

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価 成立性確認  
補足説明資料

平成27年3月10日

東北電力株式会社

## 目 次

### 1. 有効性評価に係る各設備の概要

- 1. 1 単線結線図
- 1. 2 高圧代替注水系の機器仕様等について
- 1. 3 低圧代替注水系（常設）の機器仕様等について
- 1. 4 原子炉補機代替冷却系の機器仕様等について
- 1. 5 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の機器仕様等について
- 1. 6 原子炉格納容器圧力逃がし装置の機器仕様等について
- 1. 7 常設代替交流電源の機器仕様等について
- 1. 8 所内常設蓄電式直流電源及び可搬型代替直流電源の機器仕様等について
- 1. 9 代替自動減圧機能の概要について
- 1. 10 可搬型窒素ガス供給装置の機器仕様等について
- 1. 11 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の概要について
- 1. 12 代替制御棒挿入機能の概要について
- 1. 13 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の概要について
- 1. 14 ほう酸水注入系の機器仕様等について
- 1. 15 原子炉格納容器頂部注水系（常設）の機器仕様等について
- 1. 16 原子炉格納容器下部注水系（常設）の機器仕様等について
- 1. 17 中央制御室待避所の概要について

### 2. 可搬型設備保管場所及び常設設備設置場所

### 3. アクセスルート図及び可搬型設備配置図

### 4. 屋内操作機器配置図及び屋内操作機器へのアクセスルート

- 4. 1 重要事故シーケンス（高圧・低圧注水機能喪失）
- 4. 2 重要事故シーケンス（高圧注水・減圧機能喪失）
- 4. 3 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失）
- 4. 4 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
- 4. 5 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
- 4. 6 重要事故シーケンス（原子炉停止機能喪失）
- 4. 7 重要事故シーケンス（LOCA 時注水機能喪失）
- 4. 8 重要事故シーケンス（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））
- 4. 9 格納容器破損モード（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼）

4. 1 0 格納容器破損モード（溶融炉心・コンクリート相互作用）

5. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について

6. 重大事故等対策時の要員の確保及び所要時間について

7. 原子炉水位及びインターロックの概要

8. TBDシーケンスにおける炉心冷却評価について

9. 他号炉との同時被災時における成立性について

1 0. ベント実施までの代替格納容器スプレイの運用について

1 1. 原子炉の減圧操作について

1 2. 原子炉隔離時冷却系の水源切替について

1 3. 運転手順書における重大事故等への対応について

1 3. 1 重要事故シーケンス（高圧・低圧注水機能喪失）

1 3. 2 重要事故シーケンス（高圧注水・減圧機能喪失）

1 3. 3 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失）

1 3. 4 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

1 3. 5 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

1 3. 6 重要事故シーケンス（原子炉停止機能喪失）

1 3. 7 重要事故シーケンス（LOCA 時注水機能喪失）

1 3. 8 重要事故シーケンス（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））

1 3. 9 格納容器破損モード（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

1 3. 1 0 格納容器破損モード（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

1 3. 1 1 格納容器破損モード（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

1 3. 1 2 格納容器破損モード（水素燃焼）

1 3. 1 3 格納容器破損モード（溶融炉心・コンクリート相互作用）

1 4. 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について

1 5. 原子炉停止機能喪失時の運転操作について

16. 原子炉停止機能喪失時の運転点について
17. 炉心損傷開始の確認について
18. 重大事故時における原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁等手動操作時の被ばく線量
19. 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果
20. 原子炉隔離時冷却系による注水時の原子炉圧力挙動について
21. スペーサ位置を含めた燃料被覆管温度について
22. 原子炉水位がレベル1付近まで低下した状態での燃料の健全性について
23. 給水温度条件の根拠について
24. 重要事故シーケンス等の選定
25. ドライウェル水位の上昇による計装設備等への影響について
26. LPRM 較正用導管等破損時の影響について
27. 重大事故時におけるベント実施時の待避時間について
28. I-131 の追加放出量について
29. 真空破壊装置が水没した場合の被ばく評価への影響について
30. 原子炉格納容器圧力逃がし装置以外からの系外放出を考慮した場合の被ばく評価結果への影響
31. 燃料被覆管の円周方向応力の算出方法について
32. 有効性評価における解析条件の変更について
33. I S L O C A発生時の判断について
34. I S L O C A発生時の操作の成立性及び設備への影響評価について

35. DCHシナリオにおける逃がし安全弁及び水位計の信頼性について

36. DCHシナリオにおける減圧の考え方について

37. 原子炉格納容器下部注水手順について

38. 原子炉圧力容器外FCIの水蒸気爆発評価について

39. 水素燃焼評価におけるドライ条件を仮定した評価結果について

40. ペDESTALに落下する溶融炉心の組成について

41. 溶融炉心ペDESTAL落下時の挙動について

42. 格納容器下部への初期水張りの考え方について

43. 燃料被覆管に含まれるジルコニウム量の75%が水と反応すると仮定した場合における水素燃焼評価について

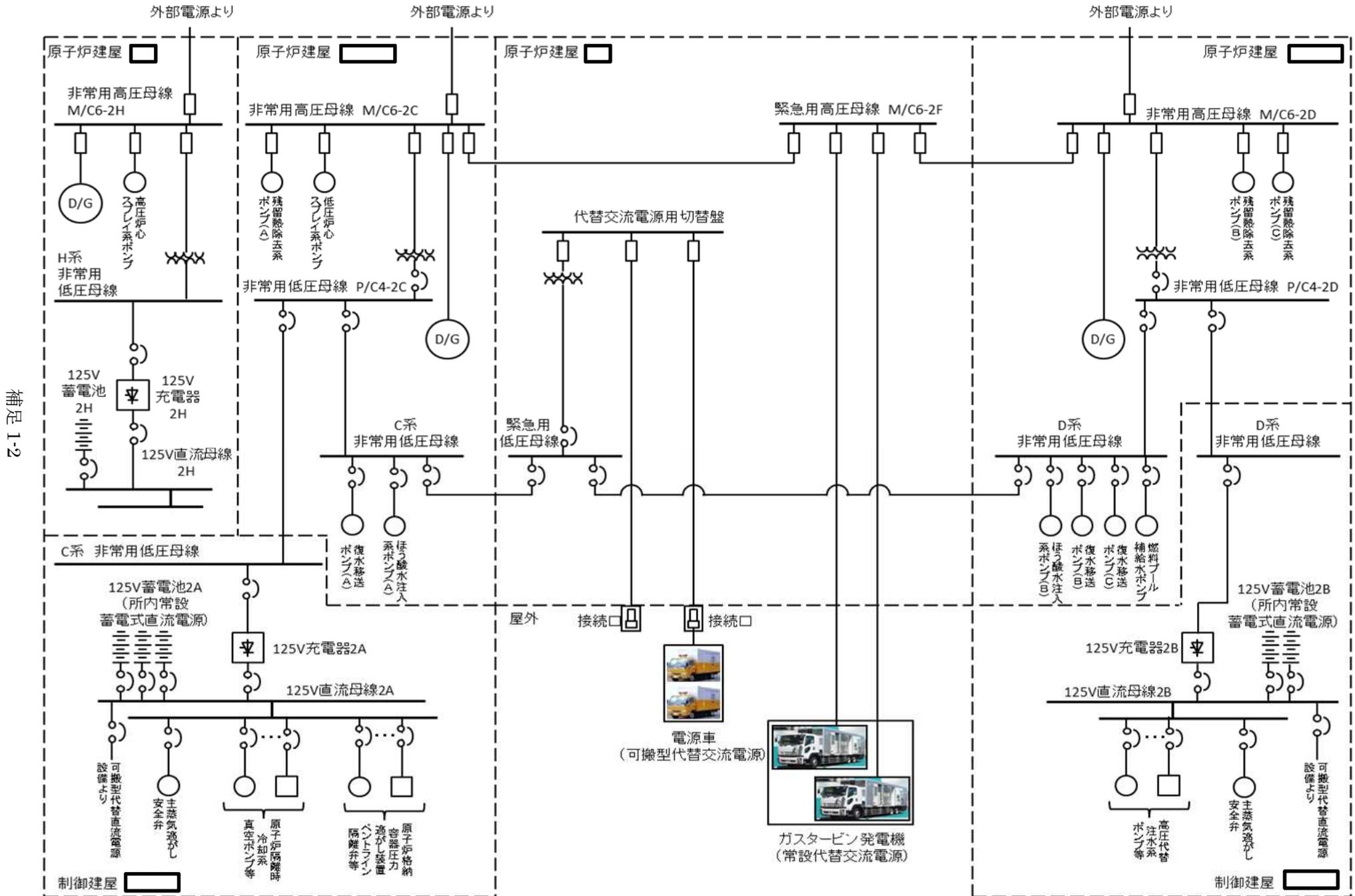
44. 格納容器内における気体のミキシングについて

下線部：本日提示資料

## 1. 有効性評価に係る各設備の概要

- 1. 1 単線結線図
- 1. 2 高圧代替注水系の機器仕様等について
- 1. 3 低圧代替注水系（常設）の機器仕様等について
- 1. 4 原子炉補機代替冷却系の機器仕様等について
- 1. 5 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の機器仕様等について
- 1. 6 原子炉格納容器圧力逃がし装置の機器仕様等について
- 1. 7 常設代替交流電源の機器仕様等について
- 1. 8 所内常設蓄電式直流電源及び可搬型代替直流電源の機器仕様等について
- 1. 9 代替自動減圧機能の概要について
- 1. 10 可搬型窒素ガス供給装置の機器仕様等について
- 1. 11 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の概要について
- 1. 12 代替制御棒挿入機能の概要について
- 1. 13 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の概要について
- 1. 14 ほう酸水注入系の機器仕様等について
- 1. 15 原子炉格納容器頂部注水系（常設）の機器仕様等について
- 1. 16 原子炉格納容器下部注水系（常設）の機器仕様等について
- 1. 17 中央制御室待避所の概要について

# 1. 1 単線結線図



補足 1-2

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 1. 2 高圧代替注水系の機器仕様等について

### (1) 概要

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態、設計基準事故対処設備が有する冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する設備として、高圧代替注水系を設ける。

高圧代替注水系は、蒸気タービン駆動の高圧代替注水系ポンプ等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、重大事故等に対処するための電源からの給電により、中央制御室からの手動操作によって、復水貯蔵タンクの水を給水系を經由して原子炉へ注水する。仮に、所内常設蓄電式直流電源設備又は代替電源設備が機能しない場合でも、現場での手動操作により、高圧注水が必要な期間にわたって運転継続ができる。

### (2) 機器仕様

#### a. 高圧代替注水系ポンプ

##### (a) ポンプ

種類	:	ターボ型
容量	:	90.8 m <sup>3</sup> /h
揚程	:	882 m
個数	:	1台
取付箇所	:	原子炉建屋 <span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 50px; height: 15px; vertical-align: middle;"></span>

##### (b) 原動機

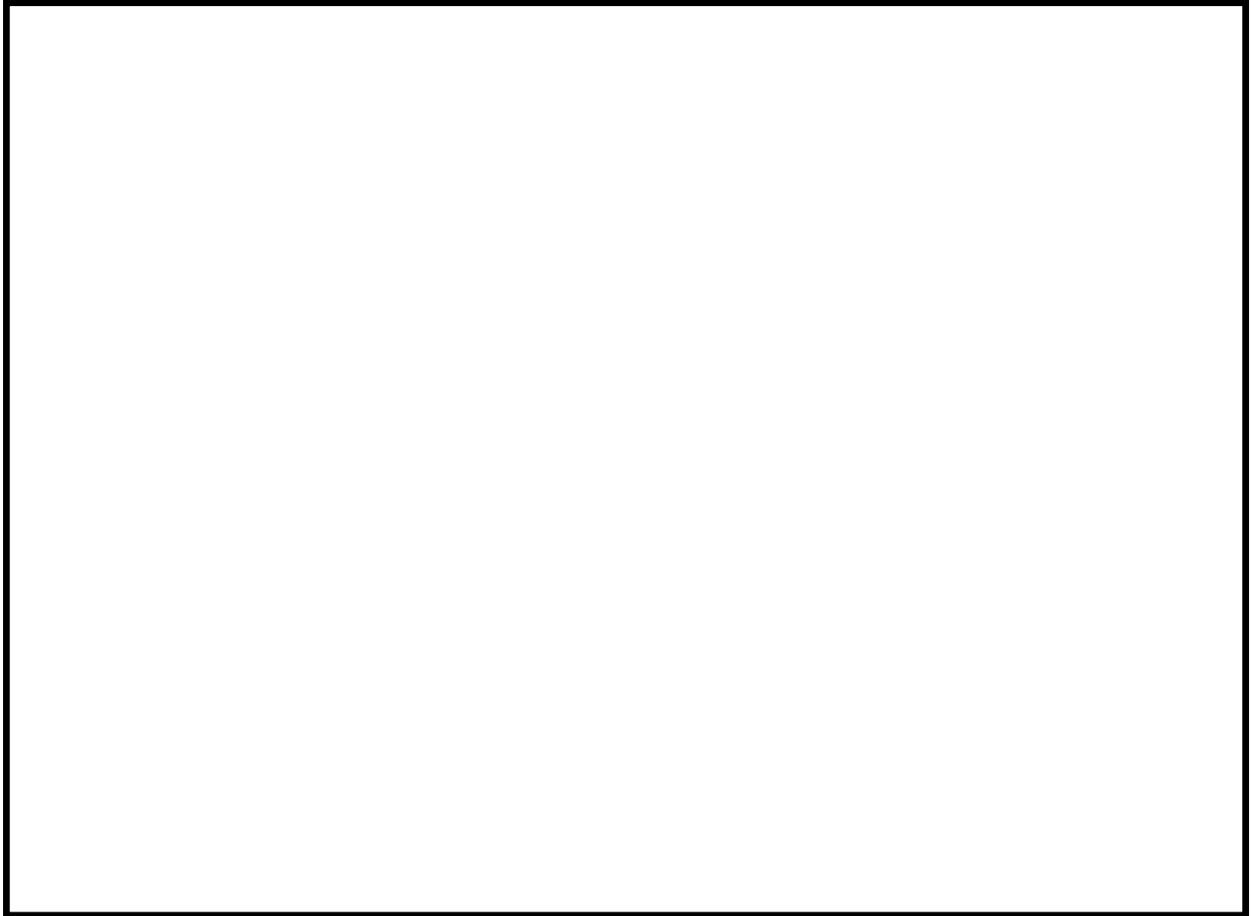
種類	:	背圧式蒸気タービン
出力	:	534 kW
個数	:	1台
取付箇所	:	ポンプと同じ（タービンーポンプ一体型）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

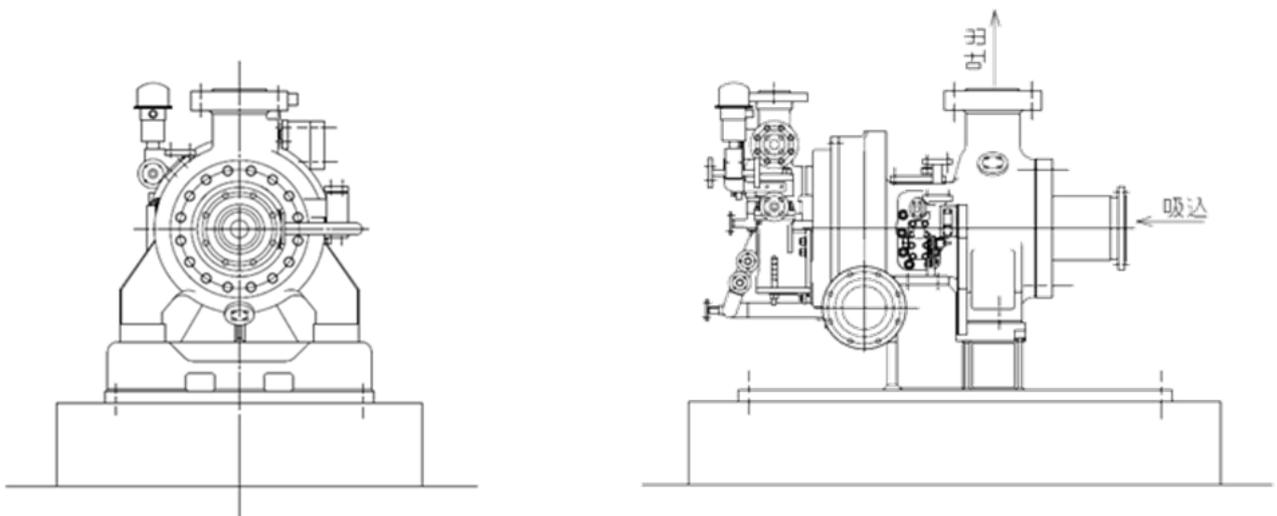
(3) 設備概要

a. 配置場所

原子炉建屋



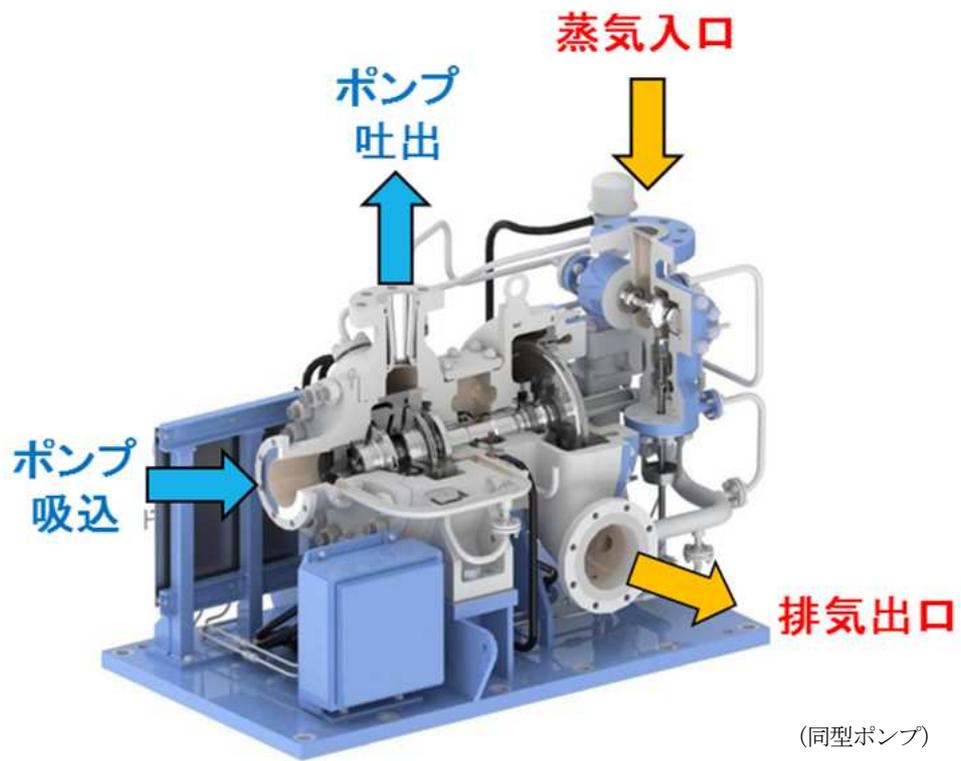
b. 外形図



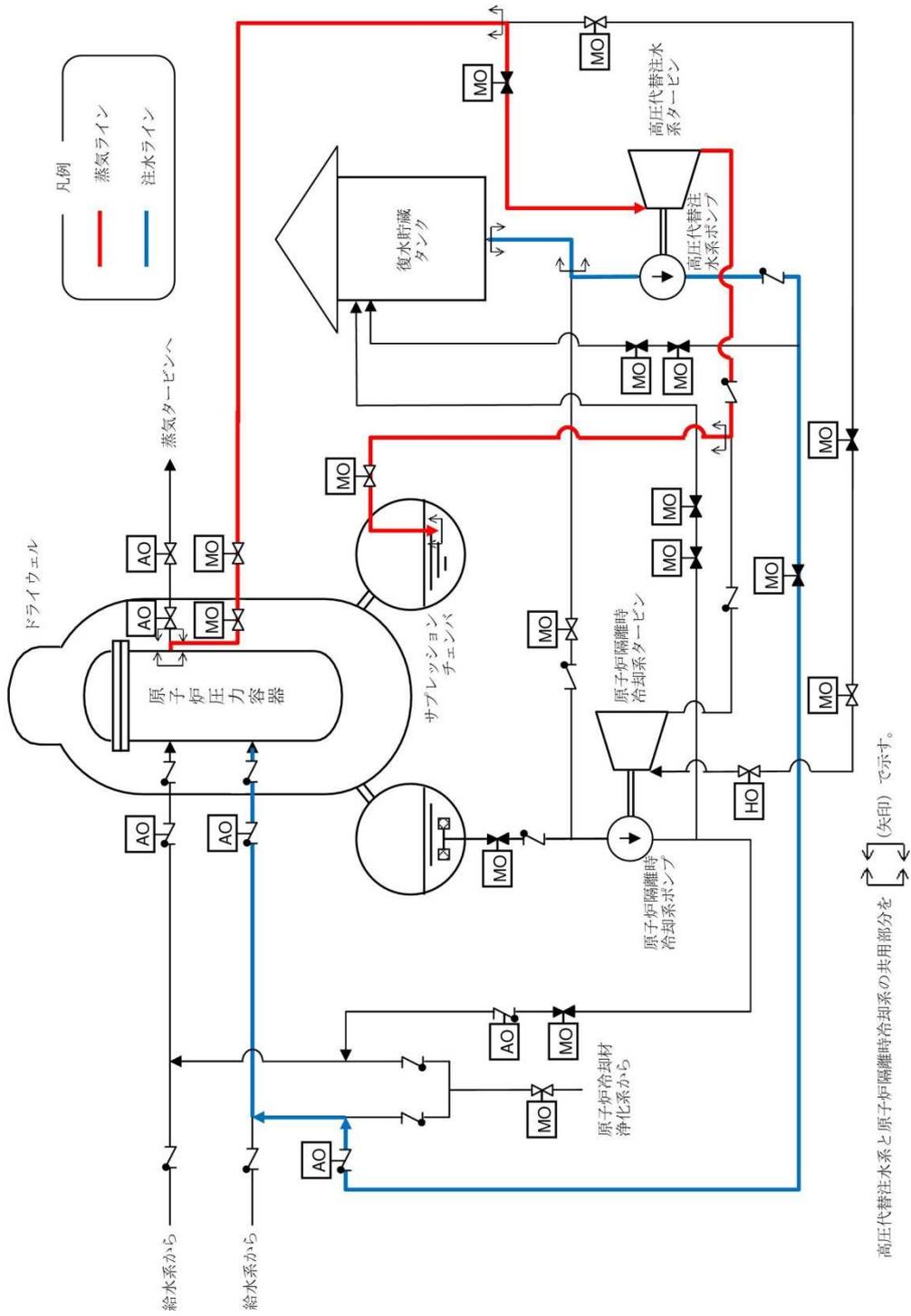
(同型ポンプ)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 外観



d. 系統図



### 1. 3 低圧代替注水系（常設）の機器仕様等について

#### (1) 概要

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態では、設計基準事故対処設備が有する冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する設備として、低圧代替注水系を設ける。

低圧代替注水系（常設）は、復水移送ポンプ等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、代替交流電源設備からの給電により、中央制御室からの手動操作によって、復水貯蔵タンクの水を残留熱除去系を經由して原子炉へ注水する。

#### (2) 機器仕様

##### a. 復水移送ポンプ

###### (a) ポンプ

種類 : うず巻形  
容量 : 100 m<sup>3</sup>/h  
揚程 : 85 m  
個数 : 1台 (3台中1台使用)  
取付箇所 : 原子炉建屋

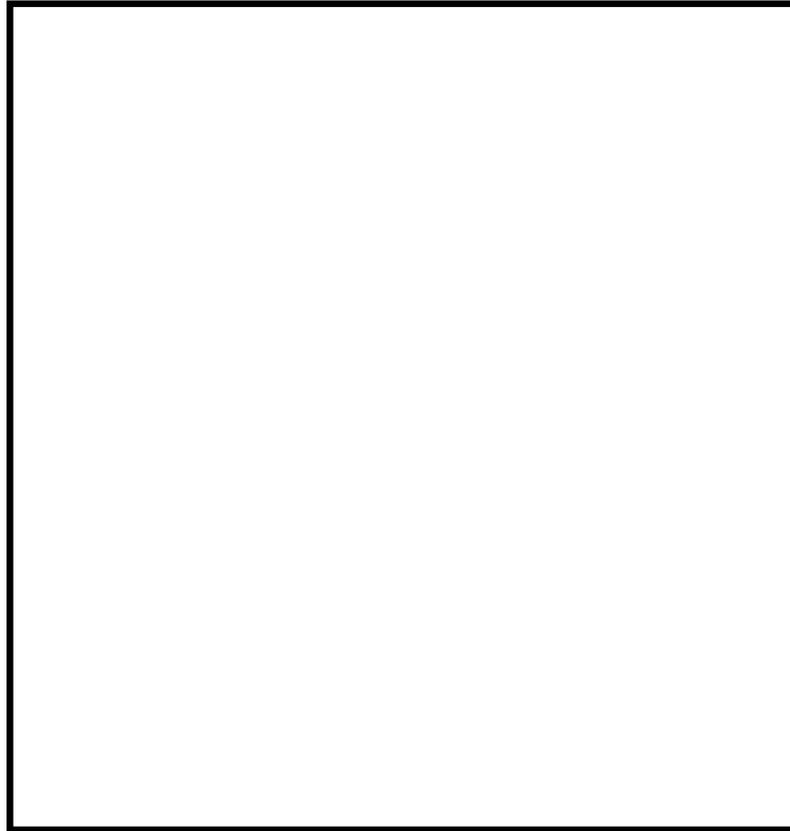
###### (b) 原動機

種類 : 誘導電動機  
出力 : 45 kW  
個数 : 1台 (3台中1台使用)  
取付箇所 : 原子炉建屋

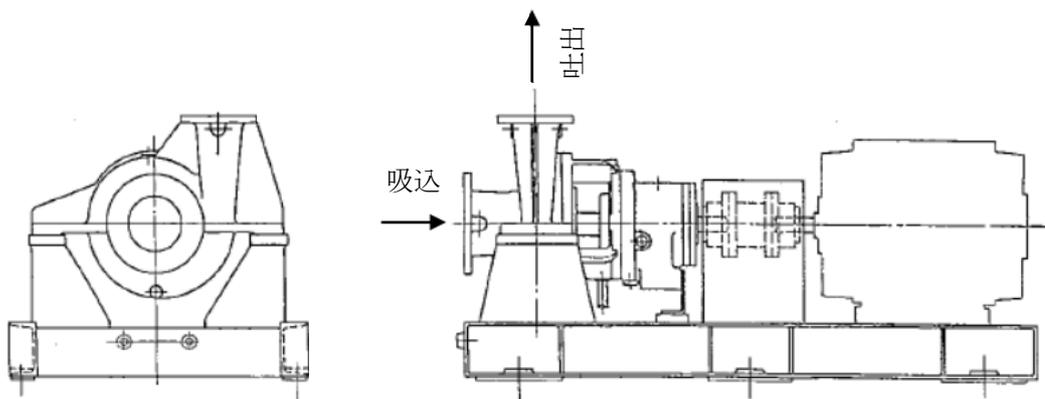
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- (3) 設備概要  
a. 配置場所

