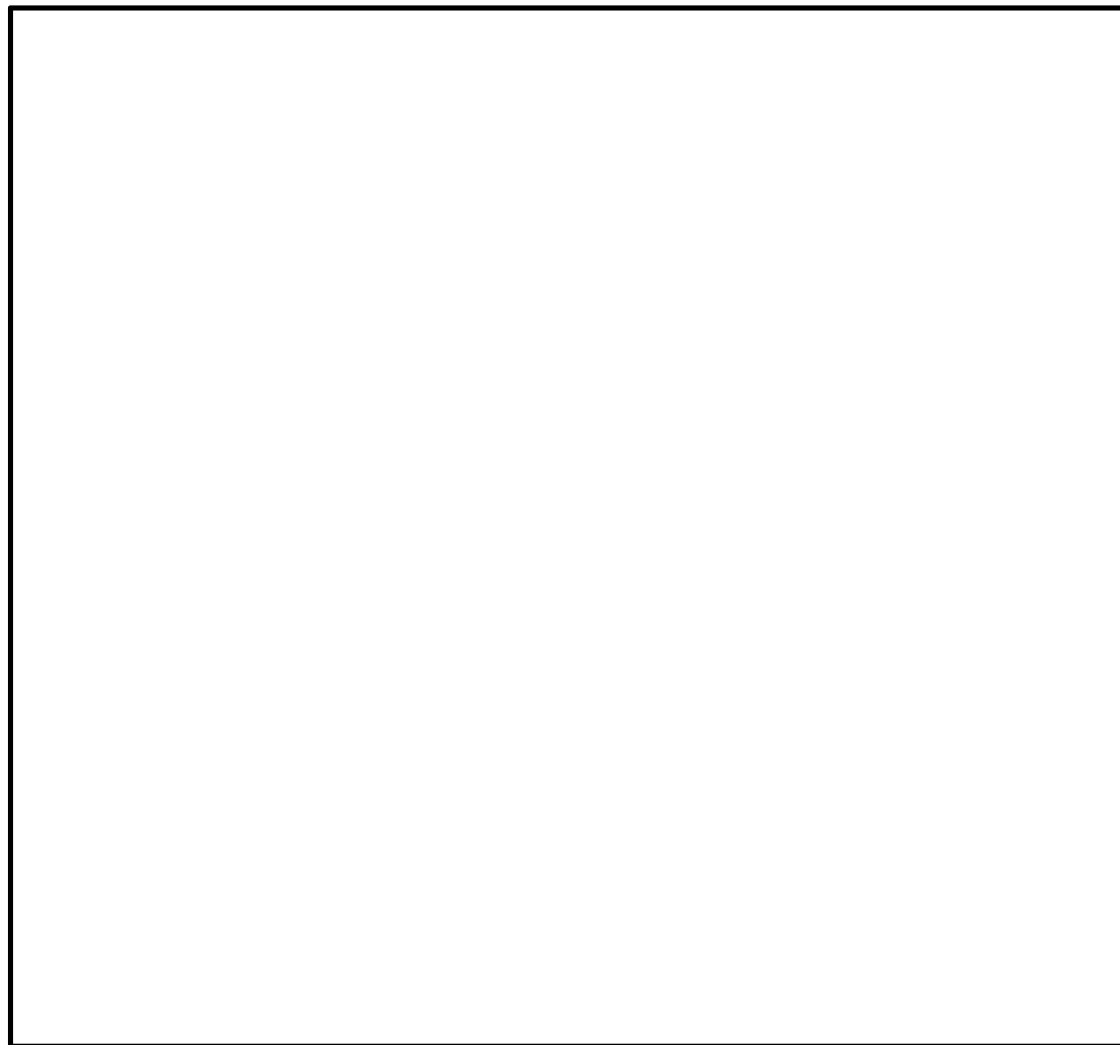
対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.8】 原子炉格納容器下部の溶 融炉心を冷却するための 手順等	常設低圧代替注水系ポンプ	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用 P／C
	低圧代替注水系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用モータコントロールセンタ (以下「モータコントロールセン タ」を「MCC」という。)
	格納容器下部注水系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2D系
	残留熱除去系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2C系 MCC 2D系
	低圧炉心スプレイ系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2C系
	代替循環冷却系ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用 P／C
	代替循環冷却系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用MCC
	原子炉隔離時冷却系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 緊急用直流125V主母線盤
	高圧代替注水系 弁	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 可搬型代替直流電源設備 緊急用直流125V主母線盤
	ほう酸水注入ポンプ・弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 MCC 2C系 MCC 2D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 直流125V主母線盤 2A 直流125V主母線盤 2B 緊急用直流125V主母線盤



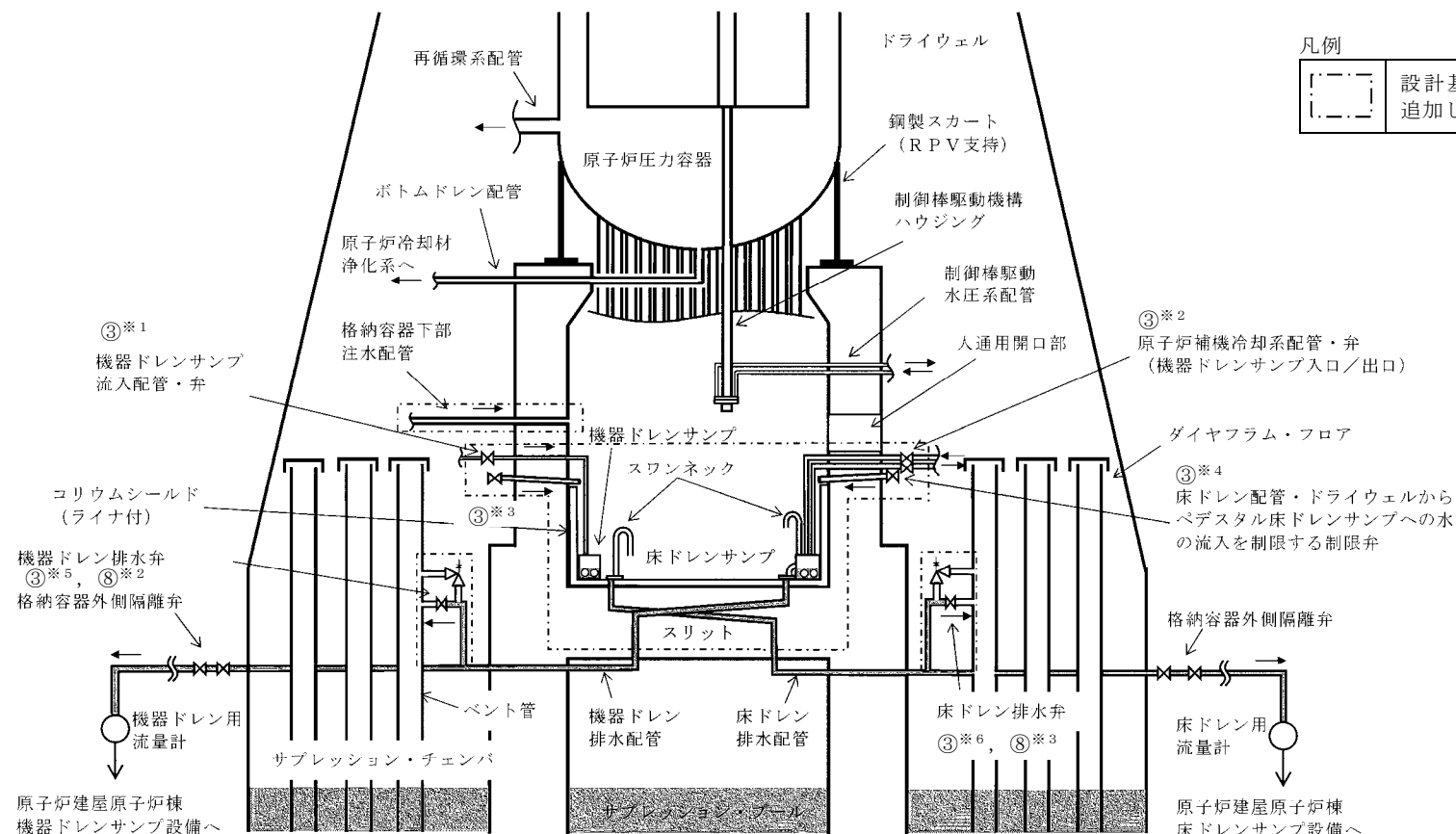
第1.8-1図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水-3 a」における対応フロー



第1.8-2図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水-3 b」における対応フロー



第1.8-3図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「注水-1」における対応フロー

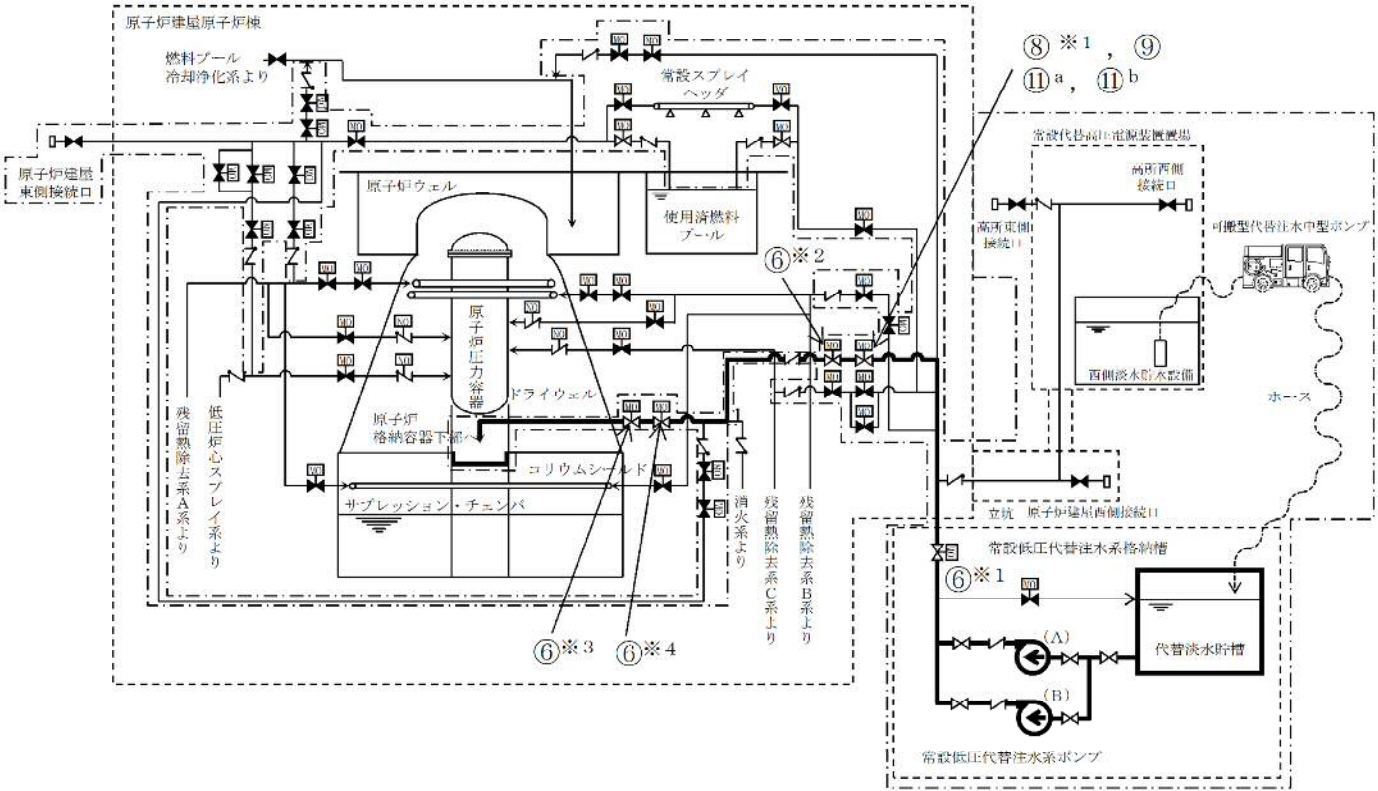


凡例	
 	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
③※1, ③※2, ③※3, ③※4	制限弁
③※5, ③※6, ⑧※2, ⑧※3	排水弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-4図 格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水 概要図（1/2）



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※1	常設低圧代替注水系系統分離弁	⑥※4	格納容器下部注水系ペダスタル注入ライン流量調整弁
⑥※2	格納容器下部注水系ペダスタル注水弁	⑧※1, ⑨, ⑪a, ⑪b	格納容器下部注水系ペダスタル注水流量調整弁
⑥※3	格納容器下部注水系ペダスタル注入ライン隔離弁		

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

第1.8-4図 格納容器下部注水系（常設）によるペダスタル（ドライウェル部）への注水 概要図（2/2）

		経過時間 (分)												備考
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水 17分												
格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	2												

		経過時間 (分)												備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペデスタル（ドライウエル部）の水位 1.05m 到達 4分 ペデスタル（ドライウエル部）への注水停止												
格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	2												

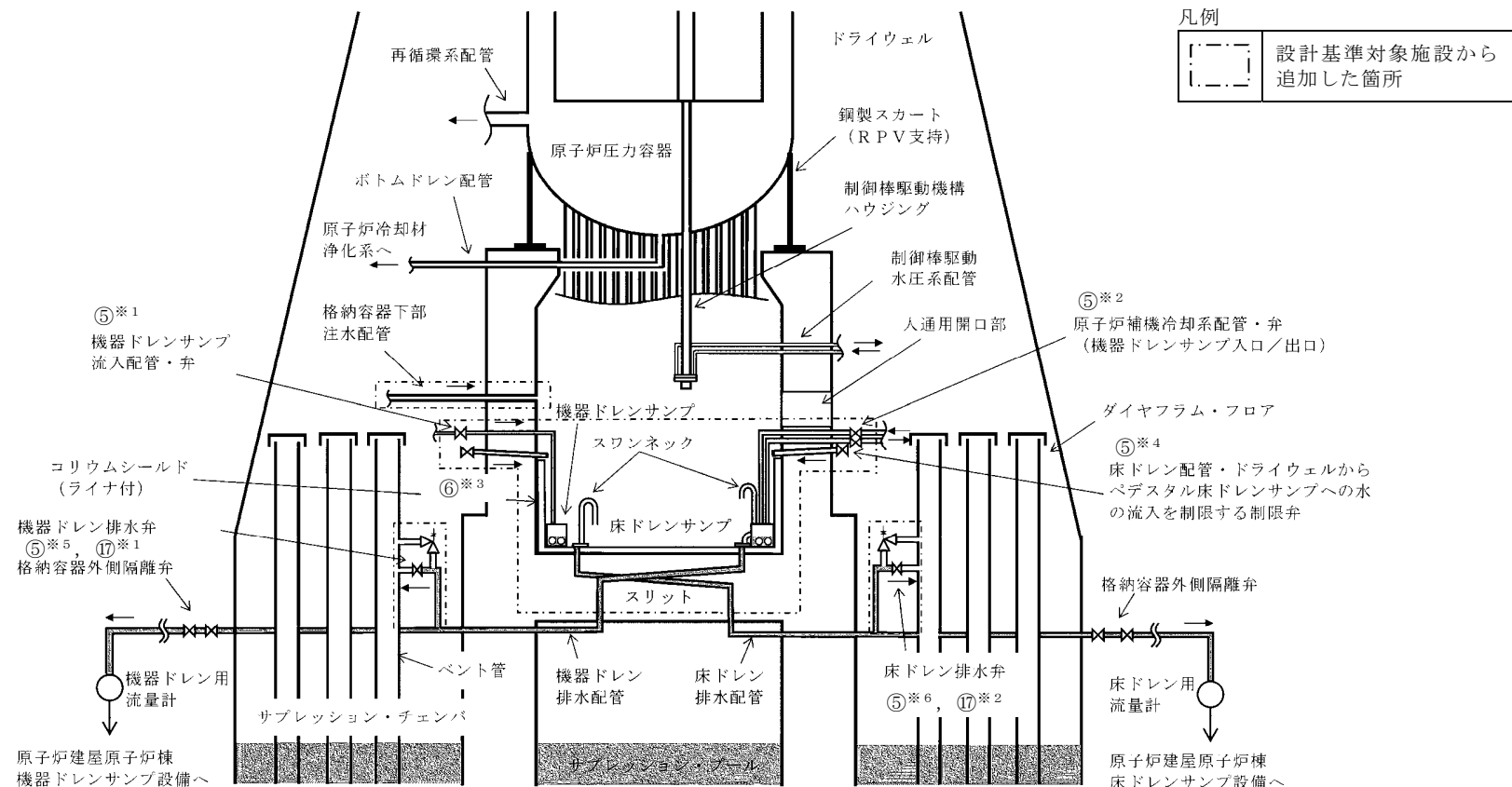
		経過時間 (分)												備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ベント管より排水後、ペデスタル（ドライウエル部）の水位 1.0m 到達 1分 ベント管より排水停止確認												
格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	2												

【ペデスタル（ドライウエル部）水位確保】

		経過時間 (分)												備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペデスタル（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さ確認 1分 ペデスタル（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さに応じた注水												
格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	2												

【原子炉圧力容器破損後のペデスタル（ドライウエル部）への注水】

第1.8－5図 格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水 タイムチャート

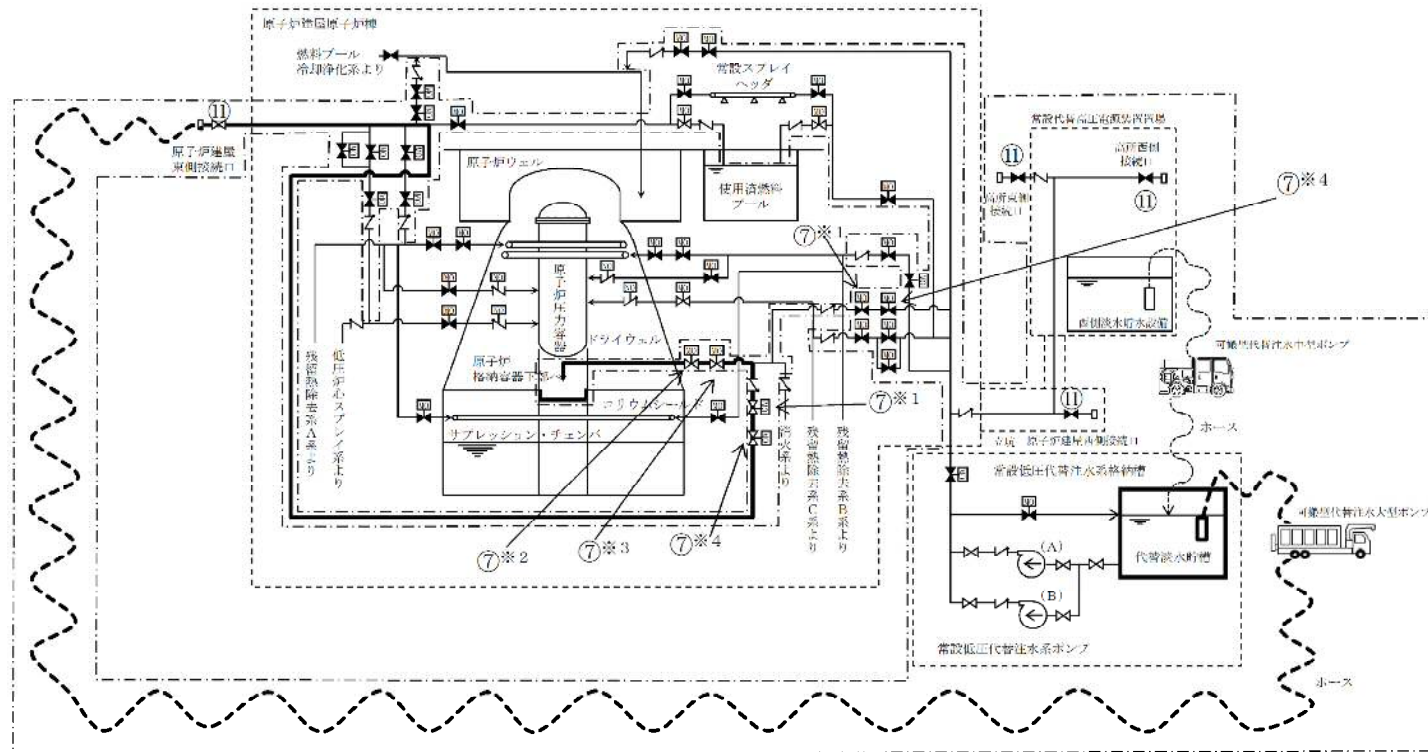


操作手順	弁名称
⑤※1, ⑤※2, ⑤※3, ⑤※4	制限弁
⑤※5, ⑤※6, ⑦※1, ⑦※2	排水弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-6図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水） 概要図（1／2）



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑦※1	格納容器下部注水系ペDESTAL注水弁	⑦※4	格納容器下部注水系ペDESTAL注水流量調整弁
⑦※2	格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン隔離弁	⑪	原子炉建屋西側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁
⑦※3	格納容器下部注水系ペDESTAL注入ライン流量調整弁		

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

第1.8-6図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水（淡水／海水） 概要図（2／

2)

		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	実施箇所・必要要員数	格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水 140 分														
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） （高所西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1														
	重大事故等対応要員	8														

【ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は 70m】

		経過時間（分）												備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位 1.05m 到達 ペDESTAL（ドライウエル部）への注水停止 10 分												
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1												
	重大事故等対応要員	8												

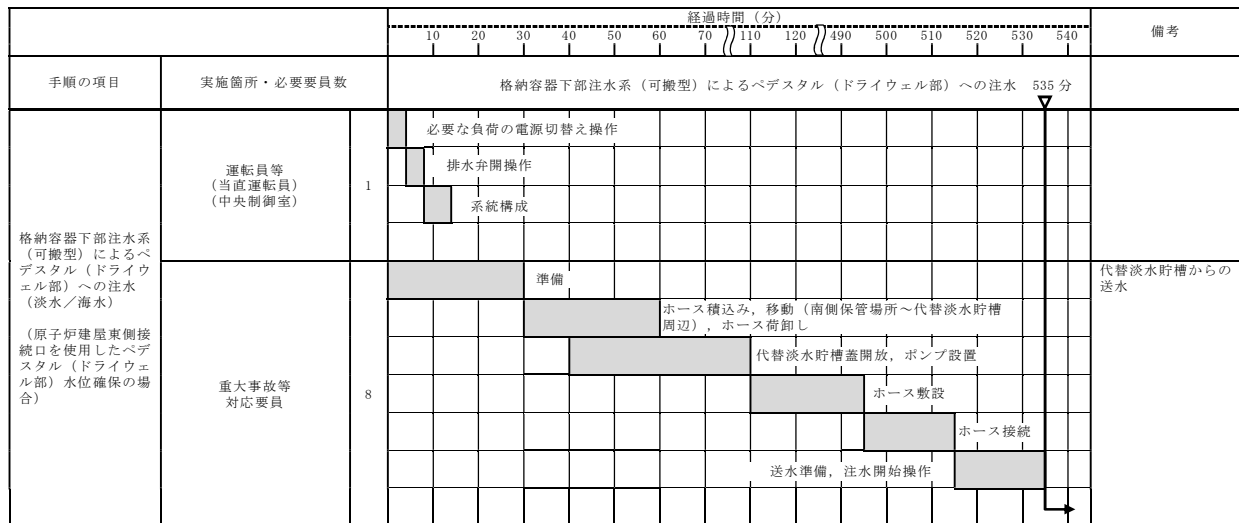
		経過時間（分）												備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペント管より排水後、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位 1.0m 到達 1 分 ペント管より排水停止確認												
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1												
	重大事故等対応要員	8												

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保】

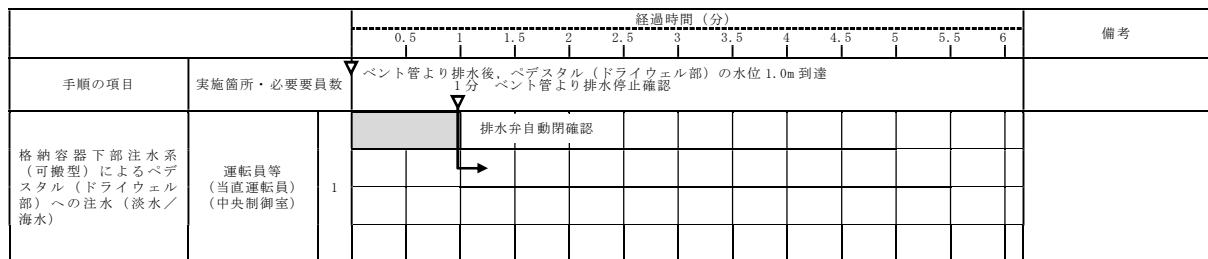
		経過時間（分）																備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さ確認 ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さに応じた注水 20 分																
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1																
	重大事故等対応要員	8																

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水】

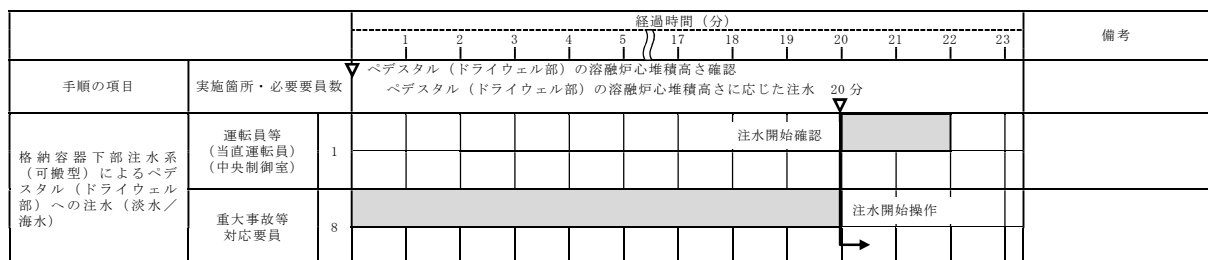
第1.8－7図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） タイムチャート（2／4）



