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　格納容器代替スプレイ
ⅱ　重大事故等対処設備と自主対策設備
(b)　サポート系故障時の対応手段及び設備
ⅰ　復旧
ⅱ　重大事故等対処設備
ｂ．原子炉格納容器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　格納容器代替スプレイ
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
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．格納容器代替スプレイ
(a)　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ
(b)　復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ
(c)　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ
(d)　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）
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プレッション・プール水の除熱
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．格納容器代替スプレイ

(a)　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

(b)　復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ

(c)　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ

(d)　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

ｂ．格納容器代替除熱

(a)　ドライウェル冷却系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プレッション・プール水の除熱

ｂ．重大事故等時の対応手段の選択

1.6.2.3　重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1)　残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

(2)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱

1.6.2.4　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. 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ
2. 復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ
3. 消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ
4. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）
5. 残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からの原子炉格納容器内へのスプレイ
6. 残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からのサプレッション・プール水の除熱
7. ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱
8. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

9. 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱

添付資料 1.6.5　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱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，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 1.6.7　解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 弁番号及び弁名称一覧

添付資料1.6.8　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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による冷却機能である。

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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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，重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付け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：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべ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

重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（格納容器冷却モード）又は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。

・残留熱除去ポンプ
・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
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
・非常用交流電源設備

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱で使用する設備は以下のとおり。

・残留熱除去ポンプ
・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
・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
・非常用交流電源設備

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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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　格納容器代替スプレイ

設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器冷却モード）の故障により原子炉格納容器内の除熱ができない場合には，格納容器代替スプレイ系（常設），復水輸送系，消火系及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

（ⅰ）　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内の冷却

格納容器代替スプレイ系（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。

・低圧原子炉代替注水ポンプ
・低圧原子炉代替注水槽
・低圧原子炉代替注水系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器

・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備

（ⅱ） 復水輸送系による原子炉格納容器内の冷却

復水輸送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。

・復水輸送ポンプ
・復水貯蔵タンク
・復水輸送系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・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
・代替所内電気設備

（ⅲ） 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。

・補助消火ポンプ
・消火ポンプ
・補助消火水槽
・ろ過水タンク
・消火系　配管・弁
・復水輸送系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・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
・代替所内電気設備

（ⅳ） 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却で使用する設備は以下のとおり。

・大量送水車
・輪谷貯水槽（西１）

・輪谷貯水槽（西２）
・ホース・接続口
・可搬型ストレーナ
・格納容器代替スプレイ系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・常設代替交流電源設備
・可搬型代替交流電源設備
・代替所内電気設備
・燃料補給設備

なお，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却は，代替淡水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））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

格納容器代替スプレイで使用する設備のうち，低圧原子炉代替注水ポンプ，低圧原子炉代替注水槽，低圧原子炉代替注水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁，格納容器スプレイ・ヘッダ，原子炉格納容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備，大量送水車，ホース・接続口，格納容器代替スプレイ系配管・弁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。

輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

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すべて網羅されている。

（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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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。併せて，その理由を示す。

・復水輸送ポンプ，復水貯蔵タンク，復水輸送系配管・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。

・補助消火ポンプ，消火ポンプ，補助消火水槽，ろ過水タンク，消火系配管・弁

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。

（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原子炉補機冷却系(原子炉補機海水系を含む。)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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器内の除熱ができない場合は，「(a) ⅰ　格納容器代替スプレイ」の手段に加え，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機を用いて緊急用メタクラ(以下「緊急用M／C」という。)を受電した後，緊急用M／Cから非常用所内電気設備である非常用高圧母線C系（以下「M／C　C系」という。）又は非常用高圧母線D系（以下「M／C　D系」という。）へ電源を供給し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード）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（格納容器冷却モード）の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

・残留熱除去ポンプ
・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
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
・原子炉補機代替冷却系
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備

（ⅱ） 代替交流電源設備による残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の復旧

代替交流電源設備による残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の復旧で使用する設備は以下のとおり。

・残留熱除去ポンプ
・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
・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
・原子炉補機代替冷却系
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備

ⅱ　重大事故等対処設備

復旧で使用する設備のうち，サプレッション・チェンバ，格納容器スプレイ・ヘッダ，原子炉格納容器，原子炉補機代替冷却系，常設代替交流電源設備及び代替所内電気設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，残留熱除去ポンプ，残留熱除去系熱交換器，残留熱除去系配管・弁・ストレーナ及び原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）は重大事故等対処設備（設計基準拡張）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すべて網羅されている。

（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原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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。

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　格納容器代替スプレイ

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（格納容器冷却モード）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，格納容器代替スプレイ系（常設），復水輸送系，消火系及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度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格納容器代替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。ただし，本操作を実施しない場合であっても，

評価上，原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間，逃がし安全弁は発電用原子炉の減圧機能を維持できる。

これらの対応手段で使用する設備は，「ａ．(a) ⅰ 格納容器代替スプレイ」で選定した設備と同様である。

ⅱ 格納容器代替除熱

常設代替交流電源設備を用いて非常用所内電気設備へ電源を供給することで原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）を復旧し，ドライウェル冷却系により原子炉格納容器内の除熱を行う手段がある。

（ⅰ） ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

ドライウェル冷却系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。

・ドライウェル冷却装置
・原子炉格納容器
・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
・常設代替交流電源設備

ⅲ 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器代替スプレイで使用する設備において，重大事故等対処設備としての位置付けは，「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すべて網羅されている。

（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（格納容器冷却モード）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。併せて，その理由を示す。

・復水輸送ポンプ，復水貯蔵タンク，復水輸送系配管・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。

・補助消火ポンプ，消火ポンプ，補助消火水槽，ろ過水タンク，消火系配管・弁

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。

・ドライウェル冷却装置

耐震性は確保されておらず，除熱量は小さいが，常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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冷却装置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，ドライウェル冷却装置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，ドライウェル冷却装置のコイル表面で蒸気を凝縮し，原子炉格納容器内の圧力上昇を緩和することが可能である。

（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原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が使用できない場合は，「(a) ⅰ　格納容器代替スプレイ」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として使用するガスタービン発電機を用いて緊急用M／Cを受電した後，緊急用M／Cから非常用所内電気設備であるM／C　C系又はM／C　D系へ電源を供給し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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

復旧で使用する設備において，重大事故等対処設備及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）としての位置付けは，「ａ．(b) ⅱ　重大事故等対処設備」と同様である。

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

（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（格納容器冷却モー

ド）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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順に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時操作要領書（徴候ベース）（以下「ＥＯＰ」という。），事故時操作要領書（シビアアクシデント）（以下「ＳＯＰ」という。），ＡＭ設備別操作要領書及び原子力災害対策手順書に定める（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備する（第 1.6－2 表，第 1.6－3 表）。

（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．格納容器代替スプレイ

(a)　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できない場合は，低圧原子炉代替注水槽を水源とした格納容器代替スプレイ系（常設）により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。

ⅰ　手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において，格納容器代替スプレイ系（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（低圧原子炉代替注水槽）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，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度指示値が，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

格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの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当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。また，中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

②ᵇ非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替えを実施するとともに，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，格納容器代替スプレイ系（常設）が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作を実施し，低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑤当直副長は，運転員に系統構成開始を指示する。

⑥中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成として，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑦当直副長は，運転員に格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始を指示する。

⑧中央制御室運転員Ａは，低圧原子炉代替注水流量指示値が 120㎥/h となるようＦＬＳＲ注水隔離弁を調整開とし，原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑨中央制御室運転員Ａは，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水流量の上昇，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，当直副長に報告する。

なお，ドライウェル圧力，ドライウェル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停止の判断基準（第 1.6－4 表）に到達した場合は，⑧にて調整開としたＦＬＳＲ注水隔離弁を閉とし，原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度指示値が，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，ＦＬＳＲ注水隔離弁を調整開とし，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，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＦＬＳＲ注水隔離弁の全開操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水する。

⑩当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水槽の補給を依頼する。

ⅲ　操作の成立性

上記の操作のうち，作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始までの操作を，中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合の想定時間は以下の通り。

ＳＡ電源切替盤を使用した場合：30分以内

非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：45分以内

なお，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，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。

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

（添付資料1.6.4－1）

(b)　復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できず，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は，復水貯蔵タンクを水源とした復水輸送系により原子炉格納容器内にスプレイする。

原子炉格納容器内へのスプレイ作動後は格納容器圧力が負圧とならないように，スプレイの起動／停止を行う。

ⅰ　手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器冷却モード），格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において，復水輸送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，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度指示値が，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

復水輸送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 1.6－3 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。（各スプレイ配管使用の場合について，手順⑦⑨⑩以外は同様）

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に復水輸送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中央制御室運転員Ａは，復水輸送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にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，復水輸送系が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，復水輸送系バイパス流防止としてＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁の全閉操作を実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，復水輸送ポンプの起動操作を実施し，復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥当直副長は，格納容器スプレイ先を第 1.6－4 表に基づきＤ／Ｗ又はＳ／Ｃを選択し，中央制御室運転員Ａへ系統構成開始を指示する。

⑦[a]Ａ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

(a) Ｄ／Ｗスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，復水輸送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，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に復水輸送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。

(b) Ｓ／Ｃスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，復水輸送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，Ａ-ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に復水輸送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。

⑦^{b}Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

(a) Ｄ／Ｗスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，復水輸送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，Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に復水輸送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。

(b) Ｓ／Ｃスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，復水輸送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，Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に復水輸送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。

⑧当直副長は，中央制御室運転員に復水輸送系による格納容器スプレイ開始を指示する。

⑨^{a}Ａ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Ａは，ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量指示値が 120㎥/h となるようＡ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁を調整開とし，格納容器スプレイを開始する。

⑨^{b}Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｂ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁を調整開とし，格納容器スプレイを開始する。

⑩^{a}Ａ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Ａは，格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇，原子炉格納容器内の圧力及び温度の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，当直副長に報告する。

※Ｄ／Ｗスプレイ又はＳ／Ｃ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，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ

弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＡ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＡ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁の全開操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水する。

⑩ᵇ Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Ａは，格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力及び温度の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，当直副長に報告する。

※Ｄ／Ｗスプレイ又はＳ／Ｃ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，Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＢ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後，Ｂ－ＲＨＲ注水弁及びＢ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁の全開操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水する。

なお，ドライウェル圧力，ドライウェル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停止の判断基準（第1.6－4表）に到達した場合は，⑨ᵃにて調整開としたＡ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁又は⑨ᵇにて調整開としたＢ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁を閉とし，格納容器スプレイを停止する。その後，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度指示値が，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，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁又はＢ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁を調整開とし，格納容器スプレイを再開する。

※Ｄ／ＷからＳ／Ｃへのスプレイ先の切替えが必要となった場合は，Ａ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合はＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁，Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合はＢ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁，Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全閉操作を実施後，Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。

ⅲ　操作の成立性

復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち，Ａ－残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合は中央制御室運転員１名にて，Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合は中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合の想定時間は以下のとおり。

・Ａ－残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合：20 分以内
・Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合：30 分以内

なお,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，原子炉圧力容器への注水開始まで 30 分以内で可能である。

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

（添付資料1.6.4－2）

(c)　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（格納容器冷却モード）が故障により使用できず，格納容器代替スプレイ系（常設）及び復水輸送系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は,補助消火水槽又はろ過水タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器内にスプレイする。

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。

ⅰ　手順着手の判断基準

残留熱除去系（格納容器冷却モード），格納容器代替スプレイ系（常設）及び復水輸送系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，電源及び水源(補助消火水槽又はろ過水タンク)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，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度指示値が，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 1.6－3 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。（補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器内へスプレイする場合及び消火ポンプを使用して原子炉格納容器内へスプレイする場合について,手順⑤以外は同様。また，各スプレイ配管使用の場合について，手順⑧⑩⑪以外は同様）

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に消火系による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，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にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，消火系が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，復水輸送系バイパス流防止としてＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁の全閉操作を実施する。

⑤[a] 補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器内へスプレイする場合

中央制御室運転員Ａは，補助消火ポンプを起動する。

⑤[b] 消火ポンプを使用して原子炉格納容器内へスプレイする場合

中央制御室運転員Ａは，消火ポンプの起動操作を実施し，消火ポンプ出口圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥当直副長は，原子炉格納容器内のスプレイ先を第1.6－4表に基づきＤ／Ｗ又はＳ／Ｃを選択し，運転員に系統構成開始を指示する。

⑦中央制御室運転員Ａは，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，ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系），ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁の全開操作を実施する。

⑧[a] Ａ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

(a) Ｄ／Ｗスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に消火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。

(b) Ｓ／Ｃスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に消火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。

⑧[b] Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

(a) Ｄ／Ｗスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，消火系による格納容器スプレイの系統構成として，Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁，Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に消火系による格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

(b) Ｓ／Ｃスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に消火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。

⑨当直副長は，運転員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。

⑩[a] Ａ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁を全開とし，原子炉格納容器内へのスプレイを開始する。

⑩[b] Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｂ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁を全開とし，格納容器スプレイを開始する。

⑪[a] Ａ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Ａは，格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇，原子炉格納容器内の圧力及び温度の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，当直副長に報告する。

※Ｄ／Ｗスプレイ又はＳ／Ｃ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，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＡ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＡ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁の全開操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水する。

⑪[b] Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管使用の場合

中央制御室運転員Ａは，格納容器スプレイが開始されたことを原子炉格納容器内の圧力及び温度の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，当直副長に報告する。

※Ｄ／Ｗスプレイ又はＳ／Ｃ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，Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＢ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後，Ｂ－ＲＨＲ注水弁及びＢ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁の全開操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水する。

なお，ドライウェル圧力，ドライウェル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停止の判断基準（第1.6－4表）に到達した場合は，⑩[a]にて開としたＡ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁又は⑩[b]にて開としたＢ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁を閉とし，原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度指示値が，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，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁又はＢ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁を開とし，原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※Ｄ／ＷからＳ／Ｃへのスプレイ先の切替えが必要となった場合は，

Ａ－残留熱除去系スプレイ配管使用時はＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管使用時はＢ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全閉操作を実施後，Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。

⑫当直長は，当直副長からの依頼に基づき，消火系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緊急時対策本部に報告する。

ⅲ　操作の成立性

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち，Ａ－残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合は中央制御室運転員１名にて，Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合は中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合の想定時間は以下のとおり。

Ａ－残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合：25 分以内

Ｂ－残留熱除去系スプレイ配管を使用する場合：30 分以内

なお，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，原子炉圧力容器への注水開始まで 30 分以内で可能である。

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

（添付資料1.6.4－3）

(d)　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障により使用できず，格納容器代替スプレイ系（常設），復水輸送系及び消火系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

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，本手順はプラント状況や周辺の現場状況により大量送水車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（格納容器冷却モード）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，格納容器代替スプレイ系（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イ起動の判断基準に到達した場合※2。

※１：設備に異常がなく，燃料及び水源（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））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，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度指示値が，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

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ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。（格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南），格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器へのスプレイ手順は，手順⑤⑧以外は同様）

［交流動力電源が確保されている場合］

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に残留熱除去系Ａ系配管又は残留熱除去系Ｂ系配管を使用した格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系配管・弁の接続口への格納容器代替スプレイ系（可搬型）の接続を依頼する。

③[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。また，中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

③[b]非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要なＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替えを実施するとともに，格納容器代替スプレイ系（可搬型）

による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

④当直副長は，運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成開始を指示する。

⑤[a]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑤[b]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑤[c]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)

中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑥当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイのための原子炉建物原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。

⑦緊急時対策本部は，当直長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車による送水開始を報告するとともに，緊急時対策要員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車の起動を指示する。

⑧[a]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて 120m^3/h となるように調整開とし，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により送

水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑧[b]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて 120㎥/h となるように調整開とし，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑧[c]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁の全閉操作を実施し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，可搬型バルブを格納容器代替スプレイ流量にて 120㎥/h となるように調整開とし，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑨当直副長は，運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの確認を指示する。

⑩中央制御室運転員Ａは，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇，原子炉格納容器内の圧力及び温度の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，当直副長に報告する。

なお，ドライウェル圧力，ドライウェル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停止の判断基準（第 1.6－4 表）に到達した場合は，⑧[a]にて調整開としたＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁，⑧[b]にて調整開としたＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁又は⑧[c]にて調整開とした可搬型バルブを閉とし，原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度が，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，ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁又は可搬型バルブを調整開とし，原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※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。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

［全交流動力電源が喪失している場合］

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系（可搬型）の接続を依頼する。

③中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

④当直副長は，運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成開始を指示する。

⑤[a]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

現場運転員Ｂ及びＣは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器内へのスプレイの系統構成としてＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑤[b]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

現場運転員Ｂ及びＣは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑤[c]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)

現場運転員Ｂ及びＣは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの系統構成としてＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を報告する。

⑥当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイのた

めの原子炉建物原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。

⑦緊急時対策本部は，当直長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車による送水開始を報告するとともに，緊急時対策要員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車の起動を指示する。

⑧[a]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて 120㎥/h となるように調整開とし，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑧[b]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて 120㎥/h となるように調整開とし，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑧[c]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器内へのスプレイの場合

緊急時対策要員は，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁の全閉操作を実施し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，可搬型バルブを格納容器代替スプレイ流量にて 120㎥/h となるように調整開とし，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑨当直副長は，運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイの確認を指示する。

⑩中央制御室運転員Ａは，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを原子炉格納容器への注水量の上昇，原子炉格納容器内の圧力及び温度の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，当直副長に報告する。

なお，ドライウェル圧力，ドライウェル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停止の判断基準（第 1.6－4 表）に到達した場合は，⑧[a]にて調整開としたＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁，⑧[b]にて調整開としたＡＣＳＳ　Ｂ－注

水ライン流量調整弁又は⑧ᶜにて調整開とした可搬型バルブを閉とし，原子炉格納容器内へのスプレイを停止する。その後，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度指示値が，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，ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁又は可搬型バルブを調整開とし，原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※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。

⑪当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

iii　操作の成立性

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち，運転員が実施する原子炉建物での系統構成を，中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合の想定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］

ＳＡ電源切替盤を使用した場合：25 分以内

非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：40 分以内

［全交流動力電源が喪失している場合］：40 分以内

また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち，緊急時対策要員が実施する屋外での大量送水車による送水操作に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合］

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：２時間 10 分以内

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）］

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：３時間 10 分以内

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納

容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合，作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで２時間 10 分以内で可能である。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合，作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始まで３時間 10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料1.6.4－4）

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1.6－30図に示す。

外部電源，常設代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合，低圧原子炉代替注水槽が使用可能であれば格納容器代替スプレイ系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合，復水輸送系，消火系又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段については，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段と同時並行で準備する。

また，格納容器代替スプレイ系（常設），復水輸送系，消火系及び格納容器代替スプレイ系（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，発電所構内で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及び補助消火水槽又はろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

（添付資料1.6.6）

(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

全交流動力電源の喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障により，残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系（格納容器冷却モード）の電源を復旧し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで，残留熱除去系（格納容器冷却モード）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ガスタービン発電機に関する手順等は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却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ガスタービン発電機により緊急用M／Cを受電した後，緊急用M／Cから非常用所内電気設備であるM／C　C系又はM／C　D系の受電が完了し，残留熱除去系（格納容器冷却モード）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，補機冷却水及び水源（サプレッション・チェンバ）が確保されている状態。

※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，ドライウェル温度，サプレッション・チェンバ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

残留熱除去系（格納容器冷却モード）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（格納容器冷却モード）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当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に残留熱除去系（格納容器冷却モード）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中央制御室運転員Ａは，残留熱除去系（格納容器冷却モード）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，並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，Ａ－残留熱除去ポンプ及びＡ－残留熱除去封水ポンプが使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，Ａ－熱交バイパス弁の全閉操作を実施し，Ａ－残留熱除去ポンプの起動操作を実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，当直副長に残留熱除去系（格納容器冷却モード）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。

⑥当直副長は，中央制御室運転員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（格納容器冷却モード）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。

⑦[a] Ｄ／Ｗスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２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。

⑦[b] Ｓ／Ｃスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲトーラス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。

⑧中央制御室運転員Ａは，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことをＡ－残留熱除去系の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，当直副長に報告する。

なお，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル冷却器入口ガス温度，ドライウェル温度又はサプレッション・チェンバ温度指示値が，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，⑦[a]にて開としたＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又は⑦[b]にて開としたＡ－ＲＨＲトーラススプレイ弁を閉とし，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，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度，サプレッション・チェンバ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）に再度到達した場合は，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＡ－ＲＨＲトーラススプレイ弁を開とし，原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※Ｄ／ＷからＳ／Ｃへのスプレイ先の切替えが必要となった場合は，

Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁，Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。

※Ｄ／Ｗスプレイ又はＳ／Ｃ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，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＡ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲ注水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，中央制御室運転員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（格納容器冷却モード）Ａ系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで 10 分以内で可能である。

（添付資料 1.6.4－5）

(b)　残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱

全交流動力電源の喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障により，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱ができない場合は，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の電源を復旧し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にてサプレッション・プール水の除熱を実施する。

なお，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却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ガスタービン発電機により緊急用M／Cを受電した後，緊急用M／Cから非常用所内電気設備であるM／C　C系又はM／C　D系の受電が完了し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が使用可能な状態※1に復旧された場合。

※１：設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源（サプレッション・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・プール水冷却モード）Ａ系電源復旧後のサプレッション・プール水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・プール水冷却モード）Ｂ系によるサプレッション・プール水の除熱手順も同様。）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当直副長は，手順着手の判断基準に基づき中央制御室運転員に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）Ａ系によるサプレッション・プール水の除熱の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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，並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスター

ビン発電機の負荷容量確認を依頼し，Ａ－残留熱除去ポンプ及びＡ－残留熱除去封水ポンプが使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，Ａ－熱交バイパス弁の全閉操作を実施し，Ａ－残留熱除去ポンプの起動操作を実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，当直副長に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）Ａ系によるサプレッション・プール水の除熱の準備完了を報告する。

⑥当直副長は，中央制御室運転員に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）Ａ系によるサプレッション・プール水の除熱開始を指示する。

⑦中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲテスト弁を調整開とし，Ａ－残留熱除去系の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プレッション･プール水の除熱が開始されたことを確認する。

ⅲ　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員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・プール水冷却モード）Ａ系によるサプレッション・プール水の除熱開始まで 10 分以内で可能である。

（添付資料 1.6.4－6）

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1.6－30図に示す。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機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（原子炉補機海水系を含む。）の運転が可能であれば残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。

原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の運転ができない場合，原子炉補機代替冷却系を設置し，残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施するが，原子炉補機代替冷却系の設置に時間を要することから，格納容器代替スプレイ系（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）

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．格納容器代替スプレイ

(a)　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

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（格納容器冷却モード）が故障により使用できない場合は，低圧原子炉代替注水槽を水源とした格納容器代替スプレイ系（常設）によ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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができず，格納容器代替スプレイ系（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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源及び水源（低圧原子炉代替注水槽）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，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が，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

格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイについては，「1.6.2.1(1) a．(a)　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。ただし，スプレイの停止，再開及び流量は，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 1.6－9 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

上記の操作のうち，作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始までの操作を，中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合の想定時

間は以下の通り。

ＳＡ電源切替盤を使用した場合：30分以内

非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：45分以内

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

（添付資料 1.6.4－1）

(b)　復水輸送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（格納容器冷却モード）が故障により使用できず，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は，復水輸送系により復水貯蔵タンクを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。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。

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（格納容器冷却モード），格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合において，復水輸送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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：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，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が，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

復水輸送系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．(b)　復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順のうち，Ａ－残留熱除去系スプレイ配管を使用した手順と同様である。ただし，スプレイの停止，再開及び流量は，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 1.6－11 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，中央制御室運転員１名にて作業を実施し，作業開始を判断してから復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで20分以内で可能である。

（添付資料 1.6.4－2）

(c)　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（格納容器冷却モード）が故障により使用できず，格納容器代替スプレイ系（常設），復水輸送系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は，補助消火水槽又はろ過水タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器内にスプレイする。

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。

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（格納容器冷却モード），格納容器代替スプレイ系（常設），復水輸送系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※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。

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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源及び水源（補助消火水槽又はろ過水タンク）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，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が，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

消火系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.(c)　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順のうち，Ａ－残留熱除去系スプレイ配管を使用した手順と同様である。ただし，スプレイの停止，再開及び流量は，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，中央制御室運転員１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25分以内で可能である。

（添付資料 1.6.4－3）

(d)　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

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（格納容器冷却モード）が故障により使用できず，格納容器代替スプレイ系（常設），復水輸送系及び消火系により原子炉格納容器内にスプレイできない場合は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

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，本手順はプラント状況や周辺の現場状況により大量送水車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（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができず，格納容器代替スプレイ系（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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，燃料及び水源（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））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，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度又は原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が，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

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイについては，「1.6.2.1(1) a．(d)　格納容器代替スプレイ系（可

搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）」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，スプレイの停止，再開及び流量は，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 1.6－15 図，タイムチャートは第 1.6－16 図と同様である。

ⅲ　操作の成立性

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち，運転員が実施する原子炉建物での系統構成を，中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合の想定時間は以下の通り。

ＳＡ電源切替盤を使用した場合：25 分以内

非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合：40 分以内

また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作のうち，緊急時対策要員が実施する屋外での大量送水車による送水操作に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合］

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：２時間 10 分以内

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）］

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：３時間 10 分以内

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ操作は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合，作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで２時間 10 分以内で可能である。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合，作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始まで３時間 10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

b．格納容器代替除熱

(a)　ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

格納容器代替スプレイ系（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（格納容器冷却モード）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，常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の電源を復旧し，原子炉格納容器内へ冷却水通水後，ドライウェル冷却装置を起動して原子炉格納容器内の除熱を行う。

ドライウェル冷却装置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，ドライウェル冷却装置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，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。

ⅰ　手順着手の判断基準

格納容器代替スプレイ及び残留熱除去による原子炉格納容器内の除熱ができず，常設代替交流電源設備により，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）が復旧可能である場合。

ⅱ　操作手順

ドライウェル冷却系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1.6－7図から第1.6－8図に，概要図を第1.6－23図及び第1.6－24図に，タイムチャートを第1.6－25図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員にドライウェル冷却系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中央制御室運転員Ａは，ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱に必要な冷却装置，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，ドライウェル冷却系が使用可能か確認する。

④現場運転員Ｂ及びＣは，ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の系統構成前準備として，Ａ，Ｂ－原子炉補助継電器盤にて隔離信号の除外操作を実施する。

⑤当直副長は，運転員にドライウェル冷却系の冷却水通水開始を指示する。

⑥中央制御室運転員Ａは，ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内

の代替除熱の系統構成（冷却水通水操作）として，Ａ，Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水入口切替弁，Ａ，Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水出口切替弁の開操作を実施し，原子炉補機冷却系の系統流量指示値の上昇を確認し，当直副長に報告する。

⑦中央制御室運転員Ａは，ドライウェル冷却装置起動前準備として，空調換気制御盤にてリレー引き抜きにより，起動阻止隔離信号を除外する。

⑧当直副長は,運転員にドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱の開始を指示する。

⑨中央制御室運転員Ａは，上部下部Ａ，Ｂ及びＣ－ドライウェル冷却装置の起動操作を実施し,原子炉格納容器内の圧力の上昇率が緩和することを確認する。

ⅲ　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱開始まで45分以内で可能である。

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

（添付資料1.6.4－7）

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 1.6－30 図に示す。

外部電源，常設代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合，低圧原子炉代替注水槽が使用可能であれば格納容器代替スプレイ系（常設）により原子炉格納容器内にスプレイする。

低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合，復水輸送系，消火系又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内にスプレイする。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段については，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ手段と同時並行で準備する。

また，格納容器代替スプレイ系（常設），復水輸送系，消火系及び格納容器代替スプレイ系（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，発電所構内で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していな

いこと及び補助消火水槽又はろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

外部電源，常設代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）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冷却装置の起動による原子炉格納容器内の除熱を実施する。

(2)　サポート系故障時の対応手順

a．復旧

(a)　残留熱除去系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，全交流動力電源の喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障により，残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系（格納容器冷却モード）の電源を復旧し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで，残留熱除去系（格納容器冷却モード）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ガスタービン発電機に関する手順等は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却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ガスタービン発電機により緊急用M／Cを受電した後，緊急用M／Cから非常用所内電気設備であるM／C　C系又はM／C　D系の受電が完了し，残留熱除去系（格納容器冷却モード）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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源（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）

※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，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度又はサプレッション・チェンバ温度指示値が，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（格納容器冷却モード）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1.6－7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，中央制御室運転員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（格納容器冷却モード）Ａ系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで10分以内で可能である。

（添付資料1.6.4－5）

(b)　残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の故障により，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱ができない場合は，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系の電源を復旧し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にてサプレッション・プール水の除熱を実施する。

なお，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

また，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却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ガスタービン発電機により緊急用Ｍ／Ｃを受電した後，緊急用Ｍ／Ｃから非常用所内電気設備であるＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系の受電が完了し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が使用可能な状態※2に復旧された場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使

用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源（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・プール水冷却モード）電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱については，「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・プール水の除熱」の操作手順と同様である。

なお，手順の対応フローを第1.6－7図から第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，中央制御室運転員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・プール水冷却モード）Ａ系によるサプレッション・プール水の除熱開始まで10分以内で可能である。

（添付資料1.6.4－6）

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1.6－30図に示す。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機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（原子炉補機海水系を含む。）の運転が可能であれば残留熱除去系（格納容器冷却モード）又は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施する。原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）の運転ができない場合，原子炉補機代替冷却系を設置し，残留熱除去系（格納容器冷却モード）又は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）により原子炉格納容器内の除熱を実施するが，原子炉補機代替冷却系の設置に時間を要することから，格納容器代替スプレイ系（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）

1.6.2.3　重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順

(1)　残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

残留熱除去系（格納容器冷却モード）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（格納容器冷却モード）を起動し，サプレッション・チェンバを水源とした原子炉格納容器内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，ドライウェル温度，サプレッション・チェンバ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（格納容器冷却モード）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（格納容器冷却モード）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1.6－26図に，タイムチャートを第1.6－27図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき中央制御室運転員に残留熱除去系（格納容器冷却モード）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中央制御室運転員Ａは，Ａ－熱交バイパス弁の全閉操作を実施し，残留熱除去ポンプの起動操作を実施する。

③中央制御室運転員Ａは，当直副長に残留熱除去系（格納容器冷却モード）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当直副長は，中央制御室運転員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（格納容器冷却モード）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スプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２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}Ｓ／Ｃスプレイの場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲトーラス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中央制御室運転員Ａは，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことをＡ－残留熱除去系の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，当直副長に報告する。

なお，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル冷却器入口ガス温度，ドライウェル温度又はサプレッション・チェンバ温度指示値が，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，⑤^{a}にて開としたＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又は⑤^{b}にて開としたＡ－ＲＨＲトーラススプレイ弁を閉とし，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，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル温度，サプレッション・チェンバ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）に再度到達した場合は，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＡ－ＲＨＲトーラススプレイ弁を開とし，原子炉格納容器内へのスプレイを再開する。

※Ｄ／ＷからＳ／Ｃへのスプレイ先の切替えが必要となった場合は，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁，Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全開操作を実施する。

※Ｄ／Ｗスプレイ又はＳ／Ｃ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，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＡ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全閉操作を実施後，Ａ－ＲＨＲ注水弁の全開操作を実施し，原子炉圧力容器へ注水する。

ｃ．操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名にて作業を実施し，作業開始を判断してから残留熱除去系（格納容器冷却モード）Ａ系による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで10分以内で可能である。

（添付資料1.6.4－8）

(2)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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（サプレッション・プール水

冷却モード）を起動し，サプレッション・プール水の除熱を実施する。

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

・サプレッション・プール水の温度が規定温度以上

・サプレッション・チェンバの気体温度が規定温度以上

（添付資料 1.6.5）

ｂ．操作手順

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）Ａ系によるサプレッション・プール水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・プール水冷却モード）Ｂ系によるサプレッション・プール水の除熱手順も同様。）概要図を第 1.6－28 図に，タイムチャートを第 1.6－29 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，Ａ－熱交バイパス弁の全閉操作を実施し，残留熱除去ポンプの起動操作を実施する。

③中央制御室運転員Ａは，当直副長に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱の準備完了を報告する。

④当直副長は，中央制御室運転員に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）Ａ系によるサプレッション・プール水の除熱の開始を指示する。

⑤中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲテスト弁を調整開とし，残留熱除去系の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プレッション・プール水の除熱が開始されたことを確認する。

ｃ．操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名にて操作を実施した場合，作業開始を判断してから残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱開始まで 10 分以内で可能である。

（添付資料 1.6.4－9）

1.6.2.4　その他の手順項目について考慮する手順

原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。），原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保手順については，「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

低圧原子炉代替注水槽，輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車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となる水の供給手順等」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ガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による低圧原子炉代替注水ポンプ，復水輸送ポンプ，消火ポンプ，残留熱除去ポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，大量送水車への燃料補給手順については，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断及び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（１／７）
（重大事故等対処設備（設計基準拡張））

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
重大事故等対処設備（設計基準拡張）	－	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ	残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 「Ｓ／Ｃ温度制御」 「ＰＣＶ水素濃度制御」 事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」
			サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 格納容器スプレイ・ヘッダ	重大事故等対処設備	
		残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱	残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 非常用交流電源設備※2	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」
			サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器	重大事故等対処設備	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（２／７）
（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 （格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）	格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ」
		復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」
		消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 非常用交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（３／７）
（炉心損傷前のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 （格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）	原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による	大量送水車 ホース・接続口 可搬型ストレーナ 格納容器代替スプレイ系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（４／７）
（炉心損傷前のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ	サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2 格納容器スプレイ・ヘッダ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 「Ｓ／Ｃ水位制御」 「ＰＣＶ水素濃度制御」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱	サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（５／７）
（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 （格納容器冷却モード）	格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ」
		復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」
		消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 非常用交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（６／７）
（炉心損傷後のフロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 （格納容器冷却モード）	原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による	大量送水車 ホース・接続口 可搬型ストレーナ 格納容器代替スプレイ系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	
		格納容器内の代替除熱 ドライウェル冷却系による	ドライウェル冷却装置 原子炉格納容器 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3 常設代替交流電源設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＨＶＤによる格納容器除熱」

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

対応手段，対処設備，手順書一覧（７／７）
（炉心損傷後のサポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
サポート系故障時	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ	サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系※3 代替所内電気設備※2 常設代替交流電源設備※2 格納容器スプレイ・ヘッダ	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
	全交流動力電源 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱	サプレッション・チェンバ 原子炉格納容器 原子炉補機代替冷却系※3 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」
			残留熱除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）※3	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※１：手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

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．格納容器代替スプレイ (a)　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	代替注水流量（常設）
		補機監視機能	低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位

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．格納容器代替スプレイ (b)　復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		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（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量
		補機監視機能	復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

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．格納容器代替スプレイ (c)　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	Ａ－補助消火水槽水位 Ｂ－補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量
		補機監視機能	Ａ－消火ポンプ出口圧力 Ｂ－消火ポンプ出口圧力
		水源の確保	Ａ－補助消火水槽水位 Ｂ－補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位

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．格納容器代替スプレイ (d)　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	格納容器代替スプレイ流量
		補機監視機能	大量送水車ポンプ出口圧力
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）

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			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 「Ｓ／Ｃ水位制御」 「ＰＣＶ水素濃度制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位(ＳＡ)
		補機監視機能	Ｉ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量
		補機監視機能	Ａ－残留熱除去ポンプ出口圧力 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口圧力
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

監視計器一覧（６／１５）

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 (b)　残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」 ＡＭ設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		最終ヒートシンクの確保	Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		補機監視機能	Ａ－残留熱除去ポンプ出口圧力 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口圧力
		最終ヒートシンクの確保	Ａ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ａ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

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．格納容器代替スプレイ (a)　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる格納容器スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	代替注水流量（常設）
		補機監視機能	低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位

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．格納容器代替スプレイ (b)　復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		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（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量
		補機監視機能	復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

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．格納容器代替スプレイ （c）　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書「シビアアクシデント」 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプ による格納容器スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	Ａ－補助消火水槽水位 Ｂ－補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量
		補機監視機能	Ａ－消火ポンプ出口圧力 Ｂ－消火ポンプ出口圧力
		水源の確保	Ａ－補助消火水槽水位 Ｂ－補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位

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．格納容器代替スプレイ (d)　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	格納容器代替スプレイ流量
		補機監視機能	大量送水車ポンプ出口圧力
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）

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)　ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＨＶＤによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		補機監視機能	原子炉補機冷却ポンプ出口圧力 原子炉補機冷却系常用流量
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ）
		補機監視機能	Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力

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			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量
		補機監視機能	Ａ－残留熱除去ポンプ出口圧力 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口圧力
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

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)　残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＲによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		最終ヒートシンクの確保	Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		補機監視機能	Ａ－残留熱除去ポンプ出口圧力 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口圧力
		最終ヒートシンクの確保	Ａ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ａ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度
		原子炉格納容器への注水量	Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

監視計器一覧（１４／１５）

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）
1.6.2.3　重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順 (1)　残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「ＰＣＶ圧力制御」 「Ｄ／Ｗ温度制御」 「Ｓ／Ｃ水位制御」 「ＰＣＶ水素濃度制御」 事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」	判断基準	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ｉ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量
		補機監視機能	Ａ－残留熱除去ポンプ出口圧力 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口圧力
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

監視計器一覧（１５／１５）

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）
1.6.2.3　重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順 (2)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱			
事故時操作要領書（徴候ベース） 「Ｓ／Ｃ温度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		最終ヒートシンクの確保	Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位(ＳＡ)
	操作	原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		補機監視機能	Ａ－残留熱除去ポンプ出口圧力 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口圧力
		最終ヒートシンクの確保	Ａ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ａ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

第 1.6－3 表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.6】 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	低圧原子炉代替注水ポンプ	常設代替交流電源設備 ＳＡ－Ｌ／Ｃ
	低圧原子炉代替注水系弁	常設代替交流電源設備 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	残留熱除去ポンプ	常設代替交流電源設備 Ｍ／Ｃ　Ｃ系 Ｍ／Ｃ　Ｄ系
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｃ系 Ｃ／Ｃ　Ｄ系 ＳＡ－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 計装Ｃ／Ｃ　Ｃ系 計装Ｃ／Ｃ　Ｄ系

第1.6－4表　原子炉格納容器内へのスプレイ起動，停止の判断基準
（炉心の著しい損傷を防止するための対応）

	スプレイ起動の判断基準		格納容器代替スプレイ※2，※3	RHRによるスプレイ	スプレイ停止の判断基準		
					格納容器代替スプレイ		RHRによるスプレイ
炉心の著しい損傷を防止するための対応	PCV圧力制御	ドライウェル圧力指示値が13.7 kPa［gage］以上で原子炉水位指示値がL－1（－381cm）以下を経験し，かつL－0（－539cm）以上で安定している場合	—	①D／W ②S／C	PCV圧力制御	ドライウェル圧力が334kPa[gage]以下まで低下した場合	ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力が13.7 kPa[gage]以下まで低下した場合
		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 13.7 kPa[gage]以上で、24時間継続した場合	—	S／C			
		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 98 kPa[gage]以上で24時間継続した場合	—	①D／W ②S／C			
		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 245 kPa[gage]以上の場合	—	①D／W ②S／C			
		サプレッション・チェンバ圧力指示値が 384 kPa[gage]以上※1の場合	①D／W ②S／C※4	①D／W ②S／C			
	D／W温度制御 S／C温度制御	ドライウェル温度指示値が171 ℃に接近した場合	①D／W ②S／C※4	D／W	D／W温度制御 S／C温度制御	ドライウェル温度指示値が 150 ℃ 以下まで低下した場合	ドライウェル冷却器入口ガス温度 60℃未満かつドライウェル温度（局所）65℃未満まで低下した場合
		サプレッション・チェンバ温度指示値が 104 ℃に到達前	—	S／C		—	サプレッション・チェンバ温度指示値が 65℃未満まで低下した場合
	S／C水位制御	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋1.29 m以上の場合	—	D／W	S／C水位制御	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+ 1.29 m以上の場合	—

① ②は優先順位を示す。

※1：残留熱除去系（格納容器冷却モード）が1系統のみ使用可能であり，残留熱除去系（低圧注水モード）により，発電用原子炉の冷却を実施している場合は，サプレッション・チェンバ圧力指示値が245kPa[gage]到達時であっても，発電用原子炉の冷却を優先するが，サプレッション・チェンバ圧力指示値が 384 kPa[gage](0.9Pd)以上の場合は，残留熱除去系（低圧注水モード）による発電用原子炉の冷却を停止し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器内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。

※2：残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内へのスプレイが実施できない場合，格納容器代替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。

※3：外部水源からの注水を抑制する観点から間欠スプレイとする。

※4：復水輸送系，消火系による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
（格納容器破損を防止するための対応）

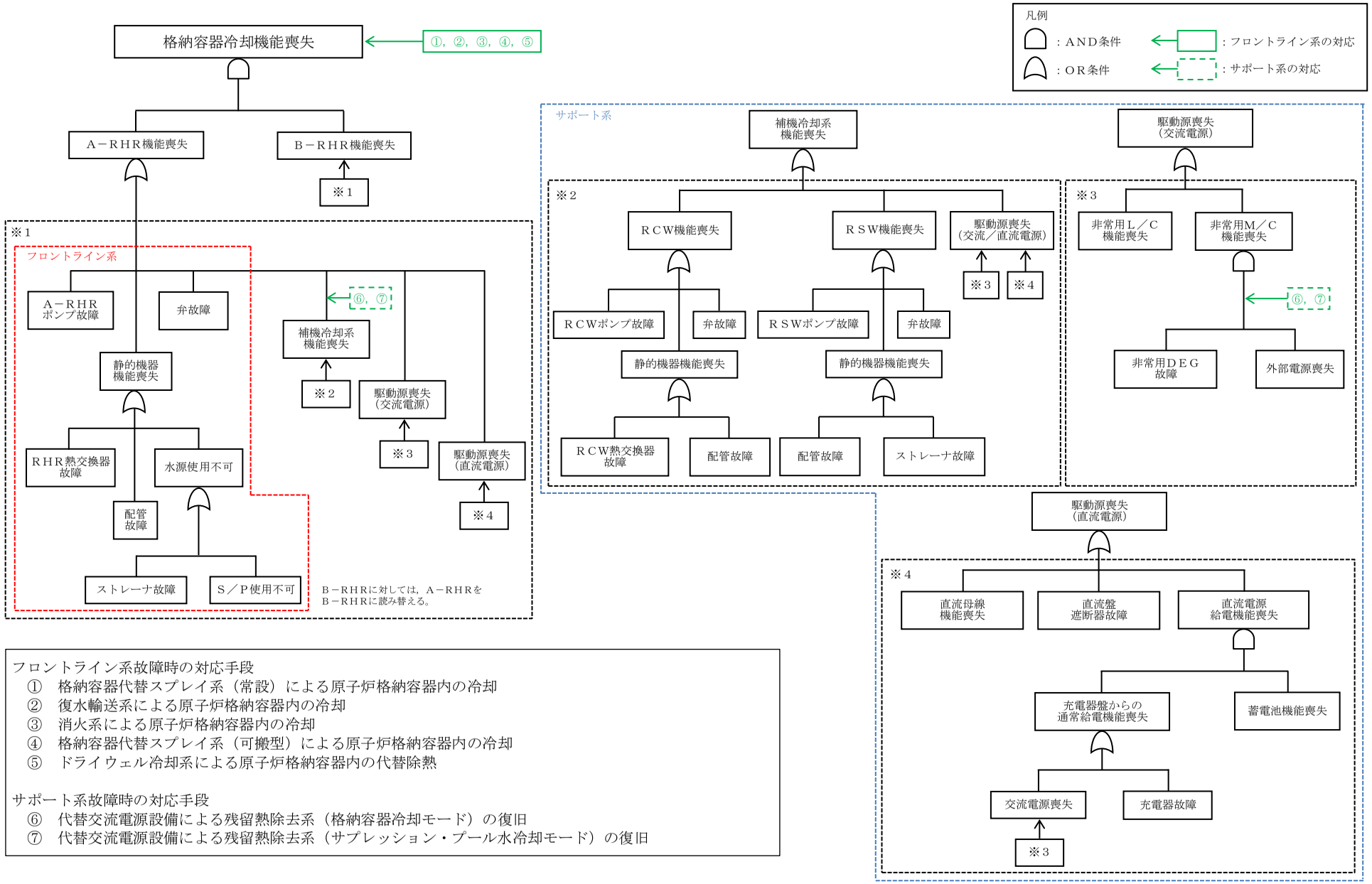
	スプレイ起動の判断基準			圧力容器 破損前	圧力容器 破損後	スプレイ停止の判断基準			スプレイ流量 (m^3/h)
格納容器破損を防止するための対応	除熱―1，除熱―2	格納容器代替スプレイ	ドライウェル温度が190℃以上の場合※2	①D／W ②S／C※3	①D／W ②S／C※3	除熱―1，除熱―2	格納容器代替スプレイ	サプレッション・プール水位指示値が通常水位+1.29 mに到達した場合	120
								ドライウェル温度が171 ℃ 以下の場合※2	
			ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力が640kPa[gage]以上の場合	①D／W ②S／C※3	①D／W ②S／C※3			サプレッション・プール水位指示値が通常水位+1.29 mに到達した場合	
								ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力が588kPa[gage]以下の場合※2	
		RHRによるスプレイ	ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力が245kPa[gage]以上もしくはドライウェル温度が171℃又はサプレッション・チェンバ温度が104℃の場合	D／W S／C	D／W S／C		RHRによるスプレイ	ドライウェル圧力指示値が 13.7 kPa[gage]未満まで低下した場合	1218
原子炉格納容器の過温を抑制するための対応※1	注水―3a	格納容器代替スプレイ	原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が300℃に到達した場合	D／W	―	注水―3a	格納容器代替スプレイ	ペデスタル水位が2.4mに到達した場合	120

①，②は優先順位を示す。

※1：原子炉圧力容器破損前に本操作を実施することで，格納容器温度の上昇を抑制し，逃がし安全弁の環境条件を緩和することができる。ただし，本操作をしない場合であっても，評価上，原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間，逃がし安全弁は発電用原子炉の減圧機能を維持できる。

※2：外部からの注水を抑制する観点から間欠スプレイとする。

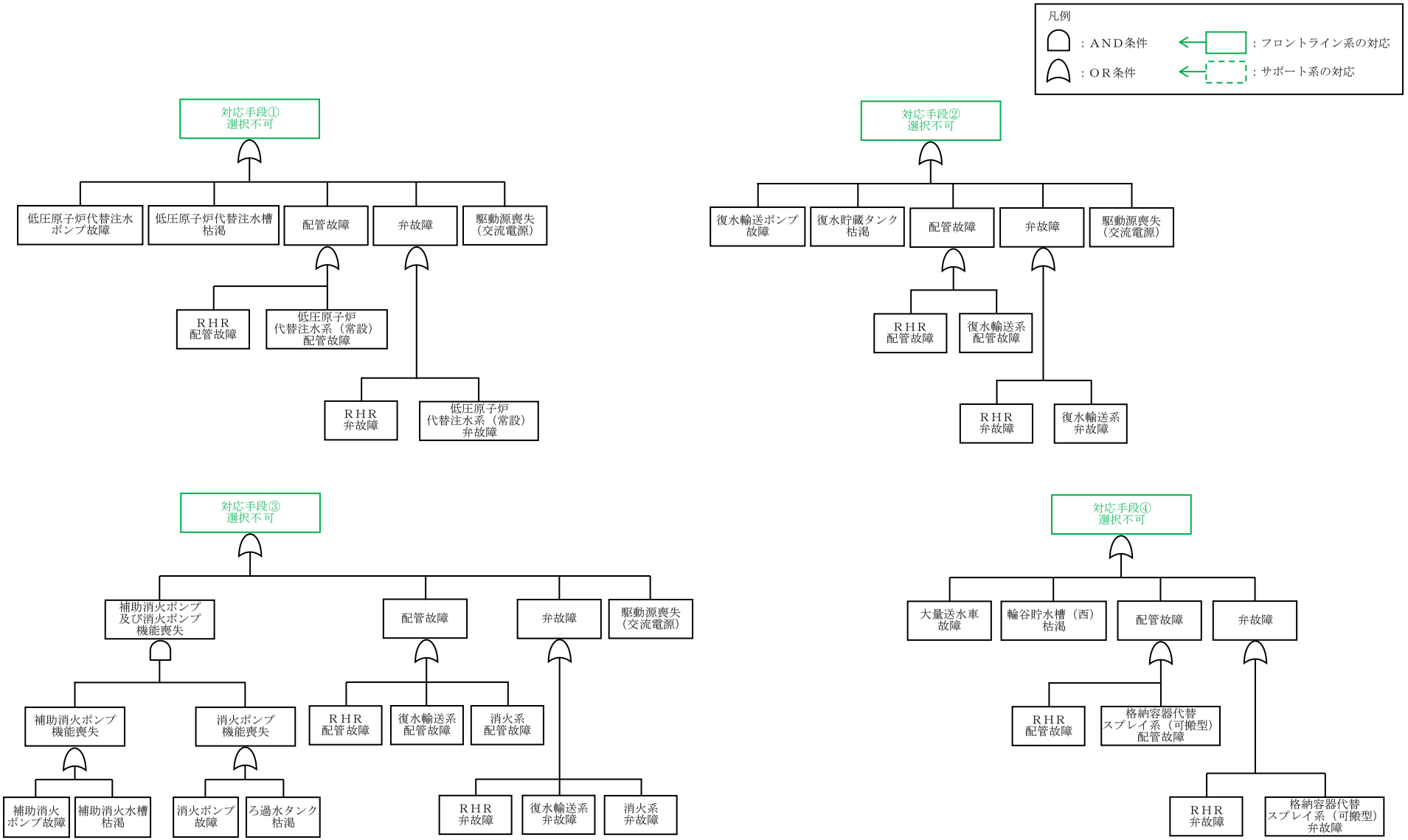
※3：復水輸送系，消火系による格納容器内へのスプレイに限る。



フロントライン系故障時の対応手段
- ① 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内の冷却
- ② 復水輸送系による原子炉格納容器内の冷却
- ③ 消火系による原子炉格納容器内の冷却
- ④ 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内の冷却
- ⑤ ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

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（格納容器冷却モード）の復旧
- ⑦ 代替交流電源設備による残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の復旧

第 1.6－1 図　機能喪失原因対策分析（１／２）



第1.6－1図　機能喪失原因対策分析（２／２）

凡例：フロントライン系　サポート系　故障を想定　対応手段あり

フロントライン系，サポート系の整理，故障の想定・対応手段

故障想定機器	故障要因1	故障要因2	故障要因3	故障要因4	故障要因5	故障要因6	故障要因7	故障要因8
格納容器冷却機能喪失	A－RHR機能喪失 ※1	RHRポンプ故障						
		弁故障						
		静的機器機能喪失	RHR熱交換器故障					
			配管故障					
			水源使用不可	S／P使用不可				
				ストレーナ故障				
		補機冷却系機能喪失	RCW機能喪失	RCWポンプ故障				
				弁故障				
				静的機器機能喪失	RCW熱交換器故障			
					配管故障			
			RSW機能喪失	RSWポンプ故障				
				弁故障				
				静的機器機能喪失	配管故障			
					ストレーナ故障			
			駆動源喪失（交流／直流電源）	※2同様				
				※3同様				
		駆動源喪失（交流電源）※2	非常用L／C機能喪失					
			非常用M／C機能喪失	非常用DEG故障				
				外部電源喪失				
		駆動源喪失（直流電源）※3	直流母線機能喪失					
			直流盤遮断器故障					
			直流母線への直流電源給電機能喪失	蓄電池機能喪失				
				充電器盤からの通常給電機能喪失	充電器故障			
					交流電源喪失	※2同様		
	B－RHR機能喪失	※1同様						

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

第 1.6－1 図　機能喪失原因対策分析（補足）

第1.6－2図　ＥＯＰ[ＰＣＶ圧力制御]における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1.6－3図　ＥＯＰ［Ｄ／Ｗ温度制御］における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 1.6－4 図　ＥＯＰ［Ｓ／Ｃ温度制御］における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1.6－5図　ＥＯＰ［Ｓ／Ｃ水位制御］における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1.6－6図　ＳＯＰ（注水－３ａ）格納容器内冷却の対応フロー

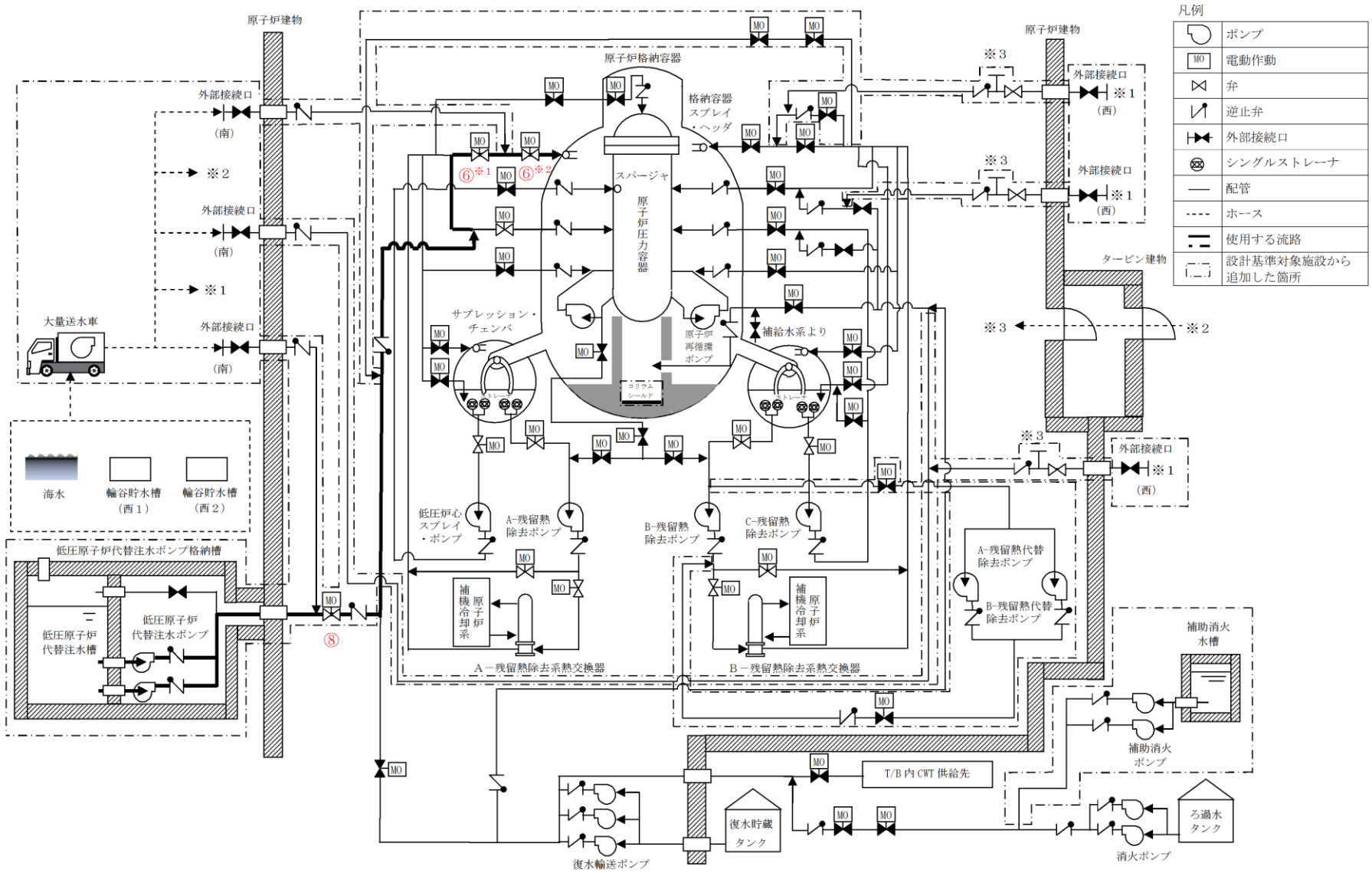
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1.6－7図　ＳＯＰ（除熱－１）格納容器内冷却の対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1.6－8図　ＳＯＰ（除熱－２）格納容器内冷却の対応フロー

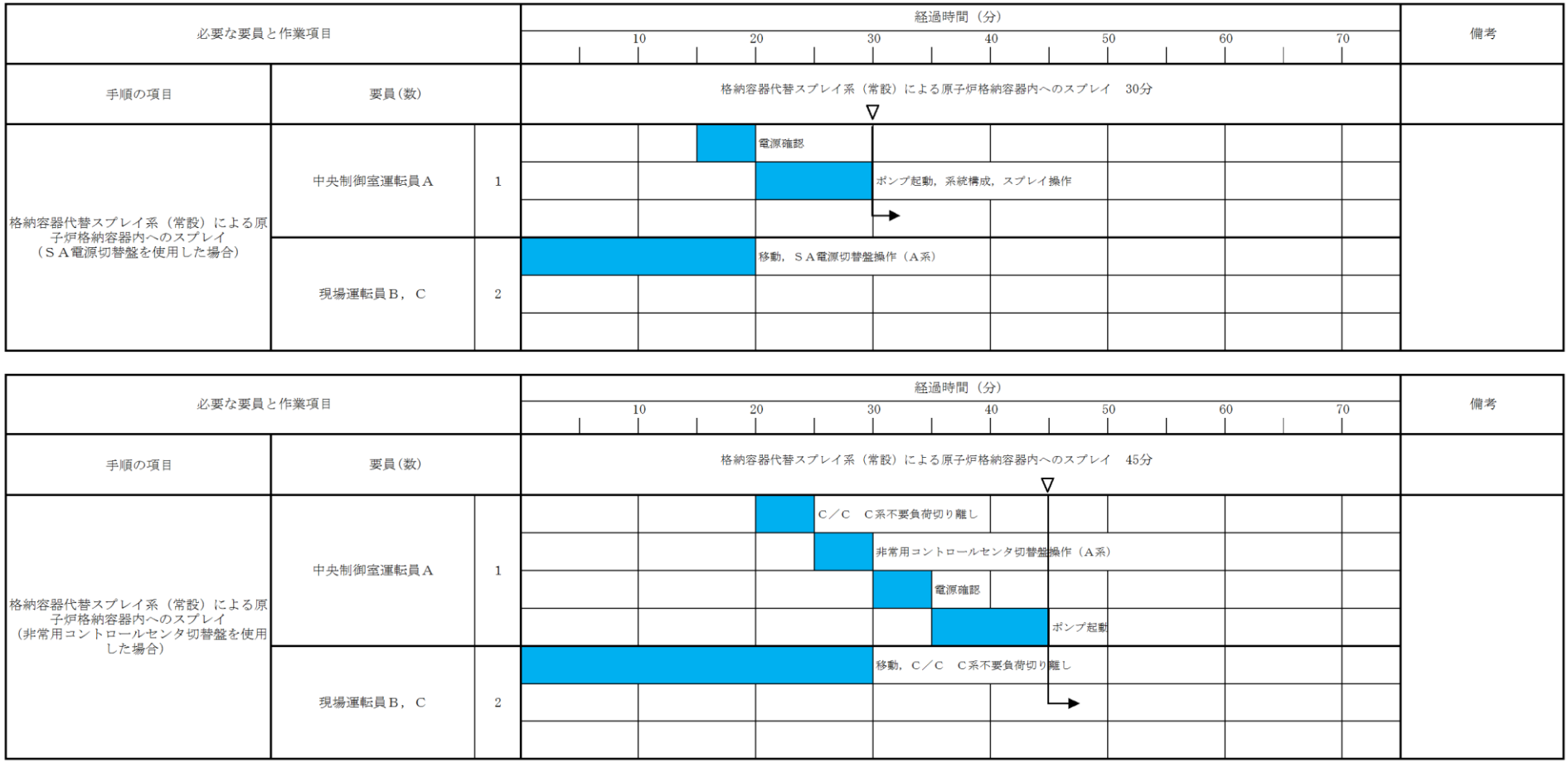
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。


凡例
ポンプ
電動作動
弁
逆止弁
外部接続口
シングルストレーナ
配管
ホース
使用する流路
設計基準対象施設から追加した箇所
原子炉建物
外部接続口
（南）
※2
※1
大量送水車
海水
輪谷貯水槽（西1）
輪谷貯水槽（西2）
低圧原子炉代替注水ポンプ格納槽
低圧原子炉代替注水槽
低圧原子炉代替注水ポンプ
⑧
原子炉格納容器
格納容器スプレイ・ヘッダ
⑥※1
⑥※2
スパージャ
原子炉圧力容器
サプレッション・チェンバ
原子炉再循環ポンプ
ドライウェル
ウェットウェル
ベントライン
ベントライン
ベントライン

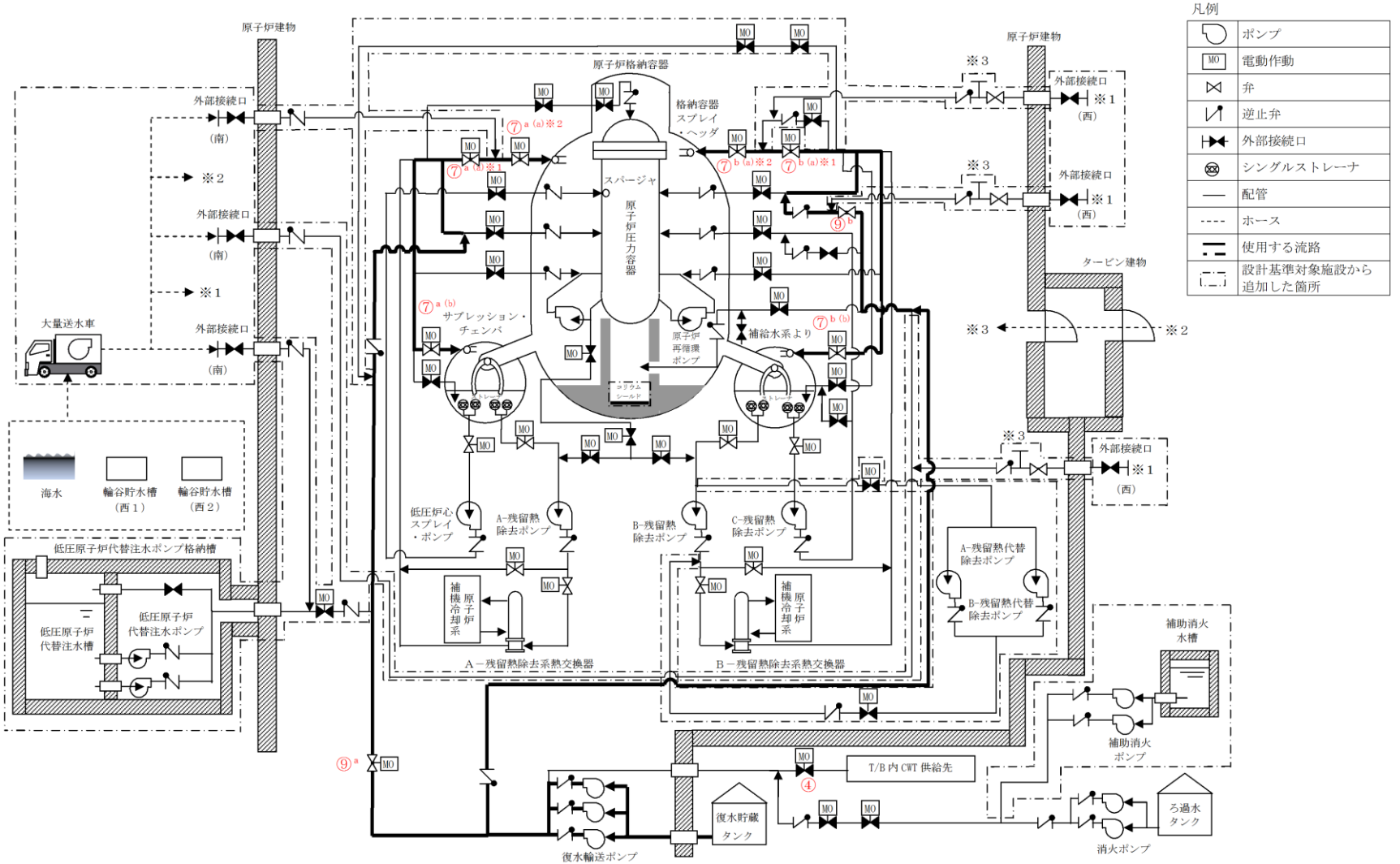
操作手順	弁名称
⑥※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑥※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧	ＦＬＳＲ注水隔離弁

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1.6－9図　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ　概要図（２／２）



第 1.6－10 図　格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ タイムチャート



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 1.6－11 図　復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ　概要図（１／２）

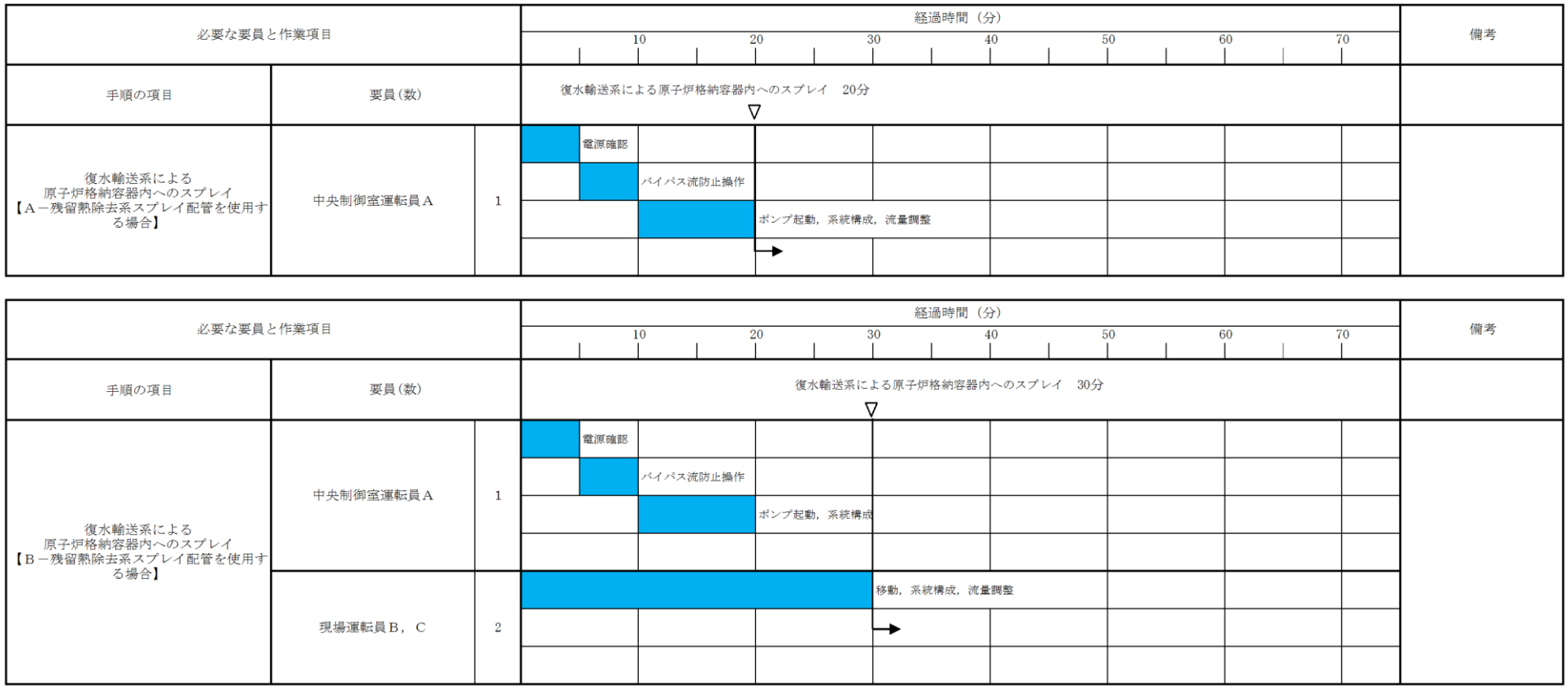
操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑦$^{a\ (a)※1}$	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑦$^{a\ (a)※2}$	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑦$^{a\ (b)}$	Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁
⑦$^{b\ (a)※1}$	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑦$^{b\ (a)※2}$	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑦$^{b\ (b)}$	Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁
⑨^{a}	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁
⑨^{b}	Ｂ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁

記載例 ○　　：操作手順番号を示す。

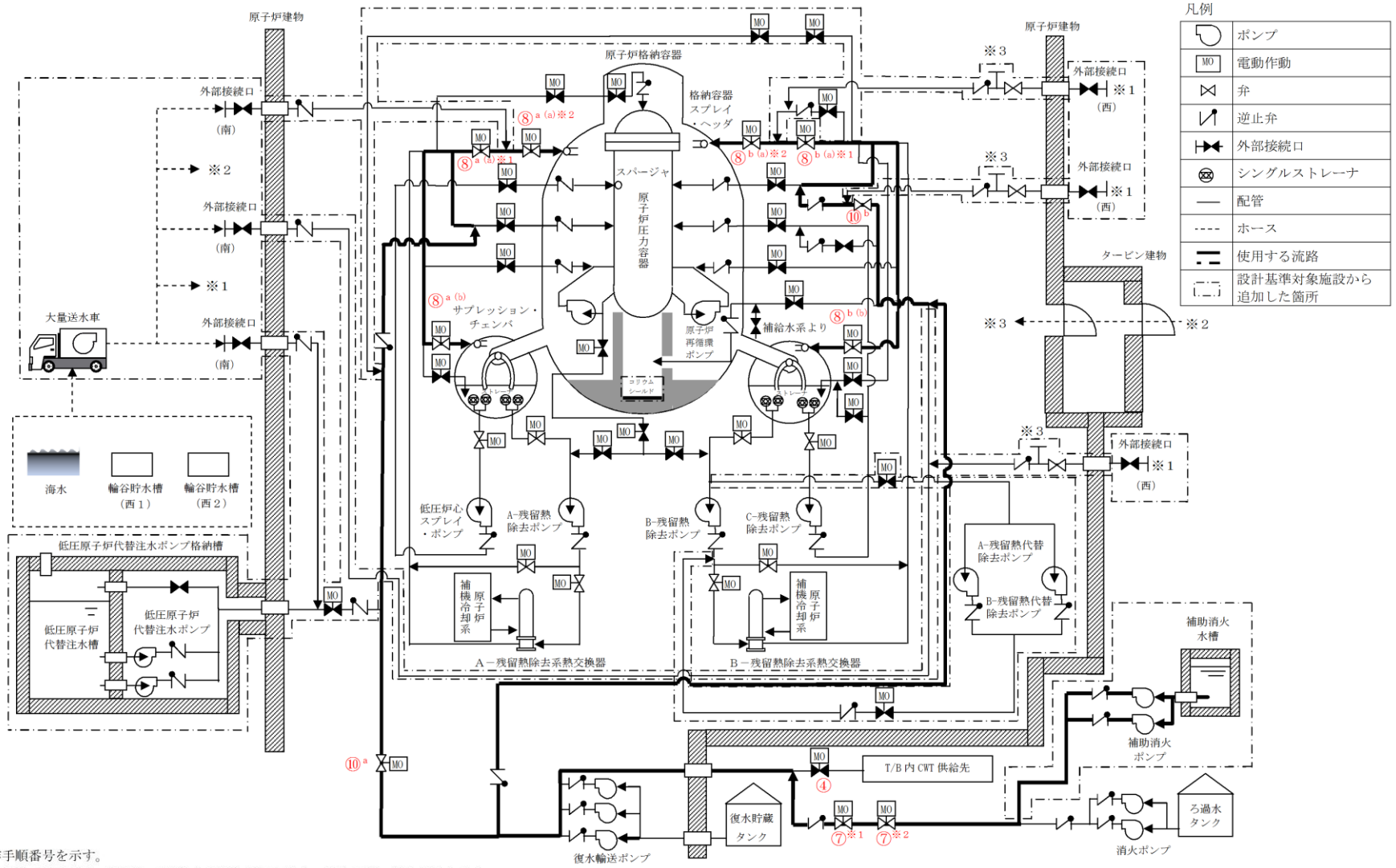
○^{a}～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○$^{※1}$～　：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1.6－11図　復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ　概要図（２／２）



第 1.6－12 図　復水輸送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



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 1.6－13 図　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ　概要図
（補助消火ポンプを使用した場合）（１／４）

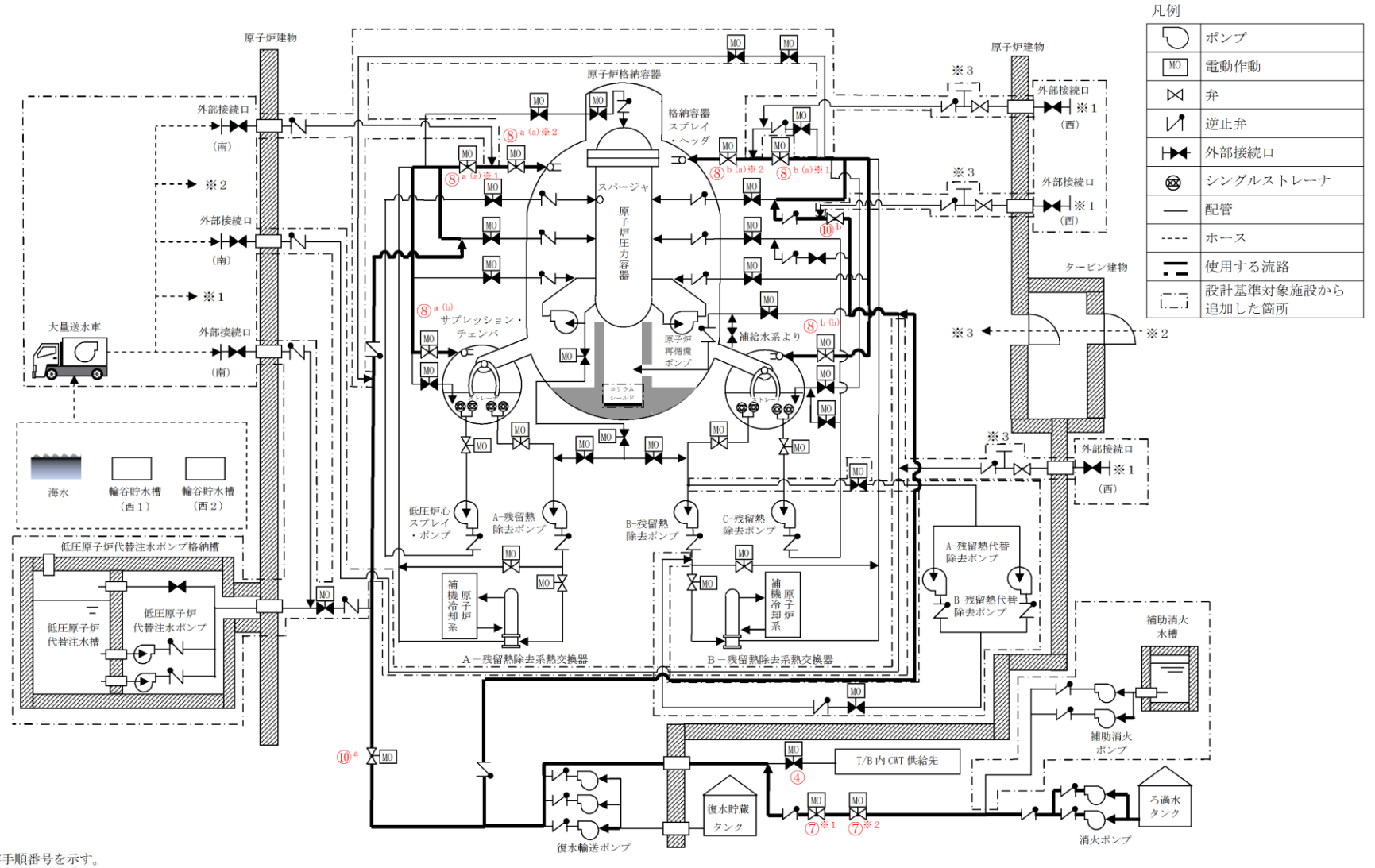
操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑦※1	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑦※2	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁
⑧a (a)※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑧a (a)※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧a (b)	Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁
⑧b (a)※1	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑧b (a)※2	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧b (b)	Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁
⑩a	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁
⑩b	Ｂ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁

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1.6－13図　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ　概要図
（補助消火ポンプを使用した場合）（２／４）



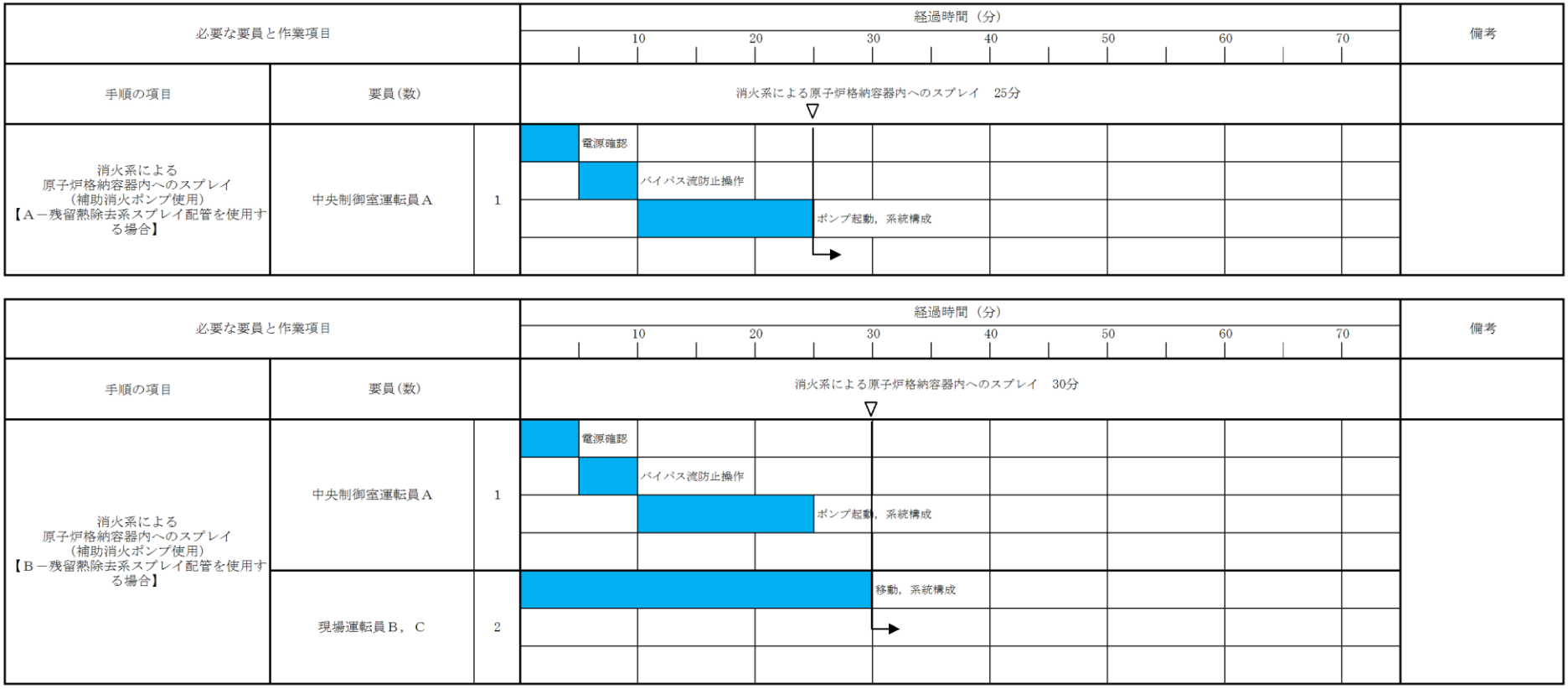
記載例 ○　　：操作手順番号を示す。
○[a]～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○[※1]～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.6－13 図　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ　概要図
（消火ポンプを使用した場合）（３／４）

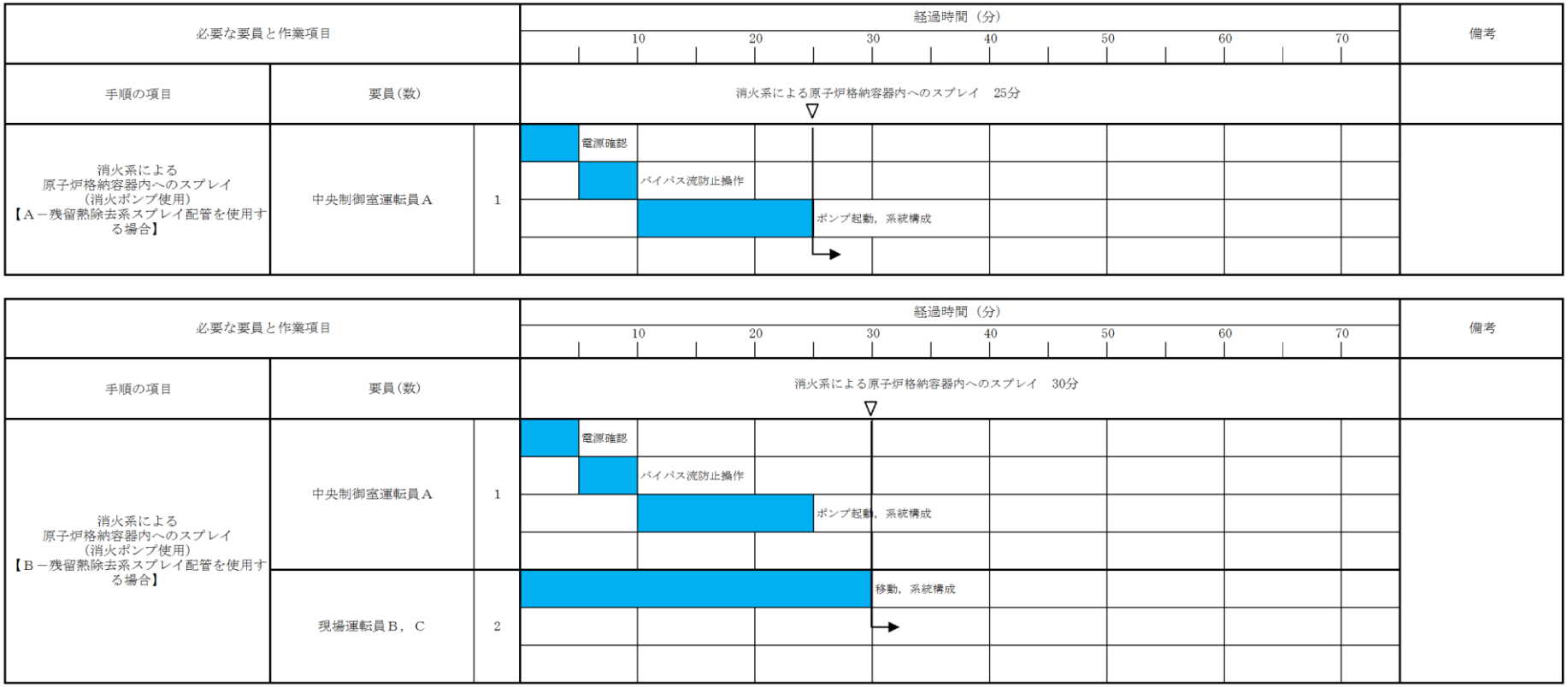
操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑦※1	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑦※2	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁
⑧a (a)※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑧a (a)※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧a (b)	Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁
⑧b (a)※1	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑧b (a)※2	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧b (b)	Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁
⑩a	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁
⑩b	Ｂ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁

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。

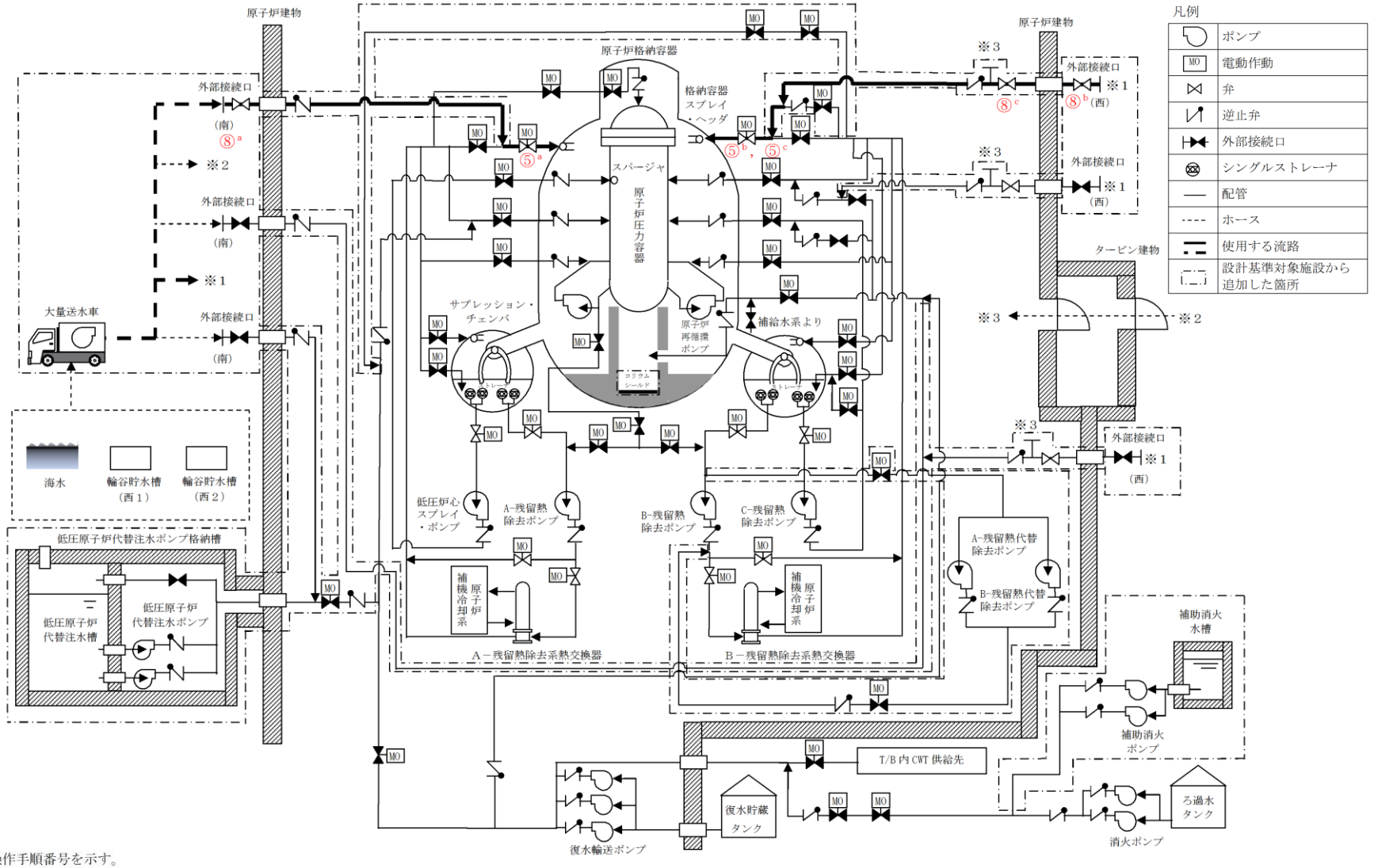
第1.6－13図　消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ　概要図
（消火ポンプを使用した場合）（４／４）



第 1.6－14 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
（補助消火ポンプを使用した場合）（１／２）



第 1.6－14 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
（消火ポンプを使用した場合）（２／２）



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。

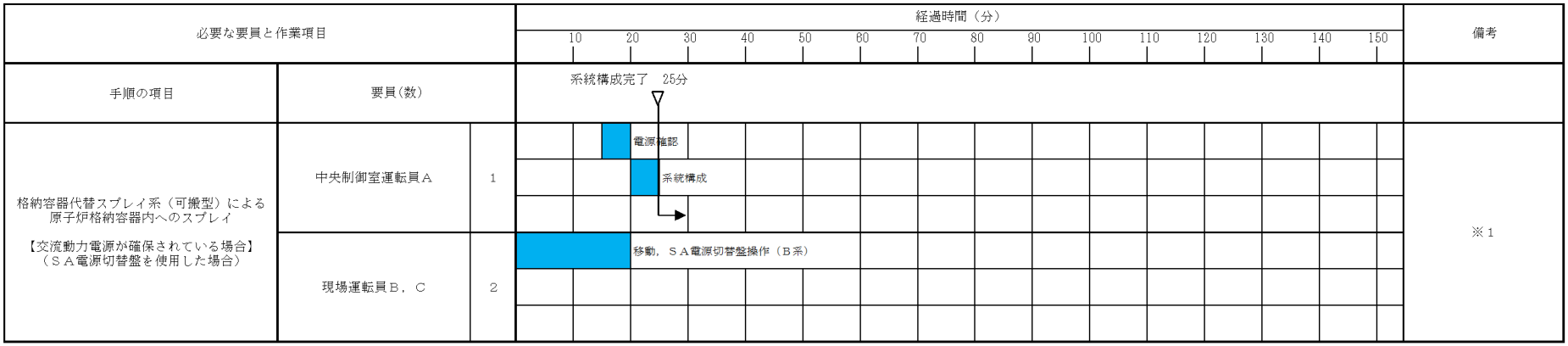
第 1.6－15 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）　概要図
（交流動力電源が確保されている場合）（１／２）

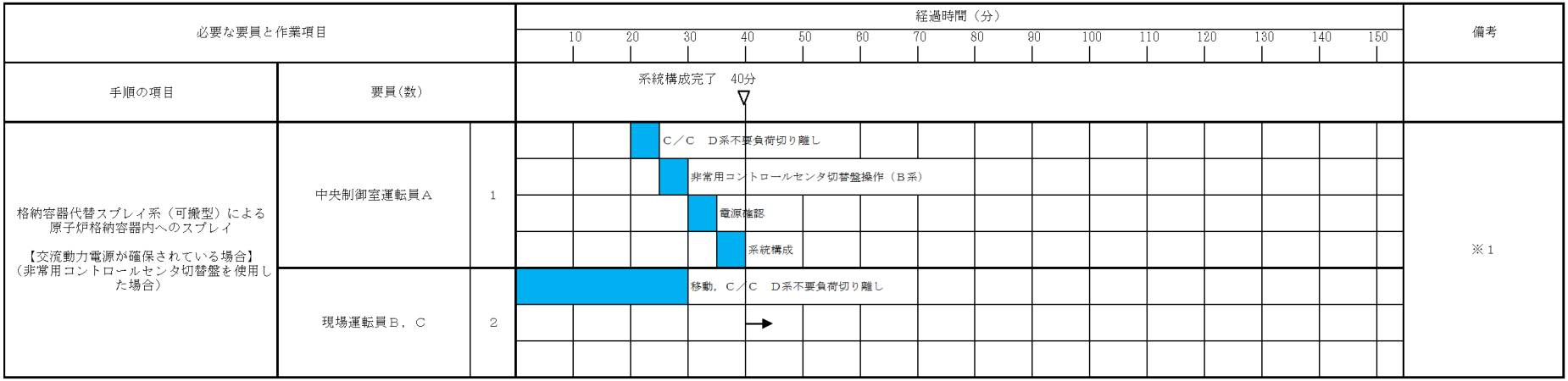
操作手順	弁名称
⑤[a]	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑤[b]，⑤[c]	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧[a]	ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁
⑧[b]	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁
⑧[c]	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁

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。

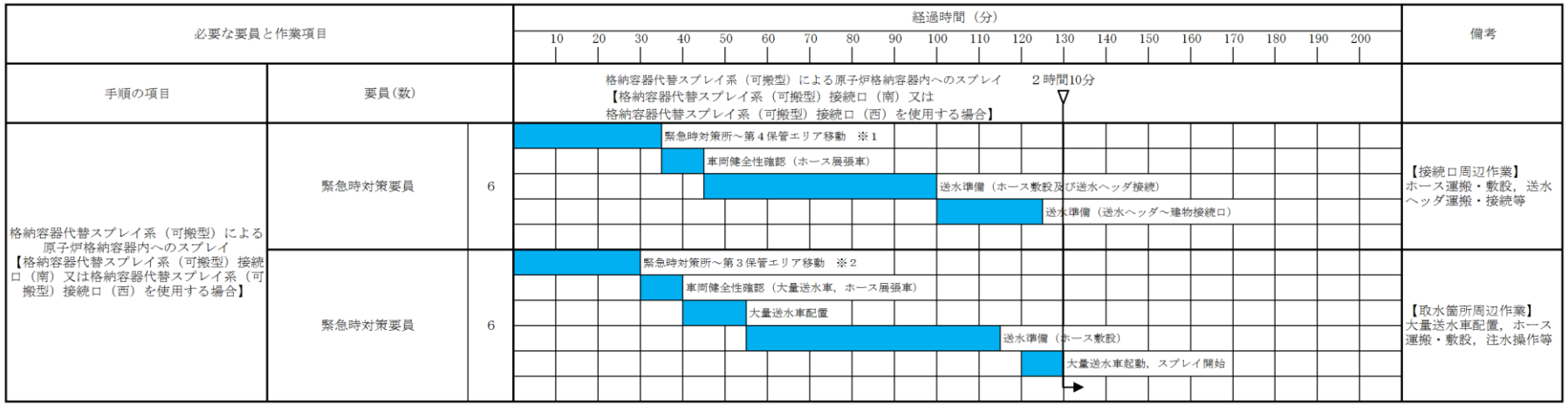
第 1.6－15 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）　概要図
（交流動力電源が確保されている場合）（２／２）

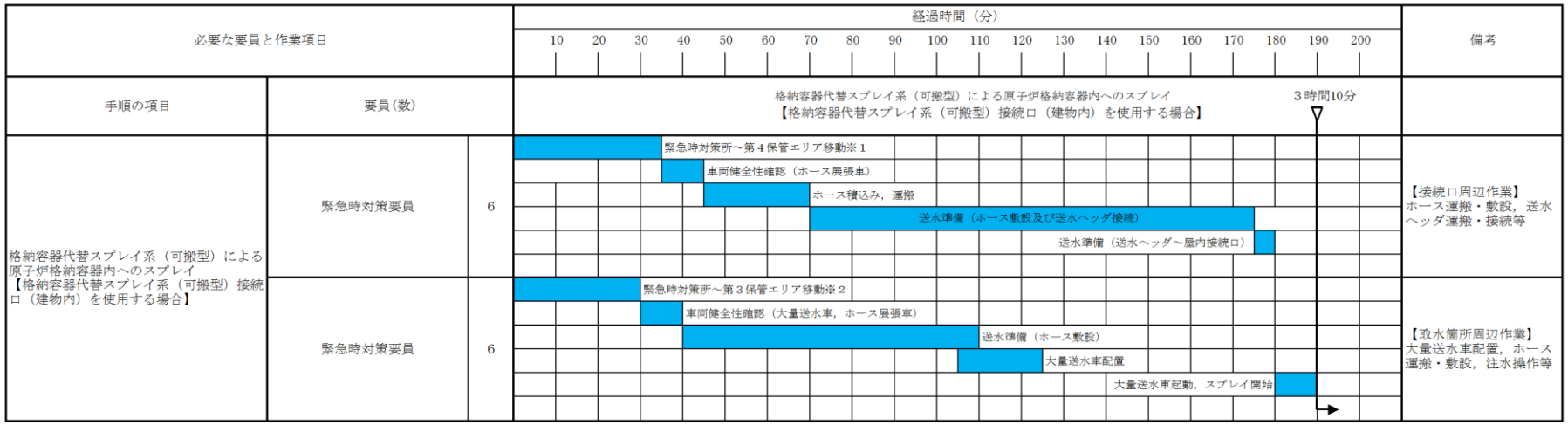




※１：格納容器代替スプレイ系Ｂ系の系統構成を示す。また，格納容器代替スプレイ系Ａ系による原子炉格納容器内へのスプレイについては，ＳＡ電源切替盤を使用した場合系統構成完了まで25分以内，非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合系統構成完了まで40分以内で可能である。

第 1.6－16 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）
（系統構成）　タイムチャート
（交流動力電源が確保されている場合）（１／２）

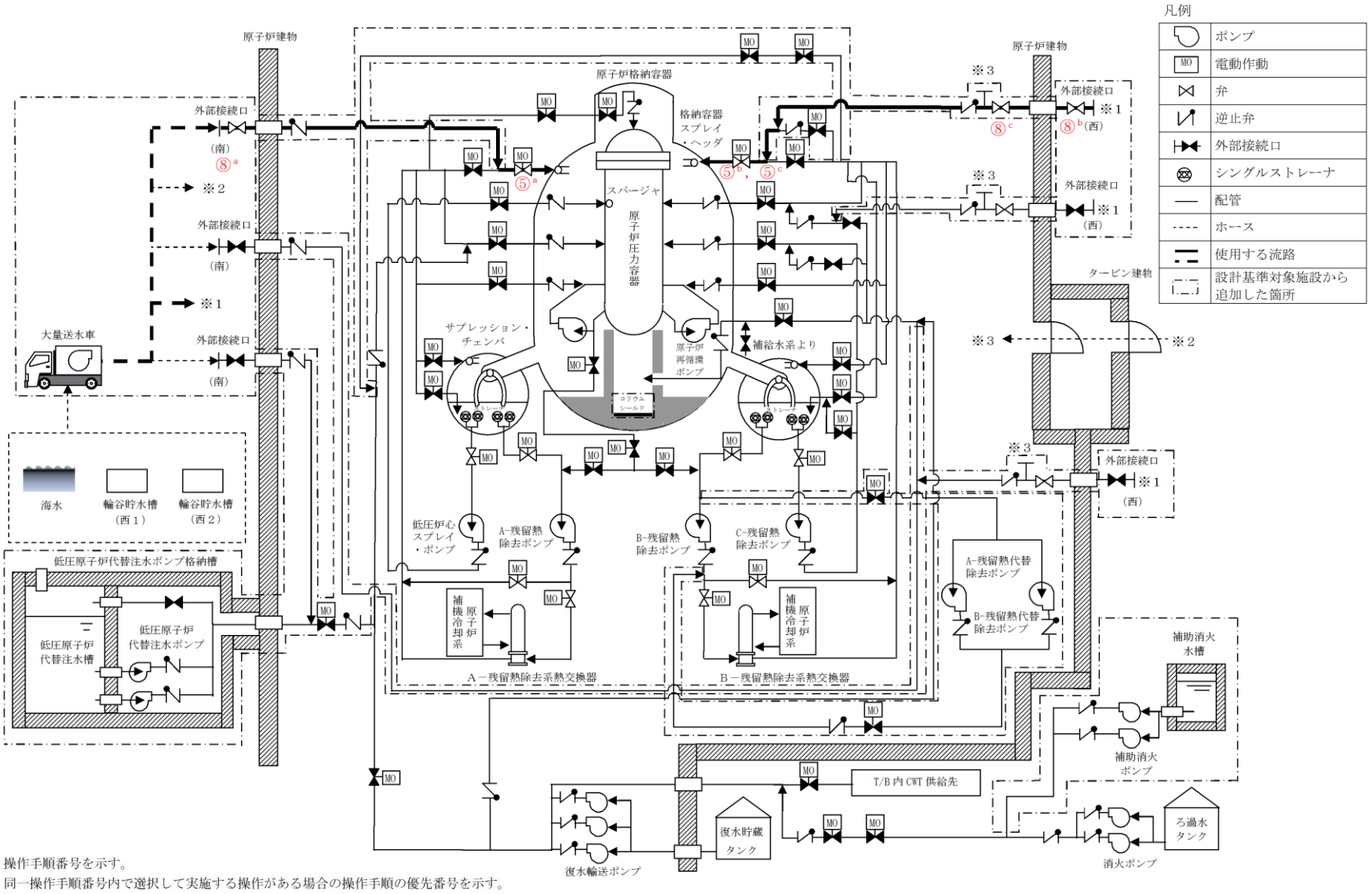




※１：第１保管エリアの可搬型設備を使用した場合は，速やかに対応できる。

※２：第２保管エリアの可搬型設備を使用した場合は，25分以内で可能である。

第 1.6－16 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）タイムチャート（２／２）



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。

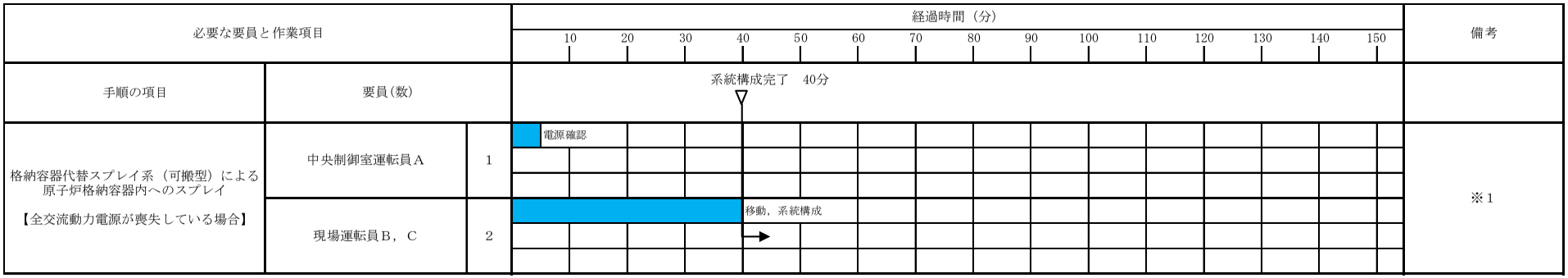
第 1.6－17 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）　概要図
（全交流動力電源が喪失している場合）（１／２）

操作手順	弁名称
⑤[a]	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑤[b]，⑤[c]	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧[a]	ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁
⑧[b]	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁
⑧[c]	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁

記載例 ○　　：操作手順番号を示す。

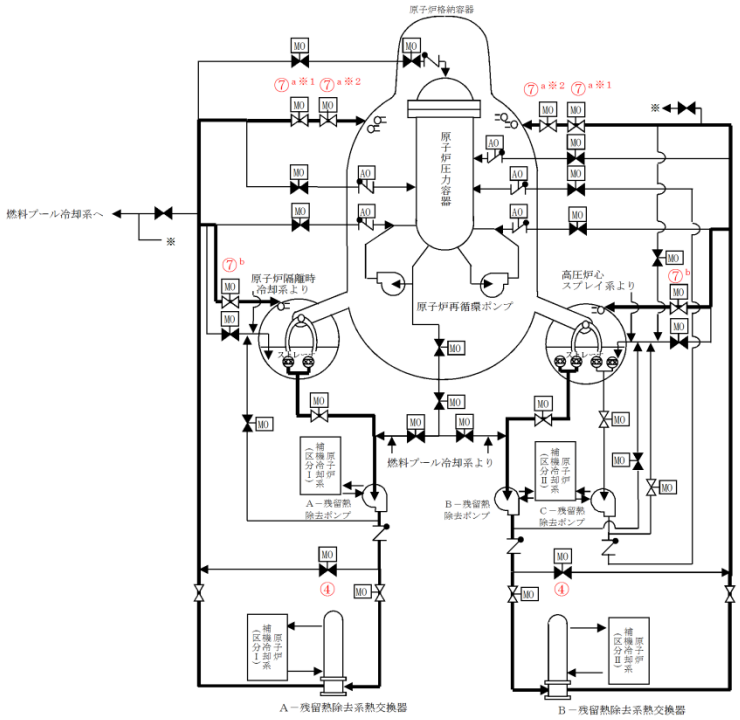
○[a]～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

第 1.6－17 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）　概要図
（全交流動力電源が喪失している場合）（２／２）



※１：格納容器代替スプレイ系Ａ系の系統構成を示す。また，格納容器代替スプレイ系Ｂ系による原子炉格納容器内へのスプレイについては，系統構成完了まで40分以内で可能である。

第 1.6－18 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）
（系統構成）タイムチャート
（全交流動力電源が喪失している場合）



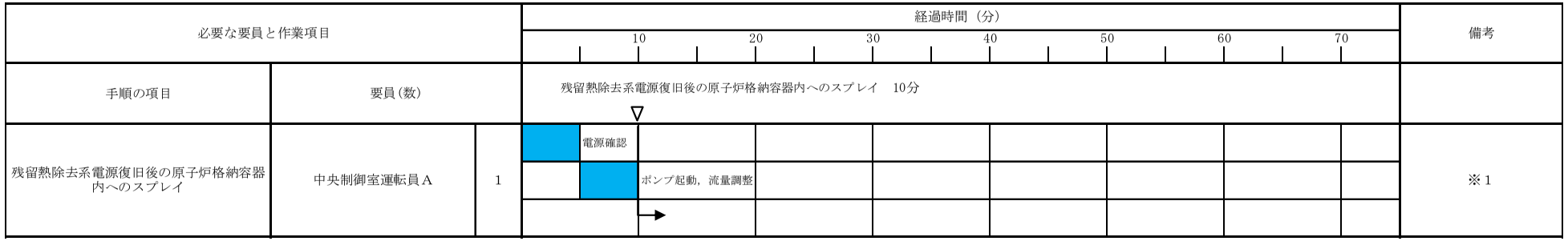
凡例

	ポンプ
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路

操作手順	弁名称
④	Ａ－熱交バイパス弁／Ｂ－熱交バイパス弁
⑦^{a}※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁／Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑦^{a}※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁／Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑦^{b}	Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁／Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁

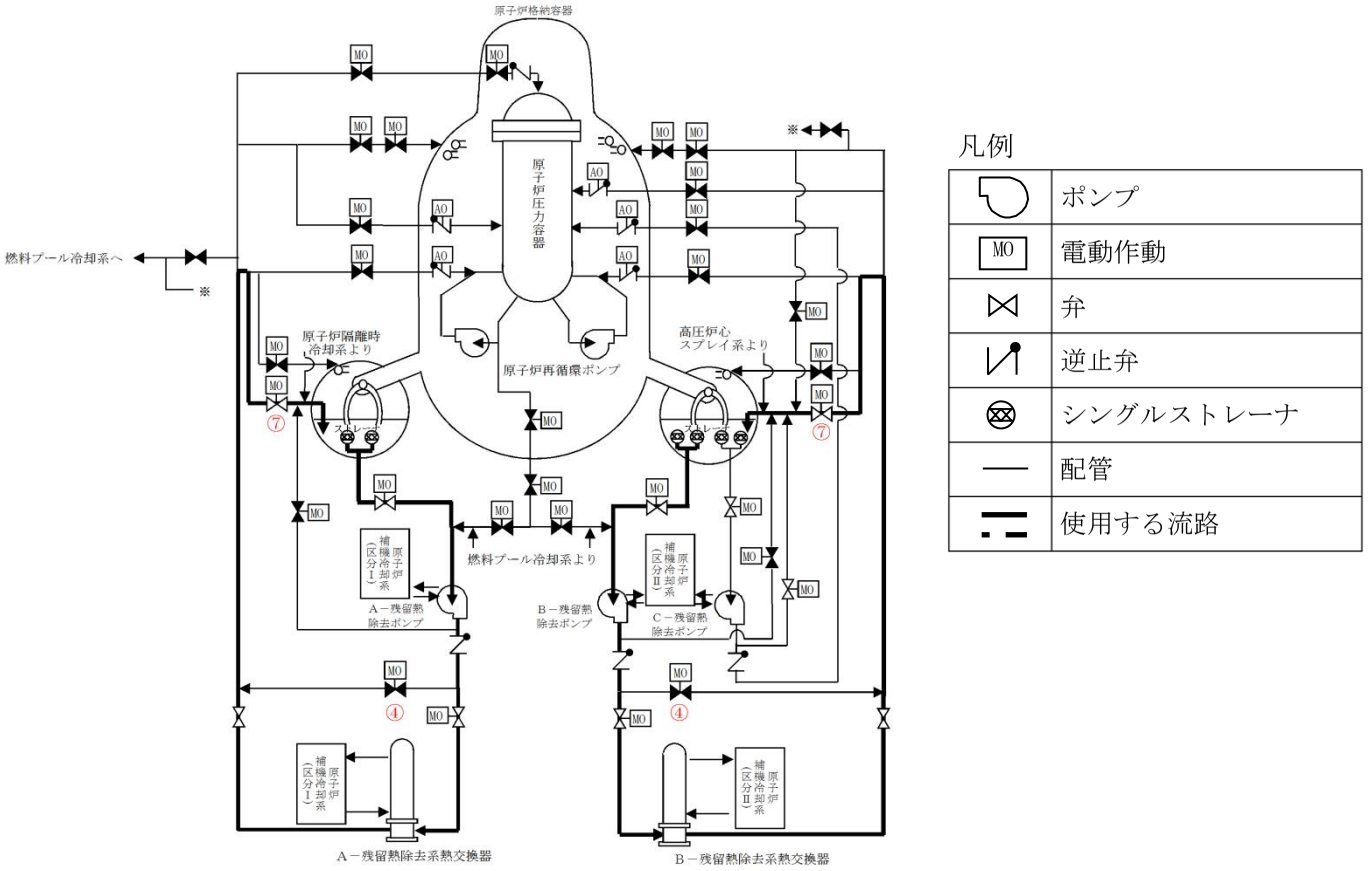
記載例 ○　　：操作手順番号を示す。
○^{a}～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

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



※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イを示す。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イについては，除熱開始まで10分以内で可能である。

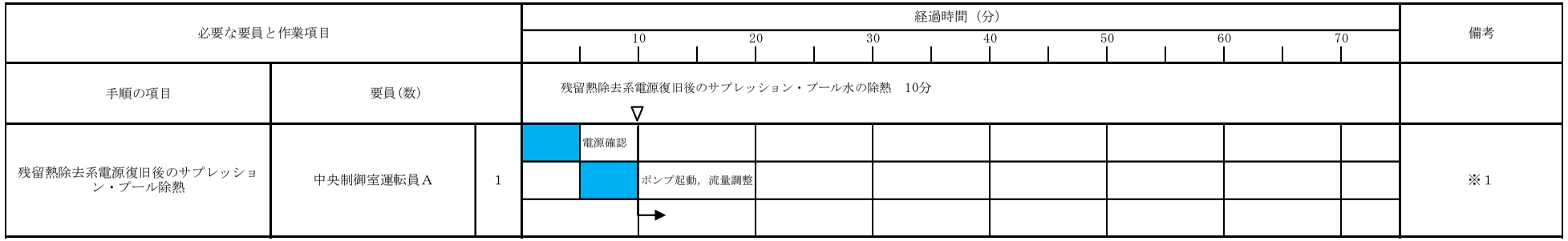
第 1.6－20 図　残留熱除去系電源復旧後の原子炉格納容器内へのスプレイ　タイムチャート



操作手順	弁名称
④	Ａ－熱交バイパス弁／Ｂ－熱交バイパス弁
⑦	Ａ－ＲＨＲテスト弁／Ｂ－ＲＨＲテスト弁

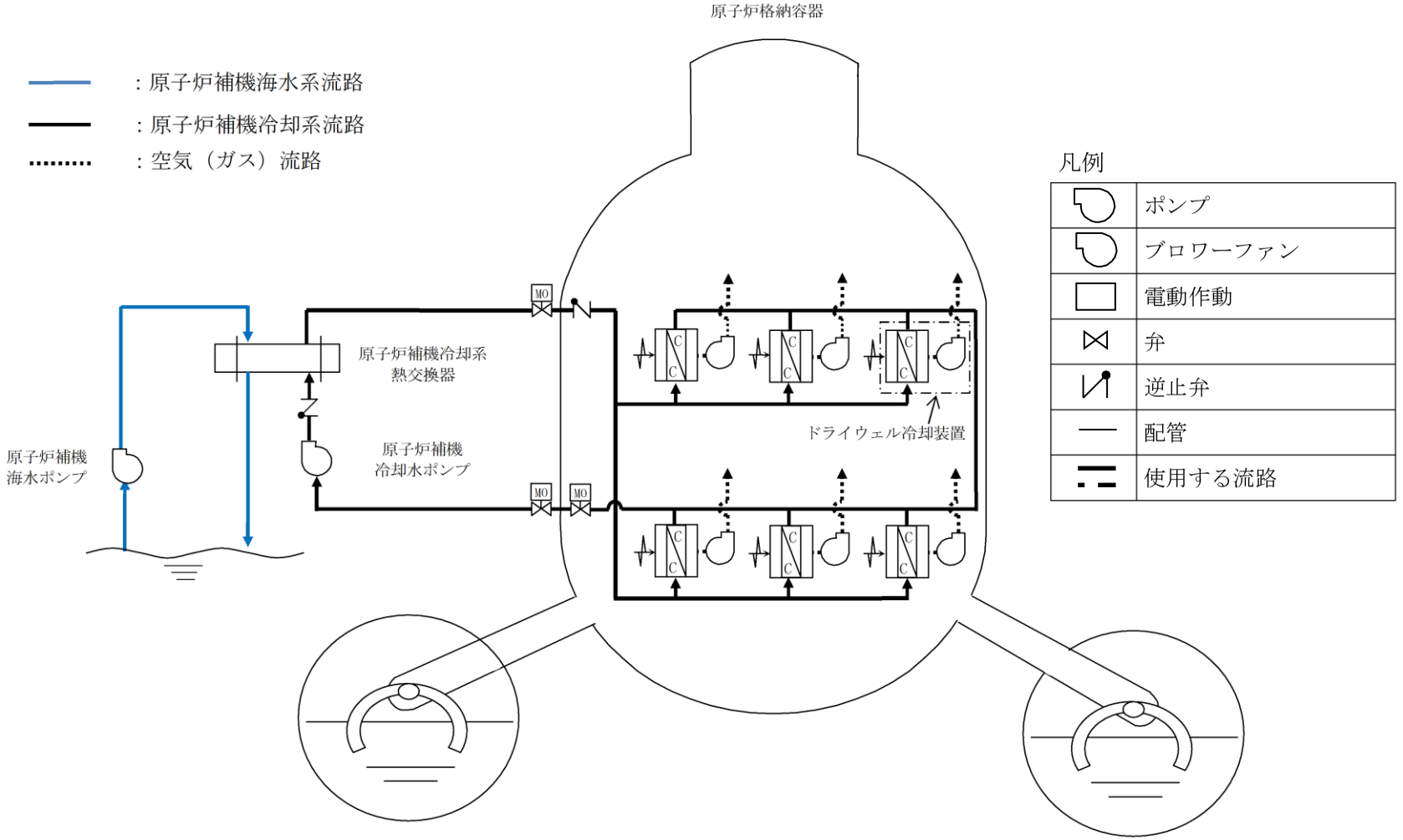
記載例　○：操作手順番号を示す。

第 1.6－21 図　残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱　概要図

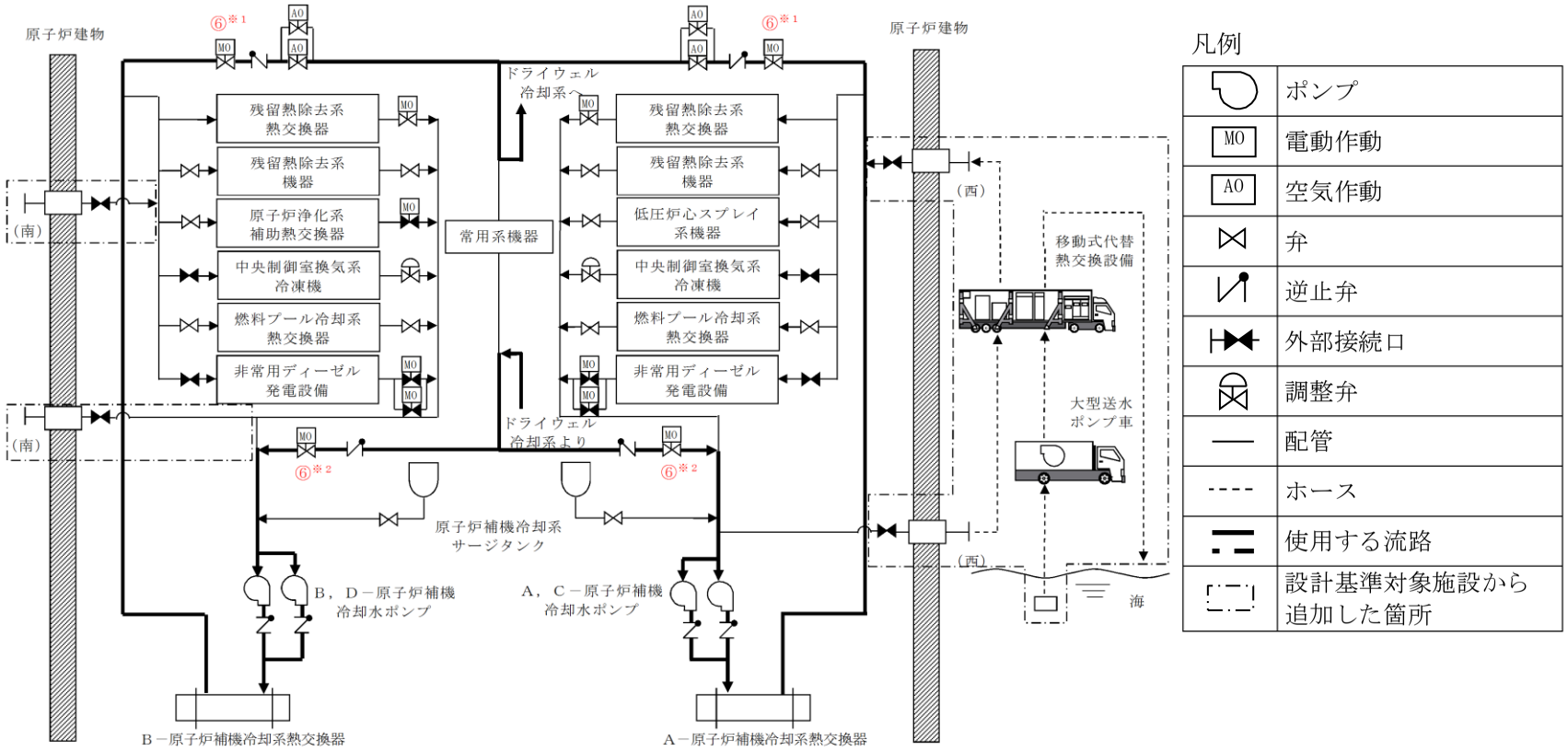


※１：残留熱除去系Ａ系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱を示す。また，残留熱除去系Ｂ系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱については，除熱開始まで10分以内で可能である。

第 1.6－22 図　残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱　タイムチャート



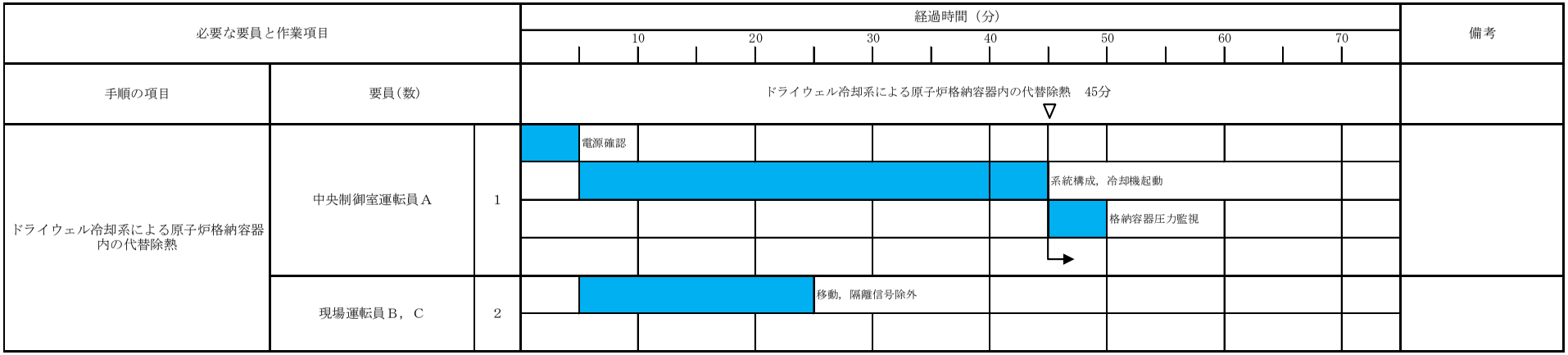
第 1.6－23 図　ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱（ドライウェル冷却系）　概要図



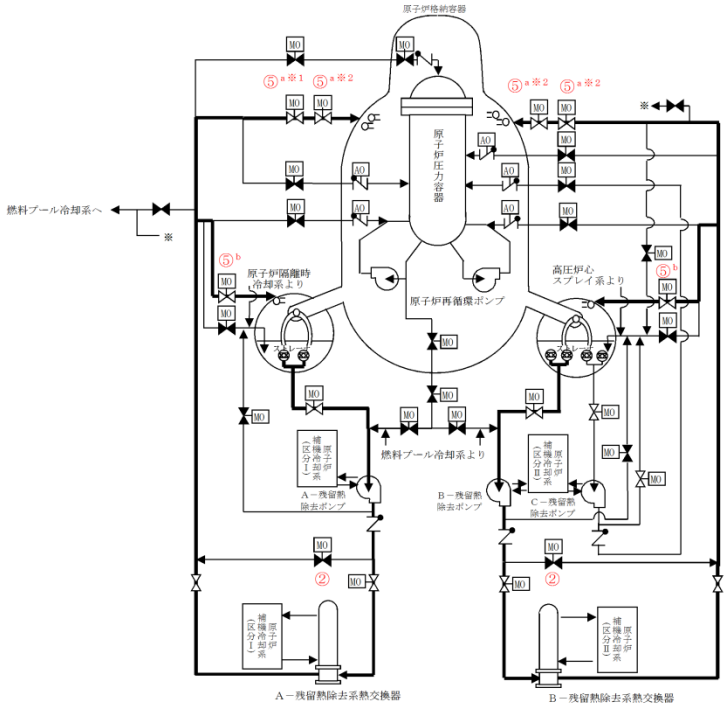
操作手順	弁名称
⑥※1	Ａ－ＲＣＷ常用補機冷却水入口切替弁／Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水入口切替弁
⑥※2	Ａ－ＲＣＷ常用補機冷却水出口切替弁／Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水出口切替弁

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 1.6－24 図　ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱（原子炉補機冷却系）　概要図



第 1.6－25 図　ドライウェル冷却系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
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路

操作手順	弁名称
②	Ａ－熱交バイパス弁／Ｂ－熱交バイパス弁
⑤[a]※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁／Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑤[a]※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁／Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑤[b]	Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁／Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁

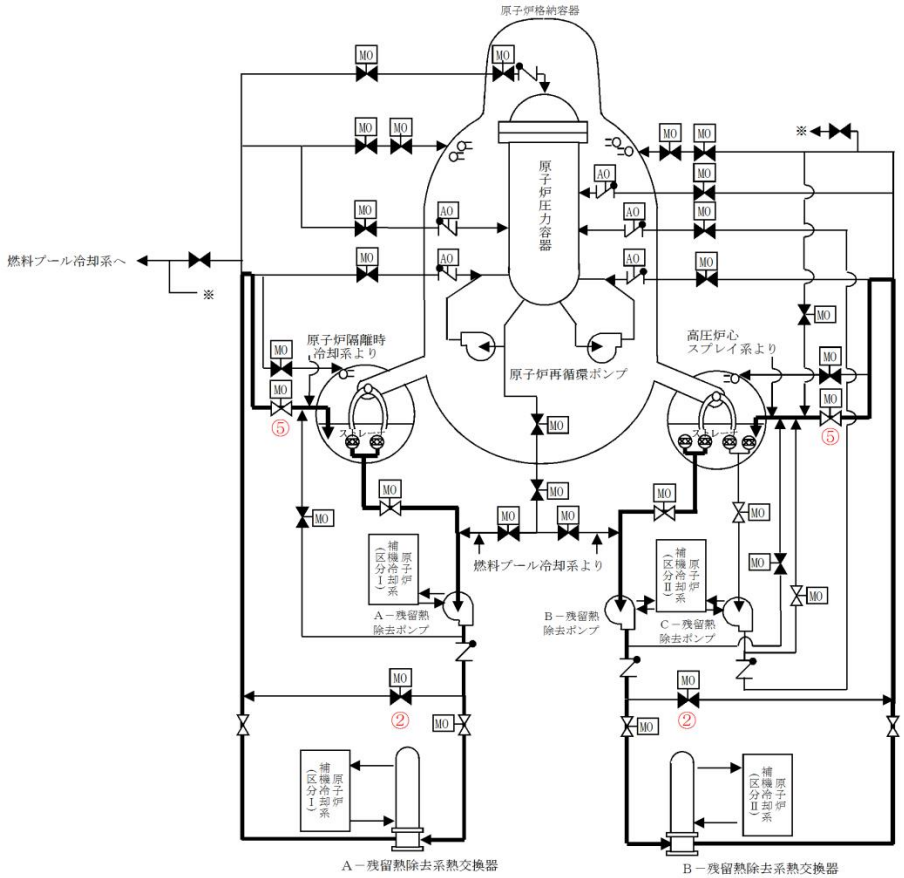
記載例 ○　　：操作手順番号を示す。
○[a]～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○[※1]～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.6－26 図　残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ　概要図