原子炉建屋



- b. 外形図



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



## 1. 4 原子炉補機代替冷却系の機器仕様等について

### (1) 概要

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、海を最終ヒートシンクとし原子炉から発生する熱を残留熱除去系熱交換器を介して輸送する設備として、原子炉補機代替冷却系を設ける。

原子炉補機代替冷却系は、可搬型の原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット、接続口及び可搬型大容量送水ポンプ等で構成する。可搬型の原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットは、専用の電源車から給電し、可搬型大容量送水ポンプから送水される海水により原子炉補機冷却系の水を冷却する。

### (2) 機器仕様

#### a. 原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット

種類 : プレート式  
容量 :  MW (海水温度 26°Cにおいて \*1)  
伝熱面積 :  m<sup>2</sup>  
個数 : 2台 (うち1台は予備)  
取付箇所 :  \*2

#### b. 可搬型大容量送水ポンプ (原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用)

種類 : うず巻型  
容量 :  m<sup>3</sup>/h  
揚程 : 122 m  
原動機の種類 : ディーゼルエンジン  
原動機出力 : 847 kW  
個数 : 2台 (うち1台は予備)  
取付箇所 :  \*2

#### c. 電源車 (原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用)

種類 : 同期発電機  
容量 : 400 kVA  
電圧 : 6600 V  
内燃機関の種類 : ディーゼル機関  
内燃機関出力 : 430 kW  
個数 : 2台 (うち1台は予備)  
取付箇所 :  \*2

\*1 : 過去の発電所海水温度をもとに設定した補機冷却系 (非常用系) の設計海水温度。

\*2 : 取付箇所の ( ) は使用場所を示す。

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

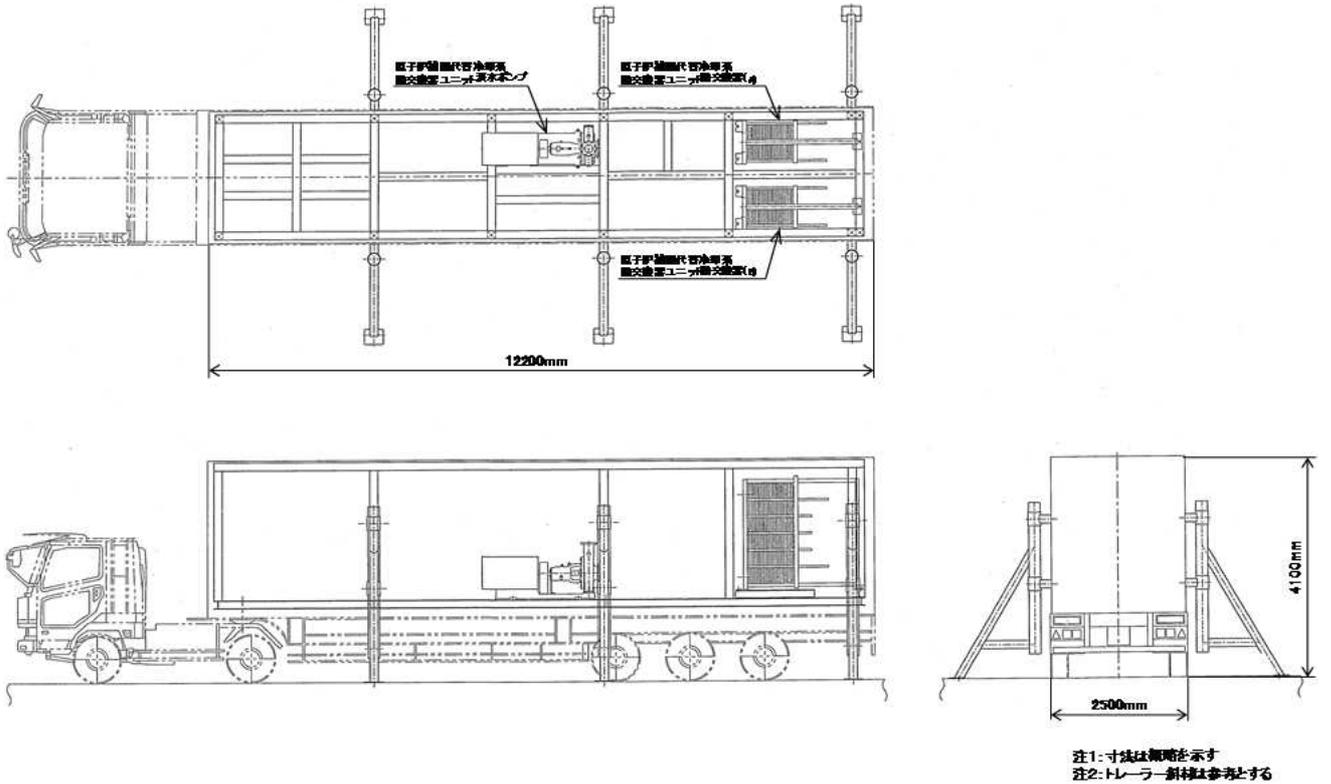
(3) 設備概要

a. 配置場所

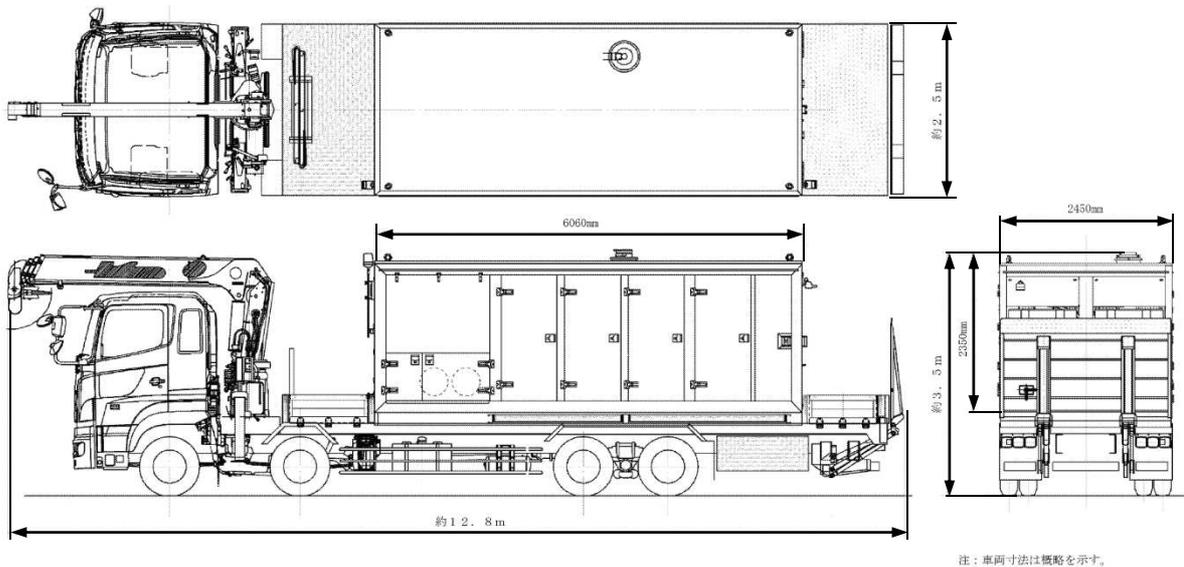
図 3-4, 3-5 参照。

b. 外形図

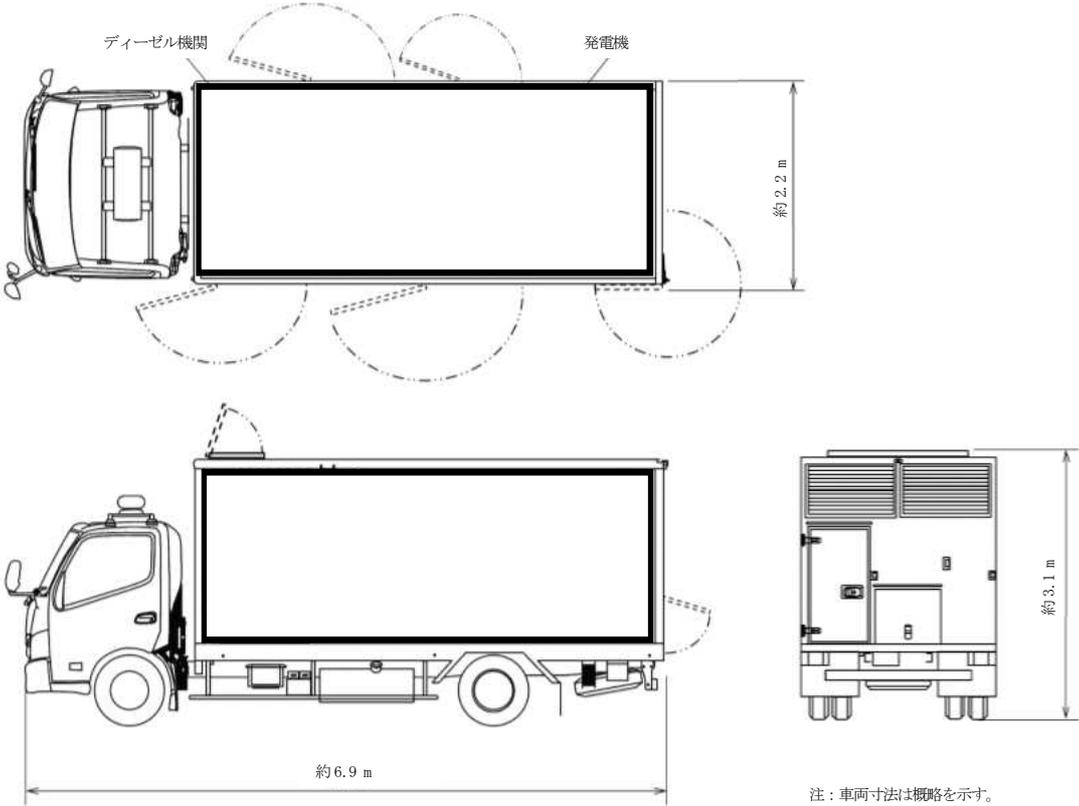
(a) 原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット



(b) 可搬型大容量送水ポンプ（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用）

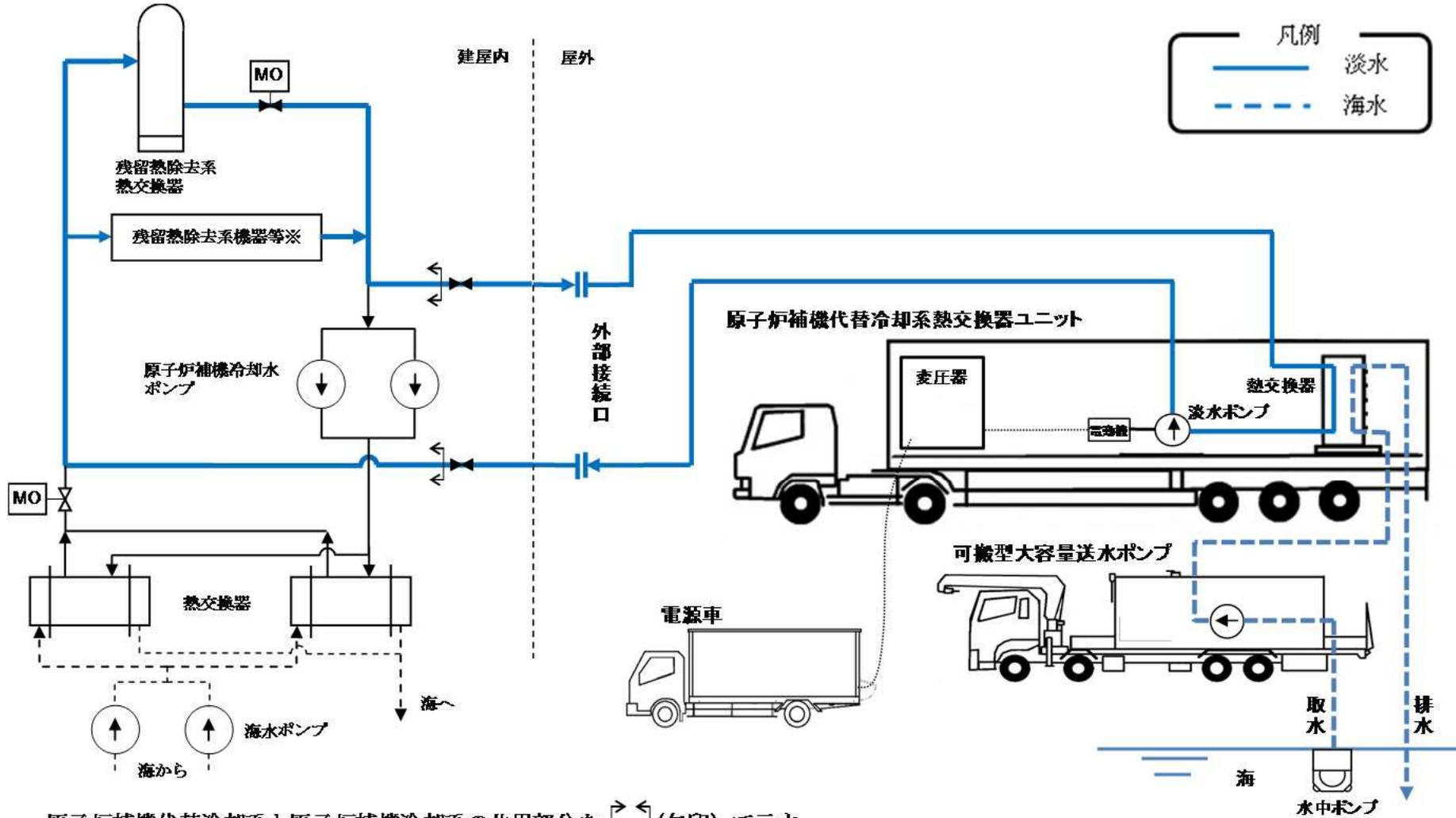


(c) 電源車 (原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用)



枠囲みの内容は商業機密上の観点から公開できません。

c. 系統図



原子炉補機代替冷却系と原子炉補機冷却系の共用部分を  (矢印) で示す。

※冷却負荷

残留熱除去系ポンプモータ軸受冷却器, 残留熱除去系ポンプメカニカルシール冷却器, 残留熱除去系ポンプ室空調機, CAMSサンプリングラック除湿器・冷却器, CAMS室空調機

## 1. 5 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の機器仕様等について

### (1) 概要

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、炉心の著しい損傷及び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濃度を低下させる設備として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を設ける。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系は、可搬型大容量送水ポンプ及び接続口等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、淡水貯水槽の水を残留熱除去系を經由して原子炉格納容器へスプレイする。

### (2) 機器仕様

#### a. 可搬型大容量送水ポンプ \*1

種類	:	うず巻型
容量	:	<input type="text"/> m <sup>3</sup> /h
揚程	:	122 m
原動機の種類	:	ディーゼルエンジン
原動機出力	:	847 kW
個数	:	3台 (うち2台は予備)
取付箇所	:	<input type="text"/> *2

\*1：可搬型大容量送水ポンプは、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）、原子炉格納容器頂部注水系（可搬型）、低圧代替注水系（可搬型）、燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系、原子炉格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置への補給、及び復水貯蔵タンクへの補給と兼用する。

\*2：取付箇所の（ ）は使用場所を示す。

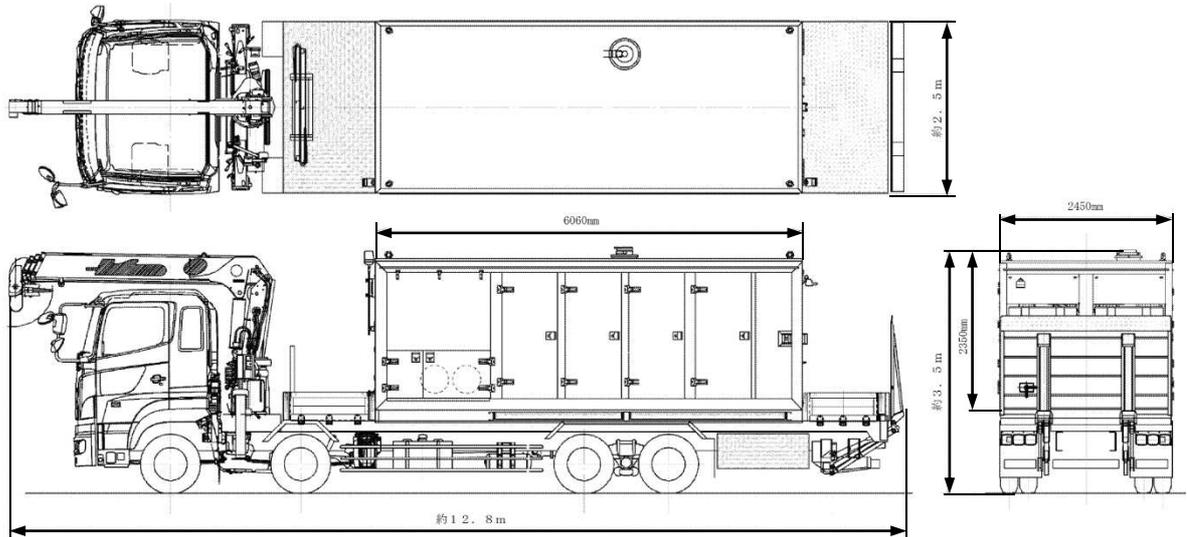
枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

(3) 設備概要

a. 配置場所

図 3-2, 3-3 参照。

b. 外形図



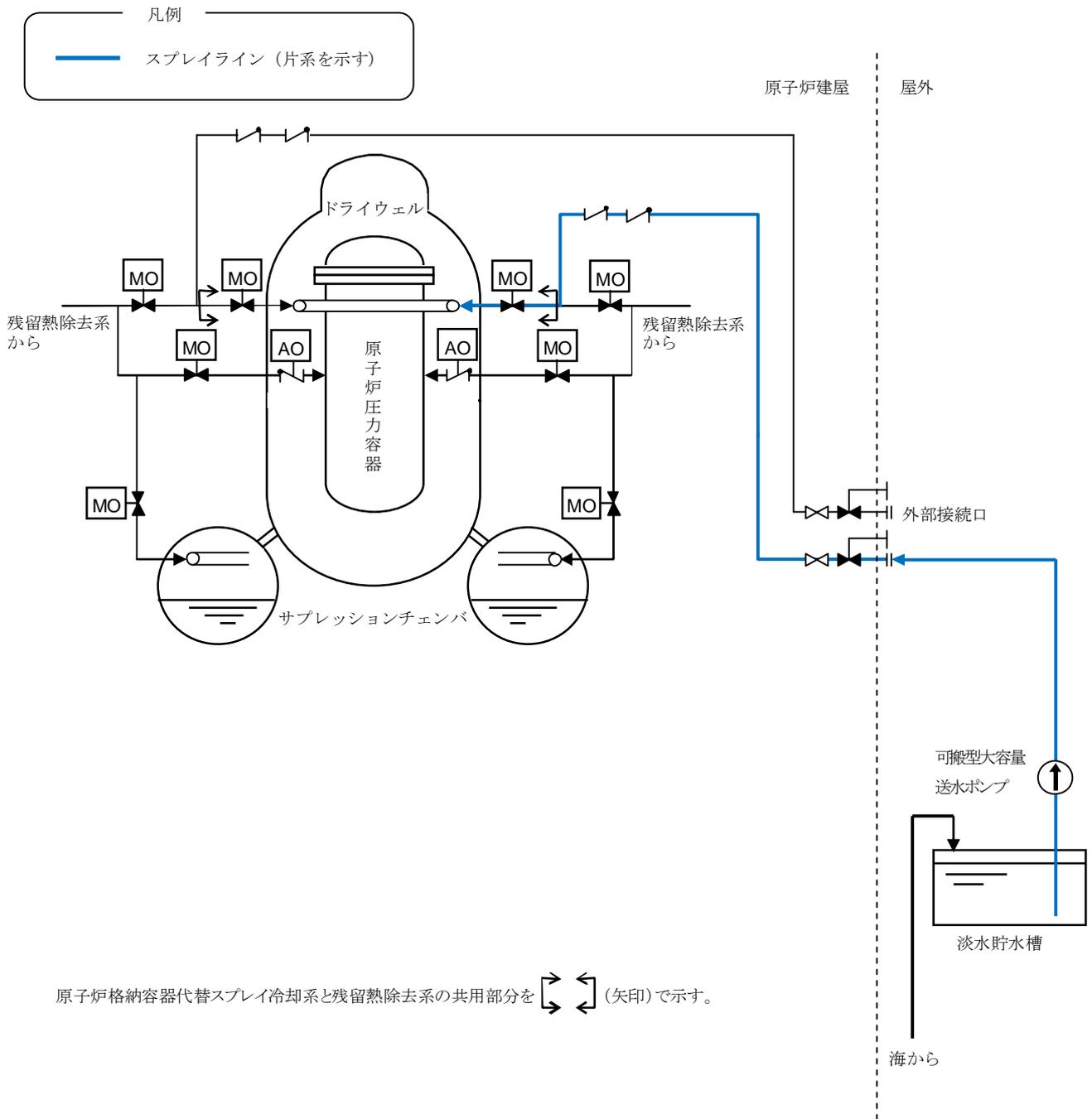
注：車両寸法は概略を示す。

c. 外観



(同型ポンプ)

d. 系統図



## 1. 6 原子炉格納容器圧力逃がし装置の機器仕様等について

### (1) 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内の雰囲気ガスを放出し、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることにより原子炉格納容器の過圧による破損を防止する設備として、原子炉格納容器圧力逃がし装置を設ける。

原子炉格納容器圧力逃がし装置は、フィルタ装置及び圧力開放板等で構成し、フィルタ装置を介して排気に含まれる放射性物質を低減させる機能を有するとともに、原子炉格納容器内に滞留する水素ガスを環境へ放出する機能を有する。

本システムには、電動駆動の隔離弁を設置し、原子炉格納容器からの排気は、この弁を開操作することにより行う。隔離弁は、全交流動力電源喪失した場合でも、重大事故等に対処するための電源から給電が可能であり、さらに、隔離弁には人力により遠隔で操作する機構を設ける。

また、設計基準事故対処設備に係る最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、かつ残留熱除去系の使用が不可能な場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送するための機能も併せ持つ。

原子炉格納容器圧力逃がし装置の附帯設備として給水設備及び窒素ガス供給設備を設ける。

給水設備は、ベント時に、フィルタ装置に捕集した放射性物質の崩壊熱によりスクラバ溶液が減少した場合に、原子炉建屋原子炉棟外からフィルタ装置へ水の補給が可能なよう、給水配管及び外部接続口等で構成する。この外部接続口は、可搬型大容量送水ポンプ等を用いて水及び薬液の補給ができる。

窒素ガス供給設備は、原子炉格納容器圧力逃がし装置の使用後、ベントガスに含まれる水素及びフィルタ装置で捕集した放射性物質による水の放射線分解によって発生する水素が系統内に滞留し、可燃限界に至ることを防止するため、窒素を供給することにより、系統内の掃気及び不活性化を行う。窒素ガス供給設備の詳細については、「1. 10 可搬型窒素ガス供給装置の機器仕様等について」に示す。

### (2) 機器仕様

#### a. フィルタ装置

型 式	: たて置円筒形容器
材 質	: ステンレス鋼 (SUS316L)
胴 内 径	: 約 2.6 m
高 さ	: 約 6 m
基 数	: 1 基 (3 台で構成)

b. ベンチュリスクラバ

(a) ベンチュリノズル

材 質 :  
全 高 :  
個 数 :

--

(b) スクラバ溶液

濃 度 :

--

c. 金属繊維フィルタ

材 質 :  
サ イ ズ :  
繊 維 径 :  
  
個 数 :  
総 面 積 :

--

d. 放射性よう素フィルタ

材 質 : 銀ゼオライト  
充 填 量 :  
ベツド厚さ :

--

e. 流量制限オリフィス

型 式 : 同心オリフィス板  
材 質 :  
個 数 :

--

f. 圧力開放板

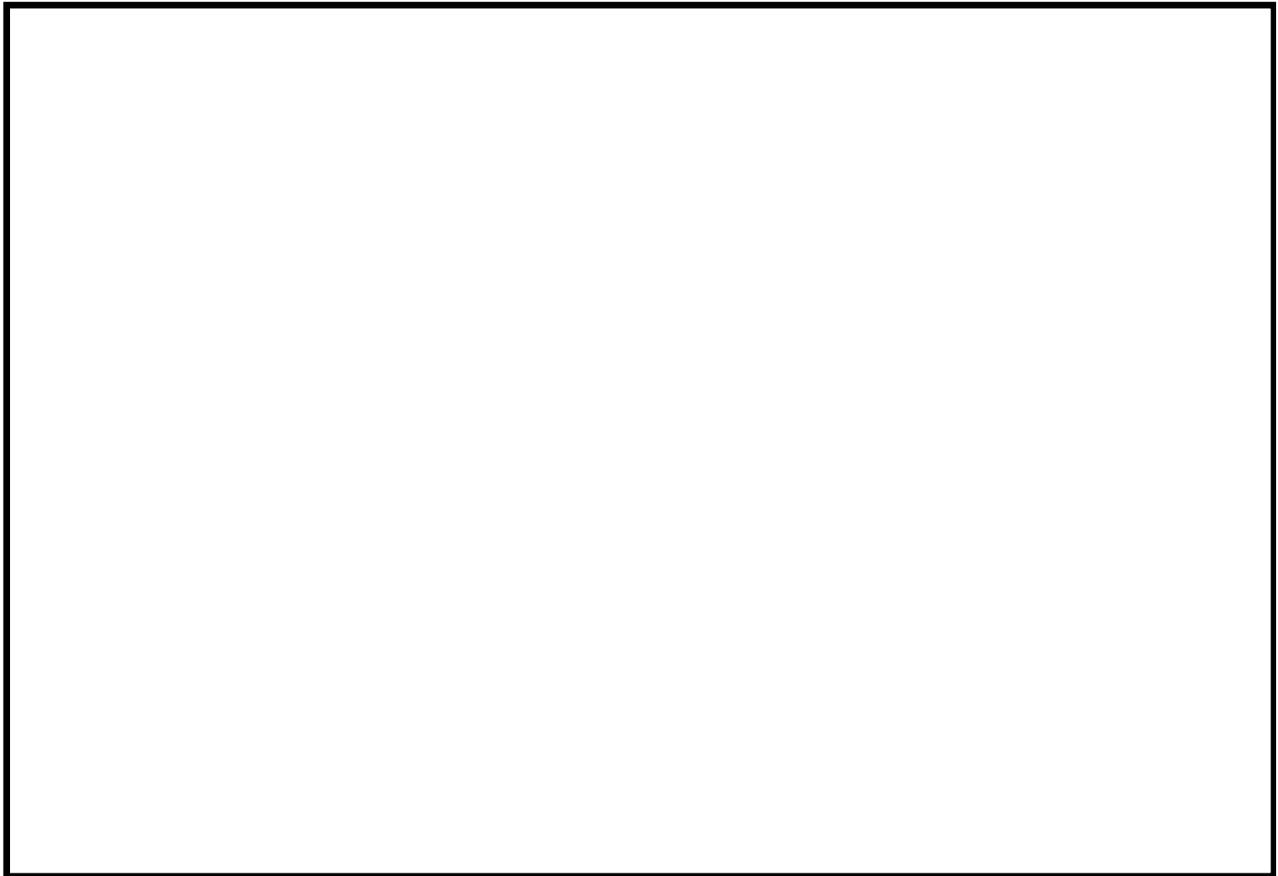
型 式 : 複合引張型ラプチャディスク  
個 数 : 1 個  
設定圧力 : 100kPa (差圧)  
材 質 : ステンレス鋼