【ホース敷設（代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口）の場合は 542m】

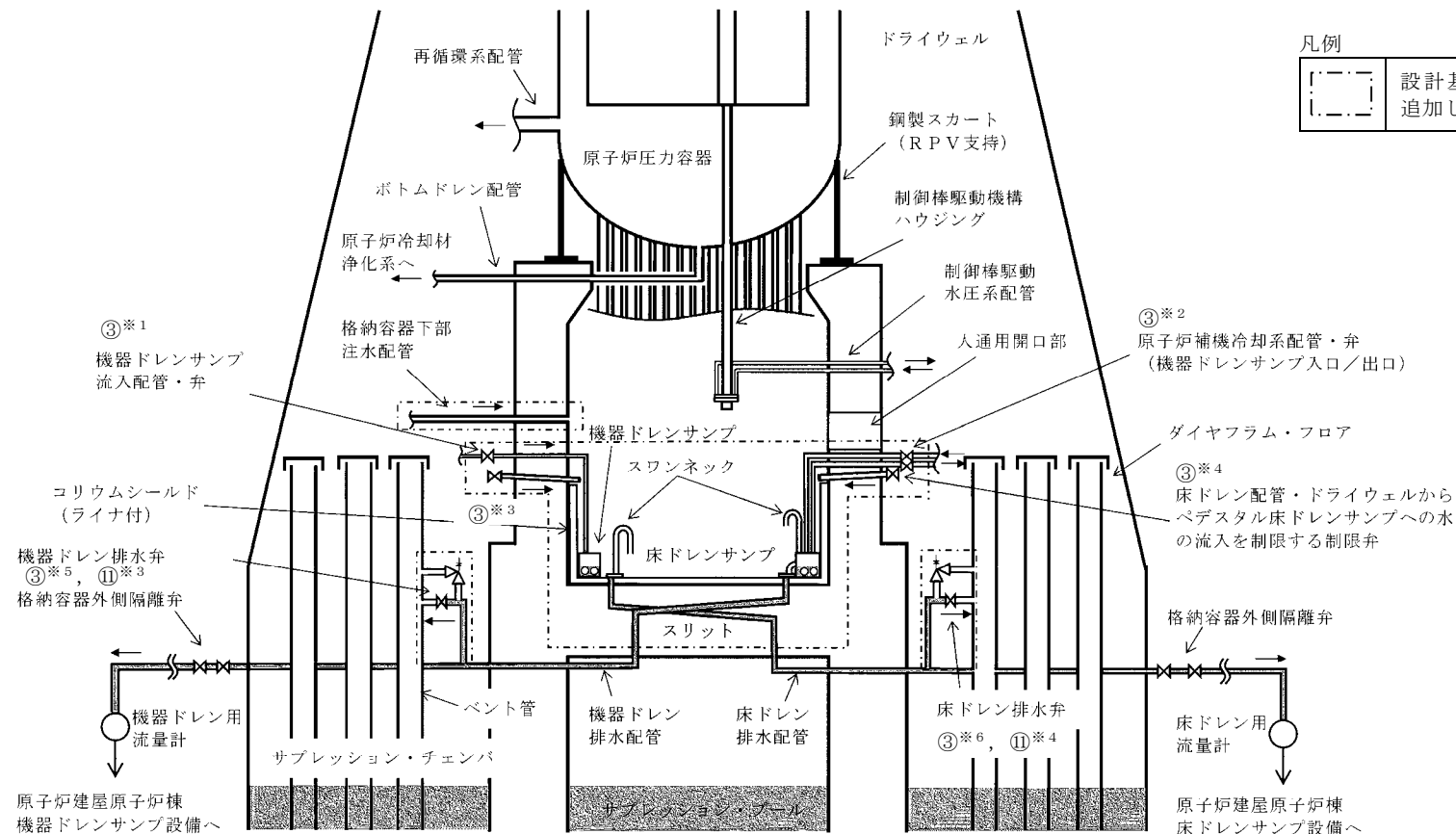


【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保】



【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水】

第1.8－7図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） タイムチャート（3／4）

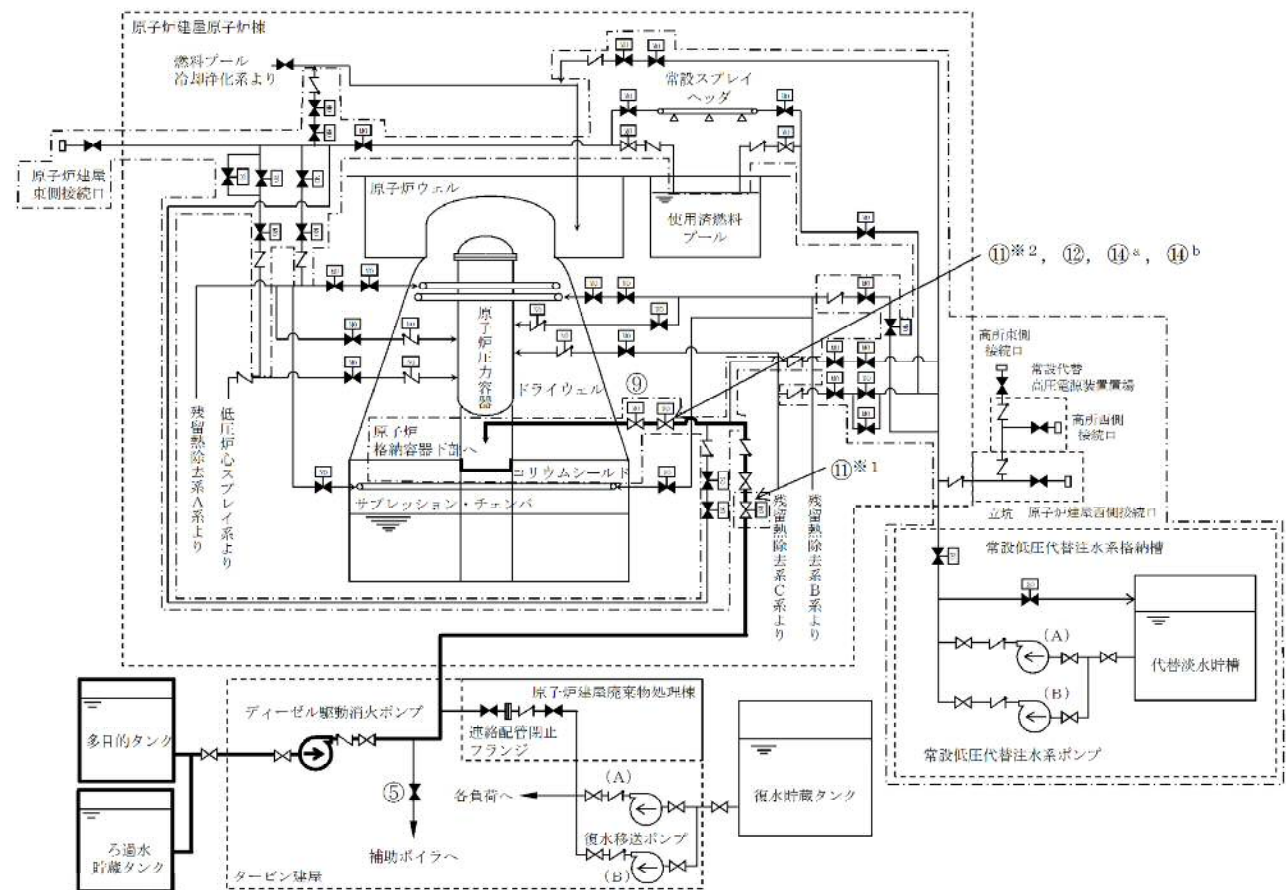


操作手順	弁名称
③※1, ③※2, ③※3, ③※4	制限弁
③※5, ③※6, ⑪※3, ⑪※4	排水弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第1.8-8図 消火系によるベデスタル (ドライウェル部) への注水 概要図 (1/2)



凡例	
	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤	補助ボイラ冷却水元弁	⑪※1, ⑪※2, ⑫, ⑭a, ⑭b	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁
⑨	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン隔離弁		

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

第1.8-8図 消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水 概要図（2／2）

		経過時間（分）										備考	
		102030405060708090											
手順の項目	実施箇所・必要要員数	消火系によるベDESTAL（ドライウエル部）への注水 54分											
消火系によるベDESTAL（ドライウエル部）への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	<div><div></div><div>必要な負荷の電源切替え操作</div></div>										
			<div><div></div><div>排水弁開操作</div></div>										
			<div><div></div><div>系統構成，注水開始操作</div></div>										
		運転員等 （当直運転員） （現場）	2	<div><div></div><div>移動，系統構成</div></div>									

		経過時間（分）												備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ベDESTAL（ドライウエル部）の水位 1.05m 到達 4分 ベDESTAL（ドライウエル部）への注水停止													
消火系によるベDESTAL（ドライウエル部）への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	注水停止操作												

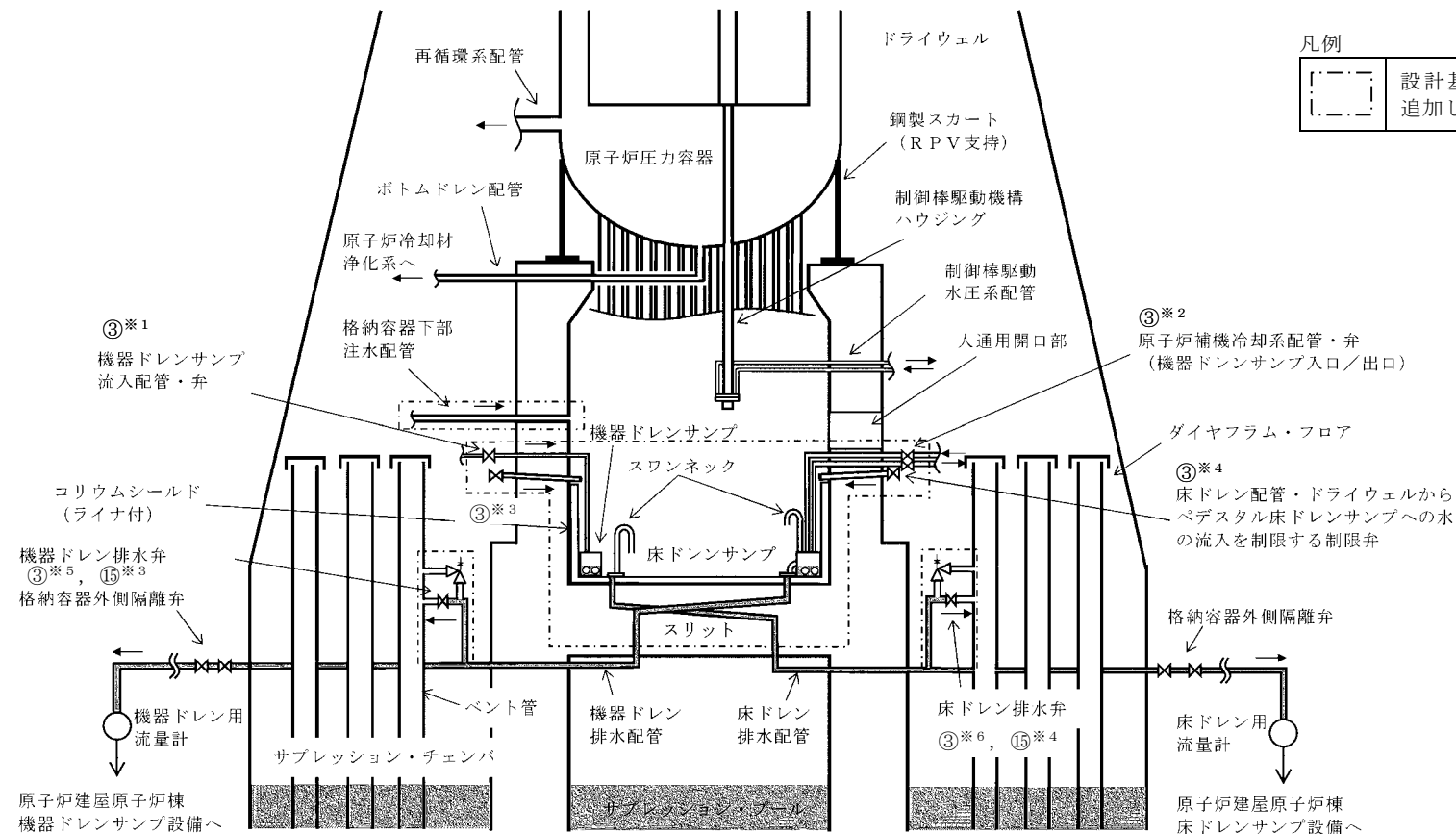
		経過時間（分）												備考	
		0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5 5 5.5 6													
手順の項目	実施箇所・必要要員数		ペント管より排水後、ベDESTAL（ドライウエル部）の水位 1.0m 到達 1分 ペント管より排水停止確認												
消火系によるベDESTAL（ドライウエル部）への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	排水弁自動閉確認												

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保】

		経過時間（分）												備考	
		0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5 5 5.5 6													
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さ確認 1分 ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さに応じた注水													
消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	注水開始操作												

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水】

第1.8－9図 消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水 タイムチャート

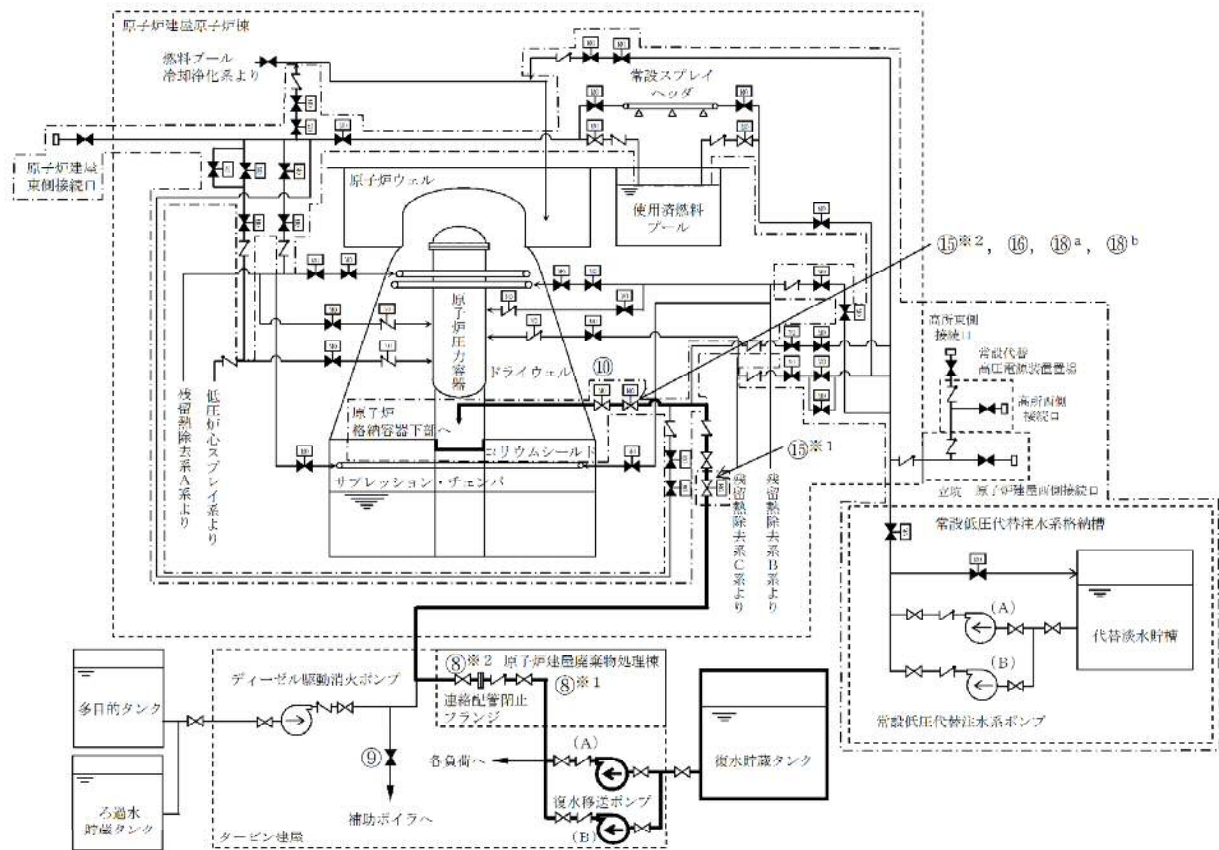


凡例	
 	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
③※1, ③※2, ③※3, ③※4	制限弁
③※5, ③※6, ⑮※3, ⑮※4	排水弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-10図 補給水系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水 概要図（1/2）



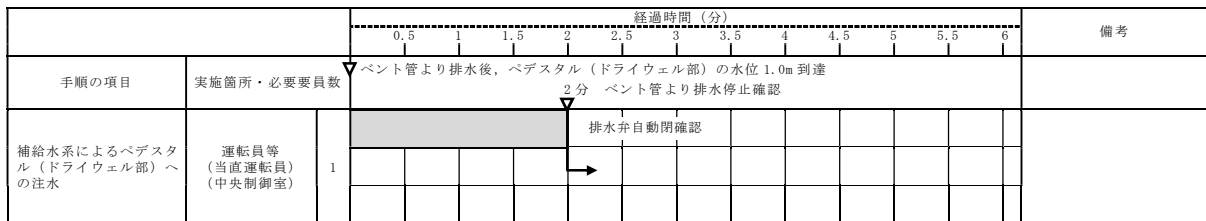
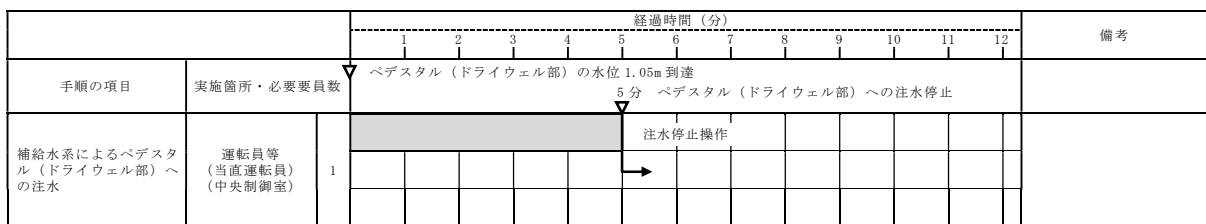
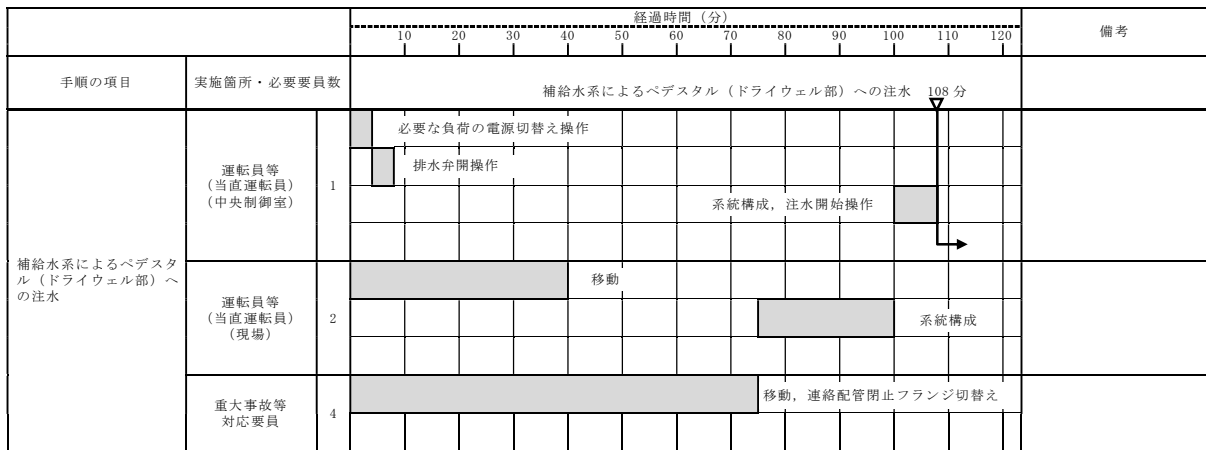
凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

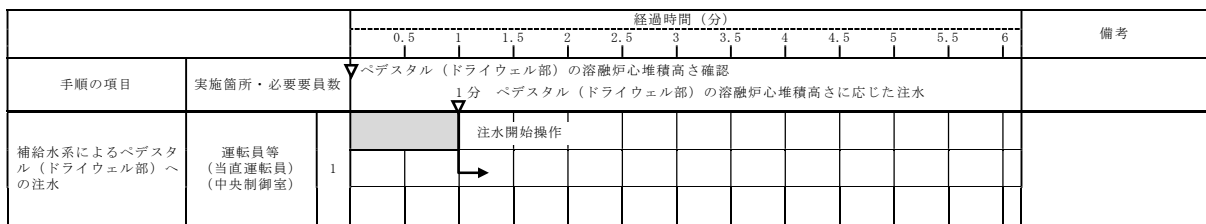
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑧※1, ⑧※2	補給水系-消火系連絡ライン止め弁	⑩	格納容器下部注水系ベデスタル注入ライン隔離弁
⑨	補助ボイラ冷却水元弁	⑮※1, ⑮※2, ⑯, ⑰a, ⑰b	格納容器下部注水系ベデスタル注入ライン流量調整弁

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

第1.8-10図 補給水系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水 概要図（2/2）

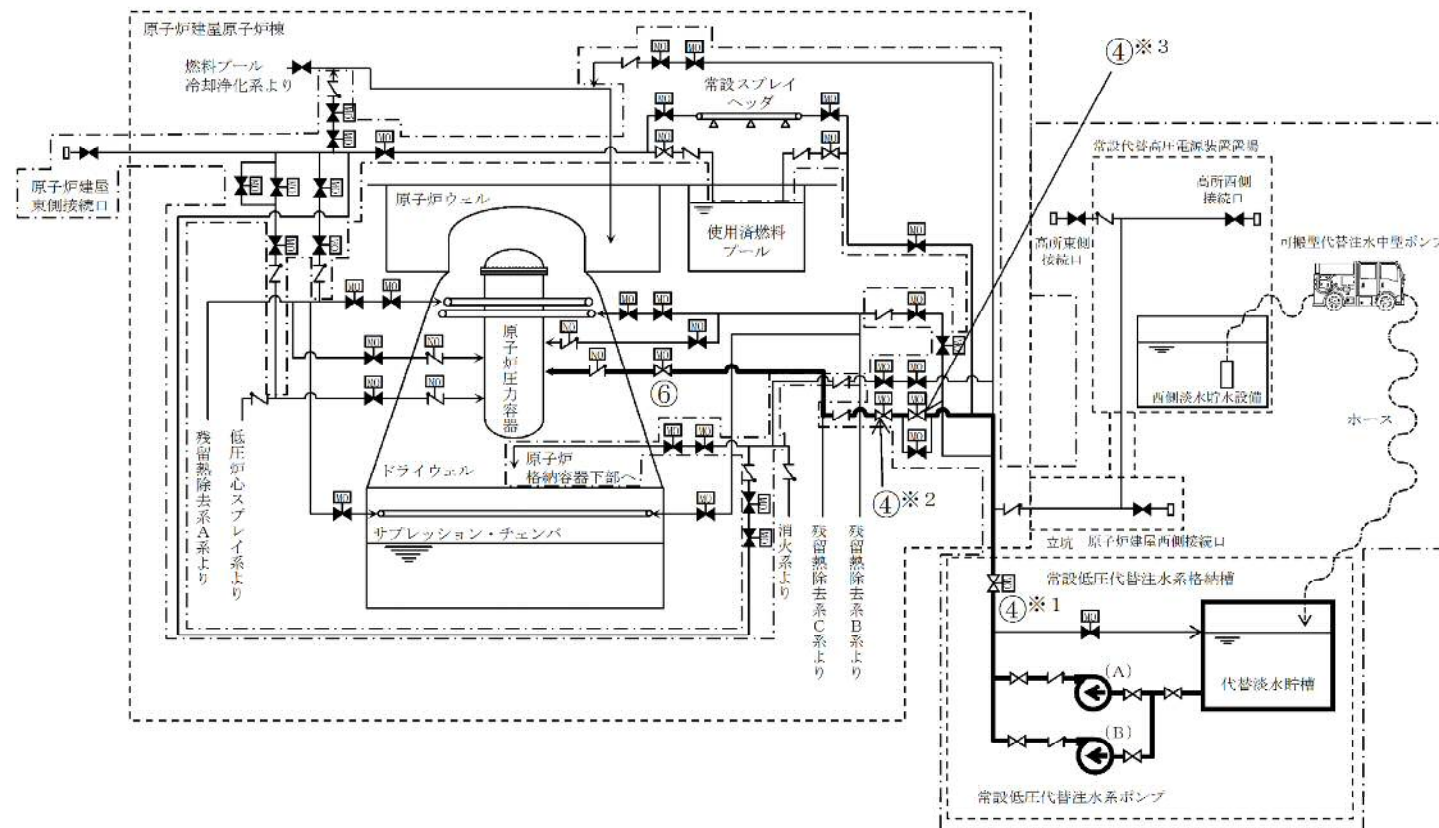


【ペDESTAL (ドライウエル部) 水位確保】



【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL (ドライウエル部) への注水】

第1.8-11図 補給水系によるペDESTAL (ドライウエル部) への注水 タイムチャート



凡例

	ポンプ
M0	電動駆動
N0	窒素駆動
	弁
	逆止弁
---	ホース
- - -	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1	常設低圧代替注水系系統分離弁	④※3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
④※2	原子炉注水弁	⑥	残留熱除去系C系注入弁

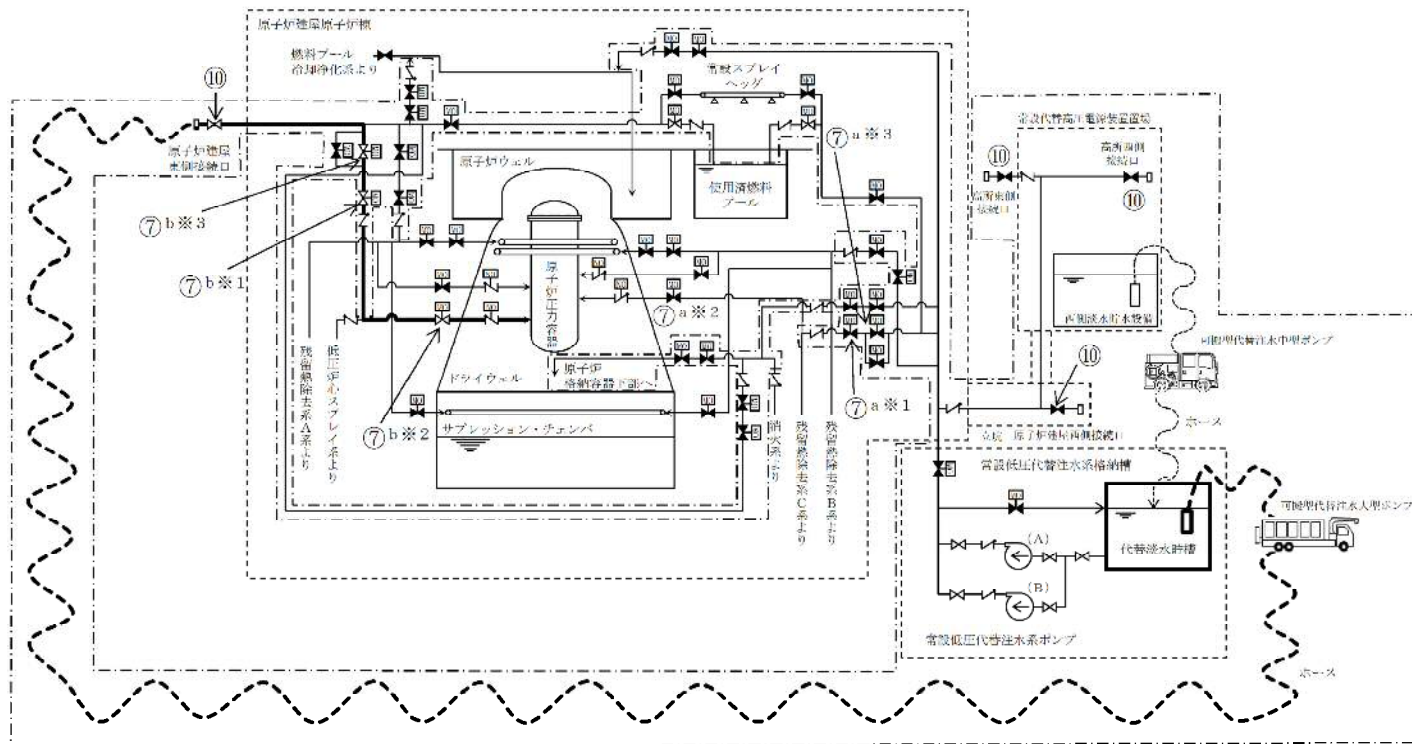
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～: 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8—12図 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図

			経過時間（分）												備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 7分												
低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	2					必要な負荷の電源切替え操作								
											系統構成、注水開始操作				
											→				