※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イを示す。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イについては，除熱開始まで10分以内で可能である。

第1.6－27図　残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ　タイムチャート



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路

操作手順	弁名称
②	Ａ－熱交バイパス弁／Ｂ－熱交バイパス弁
⑤	Ａ－ＲＨＲテスト弁／Ｂ－ＲＨＲテスト弁

記載例　○：操作手順番号を示す。

第 1.6－28 図　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱　概要図

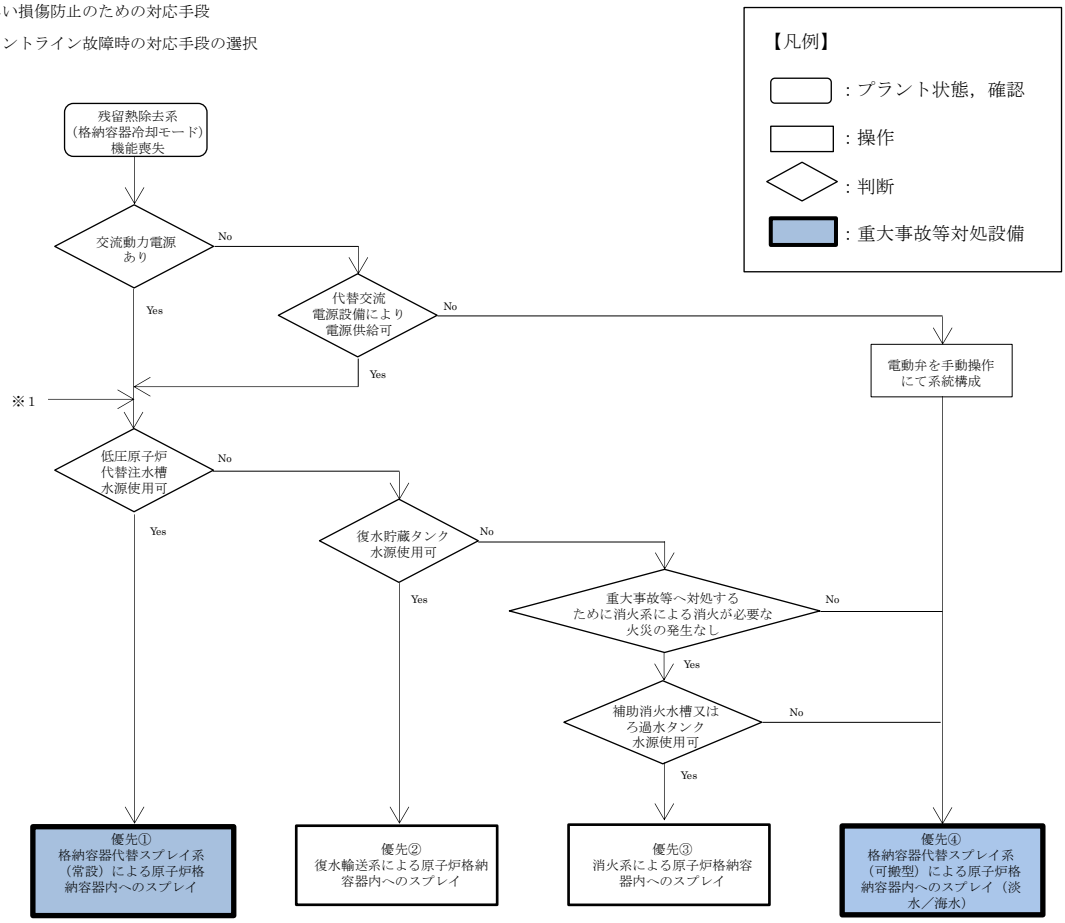
必要な要員と作業項目			経過時間（分） 10　20　30　40　50　60　70	備考
手順の項目	要員(数)		残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱　10分	
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水除熱	中央制御室運転員Ａ	1	ポンプ起動，流量調整	※1

※1：残留熱除去系Ａ系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱を示す。また，残留熱除去系Ｂ系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱については，除熱開始まで10分以内で可能である。

第 1.6－29 図　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱
タイムチャート

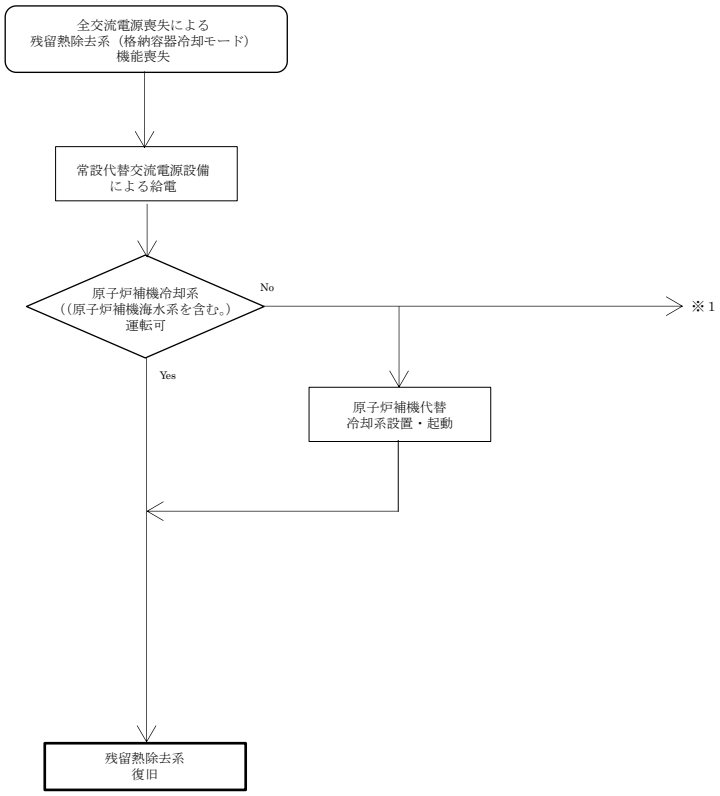
炉心の著しい損傷防止のための対応手段

（1）フロントライン故障時の対応手段の選択



炉心の著しい損傷防止のための対応手段

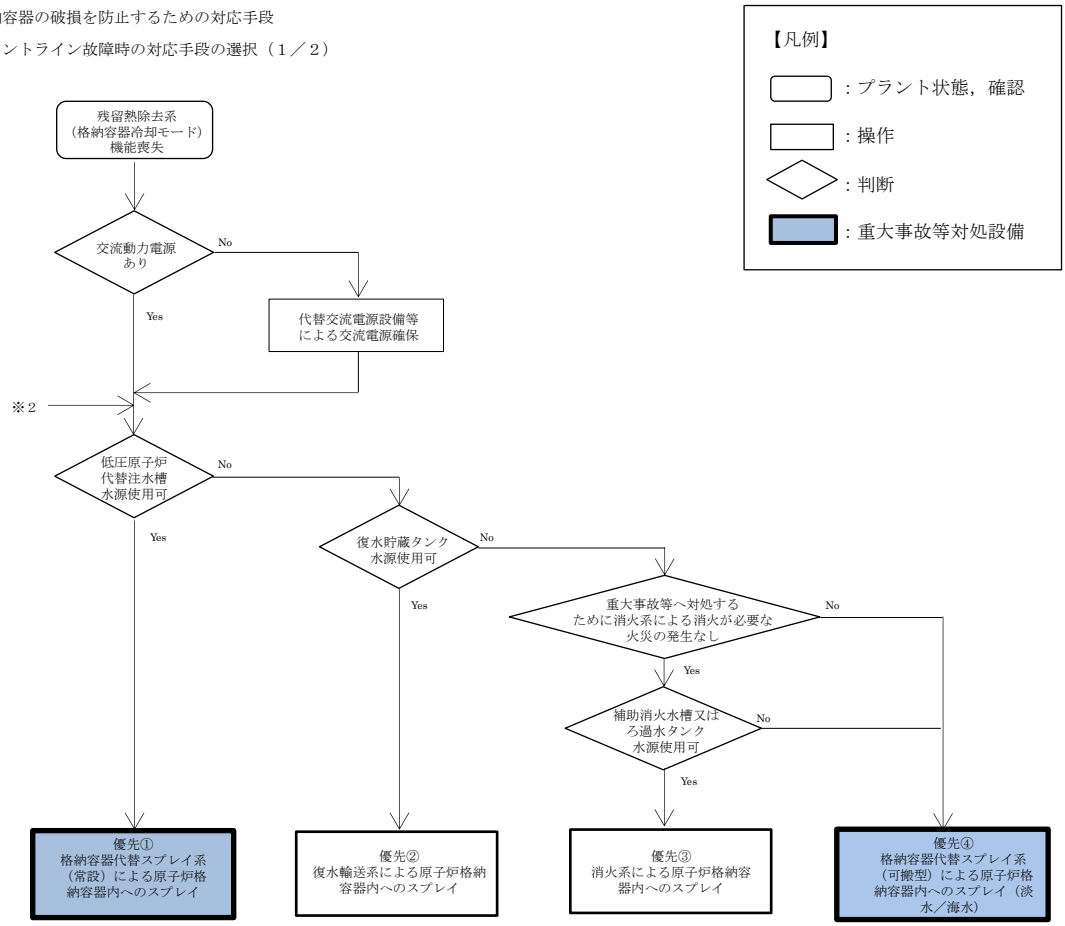
（2）サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6－30 図　重大事故等時の対応手段選択フローチャート（１／３）

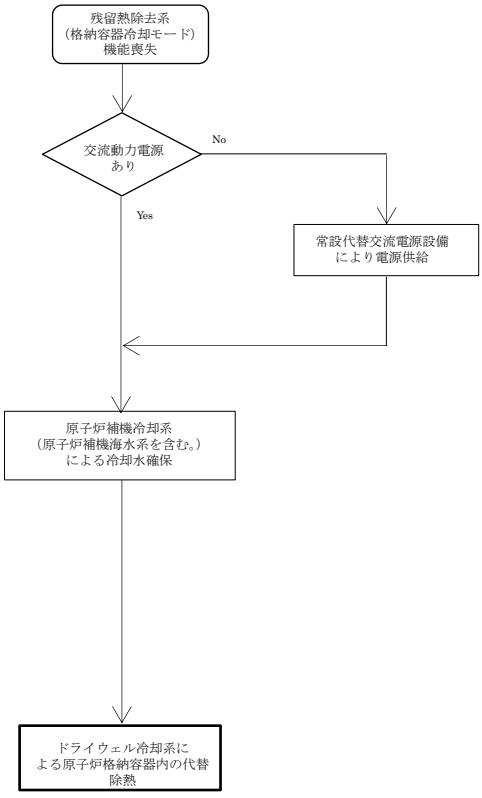
原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段

（1）フロントライン故障時の対応手段の選択（1／2）



原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段

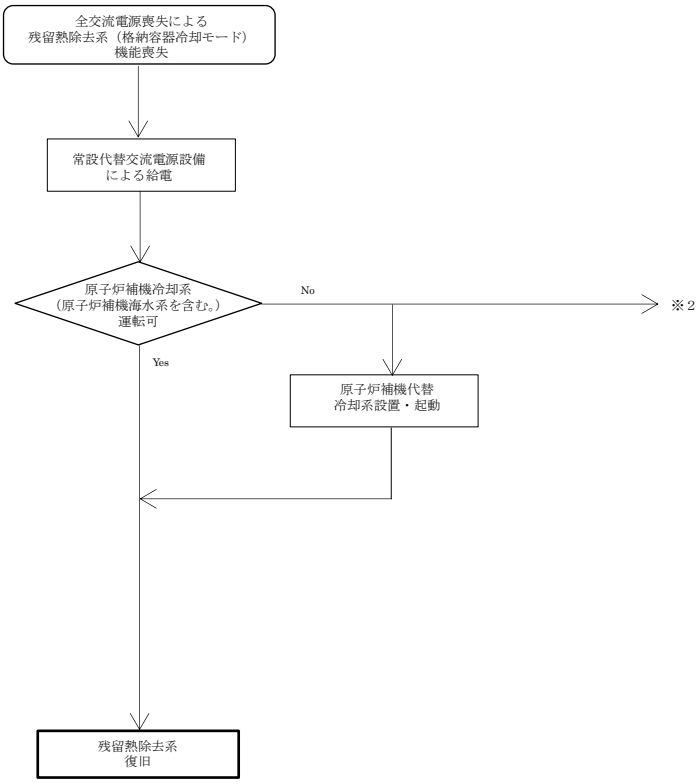
（1）フロントライン故障時の対応手段の選択（2／2）



第 1.6－30 図　重大事故等時の対応手段選択フローチャート（2／3）

原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段

（２）サポート系故障時の対応手段の選択



第 1.6－30 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（１／６）

技術的能力審査基準（1.6）	番号	設置許可基準規則（四十九条）	技術基準規則（六十四条）	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】 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】 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
		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）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	（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　　：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
残留熱除去系（格納容器冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱	残留熱除去ポンプ	既設	① ④	－	－	－	－	－	－
	サプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱	残留熱除去ポンプ	既設	① ④	－	－	－	－	－	－
	サプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	既設							
	非常用交流電源設備	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　　：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に使用可能か	対応可能な人数で使用可能か	備考
格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	復水輸送ポンプ	常設	残留熱除去系（A）配管使用の場合 20 分 残留熱除去系（B）配管使用の場合 30 分	残留熱除去系（A）配管使用の場合 1 名 残留熱除去系（B）配管使用の場合 3 名	自主対策とする理由は本文参照
	低圧原子炉代替注水槽	新設			復水貯蔵タンク	常設			
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	新設			復水輸送系配管・弁	常設			
	残留熱除去系　配管・弁	既設			残留熱除去系　配管・弁	常設			
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設			格納容器スプレイ・ヘッダ	常設			
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			非常用交流電源設備	常設			
	代替所内電気設備	新設 既設			常設代替交流電源設備	常設			
	－	－			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	－	－			代替所内電気設備	常設			
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）	大量送水車	新設	① ② ③ ④ ⑤ ⑥	消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	補助消火ポンプ	常設	残留熱除去系（A）配管使用の場合 25 分 残留熱除去系（B）配管使用の場合 30 分	残留熱除去系（A）配管使用の場合 1 名 残留熱除去系（B）配管使用の場合 3 名	自主対策とする理由は本文参照
	輪谷貯水槽（西）※1	既設			消火ポンプ	常設			
	ホース・接続口	新設			補助消火水槽	常設			
	可搬型ストレーナ	新設			ろ過水タンク	常設			
	格納容器代替スプレイ系配管・弁	新設			消火系配管・弁	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			復水輸送系配管・弁	常設			
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設			残留熱除去系　配管・弁	常設			
	原子炉格納容器	既設			格納容器スプレイ・ヘッダ	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			原子炉格納容器	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			非常用交流電源設備	常設			
	代替所内電気設備	新設 既設			常設代替交流電源設備	常設			
	燃料補給設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	－	－			代替所内電気設備	常設			
	－	－	－	ドライウェル冷却系による格納容器除熱	ドライウェル冷却装置	常設	45 分	3 名	自主対策とする理由は本文参照
					原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			

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

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　　：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
常設代替交流電源設備による残留熱除去系（格納容器冷却モード）の復旧	残留熱除去ポンプ	既設	① ④	－	－	－	－	－	－
	サプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	新設 既設							
常設代替交流電源設備による残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の復旧	残留熱除去ポンプ	既設	① ④	－	－	－	－	－	－
	サプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	新設 既設							

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（５／６）

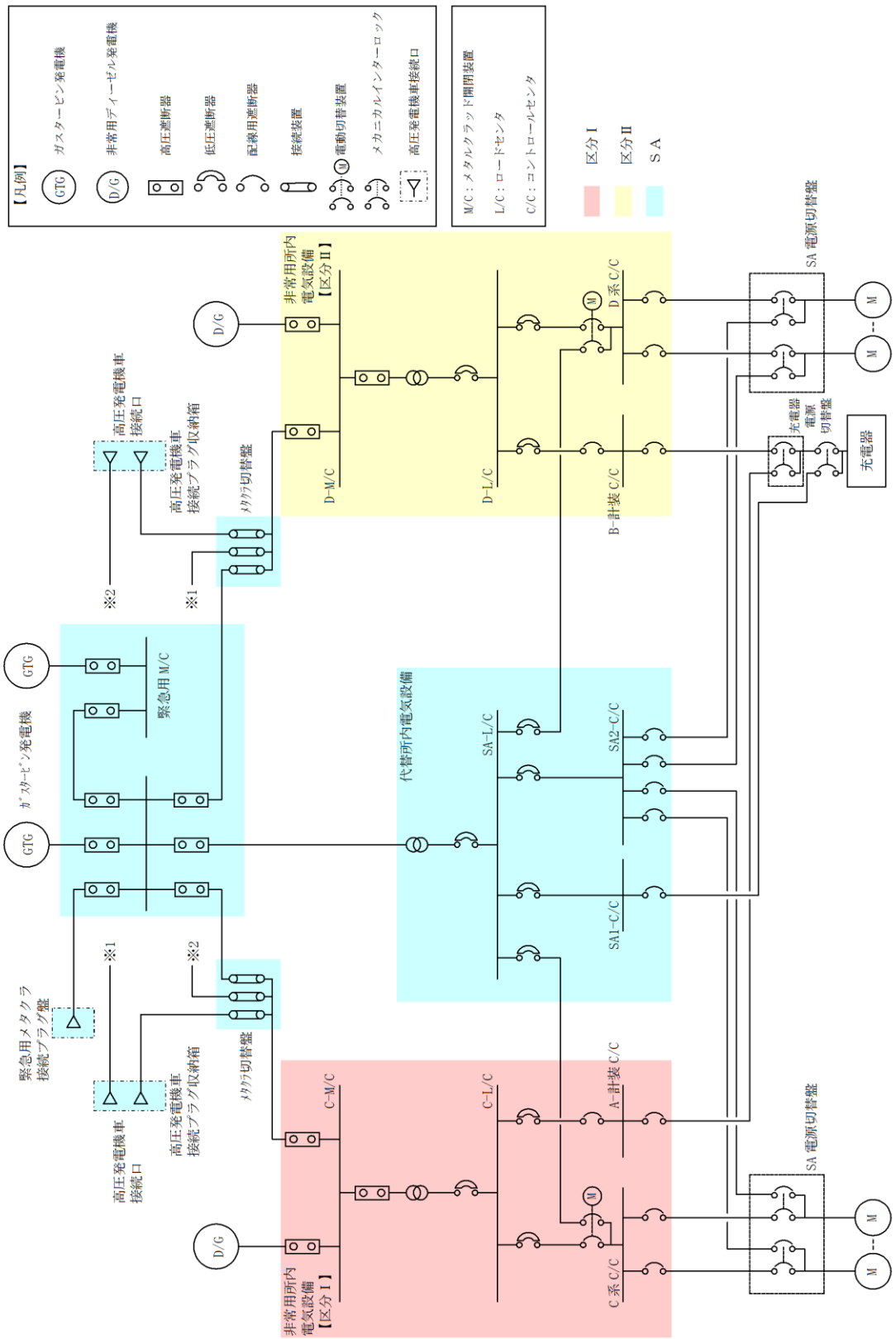
技術的能力審査基準（1.6）	適合方針
【要求事項】 1　発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において，炉心の著しい損傷を防止する手段として，格納容器代替スプレイ系（常設）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備する。
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。	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，格納容器代替スプレイ系（常設）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により，原子炉格納容器内の圧力及び温度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。
【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。	－

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（６／６）

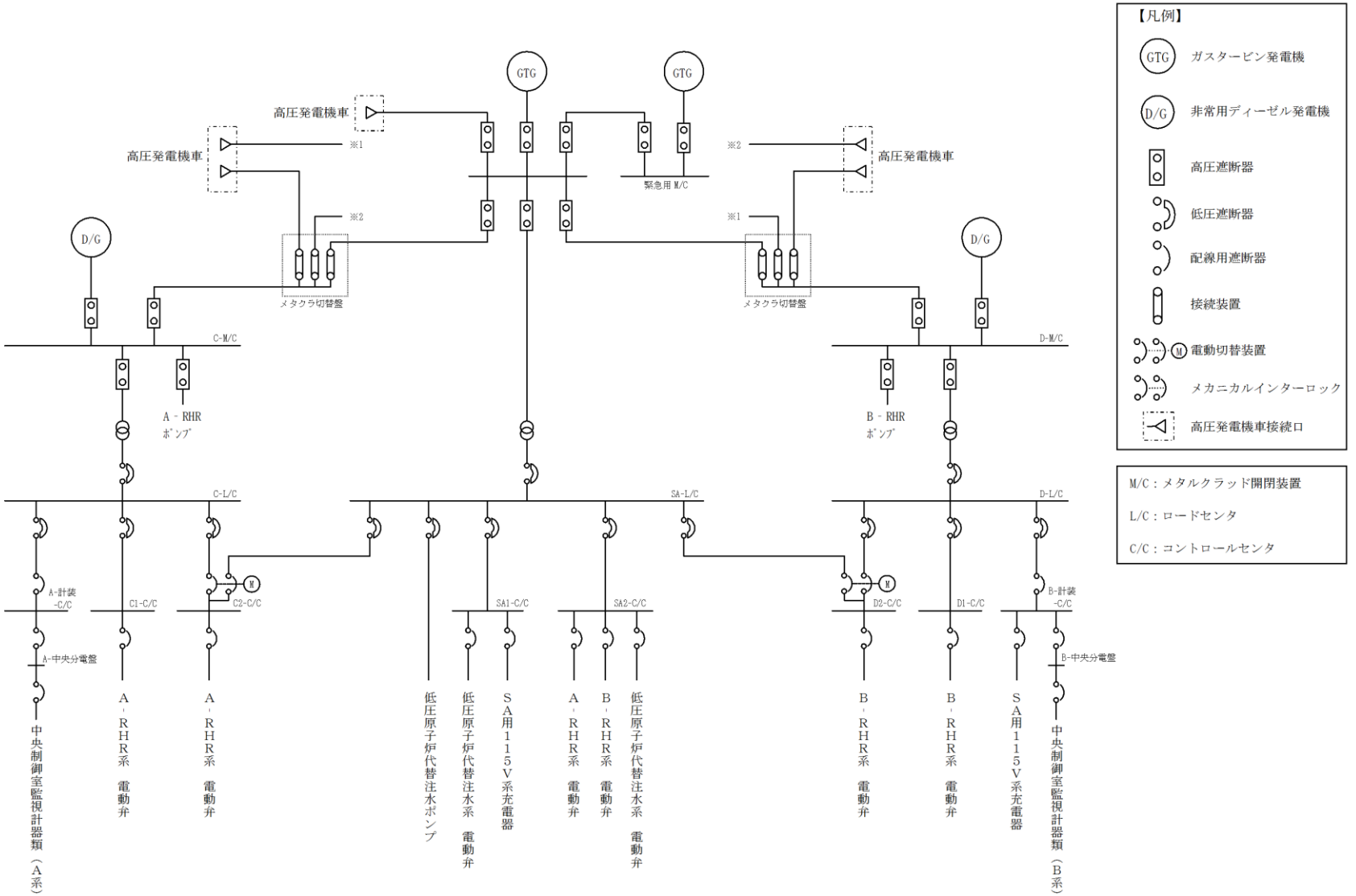
技術的能力審査基準（1.6）	適合方針
（１）炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等 ａ）設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において，炉心の著しい損傷を防止する手段として，格納容器代替スプレイ系（常設）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備する。
（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。	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，格納容器代替スプレイ系（常設）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）により，原子炉格納容器内の圧力及び温度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。

自主対策設備仕様

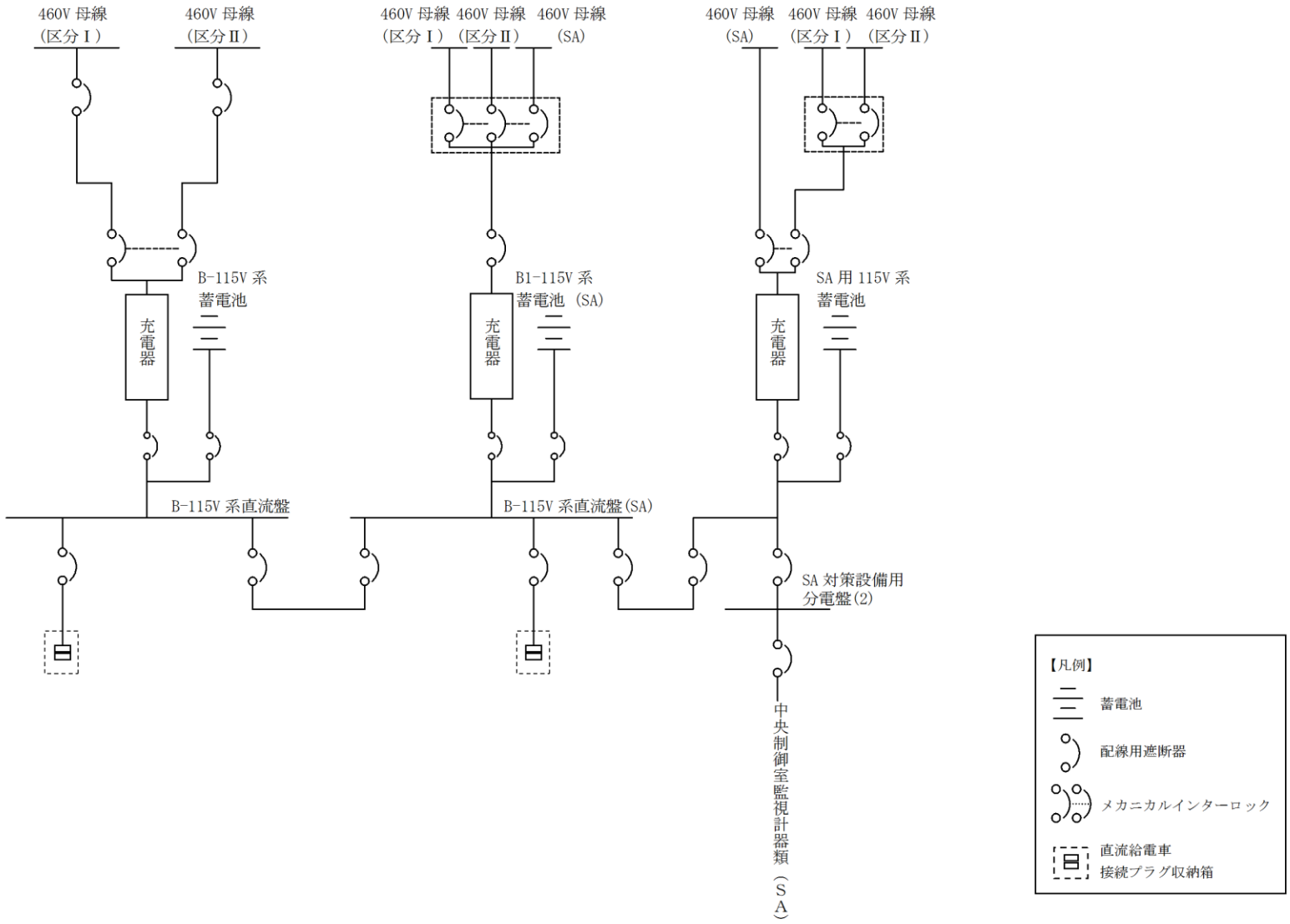
機器名称	常設／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
消火ポンプ	常設	－	60 m^3／h（１台あたり）	60m	２台
ろ過水タンク	常設	－	3,000m^3	－	１基
復水輸送ポンプ	常設	Ｂクラス	85m^3／h（１台あたり）	70m	３台
復水貯蔵タンク	常設	Ｂクラス	2,000m^3	－	１基
ドライウェル冷却装置	常設	Ｃクラス	送風機：43,500m^3／h（１台あたり） 冷却コイル：265.2KW（１基あたり）	－	６台 ６基
補助消火ポンプ	常設	Ｃクラス	72 m^3／h（１台あたり）	80m	２台
補助消火水槽	常設	Ｃクラス	200m^3	－	２基



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．格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

(1)　中央制御室からの格納容器代替スプレイ系（常設）起動

ａ．操作概要

中央操作からの格納容器代替スプレイ系（常設）起動が必要な状況において，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成を実施し，格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

ｂ．作業場所

原子炉建物付属棟　中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

中央制御室からの格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：30 分以内（所要時間目安※1：12 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

●ポンプ起動，系統構成，スプレイ操作：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安３分（操作対象２弁：中央制御室）
・スプレイ操作：所要目安時間１分（スプレイ操作：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）：想定時間 20 分，所要時間目安８分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　３階）
・ＳＡ電源切替操作（Ａ系）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟　３階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞
必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：45 分以内（所要時間目安※1：32 分）
※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳
【中央制御室運転員】
●Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分
・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要目安時間２分
●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：想定時間５分，所要時間目安１分
・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系），隔離操作：所要時間目安１分
●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）
●ポンプ起動，系統構成，スプレイ操作：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安３分（操作対象２弁：中央制御室）
・スプレイ操作：所要目安時間１分（スプレイ操作：中央制御室）
【現場運転員】
●移動，Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分
・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　中２階）
・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作：所要時間目安 21 分（原子炉建物付属棟　中２階）

ｄ．操作の成立性について
（ａ）中央制御室操作
作業環境：常用照明消灯時においても，ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。
操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境 ： 常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性 ： 通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段 ： 有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成

２．復水輸送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

復水輸送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，中央制御室操作及び現場操作により系統構成を実施し，復水輸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

原子炉建物原子炉棟　２階（管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイとして，最長時間を要する残留熱除去系配管Ｂ系を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：30 分以内（所要時間目安※1：８分）
※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）
●バイパス流防止操作：想定時間５分，所要時間目安１分
・バイパス流防止操作：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）
●ポンプ起動，系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安４分（操作対象２弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，系統構成，流量調整：想定時間 30 分，所要時間目安８分
・移動：所要時間目安７分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟　２階）
・スプレイ操作：所要時間目安１分（操作対象１弁：原子炉建物原子

炉棟　２階）

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であり，容易に操作可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境 ： 常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性　： 通常の弁操作であり，容易に実施可能である。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段 ： 有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成

３．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，中央制御室操作及び現場操作により系統構成を実施し，補助消火ポンプ又は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

原子炉建物原子炉棟　２階（管理区域）

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

消火系による原子炉格納容器内へのスプレイとして，最長時間を要する残留熱除去系配管Ｂ系を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）

想定時間　　：30 分以内（所要時間目安※1：９分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

●バイパス流防止操作：想定時間５分，所要時間目安１分

・バイパス流防止操作：所要目安時間１分（操作対象１弁：中央制御室）

●ポンプ起動，系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安６分

・ポンプ起動，系統構成：所要目安時間６分（操作対象４弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，弁操作：想定時間 30 分，所要時間目安８分

・移動：所要時間目安７分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟　２階）

・系統構成：所要時間目安１分（操作対象１弁：原子炉建物原子炉棟

２階）

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であり，容易に操作可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境 ： 常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性　： 通常の弁操作であり，容易に操作可能である。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段 ： 有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備より，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成

４．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）

(1)　格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車による送水（淡水／海水）

ａ．操作概要

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器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，送水ルートを確保した後，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器に送水する。

ｂ．作業場所

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】

屋外（原子炉建物南側周辺，原子炉建物西側周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺）

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物大物搬入口周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺），原子炉建物付属棟　１階（非管理区域）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイに必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

（ａ）格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用する場合

最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：2 時間 10 分以内（所要時間目安※1：１時間 41 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 55 分，所要時間目安 34 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第４保管エリア～原子炉建物西側法面）

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）

●送水準備（送水ヘッダ～原子炉建物南側接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分

・送水準備：所要時間目安 15 分（送水ヘッダ～原子炉建物南側接続口）

・系統構成：所要時間目安６分（操作対象２弁：原子炉建物南側接続口周辺）

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分

・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

・大量送水車配置：所要時間目安８分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間，所要時間目安 37 分

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２），原子炉建物西側法面）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺）

●大量送水車起動，スプレイ開始：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・大量送水車起動，スプレイ開始：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

（ｂ）格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）を使用する場合

最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：３時間 10 分以内（所要時間目安※1：２時間 46 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物付属棟　１階（非管理区域）作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●ホース積込み，運搬：想定時間 25 分，所要時間目安 25 分

・ホース積込み：所要時間目安 15 分（第４保管エリア）

・運搬：所要時間目安 10 分（移動経路：第４保管エリア～タービン大物搬入口）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間１時間 45 分，所要時間目安１時間 30 分

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安１時間 30 分（タービン建物大物搬入口～原子炉建物付属棟　１階（非管理区域））

●送水準備（送水ヘッダ～屋内接続口）：想定時間５分，所要時間目安５

分

・送水ヘッダ設定，系統構成：所要時間目安５分（原子炉建物付属棟１階（非管理区域））

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺，タービン建物大物搬入口周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分

・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間 10 分，所要時間目安１時間９分

・大型ホース展張車移動：所要時間目安５分（移動経路：第３保管エリア～タービン建物大物搬入口）

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 64 分（タービン建物大物搬入口～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●大量送水車配置：想定時間 20 分，所要時間目安 17 分

・大量送水車移動：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

・ハッチ開放，水中ポンプ投入：所要時間目安８分

・吐出ラインホース接続：５分

●大量送水車起動，原子炉注水開始：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・大量送水車起動，原子炉注水開始：所要時間目安４分

ｄ．操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，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，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，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　：格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能で

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



ホース接続作業（昼間）



水中ポンプ設置準備（夜間）



ポンプ起動操作（夜間）

(2)　系統構成

a．操作概要

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器へのスプレイが必要な状況において，交流動力電源が確保されている場合はＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室からの操作による系統構成を実施し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器内へスプレイする。交流動力電源が喪失しており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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）による原子炉格納容器内へのスプレイの場合においては，原子炉建物原子炉棟中１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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器内へスプレイする。格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）による原子炉格納容器内へのスプレイの場合においては，原子炉建物原子炉棟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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器内へスプレイする。

b．作業場所

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）による原子炉格納容器内へのスプレイの場合】

原子炉建物付属棟　中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
原子炉建物原子炉棟　中１階（管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）による原子炉格納容器内へのスプレイの場合】

原子炉建物付属棟　中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
原子炉建物原子炉棟　２階（管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイとして，最長時間を要する残留熱除去系Ｂ系配管を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　:「交流動力電源が確保されている場合」
ＳＡ電源切替盤操作の場合：25 分以内（所要時間目安※2：10 分）
非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合：40 分以内（所要時間目安※2：30 分）
「全交流動力電源が喪失している場合」
40 分以内（所要時間目安※2：19 分）
※２：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳
【中央制御室運転員】
「交流動力電源が確保されている場合」
＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞
●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）
●系統構成：想定時間５分，所要時間目安１分
・系統構成：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）
＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞
●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分
・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分
●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分
・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分
●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）
●系統構成：想定時間５分，所要時間目安１分
・系統構成：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

「全交流動力電源が喪失している場合」
●電源確認：想定時間５分，所要時間目安１分
・電源確認：所要時間目安１分（電源確認：中央制御室）

【現場運転員】
「交流動力電源が確保されている場合」
＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞
●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）：想定時間 20 分，所要時間目安９分

・移動：所要時間目安６分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　３階）
・ＳＡ電源切替操作（Ｂ系）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟　３階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分
・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　中２階）
・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分

「全交流動力電源が喪失している場合」

●移動，系統構成：想定時間 40 分，所要時間目安 19 分
・移動：所要時間目安７分（移動経路：中央制御室から原子炉建物原子炉棟　中１階）
・系統構成：所要時間目安 12 分（操作対象１弁：原子炉建物原子炉棟中１階）

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

作業環境：常用照明消灯時においてもＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。
操作性　：操作スイッチによる操作であり，容易に操作可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。
移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。
操作性　：電源切替え操作については，通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。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。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。
連絡手段：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備

（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。



系統構成

５．残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からの原子炉格納容器内へのスプレイ

(1)　残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からの原子炉格納容器内へのスプレイ

ａ．操作概要

中央操作からの残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイが必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで，残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

ｂ．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：10 分以内（所要時間目安※1：７分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安３分

・電源確認：所要時間目安３分（電源確認：中央制御室）

●ポンプ起動，除熱操作：想定時間５分，所要時間目安４分

・ポンプ起動，除熱操作：所要時間目安４分（操作対象２弁：中央制御室）

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，ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

６．残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からのサプレッション・プール水の除熱

(1)　残留熱除去系電源復旧後の中央制御室からのサプレッション・プール水の除熱

ａ．操作概要

中央操作からの残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱が必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保することで，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱を実施する。

ｂ．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）起動に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：10 分以内（所要時間目安※1：６分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安３分

・電源確認：所要時間目安３分（電源確認：中央制御室）

●ポンプ起動，除熱操作：想定時間５分，所要時間目安３分

・ポンプ起動，除熱操作：所要時間目安３分（操作対象２弁：中央制御室）

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，ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

7．ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

(1) ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

ａ．操作概要

格納容器代替スプレイ系（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(サプレッション･プール水冷却モード)の復旧ができず，原子炉格納容器からの除熱が必要な場合に，常設代替交流電源設備により原子炉補機冷却系の電源を復旧し，ドライウェル冷却装置による原子炉格納容器内の代替除熱を実施する。

ｂ．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）
廃棄物処理建物　１階（非管理区域）（補助盤室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

現場手動操作によるドライウェル冷却系起動に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：45 分以内（所要時間目安※1：30 分）
※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳
【中央制御室運転員】
●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）
●系統構成，冷却機起動：40 分，所要時間目安 28 分
・系統構成，冷却機起動：所要目安時間 28 分（操作対象２弁：中央制御室）

【現場運転員】
●移動，隔離信号除外：想定時間 20 分，所要時間目安 12 分
・移動：所要時間目安２分（移動経路：中央制御室～補助盤室）
・隔離信号除外：所要時間目安 10 分（補助盤室）

d．操作の成立性について

（a）中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作及び通常のリレー引き抜き操作であり，十分な作業スペースもあることから，容易に実施可能である。

（b）補助盤室操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。

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

また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性　：通常のリレー引き抜き操作であり，十分な作業スペースもあることから，容易に実施可能である。

連絡手段：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

８．残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

(1)　残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイ

ａ．操作概要

残留熱除去系（格納容器冷却モード）が健全な場合であって，中央操作からの残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイが必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

ｂ．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：10 分以内（所要時間目安※1：４分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●ポンプ起動，流量調整：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象２弁：中央制御室）

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，ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

9．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱

(1) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱

a．操作概要

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）が健全な場合であって，中央操作からの残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱が必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱を実施する。

b．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

中央制御室からの残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）起動に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：10 分以内（所要時間目安※1：３分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●ポンプ起動，流量調整：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・系統構成：所要時間目安３分（操作対象２弁：中央制御室）

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，ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱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（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱における手順着手の判断基準として，サプレッション・プール水温度（ＳＡ）が規定温度（35℃）以上，サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）が規定温度（65℃）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（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）：35℃以上	サプレッション・プール水温度が35℃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（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プールの除熱を開始する温度として35℃を設定する。なお，サプレッション・プール水温度49℃はこの時点でＬＯＣＡが起きても原子炉蒸気の凝縮が行える77℃を超えない温度である。
	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ）：65℃以上	高温待機時のサプレッション・プール水の温度制限値（50℃）にベント管からの放熱を考慮して65℃としている。なお，サプレッション・チェンバの最高使用温度は104℃である。

炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

島根原子力発電所２号炉では，炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し，原子炉圧力容器(以下「ＲＰＶ」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に，運転員による対応を，事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「ＳＯＰ」という。)に定めている。このため，有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はＳＯＰに従ったものとなっている。

ＳＯＰには，炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており，対応の優先順位等についても定めている。このため，想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが，ここでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況を場合分けし，それらについてＳＯＰによる対応が可能であることを確認する。ＳＯＰの対応フローを第１図に示す。また，原子炉格納容器の構造図を第２図に示す。

１．各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち，格納容器先行破損の炉心損傷モード※1を除くと，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ），ＬＯＣＡが抽出される。

このうち，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ）は，炉心損傷の時点でＲＰＶが健全であり，ＲＰＶ内の原子炉冷却材はＳＲＶを通じてサプレッション・チェンバ（以下「Ｓ／Ｃ」という。）に放出されている点で，炉心損傷の時点でのＲＰＶの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。ＴＱＵＶ，ＴＢＰは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていることに対し，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤでは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていないが，ＳＯＰにおいて，原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の 20%上の位置でＲＰＶを減圧する手順としていることから，その後は同じ対応となる。

一方ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ後の注水失敗による炉心損傷）は，炉心損傷の時点でＲＰＶバウンダリ機能を喪失しており，ＲＰＶ内の原子炉冷却材がドライウェル（以下「Ｄ／Ｗ」という。）に直接放出される炉心損傷モードである。このため，炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力，温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが，各々のパラメータに応じた運転操作がＳＯＰに定められており，対応は可能である。

※1 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合，炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから，ＳＯＰに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え，ここでの考察から除外した。しかしながら，現実的にはＳＯＰ に準じ，注水及び除熱を試みるものと考えられる。

また，ＬＯＣＡが発生し，Ｄ／Ｗに放出された原子炉冷却材は原子炉格納容器下部に流入し，原子炉格納容器下部に水位が形成されると考えられる。

炉心損傷後の手順として，ＲＰＶの破損及び原子炉格納容器下部への溶融炉心落下に備えた原子炉格納容器下部への注水を定めており，ペデスタル水位が2.4m（注水量225m^3）に到達していることを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。先述のとおり，ＬＯＣＡの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの，どの炉心損傷モードを経た場合であってもペデスタル水位計にて水位2.4mを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

溶融炉心落下時のペデスタル水位は，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉外ＦＣＩ」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）への対応を考慮し，2.4m相当としている。しかしながら，仮にペデスタル水位が2.4mより高い場合であっても，炉外ＦＣＩやＭＣＣＩによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認※2している。

以上より，いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもＳＯＰによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

２．注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については，ＲＰＶの破損の有無で大別している。

まず，ＲＰＶの破損に至る前の段階においては，ＲＰＶ内の炉心の状況によらずＲＰＶへの注水を優先する手順としている。その後，ＲＰＶを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はＲＰＶへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし，ＲＰＶ下鏡温度が 300 ℃に到達し，ＲＰＶ下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はＲＰＶへの注水と並行して原子炉格納容器下部への注水（水位2.4m（注水量225m^3））を実施する手順としている。

※2 島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価について「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料 3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」参照。ペデスタル水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外 FCI について，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する前に，原子炉格納容器下部に約 3.8m（制御棒駆動機構搬出入口下端位置）の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには，ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから，仮に原子炉格納容器下部注水を入れすぎたとしても制御棒駆動機構搬出入口下端位置以上の水位となることは考えにくい。また，ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合，原子炉格納容器下部の内側鋼板の最大応力は 14MPa であり，原子炉格納容器下部の内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており，格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。原子炉格納容器下部の水位上昇の要因がＬＯＣＡに起因する原子炉冷却材であった場合，サブクール度は低くなり炉外 FCI 発生可能性そのものを小さくするとともに，発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものと考える。

次に，ＲＰＶが破損した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。ＳＯＰ及びＡＭＧに定めるＲＰＶ破損の判定方法に基づきＲＰＶの破損を判定した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており，その注水量はペデスタル水位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお，本流量計の先にある原子炉格納容器下部以外への分岐配管については，逆止弁または常時閉の手動弁があり，他系統へ流入することなく，確実に原子炉格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また，原子炉格納容器からの除熱が必要な場合は原子炉格納容器下部への注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後は，ＲＰＶ内の溶融炉心の状態，ＲＰＶ破損口の状態，原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下量，格納容器圧力及び温度等，原子炉格納容器内の状態の不確かさが大きく，また，注水又は除熱を実施可能な設備が限定され，注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると，重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう，注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため，ＳＯＰ及びＡＭＧではＲＰＶ破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。

優先順位１：Ｄ／Ｗスプレイ
- 開始条件：格納容器圧力 640kPa（1.5Pd）以上又は格納容器温度 190℃以上
- 停止条件：格納容器圧力 588kPa 以下又は格納容器温度 171℃以下
- 流量：120m^3／h

優先順位２：原子炉格納容器下部注水
- 流量：崩壊熱に余裕をみた量（スクラム後～５時間：60m^3／h，５～10 時間：55m^3／h，10～20 時間：35m^3／h，20 時間～40 時間：30m^3／h，40 時間～80 時間：20m^3／h，80 時間～120 時間：15m^3／h，120 時間以降：12m^3／h）で注水

優先順位３：ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水
- 流量：15m^3／h（Ｓ／Ｃ水源でＥＣＣＳを運転できる場合は全量注水）

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが，中でも格納容器スプレイを優先する理由は，格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり，これに即応する必要があるためである。Ｄ／ＷスプレイとＳ／Ｃスプレイでは，より広い空間にスプレイすること等により，原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるＤ／Ｗスプレイを実施することとしている。また，Ｄ／Ｗにスプレイを実施することで原子炉格納容器下部へ冷却材が流入す

るため，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。

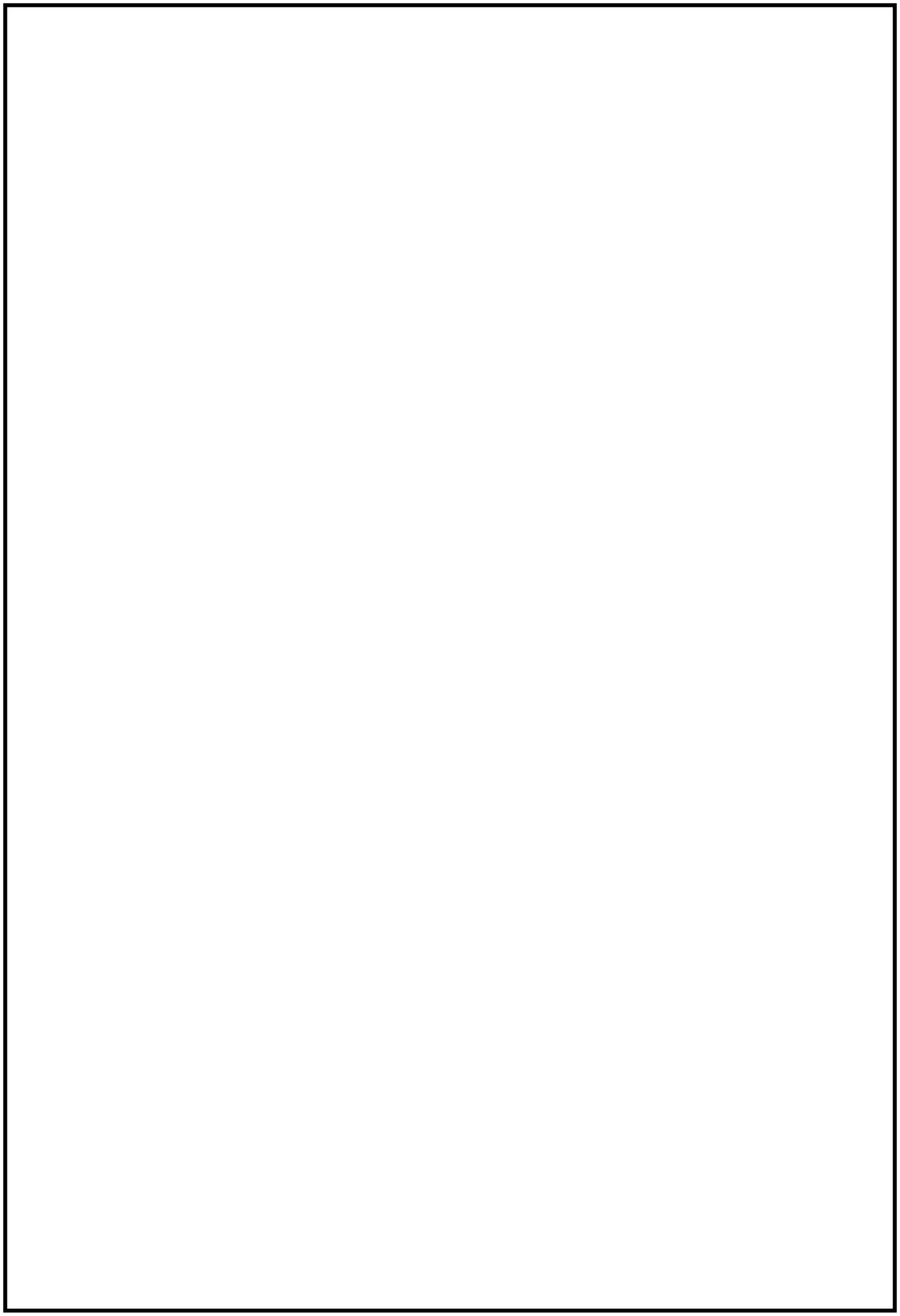
原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却については，ＲＰＶ破損前の注水により原子炉格納容器下部には約 70㎥(スクラム後５～10 時間後の崩壊熱に換算すると約２時間分)の冷却材が確保されていること及びD／Wスプレイした冷却材がD／W床面から原子炉格納容器下部へ流入することにも期待できることを考慮し，D／Wスプレイに次ぐ優先順位としている。

ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水には，ＲＰＶ内に残存する溶融炉心の冷却及びＲＰＶ破損口から原子炉冷却材が流出することによる原子炉格納容器下部に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが，ＲＰＶ破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから，原子炉格納容器下部注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後の注水及び除熱の優先順位については，今後の検討結果により，前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

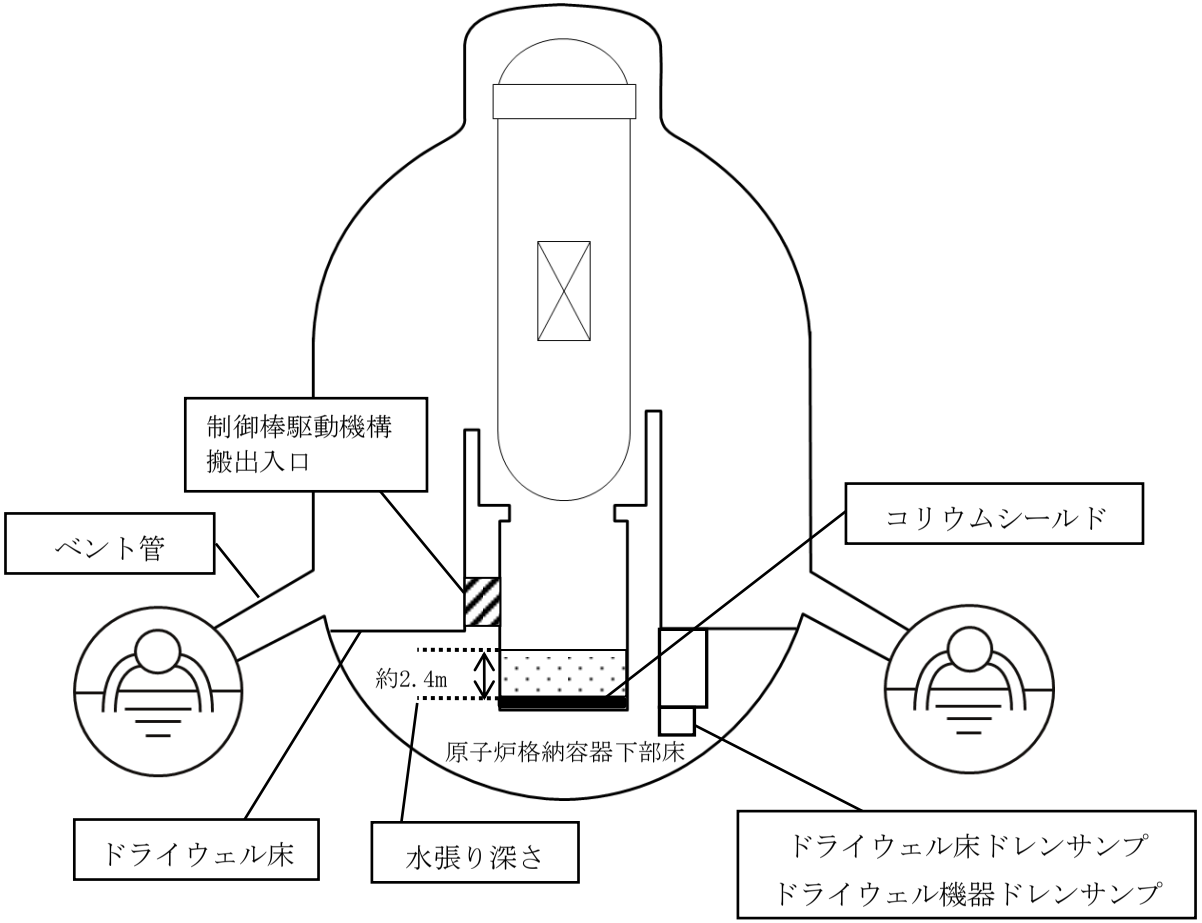
D／Wスプレイまたは注水により，Ｓ／Ｃ水位が通常水位＋約 1.3m に到達する時点でスプレイを停止し，格納容器ベントを実施する。ベント開始後は，崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続し，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり，原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても，ＳＯＰによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。



第１図　ＳＯＰの対応フロー（全体）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　原子炉格納容器の構造図

3.　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，残留熱除去系及び残留熱代替除去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ガス及び酸素ガスが発生するため，水素燃焼を防止する観点から，格納容器フィルタベント系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原子炉格納容器限界温度・圧力は 200℃，２Pd と設定しており，200℃，２Pd について時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部と考えている。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ないことを確認することで限界温度・圧力における原子炉格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

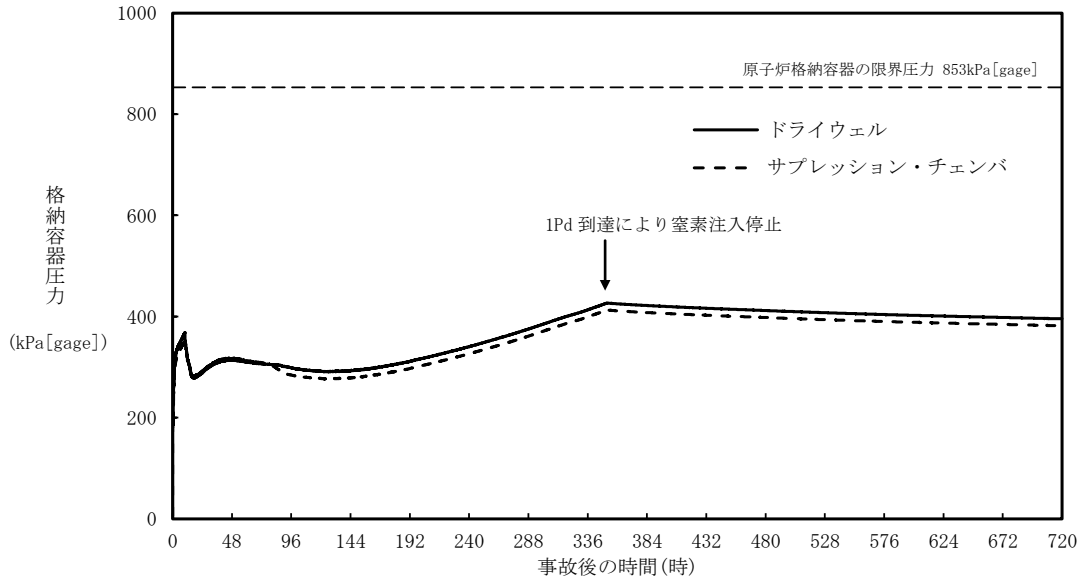
ここでは，200℃，２Pd を適用可能な７日間（168 時間）以降においても，有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し，格納容器の閉じ込め機能を示す。

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，原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

第１表　事故発生後の経過時間と原子炉格納容器圧力・温度の関係

事故発生後の経過時間	0～168 時間	168 時間以降
原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器限界圧力として２Pd（853kPa）を設定	有効性評価シナリオで最大 427kPa[gage]となる（第３図）
原子炉格納容器温度	原子炉格納容器限界温度として 200℃を設定	有効性評価シナリオで 150℃を下回る（第４図）

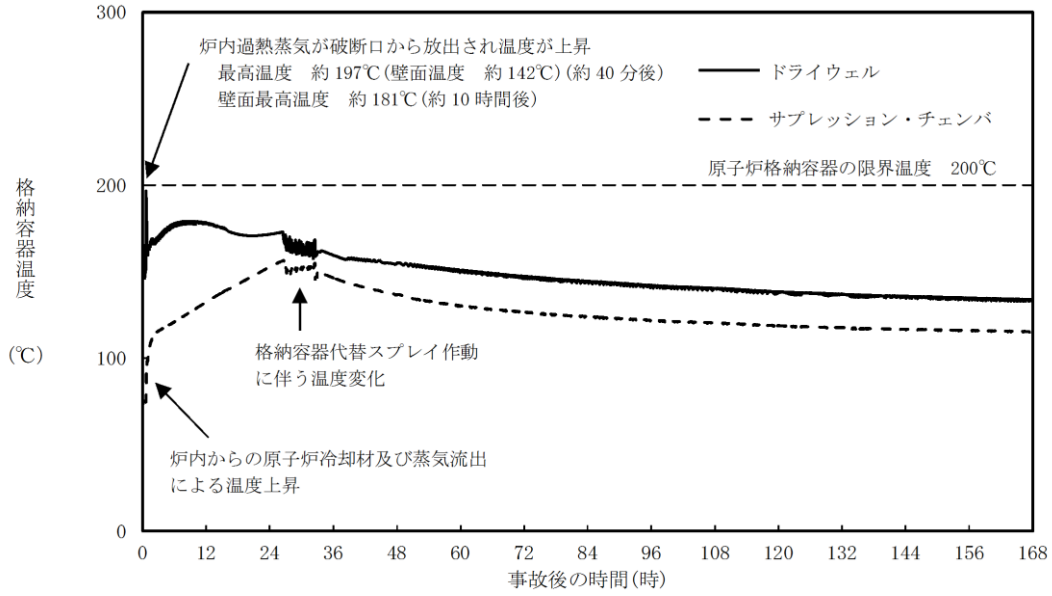
７日間（168 時間）以降において，格納容器圧力が最も高くなるのは，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは，残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で，格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため，427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており，第１表で示すとおり，７日間（168 時間）以降の格納容器圧力は最大で 427kPa[gage]となる。代表的に，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去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３図に示す。



第３図　原子炉格納容器圧力の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」において残留熱代替除去系を使用する場合）

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)」において残留熱代替除去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４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，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，事象発生後約 10 時間後に生じる最高値は約 181℃であるが，７日間以降は 150℃を下回る。

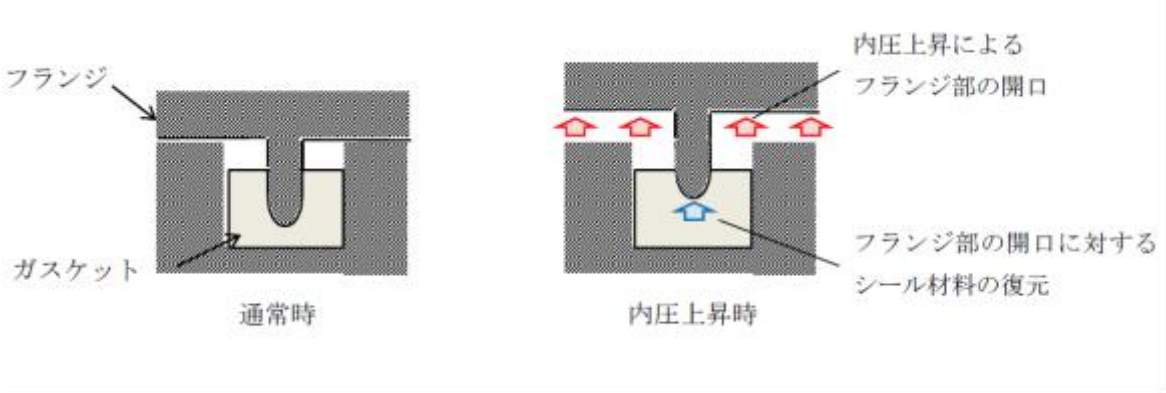
※：評価に用いているＭＡＡＰコードは，ＦＰ沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のＦＰ挙動については，原子力安全基盤機構（ＪＮＥＳ）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びＦＰ挙動解析」において，ＦＰのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり，格納容器全体に飛散することがないことが確認されており，健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なＦＰ沈着は発生しにくく，ＭＡＡＰコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



第４図　原子炉格納容器温度の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」において残留熱代替除去系を使用しない場合）

a．長期（168 時間以降）の原子炉格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は，第５図の模式図に示す通り，原子炉格納容器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，原子炉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 168h 時の原子炉格納容器圧力が高い残留熱代替除去系運転ケースを評価しても，原子炉格納容器圧力は約 0.3MPa であり開口量は小さい（第２表参照）。



第５図　シール部の機能維持確認の模式図

第２表　原子炉格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	残留熱代替除去系運転ケースの 168h 時（0.3MPa）	２Pd（0.853MPa）
ドライウェル主フランジ	内側		
	外側		
機器搬入口	内側		
	外側		

b．長期（168 時間以降）の原子炉格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

原子炉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（150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは，ドライウェル主フランジや機器搬入口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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

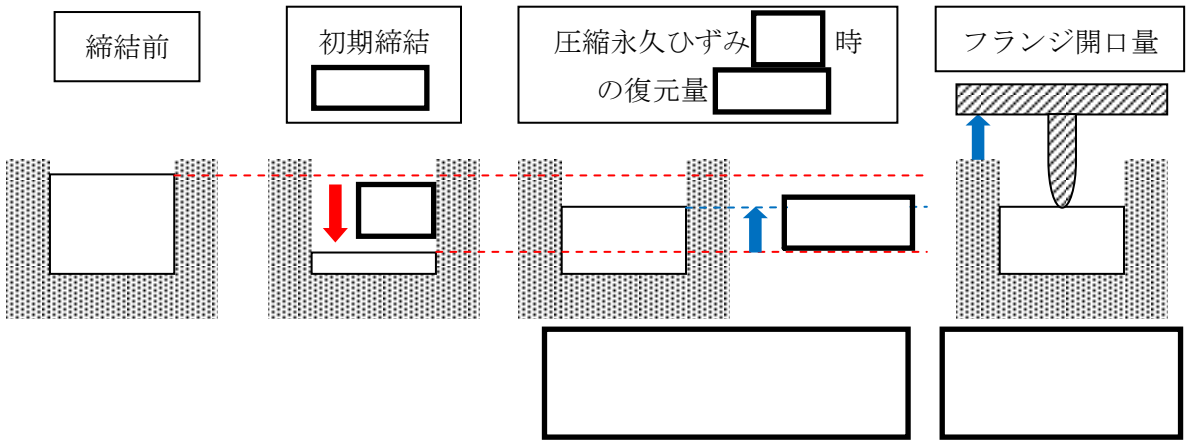
第３表　改良ＥＰＤＭ製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0 日～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[%]			
硬度変化			
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製の基礎特性データには殆ど変化はなく，経時劣化の兆候は見られない。したがって，SA 後 168 時間以降における原子炉格納容器の温度を 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ている。また，第３表の結果から圧縮永久ひずみ率は□ 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６図に示しており，第２表で示す168時間以降の原子炉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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第６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

＜時間を踏まえた限界温度・圧力の考え方＞

有効性評価結果からも，7 日間（168 時間）以降は原子炉格納容器温度がＥＰＤＭ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，原子炉格納容器圧力についても１Pd 到達時に窒素注入を停止した以降，圧力は低下しており，開口量は限界圧力時と比較しても小さいことが確認できている。なお，残留熱代替除去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 4.4vol％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。

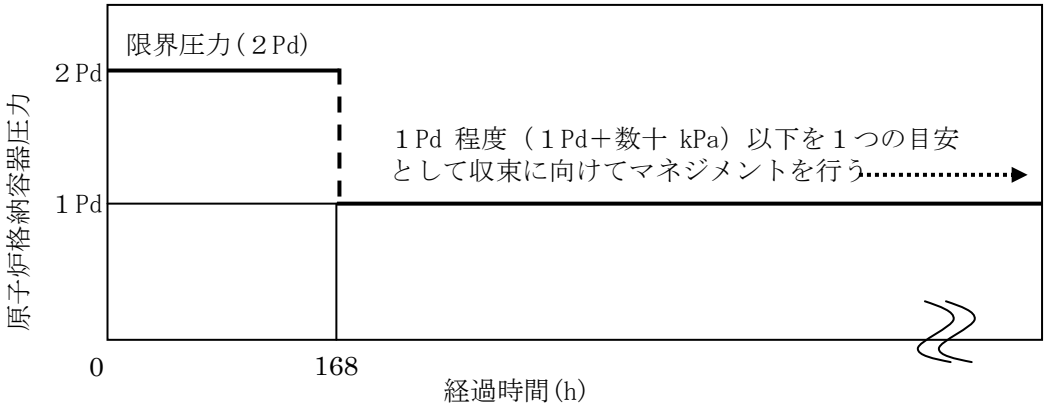
よって，当社としては，限界温度・圧力（200℃・２Pd）が 7 日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで，長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

＜168 時間以降の考え方＞

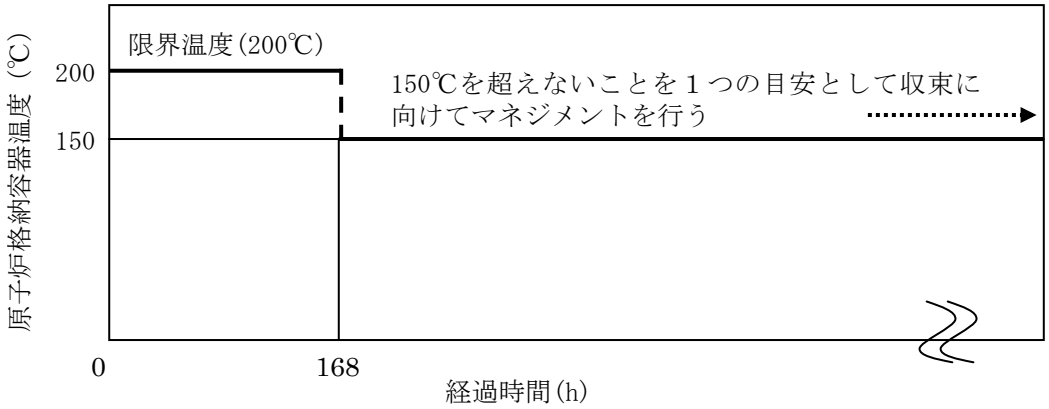
前述の結果を踏まえ，168 時間以降については，原子炉格納容器温度・圧力は低下していること，及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから，最初の 168 時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで，長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されると考えている。ただし，事故環境が継続することにより，熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ，長期的なプラントマネジメントの目安として，168 時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が 150℃を超えない範囲で，また，原子炉格納容器圧力については１Pd 程度（１Pd＋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 4.4vol％以下とする運用の範囲

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第７図　原子炉格納容器圧力の 168 時間以降の考え方



第８図　原子炉格納容器温度の 168 時間以降の考え方

＜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，ドライウェル主フランジや機器搬入口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ＥＰＤM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

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解釈一覧

判断基準の解釈一覧

手順			操作手順記載内容	解釈
1.6.2.3　重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順	(2) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水の除熱		サプレッション・プール水の温度が規定温度以上	サプレッション・プール水の温度が 35℃以上
			サプレッション・チェンバの気体温度が規定温度以上	サプレッション・チェンバの気体温度が 65℃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．格納容器代替スプレイ	(a)格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ	低圧注水原子炉代替注水ポンプ吐出圧力が規定圧力以上	低圧注水原子炉代替注水ポンプ吐出圧力が［　］MPa 以上
		(b)復水輸送系による原子炉格納容器内へのスプレイ	復水輸送ポンプ吐出圧力が規定圧力以上	復水輸送ポンプ吐出圧力が［　］MPa 以上
		(c)消火系による原子炉格納容器内へのスプレイ	消火ポンプ吐出圧力が規定圧力以上	消火ポンプ吐出圧力が［　］MPa 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	Ａ－残留熱除去系の系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が［　］m^3/h 程度まで上昇
		(b) 残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱	Ａ－残留熱除去系の系統流量の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が［　］m^3/h 程度まで上昇
1.6.2.2　原子炉格納容器破損を防止するための対応手順	(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)ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱	Ａ－原子炉補助継電器盤	2－971A 盤
			原子炉補機冷却系の系統流量指示値の上昇	原子炉補機冷却系の系統流量指示値が［　］m^3/h 程度まで上昇
			空調換気制御盤	2－929－1 盤

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

弁番号及び弁名称一覧

弁番号	弁名称	操作場所
MV222-3A	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-4A	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-16A	Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下１階トーラス室（管理区域）
MV2B2-4	ＦＬＳＲ注水隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟１階東側通路（管理区域）
MV271-197	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁	中央制御室 タービン建物１階給水加熱器室（管理区域）
MV222-81	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中１階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV273-300	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）	中央制御室 タービン建物１階給水加熱器室（管理区域）
MV271-10	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁	中央制御室 タービン建物１階給水加熱器室（管理区域）
MV222-4B	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中１階西側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-3B	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中１階西側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-16B	Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下１階トーラス室（管理区域）
V222-32B	Ｂ－ＲＨＲ注水配管洗浄元弁	原子炉建物原子炉棟２階西側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
V2B5-1A	ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁	原子炉建物南壁
V2B5-1B	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁	原子炉建物西壁
MV222-2A	Ａ－熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中１階Ａ－ＲＨＲバルブ室（管理区域）
MV222-2B	Ｂ－熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階Ｂ－ＲＨＲバルブ室（管理区域）
MV222-15A	Ａ－ＲＨＲテスト弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下１階トーラス室（管理区域）
MV222-15B	Ｂ－ＲＨＲテスト弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟１階Ｂ－ＲＨＲバルブ室（管理区域）
MV214-1A	Ａ－ＲＣＷ常用補機冷却水入口切替弁	中央制御室 原子炉建物付属棟地下１階ＩＡ空気圧縮機室（非管理区域）
MV214-3A	Ａ－ＲＣＷ常用補機冷却水出口切替弁	中央制御室 原子炉建物付属棟２階ＲＣＷバルブ室（非管理区域）
V2B5-2B	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）

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

・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却系に関する手順

＜リンク先＞1.5.2.2(1) a．原子炉補機代替冷却系による除熱

1.5.2.3(1)　原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等

＜リンク先＞1.14.2.1(1)　代替交流電源設備による給電

1.14.2.5(1)　ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

2.1.6.2.1(2) a．(b)残留熱除去系電源復旧後のサプレッション・プール水の除熱

・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却系に関する手順

＜リンク先＞1.5.2.2(1) a．原子炉補機代替冷却系による除熱

1.5.2.3(1)　原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等

＜リンク先＞1.14.2.1(1)　代替交流電源設備による給電

1.14.2.5(1)　ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

3. 1.6.2.2(1) b．(a)　ドライウェル冷却系による原子炉格納容器内の代替除熱

・非常用交流電源設に関する手順等

＜リンク先＞1.14.2.6(1)　非常用交流電源設備による給電

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

・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却系に関する手順

＜リンク先＞1.5.2.2(1) a．原子炉補機代替冷却系による除熱

1.5.2.3(1)　原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等

＜リンク先＞1.14.2.1(1)　代替交流電源設備による給電

1.14.2.5(1)　ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

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・プール水の除熱

・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却系に関する手順

＜リンク先＞1.5.2.2(1)ａ．原子炉補機代替冷却系による除熱

1.5.2.3(1)　原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等

＜リンク先＞1.14.2.1(1)　代替交流電源設備による給電

1.14.2.5(1)　ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

6. 1.6.2.4　その他の手順項目について考慮する手順

・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）及び原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保手順

＜リンク先＞1.5.2.2(1)ａ．原子炉補機代替冷却系による除熱

1.5.2.3(1)　原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）による除熱

・低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順

＜リンク先＞1.13.2.1(6)ａ．輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車による送水

1.13.2.2(1)ａ．大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給（淡水／海水）

1.13.2.2(2)ａ．輪谷貯水槽（東１）又は輪谷貯水槽（東２）から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給

1.13.2.2(2)ｂ．海から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西

２）への補給

・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ガスタービン発電機，代替所内電気設備又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による低圧原子炉代替注水ポンプ，復水輸送ポンプ，消火ポンプ，残留熱除去ポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，大量送水車への燃料補給手順

＜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．ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電
1.14.2.5(1)　ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給
1.14.2.5(2)　タンクローリから各機器等への給油
1.14.2.6(1)　非常用交流電源設備による給電

・操作の判断及び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)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(b)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(c)　サプレッション・プール水ｐＨ制御
(d)　ドライウェルｐＨ制御
(e)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｂ．手順等
1.7.2　重大事故等時の手順
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順
(1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順
ａ．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
ｃ．サプレッション・プール水ｐＨ制御
ｄ．ドライウェルｐＨ制御
ｅ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
(2)　全交流動力電源喪失時の対応手順
ａ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
（現場操作）
ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
1.7.2.2　その他の手順項目について考慮する手順
1.7.2.3　重大事故等時の対応手段の選択

添付資料1.7.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表
添付資料1.7.2　自主対策設備仕様
添付資料1.7.3　対応手段として選定した設備の電源構成図
添付資料1.7.4　重大事故対策の成立性
1.　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(1)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(2)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成
(3)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保
2.　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(1)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
(2)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）
(3)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）
(4)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）
(5)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ
(6)　フィルタベント計装（第１ベントフィルタ出口水素濃度）
(7)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整
3.　サプレッション・プール水ｐＨ制御
4.　ドライウェルｐＨ制御
5.　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
添付資料 1.7.5　残留熱代替除去系の長期運転及び不具合等を想定した対策について
添付資料 1.7.6　ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について
添付資料 1.7.7　スクラビング水の保有水量の設定根拠について
添付資料 1.7.8　格納容器ベント操作について
添付資料 1.7.9　炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
添付資料1.7.10　解釈一覧
1.　判断基準の解釈一覧
2.　操作手順の解釈一覧
3.　弁番号及び弁名称一覧
添付資料1.7.11　手順のリンク先について
添付資料1.7.12　フォルトツリー解析の実施の考え方について

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溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気により，原子炉格納容器内の圧力及び温度が上昇し，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，設備の選定にあたっては，様々な条件下での事故対処を想定し，全交流動力電源の喪失を考慮する。

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：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべ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)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，残留熱代替除去系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

なお，残留熱代替除去系運転後長期における系統廻りの線量低減対策として，大量送水車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。

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。

・残留熱代替除去ポンプ
・原子炉補機代替冷却系
・サプレッション・チェンバ
・残留熱代替除去系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ
・残留熱除去系熱交換器
・低圧原子炉代替注水系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・ホース・接続口
・原子炉圧力容器
・原子炉格納容器
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備
・輪谷貯水槽（西１）
・輪谷貯水槽（西２）
・大量送水車

(b)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。

・第１ベントフィルタスクラバ容器
・第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器
・遠隔手動弁操作機構
・圧力開放板
・可搬式窒素供給装置
・ホース・接続口
・原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。）
・第１ベントフィルタ格納槽遮蔽
・配管遮蔽
・格納容器フィルタベント系　配管・弁
・窒素ガス制御系　配管・弁
・非常用ガス処理系　配管・弁
・常設代替交流電源設備
・可搬型代替交流電源設備

・代替所内電気設備
・ドレン移送ポンプ
・薬品注入タンク
・大量送水車
・輪谷貯水槽（西１）
・輪谷貯水槽（西２）

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：格納容器フィルタベント系によるウェットウェルベント
（以下「W／Wベント」という。）

優先②：格納容器フィルタベント系によるドライウェルベント
（以下「D／Wベント」という。）

なお，大量送水車による第１ベントフィルタスクラバ容器への水の補給は，代替淡水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））の淡水を利用する。

ii　現場操作

格納容器フィルタベント系の隔離弁（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納容器の圧力及び温度を低下させる手段がある。放射線防護対策として，隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建物付属棟とする。

格納容器フィルタベント系の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

・遠隔手動弁操作機構

iii　不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換

排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため，格納容器フィルタベント系の系統内を不活性ガス（窒素ガス）で置換する手段がある。

不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換で使用する設備は以下のとおり。

・可搬式窒素供給装置
・ホース・接続口

iv　原子炉格納容器負圧破損の防止

格納容器フィルタベント系の使用後に格納容器スプレイを行う場合は，原子炉格納容器の負圧破損を防止するため，原子炉格納容器内の圧力を監視し，規定の圧力に到達した時点で格納容器スプレイを停止する手順を定めている。格納容器スプレイについては，「1.6　原子炉格納容器内

の冷却等のための手順等」にて整理する。

また，中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する手段がある。

可搬式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。

・可搬式窒素供給装置
・ホース・接続口
・窒素ガス代替注入系　配管・弁

(c)　サプレッション・プール水ｐＨ制御

格納容器フィルタベント系を使用する際，サプレッション・プール水ｐＨ制御系による薬液注入により原子炉格納容器内が酸性化することを防止し，サプレッション・チェンバのプール水中によ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制御系による薬液注入で使用する設備は以下のとおり。

・残留熱除去系　配管
・サプレッション・チェンバスプレイヘッダ
・サプレッション・プール水ｐＨ制御系

(d)　ドライウェルｐＨ制御

格納容器フィルタベント系を使用する際，ｐＨ制御されたサプレッション・プール水を残留熱除去系及び残留熱代替除去系により原子炉格納容器内にスプレイすることにより原子炉格納容器内雰囲気が酸性化することを防止でき，よう素の放出量を低減する手段がある。

ドライウェルｐＨ制御で使用する設備は以下のとおり。

・残留熱代替除去ポンプ
・原子炉補機代替冷却系
・サプレッション・チェンバ
・残留熱代替除去系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備

(e)　重大事故等対処設備と自主対策設備

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，残留熱代替除去ポンプ，原子炉補機代替冷却系，サプレッション・チェンバ，残留熱代替除去系配管・弁，残留熱除去系配管・弁・ストレーナ，残留熱除去系熱交換器，低圧原子炉代替注水系配管・弁，格納容器スプレイ・ヘッダ，ホース・接続口，原子炉圧力容器，原子炉格納容器，常設代替交流電源設備及び代替所内電気設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，第１ベントフィルタスクラバ容器，第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器，遠隔手動弁操作機構，圧力開放板，可搬式窒素供給装置，ホース・接続口，原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。），第１ベントフィルタ格納槽遮蔽，配管遮蔽，格納容器フィルタベント系配管・弁，窒素ガス制御系配管・弁，非常用ガス処理系配管・弁，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び代替所内電気設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

現場操作で使用する設備のうち，遠隔手動弁操作機構は重大事故等対処設備として位置付ける。

不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換で使用する設備のうち，可搬式窒素供給装置及びホース・接続口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すべて網羅されている。

（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。併せて，その理由を示す。

・サプレッション・プール水ｐＨ制御で使用する設備

重大事故等対処設備である第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器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，残留熱除去系の配管を通してサプレッション・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。

・ドライウェルｐＨ制御で使用する設備

重大事故等対処設備である第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器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，残留熱代替除去系の配管を通してドライウェル内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。

・原子炉格納容器負圧破損の防止で使用する可搬式窒素供給装置

有効性評価における原子炉格納容器内の圧力評価により，事故発生後７日間は窒素ガスを供給しなくても原子炉格納容器が負圧破損に至る可能性はない。

その後の安定状態において，サプレッション・プール水の温度が低下し，原子炉格納容器内で発生する水蒸気が減少した場合においても，本設備を用いて原子炉格納容器へ窒素ガスを供給することで原子炉格納容器内の負圧化を回避できることから，原子炉格納容器の負圧破損防止対策として有効である。

・スクラビング水の補給及び排水設備

有効性評価におけるスクラビング水位挙動の評価により，事故発生後７日間は，スクラビング水を補給しなくても下限水位に到達せず，また，排水しなくても上限水位に到達することはない。

その後の安定状態において，スクラビング水位が上限水位又は下限水位に到達するおそれがある場合においても，排水設備又は補給設備を用いてスクラビング水を排水又は補給することで，スクラビング水位を維持できることから，放射性物質の低減対策として有効である。

（添付資料1.7.2）

ｂ．手順等

上記「ａ．原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時操作要領書（シビアアクシデント）（以下「ＳＯＰ」という。），ＡＭ設備別操作要領書及び原子力災害対策手順書に定める（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理する（第1.7－2表，第1.7－3表）。

（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．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱代替除去系の運転により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

(a)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，残留熱除去系の復旧に見込みがなく※2原子炉格納容器内の除熱が困難な状況で，以下の条件がすべて成立した場合。

・残留熱代替除去系が使用可能※3であること。
・原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給が可能であること。
・原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が4.4vol％以下※4であること。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：設備に故障が発生した場合，又は駆動に必要な電源若しくは補機冷却水が確保できない場合。

※３：設備に異常がなく，電源及び水源（サプレッション・チェンバ）が確保されている場合。

※４：格納容器酸素濃度にてドライ条件の酸素濃度が4.4vol％を超過している場合においてウェット条件の酸素濃度が1.5vol％未満の場合は，残留熱代替除去系によるドライウェルスプレイを実施することで，ドライウェル側とサプレッション・チェンバ側のガスの混合を促進させる。

ii　操作手順

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。

原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合は，低圧原子炉代替注水系（Ａ）注入配管使用による原子炉圧力容器への注水と格納容器スプレイ配管使用によるドライウェルスプレイ（以下「Ｄ／Ｗスプレイ」という。）を同時に実施する手順とする。

また，原子炉圧力容器への注水ができない状況において，原子炉圧力

容器の破損を判断した場合は，原子炉格納容器内へのスプレイの実施により原子炉格納容器下部への注水を実施する手順とする。

手順の対応フローは第1.7－1図，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1.7－6図及び第1.7－7図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備開始を指示する。

②[a] ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要なＢ－熱交バイパス弁，Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替え操作を実施するとともに，中央制御室運転員Ａは，残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要な電動弁の電源が確保されている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にて確認する。

②[b] 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要なＢ－熱交バイパス弁，Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替えを実施するとともに，残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要な電動弁の電源が確保されている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にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量を確認し，残留熱代替除去系が使用可能か確認する。

④[a] 原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合

中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて残留熱代替除去系の系統構成を実施する。（Ｂ－熱交バイパス弁の全閉，ＲＨＲ　ＲＨＡＲライン入口止め弁，ＲＨＲ　Ａ－ＦＬＳＲ連絡ライン止め弁，Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施する。）

④[b] 原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合

中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて残留熱代替除去系の系

統構成を実施する。（Ｂ－熱交バイパス弁の全閉，ＲＨＲ　ＲＨＡＲライン入口止め弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施する。）

⑤中央制御室運転員Ａは，残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備完了を当直副長に報告する。

⑥当直副長は，運転員に残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始を指示する。

⑦[a]原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合（⑦[a]～⑩[a]）

中央制御室運転員Ａは，残留熱代替除去ポンプを起動し，ＲＨＡＲライン流量調節弁を徐々に開操作した後，ＲＨＲ　Ａ－ＦＬＳＲ連絡ライン流量調節弁及びＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁を調整開し，残留熱代替除去系の運転を開始する。

⑧[a]中央制御室運転員Ａは，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去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。併せて，原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇並びに原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認し，当直副長に報告する。

⑨[a]当直長は，当直副長からの依頼に基づき，残留熱代替除去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が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑩[a]当直副長は，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，ＲＨＲ　Ａ－ＦＬＳＲ連絡ライン流量調節弁及びＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁にて適宜，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に指示する。また，状況によりＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁及びＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁を全閉，Ｂ－ＲＨＲトーラススプレイ弁を全開とすることで，Ｄ／Ｗスプレイからｓ／Ｃスプレイへ切り替える。

⑦[b]原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合（⑦[b]～⑩[b]）

中央制御室運転員Ａは，残留熱代替除去ポンプを起動し，ＲＨＡＲライン流量調節弁を徐々に開操作した後，ＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁を調整開し，残留熱代替除去系の運転を開始する。

⑧[b]中央制御室運転員Ａは，原子炉格納容器内へのスプレイの実施により原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去系格納容器スプレ

イ流量指示値の上昇，原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認し，当直副長に報告する。

⑨ᵇ当直長は，当直副長からの依頼に基づき，残留熱代替除去系による原子炉格納容器内へのスプレイの実施により原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑩ᵇ当直副長は，原子炉格納容器内の圧力を継続監視し，ＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁にて適宜，原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう運転員に指示する。

（添付資料1.7.5）

ⅲ　操作の成立性

上記の操作は，作業開始を判断してから残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・ＳＡ電源切替盤を使用した原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合

中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間５分以内で可能である。

・非常用コントロールセンタ切替盤を使用した原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合

中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間30分以内で可能である。

・ＳＡ電源切替盤を使用した原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合

中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合，45分以内で可能である。

・非常用コントロールセンタ切替盤を使用した原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合

中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間以内で可能である。

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

（添付資料1.7.4－1(1)）

(b)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保

炉心の著しい損傷が発生し，原子炉格納容器の過圧破損を防止するために残留熱代替除去系の運転を実施する場合，原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を確保し，残留熱代替除去系で使用する残留熱除去系熱交換器（Ｂ）へ供給する。

ⅰ　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，残留熱代替除去系を使用する場合。ただし，原子炉注水手段がない場合は，原子炉注水準備を優先する※2。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：常設設備による注水手段がない場合，又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施している場合は大量送水車による注水又は補給準備を実施。

ⅱ　操作手順

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7－1図，第1.7－2図に，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。

（ⅰ）原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合

ア．運転員操作

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため，移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。

③[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なＢ－ＲＨＲ熱交冷却水出口弁の電源切替え操作を実施する。

③[b]非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引

ロック」又は「停止」とする。
現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なＢ－ＲＨＲ熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。

④中央制御室運転員Ａは，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑤現場運転員Ｂ及びＣは，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し，当直副長に報告する。（第1.7－8図参照）

⑥緊急時対策要員は，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の配備並びにホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑦当直長は，当直副長からの依頼に基づき，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑧緊急時対策要員は，移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプを起動し，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨当直副長は運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。

⑩中央制御室運転員Ａは，Ｂ－ＲＨＲ熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し，当直副長に報告する。（第1.7－8図参照）

イ．緊急時対策要員操作（原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保及び原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保手順は，⑦～⑨以外同様）

①緊急時対策要員は，緊急時対策本部から第１保管エリア又は第４保管エリアへ移動する。

②緊急時対策要員は，移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。

③緊急時対策要員は，移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車等を第１保管エリア又は第４保管エリアから取水槽及び原子炉建物近傍屋外に移動させる。

④緊急時対策要員は，可搬型のホースの敷設及び接続を行う。

⑤緊急時対策要員は，電源ケーブルの敷設及び接続を行う。
⑥緊急時対策要員は，移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。
⑦[a]原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
緊急時対策要員は，原子炉補機冷却系による非管理区域側系統構成を実施する。（第 1.7－8 図参照）
⑧[a]原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
緊急時対策要員は，中央制御室運転員Ａと連絡を密にし，移動式熱交換設備の淡水側の水張りのためＡＨＥＦ　Ｂ－西側供給配管止め弁の開操作を行う。
⑧[b]原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
緊急時対策要員は，中央制御室運転員Ａと連絡を密にし，移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りのためＡＨＥＦ　Ｂ－供給配管止め弁の開操作を行う。
⑨[a]原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
緊急時対策要員は，移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びＡＨＥＦ　Ｂ－西側戻り配管止め弁の開操作を行い，配管内の空気抜きを実施する。
⑨[b]原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
緊急時対策要員は，移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びＡＨＥＦ　Ｂ－戻り配管止め弁の開操作を行い，配管内の空気抜きを実施する。
⑩緊急時対策要員は，淡水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。
⑪緊急時対策要員はガスタービン発電機の起動により移動式代替熱交換設備への受電を確認する。

（ⅱ）原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
ア．運転員操作
①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。
②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため，大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。
③[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合
現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なＢ－ＲＨＲ熱交冷却水出

口弁の電源切替え操作を実施する。

③ᵇ非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なＢ－ＲＨＲ熱交冷却水出口弁の電源切替えを実施する。

④中央制御室運転員Ａは，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑤現場運転員Ｂ及びＣは，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し，当直副長に報告する。（第1.7－8図参照）

⑥緊急時対策要員は，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑦当直長は，当直副長からの依頼に基づき，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。

⑧緊急時対策要員は，大型送水ポンプ車を起動し，原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑨当直副長は運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。

⑩中央制御室運転員Ａは，Ｂ－ＲＨＲ熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し，当直副長に報告する。（第1.7－8図参照）

イ．緊急時対策要員操作

①緊急時対策要員は，緊急時対策本部から第１保管エリア又は第４保管エリアへ移動する。

②緊急時対策要員は，大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。

③緊急時対策要員は，大型送水ポンプ車等を第１保管エリア又は第４保管エリアから取水槽近傍屋外に移動させる。

④緊急時対策要員は，ホースの敷設及び接続を行う。

⑤緊急時対策要員は，緊急時対策本部及び当直長に大型送水ポンプ車による補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。

⑥緊急時対策要員は，中央制御室運転員Ａと連絡を密にし，ＲＣＷ　Ｂ－ＡＨＥＦ西側供給配管止め弁，ＲＣＷ　Ｂ－ＡＨＥＦ西側戻り配管止め弁，ＡＨＥＦ　Ｂ－西側供給配管止め弁及びＡＨＥＦ　Ｂ－西側戻り配管止め弁の全開並びに大型送水ポンプ車を起動し，補機冷却水の供給を行う。

⑦緊急時対策要員は，大型送水ポンプ車の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。

⑧緊急時対策要員は，ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。

⑨緊急時対策要員は，大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。

ⅲ　操作の成立性

上記の操作は，作業開始を判断してから残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（ＳＡ電源切替盤を使用した場合)】

・中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員15名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで１時間40分以内，緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで７時間20分以内で可能である。

【原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合)】

・中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員15名にて作業を実施した場合，運転員操作の系統構成完了まで１時間50分以内，緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで７時間20分以内で可能である。

【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合（ＳＡ電源切替盤を使用した場合))】

・中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員６名にて作業を実施した場合，運転員操作の系統構成完了まで１時間40分以内，緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで７時間以内で可能である。

【原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合))】

・中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員６名にて作業を実施した場合，運転員操作の系統構成完了まで１時間50分以内，緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで７時間以内で可能である。

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

（添付資料1.7.4－1(2)，(3)）

ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系の機能が喪失した場合，及び残留熱代替除去系の運転が期待できない場合は，サプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため，サプレッション・プール水位が上昇するが，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約1.3mに到達した場合は，このスプレイを停止するため，原子炉格納容器内の圧力を853kPa[gage]以下に抑制できる見込みがなくなることから，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施することで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また，原子炉格納容器内でジルコニウムー水反応により発生した水素ガスが原子炉建物原子炉棟に漏えいする可能性があることから，原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）天井付近の水素濃度，非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素処理装置の出入口温度の監視を行い，原子炉建物原子炉棟内において異常な水素ガスの漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素ガスを排出することで，原子炉建物原子炉棟への水素ガスの漏えいを防止する。

なお，格納容器フィルタベント系を使用する場合は，プルームの影響による被ばくを低減させるため，運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

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

(a)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

ⅰ　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，残留熱除去系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができず，原子炉格納容器圧力が640kPa[gage]に到達した場合※2，若しくは，原子炉建物原子炉棟内のいずれかの原子炉建物水素濃度指示値が2.1vol%に到達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：発電用原子炉の冷却ができない場合，又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は，速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ⅱ　操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7－3図に，概要図を第1.7－10図に，タイムチャートを第1.7－11図及び第1.7－12図に示す。

［W／Wベントの場合（D／Wベントの場合，手順⑫以外は同様）］

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，格納容器フィルタベント系によるウェットウェル（以下「W／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（W／W側からの格納容器ベントができない場合は，ドライウェル（以下「D／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。

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

③[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合

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

③[b]非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロ

ールセンタ切替盤の切替え操作を行い，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第２弁，第２弁バイパス弁及び第１弁の電源切替えを実施する。

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

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

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

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

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

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

⑩当直副長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位，並びに原子炉建物原子炉棟内の水素濃度に関する情報収集を適宜行い，当直長に報告する。また，当直長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位，並びに原子炉建物原子炉棟内の水素濃度に関する情報を緊急時対策本部に報告する。

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

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

・原子炉格納容器内の圧力が640kPa[gage]に到達した場合において，外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。

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

場合。

・原子炉建物原子炉棟内のいずれかの原子炉建物水素濃度指示値が2.5vol％に到達した場合。

⑬[a]Ｗ／Ｗベントの場合

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

⑬[b]Ｄ／Ｗ ベントの場合

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

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

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

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

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

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

⑲中央制御室運転員Ａは，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を

実施する。

ⅲ　操作の成立性

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

・中央制御室からの第２弁操作の場合

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

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

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，70 分以内で可能である。

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

・中央制御室からの第１弁（W／W）操作の場合

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

中央制御室運転員１名にて作業した場合，10 分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

中央制御室運転員１名にて作業した場合，10 分以内で可能である。

・中央制御室からの第１弁（D／W）操作の場合

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

中央制御室運転員１名にて作業した場合，10 分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

中央制御室運転員１名にて作業した場合，10 分以内で可能である。

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

（添付資料1.7.4-2(1)，添付資料1.7.6）

(b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）

第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に，輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車により第１ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。

ⅰ　手順着手の判断基準

第１ベントフィルタスクラバ容器水位の水位低警報が発報した場合。

ⅱ　操作手順

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.7－13図に，タイムチャートを第1.7－14図に示す。

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

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

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

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

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

⑥緊急時対策要員は，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車の配備及び第１ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口へ送水ホースを接続し，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

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

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

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

⑩緊急時対策要員は，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車を起動した後，ＦＣＶＳ補給止め弁の全開操作を実施し，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車により送水を開始したことを，第１ベントフィルタ格納槽付近（屋外）の計器ラックにて，第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の上昇により確認し，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を開始したことを緊急時対策本部に報告する。

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

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

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

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

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

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

ⅲ　操作の成立性

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

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

事故発生後７日間において，第１ベントフィルタスクラバ容器水の蒸発による第１ベントフィルタスクラバ容器の水位低下は評価上想定され

ないため，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）操作を実施することはないと考えられるが，作業時の被ばくによる影響を低減するため，緊急時対策要員を交替して対応することで，作業可能である。

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

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

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

（添付資料1.7.4－2(3)，添付資料1.7.6，添付資料1.7.7）

(c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）

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

ⅰ　手順着手の判断基準

第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合。

ⅱ　操作手順

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.7－15図に，タイムチャートを第1.7－16図に示す。

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

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

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

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

⑤中央制御室運転員Ａは，ドレン移送ポンプの起動操作を実施し，第１ベントフィルタスクラバ容器からの排水が開始されたことを第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の低下により確認する。
その後，通常水位に到達したことを確認し，ドレン移送ポンプを停止し，ＦＣＶＳ第１ベントフィルタスクラバ容器１次ドレン弁及びＦＣＶＳドレン移送ライン連絡弁を全閉操作する。

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

ⅲ　操作の成立性

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

(d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

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

ⅰ　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，格納容器ベント移行条件※2に達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：原子炉格納容器内の圧力が640kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。

ⅱ　操作手順

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの概要は以下のとおり。概要図を第1.7－17図に，タイムチャートを第1.7－18図に示す。

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

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

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

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

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

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

③[c]窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用し

た格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
緊急時対策要員は，タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し，送気ホースを接続口に取り付け，可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

④緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）に可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度を配備し，ホースを敷設し接続作業を行う。また，電源ケーブルを敷設し接続作業後，電源の受電操作を行い，可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度の準備完了を緊急時対策本部に報告する。

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

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

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

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

⑨緊急時対策本部は，緊急時対策要員に窒素ガスパージの開始を指示する。

⑩[a]窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合
緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，ＦＣＶＳ窒素ガス補給元弁の開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。

⑩[b]窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合
緊急時対策要員は，原子炉建物西側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，原子炉建物付属棟にて，ＦＣＶＳ建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。

⑩[c]窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
緊急時対策要員は，タービン建物北側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，原子炉建物付属棟にて，ＦＣＶＳ建物内窒素

ガス補給元弁の開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。

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

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

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

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

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

⑯中央制御室運転員Ａは第１ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第１ベントフィルタ出口水素濃度を継続して監視する。

ⅲ　操作の成立性

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

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

なお，屋外における本操作は，格納容器ベント停止前後の操作であることから，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

ており，また，作業時の被ばくによる影響を低減するため，緊急時対策要員を交替して対応することで，作業可能である。

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

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

（添付資料1.7.4－2(5)，(6)）

(e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整

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

ⅰ　手順着手の判断基準

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

ⅱ　操作手順

第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整の手順は以下のとおり。概要図を第1.7－19図に，タイムチャートを第1.7－20図に示す。

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

②中央制御室運転員Ａは，スクラバ水ｐＨ指示値により確認したｐＨ値及び第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値により確認した水位を当直副長に報告する。

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

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

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

ⅲ　操作の成立性

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

（添付資料1.7.4－2(7)）

ｃ．サプレッション・プール水ｐＨ制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内のケーブル被覆材に含まれる塩素等の酸性物質の発生により，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よう素が元素状よう素に変わり，その後に有機よう素となる。これにより格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時に外部への放射性物質の放出量が増加することとなる。

格納容器ベント時の放射性物質の系外放出量を低減させるために，サプレッション・チェンバスプレイ配管に薬液（水酸化ナトリウム）を注入し，サプレッション・チェンバ内に注入することで，サプレッション・プール水の酸性化を防止し格納容器ベント時の放射性物質の系外放出を低減する。

(a)　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1においてサプレッション・プール水ｐＨ制御系が使用可能な場合※2。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：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制御の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7－4図に，概要図を第1.7－21図に，タイムチャートを第1.7－22図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員にサプレッション・プール水ｐＨ制御のため，薬液注入準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，サプレッション・プール水ｐＨ制御に必要な電磁弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

③中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁の全閉を確認する。

④中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて薬液タンク水位指示値により，薬液量が必要量以上確保されていることを確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，ＰＨＣ空気供給電磁弁の全開操作を実施し，薬液注入準備完了を当直副長に報告する。

⑥当直副長は，運転員に薬液注入操作を指示する。

⑦中央制御室運転員Ａは，ＰＨＣ　Ａ－窒素ガス供給弁又はＰＨＣ　Ｂ

－窒素ガス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。

⑧中央制御室運転員Ａは，ＰＨＣ　Ａ－薬液タンク出口薬剤注入弁及びＰＨＣ　Ｂ－薬液タンク出口薬剤注入弁を全開操作し，薬液注入が開始されたことを重大事故操作盤にて薬液タンク水位指示値の低下により確認する。

⑨中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて規定量の薬液が注入されたことを薬液タンク水位にて確認後，ＰＨＣ　Ａ－薬液タンク出口薬剤注入弁及びＰＨＣ　Ｂ－薬液タンク出口薬剤注入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旨を当直副長に報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名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20分以内で可能である。

（添付資料1.7.4－3）

d．ドライウェルｐＨ制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内のケーブル被覆材に含まれる塩素等の酸性物質の発生により，原子炉格納容器内雰囲気が酸性化する。原子炉格納容器内雰囲気が酸性化すると，原子炉格納容器内雰囲気に含まれる粒子状よう素が元素状よう素に変わり，その後に有機よう素となる。これにより格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時に外部への放射性物質の放出量が増加することとなる。

格納容器ベント時の放射性物質の系外放出量を低減させるために，ｐＨ制御されたサプレッション・プール水を残留熱代替除去系を使用し，原子炉格納容器内へ注入することで，原子炉格納容器内雰囲気の酸性化を防止し格納容器ベント時の放射性物質の系外放出を低減する。

(a)　手順着手の判断

炉心損傷を判断した場合※1において格納容器フィルタベントを実施すると判断した場合※2

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：残留熱代替除去系による格納容器除熱が実施できない場合で格納容器フィルタベント実施に移行した場合

(b)　操作手順

ドライウェルｐＨ制御の手順は以下のとおり。手順の対応フロー図を第1.7－1図及び第1.7－2図に，概要図を第1.7－23図に，タイムチャートを第1.7－24図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員にドライウェルｐＨ制御のため，薬液注入準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，サプレッション・プール水ｐＨ制御が完了していることを薬液タンク水位指示値により確認する。

③[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，ドライウェルｐＨ制御に必要なＢ－熱交バイパス弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替え操作を実施するとともに，中央制御室運転員Ａは，ドライウェルｐＨ制御に必要な電動弁の電源が確保されている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にて確認する。

③[b]非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」

又は「停止」とする。
現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。
不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，ドライウェルｐＨ制御に必要なＢ－熱交バイパス弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替えを実施するとともに，ドライウェルｐＨ制御に必要な電動弁の電源が確保されている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にて確認する。

④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量を確認し，残留熱代替除去系が使用可能か確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，重大事故操作盤にて残留熱代替除去系の系統構成を実施する。（Ｂ－熱交バイパス弁の全閉，ＲＨＲ　ＲＨＡＲライン入口止め弁及びＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施する。）

⑥中央制御室運転員Ａは，残留熱代替除去系によるドライウェルｐＨ制御の準備完了を当直副長に報告する。

⑦当直副長は，運転員に残留熱代替除去系によるドライウェルｐＨ制御開始を指示する。

⑧中央制御室運転員Ａは，残留熱代替除去ポンプを起動し，ＲＨＡＲライン流量調節弁を徐々に開操作した後，ＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁を調整開し，残留熱代替除去系の運転を開始する。

⑨中央制御室運転員Ａは，原子炉格納容器内へスプレイが開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作は，作業開始を判断してから残留熱代替除去系によるドライウェルｐＨ制御開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

・ＳＡ電源切替盤を使用した場合
中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合，45分以内で可能である。

・非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合
中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，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。

ｅ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。

(a)　手順着手の判断

炉心損傷を判断した場合※1において，格納容器ベント移行条件※2に達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：格納容器内の圧力が640kPa[gage]に到達した場合。

(b)　操作手順

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順は以下のとおり。概要図を第1.7－25図に，タイムチャートを第1.7－26図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，当直長を経由して，緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬式窒素供給装置の準備を依頼する。

②緊急時対策本部は，緊急時対策要員に可搬式窒素供給装置の準備を指示する。

③[a]窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後，窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。

③[b]窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は，原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後，窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。

③[c]窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置

を配備した後，窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。

④緊急時対策要員は，原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑤当直長は，当直副長からの依頼に基づき，サプレッション・プール水温度指示値が104℃になる前に，緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始するよう依頼する。また，緊急時対策本部は緊急時対策要員に窒素ガス供給を開始するよう指示する。

⑥[a]窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）又はＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）の全開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。

⑥[b]窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は，原子炉建物西側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）又はＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）の全開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。

⑥[c]窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，タービン建物北側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）又はＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）の全開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。

⑦緊急時対策本部は，原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを当直長に報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作は，緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始までの想定時間は以下のとおり。

・窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の

場合，２時間以内で可能である。

・窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合，２時間以内で可能である。

・窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合），６時間40分以内で可能である。

なお，本操作は，格納容器ベント後に時間が経過した後の操作であることから，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ため，作業可能である。

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

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

（添付資料1.7.4－5）

(2)　全交流動力電源喪失時の対応手順

a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系の機能が喪失した場合，及び残留熱代替除去系の運転が期待できない場合は，サプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため，サプレッション・プール水位が上昇するが，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約1.3mに到達した場合は，このスプレイを停止するため，原子炉格納容器内の圧力を853kPa[gage]以下に抑制できる見込みがなくなることから，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施することで，原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また，原子炉格納容器内でジルコニウムー水反応により発生した水素ガスが原子炉建物原子炉棟に漏えいする可能性があることから，原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）天井付近の水素濃度，非常用ガス処理系吸込配管付近の水素濃度及び原子炉建物原子炉棟４階（燃料取替階）以外のエリアの水素濃度並びに静的触媒式水素処理装置の出入口温度の監視を行い，原子炉建物原子炉棟内において異常な水素ガスの漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素ガスを排出することで，原子炉建物原子炉棟への水素ガスの漏えいを防止する。

なお，格納容器フィルタベント系を使用する場合は，プルームの影響による被ばくを低減させるため，運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

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

(a)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

i　手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に，早期の電源復旧が見込めず，炉心損傷を判断した場合※1において，残留熱除去系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができず，原子炉格納容器圧力が640kPa[gage]に到達した場合※2，若しくは，原子炉建物原子炉棟内のいずれかの原子炉建物水素濃度指示値が2.1vol%に到達した場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※２：発電用原子炉の冷却ができない場合，又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は，速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ⅱ　操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7－3図に，概要図を第1.7－27図に，タイムチャートを第1.7－28図及び第1.7－29図に示す。

［W／Wベントの場合（D／Wベントの場合，手順⑫以外は同様）］

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

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

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

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

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

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

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

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

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

⑩当直副長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位，並びに原子炉建物原子炉棟内の水素濃度に関する情報収集を適宜行い，当直長に報告する。また，当直長は，原子炉格納容器内の圧力及び水位，並びに原子炉建物原子炉棟内の水素濃度に関する情報を緊急時対策本部に報告する。

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

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

・原子炉格納容器内の圧力が640kPa[gage]に到達した場合において，外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。
・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に，サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋約1.3mに到達した場合。
・原子炉建物原子炉棟内のいずれかの原子炉建物水素濃度指示値が2.5vol％に到達した場合。

⑬[a]Ｗ／Ｗ ベントの場合

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

⑬[b]Ｄ／Ｗ ベントの場合

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

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

へ報告する。

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

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

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

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

⑲中央制御室運転員Ａは，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

ⅲ　操作の成立性

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

・現場からの第２弁操作の場合

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

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

・現場からの第１弁（Ｗ／Ｗ）操作の場合

現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。

・現場からの第１弁（Ｄ／Ｗ）操作の場合

現場運転員２名にて作業を実施した場合，１時間 30 分以内で可能である。

【W／Wベントの場合】

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

【D／Wベントの場合】

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

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

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

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

（添付資料1.7.4－2(2)，添付資料1.7.6）

(b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）

第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に，輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車により第１ベントフィルタスクラバ容器補給水ラインから第１ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。

なお，操作手順については，「1.7.2.1(1)ｂ．(b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）」の操作手順と同様である。

(c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）

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

ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は，代替交流電源設備から受電可能である。

なお，操作手順については，「1.7.2.1(1)ｂ．(c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）」の操作手順と同様である。

(d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

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

なお，操作手順については，「1.7.2.1(1)ｂ．(d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。

(e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整

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

ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は，代替交流電源設備から受電可能である。

なお，操作手順については，「1.7.2.1(1)ｂ．(e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整」の操作手順と同様である。

ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。

なお，操作手順については，「1.7.2.1(1)ｅ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給」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

残留熱代替除去系への原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保手順については，「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

残留熱除去系又は格納容器代替スプレイ系（常設／可搬型）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抑制手順については，「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。

原子炉建物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」に整備する。

輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）への水の補給手順，水源から接続口までの大量送水車による送水手順及び外部水源（低圧原子炉代替注水槽又は輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））から内部水源（サプレッション・チェンバ）への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」に整備する。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による残留熱代替除去ポンプ，ドレン移送ポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，大量送水車及び可搬式窒素供給装置への燃料補給手順については，「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。

操作の判断及び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1.7－30図に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合には，サプレッション・プール水ｐＨ制御系及び残留熱代替除去系によるドライウェルｐＨ制御を行う。その後，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるスプレイを実施しながら原子炉格納容器の圧力及び水位の監視を行い，格納容器ベントに備える。

原子炉補機代替冷却系の設置が完了し，残留熱代替除去系が起動できる場合は，残留熱代替除去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を実施する。

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保を実施する際の接続口の選択は，緊急時対策要員による操作対象弁が少ないものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。

優先①：原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保（操作対象弁２弁）

優先②：原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保（操作対象弁４弁）

残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱ができない場合は，外部水源を使用した原子炉格納容器への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＋約1.3mに到達した場合は，外部水源を使用した格納容器代替スプレイ系を停止し，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系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，格納容器フィルタベント系を用いて，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W／Wを経由する経路を第一優先とする。W／Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は，D／Wを経由して第１ベントフィルタスクラバ容器を通る経路を第二優先とする。

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱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。

（添付資料1.7.8，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	—	原子炉格納容器内の減圧及び除熱（残留熱代替除去系による）	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉補機代替冷却系※4 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」
			大量送水車※1 輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3	自主対策設備	
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱（格納容器フィルタベント系による）	第１ベントフィルタスクラバ容器 第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器 圧力開放板 遠隔手動弁操作機構 可搬式窒素供給装置 第１ベントフィルタ格納槽遮蔽 配管遮蔽 窒素ガス制御系　配管・弁 非常用ガス処理系　配管・弁 格納容器フィルタベント系　配管・弁 ホース・接続口 原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」 「大量送水車を使用した送水」 「格納容器フィルタベント系系統構成」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3 ドレン移送ポンプ 薬品注入タンク 大量送水車※1 ホース・接続口	自主対策設備	
	全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」

※１：手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.14　電源の確保に関する手順」にて整備する。
※３：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１b)項を満足するための代替淡水源（措置）
※４：手順は，「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

対応手段，対処設備，手順書一覧（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換	可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
		原子炉格納容器負圧破損の防止	可搬式窒素供給装置 ホース・接続口 窒素ガス代替注入系　配管・弁	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		サプレッション・プール水ｐＨ制御	残留熱除去系　配管 サプレッション・チェンバスプレイヘッダ サプレッション・プール水ｐＨ制御系	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 AM設備別操作要領書 「Ｓ／Ｐ水ｐＨ制御」
		ドライウェルｐＨ制御	残留熱代替除去ポンプ 原子炉補機代替冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」

※１：手順は，「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は，「1.14　電源の確保に関する手順」にて整備する。
※３：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１b)項を満足するための代替淡水源（措置）
※４：手順は，「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第1.7－2表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（１／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ａ．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」 AM設備別操作要領書 「ＲＨＡＲによる格納容器除熱」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	残留熱代替除去系原子炉注水流量
		最終ヒートシンクの確保	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度
		補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口流量
		水源の確保	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

監視計器一覧（２／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉建物原子炉棟４階 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉建物原子炉棟４階 ・原子炉建物原子炉棟２階 ・原子炉建物原子炉棟１階 ・原子炉建物原子炉棟地下１階
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧（３／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」 「大量送水車を使用した送水」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	補機監視機能	第１ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整			
AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器ｐＨ調整」	判断基準	－	－
	操作	補機監視機能	スクラバ水ｐＨ スクラバ容器水位

監視計器一覧（４／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｃ．サプレッション・プール水ｐＨ制御			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 AM設備別操作要領書 「Ｓ／Ｐ水ｐＨ制御」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
	操作	補機監視機能	薬液タンク水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｄ．ドライウェルｐＨ制御			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「除熱－１」 「除熱－２」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量
	操作	原子炉格納容器への注水量	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量
		補機監視機能	残留熱代替除去ポンプ出口圧力
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (1)　交流動力電源が健全である場合の対応手順 ｅ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）

監視計器一覧（５／６）

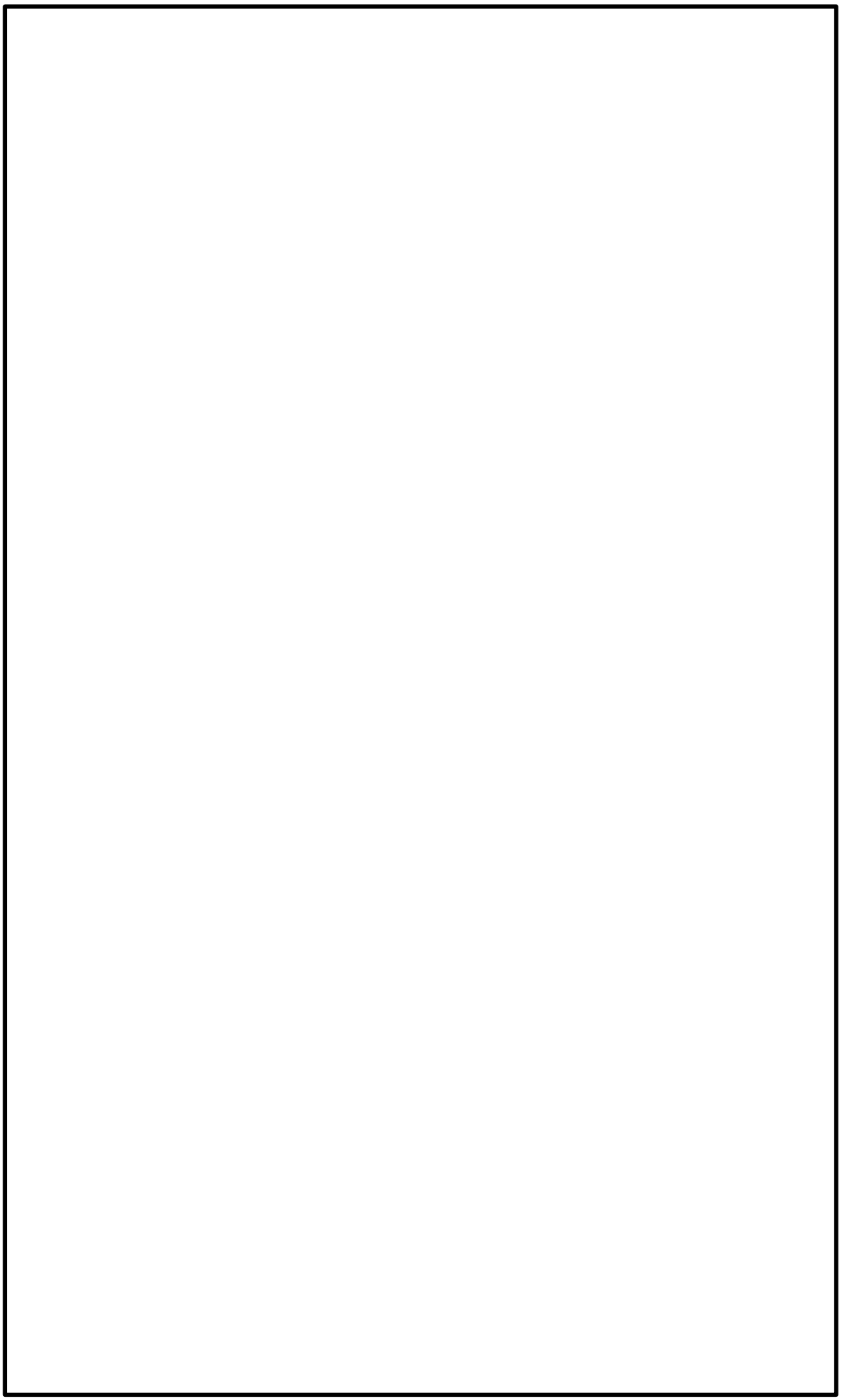
手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (a)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉建物原子炉棟４階 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉棟内の水素濃度	原子炉建物水素濃度 ・原子炉建物原子炉棟４階 ・原子炉建物原子炉棟２階 ・原子炉建物原子炉棟１階 ・原子炉建物原子炉棟地下１階
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧（６／６）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ａ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「第１ベントフィルタスクラバ容器への水補給」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ａ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	判断基準	補機監視機能	スクラバ容器水位
	操作	補機監視機能	スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ａ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (d)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳ停止後のＮ２パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	補機監視機能	第１ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ａ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） (e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整			
AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳスクラバ容器水位調整」	判断基準	－	－
	操作	補機監視機能	スクラバ水ｐＨ スクラバ容器水位
1.7.2.1　原子炉格納容器の過圧破損防止のための手順 (2)　全交流動力電源喪失時の対応手順 ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）

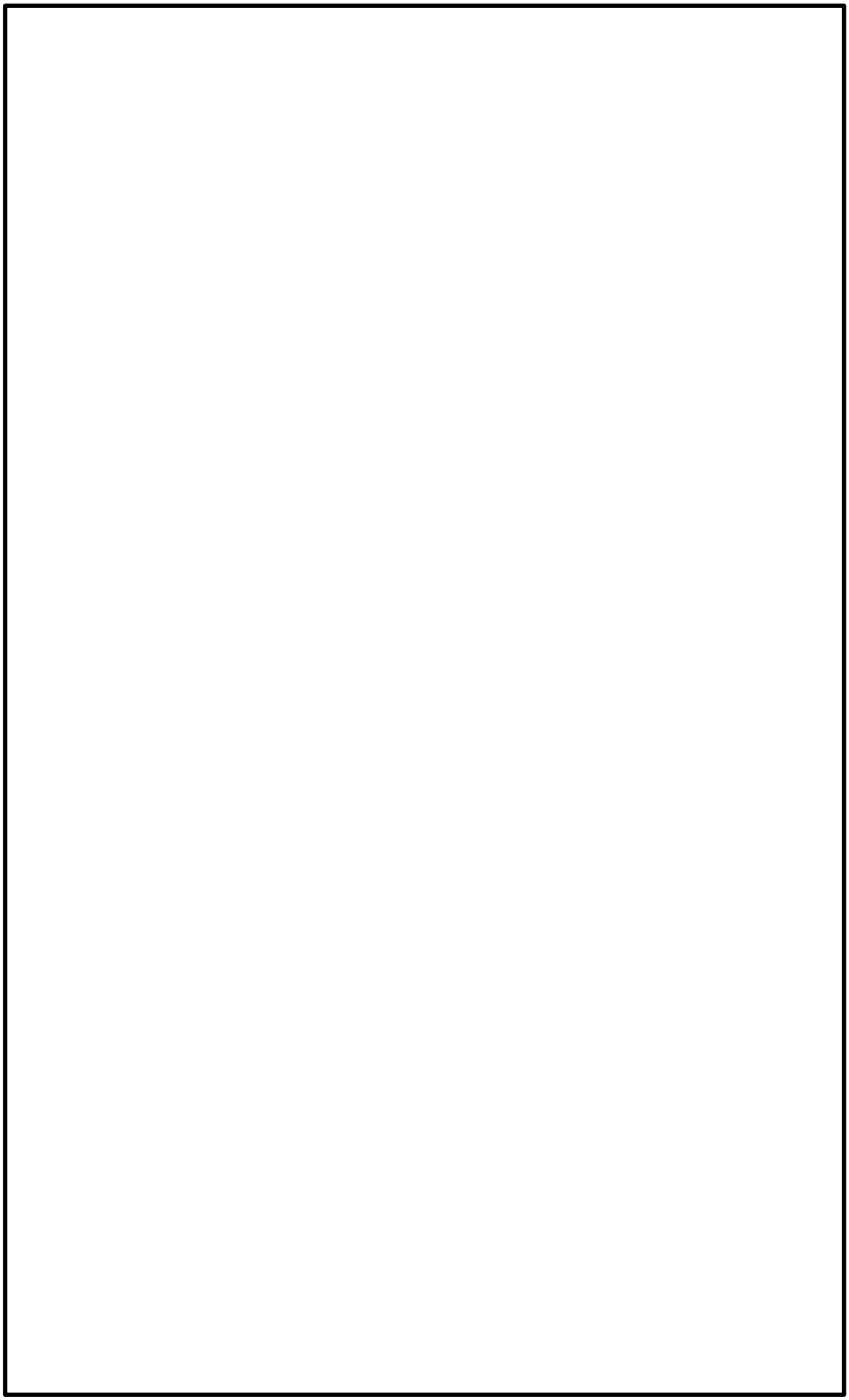
第1.7－3表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.7】 原子炉格納容器の過圧破損を 防止するための手順等	残留熱代替除去ポンプ	常設代替交流電源設備 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	残留熱代替除去系弁	常設代替交流電源設備 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｃ系 Ｃ／Ｃ　Ｄ系 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	格納容器フィルタベント系	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	窒素ガス制御系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｃ系 Ｃ／Ｃ　Ｄ系 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｃ系 Ｃ／Ｃ　Ｄ系 ＳＡ－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 計装Ｃ／Ｃ　Ｃ系 計装Ｃ／Ｃ　Ｄ系



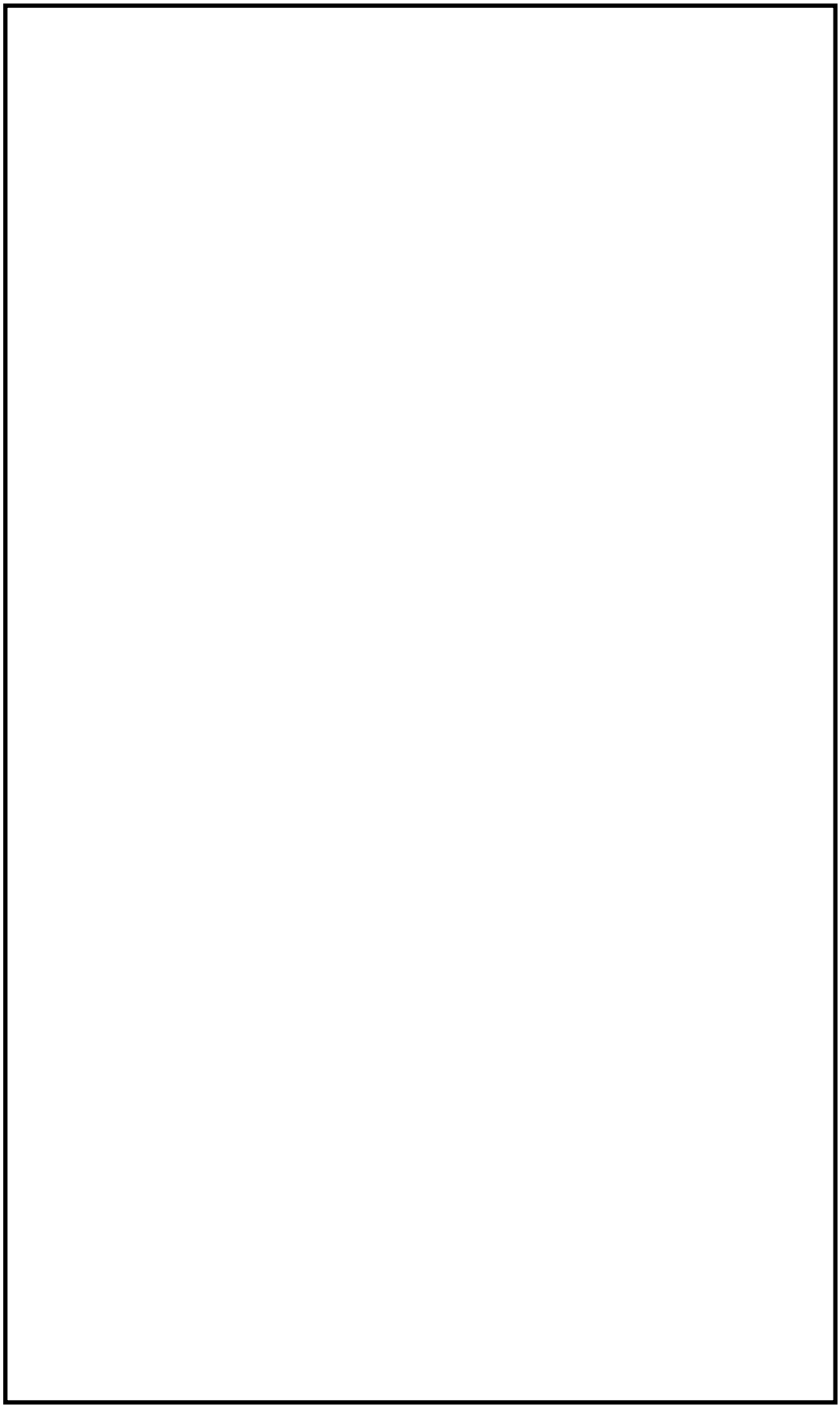
第1.7－1図　ＳＯＰ「除熱－１」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