枠囲みの内容は商業機密上の観点から公開できません。

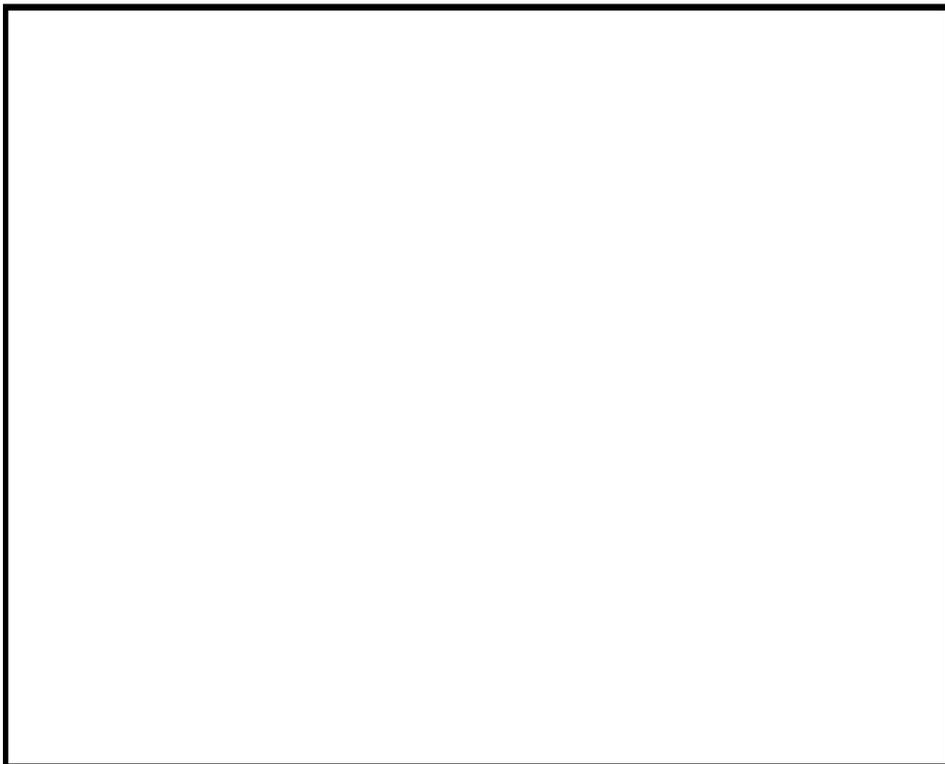
(3) 設備概要

a. 配置場所

原子炉建屋

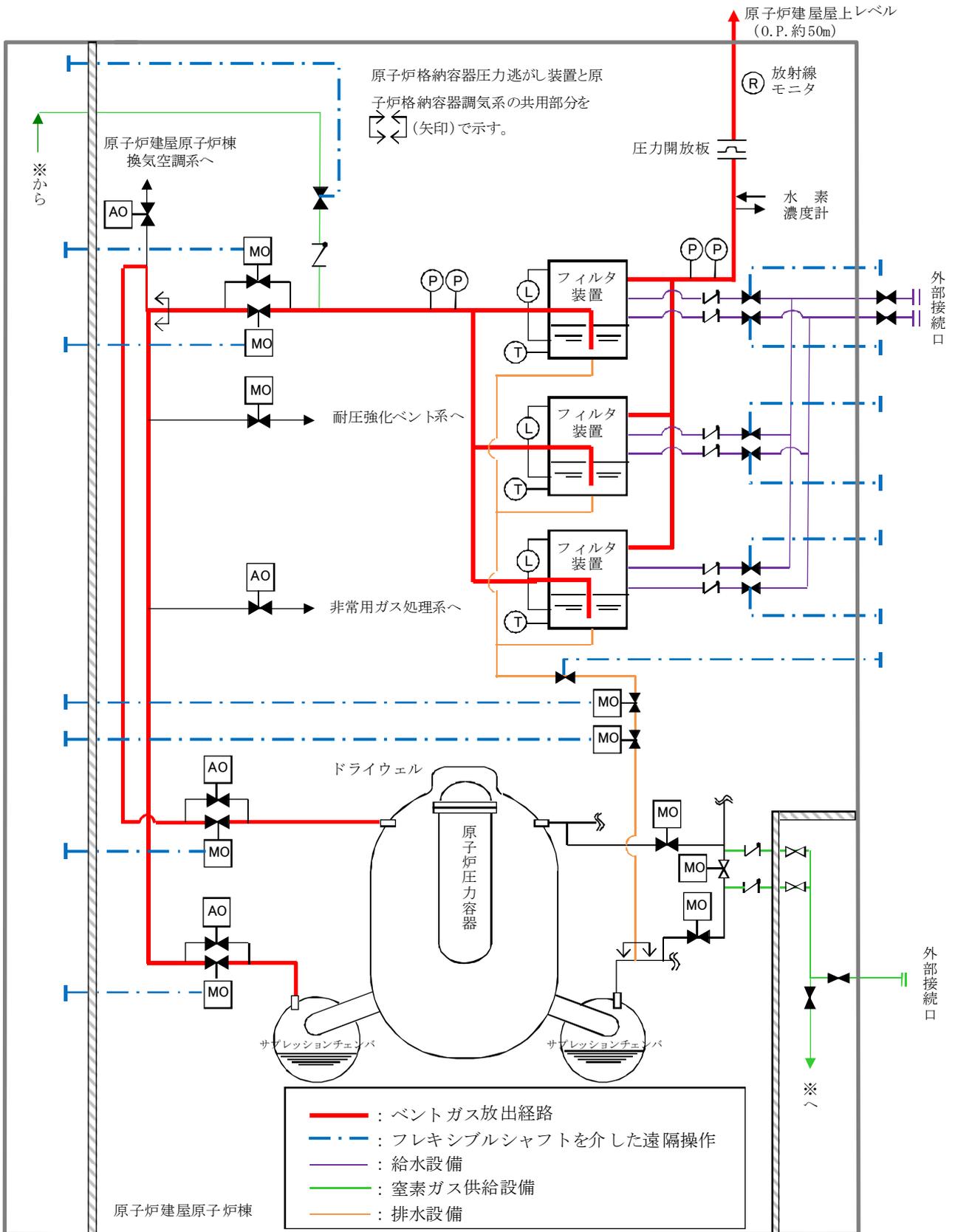


b. 模式図



枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

c. 系統図



原子炉建屋

## 1. 7 常設代替交流電源の機器仕様等について

### (1) 概要

設計基準事故対処設備の電源喪失により重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損等を防止するための必要な電力を供給するため、常設代替交流電源設備として、ガスタービン発電機を設ける。

ガスタービン発電機は、非常用所内電源等の喪失時に自動起動し、中央制御室からの操作により緊急用高圧母線を経由して非常用高圧母線へ接続することで、残留熱除去系、復水補給水系及び 125V 蓄電池充電器等へ電力を供給する。

### (2) 機器仕様

#### a. ガスタービン発電機

##### (a) 機関

種類 : ガスタービン  
使用燃料 : 軽油  
個数 : 2 台  
取付箇所 :

##### (b) 発電機

種類 : 横軸回転界磁 3 相同期発電機  
容量 : 4,500 kVA (3,600 kW) / 台  
電圧 : 6,900 V  
冷却方法 : 空冷  
個数 : 2 台  
取付箇所 :

### (3) 設備概要

#### a. 設置場所

図 2-1 参照。

#### b. 外観



(同型ガスタービン発電機)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 1. 10 可搬型窒素ガス供給装置の機器仕様等について

### (1) 概要

原子炉格納容器内及び原子炉格納容器圧力逃がし装置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、雰囲気ガスを不活性化し水素爆発を防止する設備として、可搬型窒素ガス供給装置を設ける。

可搬型窒素ガス供給装置は、原子炉建屋原子炉棟外の外部接続口から原子炉格納容器内及び原子炉格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置内へ窒素ガスを供給する。また、全交流動力電源喪失した場合でも装置内に発電機を搭載し、窒素ガスの供給が可能である。

### (2) 機器仕様

#### a. 可搬型窒素ガス供給装置

種類	: 圧力変動吸着方式
容量	: 約 220 m <sup>3</sup> /h(normal)
純度	: 99.0 vol%以上 (不活性ガス)
供給圧力	: 427 kPa[gage]
個数	: 2台 (うち1台は予備)
取付箇所	: <input type="text"/> *

\* 取付箇所の ( ) は使用場所を示す。

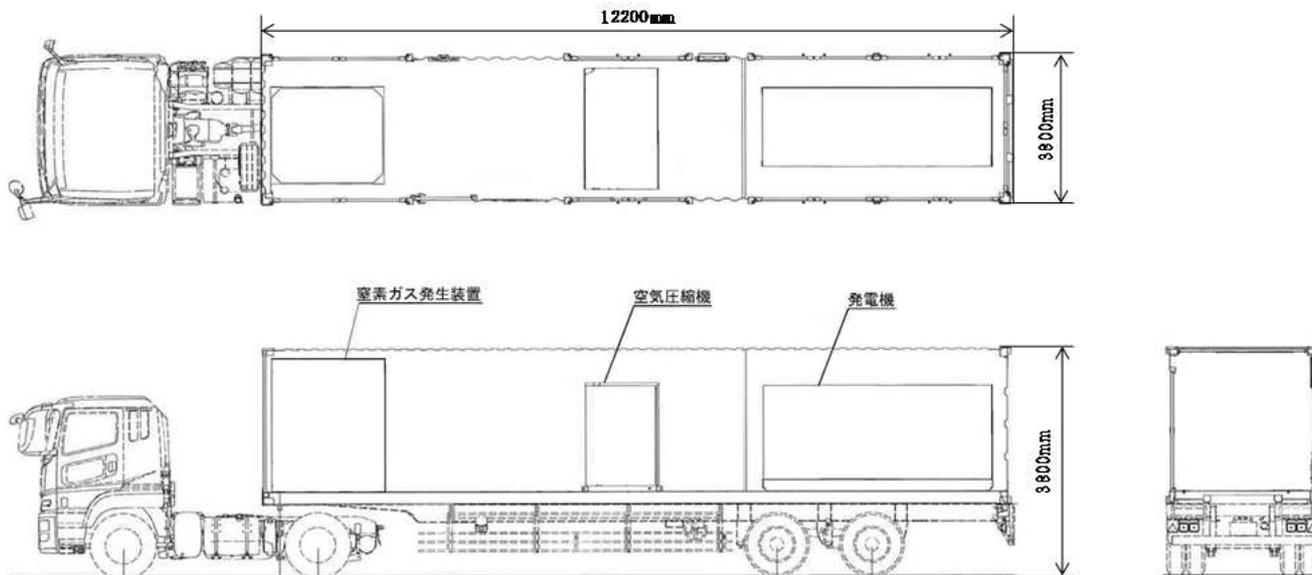
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(3) 設備概要

a. 配置場所

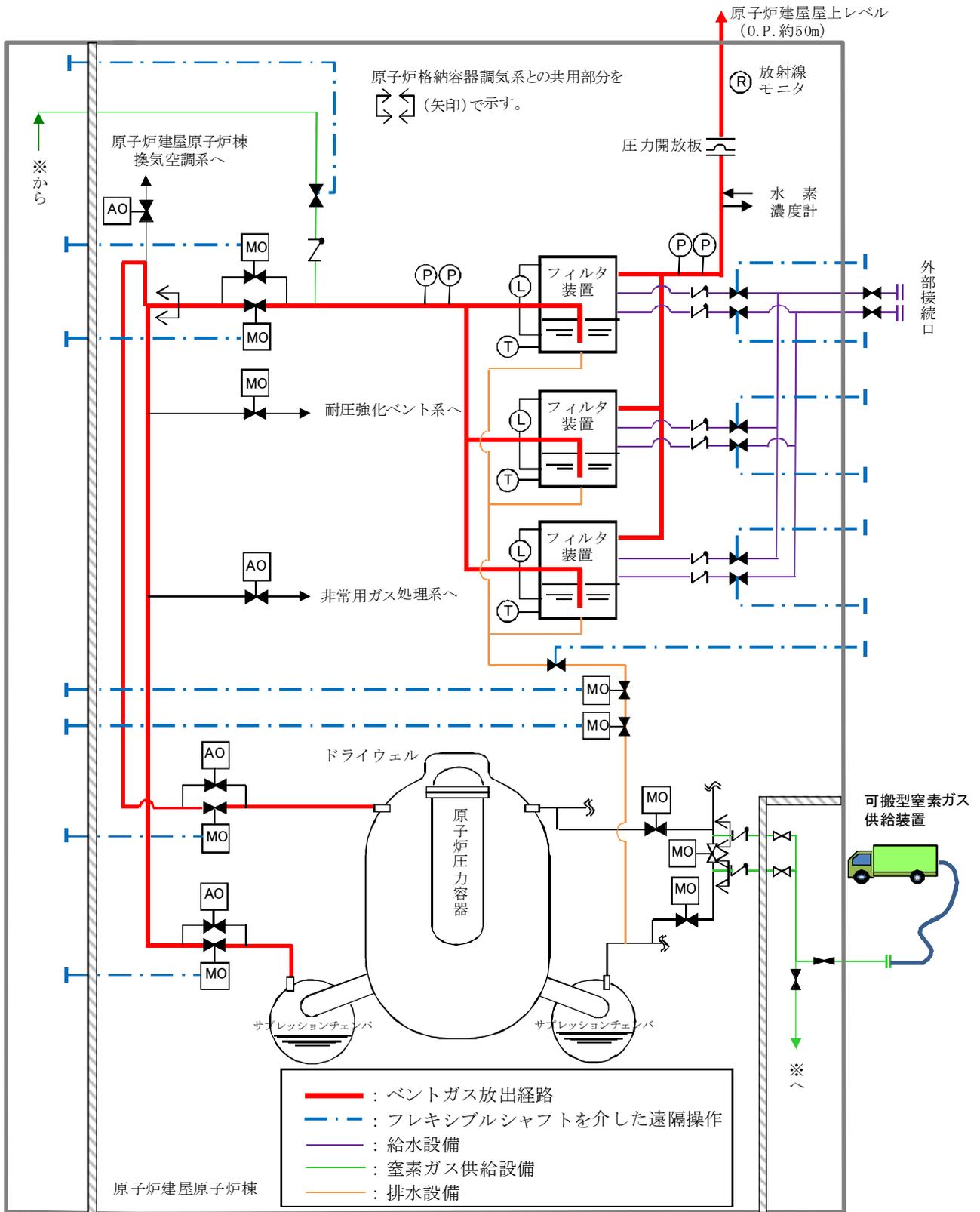
図 3-6 参照。

b. 外形図



注: 寸法は概略を示す。

c. 系統図



原子炉建屋

## 1. 1 5 原子炉格納容器頂部注水系（常設）の機器仕様等について

### (1) 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉ウェルへ注水し格納容器頂部を冷却することにより、格納容器頂部の破損を防止し、原子炉建屋への水素漏えいを抑制する設備として、原子炉格納容器頂部注水系を設ける。

原子炉格納容器頂部注水系（常設）は、燃料プール補給水ポンプ等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、代替交流電源設備からの給電により、中央制御室からの手動操作によって、復水貯蔵タンクの水を燃料プール冷却浄化系を経由して原子炉ウェルへ注水する。

### (2) 機器仕様

#### a. 燃料プール補給水ポンプ

##### (a) ポンプ

種 類 : うず巻形  
容 量 : 30 以上 (30 (公称値)) m<sup>3</sup>/h  
揚 程 : 45 以上 (50 (公称値)) m  
個 数 : 1 台  
取付箇所 : 原子炉建屋

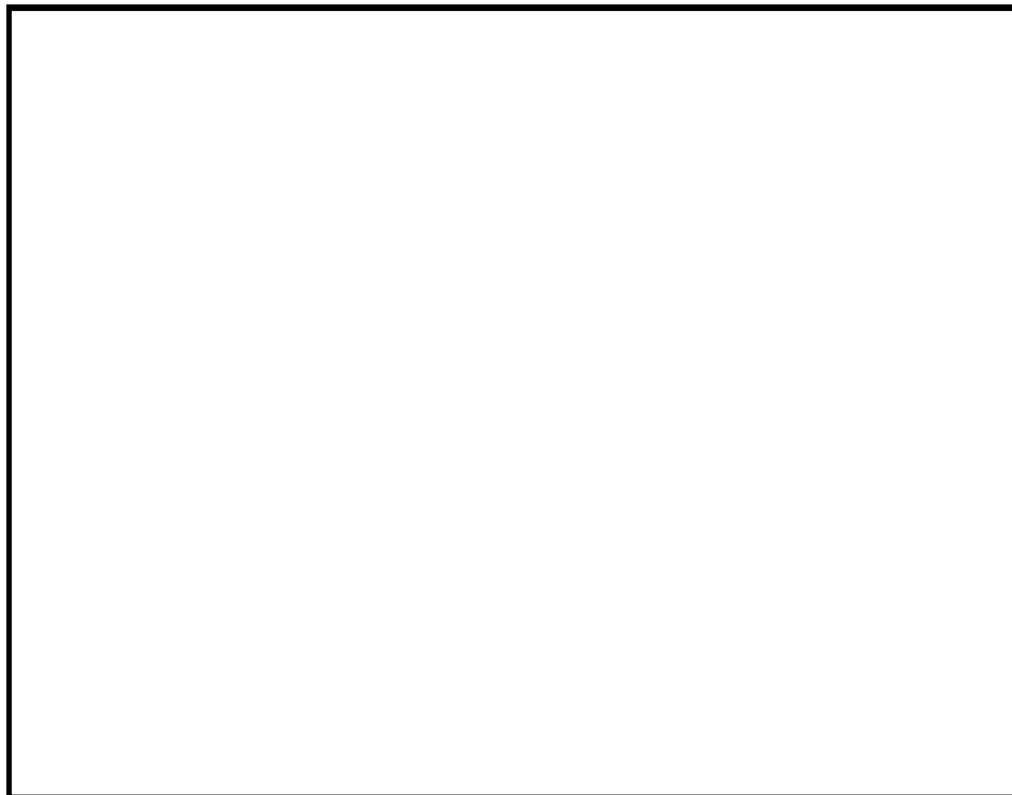
##### (b) 原動機

種 類 : 誘導電動機  
出 力 : 11 (公称値) kW  
個 数 : 1 台  
取付箇所 : 原子炉建屋

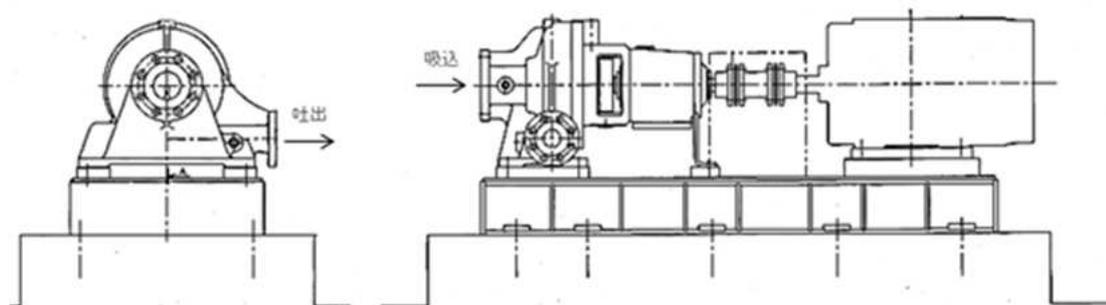
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- (3) 設備概要  
a. 配置場所

原子炉建屋



- b. 外形図

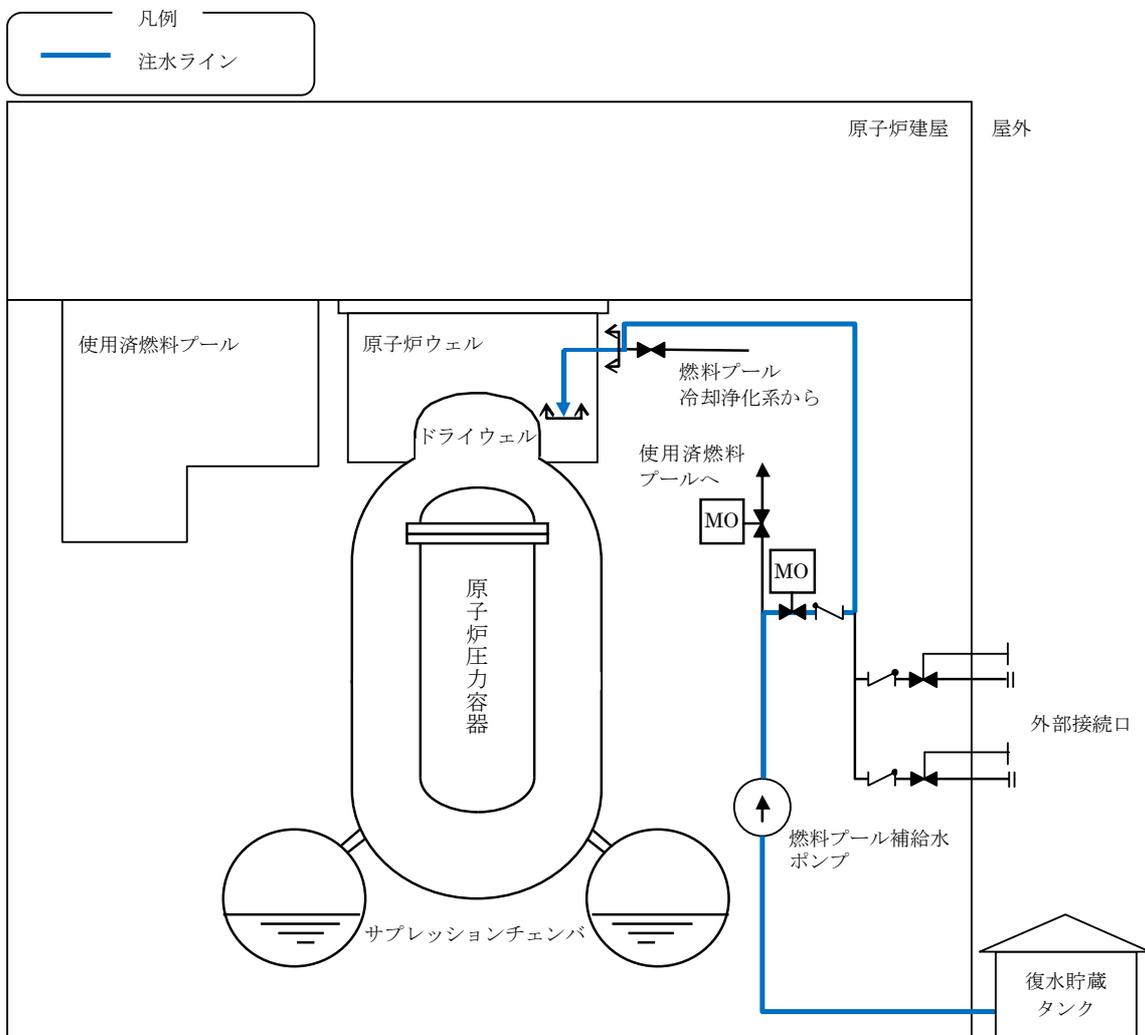


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 外観



d. 系統図



原子炉格納容器頂部注水系(常設)と燃料プール冷却浄化系の共用部分を  (矢印) で示す。

## 1. 1 6 原子炉格納容器下部注水系（常設）の機器仕様等について

### (1) 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却する設備として、原子炉格納容器下部注水系を設ける。

原子炉格納容器下部注水系（常設）は、復水移送ポンプ等で構成し、全交流動力電源喪失した場合でも、代替交流電源設備からの給電により、中央制御室からの手動操作によって、復水貯蔵タンクの水を原子炉格納容器下部注水配管を經由して格納容器下部へ注水する。

### (2) 機器仕様

#### a. 復水移送ポンプ

##### (a) ポンプ

種 類 : うず巻形  
容 量 : 100 m<sup>3</sup>/h  
揚 程 : 85 m  
個 数 : 1 台 (3 台中 1 台使用)  
取付箇所 : 原子炉建屋

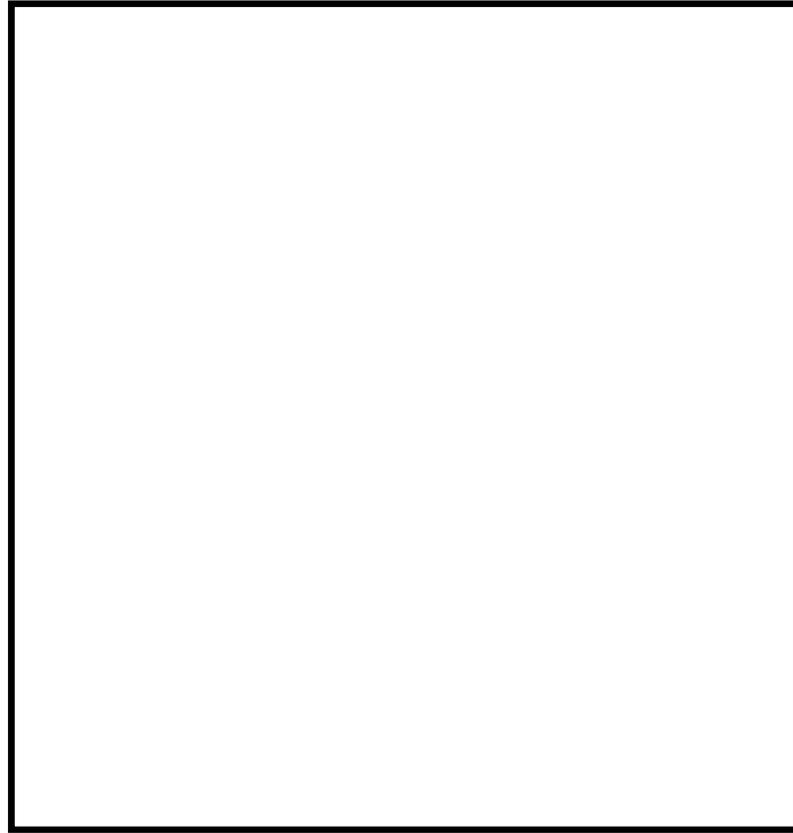
##### (b) 原動機

種 類 : 誘導電動機  
出 力 : 45 kW  
個 数 : 1 台 (3 台中 1 台使用)  
取付箇所 : 原子炉建屋

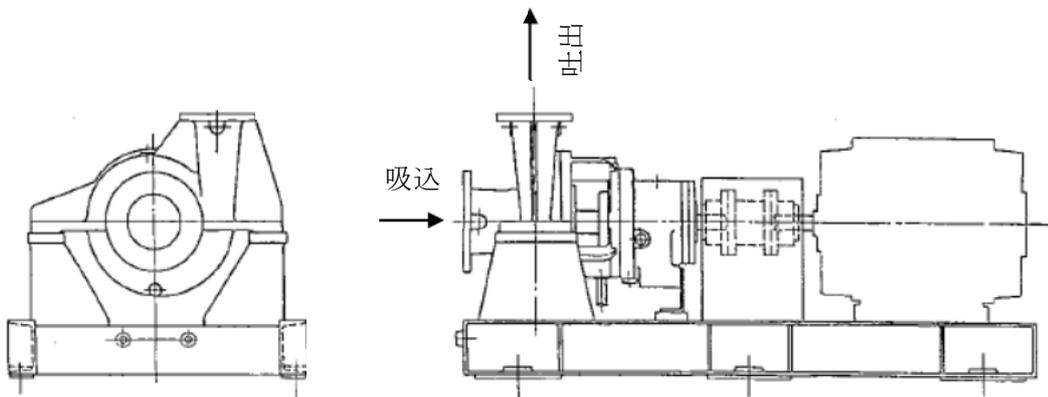
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