第1.8－13図 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 タイムチャート



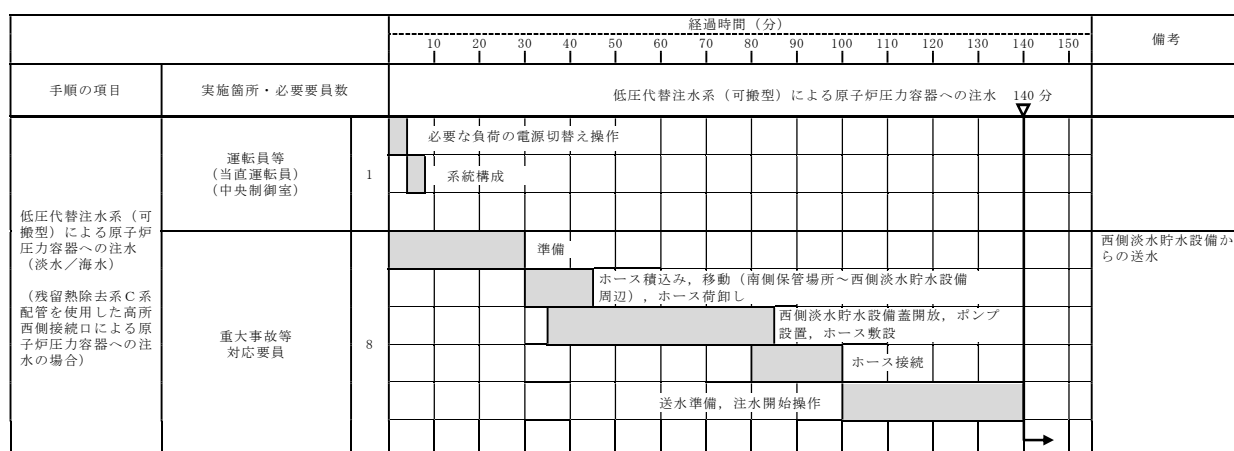
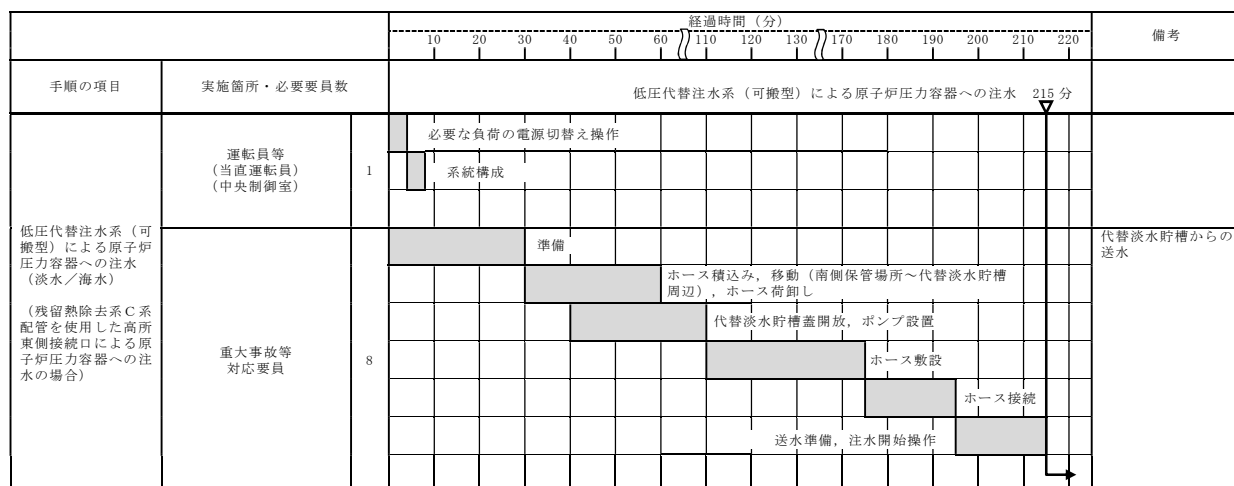
凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑦ a ※ 1, ⑦ b ※ 1	原子炉注水弁	⑦ a ※ 3, ⑦ b ※ 3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
⑦ a ※ 2	残留熱除去系C系注入弁	⑩	原子炉建屋西側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁
⑦ b ※ 2	低圧炉心スプレー系注入弁		

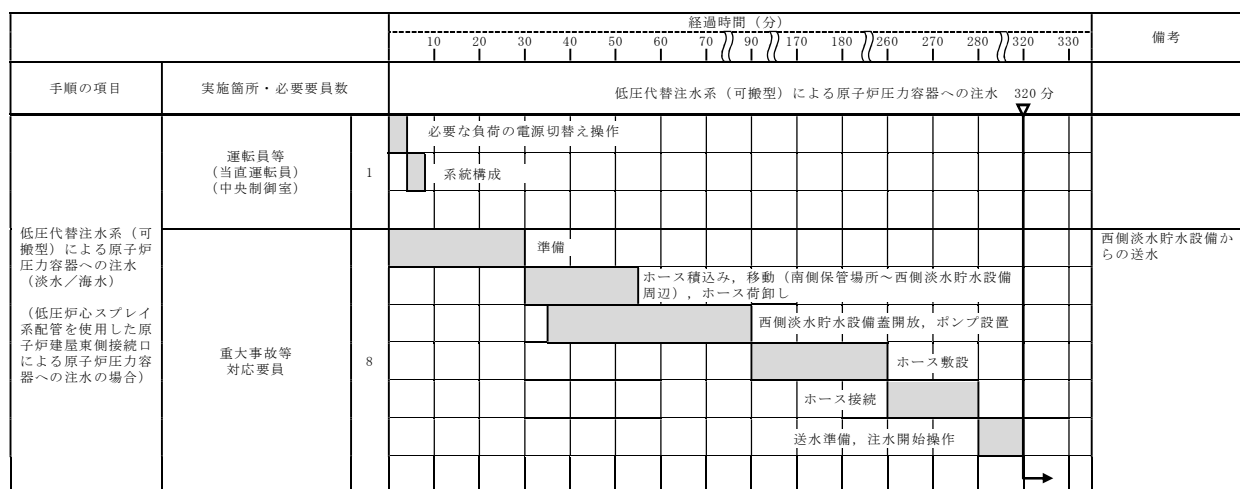
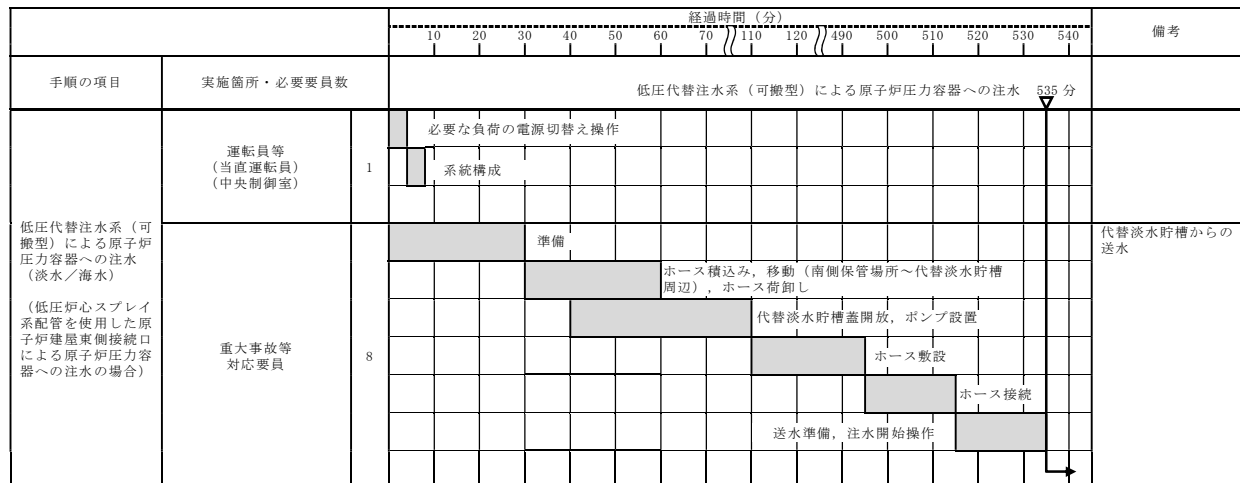
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○ a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○ ※ 1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-14図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図



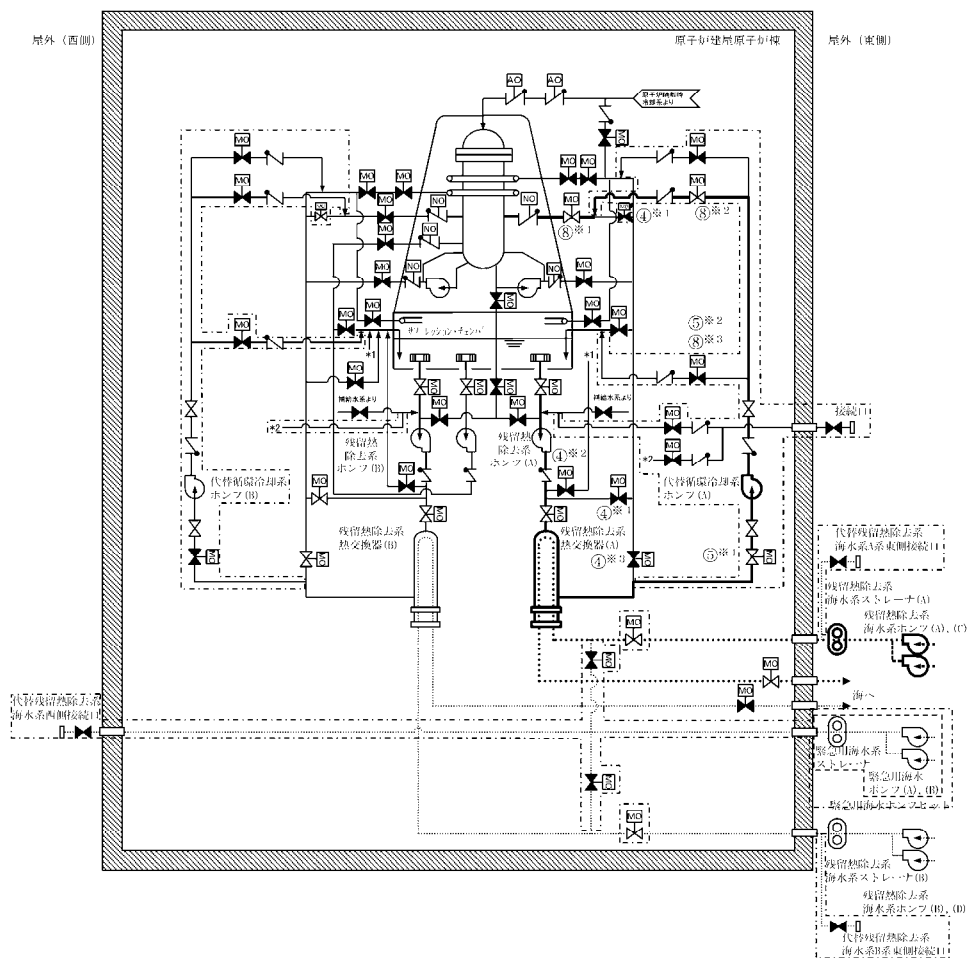
【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は412m、ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は70m】

第1.8－15図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水） タイムチャート（1／2）



【ホース敷設（代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口）の場合は 542m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口）の場合は 881m】

第1.8－15図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） タイムチャート（2／2）



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
④※ ¹	残留熱除去系A系注水配管分離弁
④※ ²	残留熱除去系A系ミニフロー弁
④※ ³	残留熱除去系熱交換器（A）出口弁
④※ ⁴	残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁
⑤※ ¹	代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁
⑤※ ² , ⑧※ ³	代替循環冷却系A系テスト弁
⑧※ ¹	残留熱除去系A系注入弁
⑧※ ²	代替循環冷却系A系注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

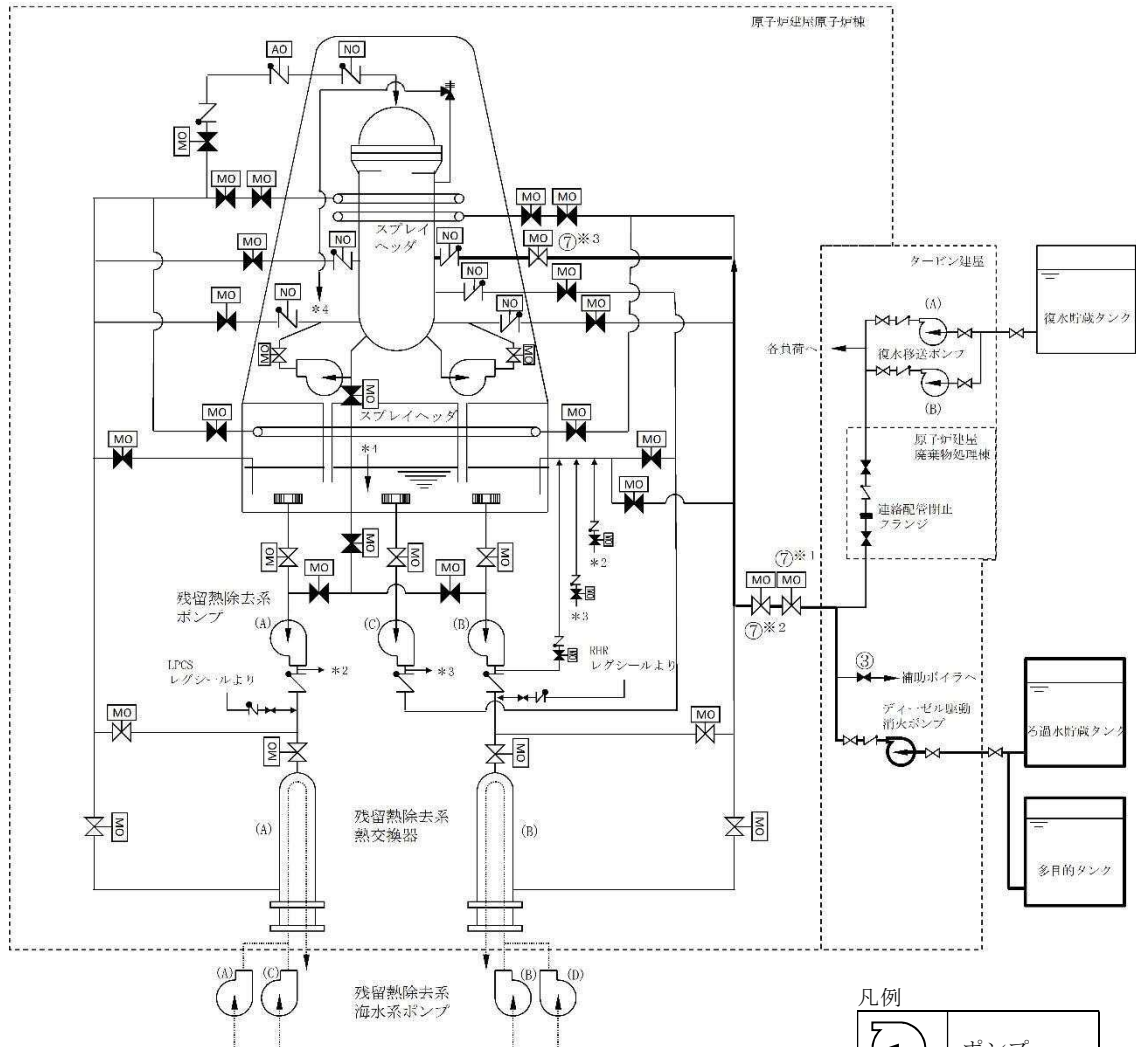
○※¹～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8－16図 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水 概要図

			経過時間（分）												備考
			5	5	10	15	20	25	30	35	40	45			
手順の項目	実施箇所・必要要員数		代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水 41分												
代替循環冷却系による 原子炉压力容器への注 水	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	2		必要な負荷の電源切替え操作									※1		
									系統構成						
				注水開始操作											

※1：代替循環冷却系A系による原子炉压力容器への注水を示す。また、代替循環冷却系B系による原子炉压力容器への注水については、注水開始まで41分以内で可能である。

第1.8－17図 代替循環冷却系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



凡例

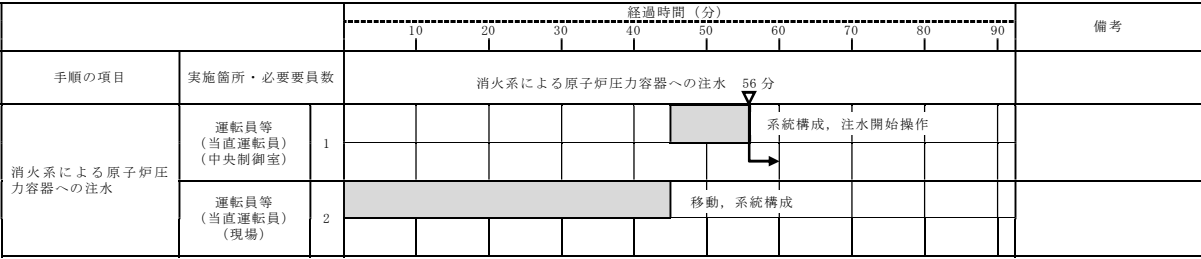
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
③	補助ボイラ冷却水元弁
⑦*1, ⑦*2	残留熱除去系B系消火系ライン弁
⑦*3	残留熱除去系B系注入弁

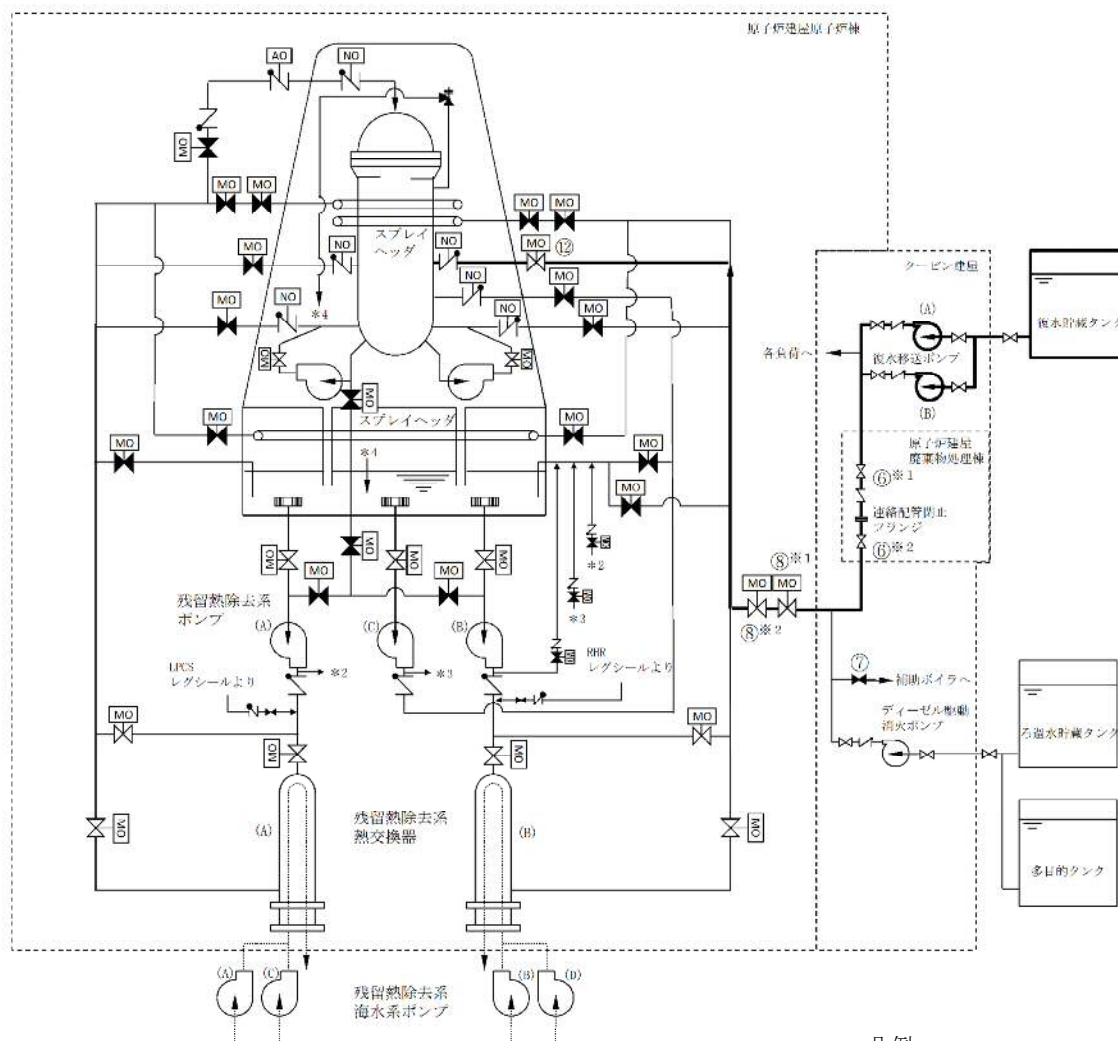
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-18図 消火系による原子炉圧力容器への注水 概要図



第1.8－19図 消火系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



凡例

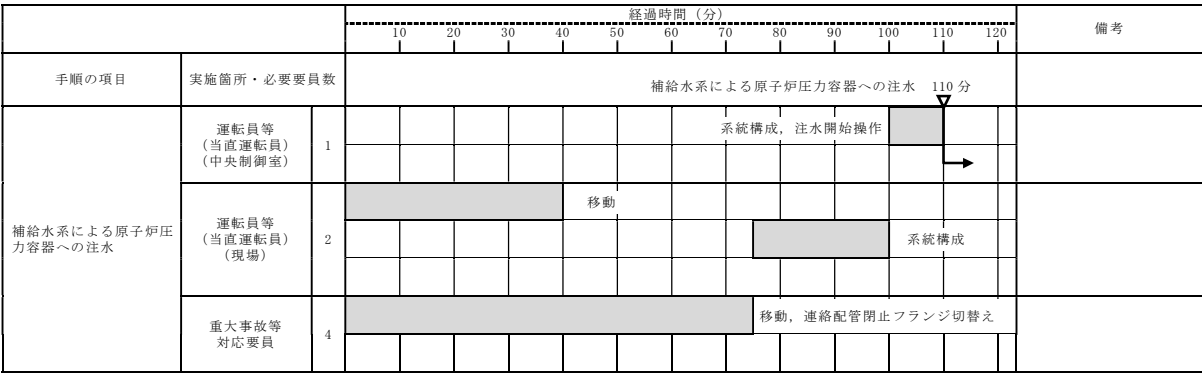
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
⑥※1, ⑥※2	補給水系－消火系連絡ライン止め弁
⑦	補助ボイラ冷却水元弁
⑧※1, ⑧※2	残留熱除去系B系消火系ライン弁
⑫	残留熱除去系B系注入弁

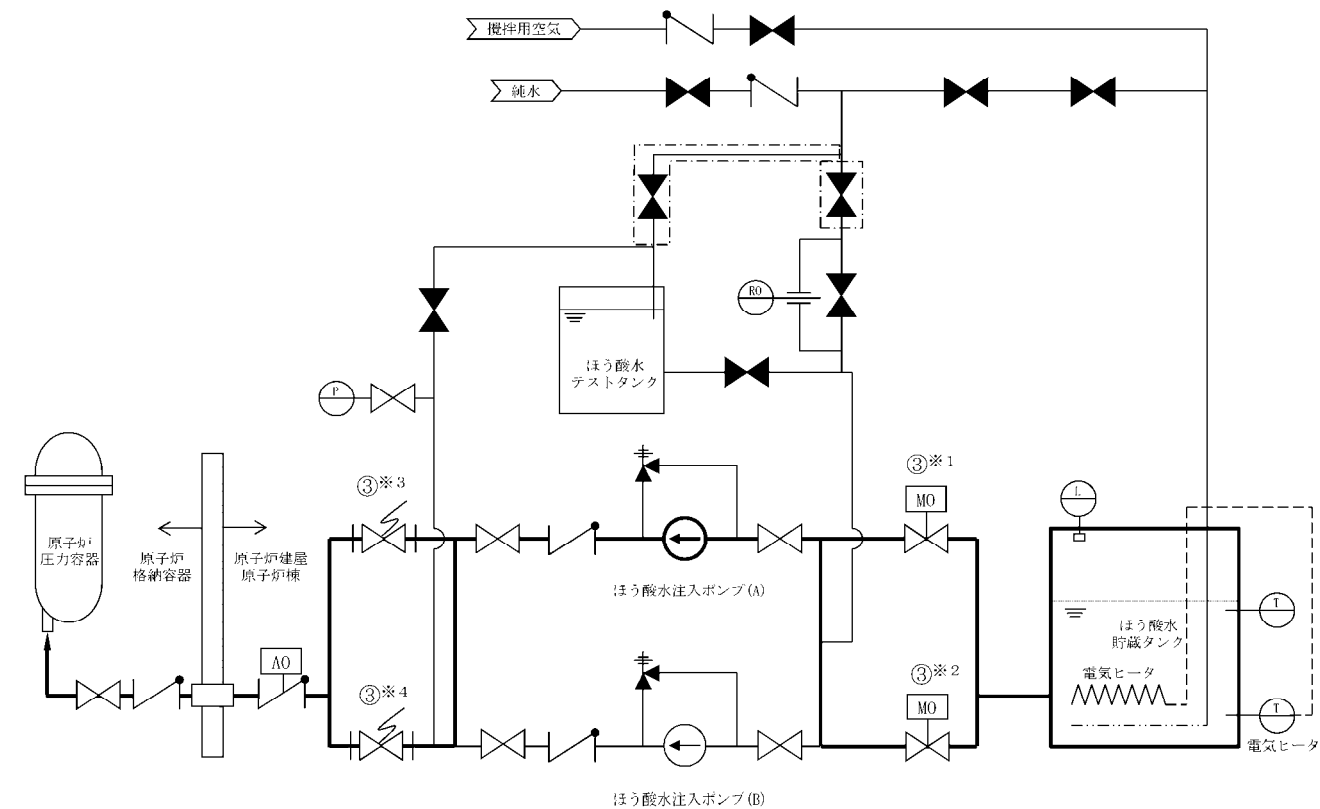
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1～ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8－20図 補給水系による原子炉圧力容器への注水 概要図



第1.8－21図 補給水系による原子炉压力容器への注水 タイムチャート



操作手順	弁名称
③※1, ③※2	ほう酸水貯蔵タンク出口弁
③※3, ③※4	ほう酸水注入系爆破弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

凡例	
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	爆破弁
	安全弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

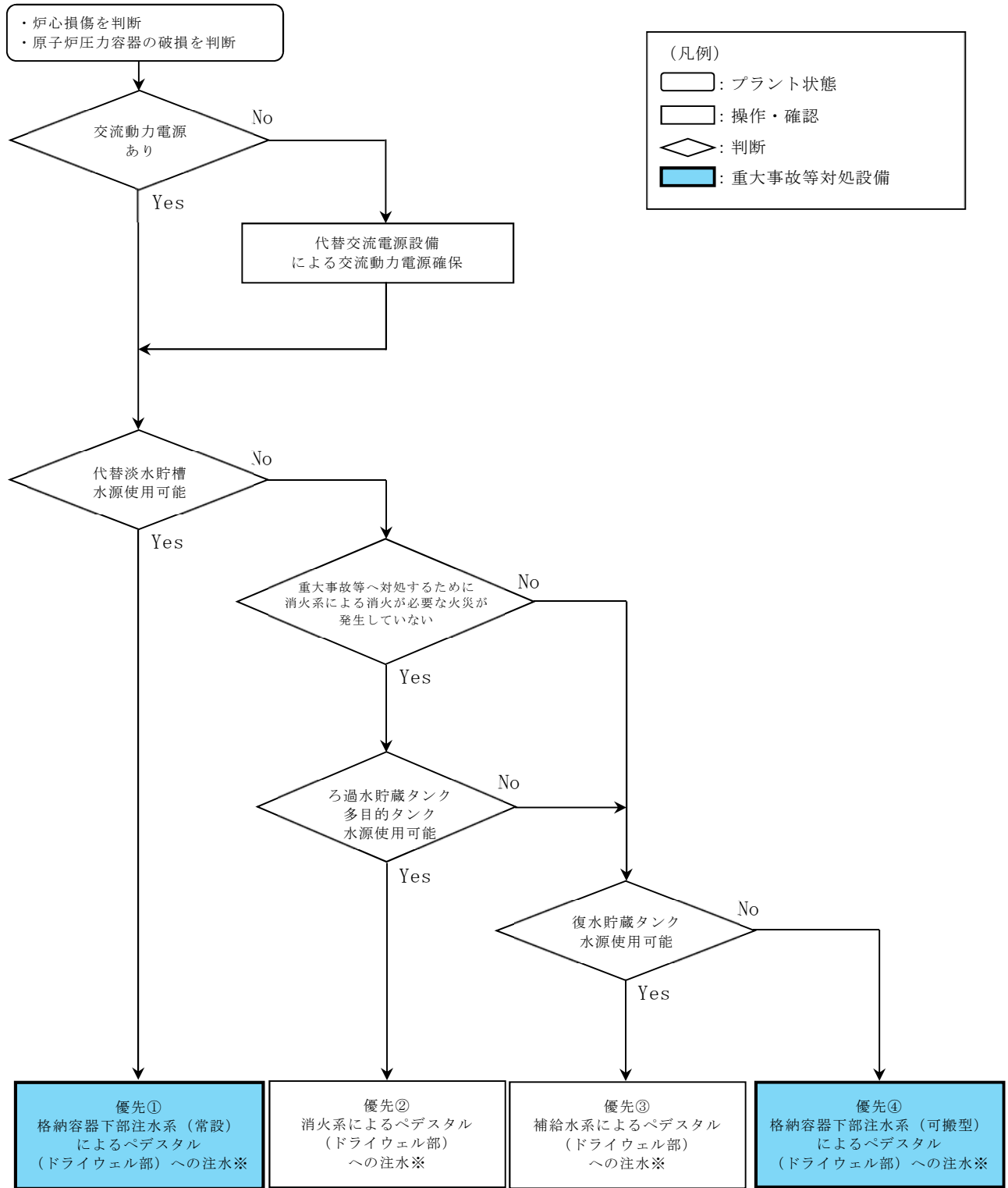
第 1.8-22 図 ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入 概要図