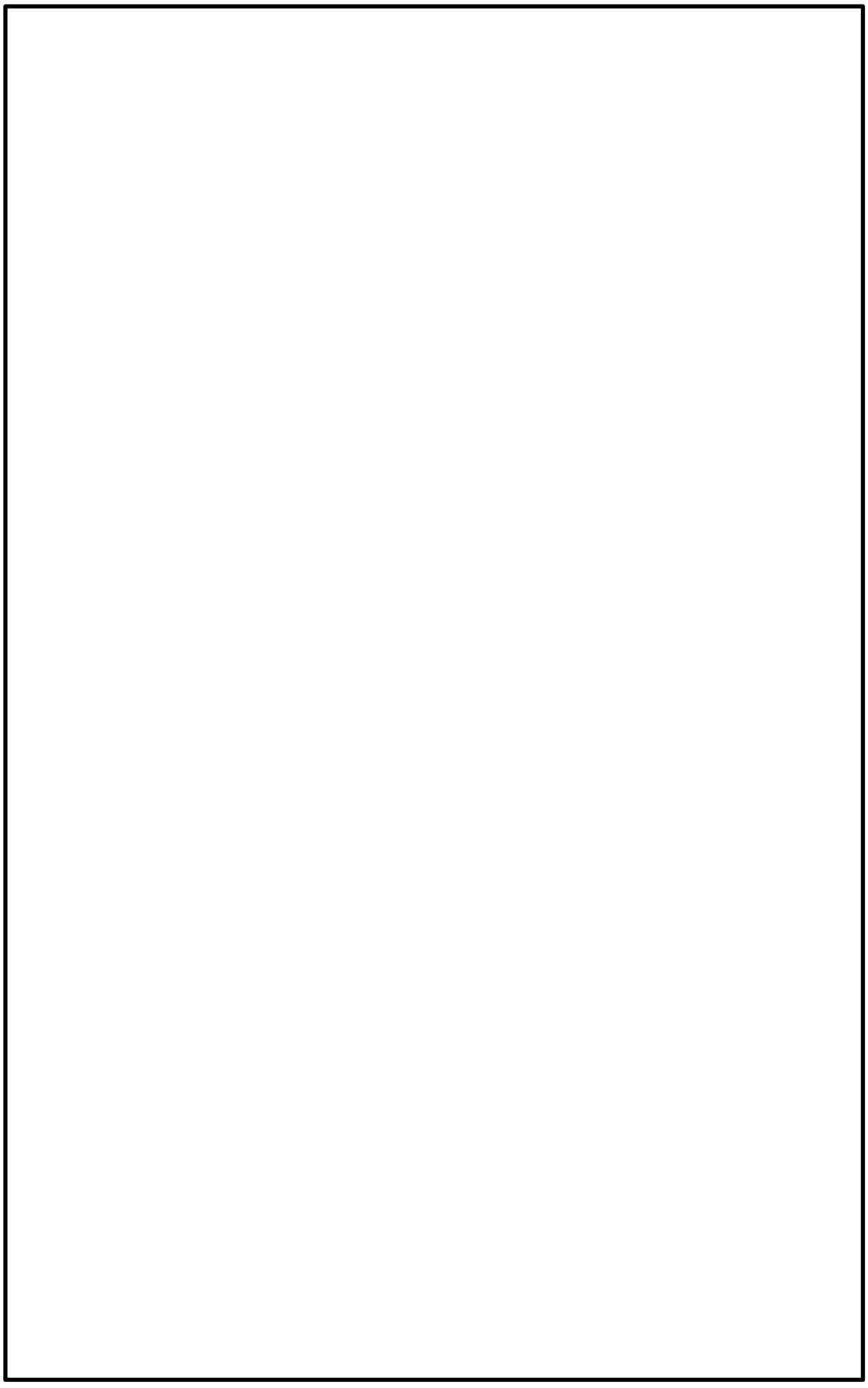
第1.7－2図　ＳＯＰ「除熱－２」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



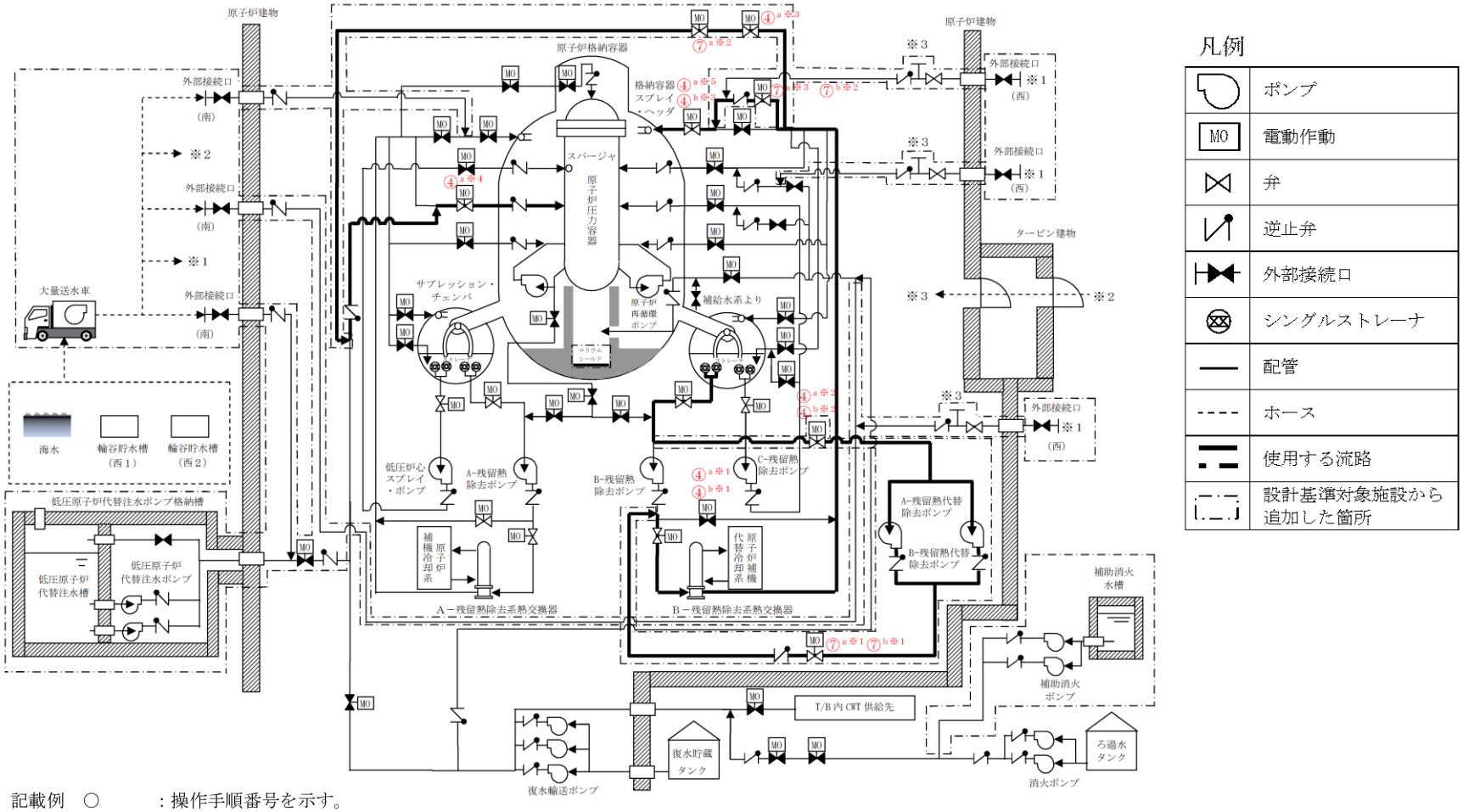
第1.7－3図　ＳＯＰ「放出」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1.7－4図　ＳＯＰ「注水－１」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

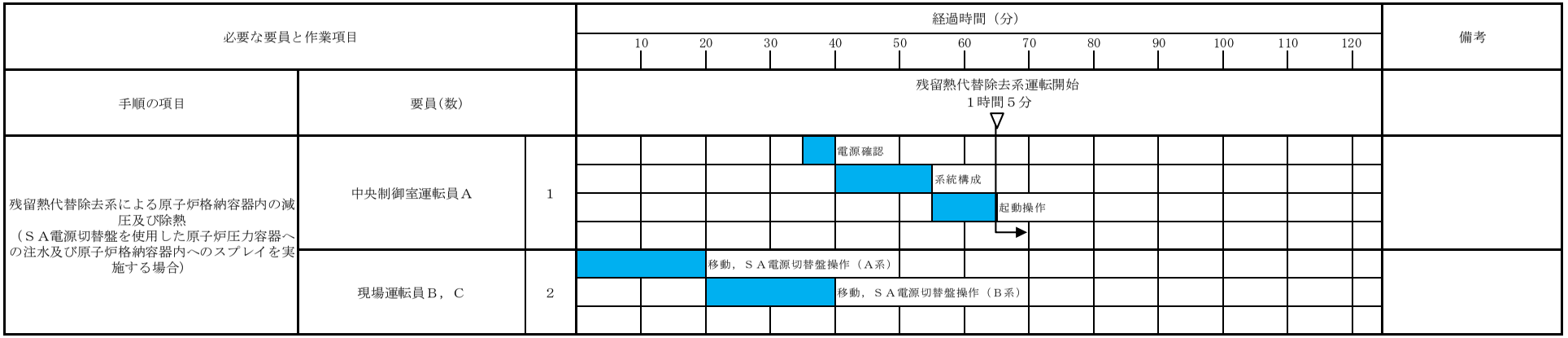
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○^{a}～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○$^{※1}$～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

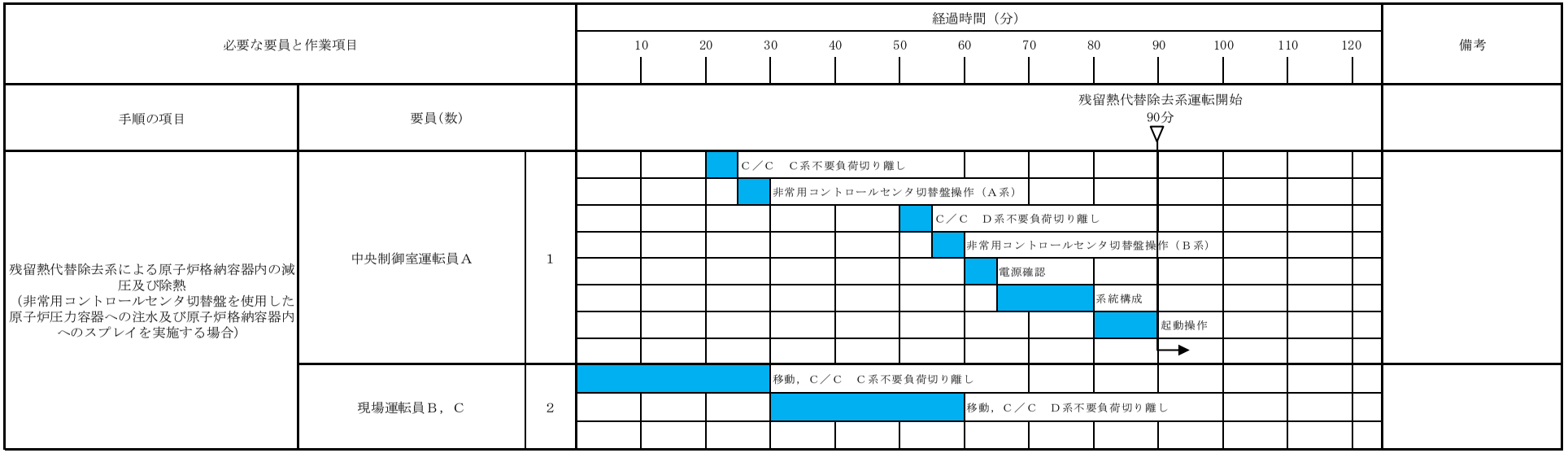
第 1.7－5 図　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
④[a※1]④[b※1]	Ｂ－熱交バイパス弁
④[a※2]④[b※2]	ＲＨＲ　ＲＨＡＲライン入口止め弁
④[a※3]	ＲＨＲ　Ａ－ＦＬＳＲ連絡ライン止め弁
④[a※4]	Ａ－ＲＨＲ注水弁
④[a※5]④[b※3]	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑦[a※1]⑦[b※1]	ＲＨＡＲライン流量調節弁
⑦[a※2]	ＲＨＲ　Ａ－ＦＬＳＲ連絡ライン流量調節弁
⑦[a※3]⑦[b※2]	ＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁

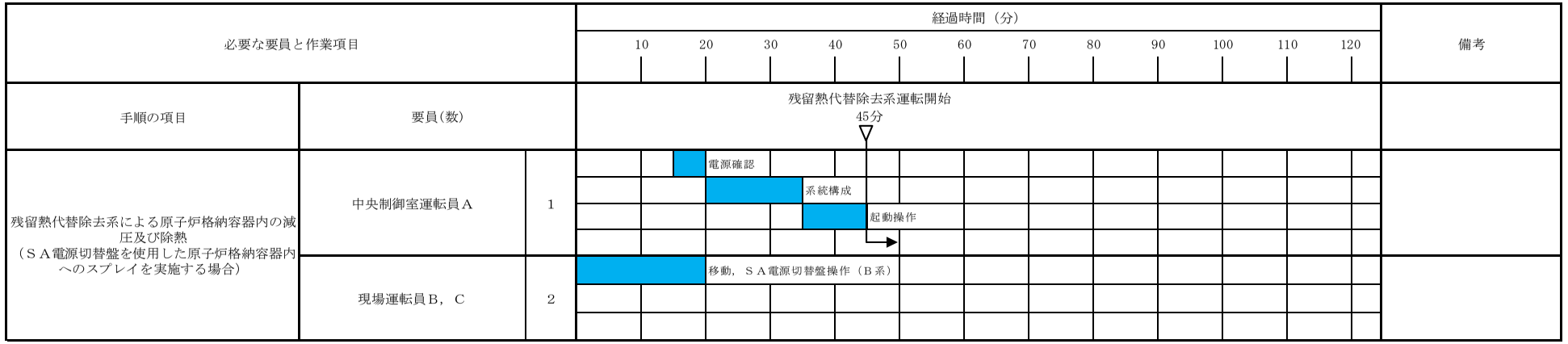
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○[a～]　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○[※1～]　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

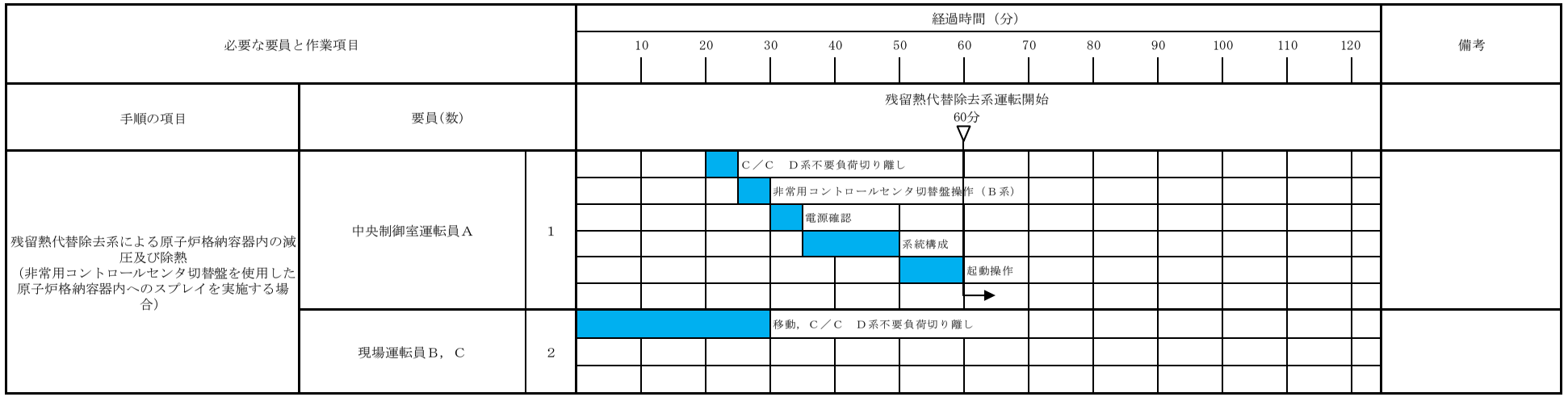
第1.7－5図　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　概要図（２／２）



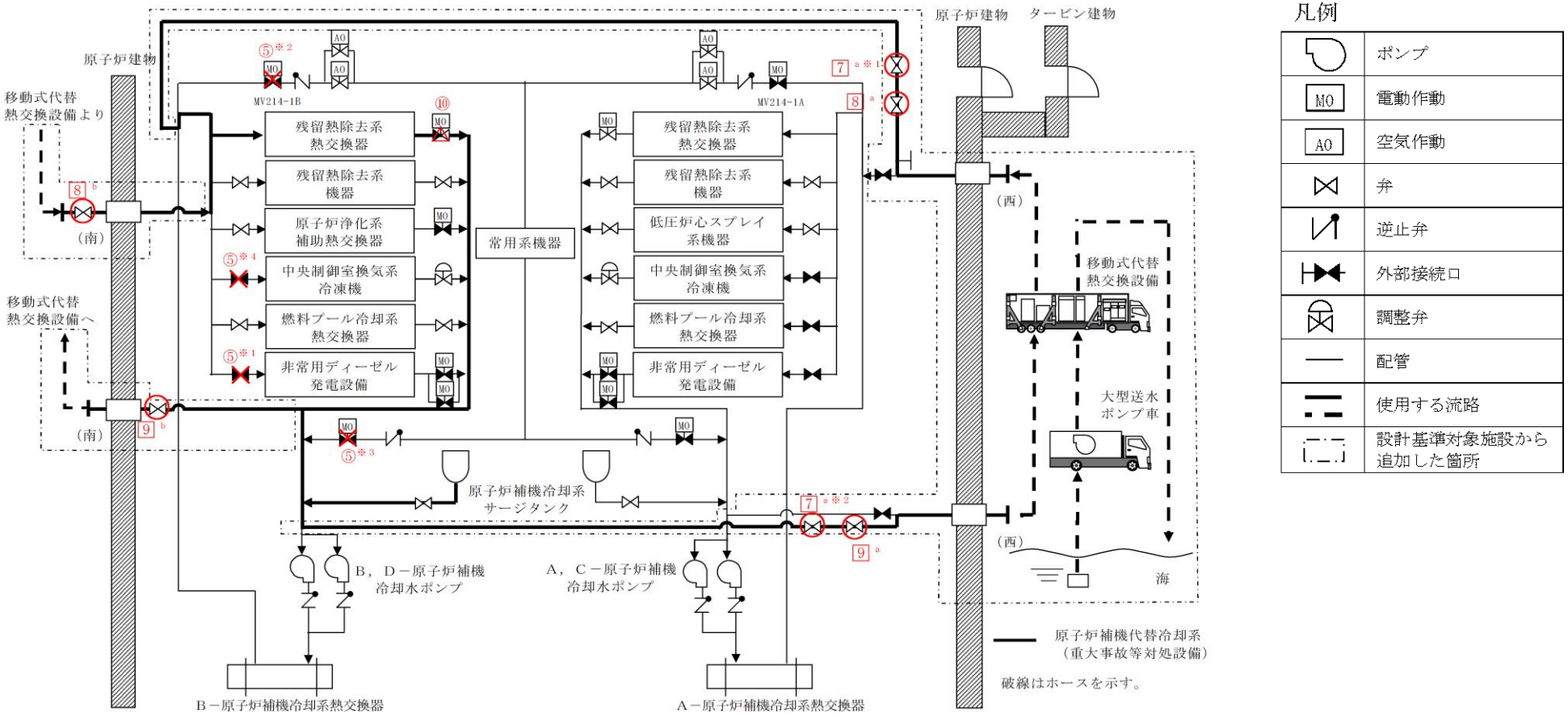


第 1.7－6 図　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
（原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合）　タイムチャート





第 1.7－7 図　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
（原子炉格納容器へのスプレイを実施する場合）　タイムチャート



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
AO	空気作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	調整弁
	配管
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

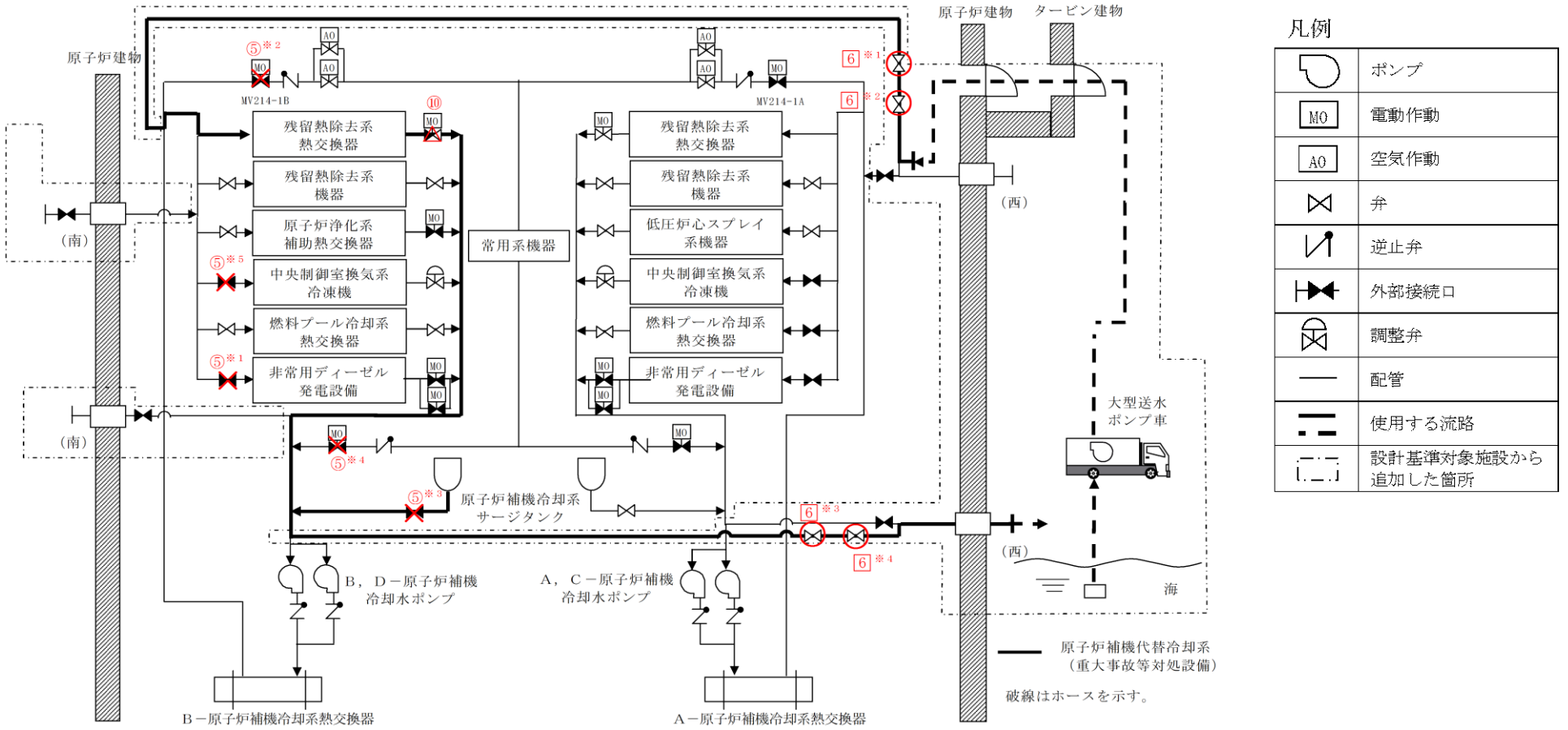
記載例　○　　：運転員操作の操作手順番号を示す。
□　　：緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
○※1～，□※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。
○ᵃ～ ，□ᵃ～ ：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

第1.7－8図　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保　概要図（１／４）
（原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合）

操作手順	弁名称
⑤※1	ＲＣＷ　Ｂ－ＤＥＧ冷却水入口弁
⑤※2	Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水入口切替弁
⑤※3	Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水出口切替弁
⑤※4	ＲＣＷ　Ｂ－中央制御室冷凍機入口弁
⑩	Ｂ－ＲＨＲ熱交冷却水出口弁
7[a]※1	ＲＣＷ　Ｂ－ＡＨＥＦ西側供給配管止め弁
7[a]※2	ＲＣＷ　Ｂ－ＡＨＥＦ西側戻り配管止め弁
8[a]	ＡＨＥＦ　Ｂ－西側供給配管止め弁
8[b]	ＡＨＥＦ　Ｂ－供給配管止め弁
9[a]	ＡＨＥＦ　Ｂ－西側戻り配管止め弁
9[b]	ＡＨＥＦ　Ｂ－戻り配管止め弁

記載例　○　：運転員操作の操作手順番号を示す。
□　：緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
○※1～，□※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]～，□[a]～：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

第 1.7－8 図　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保　概要図（２／４）
（原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合）



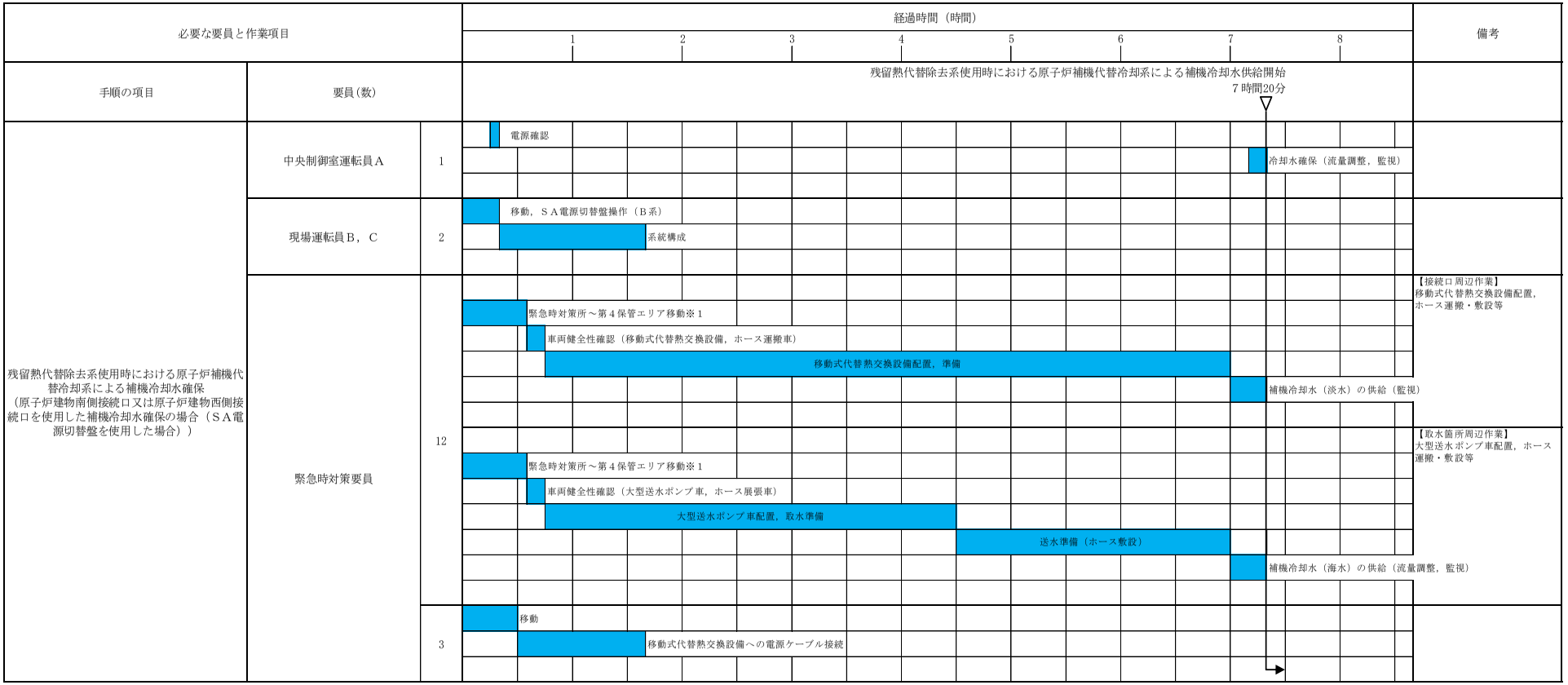
記載例　○　　：運転員操作の操作手順番号を示す。
　　□　　：緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
　　○※1～，□※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.7－8図　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保　概要図（３／４）
（原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合
（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合））

操作手順	弁名称
⑤※1	ＲＣＷ　Ｂ－ＤＥＧ冷却水入口弁
⑤※2	Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水入口切替弁
⑤※3	Ｂ－ＲＣＷサージタンク出口弁
⑤※4	Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水出口切替弁
⑤※5	ＲＣＷ　Ｂ－中央制御室冷凍機入口弁
⑩	Ｂ－ＲＨＲ熱交冷却水出口弁
6※1	ＲＣＷ　Ｂ－ＡＨＥＦ西側供給配管止め弁
6※2	ＡＨＥＦ　Ｂ－西側供給配管止め弁
6※3	ＲＣＷ　Ｂ－ＡＨＥＦ西側戻り配管止め弁
6※4	ＡＨＥＦ　Ｂ－西側戻り配管止め弁

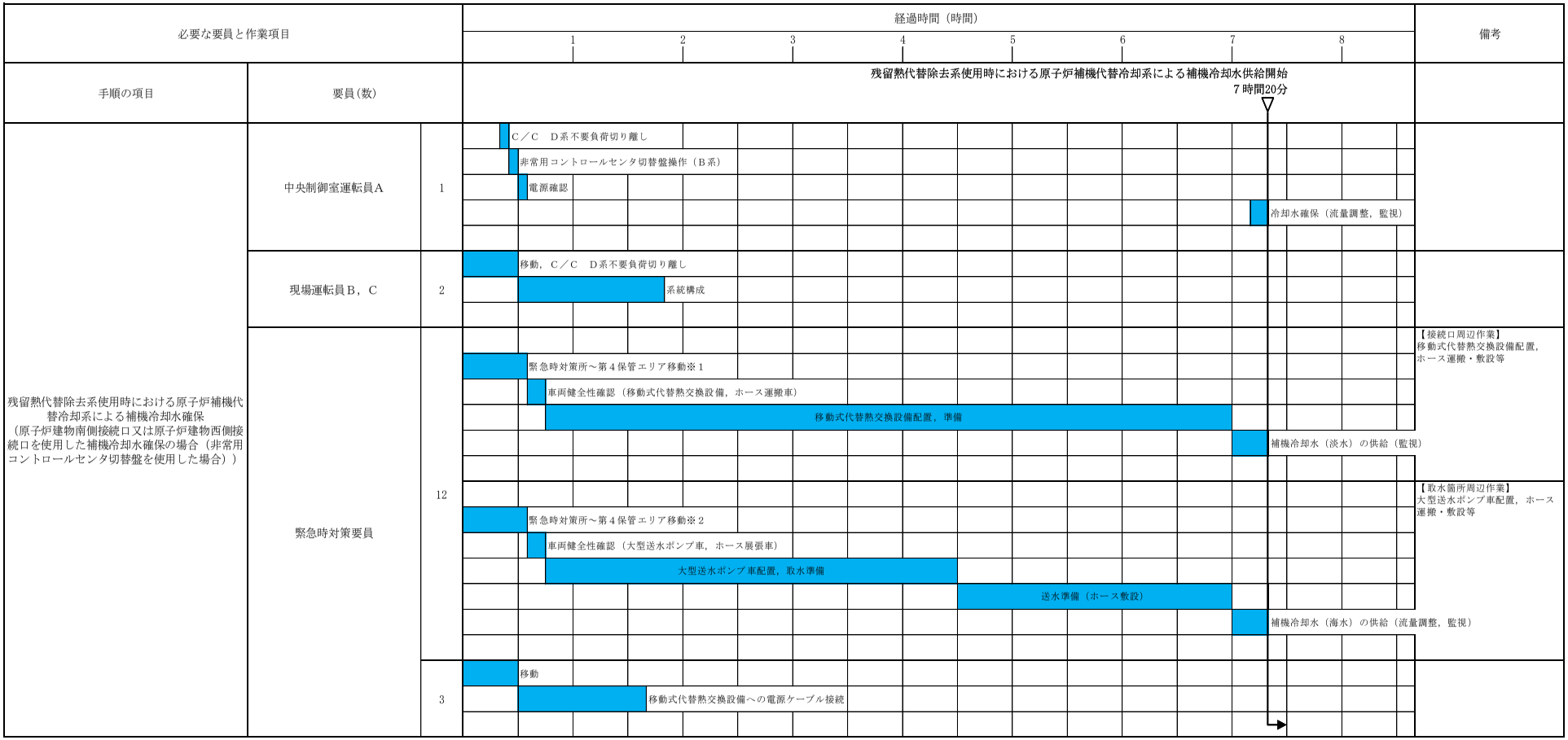
記載例　○　：運転員操作の操作手順番号を示す。
□　：緊急時対策要員操作の操作手順番号を示す。
○※1～，□※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.7－8図　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保　概要図（４／４）
（原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合
（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合））



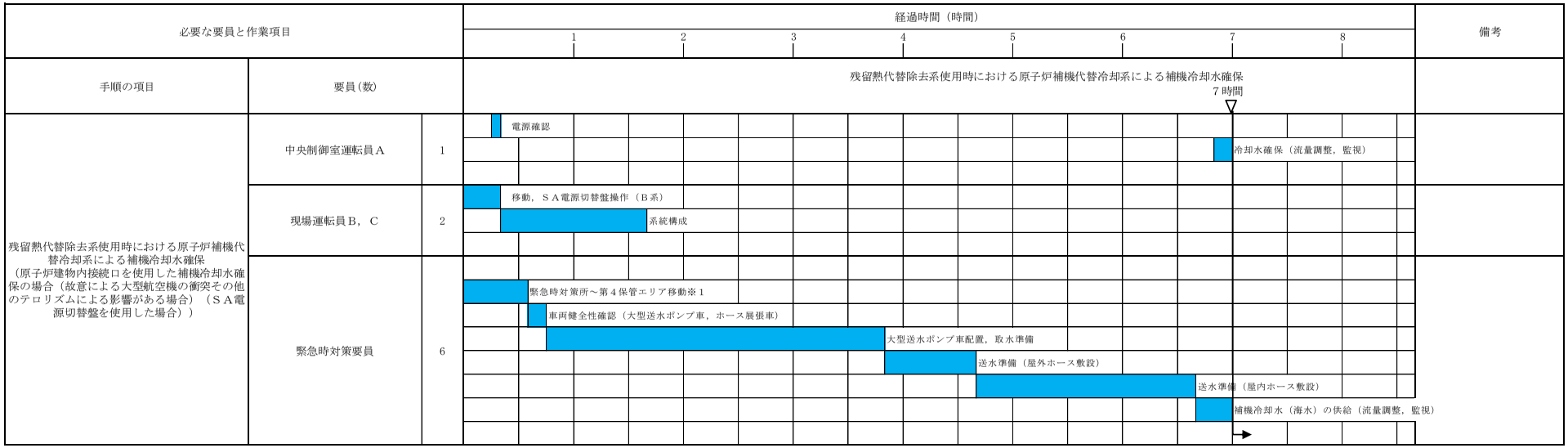
※１：第１保管エリアの可搬設備を使用した場合は，速やかに対応できる。

第1.7－9図　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保　タイムチャート（１／４）
（原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合（ＳＡ電源切替盤を使用した場合））



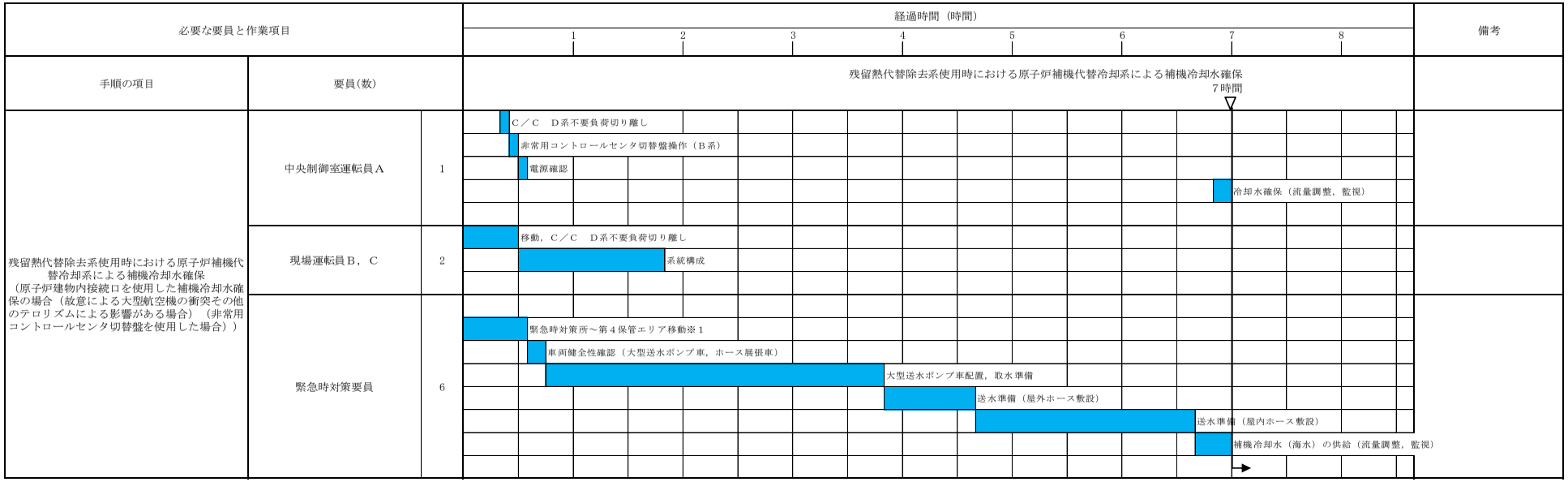
※1：第1保管エリアの可搬設備を使用した場合は，速やかに対応できる。

第1.7－9図　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保　タイムチャート（2／4）
（原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合
（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合））



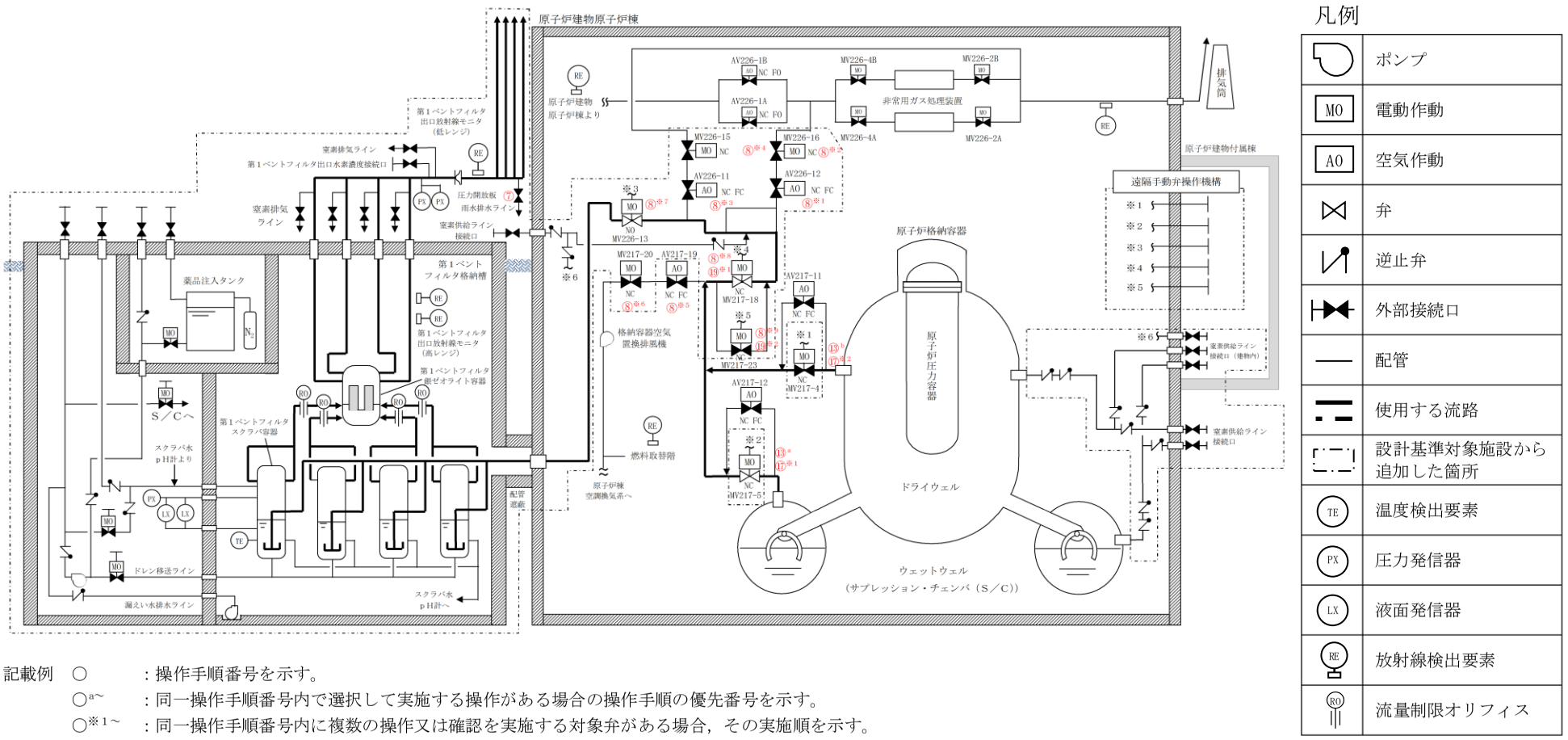
※１：第１保管エリアの可搬設備を使用した場合は，速やかに対応できる。

第1.7－9図　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保　タイムチャート（３／４）
（原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合
（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）（ＳＡ電源切替盤を使用した場合））



※１：第１保管エリアの可搬設備を使用した場合は，速やかに対応できる。

第1.7－9図　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保　タイムチャート（４／４）
（原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合
（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合））



凡例

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

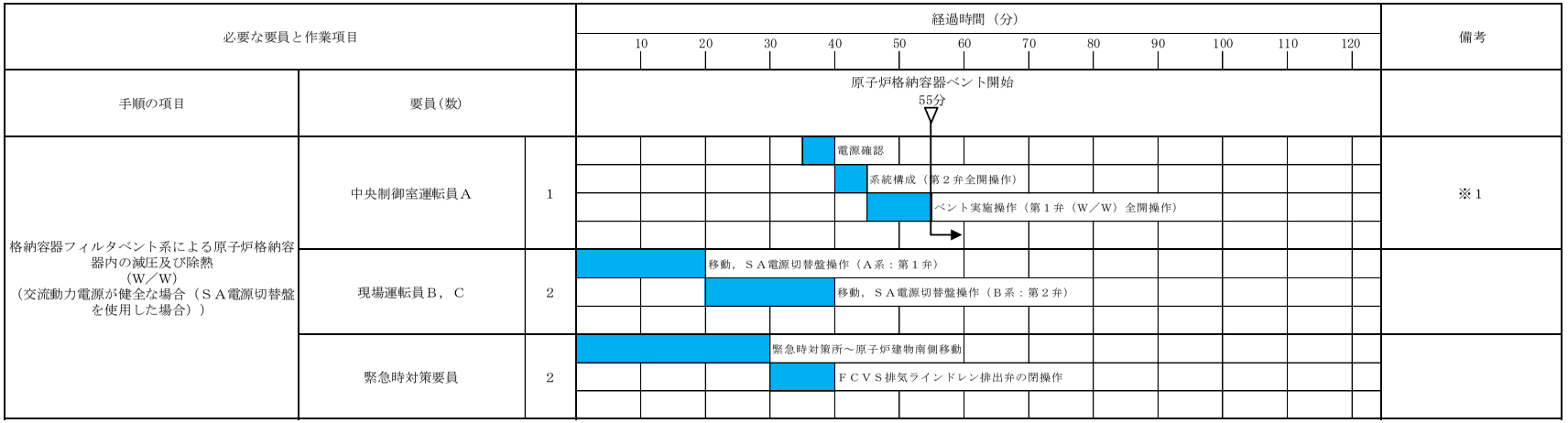
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○[a]～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○[※1]～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

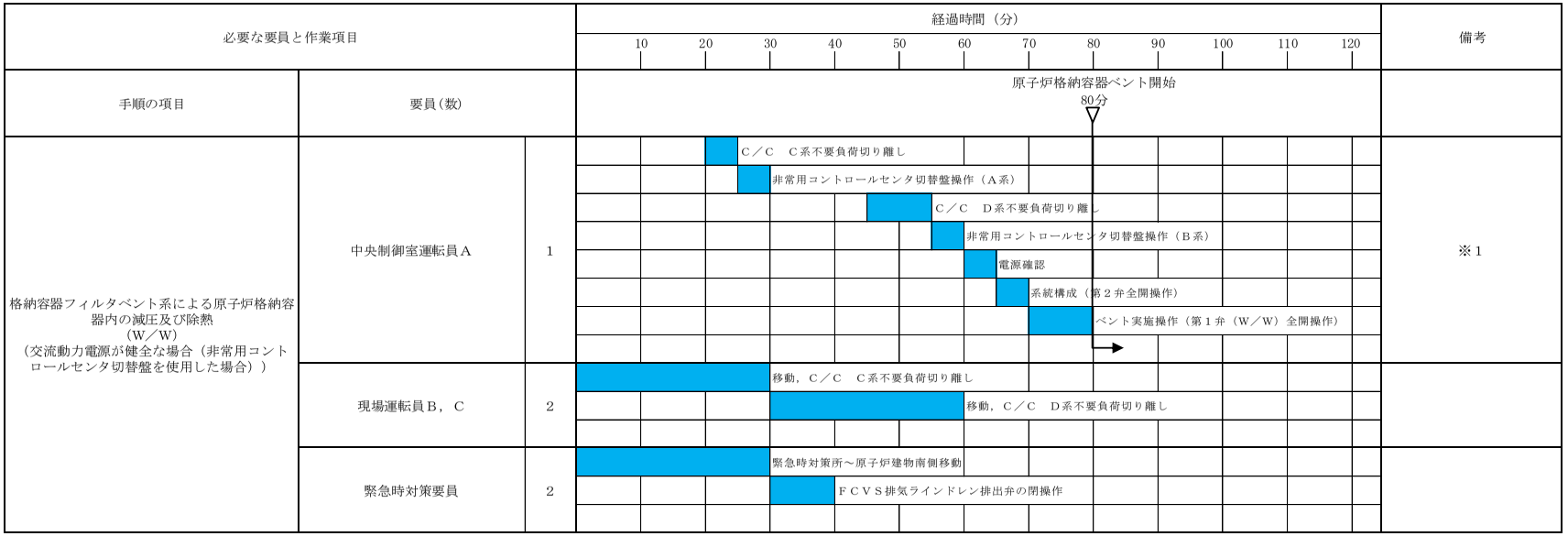
第 1.7－10 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑦	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁
⑧※1	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁
⑧※2	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁
⑧※3	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁
⑧※4	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑧※5	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁
⑧※6	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁
⑧※7	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁 （第３弁）
⑧※8 ⑲※1	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑧※9 ⑲※2	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 （第２弁バイパス弁）
⑬a　⑰※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁 （第１弁（Ｗ／Ｗ））
⑬b　⑰※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁 （第１弁（Ｄ／Ｗ））

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

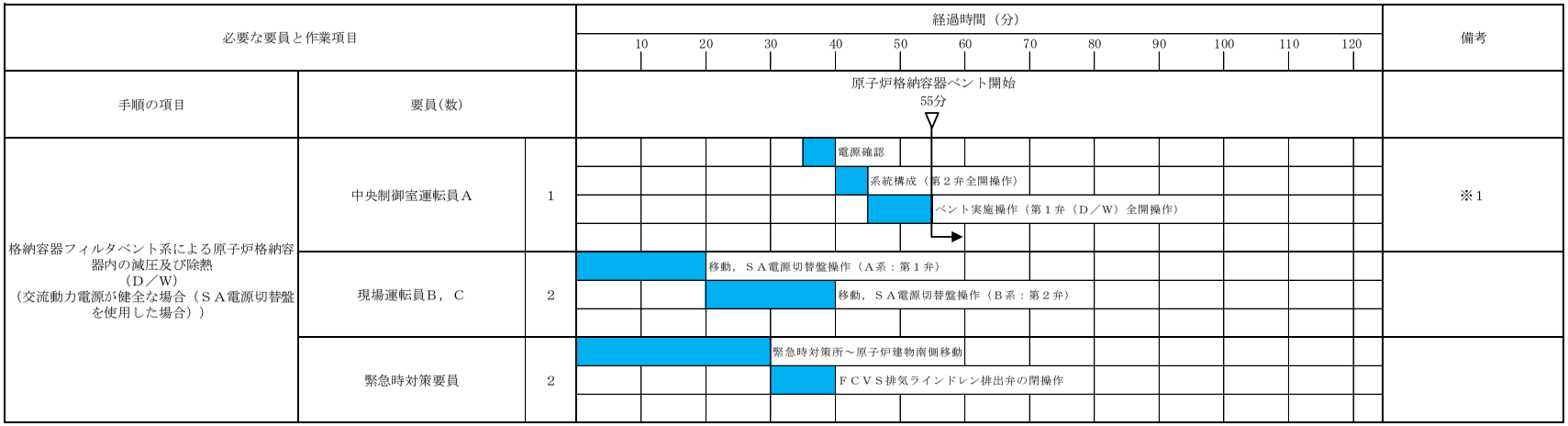
第 1.7－10 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱　概要図（２／２）

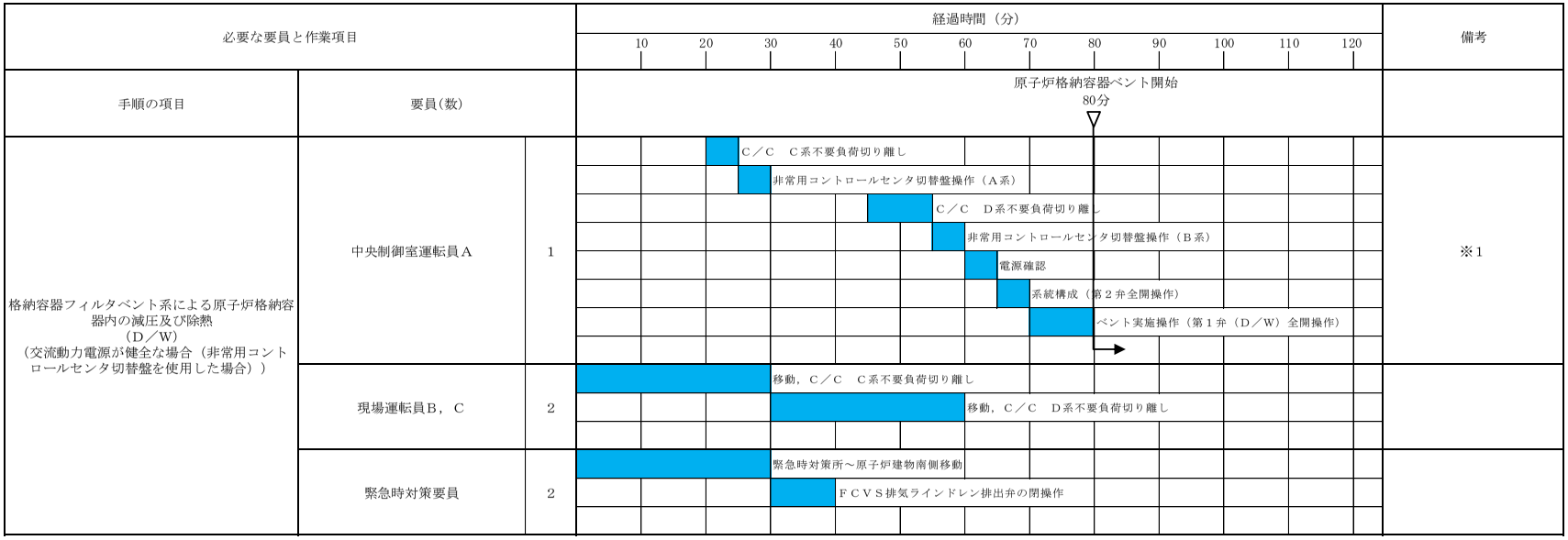




※1：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。

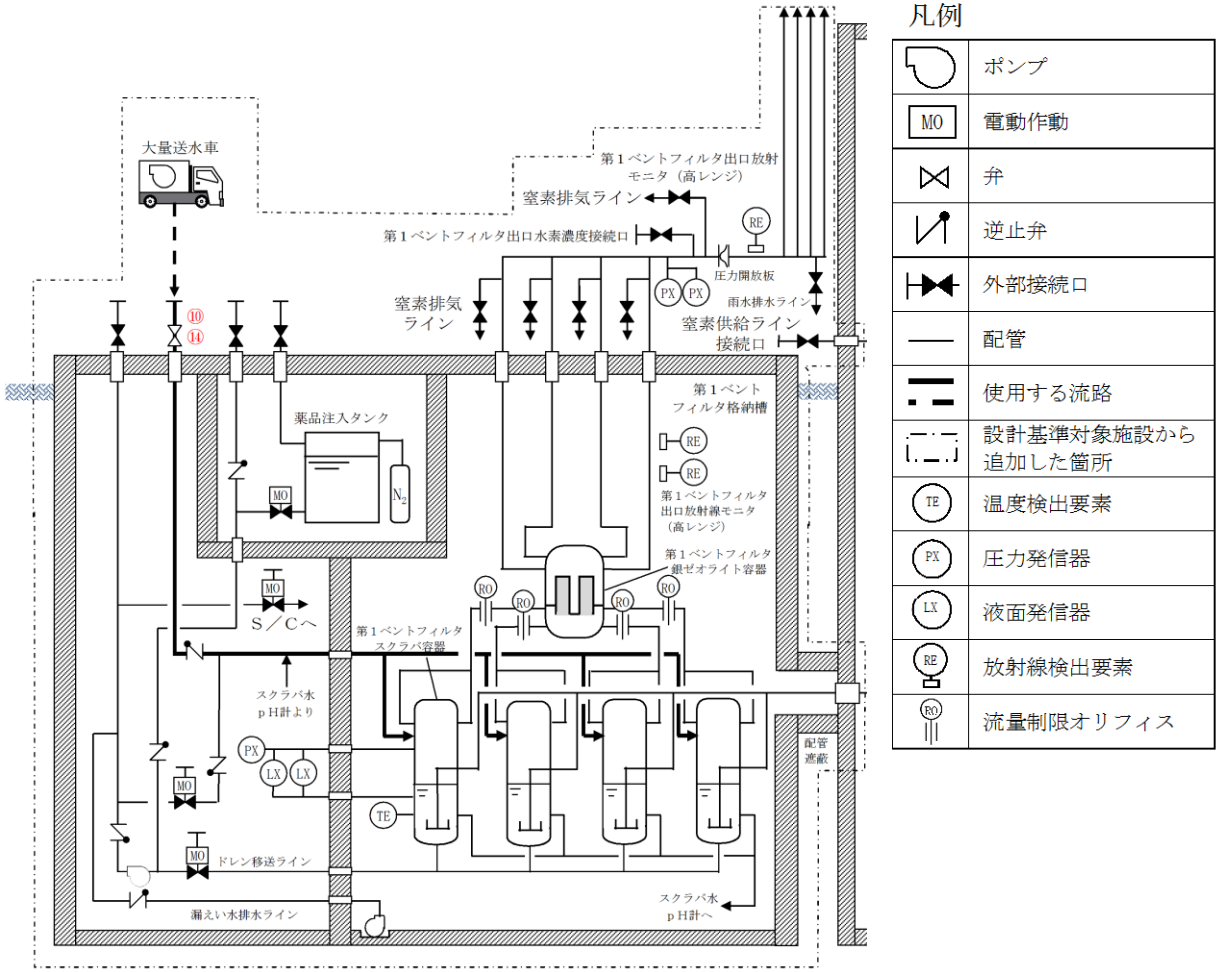
第 1.7－11 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（W／W）　タイムチャート





※1：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。

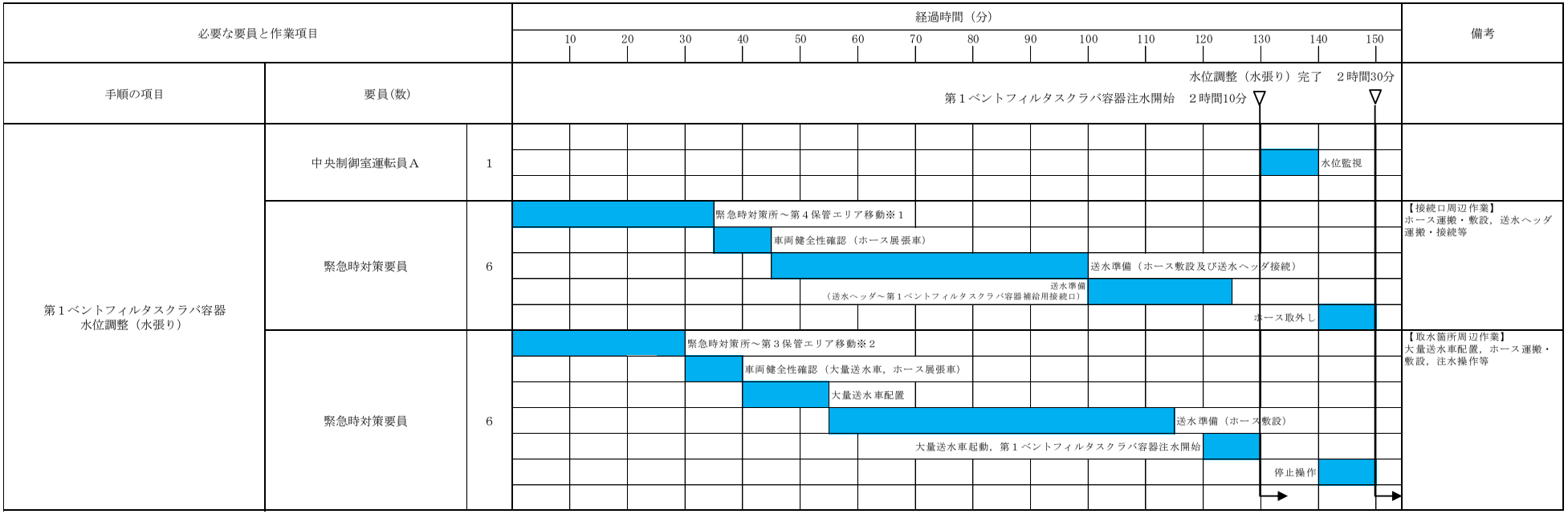
第 1.7－12 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（D／W）　タイムチャート



操作手順	弁名称
⑩⑭	ＦＣＶＳ補給止め弁

記載例　○　　：操作手順番号を示す。

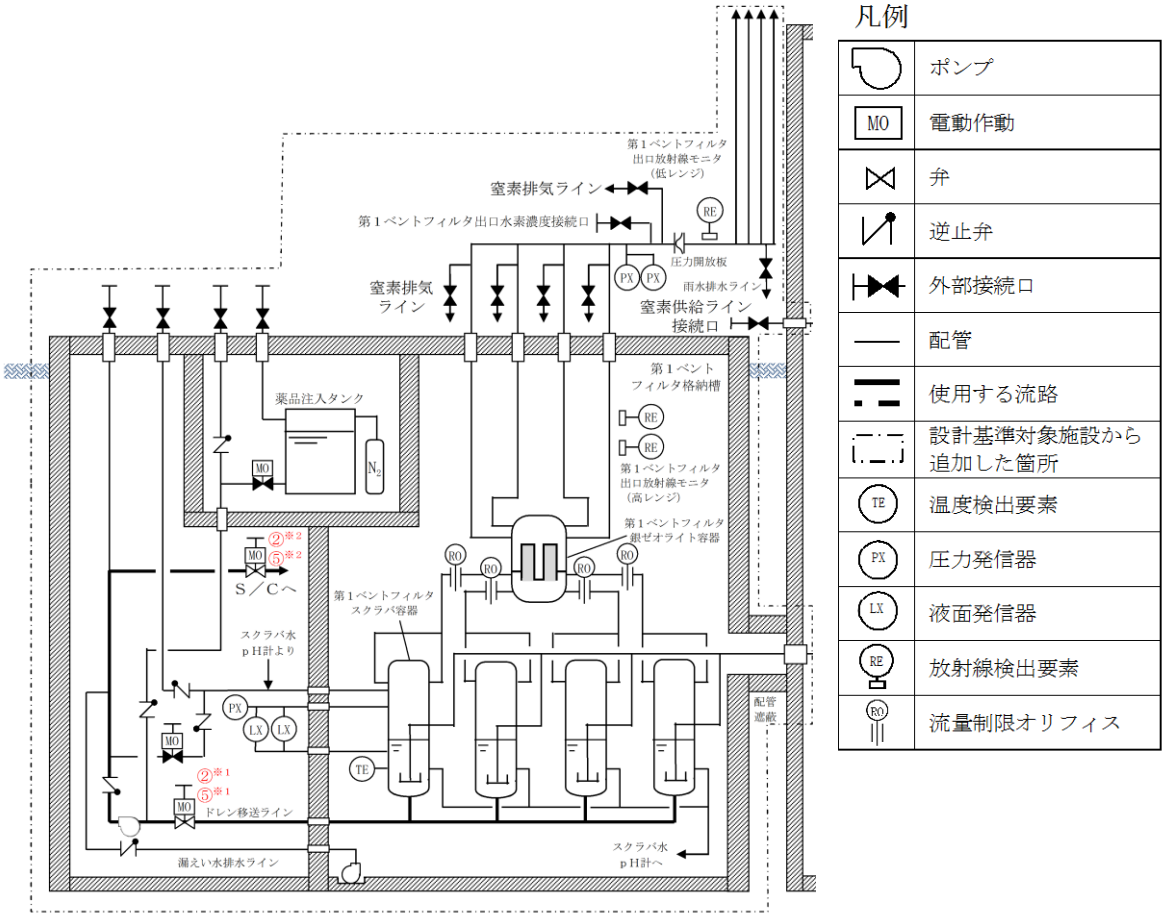
第 1.7－13 図　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）　概要図



※１：第１保管エリアの可搬設備を使用した場合は，速やかに対処できる。

※２：第２保管エリアの可搬設備を使用した場合は，25分以内で可能である。

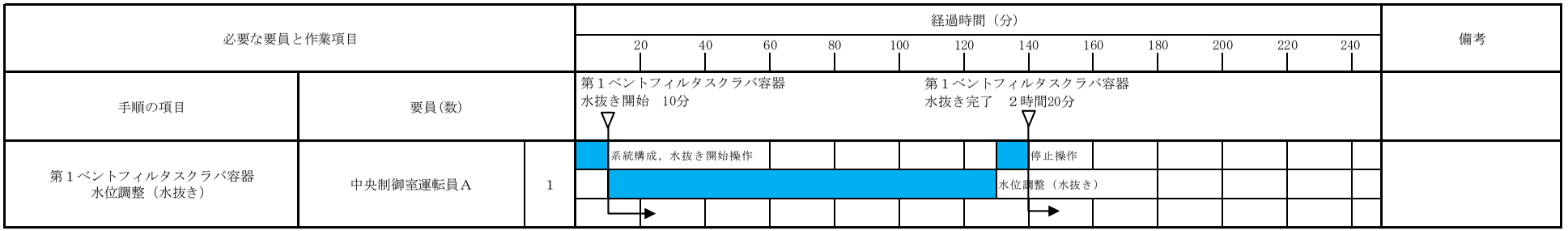
第 1.7－14 図　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）　タイムチャート



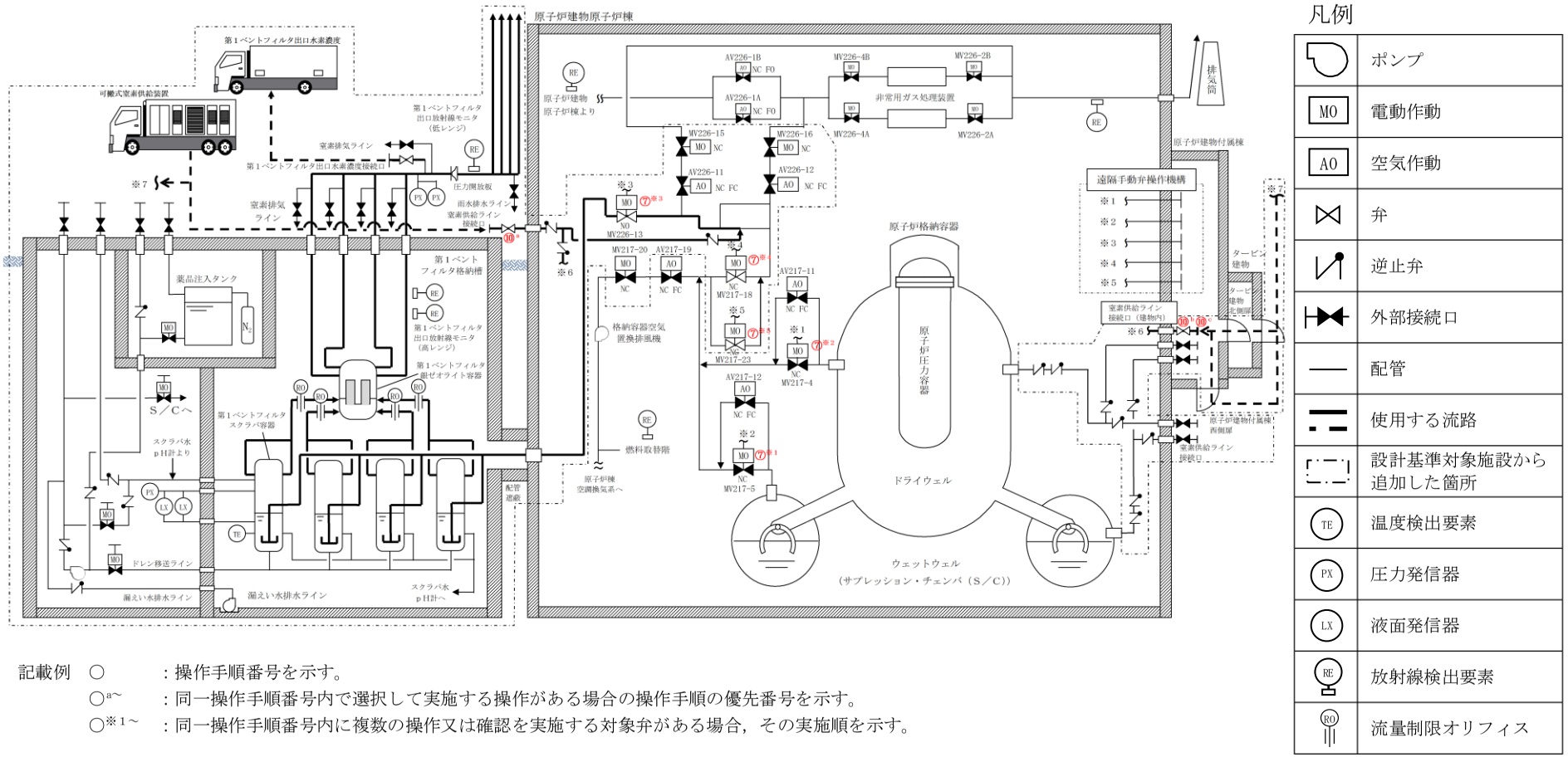
操作手順	弁名称
②※1 ⑤※1	ＦＣＶＳ第１ベントフィルタスクラバ容器１次ドレン弁
②※2 ⑤※2	ＦＣＶＳドレン移送ライン連絡弁

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 1.7－15 図　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）　概要図



第 1.7－16 図　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）　タイムチャート



凡例

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

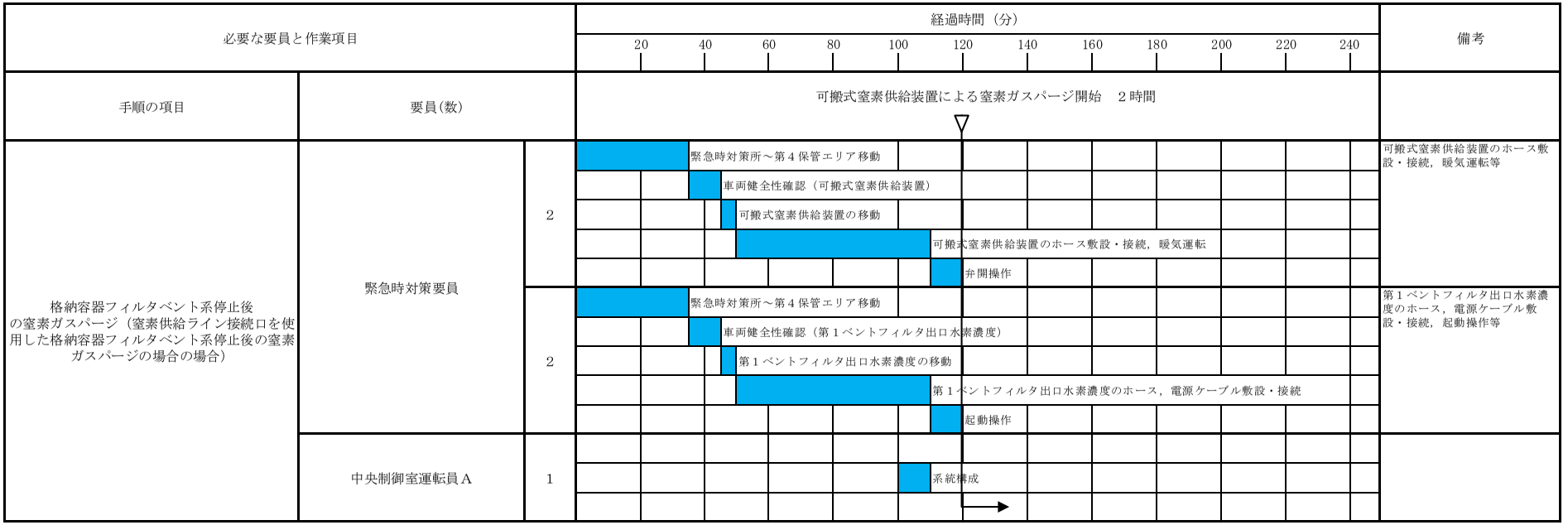
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○[a]～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○[※1]～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.7－17 図　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ　概要図（１／２）

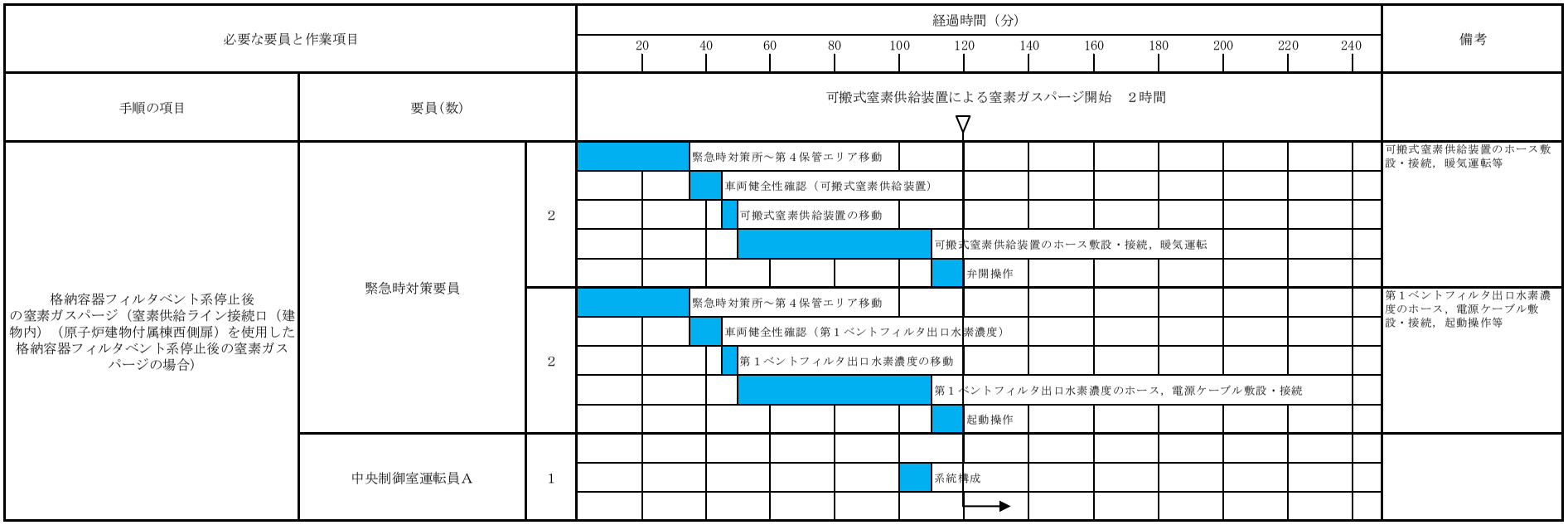
操作手順	弁名称
⑦※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁 （第１弁（Ｗ／Ｗ））
⑦※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁 （第１弁（Ｄ／Ｗ））
⑦※3	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁 （第３弁）
⑦※4	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑦※5	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 （第２弁バイパス弁）
⑩a	ＦＣＶＳ窒素ガス補給元弁
⑩b⑩c	ＦＣＶＳ建物内窒素ガス補給元弁

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。

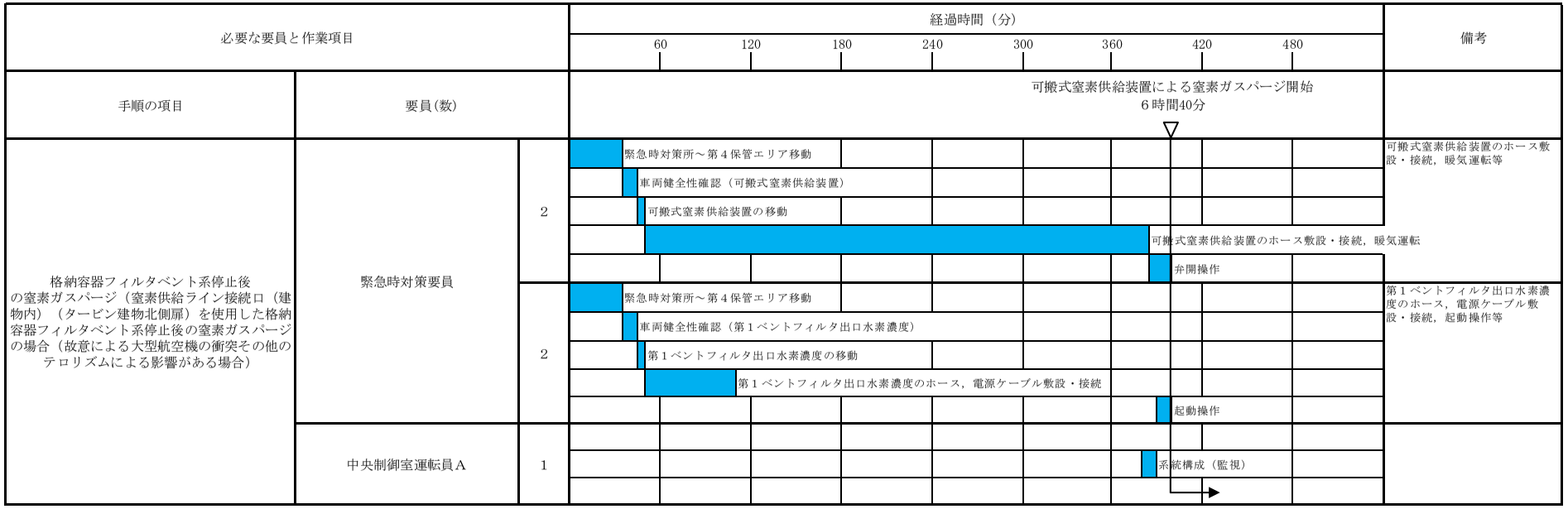
第1.7－17図　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ　概要図（２／２）



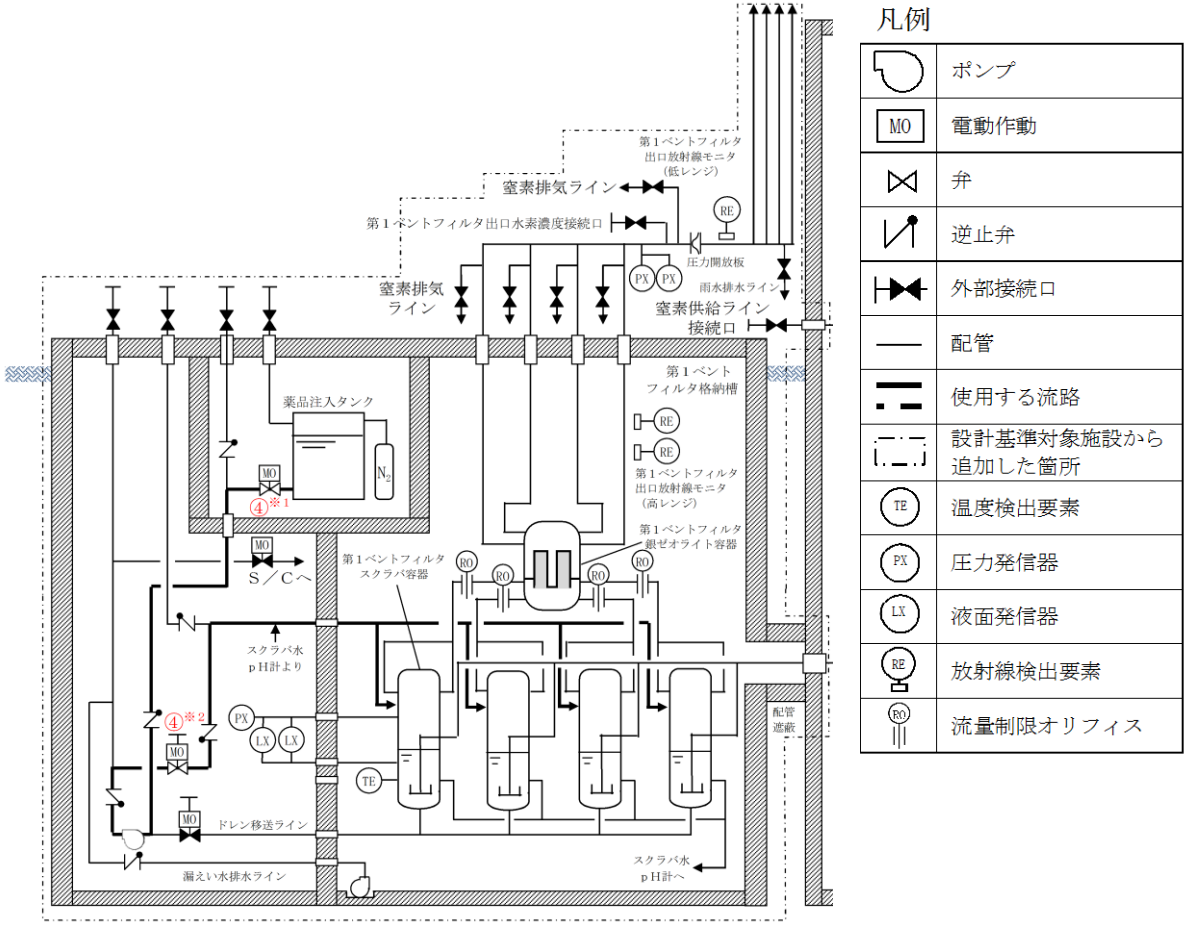
第 1.7－18 図　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ　タイムチャート（１／３）
（窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合）



第 1.7－18 図　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ　タイムチャート（２／３）
（窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した
格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合）



第 1.7－18 図　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ　タイムチャート（３／３）
（窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合））



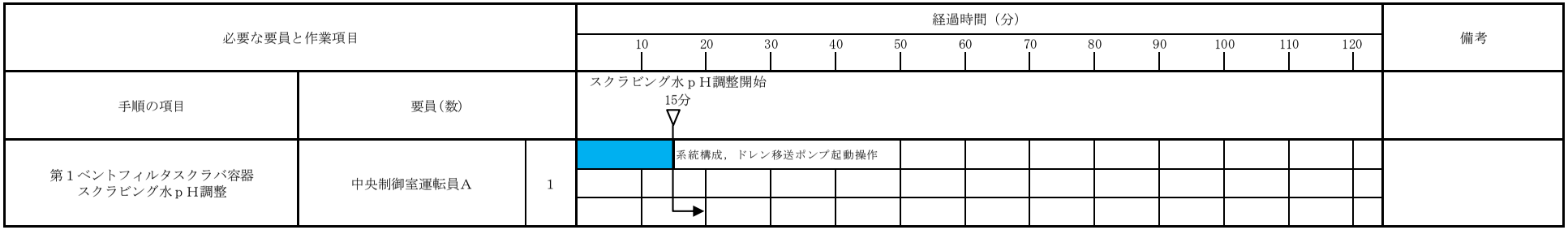
凡例

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

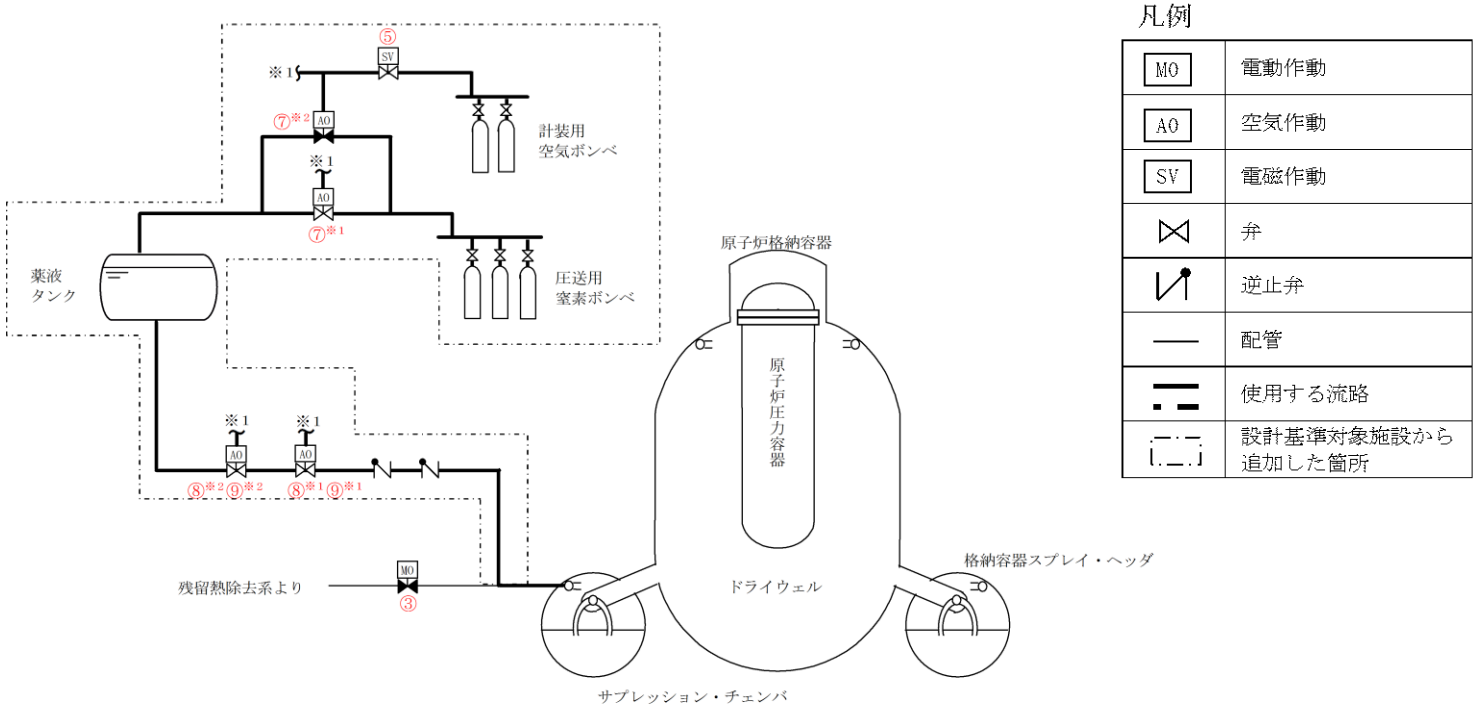
操作手順	弁名称
④※１	ＦＣＶＳ薬品注入タンク出口弁
④※２	ＦＣＶＳ循環ライン止め弁

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 1.7－19 図　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整　概要図



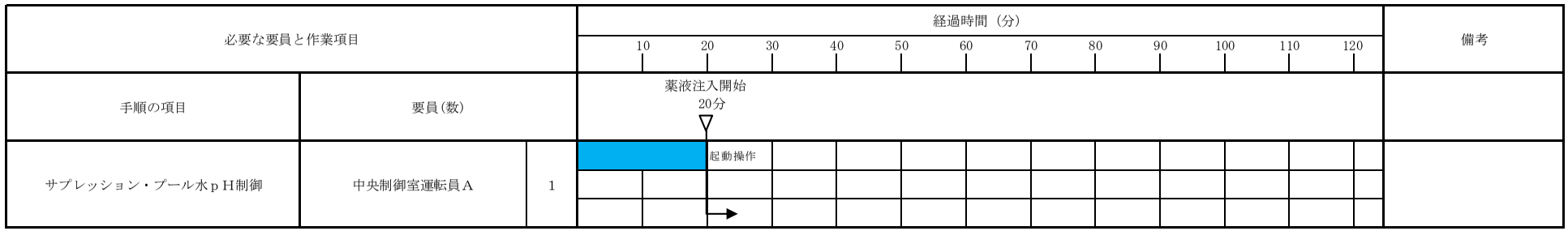
第1.7－20図　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整　タイムチャート



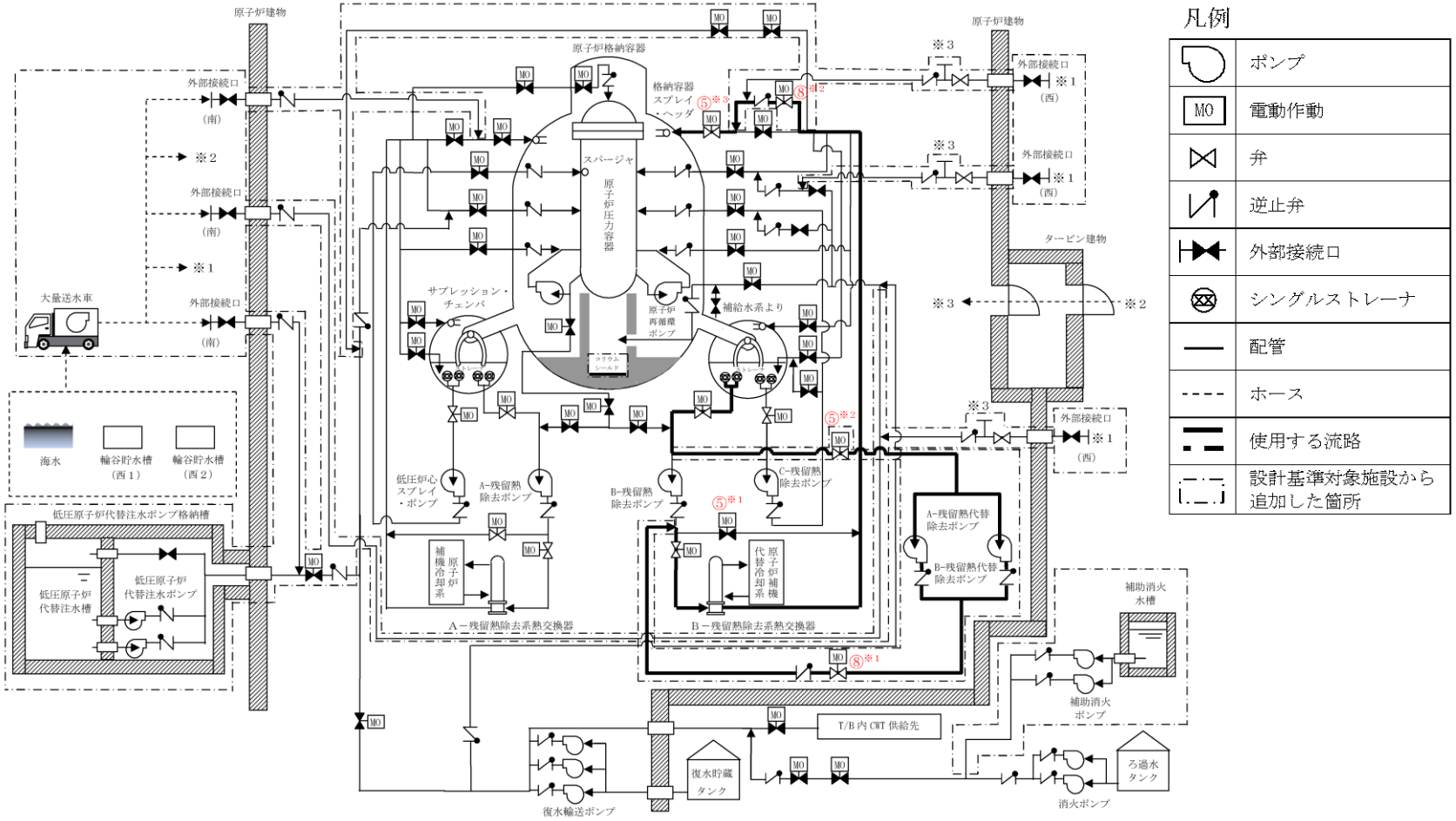
操作手順	弁名称
③	Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁
⑤	ＰＨＣ空気供給電磁弁
⑦※1	ＰＨＣ　Ａ－窒素ガス供給弁
⑦※2	ＰＨＣ　Ｂ－窒素ガス供給弁
⑧※1⑨※1	ＰＨＣ　Ａ－薬液タンク出口薬剤注入弁
⑧※2⑨※2	ＰＨＣ　Ｂ－薬液タンク出口薬剤注入弁

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1.7－21図　サプレッション・プール水ｐＨ制御　概要図



第1.7－22図　サプレッション・プール水ｐＨ制御　タイムチャート



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1.7－23図　ドライウェルｐＨ制御　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑤※1	Ｂ－熱交バイパス弁
⑤※2	ＲＨＲ　ＲＨＡＲライン入口止め弁
⑤※3	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧※1	ＲＨＡＲライン流量調節弁
⑧※2	ＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁

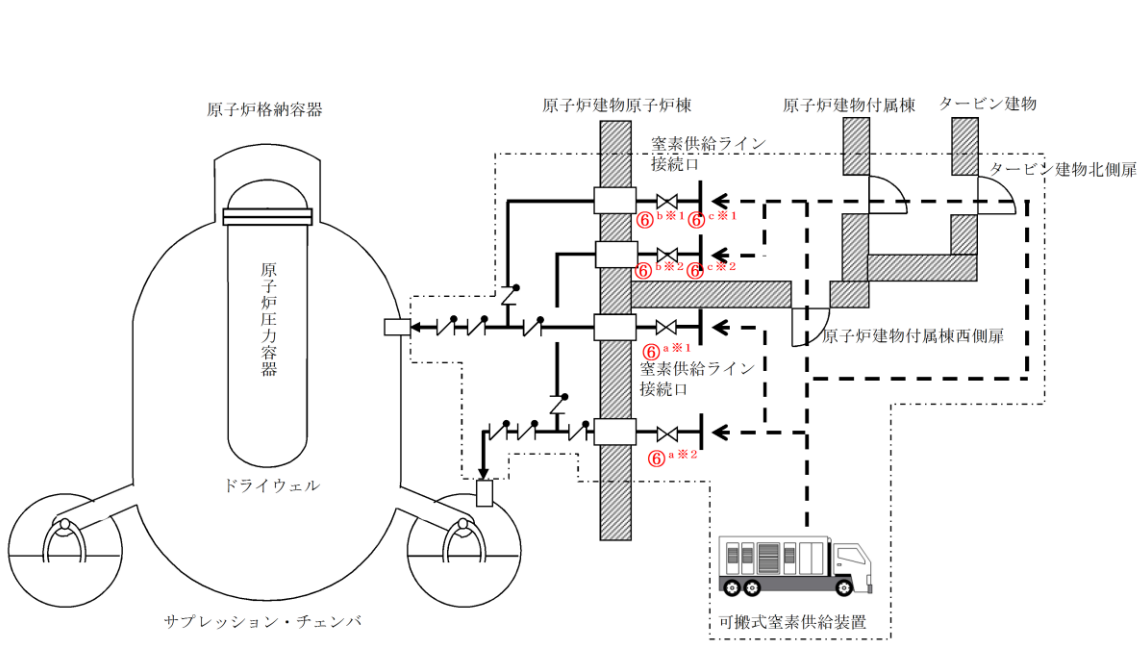
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
　　○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.7－23図　ドライウェルｐＨ制御　概要図（２／２）

必要な要員と作業項目			経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備考
手順の項目	要員(数)		薬液注入開始 45分	
ドライウェルｐＨ制御（ＳＡ電源切替盤を使用した場合）	中央制御室運転員Ａ	1	電源確認 系統構成 起動操作	
	現場運転員Ｂ，Ｃ	2	移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）	

必要な要員と作業項目			経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120	備考
手順の項目	要員(数)		薬液注入開始 60分	
ドライウェルｐＨ制御（非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合）	中央制御室運転員Ａ	1	Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し 非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系） 電源確認 系統構成 起動操作	
	現場運転員Ｂ，Ｃ	2	移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し	

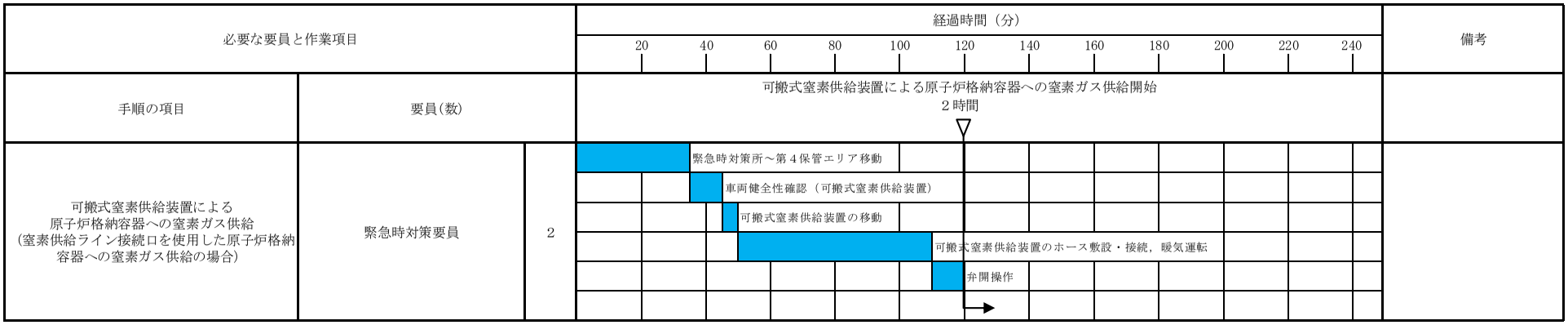
第1.7－24図　ドライウェルｐＨ制御　タイムチャート



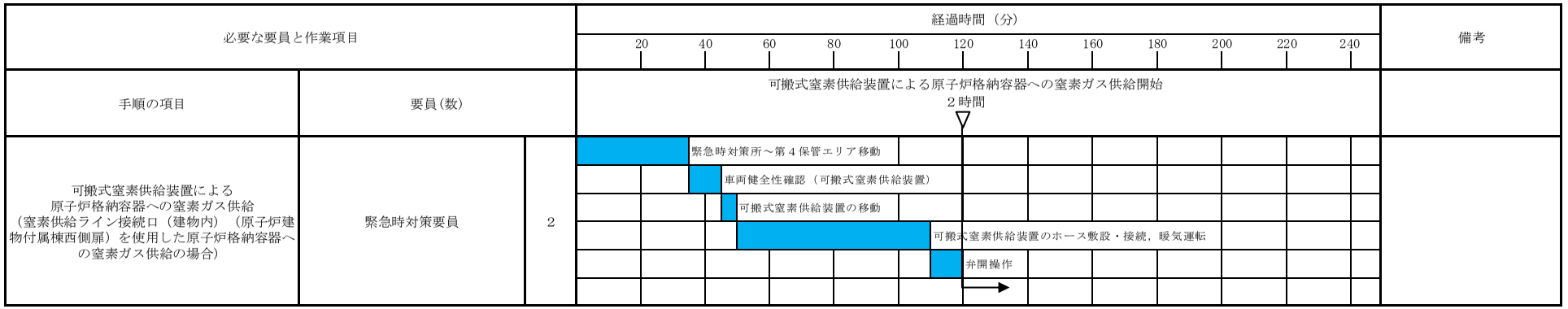
操作手順	弁名称
⑥a※1	ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）
⑥a※2	ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）
⑥b※1 ⑥c※1	ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）
⑥b※2 ⑥c※2	ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）

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。

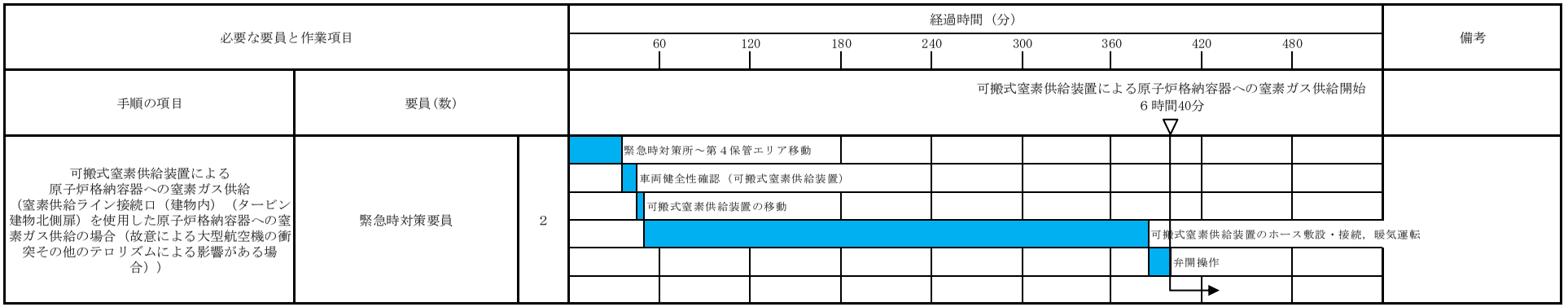
第1.7－25図　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 概要図



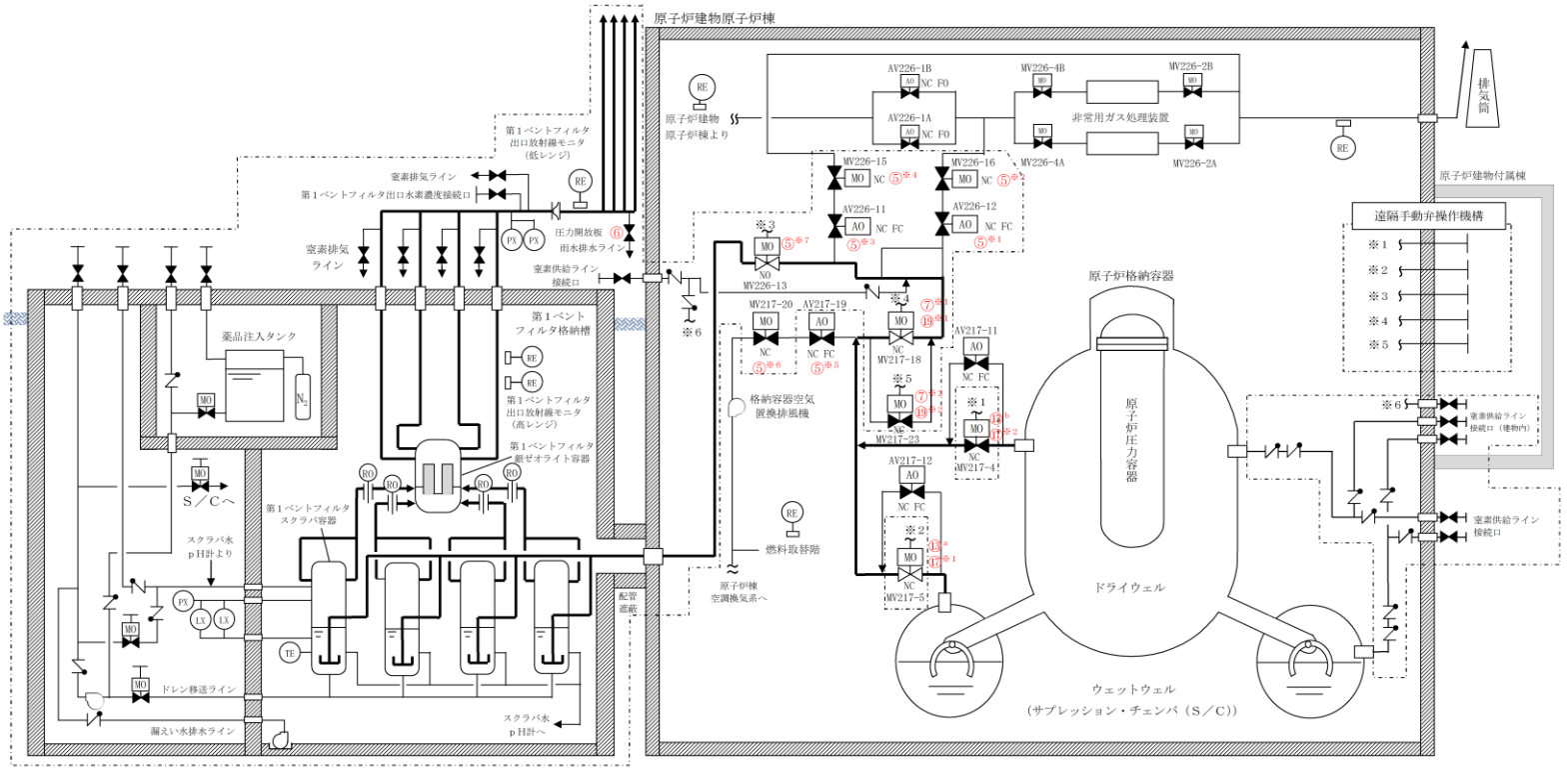
第1.7－26図　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート（１／３）
（窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合）



第1.7－26図　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート（２／３）
（窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した
原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合）



第1.7－26図　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 タイムチャート（３／３）
（窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合
（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合））



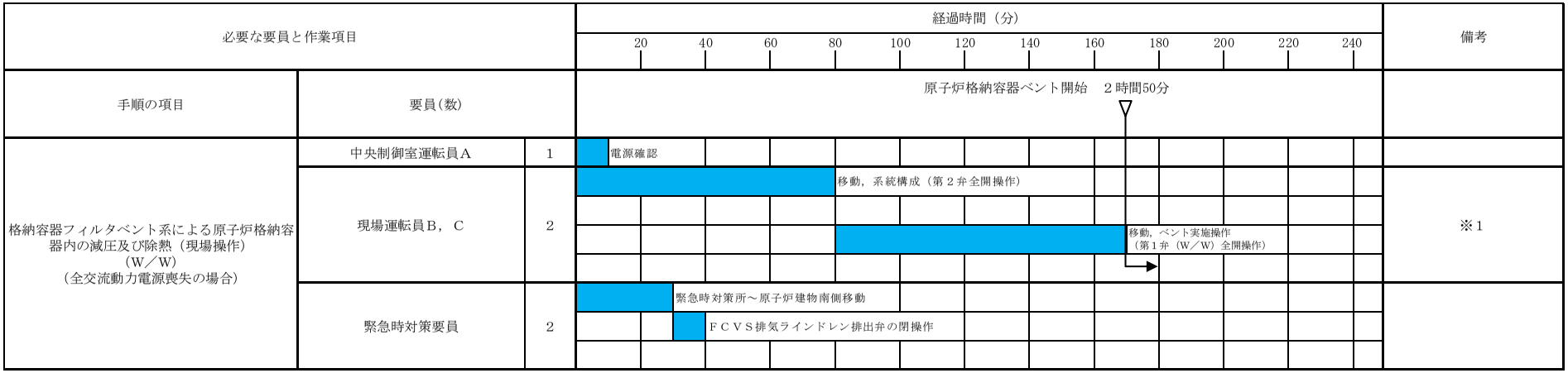
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○^{a}～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○$^{※1}$～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.7－27図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑤※1	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁
⑤※2	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁
⑤※3	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁
⑤※4	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑤※5	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁
⑤※6	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁
⑤※7	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁 （第３弁）
⑥	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁
⑦※1 ⑲※1	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑦※2 ⑲※2	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 （第２弁バイパス弁）
⑬a ⑰※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁 （第１弁（Ｗ／Ｗ））
⑬b ⑰※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁 （第１弁（Ｄ／Ｗ））

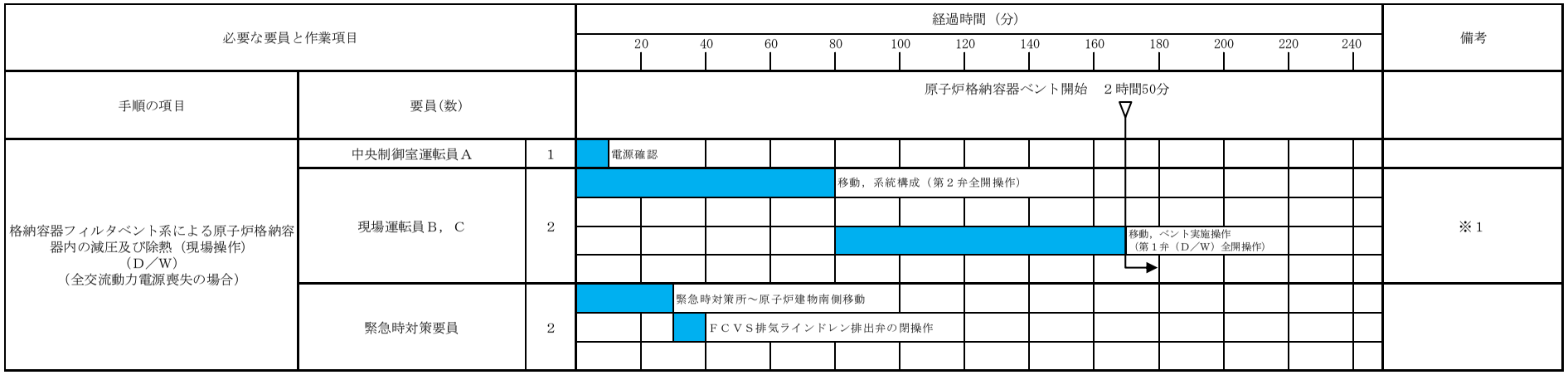
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○a～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.7－27図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）　概要図（２／２）



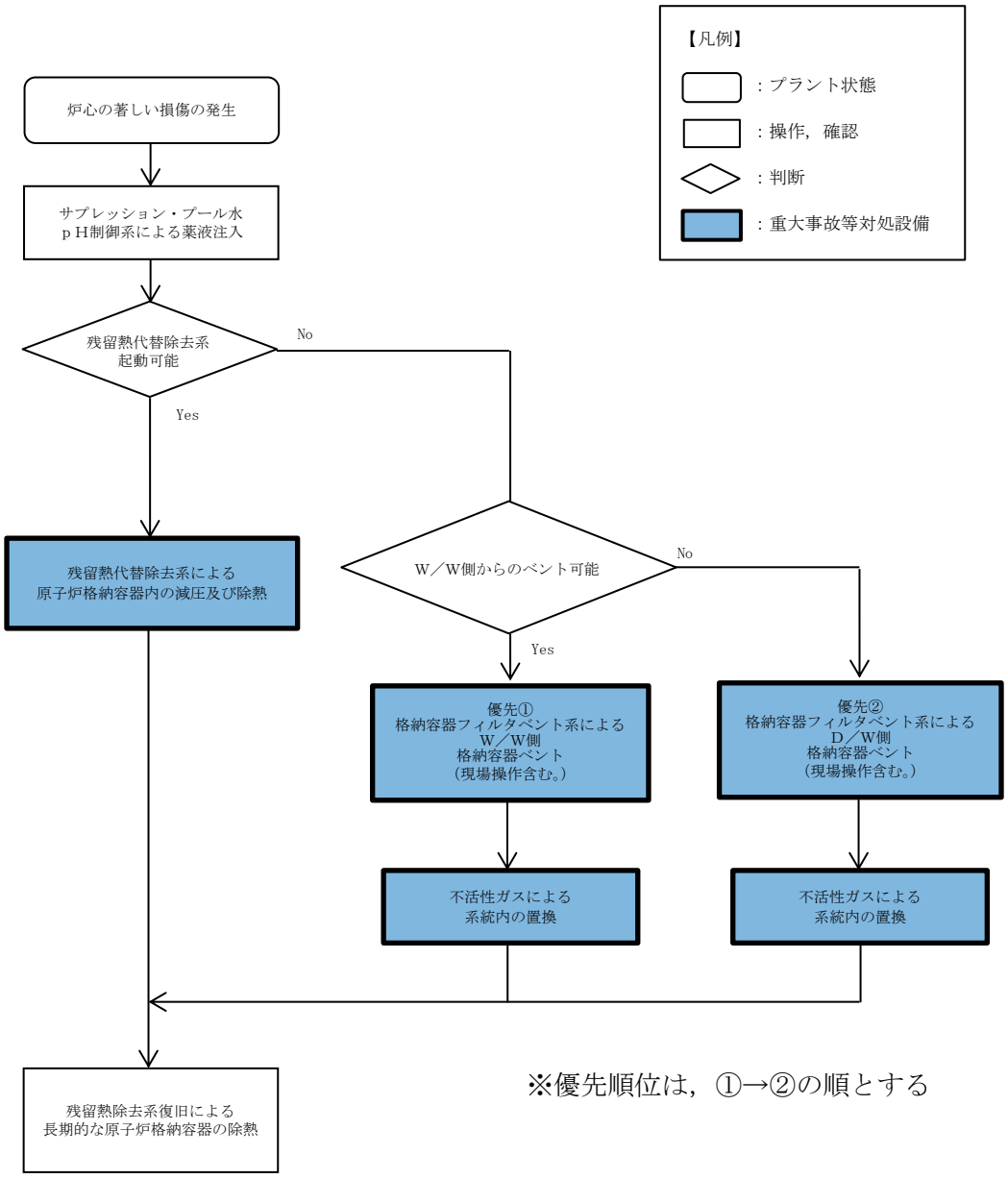
※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。現場運転員Ｂ，Ｃにて実施した場合，２時間50分以内で可能である。

第 1.7－28 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（W／W）　タイムチャート
（現場操作による原子炉格納容器ベント）



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

第1.7－29図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（D／W）　タイムチャート
（現場操作による原子炉格納容器ベント）



第1.7－30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（１／７）

技術的能力審査基準（1.7）	番号	設置許可基準規則（五十条）	技術基準規則（六十五条）	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、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。	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。 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。 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。	【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。 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。 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。	⑨
【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。	－	【解釈】 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。	【解釈】 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。	－
（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。	②	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。	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。	⑩
		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。	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。	－
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。	③	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。 ａ）格納容器圧力逃がし装置を設置すること。	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。 ａ）格納容器圧力逃がし装置を設置すること。	⑪
（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３ａ）の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 ｉ）格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。	ｂ）上記３ａ）の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 ｉ）格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。	⑫
（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			

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

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（２／７）

技術的能力審査基準（1.7）	番号	設置許可基準規則（五十条）	技術基準規則（六十五条）	番号
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	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。	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。	⑬
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	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。	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。	⑭
（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	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。	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。	⑮
－	－	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。	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。	⑯
		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。	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。	⑰
		vii）ラプチャーディスクを使用する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力に設定されたラプチャーディスク（原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの）を使用する場合又はラプチャーディスクを強制的に手動で破壊する装置を設置する場合を除く。	vii）ラプチャーディスクを使用する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、十分に低い圧力に設定されたラプチャーディスク（原子炉格納容器の隔離機能を目的としたものではなく、例えば、配管の窒素充填を目的としたもの）を使用する場合又はラプチャーディスクを強制的に手動で破壊する装置を設置する場合を除く。	⑱
		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。	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。	⑲
		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。	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。	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

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

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

重大事故等対処設備を使用した手順 審査基準の要求に適合するための手順				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱代替除去ポンプ	新設	① ② ③ ⑨ ⑩	－	－	－	－	－	－
	残留熱除去系熱交換器	既設							
	原子炉補機代替冷却系	新設							
	サプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱代替除去系　配管・弁	新設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設							
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	新設							
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設							
	ホース・接続口	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							
	代替所内電気設備	既設 新設							
	大量送水車	新設							
	輪谷貯水槽（西１）※1	既設							
	輪谷貯水槽（西２）※1	既設							

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

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

重大事故等対処設備を使用した手順 審査基準の要求に適合するための手順				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱	第１ベントフィルタ スクラバ容器	新設	①②④⑤⑥⑦⑧⑨⑪⑫⑬⑭⑯⑰⑱⑲⑳㉑	－	－	－	－	－	－
	第１ベントフィルタ 銀ゼオライト容器	新設							
	遠隔手動弁操作機構	新設							
	圧力開放板	新設							
	可搬式窒素供給装置	新設							
	ホース・接続口	新設							
	原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。）	既設							
	第１ベントフィルタ格納槽遮蔽	新設							
	配管遮蔽	新設							
	格納容器フィルタベント系 配管・弁	新設							
	窒素ガス制御系　配管・弁	既設 新設							
	非常用ガス処理系　配管・弁	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							
	代替所内電気設備	既設 新設							
	ドレン移送ポンプ	新設							
	薬品注入タンク	新設							
	大量送水車	新設							
	輪谷貯水槽（西１）※1	既設							
	輪谷貯水槽（西２）※1	既設							
	ホース・接続口	新設							
現場操作	遠隔手動弁操作機構	新設	①⑤⑥⑦⑨⑯⑰	－	－	－	－	－	－
	－	－							
不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換	可搬式窒素供給装置	新設	①⑨⑬	－	－	－	－	－	－
	ホース・接続口	新設							
－	－	－	－	原子炉格納容器負圧破損の防止	可搬式窒素供給装置	可搬	２時間	２名	自主対策とする理由は本文参照
					ホース・接続口	可搬			
					窒素ガス代替注入系　配管・弁	常設			

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

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

重大事故等対処設備を使用した手順 審査基準の要求に適合するための手順				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
－	－	－	－	サプレッション・プール水ｐＨ制御	残留熱除去系　配管	常設	20 分	1 人	自主対策とする理由は本文参照
					サプレッション・チェンバスプレイヘッダ	常設			
					サプレッション・プール水 pH 制御系	常設			
－	－	－	－	ドライウェルｐＨ制御	残留熱代替除去ポンプ	常設	45 分	３人	自主対策とする理由は本文参照
					原子炉補機代替冷却系	常設			
					サプレッション・チェンバ	常設			
					残留熱代替除去系配管・弁	常設			
					残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	常設			
					格納容器スプレイ・ヘッダ	常設			
					原子炉格納容器	常設			
					常設代替交流電源設備	常設			
					代替所内電気設備	常設			

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

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（６／７）

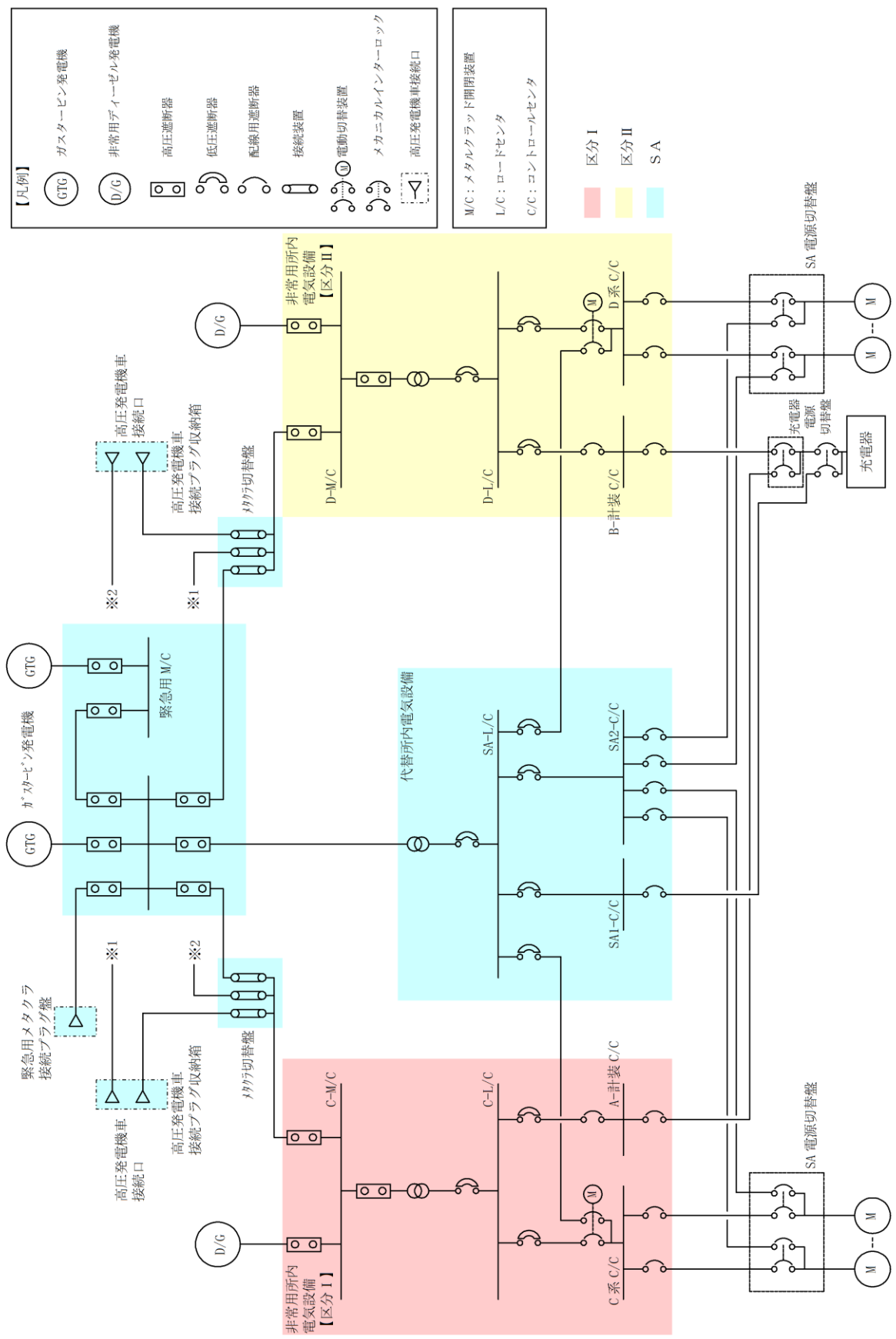
技術的能力審査基準（1.7）	適合方針
【要求事項】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止する手段として残留熱代替除去系及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備する。
【解釈】 １　「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれ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。	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残留熱代替除去系及び格納容器フィルタベント系により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備する。
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。	残留熱代替除去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，格納容器フィルタベント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に優先して実施するように整備する。
（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。	格納容器フィルタベント系による格納容器ベント後に，原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに，可燃性ガス濃度を低減するための手段として，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器内に不活性ガス（窒素ガス）を供給する手順を整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（７／７）

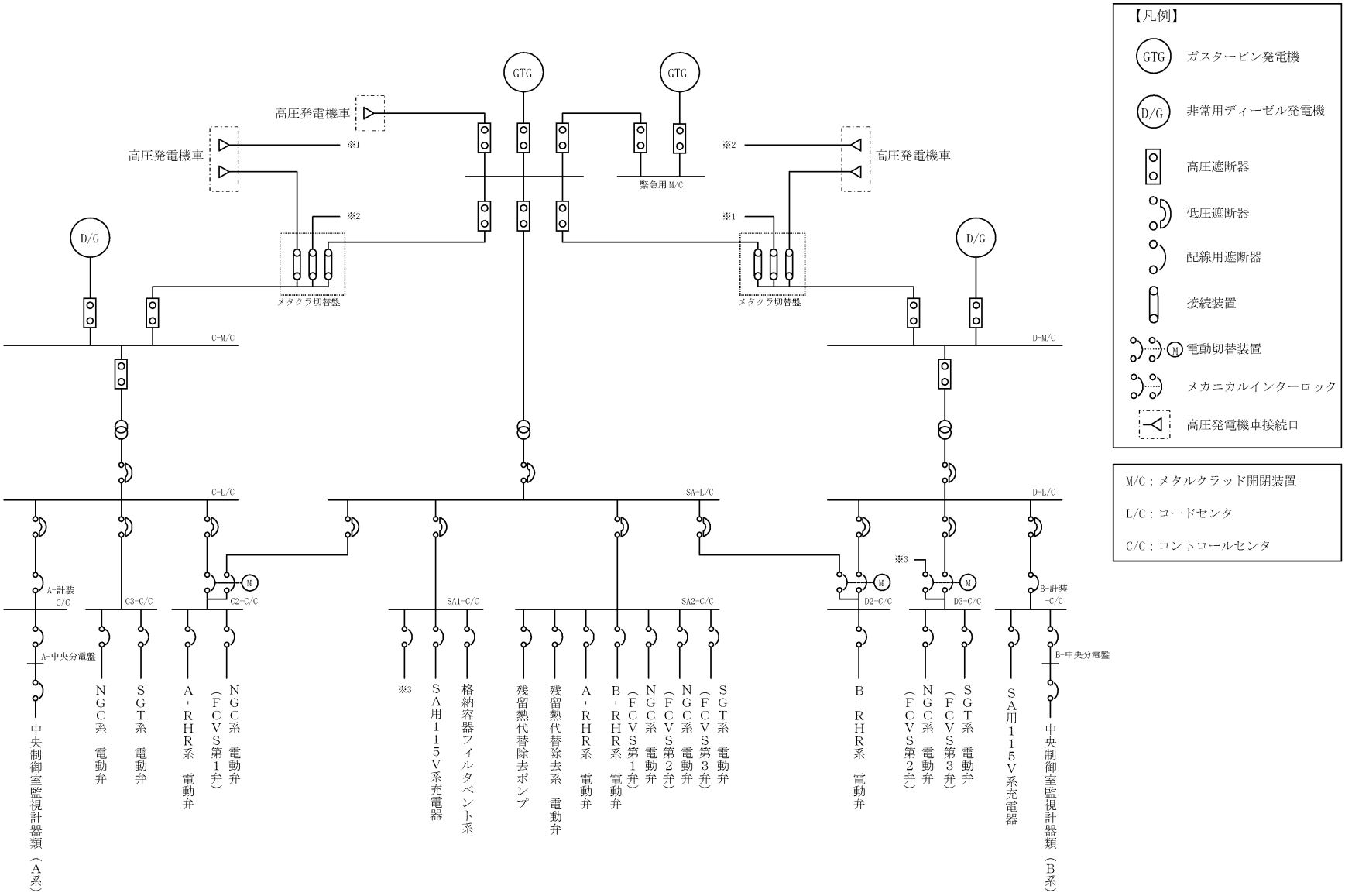
技術的能力審査基準（1.7）	適合方針
（３）現場操作等 ａ）格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。	格納容器フィルタベント系の隔離弁を人力により容易かつ確実に操作可能とする手段として，遠隔手動弁操作機構を整備する。
ｂ）炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。	炉心の著しい損傷時において，運転員の被ばくを低減する手段として，二次格納施設外で操作可能な遠隔手動弁操作機構を整備する。なお，必要に応じて遠隔手動弁操作機構の操作場所へ遮蔽材を整備する。 また，格納容器ベント後の被ばくを低減するために，運転員は遮へい等を考慮した中央制御室へ退避する。
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。	隔離弁の駆動源が喪失した場合において，格納容器フィルタベント系の隔離弁を操作可能とする手段として，遠隔手動弁操作機構を整備する。なお，遠隔手動弁操作機構については，操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。
（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。	使用後に高線量となる第１ベントフィルタスクラバ容器等からの被ばくを低減する手段として，第１ベントフィルタスクラバ容器等は遮へい等考慮した地下格納槽内に整備する。