- (3) 設備概要  
a. 配置場所

原子炉建屋



- b. 外形図

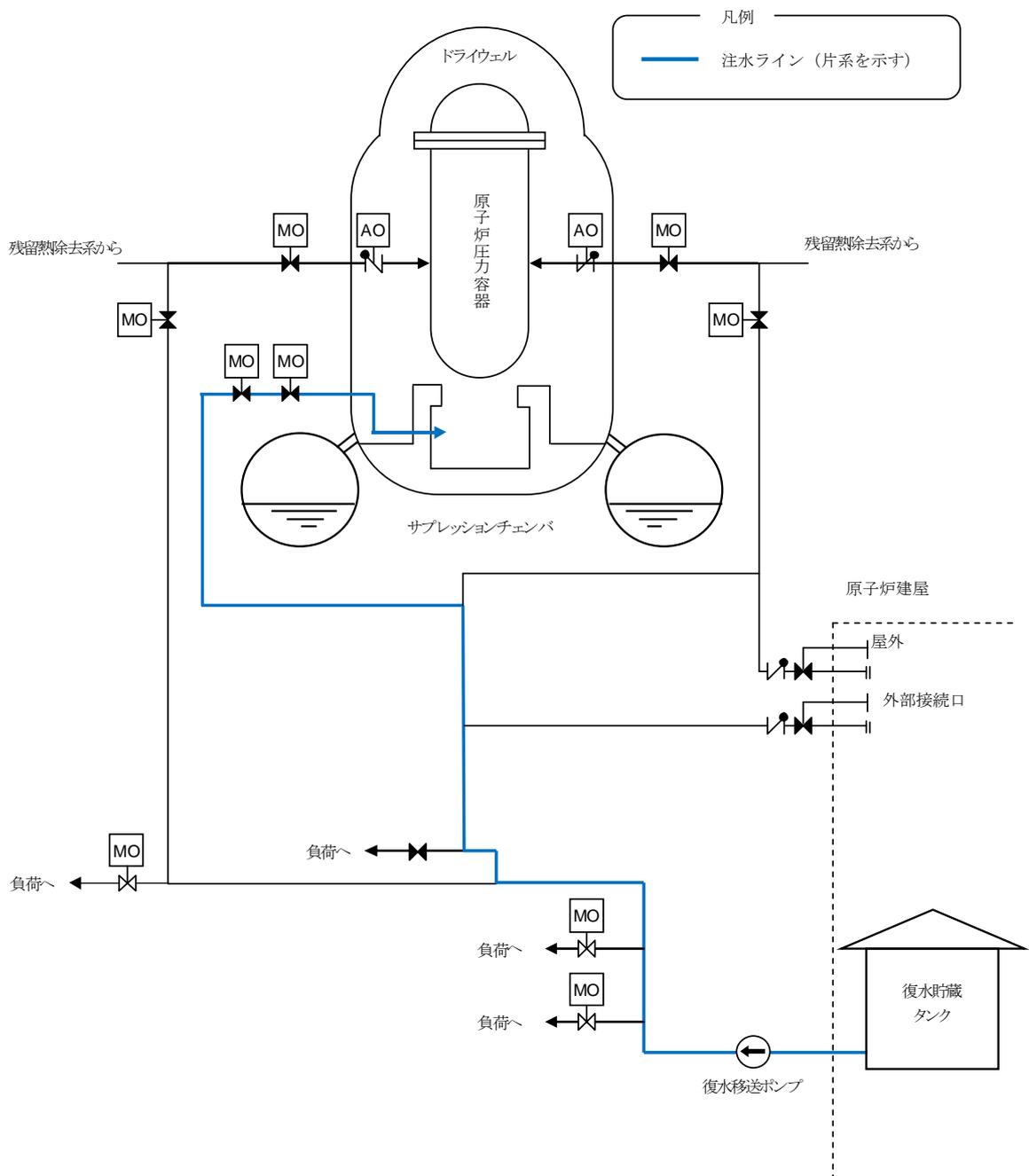


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 外観



d. 系統図



## 1. 17 中央制御室待避所の概要について

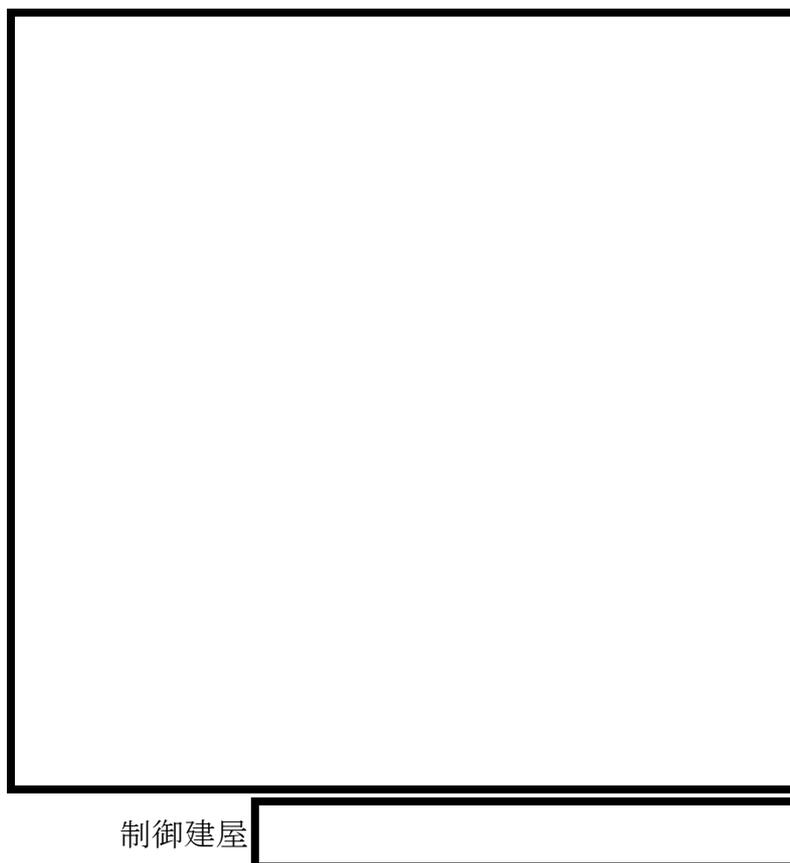
### (1) 概要

中央制御室待避所は、原子炉格納容器圧力逃がし装置を作動させた後、プルーム通過中の運転員の被ばく低減のために使用するものである。

中央制御室待避所は、中央制御室内に流入した放射性物質による放射線を遮へいするため、コンクリート構造とし、中央制御室待避所への放射性物質の流入防止のため、空気ボンベで加圧し、正圧に維持できる設計とする。

運転員がプルーム通過中に中央制御室待避所に避難している間、プラントの運転操作は行わない。万が一、運転員が一時的に出入りすることも考慮し、出入口にはチェンジングエリアを設置し、放射性物質が流入しないように2重扉構造とする。

### (2) 中央制御室待避所の設置場所



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(3) 収容人数

12名

(4) 監視設備

待避所内には、運転員が原子炉格納容器圧力逃がし装置作動後の待避期間中にプラントパラメータを監視できるようにプラントパラメータ表示端末を設置する。

(5) 通信設備

待避期間中における緊急時対策所との通信連絡手段を確保するため待避所内にトランシーバーを設置する。

(6) 加圧設備

原子炉格納容器圧力逃がし装置作動後、プルーム通過中においても待避所内への放射性物質の流入防止のため、待避所内を10時間以上正圧に維持する容量を有する加圧設備を設置する。

(7) 資機材

中央制御室が放射性物質で汚染されるような状況においても活動できるように汚染防護服（タイベック）等を配備する。

## 2. 可搬型設備保管場所及び常設設備設置場所

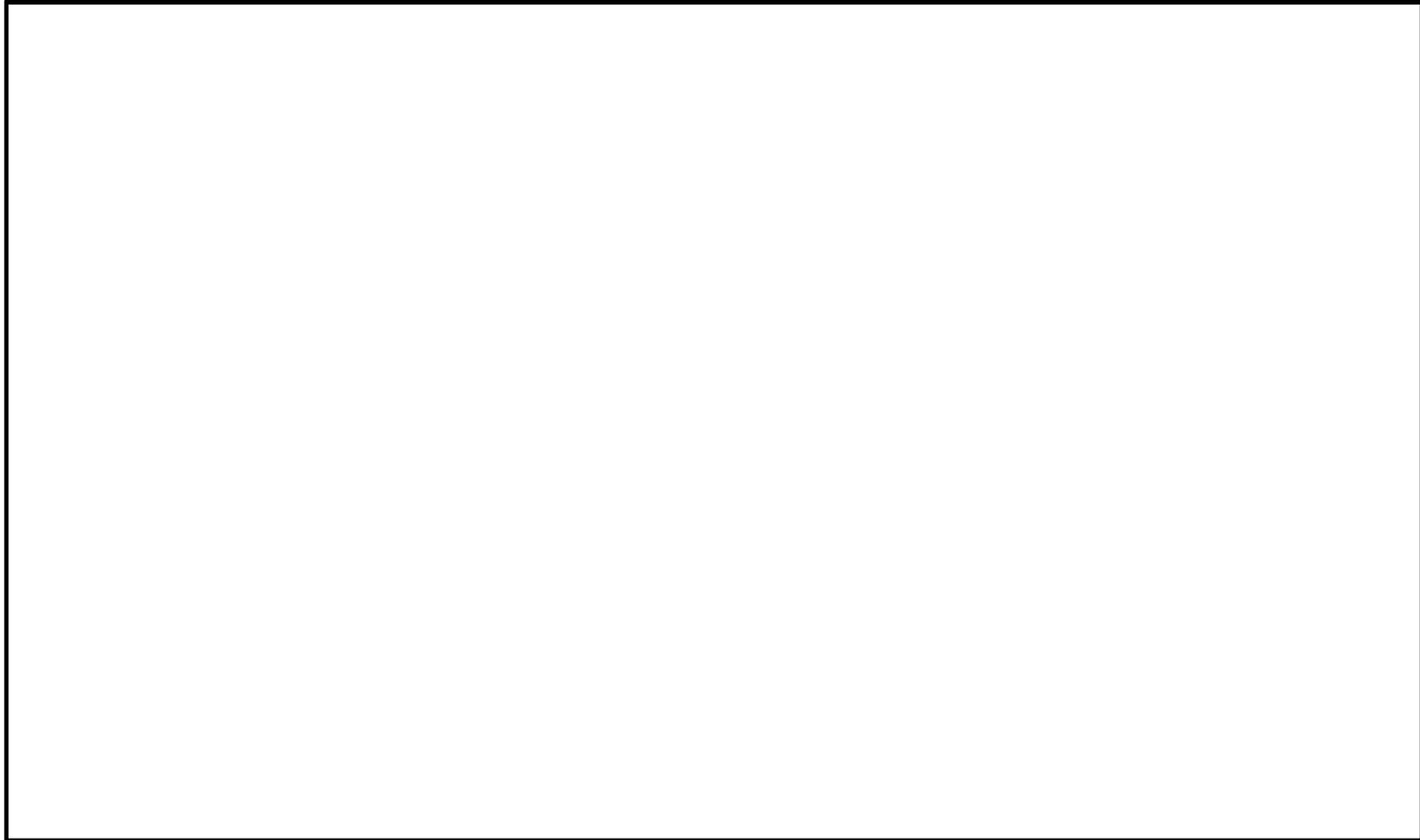


図 2-1 可搬型設備保管場所及び常設設備設置場所

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

### 3. アクセスルート図及び可搬型設備配置図

図 3-1 構内における要員宿直箇所及び緊急時対策所等の配置図

図 3-2 可搬型設備配置図

(大容量送水ポンプの設置 【ホース敷設：ルート 1 使用時】)

図 3-3 可搬型設備配置図

(大容量送水ポンプの設置 【ホース敷設：ルート 2 使用時】)

図 3-4 可搬型設備配置図

(原子炉補機代替冷却系の設置 【取水：2号海水ポンプスクリーンエリア使用時】)

図 3-5 可搬型設備配置図

(原子炉補機代替冷却系の設置 【取水：2号取水口エリア使用時】)

図 3-6 可搬型設備配置図

(可搬型窒素ガス供給装置の設置)

図 3-7 可搬型設備配置図

(電源車の設置)

図 3-8 可搬型設備配置図

(高圧・低圧注水機能喪失, 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時)

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合】

図 3-9 可搬型設備配置図

(高圧注水・減圧機能喪失, 格納容器バイパス (インターフェイスシステム  
LOCA) 時)

図 3-10 可搬型設備配置図

(全交流動力電源喪失, 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 時)

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合及び 2 号海水ポン  
プスクリーンエリアから取水した場合】

図 3-11 可搬型設備配置図

(原子炉停止機能喪失時)

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合】

図 3-12 可搬型設備配置図

(LOCA 時注水機能喪失, 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損), 水素燃焼, 溶融炉心・コンクリート相互作用時)

**【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合及び 2 号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】**

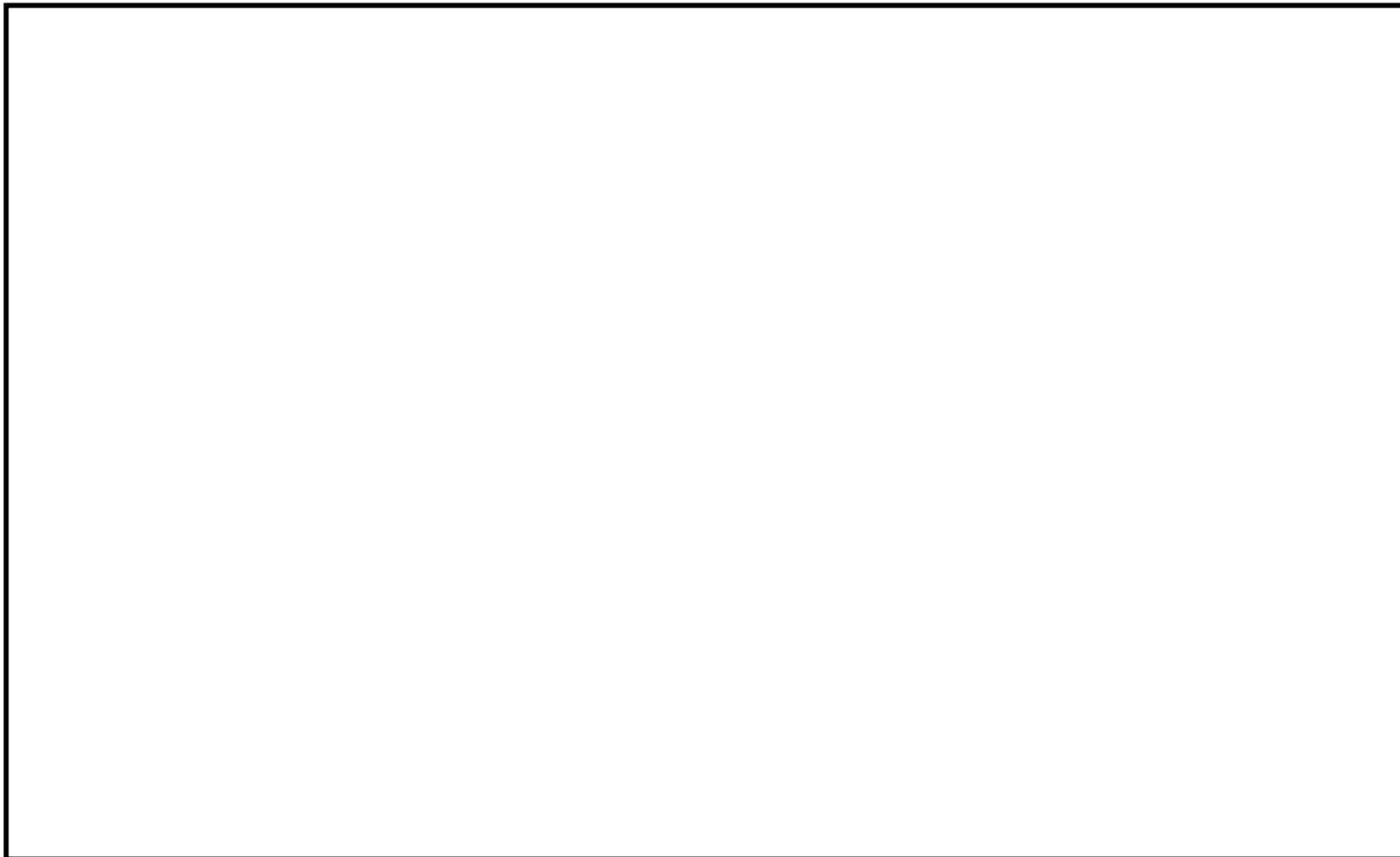


図 3-1 構内における要員宿直箇所及び緊急時対策所等の配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

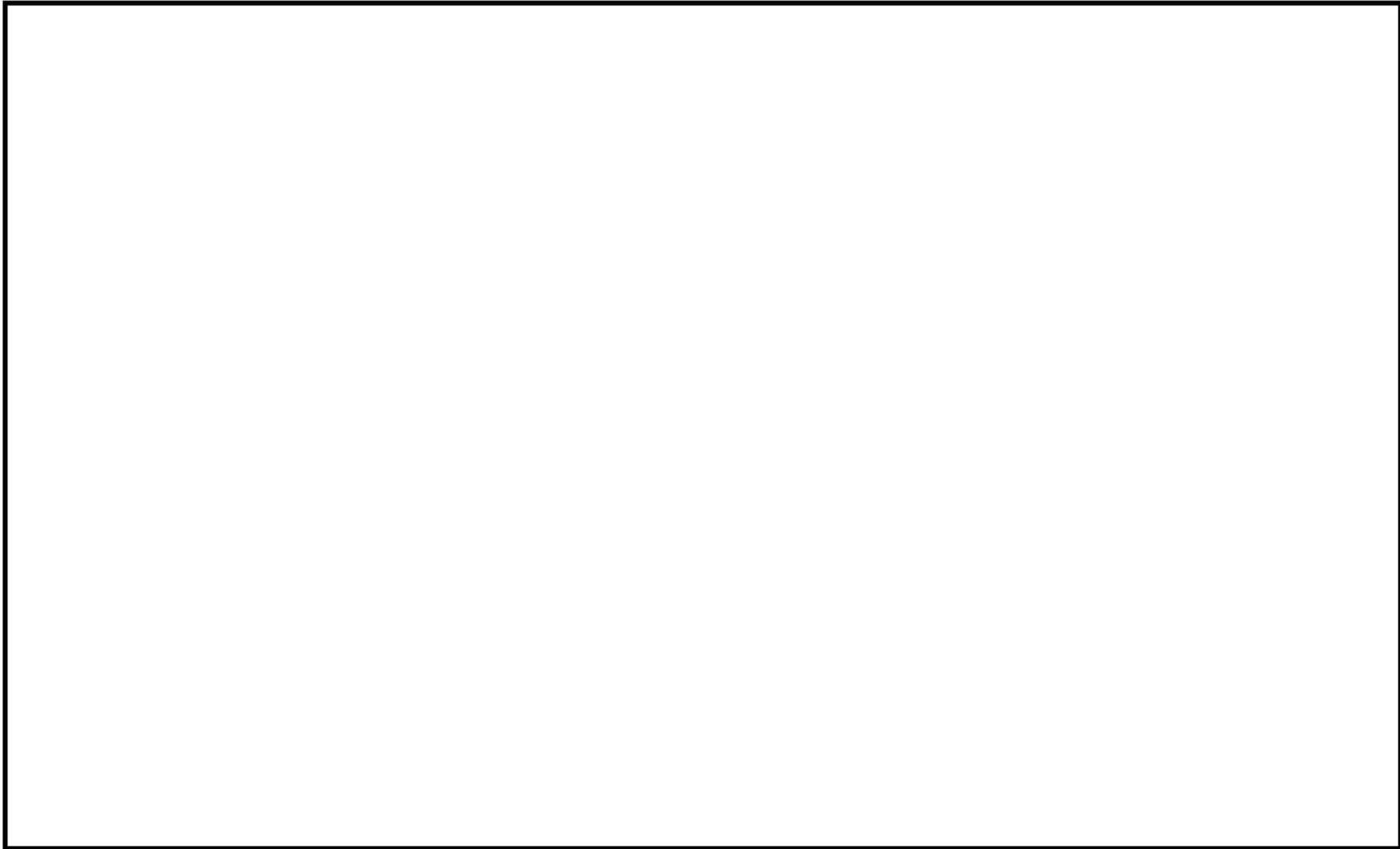


図 3-2 可搬型設備配置図（大容量送水ポンプの設置 【ホース敷設：ルート1 使用時】）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

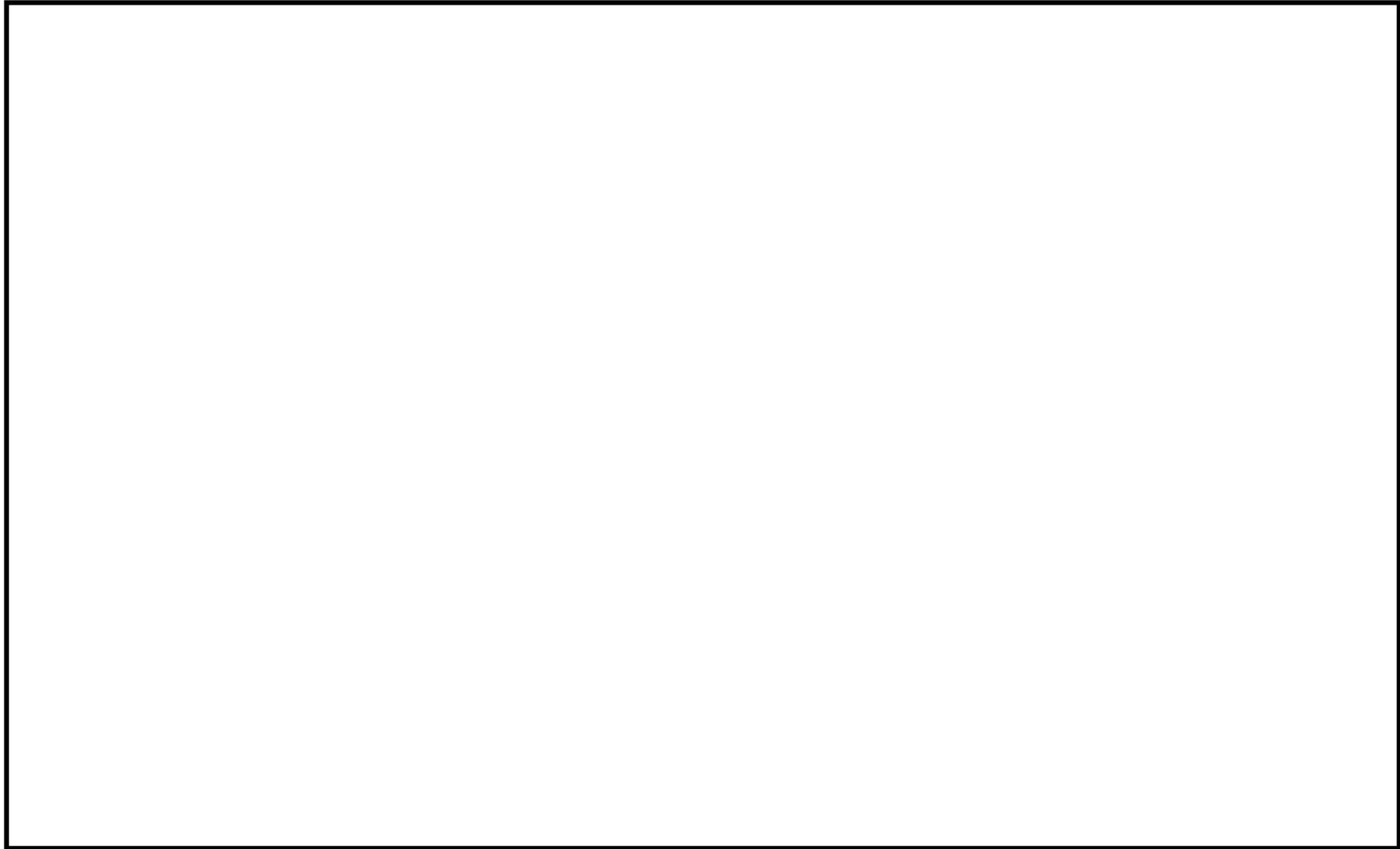


図 3-3 可搬型設備配置図（大容量送水ポンプの設置 【ホース敷設：ルート2 使用時】）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