			経過時間 (分)										備考
			0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5		
手順の項目	実施箇所・必要要員数		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 2分										
ほう酸水注入系による 原子炉圧力容器へのほう 酸水注入	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1					▼	注入開始操作				※1	
							→						

※1：ほう酸水注入系A系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を示す。また，ほう酸水注入系B系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入については，注入開始まで2分以内で可能である。

第 1.8－23 図 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 タイムチャート

(1) ペデスタル（ドライウェル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却



※【炉心損傷を判断した場合】

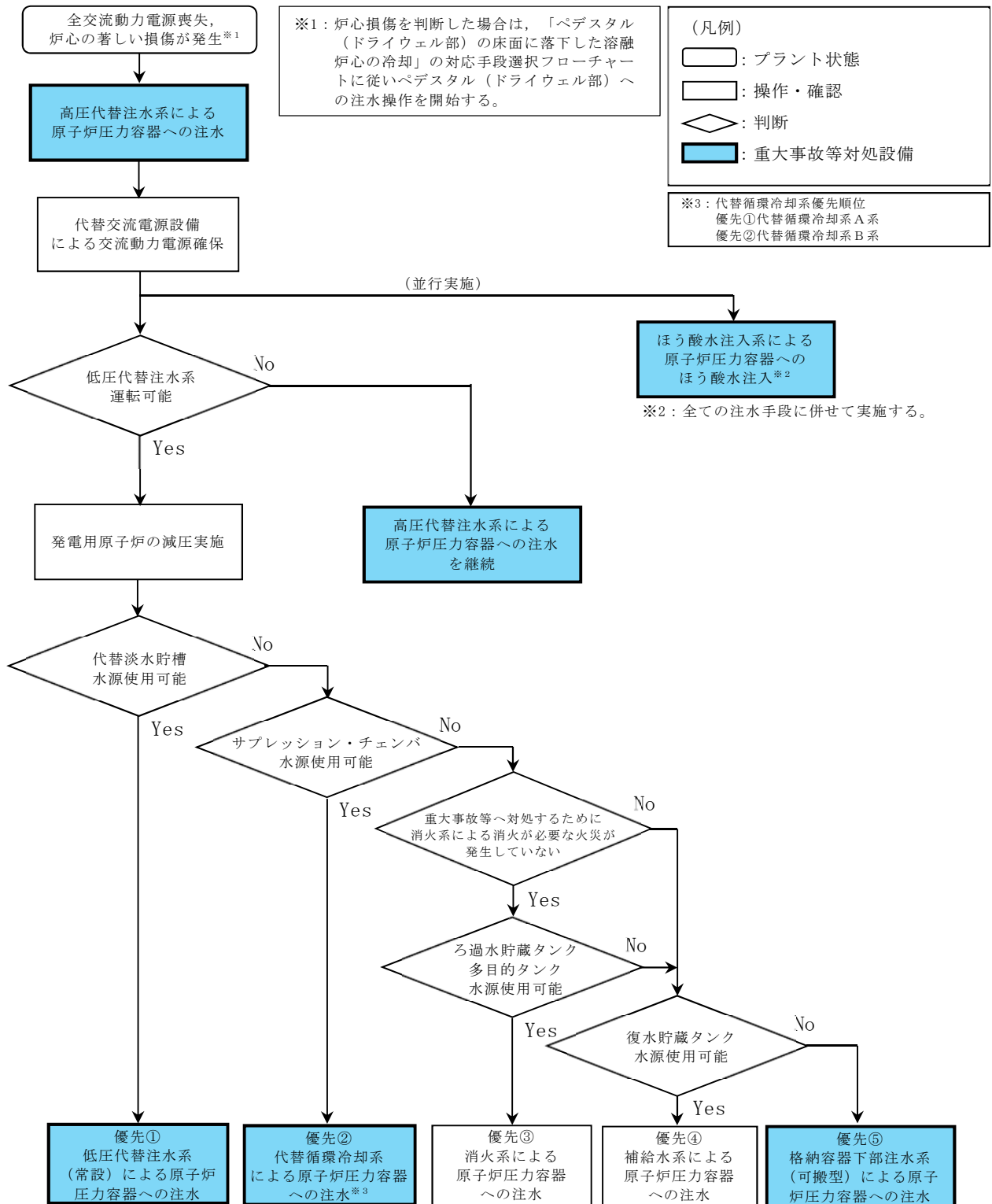
【原子炉圧力容器の破損を判断した場合】

ペデスタル（ドライウェル部）水位確保を実施

原子炉圧力容器破損後のペデスタル（ドライウェル部）への注水を実施

第1.8-24図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート（1/2）

(2) 溶融炉心のペデスタル（ドライウェル部）の床面への落下遅延・防止



第1.8-24図 重大事故等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（1／7）

技術的能力審査基準（1.8）	番号	設置許可基準規則（第51条）	技術基準規則（第66条）	番号
【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、熔融し、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。	①	【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、熔融し、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。	【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、熔融し、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。	④
【解釈】 1 「熔融し、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熔融炉心の冷却は、熔融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）を抑制すること及び熔融炉心が拉がり原子炉格納容器バウナ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。	—	【解釈】 1 第51条に規定する「熔融し、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熔融炉心の冷却は、熔融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）を抑制すること及び熔融炉心が拉がり原子炉格納容器バウナ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。	【解釈】 1 第66条に規定する「熔融し、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熔融炉心の冷却は、熔融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）を抑制すること及び熔融炉心が拉がり原子炉格納容器バウナ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熔融炉心の冷却 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	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。）	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。）	⑤
(2)熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止 a)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順等を整備すること。	③	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。） 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。	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。） 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。	⑥ ⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2／7）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
ベデスタル（格納容器下部注水系（常設））への注水	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	—	消火系によるベデスタル（ドライウエル部）への注水	ディーゼル駆動消火ポンプ
	代替淡水貯槽	新設				ろ過水貯蔵タンク
	低圧代替注水系配管・弁	新設				多目的タンク
	格納容器下部注水系配管・弁	既設 新設				消火系配管・弁
	原子炉格納容器床ドレン系配管・弁	既設 新設				格納容器下部注水系配管・弁
	原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁	既設 新設				原子炉格納容器床ドレン系配管・弁
	原子炉格納容器	既設				原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁
	コリウムシールド	新設				原子炉格納容器
	常設代替交流電源設備	新設				コリウムシールド
	可搬型代替交流電源設備	新設				常設代替交流電源設備
	燃料給油設備	新設				可搬型代替交流電源設備
						燃料給油設備
格納容器下部注水系（可搬型）によるベデスタル（ドライウエル部）への注水	可搬型代替注水中型ポンプ	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	—	補給水系によるベデスタル（ドライウエル部）への注水	復水移送ポンプ
	可搬型代替注水大型ポンプ	新設				復水貯蔵タンク
	西側淡水貯水設備	新設				補給水系配管・弁
	代替淡水貯槽	新設				消火系配管・弁
	ホース	新設				格納容器下部注水系配管・弁
	低圧代替注水系配管・弁	新設				原子炉格納容器床ドレン系配管・弁
	格納容器下部注水系配管・弁	既設 新設				原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁
	原子炉格納容器床ドレン系配管・弁	既設 新設				原子炉格納容器
	原子炉格納容器機器ドレン系配管・弁	既設 新設				コリウムシールド
	原子炉格納容器	既設				常設代替交流電源設備
	コリウムシールド	新設				可搬型代替交流電源設備
	常設代替交流電源設備	新設				燃料給油設備
	可搬型代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				
					—	—

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3／7）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
低圧代替注水系（常設）による 原子炉压力容器への注水	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	① ③ ④	—	—	—
	代替淡水貯槽	新設				
	低圧代替注水系配管・弁	新設				
	残留熱除去系C系配管・弁	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				
	燃料給油設備	新設				
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水	可搬型代替注水中型ポンプ	新設	① ③ ④	—		
	可搬型代替注水大型ポンプ	新設				
	西側淡水貯水設備	新設				
	代替淡水貯槽	新設				
	ホース	新設				
	低圧代替注水系配管・弁	新設				
	残留熱除去系C系配管・弁	既設				
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・スパージャ	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				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4／7）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	代替循環冷却系ポンプ	新設	① ③ ④	—	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	可搬型代替注水大型ポンプ
	サブプレッション・チェンバ	既設				ホース
	残留熱除去系熱交換器	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	既設				
	原子炉圧力容器	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	常設代替交流電源設備	新設				
	燃料給油設備	新設				
—	—	—	—	—	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
						ろ過水貯蔵タンク
						多目的タンク
						消火系配管・弁
						残留熱除去系B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
						燃料給油設備

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（5／7）

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					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
高圧代替注水系による原子炉压力容器への注水	常設高圧代替注水系ポンプ	新設	① ③ ④	—	補給水系による原子炉压力容器への注水	復水移送ポンプ
	サブプレッション・チェンバ	既設				復水貯蔵タンク
	高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁	新設				補給水系配管・弁
	主蒸気系配管・弁	既設				消火系配管・弁
	原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁	既設				残留熱除去系B系配管・弁
	高圧代替注水系（注水系）配管・弁	新設				原子炉压力容器
	高圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ	既設				常設代替交流電源設備
	原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁	既設				可搬型代替交流電源設備
	原子炉压力容器	既設				燃料給油設備
	常設代替直流電源設備	新設			—	—
	可搬型代替直流電源設備	新設				
	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				
	燃料給油設備	新設				
原子炉压力容器へのほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ	既設	① ③ ④	—	—	—
	ほう酸水貯蔵タンク	既設				
	ほう酸水注入系配管・弁	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				
	燃料給油設備	新設				

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（6／7）

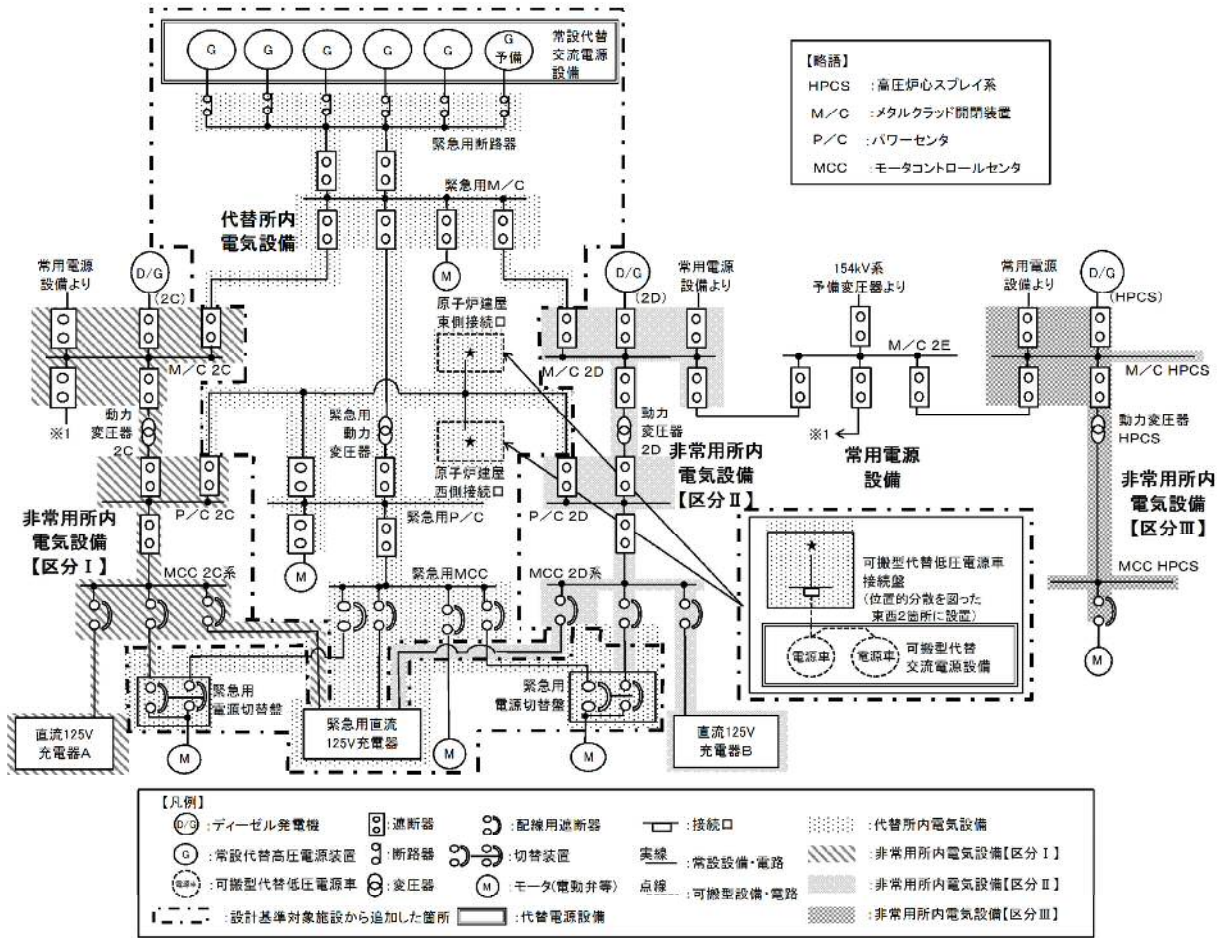
技術的能力審査基準（1.8）	適合方針
<p>【要求事項】</p> <p>発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、熔融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、熔融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する手段として、格納容器下部注水系（常設）及び格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心を冷却するために必要な手順等を整備する。</p>
<p>【解釈】</p> <p>1 「熔融し、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、以下に掲げる装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>なお、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却は、熔融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）を抑制すること及び熔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>—</p>
<p>（1）原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却</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>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止する手段として、原子炉格納容器下部注水設備である格納容器下部注水系（常設）及び格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心を冷却するために必要な手順等を整備する。</p>

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（7／7）

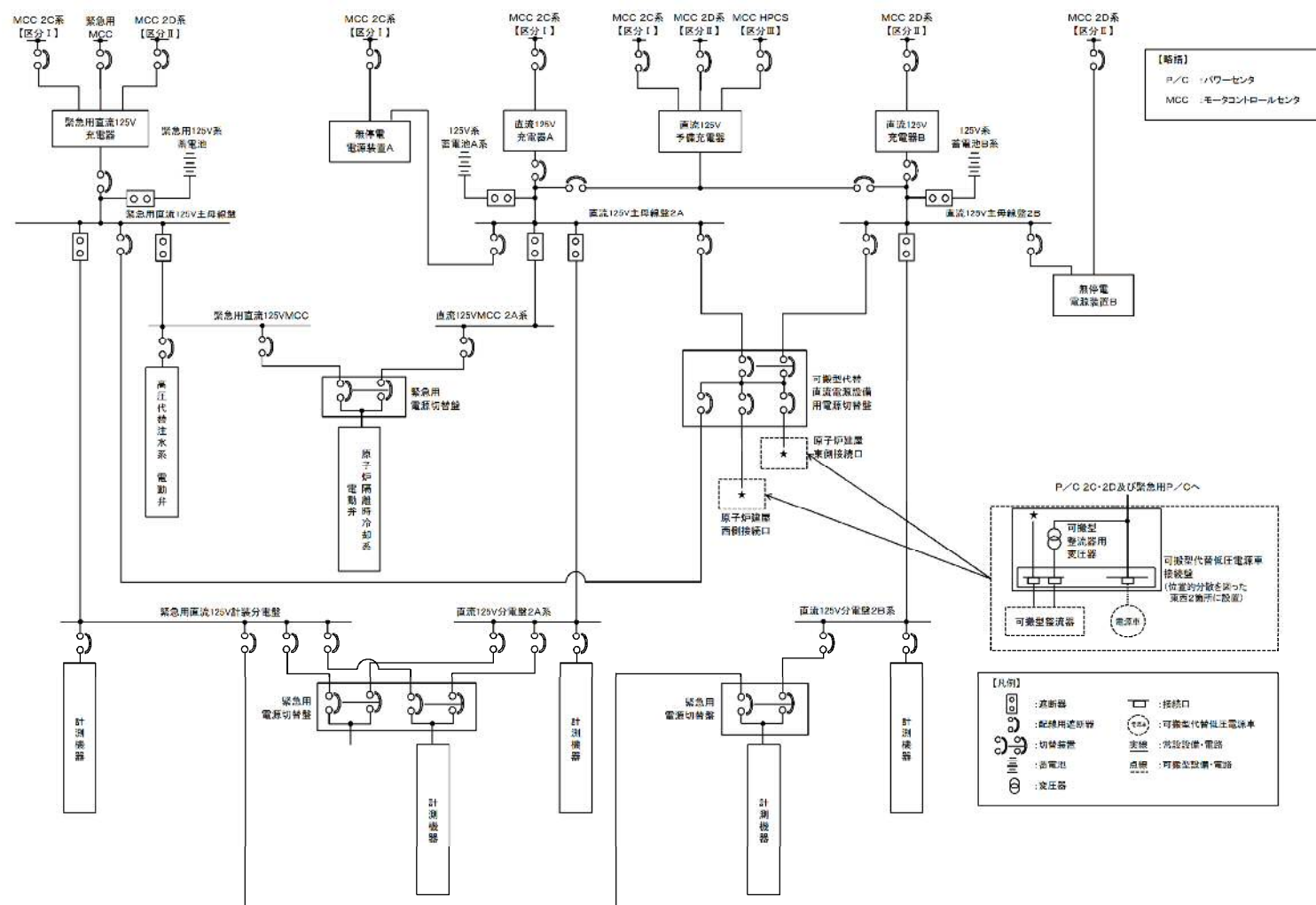
技術的能力審査基準（1.8）	適合方針
<p>（2）熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止</p> <p>a）熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。</p>	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段として、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替循環冷却系、高圧代替注水系及びほう酸水注入系による原子炉圧力容器へ注水するために必要な手順等を整備する。</p>

自主対策設備仕様

機器名称	常設 ／可搬	耐震性	容量	揚程	個数
ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	Cクラス	約 4.3m ³ ／min	90m	1 台
ろ過水貯蔵タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	—	1 基
多目的タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	—	1 基
復水移送ポンプ	常設	Bクラス	145.4m ³ ／h (1 台当たり)	85.4m	2 台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	約 2,000m ³ (1 基当たり)	—	2 基
可搬型代替注水大型ポンプ (代替残留熱除去系海水系として使用)	可搬	Sクラス	約 1,320m ³ ／h (1 台当たり)	約 140m	4 台



第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図（交流電源）



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図（直流電源）

重大事故対策の成立性

1. 格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水（淡水／海水）

(1) 格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

a. 操作概要

格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水が必要な状況において、外部接続口及び水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確保した後、格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりペデスタル（ドライウェル部）に送水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋東側周辺，原子炉建屋西側周辺，常設代替高圧電源装置置場東側周辺，常設代替高圧電源装置置場西側周辺，取水箇所（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽）周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水として、最長時間を要する代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安^{※1}：535分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は535分以内）

※1：所要時間目安は，模擬により算定した時間

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・ 準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・ 移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）
- ・ ホース敷設準備：20分^{※2}（対象作業：ホース積込み，ホース荷
卸しを含む）
- ・ 系統構成：475分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含
む）
- ・ 送水準備：20分

※2：ホース敷設準備は，系統構成と並行して行うため，所要時
間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトによ
り，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベ
ック）を着用して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及びLED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：格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注
水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプからのホースの
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，容易に実施可能である。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定

型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



可搬型代替注水中型ポンプ



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

2. 消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水が必要な状況において、タービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、ディーゼル駆動消火ポンプによりペデスタル（ドライウェル部）に注水する。

b. 作業場所

タービン建屋1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

消火系によるペデスタル（ドライウェル部）への注水における、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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：54分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は45分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：41分（移動経路：中央制御室からタービン建屋1階（放射線防護具着用を含む））

- ・系統構成：4分（操作対象1弁：タービン建屋1階）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また、操作対象弁は操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成
(補助ボイラ冷却水元弁)

3. 補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水が必要な状況において、原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、復水移送ポンプによりペDESTAL（ドライウエル部）に注水する。

b. 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（管理区域）及びタービン建屋1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水における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：6名（運転員等（当直運転員）2名、重大事故等対応要員4名）

所要時間目安：108分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は100分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：40分^{※1}（移動経路：中央制御室から原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：25分（操作対象3弁：原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階）

【重大事故等対応要員】

- ・移動：40分（移動経路：原子炉建屋附属棟1階から原子炉建屋廃

棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む））

- ・連絡配管閉止フランジ切替え：35分

※1：重大事故等対応要員の移動及び連絡配管フランジ切替えと
並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作及び一般的なフランジ切替え作業であり容易に実施可能である。また、操作対象弁及びフランジは操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受信器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



作業場所（全体）



連絡配管閉止フランジ



連絡配管閉止フランジ切替え訓練



系統構成
(補給水系ー消火系連絡ライン止め弁)



系統構成
(補助ボイラ冷却水元弁)

4. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）

(1) 低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ

又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

a. 操作概要

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、外部接続口及び水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉圧力容器に送水する。

b. 作業場所

屋外（原子炉建屋東側周辺，原子炉建屋西側周辺，常設代替高圧電源装置置場東側周辺，常設代替高圧電源装置置場西側周辺，取水箇所（西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽）周辺）

c. 必要要員数及び所要時間

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水として，最長時間を要する代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した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：8名（重大事故等対応要員8名）

所要時間目安：535分以内（所要時間目安のうち，現場操作に係る時間は535分以内）

所要時間内訳

【重大事故等対応要員】

- ・ 準備：30分（放射線防護具着用を含む）
- ・ 移動：10分（移動経路：南側保管場所から代替淡水貯槽周辺）

- ・ホース敷設準備：20分^{※1}（対象作業：ホース積込み，ホース荷
卸しを含む）
- ・系統構成：475分（対象作業：ポンプ設置，ホース敷設等を含
む）
- ・送水準備：20分

※1：ホース敷設準備は，系統構成と並行して行うため，所要時
間目安には含まれない。

d．操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトによ
り，夜間における作業性を確保している。また，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，綿手袋，ゴム手袋，タイベ
ック）を着用して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及びLED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：低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水
中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプからのホースの
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，容易に実施可能である。

連絡手段：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線連絡設備（固定
型，携帯型），電力保安通信用電話設備（固定電話機，P
HS端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な
設備により，災害対策本部との連絡が可能である。



可搬型代替注水大型ポンプ



車両の作業用照明



ホース接続訓練



車両操作訓練（ポンプ起動）



可搬型代替注水中型ポンプ



ホース敷設訓練



夜間での送水訓練（ポンプ設置）



放射線防護具着用による送水訓練
（交代要員参集）



放射線防護具着用による送水訓練
（水中ポンプユニット設置）

5. 消火系による原子炉圧力容器への注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

消火系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、タービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、ディーゼル駆動消火ポンプにより原子炉圧力容器に注水する。

b. 作業場所

タービン建屋1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

消火系による原子炉圧力容器への注水における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（運転員等（当直運転員）2名）

所要時間目安：56分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は45分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：41分（移動経路：中央制御室からタービン建屋1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：4分（操作対象1弁：タービン建屋1階）

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能で

ある。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり容易に操作可能である。また，操作対象弁は操作性が確保された場所に設置されており，操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置，電力保安通信用電話設備（固定電話機，PHS 端末），送受話器（ページング）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成
(補助ボイラ冷却水元弁)

6. 補給水系による原子炉圧力容器への注水

(1) 系統構成

a. 操作概要

補給水系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、復水移送ポンプにより原子炉圧力容器に注水する。

b. 作業場所

原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（管理区域）及びタービン建屋1階（管理区域）

c. 必要要員数及び所要時間

補給水系による原子炉圧力容器への注水における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：6名（運転員等（当直運転員）2名、重大事故等対応要員4名）

所要時間目安：110分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は100分以内）

所要時間内訳

【運転員等（当直運転員）】

- ・移動：40分^{※1}（移動経路：中央制御室から原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む））
- ・系統構成：25分（操作対象3弁：原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階）

【重大事故等対応要員】

- ・移動：40分（移動経路：原子炉建屋附属棟1階から原子炉建屋廃

棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む））

- ・連絡配管閉止フランジ切替え：35分

※1：重大事故等対応要員の移動及び連絡配管フランジ切替えと
並行して行うため、所要時間目安には含まれない。

d. 操作の成立性について

作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、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、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作及び一般的なフランジ切替え作業であり容易に実施可能である。また、操作対象弁及びフランジは操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。

連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。



作業場所（全体）



連絡配管閉止フランジ



連絡配管閉止フランジ切替え訓練



系統構成
(補給水系－消火系連絡ライン止め弁)



系統構成
(補助ボイラ冷却水元弁)

炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

炉心損傷後における重大事故等対処設備による注水や除熱の考え方を以下に示す。

1. 期待する重大事故等対処設備について

非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失し炉心損傷に至った場合、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）及び代替循環冷却系の機能に期待し、炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止を図る手順としている。これらの系統の主な特徴を第1表に示す。

第1表 注水及び除熱手段の特徴（重大事故等対処設備）

系統	注水先	ポンプ	水源
低圧代替注水系（常設）	原子炉圧力容器	常設低圧代替注水系ポンプ	代替淡水貯槽
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	ドライウエル		
格納容器下部注水系（常設）	ペデスタル（ドライウエル部）		
代替循環冷却系	原子炉圧力容器	代替循環冷却系ポンプ	サプレッション・チェンバ
	ドライウエル		
	サプレッション・チェンバ		

常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統は、補機系を持たない独立した系統であり事故後早期に使用可能であるが、代替淡水貯槽を水源としており格納容器内へ外部から水を持ち込むため、継続して使用するとサプレッション・プール水位が上昇し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）の実施時期を早めることとなる＊。

一方、代替循環冷却系は補機系の起動を要するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統に比べて起動に時間を要するが、サブプレッション・チェンバを水源としており外部からの水の持ち込みは生じない。

上記の特徴を踏まえ、事象発生初期の原子炉への注水は常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用することとし、その後、外部からの水の持ち込みを抑制し、サブプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器ベントの遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するため、代替循環冷却系が使用可能となった段階で代替循環冷却系に切り替える手順とする。ただし、代替循環冷却系の運転時において、格納容器圧力・温度の上昇により追加の格納容器の冷却が必要な場合には、一時的に常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用する手順とする。

※：格納容器圧力逃がし装置におけるサブプレッション・チェンバ側のベント配管の水没を防止する観点から、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点で、外部水源による水の持ち込みを制限した上で、格納容器ベントを実施する手順としている。

2. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損前後の注水及び除熱の考え方

(1) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統

a. 炉心損傷後の対応について

炉心損傷を判断した後は、補機系が不要であり短時間で注水が可能な低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する手順としている。また、原子炉注水ができない場合においても、注水手段の確保に努めることとしている。したがって、炉心損傷前後ともに原子炉注水を実施する対応方針に違いはないが、事象進展の違いによって以下の異なる手順となる。

① L O C A時に炉心が損傷した場合は、ヒートアップした炉心へ原子炉

注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸気がドライウェルに直接放出されドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇する。そこで、格納容器の健全性を確保するために、L O C Aの判断（ドライウェル圧力 13.7kPa [gage] 以上）及び炉心損傷の判断（ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上）により、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を同時に実施する。この場合、原子炉注水により過熱蒸気が発生することから、先行して代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施し、その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することで、ドライウェルスプレイを実施している状態で原子炉へ注水する手順とする。

- ② L O C A時に炉心が損傷して原子炉注水が実施できない場合は、いずれは溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行に伴う原子炉圧力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウェルに放出され、ドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇することを踏まえて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施する手順とする。ただし、実際の操作としては、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することから、炉心損傷の判断後にドライウェルスプレイをする手順は①と同様である。

b. 原子炉圧力容器破損前の対応について

- ③通常運転時からペDESTAL（ドライウェル部）水位を約 1m に維持す

る構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉压力容器破損時の溶融炉心の冷却を考慮し、ペDESTAL（ドライウェル部）水位を確実に約 1m 確保するために格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作を実施する手順とする。

c. 原子炉压力容器破損後短期の対応について

④原子炉压力容器破損を検知した後は、溶融炉心とペDESTAL（ドライウェル部）に存在する水との相互作用により、ドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇するため、原子炉压力容器破損を判断した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施する手順とする。