自主対策設備仕様

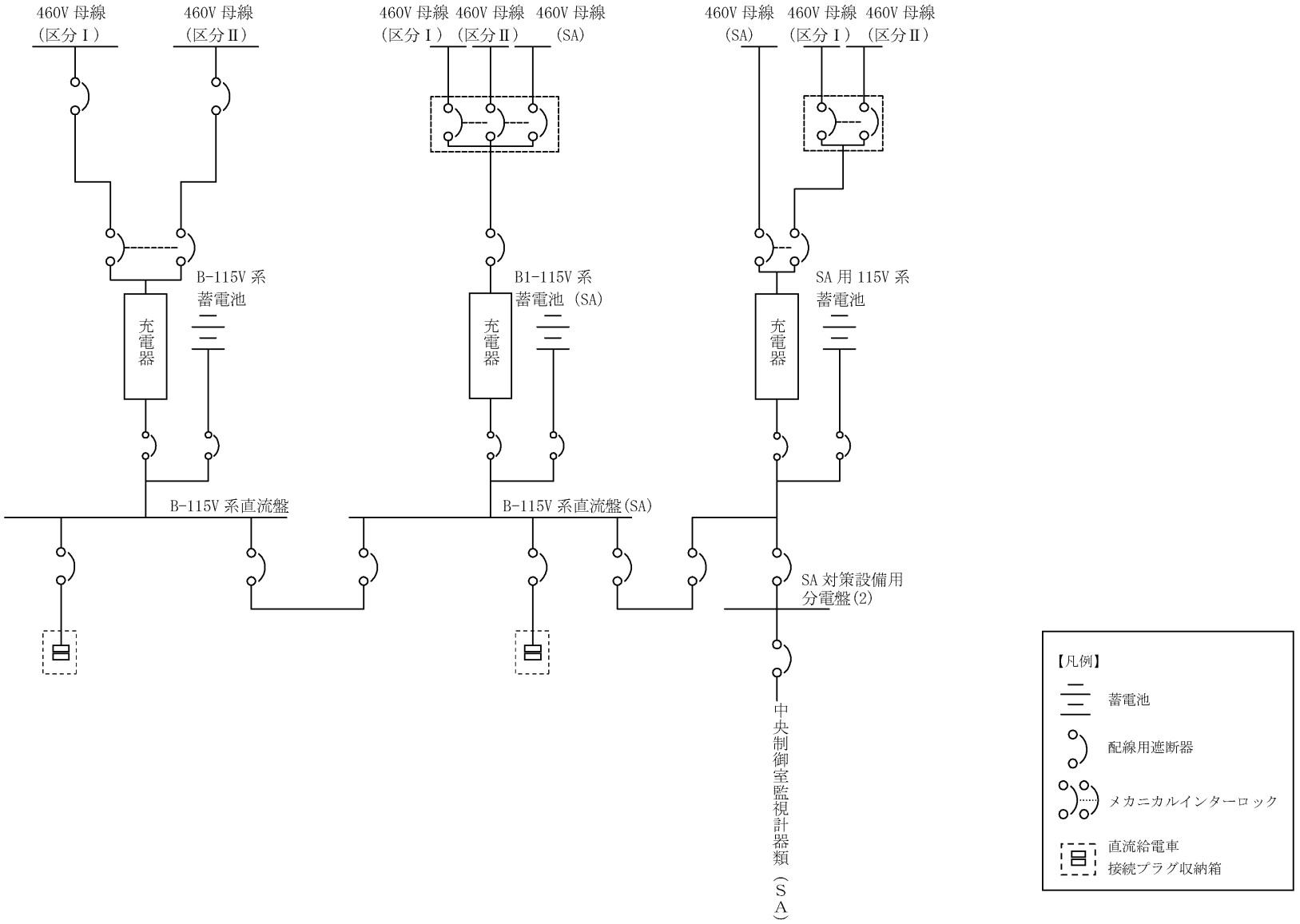
機器名称	常設／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
ドレン移送ポンプ	常設	－ （Ss 機能維持）	10m^3/h	70m	１台
薬品注入タンク	常設	－ （Ss 機能維持）	0.83m^3	－	１基
大量送水車	可搬	－ （Ss 機能維持）	168m^3/h （１台あたり）	－	２台 （予備１台）
サプレッション・プール水 pH 制御系（薬液タンク）	常設	－ （Ss 機能維持）	5.0m^3	－	１基
サプレッション・プール水 pH 制御系（計装用空気ボンベ）	可搬	－	７m^3 （１本あたり）	－	16 本× ３set
サプレッション・プール水 pH 制御系（圧送用窒素ボンベ）	可搬	－	７m^3 （１本あたり）	－	２本



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.　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

a．操作概要

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成を実施し，残留熱代替除去系を起動し原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。

b．作業場所

原子炉建物付属棟２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟３階（非管理区域）
制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤を使用した原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：１時間５分以内（所要時間目安※1：21 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安３分
・電源確認：所要時間目安３分（電源確認：中央制御室）
●系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安５分
・系統構成：所要時間目安５分（操作対象５弁：中央制御室）
●起動操作：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・起動操作：所要時間目安４分（操作対象３弁，ポンプ起動：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）：想定時間 20 分，所要時間目安８分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）
・ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）
●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）：想定時間 20 分，所要時間目安４分
・移動：所要時間目安１分（原子炉建物付属棟３階）
・ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤を使用した原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：１時間 30 分以内（所要時間目安※1：１時間２分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳
【中央制御室運転員】
●Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分
・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分
●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：想定時間５分，所要時間目安１分
・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：所要時間目安１分
●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分
・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分
●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分
・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分
●電源確認：想定時間５分，所要時間目安３分
・電源確認：所要時間目安３分（電源確認：中央制御室）
●系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安５分
・系統構成：所要時間目安５分（操作対象５弁：中央制御室）
●起動操作：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・起動操作：所要時間目安４分（操作対象３弁，ポンプ起動：中央制御室）
【現場運転員】
●移動，Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟中２階）
・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要時間目安 21 分（原子炉建物付属棟中２階）

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 24 分
・移動：所要時間目安２分（移動経路：原子炉建物付属棟中２階～原子炉建物付属棟２階）
・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分（原子炉建物付属棟２階）

＜ＳＡ電源切替盤を使用した原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：45 分以内（所要時間目安※1：15 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安３分
・電源確認：所要時間目安３分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安３分
・系統構成：所要時間目安３分（操作対象３弁：中央制御室）

●起動操作：想定時間 10 分，所要時間目安３分
・起動操作：所要時間目安３分（操作対象２弁，ポンプ起動：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）：想定時間 20 分，所要時間目安９分
・移動：所要時間目安６分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）
・ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤を使用した原子炉格納容器内へのスプレイを実施する場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：60 分以内（所要時間目安※1：36 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）

：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安３分

・電源確認：所要時間目安３分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安３分

・系統構成：所要時間目安３分（操作対象３弁：中央制御室）

●起動操作：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・起動操作：所要時間目安３分（操作対象２弁，ポンプ起動：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分（原子炉建物付属棟２階）

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場操作

作業環境　　：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。

放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

移動経路　　：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること，

ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから接近可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性　　：通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段　　：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

(2)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成

a．原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合

(a)　操作概要

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において，原子炉補機代替冷却系を用いた冷却水確保のため，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作及び現場操作により原子炉補機冷却系の系統構成を行う。

(b)　作業場所

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）
原子炉建物付属棟地下２階，地下１階，２階，３階（非管理区域）
廃棄物処理建物２階（非管理区域）

(c)　必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：系統構成１時間40分以内
（所要時間目安※1：１時間７分）
冷却水確保10分以内（所要時間目安※1：１分）

※１：所要時間目安は，模擬により算出した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）
●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間 10 分，所要時間目安１分
・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員Ｂ，Ｃ】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）：想定時間 20 分，所要時間目安９分
・移動：所要時間目安６分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）
・ＳＡ電源切替操作（Ｂ系）：所要時間目安：３分（電源切替操作：

原子炉建物付属棟３階）

●系統構成：想定時間１時間 20 分，所要時間目安 58 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：原子炉建物付属棟３階～原子炉建物付属棟２階）

・電源確認：所要時間目安１分（電源ロック：原子炉建物付属棟２階）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟２階～原子炉建物付属棟地下１階）

・電源確認：所要時間目安１分（電源ロック：原子炉建物付属棟地下１階）

・移動：所要時間目安３分（移動経路：原子炉建物付属棟地下１階～原子炉建物付属棟地下２階）

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟地下２階）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟地下２階～原子炉建物付属棟地下１階）

・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟地下１階）

・移動：所要時間目安４分（移動経路：原子炉建物付属棟地下１階～原子炉建物付属棟２階）

・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟２階）

・移動：所要時間目安６分（移動経路：原子炉建物付属棟２階～廃棄物処理建物２階）

・系統構成：所要時間目安３分（操作対象１弁：廃棄物処理建物２階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

必要要員数：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）

想定時間　：系統構成１時間 50 分以内

（所要時間目安※1：１時間 20 分）

冷却水確保 10 分以内（所要時間目安※1：１分）

※１：所要時間目安は，模擬により算出した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）

●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間 10 分，所要時間目安１分

・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員Ｂ，Ｃ】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作：所要時間目安 22 分（原子炉建物付属棟２階）

●系統構成：想定時間１時間 20 分，所要時間目安 53 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟２階～原子炉建物付属棟地下１階）

・電源確認：所要時間目安１分（電源ロック：原子炉建物付属棟地下１階）

・移動：所要時間目安３分（移動経路：原子炉建物付属棟地下１階～原子炉建物付属棟地下２階）

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟地下２階）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟地下２階～原子炉建物付属棟地下１階）

・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟地下１階）

・移動：所要時間目安４分（移動経路：原子炉建物付属棟地下１階～原子炉建物付属棟２階）

・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟２階）

・移動：所要時間目安６分（移動経路：原子炉建物付属棟２階～廃棄物処理建物２階）

・系統構成：所要時間目安３分（操作対象１弁：廃棄物処理建物２階）

(d)　操作の成立性について

ｉ　中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

ii　現場操作

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

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

操作性　　：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段　　：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。

b．原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合）

(a)　操作概要

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において，原子炉補機代替冷却系を用いた冷却水確保のため，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作及び現場操作により原子炉補機冷却系の系統構成を行う。

(b)　作業場所

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）
原子炉建物付属棟地下２階，地下１階，２階，３階（非管理区域）
廃棄物処理建物２階（非管理区域）

(c)　必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：系統構成１時間40分以内
（所要時間目安※1：１時間14分）
冷却水確保10分以内（所要時間目安※1：１分）

※１：所要時間目安は，模擬により算出した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）
●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間 10 分，所要時間目安１分
・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員Ｂ，Ｃ】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）：想定時間 20 分，所要時間目安９分
・移動：所要時間目安６分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）
・ＳＡ電源切替操作（Ｂ系）：所要時間目安：３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

●系統構成：想定時間１時間 20 分，所要時間目安１時間５分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：原子炉建物付属棟３階～原子炉建物付属棟２階）

・電源確認：所要時間目安１分（電源ロック：原子炉建物付属棟２階）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟２階～原子炉建物付属棟地下１階）

・電源確認：所要時間目安１分（電源ロック：原子炉建物付属棟地下１階）

・移動：所要時間目安３分（移動経路：原子炉建物付属棟地下１階～原子炉建物付属棟地下２階）

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟地下２階）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟地下２階～原子炉建物付属棟地下１階）

・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟地下１階）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟地下１階～原子炉建物付属棟２階）

・系統構成：所要時間目安３分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟２階）

・移動：所要時間目安３分（移動経路：原子炉建物付属棟２階）

・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟２階）

・移動：所要時間目安６分（移動経路：原子炉建物付属棟２階～廃棄物処理建物２階）

・系統構成：所要時間目安３分（操作対象１弁：廃棄物処理建物２階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

必要要員数：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）

想定時間　：系統構成１時間 50 分以内

（所要時間目安※1：１時間 27 分）

冷却水確保 10 分以内（所要時間目安※1：１分）

※１：所要時間目安は，模擬により算出した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分
・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分
●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分
・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分
●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）
●冷却水確保（流量調整，監視）：想定時間 10 分，所要時間目安１分
・冷却水確保（流量調整，監視）：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員Ｂ，Ｃ】
●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分
・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟２階）
・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作：所要時間目安 22 分（原子炉建物付属棟２階）
●系統構成：想定時間１時間 20 分，所要時間目安１時間
・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟２階～原子炉建物付属棟地下１階）
・電源確認：所要時間目安１分（電源ロック：原子炉建物付属棟地下１階）
・移動：所要時間目安３分（移動経路：原子炉建物付属棟地下１階～原子炉建物付属棟地下２階）
・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟地下２階）
・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟地下２階～原子炉建物付属棟地下１階）
・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟地下１階）
・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物付属棟地下１階～原子炉建物付属棟２階）
・系統構成：所要時間目安３分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟２階）
・移動：所要時間目安３分（移動経路：原子炉建物付属棟２階）
・系統構成：所要時間目安 11 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟２階）
・移動：所要時間目安６分（移動経路：原子炉建物付属棟２階～廃棄物処理建物２階）

・系統構成：所要時間目安３分（操作対象１弁：廃棄物処理建物２階）

(d)　操作の成立性について

ⅰ　中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

ⅱ　現場操作

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

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

操作性　：通常の弁操作であり，容易に実施可能である。
操作対象弁には，暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。

連絡手段　：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室に連絡する。



冷却水確保（系統構成）



冷却水確保（系統構成）

(3)　残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保

a．原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合

(a)　操作概要

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において，原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車等）による補機冷却水確保のため，外部接続口を選定し，取水箇所まで移動するとともに，送水ルートを確保した後，原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を供給する。

(b)　作業場所

原子炉建物付属棟１階（非管理区域）
原子炉建物付属棟２階（非管理区域）
屋外（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺）

(c)　必要要員数及び想定時間

原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保として，最長時間を要する第４保管エリアの可搬設備を使用した海水取水箇所から原子炉建物南側接続口を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数：15名（緊急時対策要員15名）
想定時間　：７時間20分以内（所要時間目安※1：５時間41分）
※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員（６名）】（原子炉建物南側周辺作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間35分，所要時間目安32分
・移動：所要時間目安32分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（移動式代替熱交換設備，ホース運搬車）
：想定時間10分，所要時間目安10分
・車両健全確認（移動式代替熱交換設備，ホース運搬車）
：所要時間目安10分（第４保管エリア）

●移動式代替熱交換設備準備：想定時間６時間15分，所要時間目安４時間38分
・移動式代替熱交換設備準備：所要時間目安４時間38分（屋外（原子炉建物南側周辺））

●補機冷却水（淡水）の供給（監視）：想定時間20分，所要時間目安15分

・補機冷却水（淡水）の供給（監視）：所要時間目安15分（屋外（原子炉建物南側周辺））

【緊急時対策要員（６名）】（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間35分，所要時間目安32分

・移動：所要時間目安32分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）
：想定時間10分，所要時間目安10分

・車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）
：所要時間目安10分（第４保管エリア）

●大型送水ポンプ車準備：想定時間３時間45分，所要時間目安２時間57分

・大型送水ポンプ車準備：所要時間目安２時間57分（屋外（取水槽周辺））

●送水準備（ホース敷設）：想定時間２時間30分，所要時間目安１時間52分

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安１時間52分（屋外（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺））

●補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）：想定時間20分，所要時間目安10分

・補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）
：所要時間目安10分（屋外（取水槽周辺，原子炉建物南側周辺））

【緊急時対策要員（３名）】（原子炉建物南側周辺作業）

●移動：想定時間30分，所要時間目安26分

・移動：所要時間目安26分（緊急時対策所～原子炉建物南側）

●電源ケーブル接続：想定時間１時間10分，所要時間目安45分

・電源ケーブル接続：所要時間目安45分（屋外（原子炉建物南側），原子炉建物付属棟２階）

(d)　操作の成立性について

作業環境　　：電源内蔵型照明及びヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している。
放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

移動経路　　：車両のヘッドライトのほか，電源内蔵型照明及びヘッドライトを携行しており，夜間においても接近可能である。
また，現場への移動は地震等による重大事故等が発生し

た場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性　　：各種ホースの接続は汎用の結合金具及びフランジ接続であり，容易に実施可能である。
作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段　　：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。

b．原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保（故意による大型航空機の衝突その他テロリズムによる影響がある場合）

(a)　操作概要

残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において，原子炉補機代替冷却系（大型送水ポンプ車等）による補機冷却水確保のため，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，原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を供給する。

(b)　作業場所

原子炉建物付属棟地下２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟地下１階（非管理区域）
原子炉建物付属棟１階（非管理区域）
タービン建物１階（非管理区域）
タービン建物地下１階（非管理区域）
屋外（取水槽周辺）

(c)　必要要員数及び想定時間

原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保として，最長時間を要する第４保管エリアの可搬設備を使用した海水取水箇所から原子炉建物内接続口を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数：６名（緊急時対策要員６名）
想定時間　：７時間以内（所要時間目安※1：６時間29分）
※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳
【緊急時対策要員】
●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間35分，所要時間目安32分
・移動：所要時間目安32分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）
●車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）
：想定時間10分，所要時間目安10分
・車両健全確認（大型送水ポンプ車，ホース展張車）
：所要時間目安10分（第４保管エリア）
●大型送水ポンプ車準備：想定時間３時間５分，所要時間目安２時間57分
・大型送水ポンプ車準備：所要時間目安２時間57分（屋外（取水槽周辺））
●送水準備（屋外ホース敷設）：想定時間55分，所要時間目安45分

・送水準備（屋外ホース敷設）：所要時間目安45分（屋外（取水槽周辺））

●送水準備（屋内ホース敷設）：想定時間１時間55分，所要時間目安１時間55分

・送水準備（屋内ホース敷設）：所要時間目安１時間55分（屋内（タービン建物，原子炉建物付属棟））

●補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）
：想定時間20分，所要時間目安10分

・補機冷却水（海水）の供給（流量調整，監視）
：所要時間目安10分（屋外（取水槽周辺））

(d)　操作の成立性について

作業環境　：電源内蔵型照明及びヘッドライトにより，夜間における作業性を確保している。
放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

移動経路　：車両のヘッドライトのほか，電源内蔵型照明及びヘッドライトを携行しており，夜間においても接近可能である。
また，現場への移動は地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

操作性　：各種ホースの接続は汎用の結合金具及びフランジ接続であり，容易に実施可能である。
作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段　：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。

移動式代替熱交換設備



ホース接続作業



移動式代替熱交換設備へのホース接続作業

大型送水ポンプ車



ホース接続作業



水中ポンプ設置準備



ポンプ起動操作

2.　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(1)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

ａ．操作概要

中央制御室からの格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱が必要な状況において，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成及び格納容器ベント操作を実施し，格納容器ベントを実施する。

ｂ．作業場所

Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し　原子炉建物付属棟２階（非管理区域）

Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し　原子炉建物付属棟中２階（非管理区域）

電源切替え　原子炉建物付属棟３階（非管理区域）

系統構成，ベント実施操作　制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

排気ラインドレン排出弁操作　屋外（原子炉建物南側周辺）

ｃ．必要要員数及び想定時間

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

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

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

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

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

移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）20 分以内（所要時間目安※1：４分）

電源確認（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）

系統構成（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）

ベント実施操作（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：３分）

排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安４分

・電源確認：所要時間目安４分（電源確認：中央制御室）

●系統構成（第２弁全開操作）：想定時間５分，所要時間目安４分

・系統構成（第２弁全開操作）：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

●ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）

：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・ベント実施操作（第１弁（W／W）全開操作）

：所要時間目安３分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

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

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）

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

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

・移動：所要時間目安１分（原子炉建物付属棟３階）

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

【緊急時対策要員】

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

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

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

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

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

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

想定時間　　：移動，Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作 30 分以内（所要時間目安※1：26 分）

移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作 30 分以内（所要時間目安※1：12 分）

Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：２分）

非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：１分）

Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：７分）

非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：１分）

電源確認（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）

系統構成（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）

ベント実施操作（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：３分）

排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：所要時間目安１分

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 10 分，所要時間目安７分

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安７分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安４分

・電源確認：所要時間目安４分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間５分，所要時間目安４分

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

●ベント実施操作（第１弁（W／W）開操作）：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・ベント実施操作（第１弁（W／W）開操作）

：所要時間目安３分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟中２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作：所要時間目安 21 分（原子炉建物付属棟中２階）

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 12 分

・移動：所要時間目安２分（移動経路：原子炉建物付属棟中２階～原子炉建物付属棟２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作：所要時間目安 10 分（原子炉建物付属棟２階）

【緊急時対策要員】

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

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

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

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

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場操作

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

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

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

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

(2)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

ａ．操作概要

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

ｂ．作業場所

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

ｃ．必要要員数及び想定時間

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

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

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

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

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

【現場運転員】

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

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

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

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

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

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

【緊急時対策要員】

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

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

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

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

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場作業

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

作業環境　：電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており，建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また，へ

ッドライト及び懐中電灯を携行している。現場運転員の放射線防護を考慮し，遠隔手動弁操作機構は，原子炉建物付属棟に設置している。また，格納容器ベント操作後の汚染の可能性を考慮し防護具（酸素呼吸器，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

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

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



ベント操作（遠隔手動弁操作機構）

(3)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）

ａ．操作概要

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）が必要な状況において，送水ルートを確保した後，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車により，第１ベントフィルタスクラバ容器を水位調整（水張り）する。

ｂ．作業場所

屋外（原子炉建物南側周辺，原子炉建物西側周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺）

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として，最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：13 名（中央制御室運転員１名，緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：２時間 30 分以内（所要時間目安※1：１時間 55 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬による算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●水位監視：想定時間 10 分，所要時間目安９分

・水位監視，水位調整（水張り）：所要時間目安９分（下限水位～通常水位）

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物南側周辺作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 55 分，所要時間目安 34 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第４保管エリア～原子炉建物西側法面）
・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側周辺）

●送水準備（送水ヘッダ～第１ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分
・送水準備：所要時間目安 15 分（送水ヘッダ～第１ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口）
・系統構成：所要時間目安６分（操作対象２弁：原子炉建物南側周辺）

●ホース取外し：想定時間 10 分，所要時間目安５分
・ホース取外し：所要時間目安５分（操作対象２弁：原子炉建物南側周辺）

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分
・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分
・移動：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））
・大量送水車配置：所要時間目安８分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間，所要時間目安 37 分
・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分(輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２），原子炉建物西側法面）
・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺）

●大量送水車起動：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
・大量送水車起動：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●停止操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・停止操作：所要時間目安５分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

d．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場作業

移動経路　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト，懐中電灯を携帯しており，夜間においても接近可能である。また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

作業環境　：車両の作業用照明・ヘッドライト，懐中電灯により，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後の汚染を考慮し，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備するが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した被水防護服等を装備した作業を行う場合がある。

操作性　：ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車からのホースの接続は，結合金具接続であり容易に接続可能であり，必要な工具はない。また，弁の開閉操作についても，必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には，支障となる設備はなく，十分な作業スペースを確保している。

連絡手段　：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業（昼間）



水中ポンプ設置準備（夜間）



ポンプ起動操作（夜間）

(4)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）

ａ．操作概要

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）が必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）を実施する。

ｂ．作業場所

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：２時間 20 分以内（所要時間目安※1：２時間９分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●系統構成，水抜き開始操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・系統構成，水抜き開始操作：所要時間目安５分（操作対象２弁，ポンプ起動：中央制御室）

●水位調整（水抜き）：想定時間２時間，所要時間目安２時間

・水位調整（水抜き）：所要時間目安２時間（上限水位～通常水位）

●停止操作：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・停止操作：所要時間目安４分（操作対象２弁，ポンプ停止：中央制御室）

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ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(5)　格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ

ａ．操作概要

格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージが必要な状況において，可搬式窒素供給装置を配置してホースを窒素供給ライン接続口に接続した後，可搬式窒素供給装置により格納容器フィルタベント系に窒素ガスを供給する。

ｂ．作業場所

【窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合】
屋外（原子炉建物南側）
制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合】
屋外（原子炉建物西側）
原子炉建物付属棟１階（非管理区域）
制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】
屋外（タービン建物北側）
原子炉建物付属棟１階（非管理区域）
制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージとして窒素供給ライン接続口を使用した窒素ガス供給に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

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

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，緊急時対策要員２名）
想定時間　　：２時間以内（所要時間目安※1：1 時間 42 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬による算定した時間

想定時間内訳
【中央制御室運転員】

●系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

【緊急時対策要員】
●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）
●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）
●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分
・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（原子炉建物南側））
●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
：想定時間１時間，所要時間目安 53 分
・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物南側））
・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（原子炉建物南側））
●弁開操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分
・弁開操作：所要時間目安５分（操作対象１弁：屋外（原子炉建物南側））

(b)　窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合
必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，緊急時対策要員２名）
想定時間　　：２時間以内（所要時間目安※1：１時間 44 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬による算定した時間

想定時間内訳
【中央制御室運転員】
●系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分

・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（原子炉建物西側））

●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転：想定時間１時間，所要時間目安 53 分

・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物西側）～原子炉建物付属棟１階）

・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（原子炉建物西側））

●弁開操作：想定時間 10 分，所要時間目安７分

・弁開操作：所要時間目安７分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟１階）

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

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，緊急時対策要員２名）

想定時間　　：６時間 40 分以内（所要時間目安※1：６時間 18 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬による算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分

・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（タービン建物北側））

●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
：想定時間５時間 35 分，所要時間目安５時間 19 分

・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
：所要時間目安５時間２分（ホース敷設・接続：屋外（タービン建物北側）～原子炉建物付属棟１階）

・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（タービン建物北側））

●弁開操作：想定時間 15 分，所要時間目安 15 分

・弁開操作：所要時間目安 15 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟１階）

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場作業

移動経路　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，夜間においても接近可能である。また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

作業環境　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯により，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後の汚染を考慮し，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備するが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の

環境を考慮した被水防護服等を装備した作業を行う場合がある。

操作性　　：送気ホースの接続は，差し込み式であり容易に実施可能であり，操作に必要な工具はない。また，弁の開閉操作についても，必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には支障となる設備はなく，十分な作業スペースがある。

連絡手段　　：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型)），有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業

(6)　フィルタベント計装（第１ベントフィルタ出口水素濃度）

ａ．操作概要

格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージが必要な状況において，屋外（原子炉建物周辺）に可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度を配置してホースを接続口に接続した後，可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度により，窒素ガスパージ中，配管内の水素濃度を測定する。

ｂ．作業場所

屋外（原子炉建物南側）

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ中における水素濃度測定に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，緊急時対策要員２名）

想定時間　　：２時間以内（所要時間目安※1：１時間 34 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（第１ベントフィルタ出口水素濃度）

：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（第１ベントフィルタ出口水素濃度）

：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●第１ベントフィルタ出口水素濃度の移動

：想定時間５分，所要時間目安２分

・第１ベントフィルタ出口水素濃度の移動

：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（原子炉建物南側））

●第１ベントフィルタ出口水素濃度のホース，電源ケーブル敷設・接続

：想定時間１時間，所要時間目安 45 分

・第１ベントフィルタ出口水素濃度のホース，電源ケーブル敷設・接続
：所要時間目安 45 分（屋外（原子炉建物南側））

●起動操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・起動操作：所要時間目安５分（起動操作：屋外（原子炉建物南側）

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場作業

移動経路　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，夜間においても接近可能である。また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

作業環境　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯により，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後の汚染を考慮し，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備するが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した被水防護服等を装備した作業を行う場合がある。

操作性　：ホースの接続は，差し込み式であり容易に実施可能であり，操作に必要な工具はない。また，電源ケーブルの接続は，ねじ込み式あり容易に接続可能であり，操作に必要な工具はない。弁の開閉操作についても，必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には支障となる設備はなく，十分な作業スペースがある。

連絡手段　：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型））電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。



ケーブル接続作業

(7)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整

ａ．操作概要

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

ｂ．作業場所

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：15 分以内（所要時間目安※1：９分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●系統構成，ドレン移送ポンプ起動操作：想定時間 15 分，所要時間目安９分

・系統構成，ドレン移送ポンプ起動操作：所要時間目安９分（操作対象２弁，ポンプ起動：中央制御室）

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ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

3.　サプレッション・プール水ｐＨ制御

(1)　操作概要

サプレッション・プール水ｐＨ制御系によるサプレッション・プール水ｐＨ制御が必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，サプレッション・プール水ｐＨ制御系を起動しサプレッション・プール水ｐＨ制御を実施する。

(2)　作業場所

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

(3)　必要要員数及び想定時間

サプレッション・プール水ｐＨ制御系によるサプレッション・プール水ｐＨ制御に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：20 分以内（所要時間目安※1：７分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●起動操作：想定時間 20 分，所要時間目安７分

・系統構成，起動操作：所要時間目安７分（操作対象４弁：中央制御室）

(4)　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ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

4.　ドライウェルｐＨ制御

(1)　操作概要

残留熱代替除去系によるドライウェルｐＨ制御が必要な状況において，ＳＡ電源切替盤又は非常用コントロールセンタ切替盤操作による電源切替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成を実施し，残留熱代替除去系を起動しドライウェルｐＨ制御を実施する。

(2)　作業場所

原子炉建物付属棟２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟３階（非管理区域）
制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

(3)　必要要員数及び想定時間

残留熱代替除去系によるドライウェルｐＨ制御に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：45 分以内（所要時間目安※1：15 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定５分，所要時間目安３分
・電源確認：所要時間目安３分（電源確認：中央制御室）
●系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安３分
・系統構成：所要時間目安３分（操作対象３弁：中央制御室）
●起動操作：想定時間 10 分，所要時間目安３分
・起動操作：所要時間目安３分（操作対象２弁，ポンプ起動：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）：想定時間 20 分，所要時間目安９分
・移動：所要時間目安６分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）
・ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟３階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）

想定時間　　：60 分以内（所要時間目安※1：36 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）

：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安３分

・電源確認：所要時間目安３分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安３分

・系統構成：所要時間目安３分（操作対象３弁：中央制御室）

●起動操作：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・起動操作：所要時間目安３分（操作対象２弁，ポンプ起動：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分（原子炉建物付属棟２階）

(4)　操作の成立性について

ａ．中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

ｂ．現場操作

作業環境　　：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。

放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染

防護服）を装備して作業を行う。

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

操作性　：通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段　：有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，中央制御室との連絡が可能である。

5.　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

(1)　操作概要

原子炉格納容器への窒素ガス供給が必要な状況で，屋外（原子炉建物周辺）に可搬式窒素供給装置を配備し，ホースを窒素供給ライン接続口に接続し，可搬式窒素供給装置により，原子炉格納容器に窒素ガスを供給する。

(2)　作業場所

【窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合】

屋外（原子炉建物南側）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合】

屋外（原子炉建物西側）

原子炉建物付属棟１階（非管理区域）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物北側）

原子炉建物付属棟１階（非管理区域）

(3)　必要要員数及び想定時間

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

ａ．窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

必要要員数　：２名（緊急時対策要員２名）

想定時間　　：２時間以内（所要時間目安※1：１時間 42 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）

：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）
●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分
・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（原子炉建物南側））
●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
：想定時間１時間，所要時間目安 53 分
・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続
：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物南側））
・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（原子炉建物南側））
●弁開操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分
・弁開操作：所要時間目安５分（操作対象１弁：屋外（原子炉建物南側））

ｂ．窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合
必要要員数　：２名（緊急時対策要員２名）
想定時間　　：２時間以内（所要時間目安※1：１時間 44 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳
【緊急時対策要員】
●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分
・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）
●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分
・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）
：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）
●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分
・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（原子炉建物西側））
●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転
：想定時間１時間，所要時間目安 53 分
・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続

：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物西側）～原子炉建物付属棟１階）

・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（原子炉建物西側））

●弁開操作：想定時間 10 分，所要時間目安７分

・弁開操作：所要時間目安７分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟１階）

ｃ．窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

必要要員数　：２名（緊急時対策要員２名）

想定時間　　：６時間 40 分以内（所要時間目安※1：６時間 18 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）

：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）

：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分

・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（タービン建物北側））

●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転

：想定時間５時間 35 分，所要時間目安５時間 19 分

・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続

：所要時間目安５時間２分（ホース敷設・接続：屋外（タービン建物北側）～原子炉建物付属棟１階）

・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（タービン建物北側））

●弁開操作：想定時間 15 分，所要時間目安 15 分

・弁開操作：所要時間目安 15 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟１階）

(4)　操作の成立性について

移動経路　　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，夜間においても接近可能である。また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。

作業環境　　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯により，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後の汚染を考慮し，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備するが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した被水防護服等を装備した作業を行う場合がある。

操作性　　：可搬式窒素供給装置からのホース接続は，差し込み式であり容易に実施可能である。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がある。

連絡手段　　：衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部に連絡する。



ホース接続作業

残留熱代替除去系の長期運転及び不具合等を想定した対策について

炉心損傷後の残留熱代替除去系運転に際し，サプレッション・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ガス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。

1．残留熱除去系ストレーナの閉塞防止対策について

残留熱除去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撤去することとしているため，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(パーライト等)，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。

なお,本系統の成立性評価としてNPSH評価を実施しているが,この評価はストレーナを設置した際の工事計画書において評価した手法と同様の手法を用いて評価したものである。評価においては,繊維質の付着を考慮したストレーナの圧損評価を実施しており,残留熱代替除去ポンプ定格流量時の必要 NPSH を満足していることから,本系統の成立性に問題がないことを確認している(第１表参照)。

また,残留熱代替除去系を使用開始する時点ではサプレッション・チェンバ内の流況は十分に静定している状態であり,ストレーナメッシュの通過を阻害する程度の粒径を有する異物はサプレッション・チェンバ底部に沈着している状態であると考えられる※2。

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圧力容器ペデスタル内に蓄積することからサプレッション・チェンバへの流入の可能性は低い。

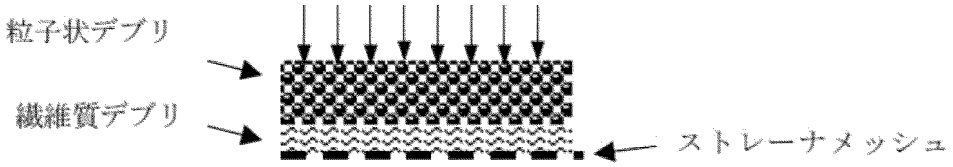
万が一，圧力容器ペデスタル内からオーバフローし，ベント管を通じてサプレッション・チェンバに流入する場合であっても，金属を含むデブリが流動により巻き上がることは考えにくく※3，ストレーナを閉塞させる要因になることはないと考えられる。

このため，苛酷事故環境下においても残留熱除去系ストレーナが閉塞する可能性を考慮する必要はないと考えている。

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※4，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１～２㎜)を通過するような細かな粒子状のデブリ(スラッジ等)が，繊維質デブリにより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図参照)



第１図　薄膜形成による粒子状デブリの補足効果のイメージ

繊維質保温材の薄膜形成については，NEDO-32686 に対する NRC 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 3.1 ㎜)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(2.79㎜)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，GSI-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，残留熱代替除去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。

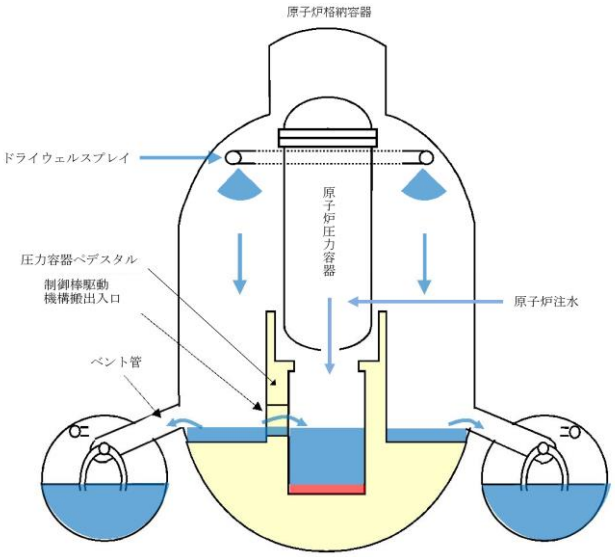
第１表　NUREG/CR-6224 において参照されるスラッジ粒径の例

Table B-4 BWROG-Provided Size Distribution of the Suppression Pool Sludge		
Size Range μm	Average Size μm	% by weight
0-5	2.5	81%
5-10	7.5	14%
10-75	42.5	5%

※２：残留熱代替除去系の使用開始は事故後約 10 時間後であり，LOCA 後のブローダウン等の事故発生直後のサプレッション・チェンバ内の撹拌は十分に静定しており，大部分の粒子状異物は底部に沈着している状態であると考える。また，粒子径が 100μm 程度である場合に浮遊するために必要な流体速度は，理想的な球形状において 0.1m/s 程度必要であり（原子力安全基盤機構(H21.3)，PWR プラントの LOCA 時長期炉心冷却性に係る検討），仮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プール内に存在していた場合においても，ストレーナ表面流速は約 0.008m/s(150m^3/h の時)程度であり，底部に沈降したデブリがストレーナの吸い込みによって生じる流況によって再浮遊するとは考えられない。

※３：RPV 破損後の溶融炉心の落下先は圧力容器ペデスタル内であり残留熱代替除去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。RPV へ注水された冷却水は圧力容器ペデスタル内へ落下し，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図参照）。

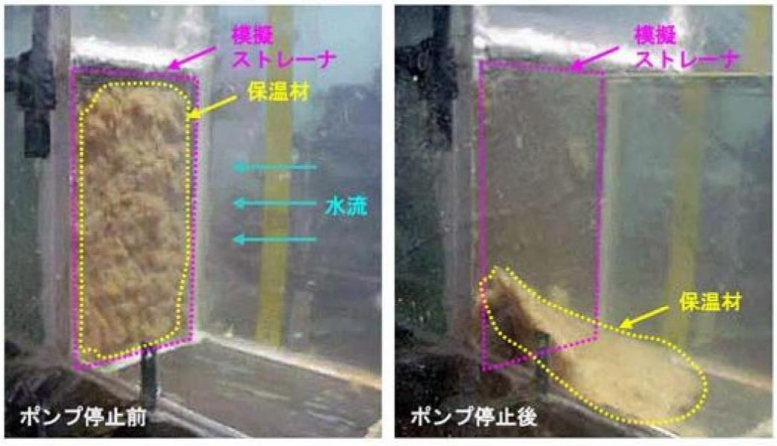
粒子化した溶融炉心等が圧力容器ペデスタル内に存在している場合にストレーナメッシュを閉塞させる程度の粒子径を有する異物が流動によって圧力容器ペデスタル内から巻き上げられ，更にベント管からストレーナまで到達するとは考えにくく，溶融した炉心等によるストレーナ閉塞の可能性は極めて小さいと考えられる。



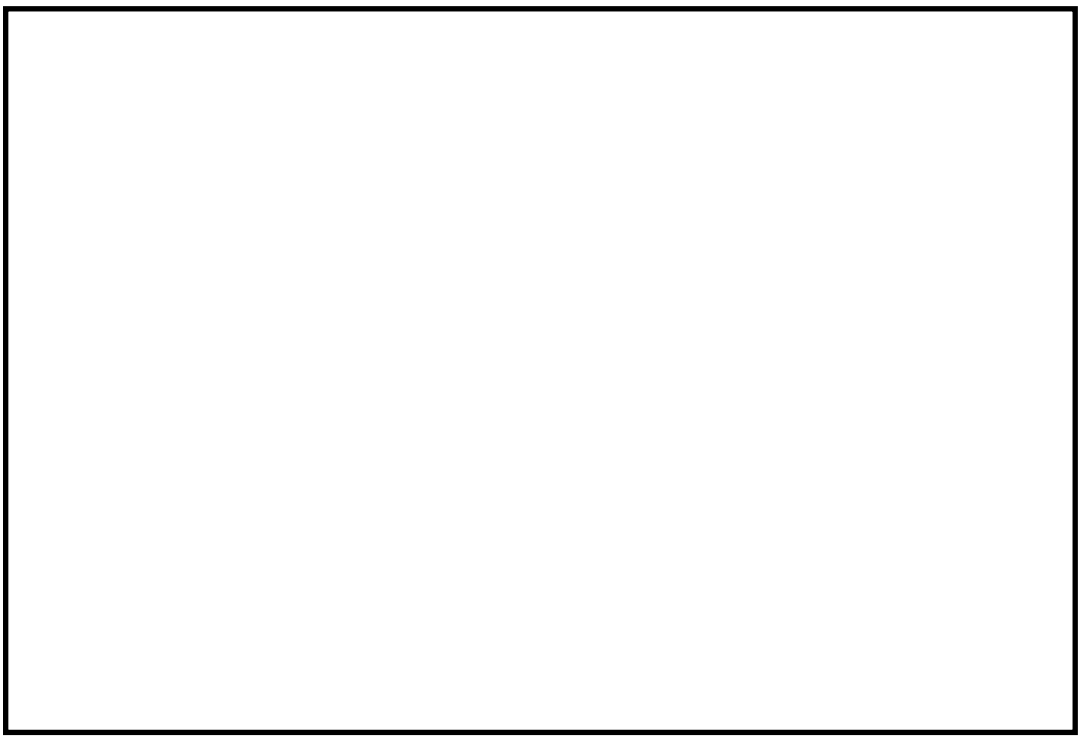
第２図　原子炉圧力容器破損後の残留熱代替除去系による冷却水の流れ

※４：GSI-191 における検討において,サンプ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図参照)。

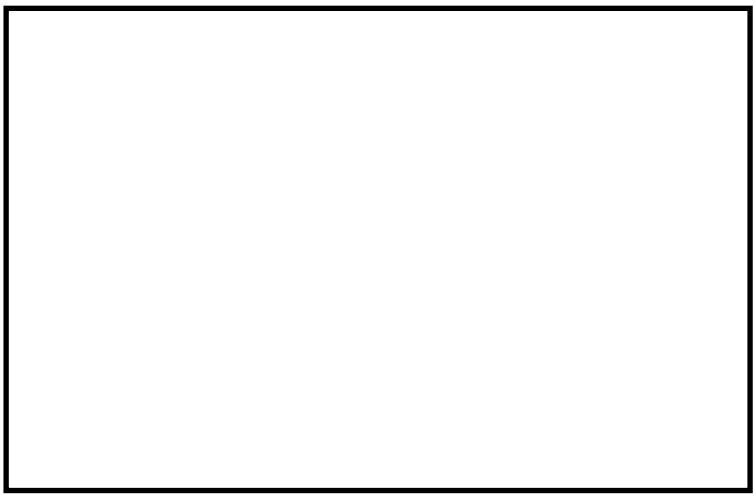
当該試験は PWR サンプスクリーン形状を想定しているものであるが,BWR のストレーナ形状は円筒形であり(第４図参照),ポンプの起動・停止によるデブリ落下の効果は更に大きくなるものと考えられ,注水流量の低下を検知した後,ポンプの起動・停止を実施することでデブリが落下し,速やかに冷却を再開することが可能である。



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
(Apri12004,LANL,GSI-191:Experimental Studies of Loss-of-Coolant-Accident-Generated Debr is Accumulation and Head Loss with Emphasis on the Effects of Calcium Silicate Insulation)



第４図　島根２号炉残留熱除去系ストレーナ



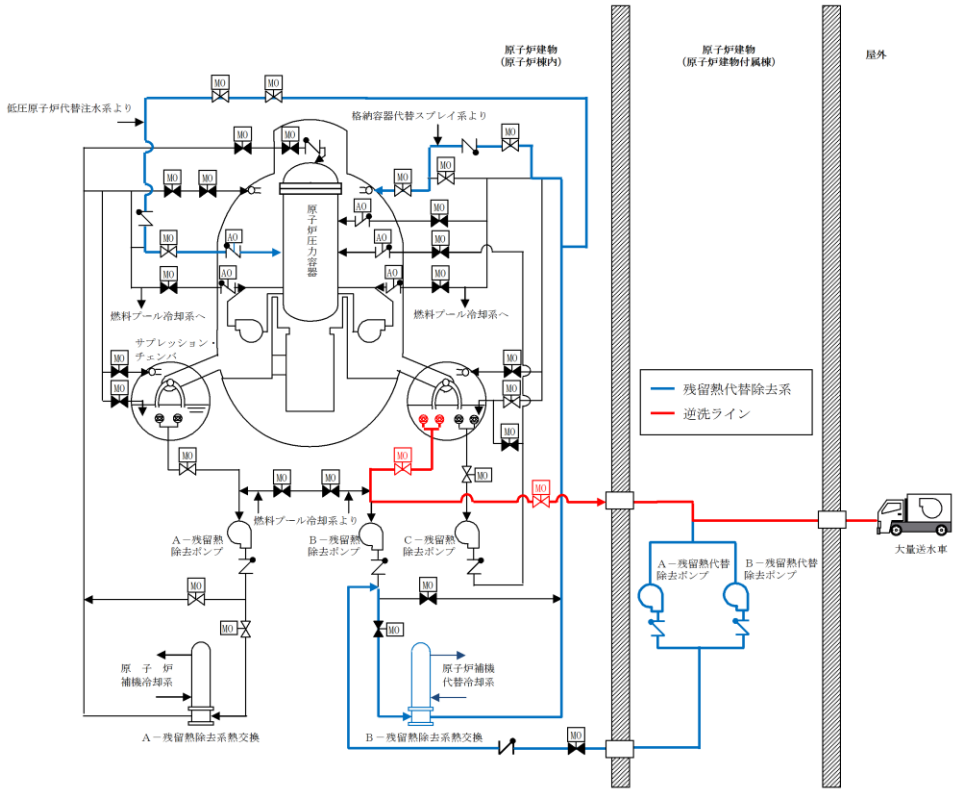
第５図　島根２号炉残留熱除去系ストレーナ(据付状態)

2.　閉塞時の逆洗操作について

前述 1.の閉塞防止対策に加えて，残留熱代替除去系運転中に，仮に何らかの異物により残留熱除去系ストレーナが閉塞したことを想定し，残留熱除去系ストレーナを逆洗操作できる系統構成にしている。系統構成の例を第６図に示しているが,外部接続口から構成される逆洗ラインの系統構成操作を行い,大量送水車を起動することで逆洗操作が可能な設計にしている。

したがって，残留熱代替除去系運転継続中に流量監視し，流量傾向が異常に低下した場合は残留熱代替除去ポンプを停止し，逆洗操作を実施する。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第６図　残留熱除去系ストレーナ逆洗操作の系統構成について

3.　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，残留熱代替除去系運転中は配管内に流れがあり，また，冷却水が滞留する箇所がないことから，配管内に水素が大量に蓄積されることは考えにくい。

残留熱代替除去系の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，系統水を入れか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ポンプのＢ－ＲＨＲポンプトーラス水入口弁を閉じ，残留熱代替除去系に大量送水車から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。

ベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価について

ベント実施に伴う現場作業は，放射線環境下での作業となることから，作業の成立性を確認するために各作業場所における線量影響を評価する。

なお，中央制御室又は現場のいずれにおいても同等の操作が可能な場合については，高線量環境が予想される現場での作業線量のみについて記載する。

線量影響の評価に当たっては，「実用発電用原子炉に係る重大事故時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）を参照した。ベント実施に伴うベント操作を手動で行う場合の作業員の被ばく評価を以下のとおり行った。

1. 評価条件

(1) 想定シナリオ

想定シナリオは以下のとおりとした。

・発災プラント：２号炉

・想定事象：冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失

・以下の２ケースについて評価※1

-W／Wベントにより事象収束に成功

-D／Wベントにより事象収束に成功

※１ 島根２号炉においては，格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気圧力・温度による静的負荷のうち，格納容器過圧の破損モードにおいて想定している「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオにおいても，格納容器ベントを実施することなく事象を収束することのできる残留熱代替除去系を整備している。したがって，仮に重大事故が発生したと想定する場合であっても，第一に残留熱代替除去系を用いて事象を収束することとなる。しかしながら，被ばく評価においては，代替循環冷却に失敗することも考慮し，格納容器フィルタベント系を用いた格納容器ベントを想定する。格納容器ベントに至る事故シーケンスとしては，前述の「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を選定した。なお，よう素放出量の低減対策として導入した格納容器ｐＨ制御については，その効果に期待しないものとした。

(2) 放出放射能量

大気中への放出放射能量は，中央制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価※2と同様の評価方法にて評価した。なお，D／Wベント時においては，ベントライン経由で放出される無機よう素に対しサプレッション・プールのスクラビング効果を見込まないものとした。また，放射性物質

の大気放出過程を図１～図４に示す。

評価結果を第１表に示す。

※２　「59-11 原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について」の「添付資料　中央制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価について」を参照

(3)　被ばく評価条件

被ばく経路の概念図を第５図及び第６図に示す。

大気拡散評価の条件は，評価点を除き，中央制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価と同じとした。

放射性物質の大気拡散評価の主な評価条件を第２表に示す。放射性物質の大気拡散評価で用いた放出点，評価点並びに評価結果を第３表に示す。

評価点は人力によるベント操作を行う作業地点として以下の場所とした。

・第１弁（ウェットウェルベントライン）操作位置
（原子炉建物付属棟　１階）
・第１弁（ドライウェルベントライン）操作位置
（原子炉建物付属棟　２階）
・第２弁操作位置（原子炉建物付属棟　３階）

なお，屋内移動中（往路，復路）の評価点は，１階～３階において最も評価結果が厳しくなる原子炉建物付属棟３階の第２弁操作位置で代表した。

大気中への放出量及び大気拡散評価以外に関する主な評価条件を第４表に示す。

格納容器ベントの実施前及び実施後における作業の作業場所を第７図から第 11 図に示す。

(4)　評価方法

ａ．原子炉建物外での作業

(a)　原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばく

原子炉建物内の放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による実効線量は，原子炉建物内の放射性物質の積算線源強度，施設の位置，遮蔽構造，評価点の位置等を踏まえて評価した。直接ガンマ線についてはＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用い，スカイシャインガンマ線についてはＡＮＩＳＮコード及びＧ３３ＧＰ２Ｒコードを用いて評価した。

(b)　放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による被ばく

放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に大気拡散効果を踏まえ評価した。

(c)　放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる被ばく

放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量及び大気拡散効果を踏まえ評価した。なお，評価に当たってはマスクの着用を考慮した。

(d) 地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による被ばく

地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に，大気拡散効果，地表面沈着効果を踏まえて評価した。

(e) 格納容器フィルタベント系の配管内の放射性物質からのガンマ線による被ばく格納容器フィルタベント系の配管内の放射性物質による被ばくは，配管内の放射性物質からの直接ガンマ線による実効線量を，作業エリアの位置，配管の位置と形状を考慮し評価した。評価に当たっては，ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いた。

線源としては，格納容器フィルタベント系出口配管内の放射性物質を考慮した。線源の評価で想定する放射性物質の付着量は，配管を流れる放射性物質（希ガスを除く）が，配管長 100ｍあたり 10％の割合で付着するものとした。

ｂ．原子炉建物内での作業

(a) 原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばく

原子炉建物内の放射性物質からのガンマ線による被ばくは，作業エリアの放射性物質濃度が外気と同濃度※3になると仮定し，サブマージョンモデルを用いて評価した。なおサブマージョンモデルでの計算に用いる空間容積は，２号炉の第１弁，第２弁の作業エリアの空間容積を包絡する原子炉建物西側エリアの最下階から最上階までの値 [redacted] m^3 を設定した。

(b) 放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による被ばく

放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に大気拡散効果と建物による遮蔽効果を踏まえて評価した。

(c) 原子炉建物内の放射性物質を吸入摂取することによる被ばく

原子炉建物内の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばくは，作業エリアの放射性物質濃度が外気と同濃度※3になると仮定して評価した。

なお，評価に当たってはマスクの着用を考慮した。

(d) 地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による被ばく

地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に，建物外壁による遮蔽，大気拡散効果，地表面沈着効果を踏まえて評価した。

(e) 格納容器フィルタベント系の配管内の放射性物質からのガンマ線によ

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

る被ばく

原子炉建物内の配管内の放射性物質による作業エリアでの被ばくは，配管内の放射性物質からの直接ガンマ線による実効線量を，作業エリアの位置，配管の位置と形状並びに作業エリアを囲む壁等によるガンマ線の遮蔽効果を考慮し評価した。評価に当たっては，ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いた。

なお，格納容器フィルタベント系のフィルタ装置及び屋外の配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，第１ベントフィルタ格納槽躯体厚による遮蔽が十分厚いことから影響は軽微であるとし，評価の対象外とした。

また，原子炉建物内の配管においても，配管と作業エリアとの間に十分厚い遮蔽が存在する場合は，影響は軽微であるとし評価の対象外とした。

※３　格納容器ベント実施時に格納容器フィルタベント系排気管（EL.65m）から放出されたベント流体は，熱エネルギーを持つため放出後に上昇し，さらに周囲の風場の影響を受け原子炉建物から時間と共に離れていくものと考えられる。また，ベント流体の放出口（EL.65m）と第１弁の開操作場所（Ｗ／Ｗベント時：原子炉建物付属棟１階（ EL.15.3m ），Ｄ／Ｗベント時：原子炉建物付属棟２階(EL.23.8m ）は少なくとも 40m 程度の高低差があることから放出されたベント流体が第１弁の開操作場所に直接流入することはほとんど無いものと考えられる。このことから第１弁の開操作に伴う被ばくの評価においては，ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響を考慮しないものとした。

(f)　非常用ガス処理系フィルタの放射性物質からのガンマ線による被ばく

非常用ガス処理系フィルタの放射性物質からのガンマ線による外部被ばくは，第一弁操作前及び第一弁開放後に蓄積した放射性物質の量を基に，作業エリアの位置及び作業エリアを囲む壁等によるガンマ線の遮蔽効果を考慮し評価した。

(5)　作業時間

格納容器ベントの実施前及び実施後における作業時間及び作業時間帯を第５表に示す。

各作業時間には，作業場所への往復時間を含めた。

各作業場所への移動中における線量率が作業場所における線量率よりも高い場所が存在する可能性があるため，各作業時間とは別に，作業場所への往路及び復路での評価を行った。

2. 評価結果

格納容器ベント（W／Wベント）の実施前及び実施後の作業における被ばく線量の評価結果を第６表に示す。また，格納容器ベント（D／Wベント）の実施前及び実施後の作業における被ばく線量の評価結果を第７表に示す。

最も被ばく線量が大きくなる作業においても約 13mSv となった。したがって，緊急時作業に係る線量限度 100mSv に照らしても，作業可能であることを確認した。

なお，第６表及び第７表の評価結果は，第５表に示す各作業の作業開始時間の範囲のうち，評価結果が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載しており，その他の時間帯における被ばく線量は前述の評価結果以下となる。したがって，第５表に示す各作業の作業開始時間の範囲においては，いずれの時間帯においても作業可能である。

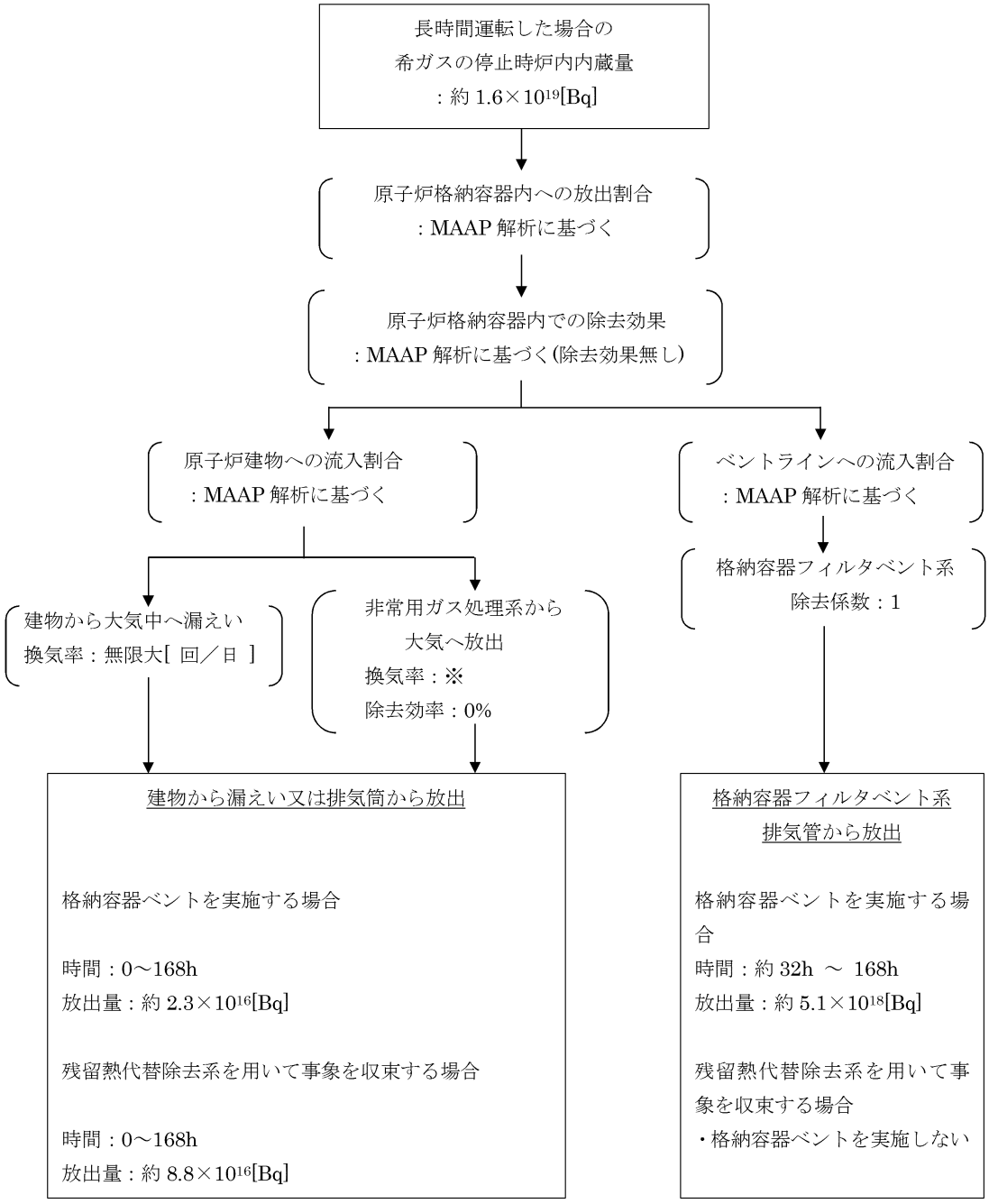
また，炉心損傷前ベント後に炉心損傷の兆候が見られた場合における隔離弁の閉操作等の作業については，当該作業に係る被ばく線量が，炉心損傷後の格納容器ベントに伴う作業時の被ばくに包含されるものと考えられるため，作業可能である。

第１表　大気中への放出放射能量（７日間積算値）（１／２）
（W／Wベントの実施を想定する場合）

核種類	停止時炉内内蔵量［Bq］（gross 値）	放出放射能量[Bq]（gross 値）	
		格納容器フィルタベント系を経由した放出	原子炉建物から大気中への放出
希ガス類	約 1.6×10^{19}	約 5.1×10^{18}	約 2.3×10^{16}
よう素類	約 2.1×10^{19}	約 4.2×10^{15}	約 1.9×10^{15}
ＣｓＯＨ類	約 8.3×10^{17}	約 5.5×10^{9}	約 3.4×10^{12}
Ｓｂ類	約 9.5×10^{17}	約 2.2×10^{8}	約 3.1×10^{11}
TeO_2類	約 5.0×10^{18}	約 4.2×10^{9}	約 2.9×10^{12}
ＳｒＯ類	約 9.0×10^{18}	約 1.6×10^{9}	約 1.5×10^{12}
ＢａＯ類	約 8.8×10^{18}	約 2.2×10^{9}	約 1.6×10^{12}
MoO_2類	約 1.8×10^{19}	約 8.4×10^{8}	約 5.5×10^{11}
CeO_2類	約 5.5×10^{19}	約 5.3×10^{8}	約 3.4×10^{11}
La_2O_3類	約 4.1×10^{19}	約 1.2×10^{8}	約 9.1×10^{10}

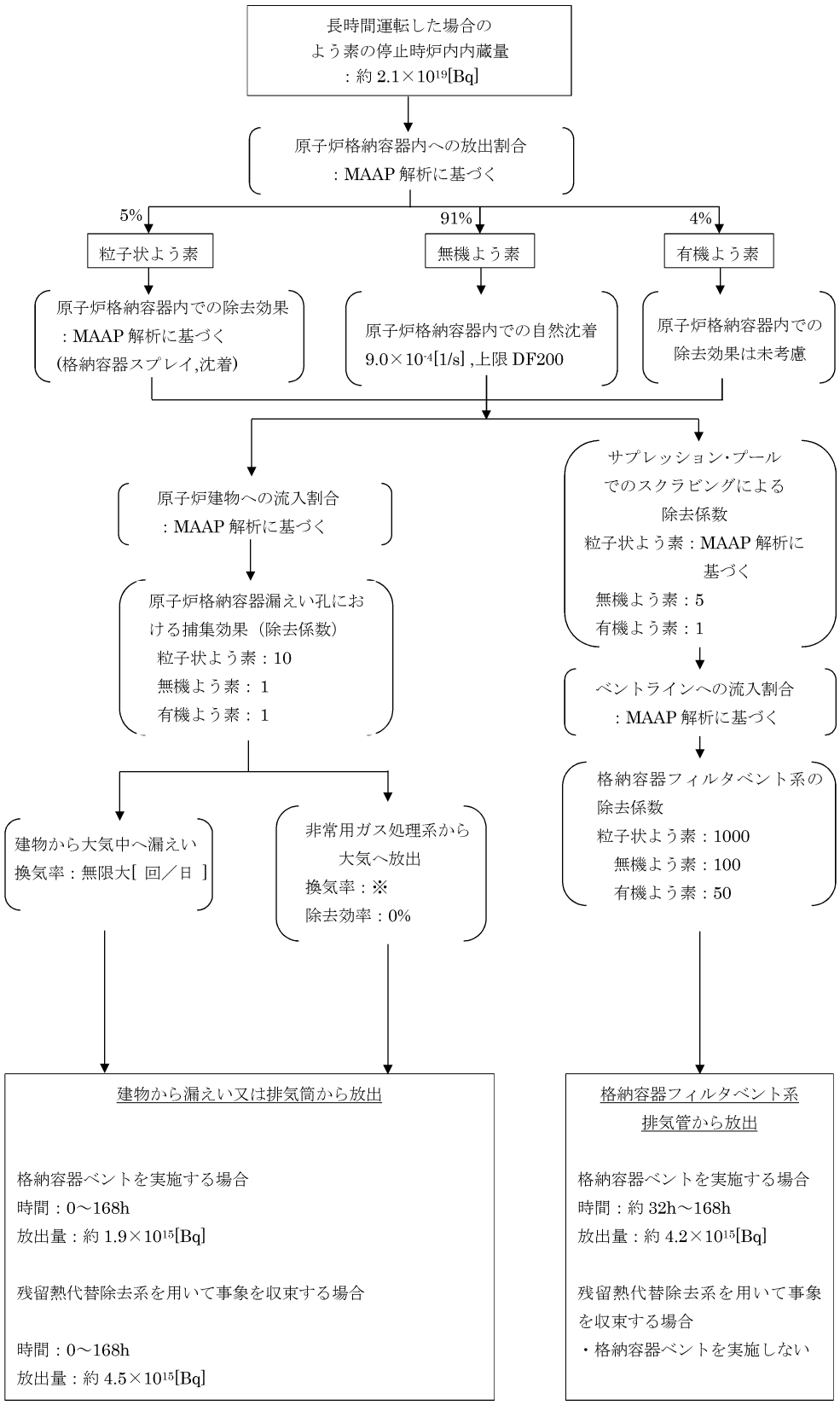
第１表　大気中への放出放射能量（７日間積算値）（２／２）
（D／Wベントの実施を想定する場合）

核種類	停止時炉内内蔵量［Bq］（gross 値）	放出放射能量[Bq]（gross 値）	
		格納容器フィルタベント系を経由した放出	原子炉建物から大気中への放出
希ガス類	約 1.6×10^{19}	約 5.0×10^{18}	約 2.5×10^{16}
よう素類	約 2.1×10^{19}	約 4.6×10^{15}	約 2.0×10^{15}
ＣｓＯＨ類	約 8.3×10^{17}	約 1.3×10^{13}	約 3.4×10^{12}
Ｓｂ類	約 9.5×10^{17}	約 5.1×10^{11}	約 3.1×10^{11}
TeO_2類	約 5.0×10^{18}	約 9.7×10^{12}	約 2.9×10^{12}
ＳｒＯ類	約 9.0×10^{18}	約 3.7×10^{12}	約 1.5×10^{12}
ＢａＯ類	約 8.8×10^{18}	約 5.1×10^{12}	約 1.6×10^{12}
MoO_2類	約 1.8×10^{19}	約 1.9×10^{12}	約 5.6×10^{11}
CeO_2類	約 5.5×10^{19}	約 1.2×10^{12}	約 3.4×10^{11}
La_2O_3類	約 4.1×10^{19}	約 2.9×10^{11}	約 9.2×10^{10}



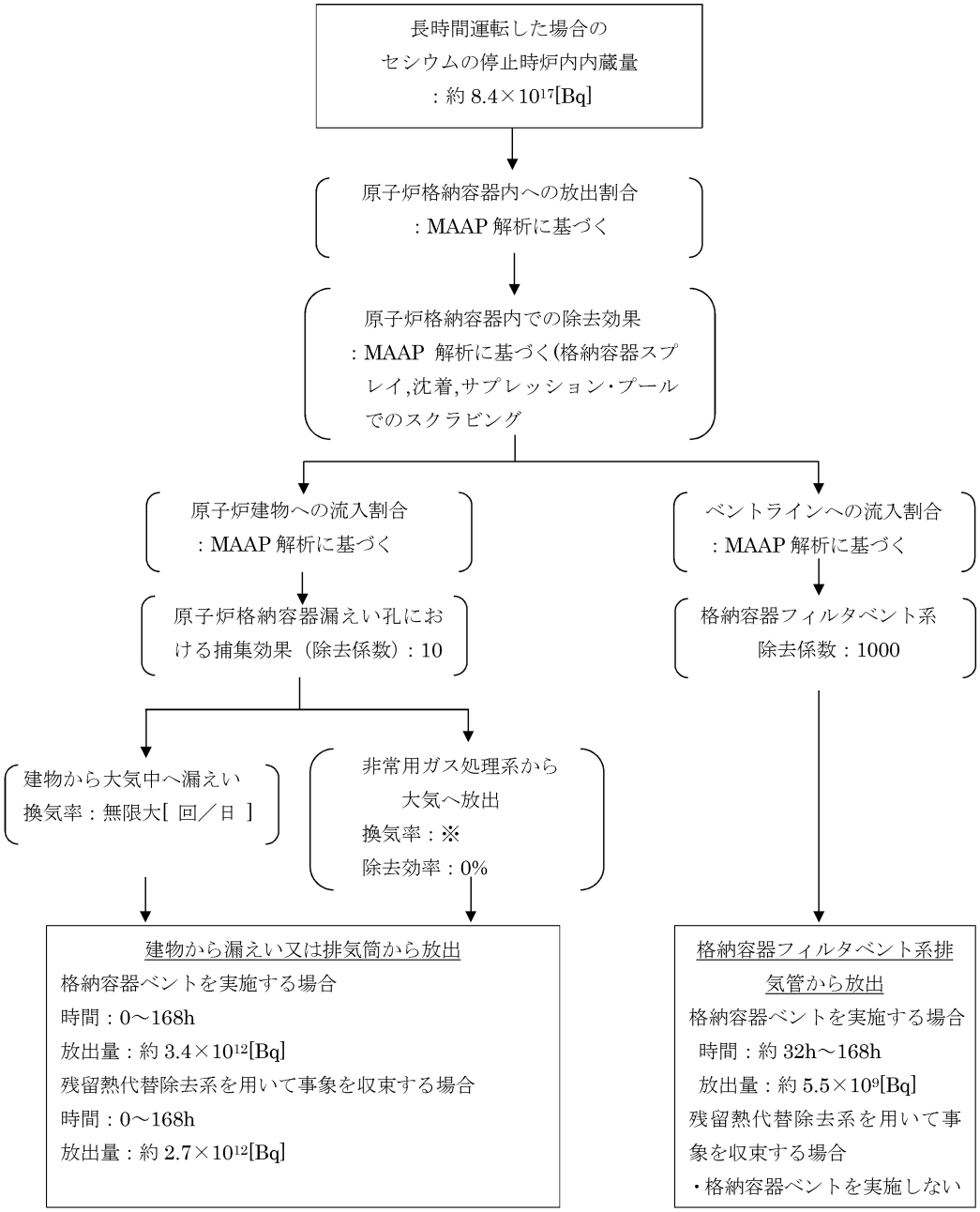
※非常用ガス処理系の定格風量 4400m³/h による換気率１回／日により屋外に放出

図１　希ガスの大気放出過程



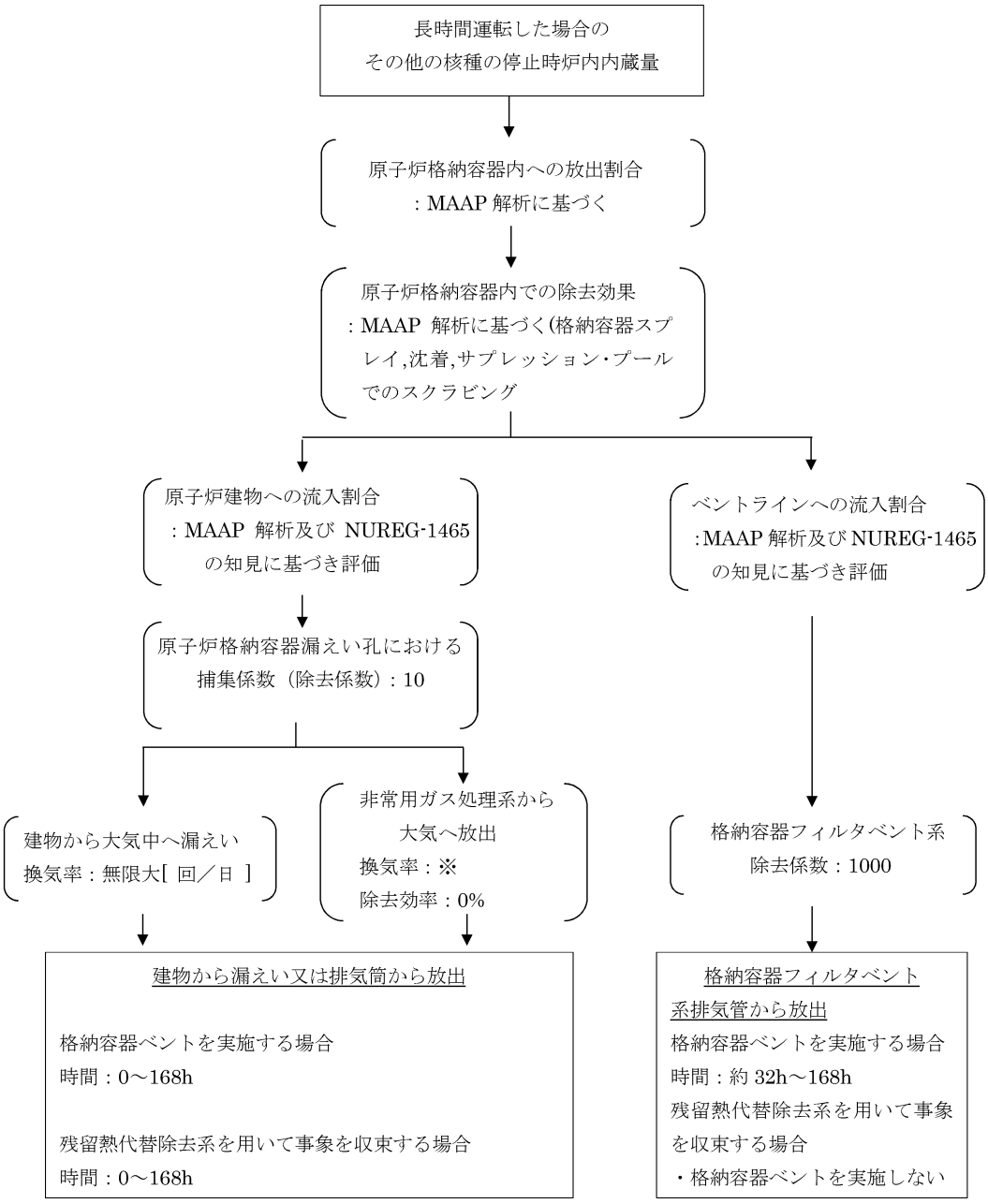
※非常用ガス処理系の定格風量 4400m[3]/h による換気率１回／日により屋外に放出

図２　よう素の大気放出過程



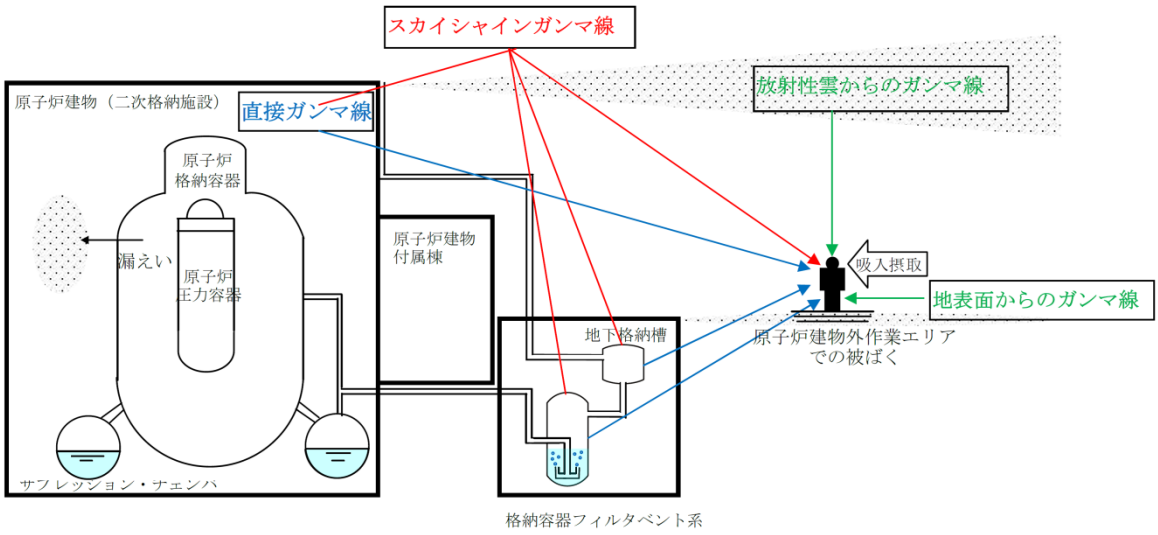
※非常用ガス処理系の定格風量 4400m[3]/h による換気率 1[回／日]により屋外に放出

図３　セシウムの大気放出過程

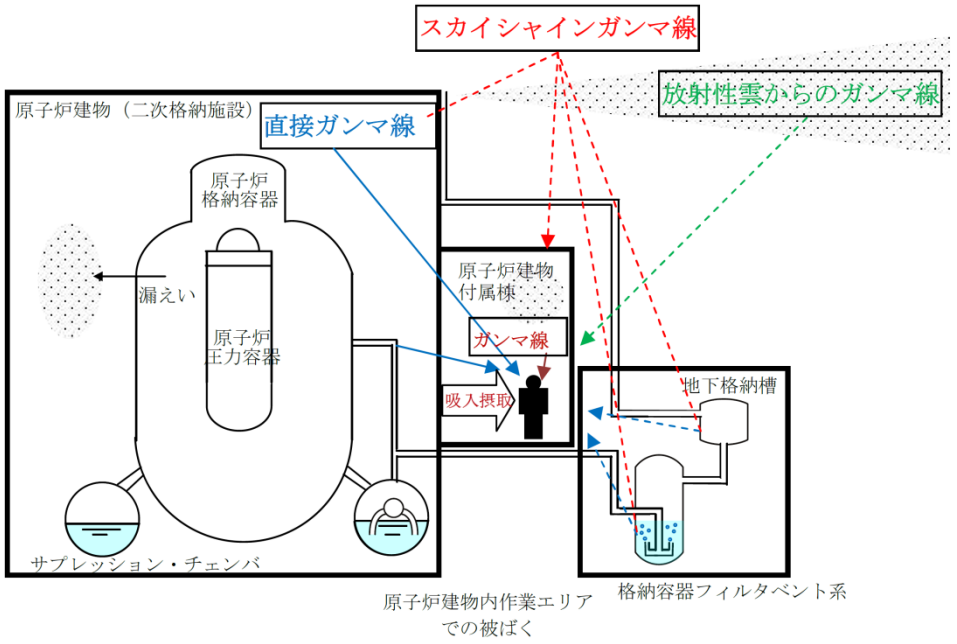


※非常用ガス処理系の定格風量 4400m³/h による換気率 1 回／日により屋外に放出

図４ その他核種の大気放出過程



第５図　被ばく経路概念図（屋外）



第６図　被ばく経路概念図（屋内）

第２表　放射性物質の大気拡散評価条件（１／２）

項　目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針（以下「気象指針」という。）に基づき評価
気象資料	島根原子力発電所における １年間の気象資料 （2009 年 1 月～2009 年 12 月）	建物影響を受ける大気拡散評価を行うため保守的に地上風（地上約 20m）の気象データを使用 審査ガイドに示されたとおり，発電所において観測された１年間の気象データを使用
放出源及び放出源高さ	原子炉建物　　：地上 0m 格納容器フィルタベント系排気管：地上50m 非常用ガス処理系排気管　　：地上110m	実高さを参照 なお，放出エネルギーによる影響は未考慮
実効放出継続時間	原子炉建物　　：１時間 格納容器フィルタベント系排気管：１時間 非常用ガス処理系排気管　　：30時間	格納容器フィルタベント系排気管及び原子炉建物からの放出については保守的に１時間と設定。SGT 排気管からの放出は，気象指針に従い，全放出量を最大放出量で除した値を保守的に丸めた値とする。
累積出現頻度	小さい方から累積して 97%	気象指針を参照
建物巻き込み	考慮する	放出点から近距離の建物の影響を受けるため，建物による巻き込み現象を考慮
巻き込みを生じる代表建物	２号原子炉建物及び２号タービン建物	放出源又は放出源から最も近く，巻き込みの影響が最も大きい建物として設定
放射性物質濃度の評価点	図 7 ～図 11 参照	屋外移動時は，敷地内の最大濃度点で設定 屋内移動時は，１階～３階において最も評価結果が厳しくなる原子炉建物３階の第２弁操作位置で設定
建物投影面積	２号原子炉建物：2600m^2 （原子炉建物，格納容器フィルタベント系放出時） ２号タービン建物：2100m^2 （非常用ガス処理系排気管放出時）	審査ガイドに示されたとおり設定 風向に垂直な投影面積のうち最も小さいもの
形状係数	0.5	審査ガイドに示された評価方法を参照し設定

第２表　放射性物質の大気拡散評価条件（２／２）

項目	評価条件		選定理由
着目方位	第１弁（Ｗ／Ｗベント）操作位置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (SW,WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE) 【非常用ガス処理系排気管放出時】 9 方位 (ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW,WSW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE)	審査ガイドに示された評価方法に基づき設定
	第１弁（Ｄ／Ｗベント）操作位置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (SSW,SW,WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE) 【非常用ガス処理系排気管放出時】 9 方位 (ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW,WSW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE)	
	第２弁操作位置	【原子炉建物放出時】 9 方位 (WSW,W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE) 【非常用ガス処理系排気管放出時】 9 方位 (NE,ENE,E,ESE,SE,SSE,S,SSW,SW) 【格納容器フィルタベント系排気管放出時】 9 方位 (W,WNW,NW,NNW,N,NNE,NE,ENE,E)	

第３表　相対濃度及び相対線量

評価点	放出点及び放出高さ	相対濃度[s/m^3]	相対線量[Gy/Bq]
第１弁（W／Wベント）操作位置	原子炉建物中心（地上 0m）	1.6×10^{-3}	6.0×10^{-18}
	非常用ガス処理系排気管（地上 110m）	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系排気管（地上 50m）	7.4×10^{-4}	6.2×10^{-18}
第１弁（D／Wベント）操作位置	原子炉建物中心（地上 0m）	1.6×10^{-3}	5.9×10^{-18}
	非常用ガス処理系排気管（地上 110m）	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系排気管（地上 50m）	7.5×10^{-4}	6.1×10^{-18}
第２弁操作位置	原子炉建物中心（地上 0m）	1.6×10^{-3}	5.8×10^{-18}
	非常用ガス処理系排気管（地上 110m）	3.5×10^{-4}	2.8×10^{-18}
	格納容器フィルタベント系排気管（地上 50m）	7.5×10^{-4}	6.1×10^{-18}

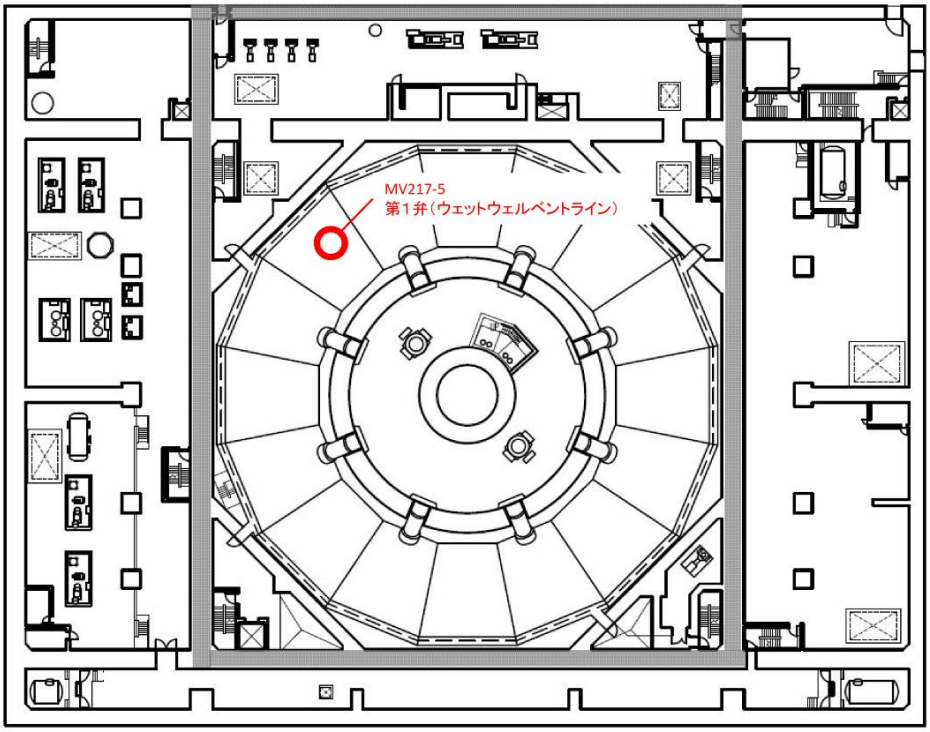
第４表　線量換算係数及び地表面への沈着速度等

項　目	評価条件	選定理由
線量換算係数	成人実効線量換算係数使用 （主な核種を以下に示す） Ｉ－131　：2.0×10^{-8}　Sv／Bq Ｉ－132　：3.1×10^{-10}　Sv／Bq Ｉ－133　：4.0×10^{-9}　Sv／Bq Ｉ－134　：1.5×10^{-10}　Sv／Bq Ｉ－135　：9.2×10^{-10}　Sv／Bq Ｃｓ－134　：2.0×10^{-8}　Sv／Bq Ｃｓ－136　：2.8×10^{-9}　Sv／Bq Ｃｓ－137　：3.9×10^{-8}　Sv／Bq 上記以外の核種は ICRP Pub.71 等に基づく	ICRP Publication 71 等に基づき設定
呼吸率	$1.2m^3$／h	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」の第２表の成人活動時の呼吸率を設定
マスクによる防護係数	50	着用を考慮し，期待できる防護係数として設定した
地表への沈着速度	エアロゾル：0.5 cm／s 無機よう素：0.5 cm／s 有機よう素：1.7×10^{-3}cm／s 希ガス　　：沈着無し	湿性沈着を考慮し設定（補足１参照）

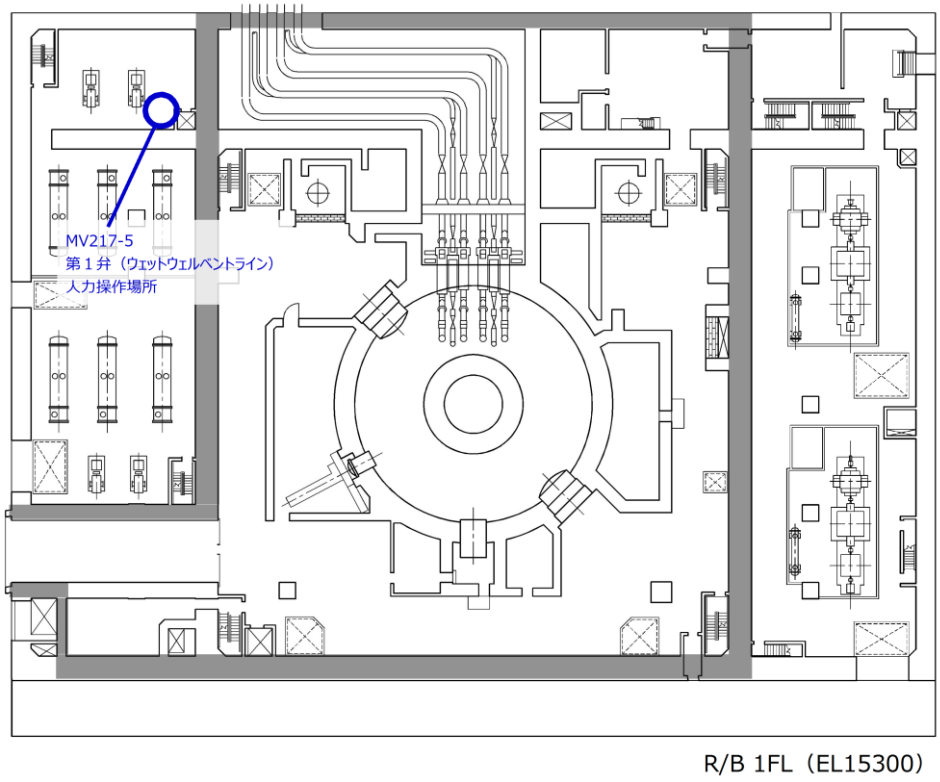
第５表　格納容器ベント実施前後の作業

	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	第１ベントフィルタ出口水素濃度準備／可搬式窒素供給装置準備	FCVS 排気ラインドレン排出弁閉止操作	第２弁開操作	第１弁開操作	ベント弁閉操作	水素濃度測定操作／窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内※1	屋内※1	屋内※1	屋外
作業開始時間（事象開始後）	約 27 時間～約 32 時間	約 27 時間～約 32 時間	約 27 時間～約 32 時間	約 32 時間	168 時間後以降	168 時間後以降
作業時間	移動(往)：35 分 作業　：75 分 移動(復)：35 分	移動(往)：30 分 作業　：10 分 移動(復)：30 分	移動(往)：10 分 作業：60 分 移動(復)：10 分	移動(往)：15 分 作業　：60 分 移動(復)：15 分	移動(往)：15 分 作業：60 分 移動(復)：15 分	移動(往):35 分 作業：10 分 移動(復):35 分

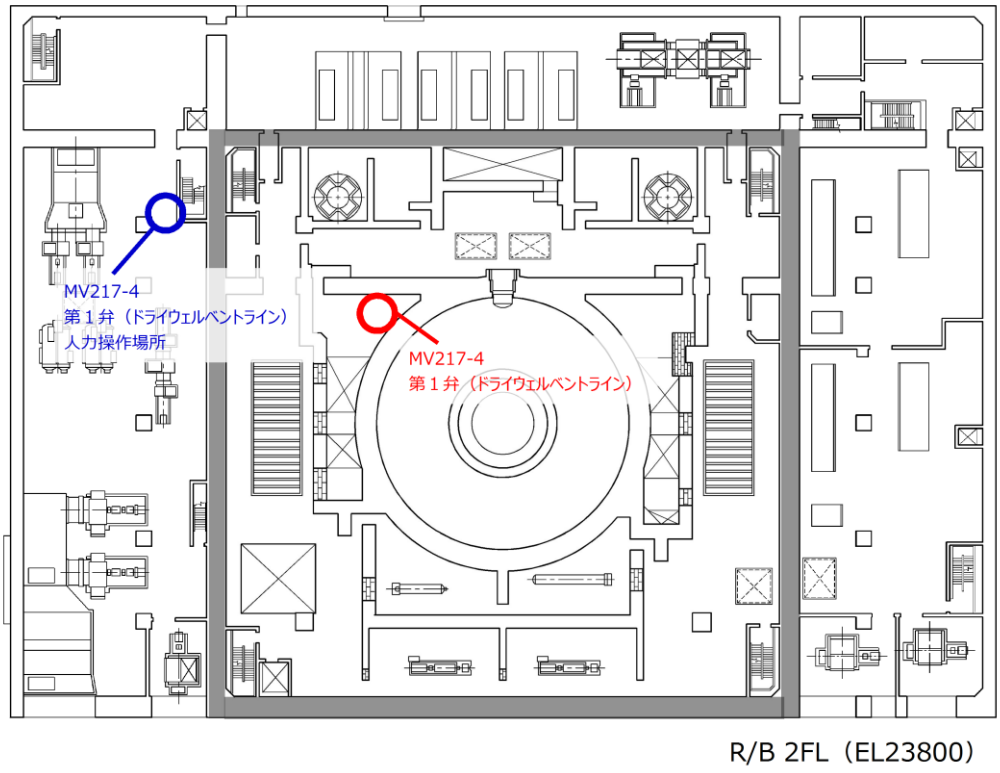
※１　二次格納施設内での作業は不要であるため，二次格納施設以外の屋内操作場所について検討する。



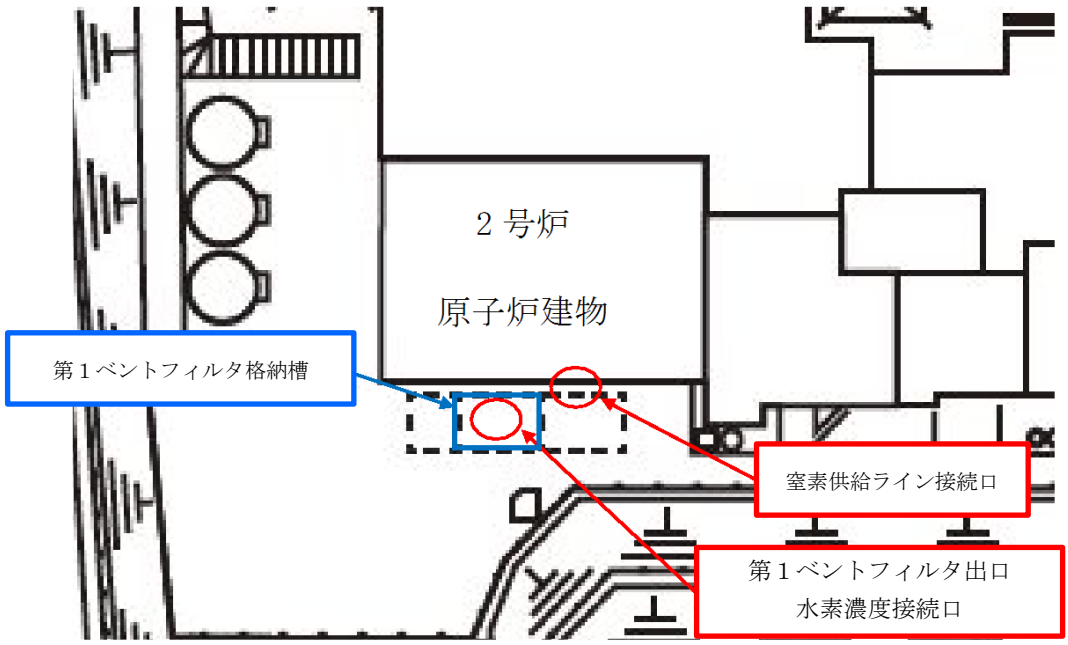
第７図　第１弁（W／Wベント）操作場所（原子炉建物地下１階）



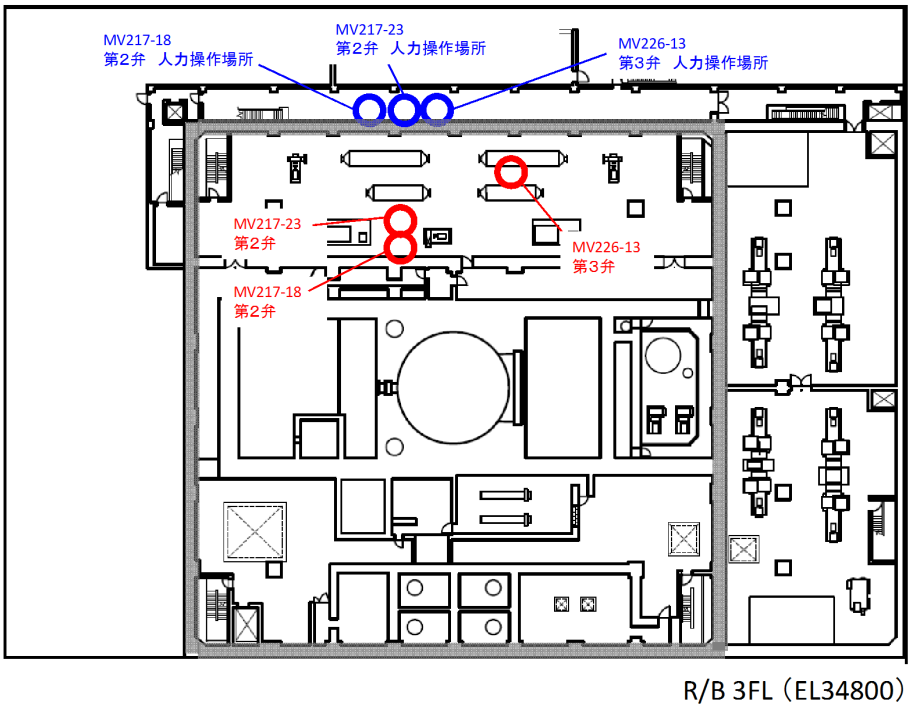
第８図　第１弁（W／Wベント）操作場所（原子炉建物地上１階）



第９図　第１弁（Ｄ／Ｗベント）操作場所（原子炉建物地上２階）



第 10 図　屋外作業場所



第 11 図　第 2 弁操作場所（原子炉建物地上 3 階）

第６表　格納容器ベント（Ｗ／Ｗベント）実施に伴う被ばく評価結果
（単位：mSv）

評価内容	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	第１ベントフィルタ出口水素濃度準備／可搬式窒素供給装置準備※1	FCVS 排気ライン ドレン排出弁閉止操作	第２弁開操作※1	第１弁開操作	ベント弁閉操作※1	水素濃度測定操作／窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内	屋内	屋内	屋外
原子炉建物原子炉棟内の放射性物質からの直接線・スカイシャイン線による外部被ばく	1.1×10^{0}	5.4×10^{-1}	9.2×10^{-1}	1.4×10^{0}	2.5×10^{0}	6.2×10^{-1}
放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	5.1×10^{-1}	1.2×10^{-1}	7.6×10^{-1}	1.5×10^{0}	1.6×10^{0}	1.0×10^{-2}以下
建物内に取込まれた放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく※2	6.1×10^{-1}	1.3×10^{-1}	1.0×10^{0}	1.5×10^{0} ※3	1.6×10^{0}	1.0×10^{-2}以下
地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	7.4×10^{0}	1.5×10^{0}	9.4×10^{0}	1.8×10^{0}	1.0×10^{-2}以下	1.1×10^{0}
ベント系配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	－	－	－	1.0×10^{-2}以下	1.0×10^{-2}以下	1.6×10^{-1} ※4
ＳＧＴフィルタの放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	－※5	－※5	2.6×10^{-1}	4.8×10^{-2}	－※5	－※5
被ばく線量	約 10	約３	約 13	約７	約６	約２

※1　被ばく線量が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載。

※2　マスク着用（PF50）による防護効果を考慮する。

※3　ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響は考慮しない。

※4　ベント系配管内に浮遊及び沈着した放射性物質を考慮する。なお，ベント配管内に沈着した放射性物質がドレンだまりに蓄積するものとして評価する。

※5　線源との間に十分な遮蔽があるため，影響は軽微であり，評価の対象外とした。

第７表　格納容器ベント（Ｄ／Ｗベント）実施に伴う被ばく評価結果
（単位：mSv）

評価内容	格納容器ベント実施前				格納容器ベント実施後	
	第１ベントフィルタ出口水素濃度準備／可搬式窒素供給装置準備※1	FCVS 排気ラインドレン排出弁閉止操作	第２弁開操作※1	第１弁開操作	ベント弁閉操作※1	水素濃度測定操作／窒素供給操作
	屋外	屋外	屋内	屋内	屋内	屋外
原子炉建物原子炉棟内の放射性物質からの直接線・スカイシャイン線による外部被ばく	1.1×10^{0}	5.5×10^{-1}	9.3×10^{-1}	1.5×10^{0}	2.6×10^{0}	6.3×10^{-1}
放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	5.1×10^{-1}	1.2×10^{-1}	7.6×10^{-1}	7.3×10^{-1}	7.0×10^{-1}	1.0×10^{-2}以下
建物内に取込まれた放射性物質による外部被ばく及び内部被ばく※2	6.1×10^{-1}	1.3×10^{-1}	1.0×10^{0}	1.5×10^{0} ※3	1.6×10^{0}	1.0×10^{-2}以下
地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	7.4×10^{0}	1.5×10^{0}	9.4×10^{0}	1.8×10^{0}	1.0×10^{-2}以下	2.2×10^{0}
ベント系配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	－	－	－	1.0×10^{-2}以下	1.0×10^{-2}以下	7.8×10^{-1} ※4
ＳＧＴフィルタの放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	－※5	－※5	2.7×10^{-1}	5.1×10^{-2}	－※5	－※5
被ばく線量	約 10	約３	約 13	約６	約５	約４

※1　被ばく線量が最も大きくなる時間帯で作業を実施した場合の被ばく線量を記載。

※2　マスク着用（PF50）による防護効果を考慮する。

※3　ベント流体が原子炉建物内に流入することによる影響は考慮しない。

※4　ベント系配管内に浮遊及び沈着した放射性物質を考慮する。なお，ベント配管内に沈着した放射性物質がドレンだまりに蓄積するものとして評価する。

※5　線源との間に十分な遮蔽があるため，影響は軽微であり，評価の対象外とした。

スクラビング水の保有水量の設定根拠について

1. スクラバ容器水位の設定の考え方

ベント運転に伴いスクラバ容器内の水位は変動するが，その変動水位がフィルタ装置の性能維持を保証する上限・下限水位の範囲に収まるよう，系統待機モードにおけるスクラバ容器水位の管理値を設定している。スクラバ容器水位の管理値を第１図に示す。

スクラバ容器内の水位挙動は，ベント運転直後のスタートアップ期間とその後のベント運転中で異なる挙動を示す。スタートアップ期間は，スクラビング水，容器鋼材及び配管の昇温に伴うベントガス中の蒸気の凝縮によりスクラバ容器水位は上昇する。また，ベント運転中は，スクラビング水に捕集される放射性物質の発熱（スクラバ容器内発熱量）及びスクラバ容器に流入するベントガスの入熱とスクラバ容器及び配管からの放熱のバランスにより水位が変動する。

系統待機モードにおけるスクラバ容器水位の管理値（水位高，水位低）は，以下のとおり設定・確認をしている。

(1)　水位高設定値

水位高設定値は，ベント運転直後のスタートアップ期間における凝縮による水位上昇を考慮して上限水位に至らないことを以下のとおり確認し，設定している。

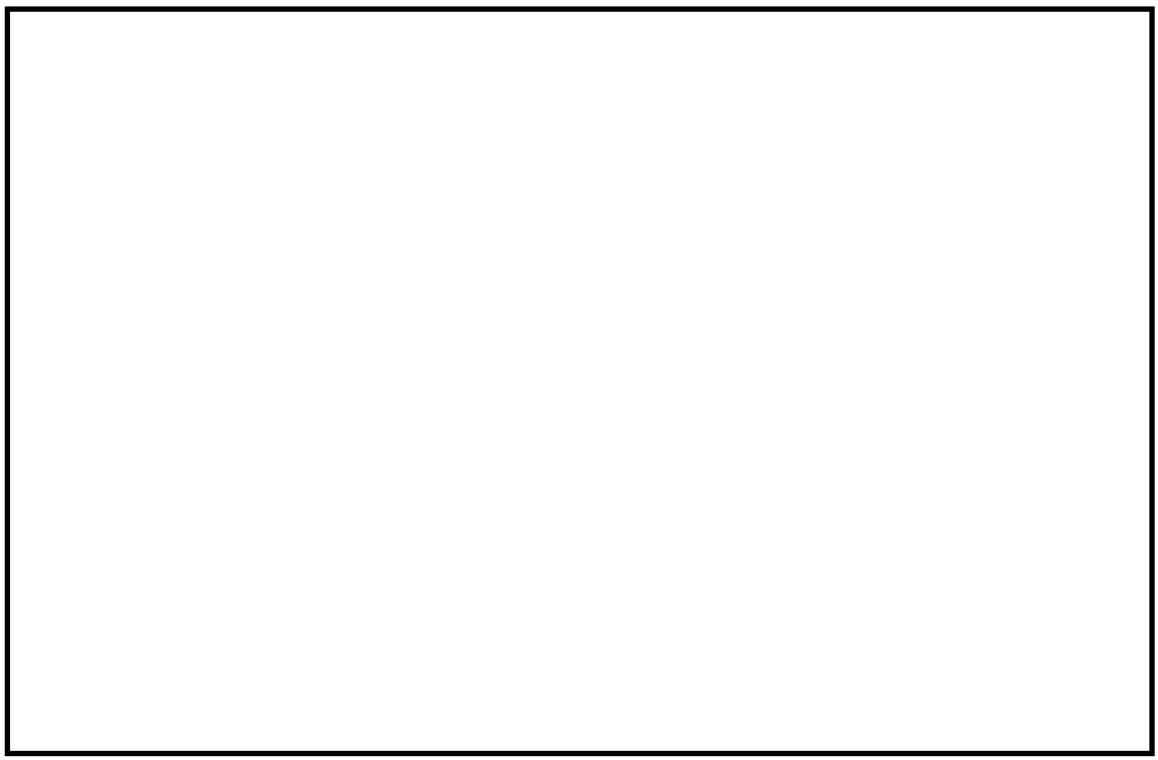
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2)　水位低設定値

水位低設定値は，系統設計条件であるスクラバ容器内発熱量（370kW）における蒸発による水位低下が 24 時間以上継続しても，下限水位に至らないことを確認し，設定している。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。





第１図　スクラバ容器水位の管理値

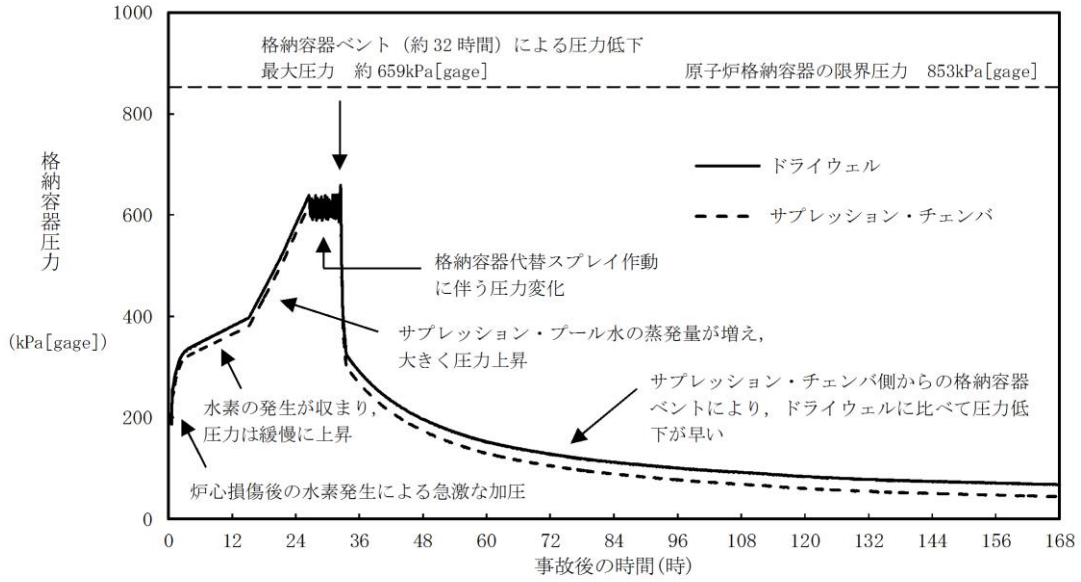
2.　ベント運転中の水位挙動（有効性評価ベース）

有効性評価のうち格納容器過圧・過温破損モード（大 LOCA＋SBO＋ECCS 機能喪失）におけるスクラバ容器内発熱量を用いた水位挙動の評価を以下に示す。

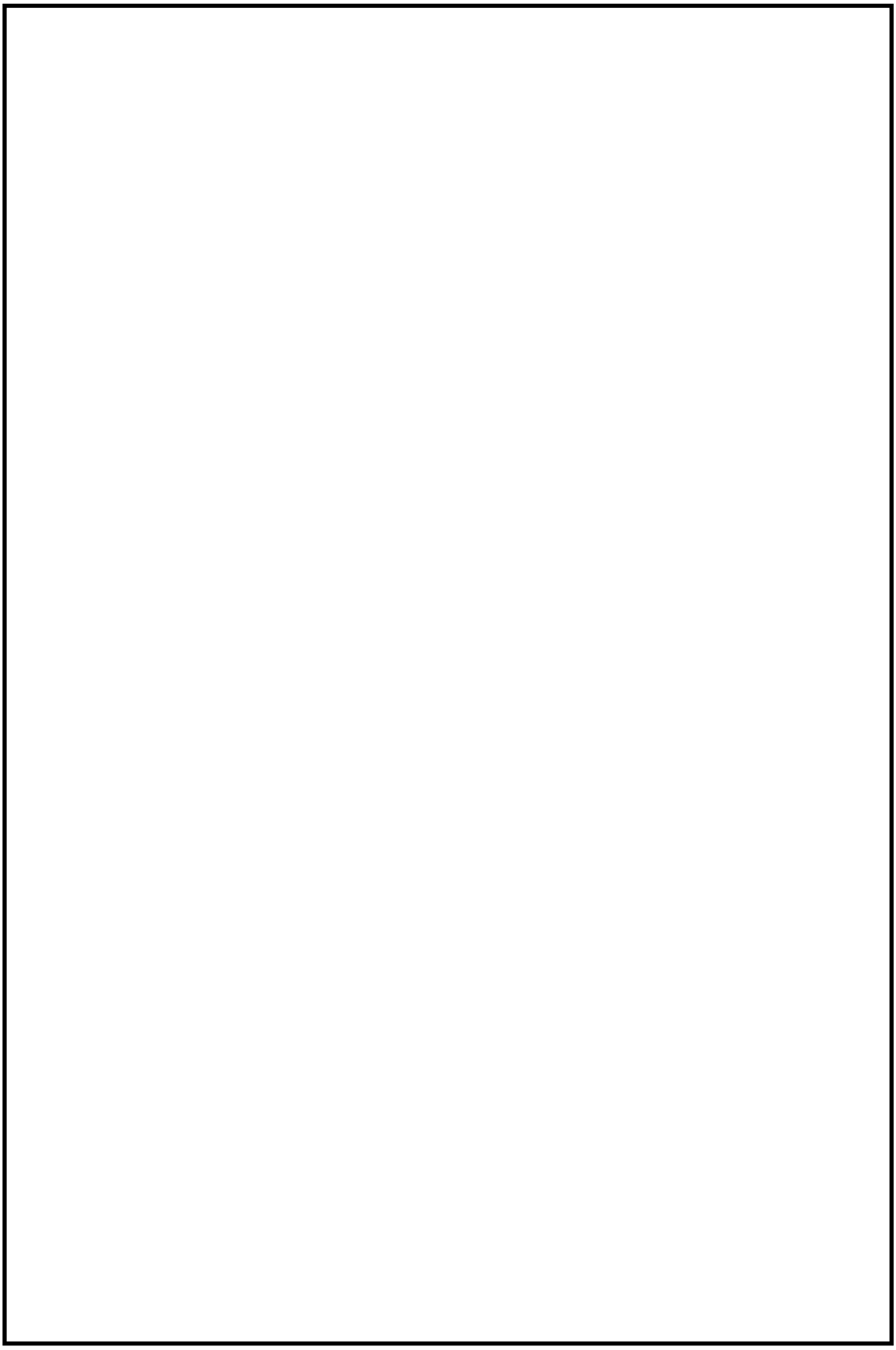




本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　ベント時の格納容器圧力推移



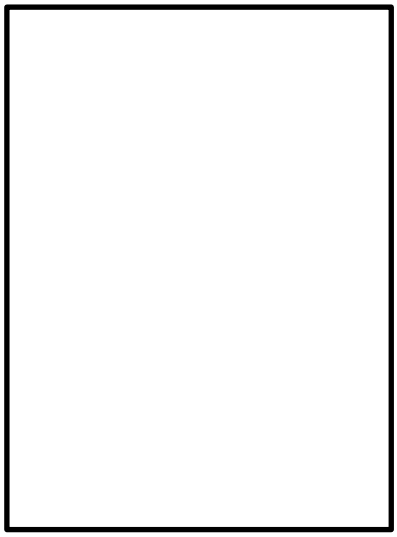
第３図　スクラビング水位挙動（大 LOCA＋SBO＋ECCS 機能喪失事象）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（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。



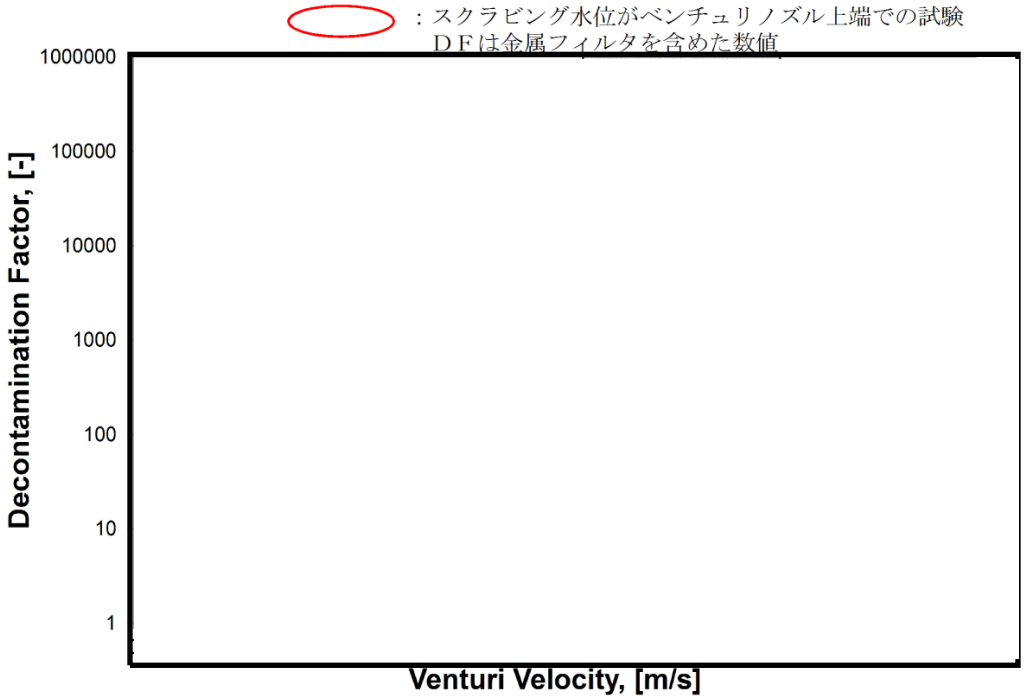
①ベンチュリノズル下方よりベントガスが流入
②スロート部でベントガス流速が増大
③スクラビング水がベントガス中に噴霧（微小液滴）
④ガスとスクラビング水が接触する面積が大きくなり除去効率が上がる
⑤ベントガス及び液滴は方向を変えられ，スクラビング水中に斜め下に排出

第４図　ベンチュリスクラバにおける除去原理

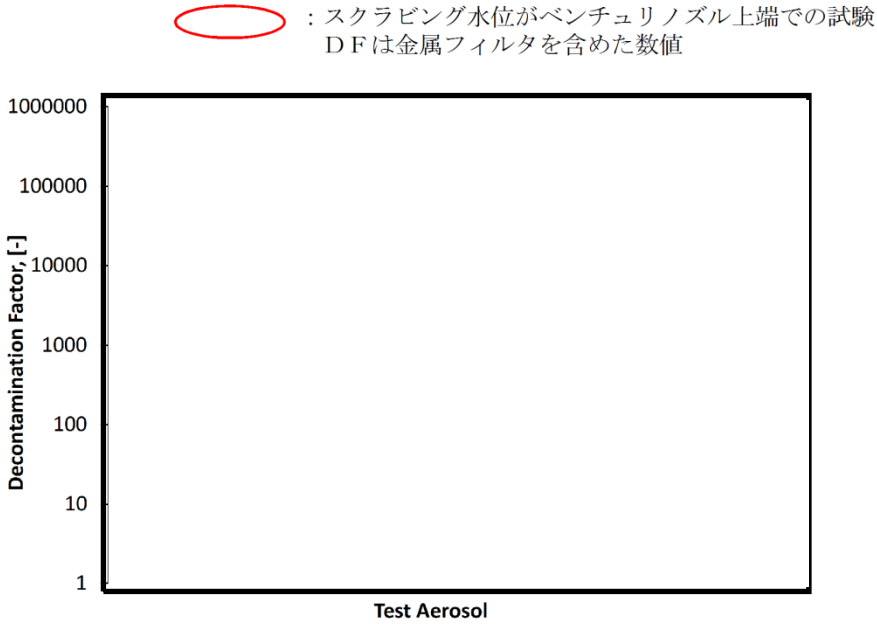
①エアロゾルのＤＦについて

・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ＤＦ1,000 以上を十分に確保できている。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第５図　ベンチュリノズル部におけるガス流速に対する除去係数



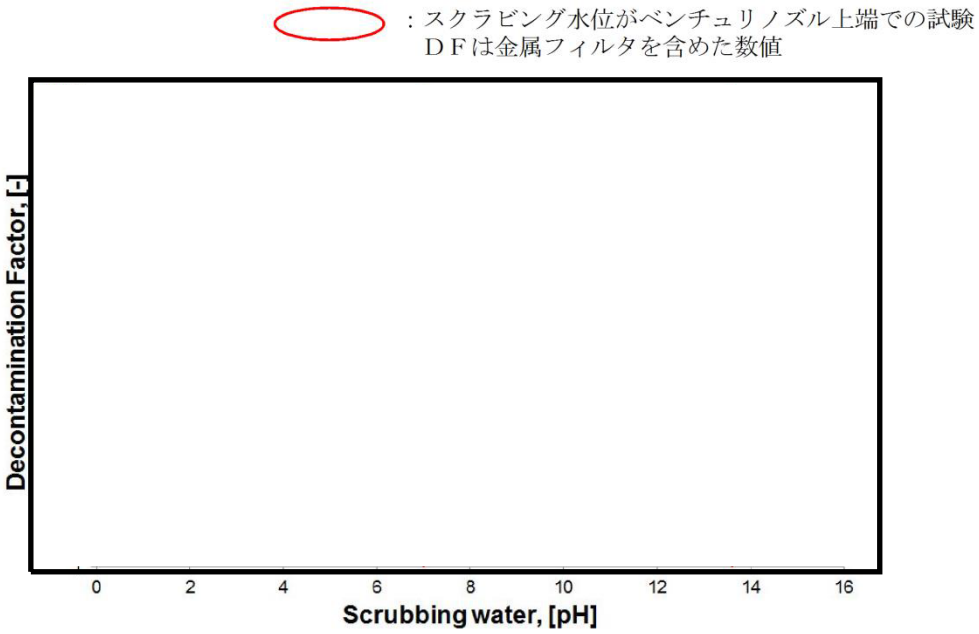
第６図　エアロゾル粒径に対する除去係数

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

②無機よう素のＤＦ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ｐＨがＤＦ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ＤＦ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ｐＨにおいても，設計条件ＤＦ100 以上を確保できている。



第７図　ｐＨに対する無機よう素の除去係数

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（300mm）を十分に上回る 1,700mm とし，ＦＰ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 800mm 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ｐＨについては，　待機時にｐＨが約 13 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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

（参考）スクラビング水スロッシングの影響について

格納容器フィルタベント系である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。

$$d_{max} = \frac{0.408 \cdot R \cdot \coth\left(1.84\frac{h}{R}\right)}{\frac{g}{\omega_N^2 \cdot \theta_h \cdot R} - 1} = \boxed{\quad} [mm]$$

ここで，

・$\omega_N = \sqrt{\frac{1.84}{R} \cdot g \cdot \tanh\left(1.84\frac{h}{R}\right)} = \boxed{\quad} [s^{-1}]$

・$\theta_h = 1.534 \cdot \frac{S_A}{\omega_N^2 \cdot R} \cdot \tanh\left(1.84\frac{h}{R}\right) = \boxed{\quad}$

・R　：スクラバ容器半径（内径） $\boxed{\quad}$ ［mm］
・h　：スクラビング水上限水位 $\boxed{\quad}$ ［mm］
・g　：重力加速度 9806.65［mm/s^2］
・S_A ：応答加速度 $\boxed{\quad}$ ［mm/s^2］
（評価用地震動（2×Ss−1）に基づき保守的に設定）

金属フィルタは上限水位から $\boxed{\quad}$ mm 上方に設置しており，スロッシング高さは最大でも $\boxed{\quad}$ 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と評価できる。

評価結果を第８図に示す。

また，スクラビング水位が下限水位の場合についても，上記と同様に評価を実施した結果を以下に示す。

$$d_{max} = \frac{0.408 \cdot R \cdot \coth\left(1.84\frac{h}{R}\right)}{\frac{g}{\omega_N^2 \cdot \theta_h \cdot R} - 1} = \boxed{\quad} [mm]$$

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

ここで，

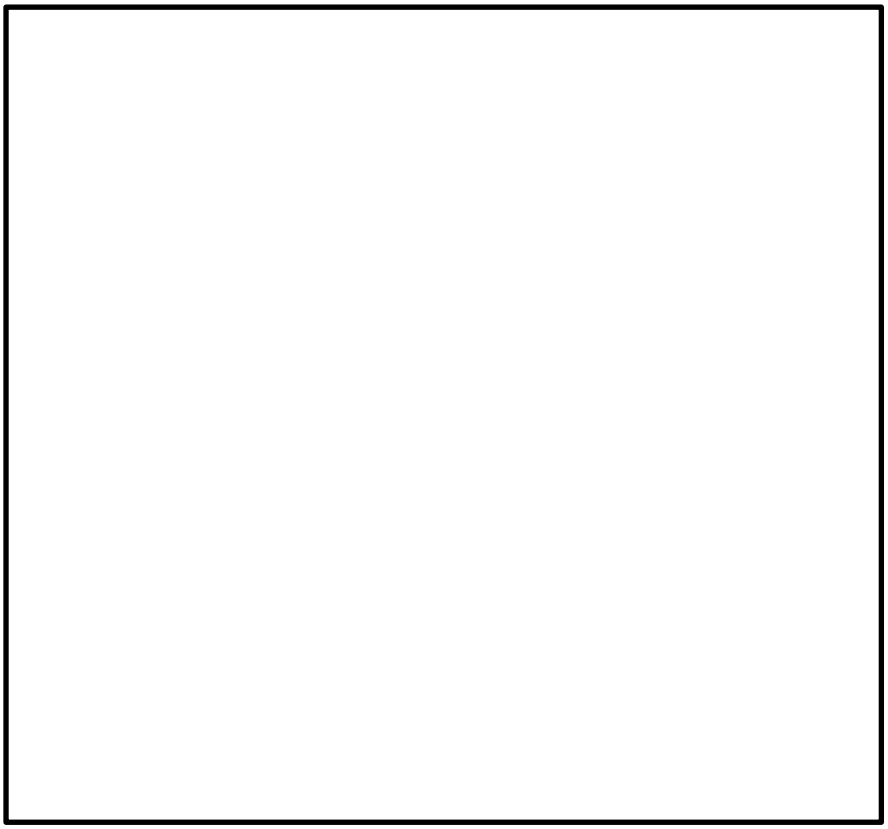
・$\omega_N = \sqrt{\frac{1.84}{R} \cdot g \cdot \tanh\left(1.84\frac{h}{R}\right)} =$ □ $[s^{-1}]$

・$\theta_h = 1.534 \cdot \frac{S_A}{\omega_N^2 \cdot R} \cdot \tanh\left(1.84\frac{h}{R}\right) =$ □

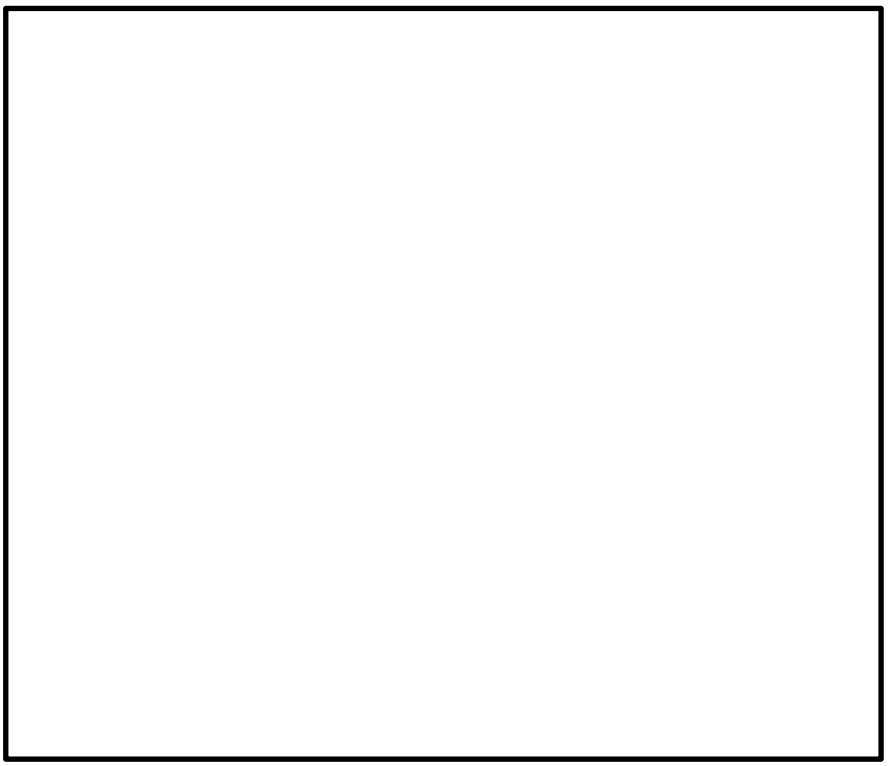
・R　：スクラバ容器半径（内径） □ ［mm］
・h　：スクラビング水下限水位 □ ［mm］
・g　：重力加速度 9806.65［mm/s^2］
・S_A ：応答加速度 □ ［mm/s^2］
（評価用地震動（2×Ss-1）に基づき保守的に設定）

ベンチュリノズルの一部が気相部に露出するものの，露出している時間は格納容器ベント実施期間と比較して非常に小さく，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。
評価結果を第９図に示す。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第８図　スクラビング水スロッシング評価結果（上限水位）



第９図　スクラビング水スロッシング評価結果（下限水位）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

格納容器ベント操作について

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

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

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

・現場の雰囲気線量を考慮した操作手順

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

・格納容器内への閉じ込め機能維持を考慮した操作手順

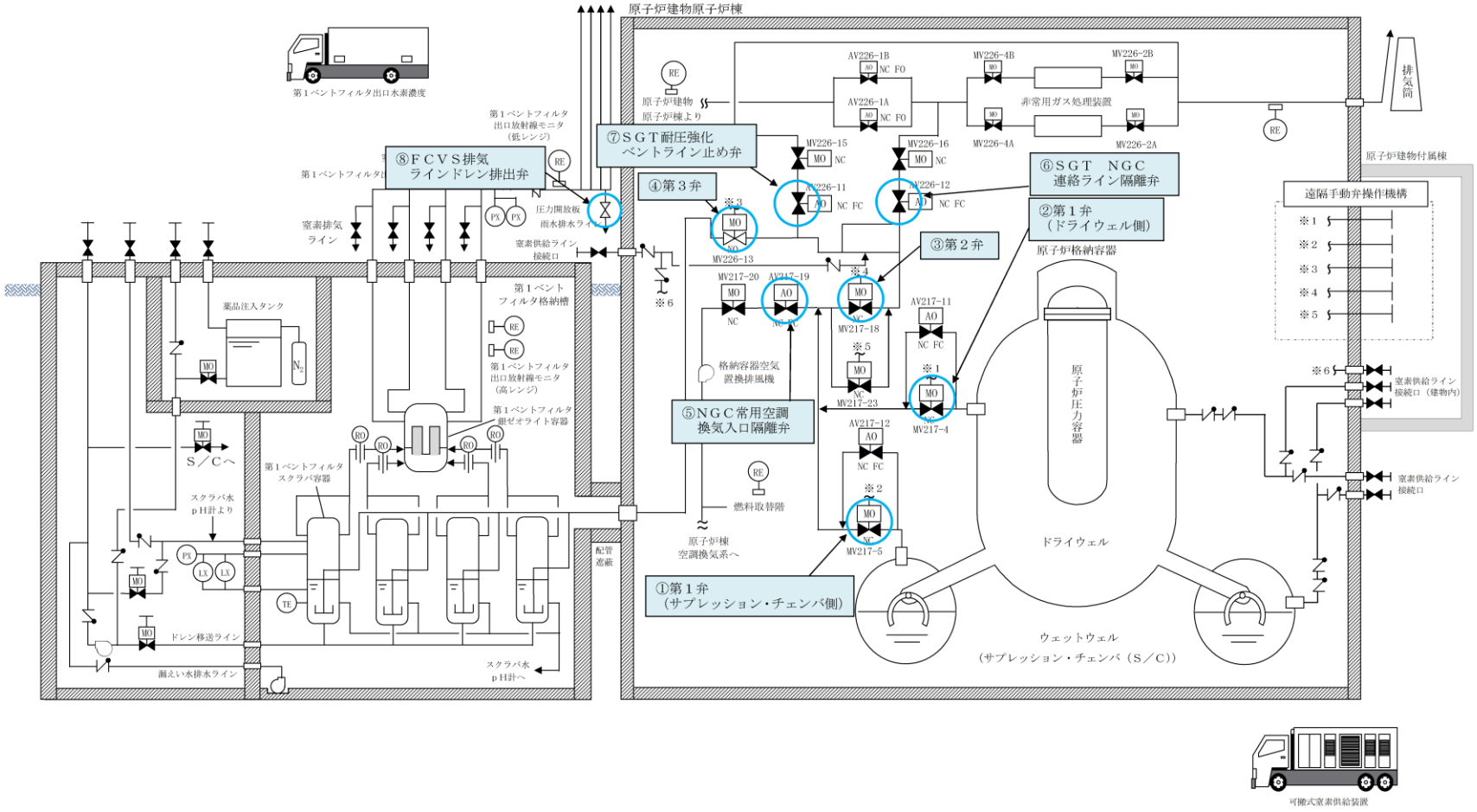
機能を発揮している格納容器バウンダリを変更しないため，第２弁から開操作を実施する。