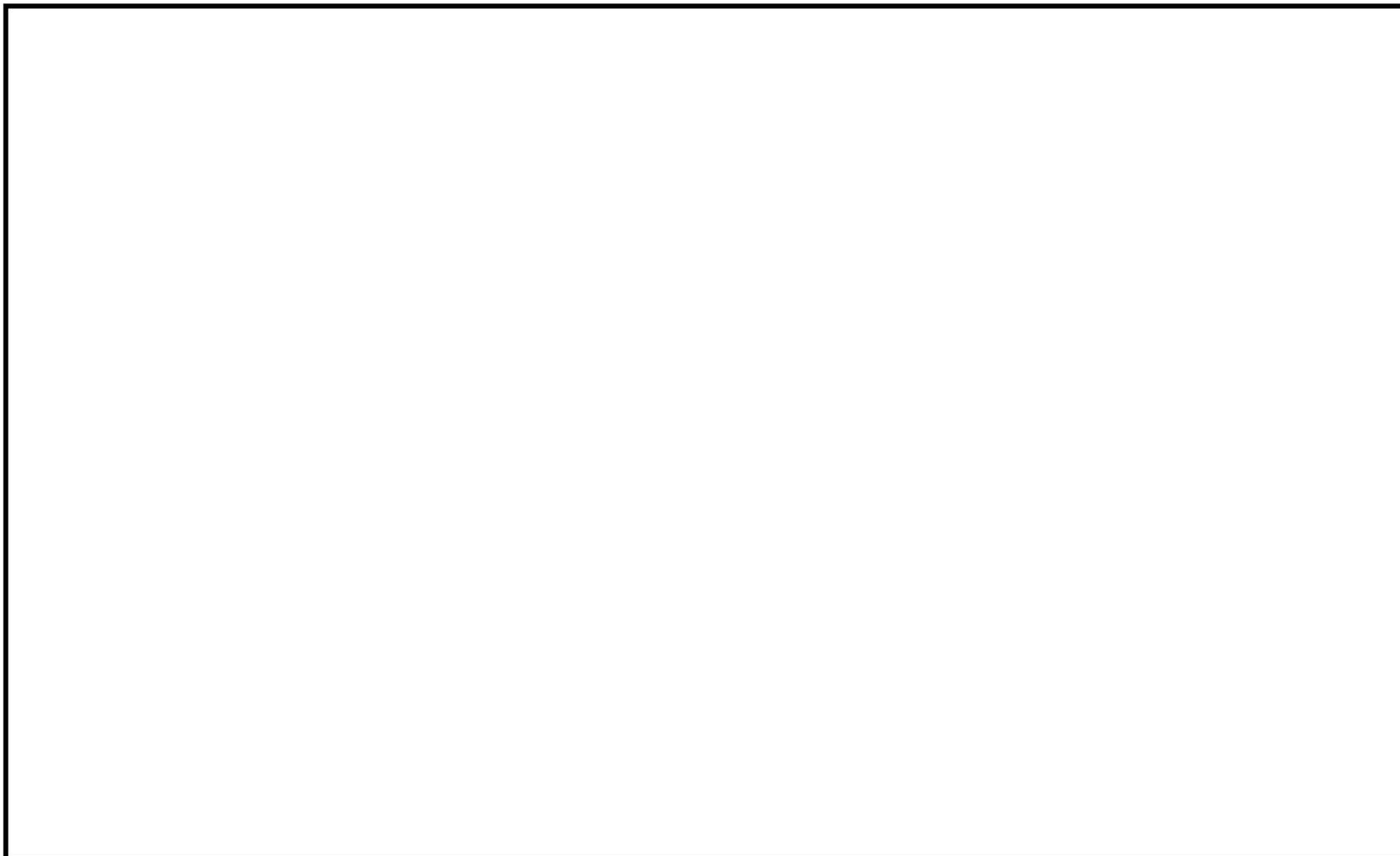


図 3-4 可搬型設備配置図（原子炉補機代替冷却系の設置【取水：2号海水ポンプスクリーンエリア使用時】）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

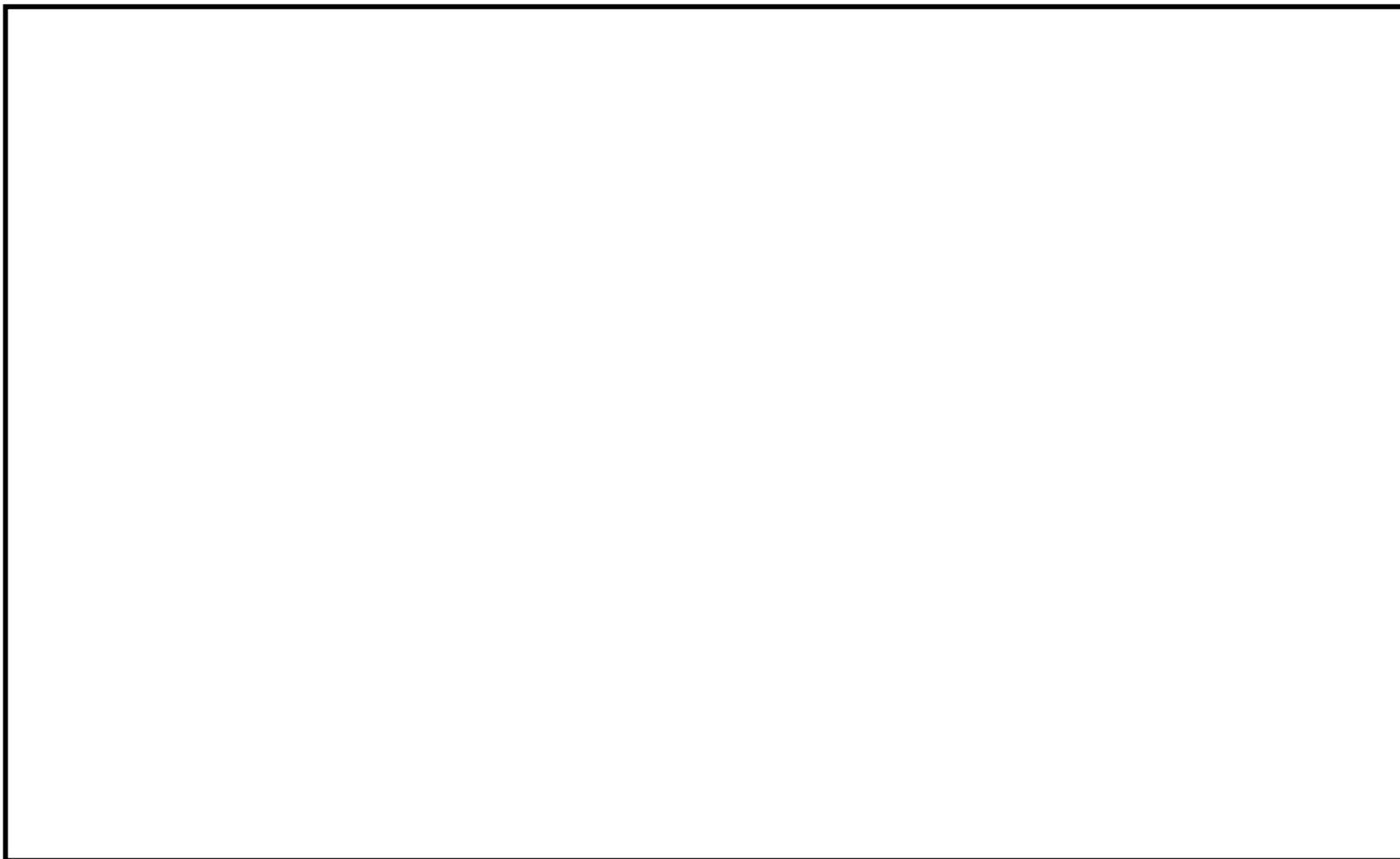


図 3-5 可搬型設備配置図（原子炉補機代替冷却系の設置【取水：2号取水口エリア使用時】）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

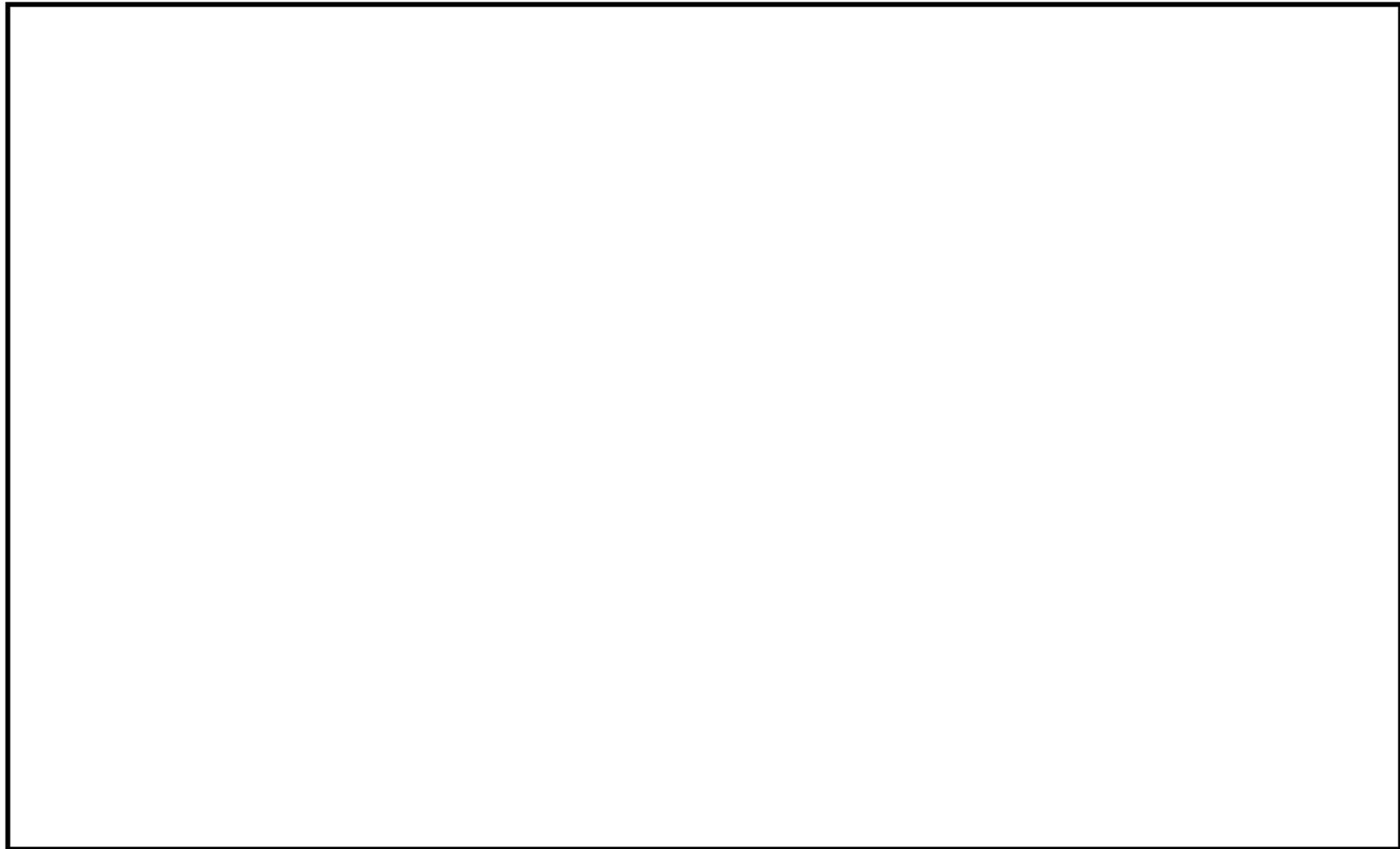


図 3-6 可搬型設備配置図（可搬型窒素ガス供給装置の設置）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

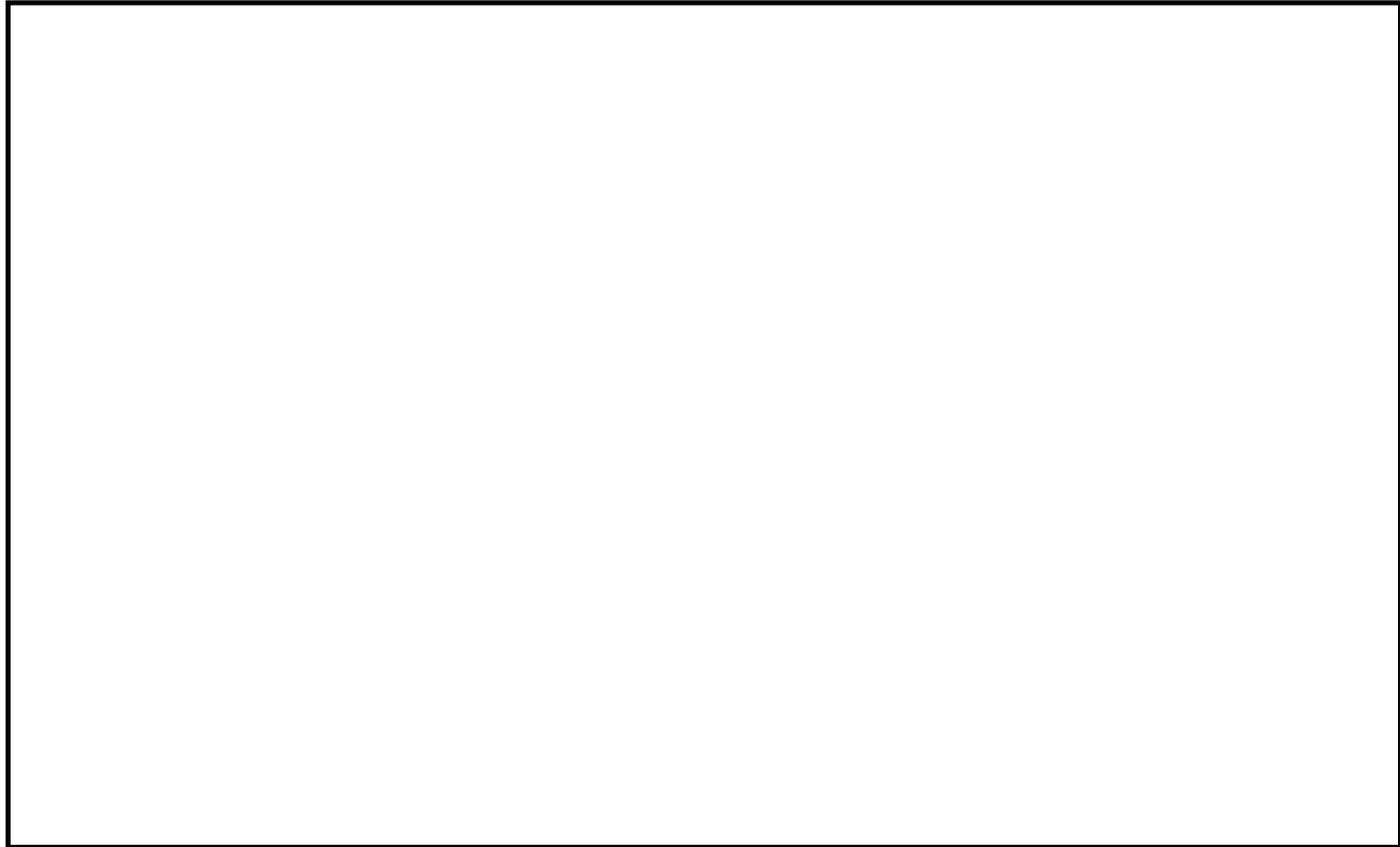


図 3-7 可搬型設備配置図（電源車の設置）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

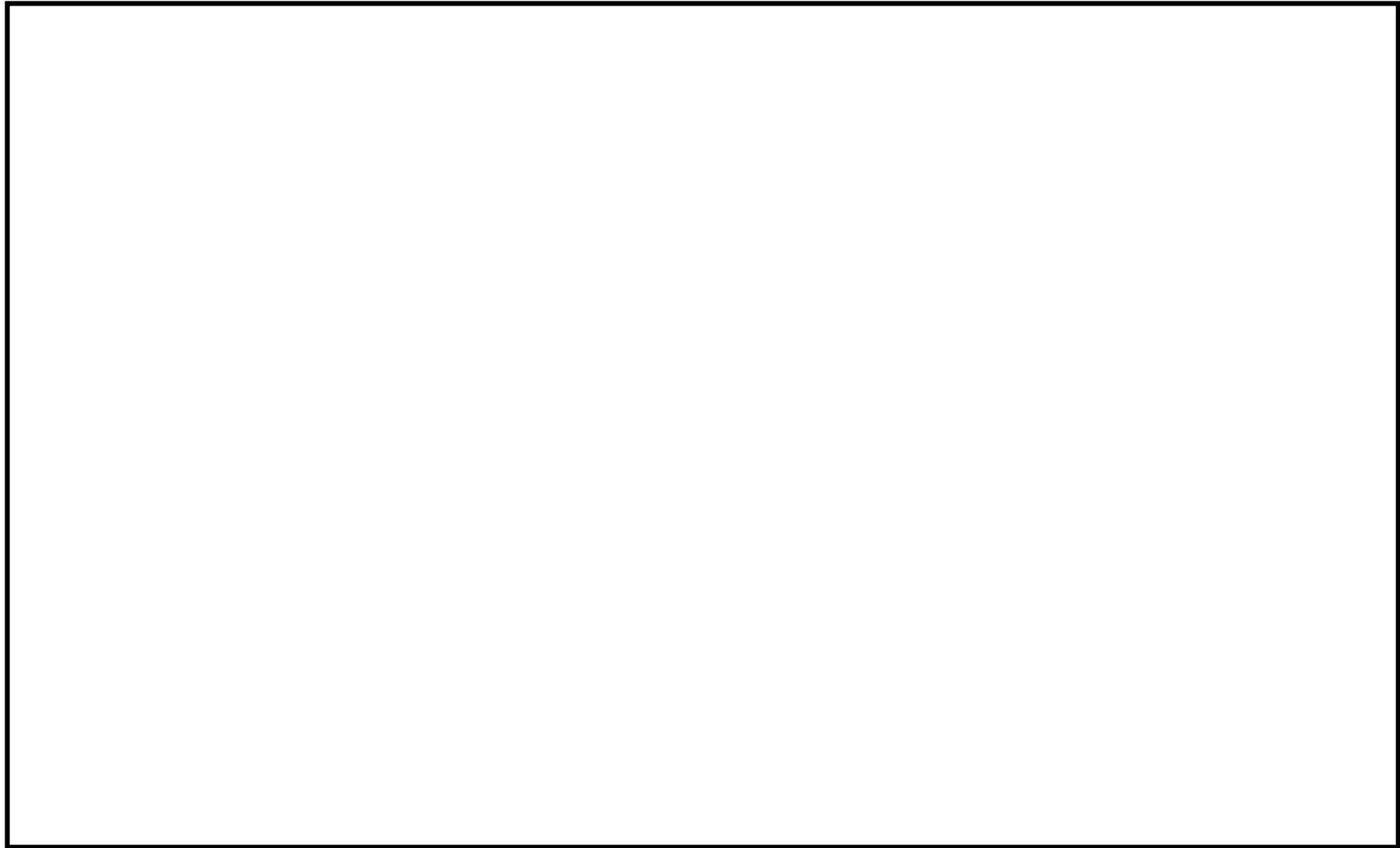


図 3-8 可搬型設備配置図（高圧・低圧注水機能喪失，崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時）

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合】

（時間評価では，作業時間が最大となるルート 1 を使用している。）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

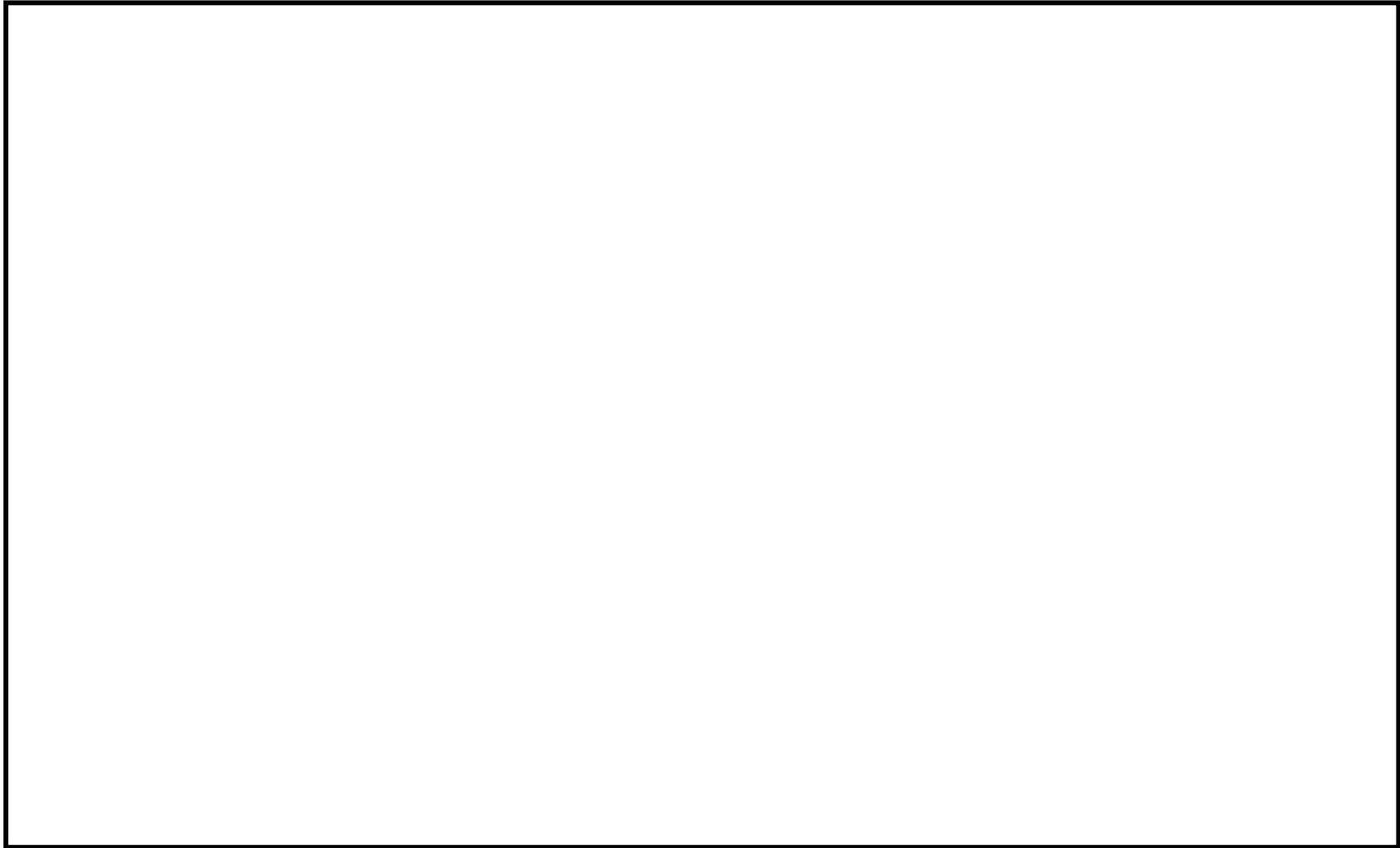


図 3-9 可搬型設備配置図（高圧注水・減圧機能喪失，格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時）  
（時間評価では，作業時間が最大となるルート1を使用している）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

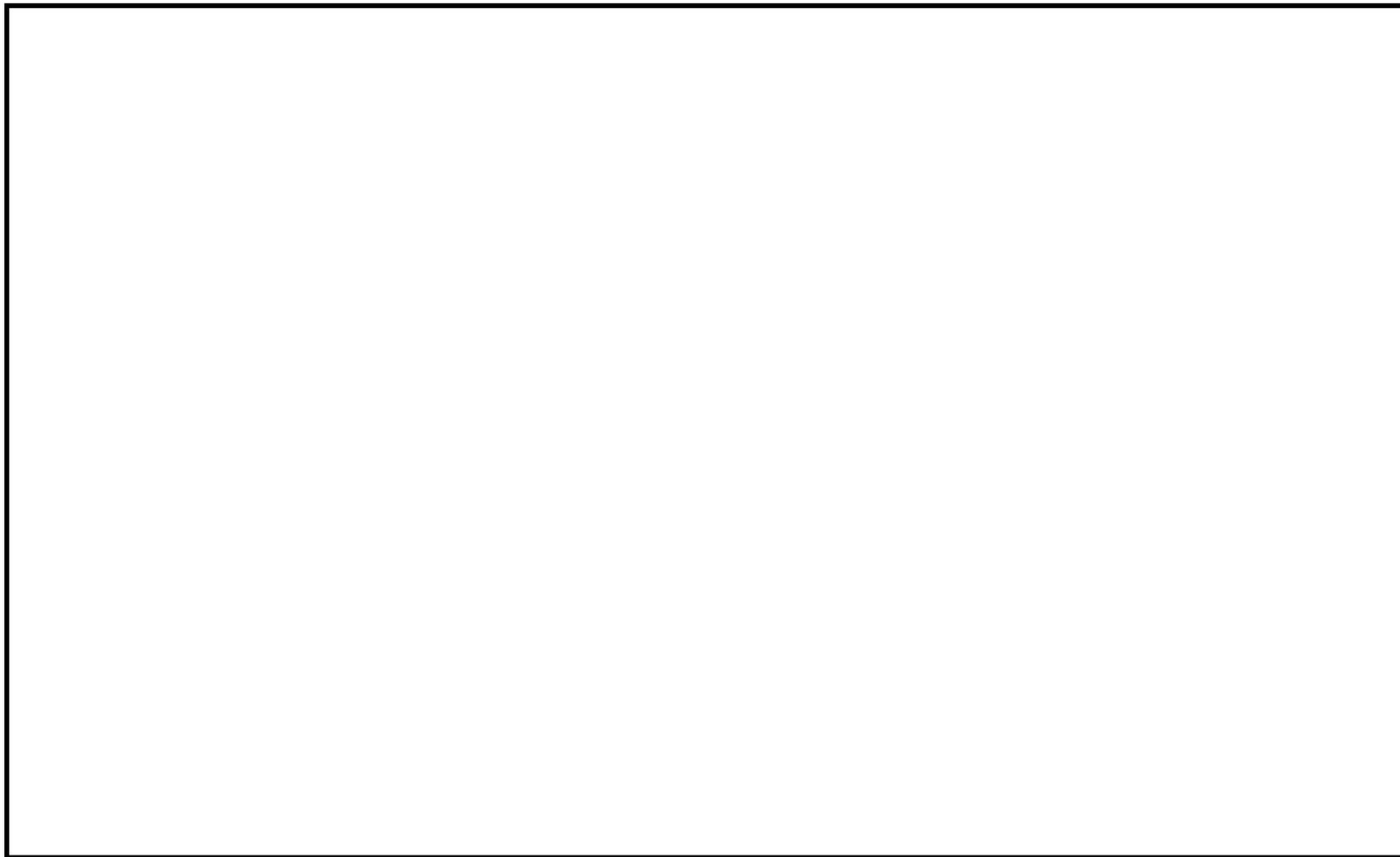


図 3-10 可搬型設備配置図（全交流動力電源喪失，崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時）  
【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合及び 2 号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】  
（時間評価では，作業時間が最大となるルート 1 及び 2 号取水口エリアを使用している。）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