⑤ドライウェルスプレイを開始した後は、ペDESTAL（ドライウェル部）に落下した溶融炉心の冷却維持のため、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）注水操作を実施する手順とする。

d. 本システムの停止及び一時的な運転について

⑥本システムは外部水源を用いた手段であり、本システムの運転継続によりサプレッション・プール水位が上昇する。そこで、格納容器ベントを遅延させる観点から、本システムによる原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を停止し、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する。

⑦ただし、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する状態において格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する場合には、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を一時的に実施する手順とする。

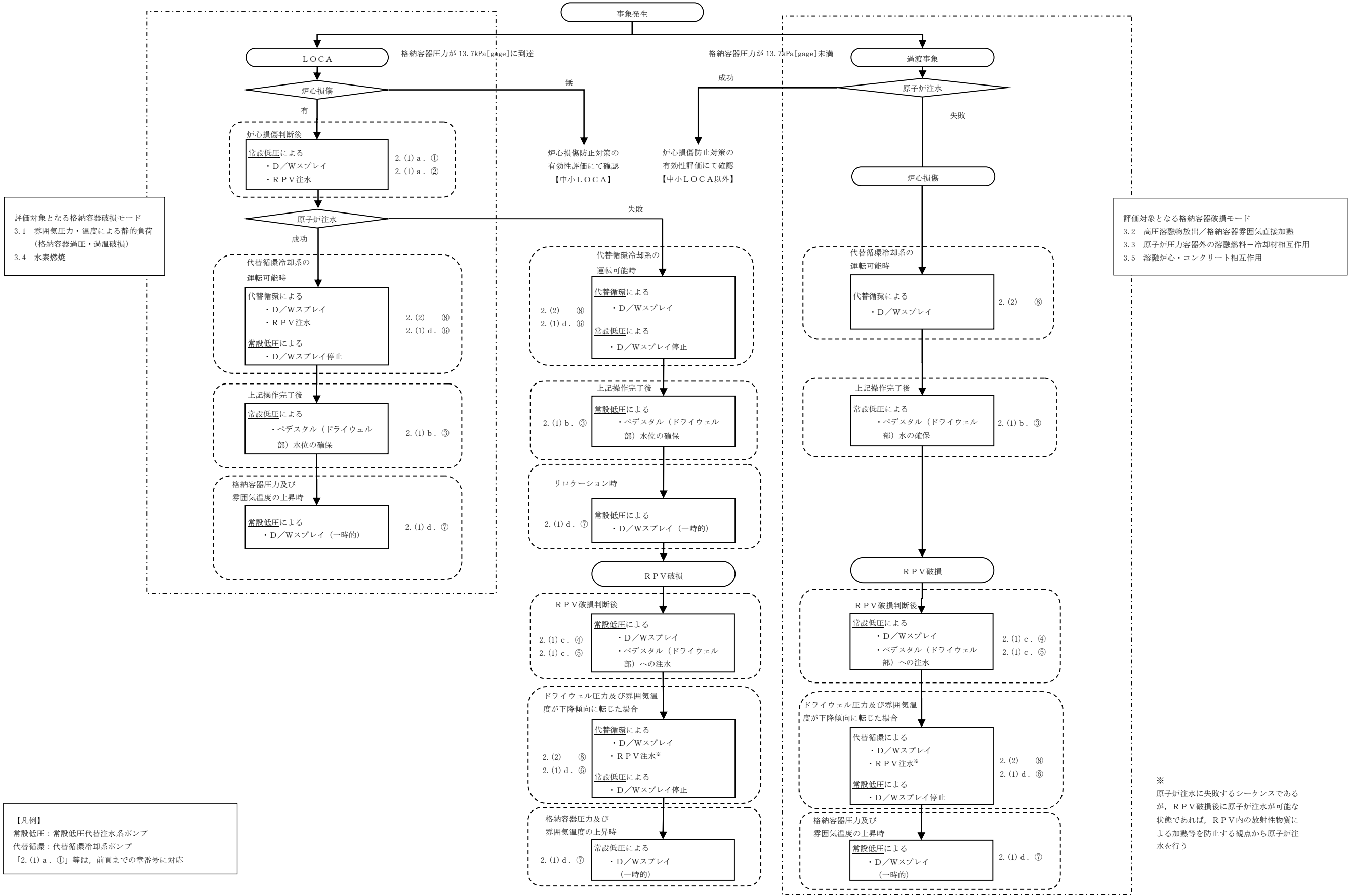
(2) 代替循環冷却系

⑧代替循環冷却系は残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等の補機系の

起動後に期待できる系統であり，運転開始までに一定の時間を要するが，内部水源であるため本系統の運転継続によりサプレッション・プール水位は上昇しない。したがって，起動が可能となった時点で本系統を運転開始する手順とし，サプレッション・プール水位の上昇を抑制しつつ，原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施することで，損傷炉心の冷却や格納容器の冷却及び除熱を実施することとする。

3. 各事象の対応の流れについて

炉心損傷に至る事象としては，起因事象がLOCAの場合と過渡事象の場合で事象進展が異なることが考えられる。また，初期に原子炉注水に成功する場合と成功しない場合においても，事象進展が異なることが考えられる。以上の事象進展の違いを踏まえ，事故対応の流れを第1図に示す。



第 1 図 事故対応の流れ

4. 長期安定停止に向けた対応について

長期安定停止に向けて格納容器圧力及び温度を低下させることを目的として、残留熱除去系、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施し、格納容器の健全性を維持する。

また、炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で水素及び酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施する。

(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について

有効性評価における格納容器温度・圧力の判断基準（評価項目）は200℃、2Pdと設定しており、200℃、2Pdの状態が継続することを考慮した評価が必要な部位はシール部である。このため、シール部については、200℃、2Pdの状態が7日間（168時間）継続した場合でもシール機能に影響がないことを確認することで、限界温度・圧力における格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

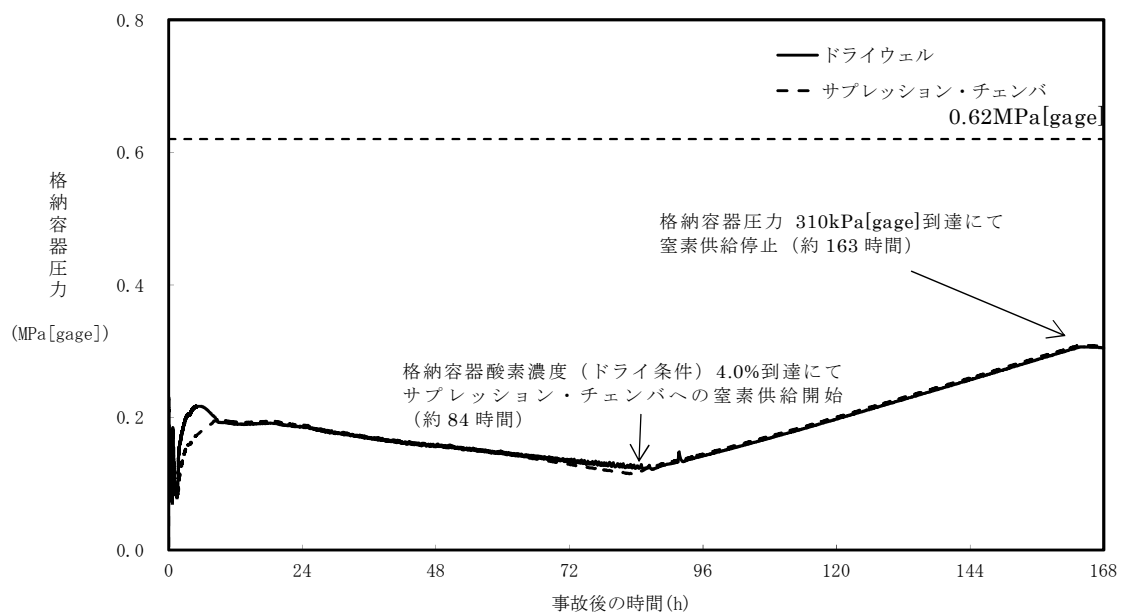
ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。

また、上記に加えて、7日間（168時間）以降の累積放射線照射量についても、格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

(2) 7日間（168時間）以降の圧力、温度の条件

7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンス及び「高圧熔融物放出／格

「格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、310kPa[gage]までサブプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で310kPa[gage]となる。代表的に、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を第1図に示す。

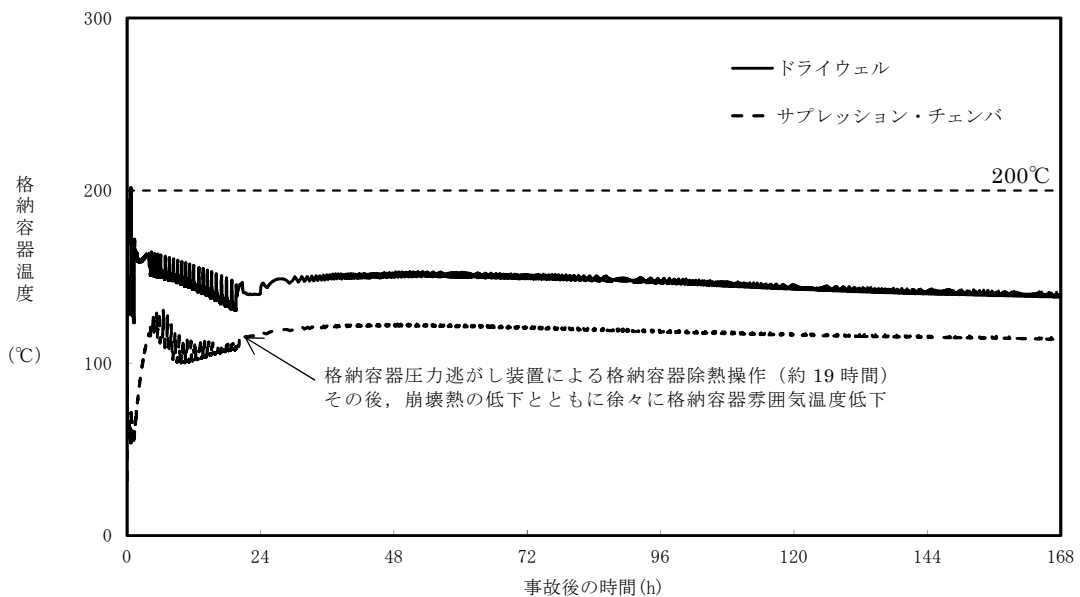


第1図 格納容器圧力（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合）

7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合のシーケンスである。このシーケンスの

格納容器雰囲気温度の推移を第2図に示すが、7日間（168時間）時点で150℃未満であり、その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため、第1表で示すとおり7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度※）についても、事象発生後3.9時間後に生じる最高値は157℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



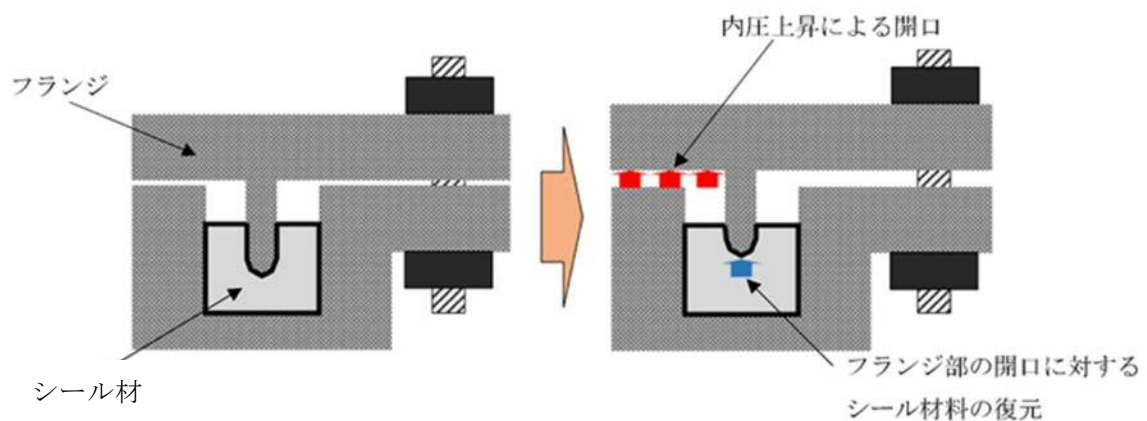
第2図 格納容器雰囲気温度（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合）

第 1 表 事故発生後の経過時間と格納容器圧力・温度，累積放射線照射量
の関係

事故発生後の経過時間	0～168 時間	168 時間以降
格納容器圧力	評価項目として 2Pd(620kPa[gage])を設定	有効性評価シナリオで 最大310kPa[gage]となる (MAAP 解析結果)
格納容器温度	評価項目として 200℃を設定	有効性評価シナリオで 150℃を下回る (MAAP 解析結果)

(3) 7日間（168時間）以降の格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により，格納容器の健全性に影響を及ぼす部位はシール部のシール材である。シール部の機能維持は，第3図の模式図に示すとおり，格納容器内圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し，シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり，格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても，圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば，シール部の機能は健全である。長期のケースとして，有効性評価シナリオにおいて168時間時の格納容器圧力が高い代替循環冷却系運転ケースを評価しても，格納容器圧力は約0.31MPaであり開口量は小さい（第2表参照）。なお，復元量の具体的な評価は，格納容器温度に関係することから3.2で示す。



第3図 シール部の機能維持確認の模式図

第2表 格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	168時間時 1Pd(0.31MPa)	2Pd(0.62MPa)
トップヘッド フランジ	内側		
	外側		
機器搬入用ハッチ	内側		
	外側		
サプレッション・ チェンバアクセス ハッチ	内側		
	外側		

(4) 7日間（168時間）以降の格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

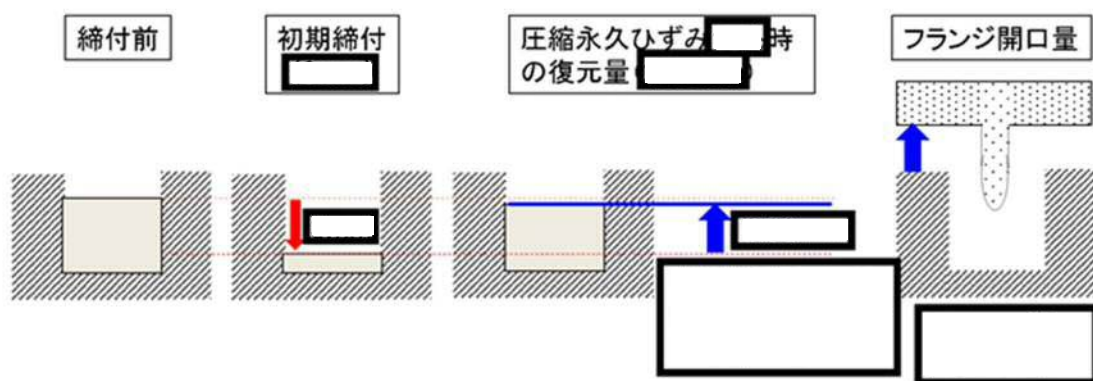
格納容器温度の上昇に伴う，時間経過によるシール材の長期的（格納容器温度が150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは，トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて，168時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため，シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第3表に示す。

第3表 改良EPDM製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0～7 日	7 日～14 日	14 日～30 日
試験温度	200℃	150℃	150℃
圧縮永久ひずみ率 [%]			
硬さ			
質量変化率[%]			

注記：γ線 1.0MGy 照射済の試験体を用い，飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

第3表に示すように，168時間以降，150℃の環境下においては，改良EPDM製シール材の基礎特性データにはほとんど変化はなく，経時劣化の兆候は見られない。したがって，重大事故後168時間以降における格納容器の温度を150℃と設定した場合でも，シール部の機能は十分維持される。なお，EPDM材は一般特性としての耐温度性は150℃であり，第3表の結果は改良EPDM製シール材が200℃条件を7日間経験しても，一般特性としての耐熱温度まで低下すれば，それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示していると考ええる。また，第3表の結果から圧縮永久ひずみ 時の改良EPDM製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを第4図に示しており，第2表で示す168時間以降の格納容器圧力に対しても十分追従可能な復元量を維持していることも確認できる。



第4図 圧縮永久ひずみ [] 時のシール材復元量とフランジ開口量

(5) 7日間（168時間）以降の格納容器の閉じ込め機能について

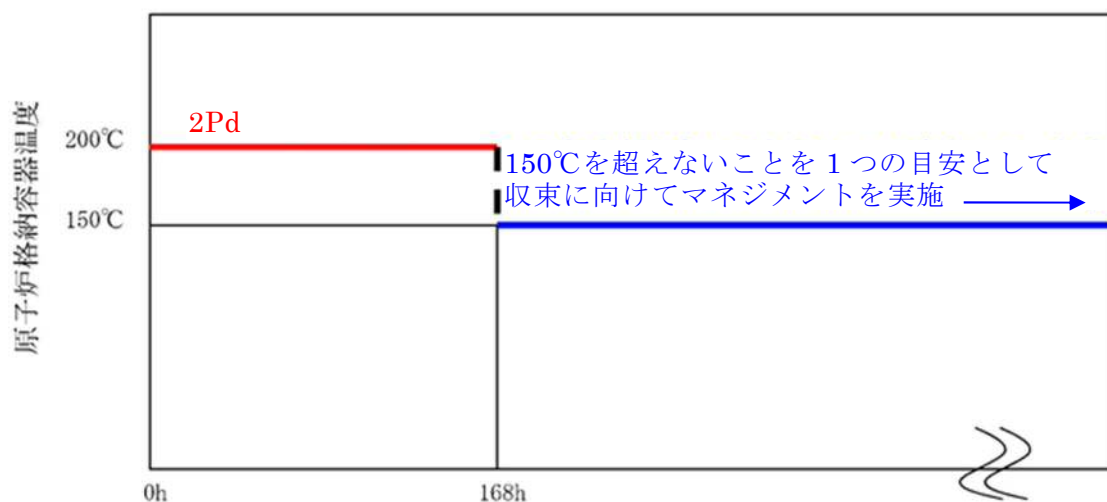
(2)で示したように有効性評価結果からも、7日間（168時間）以降は格納容器温度が改良EPDM製シール材の一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また、格納容器圧力についてもベント操作の有無に関わらず圧力は低下しており、開口量は2Pd時と比較しても小さいことが確認できている。なお、代替循環冷却系を使用するシーケンスの場合、中長期的には、水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが、酸素濃度がドライ条件で4.3vol%に到達した場合にはベントを実施することとしていることから、格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。

よって、格納容器温度・圧力が評価項目（200℃・2Pd）にて7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の格納容器閉じ込め機能を確保できる。

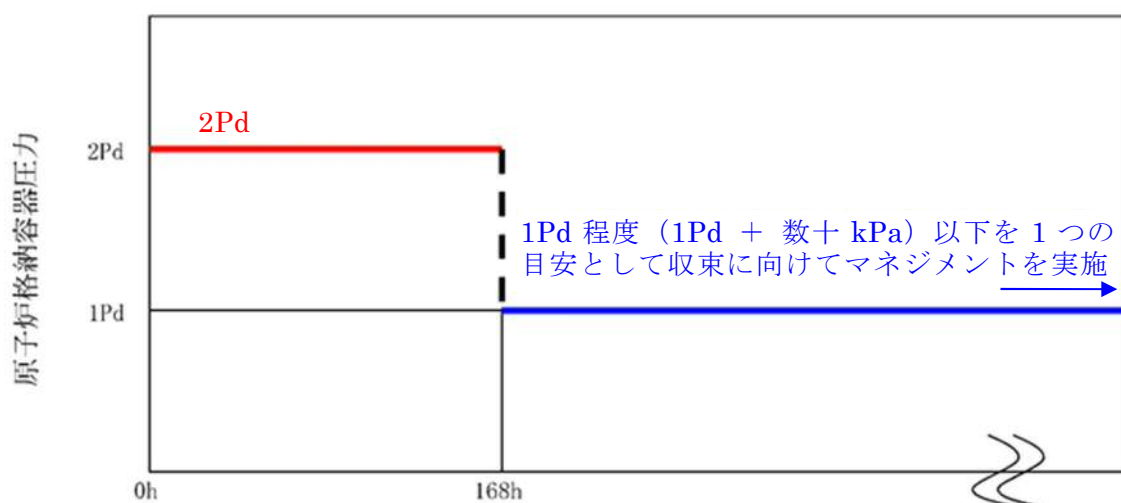
7日間（168時間）以降の格納容器の閉じ込め機能については、格納容器圧力・温度は低下していること、及び代替循環冷却系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生に寄与も大

きくことから，最初の7日間（168時間）に対して $200^{\circ}\text{C} \cdot 2\text{Pd}$ を超えないよう管理することで，長期的な格納容器閉じ込め機能は維持される。ただし，事故環境が継続することにより，熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ，長期的なプラントマネジメントの目安として，7日間（168時間）以降の領域においては，格納容器温度については第5図に示すとおり 150°C を超えない範囲で，また，格納容器圧力については第6図に示すとおり1Pd程度（ $1\text{Pd} + \text{数十kPa}$ ※）以下でプラント状態を運用する。

※：酸素濃度をドライ換算で4.3vol%以下とする運用の範囲



第5図 格納容器温度の168時間以降の考え方



第6図 格納容器圧力の168時間以降の考え方

(6) 7日間（168時間）以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について

時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは、トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良E P D M製シール材を用いて、168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第4表に示す。累積放射線照射量による影響は、試験結果より、有意な変化がないことから、7日間以降のシール機能は、維持できる。

第4表 改良E P D M製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168時間＋150℃・168時間

(7) 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応

炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、酸素濃度4.3vol%（ドライ条件）到達で格納容器ベントを実施することで、可燃性ガスを排出する手順としている。一方で、環境への影響を考慮すると、格納容器ベントを可能な限り遅延する必要があるため、格納容器ベントの実施基準である酸素濃度4.3vol%の到達時間を遅らせる目的から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作（以下「窒素注入」という。）を実施することとしている。ここでは、有効性評価の事象進展を参照し、窒素注入及び格納容器ベントに係る判断基準の妥当性について示す。

a. 窒素注入の判断基準と作業時間について

窒素注入に係る判断基準は以下のとおり設定している。

(a) 窒素供給装置の起動準備操作の開始基準：酸素濃度 3.5vol%

(b) 窒素注入の開始基準：酸素濃度 4.0vol%

「3.4 水素燃焼」において、水の放射線分解における水素及び酸素のG値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値により感度解析を実施しており、水素及び酸素濃度の上昇が早い感度解析においても、第5表のとおり、可搬型窒素供給装置の起動準備時間が約6時間（約360分）確保できるため、起動準備時間の180分に対して十分余裕があることが確認できる。

第5表 設計基準事故のG値を用いた場合の評価結果

酸素濃度	到達時間	窒素注入準備の余裕時間
3.5vol%	約15時間	約6時間
4.0vol%	約21時間	

b. 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

窒素注入及び格納容器ベントに係る実施基準，実施基準の設定根拠を第6表に示す。操作時間や水素濃度及び酸素濃度監視設備の計装誤差（約0.6vol%）を考慮しても，可燃限界領域（酸素濃度5.0vol%以上）に到達することなく，窒素注入及び格納容器ベントが実施可能である。

第6表 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

操作	実施基準 ：計装の読み取り 値	実施基準の設定根拠
可搬型窒素供給装置の起動準備の開始基準	酸素濃度3.5vol% (2.9vol%～ 4.1vol%) ※	可搬型窒素供給装置の起動準備時間を考慮して設定
窒素注入開始基準	酸素濃度4.0vol% (3.4vol%～ 4.6vol%) ※	格納容器ベントの開始基準の到達前を設定
格納容器ベント開始基準	酸素濃度4.3vol% (3.7vol%～ 4.9vol%) ※	計装誤差を踏まえても可燃限界領域到達前に格納容器ベントが可能な基準を設定

※括弧内は，計装の読み取り値に対して計装誤差を考慮した範囲であり，実機の酸素濃度として想定される範囲

常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について

1. 常設低圧代替注水系ポンプの機能

常設低圧代替注水系ポンプは以下の5つの機能に期待している。

- ・ 原子炉水位を維持し炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展を防止するための低圧代替注水機能
- ・ 格納容器の過圧・過温破損防止のための代替格納容器スプレイ機能
- ・ 格納容器内での溶融炉心の冷却のためのペデスタル（ドライウェル部）注水機能
- ・ 格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えいを抑制するための格納容器頂部注水機能
- ・ 使用済燃料プール水位を維持し燃料損傷を防止するための代替使用済燃料プール注水機能

2. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保について

(1) 単一の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、各注水先の最大流量を包絡する注水量を確保できる設計としている。

常設低圧代替注水系ポンプにより注水する際の系統構成は、中央制御室からの遠隔操作により行い、現場操作は不要である。また、各注水先へ注水する際の操作の相違点は、開操作する弁の違いのみであり、各弁の操作も中央制御室からの遠隔操作が可能であることから、困難な操作はない。

このように、常設低圧代替注水系ポンプの単一の機能の確保については

問題ないと考えられる。

(2) 複数の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、複数個所への同時注水を想定したものとなっており、想定する同時注水の組合せで必要流量が確保できる設計としている。また、想定する同時注水の組合せで、重大事故等による影響の緩和が可能であることを有効性評価にて示している。

①原子炉注水と格納容器スプレイ

大破断 L O C A が発生し、非常用炉心冷却系からの注水に失敗した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注水 $230\text{m}^3/\text{h}$ 、格納容器スプレイ $130\text{m}^3/\text{h}$ であるが、この条件で炉心の冷却並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制できることを有効性評価で確認するとともに、この流量が確保できる設計としている。なお、上記以外の同時注水については、原子炉へは崩壊熱相当の注水となるため、上記注水流量を超えることはない。

②原子炉注水とペDESTAL（ドライウエル部）注水

大破断 L O C A が発生し非常用炉心冷却系からの注水に失敗し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に成功した場合、原子炉水位 L O 到達後に格納容器冷却を停止し、原子炉注水とペDESTAL（ドライウエル部）の水張りを実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注水として崩壊熱相当の流量、ペDESTAL（ドライウエル部）の水張りとして $80\text{m}^3/\text{h}$ であるが、この条件で炉心の冷却及びペDESTAL（ドライウエル部）の必要水位を確保できることを有効性評価にて確認するとともに、この流量が確保できる

設計としている。

③格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウエル部）注水

原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器が破損する場合、格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウエル部）への注水を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、格納容器スプレイ $300\text{m}^3/\text{h}$ 、ペDESTAL（ドライウエル部）注水 $80\text{m}^3/\text{h}$ であるが、この条件で格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制並びにペDESTAL（ドライウエル部）に落下した熔融炉心の冷却等ができることを有効性評価で確認するとともに、この流量を確保できる設計としている。

④その他注水先の組合せ

その他の組合せとして、格納容器頂部又は使用済燃料プールへの注水が重畳することもある。これら注水先へは、間欠的に注水を行い一定量の水位を維持するため、①、②及び③の最大流量の注水等と異なるタイミング又は系統の余力で注水等を行うため、対応が可能である。

また、複数の注水先に注水するための操作については、各注水先へ注水するための操作に必要な時間を考慮した有効性評価により、炉心冷却や熔融炉心の冷却等ができることを確認している。

以上より、常設低圧代替注水系ポンプの複数の機能の確保についても問題ないと考えられる。

3. 常設低圧代替注水系ポンプの機能の冗長性について

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系及び代替循環冷却系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後であれば低圧代替注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。また、格納容器スプレイについては、代替循環冷却系

及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型），ペデスタル（ドライウェル部）注水については格納容器下部注水系（可搬型），格納容器頂部注水については格納容器頂部注水系（可搬型），使用済燃料プール注水については可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）によって機能を補うことも可能である。このように，常設低圧代替注水系ポンプの各機能については冗長性を持たせることで機能強化を図っている。

常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを使用した同時注水について

常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを使用した注水については，原子炉，原子炉格納容器，ペデスタル（ドライウェル部），原子炉格納容器頂部及び使用済燃料プールを注水先として設計する。このため，重大事故等時において，複数の注水先に対して同時に必要流量を注水できるよう設計する。なお，各注水先への注水は弁の開操作のみで実施可能であるため，必要箇所への注水を継続しつつ，注水先を追加することが可能である。

有効性評価で考慮する同時注水パターンを第 1 表及び第 2 表に示す。

また，有効性評価における事象進展ごとの常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる注水先の組み合わせケースを第 3 表から第 7 表に示す。