・現場での手動操作時間を考慮した操作手順

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

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

格納容器フィルタベント系の系統概要図（操作対象箇所）を第１図に示す。



第１図　格納容器フィルタベント系の系統概要図（操作対象箇所）

1. 格納容器フィルタベント系におけるベントタイミング

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

第１表　ベント実施判断基準

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

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

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

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

炉心損傷の有無の判断は，第２表に示すパラメータを確認する。

第２表　確認パラメータ（炉心損傷判断）

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

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

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

第３表　重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合のベント実施判断基準

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

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

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

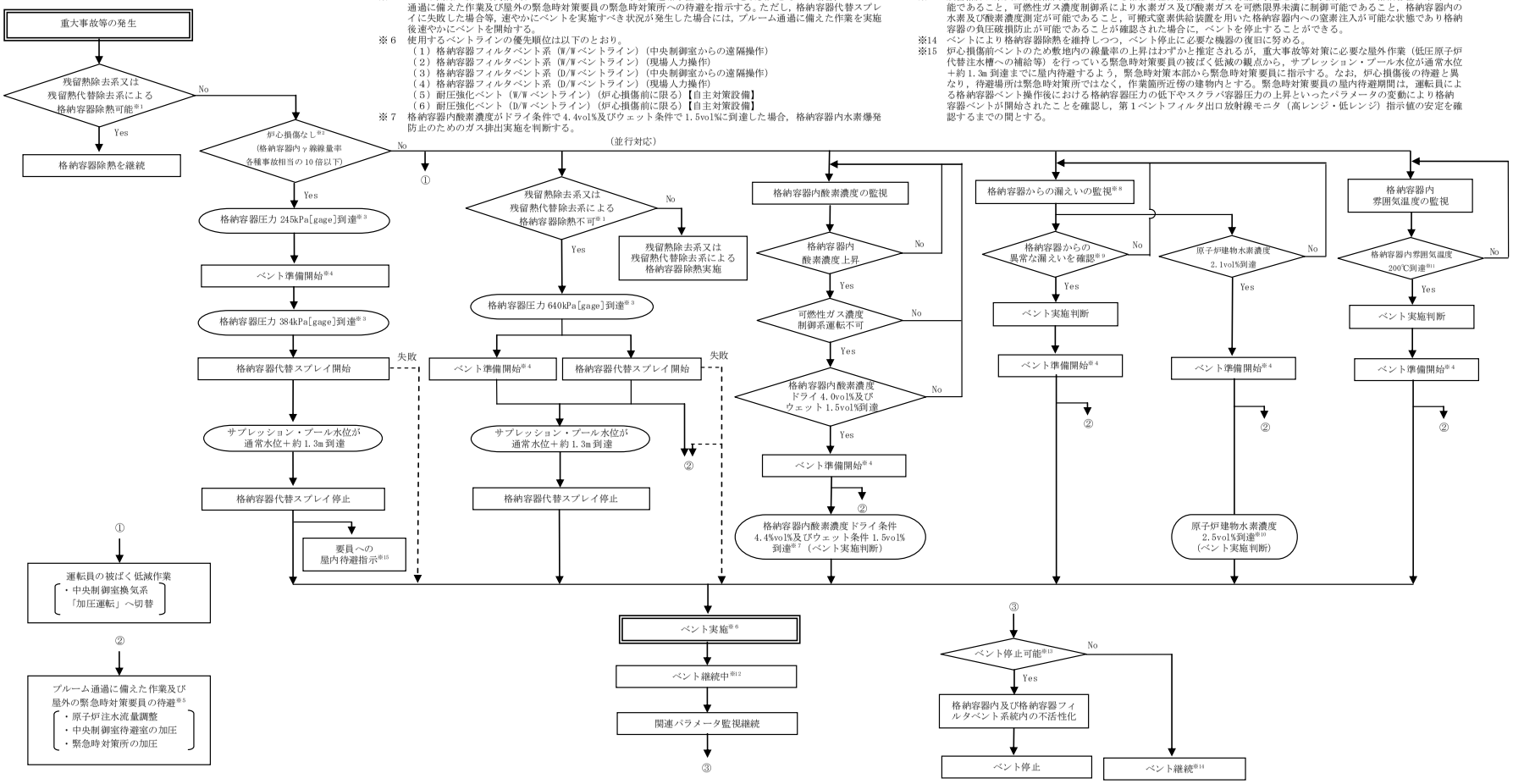
また，格納容器から漏えいした水素により，原子炉建物水素濃度が上昇した場合，原子炉建物原子炉棟内で水素爆発が発生することよって格納容器が破損するおそれがある。このような場合，格納容器圧力を低下させることで格納容器から漏えいする水素量を低減し，原子炉建物原子炉棟内での水素爆発による格納容器破損を緩和するため，水素の可燃限界濃度４vol%を考慮し，原子炉建

物水素濃度 2.5vol％到達によりベントを実施する。

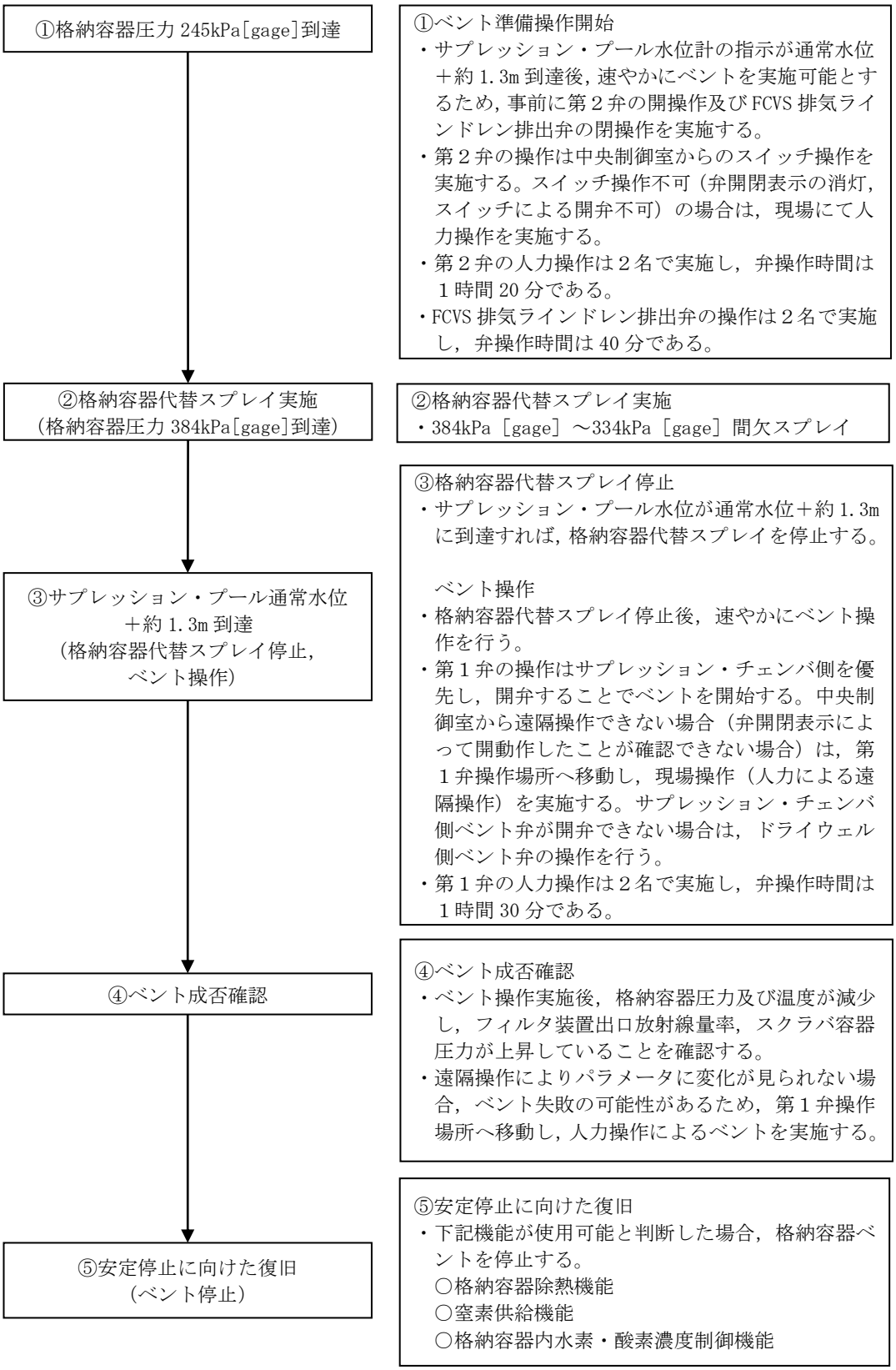
格納容器への十分な注水等ができない場合，格納容器雰囲気が過熱状態になり，格納容器は限界圧力を下回る 853kPa[gage]に達する前に 200℃に達し，いずれは過温破損に至ることが考えられる。この場合，ベントを実施することによって過温破損を防止できないが，フィルタ装置を介した放出経路を形成し，大気への放射性物質の放出を極力低減するためのベントを実施する。

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

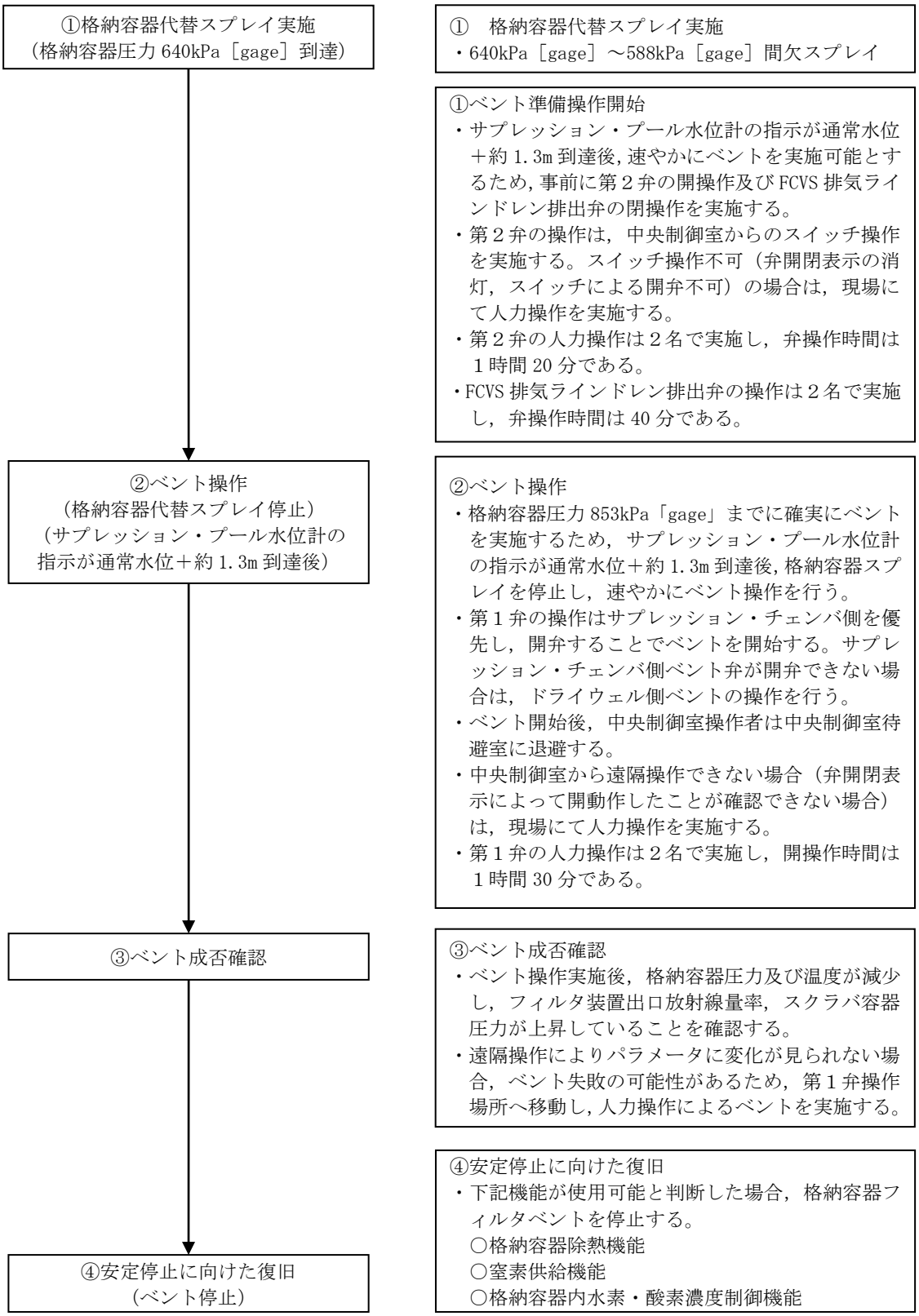
※１　原子炉補機代替冷却系の準備状況及び機器の復旧状況を確認し，残留熱除去系又は残留熱代替除去系の準備が完了した時点で格納容器除熱を開始する。
※２　格納容器内雰囲気放射線モニタが使用不能の場合において，原子炉圧力容器表面温度 300℃以上で炉心損傷を判断する。炉心損傷前ベント準備中に炉心損傷を判断した場合，以降の対応は炉心損傷後の判断基準に従う。
※３　格納容器圧力が計測できない場合は，複数の格納容器雰囲気温度計測結果から格納容器圧力を推定する。
※４　ベント準備として，以下の作業を行う。格納容器内水素及び酸素の排出準備についても同様。
・ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認
・他系統との隔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



第２図　ベント実施の判断フロー



第３図　炉心損傷していない場合のベント実施フロー



第４図　炉心損傷を判断した場合のベント実施フロー

2.　格納容器フィルタベント系の操作手順の概要

(1)　系統待機状態の確認

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

第４表　確認パラメータ（系統待機状態）

確認パラメータ	確認内容
スクラバ容器水位	待機水位である 1,700～1,900 ㎜ の範囲にあること
スクラバ容器ｐＨ	13 以上 であること
フィルタ装置出口配管圧力	微正圧に維持されていること

(2)　ベント準備操作

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

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

ａ．ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認

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

①第１弁（サプレッション・チェンバ側）

②第１弁（ドライウェル側）

③第２弁

④第３弁（開確認のみ）

ｂ．他系統との隔離確認

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

⑤ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁

⑥ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁

⑦ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁

ｃ．第２弁の開操作

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

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

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

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

d．FCVS 排気ラインドレン排出弁閉操作

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

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

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

3. ベント準備判断の確認パラメータ

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

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

ベント準備着手判断に必要なパラメータを以下に示す。

・格納容器圧力

・格納容器酸素濃度（ＳＡ）

4. ベント準備作業の妥当性

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

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

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

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

フィルタ装置（スクラバ容器）のスクラビング水（水・薬剤）の補給操作に

ついては，格納容器ベント実施後 168 時間までは補給不要の設計のため，ベント後，補給が必要となった場合に準備作業を開始する。

第５表　ベント準備操作時の作業項目及び作業環境

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

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

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

※３：全面マスク（PF50）の着用

5.　ベント準備操作の余裕時間

有効性評価で示したシナリオを例に，ベント準備操作の余裕時間を以下に示す。

(1)　炉心損傷なしの場合

炉心損傷なしの場合のベントを実施する有効性評価シナリオを第６表に示す。

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

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

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

第６表及び第６図に示すとおり，ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するまでに十分な時間があることから，可搬型設備の準備を含めて，確実に準備を完了することができる。

第６表　炉心損傷なしの場合のベント関連時間

事故シーケンス	245kPa[gage] 到達時間※2	準備時間	ベント時間※1
高圧・低圧注水機能喪失	約 16 時間	約 1 時間 20 分 （245kPa[gage] 到達後から）	約 30 時間
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系故障)	約 14 時間		約 30 時間
ＬＯＣＡ時注水機能喪失（中小破断ＬＯＣＡ）	約 15 時間		約 27 時間

※１：サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達する時間。

※２：格納容器圧力の測定ができない場合には，格納容器圧力を推定する手段として，格納容器温度を代替パラメータとする。

(2)　炉心損傷ありの場合

炉心損傷ありの場合のベントを実施する有効性評価シナリオを第７表に示す。

残留熱除去系による格納容器除熱機能が喪失している場合には，格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達後，準備操作として，第５図に示す第２弁（②又は③）の開操作，第３弁（①）の開確認及び可搬型設備の準備を実施するとともに，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁（⑥）を閉操作する。

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

第７図に中央制御室での操作ができない場合の，現場での手動操作（人力による遠隔操作）による作業・操作の所要時間を示す。ベントの準備時間は，約１時間 20 分である。

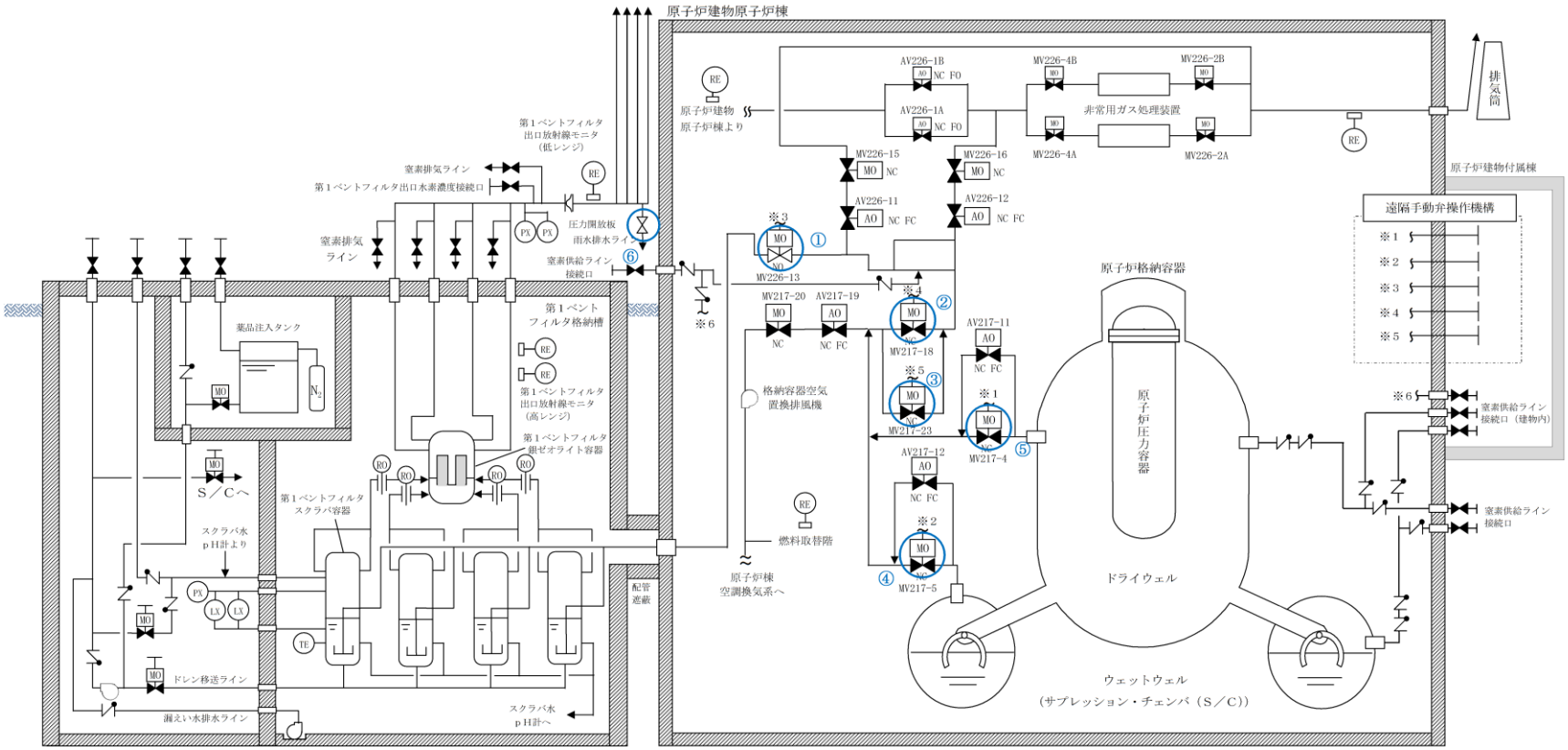
第７表及び第７図に示すとおり，ベント準備完了後からベント実施基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するまでに十分な時間があることから，可搬型設備の準備を含めて，確実に準備を完了することができる。

第７表　炉心損傷ありの場合のベント関連時間

格納容器破損モード	640kPa[gage] 到達時間※２	準備時間	ベント時間※１
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （過圧・過温破損） 残留熱代替除去系を使用しない場合	約 27 時間	約 1 時間 20 分 （640kPa[gage] 到達後から）	約 32 時間

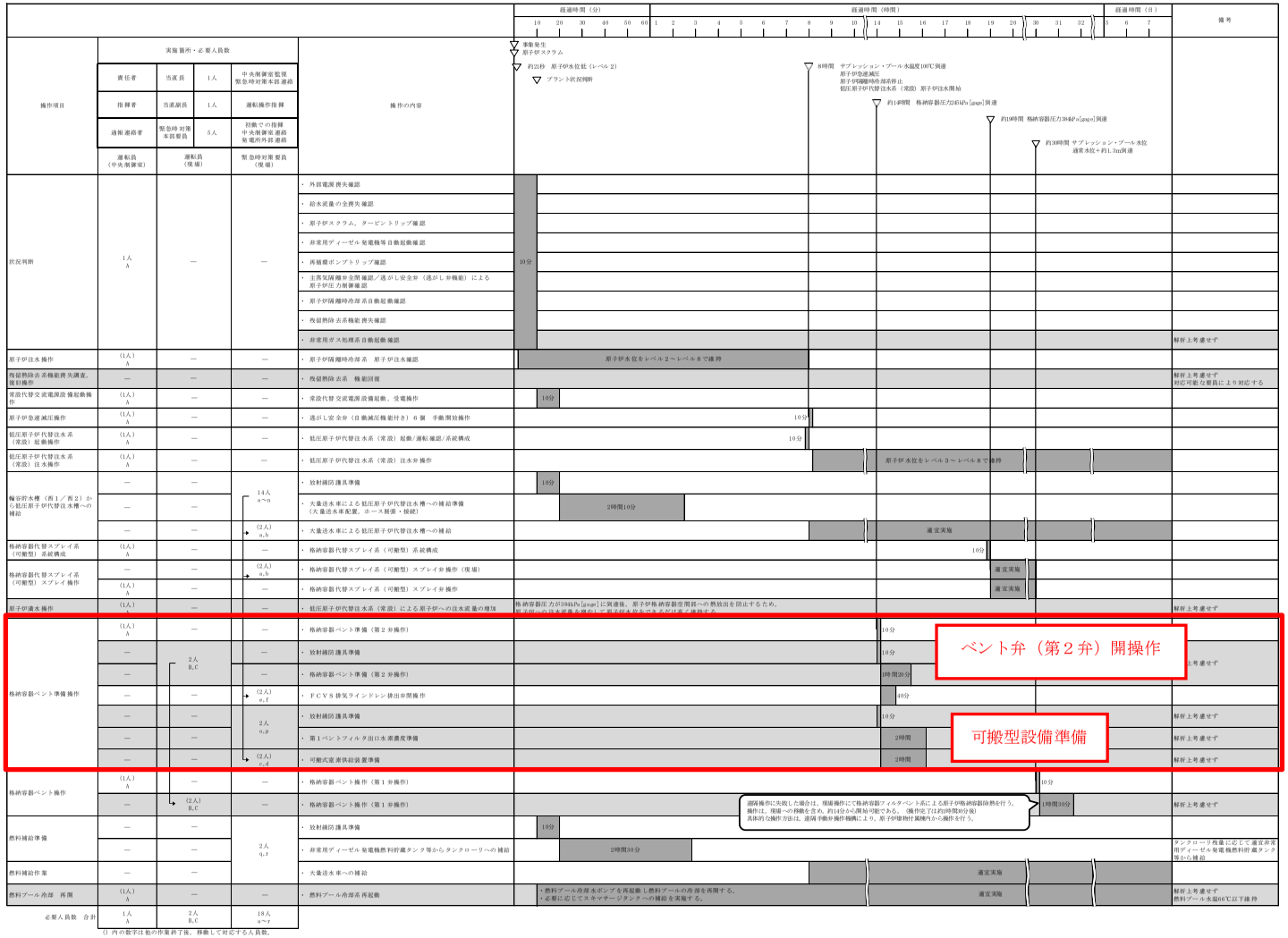
※１：サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する時間。

※２：格納容器圧力の測定ができない場合には，格納容器圧力を推定する手段として，
格納容器温度を代替パラメータとする。

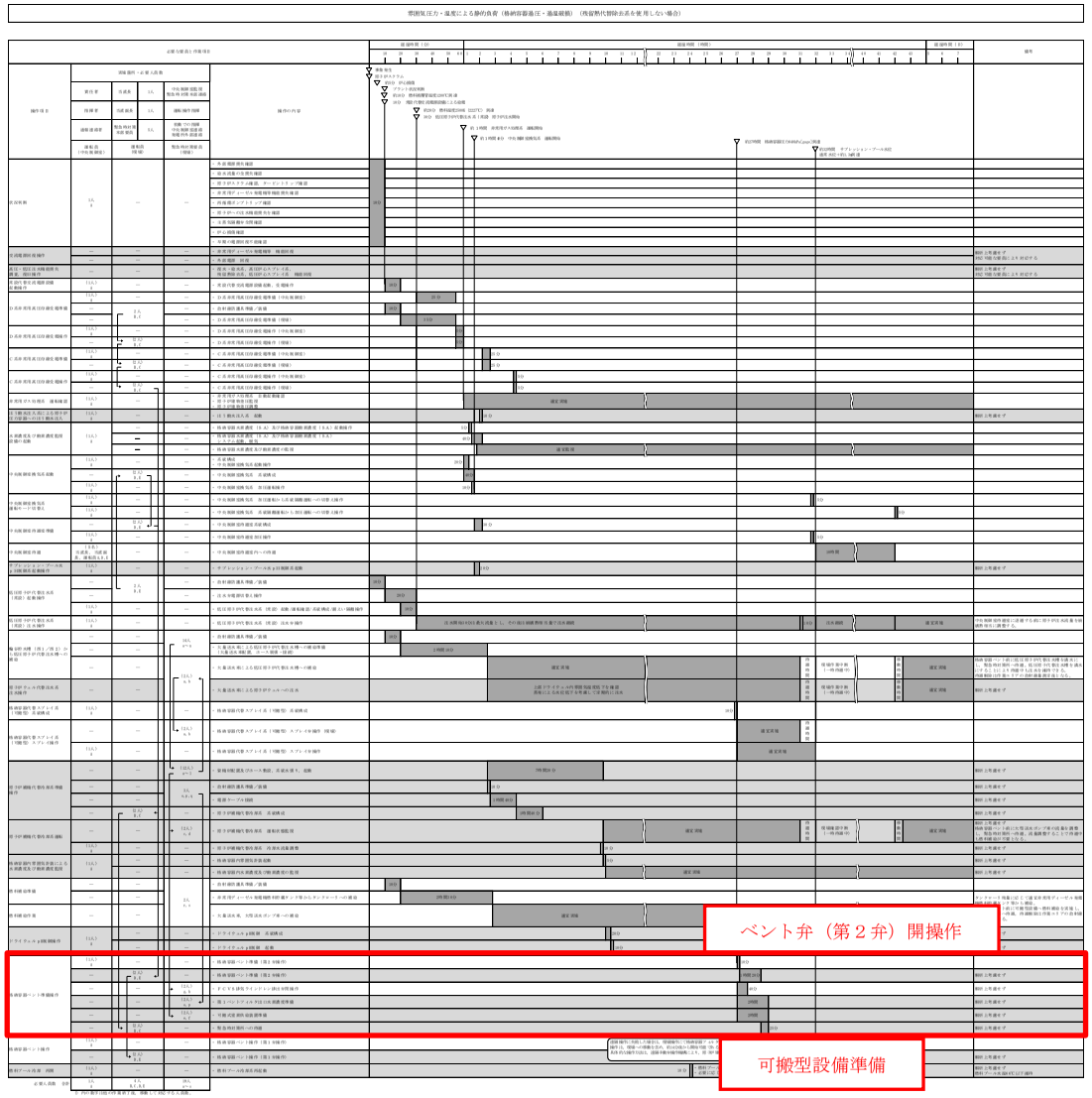


第５図　格納容器フィルタベント系　系統概要図（他系統を含む）

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）



第６図　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系故障）時の作業・操作の所要時間



第７図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時の作業・操作の所要時間

6. ベント実施操作判断基準

(1) 炉心損傷なしの場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

格納容器の健全性を確保するため，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点でベントを実施する。

(2) 炉心損傷を判断した場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

格納容器へ大量の放射性物質が放出されることから，大気への放射性物質の放出を極力遅らせることでベント時の外部影響を軽減させるため，限界圧力を下回る 853kPa[gage]に到達するまでにベントを実施する。具体的には，中央制御室での遠隔操作に失敗した場合の現場手動操作時間を考慮し，格納容器スプレイ停止基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点でベントを実施する。

b．格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合

炉心損傷時には，ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解等により水素・酸素が発生し，可燃限界に到達すると水素燃焼が発生するおそれがある。これを防止するため，可燃限界到達前に格納容器内の水素・酸素を排出することを目的として，格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合にベントを実施する。4.4vol％の基準設定に当たっては，酸素濃度の可燃限界である 5vol％に対し，計器誤差の±約 0.5vol％及び 0.1vol％の余裕を考慮して設定した。

7. ベント実施操作判断の確認パラメータ

(1) 炉心損傷なしの場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

炉心損傷がない場合は，サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断するため，確認パラメータは以下のとおり。

・サプレッション・プール水位（ＳＡ）

(2) 炉心損傷を判断した場合

a．サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達

炉心損傷を判断した場合は，格納容器スプレイを間欠にて実施しながら，サプレッション・プール水位にてベント実施操作を判断する。したがって，確認パラメータは以下のとおり。

・サプレッション・プール水位（ＳＡ）

ｂ．格納容器酸素濃度がドライ条件にて 4.4vol％及びウェット条件にて 1.5vol％に到達した場合

格納容器酸素濃度によりベント実施操作を判断するため，確認パラメータは以下のとおり。

・格納容器酸素濃度（ＳＡ）

8. ベント実施操作の妥当性

ベントは，第１弁を開弁することで実施する。炉心損傷していない場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第８表に示す。ベント弁の開操作については，中央制御室での操作を基本とするが，万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作（人力による遠隔操作）を実施する。

なお，炉心損傷を判断する有効性評価の「格納容器圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）」シーケンスにおいて，ベント準備段階の現場アクセス，現場待機，現場での手動操作，プルーム通過までの現場待機及び帰還の一連の作業での実効線量は，約 19mSv である。

第８表　ベント実施操作時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
第１弁の開操作・開確認	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※3 【炉心損傷後】 約 52mSv/７日間以下 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
	原子炉建物付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度 ※2※3 【炉心損傷後】 2.2mSv/h 以下 （マスク着用※4）	電源内蔵型照明，ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。

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

※２：事故あたりに放出される放射性物質全量に対する線量

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

※４：全面マスク（PF50）の着用

9.　ベント成否確認

格納容器過圧破損防止の目的から，格納容器圧力の低下による判断を基本とし，以下のパラメータについても参考として判断する。

・ 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
・ スクラバ容器圧力
・ スクラバ容器水位
・ 格納容器温度
・ サプレッション・チェンバ水位

パラメータに変化が見られない場合は，ベント失敗の可能性があるため，現場操作によるベントを実施する。

ベント開始直後は，格納容器内で発生する水素，水蒸気及び窒素等からなるベントガスが系統内に流入するが，系統内は不活性化されているため，高濃度の水素が流入しても水素燃焼には至らない。

10.　ベント継続時

ベント継続時は，第９表に示すパラメータによりベント継続状況に異常がないことを確認する。

第９表　確認パラメータ（ベント継続時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	各パラメータに異常な変化がないこと
格納容器温度	
サプレッション・チェンバ水位	
格納容器酸素濃度（ＳＡ）	
格納容器水素濃度（ＳＡ）	
スクラバ容器圧力	
スクラバ容器水位	
スクラバ容器温度	
第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	
モニタリング・ポスト	

ベント継続時には，格納容器内及びフィルタ装置内では放射性物質の崩壊熱による多量の蒸気が発生することにより，水素濃度は低く抑えられるため，可燃限界に至らない。

なお，炉心損傷がない場合の格納容器フィルタベント系によるベント実施中に炉心損傷を判断した場合は，ベントを継続する運用とする。これは，ベント実施までには格納容器代替スプレイにより外部注水制限に到達していることが想定され，事象が進むことで発生する可能性のある炉心のリロケーション※及

び原子炉圧力容器破損時の過熱蒸気発生の影響による格納容器圧力の急激な上昇を抑制する手段がベントのみであるためである。加えて，次のとおり，ベントを継続した場合でも，一時的にベント停止する場合と比較し，被ばくの観点で大きな差異はないと考えられる。

・ベントを停止しても格納容器の圧力上昇により再度ベントすることとなり，希ガス保持時間を大きく確保することはできないこと
・このような事態では，原子炉スクラムしてからある程度の時間が経過していることから，希ガスの減衰時間は十分に確保されており，ベントを停止しない場合でも大きな放出量にならないと考えられること

※　ここで言うリロケーションとは，炉心損傷後，溶融炉心が炉心下部プレナムに移行する状態を指す。

11.　ベント停止操作

第 10 表に示す機能が全て使用可能となったことにより，ベント停止後も長期的に格納容器の安定状態を継続可能であることを判断する。また，第 11 表に示すパラメータを確認し，ベント停止操作が可能であることを判断した場合には，第 1 弁を閉とすることでベントを停止する。

第 10 表　ベント停止のために必要な機能及び設備

必要な機能	設備	設備概要
格納容器除熱機能	残留熱除去系又は残留熱代替除去系	格納容器内に残存する核分裂生成物から発生する崩壊熱を除去し，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する
	原子炉補機代替冷却系	
窒素供給機能	可搬式窒素供給装置	・残留熱除去系の運転に伴う蒸気凝縮により，格納容器内が負圧になることを防止する ・系統内のパージを実施する
格納容器内水素・酸素濃度制御機能	可燃性ガス濃度制御系	水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の濃度が可燃限界濃度に到達することを防止する
	格納容器水素・酸素濃度計	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

第 11 表　確認パラメータ（ベント停止時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	427kPa[gage]以下であること及び 171℃以下であること。
格納容器温度	
格納容器酸素濃度（ＳＡ）	可燃限界未満であること。
格納容器水素濃度（ＳＡ）	
第１ベントフィルタ出口水素濃度	

ベント停止前から可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給を行い，ベント停止後も継続し，系統を含めて不活性化することで，水素濃度は低く抑えられ，可燃限界には至らない。

12.　ベント停止操作手順

次にベント停止の流れを示す。

①ベント停止可能であると判断した場合，可搬式窒素供給装置により格納容器に窒素注入を開始する。

・ベント弁は開状態であるため，注入した窒素はそのまま排出されると考えられるが，ベント弁閉後における「水の放射性分解によって発生する水素・酸素濃度の上昇」を抑制するため，早期に注入開始することを目的として最初に実施する。

・ドライウェル内に水素・酸素が滞留している可能性を考慮して，ドライウェル側から窒素供給する。

②第１弁を微開とする。

③残留熱除去系又は残留熱代替除去系を起動する。

・ベント弁を微開後，サプレッション・プール水温度が飽和温度以下であることを確認し，残留熱除去系又は残留熱代替除去系を起動する。

・残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱を実施することで，格納容器内の気相を蒸気から窒素へ置換する。

④格納容器の気相が蒸気から窒素への置換が完了したことを確認する。

⑤可燃性ガス濃度制御系を起動する。

・残留熱除去系による冷却水を供給し，可燃性ガス濃度制御系の暖気運転を開始する。

・起動後３時間以内に暖機運転が完了し，処理が開始される。

⑥第１弁を閉とする。

⑦格納容器への窒素注入を停止する。

⑧格納容器内水素濃度・酸素濃度により，格納容器内の水素・酸素濃度を監視する。

13.　ベント停止操作の妥当性

炉心損傷なしの場合及び炉心損傷を判断した場合の作業項目及び作業環境を第 12 表に示す。ベント弁の閉操作については，中央制御室での操作を基本とするが，万一，中央制御室での操作ができない場合には，現場（原子炉建物付属棟）にて手動操作を実施する。

第 12 表　ベント停止操作項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線環境	照明	その他	
ベント弁の閉操作	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約 52mSv/7 日間以下 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。
	原子炉建物付属棟	通常運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 2.2mSv/h 以下※3 （マスク着用※4）	電源内蔵型照明，ヘッドライト又は懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	有線式通信設備，電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
窒素供給操作	屋外	外気	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 5.0mSv/h 以下※3 （マスク着用※4）	車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により作業可能である。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型，携帯型），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備により連絡可能である。
水素濃度測定操作	中央制御室	－※1	【炉心損傷前】 通常運転中と同程度※2 【炉心損傷後】 約 52mSv/7 日間以下※3 （マスク着用※4）	ＬＥＤライト（三脚タイプ，ランタンタイプ）及びヘッドライトにより作業可能である。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室内のため口頭にて連絡可能である。

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

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

※３：事故後 168 時間以降を想定

※４：全面マスク（PF50）の着用

14.　ベント停止後の操作

ベント停止後は，第 13 表で示すパラメータにより格納容器及び格納容器フィルタベント系に異常がないことを確認する。

第 13 表　確認パラメータ（ベント停止後）

監視パラメータ	監視理由
スクラバ容器水位	フィルタ装置水位が運転範囲内にあることを監視する。 また，蒸発による水位低下時においては，水補給の必要性を判断する。
スクラバ容器圧力	指示値により系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
スクラバ容器温度	指示値によりスクラビング水からの水蒸気発生の有無を監視する。
フィルタ装置出口配管圧力	指示値により系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
第１ベントフィルタ出口水素濃度	指示値により系統に水素が滞留していないことを監視する。
第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	指示値が安定していることを監視する。
モニタリング・ポスト	指示値が安定していることを監視する。
スクラバ水ｐＨ	アルカリ性に維持されていることを監視する。
格納容器圧力	格納容器内が負圧でないこと。また，ベント停止後長期的に格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと。
格納容器温度	
格納容器水素濃度	格納容器内の水素・酸素濃度の異常な上昇がないこと。
格納容器酸素濃度	

炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

島根原子力発電所２号炉では，炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し，原子炉圧力容器(以下「ＲＰＶ」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に，運転員による対応を，事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「ＳＯＰ」という。)に定めている。このため，有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はＳＯＰに従ったものとなっている。

ＳＯＰには，炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており，対応の優先順位等についても定めている。このため，想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが，ここでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況を場合分けし，それらについてＳＯＰによる対応が可能であることを確認する。ＳＯＰの対応フローを第１図に示す。また，原子炉格納容器の構造図を第２図に示す。

1.　各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち，格納容器先行破損の炉心損傷モード※1を除くと，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ），ＬＯＣＡが抽出される。

このうち，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ）は，炉心損傷の時点でＲＰＶが健全であり，ＲＰＶ内の原子炉冷却材はＳＲＶを通じてサプレッション・チェンバ（以下「Ｓ／Ｃ」という。）に放出されている点で，炉心損傷の時点でのＲＰＶの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。ＴＱＵＶ，ＴＢＰは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていることに対し，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤでは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていないが，ＳＯＰにおいて，原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の 20%上の位置でＲＰＶを減圧する手順としていることから，その後は同じ対応となる。

一方ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ後の注水失敗による炉心損傷）は，炉心損傷の時点でＲＰＶバウンダリ機能を喪失しており，ＲＰＶ内の原子炉冷却材がドライウェル（以下「Ｄ／Ｗ」という。）に直接放出される炉心損傷モードである。このため，炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力，温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが，各々のパラメータに応じた運転操作がＳＯＰに定められており，対応は可能である。

※1　格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合，炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから，ＳＯＰに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え，ここでの考察から除外した。しかしながら，現実的にはＳＯＰ に準じ，注水及び除熱を試みるものと考えられる。

また，ＬＯＣＡが発生し，Ｄ／Ｗに放出された原子炉冷却材は原子炉格納容器下部に流入し，原子炉格納容器下部に水位が形成されると考えられる。

炉心損傷後の手順として，ＲＰＶの破損及び原子炉格納容器下部への溶融炉心落下に備えた原子炉格納容器下部への注水を定めており，ペデスタル水位が2.4m（注水量225m^3）に到達していることを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。先述のとおり，ＬＯＣＡの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの，どの炉心損傷モードを経た場合であってもペデスタル水位計にて水位2.4mを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

溶融炉心落下時のペデスタル水位は，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉外ＦＣＩ」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）への対応を考慮し，2.4m 相当としている。しかしながら，仮にペデスタル水位が2.4mより高い場合であっても，炉外ＦＣＩやＭＣＣＩによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認※2している。

以上より，いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもＳＯＰによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

2.　注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については，ＲＰＶの破損の有無で大別している。

まず，ＲＰＶの破損に至る前の段階においては，ＲＰＶ内の炉心の状況によらずＲＰＶへの注水を優先する手順としている。その後，ＲＰＶを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はＲＰＶへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし，ＲＰＶ下鏡温度が 300 ℃に到達し，ＲＰＶ下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はＲＰＶへの注水と並行して原子炉格納容器下部への注水（水位2.4m（注水量225m^3））を実施する手順としている。

※2 島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価について「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料3.3.3原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」参照。ペデスタル水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外 FCI について，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する前に，原子炉格納容器下部に約 3.8m（制御棒駆動機構搬出入口下端位置）の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには，ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから，仮に原子炉格納容器下部注水を入れすぎたとしても制御棒駆動機構搬出入口下端位置以上の水位となることは考えにくい。また，ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合，原子炉格納容器下部の内側鋼板の最大応力は14MPaであり，原子炉格納容器下部の内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており，格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。原子炉格納容器下部の水位上昇の要因がＬＯＣＡに起因する原子炉冷却材であった場合，サブクール度は低くなり炉外 FCI 発生可能性そのものを小さくするとともに，発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものと考える。

次に，ＲＰＶが破損した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。ＳＯＰ及びＡＭＧに定めるＲＰＶ破損の判定方法に基づきＲＰＶの破損を判定した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており，その注水量はペデスタル水位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお，本流量計の先にある原子炉格納容器下部以外への分岐配管については，逆止弁または常時閉の手動弁があり，他系統へ流入することなく，確実に原子炉格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また，原子炉格納容器からの除熱が必要な場合は原子炉格納容器下部への注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後は，ＲＰＶ内の溶融炉心の状態，ＲＰＶ破損口の状態，原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下量，格納容器圧力及び温度等，原子炉格納容器内の状態の不確かさが大きく，また，注水又は除熱を実施可能な設備が限定され，注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると，重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう，注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため，ＳＯＰ及びＡＭＧではＲＰＶ破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。

優先順位１：Ｄ／Ｗスプレイ
- 開始条件：格納容器圧力 640kPa（1.5Pd）以上又は格納容器温度 190℃以上
- 停止条件：格納容器圧力 588kPa 以下又は格納容器温度 171℃以下
- 流量：120m^3／h

優先順位２：原子炉格納容器下部注水
- 流量：崩壊熱に余裕をみた量（スクラム後～５時間：60m^3／h，５～10 時間：55m^3／h，10～20 時間：35m^3／h，20 時間～40 時間：30m^3／h，40 時間～80 時間：20m^3／h，80 時間～120 時間：15m^3／h，120 時間以降：12m^3／h）で注水

優先順位３：ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水
- 流量：15m^3／h（Ｓ／Ｃ水源でＥＣＣＳを運転できる場合は全量注水）

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが，中でも格納容器スプレイを優先する理由は，格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり，これに即応する必要があるためである。Ｄ／ＷスプレイとＳ／Ｃスプレイでは，より広い空間にスプレイすること等により，原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるＤ／Ｗスプレイを実施することとしている。また，Ｄ／Ｗにスプレイを実施することで原子炉格納容器下部へ冷却材が流入す

るため，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。

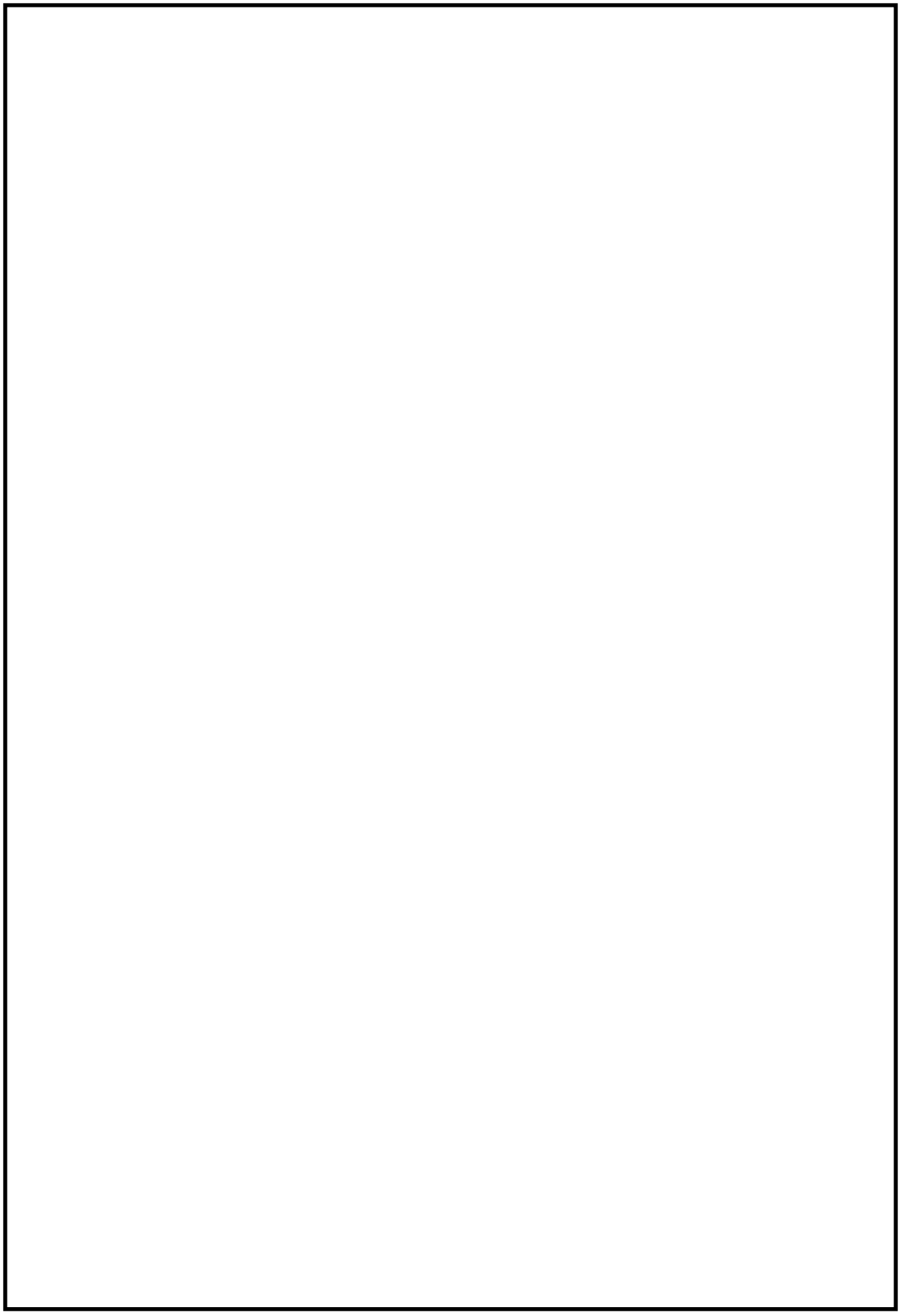
原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却については，ＲＰＶ破損前の注水により原子炉格納容器下部には約70㎥（スクラム後５～10時間後の崩壊熱に換算すると約２時間分）の冷却材が確保されていること及びＤ／Ｗスプレイした冷却材がＤ／Ｗ床面から原子炉格納容器下部へ流入することにも期待できることを考慮し，Ｄ／Ｗスプレイに次ぐ優先順位としている。

ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水には，ＲＰＶ内に残存する溶融炉心の冷却及びＲＰＶ破損口から原子炉冷却材が流出することによる原子炉格納容器下部に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが，ＲＰＶ破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから，原子炉格納容器下部注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後の注水及び除熱の優先順位については，今後の検討結果により，前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

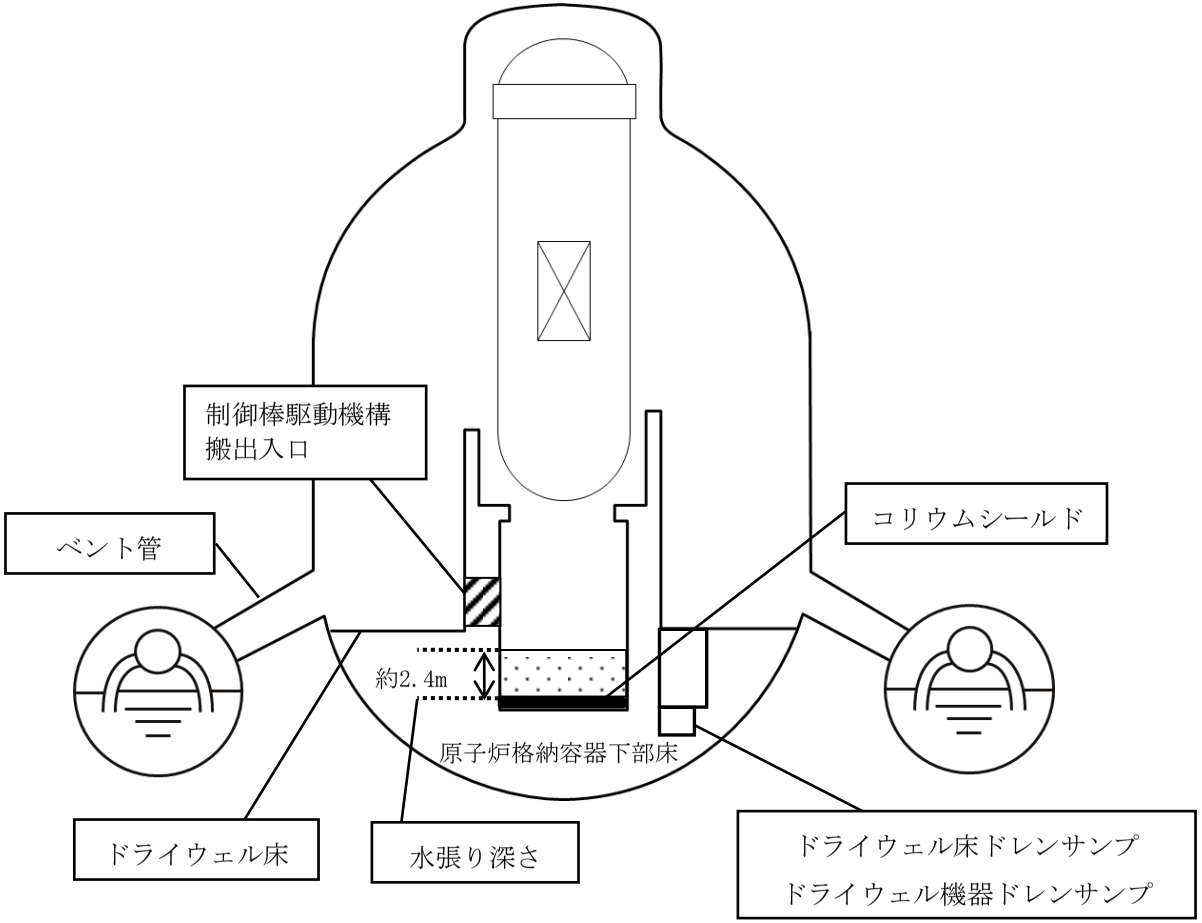
Ｄ／Ｗスプレイまたは注水により，Ｓ／Ｃ水位が通常水位＋約1.3ｍに到達する時点でスプレイを停止し，格納容器ベントを実施する。ベント開始後は，崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続し，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり，原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても，ＳＯＰによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。



第１図　ＳＯＰの対応フロー（全体）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　原子炉格納容器の構造図

3.　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，残留熱除去系及び残留熱代替除去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ガス及び酸素ガスが発生するため，水素燃焼を防止する観点から，格納容器フィルタベント系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原子炉格納容器限界温度・圧力は 200℃，２Pd と設定しており，200℃，２Pd について時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部と考えている。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ないことを確認することで限界温度・圧力における原子炉格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

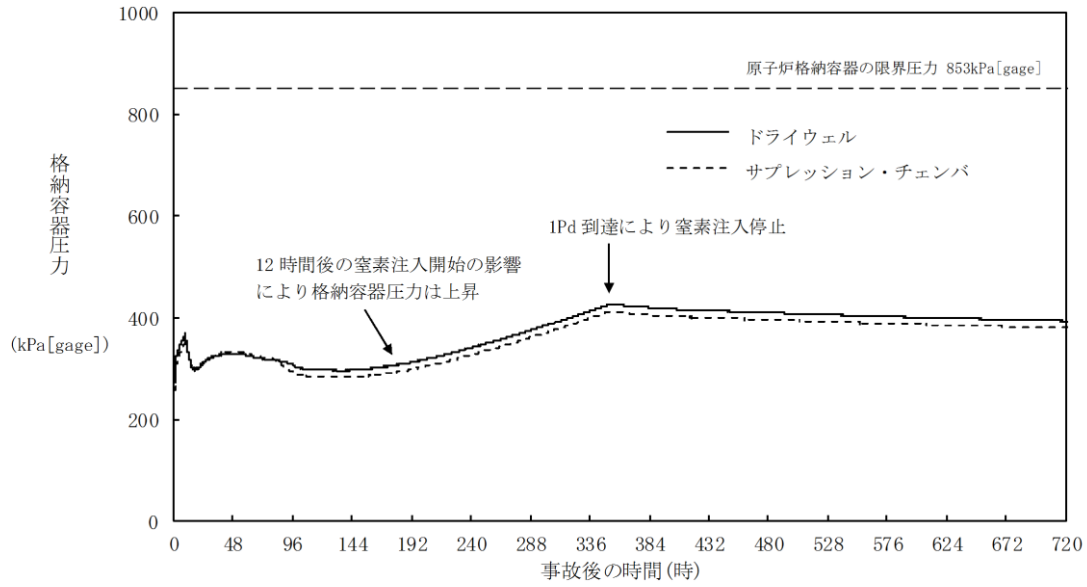
ここでは，200℃，２Pd を適用可能な７日間（168 時間）以降においても，有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し，格納容器の閉じ込め機能を示す。

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，原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

第１表　事故発生後の経過時間と原子炉格納容器圧力・温度の関係

事故発生後の経過時間	0～168 時間	168 時間以降
原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器限界圧力として２Pd（853kPa）を設定	有効性評価シナリオで最大 427kPa[gage]となる（第３図）
原子炉格納容器温度	原子炉格納容器限界温度として 200℃を設定	有効性評価シナリオで 150℃を下回る（第４図）

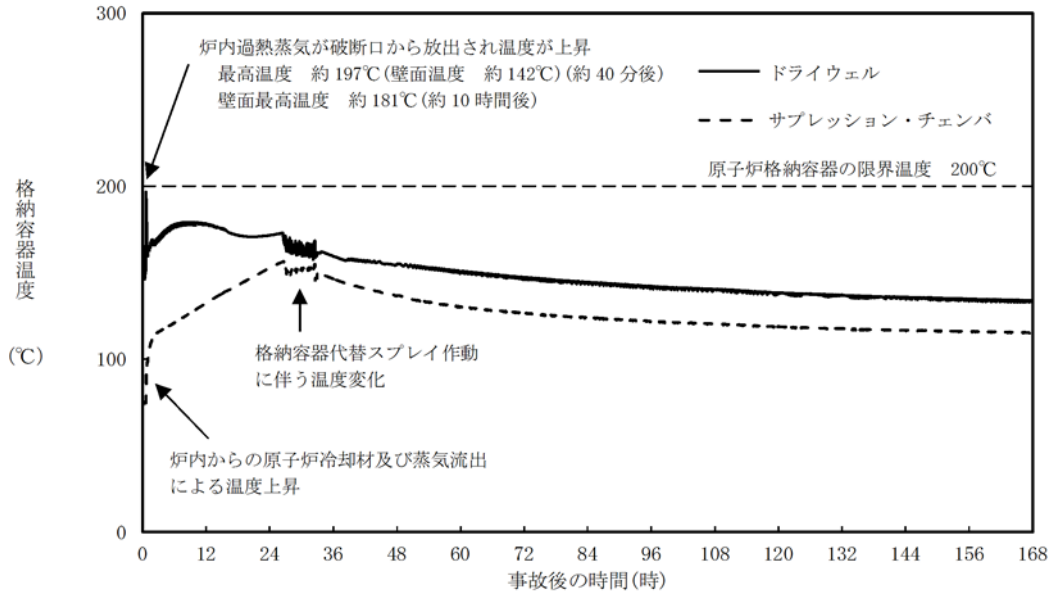
７日間（168 時間）以降において，格納容器圧力が最も高くなるのは，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは，残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で，格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため，427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており，第１表で示すとおり，７日間（168 時間）以降の格納容器圧力は最大で 427kPa[gage]となる。代表的に，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去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３図に示す。



第３図　原子炉格納容器圧力の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合）

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）」において残留熱代替除去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４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，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，事象発生後約 10 時間後に生じる最高値は約 181℃であるが，７日間以降は 150℃を下回る。

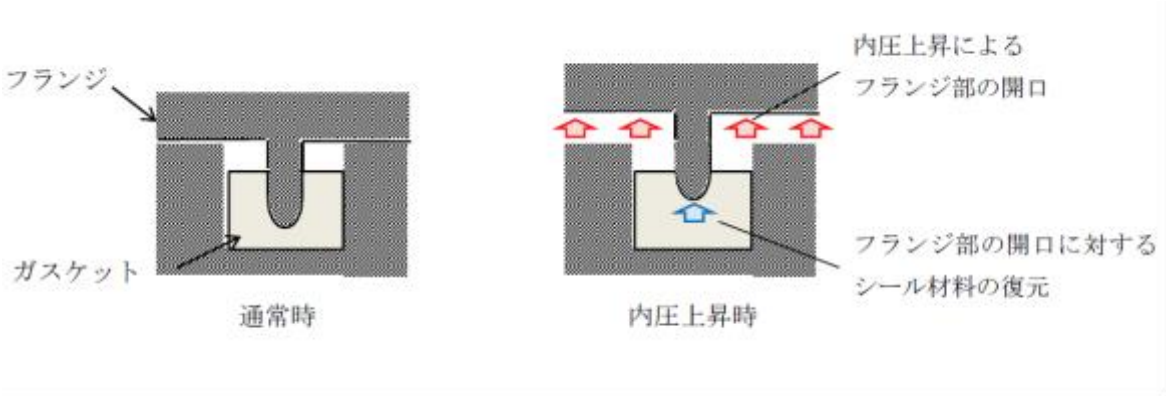
※：評価に用いているＭＡＡＰコードは，ＦＰ沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のＦＰ挙動については，原子力安全基盤機構（ＪＮＥＳ）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びＦＰ挙動解析」において，ＦＰのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり，格納容器全体に飛散することがないことが確認されており，健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なＦＰ沈着は発生しにくく，ＭＡＡＰコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



第４図　原子炉格納容器温度の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用しない場合）

a．長期（168 時間以降）の原子炉格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は，第５図の模式図に示す通り，原子炉格納容器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，原子炉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 168h 時の原子炉格納容器圧力が高い残留熱代替除去系運転ケースを評価しても，原子炉格納容器圧力は約 0.3MPa であり開口量は小さい（第２表参照）。



第５図　シール部の機能維持確認の模式図

第２表　原子炉格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	残留熱代替除去系運転ケースの 168h 時（0.3MPa）	２Pd（0.853MPa）
ドライウェル主フランジ	内側		
	外側		
機器搬入口	内側		
	外側		

b．長期（168 時間以降）の原子炉格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

原子炉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（150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは，ドライウェル主フランジや機器搬入口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

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第３表に示す。

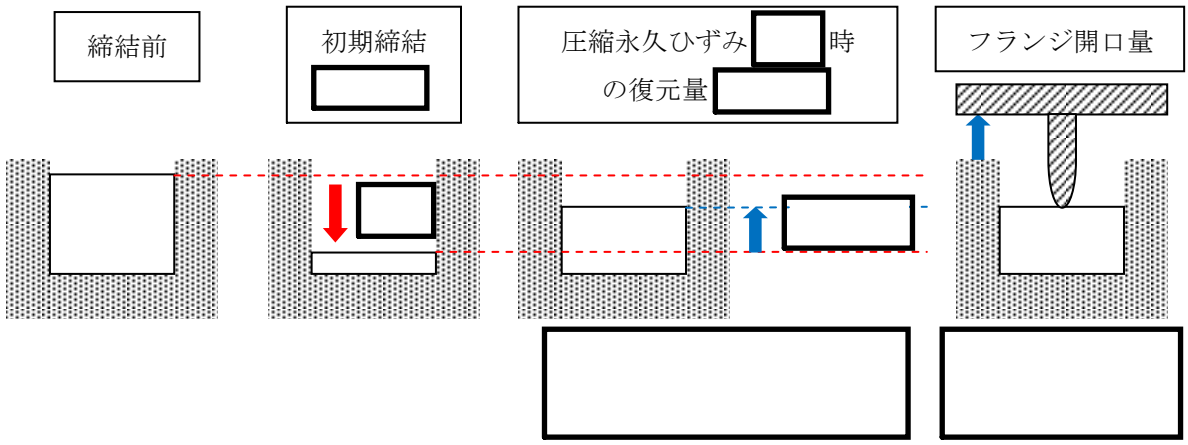
第３表　改良ＥＰＤＭ製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0 日～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[%]			
硬度変化			
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製の基礎特性データには殆ど変化はなく，経時劣化の兆候は見られない。したがって，SA 後 168 時間以降における原子炉格納容器の温度を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ている。また，第３表の結果から圧縮永久ひずみ率は［　］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６図に示しており，第２表で示す 168 時間以降の原子炉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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第６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

＜時間を踏まえた限界温度・圧力の考え方＞

有効性評価結果からも，7 日間（168 時間）以降は原子炉格納容器温度がＥＰＤＭ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，原子炉格納容器圧力についても１Pd 到達時に窒素注入を停止した以降，圧力は低下しており，開口量は限界圧力時と比較しても小さいことが確認できている。なお，残留熱代替除去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 4.4vol％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。

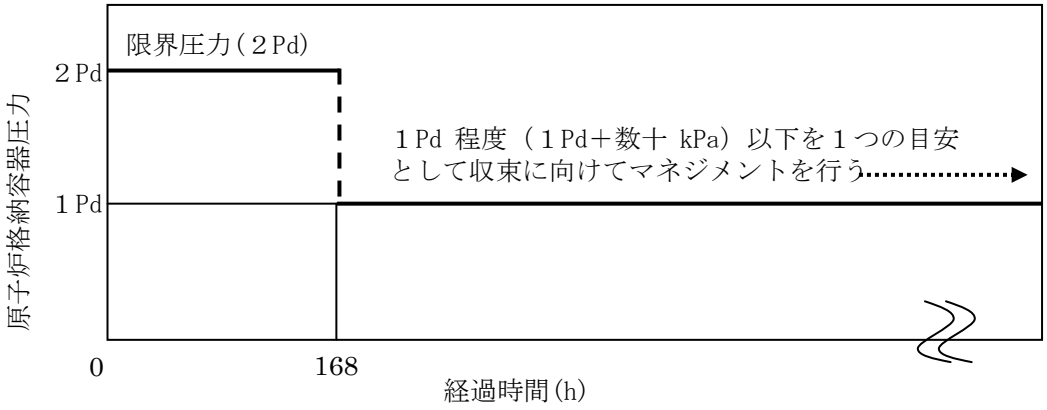
よって，当社としては，限界温度・圧力（200℃・２Pd）が 7 日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで，長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

＜168 時間以降の考え方＞

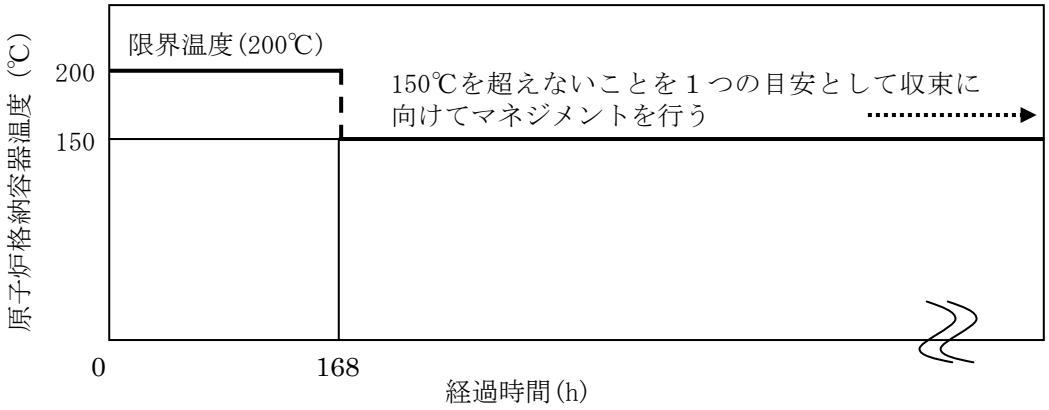
前述の結果を踏まえ，168 時間以降については，原子炉格納容器温度・圧力は低下していること，及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから，最初の 168 時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで，長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されると考えている。ただし，事故環境が継続することにより，熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ，長期的なプラントマネジメントの目安として，168 時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が 150℃を超えない範囲で，また，原子炉格納容器圧力については１Pd 程度（１Pd＋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 4.4vol％以下とする運用の範囲

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第７図　原子炉格納容器圧力の 168 時間以降の考え方



第８図　原子炉格納容器温度の 168 時間以降の考え方

＜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，ドライウェル主フランジや機器搬入口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ＥＰＤM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

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解釈一覧

判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流電源が健全である場合の対応手順	b．格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱	(b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)	スクラバ容器の水位の水位低警報が発報した場合	スクラバ容器水位の水位低警報 □ mm が発報した場合
		(c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水抜き)	スクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合	スクラバ容器の水位が □ mm に到達すると判断した場合
		(e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整	スクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断し，排水を行った場合	スクラバ容器の水位が □ mm に到達すると判断し，排水を行った場合

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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)　交流電源が健全である場合の対応手順	ａ．残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(a)　残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去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残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇（ □ MPa 以上），残留熱代替除去系原子炉注水流量指示値の上昇（～ □ m^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残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇並びに原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認	原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇（ □ MPa 以上），残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇（～ □ m^3/h）並びに原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認
			原子炉格納容器内へのスプレイの実施により原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇，原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認	原子炉格納容器内へのスプレイの実施により原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇（ □ MPa 以上），残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇（～ □ m^3/h），原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認
	ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(a)　格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱	第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位範囲内	第１ベントフィルタスクラバ容器の水位指示値が　1700　㎜～　1900　㎜
		(b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）	規定水位	通常水位範囲内である　1700　㎜～　1900　㎜

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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)　交流電源が健全である場合の対応手順	a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	(c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）	通常水位に到達したこと	1700　㎜～　1900　㎜に到達したこと
		(e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整	スクラビング水のｐＨ値が規定値	13　以上
	c．サプレッション・プール水ｐＨ制御		必要量が注入されたことを薬液タンクレベルで確認後	□ ㎥　注入されたことを薬液タンクレベルで確認後
	d．ドライウェルｐＨ制御		原子炉格納容器内へスプレイが開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量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残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇（□ MPa 以上），残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇（～□ ㎥/h）により確認
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．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	(a)　格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）	第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位範囲内	第１ベントフィルタスクラバ容器の水位指示値が　1700　㎜～　1900　㎜
		(b)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）	第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前	第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が1700　㎜　を下回り□ ㎜　に到達する前
		(c)　第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）	第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達	第１ベントフィルタスクラバ容器の水位が□ ㎜　に到達
		(e)　第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整	スクラビング水のｐＨ値が規定値	13　以上

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

弁番号及び弁名称一覧（１／３）

弁番号	弁名称	操作場所
MV222-2B	Ｂ－熱交バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階Ｂ－ＲＨＲバルブ室（管理区域）
MV222-1002	ＲＨＲ　ＲＨＡＲライン入口止め弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下２階Ｂ－ＲＨＲポンプ室（管理区域）
MV222-1010	ＲＨＲ　Ａ－ＦＬＳＲ連絡ライン止め弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下２階Ｂ－ＲＨＲポンプ室（管理区域）
MV222-1020	ＲＨＲ　ＰＣＶスプレイ連絡ライン流量調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟１階西側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-1011	ＲＨＲ　Ａ－ＦＬＳＲ連絡ライン流量調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟１階西側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-5A	Ａ－ＲＨＲ注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中１階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-4B	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV2BB-7	ＲＨＡＲライン流量調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下２階Ｂ－ＲＨＲポンプ室（管理区域）
MV214-1B	Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水入口切替弁	原子炉建物付属棟地下１階ＩＡ空気圧縮機室（非管理区域）
MV214-3B	Ｂ－ＲＣＷ常用補機冷却水出口切替弁	原子炉建物付属棟２階ＲＣＷバルブ室（非管理区域）
V214-20B	ＲＣＷ　Ｂ－中央制御室冷凍機入口弁	廃棄物処理建物２階中央制御室送風機室（非管理区域）
V214-35B	ＲＣＷ　Ｂ－ＤＥＧ冷却水入口弁	原子炉建物付属棟地下２階Ｂ-非常用ＤＧ室（非管理区域）
MV214-7B	Ｂ－ＲＨＲ熱交冷却水出口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階Ｂ-ＲＨＲ熱交換器室（管理区域）
V214-3	ＲＣＷ　Ｂ－ＡＨＥＦ西側供給配管止め弁	原子炉建物付属棟１階Ａ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
V214-4	ＲＣＷ　Ｂ－ＡＨＥＦ西側戻り配管止め弁	原子炉建物付属棟２階ＲＣＷバルブ室（非管理区域）
V2C1-1B	ＡＨＥＦ　Ｂ－供給配管止め弁	屋外

弁番号及び弁名称一覧（２／３）

弁番号	弁名称	操作場所
V2C1-3B	ＡＨＥＦ　Ｂ－戻り配管止め弁	原子炉建物付属棟１階階段室
V2C1-5	ＡＨＥＦ　Ｂ－西側供給配管止め弁	原子炉建物付属棟１階Ａ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
V2C1-6	ＡＨＥＦ　Ｂ－西側戻り配管止め弁	原子炉建物付属棟２階ＲＣＷバルブ室（非管理区域）
V214-67B	Ｂ－ＲＣＷサージタンク出口弁	原子炉建物付属棟２階（非管理区域）
AV226-12	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
MV226-16	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
AV226-11	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
MV226-15	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
AV217-19	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
MV217-20	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
MV226-13	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟３階北側連絡通路（非管理区域）
MV217-18	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟３階北側連絡通路（非管理区域）
MV217-23	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟３階北側連絡通路（非管理区域）
MV217-5	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟１階Ａ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
MV217-4	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟２階原子炉棟送風機室（非管理区域）
MV2B3-114	ＦＣＶＳ薬品注入タンク出口弁	中央制御室 第１ベントフィルタ格納槽（屋外）

弁番号及び弁名称一覧（３／３）

弁番号	弁名称	操作場所
MV2B3-112	ＦＣＶＳ循環ライン止め弁	中央制御室 第１ベントフィルタ格納槽（屋外）
V2B3-110	ＦＣＶＳ補給止め弁	屋外
MV2B3-550	ＦＣＶＳ第１ベントフィルタスクラバ容器１次ドレン弁	中央制御室 第１ベントフィルタ格納槽（屋外）
MV2B3-570	ＦＣＶＳドレン移送ライン連絡弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下１階トーラス室（管理区域）
V2B3-551	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁	屋外
V2B3-82	ＦＣＶＳ窒素ガス補給元弁	屋外
V2B3-88	ＦＣＶＳ建物内窒素ガス補給元弁	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
MV222-16A	Ａ－ＲＨＲトーラススプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下１階トーラス室（管理区域）
SV2BA-1	ＰＨＣ空気供給電磁弁	中央制御室 原子炉建物付属棟地下２階南側通路（非管理区域）
AV2BA-1A,1B	ＰＨＣ　Ａ，Ｂ－窒素ガス供給弁	中央制御室 原子炉建物付属棟地下２階南側通路（非管理区域）
AV2BA-2A,2B	ＰＨＣ　Ａ，Ｂ－薬液タンク出口薬剤注入弁	中央制御室 原子炉建物付属棟地下２階南側通路（非管理区域）
V2C2-1	ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）	屋外
V2C2-11	ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）	屋外
V2C2-6	ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
V2C2-16	ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）

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

・残留熱代替除去系への原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保手順

＜リンク先＞ 1.5.2.1(1)ａ．(b) 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保

・残留熱除去系又は格納容器代替スプレイ系（常設／可搬型）による減圧及び除熱手順

＜リンク先＞ 1.6.2.2(1)ａ．(a) 格納容器代替スプレイ系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ

1.6.2.2(1)ａ．(d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水/海水）

1.6.2.2(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プレッション・プール水の除熱

・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

・原子炉建物内の水素濃度監視手順

＜リンク先＞ 1.10.2.2(1) 原子炉建物内の水素濃度監視

・輪谷貯水槽（西）への水の補給手順，水源から接続口までの大量送水車による送水手順及び外部水源（低圧原子炉代替注水槽又は輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））から内部水源（サプレッション・チェンバ）への水源切替え手順

＜リンク先＞ 1.13.2.1(6)ａ．輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車による送水（淡水／海水）

1.13.2.2(2)ａ．輪谷貯水槽（東１）又は輪谷貯水槽（東２）から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給

1.13.2.2(2)ｂ．海から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給

1.13.2.3(4) a．外部水源（低圧原子炉代替注水槽）から内部水源（サプレッション・チェンバ）への切替え

1.13.2.3(4) b．外部水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））から内部水源（サプレッション・チェンバ）への切替え

・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による残留熱代替除去ポンプ，ドレン移送ポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，大量送水車及び可搬式窒素供給装置への燃料補給手順

＜リンク先＞ 1.14.2.1(1) a．ガスタービン発電機によるM／C　C系及びM／C　D系受電

1.14.2.1(1) c．高圧発電機車によるM／C　C系又はM／C　D系受電

1.14.2.3(1) a．ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電

1.14.2.5(1)ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

1.14.2.5(2)タンクローリから各機器等への給油

・操作の判断及び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○○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（○○するため，○○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（設計基準拡張）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）。

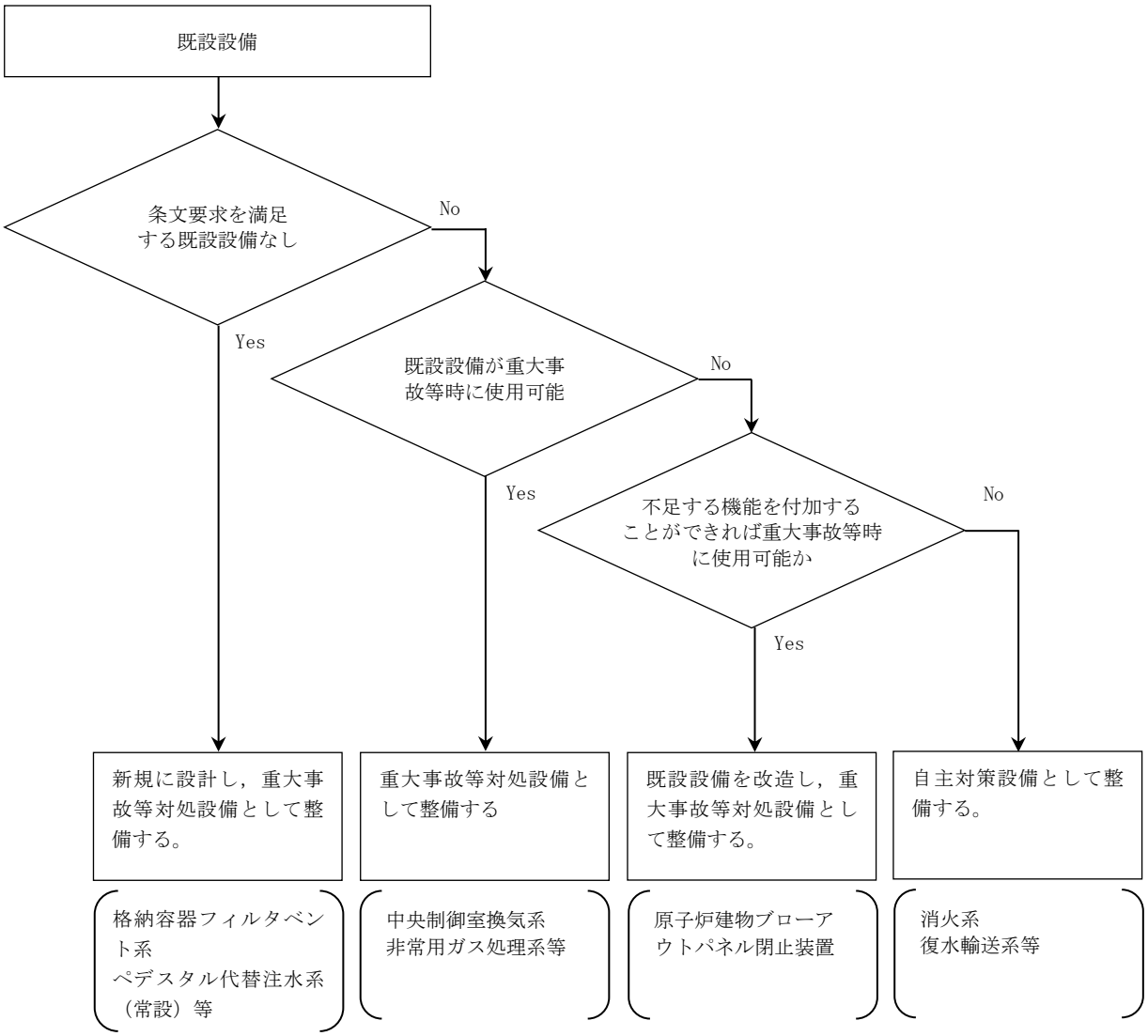
条文要求で整備する重大事故等対処設備とは別に，自主的な対策（自主対策設備）を抽出する場合の考え方として，重大事故等対処設備に要求される機能を満足しないが，同じ目的で使用することができる手段・設備があれば，それを整備することとしている。

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	原子炉隔離時冷却ポンプ，高圧炉心スプレイポンプ
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（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）ポンプ，低圧炉心スプレイポンプ
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（原子炉停止時冷却モード），残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び，原子炉補機冷却系
1.6	原子炉格納容器内の冷却機能	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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フィルタベント系を使用する。）
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	原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却及び溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための手段を整備 （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，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するための手段として，低圧原子炉代替注水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，可搬式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物等の損傷を防止する手段を整備 （静的触媒式水素処理装置を使用する。）
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大型送水ポンプ車等を使用する。）
1.13	重大事故等の収束に必要な水源の確保，供給	○
1.14	重大事故等発生時に必要な電力の確保	○
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非常用ガス処理系に加え，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，可搬式モニタリング・ポスト，可搬式気象観測装置等を使用する。）
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 （既存設備である所内通信連絡設備（警報装置を含む。），電力保安通信用電話設備（固定電話機，ＰＨＳ端末，ＦＡＸ）に加え，無線通信設備（固定型），無線通信設備（携帯型），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基準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
残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ・残留熱代替除去ポンプ ・原子炉補機代替冷却系 ・残留熱代替除去系　配管・弁 ・低圧原子炉代替注水系　配管・弁 ・ホース・接続口 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・大量送水車	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ・残留熱除去系熱交換器 ・サプレッション・チェンバ ・残留熱除去系配管・弁・ストレーナ ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉圧力容器 ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）	残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 ・残留熱代替除去ポンプ ・残留熱除去系熱交換器 ・原子炉補機代替冷却系 ・サプレッション・チェンバ ・残留熱代替除去系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ ・低圧原子炉代替注水系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・ホース・接続口 ・原子炉圧力容器 ・原子炉格納容器 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・大量送水車 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）

新たに整備した設備	既存設備	1.7で整備した設備
格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱 ・第１ベントフィルタスクラバ容器 ・第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器 ・遠隔手動弁操作機構 ・圧力開放板 ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口 ・第１ベントフィルタ格納槽遮蔽 ・配管遮蔽 ・格納容器フィルタベント系　配管・弁 ・窒素ガス制御系　配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・ドレン移送ポンプ ・薬品注入タンク ・大量送水車 ・ホース・接続口	格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱 ・原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） ・窒素ガス制御系　配管・弁 ・非常用ガス処理系　配管・弁 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）	格納容器フィルタベント系による格納容器内の減圧及び除熱 ・第１ベントフィルタスクラバ容器 ・第１ベントフィルタ銀ゼオライト容器 ・遠隔手動弁操作機構 ・圧力開放板 ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口 ・原子炉格納容器（サプレッション・チェンバ，真空破壊装置を含む。） ・第１ベントフィルタ格納槽遮蔽 ・配管遮蔽 ・格納容器フィルタベント系　配管・弁 ・窒素ガス制御系　配管・弁 ・非常用ガス処理系　配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・ドレン移送ポンプ ・薬品注入タンク ・大量送水車 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２） ・ホース・接続口
現場操作 ・遠隔手動弁操作機構	－	現場操作 ・遠隔手動弁操作機構
不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換 ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口	－	不活性ガス（窒素ガス）による系統内の置換 ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口
原子炉格納容器負圧破損の防止 ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口 ・窒素ガス代替注入系　配管・弁	－	原子炉格納容器負圧破損の防止 ・可搬式窒素供給装置 ・ホース・接続口 ・窒素ガス代替注入系　配管・弁
サプレッション・プール水ｐＨ制御 ・サプレッション・プール水ｐＨ制御系	サプレッション・プール水ｐＨ制御 ・残留熱除去系　配管 ・サプレッション・チェンバスプレイヘッダ	サプレッション・プール水ｐＨ制御 ・残留熱除去系　配管 ・サプレッション・チェンバスプレイヘッダ ・サプレッション・プール水ｐＨ制御系
ドライウェルｐＨ制御 ・残留熱代替除去ポンプ ・原子炉補機代替冷却系 ・残留熱代替除去系配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	ドライウェルｐＨ制御 ・サプレッション・チェンバ ・残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備	ドライウェルｐＨ制御 ・残留熱代替除去ポンプ ・原子炉補機代替冷却系 ・サプレッション・チェンバ ・残留熱代替除去系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備

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溶融炉心冷却

原子炉格納容器下部の床面に落下した溶融炉心を冷却するためには，原子炉格納容器下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，溶融炉心の原子炉格納容器下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原子炉格納容器下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
ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水 ・低圧原子炉代替注水ポンプ ・低圧原子炉代替注水槽 ・低圧原子炉代替注水系　配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド	ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水 ・残留熱除去系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備	ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水 ・低圧原子炉代替注水ポンプ ・低圧原子炉代替注水槽 ・低圧原子炉代替注水系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド
復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド	復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水 ・復水輸送ポンプ ・復水貯蔵タンク ・復水輸送系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備	復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水 ・復水輸送ポンプ ・復水貯蔵タンク ・復水輸送系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド

新たに整備した設備	既存設備	1.8で整備した設備
消火系による原子炉格納容器下部への注水 ・補助消火ポンプ ・補助消火水槽 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド	消火系による原子炉格納容器下部への注水 ・消火ポンプ ・ろ過水タンク ・消火系　配管・弁 ・復水輸送系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備	消火系による原子炉格納容器下部への注水 ・補助消火ポンプ ・消火ポンプ ・補助消火水槽 ・ろ過水タンク ・消火系　配管・弁 ・復水輸送系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水 ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・可搬型ストレーナ ・格納容器代替スプレイ系　配管・弁 ・コリウムシールド ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水 ・残留熱除去系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水 ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・可搬型ストレーナ ・格納容器代替スプレイ系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・格納容器スプレイ・ヘッダ ・原子炉格納容器 ・コリウムシールド ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）
ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水 ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・ペデスタル代替注水系　配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド	ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水 ・復水輸送系　配管・弁 ・原子炉格納容器 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）	ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水 ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・ペデスタル代替注水系　配管・弁 ・復水輸送系　配管・弁 ・原子炉格納容器 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・コリウムシールド ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）

下線部は自主対策設備を示す。

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
－	低圧原子炉代替注水系（常設）による発電用原子炉の冷却 ・低圧原子炉代替注水ポンプ ・低圧原子炉代替注水槽 ・低圧原子炉代替注水系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 ・低圧原子炉代替注水ポンプ ・低圧原子炉代替注水槽 ・低圧原子炉代替注水系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備
－	復水輸送系による発電用原子炉の冷却 ・復水輸送ポンプ ・復水貯蔵タンク ・復水輸送系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・非常用交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 ・復水輸送ポンプ ・復水貯蔵タンク ・復水輸送系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備
－	消火系による発電用原子炉の冷却 ・補助消火ポンプ ・消火ポンプ ・補助消火水槽 ・ろ過水タンク ・消火系　配管・弁 ・復水輸送系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・非常用交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	消火系による原子炉圧力容器への注水 ・補助消火ポンプ ・消火ポンプ ・補助消火水槽 ・ろ過水タンク ・消火系　配管・弁 ・復水輸送系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備
－	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉の冷却 ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・低圧原子炉代替注水系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水 ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・低圧原子炉代替注水系　配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・燃料補給設備 ・代替所内電気設備 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２）

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
高圧原子炉代替注水系による原子炉の冷却 ・高圧原子炉代替注水ポンプ ・サプレッション・チェンバ ・高圧原子炉代替注水系　（蒸気系）配管・弁 ・高圧原子炉代替注水系　（注水系）配管・弁 ・原子炉浄化系　配管 ・原子炉隔離時冷却系　（蒸気系）配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系　（注水系）配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ ・主蒸気系　配管 ・給水系　配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 ・常設代替直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・可搬型直流電源設備	－	高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水 ・高圧原子炉代替注水ポンプ ・サプレッション・チェンバ ・高圧原子炉代替注水系　（蒸気系）配管・弁 ・高圧原子炉代替注水系　（注水系）配管・弁 ・原子炉浄化系　配管 ・原子炉隔離時冷却系　（蒸気系）配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系　（注水系）配管・弁 ・残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ ・主蒸気系　配管 ・給水系　配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 ・常設代替直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・可搬型直流電源設備
ほう酸水注入系による進展抑制（ほう酸水注入） ・ほう酸水注入ポンプ ・ほう酸水貯蔵タンク ・ほう酸水注入系　配管・弁 ・差圧検出・ほう酸水注入系　配管（原子炉圧力容器内部） ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	－	ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入 ・ほう酸水注入ポンプ ・ほう酸水貯蔵タンク ・ほう酸水注入系　配管・弁 ・差圧検出・ほう酸水注入系　配管（原子炉圧力容器内部） ・原子炉圧力容器 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備
制御棒駆動水圧系による進展抑制 ・制御棒駆動水圧ポンプ ・復水貯蔵タンク ・制御棒駆動水圧系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	－	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水 ・制御棒駆動水圧ポンプ ・復水貯蔵タンク ・制御棒駆動水圧系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備

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
－	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 ・窒素ガス制御系※1	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 ・窒素ガス制御系※1
可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 ・可搬式窒素供給装置	－	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 ・可搬式窒素供給装置
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 ・格納容器フィルタベント系 ・第１ベントフィルタ出口水素濃度 ・第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	－	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出 ・格納容器フィルタベント系 ・第１ベントフィルタ出口水素濃度 ・第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御 ・残留熱代替除去系	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御 ・可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロワ ・可燃性ガス濃度制御系再結合装置 ・可燃性ガス濃度制御系　配管・弁 ・残留熱除去系	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御 ・可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロワ ・可燃性ガス濃度制御系再結合装置 ・可燃性ガス濃度制御系　配管・弁 ・残留熱除去系 ・残留熱代替除去系

新たに整備した設備	既存設備	1.9で整備した設備
格納容器水素濃度(ＳＡ)及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 ・格納容器水素濃度（ＳＡ） ・格納容器酸素濃度（ＳＡ）	－	格納容器水素濃度(ＳＡ)及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 ・格納容器水素濃度（ＳＡ） ・格納容器酸素濃度（ＳＡ）
	格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 ・格納容器水素濃度（Ｂ系） ・格納容器酸素濃度（Ｂ系） ・格納容器水素濃度（Ａ系） ・格納容器酸素濃度（Ａ系）	格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視 ・格納容器水素濃度（Ｂ系） ・格納容器酸素濃度（Ｂ系） ・格納容器水素濃度（Ａ系） ・格納容器酸素濃度（Ａ系）
代替電源による必要な設備への給電 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型直流電源設備 ・代替所内電気設備	代替電源による必要な設備への給電 ・代替所内電気設備	代替電源による必要な設備への給電 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型直流電源設備 ・代替所内電気設備

下線部は自主対策設備を示す。

※１：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

(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
静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制 ・静的触媒式水素処理装置 ・静的触媒式水素処理装置入口温度 ・静的触媒式水素処理装置出口温度	－	静的触媒式水素処理装置による水素濃度抑制 ・静的触媒式水素処理装置 ・静的触媒式水素処理装置入口温度 ・静的触媒式水素処理装置出口温度
原子炉建物内の水素濃度監視 ・原子炉建物水素濃度	－	原子炉建物内の水素濃度監視 ・原子炉建物水素濃度
代替電源による必要な設備への給電 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型直流電源設備 ・代替所内電気設備	代替電源による必要な設備への給電 ・代替所内電気設備	代替電源による必要な設備への給電 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型直流電源設備 ・代替所内電気設備
原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水） ・大量送水車 ・ホース・接続口 ・原子炉ウェル代替注水系配管・弁 ・燃料補給設備	原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水） ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２） ・燃料プール冷却系配管・弁 ・原子炉ウェル	原子炉ウェル代替注水系による原子炉ウェルへの注水（淡水／海水） ・大量送水車 ・輪谷貯水槽（西１） ・輪谷貯水槽（西２） ・ホース・接続口 ・原子炉ウェル代替注水系配管・弁 ・燃料プール冷却系配管・弁 ・原子炉ウェル ・燃料補給設備
原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・燃料補給設備	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放 ・原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル ・原子炉建物燃料取替開ブローアウトパネル強制開放装置	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放 ・原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル ・原子炉建物燃料取替開ブローアウトパネル強制開放装置 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・燃料補給設備
原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の開放 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・燃料補給設備	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の開放 ・原子炉建物燃料取替開ブローアウトパネル強制開放装置	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置の開放 ・原子炉建物燃料取替開ブローアウトパネル強制開放装置 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・燃料補給設備

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，原子炉建物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 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・燃料補給設備 ・ガンマカメラ ・サーモカメラ	－	大気への放射性物質の拡散抑制 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・燃料補給設備 ・ガンマカメラ ・サーモカメラ
海洋への放射性物質の拡散抑制 ・放射性物質吸着材 ・シルトフェンス ・小型船舶	－	海洋への放射性物質の拡散抑制 ・放射性物質吸着材 ・シルトフェンス ・小型船舶
初期対応における延焼防止処置 ・小型放水砲 ・泡消火薬剤容器	初期対応における延焼防止処置 ・化学消防自動車 ・小型動力ポンプ付水槽車	初期対応における延焼防止処置 ・化学消防自動車 ・小型動力ポンプ付水槽車 ・小型放水砲 ・泡消火薬剤容器
航空機燃料火災への泡消火 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・泡消火薬剤容器 ・燃料補給設備	－	航空機燃料火災への泡消火 ・大型送水ポンプ車 ・ホース ・放水砲 ・泡消火薬剤容器 ・燃料補給設備

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
中央制御室の居住性の確保 ・中央制御室待避室遮蔽 ・中央制御室待避室正圧化装置（空気ボンベ） ・中央制御室待避室正圧化装置（配管・弁） ・ＬＥＤライト（三脚タイプ） ・中央制御室差圧計 ・待避室差圧計 ・酸素濃度計 ・二酸化炭素濃度計 ・無線通信設備（固定型） ・無線通信設備（固定型）（屋外アンテナ） ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（固定型）（屋外アンテナ） ・プラントパラメータ監視装置（中央制御室待避室） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・ＬＥＤライト（ランタンタイプ）※2	中央制御室の居住性の確保 ・中央制御室遮蔽 ・再循環用ファン ・チャコール・フィルタ・ブースタ・ファン ・非常用チャコール・フィルタ・ユニット ・中央制御室換気系弁（中央制御室外気取入調節弁，中央制御室給気外側隔離弁，中央制御室制御室給気内側隔離弁，中央制御室排気内側隔離弁，中央制御室排気外側隔離弁） ・中央制御室換気系ダクト ・代替所内電気設備	中央制御室の居住性の確保 ・中央制御室遮蔽 ・再循環用ファン ・チャコール・フィルタ・ブースタ・ファン ・非常用チャコール・フィルタ・ユニット ・中央制御室換気系ダンパ（外気取入量調整用ダンパ，制御室給気外側隔離ダンパ，制御室給気内側隔離ダンパ，制御室排気内側隔離ダンパ，制御室排気外側隔離ダンパ） ・中央制御室換気系ダクト ・中央制御室待避室遮蔽 ・中央制御室待避室正圧化装置（空気ボンベ） ・中央制御室待避室正圧化装置（配管・弁） ・ＬＥＤライト（三脚タイプ） ・中央制御室差圧計 ・酸素濃度計 ・待避室差圧計 ・酸素濃度計 ・二酸化炭素濃度計 ・無線通信設備（固定型） ・無線通信設備（屋外アンテナ） ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・プラントパラメータ監視装置（中央制御室待避室） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・ＬＥＤライト（ランタンタイプ）※2
汚染の持ち込み防止 ・防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材※2 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	汚染の持ち込み防止 ・代替所内電気設備	汚染の持ち込み防止 ・防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア用資機材※2 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備

新たに整備した設備	既存設備	1.16で整備した設備
運転員の被ばく低減 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置 ・代替所内電気設備	運転員の被ばく低減 ・非常用ガス処理系排気ファン ・前置ガス処理装置 ・後置ガス処理装置 ・非常用ガス処理系　配管・弁 ・非常用ガス処理系排気管 ・原子炉建物原子炉棟 ・代替所内電気設備	運転員の被ばく低減 ・非常用ガス処理系排気ファン ・前置ガス処理装置 ・後置ガス処理装置 ・非常用ガス処理系　配管・弁 ・非常用ガス処理系排気管 ・原子炉建物原子炉棟 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル閉止装置 ・代替所内電気設備

下線部は自主対策設備を示す。

※２：ＬＥＤライト（ランタンタイプ），防護具（全面マスク等）及びチェンジングエリア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はしない。

(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並びに放射線量の監視及び測定，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の測定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 ・可搬式モニタリング・ポスト ・データ表示装置 ・電離箱サーベイ・メータ	放射線量の測定 ・モニタリング・ポスト	放射線量の測定 ・モニタリング・ポスト ・可搬式モニタリング・ポスト ・データ表示装置 ・電離箱サーベイ・メータ
放射線量の代替測定 ・可搬式モニタリング・ポスト ・データ表示装置	－	放射線量の代替測定 ・可搬式モニタリング・ポスト ・データ表示装置
－	空気中の放射性物質の濃度の測定 ・放射能観測車	空気中の放射性物質の濃度の測定 ・放射能観測車
放射能観測車の代替測定 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・ＮａＩシンチレーション・サーベイ・メータ	－	放射能観測車の代替測定 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・ＮａＩシンチレーション・サーベイ・メータ

新たに整備した設備	既存設備	1.17で整備した設備
－	気象観測項目の測定 ・気象観測設備	気象観測項目の測定 ・気象観測設備
気象観測項目の代替測定 ・可搬式気象観測装置 ・データ表示装置	－	気象観測項目の代替測定 ・可搬式気象観測装置 ・データ表示装置
放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）の測定 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・ＮａＩシンチレーション・サーベイ・メータ ・α・β線サーベイ・メータ ・GM計数装置 ・ＺｎＳシンチレーション計数装置	放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）の測定 ・Ｇｅ核種分析装置	放射性物質の濃度（空気中，水中，土壌中）の測定 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・ＮａＩシンチレーション・サーベイ・メータ ・α・β線サーベイ・メータ ・Ｇｅ核種分析装置 ・GM計数装置 ・ＺｎＳシンチレーション計数装置
海上モニタリング ・小型船舶 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・ＮａＩシンチレーション・サーベイ・メータ ・α・β線サーベイ・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 ・可搬式ダスト・よう素サンプラ ・GM汚染サーベイ・メータ ・ＮａＩシンチレーション・サーベイ・メータ ・α・β線サーベイ・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※3 ・養生シート※3 ・遮蔽材※3	バックグラウンド低減対策 ・検出器保護カバー※3 ・養生シート※3 ・遮蔽材※3
－	モニタリング・ポストの非常用電源 ・無停電電源装置 ・非常用発電機	モニタリング・ポストの非常用電源 ・無停電電源装置 ・非常用発電機
モニタリング・ポストの代替交流電源からの給電 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	モニタリング・ポストの代替交流電源からの給電 ・非常用ディーゼル発電機 ・代替所内電気設備	モニタリング・ポストの代替交流電源からの給電 ・非常用ディーゼル発電機 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備

下線部は自主対策設備を示す。

※３：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 ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（携帯型） ・無線通信設備（固定型） ・無線通信設備（携帯型） ・有線式通信設備 ・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ） ・無線通信設備（屋外アンテナ） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・無線通信装置 ・有線（建物内）（有線式通信設備，無線通信設備（固定型），衛星電話設備（固定型）に係るもの） ・有線（建物内）（安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）に係るもの）	発電所内の通信連絡 ・所内通信連絡設備（警報装置を含む。） ・電力保安通信用電話設備	発電所内の通信連絡 ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（携帯型） ・無線通信設備（固定型） ・無線通信設備（携帯型） ・有線式通信設備 ・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ） ・無線通信設備（屋外アンテナ） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・無線通信装置 ・有線（建物内）（有線式通信設備，無線通信設備（固定型），衛星電話設備（固定型）に係るもの） ・有線（建物内）（安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）に係るもの） ・所内通信連絡設備（警報装置を含む。） ・電力保安通信用電話設備
発電所外（社内外）との通信連絡 ・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 ・データ伝送設備 ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・衛星通信装置 ・有線（建物内）（衛星電話設備（固定型）に係るもの） ・有線（建物内）（統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備，データ伝送設備に係るもの）	発電所外（社内外）との通信連絡 ・テレビ会議システム ・専用電話設備 ・衛星電話設備（社内向） ・電力保安通信用電話設備 ・局線加入電話設備	発電所外（社内外）との通信連絡 ・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 ・データ伝送設備 ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・衛星通信装置 ・有線（建物内）（衛星電話設備（固定型）に係るもの） ・有線（建物内）（統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備，データ伝送設備に係るもの） ・テレビ会議システム ・専用電話設備 ・衛星電話設備（社内向） ・電力保安通信用電話設備 ・局線加入電話設備

新たに整備した設備	既存設備	1.19 で整備した設備
代替交流電源からの給電の確保 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・緊急時対策所用燃料地下タンク ・タンクローリ ・緊急時対策所用発電機 ・緊急時対策所　低圧母線盤 ・可搬ケーブル ・緊急時対策所　発電機接続プラグ盤 ・ホース	代替交流電源からの給電の確保 ・非常用交流電源設備 ・代替所内電気設備	代替交流電源からの給電の確保 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・緊急時対策所用燃料地下タンク ・タンクローリ ・緊急時対策所用発電機 ・緊急時対策所　低圧母線盤 ・可搬ケーブル ・緊急時対策所　発電機接続プラグ盤 ・ホース ・非常用交流電源設備

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．原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備
(a)　原子炉格納容器下部注水
(b)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｂ．溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手段及び設備
(a)　原子炉圧力容器への注水
(b)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｃ．手順等
1.8.2　重大事故等時の手順
1.8.2.1　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順
(1)　原子炉格納容器下部注水
ａ．ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水
ｂ．復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水
ｃ．消火系による原子炉格納容器下部への注水
ｄ．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）
ｅ．ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順
(1)　原子炉圧力容器への注水
ａ．高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水
ｂ．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
ｃ．制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水
ｄ．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水
ｅ．復水輸送系による原子炉圧力容器への注水
ｆ．消火系による原子炉圧力容器への注水
ｇ．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）
1.8.2.3　その他の手順項目について考慮する手順
1.8.2.4　重大事故等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. ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水
2. 復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水
3. 消火系による原子炉格納容器下部への注水
4. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）
5. ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）
6. 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
7. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水
8. 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水
9. 消火系による原子炉圧力容器への注水
10. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）
添付資料1.8.5　炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
添付資料1.8.6　解釈一覧
1. 判断基準の解釈一覧
2. 操作手順の解釈一覧
3. 弁番号及び弁名称一覧
添付資料 1.8.7　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、原子炉格納容器下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。

（１）原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

ａ）炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

（２）溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止

ａ）溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において，溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）を抑制すること及び溶融炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止することにより原子炉格納容器の破損を防止するため，溶融し，原子炉格納容器下部に落下した炉心を冷却する対処設備を整備する。

また，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，原子炉圧力容器へ注水する対処設備を整備する。

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，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する必要がある。

また，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため，原子炉圧力容器へ注水する必要がある。

原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却及び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：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべ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．原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器の破損に至る可能性がある場合，あらかじめ原子炉格納容器下部に注水しておくことで，原子炉圧力容器が破損に至った場合においても，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却性を向上させ，ＭＣＣＩの抑制及び溶融炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触防止を図る。

また，原子炉圧力容器破損後は原子炉格納容器下部に注水を継続することで，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水冷却し，ＭＣＣＩの

抑制及び溶融炉心の原子炉格納容器バウンダリへの接触防止を図る。

さらに，原子炉格納容器下部への注水に併せてコリウムシールドを設置することで，原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心がドライウェル機器ドレンサンプ及びドライウェル床ドレンサンプ（以下「ドライウェルサンプ」という。）へ流入することを防止し，サンプ底面のコンクリートの浸食を抑制する。

(a) 原子炉格納容器下部注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため，原子炉格納容器下部へ注水する手段がある。

ⅰ ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水

ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水で使用する設備は以下のとおり。

・低圧原子炉代替注水ポンプ
・低圧原子炉代替注水槽
・低圧原子炉代替注水系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・コリウムシールド
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備

ⅱ 復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水

復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水で使用する設備は以下のとおり。

・復水輸送ポンプ
・復水貯蔵タンク
・復水輸送系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・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
・代替所内電気設備

ⅲ 消火系による原子炉格納容器下部への注水

消火系による原子炉格納容器下部への注水で使用する設備は以下の

とおり。

・補助消火ポンプ
・消火ポンプ
・補助消火水槽
・ろ過水タンク
・消火系　配管・弁
・復水輸送系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・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
・代替所内電気設備

ⅳ　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水で使用する設備は以下のとおり。

・大量送水車
・輪谷貯水槽（西１）
・輪谷貯水槽（西２）
・ホース・接続口
・可搬型ストレーナ
・格納容器代替スプレイ系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・格納容器スプレイ・ヘッダ
・原子炉格納容器
・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
・代替所内電気設備
・燃料補給設備

なお，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水は，代替淡水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））の淡水だけでなく，海水も利用できる。

ⅴ　ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注

水

ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水で使用する設備は以下のとおり。

・大量送水車
・輪谷貯水槽（西１）
・輪谷貯水槽（西２）
・ホース・接続口
・ペデスタル代替注水系　配管・弁
・原子炉格納容器
・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
・代替所内電気設備
・燃料補給設備

なお，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水は，代替淡水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））の淡水だけでなく，海水も利用できる。

(b)　重大事故等対処設備と自主対策設備

原子炉格納容器下部注水で使用する設備のうち，低圧原子炉代替注水ポンプ，低圧原子炉代替注水槽，低圧原子炉代替注水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁，可搬型ストレーナ，格納容器代替スプレイ系配管・弁，格納容器スプレイ・ヘッダ，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，代替所内電気設備，大量送水車，ホース・接続口，ペデスタル代替注水系配管・弁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。（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）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すべて網羅されている。

（添付資料 1.8.1）

以上の重大事故等対処設備により原子炉格納容器下部に落下した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。併せて，その理由を示す。

・復水輸送ポンプ，復水貯蔵タンク，復水輸送系配管・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

器下部に落下した溶融炉心を冷却する手段として有効である。

・補助消火ポンプ，消火ポンプ，補助消火水槽，ろ過水タンク，消火系配管・弁

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，原子炉格納容器下部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．溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手段及び設備

(a) 原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において，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段がある。

ⅰ 高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水

高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

・高圧原子炉代替注水ポンプ
・サプレッション・チェンバ
・高圧原子炉代替注水系（蒸気系） 配管・弁
・主蒸気系 配管
・原子炉隔離時冷却系（蒸気系） 配管・弁
・原子炉隔離時冷却系（注水系） 配管・弁
・高圧原子炉代替注水系（注水系） 配管・弁
・残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ
・給水系 配管・弁・スパージャ
・原子炉浄化系 配管
・原子炉圧力容器
・常設代替直流電源設備
・可搬型直流電源設備

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

ⅱ ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入で使用する設備は以下のとおり。

・ほう酸水注入ポンプ

・ほう酸水貯蔵タンク
・ほう酸水注入系　配管・弁
・差圧検出・ほう酸水注入系配管（原子炉圧力容器内部）
・原子炉圧力容器
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備

iii　制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水

制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

・制御棒駆動水圧ポンプ
・復水貯蔵タンク
・制御棒駆動水圧系　配管・弁
・原子炉圧力容器
・原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備

iv　低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

低圧原子炉代替注水系（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。

・低圧原子炉代替注水ポンプ
・低圧原子炉代替注水槽
・低圧原子炉代替注水系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・原子炉圧力容器
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備

v　復水輸送系による原子炉圧力容器への注水

復水輸送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。

・復水輸送ポンプ
・復水貯蔵タンク
・復水輸送系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・原子炉圧力容器
・常設代替交流電源設備
・可搬型代替交流電源設備

・代替所内電気設備

vi　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。

・補助消火ポンプ
・消火ポンプ
・補助消火水槽
・ろ過水タンク
・消火系　配管・弁
・復水輸送系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・原子炉圧力容器
・常設代替交流電源設備
・可搬型代替交流電源設備
・代替所内電気設備

vii　低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備は以下のとおり。

・大量送水車
・輪谷貯水槽（西１）
・輪谷貯水槽（西２）
・ホース・接続口
・低圧原子炉代替注水系　配管・弁
・残留熱除去系　配管・弁
・原子炉圧力容器
・常設代替交流電源設備
・代替所内電気設備
・燃料補給設備

なお，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水は，代替淡水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））の淡水だけでなく，海水も利用できる。

(b)　重大事故等対処設備と自主対策設備

低圧原子炉代替注水（常設）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち，低圧原子炉代替注水ポンプ，低圧原子炉代替注水槽，低圧原子炉代替注水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁，原子炉圧力容器，

常設代替交流電源設備及び代替所内電気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圧力容器へのほう酸水注入で使用する設備のうち，ほう酸水注入ポンプ，ほう酸水貯蔵タンク，ほう酸水注入系配管・弁，差圧検出・ほう酸水注入系配管（原子炉圧力容器内部），原子炉圧力容器及び常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

低圧原子炉代替注水（可搬型）による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち，大量送水車，ホース・接続口，低圧原子炉代替注水系配管・弁，残留熱除去系配管・弁，原子炉圧力容器，常設代替交流電源設備，代替所内電気設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）として位置付ける。

高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水で使用する設備のうち，高圧原子炉代替注水ポンプ，サプレッション・チェンバ，高圧原子炉代替注水系（蒸気系）配管・弁，原子炉浄化系配管，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，高圧原子炉代替注水系（注水系）配管・弁，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁，残留熱除去系配管・弁・ストレーナ，主蒸気系配管，給水系配管・弁・スパージャ，原子炉圧力容器，常設代替直流電源設備，可搬型直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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すべて網羅されている。

（添付資料 1.8.1）

以上の重大事故等対処設備により溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止し，原子炉圧力容器内に残存した溶融炉心を冷却することができる。

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

・制御棒駆動水圧ポンプ，復水貯蔵タンク，制御棒駆動水圧系配管・弁

　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，原子炉冷却圧力バウンダリ高圧時に原子炉圧力容器下部に落下した溶融炉心を冷却し，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手段として有効である。

・復水輸送ポンプ，復水貯蔵タンク，復水輸送系配管・弁

耐震性は確保されていないが，使用可能であれば，原子炉圧力容器へ注水する手段として有効である。

・補助消火ポンプ，消火ポンプ，補助消火水槽，ろ過水タンク，消火系配管・弁

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，原子炉圧力容器への注水手段として有効である。

（添付資料 1.8.2）

ｃ．手順等

上記「ａ．原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備」及び「ｂ．溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時災害対策要員の対応として，ＡＭ設備別操作要領書，事故時操作要領書（シビアアクシデント）（以下「ＳＯＰ」という。）及び原子力災害対策手順書に定める。（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）

（添付資料 1.8.3）

1.8.2　重大事故等時の手順

1.8.2.1　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順

(1)　原子炉格納容器下部注水

ａ．ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水

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ペデスタル代替注水系（常設）により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において，あらかじめ原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

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。ただし，本操作を実施しない場合であっても，評価上，原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間，逃がし安全弁は発電用原子炉の減圧機能を維持できる。

また，原子炉圧力容器破損後は，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水冷却するため，原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は，サプレッション・プール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，崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

(a)　手順着手の判断基準

［ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準］

損傷炉心の冷却が未達成の場合※1で，ペデスタル代替注水系（常設）が使用可能な場合※2。

［原子炉圧力容器破損後のペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準］

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，ペデスタル代替注水系（常設）が使用可能な場合※2。

※１：「損傷炉心の冷却が未達成」は，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃に達した場合。

※２：設備に異常がなく，電源及び水源（低圧原子炉代替注水槽）が確保されている場合。

※３：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は，原子炉圧力容器内の水位の低下，制御棒の位置表示の喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

※４：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力指示値の低下，ドライウェル圧力指示値の上昇，ペデスタル温度指示値の上昇，ペデスタル水温度指示値の上昇又

は喪失により確認する。

(b) 操作手順

ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水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1.8－5図，タイムチャートを第1.8－6図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員にペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

②[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水に必要なＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。

②[b]非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水に必要なＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替えを実施する。

③中央制御室運転員Ａは，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水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にて確認する。

④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，ペデスタル代替注水系（常設）が使用可能か確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作を実施し，低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として，中央制御室にてＡ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁，Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長にペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。

⑦当直副長は，運転員にペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格

納容器下部への注水開始を指示する。

［ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

⑧中央制御室運転員Ａは，ＦＬＳＲ注水隔離弁の全開操作を実施し代替注水流量（常設）指示値の上昇（200m³/h 程度）により注水されたことを確認し，当直副長に報告する。

なお，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約 225m³※１）到達後，ＦＬＳＲ注水隔離弁を閉とし，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

※１：スプレイ管を使用してドライウェルサンプ及びドライウェル床面を経由して原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合における総注水量

［原子炉圧力容器破損後のペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水の場合］

⑨中央制御室運転員ＡはＦＬＳＲ注水隔離弁を開とし，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m³/h）に調整し，注水を継続する。

⑩当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水槽の補給を依頼する。

(c)　操作の成立性

上記の操作のうち，作業開始を判断してからペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

［ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 30 分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 45 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代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水の場合］

・中央制御室運転員１名にて作業を実施した場合，10 分以内で可能である。

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

（添付資料 1.8.4－1）

b．復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル代替注水系（常設）により，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心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，復水輸送系により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において，あらかじめ原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

また，原子炉圧力容器破損後は，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水冷却するため，原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は，サプレッション・プール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，崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

なお，復水輸送系（スプレイ管使用）にて原子炉格納容器下部への初期水張りを実施し，復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）が使用可能な場合は，原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水に用いる系統を復水輸送系（スプレイ管使用）から復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）に切り替えて注水を行う。

(a)　手順着手の判断基準

［復水輸送系による原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準］

復水輸送系（スプレイ管使用）の場合は，損傷炉心の冷却が未達成の場合※1で，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水ができず，復水輸送系（スプレイ管使用）が使用可能な場合※2。

復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）の場合は，損傷炉心の冷却が未達成の場合※1で，ペデスタル代替注水系（常設），復水輸送系（スプレイ管使用）及び消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への注水ができず，復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）が使用可能な場合※2。

［原子炉圧力容器破損後の復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準］

復水輸送系（スプレイ管使用）の場合は，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，ペデスタル代替注水系（常設），復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）及び消火系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への注水ができず，復水輸送系（スプレイ管使用）が使用可能な場合※2。

復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）の場合は，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，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水ができず，復水輸送系（ペデスタル注水

配管使用）が使用可能な場合※2。

※１：「損傷炉心の冷却が未達成」は，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃に達した場合。

※２：設備に異常がなく，電源及び水源（復水貯蔵タンク）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，制御棒の位置表示の喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

※４：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力指示値の低下，ドライウェル圧力指示値の上昇，ペデスタル温度指示値の上昇，ペデスタル水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

(b) 操作手順

復水輸送系による原子炉格納容器下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 1.8－7 図に，タイムチャートを第 1.8－8 図に示す。

【原子炉格納容器下部への初期水張りにおいてスプレイ管を使用する場合】

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，復水輸送系による原子炉格納容器下部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にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，復水輸送系が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，復水輸送系バイパス流防止としてＣＷＴ Ｔ／Ｂ供給遮断弁の全閉操作を実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，復水輸送ポンプの起動操作を実施し，復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施する。

［復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

⑦中央制御室運転員Ａは，ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量指示値が 120㎥/h となるようＡ－ＲＨＲ ＲＰＶ代替注水弁を調整開とし，原子炉格納容器下部への注水を開始する。

なお，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約 225m$^{3※1}$）到達後，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁を閉とし，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

※１：スプレイ管を使用してドライウェルサンプ及びドライウェル床面を経由して原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合における総注水量

［復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，引き続き，復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への注水を実施する場合］

⑧[a]中央制御室運転員Ａは，ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁を開とし，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）に調整し，注水を継続する。

⑨[a]当直長は，当直副長からの依頼に基づき，復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

［復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を復水輸送系（スプレイ管使用）から復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）に切り替える場合］

⑧[b]中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁を開とし，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）に調整し，注水を継続する。

⑨[b]当直長は，当直副長からの依頼に基づき，復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

【原子炉格納容器下部への初期水張りにおいてペデスタル注水配管を使用する場合】

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，復水輸送系による原子炉格納容器下部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にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，復水輸送系が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，復水輸送系バイパス流防止としてＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁の全閉操作を実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，復水輸送ポンプの起動操作を実施し，復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥当直副長は，中央制御室運転員に復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水開始を指示する。

［復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

⑦中央制御室運転員Ａは，ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁を全開操作し，ペデスタル注水流量指示値の上昇（120m³/h 程度），ペデスタル水位指示値の上昇により注水されたことを確認し，当直副長に報告する。

なお，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約 70m³※1）到達後，ＭＵＷ ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁を閉とし，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

※１：ペデスタル注水配管を使用して直接原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合における総注水量

［復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，引き続き，復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への注水を実施する場合］

⑧中央制御室運転員Ａは，ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁を開とし，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m³/h）に調整し，注水を継続する。

⑨当直長は，当直副長からの依頼に基づき，復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作のうち，作業開始を判断してから復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水開始までの必要な要員数及び想定時間は，スプレイ管を使用する場合及びペデスタル注水配管を使用する場合ともに以下のとおり。

［復水輸送系による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

・中央制御室運転員１名にて実施した場合，20 分以内で可能である。

［原子炉圧力容器破損後の復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水の場合］

・中央制御室運転員１名にて実施した場合，10 分以内で可能である。

［復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を復水輸送系（スプレイ管使用）から復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）に切り替える場合］

・中央制御室運転員１名にて実施した場合，10 分以内で可能である。
（添付資料 1.8.4－2）

c．消火系による原子炉格納容器下部への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル代替注水系（常設）及び復水輸送系により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心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，補助消火水槽を水源とした補助消火ポンプにより又はろ過水タンクを水源とした消火系により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において，あらかじめ原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

また，原子炉圧力容器破損後は，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水冷却するため，原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は，サプレッション・プール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，崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

なお，消火系（スプレイ管使用）にて原子炉格納容器下部への初期水張りを実施し，消火系（ペデスタル注水配管使用）が使用可能な場合は，原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水に用いる系統を消火系（スプレイ管使用）から消火系（ペデスタル注水配管使用）に切り替えて注水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

［消火系による原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準］

消火系（スプレイ管使用）の場合は，損傷炉心の冷却が未達成の場合※1で，ペデスタル代替注水系（常設）及び復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への注水ができず，消火系（スプレイ管使用）が使用可能な場合※2。

消火系（ペデスタル注水配管使用）の場合は，損傷炉心の冷却が未達成の場合※1で，ペデスタル代替注水系（常設），復水輸送系（スプレイ管使用），消火系（スプレイ管使用）及び復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への注水ができず，消火系（ペデスタル注水配管使用）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消火系による原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準］

消火系（スプレイ管使用）の場合は，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，ペデスタル代替注水系（常設）及び復水輸送系（ペデスタル注水配管使用），消火系（ペデスタル注水配管使用）及び復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への注水ができず，消火系（スプレイ管使用）が使用可能な場合※2。

消火系（ペデスタル注水配管使用）の場合は，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，ペデスタル代替注水系（常設），復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への注水ができず，消火系（ペデスタル注水配管使用）が使用可能な場合※2。

ただし，重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していない場合。

※１：「損傷炉心の冷却が未達成」は，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃に達した場合。

※２：設備に異常がなく，電源及び水源（補助消火水槽又はろ過水タンク）が確保されている場合。

※３：「原子炉圧力容器の破損の徴候」は，原子炉圧力容器内の水位の低下，制御棒の位置表示の喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

※４：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力指示値の低下，ドライウェル圧力指示値の上昇，ペデスタル温度指示値の上昇，ペデスタル水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

(b)　操作手順

消火系による原子炉格納容器下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 1.8－9 図に，タイムチャートを第 1.8－10 図に示す。

（補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合及び消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合について，手順⑤⑧以外同様）

【原子炉格納容器下部への初期水張りにおいてスプレイ管を使用する場合】

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に消火系による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，消火系による原子炉格納容器下部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にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，消火系が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，復水輸送系バイパス流防止としてＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁の全閉操作を実施する。

⑤[a]補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合

中央制御室運転員Ａは，補助消火ポンプを起動する。

⑤[b]消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合

中央制御室運転員Ａは，消火ポンプの起動操作を実施し，消火ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）の全開操作及びＣＷＴ系・消火系連絡止め弁の全開操作を実施する。

⑦中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁及びＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施する。

［消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

⑧[a]補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁の全開操作を実施し，ペデスタル注入流量指示値の上昇（120m^3/h 程度），ペデスタル水位指示値の上昇により注水されたことを確認し，当直副長に報告する。

なお，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約 225m^3※1）到達後，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁を閉とし，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

※１：スプレイ管を使用してドライウェルサンプ及びドライウェル床面を経由して原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合における総注水量

⑧[b]消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合

中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁の全開操作を実施し，ペデスタル注入流量指示値の上昇（75m^3/h 程度），ペデスタル水位指示値の上昇により注水されたことを確認し，当直副長に報告する。

なお，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約 225m^3※1）到達後，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁を閉とし，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

※１：スプレイ管を使用してドライウェルサンプ及びドライウェル床面を経由して原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合における総注水量

［消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，引き続き，消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への注水を実施する場合］

⑨[a]中央制御室運転員Ａは，ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁を開とし，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）に調整し，注水を継続する。

⑩[a]当直長は，当直副長からの依頼に基づき，消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本

部へ報告する。

［消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を消火系（スプレイ管使用）から消火系（ペデスタル注水配管使用）に切り替える場合］

⑨[b]中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁を開とし，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60㎥/h）に調整し，注水を継続する。

⑩[b]当直長は，当直副長からの依頼に基づき，消火系（ペデスタル注水配管）による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

【原子炉格納容器下部への初期水張りにおいてペデスタル注水配管を使用する場合】

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に消火系による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，消火系による原子炉格納容器下部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にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，消火系が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，復水輸送系バイパス流防止としてＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁の全閉操作を実施する。

⑤[a]補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合
中央制御室運転員Ａは，補助消火ポンプを起動する。

⑤[b]消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合
中央制御室運転員Ａは，消火ポンプの起動操作を実施し，消火ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，消火系による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として，ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）の全開操作及びＣＷＴ系・消火系連絡止め弁の全開操作を実施し，当直副長に消火系による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。

⑦当直副長は中央制御室運転員に消火系による原子炉格納容器下部への注水開始を指示する。

［消火系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

⑧[a]補助消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合
中央制御室運転員Ａは，ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁の開操作を実施し，ペデスタル注入流量指示値の上昇（110㎥/h 程度），ペデスタル水位指示値の上昇により注水されたことを確認し，当直副長に報

告する。

なお，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約70m$^{3※1}$）到達後，ＭＵＷＰＣＶ代替冷却外側隔離弁を閉とし，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

※１：ペデスタル注水配管を使用して直接原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合における総注水量

⑧^{b}消火ポンプを使用して原子炉格納容器下部に注水する場合

中央制御室運転員Ａは，ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁の開操作を実施し，ペデスタル注入流量指示値の上昇（70m^3/h 程度），ペデスタル水位指示値の上昇により注水されたことを確認し，当直副長に報告する。

なお，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約70m$^{3※1}$）到達後，ＭＵＷＰＣＶ代替冷却外側隔離弁を閉とし，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

※１：ペデスタル注水配管を使用して直接原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合における総注水量

［消火系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，引き続き，消火系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への注水を実施する場合］

⑨中央制御室運転員Ａは，ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁を開とし，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）に調整し，注水を継続する。

⑩当直長は，当直副長からの依頼に基づき，消火系（ペデスタル注水配管使用）による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作のうち，作業開始を判断してから消火系による原子炉格納容器下部への注水開始までの必要な要員数及び想定時間は，スプレイ管を使用する場合及びペデスタル注水配管を使用する場合ともに以下のとおり。

［消火系による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

・中央制御室運転員１名にて実施した場合，25分以内で可能である。

［原子炉圧力容器破損後の消火系による原子炉格納容器下部への注水の場合］

・中央制御室運転員１名にて実施した場合，10分以内で可能である。

［消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を消火系（スプレイ管使

用）から消火系（ペデスタル注水配管使用）に切り替える場合］

・中央制御室運転員１名にて実施した場合，10 分以内で可能である。

（添付資料 1.8.4－3）

ｄ．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル代替注水系（常設），復水輸送系及び消火系による原子炉格納容器下部への注水機能が喪失した場合，原子炉格納容器の破損を防止するため格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において，あらかじめ原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

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。ただし，本操作を実施しない場合であっても，評価上，原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間，逃がし安全弁は発電用原子炉の減圧機能を維持できる。

原子炉圧力容器破損後は，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水冷却するため，原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は，サプレッション・プール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，崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

また，本手順はプラント状況や周辺の現場状況により格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口を任意に選択できる構成としている。

なお，格納容器代替スプレイ系（可搬型）にて原子炉格納容器下部への初期水張りを実施し，ペデスタル代替注水系（可搬型）が使用可能な場合は，原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水に用いる系統を格納容器代替スプレイ系（可搬型）からペデスタル代替注水系（可搬型）に切り替えて注水を行うが，切替え及び注水手順は「ｅ．ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）」に示す。

(a)　手順着手の判断基準

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準］

損傷炉心の冷却が未達成の場合※1で，格納容器代替スプレイ系（可搬型）が使用可能な場合※2。

［原子炉圧力容器破損後の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準］

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，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水ができず，格納容器代替スプレイ系（可搬型）が使用可能な場合※2。

※１：「損傷炉心の冷却が未達成」は，原子炉圧力容器下鏡部温度

指示値が 300℃に達した場合。

※２：設備に異常がなく，電源，燃料及び水源（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））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，制御棒の位置表示の喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