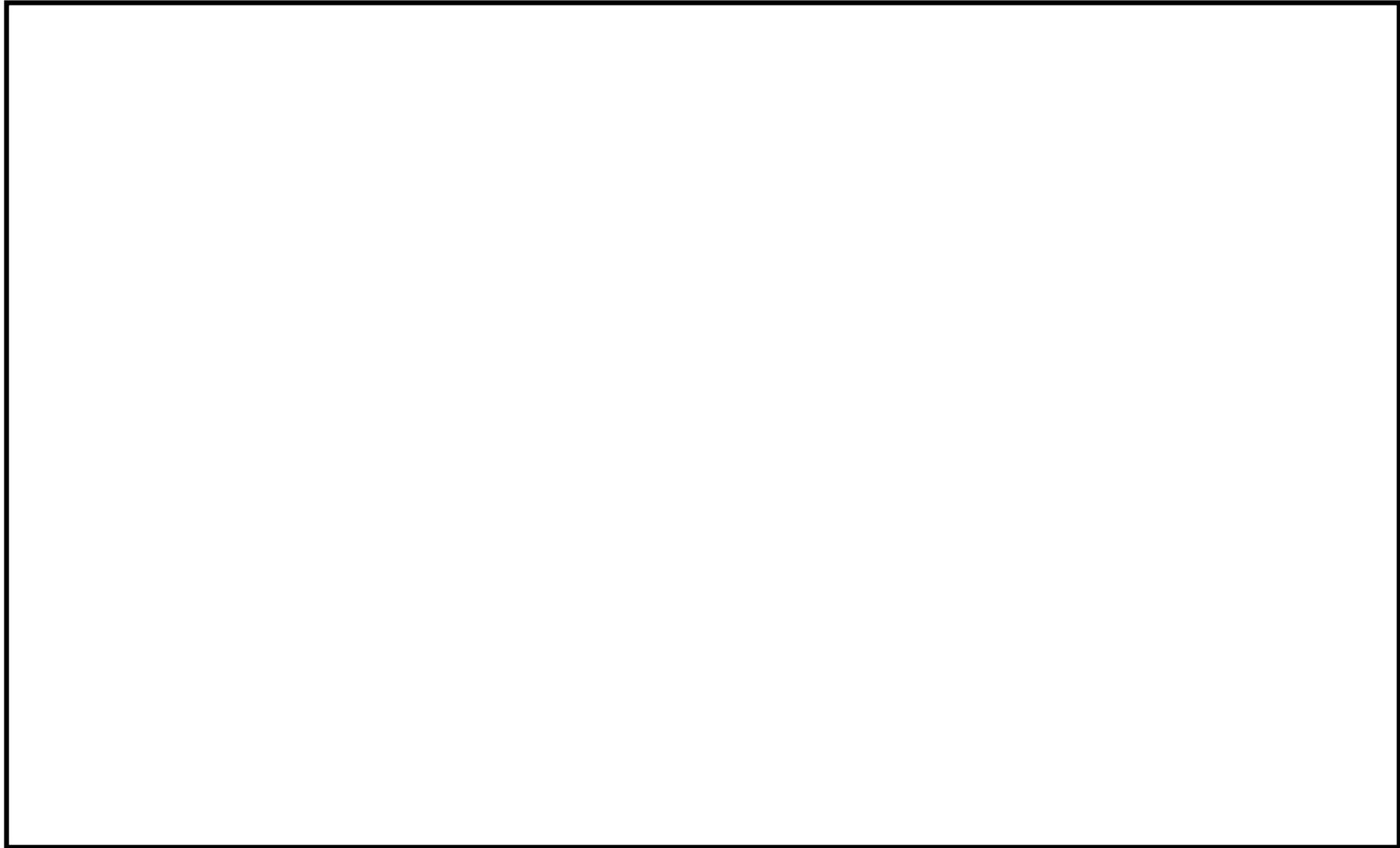


図 3-11 可搬型設備配置図（原子炉停止機能喪失時）

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合】  
（時間評価では，作業時間が最大となるルート 1 を使用している。）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

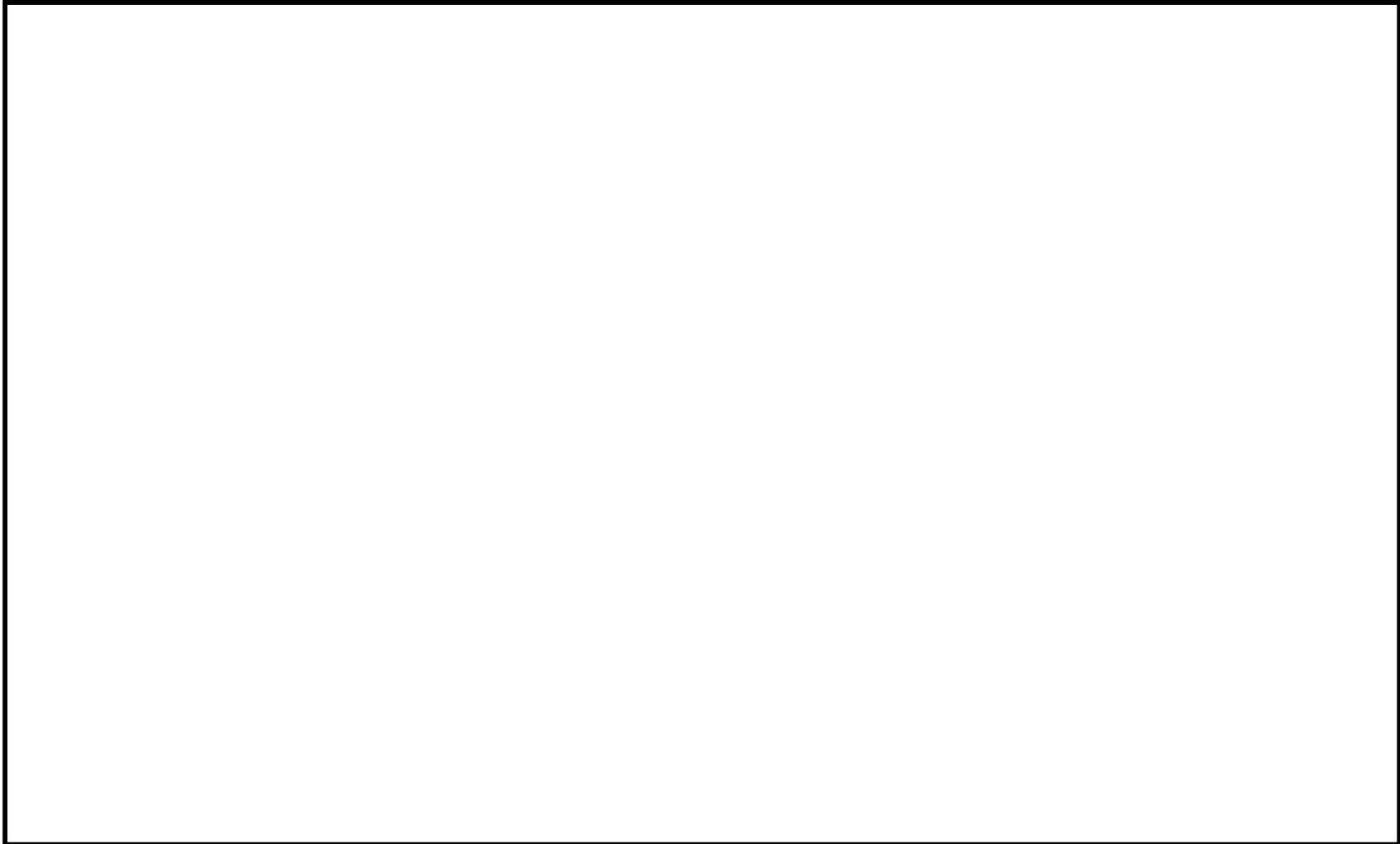


図 3-12 可搬型設備配置図 (LOCA 時注水機能喪失, 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損), 水素燃焼, 溶融炉心・コンクリート相互作用時)

【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合及び 2 号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】  
(時間評価では, 作業時間が最大となるルート 1 を使用している。)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

#### 4. 屋内操作機器配置図及び屋内操作機器へのアクセスルート

- 4. 1 重要事故シーケンス（高圧・低圧注水機能喪失）
- 4. 2 重要事故シーケンス（高圧注水・減圧機能喪失）
- 4. 3 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失）
- 4. 4 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
- 4. 5 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））
- 4. 6 重要事故シーケンス（原子炉停止機能喪失）
- 4. 7 重要事故シーケンス（LOCA 時注水機能喪失）
- 4. 8 重要事故シーケンス（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））
- 4. 9 格納容器破損モード（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼）
  - （1）中央制御室からの原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施
  - （2）中央制御室からの原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施が不可の場合
- 4. 10 格納容器破損モード（溶融炉心・コンクリート相互作用）
  - （1）中央制御室からの原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施
  - （2）中央制御室からの原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施が不可の場合

4. 7 重要事故シーケンス (LOCA 時注水機能喪失)

現場操作機器配置図を図 4-10 に、建屋内操作機器の立体配置図を図 4-11 に示す。  
 図に示すとおり、本重要事故シーケンスにおいては中央制御室，原子炉建屋，復水貯蔵タンク雨仕舞内での操作である。

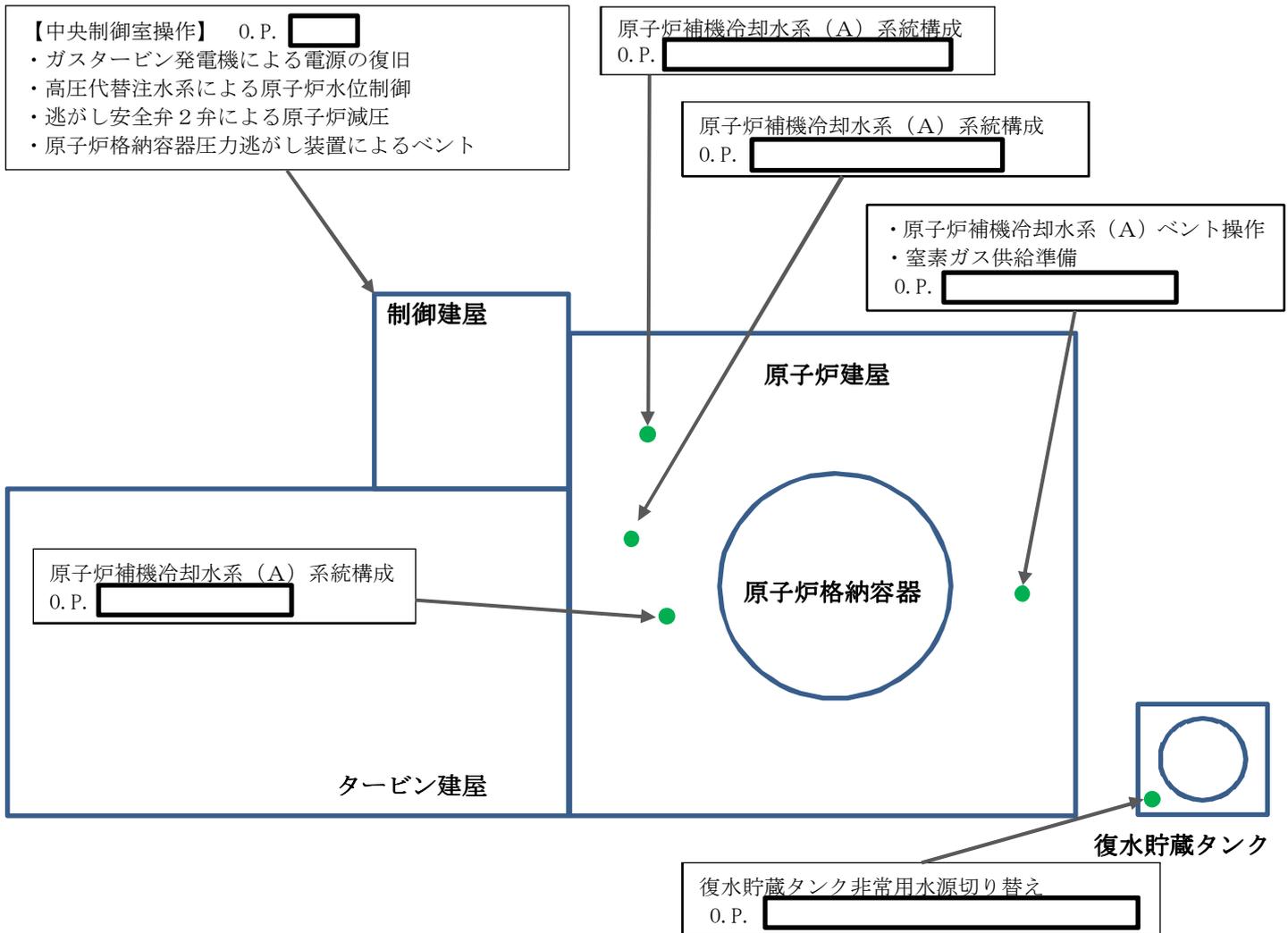


図 4-10 現場操作機器配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

凡例

- : 復水貯蔵タンク非常用水源切り替え
- : 原子炉補機冷却水系 (A) 系統構成
- : 原子炉補機冷却水系 (A) ベント, 窒素ガス供給準備

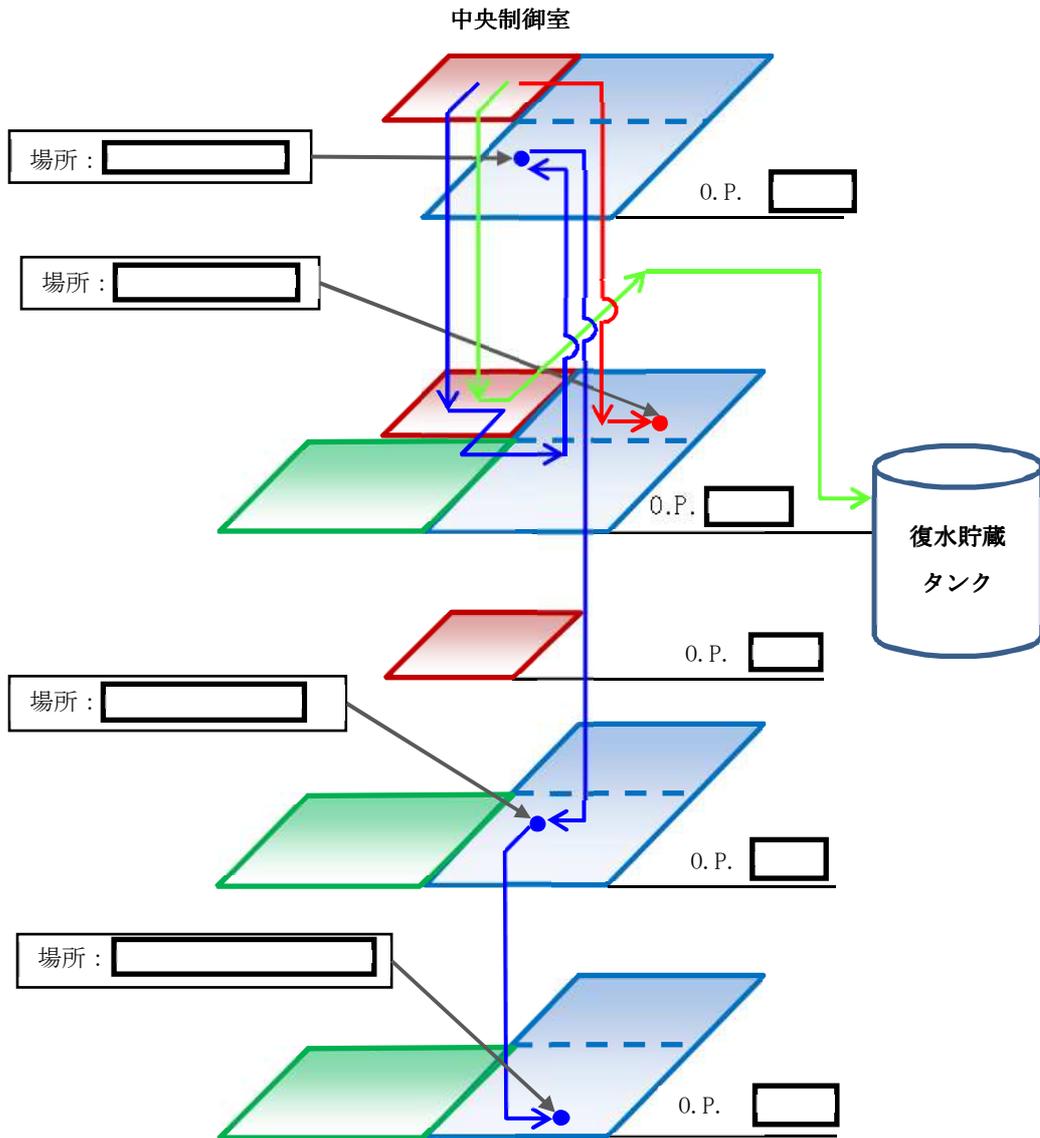


図 4-11 建屋内操作機器の立体配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4. 8 重要事故シーケンス（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））  
 現場操作機器配置図を図 4-12 に、建屋内操作機器の立体配置図を図 4-13 に示す。  
 図に示すとおり、本重要事故シーケンスにおいては中央制御室，原子炉建屋での操作  
 である。

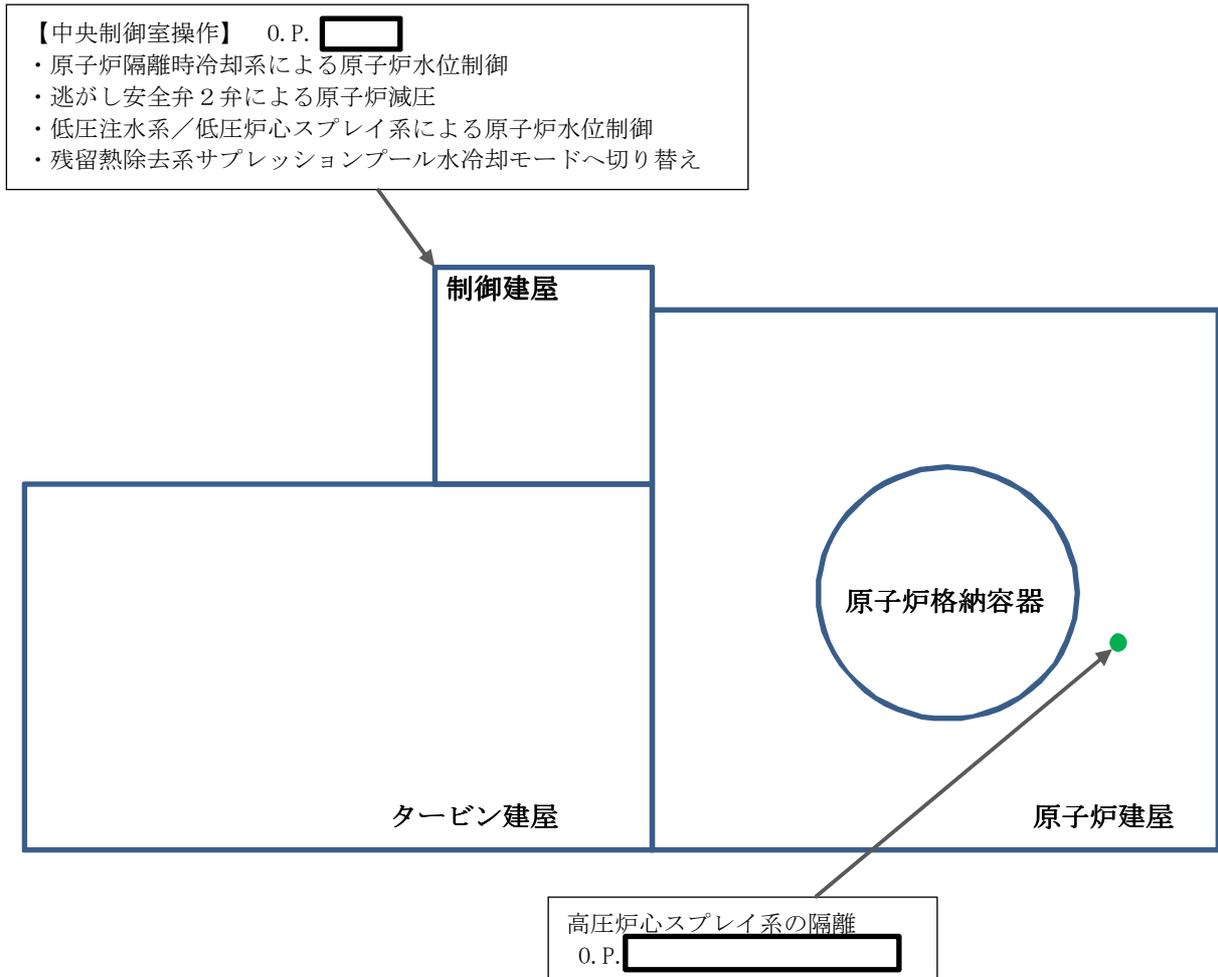


図 4-12 現場操作機器配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

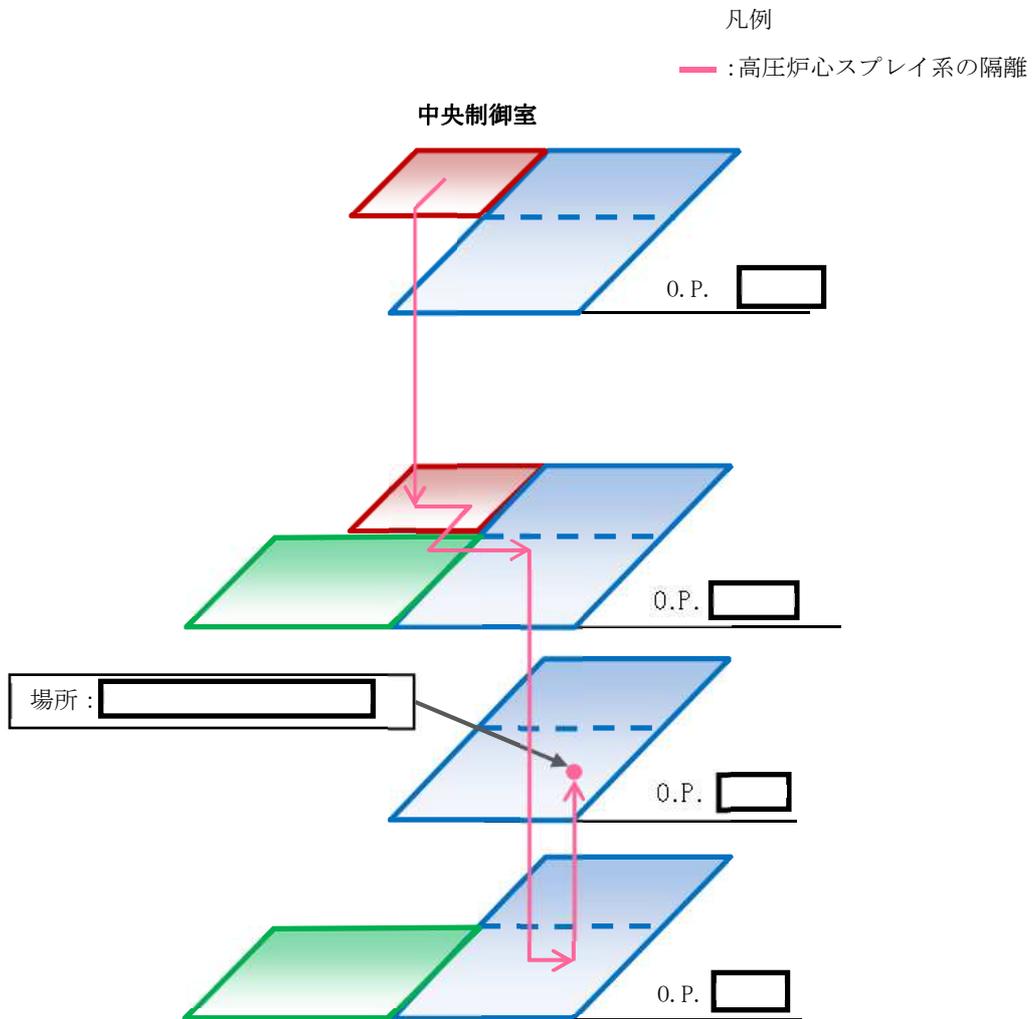


図 4-13 建屋内操作機器の立体配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4. 9 格納容器破損モード（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼）

(1) 中央制御室からの原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施

現場操作機器配置図を図 4-14 に、建屋内操作機器の立体配置図を図 4-15 に示す。図に示すとおり、本重要事故シーケンスにおいては中央制御室，原子炉建屋，復水貯蔵タンク雨仕舞内での操作である。

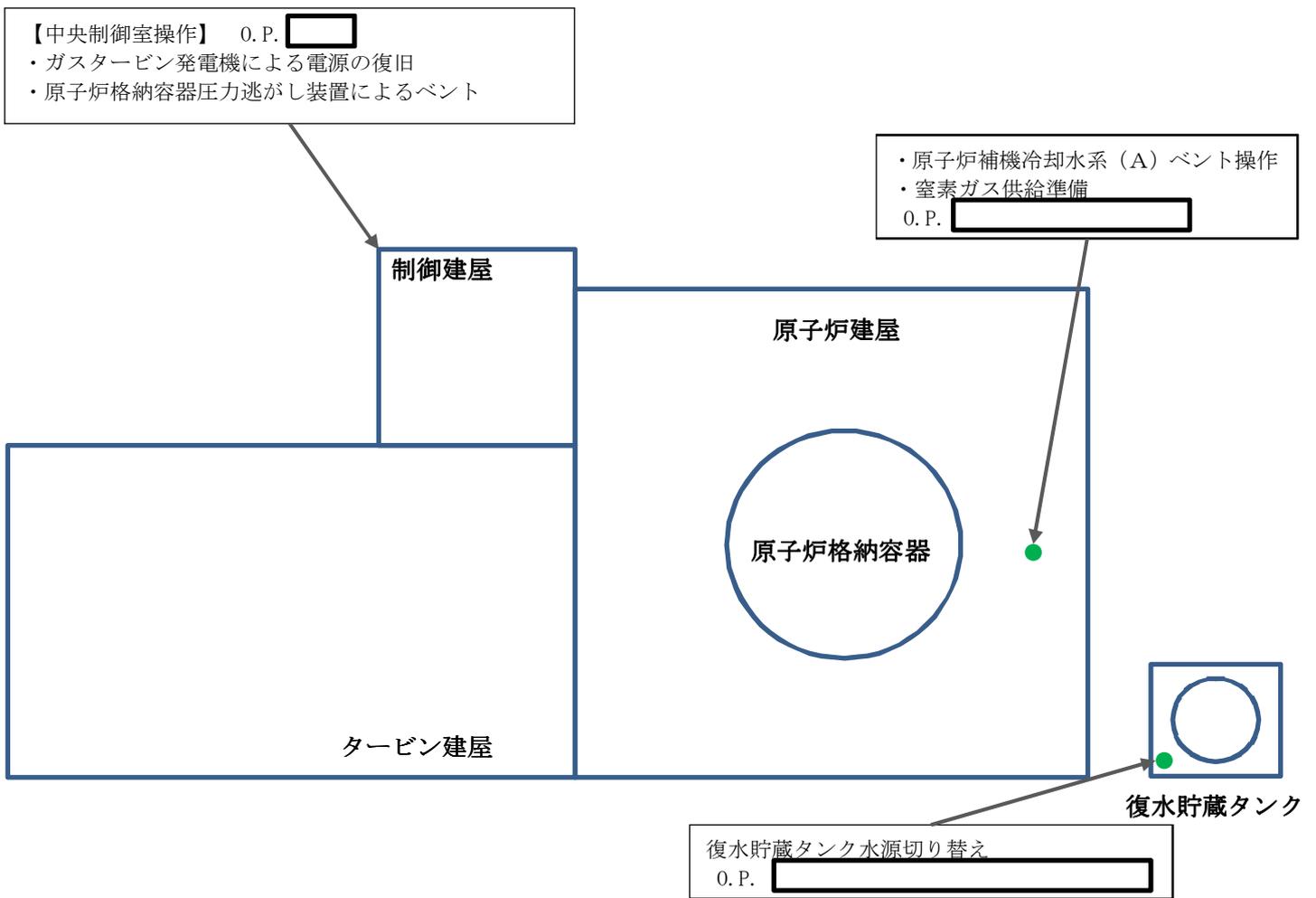


図 4-14 現場操作機器配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

凡例

— : 復水貯蔵タンク水源切り替え

— : 原子炉補機冷却水系(A)ベント, 窒素ガス補給系統構成

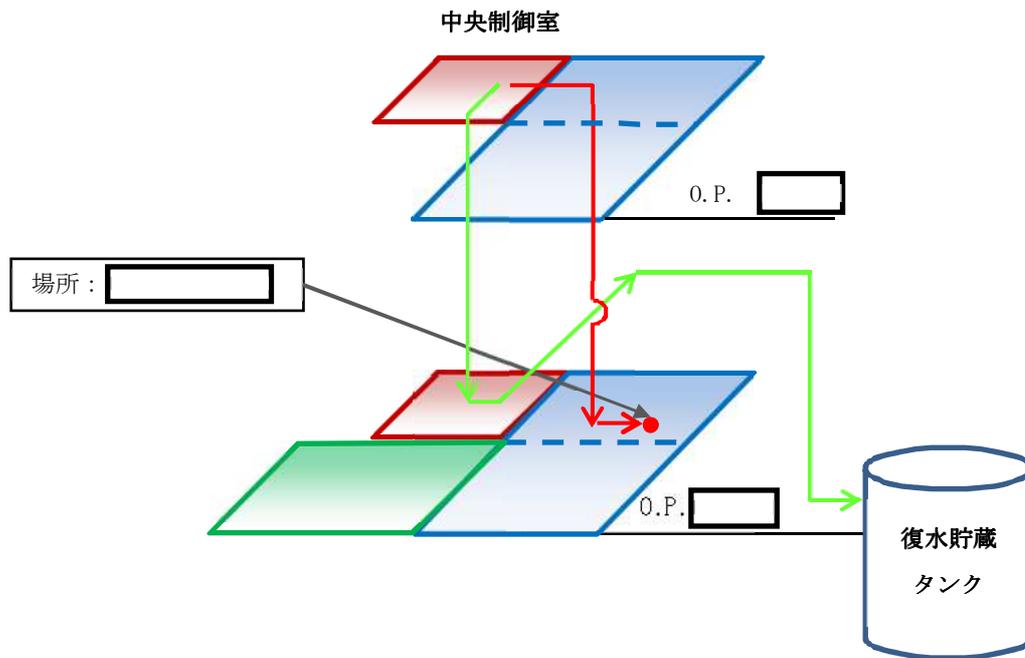


図 4-15 建屋内操作機器の立体配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(2) 中央制御室からの原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施が不可の場合  
現場操作機器配置図を図 4-16 に、建屋内操作機器の立体配置図を図 4-17 に示す。  
図に示すとおり、本重要事故シーケンスにおいては中央制御室，原子炉建屋での操作  
である。