第 1 表 有効性評価で考慮する常設低圧代替注水系ポンプを使用した同時注水ケース

原子炉	原子炉格納容器	ペデスタル (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール
47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11
230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—
—	300m ³ ／h	80m ³ ／h	—	—
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h

第 2 表 有効性評価で考慮する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを使用した同時注水ケース

原子炉	原子炉格納容器	ペデスタル (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール
47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—
50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	16m ³ ／h

第 3 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水失敗時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合（炉心損傷前）

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
初期注水段階	378m ³ ／h	—	—	—	—	・ QH 特性に従った注水 ・ 原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・ 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h	・ 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定 ・ 使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階	50m ³ ／h	—	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・ 使用済燃料プールは代替燃料プール冷却系等による除熱に期待できることから、同時注水を考慮していない

対象事象：高圧・低圧注水機能喪失，L O C A 時注水機能喪失

第 4 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水成功後に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉減圧・低圧注水移行段階	378m ³ ／h	—	—	—	—	・ QH 特性に従った注水 ・ 原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・ 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h	・ 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定 ・ 使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階※	50m ³ ／h	—	—	—	—	・ 原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・ 使用済燃料プールは代替燃料プール冷却系等による除熱に期待できることから、同時注水を考慮していない

※崩壊熱除去機能（残留熱除去系が故障した場合）のケース

対象事象：崩壊熱除去機能喪失

第 5 表 全交流動力電源喪失（24 時間継続）時に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉減圧・低圧注水移行段階	110m ³ ／h	—	—	—	—	・QH 特性に従った注水 ・原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施）
原子炉格納容器スプレイ段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可（解析上は注水量一定で注水開始／停止操作実施） ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	16m ³ ／h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定

対象事象：全交流動力電源喪失，津波浸水による最終ヒートシンク喪失

第 6 表 設計基準事故対処設備による原子炉注水失敗時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合（L O C A 起因による炉心損傷事象）

	47 条／1.4	49 条／1.6	51 条／1.8	53 条／ 1.10	54 条／ 1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	（ドライウエル部） ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
初期注水段階	230m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・L O C A が発生し設計基準事故対処設備による注水に失敗し、炉心損傷に至った場合に、炉心の再冠水並びに原子炉格納容器内温度及び圧力を抑制するためのケース
再冠水後制御段階※	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	—	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階※	50m ³ ／h	130m ³ ／h	—	—	114m ³ ／h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント段階※	50m ³ ／h	—	—	—	—	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量

※代替循環冷却系を使用できない場合のケース

対象事象：雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼

第 7 表 原子炉圧力容器破損時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合

	47 条／1. 4	49 条／1. 6	51 条／1. 8	53 条／ 1. 10	54 条／ 1. 11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	(ドライウエル部) ペデスタル	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉圧力容器破損段階	—	300m ³ ／h	80m ³ ／h	—	—	・設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備による原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器の破損に至った場合に、原子炉格納容器内温度及び圧力の抑制並びにペデスタル（ドライウエル部）に落下した熔融炉心を冷却するためのケース
原子炉圧力容器破損段階での対応後の段階	—	130m ³ ／h	80m ³ ／h	—	—	・ペデスタル（ドライウエル部）注水はペデスタル（ドライウエル部）の水位維持時の注水量 ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始／停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	—	—	80m ³ ／h	—	114m ³ ／h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・使用済燃料プールが 80℃到達まで 1 日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定

対象事象：高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用，熔融炉心・コンクリート相互作用

ペデスタル（ドライウェル部）内の水位管理方法について

東海第二発電所における，熔融燃料－冷却材相互作用及び熔融炉心・コンクリート相互作用の影響抑制を考慮したペデスタル（ドライウェル部）（以下「ペデスタル」という。）内の水位管理対策の内容を以下に示す。

1. ペデスタルの構造及び設備概要

東海第二発電所のペデスタルの概要図を第1図(a)及び(b)に示す。

ペデスタル内の底面及び側面には，原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）が破損し熔融炉心（以下「デブリ」という。）が落下した際のペデスタル構造健全性確保のため， ZrO_2 製のコリウムシールドを設置する。また，コリウムシールド内は床ドレンサンプとして用いるために，コリウムシールド表面にSUS製のライナを敷設し通常運転中の水密性を確保するとともに，その内側に機器ドレンサンプを設置する。

ドライウェルにて生じる床ドレン及び機器ドレン並びに機器ドレンサンプを冷却するための冷却水は，第1図(a)及び(b)のようにペデスタル側壁の貫通孔を通る配管により各ドレンサンプへ導かれる。これらの配管はコリウムシールドの側壁部より高い位置からペデスタル内へ接続し，コリウムシールド内に堆積したデブリが配管へ流入しない設計とする。

床ドレンサンプ内に流入した水は，1mに立ち上げたスワンネックから流出させ，スリット及び配管を通じて原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ排水する。また，排水配管を分岐させベント管へ接続することで，事故時においてペデスタルからサブプレッション・チェンバへ排水する経路を設ける。

ペデスタルの側壁は鋼製スカートを介してR P Vを支持しており，R P V下部プレナムの中心付近には原子炉冷却材浄化系のボトムドレン配管が接続されているとともに，ペデスタル内には制御棒駆動水圧系配管が敷設されている。

弁の閉止タイミング

※1 (図中○) :

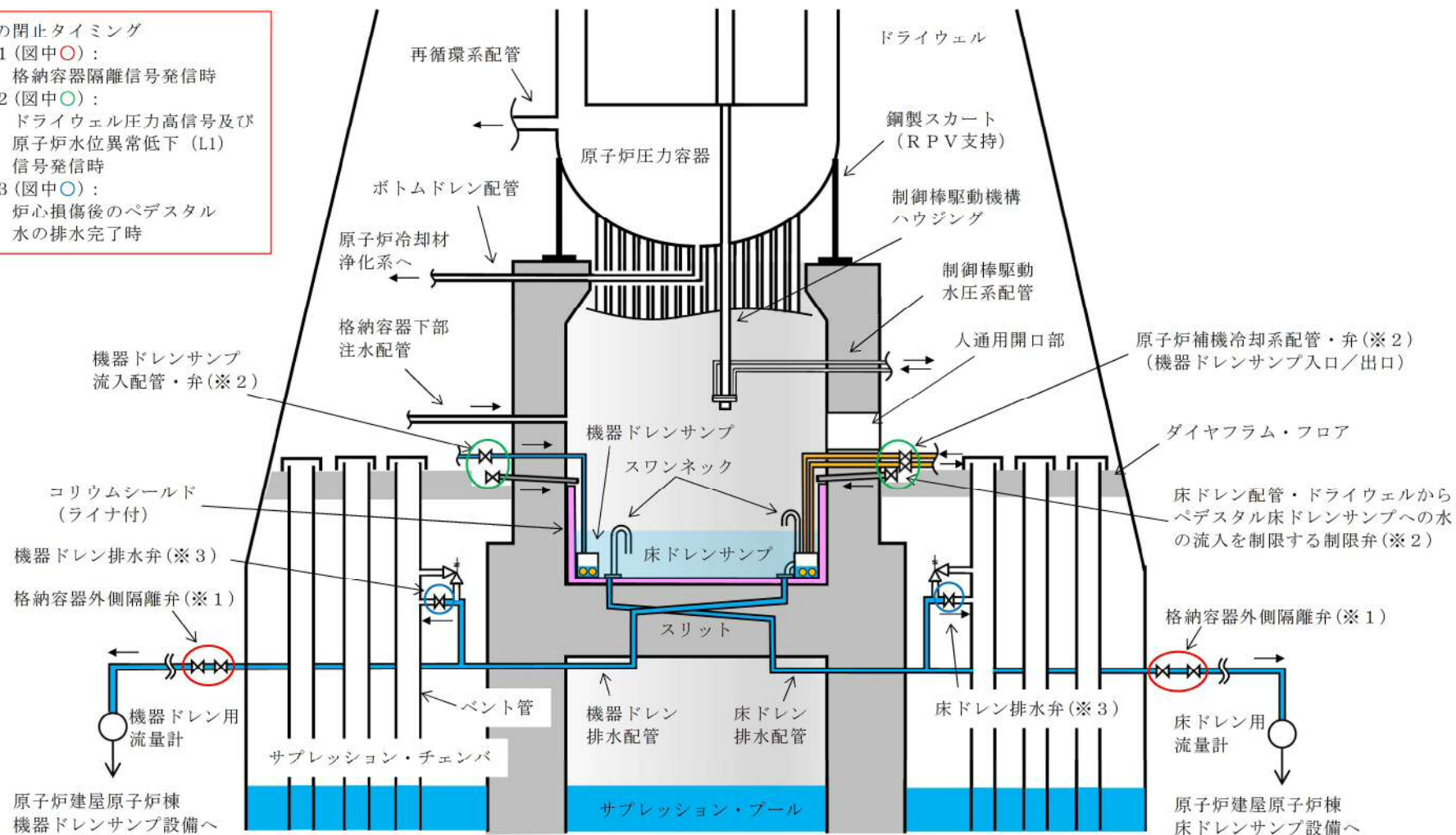
格納容器隔離信号発信時

※2 (図中○) :

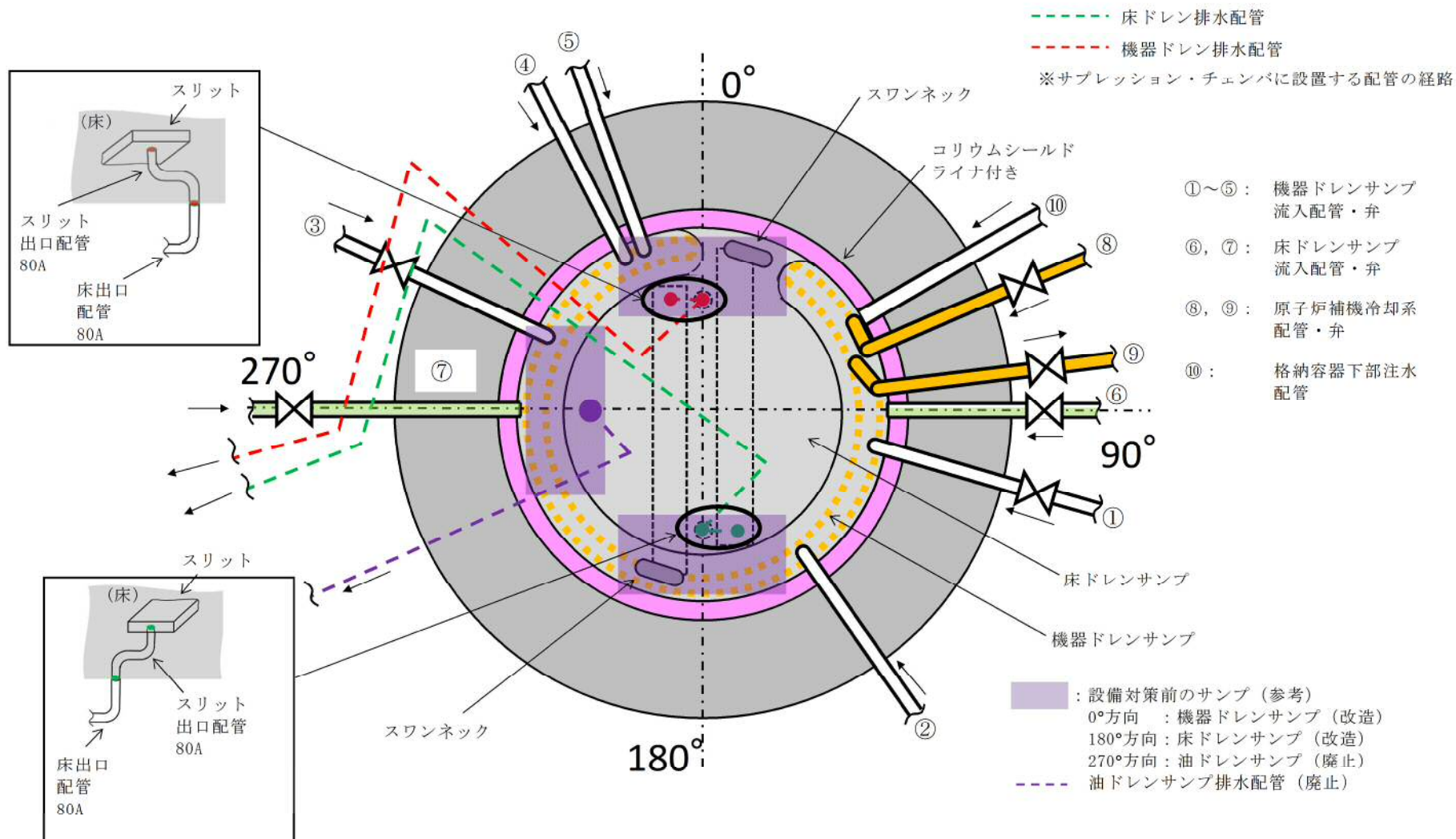
ドライウエル圧力高信号及び
原子炉水位異常低下 (L1)
信号発信時

※3 (図中○) :

炉心損傷後のペDESTAL
水の排水完了時



第1図(a) ペDESTAL概要図 (断面図)



第1図(b) ペデスタル概要図 (平面図)

2. 水位管理方法

通常運転時及び事故時におけるペデスタル内水位の管理方法を以下に示す。

(1) 原子炉起動前及び通常運転時

原子炉起動前において、通常運転時のペデスタル床ドレンサンプの排水性を確保するため、消火系、補給水系又は純水系を使用して必要によりペデスタル内への事前水張りを行い、ペデスタル内水位を約 1m (約 27m³) にし、通常運転時のペデスタルへの流入水の計測を可能とする。

通常運転時におけるペデスタル内へ流入する発生源が明らかな漏えい水として原子炉格納容器内のドライウェル内ガス冷却装置から発生する凝縮水等があり、これらが床ドレン水（ドライウェルエアークーラードレン含む。）として原子炉格納容器内の床ドレン配管からペデスタル内へ流入

（2004 年 4 月 30 日～2011 年 3 月 11 日の通常運転時における実測値 多量時：約 6.8L/h，少量時：約 0.2L/h）する。なお、通常運転時に発生する原子炉格納容器内床ドレン水の放射能濃度は約 3.7Bq/ml である。

ペデスタル内へ流入した床ドレン水は、ペデスタル内水位が約 1m の状態で流入し、スワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ排水されるため、その排水状況を格納容器床ドレン流量により確認することで、ペデスタル内水位が約 1m に維持されていることを確認できる。また、ペデスタル内水位が約 1m に維持されていることを格納容器下部水位にて確認することもできる。

原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいが発生した場合において、スワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備に排水される過程で、格納容器床ドレン流量により原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えい水を検出することが可能である。

(2) 事故発生からR P V破損まで

ドライウェル圧力高信号及び原子炉水位異常低下（レベル1）信号により、ペデスタル内へ流入する配管（床ドレン配管，機器ドレン配管及び原子炉補機冷却系配管）に対してペデスタル外側に設置した制限弁を自動閉止し，ペデスタルへの流入水を制限する。

制限弁閉止前の流入水等により水位が1mを超えた場合には，ベント管に接続された床ドレン排水配管及び床ドレン排水弁を経由してサブプレッション・チェンバへ排水され，R P V破損までにペデスタル内水位は1mまで低下する。

事故が発生し炉心が損傷した場合，格納容器下部注水配管から水位1mを超過するまで注水を実施し，その後排水することにより，R P V破損時に確実に水位1mを確保する運用とする。これに要する時間は30分程度（注水開始操作に要する時間（17分），水位10cm分の注水に要する時間（3分），注水停止操作に要する時間（4分）及び5cm分の排水に要する時間（5分）に余裕を加味した時間）と想定され，炉心損傷後のペデスタル注水開始からR P V破損までの約1.8時間（事象進展の早い大破断L O C A時の例）の間に余裕をもって実施可能である。

なお，床ドレンサンプの水位をR P V破損までに1mとする排水の過程において，水位が1.2m以上であるときには，床ドレン排水配管及び床ドレン排水弁を経路とした排水に加えて，ベント管に接続された機器ドレンサンプ排水配管及び排水弁を経由してサブプレッション・チェンバに排水することが可能である。

ベント管に接続する床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁はR P V破損前に閉とし，R P V破損後のペデスタル水のサブプレッション・チェンバへの流出を防止する。

(3) R P V 破損後

R P V 破損及びデブリ落下後，ペデスタル内にて 0.2m 以上のデブリ堆積を検知後に， $80\text{m}^3/\text{h}$ でペデスタル満水相当まで水位を上昇させるとともに，その後は満水近傍にて水位を維持する（別添 1）。

また，上記(1)～(3)の水位管理を実現するための設備対策について別添 2 に示す。

ペDESTAL注水開始後の水蒸気爆発発生の可能性及び
水蒸気爆発発生抑制の考え方について

1. はじめに

東海第二発電所では、水蒸気爆発（以下「S E」という。）によるペDESTAL構造への影響抑制のため、R P V破損時のペDESTAL水位を1mと設定し、S E影響評価を実施している。しかし、R P Vの破損を判断した場合には、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL注水を実施する手順としており、注水開始後には1mを超える水位がペDESTAL内に形成されることとなり、S E影響評価の想定を上回る規模のS Eが発生する可能性がある。

これに対して、R P V破損及びペDESTAL注水開始後のペDESTAL内の状況を推定し、S Eの発生可能性及びこれを考慮した水位管理について検討した。以下に検討の内容を示す。

2. R P V破損時のデブリ落下挙動

R P Vが破損するような状況においては原子炉注水機能が喪失している可能性が高く、R P V破損時にはデブリの大部分が下部プレナムに堆積することで、これらのデブリの重量及び熱的影響により制御棒駆動機構ハウジング等のR P V貫通部溶接箇所が破損し、デブリが落下し始めると考えられる。その後も、制御棒駆動機構ハウジングはペDESTAL内において外部サポートにより支持されているため逸出が生じることは考えにくく、アブレーションによる破損口の拡大を伴いながら下部プレナムに堆積したデブリが継続的にペDESTALへ落下するものと考えられる。

なお、有効性評価においては、溶融燃料－冷却材相互作用や溶融炉心・コ

ンクリート相互作用による格納容器への負荷を厳しく評価する観点から、R P Vの破損形態として制御棒駆動機構ハウジングの逸出を想定しており、R P V破損口はアブレーションにより拡大しながら、R P Vの内圧及びデブリの堆積ヘッドにより、約 300ton の熔融デブリが約 30 秒間でペデスタルへ全量落下する結果となっている。

3. R P V破損後のペデスタル内の水の状態と S E発生抑制の考え方

ペデスタル内の初期水量及びペデスタル注水量と、R P Vから落下するデブリの保有熱の関係より、ペデスタル内の水が飽和温度に到達する条件を評価し、その結果より S Eの発生可能性について検討した。第 1 表及び第 2 表に、評価条件を示す。

まず、R P V破損時にペデスタル内に存在する水量（水深 1m）は約 27m^3 であり、この水量を飽和温度まで昇温させるデブリ量は、約 11ton と評価される。これは、デブリ全体に対して 4%未満の落下量である。また、ペデスタルを満水（水深 とする水量は約 81m^3 であり、この水量を飽和温度まで昇温させるデブリ量は、約 31ton と評価される。このデブリ量がペデスタル内に堆積した場合、その堆積高さは約 0.15m となる。よって、これに余裕を考慮し、0.2m までのデブリ堆積を検知後に満水までの注水を行うことで、ペデスタル内を満水とした場合でも水の飽和状態は維持される。

また、R P V破損後のペデスタル注水は $80\text{m}^3/\text{h}$ にて実施するが、デブリからペデスタル水への伝熱速度の観点からは、熱流束を $800\text{kW}/\text{m}^2$ 一定※、伝熱面積をデブリ拡がり面積である とすると、 $180\text{m}^3/\text{h}$ 以上の水を飽和温度まで昇温する熱移行率となる。

※ M A A Pコードを用いた有効性評価においてデブリから上面水への限界熱流束として小さめに設定している値。

以上より、R P V破損後にはペデスタル内の水は速やかに飽和状態に至るとともに、0.2m までのデブリ堆積を検知後にペデスタル満水相当（水位 2.75m）までの注水を開始することにより、その後の注水過程でもペデスタル内の水は飽和状態に維持されるため、S E の発生は抑制されと考えられる。

ペデスタル満水相当（水位 2.75m）まで注水を実施した後は、2.25m 及び 2.75m 高さの水位計を用いて、水位を 2.25m から 2.75m の範囲に維持するようペデスタル注水を実施することで、サブクール度を小さく保ち S E の発生を抑制しながら、デブリの冷却を継続する。

また、R P V破損後に R P V内の残存デブリ冷却のための注水を実施した場合、注水の一部が R P Vの破損口からペデスタルへ落下しペデスタル内が常に満水状態となることが考えられるが、以下の理由により S E の発生は抑制されと考えられる。

- ・ R P Vからペデスタルへの落下水は R P V内に残存するデブリにより加熱され、また、ペデスタル内の水はペデスタルに落下したデブリにより加熱されているため、ペデスタル内の水は飽和状態を維持する
- ・ R P Vからペデスタルへの流入水のサブクール度が大きい場合、R P V内の残存デブリは冷却されており、ペデスタルへ落下する可能性は低い
ただし、ペデスタル注水手順は、先述の R P V破損口の拡大が生じない場合のような、デブリが少量ずつペデスタルへ落下してくる可能性を考慮しても、S E の発生を抑制できるよう整備する（別紙参照）。

第 1 表 デブリの評価条件

項目	値	備考
デブリ密度 (kg/m^3)		M A A P 計算結果 (R P V 破損時の値) を, デブリ保有熱が小さくなるように丸めた値
デブリ比熱 (J/kgK)		
デブリ溶融潜熱 (J/kg)		
デブリ初期温度 ($^{\circ}\text{C}$)		
デブリ冷却後温度 ($^{\circ}\text{C}$)	500	デブリ保有熱を小さめに評価する観点から, 高めに設定

第 2 表 ペDESTAL水の評価条件

項目	値	備考
ペDESTAL水密度 (kg/m^3)	1,000	概略値を使用
ペDESTAL水比熱 (J/kgK)	4,180	
ペDESTAL水初期温度 ($^{\circ}\text{C}$)	35	外部水源温度
ペDESTAL水飽和温度 ($^{\circ}\text{C}$)	135	R P V 破損時のドライウェル圧力の包絡値 (0.3MPa) における飽和温度
ペDESTAL水半径 (m)	2.936	コリウムシールド厚さを 15cm とした場合の, コリウムシールド内半径

デブリ少量落下時の S E 発生可能性を考慮したペデスタル注水管理について

原子炉注水機能が喪失し R P V 破損に至るような状況においては，デブリが継続的に落下することによりペデスタル内の水は飽和状態となり S E の発生は抑制されることが考えられることから，R P V 破損の検知後には，確実なデブリ冠水及び冷却のため，ペデスタル満水相当まで連続して注水を行うとともに，その後もデブリの冷却に必要な量の注水を継続することとしている。その手順は以下のとおりである。

(a) R P V 破損前

ペデスタルへの事前注水及び排水配管からの排水により，水位は 1m に維持される。

(b) R P V 破損後

R P V 破損を判断した場合には，ペデスタル満水相当の水位 2.75m まで注水を実施する。その後は，2.25m 及び 2.75m 高さの水位計を用いて，水位を 2.25m から 2.75m の範囲に維持するようペデスタル注水を実施し，サブクール度を小さく保ち S E の発生を抑制する。

一方，R P V 破損前に原子炉注水機能が復旧した場合等に，少量のデブリがペデスタルに落下し残りの大部分が R P V 内に残存する可能性や，デブリがごく少量ずつ継続して落下する可能性も考えられ，デブリ落下挙動には不確かさが存在する。したがって，このような場合において，ペデスタル注水により水深が深く，サブクール度の大きい水プールが形成され，その後 R P V 内に残存したデブリが落下した際に万が一 S E が発生する可能性についても考慮し，上記 (a) 及び (b) の手順に加え，以下 (c) の手順によりペデスタルへの注水を管理することとする。

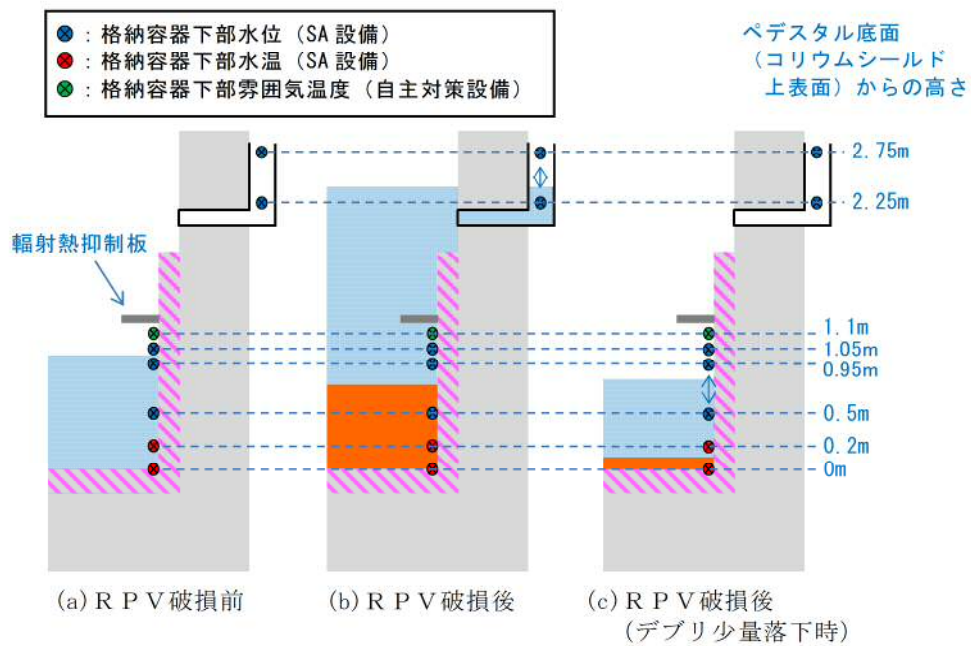
(c) R P V破損後（デブリの落下量が少量の場合）

ペDESTAL満水（水深 ，約 81ton）の水を飽和温度に到達させるデブリ量は約 31ton（全体の約 11%）であり，その堆積高さは約 0.15m となる。これより，ペDESTAL底面から 0.2m 高さにデブリ検知器を設置し，R P V破損判断後においても 0.2m 高さまでのデブリ堆積が検知されない場合には，0.5m 及び約 1m 高さの水位計を用いて，水位 0.5m 未満を検知した場合に水位約 1m までペDESTALへ注水する間欠注水を行うことにより，深い水プールの形成を防止し S E の発生を抑制する。

第 1 図に示す重大事故等対処設備の計装設備を用いた水位管理により，上記のとおりデブリの冠水状態は維持・監視可能であるが，水位を 0.5m から 1m の高さで維持している間にデブリの冠水状態が維持されていることが別のパラメータにより参考情報として得られるよう，1m より上部に格納容器下部雰囲気温度を設置し，格納容器下部雰囲気温度が格納容器圧力に対する飽和温度相当であることを確認する。万が一，デブリの冠水状態が維持されずに格納容器下部雰囲気温度が格納容器圧力に対する飽和温度相当を超えて上昇する場合には，ペDESTALへの注水を判断する。

なお，人通用開口部下端（ペDESTAL底面から約 2.8m 高さ）付近に設置されているターンテーブル等の構造物にデブリが付着した際にも，輻射熱の影響により格納容器下部雰囲気温度の指示が上昇することが考えられる。この格納容器下部雰囲気温度の指示上昇を抑制し，ペDESTAL床面に落下したデブリの冠水状態が維持されずに気相部に露出したデブリからの輻射熱による雰囲気温度の上昇のみを計測可能とするため，格納容器下部雰囲気温度は蒸気密度が高い水面付近（ペDESTAL底面から約 1.1m）に設置するとともに，検出部の上部に輻射熱抑制板を設置する。

ただし、構造物へのデブリの付着量や形状によっては、輻射熱の影響により格納容器下部雰囲気温度が機能喪失する可能性も考えられることから、格納容器下部雰囲気温度及び輻射熱抑制板は自主対策設備として設置する。