※４：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子炉圧力指示値の低下，ドライウェル圧力指示値の上昇，ペデスタル温度指示値の上昇，ペデスタル水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

(b)　操作手順

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水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1.8－11図に，タイムチャートを第1.8－12図に示す。（格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南），格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水手順は，手順⑥⑩⑬⑮以外は同様）

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に格納容器代替スプレイ系配管・弁の接続口への格納容器代替スプレイ系（可搬型）の接続を依頼する。

③緊急時対策本部は，当直長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する格納容器代替スプレイ系配管・弁の接続口を報告するとともに，緊急時対策要員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

④[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，格納容器格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要なＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。なお，ペデスタル代替注水系（可搬型）が使用可能な場合は，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要なＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁の電源切替え操作を合わせて実施する。

④[b]非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」

又は「停止」とする。
現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。
不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，格納容器格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要なＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁又はＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の電源切替え操作を実施する。なお，ペデスタル代替注水系（可搬型）が使用可能な場合は，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要なＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁の電源切替え操作を合わせて実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑥[a]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合
中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として，中央制御室にてＡ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。

⑥[b]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合
中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成としてＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。

⑥[c]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）
中央制御室運転員Ａは，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として中央制御室にてＢ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁の全開操作を実施し，当直副長に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。

⑦緊急時対策要員は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による送水準備完了について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器代替スプレイ系（可

搬型）として使用する大量送水車による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。また，緊急時対策本部は，緊急時対策要員に格納容器代替スプレイ系(可搬型)として使用する大量送水車による送水開始を指示する。

⑨当直副長は，運転員に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の確認を指示する。

⑩[a]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて 120m^3/h となるように調整開とし，送水開始について当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑩[b]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁を格納容器代替スプレイ流量にて 120m^3/h となるように調整開とし，送水開始について当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑩[c]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁の全閉操作を実施し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，可搬型バルブを格納容器代替スプレイ流量にて 120m^3/h となるように調整開とし，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑪中央制御室運転員Ａは中央制御室にて，原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを格納容器代替スプレイ流量指示値の上昇により確認し，当直副長へ報告する。

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

⑫当直長は，当直副長からの依頼に基づき，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約 225m$^{3※1}$）到達後，原子炉格納容器下部への注水の停止を緊急時対策本部に依頼する。

※１：スプレイ管を使用してドライウェルサンプ及びドライウェル床面を経由して原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合

における総注水量

また，緊急時対策本部は，緊急時対策要員に原子炉格納容器下部への注水の停止を指示する。

⑬[a]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁の全閉操作を実施し，原子炉格納容器下部への注水の停止について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑬[b]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁の全閉操作を実施し，原子炉格納容器下部への注水の停止について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑬[c]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，可搬型バルブの全閉操作を実施し，原子炉格納容器下部への注水の停止について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

［原子炉圧力容器破損後の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の場合］

⑭当直副長は，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）を大量送水車にて継続して送水するよう中央制御室運転員及び当直長を経由して緊急時対策要員に指示する。

⑮[a]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁の弁開度を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

⑮[b]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁の弁開度を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

⑮[c]格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁の全閉操作を実施した後，可搬型バルブの弁開度

を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

(c) 操作の成立性

上記の操作のうち，作業開始を判断してから格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 25 分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 40 分以内で可能である。

また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張り操作のうち，緊急時対策要員が実施する屋外での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による送水操作に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：２時間 10 分以内

【格納容器代替スプレイ系（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：３時間 10 分以内

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合，作業開始を判断してから原子炉格納容器下部への初期水張り開始を確認するまで２時間 10 分以内で可能である。また，格納容器代替スプレイ系（建物内）を使用する場合，作業開始を判断してから原子炉格納容器下部への初期水張り開始を確認するまで３時間 10 分以内で可能である。

［原子炉圧力容器破損後の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の場合］

緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから 10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.8.4－4）

ｅ．ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ペデスタル代替注水系（常設），復水輸送系及び消火系による原子炉格納容器下部への注水機能が喪失した場合，原子炉格納容器の破損を防止するためペデスタル代替注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却を実施する。

炉心損傷の進展により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合において，あらかじめ原子炉格納容器下部への初期水張りを実施する。

原子炉圧力容器破損後は，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水冷却するため，原子炉格納容器下部への注水を継続する。その際の注水流量は，サプレッション・プール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，崩壊熱相当に余裕をみた流量とする。

また，本手順はプラント状況や周辺の現場状況によりペデスタル代替注水系（可搬型）接続口を任意に選択できる構成としている。

なお，格納容器代替スプレイ系（可搬型）にて原子炉格納容器下部への初期水張りを実施し，ペデスタル代替注水系（可搬型）が使用可能な場合は，原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水に用いる系統を格納容器代替スプレイ系（可搬型）からペデスタル代替注水系（可搬型）に切り替えて注水を行う。

(a)　手順着手の判断基準

［ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張りの判断基準］

損傷炉心の冷却が未達成の場合※1で，ペデスタル代替注水系（可搬型）が使用可能な場合※2。

［原子炉圧力容器破損後のペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作の判断基準］

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，ペデスタル代替注水系（可搬型）が使用可能な場合※2。

※１：「損傷炉心の冷却が未達成」は，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300℃に達した場合。

※２：設備に異常がなく，電源，燃料及び水源（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））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，制御棒の位置表示の喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡部温度指示値の喪失数増加及び制御棒駆動機構温度指示値の喪失数増加により確認する。

※４：「原子炉圧力容器の破損によるパラメータの変化」は，原子

炉圧力指示値の低下，ドライウェル圧力指示値の上昇，ペデスタル温度指示値の上昇，ペデスタル水温度指示値の上昇又は喪失により確認する。

(b) 操作手順

ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水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 1.8－13 図に，タイムチャートを第 1.8－14 図に示す。（ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南），ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（西）及びペデスタル代替注水系（可搬型）（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水手順は，手順⑩⑬⑮㉕以外は同様）

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員にペデスタル代替注水系　配管を使用したペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にペデスタル代替注水系配管・弁の接続口へのペデスタル代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。

③緊急時対策本部は，当直長にペデスタル代替注水系（可搬型）として使用するペデスタル代替注水系配管・弁の接続口を報告するとともに，緊急時対策要員にペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

④[a]ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要なＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁の電源切替え操作を実施する。

④[b]非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要なＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁の電源切替えを実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として，中央制御室にてＭＵＷ

ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁の全開操作を実施し，当直副長にペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。

⑦緊急時対策要員は，ペデスタル代替注水系（可搬型）による送水準備完了について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。また，緊急時対策本部は，緊急時対策要員にペデスタル代替注水系(可搬型)として使用する大量送水車による送水開始を指示する。

⑨当直副長は，運転員にペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の確認を指示する。

⑩[a]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＡＰＦＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁の全開操作を実施し，送水開始について当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑩[b]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁の全開操作を実施し，送水開始について当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑩[c]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン止め弁の全閉操作を実施し，ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，可搬型バルブの全開操作を実施し，送水開始について当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑪中央制御室運転員Ａは中央制御室にて，原子炉格納容器下部への注水が開始されたことをペデスタル代替注水流量指示値の上昇により確認し，当直副長へ報告する。

［ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

⑫当直長は，当直副長からの依頼に基づき，ペデスタル水位にて+2.4m（総注水量約 70m^{3}※1）到達後，原子炉格納容器下部への注水の停止を緊急

時対策本部に依頼する。

※１：ペデスタル注水配管を使用して直接原子炉格納容器下部に初期水張りを実施する場合における総注水量

また，緊急時対策本部は，緊急時対策要員に原子炉格納容器下部への注水の停止を指示する。

⑬[a]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，ＡＰＦＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁の全閉操作を実施し，原子炉格納容器下部への注水の停止について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑬[b]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁の全閉操作を実施し，原子炉格納容器下部への注水の停止について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑬[c]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，可搬型バルブの全閉操作を実施し，原子炉格納容器下部への注水の停止について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

［ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，引き続き，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水を実施する場合］

⑭当直副長は，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）を大量送水車にて継続して送水するよう中央制御室運転員及び当直長を経由して緊急時対策要員に指示する。

⑮[a]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＰＦＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁の弁開度を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

⑮[b]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁の弁開度を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

⑮[c]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉

格納容器下部への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン止め弁の全閉操作を実施した後，可搬型バルブの弁開度を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60㎥/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

⑯当直長は，当直副長からの依頼に基づき，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を格納容器代替スプレイ系（可搬型）からペデスタル代替注水系（可搬型）に切り替える場合］

⑰当直副長は，運転員にペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

⑱当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にペデスタル代替注水系配管・弁を使用したペデスタル代替注水系（可搬型）による注水準備を依頼する。

⑲緊急時対策本部は，当直長にペデスタル代替注水系（可搬型）として使用するペデスタル代替注水系配管・弁の接続口を報告するとともに，緊急時対策要員にペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備開始を指示する。

⑳中央制御室運転員Ａは，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な電動弁の電源が確保されていること及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

㉑中央制御室運転員Ａは，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の系統構成として，中央制御室にてＭＵＷＰＣＶ代替冷却外側隔離弁の全開操作を実施し，当直副長にペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の準備完了を報告する。

㉒緊急時対策要員は，ペデスタル代替注水系（可搬型）による送水準備完了について緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

㉓当直長は，当直副長からの依頼に基づき，ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水開始を緊急時対策本部に依頼する。また，緊急時対策本部は，緊急時対策要員にペデスタル代替注水系(可搬型)として使用する大量送水車による送水開始を指示する。

㉔当直副長は，運転員にペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水の確認を指示する。

㉕[a]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＰＦＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁の弁開度を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

㉕[b]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁の弁開度を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

㉕[c]ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，中央制御室運転員の指示に基づき，ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン止め弁の全閉操作を実施した後，可搬型バルブの弁開度を調整し，崩壊熱相当に余裕をみた注水流量（12～60m^3/h）にて原子炉格納容器下部への注水を実施する。

㉖当直長は，当直副長からの依頼に基づき，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水が開始されたことを緊急時対策本部へ報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作のうち，作業開始を判断してからペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

［ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 25 分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 40 分以内で可能である。

また，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作のうち，緊急時対策要員が実施する屋外でのペデスタル代替注水系（可搬型）による初期水張り操作に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南）又はペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】
緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：２時間 10 分以内
【ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】
緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：３時間 10 分以内

ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作は，ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南）又はペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合，作業開始を判断してから原子炉格納容器下部への初期水張り開始を確認するまで２時間 10 分以内で可能である。また，ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合，作業開始を判断してから原子炉格納容器下部への初期水張り開始を確認するまで３時間 10 分以内で可能である。

［ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，引き続き，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水を実施する場合］
緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから 10 分以内で可能である。

［格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を格納容器代替スプレイ系（可搬型）からペデスタル代替注水系（可搬型）に切り替える場合］
ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作のうち，運転員が実施する原子炉建物での系統構成を，中央制御室運転員１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから 10 分以内で可能である。

また，緊急時対策要員が実施する屋外でのペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作を緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから 10 分以内で可能である。
なお，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作のうち運転員が実施する原子炉建物での系統構成及び緊急時対策要員が実施する屋外でのペデスタル代替注水系（可搬型）による原

子炉格納容器下部への注水操作は並行して実施し，作業開始を判断してから 10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.8.4－5）

1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順

(1)　原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため原子炉圧力容器へ注水する。また，十分な炉心の冷却ができず原子炉圧力容器下部へ溶融炉心が移動した場合でも原子炉圧力容器へ注水することにより原子炉圧力容器の破損遅延又は防止を図る。

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のための原子炉圧力容器への注水手段を着手する場合は，低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車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。

なお，原子炉圧力容器内の水位が不明と判断した場合は，原子炉底部から原子炉水位レベル０まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。その後，原子炉水位をレベル０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．高圧原子炉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で，復水・給水系，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ない場合は，常設代替直流電源設備として使用するＳＡ用115V系蓄電池又は可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びＳＡ用115V系充電器より高圧原子炉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，復水・給水系，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，高圧原子炉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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：原子炉圧力指示値が規定値以上ある場合において，設備に異常が無く，電源及び水源（サプレッション・チェンバ）が確保されている場合。

(b)　操作手順

高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水手順については

「1.2.2.1(1) a．中央制御室からの高圧原子炉代替注水系起動」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圧原子炉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．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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：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 1.8－15 図に，タイムチャートを第 1.8－16 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に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中央制御室運転員Ａ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に必要なポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，ほう酸水注入系が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，Ａ又はＢ－ほう酸水注入ポンプの起動操作（ほう酸水注入系起動用ＣＯＳを「Ａ系統」位置（Ｂ系を起動する場合は「Ｂ系統」位置）にすることで，Ａ（Ｂ）－ＳＬＣタンク出口弁及びＡ（Ｂ）－ＳＬＣ注入弁が全開となり，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，発電用原子炉が未臨界であることを継続して監視する。

⑤当直副長は，中央制御室運転員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。

⑥中央制御室運転員Ａは，ほう酸水注入ポンプを停止し，当直副長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから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 10 分以内で可能である。

（添付資料 1.8.4－6）

ｃ．制御棒駆動水圧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，常設代替交流電源設備により制御棒駆動水圧系の電源を確保し，原子炉圧力容器への注水を実施することで，原子炉圧力容器の下部に移動した溶融炉心を冷却し，原子炉圧力容器の破損の進展を抑制する。

なお，注水を行う際は，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入を並行して行う。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，制御棒駆動水圧系が使用可能な場合※2。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源，補機冷却水及び水源（復水貯蔵タンク）が確保されている場合。

(b) 操作手順

制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水手順については，「1.2.2.3(1) ａ．制御棒駆動水圧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。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名にて作業を実施した場合，作業

開始を判断してから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 15 分以内で可能である。

d．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

炉心の著しい損傷が発生した場合において，復水・給水系，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ない場合は，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により低圧原子炉代替注水系（常設）の電源を確保し，原子炉圧力容器へ注水する。

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，復水・給水系，原子炉隔離時冷却系，非常用炉心冷却系及び高圧原子炉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，低圧原子炉代替注水系（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，注入を行う際は，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，復水・給水系，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，低圧原子炉代替注水系（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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源，及び水源（低圧原子炉代替注水槽）が確保されている場合。

(b) 操作手順

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水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 図及び第 1.8－4 図に，概要図を第 1.8－17 図に，タイムチャートを第 1.8－18 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

②[a] ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要なＡ－ＲＨＲ注水弁の電源切替え操作を実施する。

②[b] 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。
現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。
不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要なＡ－ＲＨＲ注水弁の電源切替えを実施する。

③中央制御室運転員Ａは，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁の電源が確保されたこと並びにポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

④当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，低圧原子炉代替注水系（常設）が使用可能か確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，低圧原子炉代替注水ポンプ（１台）の起動操作を実施し低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑥中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ注水弁の全開操作を行う。

⑦当直副長は，原子炉圧力容器内の圧力が低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力以下であることを確認後，運転員に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑧中央制御室運転員Ａは，ＦＬＳＲ注水隔離弁の開操作を実施する。

⑨中央制御室運転員Ａは，原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧原子炉代替注水配管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，当直副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。

⑩当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水槽の補給を依頼する。

(c)　操作の成立性

上記の操作のうち，作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 20 分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 35 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，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 1.8.4－7）

ｅ．復水輸送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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，復水輸送系による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，復水・給水系，原子炉隔離時冷却系，非常用炉心冷却系及び高圧原子炉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，復水輸送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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水ができず，復水輸送系が使用可能な場合※2。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：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

復水輸送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 図及び第 1.8－4 図に，概要図を第 1.8－19 図に，タイムチャートを第 1.8－20 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に復水輸送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中央制御室運転員Ａは，復水輸送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にて確認する。

③中央制御室運転員Ａは，復水輸送系バイパス流防止対策としてＣＷＴＴ／Ｂ供給遮断弁の全閉操作を実施する。

④中央制御室運転員Ａは，復水輸送ポンプの起動操作を実施し，復水輸送ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ注水弁の開操作を行う。

⑥当直副長は，原子炉圧力容器内の圧力が復水輸送ポンプの吐出圧力以下であることを確認後，中央制御室運転員に復水輸送系による原子炉圧力容器への注水開始を指示する。

⑦中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁を開操作し原

子炉注水を開始する。

⑧中央制御室運転員Ａは，原子炉圧力容器への注水が開始されたことをＲＰＶ／ＰＣＶ注入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，当直副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復水輸送系による原子炉圧力容器への注水開始まで20分以内で可能である。

（添付資料1.8.4－8）

ｆ．消火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，低圧原子炉代替注水系（常設）及び復水輸送系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，補助消火水槽を水源とした補助消火ポンプにより又はろ過水タンクを水源とした消火系により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，復水・給水系，原子炉隔離時冷却系，非常用炉心冷却系及び高圧原子炉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，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，低圧原子炉代替注水系（常設）及び復水輸送系による原子炉圧力容器への注水ができず，消火系が使用可能な場合※2。

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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源及び水源（補助消火水槽又はろ過水タンク）が確保されている場合。

(b)　操作手順

消火系による原子炉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 図及び第 1.8－4 図に，概要図を第 1.8－21 図に，タイムチャートを第 1.8－22 図に示す。

（補助消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合及び消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合について，手順④以外同様）

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に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中央制御室運転員Ａは，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にて確認する。

③中央制御室運転員Ａは，復水輸送系バイパス流防止としてＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁の全閉操作を実施する。

④[a] 補助消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合
中央制御室運転員Ａは，補助消火ポンプを起動する。
④[b] 消火ポンプを使用して原子炉圧力容器に注水する場合
中央制御室運転員Ａは消火ポンプの起動操作を実施し，消火ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であることを確認する。
⑤中央制御室運転員ＡはＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）の全開操作，ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁の全開操作を実施する。
⑥中央制御室運転員ＡはＡ－ＲＨＲ注水弁の全開操作を実施する。
⑦当直副長は，原子炉圧力容器内の圧力が消火ポンプの吐出圧力以下であることを確認後，中央制御室運転員に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。
⑧中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁の開操作を実施する。
⑨中央制御室運転員Ａは，原子炉圧力容器への注水が開始されたことをＲＰＶ／ＰＣＶ注入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，当直副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消火系による原子炉圧力容器への注水開始まで，25分以内で可能である。

（添付資料 1.8.4－9）

g．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）

炉心の著しい損傷が発生した場合において，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系及び消火系による原子炉圧力容器への注水ができない場合は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器への注水を実施する。

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，復水・給水系，原子炉隔離時冷却系，非常用炉心冷却系及び高圧原子炉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，低圧原子炉代替注水系（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，復水・給水系，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，低圧原子炉代替注水系（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（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合，又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常が無く，電源，燃料及び水源（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））が確保されている場合。

(b) 操作手順

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水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 図及び第 1.8－4 図に，概要図を第 1.8－23 図に，タイムチャートを第 1.8－24 図に示す。

（低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南），低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉圧力容器への注水手順は，手順⑦，⑫以外同様）

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南），低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

②当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に低圧原子

炉代替注水系配管・弁の接続口への低圧原子炉代替注水系（可搬型）の接続を依頼する。

③緊急時対策本部は，当直長に低圧原子炉代替注水系（可搬型）で使用する接続口を連絡するとともに緊急時対策要員に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の準備開始を指示する。

④[a] ＳＡ電源切替盤を使用する場合

現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤にて，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要なＡ－ＲＨＲ注水弁又はＢ－ＲＨＲ注水弁の電源切替え操作を実施する。

④[b] 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。

不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要なＡ－ＲＨＲ注水弁又はＢ－ＲＨＲ注水弁の電源切替えを実施する。

⑤中央制御室運転員Ａは，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

⑥当直副長は，運転員に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の系統構成を指示する。

⑦[a] 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

中央制御室運転員ＡはＡ－ＲＨＲ注水弁の全開操作及びＦＬＳＲ注水隔離弁の全開操作を実施する。

⑦[b] 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

中央制御室運転員ＡはＢ－ＲＨＲ注水弁の全開操作を実施する。

⑦[c] 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

中央制御室運転員ＡはＢ－ＲＨＲ注水弁の全開操作を実施する。

⑧当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に低圧原子炉代替注水系（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物原子炉棟内の系統構成が完了したことを報告する。

⑨緊急時対策本部は，当直長に低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水開始を報告するとともに緊急時対策要員に低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車の起

動を指示する。

⑩[a]低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

緊急時対策要員は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＦＬＳＲ可搬式設備　Ａ－注水ライン流量調整弁の全開操作を実施し，低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑩[b]低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

緊急時対策要員は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，ＦＬＳＲ可搬式設備　Ｂ－注水ライン流量調整弁の全開操作を実施し，低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑩[c]低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，ＦＬＳＲ可搬式設備　Ｂ－注水ライン止め弁の全閉操作を実施し，低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車を起動した後，可搬型バルブの全開操作を実施し，低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により送水を開始したことを当直長に報告する。また，当直長は緊急時対策本部に報告する。

⑪当直副長は，中央制御室運転員Ａに低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水の確認を指示する。

⑫[a]低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

中央制御室運転員Ａは原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧原子炉代替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，当直副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。

※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内への注水を実施する場合は，原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内への注水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注水を実施する。

⑫[b]低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合

中央制御室運転員Ａは原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧原子炉代替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，当直副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。

※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内への注水を実施する場合は，原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内への注水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注水を実施する。

⑫ｃ低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用した原子炉圧力容器への注水の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

中央制御室運転員Ａは原子炉圧力容器への注水が開始されたことを低圧原子炉代替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，当直副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。

※原子炉圧力容器への注水と原子炉格納容器内への注水を実施する場合は，原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内への注水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注水を実施する。

⑬当直長は，当直副長からの依頼に基づき，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作のうち，作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 25 分以内で可能である。

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合 40 分以内で可能である。

【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：２時間 10 分以内

【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故

意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

緊急時対策要員 12 名にて実施した場合：３時間 10 分以内

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器内への注水操作は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合，作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水を確認するまで２時間 10 分以内で可能である。また，低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合，作業開始を判断してから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水を確認するまで３時間 10 分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.8.4－10）

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。

低圧原子炉代替注水槽，輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）への水の補給手順，水源から接続口までの大量送水車による送水手順及び外部水源(輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）)から内部水源（サプレッション・チェンバ）への水源切替手順については，「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。

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，常設代替直流電源設備として使用するSA 用 115V 系蓄電池又は可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びSA 用 115V 系充電器による低圧原子炉代替注水ポンプ，高圧原子炉代替注水ポンプ，ほう酸水注入ポンプ，制御棒駆動水圧ポンプ，復水輸送ポンプ，補助消火ポンプ，消火ポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び大量送水車への燃料補給手順については，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

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)　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段の選択

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1.8－25図に示す。

［原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］

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，低圧原子炉代替注水槽が使用可能であればペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合，復水輸送系（スプレイ管使用），消火系（スプレイ管使用），格納容器代替スプレイ系（可搬型），復水輸送系（ペデスタル注水配管使用），消火系（ペデスタル注水配管使用）又はペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）又はペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水手段については，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水手段と同時並行で準備する。

また，ペデスタル代替注水系（常設），復水輸送系（スプレイ管使用），消火系（スプレイ管使用），格納容器代替スプレイ系（可搬型），復水輸送系（ペデスタル注水配管使用），消火系（ペデスタル注水配管使用）及びペデスタル代替注水系（可搬型）による手段のうち原子炉格納容器下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，その手段による原子炉格納容器下部への注水を開始する。

なお，消火系による原子炉格納容器下部への注水は，発電所構内で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及び補助消火水槽又はろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

［原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水の場合］

代替交流電源設備により交流電源が確保できた場合，低圧原子炉代替注水槽が使用可能であればペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合，復水輸送系（ペデスタル注水配管使用），消火系（ペデスタル注水配管使用），復水輸送系（スプレイ管使用），消火系（スプレイ管使用），ペデスタル代替注水系（可搬型）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。

ペデスタル代替注水系（可搬型）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水手段については，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水手段と同時並行で準備する。

また，ペデスタル代替注水系（常設），復水輸送系（スプレイ管使用），消火系（スプレイ管使用），格納容器代替スプレイ系（可搬型），復水輸送系（ペデスタル注水配管使用），消火系（ペデスタル注水配管使用）及びペデスタル代替注水系（可搬型）による手段のうち原子炉格納容器下部への注

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，その手段による原子炉格納容器下部への注水を開始する。

なお，消火系による原子炉格納容器下部への注水は，発電所構内で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないこと及び補助消火水槽又はろ過水タンクの使用可能が確認できた場合に実施する。

(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手段の選択

重大事故等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 1.8－25 図に示す。

代替交流電源設備により交流電源が確保できるまでは，交流電源を必要としない高圧原子炉代替注水系により原子炉圧力容器へ注水し，代替交流電源設備により交流電源が確保できた段階で，高圧原子炉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及び制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水を行う。また，低圧原子炉代替注水系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，高圧原子炉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，低圧原子炉代替注水槽が使用可能であれば低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水する。低圧原子炉代替注水槽が使用できない場合，復水輸送系，消火系又は低圧原子炉代替注水系（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。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水手段については，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水手段と同時並行で準備する。

また，低圧原子炉代替注水系（常設），低圧原子炉代替注水系（可搬型），復水輸送系，消火系及び高圧原子炉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，発電所構内で重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生していないことが確認できた場合に実施する。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）を実施する際の注水配管の選択は，注水流量が多いものを優先して使用する。

溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のために原子炉圧力容器へ注水を実施している際，損傷炉心の冷却が未達成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。

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（１／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	—	ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによるペデスタル注水」
		復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによるペデスタル注水」 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」
		消火系による原子炉格納容器下部への注水	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによるペデスタル注水」 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」
		格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	大量送水車 ホース・接続口 可搬型ストレーナ 格納容器代替スプレイ系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッダ 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3	自主対策設備	
		ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	大量送水車 ホース・接続口 ペデスタル代替注水系　配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2 コリウムシールド	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「大量送水車によるペデスタル注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※3 輪谷貯水槽（西２）※1，※3	自主対策設備	

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）。

対応手段，対処設備，手順書一覧（２／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	—	高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水	高圧原子炉代替注水ポンプ サプレッション・チェンバ 高圧原子炉代替注水系（蒸気系）　配管・弁 高圧原子炉代替注水系（注水系）　配管・弁 原子炉浄化系　配管 原子炉隔離時冷却系（蒸気系）　配管・弁 原子炉隔離時冷却系（注水系）　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ 主蒸気系　配管 給水系　配管・弁・スパージャ 原子炉圧力容器 常設代替直流電源設備※２ 可搬型直流電源設備※２	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」
		ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ ほう酸水貯蔵タンク ほう酸水注入系　配管・弁 差圧検出・ほう酸水注入系配管（原子炉圧力容器内部） 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※２ 代替所内電気設備※２	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」
		制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	制御棒駆動水圧ポンプ 復水貯蔵タンク 制御棒駆動水圧系　配管・弁 原子炉圧力容器 原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。） 常設代替交流電源設備※２ 代替所内電気設備※２	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＲＤによる原子炉注水」

※１：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）。

対応手段，対処設備，手順書一覧（３／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	—	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽※1 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」
		復水輸送系による原子炉圧力容器への注水	復水輸送ポンプ 復水貯蔵タンク 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる原子炉注水」
		消火系による原子炉圧力容器への注水	補助消火ポンプ 消火ポンプ 補助消火水槽 ろ過水タンク 消火系　配管・弁 復水輸送系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 可搬型代替交流電源設備※2 代替所内電気設備※2	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」
		低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	大量送水車 ホース・接続口 低圧原子炉代替注水系　配管・弁 残留熱除去系　配管・弁 原子炉圧力容器 常設代替交流電源設備※2 燃料補給設備※2 代替所内電気設備※2	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」
			輪谷貯水槽（西１）※1，※4 輪谷貯水槽（西２）※1，※4	自主対策設備	

※１：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※４：「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）

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（１／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.1　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1)原子炉格納容器下部注水 ａ．ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによるペデスタル注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度（ＳＡ）
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	ペデスタル水位
		原子炉格納容器への注水量	代替注水流量（常設）
		補機監視機能	低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位

監視計器一覧（２／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.1　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1)　原子炉格納容器下部注水 b．復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによるペデスタル注水」 「ＣＷＴによる格納容器スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度（ＳＡ）
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		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（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	ペデスタル水位
		原子炉格納容器への注水量	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量 ペデスタル注入流量
		補機監視機能	復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧（３／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.1　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1)　原子炉格納容器下部注水 ｃ．消火系による原子炉格納容器下部への注水			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 ＡＭ設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによるペデスタル注水」 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる格納容器スプレイ」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度（ＳＡ）
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	Ａ－補助消火水槽水位 Ｂ－補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	ペデスタル水位
		原子炉格納容器への注水量	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量 ペデスタル注入流量
		補機監視機能	Ａ－消火ポンプ出口圧力 Ｂ－消火ポンプ出口圧力
		水源の確保	Ａ－補助消火水槽水位 Ｂ－補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位

監視計器一覧（４／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.1　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1)　原子炉格納容器下部注水 ｄ．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車による格納容器スプレイ」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度（ＳＡ）
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	ペデスタル水位
		原子炉格納容器への注水量	格納容器代替スプレイ流量
		補機監視機能	大量送水車ポンプ出口圧力
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）

監視計器一覧（５／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.1　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順 (1)　原子炉格納容器下部注水 ｅ．ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－３ａ」 「注水－３ｂ」 ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車によるペデスタル注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度（ＳＡ）
		制御棒の位置	制御棒手動操作・監視系
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） ペデスタル温度（ＳＡ） ペデスタル水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	ペデスタル水位
		原子炉格納容器への注水量	ペデスタル代替注水流量 ペデスタル代替注水流量(狭帯域用)
		補機監視機能	大量送水車ポンプ出口圧力
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）

監視計器一覧（６／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 ａ．高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＨＰＡＣによる原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		水源の確保	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	高圧原子炉代替注水流量
		補機監視機能	高圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 高圧原子炉代替注水系タービン入口圧力 高圧原子炉代替注水系タービン排気圧力 高圧原子炉代替注水ポンプ入口圧力
		水源の確保	サプレッション・プール水位（ＳＡ）

監視計器一覧（７／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 ｂ．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			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 AM設備別操作要領書 「ＳＬＣによる原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	ほう酸水貯蔵タンク液位
		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（８／１２）

手順書	重大事故等の対応に 必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 ｃ．制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＲＤによる原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		補機監視機能	原子炉補機冷却系常用流量
		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（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	制御棒駆動水圧系系統流量
		補機監視機能	制御棒駆動水圧系充てん水ヘッダ圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧（９／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 ｄ．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＦＬＳＲポンプによる原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位
	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（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	代替注水流量（常設）
		補機監視機能	低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位

監視計器一覧（１０／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 ｅ．復水輸送系による原子炉圧力容器への注水			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 AM設備別操作要領書 「ＣＷＴによる原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		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（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量
		補機監視機能	復水輸送ポンプ出口ヘッダ圧力
		水源の確保	復水貯蔵タンク水位

監視計器一覧（１１／１２）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 ｆ．消火系（消火ポンプ使用）による原子炉圧力容器への注水			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 ＡＭ設備別操作要領書 「消火ポンプまたは補助消火ポンプによる原子炉注水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
		水源の確保	Ａ－補助消火水槽水位 Ｂ－補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量
		補機監視機能	Ａ－消火ポンプ出口圧力 Ｂ－消火ポンプ出口圧力
		水源の確保	Ａ－補助消火水槽水位 Ｂ－補助消火水槽水位 ろ過水タンク水位

監視計器一覧（１２／１２）

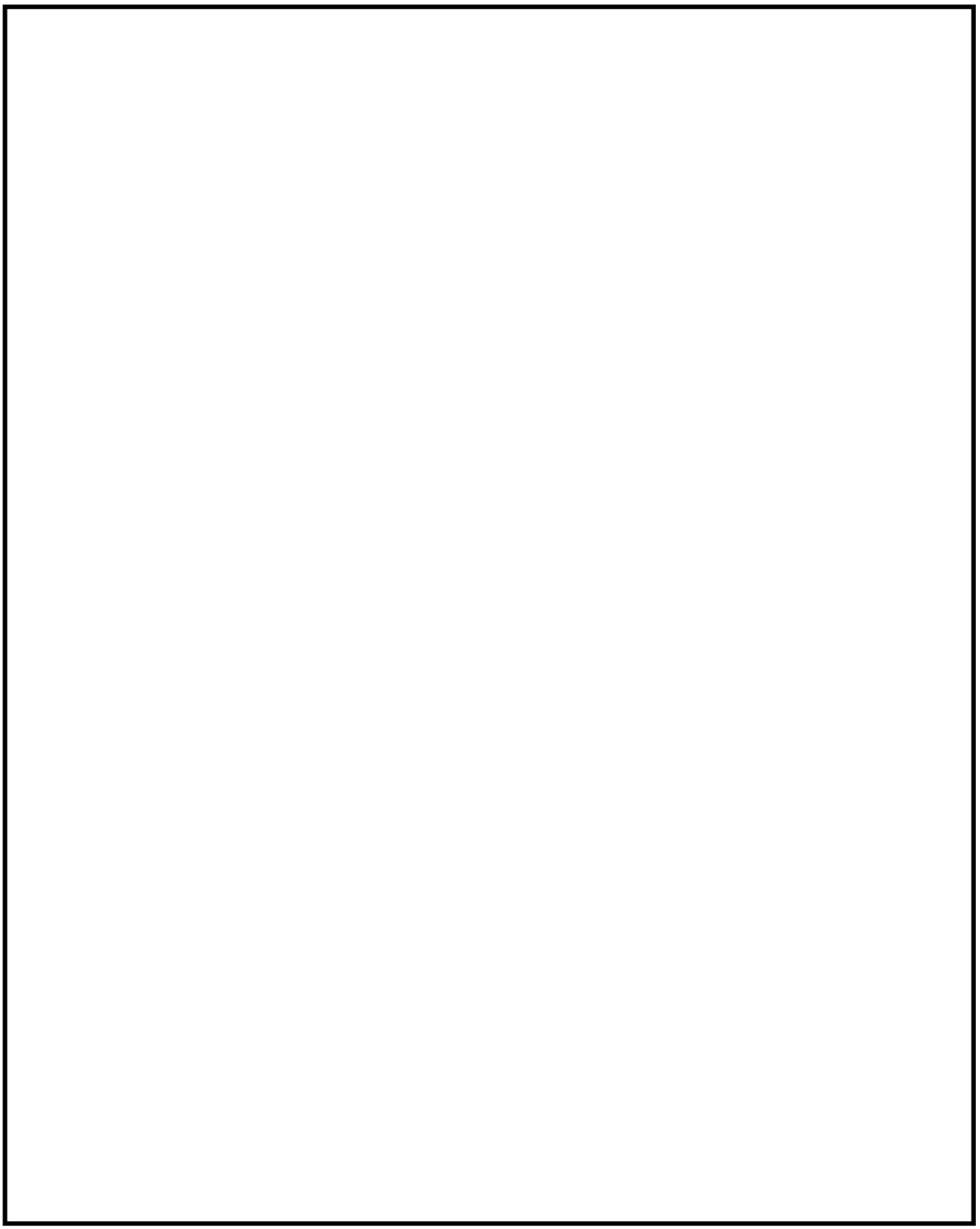
手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順 (1)原子炉圧力容器への注水 ｇ．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「注水－１」 「注水－２」 ＡＭ設備別操作要領書 「大量送水車による原子炉注水」 原子力災害対策手順書 「大量送水車を使用した送水」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）
	操作	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（ＳＡ）
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力（ＳＡ）
		原子炉圧力容器への注水量	低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)
		補機監視機能	大量送水車ポンプ出口圧力
		水源の確保	輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２）

第1.8－3表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.8】 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	低圧原子炉代替注水ポンプ	常設代替交流電源設備 ＳＡ－Ｌ／Ｃ
	低圧原子炉代替注水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	残留熱除去系弁	常設代替交流電源 可搬型代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｃ系 Ｃ／Ｃ　Ｄ系 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	ペデスタル代替注水系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｄ系 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	ほう酸水注入ポンプ・弁	常設代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｃ系 Ｃ／Ｃ　Ｄ系
	高圧原子炉代替注水系弁	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 ＳＡ用115V系
	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 所内常設蓄電式直流電源設備 可搬型直流電源設備 230V系（ＲＣＩＣ）
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計装Ｃ／Ｃ　Ｃ系 計装Ｃ／Ｃ　Ｄ系

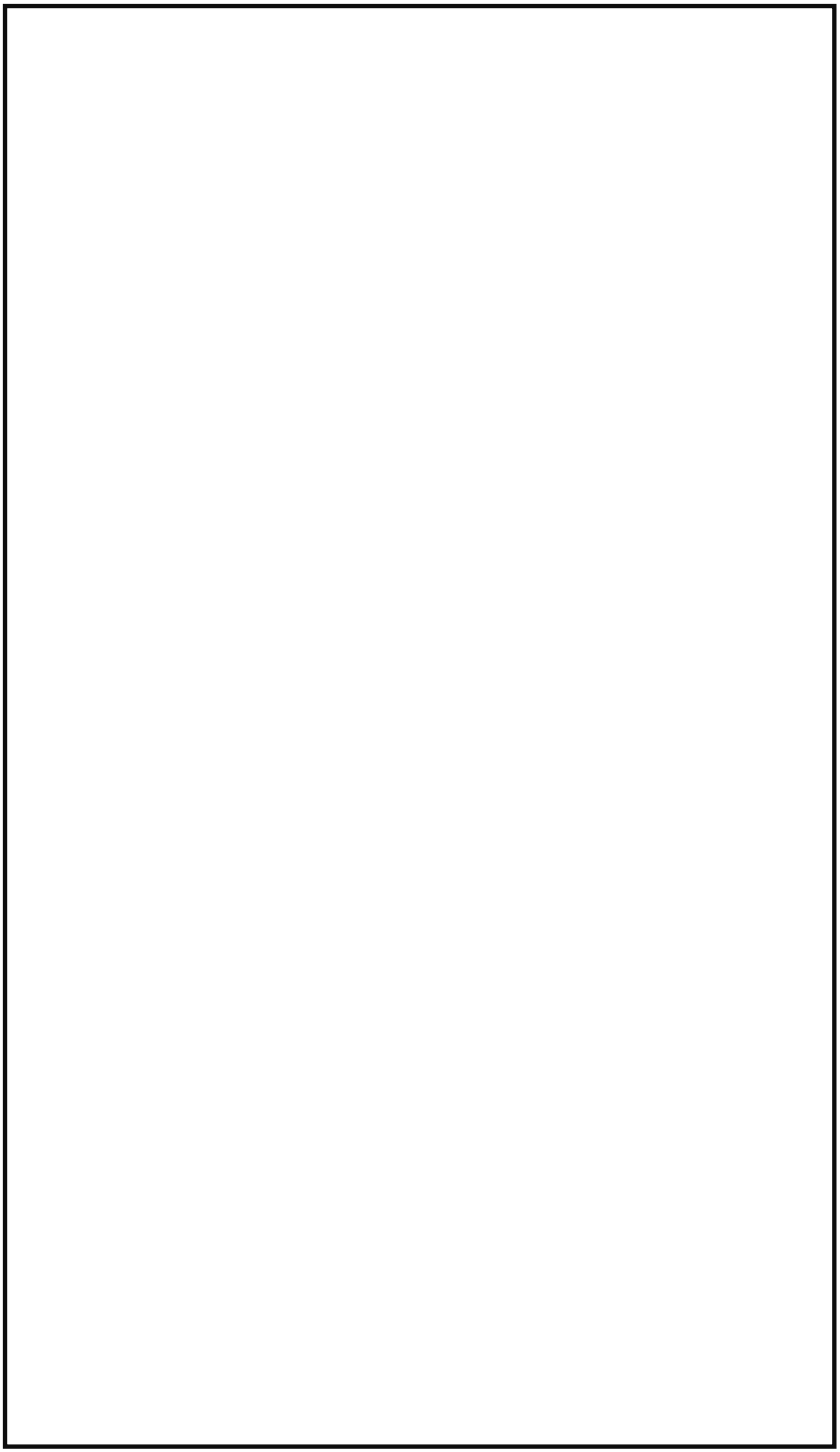
第1.8－1図　ＳＯＰ「注水－３ａ」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



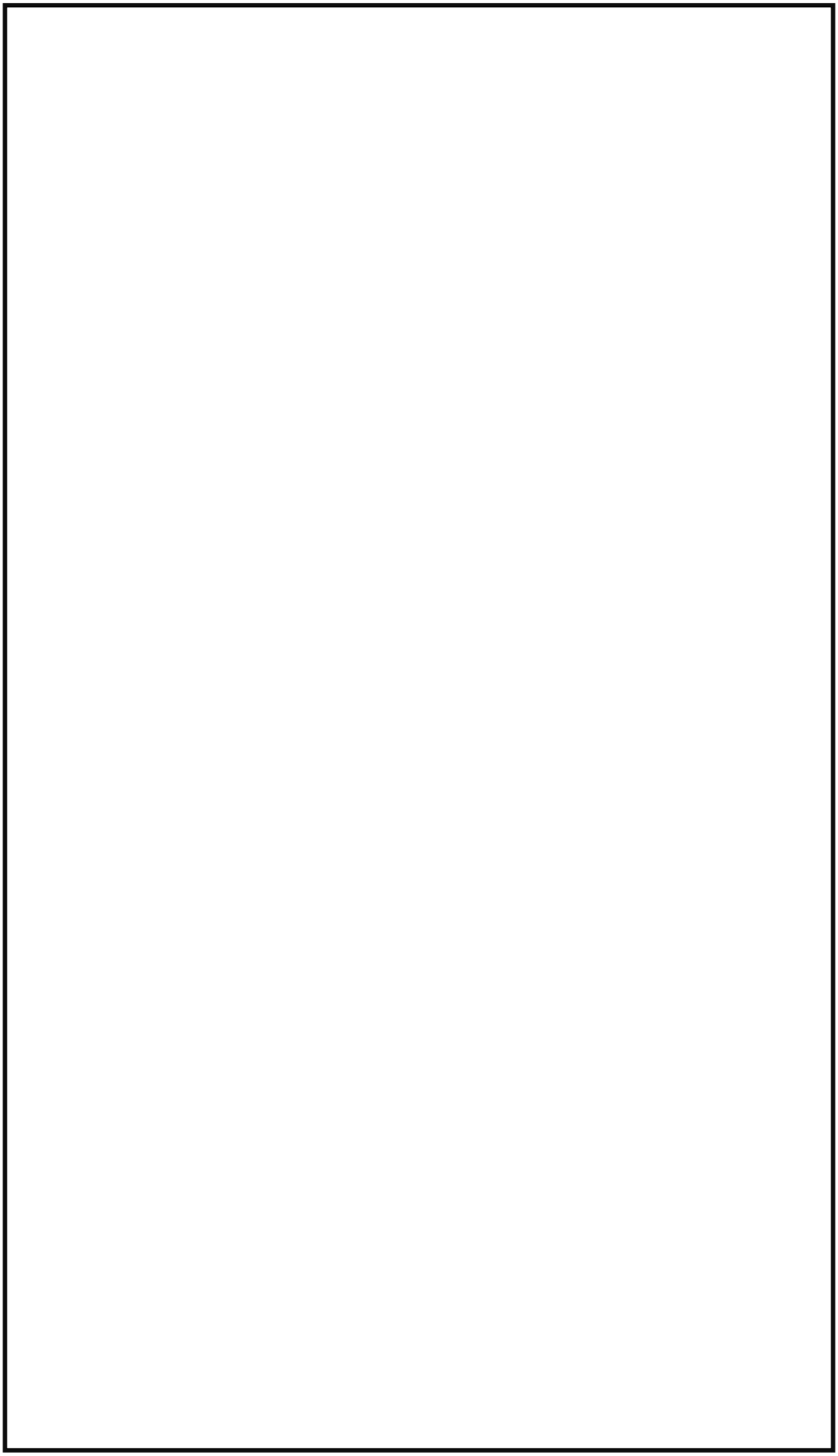
第 1.8－2 図　ＳＯＰ「注水－３ｂ」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



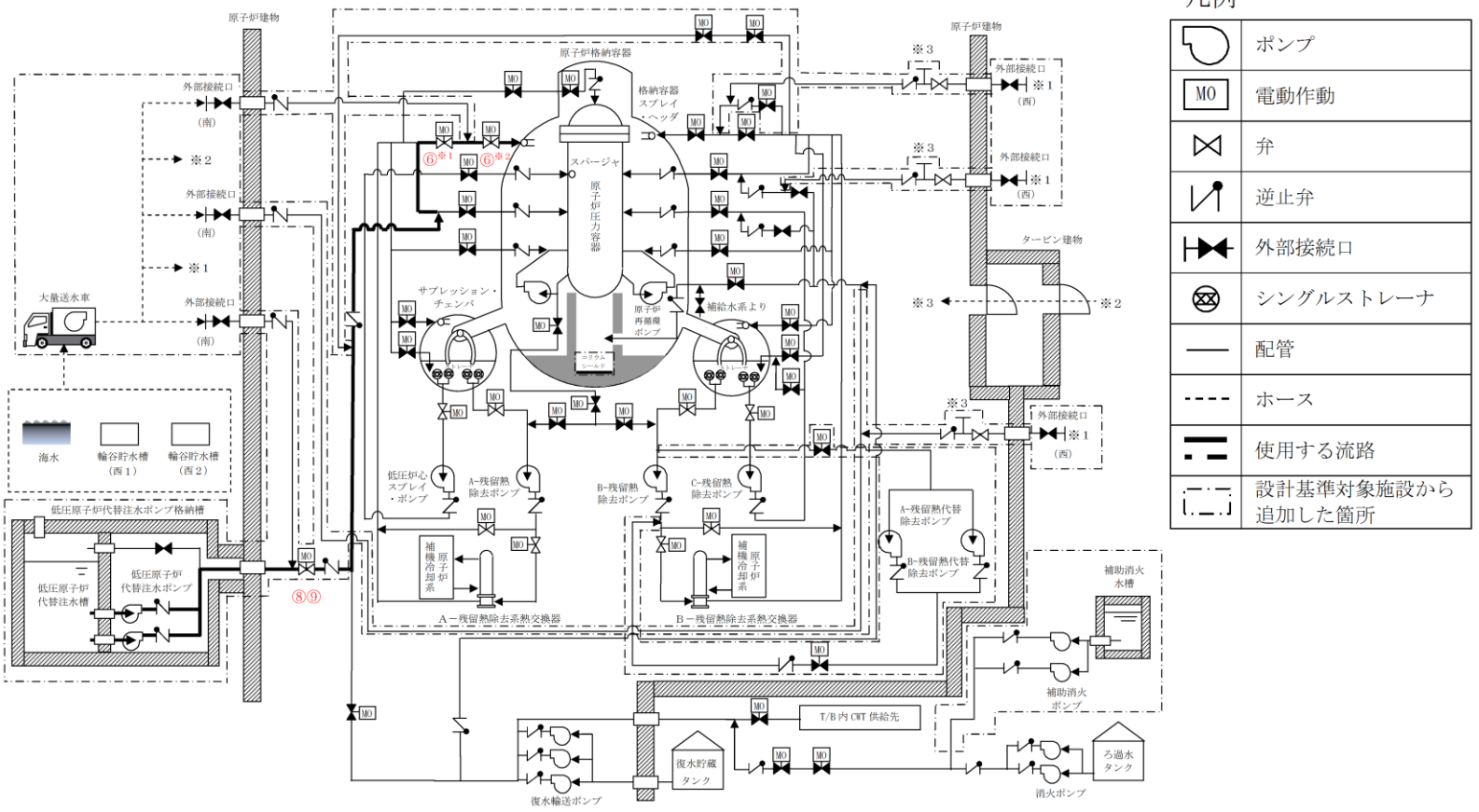
第1.8－3図　ＳＯＰ「注水－１」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1.8－4図　ＳＯＰ「注水－２」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



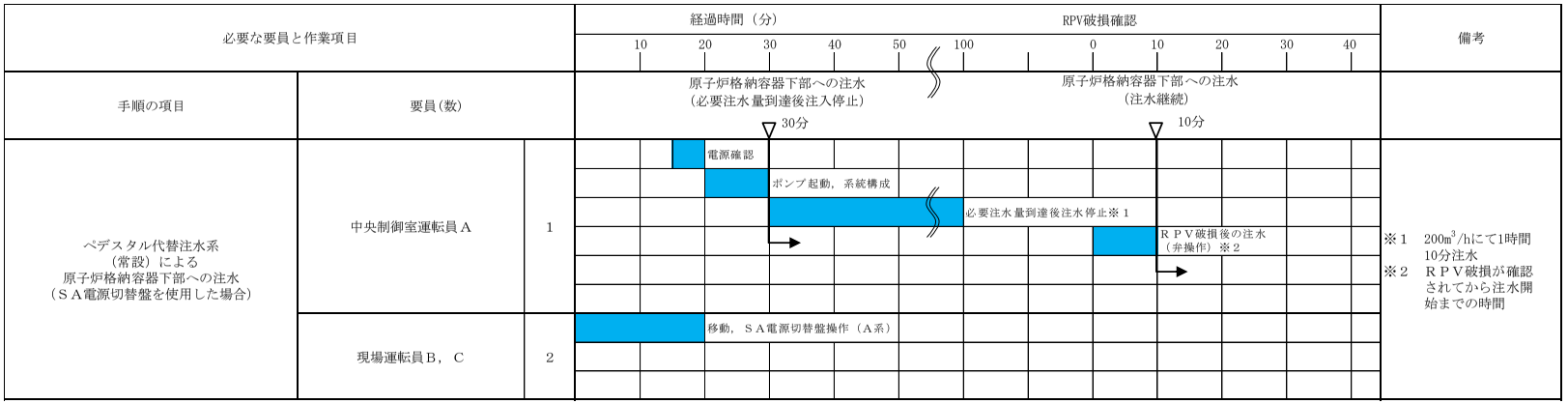
記載例　○　：操作手順番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

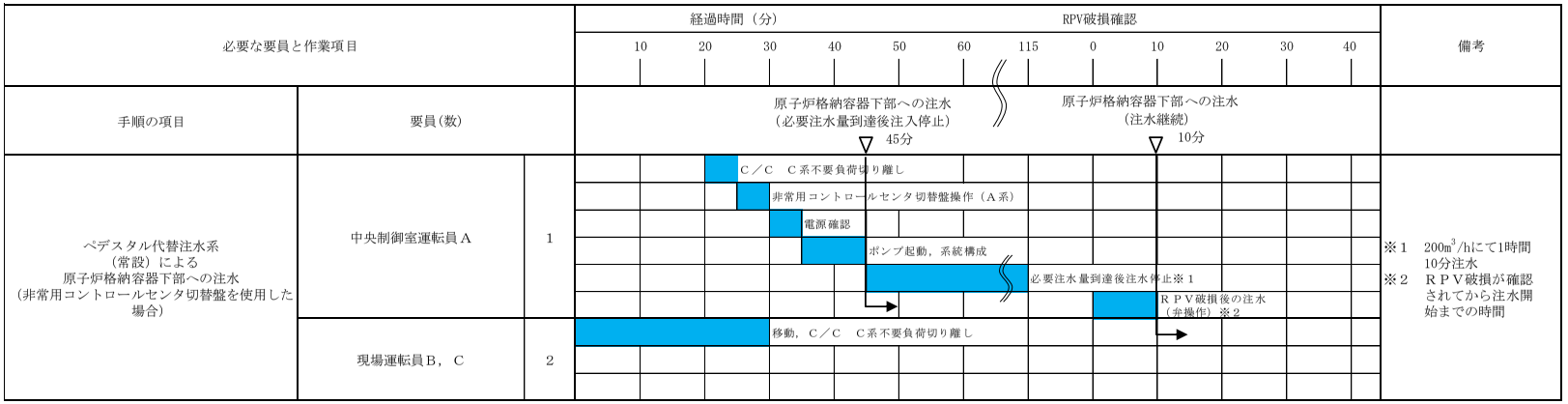
第 1.8－5 図　ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑥※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑥※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧⑨	ＦＬＳＲ注水隔離弁

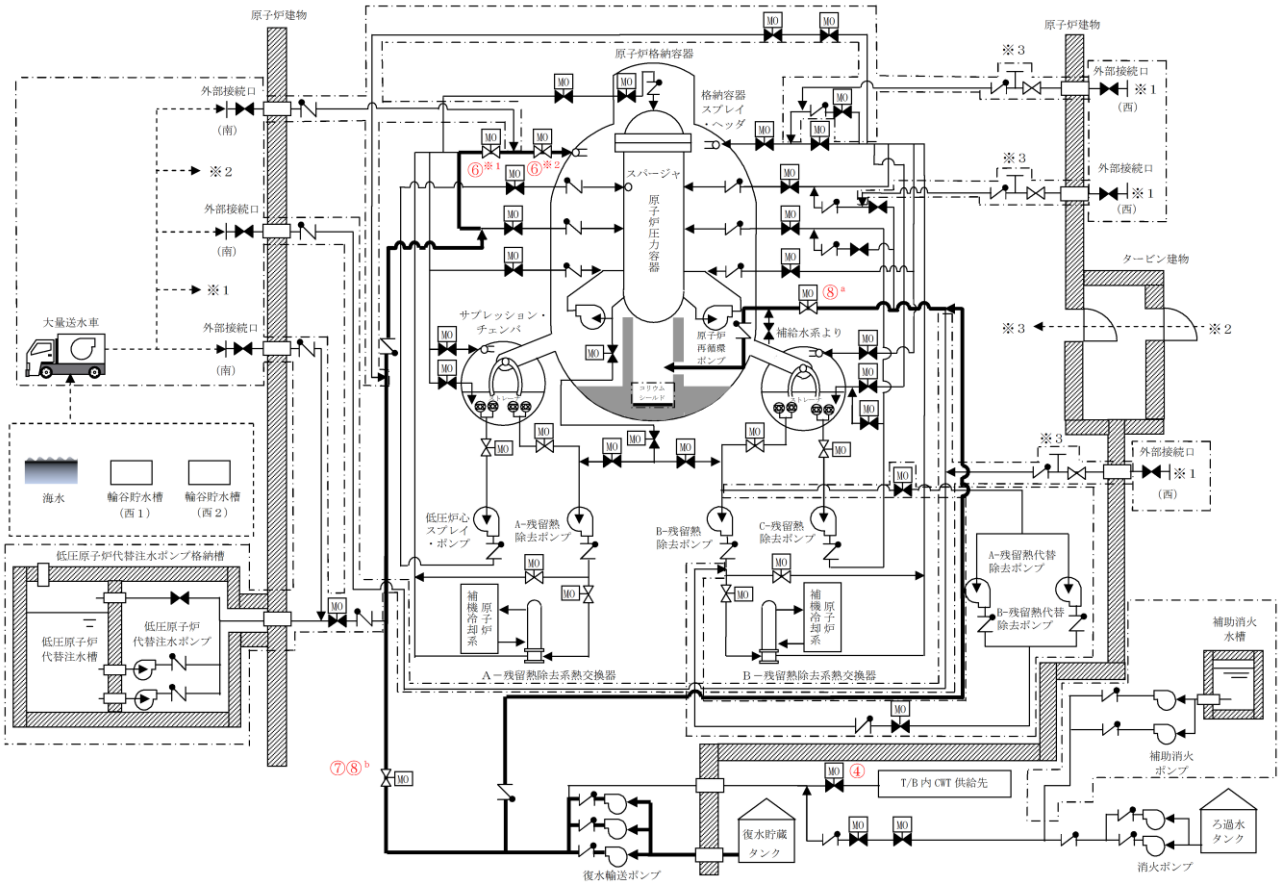
記載例　○　：操作手順番号を示す。
○ ※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第1.8－5図　ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水　概要図（２／２）





第 1.8－6 図　ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水　タイムチャート



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

（補足）
- スプレイ管は，「原子炉格納容器下部への初期水張り」及び「原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水（ペデスタル注水配管が使用不可な場合）」において使用する。
- ペデスタル注水配管は，「原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水（ペデスタル注水配管が使用可能な場合）」に使用する。

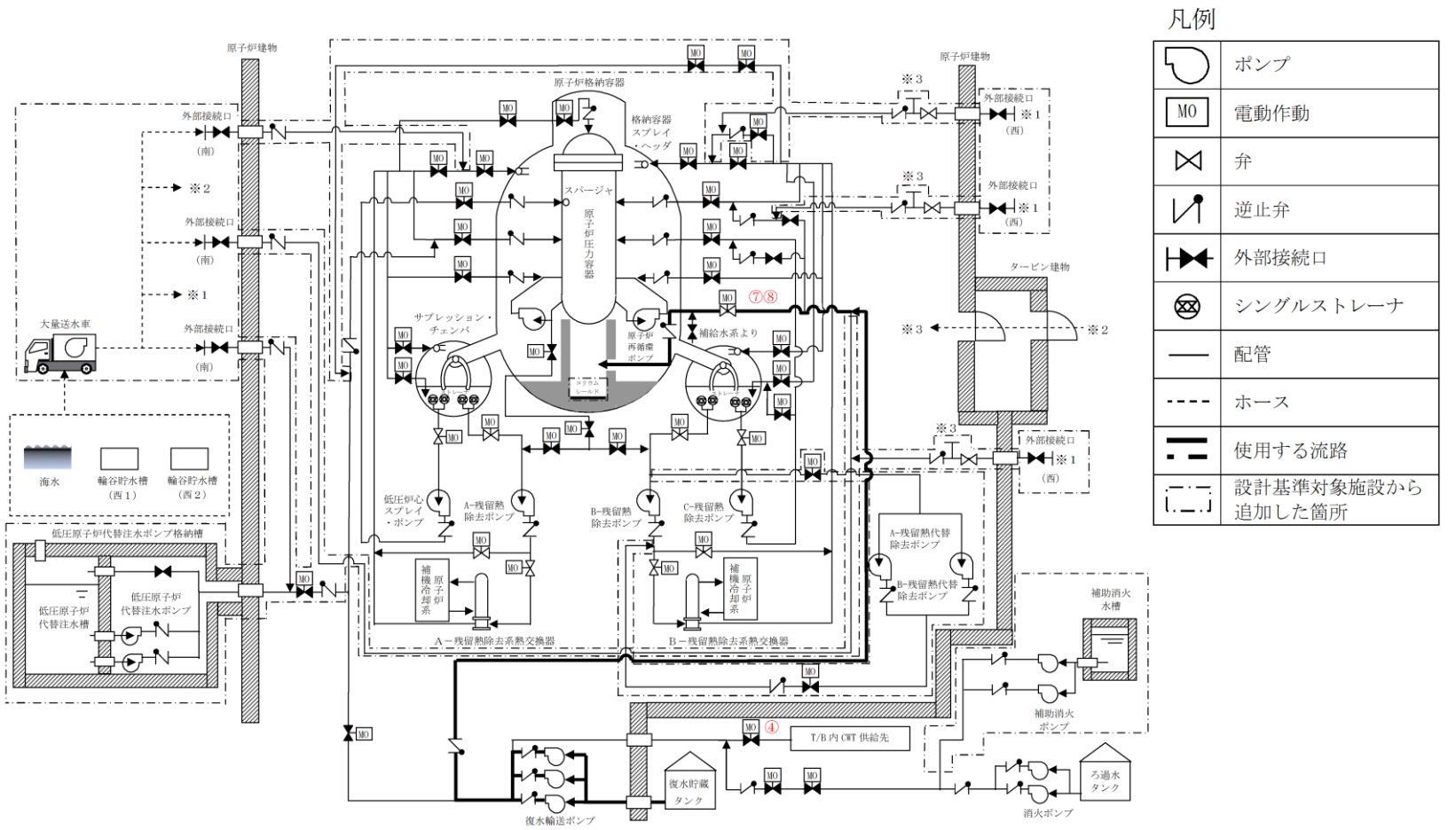
記載例　○　：操作手順番号を示す。
○ a～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○ ※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.8－7 図　復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水　概要図（1／4）

操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑥※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑥※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑦⑧b	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁
⑧a	ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁

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1.8－7図　復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水　概要図（２／４）



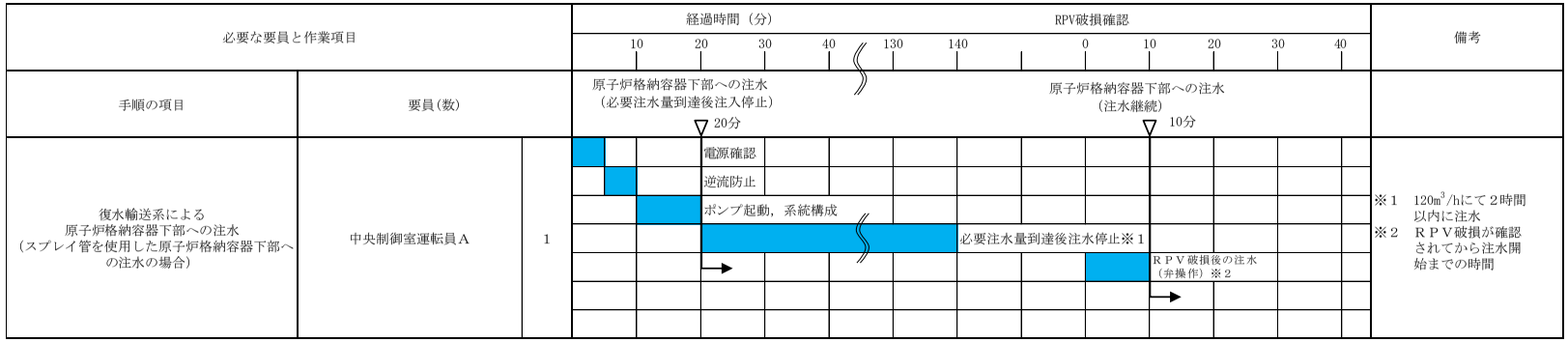
記載例 ○　　：操作手順番号を示す。

第 1.8－7 図　復水輸送系（ペデスタル注水配管使用の場合）による原子炉格納容器下部への注水　概要図（３／４）

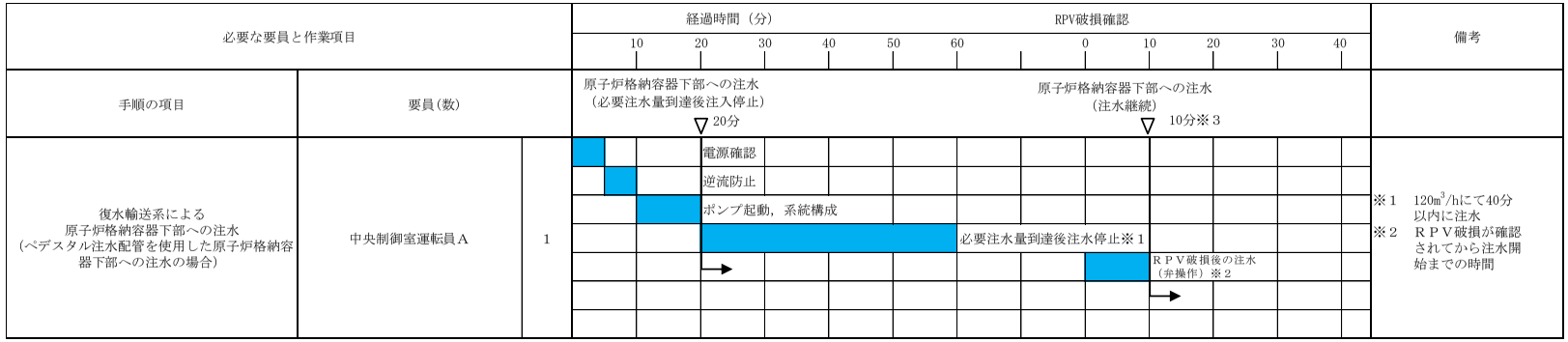
操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑦⑧	ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁

記載例　○　　：操作手順番号を示す。

第 1.8－7 図　復水輸送系（ペデスタル注水配管使用の場合）による原子炉格納容器下部への注水　概要図（４／４）



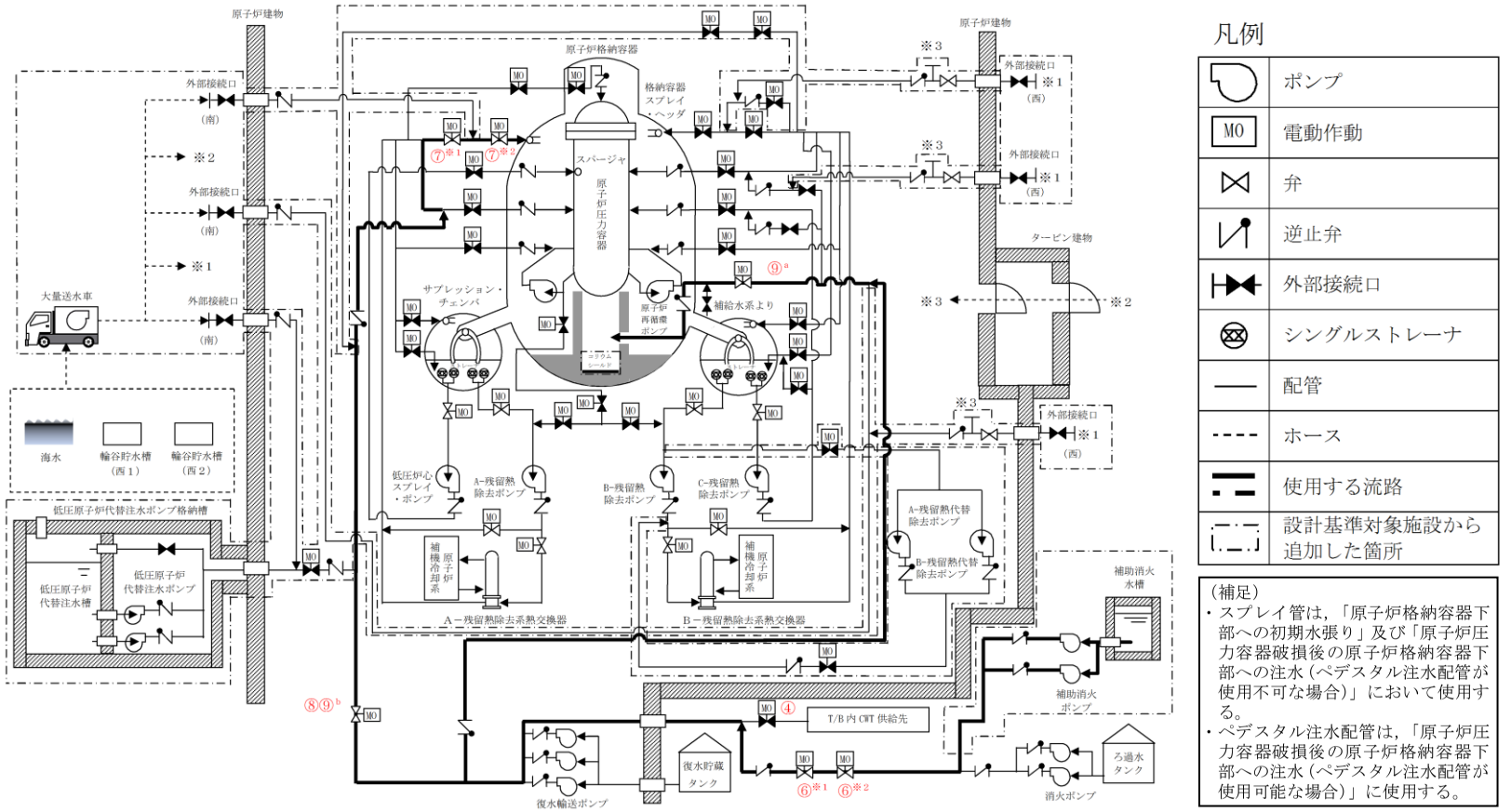
（スプレイ管を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）



※３：復水輸送系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を復水輸送系（スプレイ管使用）から復水輸送系（ペデスタル注水配管使用）に切り替える場合は，中央制御室運転員Ａによる弁操作を実施し，10分以内で可能である。

（ペデスタル注水配管を使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）

第 1.8－8 図　復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水　タイムチャート



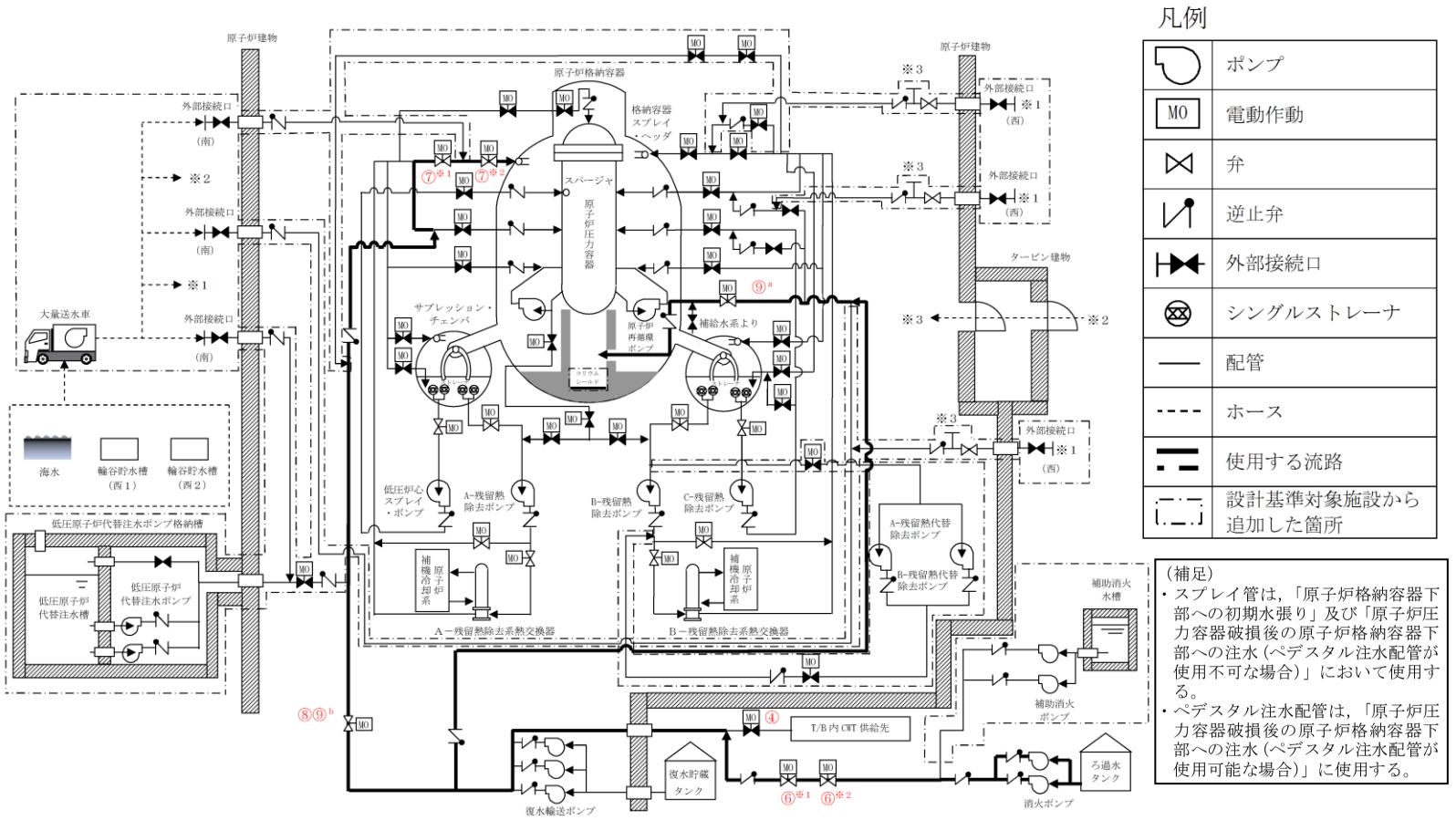
記載例　○　：操作手順番号を示す。
○ a～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○ ※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.8－9 図　消火系による原子炉格納容器下部への注水　概要図（１／８）
（補助消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）

操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑥※1	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑥※2	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁
⑦※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑦※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧⑨b	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁
⑨a	ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁

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 1.8－9 図　消火系による原子炉格納容器下部への注水　概要図（２／８）
（補助消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）



a~　記載例　◯　：操作手順番号を示す。

◯　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

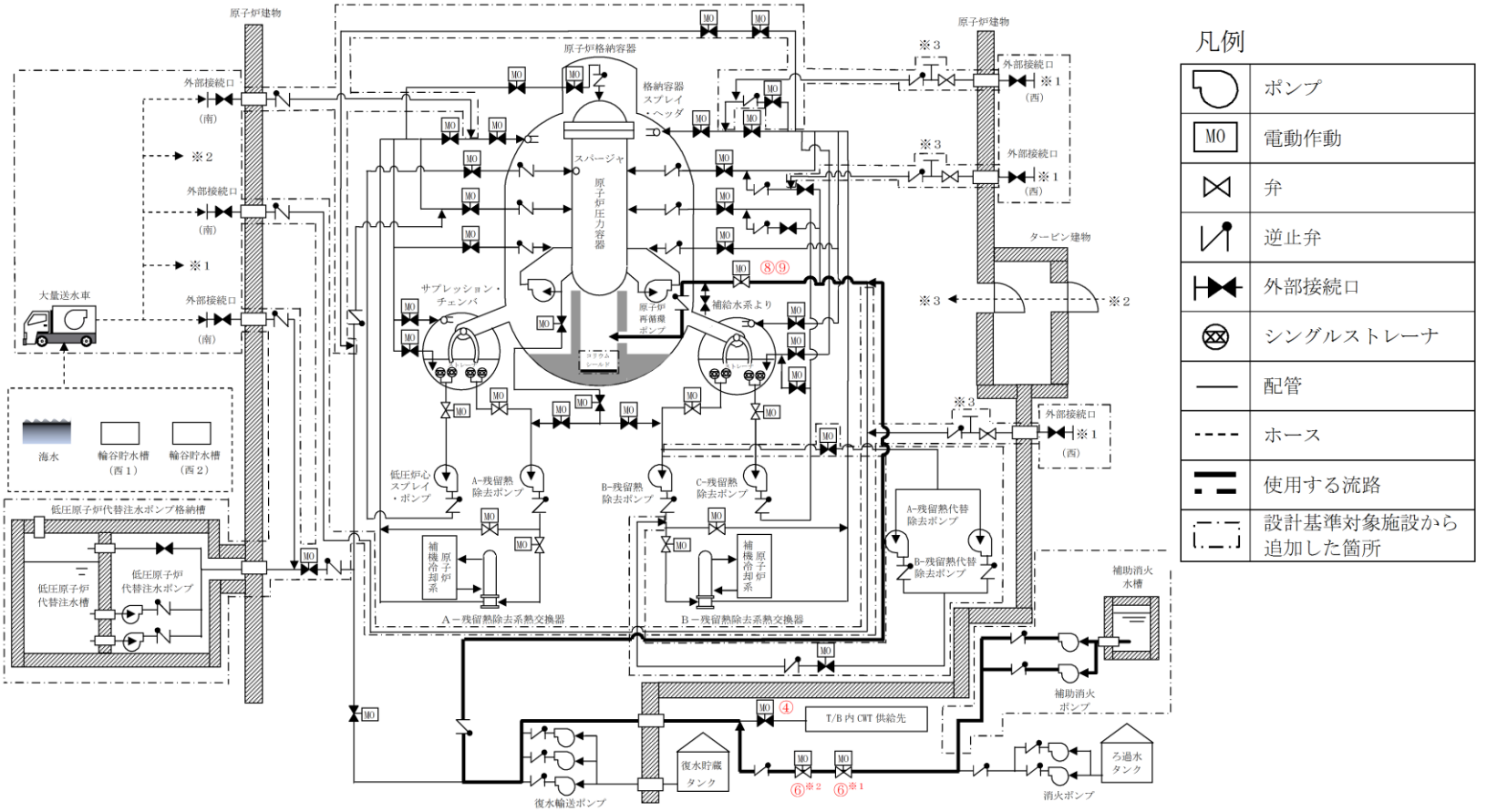
◯※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.8－9 図　消火系による原子炉格納容器下部への注水　概要図（３／８）
（消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）

操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑥※1	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑥※2	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁
⑦※1	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁
⑦※2	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑧⑨b	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁
⑨a	ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁

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 1.8－9 図　消火系による原子炉格納容器下部への注水　概要図（４／８）
（消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）



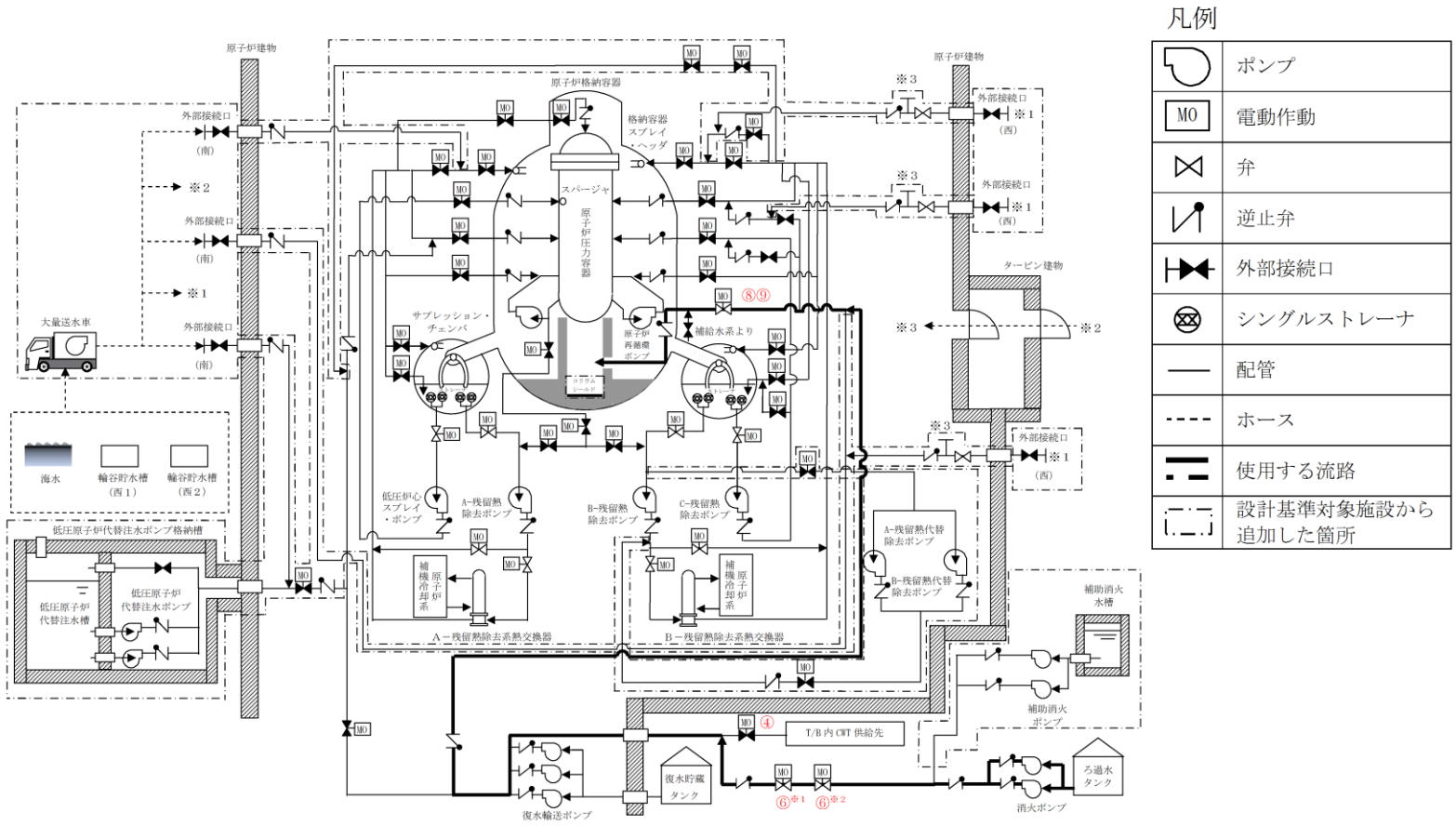
記載例　○　：操作手順番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.8－9 図　消火系（ペデスタル注水配管使用の場合）による原子炉格納容器下部への注水　概要図（５／８）
（補助消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）

操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑥※1	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑥※2	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁
⑧⑨	ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁

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1.8－9図　消火系（ペデスタル注水配管使用の場合）による原子炉格納容器下部への注水　概要図（６／８）
（補助消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）



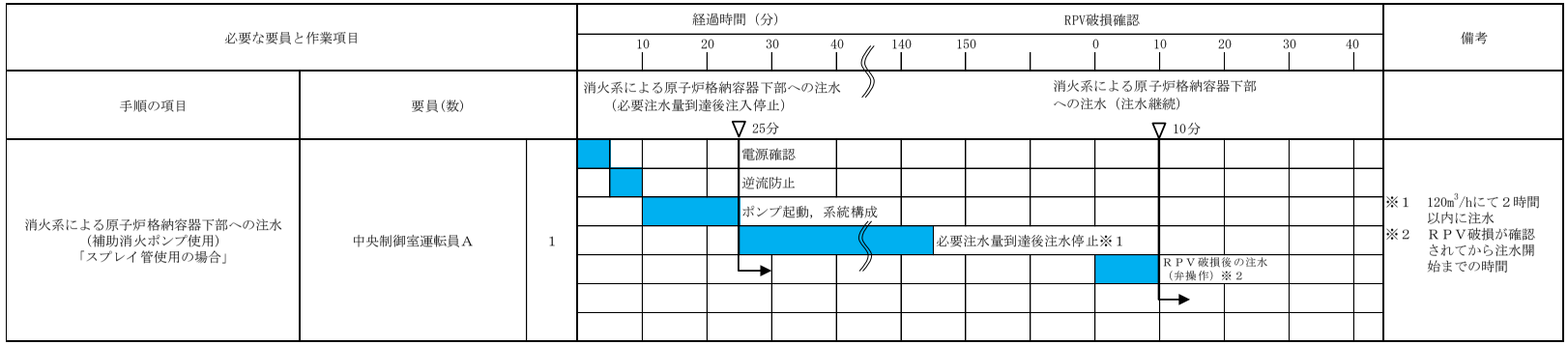
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.8－9 図　消火系（ペデスタル注水配管使用の場合）による原子炉格納容器下部への注水　概要図（７／８）
（消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）

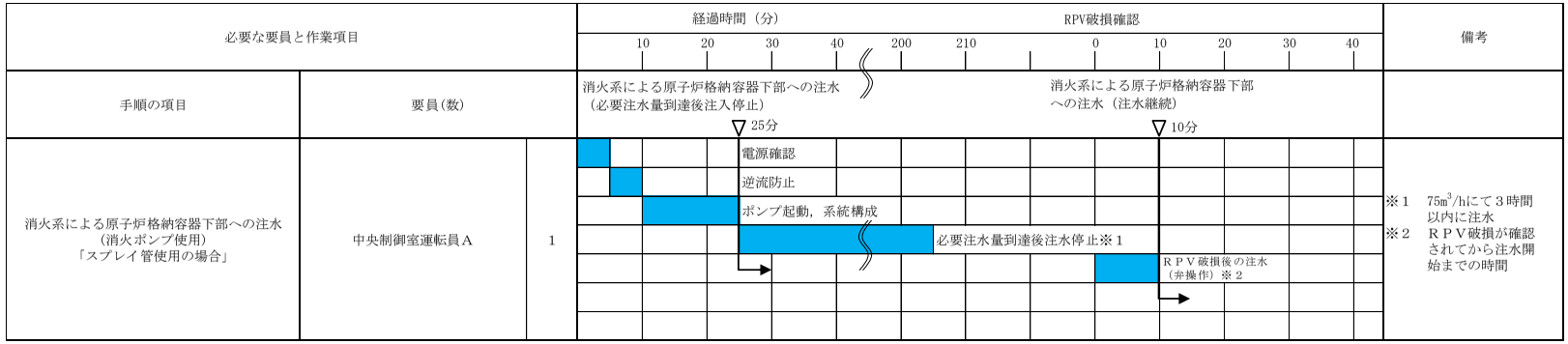
操作手順	弁名称
④	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑥※1	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑥※2	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁
⑧⑨	ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁

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1.8－9図　消火系（ペデスタル注水配管使用の場合）による原子炉格納容器下部への注水　概要図（８／８）
（消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）

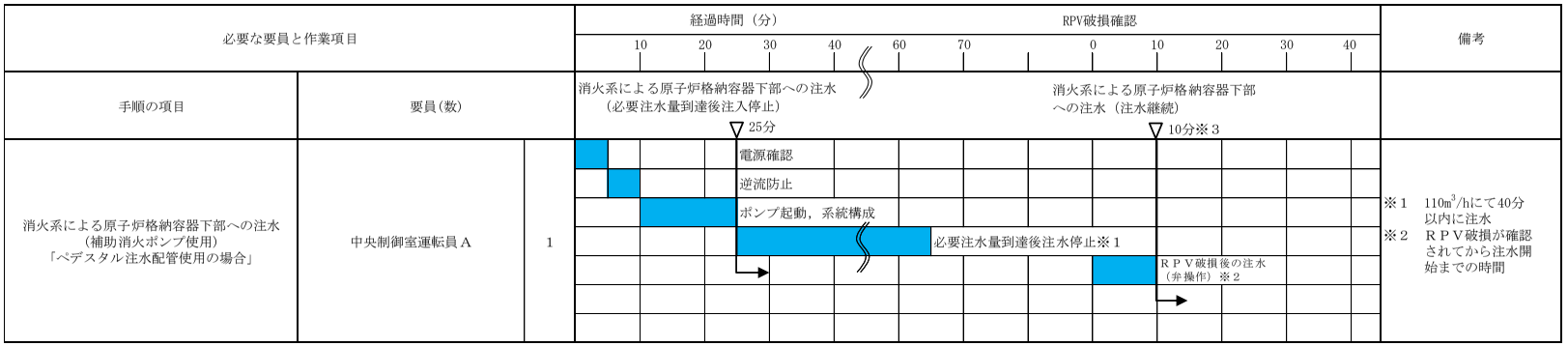


（補助消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）



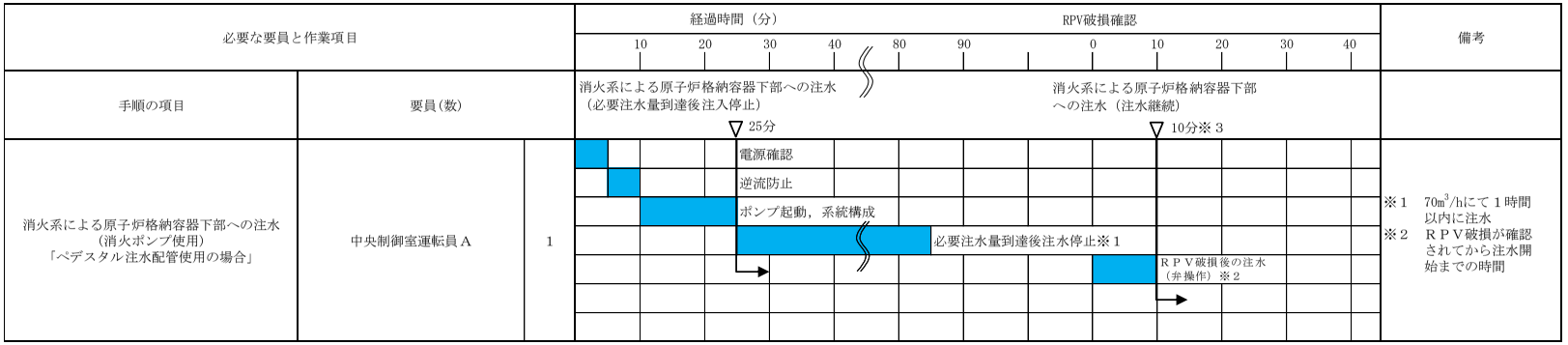
（消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）

第1.8－10図　消火系（スプレイ管使用の場合）による原子炉格納容器下部への注水　タイムチャート（１／２）



※３：消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を消火系（スプレイ管使用）から消火系（ペデスタル注水配管使用）に切り替える場合は，中央制御室運転員Ａによる弁操作を実施し，10分以内で可能である。

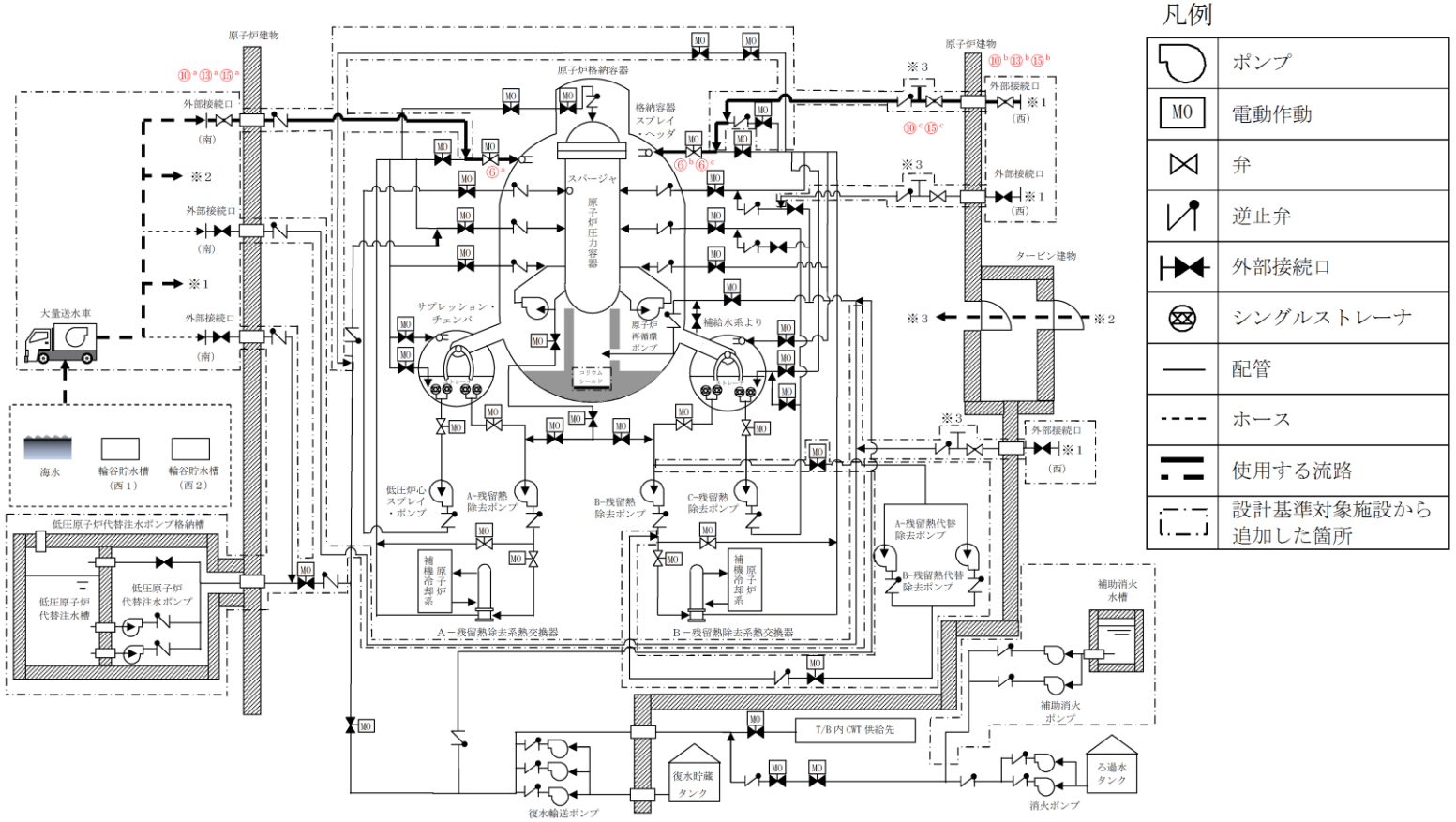
（補助消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）



※３：消火系（スプレイ管使用）による原子炉格納容器下部への初期水張り後に原子炉圧力容器の破損を判断し，ペデスタル注水配管が使用可能であり，原子炉格納容器下部への注水を消火系（スプレイ管使用）から消火系（ペデスタル注水配管使用）に切り替える場合は，中央制御室運転員Ａによる弁操作を実施し，10分以内で可能である。

（消火ポンプを使用した原子炉格納容器下部への注水の場合）

第1.8－10図　消火系（ペデスタル注水配管使用の場合）による原子炉格納容器下部への注水　タイムチャート（２／２）



記載例　◯　：操作手順番号を示す。

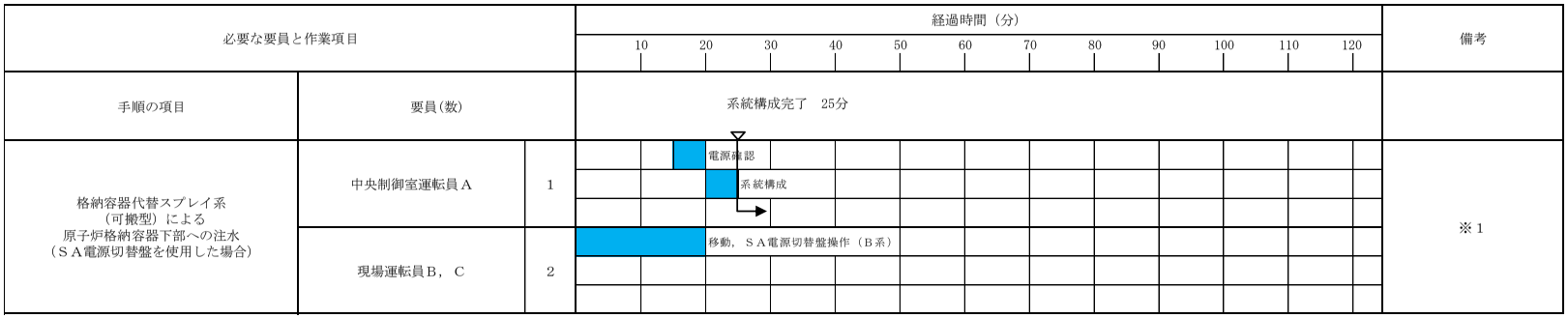
◯[a~]　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

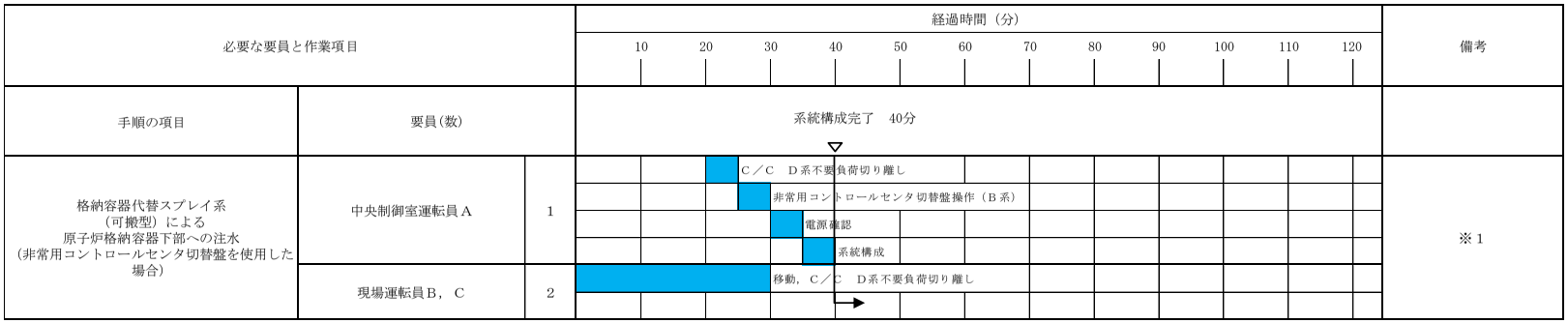
第 1.8－11 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑥[a]	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑥[b]⑥[c]	Ｂ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁
⑩[a]⑬[a]⑮[a]	ＡＣＳＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁
⑩[b]⑬[b]⑮[b]	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁
⑩[c]⑮[c]	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁

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を示す。

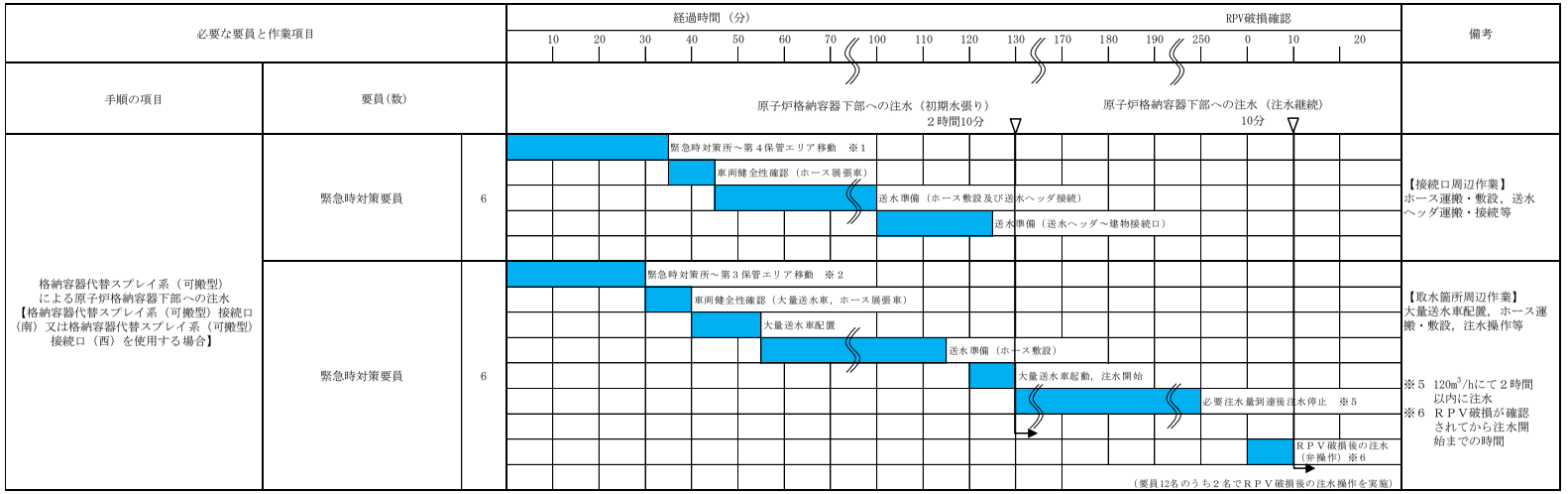
第1.8－11図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）　概要図（２／２）

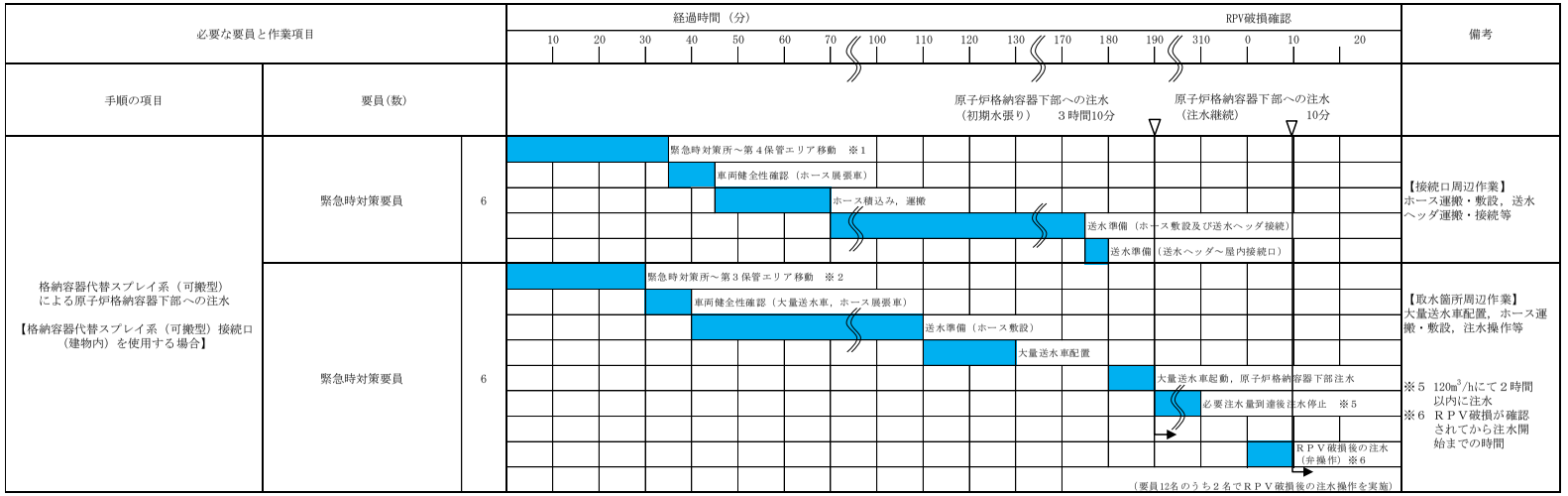




※１：格納容器代替スプレイ系Ｂ系の系統構成を示す。また，格納容器代替スプレイ系Ａ系による原子炉格納容器下部への注水については，ＳＡ電源切替盤を使用した場合系統構成完了まで25分以内，非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合系統構成完了まで40分以内で可能である。

第1.8－12図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）タイムチャート（１／２）（系統構成）

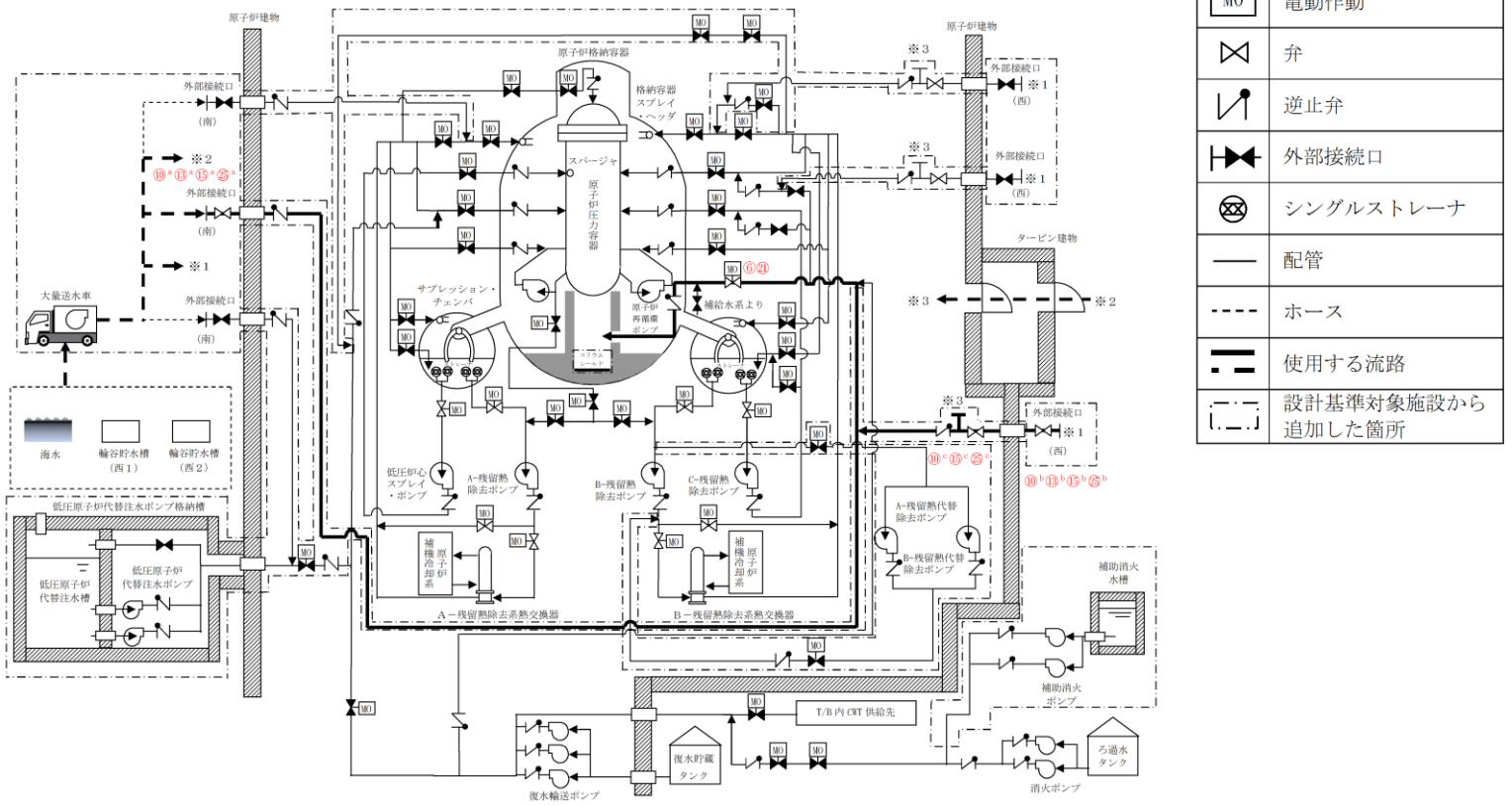




※１：第１保管エリアの可搬型設備を使用した場合は，速やかに対応できる。

※２：第２保管エリアの可搬型設備を使用した場合は，25分以内で可能である。

第 1.8－12 図　格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）タイムチャート（２／２）（大量送水車による送水）



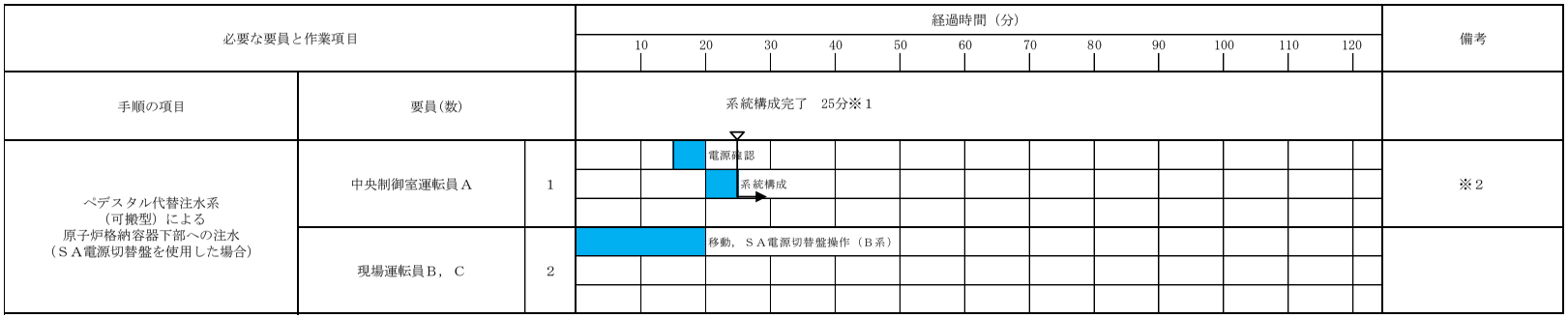
記載例　○　：操作手順番号を示す。
○[a~]　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。

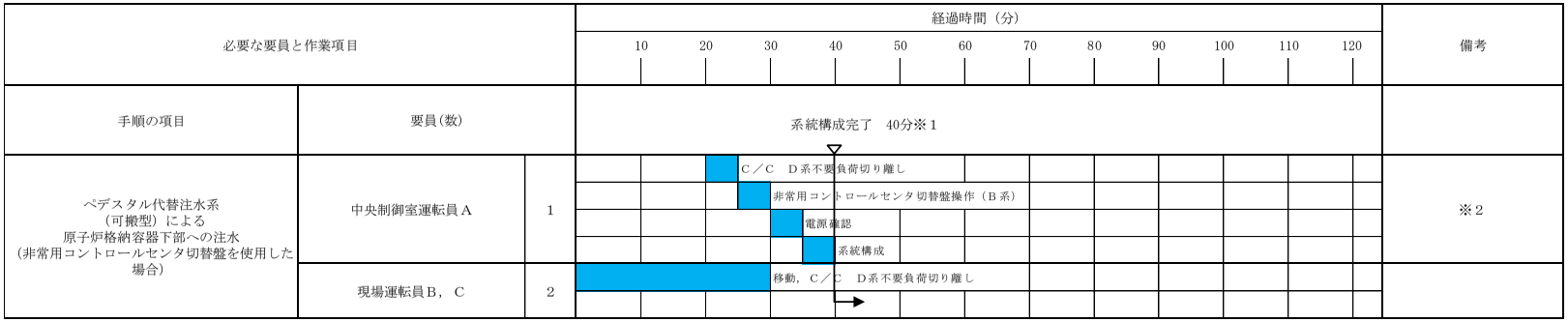
第 1.8－13 図　ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑥㉑	ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁
⑩[a] ⑬[a] ⑮[a] ㉕[a]	ＡＰＦＳ　Ａ－注水ライン流量調整弁
⑩[b] ⑬[b] ⑮[b] ㉕[b]	ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン流量調整弁
⑩[c] ⑮[c] ㉕[c]	ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン止め弁

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を示す。

第 1.8－13 図　ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）　概要図（２／２）

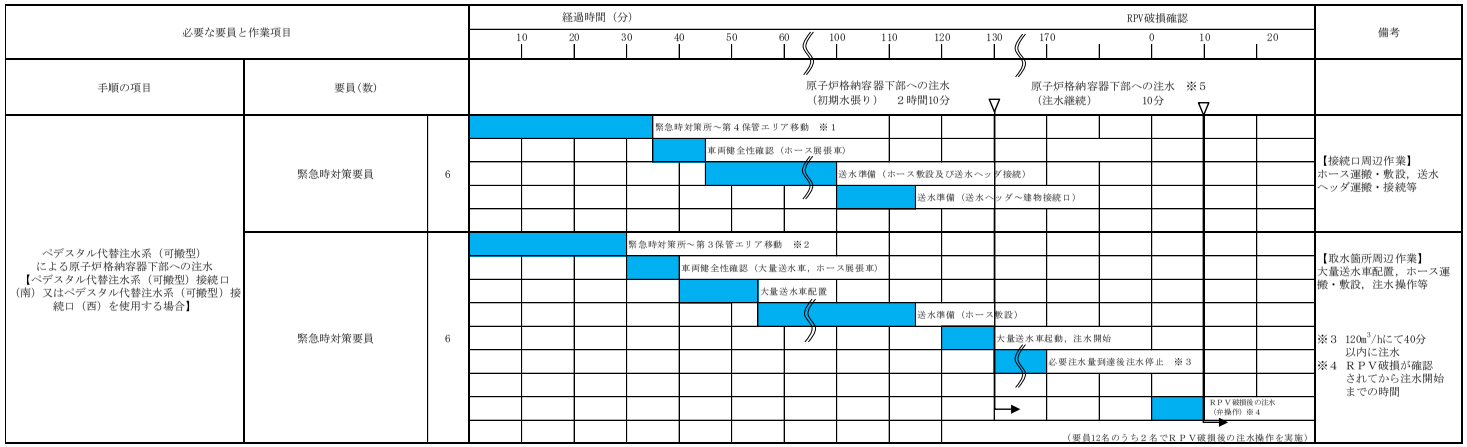


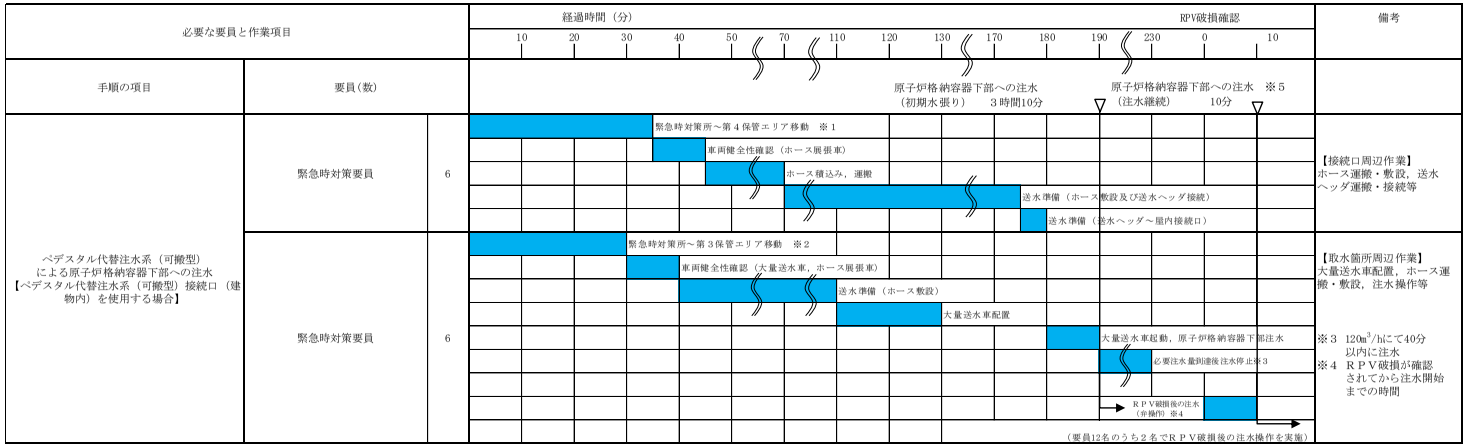


※１：ペデスタル代替注水系Ｂ系の系統構成を示す。また，ペデスタル代替注水系Ａ系による原子炉格納容器下部への注水については，ＳＡ電源切替盤を使用した場合系統構成完了まで25分以内，非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合系統構成完了まで40分以内で可能である。

※２：格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張り後，原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水をペデスタル代替注水系（可搬型）に切り替える場合は，中央制御室運転員Ａによる電源確認，系統構成を実施し，10分以内で可能である。なお，緊急時対策要員が実施する屋外でのペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作と並行して実施し，作業開始を判断してから10分以内で可能である。

第1.8－14図　ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）タイムチャート（１／２）（系統構成）



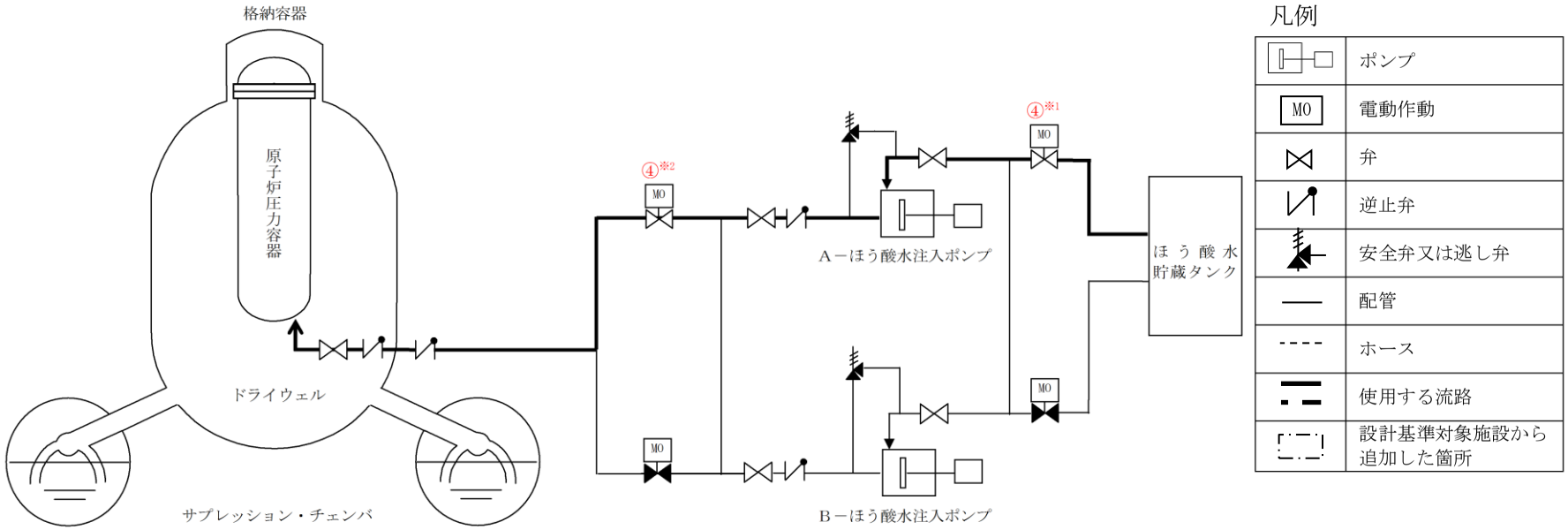


※1：第１保管エリアの可搬型設備を使用した場合は，速やかに対応できる。

※2：第２保管エリアの可搬型設備を使用した場合は，25分以内で可能である。

※5：格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への初期水張り後，原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水をペデスタル代替注水系（可搬型）に切り替える場合は，ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作のうち運転員が実施する原子炉建物での系統構成と並行して実施し，作業開始を判断してから10分以内で可能である。

第1.8－14図　ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）タイムチャート（２／２）（大量送水車による送水）

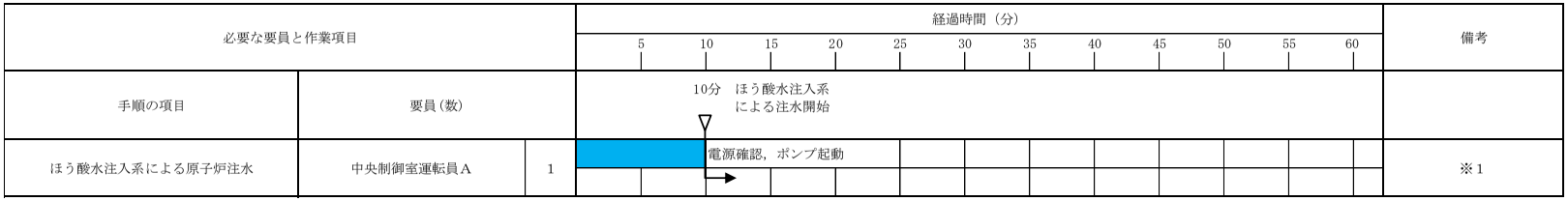


操作手順	弁名称
④※1	Ａ（Ｂ）－ＳＬＣタンク出口弁
④※2	Ａ（Ｂ）－ＳＬＣ注入弁

記載例　　○　　：操作手順番号を示す。

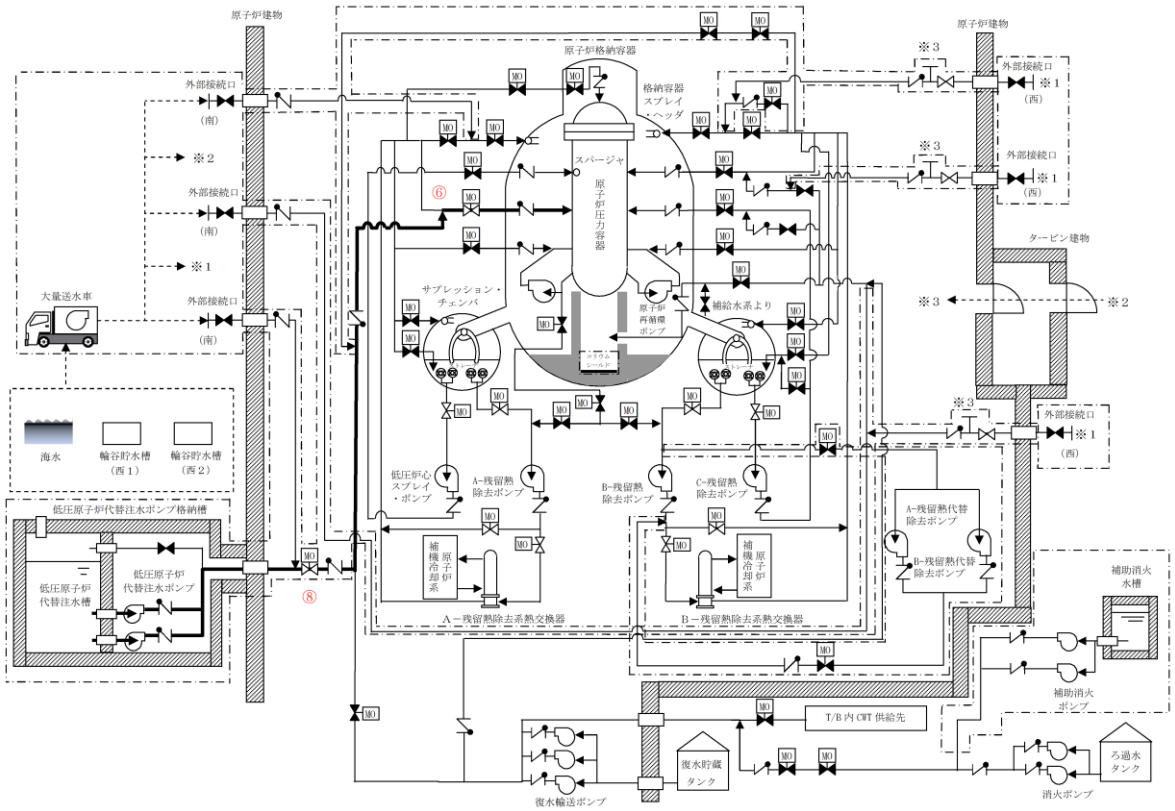
○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.8－15 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



※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10分以内で可能である。

第 1.8－16 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



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

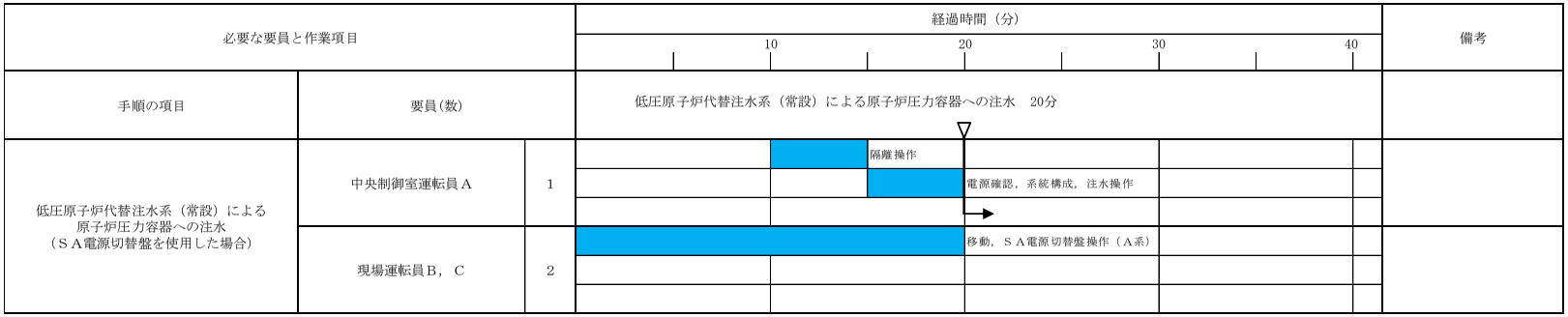
記載例　○：操作手順番号を示す。

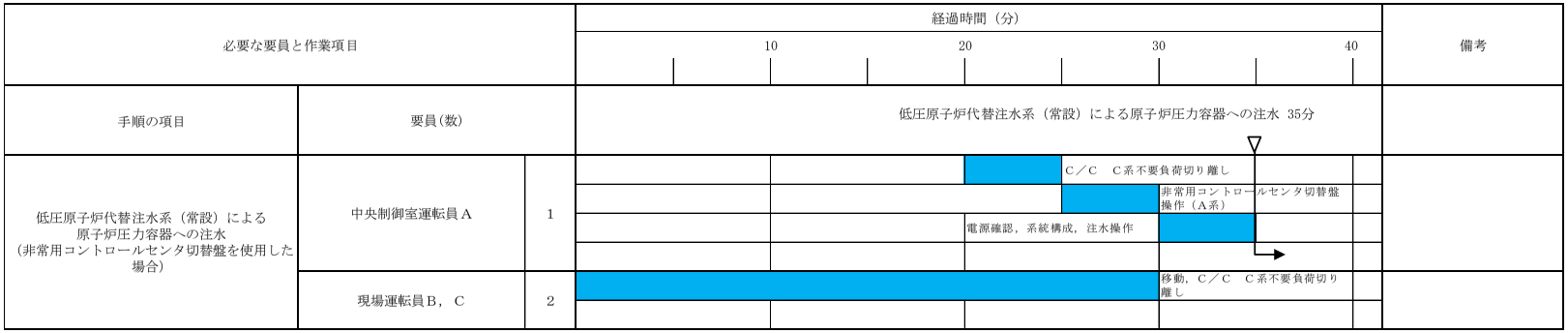
第 1.8－17 図　低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑥	Ａ－ＲＨＲ注水弁
⑧	ＦＬＳＲ注水隔離弁