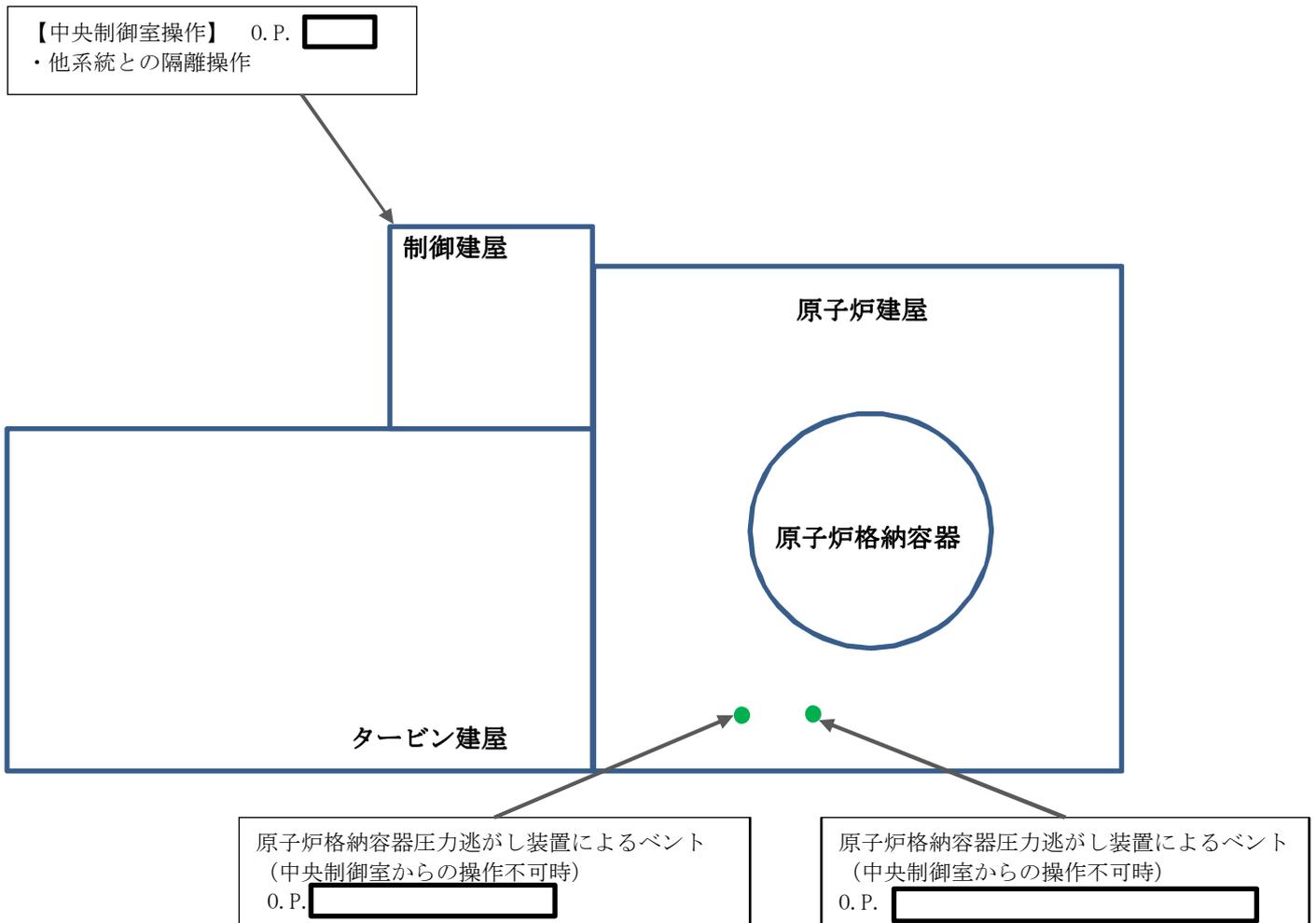


図 4-16 現場操作機器配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

凡例

— : 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

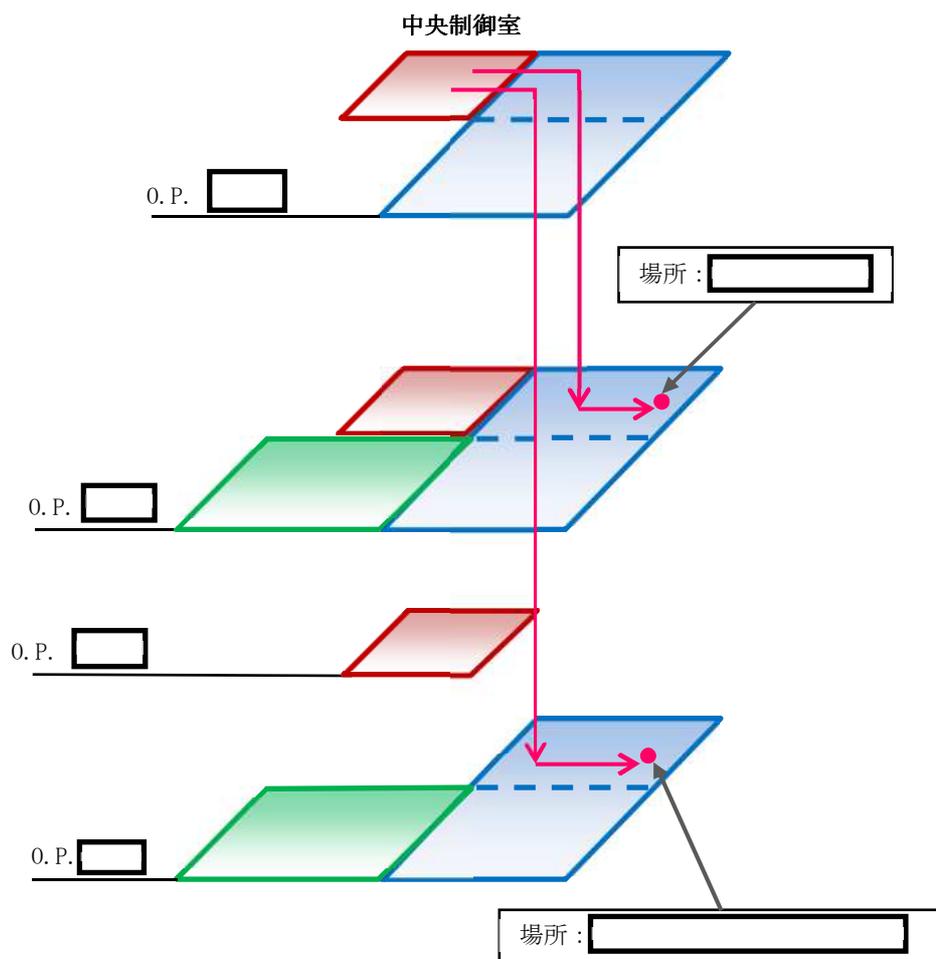


図 4-17 建屋内操作機器の立体配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

4. 10 格納容器破損モード（溶融炉心・コンクリート相互作用）

(1) 中央制御室からの原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施

現場操作機器配置図を図 4-18 に、建屋内操作機器の立体配置図を図 4-19 に示す。  
図に示すとおり、本重要事故シーケンスにおいては中央制御室、原子炉建屋、復水貯蔵タンク雨仕舞内での操作である。

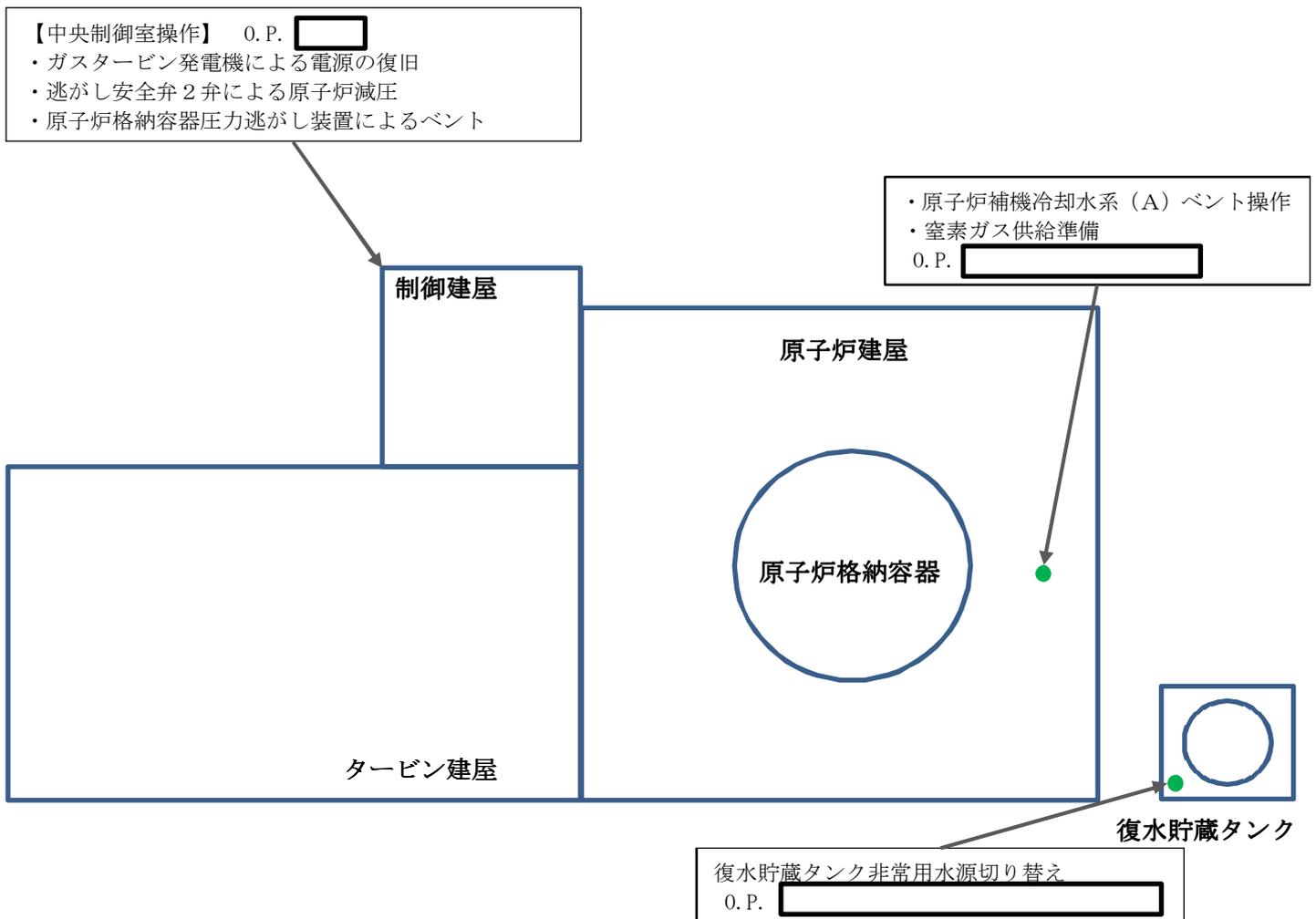


図 4-18 現場操作機器配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

凡例

— : 復水貯蔵タンク水源切り替え

— : 原子炉補機冷却水系(A)ベント, 窒素ガス供給準備

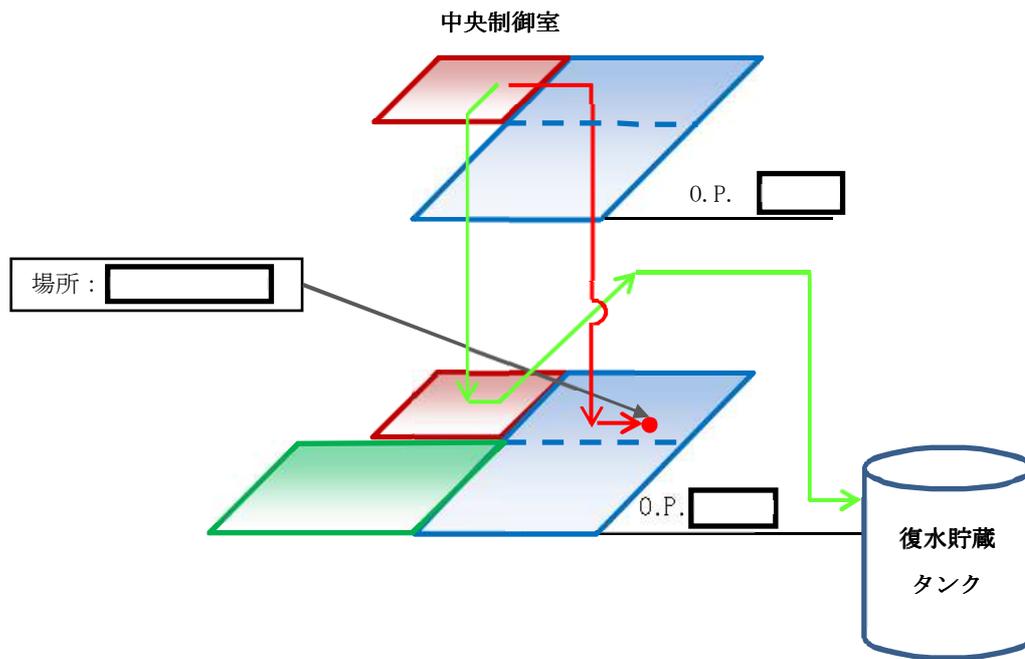


図 4-19 建屋内操作機器の立体配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(2) 中央制御室からの原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施が不可の場合  
 現場操作機器配置図を図 4-20 に、建屋内操作機器の立体配置図を図 4-21 に示す。  
 図に示すとおり、本重要事故シーケンスにおいては中央制御室、原子炉建屋での操  
 作である。

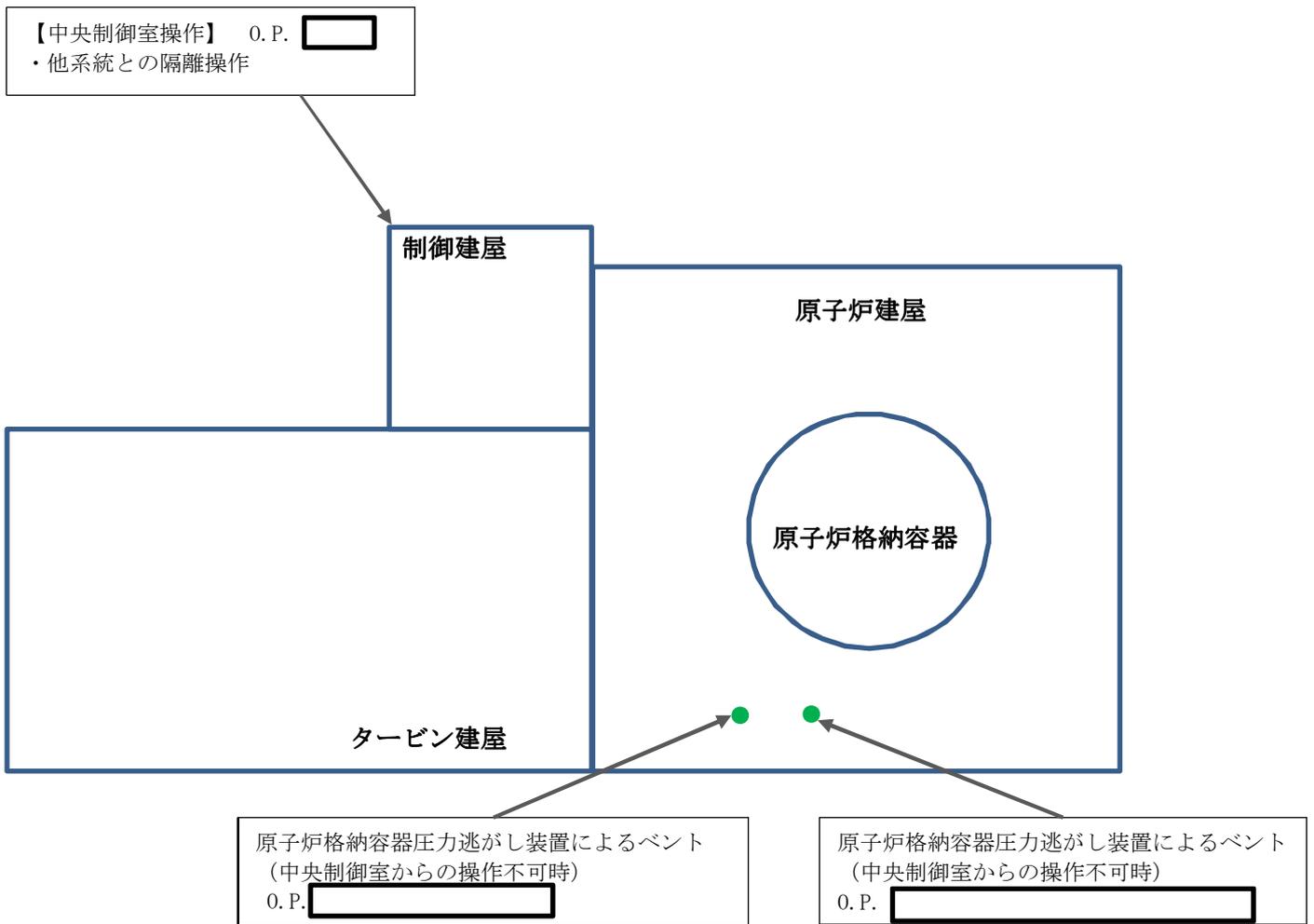


図 4-20 現場操作機器配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

凡例

—: 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

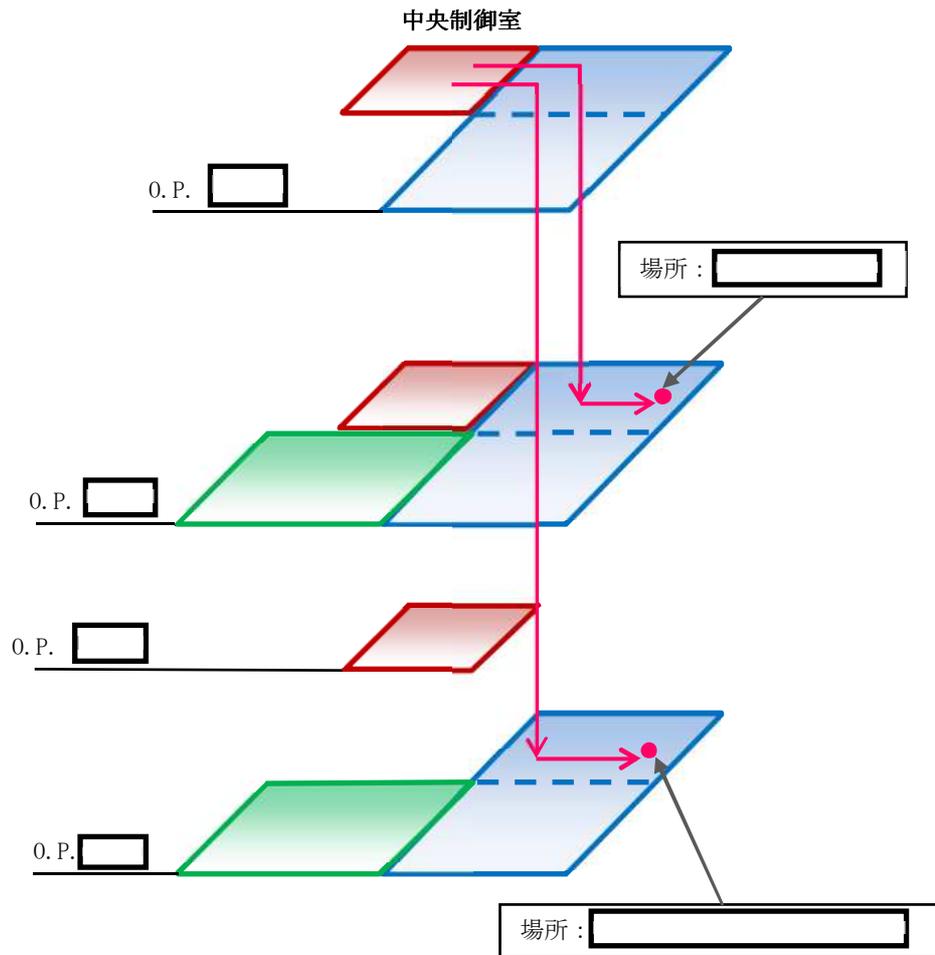


図 4-21 建屋内操作機器の立体配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 5. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について

重大事故等対策の有効性評価において行われる各作業について、作業（操作）の概要、必要要員数及び作業（操作）時間、操作の成立性について下記の要領で確認した。

個別確認結果とそれに基づく重大事故等対策の成立性確認を「表5-1 重大事故等対策の成立性確認」に示す。

### 「作業（操作）名称」

1. 作業（操作）概要：各作業の操作内容の概要を記載
2. 必要要員数及び作業（操作）時間
  - (1) 必要要員数：作業（操作）に必要な要員数を記載
  - (2) 作業（操作）時間：移動時間＋操作時間に余裕を見た値を設定（要求時間）
  - (3) 作業（操作）時間：現地への移動時間、訓練等による実績時間、（実績又は模擬）模擬による想定時間等を記載
3. 作業（操作）の成立性について
  - (1) アクセス性：現場へのアクセス性について記載
  - (2) 作業環境：現場の作業環境について記載  
重大事故等の状況を仮定した環境による影響  
放射線防護具を着用する場合の考慮事項  
暗所の場合の考慮事項
  - (3) 作業（操作）性：現場作業の操作性について記載  
放射線防護具を着用する場合の考慮事項
  - (4) 連絡手段：各所との連絡手段について記載  
保安電話及びページング装置等が使用不能の場合の考慮事項

表 5-1 重大事故等対策の成立性確認 (1/5)

No.	作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ	操作・作業の想定時間	訓練からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	内容
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (騒音、足場等)			
1	電源確保作業	直流電源負荷切離 (現場操作)	TB	20分	12分*	接近経路 (C/B)	通常原子炉運転中と同じ	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近可能である。	接近経路上に支障となる設備はない。	—	—	1-1
						操作現場 (C/B)	通常原子炉運転中と同じ	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アクセス、操作が可能であるものの、汚染が予想されることからポケット線量計を携帯し、全面マスクを着用。	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により操作可能である。	通常原子炉運転中と同じ。	PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。	通常運転中に行うNFB操作と同じであり容易に実施可能である。	
		直流電源負荷切離 (中央制御室)	TB	5分	2分*	接近経路 (MCR)	—	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	—	—	—	—	1-1
						操作現場 (MCR)	通常原子炉運転中と同じ	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アクセス、操作が可能であるものの、汚染が予想されることからポケット線量計を携帯し、全面マスクを着用。	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により操作可能である。	通常原子炉運転中と同じ。	—	通常原子炉運転中と同じ	

※ 模擬操作による時間（設備未設置等のため、今後検証・訓練を逐次実施していく。）

表 5-1 重大事故等対策の成立性確認 (2/5)

No.	作業項目	具体的な運動操作・作業内容	事故シナリオ	操作・作業の想定時間	訓練からの習得時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	内容
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他(騒音、足場等)			
2	最終ヒートシンクの確保	原子炉補機代替冷却系の設置	TB TW(取水喪失) 中小破断 LOCA 格納容器過圧・過温 破損 水素燃焼 溶融炉心・コンクリート相互作用	24 時間	8 時間 30 分*	接近経路 (屋外)	—	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	夜間作業時は、ヘッドライト・懐中電灯・車載灯等により接近可能である。	接近経路上に、支障となる設備はない。	PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用不能となった場合には、トランシーバーにて通話連絡可能である。	—	資機材の運搬、敷設は一般的な作業であり、容易に実施可能である。また、設置を円滑に行えるように必要に応じて治具等を準備していることから、支障なく実施可能である。
		操作現場 (屋外)	—	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アクセス、操作が可能であるものの、汚染が予想されることからポケット線量計を携帯し、全面マスクを着用。	夜間作業時は、ヘッドライト・懐中電灯・車載灯等により操作可能である。	可搬型設備保管場所、運搬ルート、設置エリア周辺には、作業を行う上で支障となる設備はない。また、十分な作業スペースを確保している。							
		専用電源車による給電	TB TW(取水喪失) 中小破断 LOCA 格納容器過圧・過温 破損 水素燃焼 溶融炉心・コンクリート相互作用	90 分	70 分*	接近経路 (屋外)	—	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	夜間作業時は、ヘッドライト・懐中電灯等により接近可能である。	接近経路上に、支障となる設備はない。	PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用不能となった場合には、トランシーバーにて通話連絡可能である。	—	タッチパネル操作でナビゲーションどおりに操作を行えばよいことから、容易に操作可能である。
		操作現場 (屋外)	—	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アクセス、操作が可能であるものの、汚染が予想されることからポケット線量計を携帯し、全面マスクを着用。	夜間作業時は、ヘッドライト・懐中電灯等により操作可能である。	可搬型設備保管場所、運搬ルート及び作業エリア周辺には、作業を行う上で支障となる設備はない。また、十分な作業スペースを確保している。							
原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ペント	TB TW(取水喪失) 中小破断 LOCA 格納容器過圧・過温 破損 水素燃焼 溶融炉心・コンクリート相互作用	30 分	20 分*	接近経路 (Co/A)	通常原子炉運転中と同じ	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近可能である。	接近経路上に支障となる設備はない。	PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。	—	—	通常運転中に行う手動弁によるペント操作及び全閉操作と同じであり容易に実施可能である。	
操作現場 (Co/A)	通常原子炉運転中と同じ	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により操作可能である。	通常原子炉運転中と同じ。										
原子炉補機冷却水系系統構成	TB TW(取水喪失) 中小破断 LOCA	40 分	25 分*	接近経路 (R/A)	通常原子炉運転中と同じ	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近可能である。	接近経路上に支障となる設備はない。	PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。	—	—	通常運転中に行う手動弁による操作と同じであり容易に実施可能である。	
操作現場 (R/A)	通常原子炉運転中と同じ	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により操作可能である。	通常原子炉運転中と同じ。										