第 1 図 ペDESTAL水位管理の概念図

ペデスタル排水設備対策について

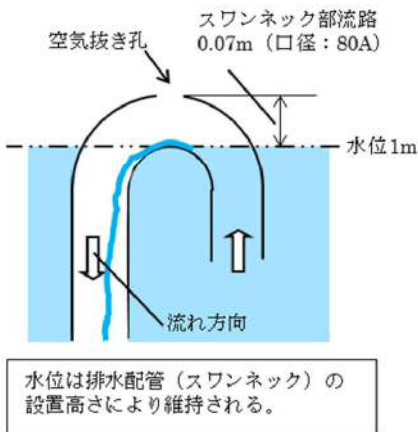
1. はじめに

通常運転中，事故発生から R P V 破損まで及び R P V 破損後について，水位管理に必要な排水設備対策の方針を各々記載する。

(1) 通常運転時

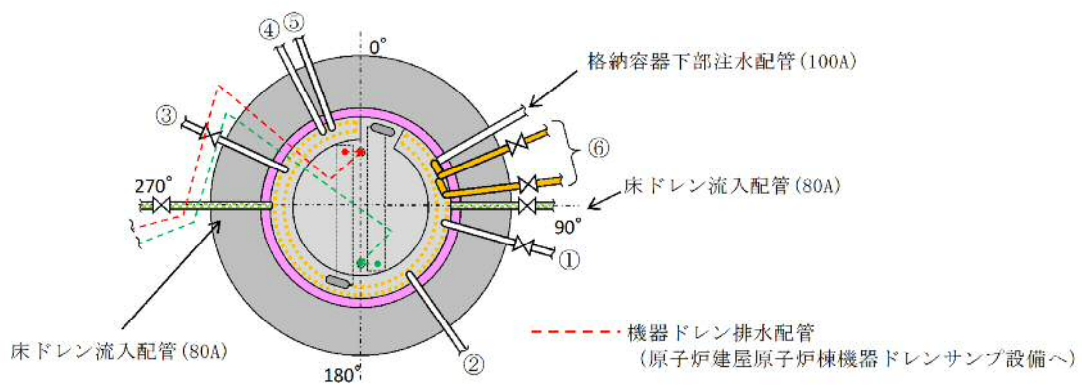
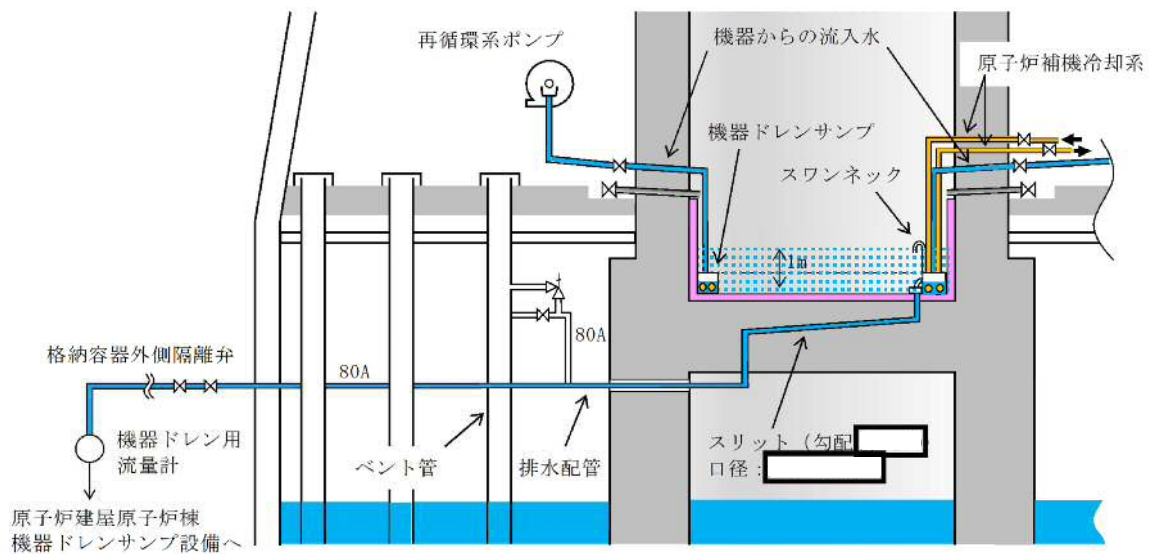
①ペデスタル内床ドレンサンプ

- ・ドライウェル内ガス冷却装置から発生する凝縮水，漏えい位置を特定できない格納容器内の漏えい水（以下「漏えい水」という。）が流入する設計とする。（第 1 図）
- ・サンプの水位は，サンプから排水する排水配管の入口（スワンネック）高さを床面から 1m に設定することで，常時 1m の水位を保つことが可能な設計とする。（第 1 図）
- ・サンプへの流入水は，高さ 1m に設置する排水配管の入口（スワンネック）から，排水配管内を通じてサブプレッション・チェンバを経由し，格納容器外の原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ全量排水される設計とする。（第 1 図）
- ・漏えい水は，運転中に生じるドライウェル内ガス冷却装置からの凝縮水の流入によってサンプ水位は常時 1m に維持されているため，サンプに流入する全量が排水され，原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備に至る過程で，床ドレン用流量計により $0.23\text{m}^3/\text{h}$ を検出することが可能な設計とする。（第 1 図）
- ・排水配管水平部の勾配は，通常運転中の排水性を確保する観点及び R P V 破損後にスリット内でデブリが凝固するための必要な距離（スリット



②ペデスタル内機器ドレンサンプ

- ・再循環系ポンプグランド部からの排水，機器からのリーク水及び機器点検時のドレン水が流入する設計とする。（第2図）
- ・ドレン水は，サンプ内で冷却（原子炉補機冷却系配管により）され，原子炉建屋原子炉棟機器ドレンサンプへ全量排出される設計とする。（第2図）
- ・原子炉補機冷却系配管をサンプ内部に通し，高温のドレン水を冷却することができる設計とする。（第2図）
- ・サンプからの排水は，原子炉建屋原子炉棟機器ドレンサンプ設備に至る過程で，機器ドレン用流量計により排水量を計測し， $5.70\text{m}^3/\text{h}$ の排水（漏えい量）を検出することが可能な設計とする。（第2図）
- ・排水配管水平部の勾配は，通常運転中の排水性を確保する観点及びR P V破損後にスリット内でデブリが凝固するため必要な距離（スリット全長は□）を短くする観点から，スリットの勾配を□に制限した設計とする。（第2図）
- ・サンプには複数のドレン水が流入するため，排水性確保の観点からベント管を設置する設計とする。



N0.	流入元	運転中の状態
①	再循環系ポンプ(A) グランド部排水，機器からのリーク水 (*1)，機器点検時のドレン水 (50A) (*2)	常時排水有
②	再循環系ポンプ(A) 点検時のドレン (50A) (*2)	常時排水なし
③	再循環系ポンプ(B) グランド部排水，機器からのリーク水 (*1)，機器点検時のドレン水 (50A) (*2)	常時排水有
④	機器点検時のドレン水 (80A) (*2)	常時排水なし
⑤	再循環系ポンプ(B) 点検時のドレン (50A) (*2)	常時排水なし
⑥	原子炉補機冷却系配管 (50A)	常時通水

*1 弁グランド部からのリーク水（運転中）

*2 通常閉の弁を開にし排水（定検時のみ）

第 2 図 ペDESTAL機器ドレンサンプの運転中流入水及び排水概要図

(2) 事故発生から R P V 破損前まで

① R P V 破損前までに達成すべき条件

- ・デブリ落下までの間，ペDESTAL床ドレンサンプの水位を 1m に維持すること。

②条件を達成するための設備対策

a. ドライウェルからの流入水の遮断

- ・ペDESTAL床ドレンサンプへの流入水を遮断するため，ドライウェル圧力高信号及び原子炉水位異常低下（レベル 1）信号により，ペDESTAL流入水の制限弁（床ドレン）を閉にする設計とする。（第 3 図 (a) (c)）
- ・制限弁を閉にすることにより，格納容器スプレイ水等のペDESTALへ流入する可能性のある水は，ベント管を介してサブプレッション・チェンバへ排水される設計とする。（第 3 図 (a) (c) (d)）

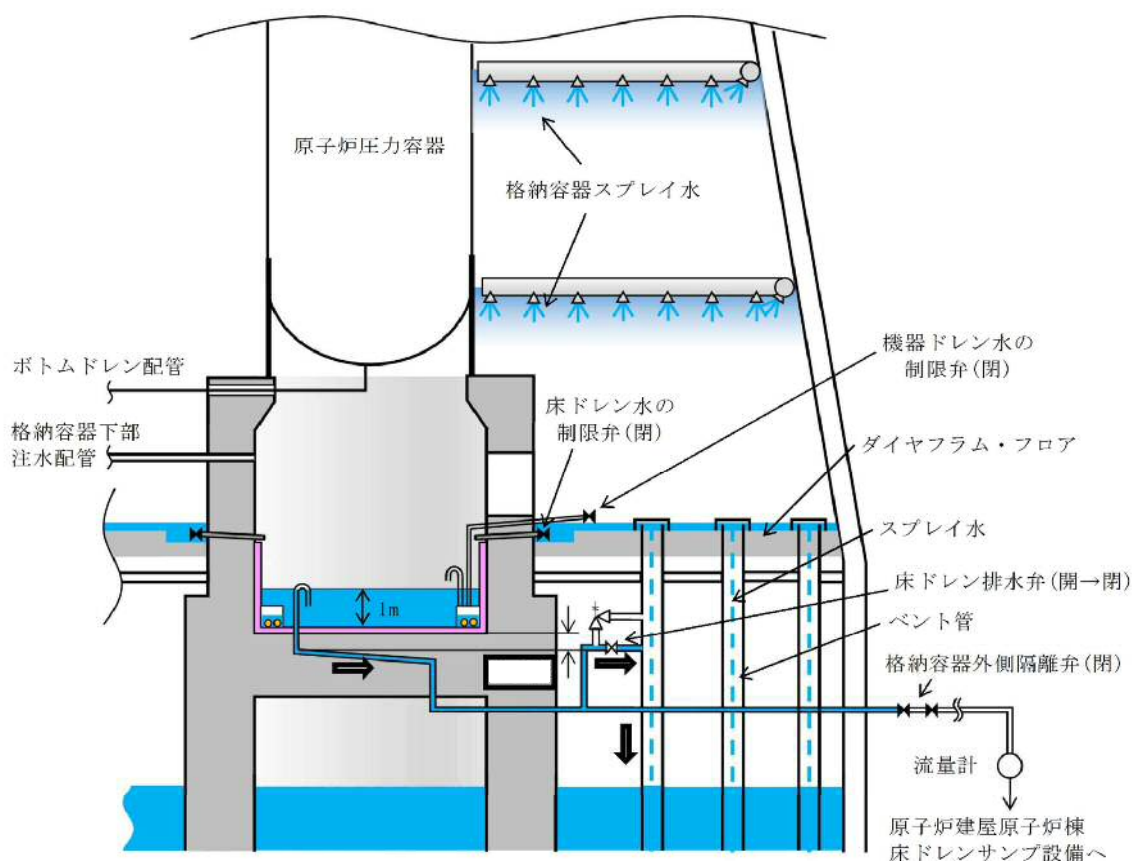
b. ペDESTALへの流入水の排出

- ・事故発生により格納容器外側隔離弁は開から閉状態となり，ペDESTAL床ドレンサンプへの流入水の格納容器外への排水は遮断されるが，通常運転中から床ドレン排水弁を開の状態にしておくことで，ベント管を介してサブプレッション・チェンバへ自然排水される設計とする。（第 3 図 (a) (c) (d)）
- ・事故時のペDESTAL床ドレンサンプへの流入水により，ペDESTAL床ドレンサンプの水位は上昇するが，R P V 破損までの間に，ペDESTAL床ドレンサンプの水位が，1m まで排水可能な設計とする。（別紙）
- ・以下を考慮し，床ドレン排水配管のベント管への接続高さをペDESTAL床のコンクリート表面より 下の位置に設置する設計とする。（第 3 図 (a)）

- 床ドレン排水配管のベント管への接続高さは、サンプへの流入水の排水流量を確保する観点からは低い方が望ましいが、スリット内部でのデブリ凝固の確実性向上の観点からは、スリット内に水を保有させるためスリットより高くする必要がある。このため、床ドレン排水配管のベント管への接続高さは、床ドレン排水配管の下端位置がスリット高さ方向の流路（10mm）の上端の位置になるように設置する設計とする。（第3図(a)）
- スリットの設置高さを低くする場合、スリット内でデブリが凝固した際に、床スラブ鉄筋コンクリートの温度上昇による強度低下が懸念される。そこで、コリウムシールドなしの条件において温度による強度低下を考慮しても床スラブの健全性が確保されるスリット高さ（ペDESTAL床のコンクリート表面から 下）にスリットを設置する。（第3図(a)）
- ・ 床ドレン排水配管を接続するベント管については、真空破壊弁作動時のベント管内のサプレッション・チェンバからドライウェルへの上昇流が排水に影響することがないように、真空破壊弁が設置されていないベント管を対象とする設計とする。（第3図(d)）
 - ・ ベント管に接続する床ドレン排水弁は、R P V破損前のペDESTAL注水により水位が上昇し 1m を超える高さの水位計が水位を検出した後、ベント管を通じた排水により水位が低下し同水位計にて水位が検出されなくなった場合に、一定の時間遅れ（当該水位計高さから 1m 高さまでの排水に必要な時間を考慮）で自動閉止する設計とする。これにより、R P V破損後のペDESTAL水のサプレッション・チェンバへの流出を防止する。なお、地震によるスロッシング等により万一排水弁が意図せず閉止した場合には、運転員操作により早期に排水弁を開放

する手順とする。

- ・機器ドレン排水配管及び排水弁による排水経路から、RPV破損後のペデスタル水がサプレッション・チェンバへ流出することを防ぐため、床ドレン排水弁と同時に自動閉止する設計とする。また、機器ドレン排水配管のベント管への接続高さ及び接続位置（真空破壊弁が設置されていないベント管に設置する）は、床ドレン排水配管と同じ設計とする。（第3図(d)(e)）

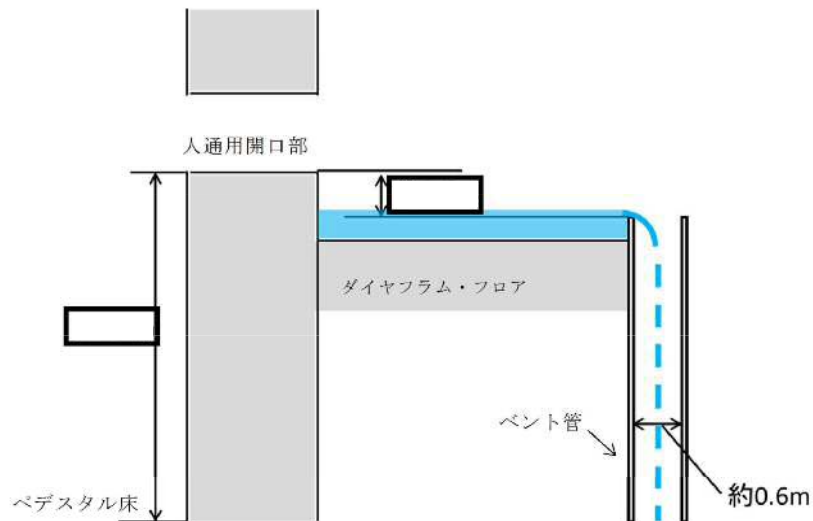


ペデスタルに流入した水はベント管（真空破壊弁が設置されていないもの）を介してサプレッション・チェンバへ排水される。ベント管は、格納容器スプレイ水等の流入も考えられるが、ベント管は個数が108本あり、約0.6mの直径を有していることから、ベント管の単位面積当たりに流れる格納容器スプレイ水等の流量は僅かであり、ペデスタルへの流入水の排水性に影響はないと考えられる。

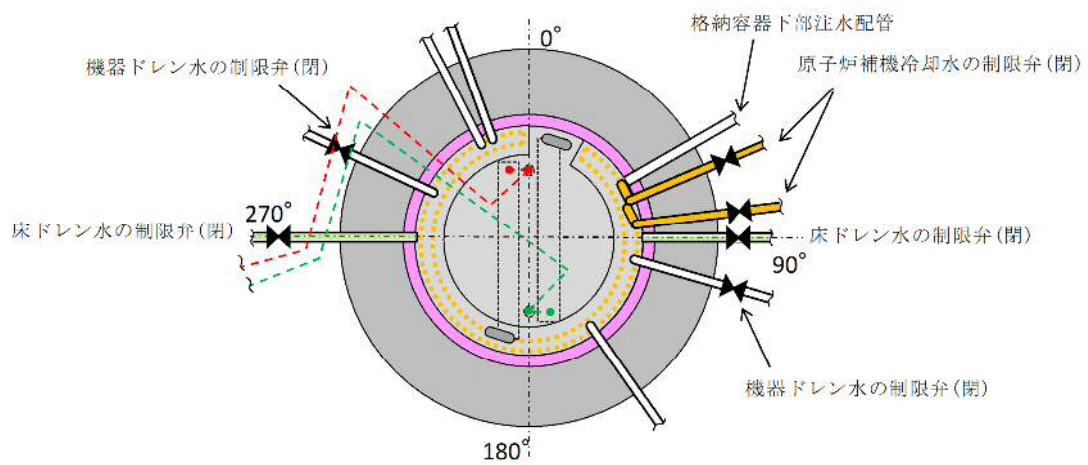
サプレッション・チェンバからの格納容器ベント用の配管下端は、ペデスタル床のコンクリート表面より約0.62m下であり、排水配管のベント管への接続高さよりも高い位置に設置されている。ただし、格納容器ベント中のサプレッション・プール水の最高水位は、ペデスタル床のコンクリート表面より約0.62m下であり、床ドレン排水配管のベント管への接続高さよりも低い位置となるため、格納容器ベント中でも床ドレン排水配管が水没することはない。

【参考】最も高い位置の真空破壊弁はペデスタル床のコンクリート表面より約0.47m下であり、床ドレン排水配管のベント管への接続高さよりも高い位置であるが、その他の真空破壊弁はペデスタル床のコンクリート表面より約1.36m下であり、床ドレン排水配管のベント管への接続高さよりも低い位置に設置されている。

第3図(a) ペデスタル床ドレンサンプの水位1m維持対策概要



第3図(b) ペDESTアル床ドレンサンプの水位 1m 維持対策概要

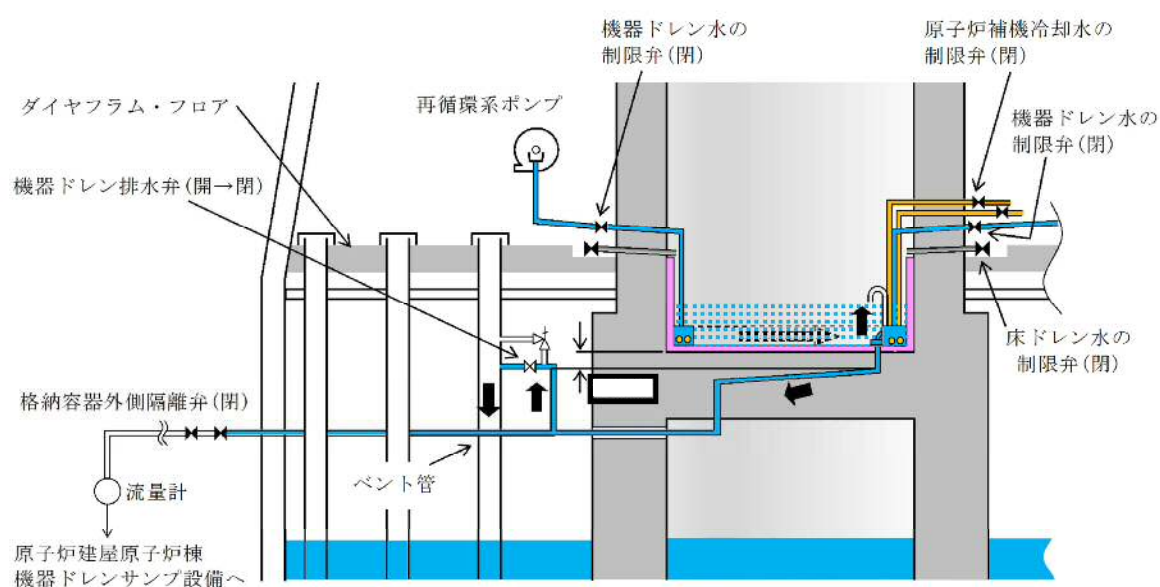


第3図(c) ペDESTアル床ドレンサンプの水位 1m 維持対策概要



- 機器ドレン排水配管(80A)
(原子炉建屋原子炉棟機器ドレンサンプ設備へ)
- 床ドレン排水配管(80A)
(原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ)
- ベント管 ペデスタル床ドレンの排水経路となるもの(真空破壊弁なし 1か所)
- ベント管 ペデスタル機器ドレンの排水経路となるもの(真空破壊弁なし 1か所)
- ベント管 真空破壊弁付き(11か所)
- ベント管 真空破壊弁なし(95か所)

第3図(d) ペデスタル床ドレンサンプの水位1m維持対策概要



第3図(e) ペデスタル床ドレンサンプの水位1m維持対策概要

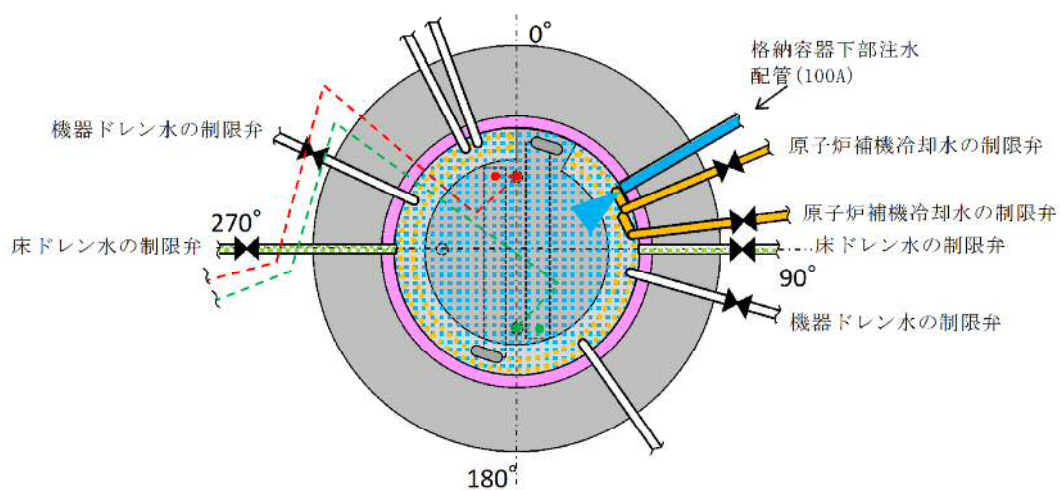
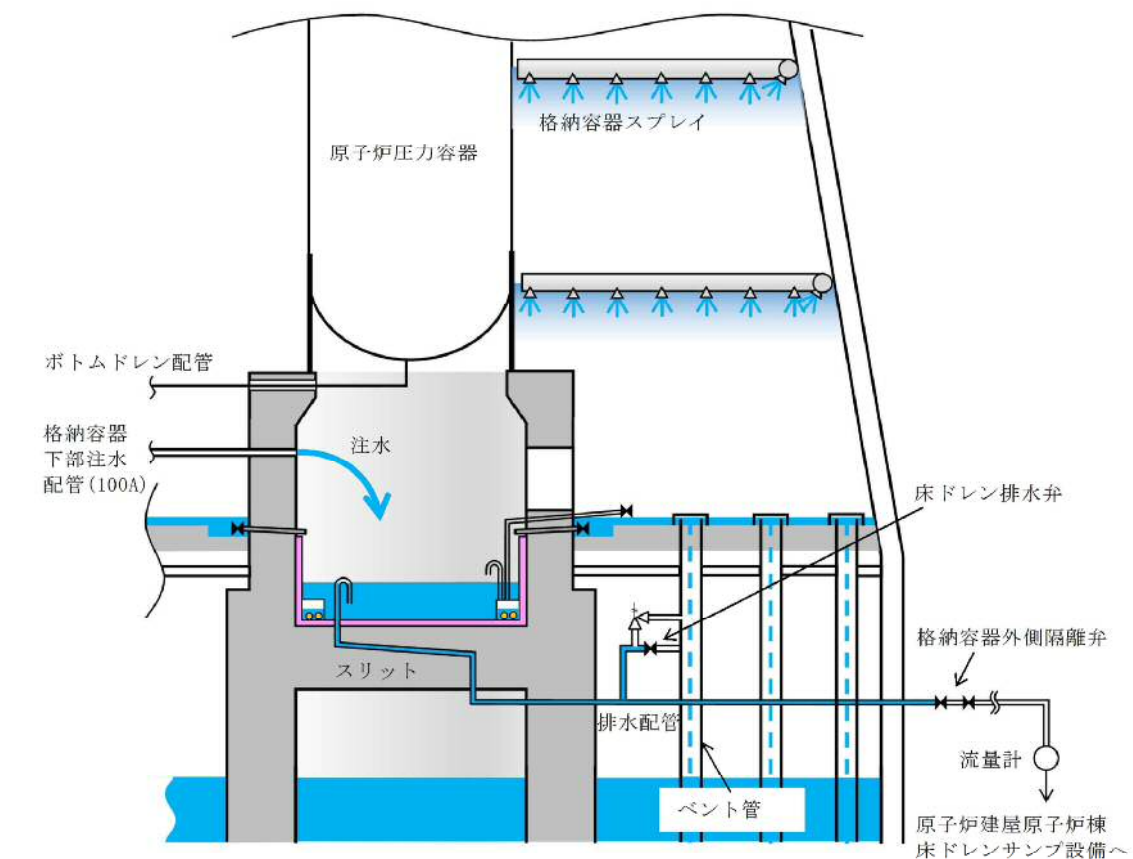
(3) R P V破損後

①R P V破損後に達成すべき条件

- ・ペデスタル床ドレンサンプへ落下したデブリを冷却するために、注水できること。
- ・ペデスタル床ドレンサンプの水位を管理できること。

②条件を達成するための設備対策

- ・R P V破損後、デブリが機器ドレン配管及び原子炉補機冷却系配管を溶融することにより、当該配管からペデスタル内へ内包水が流入することを防止するため、ドライウェル圧力高信号及び原子炉水位異常低下（レベル1）信号により、ペデスタル流入水の制限弁（機器ドレン及び原子炉補機冷却水）を閉にする設計とする。（第4図）
- ・R P V破損後のデブリ落下後に、格納容器下部注水系から注水を行う設計とする。（第4図）