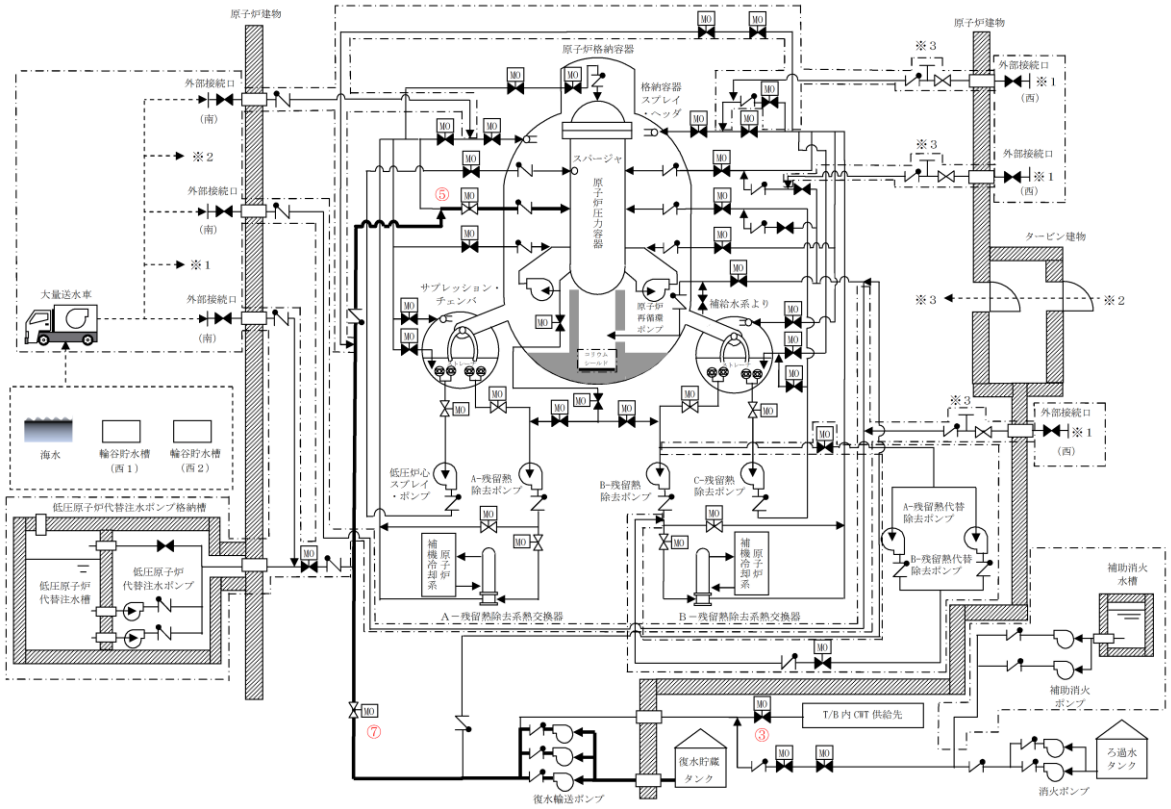
記載例　○：操作手順番号を示す。

第 1.8－17 図　低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水　概要図（２／２）





第 1.8－18 図　低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水　タイムチャート



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

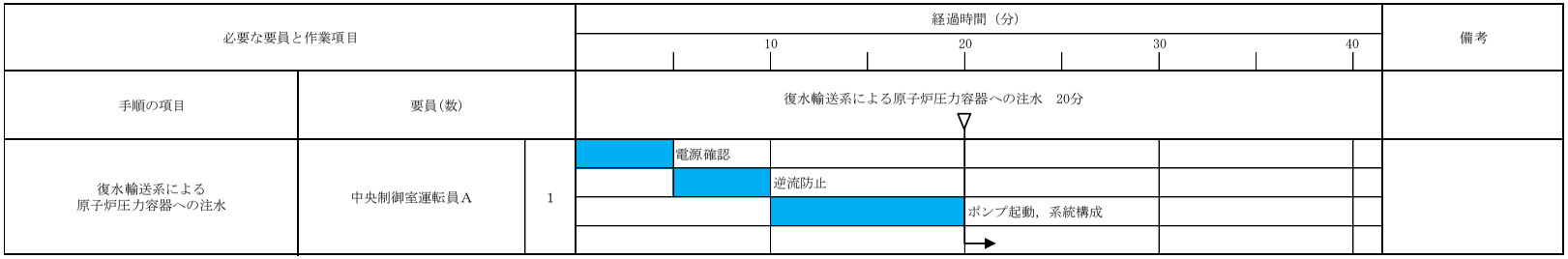
記載例　○：操作手順番号を示す。

第 1.8－19 図　復水輸送系による原子炉圧力容器への注水　概要図（１／２）

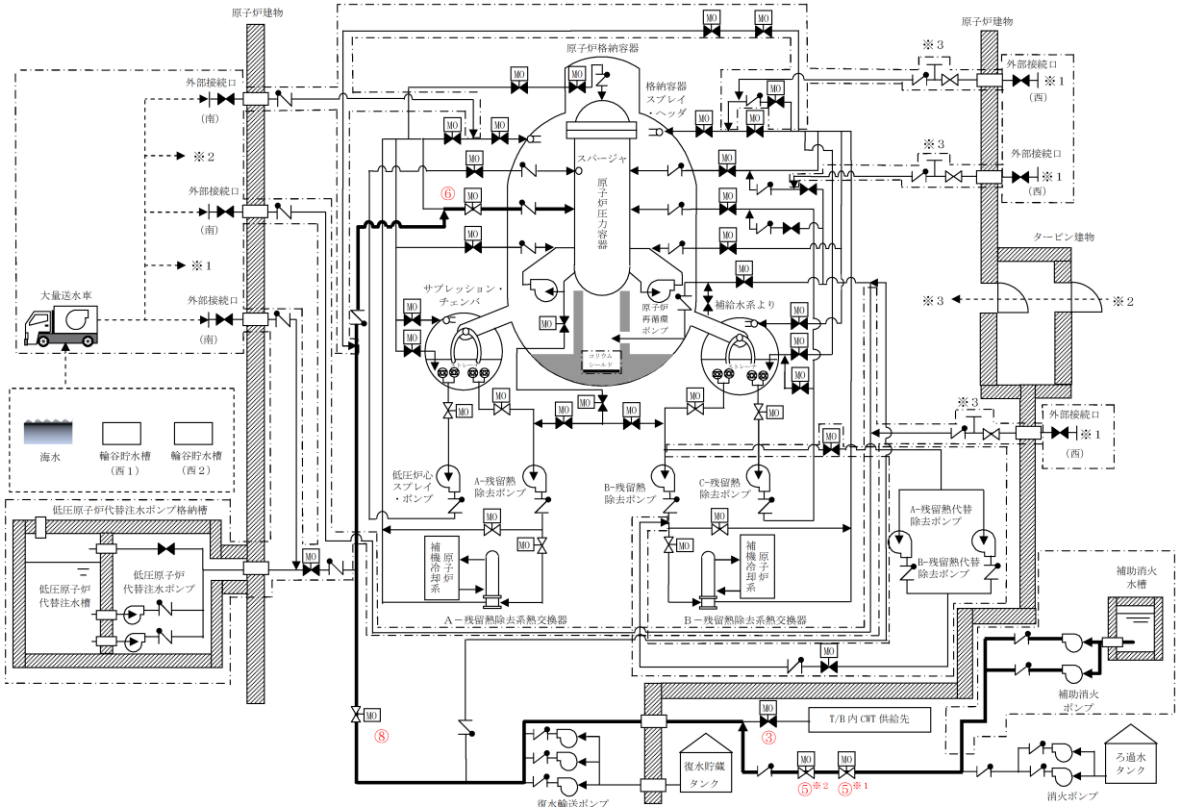
操作手順	弁名称
③	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑤	Ａ－ＲＨＲ注水弁
⑦	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁

記載例　○：操作手順番号を示す。

第 1.8－19 図　復水輸送系による原子炉圧力容器への注水　概要図（２／２）



第 1.8－20 図　復水輸送系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
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

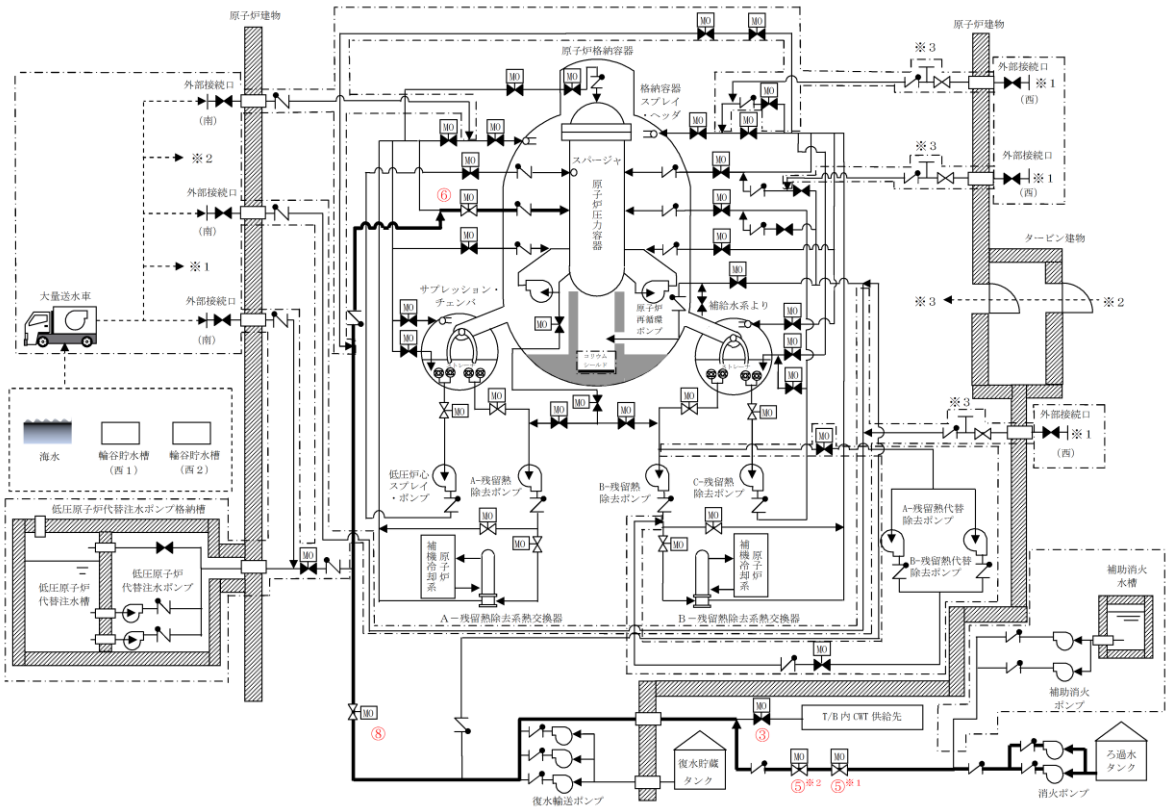
記載例　○　：操作手順番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.8－21 図　消火系による原子炉圧力容器への注水　概要図（１／４）
（補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）

操作手順	弁名称
③	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑤※1	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑤※2	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁
⑥	Ａ－ＲＨＲ注水弁
⑧	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁

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 1.8－21 図　消火系による原子炉圧力容器への注水　概要図（２／４）
（補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）



凡例

	ポンプ
MO	電動作動
	弁
	逆止弁
	外部接続口
	シングルストレーナ
	配管
	ホース
	使用する流路
	設計基準対象施設から追加した箇所

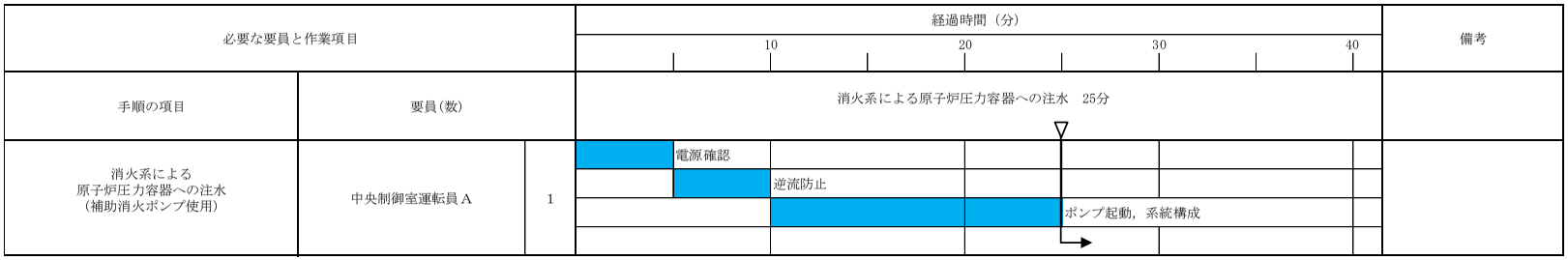
記載例　◯　　：操作手順番号を示す。
◯※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.8－21 図　消火系による原子炉圧力容器への注水　概要図（3／4）
（消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）

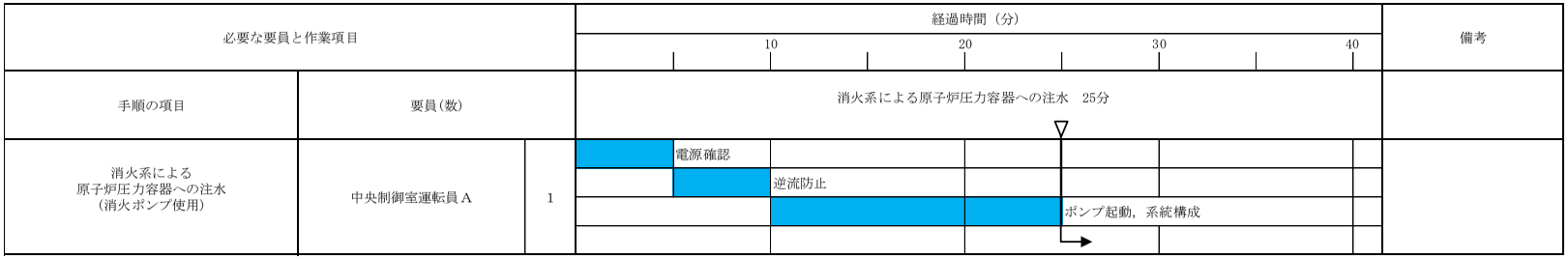
操作手順	弁名称
③	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁
⑤※1	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）
⑤※2	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁
⑥	Ａ－ＲＨＲ注水弁
⑧	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁

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 1.8－21 図　消火系による原子炉圧力容器への注水　概要図（４／４）
（消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）

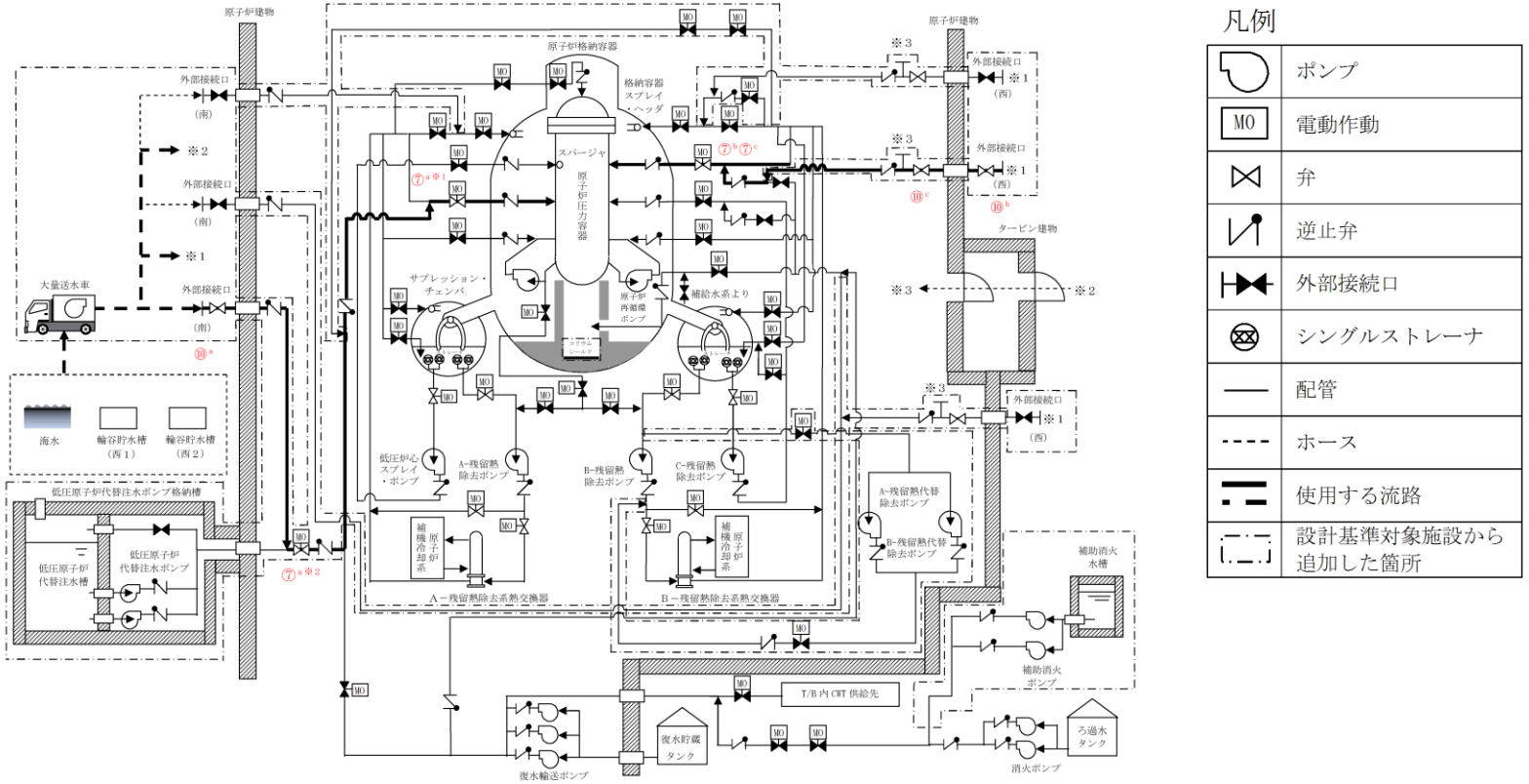


（補助消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）



（消火ポンプを使用した原子炉圧力容器への注水の場合）

第 1.8－22 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



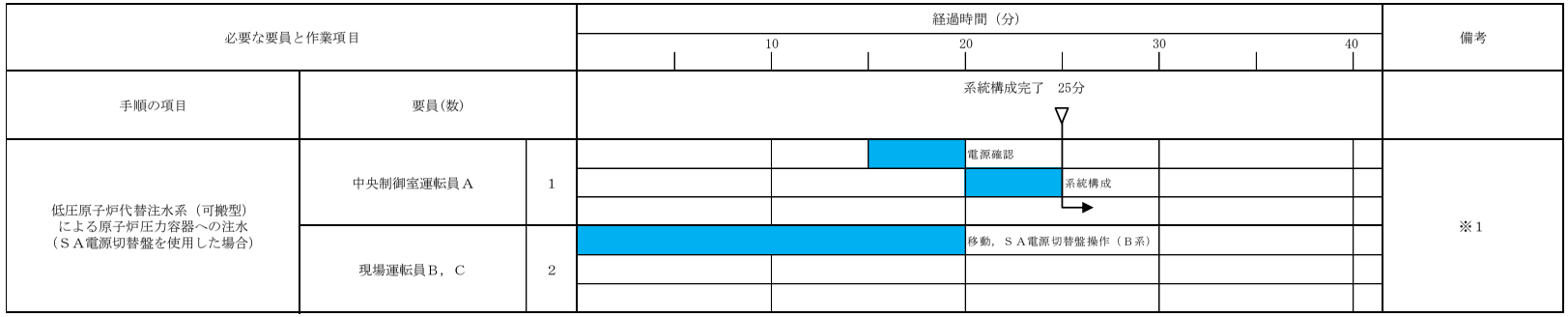
記載例　○　：操作手順番号を示す。
○ａ～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

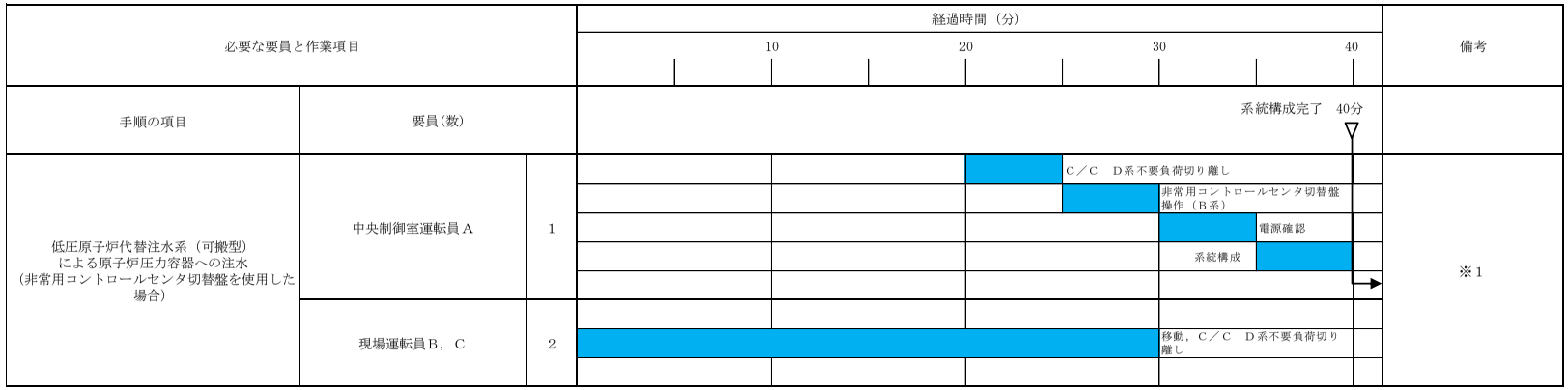
第 1.8－23 図　低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑦[a]※1	Ａ－ＲＨＲ注水弁
⑦[b]⑦[c]	Ｂ－ＲＨＲ注水弁
⑦[a]※2	ＦＬＳＲ注水隔離弁
⑩[a]	ＦＬＳＲ可搬式設備　Ａ－注水ライン流量調整弁
⑩[b]	ＦＬＳＲ可搬式設備　Ｂ－注水ライン流量調整弁
⑩[c]	ＦＬＳＲ可搬式設備　Ｂ－注水ライン止め弁

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。

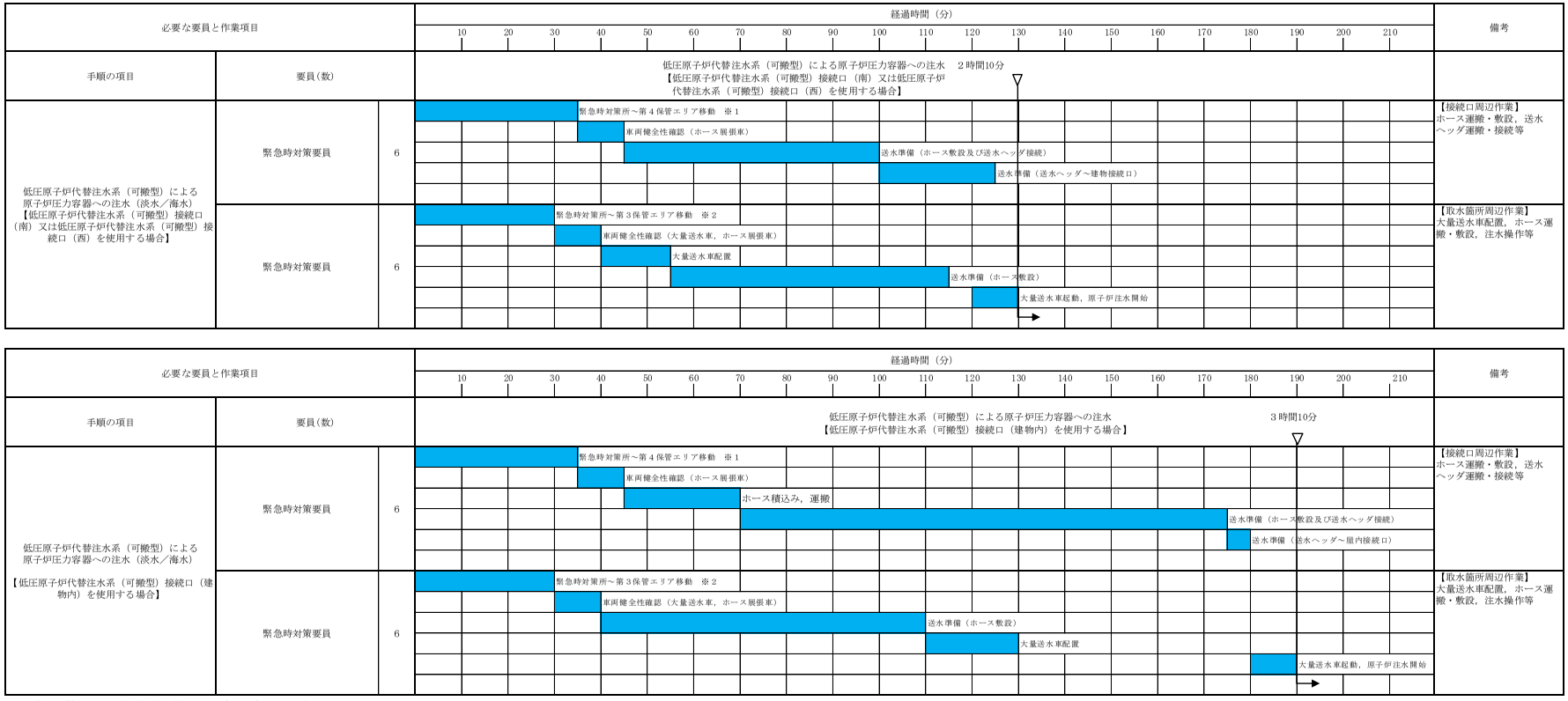
第 1.8－23 図　低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）　概要図（２／２）





※1：低圧原子炉代替注水系Ｂ系の系統構成を示す。また，低圧原子炉代替注水系Ａ系による原子炉圧力容器への注水については，ＳＡ電源切替盤を使用した場合系統構成完了まで25分以内，非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合系統構成完了まで40分以内で可能である。

第1.8－24図　低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）
タイムチャート（１／２）（系統構成）



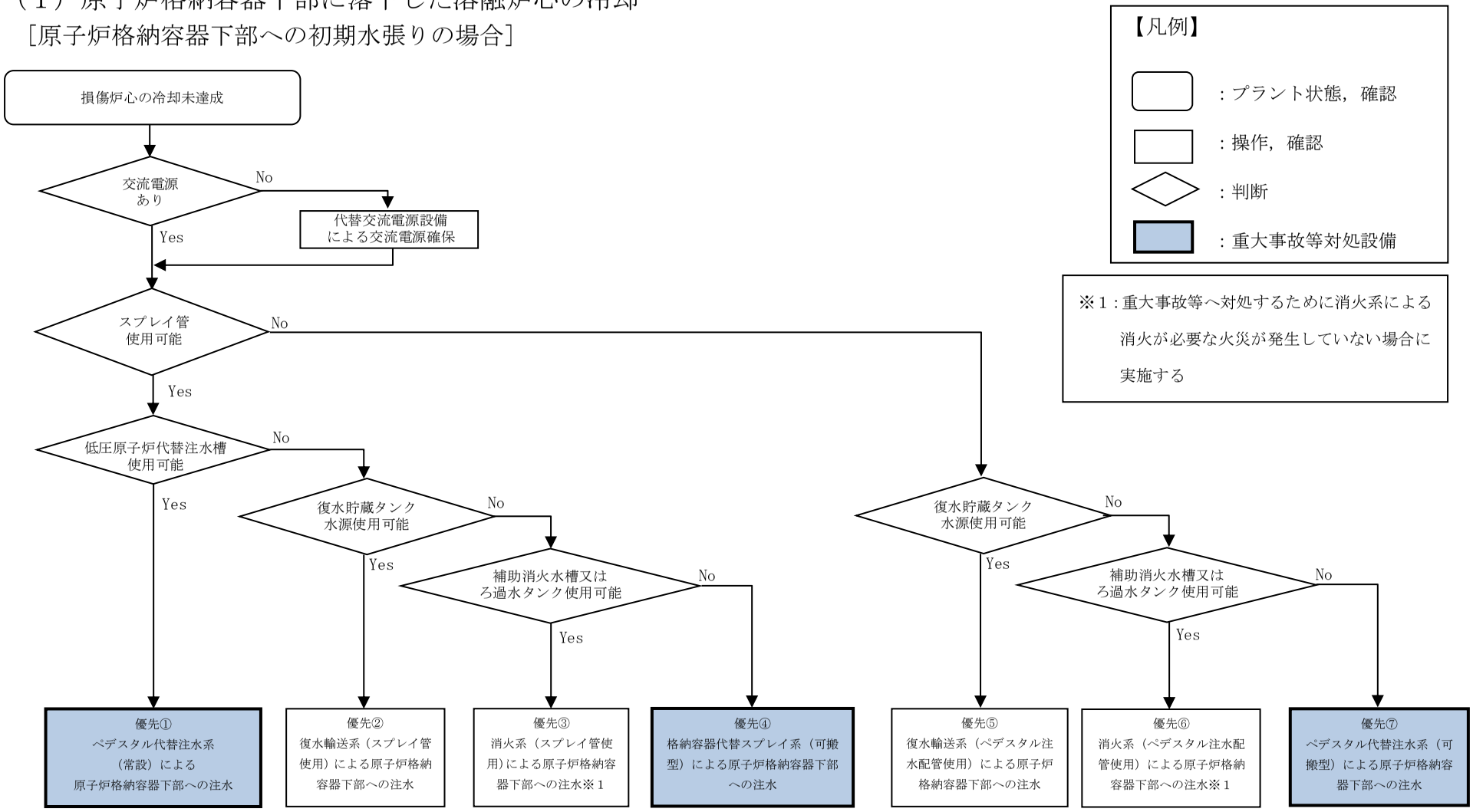
※１：第１保管エリアの可搬型設備を使用した場合は，速やかに対応できる。

※２：第２保管エリアの可搬型設備を使用した場合は，25分以内で可能である。

第 1.8－24 図　低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）
タイムチャート（２／２）（大量送水車による送水）

（１）原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

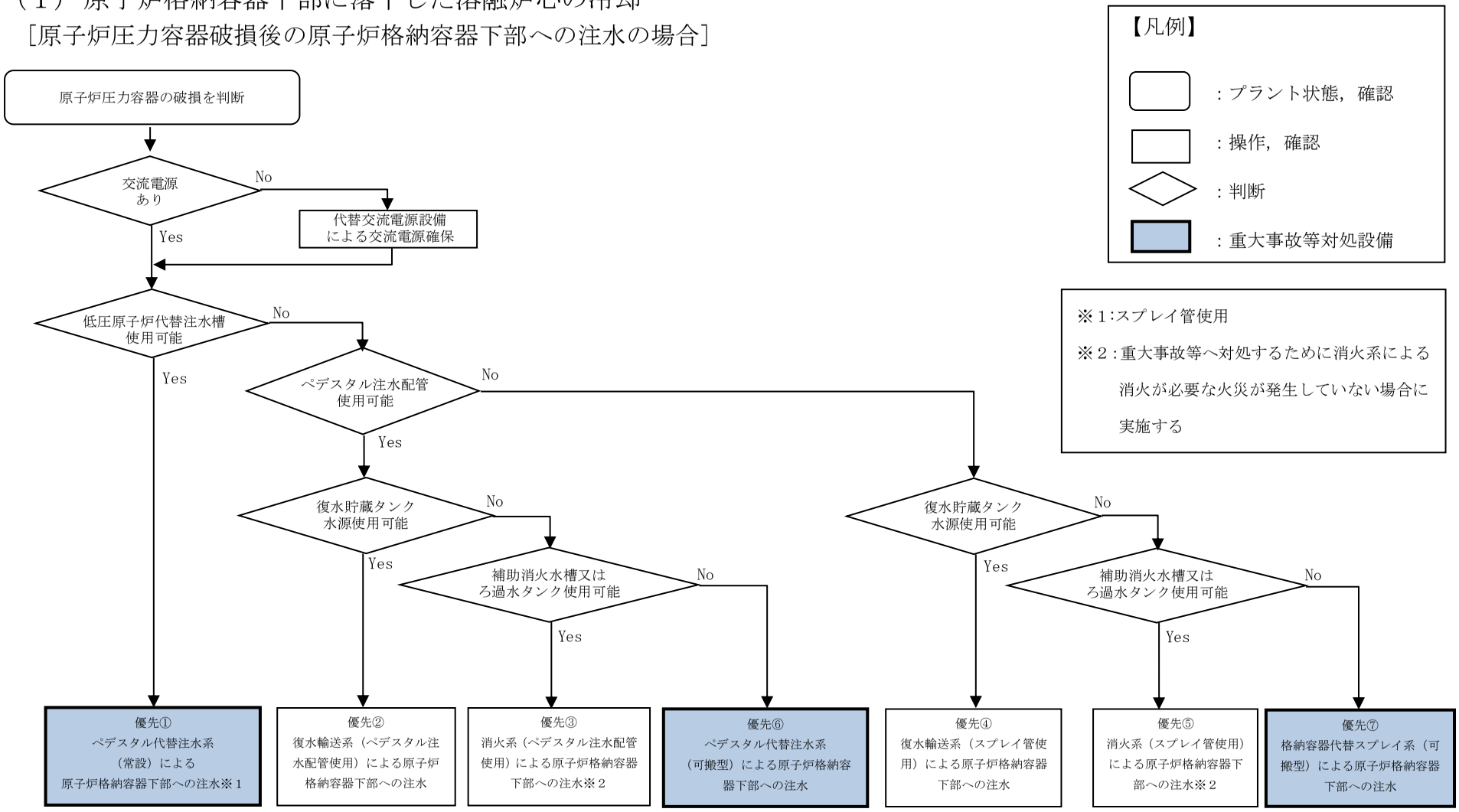
［原子炉格納容器下部への初期水張りの場合］



第 1.8－25 図　重大事故等時の対応手段選択フローチャート（１／３）

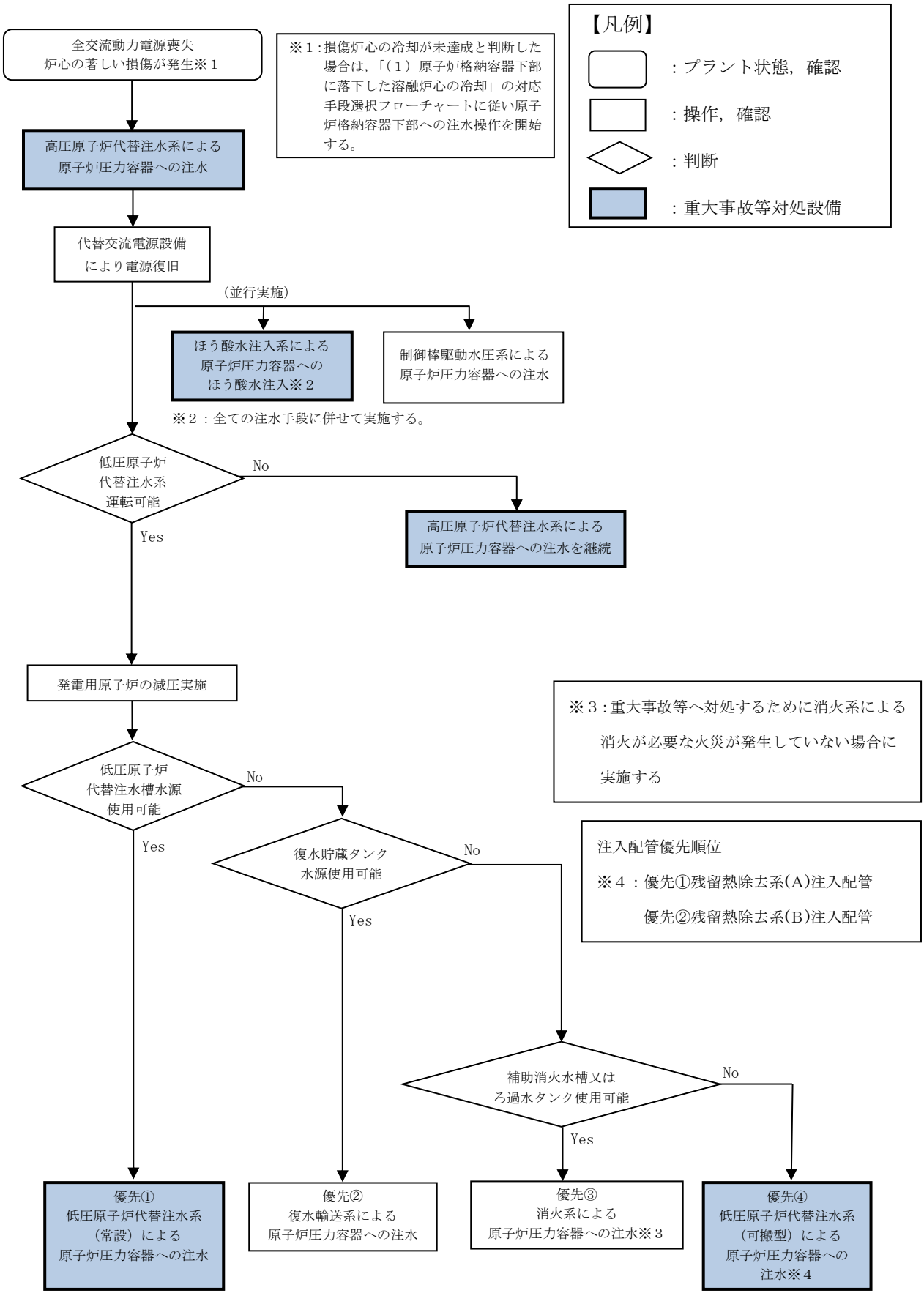
（１） 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

［原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部への注水の場合］



第 1.8－25 図　重大事故等時の対応手段選択フローチャート（２／３）

（２）溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止



第 1.8－25 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（１／５）

技術的能力審査基準（1.8）	番号	設置許可基準規則（五十一条）	技術基準規則（六十六条）	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、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。	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、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備を施設しなければならない。	④
【解釈】 １ 「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。	－	【解釈】 １ 第 51 条に規定する「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。	【解釈】 １ 第 66 条に規定する「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。	－
（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	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）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。	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。）	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。）	⑥
		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。	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。	⑦

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（２／５）

：重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に使用可能か	対応可能な人数で使用可能か	備考
ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水	復水輸送ポンプ	常設	20 分	1 名	自主対策とする理由は本文参照
	低圧原子炉代替注水槽※１	新設			復水貯蔵タンク	常設			
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	新設			復水輸送系　配管・弁	常設			
	残留熱除去系　配管・弁	既設			残留熱除去系　配管・弁	常設			
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設			格納容器スプレイ・ヘッダ	常設			
	原子炉格納容器	既設			原子炉格納容器	常設			
	常設代替交流電源設備※２	新設			常設代替交流電源設備※２	常設			
	代替所内電気設備※２	新設 既設			可搬型代替交流電源設備※２	可搬			
	コリウムシールド	新設			代替所内電気設備※２	常設			
					コリウムシールド	常設			
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	大量送水車	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	消火系による原子炉格納容器下部への注水	補助消火ポンプ	常設	25 分	1 名	自主対策とする理由は本文参照
	ホース・接続口	新設			消火ポンプ	常設			
	可搬型ストレーナ	新設			補助消火水槽	常設			
	格納容器代替スプレイ系配管・弁	新設			ろ過水タンク	常設			
	残留熱除去系配管・弁	既設			消火系　配管・弁	常設			
	格納容器スプレイ・ヘッダ	既設			復水輸送系　配管・弁	常設			
	原子炉格納容器	既設			残留熱除去系　配管・弁	常設			
	コリウムシールド	新設			格納容器スプレイ・ヘッダ	常設			
	常設代替交流電源設備※２	新設			原子炉格納容器	常設			
	燃料補給設備※２	新設			常設代替交流電源設備※２	常設			
	可搬型代替交流電源設備※２	新設			可搬型代替交流電源設備※２	可搬			
	代替所内電気設備※２	新設 既設			代替所内電気設備※２	常設			
	輪谷貯水槽（西１）※１，※３	既設			コリウムシールド	常設			
	輪谷貯水槽（西２）※１，※３	既設							
ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水	大量送水車	新設	① ② ④ ⑤ ⑥ ⑦	－	－	－	－	－	－
	ホース・接続口	新設							
	ペデスタル代替注水系　配管・弁	新設							
	復水輸送系　配管・弁	既設							
	原子炉格納容器	既設							
	常設代替交流電源設備※２	新設							
	燃料補給設備※２	新設							
	可搬型代替交流電源設備※２	新設							
	代替所内電気設備※２	新設 既設							
	コリウムシールド	新設							
	輪谷貯水槽（西１）※１，※３	既設							
	輪谷貯水槽（西２）※１，※３	既設							

※１：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※２：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（３／５）

：重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設新設	解釈対応番号	機能	機器名称	常設可搬	必要時間内に使用可能か	対応可能な人数で使用可能か	備考
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ③	復水輸送系による原子炉圧力容器への注水	復水輸送ポンプ	常設	20分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	低圧原子炉代替注水槽※1	新設			復水貯蔵タンク	常設			
	低圧原子炉代替注水系　配管・弁	新設			復水輸送系　配管・弁	常設			
	残留熱除去系　配管・弁	既設			残留熱除去系　配管・弁	常設			
	原子炉圧力容器	既設			原子炉圧力容器	常設			
	常設代替交流電源設備※2	新設			常設代替交流電源設備※2	常設			
	代替所内電気設備※2	新設 既設			可搬型代替交流電源設備※2	可搬			
					代替所内電気設備※2	常設			
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	大量送水車	新設	① ③	消火系による原子炉圧力容器への注水	補助消火ポンプ	常設	25分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	ホース・接続口	新設			消火ポンプ	常設			
	低圧原子炉代替注水系　配管・弁	新設			補助消火水槽	常設			
	残留熱除去系　配管・弁	既設			ろ過水タンク	常設			
	原子炉圧力容器	既設			消火系　配管・弁	常設			
	常設代替交流電源設備※2	新設			復水輸送系　配管・弁	常設			
	燃料補給設備※2	新設			残留熱除去系　配管・弁	常設			
	代替所内電気設備※2	新設 既設			原子炉圧力容器	常設			
	輪谷貯水槽（西１）※1，※3	既設			常設代替交流電源設備※2	常設			
	輪谷貯水槽（西２）※1，※3	既設			可搬型代替交流電源設備※2	可搬			
					代替所内電気設備※2	常設			
高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水	高圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ③	制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水	制御棒駆動水圧ポンプ	常設	15分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	サプレッション・チェンバ	既設			復水貯蔵タンク	常設			
	高圧原子炉代替注水系（蒸気系）配管・弁	新設			制御棒駆動水圧系　配管・弁	常設			
	高圧原子炉代替注水系（注水系）配管・弁	新設			原子炉圧力容器	常設			
	原子炉浄化系　配管	既設			原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系を含む。）	常設			
	原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁	既設			常設代替交流電源設備※2	常設			
	原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁	既設			代替所内電気設備※2	常設			
	残留熱除去系　配管・弁・ストレーナ	既設							
	主蒸気系　配管	既設		－	－	－	－	－	－
	給水系　配管・弁・スパージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替直流電源設備※2	新設							
	常設代替交流電源設備※2	新設							
	可搬型代替交流電源設備※2	新設							
	可搬型直流電源設備※2	新設							
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入	ほう酸水注入ポンプ	既設	① ③						
	ほう酸水貯蔵タンク	既設							
	ほう酸水注入系配管・弁	既設							
	差圧検出・ほう酸水注入系　配管（原子炉圧力容器内部）	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備※2	新設 既設							

※1：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」【解釈】１ｂ）項を満足するための代替淡水源（措置）。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（４／５）

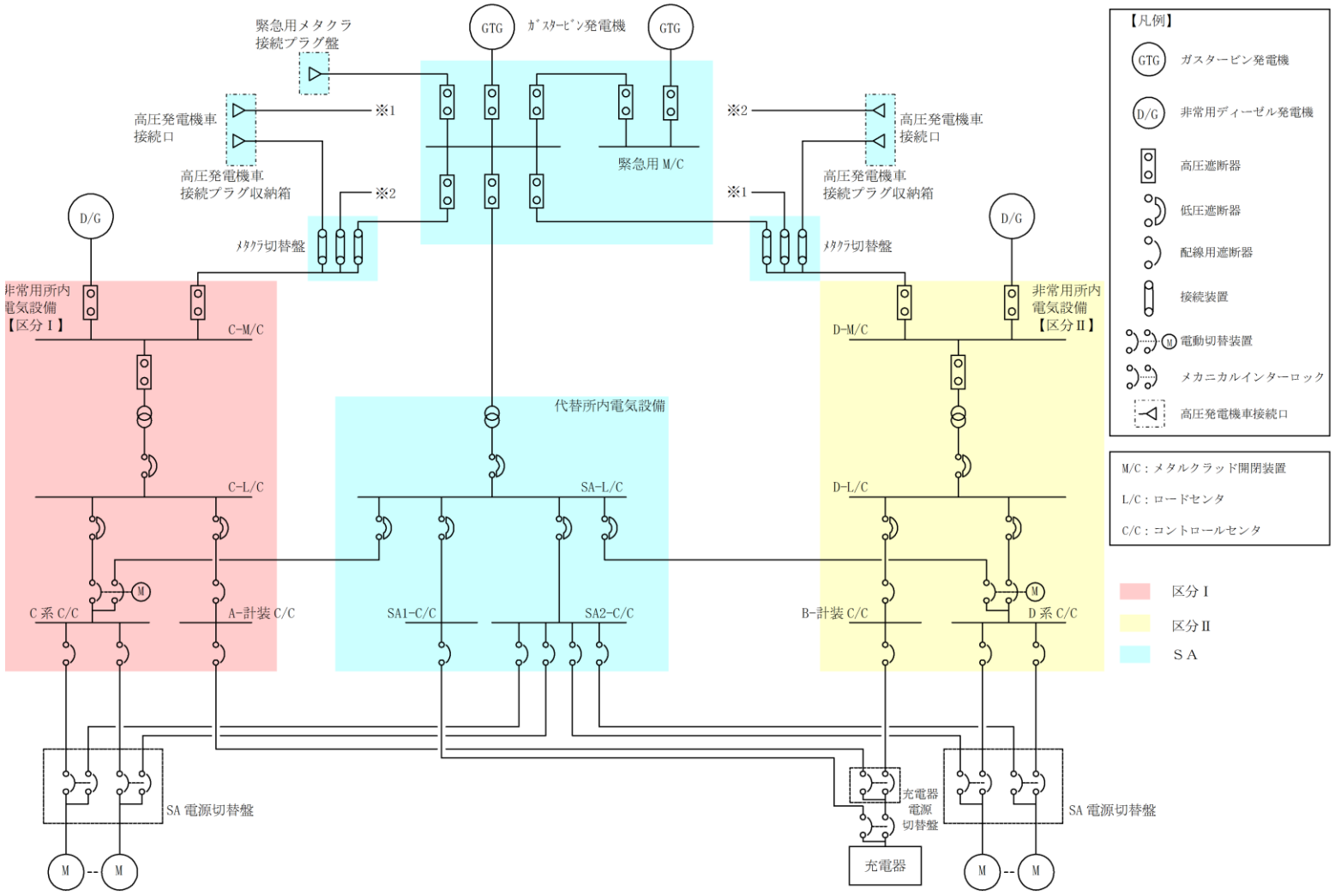
技術的能力審査基準（1.8）	適合方針
【要求事項】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器の破損を防止するため，溶融し，原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する手段として，ペデスタル代替注水系（常設），格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために必要な手順等を整備する。
【解釈】 1　「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。	－
（1）原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却 a）炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。	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ペデスタル代替注水系（常設），格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために必要な手順等を整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（５／５）

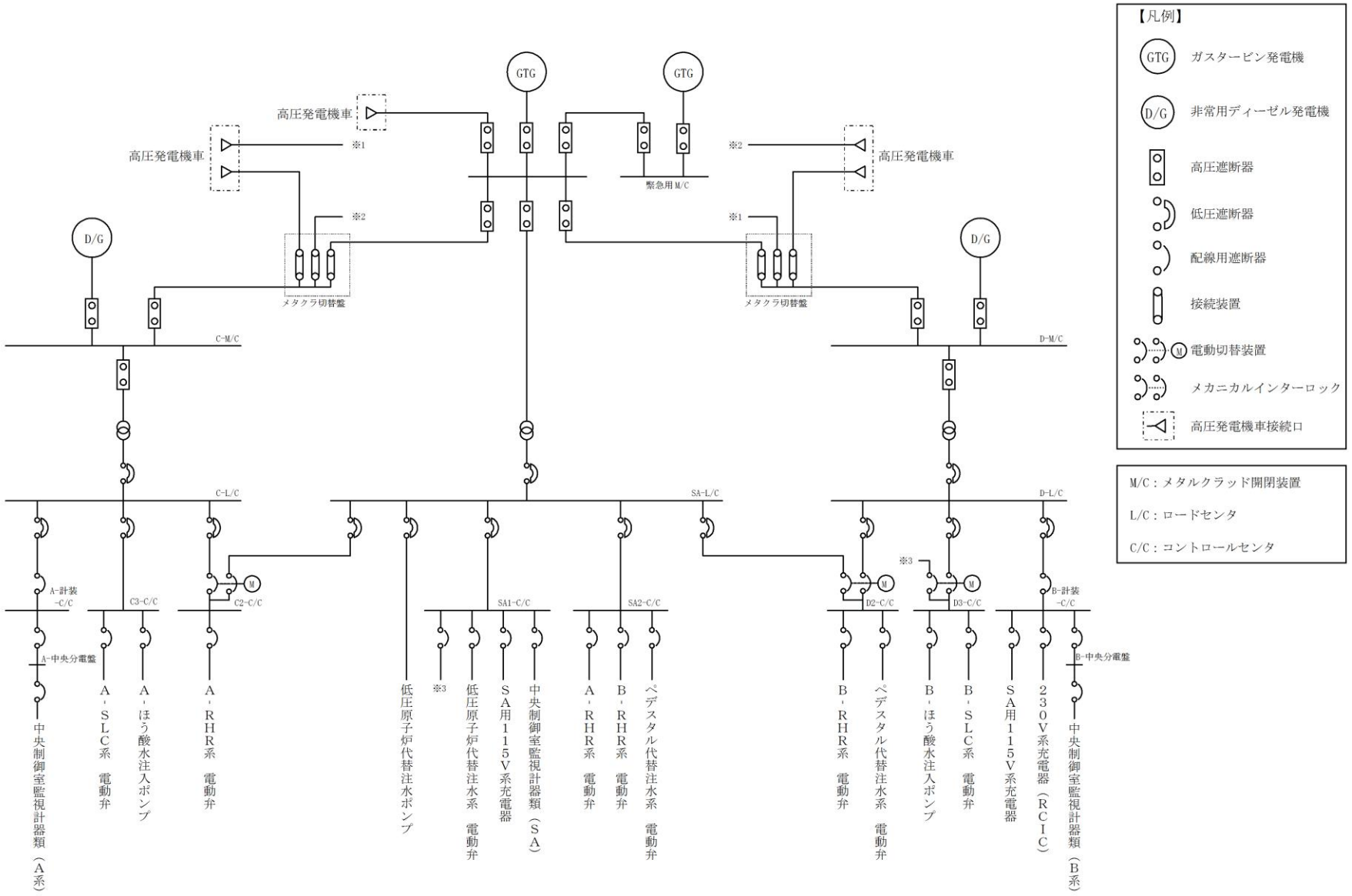
技術的能力審査基準（1.8）	適合方針
（２）溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止 ａ）溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。	炉心の著しい損傷が発生した場合において，溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段として，低圧原子炉代替注水（常設），低圧原子炉代替注水（可搬型），残留熱代替除去系，高圧原子炉代替注水系及びほう酸水注入系による原子炉圧力容器へ注水するために必要な手順等を整備する。

自主対策設備仕様

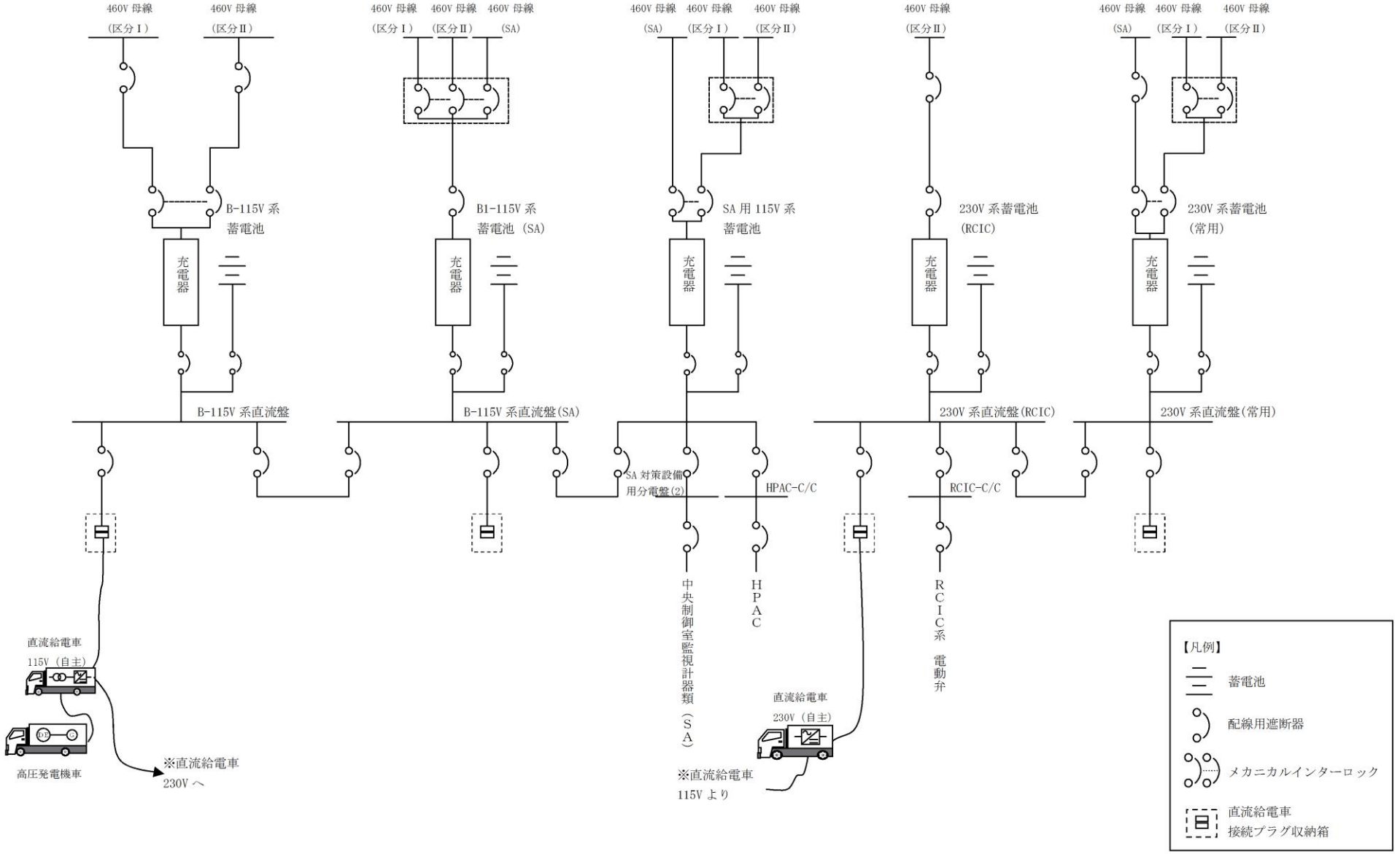
機器名称	常設／可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
補助消火ポンプ	常設	Cクラス	72 m^3／h（1台あたり）	80m	2台
消火ポンプ	常設	―	60 m^3／h（1台あたり）	60m	2台
補助消火水槽	常設	Cクラス	200 m^3	－	2基
ろ過水タンク	常設	―	3,000m^3	－	1基
復水輸送ポンプ	常設	Bクラス	85m^3／h（1台あたり）	70m	3台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	2,000m^3	－	1基
制御棒駆動水圧ポンプ	常設	Bクラス	31m^3/h	1266m	2台



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．ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水

(1) 中央制御室からのペデスタル代替注水系（常設）起動

ａ．操作概要

中央操作からのペデスタル代替注水系（常設）起動が必要な状況において，現場でのＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切り替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成を実施し，ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。

ｂ．作業場所

原子炉建物付属棟　中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

中央制御室からのペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

〈ＳＡ電源切替盤操作の場合〉

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：30 分以内（所要時間目安※1：12 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

●ポンプ起動，系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安４分
・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安３分（操作対象２弁：中央制御室）
・注水操作：所要目安時間１分（注水操作：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）：想定時間 20 分，所要時間目安８分
・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　３階）

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

〈非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合〉

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）

想定時間　　：45 分以内（所要時間目安※1：32 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要目安時間２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系），隔離操作：所要時間目安１分

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

●ポンプ起動，系統構成，スプレイ操作：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安３分（操作対象２弁：中央制御室）

・スプレイ操作：所要目安時間１分（スプレイ操作：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　中２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作：所要時間目安 21 分（原子炉建物付属棟　中２階）

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境　：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性　　：通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段　：有線式通信設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。），電力保安通信用電話設備のうち，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．復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水

(1)復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水

ａ．操作概要

復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水が必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，復水輸送ポンプにより原子炉格納容器下部に注水する。

ｂ．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

復水輸送系による原子炉格納容器下部への注水として，最長時間を要するスプレイ管を使用した場合における，中央制御室操作での系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　：20 分以内（所要時間目安※1：８分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

●バイパス流防止：想定時間５分，所要時間目安１分

・バイパス流防止操作：所要目安時間１分（操作対象１弁：中央制御室）

●ポンプ起動，系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安５分

・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安４分（操作対象２弁：中央制御室）

・注水操作：所要目安時間１分（注水操作：中央制御室）

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に操作可能である。

3. 消火系による原子炉格納容器下部への注水

(1)消火系による原子炉格納容器下部への注水

ａ．操作概要

消火系による原子炉格納容器下部への注水が必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，補助消火ポンプ又は消火ポンプにより原子炉格納容器下部に注水する。

ｂ．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

消火系による原子炉格納容器下部への注水として，スプレイ管を使用した場合における，中央制御室操作での系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　：25 分以内（所要時間目安※1：10 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

●逆流防止操作：想定時間５分，所要時間目安１分

・バイパス流防止操作：所要目安時間１分（操作対象１弁：中央制御室）

●ポンプ起動，系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安７分

・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安６分（操作対象４弁：中央制御室）

・注水操作：所要目安時間１分（注水操作：中央制御室）

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に操作可能である。

4. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）

(1) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車による送水（淡水／海水）

ａ．操作概要

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器下部に送水する。

ｂ．作業場所

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】

屋外（原子炉建物南側周辺，原子炉建物西側周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺）

【格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)】

屋外（タービン建物大物搬入口周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺），原子炉建物付属棟 １階（非管理区域）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

（ａ）格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（南）を使用する場合

最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：2 時間 10 分以内（所要時間目安※1：１時間 41 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 55 分，所要時間目安 34 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第４保管エリア～原子炉建物西側法面）

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）

●送水準備（送水ヘッダ～屋内接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分

・送水準備：所要時間目安 15 分（送水ヘッダ～原子炉建物南側接続口）

・系統構成：所要時間目安６分（操作対象２弁：原子炉建物南側接続口周辺）

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動:想定時間 30 分,所要時間目安 28　分

・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

・大量送水車配置：所要時間目安８分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間，所要時間目安 37 分

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２），原子炉建物西側法面）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺）

●大量送水車起動，原子炉格納容器下部注水：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・大量送水車起動，原子炉格納容器下部注水：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

（ｂ）格納容器代替スプレイ系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）を使用する場合

最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：３時間 10 分以内（所要時間目安※１：２時間 46 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物付属棟　１階（非管理区域）作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●ホース積込み，運搬：想定時間 25 分，所要時間目安 25 分

・ホース積込み：所要時間目安 15 分（第４保管エリア）

・運搬：所要時間目安 10 分（移動経路：第４保管エリア～タービン大物搬入口）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間１時間 45 分，所要時間目安１時間 30 分

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安１時間 30 分（タービン建物大物搬入口～原子炉建物付属棟１階（非管理区域））

●送水準備（送水ヘッダ～屋内接続口）：想定時間５分，所要時間目安５分

・送水ヘッダ設定，系統構成：所要時間目安５分（原子炉建物付属棟１階（非管理区域））

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺，タービン建物大物搬入口周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分

・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間 10 分，所要時間目安１時間９分

・大型ホース展張車移動：所要時間目安５分（移動経路：第３保管エリア～タービン建物大物搬入口）

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 64 分（タービン建物大物搬入口～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●大量送水車配置，送水準備：想定時間 20 分，所要時間目安 17 分

・大量送水車配置：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

・ハッチ開放，水中ポンプ投入：所要時間目安８分

・吐出ラインホース接続：５分

●大量送水車起動，原子炉格納容器下部注水：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・大量送水車起動，原子炉格納容器下部注水：所要時間目安４分

d．操作の成立性について

作業環境：車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，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，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，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　：格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能である。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），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。



ホース接続作業（昼間）



水中ポンプ設置準備（夜間）



ポンプ起動操作（夜間）

(2) 系統構成

a．操作概要

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水が必要な状況において，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切り替えを実施する。また，中央制御室からの操作による系統構成を実施し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器下部へ注水する。

b．作業場所

原子炉建物付属棟　中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：25 分以内（所要時間目安※2：10 分）

※２：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）
●系統構成：想定時間５分，所要時間目安１分
・系統構成：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作：想定時間 20 分，所要時間目安９分
・移動：所要時間目安６分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟３階）
・ＳＡ電源切替操作：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟　３階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：40 分以内（所要時間目安※2：30 分）

※２：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間５分，所要時間目安１分

・系統構成：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟中２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であり，容易に操作可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服)を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性　：通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。），電力保安通信用電話設備のうち，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。

5．ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水（淡水／海水）

(1)ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水（淡水／海水）

ａ．操作概要

ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水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，ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器下部に送水する。

ｂ．作業場所

【ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南）又はペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】

屋外（原子炉建物南側周辺，原子炉建物西側周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺）

【ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物大物搬入口周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺），原子炉建物付属棟 １階（非管理区域）

ｃ．必要要員数及び想定時間

ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

(a) ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用する場合

最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　：２時間 10 分以内（所要時間目安※1：１時間 41 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 55 分，所要時間目安 34 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第４保管エリア～原子炉建物西側法面）

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）

●送水準備（送水ヘッダ～原子炉建物南側接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分

・送水準備：所要時間目安 15 分（送水ヘッダ～原子炉建物南側接続口）

・系統構成：所要時間目安６分（操作対象２弁：原子炉建物南側接続口周辺）

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分

・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

・大量送水車配置：所要時間目安８分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間，所要時間目安 37 分

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２），原子炉建物西側法面）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺）

●大量送水車起動，原子炉格納容器下部注水開始：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・大量送水車起動，原子炉格納容器下部注水開始：所要時間目安 10 分
（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

(b)　ペデスタル代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）を使用する場合

最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：３時間 10 分以内（所要時間目安※１：２時間 46 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物付属棟　１階（非管理区域）作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●ホース積込み，運搬：想定時間 25 分，所要時間目安 25 分

・ホース積込み：所要時間目安 15 分（第４保管エリア）

・運搬：所要時間目安 10 分（移動経路：第４保管エリア～タービン大物搬入口）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間１時間 45 分，所要時間目安１時間 30 分

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安１時間 30 分（タービン建物大物搬入口～原子炉建物付属棟１階（非管理区域））

●送水準備（送水ヘッダ～屋内接続口）：想定時間５分，所要時間目安５分

・送水ヘッダ設定，系統構成：所要時間目安５分（原子炉建物付属棟１階（非管理区域））

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺，タービン建物大物搬入口周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分

・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間 10 分，所要時間目安１時間９分

・大型ホース展張車移動：所要時間目安５分（移動経路：第３保管エリア～タービン建物大物搬入口）

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 64 分（タービン建物大物搬入口～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●大量送水車配置，送水準備：想定時間 20 分，所要時間目安 17 分

・大量送水車配置：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

・ハッチ開放，水中ポンプ投入：所要時間目安８分

・吐出ラインホース接続：５分

●大量送水車起動，原子炉格納容器下部注水：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・大量送水車起動，原子炉格納容器下部注水：所要時間目安 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・ヘッドライト及び懐中電灯により，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，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，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　　：ペデスタル代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，十分な作業スペースを確保していることから，容易に実施可能である。

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



ホース接続作業（昼間）



水中ポンプ設置準備（夜間）



ポンプ起動操作（夜間）

(2) 系統構成

a．操作概要

ペデスタル代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水が必要な状況において，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切り替えを実施する。また，中央制御室からの操作による系統構成を実施し，ペデスタル代替スプレイ系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉格納容器下部へ注水する。

b．作業場所

原子炉建物付属棟　中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

ペデスタル代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：25 分以内（所要時間目安※2：10 分）
※２：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）
●系統構成：想定時間５分，所要時間目安１分
・系統構成：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作：想定時間 20 分，所要時間目安９分
・移動：所要時間目安６分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　３階）
・ＳＡ電源切替操作：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟　３階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：40 分以内（所要時間目安※2：30 分）
※２：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間５分，所要時間目安１分

・系統構成：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　中２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であり，容易に操作可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性　：通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段：有線式通信設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。），電力保安通信用電話設備のうち，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。

6. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入

(1) 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

a．操作概要

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注水が必要な状況において，中央制御室操作により系統構成を実施し，ほう酸水注入系により原子炉圧力容器にほう酸水を注入する。

b．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

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要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　：10 分以内（所要時間目安※1：４分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認，ポンプ起動：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

・ポンプ起動：所要時間目安２分（ポンプ起動：中央制御室）

d．操作の成立性について

（a）中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に操作可能である。

7. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

(1) 中央制御室からの低圧原子炉代替注水系（常設）起動

a．操作概要

中央操作からの低圧原子炉代替注水系（常設）起動が必要な状況において，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切り替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成を実施し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水を実施する。

b．作業場所

原子炉建物付属棟　中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

中央制御室からの低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：20 分以内（所要時間目安※1：８分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●隔離操作：想定時間５分，所要時間目安３分※2

・隔離操作：所要時間目安３分※2（操作対象７弁：中央制御室）

※２：隔離操作は，原子炉冷却材喪失事象が確認された場合のみ隔離操作を実施する。

●電源確認，系統構成，注水操作：想定時間５分，所要時間目安５分

・電源確認，系統構成，注水操作：所要時間目安５分（操作対象２弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）：想定時間 20 分，所要時間目安８分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　３階）

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

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）

想定時間　　：35 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●隔離操作：想定時間５分，所要時間目安３分※2

・隔離操作：所要時間目安３分※2（操作対象弁７弁：中央制御室）

※２：隔離操作は，原子炉冷却材喪失事象が確認された場合のみ隔離操作を実施する。

●Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系），隔離操作：所要時間目安３分※2（操作対象７弁：中央制御室）

●電源確認，系統構成，注水操作：想定時間５分，所要時間目安５分

・電源確認，系統構成，注水操作：所要時間目安５分（操作対象２弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　中２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要時間目安 21 分（原子炉建物付属棟　中２階）

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配

備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性　：通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段：所内通信連絡設備（警報装置を含む。），電力保安通信用電話設備，有線式通信設備のうち，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。

8. 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水

(1) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水

a．操作概要

復水輸送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，中央制御室操作により系統構成を実施し，復水輸送系ポンプにより原子炉圧力容器に注水する。

b．作業場所

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

復水輸送系による原子炉圧力容器への注水における，中央制御室操作での系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　：20 分以内（所要時間目安※1：７分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

●逆流防止操作：想定時間５分，所要時間目安１分

・バイパス流防止操作：所要目安時間１分（操作対象１弁：中央制御室）

●ポンプ起動，系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安３分（操作対象２弁：中央制御室）

・弁操作，注水開始：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

d．操作の成立性について

(a) 中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に操作可能である。

9. 消火系による原子炉圧力容器への注水

(1)　消火系による原子炉圧力容器への注水

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，中央制御室操作により系統構成を実施し，補助消火ポンプ又は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

制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

c．必要要員数及び想定時間

消火系による原子炉圧力容器への注水における，中央制御室操作での系統構成に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　：25 分以内（所要時間目安※1：９分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分

・電源確認：所要目安時間２分（電源確認：中央制御室）

●バイパス流防止操作：想定時間５分，所要時間目安１分

・バイパス流防止操作：所要目安時間１分（操作対象１弁：中央制御室）

●ポンプ起動，系統構成：想定時間 15 分，所要時間目安６分

・ポンプ起動，系統構成：所要時間目安５分（操作対象３弁：中央制御室）

・注水操作：所要目安時間１分（注水操作：中央制御室）

d．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に操作可能である。

10. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）

(1) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水準備及び送水

a．操作概要

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において，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，低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉圧力容器に送水する。

b．作業場所

【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】

屋外（原子炉建物南側周辺，原子炉建物西側周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺）

【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物大物搬入口周辺，取水箇所（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））周辺），原子炉建物付属棟　１階（非管理区域）

c．必要要員数及び想定時間

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

（a）低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用する場合

最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：２時間 10 分以内（所要時間目安※1：１時間 41 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物南側接続口周辺作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間 55 分，所要

時間目安 34 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第４保管エリア～原子炉建物西側法面）

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安 30 分（原子炉建物西側法面，原子炉建物南側接続口周辺）

●送水準備（送水ヘッダ～建物接続口）：想定時間 25 分，所要時間目安 21 分

・送水準備：所要時間目安 15 分（送水ヘッダ～原子炉建物南側接続口）

・系統構成：所要時間目安６分（操作対象２弁：原子炉建物南側接続口周辺）

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺，原子炉建物西側法面周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分

・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●大量送水車配置：想定時間 15 分，所要時間目安 12 分

・移動：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

・大量送水車配置：所要時間目安８分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間，所要時間目安 37 分

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 32 分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２），原子炉建物西側法面）

・移動：所要時間目安５分（移動経路：原子炉建物西側法面～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺）

●大量送水車起動，原子炉注水開始：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・大量送水車起動，原子炉注水開始：所要時間目安 10 分（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

（ｂ）低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

最長時間を要する第４保管エリア，第３保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）を使用した送水に必要な要員

数，想定時間は以下のとおり。

必要要員数　：12 名（緊急時対策要員 12 名）

想定時間　　：３時間 10 分以内（所要時間目安※1：２時間 46 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員６名】（原子炉建物付属棟　１階（非管理区域）作業）

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●ホース積込み，運搬：想定時間 25 分，所要時間目安 25 分

・ホース積込み：所要時間目安 15 分（第４保管エリア）

・運搬：所要時間目安 10 分（移動経路：第４保管エリア～タービン建物大物搬入口）

●送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：想定時間１時間 45 分，所要時間目安１時間 30 分

・送水準備（ホース敷設及び送水ヘッダ接続）：所要時間目安１時間 30 分（タービン建物大物搬入口～原子炉建物付属棟１階（非管理区域））

●送水準備（送水ヘッダ～建物接続口）：想定時間５分，所要時間目安５分

・送水ヘッダ設定，系統構成：所要時間目安５分（原子炉建物付属棟１階（非管理区域））

【緊急時対策要員６名】（輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）周辺，タービン建物大物搬入口周辺作業）

●緊急時対策所～第３保管エリア移動：想定時間 30 分，所要時間目安 28 分

・移動：所要時間目安 28 分（移動経路：緊急時対策所～第３保管エリア）

●車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（大量送水車，ホース展張車）：所要時間目安 10 分（第３保管エリア）

●送水準備（ホース敷設）：想定時間１時間 10 分，所要時間目安１時間

9分

・大型ホース展張車移動：所要時間目安５分（移動経路：第３保管エリア～タービン建物大物搬入口）

・送水準備（ホース敷設）：所要時間目安 64 分（タービン建物大物搬入口～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

●大量送水車配置，送水準備：想定時間 20 分，所要時間目安 17 分

・大量送水車配置：所要時間目安４分（移動経路：第３保管エリア～輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２））

・ハッチ開放，水中ポンプ投入：所要時間目安８分

・吐出ラインホース接続：所要時間目安５分

●大量送水車起動，原子炉注水開始：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・大量送水車起動，原子炉注水開始：所要時間目安４分

d．操作の成立性について

作業環境　：車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により，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，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を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，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，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　　：低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車からのホースの接続は，汎用の結合金具であり，容易に実施可能である。また，作業エリア周辺には，支障となる設備は無く，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），無線通信設備（固定型，携帯型），電力保安通信用電話設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。）のうち，使用可能な設備により，緊急時対策本部との連絡が可能である。



ホース接続作業（昼間）



水中ポンプ設置準備（夜間）



ポンプ起動操作（夜間）

(2)　系統構成

ａ．操作概要

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切り替えを実施する。また，中央制御室からの操作による系統構成を実施し，低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉圧力容器に注水する。

ｂ．作業場所

原子炉建物付属棟　中２階（非管理区域）
原子炉建物付属棟　３階（非管理区域）
制御室建物　４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：25 分以内（所要時間目安※2：10 分）

※２：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安２分
・電源確認：所要時間目安２分（電源確認：中央制御室）
●系統構成：想定時間５分，所要時間目安１分
・系統構成：所要時間目安１分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，ＳＡ電源切替操作（Ｂ系）：想定時間 20 分，所要時間目安９分
・移動：所要時間目安６分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　３階）
・ＳＡ電源切替操作（Ｂ系）：所要時間目安３分（電源切替操作：原子炉建物付属棟　３階）

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

必要要員数　：３名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名）
想定時間　　：40 分以内（所要時間目安※2：30 分）

※２：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分

・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分

●電源確認，系統構成，注水操作：想定時間５分，所要時間目安３分

・電源確認，系統構成，注水操作：所要時間目安３分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作：想定時間 30 分，所要時間目安 27 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟　中２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安 22 分（原子炉建物付属棟　中２階）

ｄ．操作の成立性について

（ａ）中央制御室操作

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

操作性　：操作スイッチによる操作であり，容易に操作可能である。

（ｂ）現場操作

作業環境　：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服)を着用又は携行して作業を行う。

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

操作性　　：通常の受電操作であるため，容易に実施可能である。

連絡手段　：有線式通信設備，所内通信連絡設備（警報装置を含む。），電力保安通信用電話設備のうち，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

炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

島根原子力発電所２号炉では，炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し，原子炉圧力容器(以下「ＲＰＶ」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に，運転員による対応を，事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「ＳＯＰ」という。)に定めている。このため，有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はＳＯＰに従ったものとなっている。

ＳＯＰには，炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており，対応の優先順位等についても定めている。このため，想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが，ここでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況を場合分けし，それらについてＳＯＰによる対応が可能であることを確認する。ＳＯＰの対応フローを第１図に示す。また，原子炉格納容器の構造図を第２図に示す。

1.　各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち，格納容器先行破損の炉心損傷モード※1を除くと，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ），ＬＯＣＡが抽出される。

このうち，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ）は，炉心損傷の時点でＲＰＶが健全であり，ＲＰＶ内の原子炉冷却材はＳＲＶを通じてサプレッション・チェンバ（以下「Ｓ／Ｃ」という。）に放出されている点で，炉心損傷の時点でのＲＰＶの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。ＴＱＵＶ，ＴＢＰは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていることに対し，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤでは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていないが，ＳＯＰにおいて，原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の 20%上の位置でＲＰＶを減圧する手順としていることから，その後は同じ対応となる。

一方ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ後の注水失敗による炉心損傷）は，炉心損傷の時点でＲＰＶバウンダリ機能を喪失しており，ＲＰＶ内の原子炉冷却材がドライウェル（以下「Ｄ／Ｗ」という。）に直接放出される炉心損傷モードである。このため，炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力，温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが，各々のパラメータに応じた運転操作がＳＯＰに定められており，対応は可能である。

※1　格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合，炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから，ＳＯＰに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え，ここでの考察から除外した。しかしながら，現実的にはＳＯＰ に準じ，注水及び除熱を試みるものと考えられる。

また，ＬＯＣＡが発生し，Ｄ／Ｗに放出された原子炉冷却材は原子炉格納容器下部に流入し，原子炉格納容器下部に水位が形成されると考えられる。

炉心損傷後の手順として，ＲＰＶの破損及び原子炉格納容器下部への溶融炉心落下に備えた原子炉格納容器下部への注水を定めており，ペデスタル水位が2.4m（注水量225m^3）に到達していることを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。先述のとおり，ＬＯＣＡの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの，どの炉心損傷モードを経た場合であってもペデスタル水位計にて水位2.4mを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

溶融炉心落下時の原子炉格納容器下部の水位は，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉外ＦＣＩ」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）への対応を考慮し，2.4m相当としている。しかしながら，仮にペデスタル水位が2.4mより高い場合であっても，炉外ＦＣＩやＭＣＣＩによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認※2している。

以上より，いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもＳＯＰによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

2.　注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については，ＲＰＶの破損の有無で大別している。

まず，ＲＰＶの破損に至る前の段階においては，ＲＰＶ内の炉心の状況によらずＲＰＶへの注水を優先する手順としている。

その後，ＲＰＶを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はＲＰＶへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし，ＲＰＶ下鏡温度が300℃に到達し，ＲＰＶ下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はＲＰＶへの注水と並行して原子炉格納容器下部への注水（水位2.4m（注水量225m^3））を実施する手順としている。

※2島根原子力発電所2号炉　重大事故等対策の有効性評価について「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」参照。ペデスタル水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外FCIについて，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する前に，原子炉格納容器下部に約3.8m（制御棒駆動機構搬出入口下端位置）の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには，ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから，仮に原子炉格納容器下部注水を入れすぎたとしても制御棒駆動機構搬出入口下端位置以上の水位となることは考えにくい。また，ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合，原子炉格納容器下部の内側鋼板の最大応力は14MPaであり，原子炉格納容器下部の内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており，格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。原子炉格納容器下部の水位上昇の要因がＬＯＣＡに起因する原子炉冷却材であった場合，サブクール度は低くなり炉外FCI発生可能性そのものを小さくするとともに，発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものと考える。

次に，ＲＰＶが破損した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。ＳＯＰ及びＡＭＧに定めるＲＰＶ破損の判定方法に基づきＲＰＶの破損を判定した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており，その注水量はペデスタル水位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお，本流量計の先にある原子炉格納容器下部以外への分岐配管については，逆止弁または常時閉の手動弁があり，他系統へ流入することなく，確実に原子炉格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また，原子炉格納容器からの除熱が必要な場合は原子炉格納容器下部への注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後は，ＲＰＶ内の溶融炉心の状態，ＲＰＶ破損口の状態，原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下量，格納容器圧力及び温度等，原子炉格納容器内の状態の不確かさが大きく，また，注水又は除熱を実施可能な設備が限定され，注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると，重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう，注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため，ＳＯＰ及びＡＭＧではＲＰＶ破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。

優先順位１：Ｄ／Ｗスプレイ
- 開始条件：格納容器圧力 640kPa（1.5Pd）以上又は格納容器温度 190℃以上
- 停止条件：格納容器圧力 588kPa 以下又は格納容器温度 171℃以下
- 流量：120m^3／h

優先順位２：原子炉格納容器下部注水
- 流量：崩壊熱に余裕をみた量（スクラム後～５時間：60m^3／h，５～10 時間：55m^3／h，10～20 時間：35m^3／h，20 時間～40 時間：30m^3／h，40 時間～80 時間：20m^3／h，80 時間～120 時間：15m^3／h，120 時間以降：12m^3／h）で注水

優先順位３：ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水
- 流量：15m^3／h（Ｓ／Ｃ水源でＥＣＣＳを運転できる場合は全量注水）

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが，中でも格納容器スプレイを優先する理由は，格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり，これに即応する必要があるためである。Ｄ／ＷスプレイとＳ／Ｃスプレイでは，より広い空間にスプレイすること等により，原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるＤ／Ｗスプレイを実施することとしている。また，Ｄ／Ｗスプレイを実施することで原子炉格納容器下部へ冷却材が流入する

ため，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。

原子炉格納容器下部への注水については，ＲＰＶ破損前の注水により原子炉格納容器下部には約70㎥（スクラム後５～10時間後の崩壊熱に換算すると約２時間分）の冷却材が確保されていること及びＤ／Ｗスプレイした冷却材がＤ／Ｗ床面から原子炉格納容器下部へ流入することにも期待できることを考慮し，Ｄ／Ｗスプレイに次ぐ優先順位としている。

ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水には，ＲＰＶ内に残存する溶融炉心の冷却及びＲＰＶ破損口から原子炉冷却材が流出することによる原子炉格納容器下部に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが，ＲＰＶ破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから，原子炉格納容器下部注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

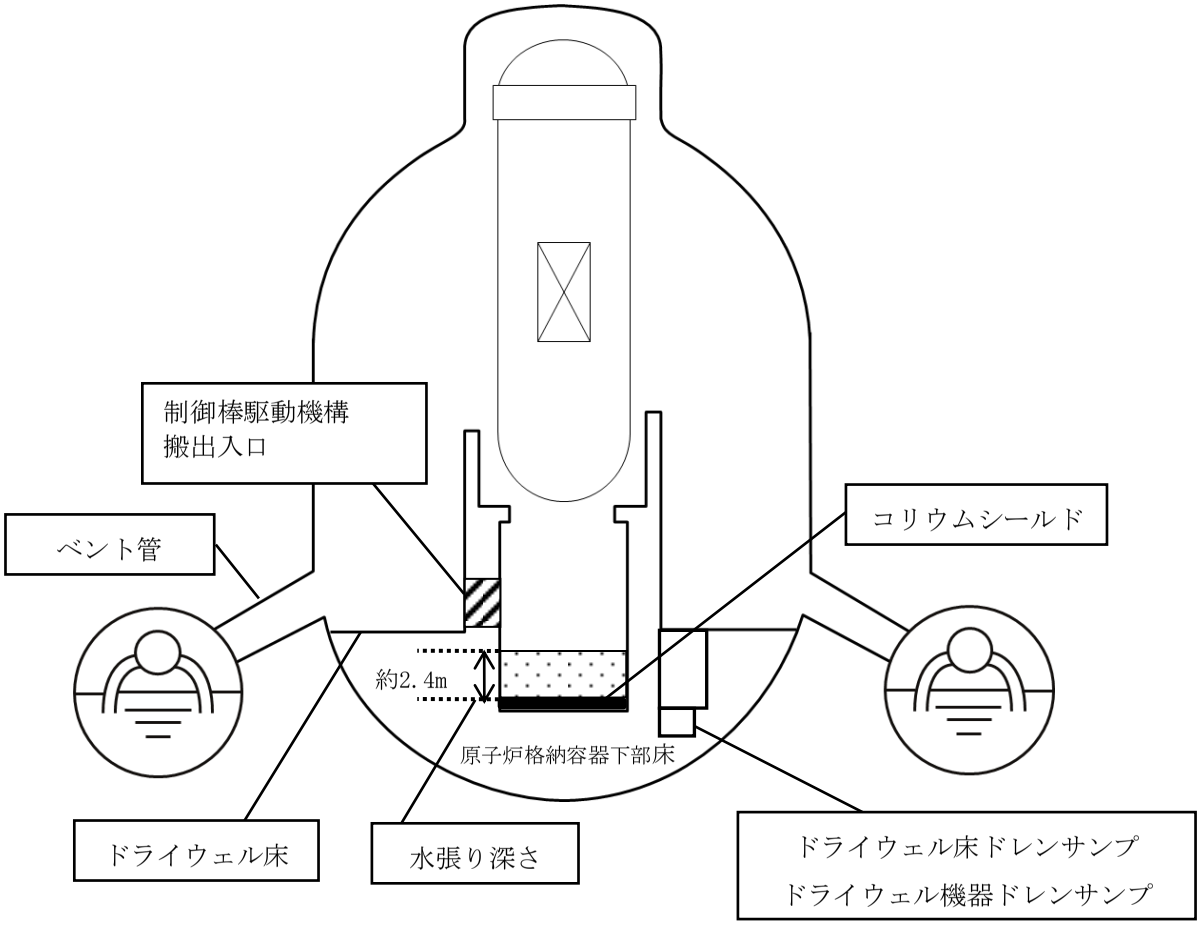
しかしながら，ＲＰＶが破損した後の注水及び除熱の優先順位については，今後の検討結果により，前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

Ｄ／Ｗスプレイまたは注水により，Ｓ／Ｃ水位が通常水位＋約1.3ｍに到達する時点でスプレイを停止し，格納容器ベントを実施する。ベント開始後は，崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続するとともに，ペデスタル水位計を監視し，水位を維持することにより原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり，原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても，ＳＯＰによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。

第１図　ＳＯＰの対応フロー（全体）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　原子炉格納容器の構造図

3.　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，残留熱除去系及び残留熱代替除去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ガス及び酸素ガスが発生するため，水素燃焼を防止する観点から，格納容器フィルタベント系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原子炉格納容器限界温度・圧力は200℃，２Pdと設定しており，200℃，２Pdについて時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部と考えている。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ないことを確認することで限界温度・圧力における原子炉格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。

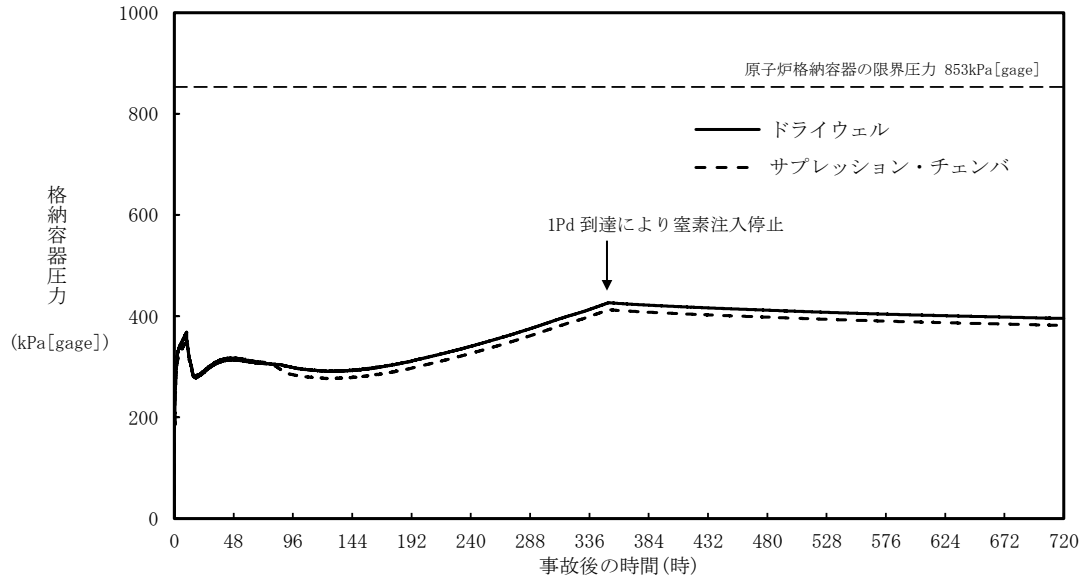
ここでは，200℃，２Pdを適用可能な７日間（168時間）以降においても，有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し，格納容器の閉じ込め機能を示す。

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，原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

第１表　事故発生後の経過時間と原子炉格納容器圧力・温度の関係

事故発生後の経過時間	0～168時間	168時間以降
原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器限界圧力として２Pd（853kPa）を設定	有効性評価シナリオで最大427kPa[gage]となる（第３図）
原子炉格納容器温度	原子炉格納容器限界温度として200℃を設定	有効性評価シナリオで150℃を下回る（第４図）

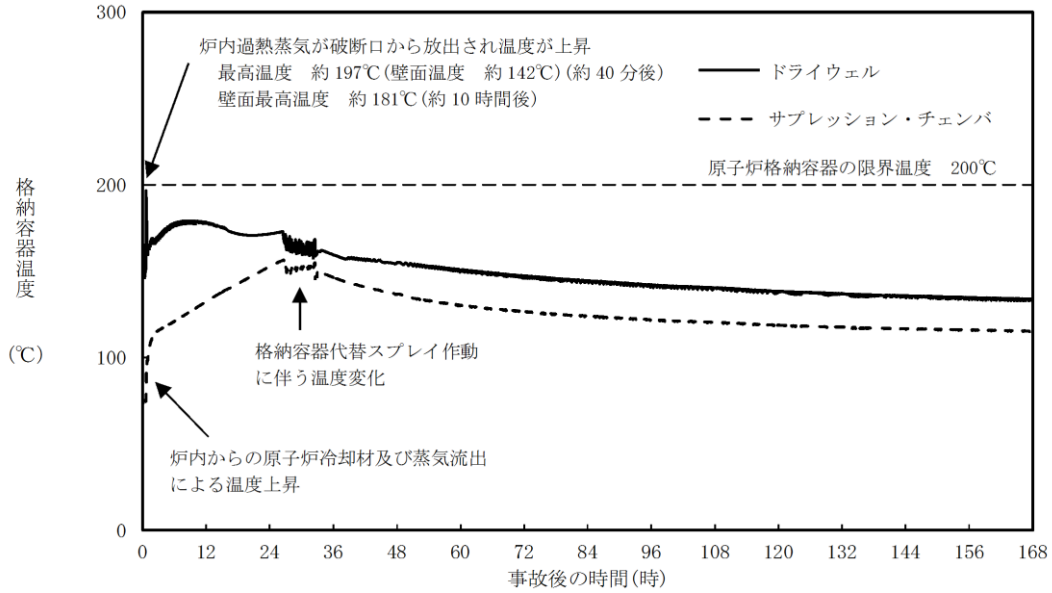
７日間（168時間）以降において，格納容器圧力が最も高くなるのは，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは，残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で，格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため，427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており，第１表で示すとおり，７日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で427kPa[gage]となる。代表的に，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去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３図に示す。



第３図　原子炉格納容器圧力の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合）

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）」において残留熱代替除去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４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，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，事象発生後約 10 時間後に生じる最高値は約 181℃であるが，７日間以降は 150℃を下回る。

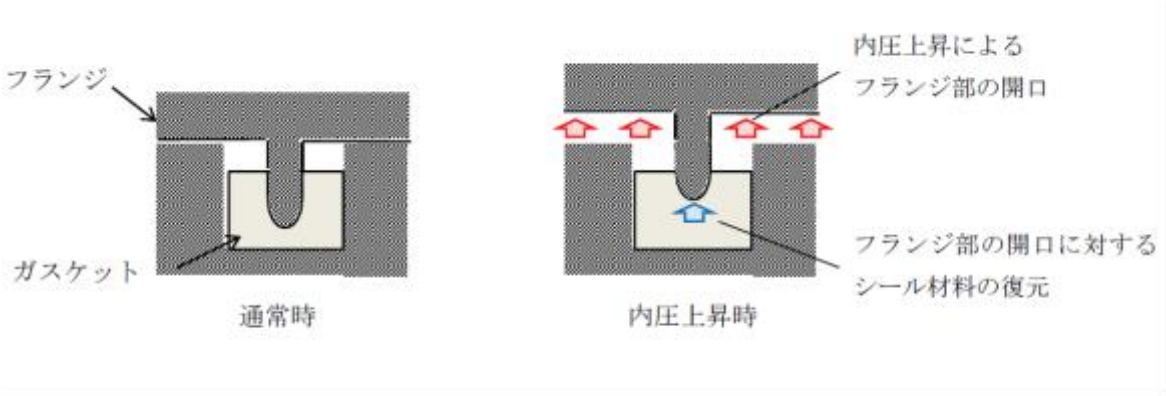
※：評価に用いているＭＡＡＰコードは，ＦＰ沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のＦＰ挙動については，原子力安全基盤機構（ＪＮＥＳ）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びＦＰ挙動解析」において，ＦＰのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり，格納容器全体に飛散することがないことが確認されており，健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なＦＰ沈着は発生しにくく，ＭＡＡＰコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



第４図　原子炉格納容器温度の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用しない場合）

a．長期（168 時間以降）の原子炉格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は，第５図の模式図に示す通り，原子炉格納容器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，原子炉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 168h 時の原子炉格納容器圧力が高い残留熱代替除去系運転ケースを評価しても，原子炉格納容器圧力は約 0.3MPa であり開口量は小さい（第２表参照）。



第５図　シール部の機能維持確認の模式図

第２表　原子炉格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	残留熱代替除去系運転ケースの 168h 時（0.3MPa）	２Pd（0.853MPa）
ドライウェル主フランジ	内側		
	外側		
機器搬入口	内側		
	外側		

b．長期（168 時間以降）の原子炉格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

原子炉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（150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは，ドライウェル主フランジや機器搬入口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

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第３表に示す。

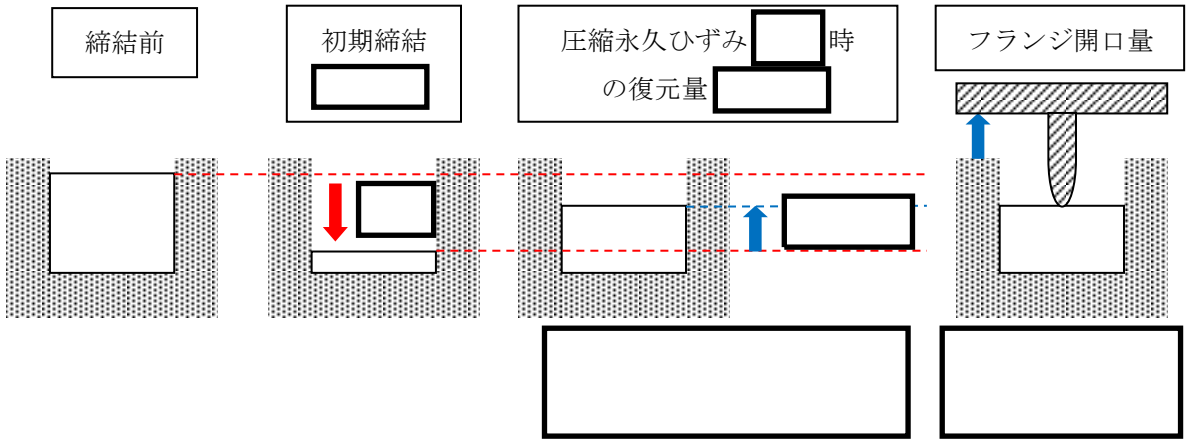
第３表　改良ＥＰＤＭ製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0 日～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[%]			
硬度変化			
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製の基礎特性データには殆ど変化はなく，経時劣化の兆候は見られない。したがって，SA 後 168 時間以降における原子炉格納容器の温度を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ている。また，第３表の結果から圧縮永久ひずみ率は［　］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６図に示しており，第２表で示す 168 時間以降の原子炉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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第６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

＜時間を踏まえた限界温度・圧力の考え方＞

有効性評価結果からも，７ 日間（168 時間）以降は原子炉格納容器温度がＥＰＤＭ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，原子炉格納容器圧力についても１Pd 到達時に窒素注入を停止した以降，圧力は低下しており，開口量は限界圧力時と比較しても小さいことが確認できている。なお，残留熱代替除去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 4.4vol％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。

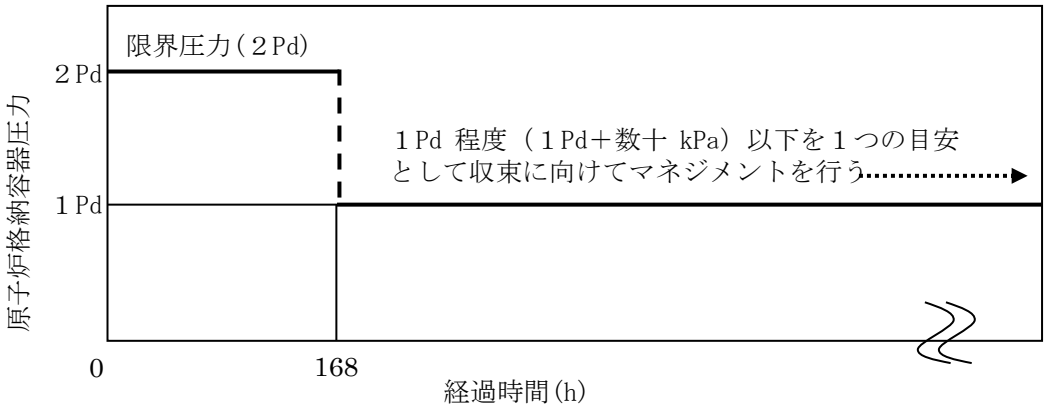
よって，当社としては，限界温度・圧力（200℃・２Pd）が 7 日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで，長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

＜168 時間以降の考え方＞

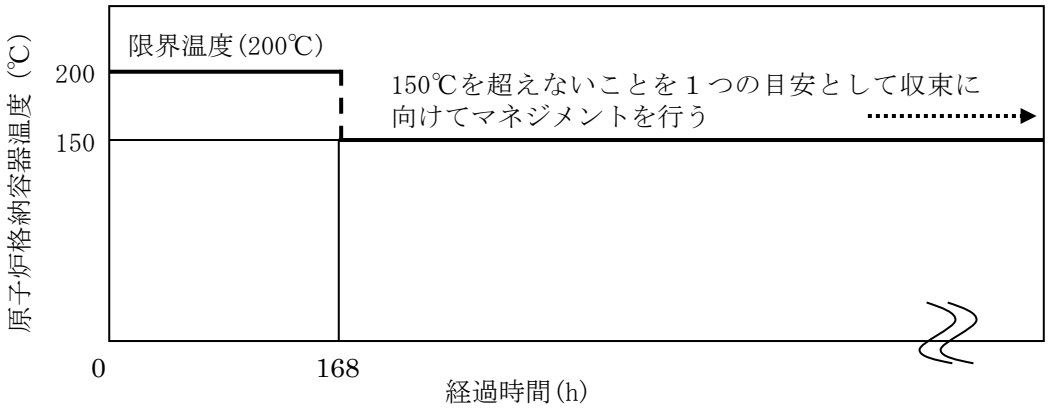
前述の結果を踏まえ，168 時間以降については，原子炉格納容器温度・圧力は低下していること，及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから，最初の 168 時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで，長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されると考えている。ただし，事故環境が継続することにより，熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ，長期的なプラントマネジメントの目安として，168 時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が 150℃を超えない範囲で，また，原子炉格納容器圧力については１Pd 程度（１Pd＋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 4.4vol％以下とする運用の範囲

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第７図　原子炉格納容器圧力の 168 時間以降の考え方



第８図　原子炉格納容器温度の 168 時間以降の考え方

＜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，ドライウェル主フランジや機器搬入口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ＥＰＤM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

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解釈一覧
判断基準の解釈一覧

手順			判断基準記載内容	解釈
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順	(1)原子炉圧力容器への注水	a．高圧原子炉代替注水系による原子炉圧力容器への注水	原子炉圧力指示値が規定値以上	原子炉圧力指示値が［　　］以上

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

操作手順の解釈一覧

手順			操作手順記載内容	解釈
1.8.2.1　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手順	(1)原子炉格納容器下部注水	(a)ペデスタル代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であること	低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が［　　］以上
1.8.2.2　溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	(1)原子炉圧力容器への注水	d.低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水	低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が規定値以上であること	低圧原子炉代替注水ポンプ吐出圧力指示値が［　　］以上
			低圧原子炉代替注水配管流量指示値の上昇	低圧原子炉代替注水配管流量指示値が［　　］まで上昇
		e.復水輸送系による原子炉圧力容器への注水	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量指示値の上昇	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入配管流量指示値が［　　］程度まで上昇
		f.消火系による原子炉圧力容器への注水	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量指示値の上昇	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入配管流量指示値が［　　］程度まで上昇
			ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量指示値の上昇	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入配管流量指示値が［　　］程度まで上昇
		g.低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水	原子炉圧力容器内の圧力が大量送水車の吐出圧力以下であること	原子炉圧力容器内の圧力が［　　］以下であること
			ＲＰＶ／ＰＣＶ注入流量指示値の上昇	ＲＰＶ／ＰＣＶ注入配管流量指示値が［　　］程度まで上昇

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

弁番号及び弁名称一覧（１／２）

弁番号	弁名称	操作場所
MV225-1A（B）	Ａ（Ｂ）－ＳＬＣタンク出口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階ＳＬＣポンプ室（管理区域）
MV225-2A（B）	Ａ（Ｂ）－ＳＬＣ注入弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階ＳＬＣポンプ室（管理区域）
MV273-300	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁（消火系）	中央制御室 タービン建物１階給水加熱器室（管理区域）
MV271-10	ＣＷＴ系・消火系連絡止め弁	中央制御室 タービン建物１階給水加熱器室（管理区域）
MV222-5A	Ａ－ＲＨＲ注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中１階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV2B2-4	ＦＬＳＲ注水隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟１階東側通路（管理区域）
MV271-197	ＣＷＴ　Ｔ／Ｂ供給遮断弁	中央制御室 タービン建物１階給水加熱器室（管理区域）
MV222-81	Ａ－ＲＨＲ　ＲＰＶ代替注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟中１階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-5B	Ｂ－ＲＨＲ注水弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階西側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
V2B2-101A	Ａ－低圧原子炉代替注水元弁	屋外
V2B2-101B	Ｂ－低圧原子炉代替注水元弁	屋外
MV222-3A	Ａ－ＲＨＲドライウェル第１スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV222-4A	Ａ－ＲＨＲドライウェル第２スプレイ弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV272-196	ＭＵＷ　ＰＣＶ代替冷却外側隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟１階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）

弁番号及び弁名称一覧（２／２）

弁番号	弁名称	操作場所
V2B6-1A	Ａ－ペデスタル代替注水元弁	屋外
V2B6-1B	Ｂ－ペデスタル代替注水元弁	屋外
V2B2-103B	ＦＬＳＲ可搬式設備　Ｂ－注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
V2B5-2B	ＡＣＳＳ　Ｂ－注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
V2B6-2B	ＡＰＦＳ　Ｂ－注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）

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)ｄ．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水

・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．可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
1.3.2.2(1)ｂ．主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放

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．可搬型直流電源設備による逃がし安全弁開放
1.3.2.2(1)ｂ．主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）による逃がし安全弁開放

・低圧原子炉代替注水槽，輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）への水の補給手順，水源から接続口までの大量送水車による送水手順及び外部水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））から内部水源（サプレッション・チェンバ）への水源切替手順

＜リンク先＞ 1.13.2.1(6)ａ．輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２）を水源とした大量送水車による送水
1.13.2.2(1)ａ．大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給（淡水／海水）
1.13.2.2(2)ａ．輪谷貯水槽（東１）又は輪谷貯水槽（東２）から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給
1.13.2.2(2)ｂ．海から輪谷貯水槽（西１）又は輪谷貯水槽（西２）への補給
1.13.2.3(4)ｂ．外部水源（輪谷貯水槽（西１）及び輪谷貯水槽（西２））から内部水源（サプレッション・チェンバ）への切替え

・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，常設代替直流電源設備として使用するSA用115V系蓄電池又は可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びSA用115V系蓄電池による低圧原子炉代替注水ポンプ，高圧原子炉代替注水ポンプ，ほう酸水注入ポンプ，制御棒駆動水圧ポンプ，復水輸送ポンプ，補助消

火ポンプ，消火ポンプ，電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備及び可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及び大量送水車への燃料補給手順

＜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．ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電
1.14.2.2(1) a．所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電
1.14.2.2(1) b．可搬型直流電源設備による給電
1.14.2.5(1)　ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給
1.14.2.5(2)　タンクローリから各機器等への給油

・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

1.9　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

＜目 次＞

1.9.1　対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
ａ．水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備
(a)　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止
(b)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止
(c)　水素濃度及び酸素濃度の監視
(d)　代替電源による必要な設備への給電
(e)　重大事故等対処設備と自主対策設備
ｂ．手順等
1.9.2　重大事故等時の手順
1.9.2.1　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順
(1)　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止
ａ．発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化
ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給
(2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止
ａ．可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化
ｂ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出
ｃ．可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御
(3)　原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
ａ．格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視
ｂ．格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
1.9.2.2　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順
1.9.2.3　その他の手順項目について考慮する手順
1.9.2.4　重大事故等時の対応手段の選択

添付資料 1.9.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表
添付資料 1.9.2　自主対策設備仕様
添付資料 1.9.3　対応手段として選定した設備の電源構成図
添付資料 1.9.4　重大事故対策の成立性
1.　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止
2.　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止
3.　原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
添付資料 1.9.5　炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
添付資料 1.9.6　解釈一覧
1.　操作手順の解釈一覧
2.　弁番号及び弁名称一覧
添付資料 1.9.7　手順のリンク先について

1.9　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

（1）ＢＷＲ

ａ）原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

（2）ＰＷＲのうち必要な原子炉

ａ）水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

（3）ＢＷＲ及びＰＷＲ共通

ａ）原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。

ｂ）炉心の著しい損傷後、水－ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスが，原子炉格納容器内に放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため，水素濃度制御を行う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。

1.9.1　対応手段と設備の選定

(1)　対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解及び金属腐食（以下「ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等」という。）により発生する水素ガス及び酸素ガスの水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

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順と自主対策設備※1を選定する。

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

選定した重大事故等対処設備により，「技術的能力審査基準」（以下「審査基準」という。）だけでなく，「設置許可基準規則」第五十二条及び「技術基準規則」第六十七条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに，自主対策設備との関係を明確にする。

(2)　対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段と，その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお，対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第1.9－1表に整理する。

ａ．水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a)　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

ⅰ　窒素ガス制御系による原子炉格納容器内の不活性化

原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため，発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内は，不活性ガス（窒素ガス）置換により原子炉格納容器内雰囲気を不活性化した状態になっており，炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等にて発生する水素ガス及び酸素ガスにより原子炉格納容器内で水素爆発が発生することを防止する。なお，格納容器ベントを開始するまでは，原子炉格納容器内は不活性ガス（窒素ガス）が封入された状態となっている。

原子炉格納容器内の不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備は以下のとおり。

・窒素ガス制御系

ⅱ　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化

炉心の著しい損傷が発生し，原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇した場合に原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減させるため，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する手段がある。

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「原子炉格納容器負圧破損の防止」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備は以下のとおり。

・可搬式窒素供給装置

(b)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

ⅰ　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器外に排出することにより，水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段がある。

これらの対応手段及び設備は，「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

なお，格納容器フィルタベント系を可搬式窒素供給装置から供給する不活性ガス（窒素ガス）にて，発電用原子炉起動前に不活性化した状態としておくことで，格納容器ベント実施時における水素爆発を防止する。

（ⅰ）　可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化

可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化で使用する設備は以下のとおり。

・可搬式窒素供給装置

・格納容器フィルタベント系

（ⅱ）　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出で使用する設備は以下のとおり。

・格納容器フィルタベント系

・第１ベントフィルタ出口水素濃度

・第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

ⅱ　可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃性ガス濃度制御系により低減し，水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段がある。

可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御で使用する設備は以下のとおり。

・可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロワ
・可燃性ガス濃度制御系再結合装置
・可燃性ガス濃度制御系　配管・弁
・残留熱除去系
・残留熱代替除去系

(c)　水素濃度及び酸素濃度の監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等により原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスの濃度を測定し，監視する手段がある。

ⅰ　格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

原子炉格納容器内において変動する可能性のある範囲にわたり水素濃度及び酸素濃度を測定する設備は以下のとおり。

・格納容器水素濃度（ＳＡ）※1
・格納容器酸素濃度（ＳＡ）※1

※１：新設

ⅱ　格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

原子炉格納容器内の水素燃焼の可能性を把握するのに十分な計測範囲で水素濃度及び酸素濃度を測定する設備は以下のとおり。

・格納容器水素濃度（Ａ系）※2
・格納容器水素濃度（Ｂ系）※2
・格納容器酸素濃度（Ａ系）※2
・格納容器酸素濃度（Ｂ系）※2

※２：既設ＣＡＭＳ

(d)　代替電源による必要な設備への給電

上記「(b)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止」や「(c)　水素濃度及び酸素濃度の監視」で使用する設備について，全交流動力電源又は直流電源喪失時に，代替電源設備から給電する手段がある。

代替電源設備による必要な設備への給電で使用する設備は以下のとおり。

・常設代替交流電源設備
・可搬型代替交流電源設備
・常設代替直流電源設備
・可搬型直流電源設備
・代替所内電気設備

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

(e)　重大事故等対処設備と自主対策設備

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止で使用する設備のうち，可搬式窒素供給装置は重大事故等対処設備として位置付ける。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出で使用する設備のうち，格納容器フィルタベント系，第１ベントフィルタ出口水素濃度及び第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）は重大事故等対処設備として位置付ける。

水素濃度及び酸素濃度の監視で使用する設備のうち，格納容器水素濃度（ＳＡ），格納容器酸素濃度（ＳＡ），格納容器水素濃度（Ｂ系）及び格納容器酸素濃度（Ｂ系）は重大事故等対処設備として位置付ける。

代替電源による必要な設備への給電で使用する設備のうち，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，常設代替直流電源設備，可搬型直流電源設備及び代替所内電気設備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すべて網羅されている。

（添付資料 1.9.1）

以上の重大事故等対処設備により，水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止することができる。

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

・可燃性ガス濃度制御系

炉心損傷による大量の水素ガスが発生するような状況下では，可燃性ガス濃度制御系の処理能力を超える水素ガスが発生することから，可燃性ガス濃度制御系による水素ガスの処理には期待できず，また原子炉格納容器圧力の上昇に伴い可燃性ガス濃度制御系の使用に制限がかかるが，格納容器ベント又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力を

可燃性ガス濃度制御系運転可能圧力まで低下し，かつ電源復旧等により設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系を運転することが可能であれば，中長期的な格納容器内水素対策として有効である。

・格納容器水素濃度（Ａ系）
・格納容器酸素濃度（Ａ系）

原子炉格納容器内の圧力及び温度の上昇に伴い格納容器水素濃度（Ａ系）及び格納容器酸素濃度（Ａ系）は使用できない場合があるが，残留熱除去系（格納容器冷却モード），残留熱代替除去系，格納容器代替スプレイ又は格納容器ベントにより原子炉格納容器内の圧力及び温度が低下し，かつ電源等が復旧し，格納容器水素濃度（Ａ系）及び格納容器酸素濃度（Ａ系）の使用が可能となれば，水素濃度及び酸素濃度監視の手段として有効である。

なお，原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止として使用する設備である窒素ガス制御系は，発電用原子炉運転中に原子炉格納容器内を常時不活性化する手段として使用する設計基準対象施設であり，重大事故等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。

（添付資料 1.9.2）

ｂ．手順等

上記「ａ．水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び緊急時対策要員の対応として「事故時操作要領書（シビアアクシデント）（以下「ＳＯＰ」という。）」，「ＡＭ設備別操作要領書」及び「原子力災害対策手順書」に定める（第 1.9－1 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 1.9－2 表，第 1.9－3 表）。

（添付資料 1.9.3）

1.9.2　重大事故等時の手順

1.9.2.1　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

(1)　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

a．発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応，水の放射線分解等で発生する水素ガスにより，原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため，発電用原子炉起動時に原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素ガス）により置換し，発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を不活性化した状態を維持する。

これらの操作は，重大事故等時に対応するものではなく通常の運転操作により対応する。

概要図を第1.9－4図に示す。

b．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生する水素ガス及び酸素ガスの反応による水素爆発により原子炉格納容器が破損することを防止するため，可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。

(a)　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，原子炉格納容器内の除熱を開始した場合※2に，可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御ができない場合。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：残留熱代替除去系又は残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱を開始した場合。

(b)　操作手順

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.9－2 図及び第 1.9－3 図に，概要図を第1.9－5図に，タイムチャートを第1.9－6図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，当直長を経由して，原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬式窒素供給装置の準備を緊急時対策本部に依頼する。

②緊急時対策本部は，緊急時対策要員に可搬式窒素供給装置の準備を指示する。

③[a] 窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後，窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。

③[b] 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は，原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後，窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。

③[c] 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後，窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。

④緊急時対策要員は，可搬式窒素供給装置を起動する。

⑤緊急時対策要員は，可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑥当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器酸素濃度（ＳＡ）又は格納容器酸素濃度を確認し，ドライウェル及びサプレッション・チェンバのうち酸素濃度が高い方への窒素ガス供給開始を緊急時対策要員に指示する。

⑦[a] 窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は，原子炉建物南側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）又はＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）の全開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，当直長に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。また，当直副長は中央制御室運転員に格納容器内の酸素濃度の監視を指示する。

⑦[b] 窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

緊急時対策要員は，原子炉建物西側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）又はＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）の全開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，当直長に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。また，当直副長は中

央制御室運転員に格納容器内の酸素濃度の監視を指示する。

⑦[c] 窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

緊急時対策要員は，タービン建物北側（屋外）にて，可搬式窒素供給装置を起動した後，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）又はＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）の全開操作を実施し，窒素ガスの供給を開始するとともに，当直長に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。また，当直副長は中央制御室運転員に格納容器内の酸素濃度の監視を指示する。

⑧中央制御室運転員Ａは，原子炉格納容器への窒素ガス供給が開始されたことを格納容器酸素濃度（ＳＡ）又は格納容器内酸素濃度指示値の低下により確認し，当直副長へ報告する。

⑨[a] ドライウェルへ窒素ガス供給を実施している場合

中央制御室運転員Ａは，格納容器酸素濃度（ＳＡ）又は格納容器内酸素濃度指示値により，サプレッション・チェンバ内の酸素濃度が4.0％以上に到達したことを確認し，当直副長へ報告する。

⑩[a] 当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策要員へ窒素ガスの供給先を切り替えるように指示する。

⑪[a] 窒素供給ライン接続口を使用して原子炉格納容器へ窒素ガスを供給している場合，緊急時対策要員は，ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）を全開した後，ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）を全閉し，サプレッション・チェンバへの窒素ガス供給を開始したことを当直長へ報告する。窒素供給ライン接続口（建物内）を使用して窒素ガスを供給している場合，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）を全開した後，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）を全閉する。なお，サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）指示値が 427kPa［gage］（１Pd）に到達するまで可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器（Ｓ／Ｃ側）への窒素ガス供給を継続する。その後，中央制御室運転員Ａは中央制御室にて，サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）指示値が 427kPa［gage］（１Pd）に到達したことを確認し，当直副長に報告する。

⑨[b] サプレッション・チェンバへ窒素ガス供給を実施している場合

中央制御室運転員Ａは，格納容器酸素濃度（ＳＡ）又は格納容器内酸素濃度指示値により，ドライウェル内の酸素濃度が 4.0％以上に到達したことを確認し，当直副長へ報告する。

⑩[b] 当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策要員へ窒素ガスの供給先を切り替えるように指示する。

⑪[b] 窒素供給ライン接続口を使用して原子炉格納容器へ窒素ガスを供給

している場合，緊急時対策要員は，ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／W側）を全開した後，ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）を全閉し，ドライウェルへの窒素ガス供給を開始したことを当直長へ報告する。窒素供給ライン接続口（建物内）を使用して窒素ガスを供給している場合，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／W側）を全開した後，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）を全閉する。なお，ドライウェル圧力（ＳＡ）指示値が 427kPa［gage］（１Pd）に到達するまで可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器（Ｄ／W側）への窒素ガス供給を継続する。その後，中央制御室運転員Ａは中央制御室にて，ドライウェル圧力（ＳＡ）指示値が 427kPa［gage］（１Pd）に到達したことを確認し，当直副長に報告する。

⑫当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に原子炉格納容器内の圧力が 427kPa［gage］（１Pd）に到達したことを報告し，原子炉格納容器への窒素ガス供給停止を依頼する。

⑬緊急時対策本部は，緊急時対策要員に原子炉格納容器への窒素ガス供給停止を指示する。

⑭緊急時対策要員は，原子炉格納容器への窒素ガス供給を停止するため，⑪[a]により窒素供給ライン接続口を使用して原子炉格納容器（Ｓ／Ｃ側）へ窒素ガス供給をしていた場合は，ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）を全閉とする。窒素供給ライン接続口（建物内）を使用して（Ｓ／Ｃ側）へ窒素ガス供給をしていた場合は，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）を全閉とする。また，⑪[b]により窒素供給ライン接続口を使用して原子炉格納容器（Ｄ／W側）への窒素ガス供給を継続した場合は，ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／W側）を全閉とする。窒素供給ライン接続口（建物内）を使用して原子炉格納容器（Ｄ／W側）への窒素ガス供給を継続した場合は，ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／W側）を全閉とする。なお，緊急時対策要員は，原子炉格納容器（Ｓ／Ｃ側）又は原子炉格納容器（Ｄ／W側）への窒素ガス供給を停止した後，緊急時対策本部に報告する。また，緊急時対策本部は当直長に報告する。

⑮当直副長は，中央制御室運転員に原子炉格納容器内の酸素濃度の確認を指示する。

⑯中央制御室運転員Ａは，格納容器ベント判断基準である原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が 4.4vol％及びウェット条件の酸素濃度が 1.5vol％に到達したことを確認し，当直副長に報告する。

⑰当直副長は，中央制御室運転員にサプレッション・プール水温度の確認を指示する。

⑱サプレッション・プール水温度（ＳＡ）指示値が 100℃以上の場合

当直副長は，中央制御室運転員に格納容器ベント開始前に外部水源である低圧原子炉代替注水系（常設）の起動及び内部水源である残留熱除去系又は残留熱代替除去系の停止を指示する。

(c)　操作の成立性

上記の操作は，緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始までの想定時間は以下のとおり。

・窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合，２時間以内で可能である。
・窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合，２時間以内で可能である。
・窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合），６時間 40 分以内で可能である。

なお，本操作は，格納容器ベント前又は格納容器ベント後に時間が経過した後の操作であることから，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ため，作業可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。また，車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで，暗闇における作業性についても確保する。

（添付資料 1.9.4－1）

(2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

a．可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化

格納容器フィルタベント系は，可搬式窒素供給装置から供給する不活性ガス（窒素ガス）にて，発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系を不活性化した状態としておくことで，格納容器ベント実施時における系統内での水素爆発を防止する。この操作は，重大事故等時に対応するものではなく通常の運転操作により対応する。

b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合，格納容器フィルタベント系を使用した格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

なお，格納容器フィルタベント系を使用する場合は，プルームの影響による被ばくを低減させるため，運転員は中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。

格納容器ベント実施中において，残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が１系統回復し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で，かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa[gage]（１Pd）未満，原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合はＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁又はＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁（以下「第１弁」という。）を全閉とし，格納容器ベントを停止することを基本として，その他の要因を考慮した上で総合的に判断し，適切に対応する。

なお，ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（以下「第２弁」という。）又はＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁（以下「第２弁バイパス弁」という。）は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a)　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，可燃性ガス濃度制御系による水素濃度及び酸素濃度の制御ができず，原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が 4.0vol％に到達及びウェット条件の酸素濃度が 1.5vol％に到達した場合※2

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉圧力容器への注水を実施する必要がある場合又は原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は，これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし，発電用原子炉の冷却ができない場合又は原子炉格納容器内の冷却ができない場合は，速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

(b)　操作手順

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガス排出手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.9－1 図に，概要図を第 1.9－7 図に，タイムチャートを第 1.9－8 図及び第 1.9－9 図に示す。

なお，格納容器フィルタベント系補機類の操作手順は「1.7.2.1(1) b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて整備する。

ウェットウェルベント（以下「W／Wベント」という。）の場合（ドライウェルベント（以下「D／Wベント」という。）の場合，手順⑪以外は同様）

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，格納容器フィルタベント系によるウェットウェル（以下「W／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する（W／W側からの格納容器ベントができない場合は，ドライウェル（以下「D／W」という。）側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。

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

③[a] ＳＡ電源切替盤を使用する場合

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

③[b] 非常用コントロールセンタ切替盤を使用する場合

中央制御室運転員Ａは，不要な負荷の操作スイッチを「停止引ロック」

又は「停止」とする。

現場運転員Ｂ及びＣは，Ｃ／Ｃの不要な負荷の切り離しを行う。不要な負荷の切り離し後，中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤の切替え操作を行い，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な第２弁，第２弁バイパス弁及び第１弁の電源切替えを実施する。

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

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

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

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

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

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

⑩当直長は，当直副長からの依頼に基づき，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を適宜確認し，緊急時対策本部に報告する。

⑪当直副長は，原子炉格納容器内のドライ条件の酸素濃度が 4.4vol％に到達したこと及びウェット条件の酸素濃度が 1.5vol％に到達したことを確認し，運転員に格納容器フィルタベント系による格納容器ベント開始を指示する。

⑫[a]Ｗ／Ｗベントの場合

中央制御室運転員Ａは，第１弁（Ｗ／Ｗ）の全開操作により，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。また，中央制御室からの操作以外の手段として，遠隔手動弁操作機構による操作に

て第１弁（W／W）を全開する手段がある。

⑫[b] D／Wベントの場合

中央制御室運転員Aは，第１弁（D／W）の全開操作により，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。また，中央制御室からの操作以外の手段として，遠隔手動弁操作機構による操作にて第１弁（D／W）を全開する手段がある。

⑬中央制御室運転員Aは，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器ベントが開始されたことを，格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値の低下，第１ベントフィルタ出口放射線モニタ指示値の上昇により確認し，当直副長に報告する。また，当直長は，当直副長からの依頼に基づき，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。

⑭中央制御室運転員Aは，格納容器ベント開始後，可搬型設備（車両）である第１ベントフィルタ出口水素濃度による水素濃度の監視及び第１ベントフィルタ出口放射線モニタによる放射線量率の監視を行う。また，緊急時対策要員は，第１ベントフィルタ出口放射線モニタから得た放射線量率及び事前にフィルタ装置出口配管表面の放射線量率と配管内部の放射性物質濃度から算出した換算係数を用いて放射性物質濃度を推定する。

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

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

⑰当直副長は，第１弁を全閉後，原子炉格納容器内の除熱機能が更に１系統回復する等，より安定的な状態になった場合は，第２弁又は第２弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。

⑱中央制御室運転員Aは，第２弁又は第２弁バイパス弁の全閉操作を実施する。

(c)　操作の成立性

上記の操作のうち格納容器ベント準備については，作業開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。

【ＳＡ電源切替盤を使用した場合】

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

【非常用コントロールセンタ切替盤を使用した場合】

・中央制御室運転員１名，現場運転員２名及び緊急時対策要員２名にて作業を実施した場合，70 分以内で可能である。

格納容器ベント開始については，格納容器ベント判断基準到達から格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出開始まで 10 分以内で可能である。

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

（添付資料 1.9.4－2(1)）

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

炉心の著しい損傷が発生した場合，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合，可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水素濃度の抑制を行う。

なお，可燃性ガス濃度制御系の運転に際しては，原子炉格納容器圧力を可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力（177kPa[gage]）以下に維持する。

(a)　手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合※1において，原子炉格納容器内の水素濃度が４vol%以下で，可燃性ガス濃度制御系が使用可能な場合※2。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：原子炉格納容器内の圧力が 177kPa[gage]（可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力）以下であり，設備に異常がなく，電源，残留熱除去系又は残留熱代替除去系から供給される冷却水（サプレッション・プール水）が確保されている場合。

(b)　操作手順

可燃性ガス濃度制御系（Ａ）による原子炉格納容器内の水素濃度制御手順の概要は以下のとおり（可燃性ガス濃度制御系（Ｂ）による原子炉格納容器内の水素濃度制御手順も同様)。

手順の対応フローを第 1.9－1 図に，概要図を第 1.9－10 図に，タイムチャートを第 1.9－11 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に可燃性ガス濃度制御系（Ａ）による原子炉格納容器内の水素濃度制御の準備開始を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，可燃性ガス濃度制御系（Ａ）による原子炉格納容器内の水素濃度制御に必要なブロワ，ヒータ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。

③当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部へガスタービン発電機の負荷容量確認を依頼し，可燃性ガス濃度制御系が使用可能か確認する。

④中央制御室運転員Ａは，残留熱除去系（Ａ）（サプレッション・プール水冷却モード）又は残留熱代替除去が運転中であり，可燃性ガス濃度制御系（Ａ）冷却器への冷却水供給が可能であることを確認する。

⑤中央制御室運転員Ａは，可燃性ガス濃度制御系（Ａ）起動準備として，可燃性ガス濃度制御系（Ａ）隔離信号の除外操作を実施する。

⑥当直副長は，原子炉格納容器内の圧力が可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力（177kPa[gage]）以下であることを確認し，中央制御室運転員に可燃性ガス濃度制御系の起動操作を指示する。

⑦中央制御室運転員Ａは，Ａ－ＦＣＳ入口隔離弁及びＡ－ＦＣＳ出口隔離弁を全開した後，可燃性ガス濃度制御系（Ａ）の起動操作を実施し，Ａ－ＦＣＳ系統入口流量指示値，Ａ－ＦＣＳブロワ入口流量指示値，Ａ－ブロワ入口圧力指示値の上昇後，系統が安定に運転していることを確認する。