第 4 図 ペデスタル床ドレンサンプル注水概要図

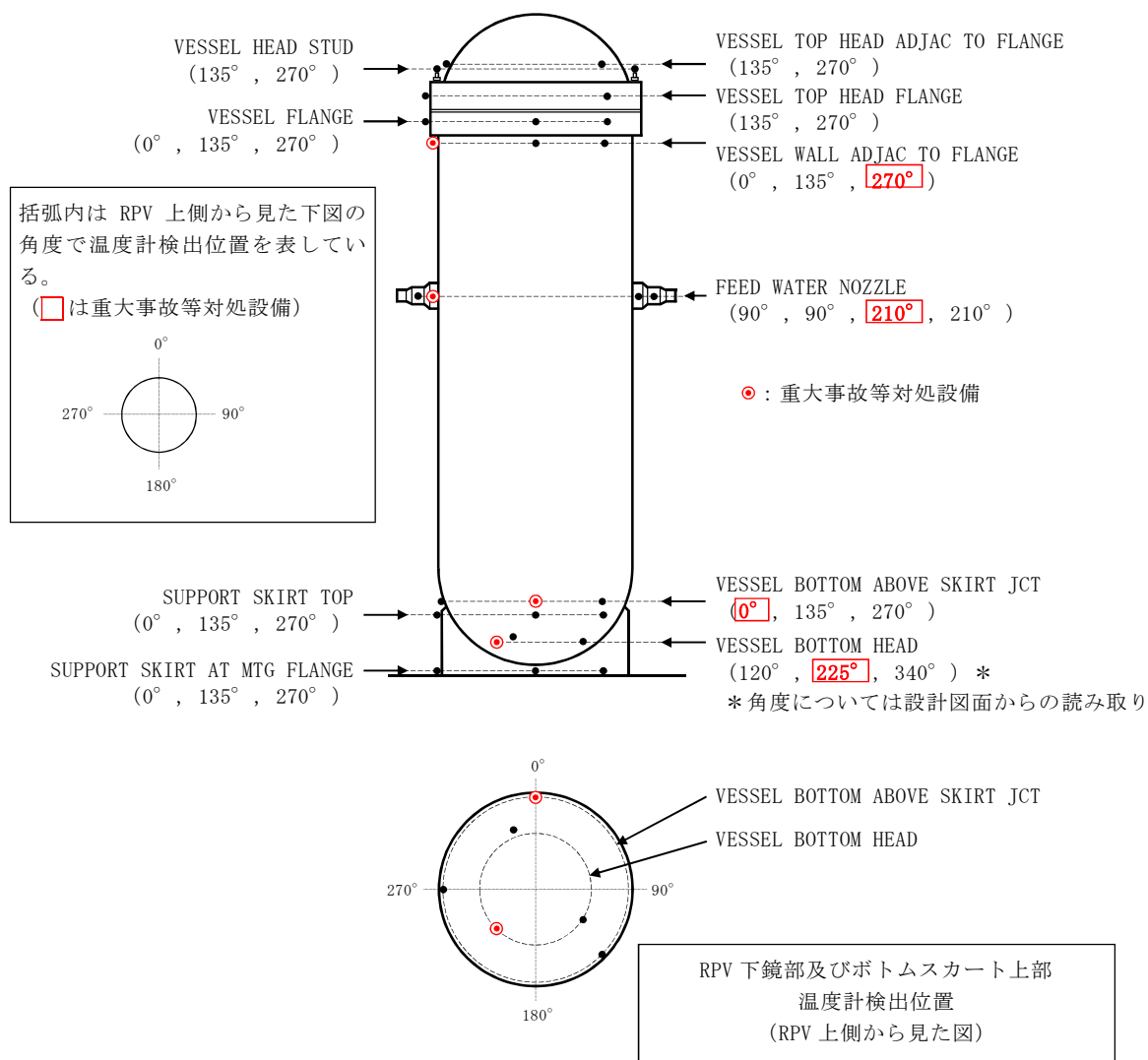
原子炉圧力容器の破損判断について

炉心損傷後に原子炉へ注水されない場合、溶融炉心が原子炉圧力容器（以下「R P V」という。）の炉心下部プレナムに落下（リロケーション）し、その後R P Vが破損することとなるが、リロケーション後のR P V破損のタイミングには不確かさが存在する。R P V破損後は、ペDESTAL（ドライウエル部）に溶融炉心が落下することにより、ペDESTAL（ドライウエル部）のプール水の蒸発及び水蒸気発生に伴う格納容器圧力上昇が生じることから、格納容器スプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）注水を実施するために、R P V破損を速やかに判断する必要がある。

このため、R P V破損前に、事象の進展に応じて生じる物理現象（原子炉水位低下、リロケーション）を検知できる【破損徴候パラメータ】によって、R P V破損の徴候を検知し、徴候を検知した以降のR P V破損に至るまでの間はR P V破損を検知可能なパラメータ【破損判断パラメータ】を継続的に監視することによって、R P V破損の速やかな判断が可能となるようにする。

第1表 過渡事象及びL O C A事象時のR P V破損判断パラメータ設定の理由

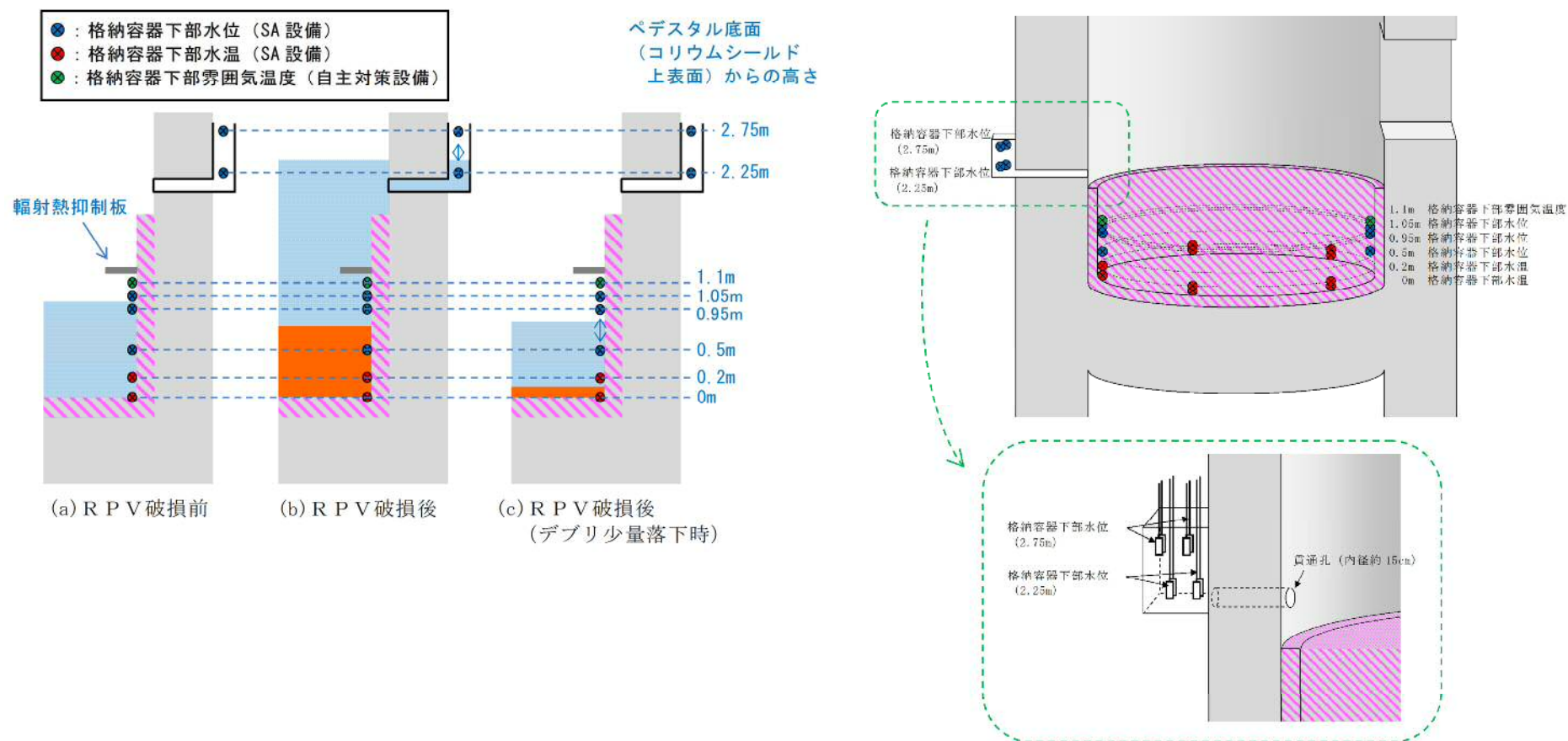
パラメータ	設定の理由
【破損徴候パラメータ】	
原子炉水位	原子炉水位の低下・喪失により，リロケーションに先立ち発生する炉心の露出を検知するものであり，R P V破損前における事象進展の把握のため設定。
制御棒位置	R P V下部に制御棒位置検出のためのケーブルが設置されており，溶融炉心が下部プレナムに落下した際のケーブル接触に伴う指示値喪失を検知することによりリロケーションの発生を検知可能であり，R P V破損前における事象進展の把握のため設定。
R P V下鏡部温度 (第1図)	R P V下鏡部温度 300℃到達を検知することにより，リロケーション発生後におけるR P V下鏡部の温度上昇を検知可能であり，破損徴候パラメータとして設定可能。なお，R P V内が 300℃到達の状態は，逃がし安全弁（安全弁機能）最高吹出圧力に対する飽和温度を超えており，R P V内が過熱状態であることを意味するため，リロケーション前に下部プレナムに水がある状態では到達しない。
【破損判断パラメータ】	
格納容器下部水温 (第2図)	<ul style="list-style-type: none"> ・ R P V下鏡部温度により破損徴候を判定した以降，ペDESTAL（ドライウエル部）の水温が顕著に上昇するのはR P V破損時のみであり，R P V破損の誤検知のおそれはない。 ・ 少量の溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）に落下する不確かさを考慮しても，格納容器下部水温計の上昇又は指示値喪失により，R P V破損の速やかな判断が可能。
【従来の破損判断パラメータ等】	
<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉圧力 ・ ドライウエル圧力 ・ ドライウエル雰囲気温度 ・ ペDESTAL（ドライウエル部）雰囲気温度，等 	以下の理由により，破損判断パラメータとして設定しない （ <ul style="list-style-type: none"> ・ L O C A事象のリロケーション時等，R P V破損時と同様の傾向を示す場合が存在する。 又は <ul style="list-style-type: none"> ・ 少量の溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）に落下する不確かさを考慮した場合，変化幅が小さい。 ）



第 58 条で重大事故等対処設備とする温度計の検出位置は代表性を考慮して RPV 上部，中部，下鏡部及びボトムスカート上部各々 1 箇所としている。

炉心損傷が進み損傷炉心が溶融すると，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行する。その後，溶融炉心が下部プレナムの構造物を溶融し，炉心支持板の上にある溶融炉心が全て下部プレナムに落下するとともに，下鏡部の温度が上昇し，いずれは RPV 破損に至る。このように RPV 破損前には，下部プレナムに全量の溶融炉心が落下することを考慮すると，RPV 破損の徴候を検知するには下鏡部の 1 つの温度計で十分と考えられるが，東海第二発電所では高さ方向及び径方向ともに位置的に分散された 2 箇所の温度計を重大事故等対処設備とし，RPV 破損徴候の検知性の向上を図っている。

第 1 図 RPV 温度計検出位置



第 2 図 ペDESTAL内の計器設置図

原子炉起動前及び通常運転時における
ペDESTAL（ドライウエル部）内の水位について

原子炉起動前及び通常運転時におけるペDESTAL（ドライウエル部）（以下「ペDESTAL」という。）内の水位について以下に示す。

1. 原子炉起動前におけるペDESTAL内への事前水張り

原子炉起動前において、通常運転時のペDESTAL床ドレンサンプの排水性を確保するため、消火系、補給水系又は純水系を使用して必要によりペDESTAL内への事前水張りを行い、ペDESTAL内水位を約 1m（約 27m³）にし、通常運転時のペDESTALへの流入水の計測を可能とする。

2. 通常運転時におけるペDESTAL内の水位維持

通常運転時におけるペDESTAL内へ流入する発生源が明らかな漏えい水として原子炉格納容器内のドライウエル内ガス冷却装置から発生する凝縮水等があり、これらが床ドレン水（ドライウエルエアークーラードレン含む。）として原子炉格納容器内の床ドレン配管からペDESTAL内へ流入（2004 年 4 月 30 日～2011 年 3 月 11 日の通常運転時における実測値 多量時：約 6.8L/h、少量時：約 0.2L/h）する。なお、通常運転時に発生する原子炉格納容器内床ドレン水の放射能濃度は約 3.7Bq/ml である。

ペDESTAL内へ流入した床ドレン水は、ペDESTAL内水位が約1mの状態で見入し、スワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備へ排水されるため、その排水状況を格納容器床ドレン流量により確認することで、ペDESTAL内水位が約1mに維持されていることを確認できる。また、ペDESTAL

ル内水位が約1mに維持されていることを格納容器下部水位にて確認することもできる。

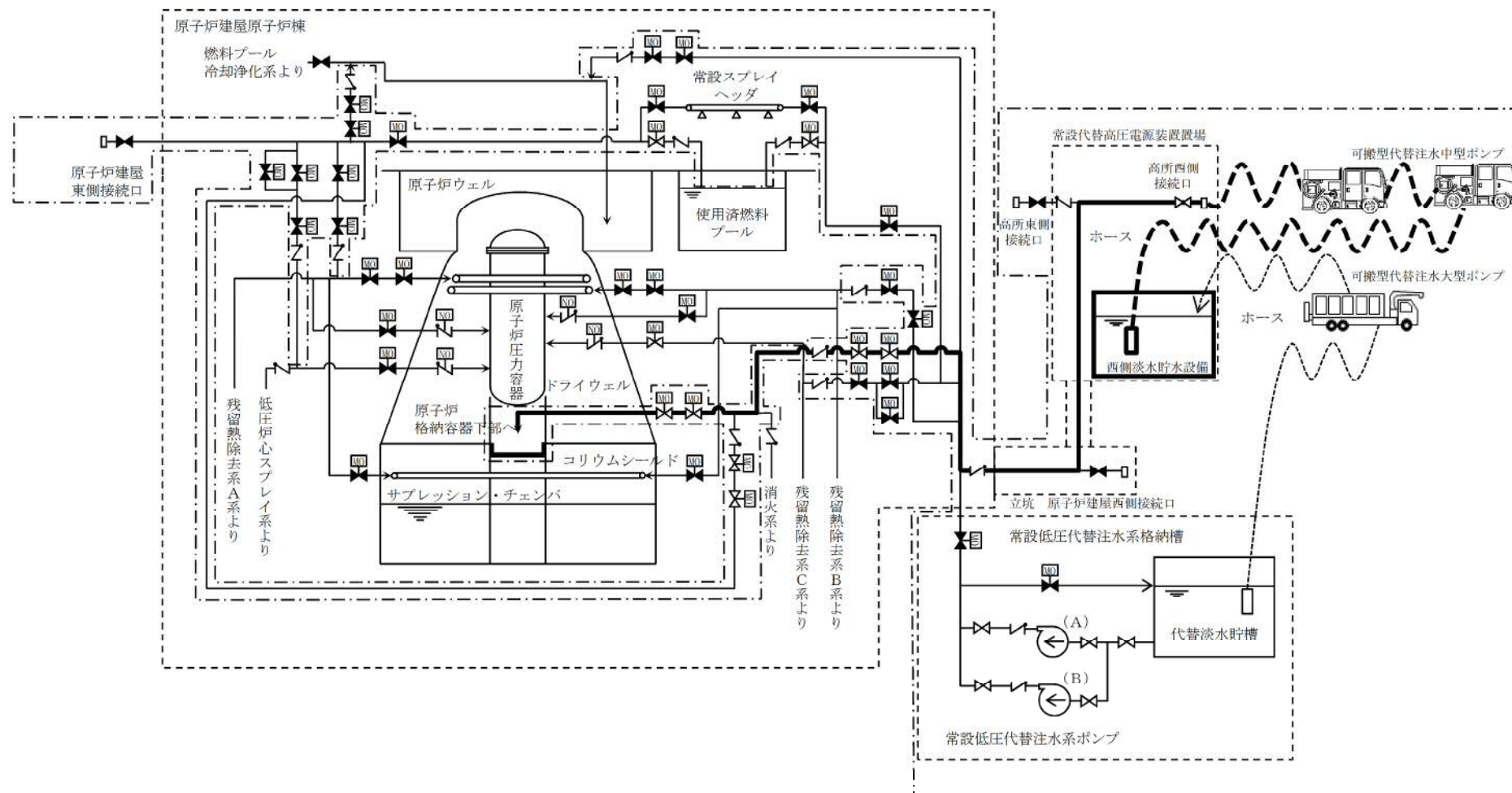
原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいが発生した場合において、スワンネックから原子炉建屋原子炉棟床ドレンサンプ設備に排水される過程で、格納容器床ドレン流量により原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えい水を検出することが可能である。

格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）

注水時の概要図について

格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプの水源は西側淡水貯水設備であり，この際に用いる接続口は，原子炉建屋東側接続口，原子炉建屋西側接続口，高所東側接続口又は高所西側接続口のいずれかである。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口の最長ケースを第 1.8－6 図に示しており，ここでは，可搬型代替注水中型ポンプを用いた西側淡水貯水設備から高所西側接続口の最短ケースの概要図について示す。なお，概要図を第 1 図に示す。



第1図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水

解釈一覧

判断基準の解釈一覧（1／2）

手順			判断基準記載内容	解釈
1.8.2.1 ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した熔融炉心の冷却のための対応手順	(1) ペDESTAL（ドライウエル部）への注水	a. 格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
			原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が300℃到達	原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が原子炉圧力容器破損の判断基準である300℃到達
		b. 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
			原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が300℃到達	原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が原子炉圧力容器破損の判断基準である300℃到達
		c. 消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
			原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が300℃到達	原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が原子炉圧力容器破損の判断基準である300℃到達
		d. 補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能時における炉心損傷判断基準である300℃以上
			原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が300℃到達	原子炉圧力容器温度（下鏡部）指示値が原子炉圧力容器破損の判断基準である300℃到達

判断基準の解釈一覧 (2/2)

手順			判断基準記載内容	解釈
1.8.2.2 溶融炉心のベDESTAL (ドライウェル部)の 床面への落下遅延・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	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		b. 低圧代替注水系（可 搬型）による原子炉 圧力容器への注水 （淡水／海水）	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		c. 代替循環冷却系によ る原子炉圧力容器へ の注水	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		d. 消火系による原子炉 圧力容器への注水	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		e. 補給水系による原子 炉圧力容器への注水	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
		f. 高圧代替注水系によ る原子炉圧力容器へ の注水	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上
			原子炉圧力指示値が0.69MPa[gage]以上	原子炉圧力指示値が0.69MPa[gage]以上
		g. ほう酸水注入系によ る原子炉圧力容器へ のほう酸水注入	原子炉圧力容器温度で300℃以上	原子炉圧力容器温度が格納容器雰囲気放射線モ ニタの使用不能時における炉心損傷判断基準で ある300℃以上

操作手順の解釈一覧（1／4）

手順			操作手順記載内容	解釈
1.8.2.1 ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順	(1) ペDESTAL（ドライウエル部）への注水	a. 格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約2.0MPa [gage] 以上	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約2.0MPa [gage] 以上
			低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇（80m ³ /h程度）	添付資料1.8.6「常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について」に整理する。
			低圧代替注水系格納容器下部注水流量を80m ³ /hに調整	
			格納容器下部水位（高さ1m超検知用）が1m（約27m ³ ）を超える水位を検知	格納容器下部水位（高さ1m超検知用）がペDESTAL（ドライウエル部）水位確保完了の判断基準である1m（約27m ³ ）を超える水位を検知
			溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満	溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満
			ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を0.5m～1.0mに維持	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を格納容器下部水位（高さ0.5m, 1.0m未満検知用）にて0.5m～1.0mに維持
			溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上	溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上
			ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を2.25m～2.75mに維持	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を格納容器下部水位（満水管理用）にて2.25m～2.75mに維持
		b. 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）	低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇	添付資料1.8.6「常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について」に整理する。
			格納容器下部水位（高さ1m超検知用）が1mを超える水位を検知	格納容器下部水位（高さ1m超検知用）がペDESTAL（ドライウエル部）水位確保完了の判断基準である1mを超える水位を検知
			溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満	溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満
			ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を0.5m～1.0mに維持	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を格納容器下部水位（高さ0.5m, 1.0m未満検知用）にて0.5m～1.0mに維持
			溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上	溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上
			ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を2.25m～2.75mに維持	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を格納容器下部水位（満水管理用）にて2.25m～2.75mに維持

操作手順の解釈一覧 (2/4)

手順			操作手順記載内容	解釈
1.8.2.1 ペDESTAL（ドライウエル部）の床面に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順	(1) ペDESTAL（ドライウエル部）への注水	c. 消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上
			低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の上昇（80m ³ /h程度）	低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値が約80m ³ /hまで上昇
			低圧代替注水系格納容器下部注水流量を80m ³ /hに調整	低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値を約80m ³ /hに調整
			格納容器下部水位（高さ1m超検知用）が1mを超える水位を検知	格納容器下部水位（高さ1m超検知用）がペDESTAL（ドライウエル部）水位確保完了の判断基準である1mを超える水位を検知
			溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満	溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満
			ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を0.5m～1.0mに維持	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を格納容器下部水位（高さ0.5m, 1.0m未満検知用）にて0.5m～1.0mに維持
			溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上	溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上
			ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を2.25m～2.75mに維持	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位を格納容器下部水位（満水管理用）にて2.25m～2.75mに維持

操作手順の解釈一覧 (3/4)

手順			操作手順記載内容	解釈
1.8.2.1 ペDESTAL（ドライ UEL部）の床面に落下 した溶融炉心の冷却の ための対応手順	(1) ペDESTAL（ドラ イUEL部）への 注水	d. 補給水系によるペ DESTAL（ドライ UEL部）への注 水	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が約 0.84MPa [gage] 以上	復水移送ポンプ吐出ヘッダ圧力指示値が約 0.84MPa [gage] 以上
			低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値の 上昇（80m ³ /h程度）	低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値が 約80m ³ /hまで上昇
			低圧代替注水系格納容器下部注水流量を80m ³ /h に調整	低圧代替注水系格納容器下部注水流量指示値を 約80m ³ /hに調整
			格納容器下部水位（高さ1m超検知用）が1mを超 える水位を検知	格納容器下部水位（高さ1m超検知用）がペデス タル（ドライUEL部）水位確保完了の判断基 準である1mを超える水位を検知
			溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計 兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満	溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計 兼デブリ堆積検知用）で0.2m未満
			ペDESTAL（ドライUEL部）の水位を0.5m～ 1.0mに維持	ペDESTAL（ドライUEL部）の水位を格納容 器下部水位（高さ0.5m, 1.0m未満検知用）にて 0.5m～1.0mに維持
			溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計 兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上	溶融炉心堆積高さが格納容器下部水温（水温計 兼デブリ堆積検知用）で0.2m以上
			ペDESTAL（ドライUEL部）の水位を2.25m～ 2.75mに維持	ペDESTAL（ドライUEL部）の水位を格納容 器下部水位（満水管理用）にて2.25m～2.75mに 維持

操作手順の解釈一覧（4／4）

手順		操作手順記載内容	解釈
1.8.2.2 溶融炉心のベDESTAL （ドライウェル部）の 床面への落下遅延・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	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力指示値が約2.0MPa [gage] 以上
		原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
		低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用），（常設ライン狭帯域用）指示値の上昇	添付資料1.8.6「常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について」に整理する。
		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（淡水／海水）	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
		低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用），（常設ライン狭帯域用）又は低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用），（可搬ライン狭帯域用）指示値の上昇	添付資料1.8.6「常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について」に整理する。
		c. 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力指示値が約1.2MPa [gage] 以上
		原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
		代替循環冷却系原子炉注水流量指示値の上昇	代替循環冷却系原子炉注水流量指示値が約250m ³ /hまで上昇
		d. 消火系による原子炉圧力容器への注水	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.79MPa [gage] 以上
		原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
		残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約75m ³ /hまで上昇
		e. 補給水系による原子炉圧力容器への注水	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力指示値が約0.84MPa [gage] 以上
		原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
		残留熱除去系系統流量指示値及び原子炉水位指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約75m ³ /hまで上昇及び原子炉水位指示値の上昇

弁番号及び弁名称一覧（1／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
格納容器下部注水系ベDESTAL注入ライン隔離弁	（格納容器下部注水系ベDESTAL注入ライン隔離弁）※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）
格納容器下部注水系ベDESTAL注入ライン流量調整弁	（格納容器下部注水系ベDESTAL注入ライン流量調整弁（共通ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）
	（格納容器下部注水系ベDESTAL注入ライン流量調整弁（消火系ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）
制限弁	（制限弁）※ ¹	—	中央制御室
排水弁	（排水弁）※ ¹	—	中央制御室
常設低圧代替注水系系統分離弁	（常設低圧代替注水系系統分離弁）※ ¹	—	中央制御室 常設低圧代替注水系格納槽内（非管理区域）
格納容器下部注水系ベDESTAL注水弁	（格納容器下部注水系ベDESTAL注水弁（常設／可搬ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
	（格納容器下部注水系ベDESTAL注水弁（可搬ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
格納容器下部注水系ベDESTAL注水流量調整弁	（格納容器下部注水系ベDESTAL注水流量調整弁（常設／可搬ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
	（格納容器下部注水系ベDESTAL注水流量調整弁（可搬ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
原子炉建屋西側接続口の弁	（原子炉建屋西側接続口の弁）※ ¹	—	屋外
原子炉建屋東側接続口の弁	（原子炉建屋東側接続口の弁）※ ¹	—	屋外
高所西側接続口の弁	（高所西側接続口の弁）※ ¹	—	屋外
高所東側接続口の弁	（高所東側接続口の弁）※ ¹	—	屋外
補助ボイラ冷却水元弁	H／B冷却水元弁	7-20V204	タービン建屋1階西側（管理区域）
補給水系－消火系連絡ライン止め弁	MUW-FP連絡ライン止弁（MUW側）	7-18V900	原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階西側（管理区域）
	MUW-FP連絡ライン止弁（FP側）	7-20V600	原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階西側（管理区域）
残留熱除去系C系注入弁	RHR（C）注入弁	E12-F042C（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階MSIV保修室（管理区域）
原子炉注水弁	（原子炉注水弁（残留熱除去系C系ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
	（原子炉注水弁（低圧炉心スプレイ系ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）
原子炉圧力容器注水流量調整弁	（原子炉圧力容器注水流量調整弁（残留熱除去系C系ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟4階（管理区域）
	（原子炉圧力容器注水流量調整弁（低圧炉心スプレイ系ライン））※ ¹	—	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階（管理区域）
低圧炉心スプレイ系注入弁	LPCS注入弁	E21-F005（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階東側（管理区域）
残留熱除去系A系ミニフロー弁	RHRポンプ（A）ミニフロー弁	E12-F064A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階北側（管理区域）
残留熱除去系熱交換器（A）出口弁	HxA出口弁	E12-F003A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階RHR（A）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系熱交換器（A）バイパス弁	Hx“A”バイパス弁	E12-F048A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR（A）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系A系注入弁	RHR（A）注入弁	E12-F042A（M0）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階南側（管理区域）

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

弁番号及び弁名称一覧（2／2）

統一名称	弁名称	弁番号	操作場所
残留熱除去系A系注水配管分離弁	（残留熱除去系A系注水配管分離弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟2階（管理区域）
代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁	（代替循環冷却系ポンプ（A）入口弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
代替循環冷却系A系テスト弁	（代替循環冷却系A系テスト弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
代替循環冷却系A系注入弁	（代替循環冷却系A系注入弁）※1	－	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）
残留熱除去系B系消火系ライン弁	RHR（B）FPライン弁	E12-F093（MO）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR（B）熱交換器室（管理区域）
	RHR（B）FPライン弁	E12-F094（MO）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟地下1階RHR（B）熱交換器室（管理区域）
残留熱除去系B系注入弁	RHR（B）注入弁	E12-F042B（MO）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟3階MSIV保修室（管理区域）
ほう酸水貯蔵タンク出口弁	SLCタンク出口弁	C41-F001A/B（MO）	中央制御室 原子炉建屋原子炉棟5階西側（管理区域）
ほう酸水注入系爆破弁	SLC爆破弁A/B	C41-F004A/B	中央制御室

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

手順のリンク先について

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ついて、手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.8.2.2(1) a. 低圧代替注水系（常設）による原子炉压力容器への注水

- ・逃がし安全弁により減圧を実施する手順

<リンク先> 1.3.2.1(1) a. 手動操作による減圧

1.3.2.2(1) a. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

1.3.2.2(1) b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

2. 1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

- ・逃がし安全弁による減圧手順

<リンク先> 1.3.2.1(1) a. 手動操作による減圧

1.3.2.2(1) a. 可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

1.3.2.2(1) b. 逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放

- ・残留熱除去系海水系，緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系による冷却水確保手順

<リンク先> 1.5.2.2(1) a. 緊急用海水系による冷却水確保

1.5.2.2(1) b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

1.5.2.3(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保

- ・西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接

続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順

- <リンク先> 1.13.2.1(5) a. 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水（淡水／海水）
- 1.13.2.1(6) a. 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）
- 1.13.2.2(1) a. 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）
- 1.13.2.2(2) a. 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）

- ・ 常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による常設低圧代替注水系ポンプ，高圧代替注水系，代替循環冷却系ポンプ，ほう酸水注入ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順

- <リンク先> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電
- 1.14.2.3(1) a. 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電
- 1.14.2.3(2) a. 常設代替直流電源設備による代替所内電気

設備への給電

1. 14. 2. 3 (2) b . 可搬型代替直流電源設備による代替所内電

気設備への給電

1. 14. 2. 6 (1) a . 可搬型設備用軽油タンクから各機器への給
油

1. 14. 2. 6 (1) b . 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置
への給油

・ 操作の判断, 確認に係る計装設備に関する手順

<リンク先> 1. 15. 2. 1 監視機能喪失時

1. 15. 2. 2 計測に必要な電源の喪失