⑧中央制御室運転員Ａは，可燃性ガス濃度制御系ヒータが正常に動作していることをＡ－ＦＣＳ加熱器ガス温度指示値，Ａ－ＦＣＳ加熱器出口温度指示値，Ａ－ＦＣＳ加熱器壁温度指示値，Ａ－再結合器ガス温度指示値及びＡ－ＦＣＳ再結合器壁温度指示値の上昇により確認し，予熱運転が開始したことを確認する。

⑨中央制御室運転員Ａは，可燃性ガス濃度制御系起動後３時間以内に可燃性ガス濃度制御系の予熱運転が完了することを確認し，その後再結合器内ガス温度指示値が規定値で安定し温度制御されることを確認する。

⑩中央制御室運転員Ａは，格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値から可燃性ガス濃度制御系の吸引流量と再循環流量の調整を実施する。

⑪中央制御室運転員Ａは，可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御が行われていることを格納容器内水素濃度指示値及び格納容器内酸素濃度指示値が低下することにより確認し，当直副長に報告する。

(c)　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名にて作業を実施し，作業開始判断から可燃性ガス濃度制御系起動までは 20 分以内で可能である。また，可燃性ガス濃度制御系起動後，再結合運転開始までの予熱時間は３時間以内で可能である。

（添付資料 1.9.4－2(2)）

(3)　原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

a．格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウムー水反応，水の放射線分解等で原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスの濃度を格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）により監視する。

(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，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）が使用可能な場合※2

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源が確保されている場合。

(b)　操作手順

格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フロー図を第 1.9－1 図に，概要図を第 1.9－12 図に，タイムチャートを第 1.9－13 図に示す。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，中央制御室にて，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）のサンプリング装置による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度計測に必要なサンプリングポンプ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていること並びに格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）のサンプリング装置の暖気が開始※1又は完了していることを状態表示等にて確認する。

③中央制御室運転員Ａは，中央制御室にて，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）のサンプリング装置の暖気完了を確認した後，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）のサンプリング装置の起動操作を行い，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）のサンプリング装置により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の測定※2が開始されたことを確認し，当直副長に報告する。

※１：通常時からＳＡコントロールセンタは外部電源系にて受電され

暖気しており，全交流動力電源の喪失時は常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車によりＳＡコントロールセンタを受電した後，暖気が自動的に開始される。

※２：格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）のドライウェル側，サプレッション・チェンバ側の雰囲気ガスのサンプリングは自動で切り替わる。

④中央制御室運転員Ａは，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を強化する。

(c)　操作の成立性

上記の操作は，中央制御室運転員１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）の計測開始まで暖機時間を含め 45 分以内で可能である。なお，全交流動力電源喪失時には常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車によりＳＡコントロールセンタを受電した後，暖機が自動的に開始され，最長 45 分で計測が可能である。

（添付資料 1.9.4－3(1)）

ｂ．格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

炉心の著しい損傷が発生した場合において，ジルコニウム－水反応，水の放射線分解等で原子炉格納容器内に発生する水素ガス及び酸素ガスの濃度を格納容器水素濃度及び格納容器酸素濃度により監視する。

なお，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は通常時から常時監視している。

(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，格納容器内雰囲気計装が使用可能な場合※2。

※１：格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が，設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合又は格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※２：設備に異常がなく，電源及び補機冷却水が確保されている場合。

(b)　操作手順

格納容器内雰囲気計装のうち格納容器水素濃度（Ｂ系）及び格納容器酸素濃度（Ｂ系）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視手順の概要は以下のとおり（格納容器水素濃度（Ａ系）及び格納容器酸素濃度（Ａ系）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視手順も同様)。手順の対応フロー図を第 1.9－1 図に，概要図を第 1.9－14 図に，タイムチャートを第 1.9－15 図に示す。

なお，格納容器水素濃度（Ｂ系）及び格納容器酸素濃度（Ｂ系）は，重大事故等時には代替交流電源設備からの給電により電源を確保し，原子炉補機冷却系又は原子炉補機代替冷却系により冷却水を確保した後，計測を開始する。

代替交流電源設備からの電源供給手順については，「1.14.2.1(1) ａ．ガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電」手順及び「1.14.2.1(1)ｃ．高圧発電機車によるＭ／Ｃ　Ｃ系又はＭ／Ｃ　Ｄ系受電」手順にて対応する。

原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順については，「1.5.2.2(1) ａ．原子炉補機代替冷却系による除熱」手順にて対応する。

①当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に格納容器水素濃度（Ｂ系）及び格納容器酸素濃度（Ｂ系）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を指示する。

②中央制御室運転員Ａは，格納容器水素濃度（Ｂ系）及び格納容器酸素濃度（Ｂ系）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を強化する。また，全交流動力電源が喪失した場合は，代替交流電源設備から給電されていることを確認後，格納容器水素濃度及び格納容器酸素濃度を起動し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を強化する。

(c)　操作の成立性

上記の中央制御室対応は，中央制御室運転員１名により監視を実施する。運転員による準備や起動操作はない。

なお，全交流動力電源が喪失した場合の電源復旧後の起動操作は，中央制御室運転員１名にて作業を実施した場合，作業を開始してから格納容器水素濃度及び格納容器酸素濃度の計測開始まで 10 分以内で可能である。

（添付資料 1.9.4－3(2)）

1.9.2.2　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順

炉心の著しい損傷が発生し，全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に，水素爆発による原子炉格納容器破損を防止するために使用する設備へ代替電源設備により給電する手順を整備する。

代替電源設備により給電する手順については，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

1.9.2.3　その他の手順項目について考慮する手順

原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順については，「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

格納容器フィルタベント系補機類の操作手順※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。

※：第１ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り，水抜き）操作，可搬式窒素供給装置及び第１ベントフィルタ出口水素濃度操作，第１ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水ｐＨ調整操作）

常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，常設代替直流電源設備として使用するＳＡ用 115V 系蓄電池，可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車及びＳＡ用 115V 系充電器による可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロワ，可燃性ガス濃度制御系再結合器，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに可搬式窒素供給装置，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機及び可搬型代替交流電源設備若しくは可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車への燃料補給手順については，「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

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。

1.9.2.4　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 1.9－16 図に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合は，格納容器内雰囲気計装，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を監視する。

原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合において，原子炉格納容器内の圧力を可燃性ガス濃度制御系運転時の制限圧力以下に維持可能で，原子炉格納容器内の水素濃度が規定値以下の場合は，可燃性ガス濃度制御系を起動し，原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを再結合させることで，原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度が可燃限界へ到達することを防止す

る。

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の抑制ができない場合，原子炉格納容器内で発生する水素ガス及び酸素ガスの反応による水素爆発を防止するため，可搬式窒素供給装置により不活性ガス（窒素ガス）を原子炉格納容器へ注入する準備を行い，準備完了後，不活性ガス（窒素ガス）を原子炉格納容器へ注入する。原子炉格納容器内の酸素濃度が規定値に到達した場合は，格納容器フィルタベント系により原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出することで，水素爆発の発生を防止する。

なお，格納容器フィルタベント系を用いて，原子炉格納容器内に滞留している水素ガス及び酸素ガスを排出する際には，スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW／Wを経由する経路を第一優先とする。W／Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は，D／Wを経由して第１ベントフィルタスクラバ容器を通る経路を第二優先とする。

発電用原子炉起動時には，原子炉格納容器内の空気を窒素ガスにより置換し，発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内雰囲気を不活性化した状態を維持することで，原子炉格納容器内の気体の組成が可燃限界に至ることを防ぎ，原子炉格納容器内における水素爆発の発生を防止している。

（添付資料 1.9.5）

第 1.9－1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順一覧（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止	窒素ガス制御系※1	－※4	－※1
			可搬式窒素供給装置	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
	－	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	格納容器フィルタベント系※2 第１ベントフィルタ出口水素濃度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」
	－	可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化	可搬式窒素供給装置 格納容器フィルタベント系	－※6	－※5

※１：原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
※２：手順は「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等が発生した際に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。
※５：発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系内は不活性化した状態とする。
※６：可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化に用いる可搬式窒素供給装置は，発電用原子炉起動前に使用するものであり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

対応手段，対処設備，手順一覧（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
水素爆発による原子炉格納容器の破損防止	－	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロワ 可燃性ガス濃度制御系再結合装置 可燃性ガス濃度制御系　配管・弁 残留熱除去系 残留熱代替除去系	自主対策設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＳによる格納容器水素・酸素濃度制御」
	－	水素濃度及び酸素濃度の監視	格納容器水素濃度（ＳＡ） 格納容器酸素濃度（ＳＡ） 格納容器水素濃度（Ｂ系） 格納容器酸素濃度（Ｂ系）	重大事故等対処設備	事故時操作要領書 （シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」 「ＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」
			格納容器水素濃度（Ａ系） 格納容器酸素濃度（Ａ系）	自主対策設備	
	－	代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3 代替所内電気設備※3	重大事故等対処設備	－※3

※１：原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
※２：手順は「1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等が発生した際に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。
※５：発電用原子炉起動前に格納容器フィルタベント系内は不活性化した状態とする。
※６：可搬式窒素供給装置による格納容器フィルタベント系の不活性化に用いる可搬式窒素供給装置は，発電用原子炉起動前に使用するものであり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

第 1.9－2 表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（１／４）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (1)　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止 ｂ．可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器への注水量	代替注水流量（常設） 格納容器代替スプレイ流量 Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量
		水源の確保	低圧原子炉代替注水槽水位 輪谷貯水槽（西１） 輪谷貯水槽（西２） サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		補機監視機能	Ａ－残留熱除去ポンプ出口圧力 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口圧力 低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力

監視計器一覧（２／４）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.9.2.1　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止 b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＶＳによる格納容器ベント」 原子力災害対策手順書 「格納容器フィルタベント系系統構成」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 第１ベントフィルタ出口水素濃度 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

監視計器一覧（３／４）

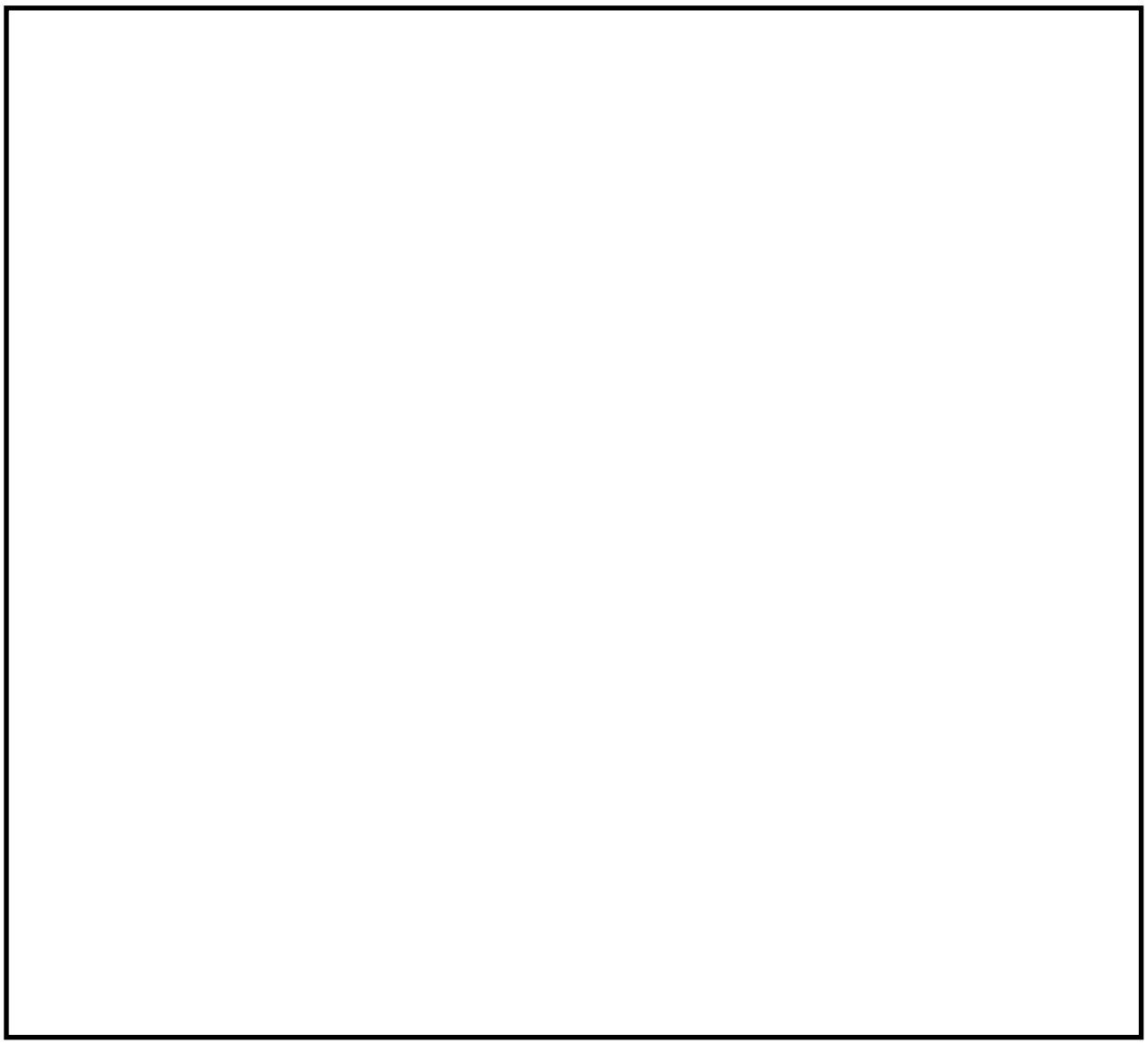
手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.9.2.1　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止 ｃ．可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＦＣＳによる格納容器水素・酸素濃度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の水素濃度	Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ａ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器入口温度 Ａ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ｂ－残留熱除去系熱交換器出口温度 Ａ－残留熱除去ポンプ出口流量 Ｂ－残留熱除去ポンプ出口流量 残留熱代替除去ポンプ出口流量 残留熱代替除去ポンプ出口圧力 Ⅰ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ⅱ－原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 Ａ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ｂ－残留熱除去系熱交換器冷却水流量 Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル温度（ＳＡ） サプレッション・チェンバ温度（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
		補機監視機能	Ａ，Ｂ－ＦＣＳ系統入口流量 Ａ，Ｂ－ＦＣＳブロワ入口流量 Ａ，Ｂ－ブロワ入口圧力 Ａ，Ｂ－ＦＣＳ加熱器ガス温度 Ａ，Ｂ－ＦＣＳ加熱器出口温度 Ａ，Ｂ－ＦＣＳ加熱器壁温度 Ａ，Ｂ－再結合器ガス温度 Ａ，Ｂ－ＦＣＳ再結合器壁温度

監視計器一覧（４／４）

手順書	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (3)原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 ａ．格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＭＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		電源	緊急用メタクラ電圧 ＳＡロードセンタ母線電圧
1.9.2.1 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順 (3)原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視 ｂ．格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視			
事故時操作要領書（シビアアクシデント） 「放出」 AM設備別操作要領書 「ＣＡＭＳによる格納容器水素・酸素濃度測定」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） Ａ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ） Ｂ－格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		電源	Ｃ－メタクラ母線電圧 Ｄ－メタクラ母線電圧 Ｃ－ロードセンタ母線電圧 Ｄ－ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	Ａ－格納容器水素濃度 Ｂ－格納容器水素濃度 格納容器水素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の酸素濃度	Ａ－格納容器酸素濃度 Ｂ－格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ）
		最終ヒートシンクの確保	Ⅰ－ＲＣＷ熱交換器出口温度 Ⅱ－ＲＣＷ熱交換器出口温度

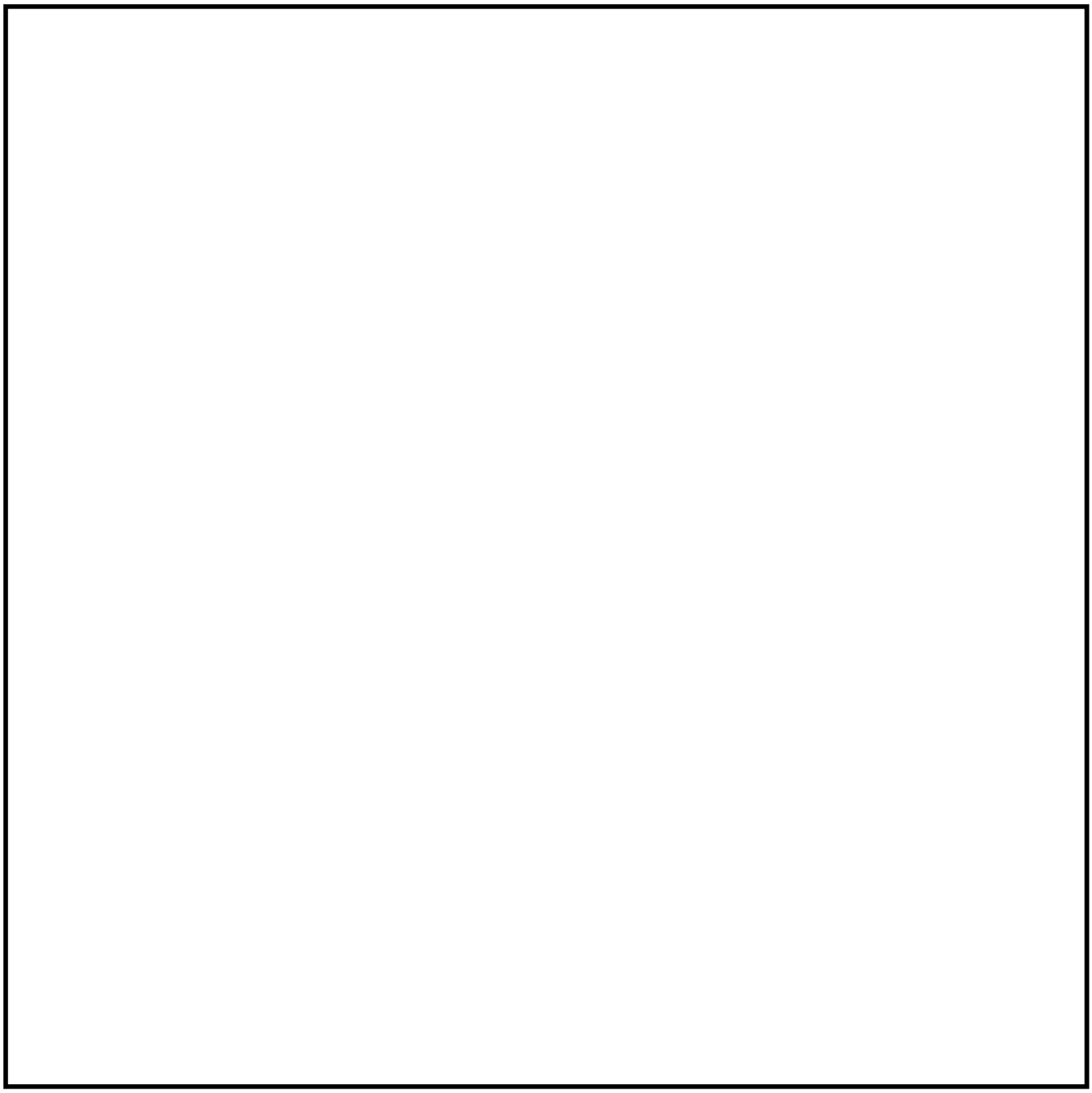
第 1.9－3 表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
【1.9】 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	格納容器フィルタベント系	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	窒素ガス制御系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｃ系 Ｃ／Ｃ　Ｄ系 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	非常用ガス処理系弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 Ｃ／Ｃ　Ｃ系 Ｃ／Ｃ　Ｄ系 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	第１ベントフィルタ出口水素濃度	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 ＳＡ用 115V 系
	格納容器水素濃度（ＳＡ） 格納容器酸素濃度（ＳＡ）	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 ＳＡ－Ｃ／Ｃ
	格納容器水素濃度（Ｂ系） 格納容器酸素濃度（Ｂ系）	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計装Ｃ／Ｃ　Ｄ系
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 計装Ｃ／Ｃ　Ｃ系 計装Ｃ／Ｃ　Ｄ系



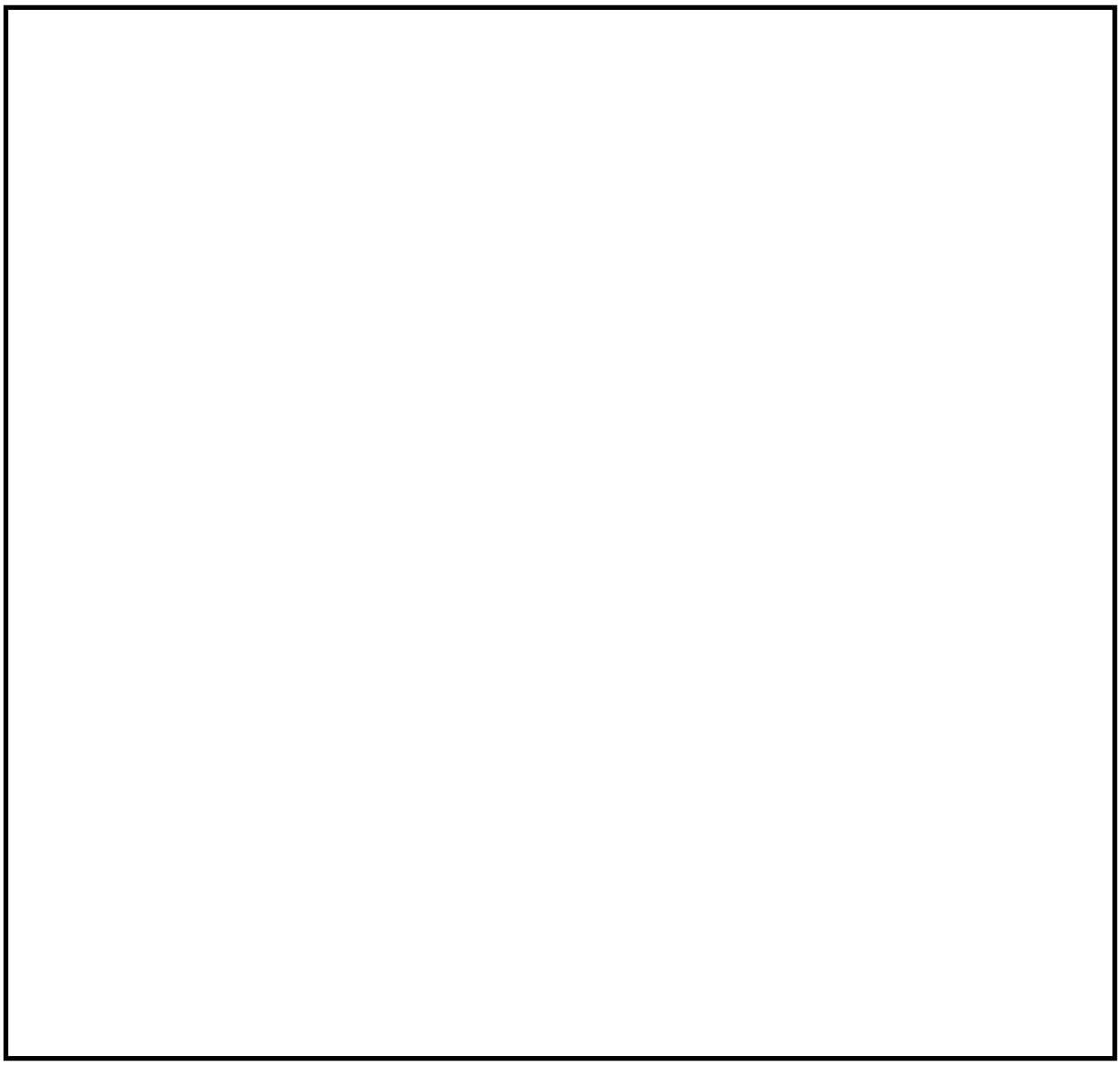
第1.9－1図　ＳＯＰ　「放出」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



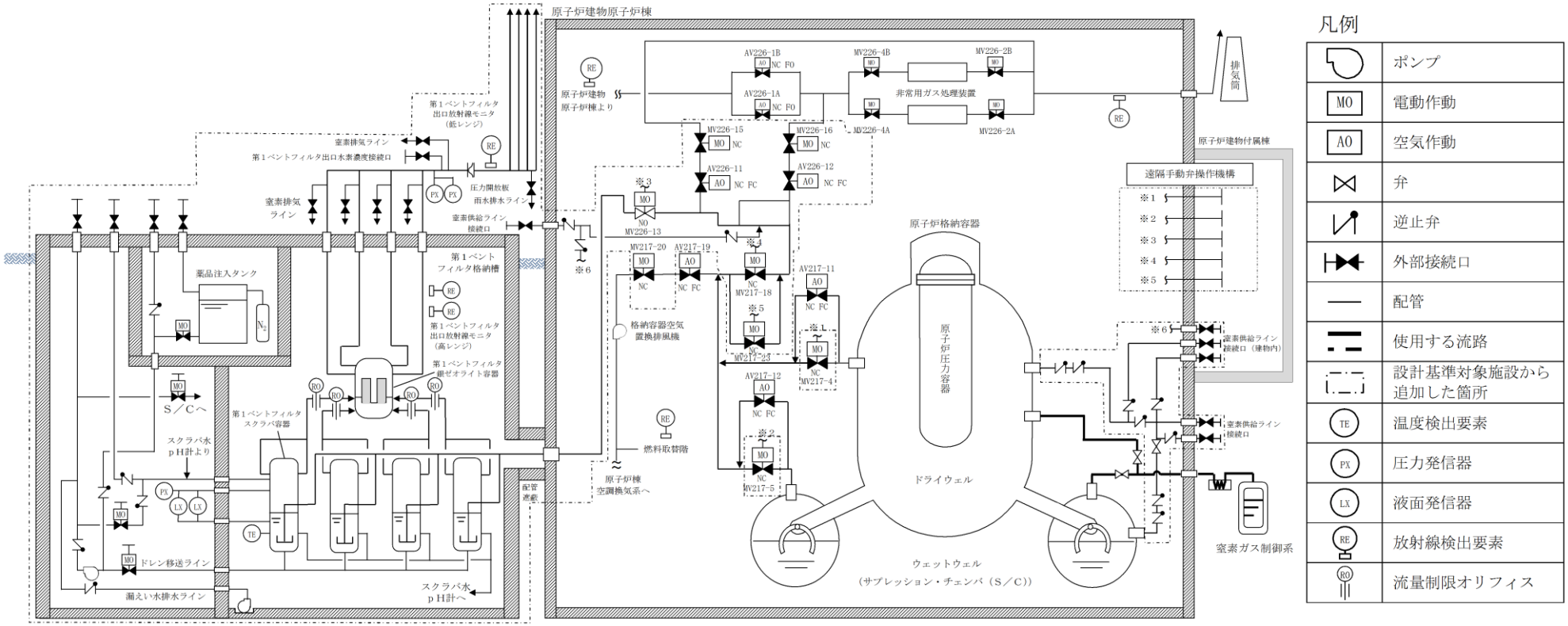
第1.9－2図　ＳＯＰ　「除熱－１」における対応フロー

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1.9－3図　ＳＯＰ　「除熱－２」における対応フロー

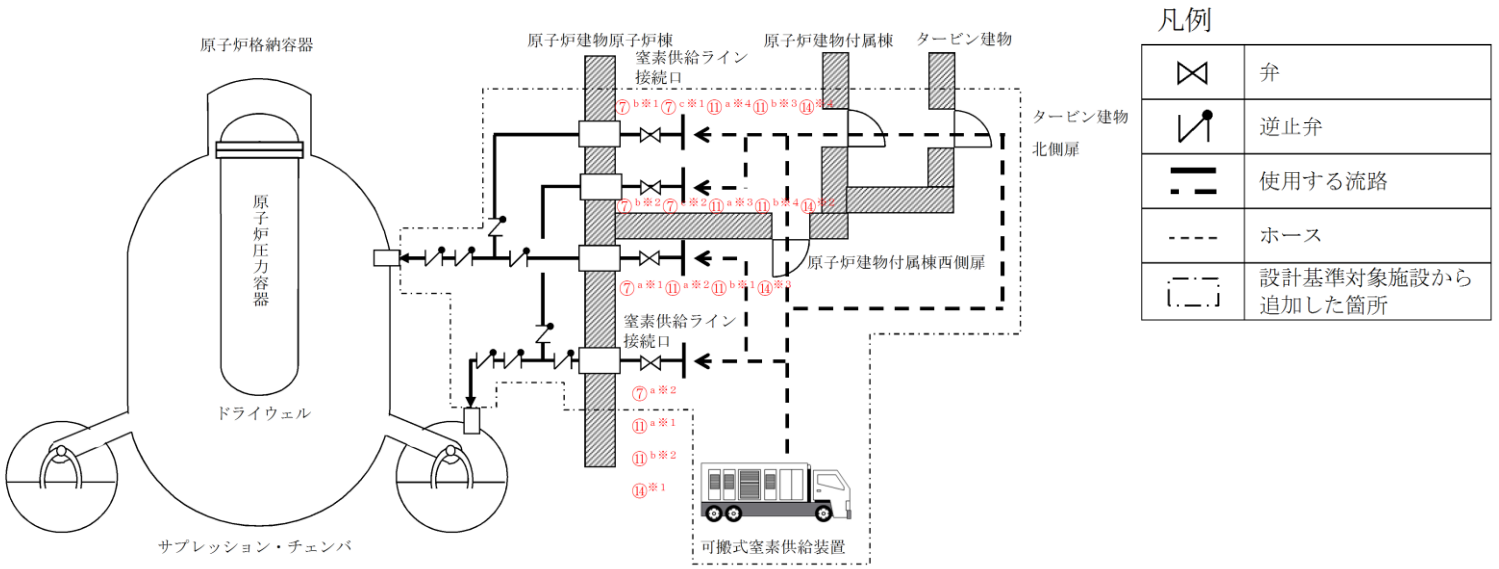
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



凡例

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

第 1.9－4 図　発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化 概要図



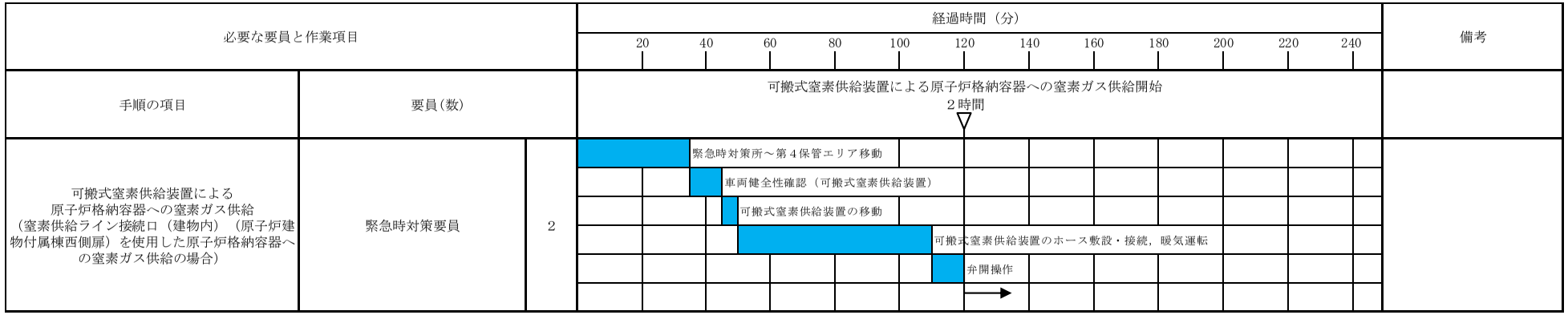
操作手順	弁名称
⑦$^{a※1}$ ⑪$^{a※2}$ ⑪$^{b※1}$ ⑭$^{※3}$	ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）
⑦$^{a※2}$ ⑪$^{a※1}$ ⑪$^{b※2}$ ⑭$^{※1}$	ＡＮＩ代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）
⑦$^{b※1}$ ⑦$^{c※1}$ ⑪$^{a※4}$ ⑪$^{b※3}$ ⑭$^{※4}$	ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）
⑦$^{b※2}$ ⑦$^{c※2}$ ⑪$^{a※3}$ ⑪$^{b※4}$ ⑭$^{※2}$	ＡＮＩ建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）

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 1.9－5 図　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給 概要図

必要な要員と作業項目			経過時間（分） 20 40 60 80 100 120 140 160 180 200 220 240	備考
手順の項目	要員（数）		可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 ２時間	
可搬式窒素供給装置による 原子炉格納容器への窒素ガス供給 （窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合）	緊急時対策要員	2	緊急時対策所～第４保管エリア移動 車両健全性確認（可搬式窒素供給装置） 可搬式窒素供給装置の移動 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転 弁開操作	

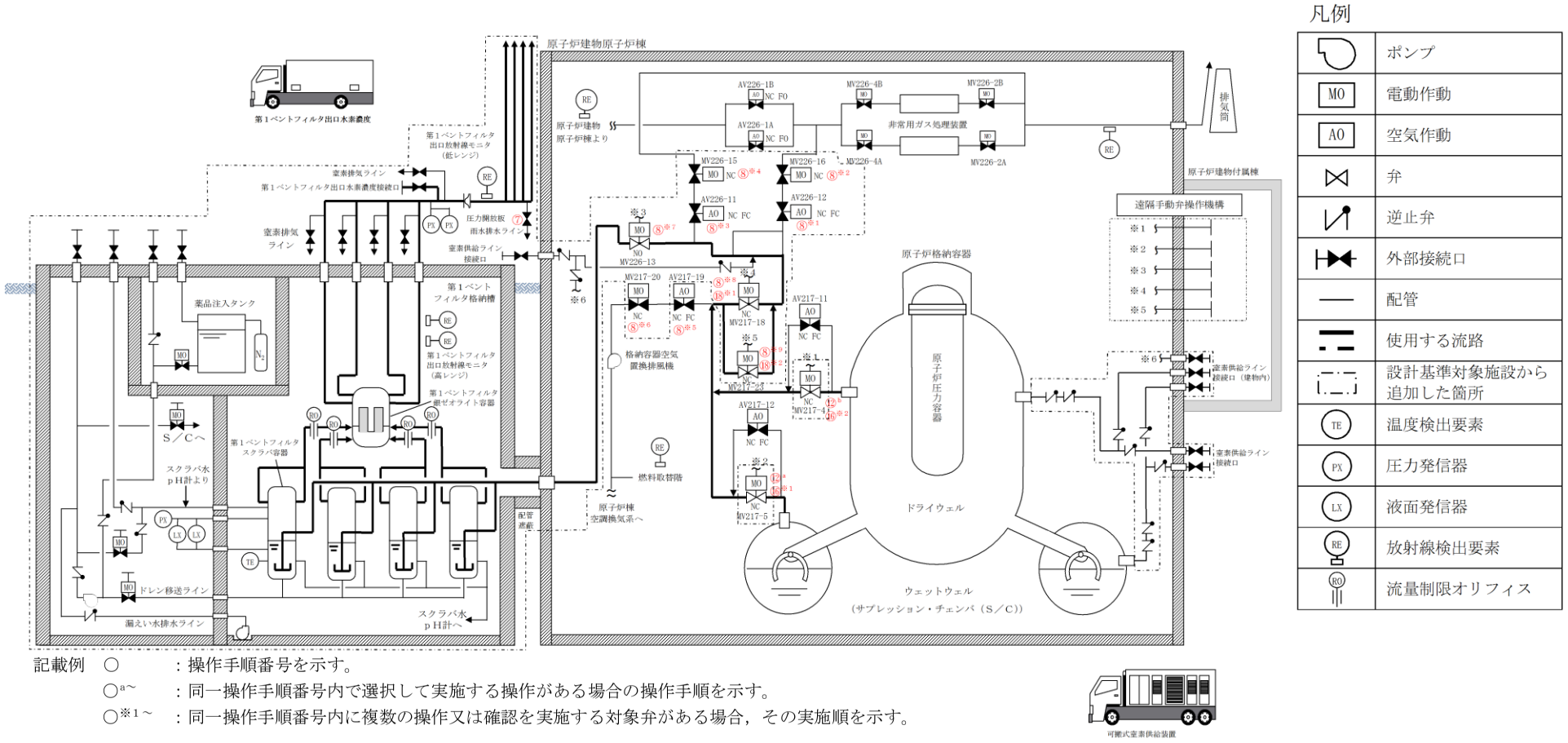
第 1.9－6 図　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給　タイムチャート（１／３）
（窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合）



第 1.9－6 図　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給　タイムチャート（２／３）
（窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合）

必要な要員と作業項目			経過時間（分） 60　120　180　240　300　360　420　480	備考
手順の項目	要員(数)		可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給開始 6時間40分	
可搬式窒素供給装置による 原子炉格納容器への窒素ガス供給 （窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合））	緊急時対策要員	2	緊急時対策所～第４保管エリア移動 車両健全性確認（可搬式窒素供給装置） 可搬式窒素供給装置の移動 可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖気運転 弁開操作	

第1.9－6図　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給　タイムチャート（３／３）
（窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合））



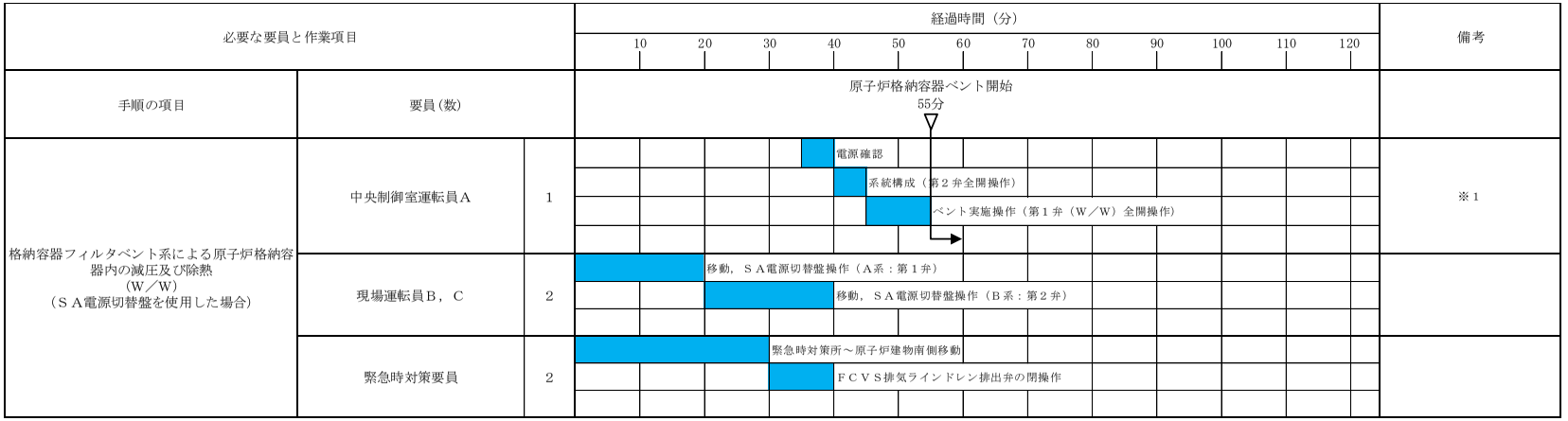
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○ᵃ～　：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

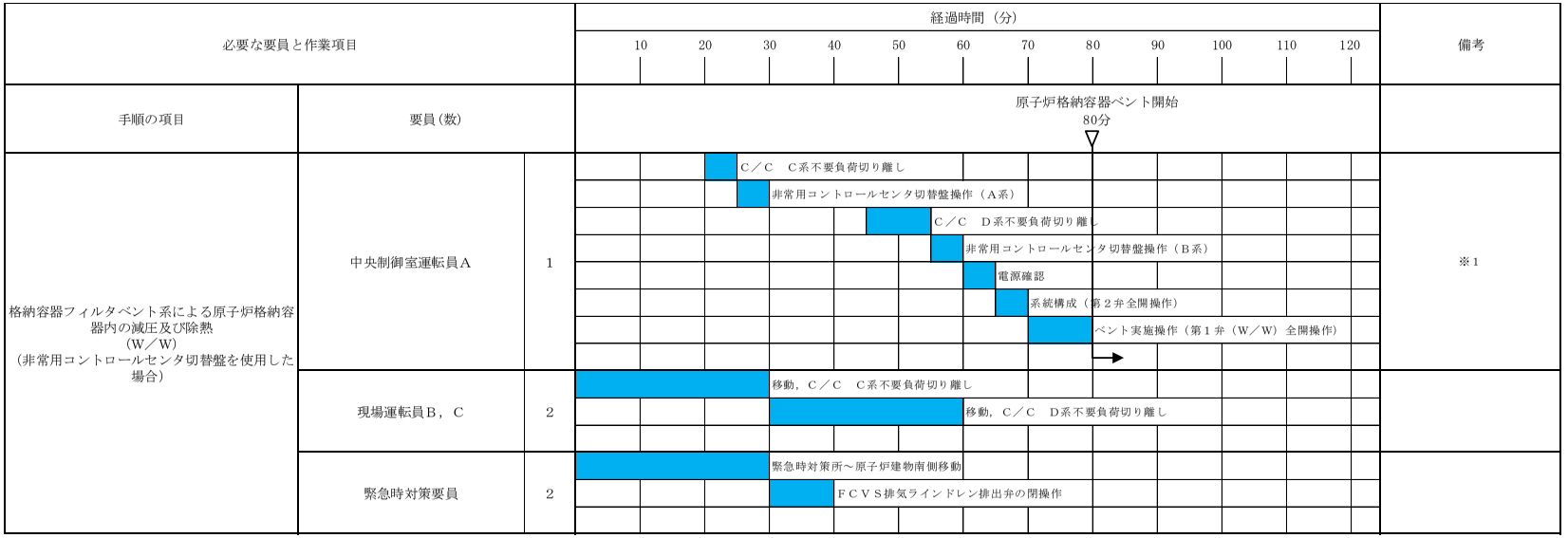
第 1.9－7 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出　概要図（１／２）

操作手順	弁名称
⑦	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁
⑧※1	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁
⑧※2	ＳＧＴ　ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁
⑧※3	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁
⑧※4	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁
⑧※5	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁
⑧※6	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁
⑧※7	ＳＧＴ　ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁 （第３弁）
⑧※8⑱※1	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁（第２弁）
⑧※9⑱※2	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁 （第２弁バイパス弁）
⑫ａ⑯※1	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁 （第１弁（Ｗ／Ｗ））
⑫ｂ⑯※2	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁 （第１弁（Ｄ／Ｗ））

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

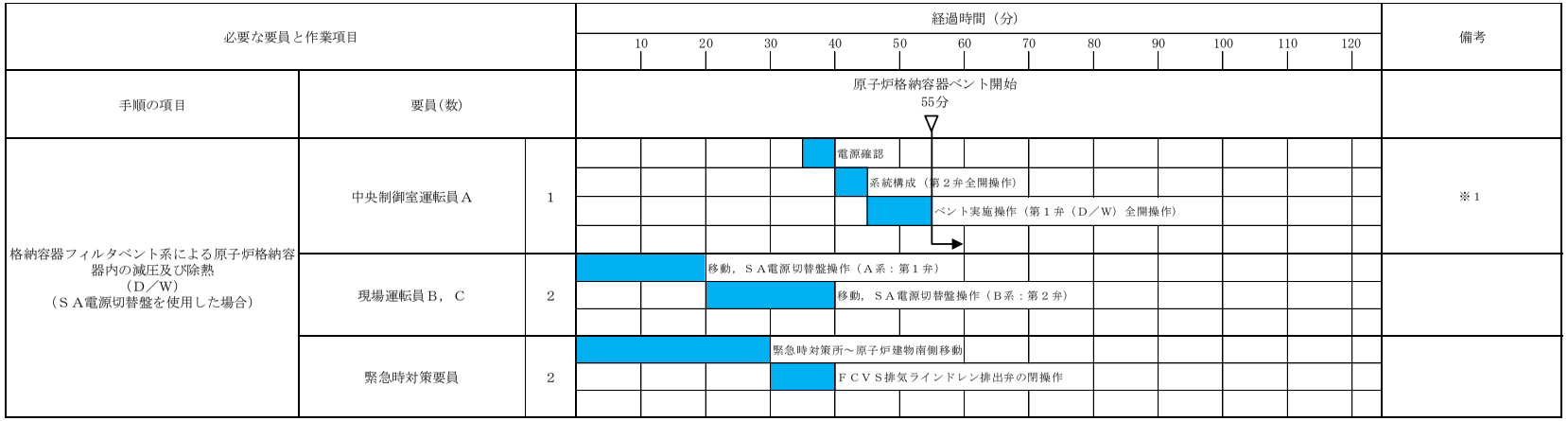
第1.9－7図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出　概要図（２／２）

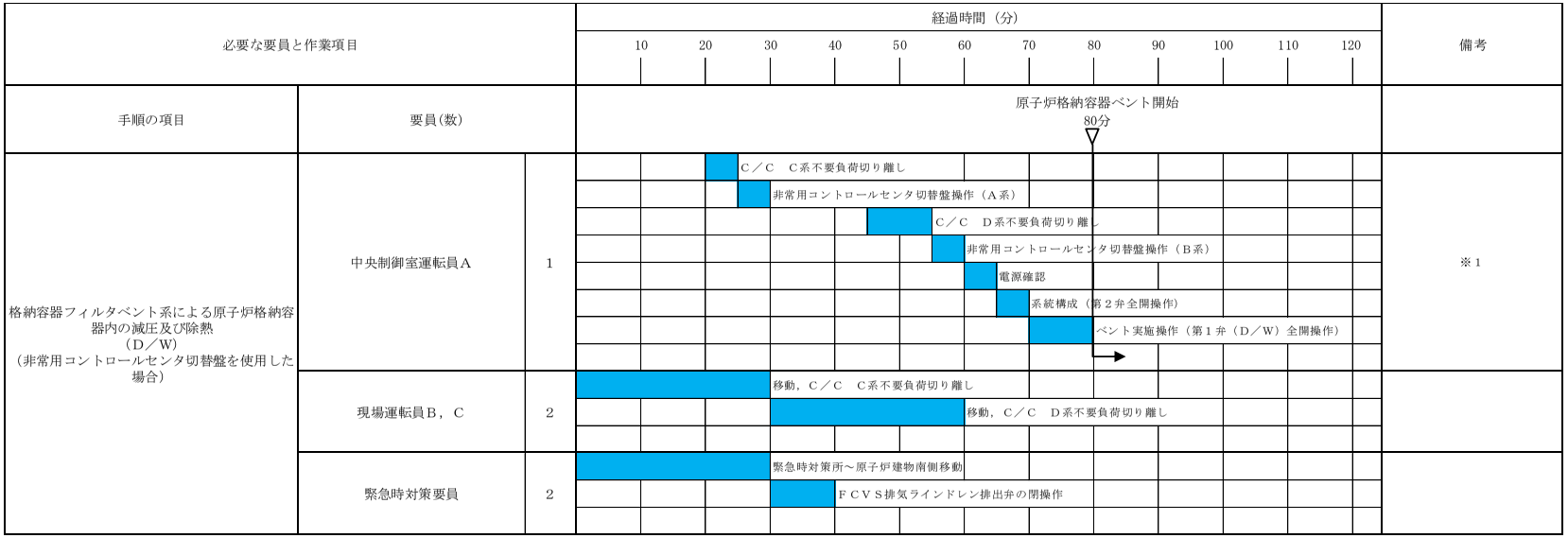




※１：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。

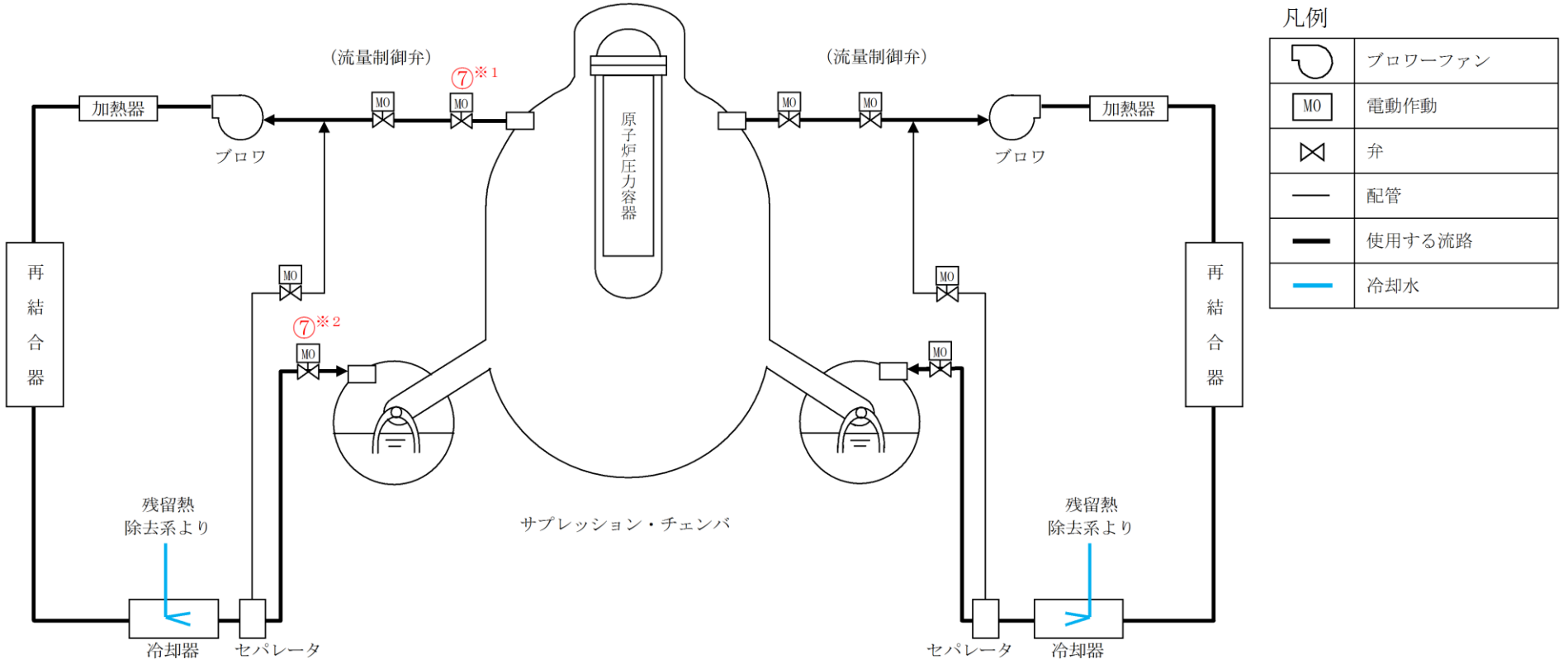
第 1.9－8 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出（W／W）　タイムチャート





※1：第２弁の開操作ができない場合は，第２弁バイパス弁を全開とする。

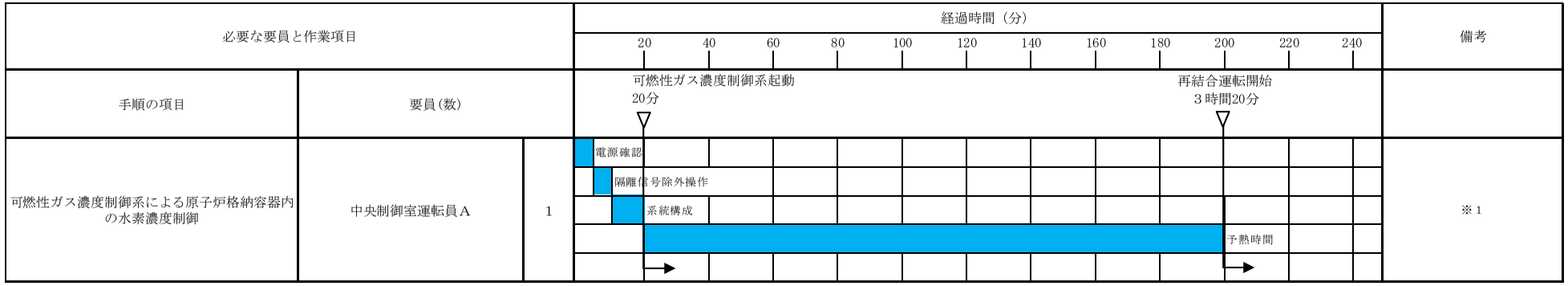
第 1.9－9 図　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出（D／W）　タイムチャート



操作手順	弁名称
⑦※1	Ａ－ＦＣＳ入口隔離弁
⑦※2	Ａ－ＦＣＳ出口隔離弁

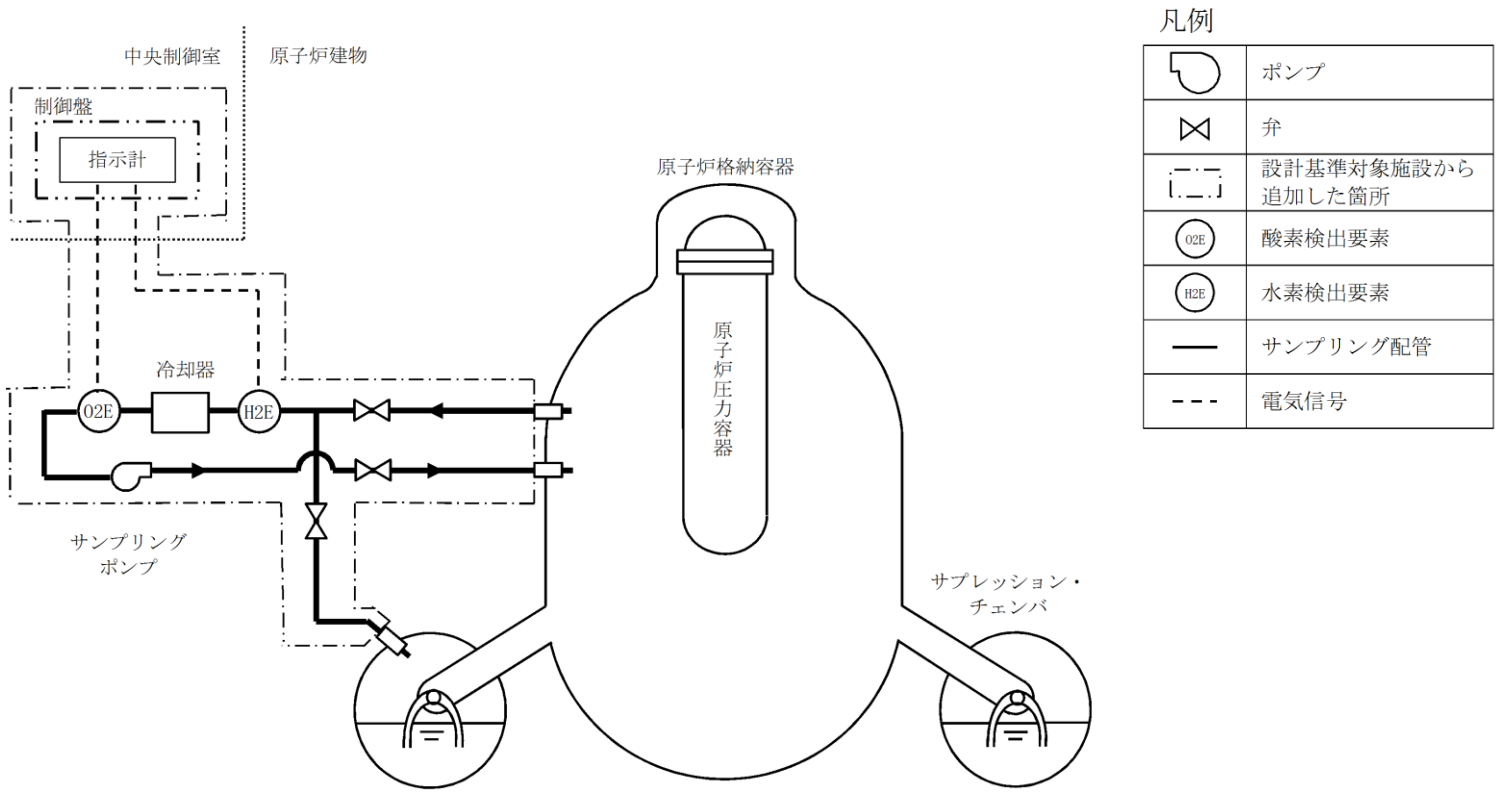
記載例　○　　：操作手順番号を示す。
○※1～　：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合，その実施順を示す。

第 1.9－10 図　可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御　概要図

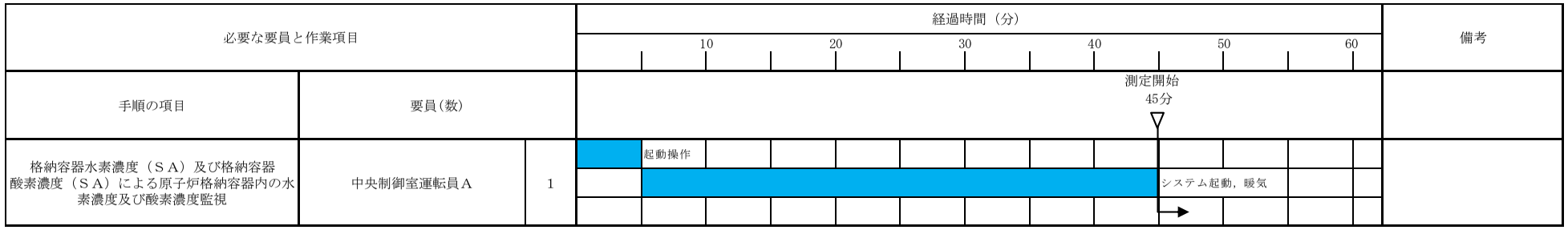


※１：可燃性ガス濃度制御系Ａ系による原子炉格納容器内の水素濃度制御を示す。また，可燃性ガス濃度制御系Ｂ系については，３時間20分以内で可能である。

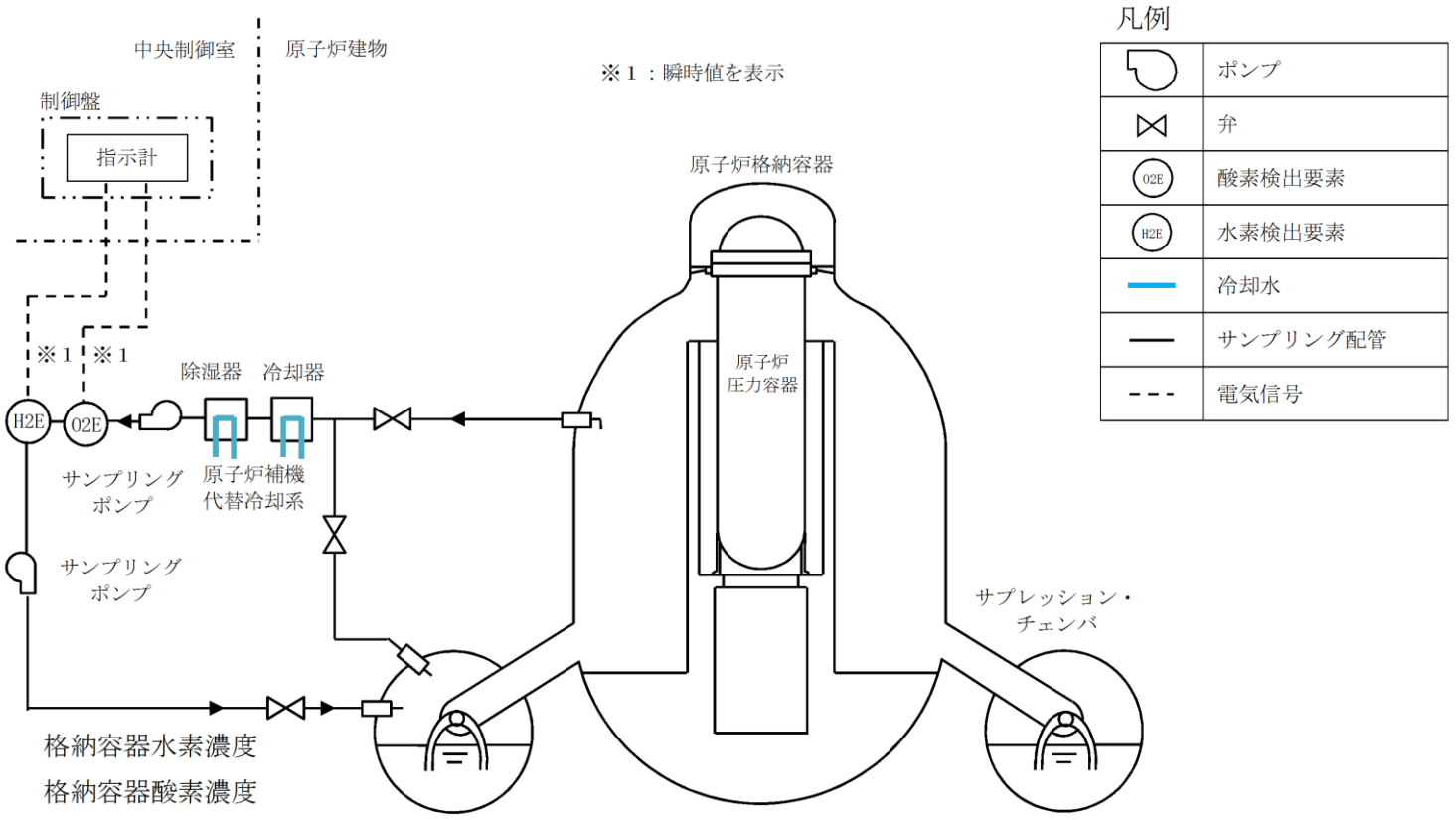
第 1.9－11 図　可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御　タイムチャート



第 1.9－12 図　格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による
原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視　概要図

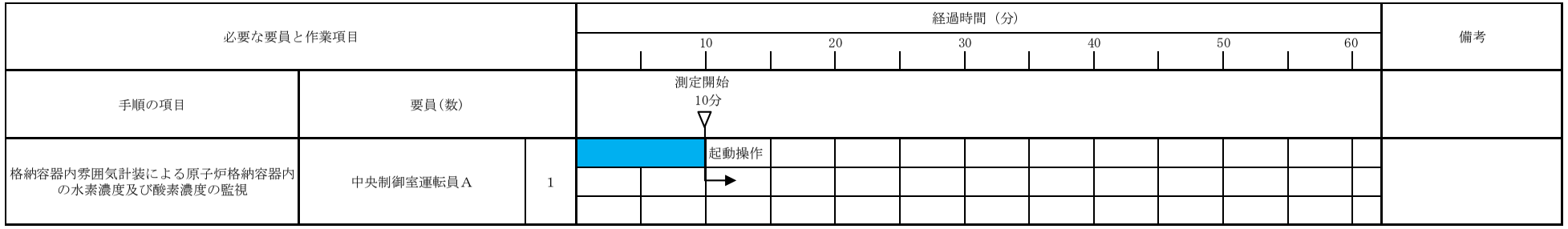


第 1.9－13 図　格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による
原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視　タイムチャート

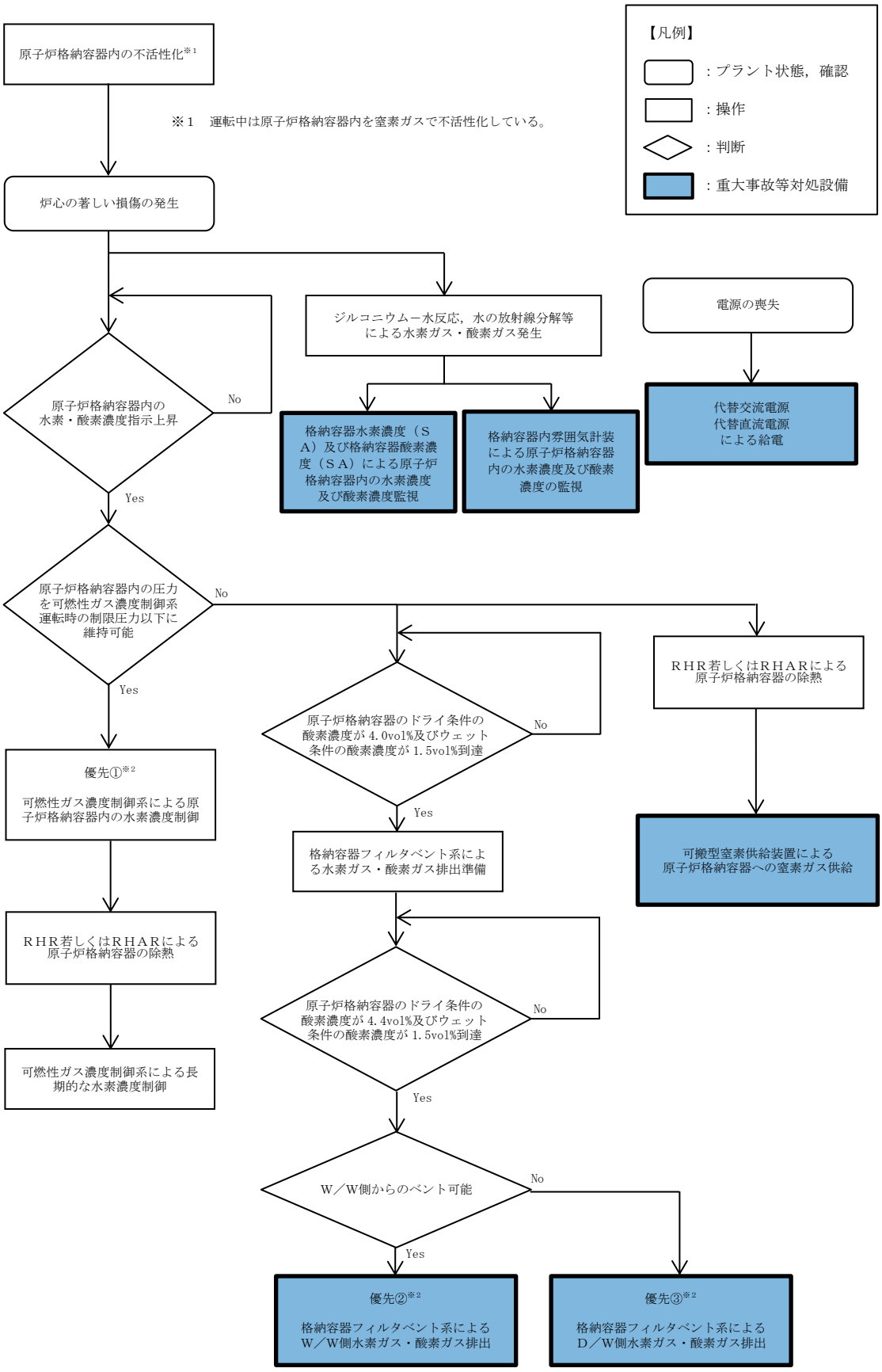


※２系列のうちＢ系を示す。

第 1.9－14 図　格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視　概要図



第 1.9-15 図　格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視　タイムチャート



※2　優先順位は，①→②→③の順とする。

第 1.9－16 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（１／４）

技術的能力審査基準（1.9）	番号	設置許可基準規則（五十二条）	技術基準規則（六十七条）	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内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	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内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を設けなければならない。	【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を施設しなければならない。	⑤
【解釈】 １ 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	－	【解釈】 １ 第５２条に規定する「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	【解釈】 １ 第６７条に規定する「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	－
（１）BWR ａ）原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。	②	＜BWR＞ ａ）原子炉格納容器内を不活性化すること。	＜BWR＞ ａ）原子炉格納容器内を不活性化すること。	⑥
		＜PWR のうち必要な原子炉＞ ｂ）水素濃度制御設備を設置すること。	＜PWR のうち必要な原子炉＞ ｂ）水素濃度制御設備を設置すること。	－
（２）PWR のうち必要な原子炉 ａ）水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。	－	＜BWR 及び PWR 共通＞ ｃ）水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。	＜BWR 及び PWR 共通＞ ｃ）水素ガスを原子炉格納容器外に排出する場合には、排出経路での水素爆発を防止すること、放射性物質の低減設備、水素及び放射性物質濃度測定装置を設けること。	⑦
（３）BWR 及びPWR 共通 ａ）原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。	③	ｄ）炉心の著しい損傷時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる監視設備を設置すること。	ｄ）炉心の著しい損傷時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる監視設備を設置すること。	⑧
		ｅ）これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。	ｅ）これらの設備は、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。	⑨
ｂ）炉心の著しい損傷後、水－ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。	④			

※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（２／４）

：重大事故等対処設備

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止	窒素ガス制御系※1	既設 新設	① ② ⑤ ⑥	－	－	－	－	－	－
	可搬式窒素供給装置	新設							
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	格納容器フィルタベント系	新設	① ④ ⑤ ⑦	可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロワ	常設	20 分	1 人	自主対策設備とする理由は本文参照
	第１ベントフィルタ出口水素濃度	新設			可燃性ガス濃度制御系再結合装置				
	第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	新設			可燃性ガス濃度制御系配管・弁				
					残留熱除去系				
					残留熱代替除去系				
水素濃度及び酸素濃度の監視	格納容器水素濃度（ＳＡ）	新設	① ⑤ ⑧	水素濃度及び酸素濃度の監視	格納容器酸素濃度（Ａ系）	常設	10 分	1 人	自主対策設備とする理由は本文参照
	格納容器水素濃度（Ｂ系）	既設							
	格納容器酸素濃度（ＳＡ）	新設			格納容器酸素濃度（Ａ系）	常設			
	格納容器酸素濃度（Ｂ系）	既設							
代替電源による必要な設備への給電	常設代替交流電源設備	新設	① ③ ⑤ ⑨	－	－	－	－	－	－
	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							
	可搬型直流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	既設 新設							

※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。
窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（３／４）

技術的能力審査基準（1.9）	適合方針
【要求事項】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内における水素爆発による破損を防止する必要がある場合には，水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段として，格納容器水素濃度（ＳＡ），格納容器水素濃度（Ｂ系），格納容器酸素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（Ｂ系）により水素濃度及び酸素濃度が変動する可能性のある範囲を監視し，可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器水素爆発防止に必要な手順等を整備する。また，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素排出を実施するために必要な手順等を整備する。
【解釈】 1 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	—
（1）BWR a）原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。	発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内雰囲気を窒素ガス制御系により不活性化し，原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備する。また，炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段として可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器を不活性化し，原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備する。

※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（４／４）

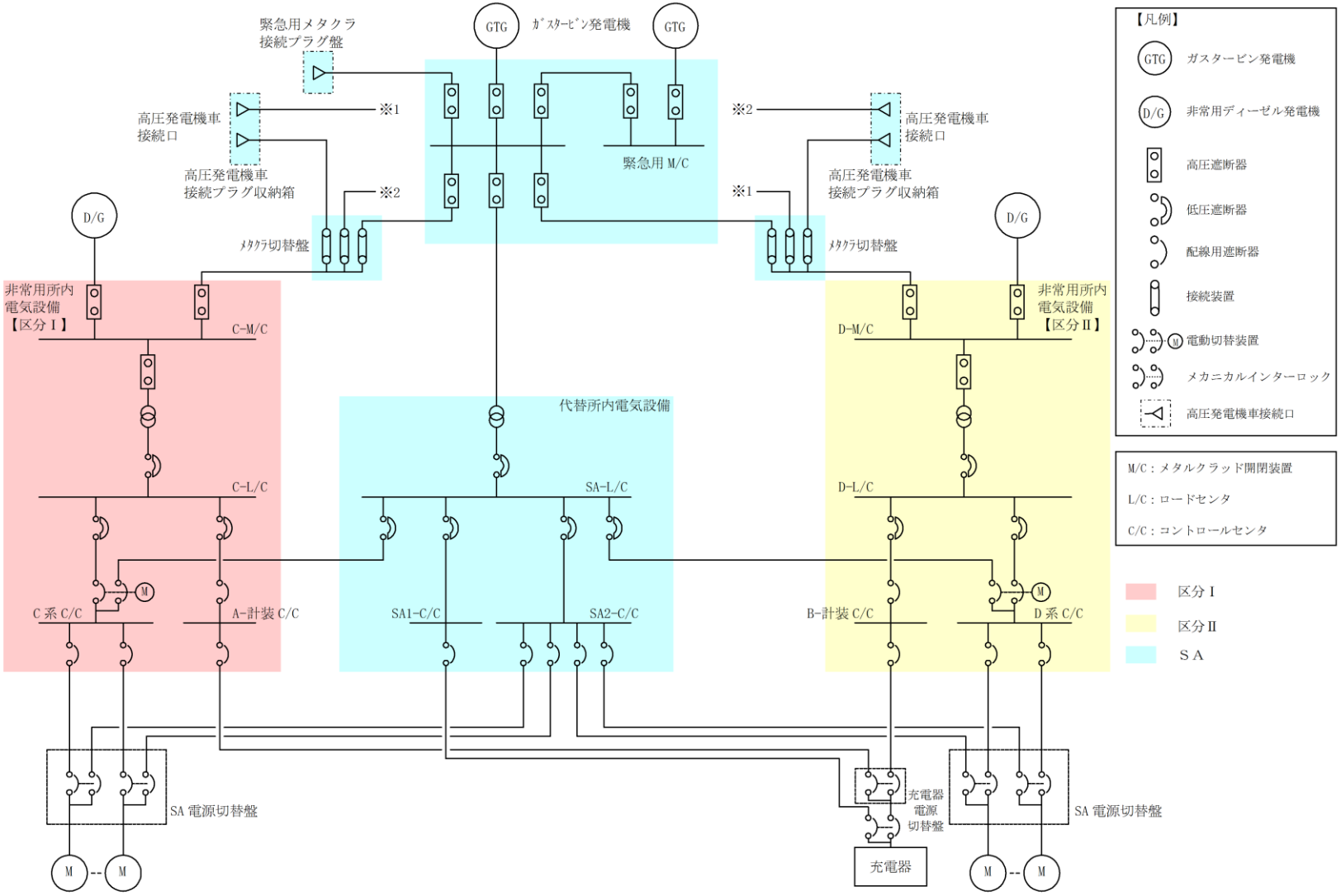
技術的能力審査基準（1.9）	適合方針
（２）PWR のうち必要な原子炉 ａ）水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。	対象外
（３）BWR 及び PWR 共通 ａ）原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。	炉心の著しい損傷が発生し，全交流動力電源が喪失した場合においても，原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備（格納容器フィルタベント系，格納容器水素濃度（ＳＡ），格納容器水素濃度（Ｂ系），格納容器酸素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（Ｂ系））へ代替電源設備（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，可搬型直流電源設備及び代替所内電気設備）により給電する手順を整備する。 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。
ｂ）炉心の著しい損傷後、水－ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。	炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段として，格納容器水素濃度（ＳＡ），格納容器水素濃度（Ｂ系），格納容器酸素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（Ｂ系）により水素濃度及び酸素濃度が変動する可能性のある範囲を監視し，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素排出を実施するために必要な手順等を整備する。

※1：発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内を窒素ガス制御系により常時不活性化している。窒素ガス制御系は設計基準対象施設であり，重大事故等時に使用するものではないため，重大事故等対処設備とは位置付けない。

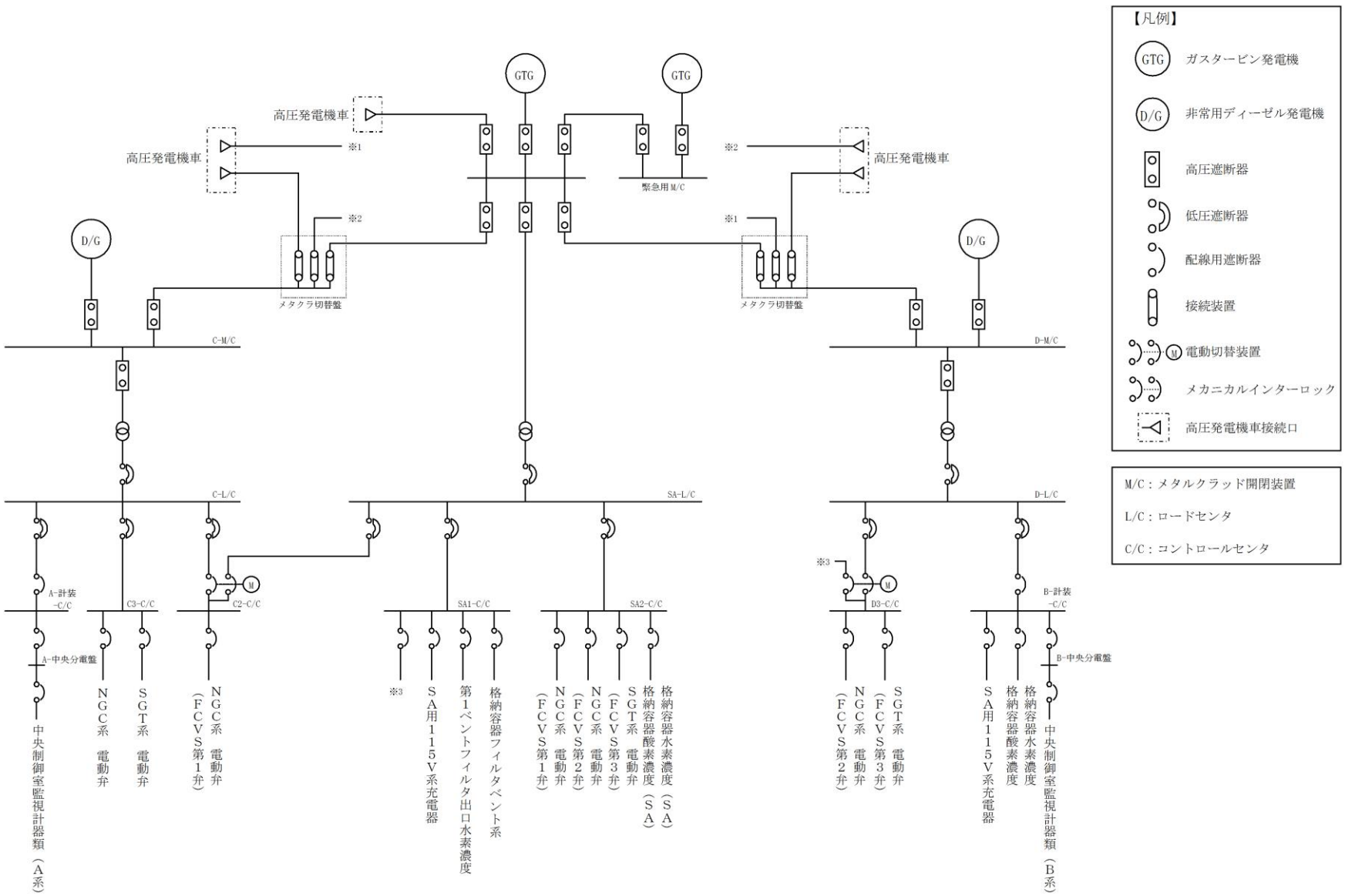
自主対策設備仕様

機器名称	常設／可搬	耐震性	容量	個数
可燃性ガス濃度制御系再結合装置ブロア	常設	Sクラス	255m³/h[normal] (1台あたり)	2台
可燃性ガス濃度制御系再結合装置	常設	Sクラス	—	2基

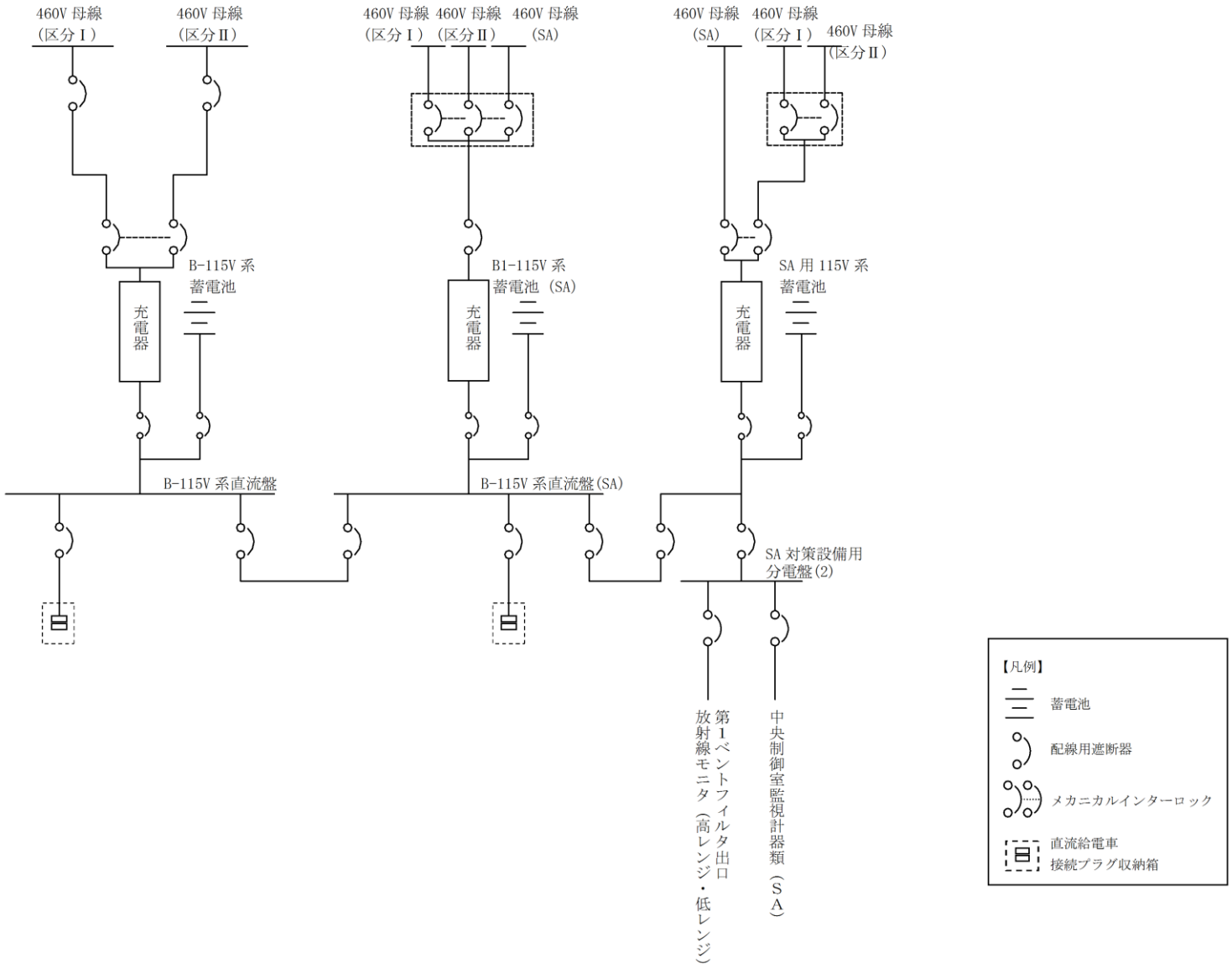
機器名称	常設／可搬	耐震性	測定方法	計測範囲	個数
格納容器水素濃度（A系）	常設	Sクラス	熱伝導式	0～100%	1個
格納容器酸素濃度（A系）	常設	Sクラス	熱磁気風式	0～25%	1個



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.　原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

(1)　可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

a．操作概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において，原子炉格納容器内で発生する水素ガス及び酸素ガスの反応による水素爆発により原子炉格納容器が破損することを防止するため，原子炉格納容器に窒素ガスを供給する。

窒素ガスの供給は可搬式窒素供給装置にて行い，当該装置を窒素ガス代替注入系にホースで接続し，窒素供給弁を操作することで窒素ガス供給を行う。

b．作業場所

【窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合】

屋外（原子炉建物南側）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合】

屋外（原子炉建物西側）

原子炉建物付属棟１階（非管理区域）

【窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】

屋外（タービン建物北側）

原子炉建物付属棟１階（非管理区域）

c．必要要員数及び想定時間

可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給に必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

(a)　窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

必要要員数　：２名（緊急時対策要員２名）

想定時間　　：２時間以内（所要時間目安※1：１時間 42 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算出した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分

・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（原子炉建物南側））

●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖機運転：想定時間１時間，所要時間目安 53 分

・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物南側））

・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（原子炉建物南側））

●弁開操作：想定時間 10 分（所要時間目安５分）

・弁開操作：所要時間目安５分（操作対象１弁：屋外（原子炉建物南側））

(b)　窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合

必要要員数　：２名（緊急時対策要員２名）

想定時間　　：２時間以内（所要時間目安※1：１時間 44 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算出した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分

・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（原子炉建物西側））

●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖機運転：想定時間１時間，

所要時間目安 53 分

・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続：所要時間目安 36 分（ホース敷設・接続：屋外（原子炉建物西側）～原子炉建物付属棟１階）

・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（原子炉建物西側））

●弁開操作：想定時間 10 分（所要時間目安７分）

・弁開操作：所要時間目安７分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟１階）

(c)　窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）

必要要員数　：２名（緊急時対策要員２名）

想定時間　　：６時間 40 分以内（所要時間目安※1：６時間 18 分）

※１：所要時間目安は，実機による検証及び模擬により算出した時間

想定時間内訳

【緊急時対策要員】

●緊急時対策所～第４保管エリア移動：想定時間 35 分，所要時間目安 32 分

・移動：所要時間目安 32 分（移動経路：緊急時対策所～第４保管エリア）

●車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）：想定時間 10 分，所要時間目安 10 分

・車両健全性確認（可搬式窒素供給装置）：所要時間目安 10 分（第４保管エリア）

●可搬式窒素供給装置の移動：想定時間５分，所要時間目安２分

・可搬式窒素供給装置の移動：所要時間目安２分（移動経路：第４保管エリア～屋外（タービン建物北側））

●可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続，暖機運転：想定時間５時間 35 分，所要時間目安５時間 19 分

・可搬式窒素供給装置のホース敷設・接続：所要時間目安５時間２分（ホース敷設・接続：屋外（タービン建物北側）～原子炉建物付属棟１階）

・可搬式窒素供給装置暖気運転：所要時間目安 17 分（暖気運転：屋外（タービン建物北側））

●弁開操作：想定時間 15 分（所要時間目安 15 分）

・弁開操作：所要時間目安 15 分（操作対象１弁：原子炉建物付属棟

1階）

d．操作の成立性について

(a)　現場操作

作業環境　　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯により，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後の汚染を考慮し，防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備するが，緊急時対策本部の指示により，作業区域の環境を考慮した被水防護服等を装備した作業を行う場合がある。

移動経路　　：車両のヘッドライトのほか，ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており，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　　：送気ホースの接続は，差し込み式であり容易に実施可能であり，操作に必要な工具はない。また，弁の開閉操作についても，必要な工具はなく通常の弁操作と同様である。作業エリア周辺には支障となる設備はなく，十分な作業スペースがある。

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



ホース接続作業

2.　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

(1)　格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出

a．操作概要

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出に必要な状況において，ＳＡ電源切替盤操作又は非常用コントロールセンタ切替盤操作により電源切替えを実施する。また，中央制御室操作により系統構成及び格納容器ベント操作を実施し，格納容器ベントを実施する。

b．作業場所

Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し　原子炉建物付属棟２階（非管理区域）
Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し　原子炉建物付属棟中２階（非管理区域）
電源切替え　原子炉建物付属棟３階（非管理区域）
系統構成，格納容器ベント操作　制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）
排気ラインドレン排出弁操作　屋外（原子炉建物南側周辺）

c．必要要員数及び想定時間

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出として，第一優先のW／Wベントを使用した格納容器ベントに必要な要員数，想定時間は以下のとおり。

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

＜ＳＡ電源切替盤操作の場合＞

必要要員数　：５名（中央制御室運転員１名，現場運転員２名，緊急時対策要員２名）
想定時間　：移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ａ系）20 分以内（所要時間目安※1：８分）
移動，ＳＡ電源切替盤操作（Ｂ系）20 分以内（所要時間目安※1：４分）
電源確認（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）
系統構成（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）
ベント実施操作（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：３分）
排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時

間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安４分

・電源確認：所要時間目安４分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間５分，所要時間目安４分

・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

●ベント実施操作（第１弁（W／W）開操作）：想定時間 10 分，所要時間目安３分

・ベント実施操作（第１弁（W／W）開操作）：所要時間目安３分（操作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

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

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室から原子炉建物付属棟３階）

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

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

・移動：所要時間目安１分（原子炉建物付属棟３階）

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

【緊急時対策要員】

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

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

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

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

＜非常用コントロールセンタ切替盤操作の場合＞

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

想定時間　　：移動，Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し操作 30 分以内（所要時間目安※1：26 分）

移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し操作 30 分以内（所要時間目安※1：12 分）
Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：２分）
非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：１分）
Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：７分）
非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：１分）
電源確認（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）
系統構成（中央制御室）５分以内（所要時間目安※1：４分）
ベント実施操作（中央制御室）10 分以内（所要時間目安※1：３分）
排気ラインドレン排出弁操作（屋外）40 分以内（所要時間目安※1：31 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：想定時間５分，所要時間目安２分
・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要時間目安２分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：想定時間５分，所要時間目安１分
・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ａ系）：所要時間目安１分

●Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 10 分，所要時間目安７分
・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安７分

●非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：想定時間５分，所要時間目安１分
・非常用コントロールセンタ切替盤操作（Ｂ系）：所要時間目安１分

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安４分
・電源確認：所要時間目安４分（電源確認：中央制御室）

●系統構成：想定時間５分，所要時間目安４分
・系統構成：所要時間目安４分（操作対象１弁：中央制御室）

●ベント実施操作（第１弁（Ｗ／Ｗ）開操作）：想定時間 10 分，所要時間目安３分
・ベント実施操作（第１弁（Ｗ／Ｗ）開操作）：所要時間目安３分（操

作対象１弁：中央制御室）

【現場運転員】

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 26 分

・移動：所要時間目安５分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟中２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｃ系不要負荷切り離し：所要時間目安 21 分（原子炉建物付属棟中２階）

●移動，Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：想定時間 30 分，所要時間目安 12 分

・移動：所要時間目安２分（移動経路：原子炉建物付属棟中２階～原子炉建物付属棟２階）

・Ｃ／Ｃ　Ｄ系不要負荷切り離し：所要時間目安 10 分（原子炉建物付属棟２階）

【緊急時対策要員】

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

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

●排気ラインドレン排出弁操作：想定時間 10 分，所要時間目安５分

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

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによるによる操作であるため，容易に実施可能である。

(b)　現場操作

作業環境　　：常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また，ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。

放射性物質が放出される可能性があることから，操作は防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を装備して作業を行う。

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

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

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

(2)　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

ａ．操作概要

中央制御室操作により，可燃性ガス濃度制御系の系統構成を行い，再結合運転を開始する。

ｂ．作業場所

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

可燃性ガス濃度制御系の起動操作及び予熱に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：３時間 20 分以内（所要時間目安※1：３時間８分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●電源確認：想定時間５分，所要時間目安３分

・電源確保及び冷却水確保確認：所要時間目安３分（中央制御室）

●隔離信号除外操作：想定時間５分，所要時間目安１分

・格納容器隔離信号の除外操作：所要時間目安１分（中央制御室）

●系統構成：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・系統構成及びブロア起動：所要時間目安４分（操作対象２弁：中央制御室）

●予熱：想定時間３時間，所要時間目安３時間

・可燃性ガス濃度制御系暖機運転：所要時間目安３時間

ｄ．操作の成立性について

(a)　中央制御室操作

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

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

3. 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

(1) 格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視

ａ．操作概要

格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）の起動操作及び系統暖機を実施する。

ｂ．作業場所

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）の起動操作及び系統暖機に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：45 分以内（所要時間目安※1：41 分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●起動操作：想定時間５分，所要時間目安３分

・電源確認：所要時間目安２分（中央制御室）

・格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）起動操作：所要時間目安１分（中央制御室）

●システム起動，暖気：想定時間 40 分，所要時間目安 38 分

・格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）系統暖気：所要時間目安 30 分

・格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）起動：所要時間目安８分

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ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

(2)　格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視

ａ．操作概要

全交流動力電源喪失が喪失した場合の代替交流電源からの給電後の格納容器水素濃度及び格納容器酸素濃度の起動操作を実施する。

ｂ．作業場所

制御室建物４階（非管理区域）（中央制御室）

ｃ．必要要員数及び想定時間

格納容器水素濃度及び格納容器酸素濃度の起動操作及び系統暖機に必要な要員数，時間は以下のとおり。

必要要員数　：１名（中央制御室運転員１名）

想定時間　　：10 分以内（所要時間目安※1：５分）

※１：所要時間目安は，模擬により算定した時間

想定時間内訳

【中央制御室運転員】

●起動操作：想定時間 10 分，所要時間目安４分

・電源・冷却水確認：所要時間目安３分（中央制御室）

・格納容器水素濃度及び格納容器酸素濃度起動操作：所要時間目安１分（中央制御室）

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ＬＥＤライト（三脚タイプ），ＬＥＤライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。

操作性　　：操作スイッチによる操作であるため，容易に実施可能である。

炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

島根原子力発電所２号炉では，炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し，原子炉圧力容器(以下「ＲＰＶ」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に，運転員による対応を，事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「ＳＯＰ」という。)に定めている。このため，有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はＳＯＰに従ったものとなっている。

ＳＯＰには,炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており，対応の優先順位等についても定めている。このため，想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが，ここでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況を場合分けし,それらについてＳＯＰによる対応が可能であることを確認する。ＳＯＰの対応フローを第１図に示す。また，原子炉格納容器の構造図を第２図に示す。

１．各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち，格納容器先行破損の炉心損傷モード※1を除くと，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ），ＬＯＣＡが抽出される。

このうち，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ）は，炉心損傷の時点でＲＰＶが健全であり，ＲＰＶ内の原子炉冷却材はＳＲＶを通じてサプレッション・チェンバ（以下「Ｓ／Ｃ」という。）に放出されている点で,炉心損傷の時点でのＲＰＶの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。ＴＱＵＶ，ＴＢＰは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていることに対し，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤでは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていないが，ＳＯＰにおいて，原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の 20%上の位置でＲＰＶを減圧する手順としていることから，その後は同じ対応となる。

一方ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ後の注水失敗による炉心損傷）は，炉心損傷の時点でＲＰＶバウンダリ機能を喪失しており,ＲＰＶ内の原子炉冷却材がドライウェル（以下「Ｄ／Ｗ」という。）に直接放出される炉心損傷モードである。このため，炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力,温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが,各々のパラメータに応じた運転操作がＳＯＰに定められており，対応は可能である。

※1 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合，炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから，ＳＯＰに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え，ここでの考察から除外した。しかしながら，現実的にはＳＯＰ に準じ，注水及び除熱を試みるものと考えられる。

また，ＬＯＣＡが発生し，Ｄ／Ｗに放出された原子炉冷却材は原子炉格納容器下部に流入し，原子炉格納容器下部に水位が形成されると考えられる。

炉心損傷後の手順として，ＲＰＶの破損及び原子炉格納容器下部への溶融炉心落下に備えた原子炉格納容器下部への注水を定めており，ペデスタル水位が2.4m（注水量225m^3）に到達していることを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。先述のとおり，ＬＯＣＡの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの，どの炉心損傷モードを経た場合であってもペデスタル水位計にて水位2.4mを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

溶融炉心落下時のペデスタル水位は，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉外ＦＣＩ」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）への対応を考慮し，2.4m 相当としている。しかしながら，仮にペデスタル水位が2.4mより高い場合であっても，炉外ＦＣＩやＭＣＣＩによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認※2している。

以上より，いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもＳＯＰによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

２．注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については，ＲＰＶの破損の有無で大別している。

まず，ＲＰＶの破損に至る前の段階においては，ＲＰＶ内の炉心の状況によらずＲＰＶへの注水を優先する手順としている。その後，ＲＰＶを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はＲＰＶへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし，ＲＰＶ下鏡温度が 300 ℃に到達し，ＲＰＶ下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はＲＰＶへの注水と並行して原子炉格納容器下部への注水（水位2.4m（注水量225m^3））を実施する手順としている。

※2 島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価について「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料3.3.3原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」参照。ペデスタル水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外 FCI について，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する前に，原子炉格納容器下部に約 3.8m（制御棒駆動機構搬出入口下端位置）の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには，ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから，仮に原子炉格納容器下部注水を入れすぎたとしても制御棒駆動機構搬出入口下端位置以上の水位となることは考えにくい。また，ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合，原子炉格納容器下部の内側鋼板の最大応力は14MPaであり，原子炉格納容器下部の内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており，格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。原子炉格納容器下部の水位上昇の要因がＬＯＣＡに起因する原子炉冷却材であった場合，サブクール度は低くなり炉外 FCI 発生可能性そのものを小さくするとともに，発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものと考える。

次に，ＲＰＶが破損した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。ＳＯＰ及びＡＭＧに定めるＲＰＶ破損の判定方法に基づきＲＰＶの破損を判定した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており，その注水量はペデスタル水位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお，本流量計の先にある原子炉格納容器下部以外への分岐配管については，逆止弁または常時閉の手動弁があり，他系統へ流入することなく，確実に原子炉格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また，原子炉格納容器からの除熱が必要な場合は原子炉格納容器下部への注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後は，ＲＰＶ内の溶融炉心の状態，ＲＰＶ破損口の状態，原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下量，格納容器圧力及び温度等，原子炉格納容器内の状態の不確かさが大きく，また，注水又は除熱を実施可能な設備が限定され，注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると，重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう，注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため，ＳＯＰ及びＡＭＧではＲＰＶ破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。

優先順位１：Ｄ／Ｗスプレイ
- 開始条件：格納容器圧力 640kPa（1.5Pd）以上又は格納容器温度 190℃以上
- 停止条件：格納容器圧力 588kPa 以下又は格納容器温度 171℃以下
- 流量：120m^3／h

優先順位２：原子炉格納容器下部注水
- 流量：崩壊熱に余裕をみた量（スクラム後～５時間：60m^3／h，５～10 時間：55m^3／h，10～20 時間：35m^3／h，20 時間～40 時間：30m^3／h，40 時間～80 時間：20m^3／h，80 時間～120 時間：15m^3／h，120 時間以降：12m^3／h）で注水

優先順位３：ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水
- 流量：15m^3／h（Ｓ／Ｃ水源でＥＣＣＳを運転できる場合は全量注水）

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが，中でも格納容器スプレイを優先する理由は，格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり，これに即応する必要があるためである。Ｄ／ＷスプレイとＳ／Ｃスプレイでは，より広い空間にスプレイすること等により，原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるＤ／Ｗスプレイを実施することとしている。また，Ｄ／Ｗにスプレイを実施することで原子炉格納容器下部へ冷却材が流入す

るため，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。

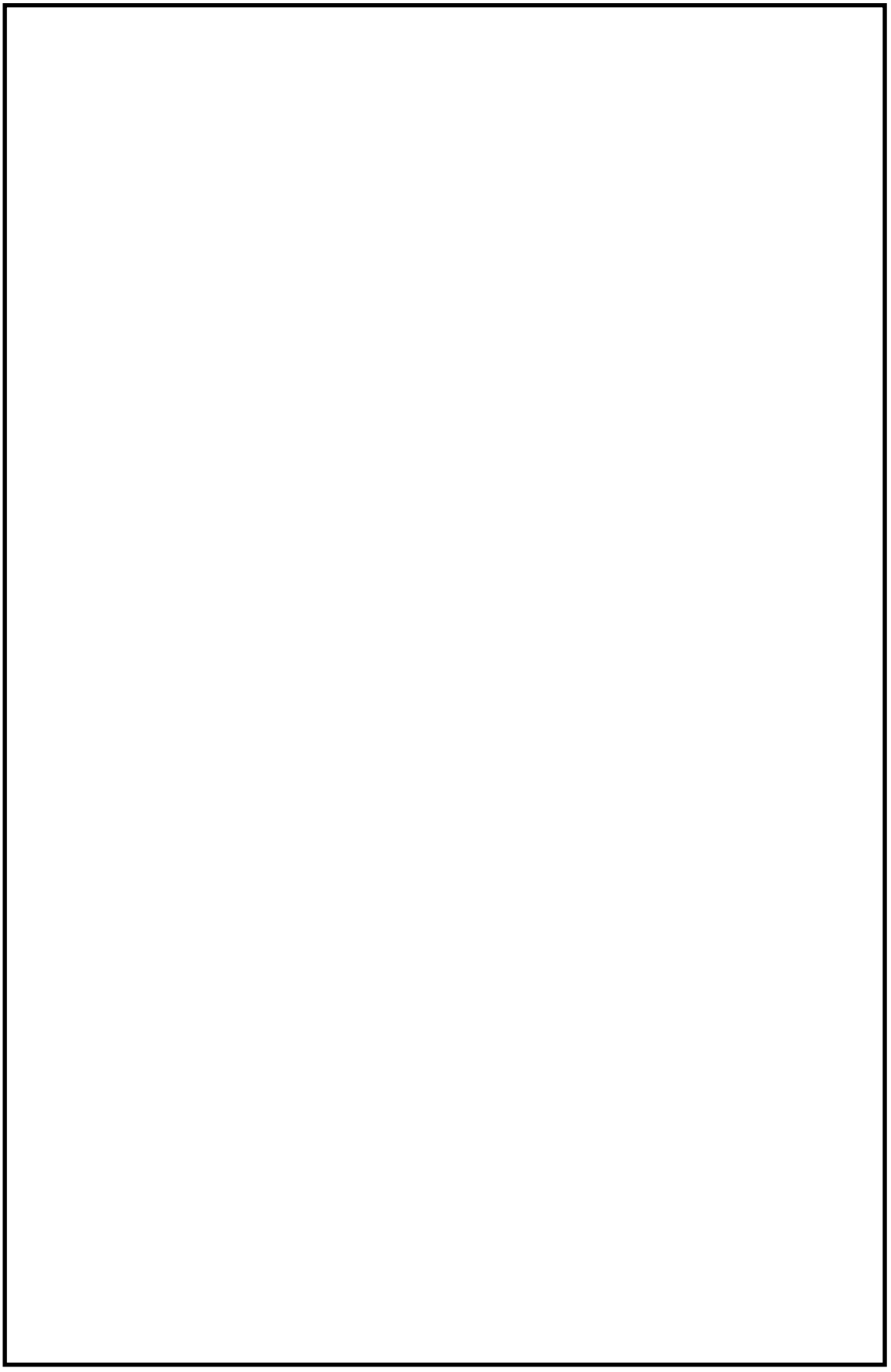
原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却については，ＲＰＶ破損前の注水により原子炉格納容器下部には約70㎥（スクラム後５～10時間後の崩壊熱に換算すると約２時間分）の冷却材が確保されていること及びＤ／Ｗスプレイした冷却材がＤ／Ｗ床面から原子炉格納容器下部へ流入することにも期待できることを考慮し，Ｄ／Ｗスプレイに次ぐ優先順位としている。

ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水には，ＲＰＶ内に残存する溶融炉心の冷却及びＲＰＶ破損口から原子炉冷却材が流出することによる原子炉格納容器下部に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが，ＲＰＶ破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから，原子炉格納容器下部注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後の注水及び除熱の優先順位については，今後の検討結果により，前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

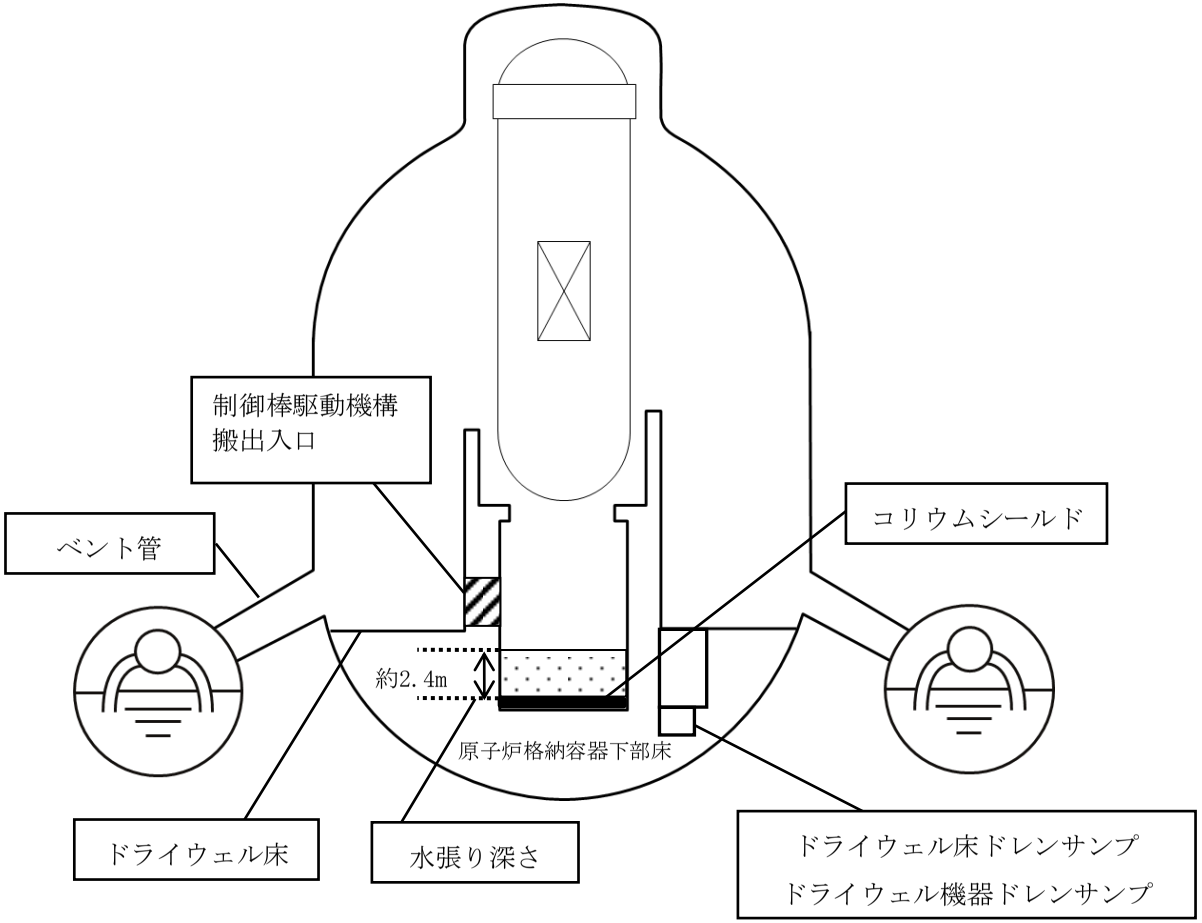
Ｄ／Ｗスプレイまたは注水により，Ｓ／Ｃ水位が通常水位＋約1.3ｍに到達する時点でスプレイを停止し，格納容器ベントを実施する。ベント開始後は，崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続し，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり，原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても，ＳＯＰによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。



第１図　ＳＯＰの対応フロー（全体）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第２図　原子炉格納容器の構造図

3.　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，残留熱除去系及び残留熱代替除去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ガス及び酸素ガスが発生するため，水素燃焼を防止する観点から，格納容器フィルタベント系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。

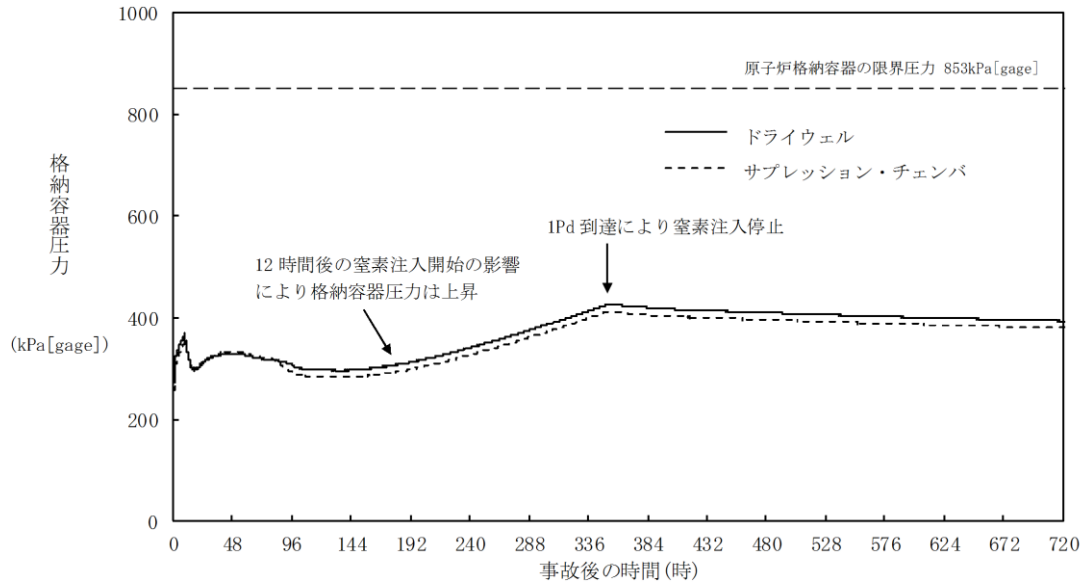
(1)　事故後長期にわたる格納容器の健全性について

有効性評価における原子炉格納容器限界温度・圧力は 200℃，２Pd と設定しており，200℃，２Pd について時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部と考えている。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ないことを確認することで限界温度・圧力における原子炉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，原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。

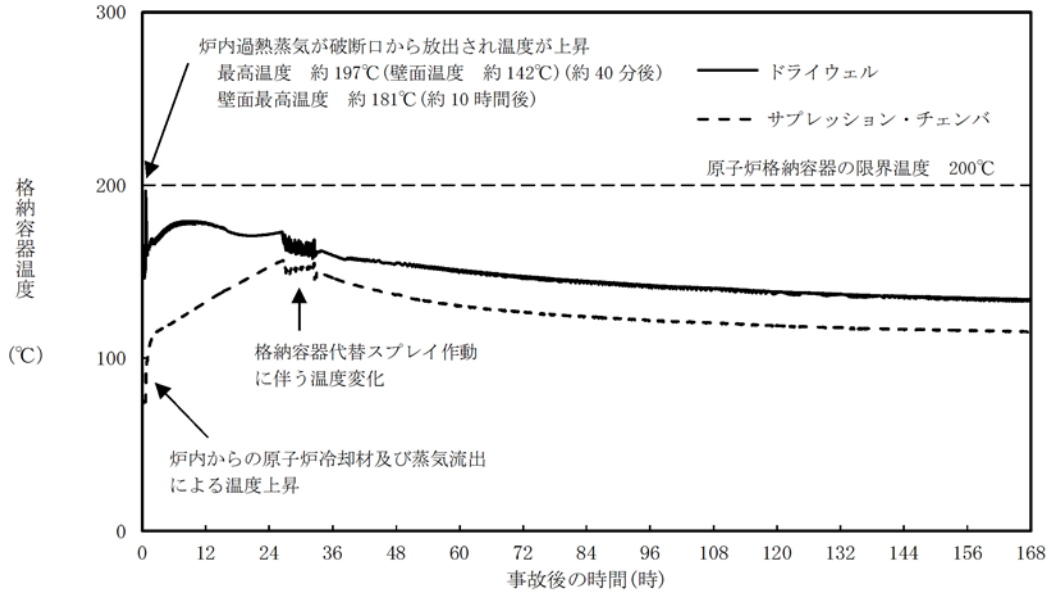
７日間（168 時間）以降において，格納容器圧力が最も高くなるのは，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは，残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で，格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため，427kPa[gage]までサプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており，第１表で示すとおり，７日間（168 時間）以降の格納容器圧力は最大で 427kPa[gage]となる。代表的に，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去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３図に示す。



第３図　原子炉格納容器圧力の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合）

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）」において残留熱代替除去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４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，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，事象発生後約 10 時間後に生じる最高値は約 181℃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。



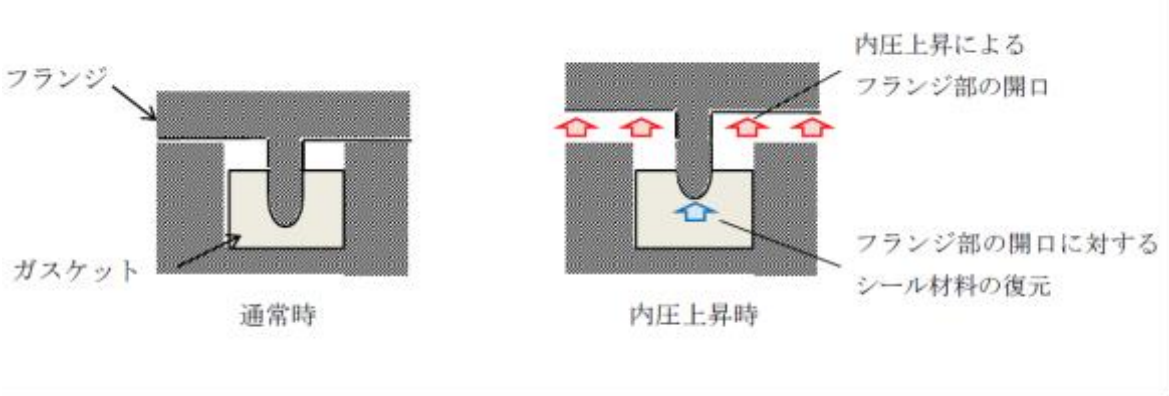
第４図　原子炉格納容器温度の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用しない場合）

第１表　事故発生後の経過時間と原子炉格納容器圧力・温度の関係

事故発生後の経過時間	0～168 時間	168 時間以降
原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器限界圧力として２Pd（853kPa）を設定	有効性評価シナリオで最大 427kPa[gage]となる（第３図）
原子炉格納容器温度	原子炉格納容器限界温度として 200℃を設定	有効性評価シナリオで 150℃を下回る（第４図）

①長期（168 時間以降）の原子炉格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は，第５図の模式図に示す通り，原子炉格納容器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，原子炉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 168h 時の原子炉格納容器圧力が高い残留熱代替除去系運転ケースを評価しても，原子炉格納容器圧力は約 0.3MPa であり開口量は小さい（第２表参照）。



第５図　シール部の機能維持確認の模式図

第２表　原子炉格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	残留熱代替除去系運転ケースの 168h 時（0.3MPa）	2Pd（0.853MPa）
ドライウェル主フランジ	内側		
	外側		
機器搬入口	内側		
	外側		

②長期（168 時間以降）の原子炉格納容器温度と閉じ込め機能の関係について

原子炉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（150℃を下回る状況）な影響を調査する。ここでは，ドライウェル主フランジや機器搬入口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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

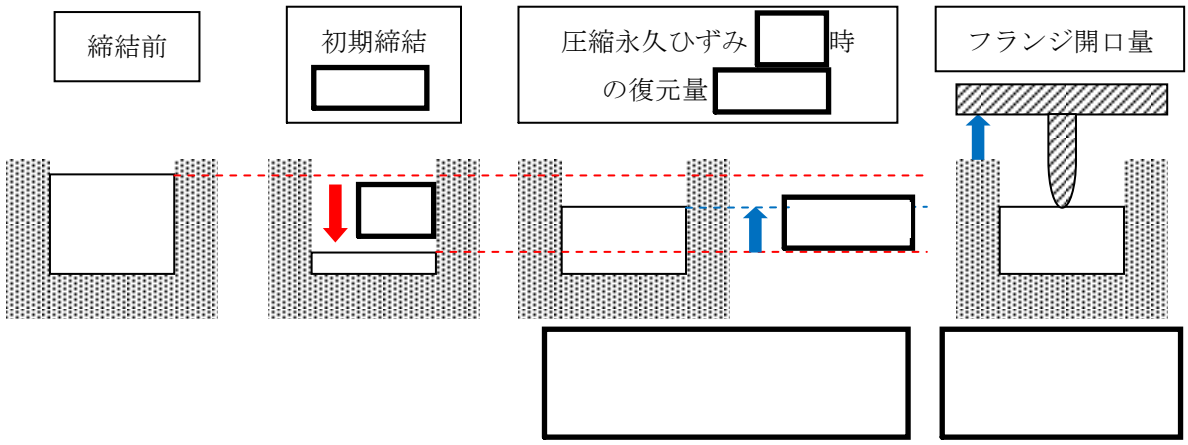
第３表　改良ＥＰＤＭ製シール材の基礎特性データの経時変化

試験時間	0 日～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[%]			
硬度変化			
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製の基礎特性データには殆ど変化はなく，経時劣化の兆候は見られない。したがって，SA 後 168 時間以降における原子炉格納容器の温度を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ている。また，第３表の結果から圧縮永久ひずみ率は [redacted] 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６図に示しており，第２表で示す 168 時間以降の原子炉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。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第６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

＜時間を踏まえた限界温度・圧力の考え方＞

有効性評価結果からも，7 日間（168 時間）以降は原子炉格納容器温度がＥＰＤＭ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，原子炉格納容器圧力についても１Pd 到達時に窒素注入を停止した以降，圧力は低下しており，開口量は限界圧力時と比較しても小さいことが確認できている。なお，残留熱代替除去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 4.4vol％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。

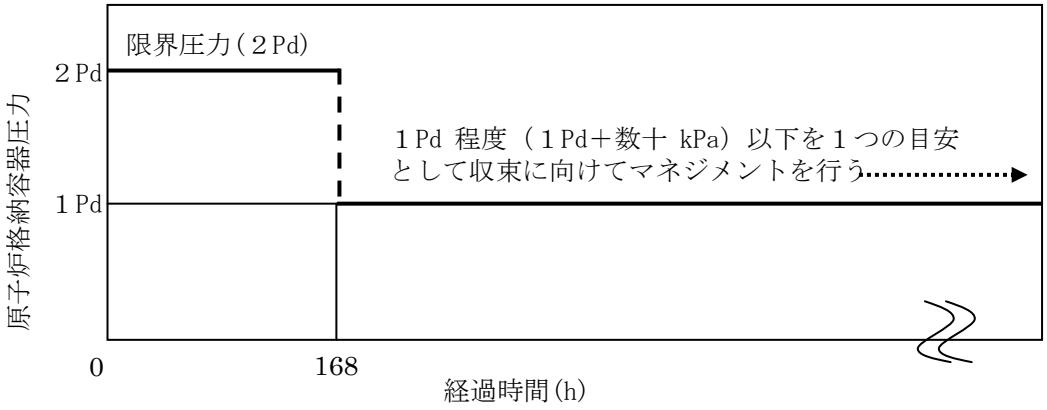
よって，当社としては，限界温度・圧力（200℃・２Pd）が 7 日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで，長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。

＜168 時間以降の考え方＞

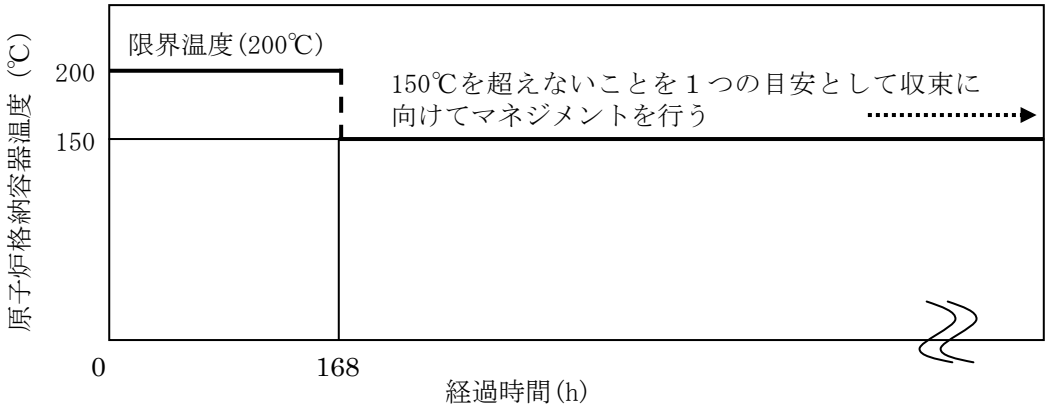
前述の結果を踏まえ，168 時間以降については，原子炉格納容器温度・圧力は低下していること，及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから，最初の 168 時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで，長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されると考えている。ただし，事故環境が継続することにより，熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ，長期的なプラントマネジメントの目安として，168 時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が 150℃を超えない範囲で，また，原子炉格納容器圧力については１Pd 程度（１Pd＋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 4.4vol％以下とする運用の範囲

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第７図　原子炉格納容器圧力の 168 時間以降の考え方



第８図　原子炉格納容器温度の 168 時間以降の考え方

＜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，ドライウェル主フランジや機器搬入口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ＥＰＤM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

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解釈一覧

操作手順の解釈一覧

手順			操作手順記載内容	解釈
1.9.2.1　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順	(2)　炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止	a．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出	第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内	第１ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が　1700 ㎜～1900 ㎜
			原子炉格納容器内の酸素濃度が規定値に到達	原子炉格納容器内の酸素濃度が　4.4　％
		b．可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御	可燃性ガス濃度制御系の予熱運転が完了	再結合器内ガス温度が［　　］℃に到達し，予熱運転が完了
			再結合器内ガス温度指示値が規定値で安定	再結合器内ガス温度指示値が［　　］℃

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

弁番号及び弁名称一覧（１／２）

弁番号	弁名称	操作場所
V2C2-1	ＡＮＩ 代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）	屋外
V2C2-11	ＡＮＩ 代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）	屋外
V2C2-6	ＡＮＩ 建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｄ／Ｗ側）	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
V2C2-16	ＡＮＩ 建物内代替窒素供給ライン元弁（Ｓ／Ｃ側）	原子炉建物付属棟１階Ｂ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
V2B3-551	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁	屋外
AV226-12	ＳＧＴ ＮＧＣ連絡ライン隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
MV226-16	ＳＧＴ ＮＧＣ連絡ライン隔離弁後弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
AV226-11	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
MV226-15	ＳＧＴ耐圧強化ベントライン止め弁後弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
AV217-19	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
MV217-20	ＮＧＣ常用空調換気入口隔離弁後弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟３階非常用ガス処理装置室（管理区域）
MV226-13	ＳＧＴ ＦＣＶＳ第１ベントフィルタ入口弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟３階北側連絡通路（非管理区域）
MV217-18	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟３階北側連絡通路（非管理区域）
MV217-23	ＮＧＣ非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟３階北側連絡通路（非管理区域）

弁番号及び弁名称一覧（２／２）

弁番号	弁名称	操作場所
MV217-5	ＮＧＣ　Ｎ２トーラス出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟１階Ａ－ＲＣＷポンプ熱交換器室（非管理区域）
MV217-4	ＮＧＣ　Ｎ２ドライウェル出口隔離弁	中央制御室 遠隔手動弁操作機構：原子炉建物付属棟２階原子炉棟送風機室（非管理区域）
MV229-1A	Ａ－ＦＣＳ入口隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟２階東側ＰＣＶペネトレーション室（管理区域）
MV229-2A	Ａ－ＦＣＳ出口隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟地下１階トーラス室（管理区域）

手順のリンク先について

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ついて，手順のリンク先を以下に取りまとめる。

1. 1.9.2.1(2) b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスの排出
   ・格納容器フィルタベント系補機類の操作手順
   ＜リンク先＞ 1.7.2.1(1) b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
2. 1.9.2.1(3) b．格納容器内雰囲気計装による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視
   ・代替交流電源設備からの電源供給手順
   ＜リンク先＞ 1.14.2.1(1) a．ガスタービン発電機によるM／C　C系及びM／C　D系受電
   1.14.2.1(1) c．高圧発電機車によるM／C　C系又はM／C　D系受電
   ・原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順
   ＜リンク先＞ 1.5.2.2(1) a．原子炉補機代替冷却系による除熱
3. 1.9.2.2　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の電源を代替電源設備から給電する手順
   ・代替電源設備により給電する手順
   ＜リンク先＞ 1.14.2.1(1) a．ガスタービン発電機によるM／C　C系及びM／C　D系受電
   1.14.2.1(1) c．高圧発電機車によるM／C　C系又はM／C　D系受電
   1.14.2.3(1) a．ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電
   1.14.2.2(1) a．所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電
   1.14.2.2(1) b．可搬型直流電源設備による給電
4. 1.9.2.3　その他の手順項目について考慮する手順
   ・原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順
   ＜リンク先＞ 1.5.2.2(1) a．原子炉補機代替冷却系による除熱
   1.5.2.2(1) b．大型送水ポンプ車による除熱
   ・格納容器フィルタベント系補機類の操作手順
   ＜リンク先＞ 1.7.2.1(1) b．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

・常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，常設代替直流電源設備として使用するＳＡ用115V系蓄電池，可搬型直流電源設備として使用する高圧発電機車，ＳＡ用115V系充電器による可燃性ガス濃度制御系再結合器ブロア，可燃性ガス濃度制御系再結合器，電動弁及び監視計器への電源供給手段並びに可搬式窒素供給装置，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車への燃料給油手順

＜リンク先＞　1.14.2.1(1)ａ．ガスタービン発電機によるM／C　C系及びM／C　D系受電

1.14.2.1(1)ｃ．高圧発電機車によるM／C　C系又はM／C　D系受電

1.14.2.3(1)ａ．ガスタービン発電機又は高圧発電機車によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電

1.14.2.2(1)ａ．所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電

1.14.2.2(1)ｂ．可搬型直流電源設備による給電

1.14.2.5(1)　ガスタービン発電機用軽油タンク又は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給

1.14.2.5(2)　タンクローリから各機器等への給油

1.14.2.6(1)　非常用交流電源設備による給電

・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