補足 5-3

※ 模擬操作による時間（設備未設置等のため、今後検証・訓練を逐次実施していく。）

表 5-1 重大事故等対策の成立性確認 (3/5)

No.	作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ	操作・作業の 想定時間	訓練からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	内容	
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (騒音、足場等)				
2	最終 ヒートシンク の確保	可搬型窒素ガス供給装置の 設置	TQUV TW(RHR 故障) 中小破断 LOCA 格納容器過圧・過温 破損 水素燃焼 溶融炉心・コンクリ ート相互作用	ベント実施 まで	3 時間 30 分*	接近経路 (屋外)	—	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	夜間作業時は、ヘッドライ ト・懐中電灯等により接近 可能である。	接近経路上に、支障と なる設備はない。	PHS、ページング設備が使用 可能である。また、PHS、 ページング設備が使用不能 となった場合にはトランシー バーにて通話連絡可能で ある。	資機材の運搬、敷設は一般的 な作業であり、容易に実施可 能である。また、設置を円滑 に行えるように必要に応じて 治具等を準備していることか ら、支障なく実施可能である。	2-5	
						操作現場 (屋外)	—	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アク セス、操作が可能であるもの の、汚染が予想されることから ポケット線量計を携帯し、全面 マスクを着用。	夜間作業時は、ヘッドライ ト・懐中電灯等により操作 可能である。	可搬型設備保管場所、 運搬ルート、設置エリア 周辺には、作業を行 う上で支障となる設 備はない。また、十分 な作業スペースを確 保している。				
		窒素ガス供給準備	TQUV TW(RHR 故障) 中小破断 LOCA 格納容器過圧・過温 破損 水素燃焼 溶融炉心・コンクリ ート相互作用	10 分	5 分*	接近経路 (CoA)	通常原子炉運転中 と同じ	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	電源喪失時には、ヘッドライ ト・懐中電灯により接近 可能である。	接近経路上に支障と なる設備はない。	—	PHS、ページング設備が使用 可能である。 また、PHS、ページング設 備が使用できない場合には 携帯型通話装置により作業 完了を連絡する。	通常運転中に行う手動弁によ るベント操作及び全閉操作と 同じであり容易に実施可能で ある。	2-6
						操作現場 (CoA)	通常原子炉運転中 と同じ	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アク セス、操作が可能であるもの の、汚染が予想されることから ポケット線量計を携帯し、全面 マスクを着用。	電源喪失時には、ヘッドライ ト・懐中電灯により操作 可能である。	通常原子炉運転中と 同じ。				
		原子炉格納容器圧力逃がし装 置によるベント(現場手動操作)	TQUV TW(RHR 故障) 中小破断 LOCA 格納容器過圧・過温 破損 水素燃焼 溶融炉心・コンクリ ート相互作用	原子炉格納 容器圧力逃 がし装置ベ ントライン 隔離弁：75 分	原子炉格納 容器圧力逃 がし装置ベ ントライン 隔離弁：66 分 <sup>*1</sup>	接近経路 (R/A)	通常原子炉運転中 と同じ	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	電源喪失時には、ヘッドライ ト・懐中電灯により接近 可能である。	接近経路上に支障と なる設備はない。	—	PHS、ページング設備が使用 可能である。 また、PHS、ページング設 備が使用できない場合には 携帯型通話装置により作業 完了を連絡する。	フレキシブルシャフトを介し た遠隔手動操作であり容易に 実施可能である。	2-7
						操作現場 (R/A)	通常原子炉運転中 と同じ	【炉心損傷がある場合】 汚染が予想されることからポ ケット線量計を携帯し、自給式 呼吸器を着用。	電源喪失時には、ヘッドライ ト・懐中電灯により操作 可能である。	通常原子炉運転中と 同じ。				

※ 模擬操作による時間（設備未設置等のため、今後検証・訓練を逐次実施していく。）

表 5-1 重大事故等対策の成立性確認 (4/5)

No.	作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ	操作・作業の 想定時間	訓練からの 実演時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	内容
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (騒音、足場等)			
3	注水操作	可搬型大容量送水ポンプの 設置	TQUV TB TW(取水喪失) TW(RHR 故障) TC 中小破断 LOCA 格納容器過圧・過温 破損 水素燃焼 溶融炉心・コンクリ ート相互作用	8 時間	6 時間 20 分*	接近経路 (屋外)	—	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	夜間作業時は、ヘッドラ イト・懐中電灯等により 接近可能である。	接近経路上に、支障とな る設備はない。	PHS、ページング設備が使用 可能である。また、PHS、 ページング設備が使用不能 となった場合にはトランシー バーにて通話連絡可能であ る。	資機材の運搬、敷設は一般的 な作業であり、容易に実施可 能である。また、設置を円滑 に行えるように必要に応じて 治具等を準備していることか ら、支障なく実施可能である。	3-1
						操作現場 (屋外)	—	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アク セス、操作が可能であるもの の、汚染が予想されることから ポケット線量計を携帯し、全面 マスクを着用。	夜間作業時は、ヘッドラ イト・懐中電灯等により 操作可能である。	可搬型設備保管場所、運 搬ルート、設置エリア周 辺には、作業を行う上で 支障となる設備はない。 また、十分な作業スペー スを確保している。			
4	燃料補給	タンクローリーによる補給	全シナリオ	可搬型設備 起動後 適宜実施	3 時間 10 分 (最大)	接近経路 (屋外)	—	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	夜間作業時は、ヘッドラ イト・懐中電灯等により 接近可能である。	接近経路上に、支障とな る設備はない。	PHS、ページング設備が使用 可能である。また、PHS、 ページング設備が使用不能 となった場合にはトランシー バーにて通話連絡可能であ る。	—	4-1
						操作現場 (屋外)	—	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アク セス、操作が可能であるもの の、汚染が予想されることから ポケット線量計を携帯し、全面 マスクを着用。	夜間作業時は、ヘッドラ イト・懐中電灯等により 操作可能である。	可搬型設備保管場所、運 搬ルート、設置エリア周 辺には、作業を行う上で 支障となる設備はない。 また、十分な作業スペー スを確保している。		移動、給油は一般的な作業で あり、容易に実施可能である。	
5	復水貯蔵タンク 水源確保	復水貯蔵タンク非常用 水源切り替え	TQUV TB TW(取水喪失) 中小破断 LOCA 格納容器過圧・過温 破損 水素燃焼 溶融炉心・コンクリ ート相互作用	「復水貯蔵 タンク水位 低」発生後 3 0 分以内	17 分*	接近経路 (C/B)	通常原子炉運転中 と同じ	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	電源喪失時には、ヘッド ライト・懐中電灯により 接近可能である。	接近経路上に支障とな る設備はない。	PHS、ページング設備が使用 可能である。また、PHS、 ページング設備が使用不能 の場合にはトランシーバー にて通話連絡可能である。	—	5-1
						操作現場 (屋外)	—	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アク セス、操作が可能であるもの の、汚染が予想されることから ポケット線量計を携帯し、全面 マスクを着用。	作業時は、ヘッドライ ト・懐中電灯等により操 作可能である。	通常原子炉運転中と同 じ。		通常運転中に行う弁操作と同 じであり容易に実施可能であ る。	
6	逃がし安全弁へ の高圧窒素ガス 確保	高圧窒素ガス供給系系統構成	TB	原子炉手動 減圧開始前 まで	32 分*	接近経路 (Co/A) (R/A)	通常原子炉運転中 と同じ	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	電源喪失時には、ヘッド ライト・懐中電灯により 接近可能である。	接近経路上に支障とな る設備はない。	PHS、ページング設備が使用 可能である。 また、PHS、ページング設 備が使用できない場合には 携行型通話装置により作業 完了を連絡する。	—	6-1
						操作現場 (Co/A) (R/A)	通常原子炉運転中 と同じ	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アク セス、操作が可能であるもの の、汚染が予想されることから ポケット線量計を携帯し、全面 マスクを着用。	電源喪失時には、ヘッド ライト・懐中電灯により 操作可能である。	通常原子炉運転中と同 じ。		通常運転中に行う操作と類似 しており容易に実施可能であ る。	

補足 5-5

※ 模擬操作による時間（設備未設置等のため、今後検証・訓練を逐次実施していく。）

表 5-1 重大事故等対策の成立性確認 (5/5)

No.	作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ	操作・作業の想定時間	訓練からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	内容
							温度・湿度	放射線環境	照明	その他(騒音、足場等)			
7	隔離操作	高圧炉心スプレィ系の隔離	ISLOCA	60分	32分*	接近経路 (R/A)	高温・多湿	【炉心損傷がない場合】 高線量になるが、アクセス、操作が可能であるものの、汚染が予想されることからポケット線量計を携帯し、防護具等を着用。	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近可能である。	接近経路上に支障となる設備はない。	—	—	7-1
						操作現場 (R/A)	高温・多湿	【炉心損傷がある場合】 炉心損傷がない場合と同じ	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により操作可能である。	通常原子炉運転中と同じ。	PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用できない場合には携帯型通話装置により作業完了を連絡する。	定期検査中に行う電動弁の手動操作と類似であり容易に実施可能である。	
8	緊急時対策所設置	専用電源車による給電	全シナリオ	120分	95分	接近経路 (屋外)	—	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	夜間作業時は、ヘッドライト・懐中電灯等により接近可能である。	接近経路上に、支障となる設備はない。	PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用不能となった場合にはトランシーバーにて通話連絡可能である。	—	8-1
						操作現場 (屋外)	—	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アクセス、操作が可能であるものの、汚染が予想されることからポケット線量計を携帯し、全面マスクを着用。	夜間作業時は、ヘッドライト・懐中電灯等により操作可能である。	可搬型設備保管場所、運搬ルート及び作業エリア周辺には、作業を行う上で支障となる設備はない。また、十分な作業スペースを確保している。		タッチパネル操作でナビゲーションどおりに操作を行えばよいことから、容易に操作可能である。	
		電源車からの受電 (緊急時対策所用)	全シナリオ	4時間30分	2時間18分*	接近経路 (Co/A) (T/B) (S/B)	通常原子炉運転中と同じ	【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同じ。	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近可能である。	接近経路上に支障となる設備はない。	—	—	8-2
						操作現場 (Co/A) (T/B)	通常原子炉運転中と同じ	【炉心損傷がある場合】 高線量になる場所はなく、アクセス、操作が可能であるものの、汚染が予想されることからポケット線量計を携帯し、全面マスクを着用。	電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により操作可能である。	通常原子炉運転中と同じ。	PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用できない場合には携帯型通話装置により作業完了を連絡する。	通常運転中に行う操作と同じであり容易に実施可能である。	

※ 模擬操作による時間 (設備未設置等のため、今後検証・訓練を逐次実施していく。)

## 電源確保作業

### 直流電源負荷切り離し

1. 操作概要：全交流動力電源喪失時，直流電源負荷切り離し操作を行う。

2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数：中央制御室1名，現場2名

操作時間（要求時間）：事象発生後1時間以内（中央操作）

事象発生8時間経過後速やかに（現場操作）

操作時間（実績）：中央操作 2分

現場操作 12分（移動時間含む）

3. 作業の成立性について

アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。

作業環境：電源喪失時には，ヘッドライト・懐中電灯により接近及び操作可能である。

操作性：通常運転中に行うNFB操作と同じであり容易に実施可能である。

連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。

また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。



直流電源負荷切り離し  
(125V直流主母線盤)



直流電源負荷切り離し  
(125V直流分電盤)

## 最終ヒートシンクの確保 原子炉補機代替冷却系の設置

### 1. 作業概要

原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（以下、「熱交換器ユニット」という。）、可搬型大容量送水ポンプ及び可搬型ホースを設置・接続する。

#### (1) 可搬型設備保管場所への移動

可搬型大容量送水ポンプ（低圧代替注水系（可搬型）等用）の設置完了後、可搬型設備保管場所（O.P. 約+62m）まで移動する。



可搬型設備保管場所への移動

#### (2) 可搬型大容量送水ポンプの設置（水中ポンプの設置含む）

可搬型設備保管場所から、取水箇所まで可搬型大容量送水ポンプを移動させる。取水箇所到着後、可搬型大容量送水ポンプの水中ポンプを水中に設置し、熱交換器ユニットに送水する海水の取水準備を行う。



水中ポンプの取り出し



取水用ホースの接続

(3) ホース延長回収車による海水送水及び海水排水ホース敷設

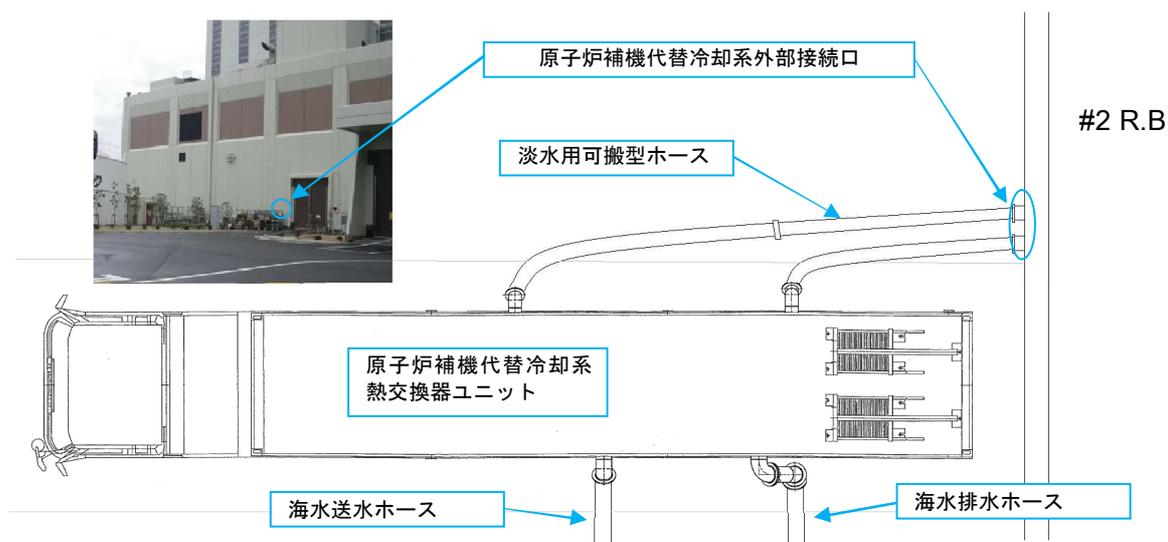
ホース延長回収車及びクレーン付運搬車により、可搬型大容量送水ポンプ-熱交換器ユニット海水入口側間に海水送水ホース、熱交換器ユニット海水出口側-海水排水先間へ海水排水ホースを設置する。



車両による海水送水ホースの設置

(4) 原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットの設置及び通水ライン準備

可搬型設備保管場所から、2号機原子炉建屋付近へ熱交換器ユニットを移動し、設置する。熱交換器ユニットの淡水入口側及び淡水出口側と原子炉補機代替冷却系外部接続口の間には淡水用可搬型ホースを設置・接続する。また、海水送水ホース、海水排水ホースを熱交換器ユニットの海水入口側及び出口側に接続する。



熱交換器ユニットの設置及び通水ライン準備



### 3. 作業の成立性について

- アクセス性 : 接近経路上に支障となる設備はなく、夜間においても、ヘッドライト・懐中電灯・車載灯等を携行していることから、アクセス可能である。
- 作業環境 : 可搬型設備保管場所、運搬ルート、設置エリア周辺には、作業を行う上で支障となる設備はなく、また夜間作業時は、ヘッドライト・懐中電灯・車載灯等を携行していることから、作業は実施可能である。
- 作業性 : 資機材の運搬、敷設は一般的な作業であり、容易に実施可能である。また、設置を円滑に行えるように必要に応じて治具等を準備していることから、支障なく実施可能である。
- 連絡手段 : PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用不能となった場合でもトランシーバーにて通話連絡可能である。

## 最終ヒートシンクの確保 電源車による給電

### 1. 操作概要

原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットへ電源車より給電する。

### 2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数： 現場指揮者1人，電源確保要員2人

操作時間（要求時間）： 90分

操作時間（実績）： 70分

### 3. 操作の成立性について

アクセス性： 接近経路上に支障となる設備はない。

作業環境： 夜間作業時は，ヘッドライト・懐中電灯等により操作可能である。

操作性： タッチパネル操作でナビゲーションどおりに操作を行えばよいことから，容易に操作可能である。

連絡手段： PHS， ページング設備が使用可能である。また， PHS， ページング設備が使用できない場合にはトランシーバーにて連絡可能である。



①要員移動



②電源車走行前点検



③電源車移動



④電源車現場配置



⑤ケーブル保護シート布設



⑥ケーブル布設



⑦ケーブル接続



⑧電源車起動

## 最終ヒートシンクの確保

### 原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント

1. 操作概要：原子炉補機代替冷却系の冷却能力を確保するため，原子炉補機冷却水系の空気抜きを行う。
2. 必要要員数及び操作時間  
必要要員数：2名  
操作時間（要求時間）：事象発生後24時間以内  
操作時間（実績）：20分（移動時間含む）
3. 作業の成立性について  
アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。  
作業環境：電源喪失時には，ヘッドライト・懐中電灯により接近及び操作可能である。  
操作性：通常運転中に行う手動弁によるベント操作と同じであり容易に実施可能である。  
連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。

## 最終ヒートシンクの確保

### 原子炉補機冷却水系系統構成

1. 操作概要：原子炉補機代替冷却系の冷却能力確保をするため、不必要な負荷の切り離し操作を行う。
2. 必要要員数及び操作時間  
必要要員数：2名  
操作時間（要求時間）：事象発生後24時間以内  
操作時間（実績）：25分（移動時間含む）
3. 作業の成立性について  
アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。  
作業環境：電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近及び操作可能である。  
操作性：通常運転中に行う手動全閉操作と同じであり容易に実施可能である。  
連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。



負荷切り離し作業  
(空調機冷却水ライン)

## 最終ヒートシンクの確保

### 可搬型窒素ガス供給装置の設置

#### 1. 操作概要

可搬型窒素ガス供給装置及び可搬型ホースを設置する。

#### 2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数：重大事故等対応要員3名

操作時間（要求時間）：原子炉格納容器圧力逃がし装置ベント開始前まで

操作時間（実績）：3時間30分\*

※類似の訓練実績から作業時間を想定。

#### 3. 作業の成立性について

アクセス性：接近経路上に支障となる設備はなく、夜間においても、ヘッドライト・懐中電灯等を携行していることから、アクセス可能である。

作業環境：可搬型設備保管場所，運搬ルート，設置エリア周辺には，作業を行う上で支障となる設備はなく，また夜間作業時は，ヘッドライト・懐中電灯等を携行していることから，作業は実施可能である。

作業性：資機材の運搬，敷設は一般的な作業であり，容易に実施可能である。また，設置を円滑に行えるように必要に応じて治具等を準備していることから，支障なく実施可能である。

連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用不能となった場合でもトランシーバーにて通話連絡可能である。

## 最終ヒートシンクの確保 窒素ガス供給準備

1. 操作概要：炉心の著しい損傷の発生時に，格納容器内へ窒素を供給し，水素爆発による格納容器の破損を防止するための準備を実施する。
2. 必要要員数及び操作時間  
必要要員数：2名  
操作時間（要求時間）：原子炉格納容器圧力逃がし装置ベント開始前まで  
操作時間（実績）：5分（移動時間含む）
3. 作業の成立性について  
アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。  
作業環境：電源喪失時には，ヘッドライト・懐中電灯により接近及び操作可能である。  
操作性：通常運転中に行う手動弁による弁操作と類似しており容易に実施可能である。  
連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。

## 最終ヒートシンクの確保

### 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント（現場手動操作）

1. 操作概要：万一、ベントに必要な弁の操作が中央制御室から遠隔操作が出来ない場合に、原子炉建屋原子炉棟外からフレキシブルシャフトを介して人力にて弁を操作する。

#### 2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数：現場2名

操作時間（要求時間）：炉心損傷前、格納容器圧力 0.427MPa[gage] (1Pd) 到達前まで  
炉心損傷後、格納容器圧力 0.854MPa[gage] (2Pd) 到達前まで

操作時間（実績）：原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁  
：66分（移動時間含む）  
サブプレッションチェンバベント用出口隔離弁  
：108分（移動時間含む）

#### 3. 作業の成立性について

##### (1) 炉心損傷前

アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。

作業環境：電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近及び操作可能である。

操作性：フレキシブルシャフトを介した遠隔手動操作であり容易に実施可能である。

連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。

##### (2) 炉心損傷後

アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。

作業環境：電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近及び操作可能である。

操作性：フレキシブルシャフトを介した遠隔手動操作であり容易に実施可能である。

連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。

## 注水作業

### 可搬型大容量送水ポンプの設置

#### 1. 作業概要

可搬型大容量送水ポンプ及び送水用ホースを設置する。

##### (1) 可搬型設備保管場所への移動

可搬型設備保管場所（O.P. 約+62m）まで移動する。



可搬型設備保管場所への移動

##### (2) 可搬型大容量送水ポンプの設置（水中ポンプの設置含む）

可搬型設備保管場所から、取水箇所まで可搬型大容量送水ポンプを移動させる。取水箇所到着後、可搬型大容量送水ポンプの水中ポンプを水中に設置し、取水準備を行う。



水中ポンプの取り出し



取水用ホースの接続

(3) ホース延長回収車による送水用ホース敷設

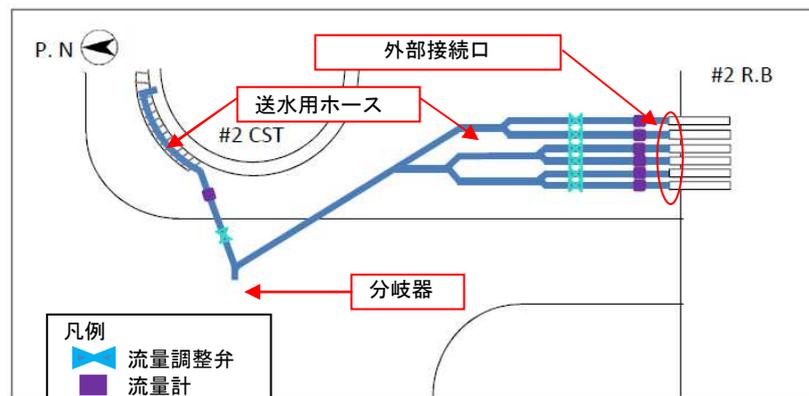
ホース延長回収車及びクレーン付運搬車により、可搬型大容量送水ポンプー2号機原子炉建屋付近間へ送水用ホースを設置する。



車両による送水用ホースの設置

(4) 分岐器の設置、外部接続口への送水用ホース敷設

可搬型設備保管場所から、2号機原子炉建屋付近へ分岐器及び送水用ホースを移動し、クレーン付運搬車等を使用し設置する。送水用ホースを外部接続口へ接続する。



分岐器の設置、外部接続口へのホース敷設

2. 必要要員数及び作業時間

必要要員数：重大事故等対応要員 9 名

作業時間（要求時間）：事象発生後 8 時間以内

作業時間（実績）：6 時間 20 分\*

※（1）可搬型設備保管場所への移動

同様の訓練実績より 9 分。裕度を含み 20 分を想定。

（2）可搬型大容量送水ポンプの設置（水中ポンプの設置含む）

模擬訓練の実績より 44 分。模擬訓練以外に追加で必要となる淡水貯水槽開口部の開閉操作、取水用ホースの位置調整を考慮し、合計作業時間は 1 時間 30 分。さらに裕度を含み 2 時間を想定。

（3）ホース延長回収車による送水用ホース敷設

訓練実績よりホースの敷設に 2 時間 6 分。事故環境下における敷設ルート上の状況を考慮し、裕度を含み 3 時間 30 分を想定。

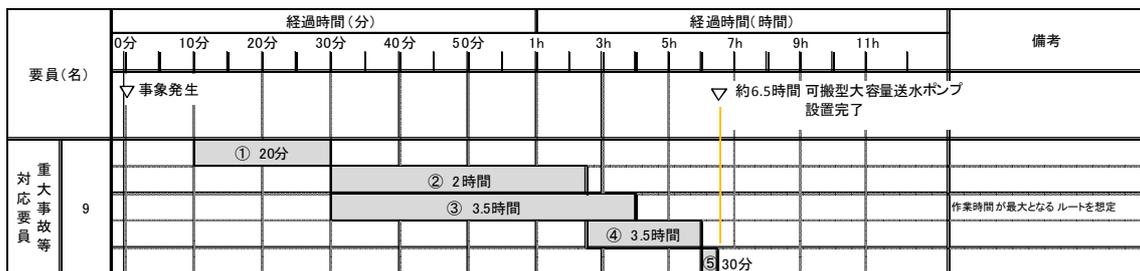
（4）分岐器の設置、外部接続口への送水用ホース敷設

類似の訓練実績から、クレーン付運搬車による設置は一箇所あたり 30 分であり、6 箇所の設置を考慮し、3 時間要する。同時に並行作業として送水用ホースの敷設・接続も実施。裕度を含み 3 時間 30 分を想定。

（5）可搬型大容量送水ポンプの起動、水張

淡水貯水槽から外部接続口までの送水用ホースに水張りが完了するまで、20 分要する。これに裕度を含み 30 分を想定。

上記作業 5 項目から、全体の作業時間として 6 時間 20 分を想定した。



- ①可搬型設備保管場所への移動
- ②可搬型大容量送水ポンプの設置  
(水中ポンプの設置含む)
- ③ホース延長回収車による送水用ホース敷設
- ④分岐器の設置、外部接続口への送水用ホース敷設
- ⑤可搬型大容量送水ポンプの起動、水張り

可搬型大容量送水ポンプの設置時間

### 3. 作業の成立性について

- アクセス性 : 接近経路上に支障となる設備はなく、夜間においても、ヘッドライト・懐中電灯・車載灯等を携行していることから、アクセス可能である。
- 作業環境 : 可搬型設備保管場所、運搬ルート、設置エリア周辺には、作業を行う上で支障となる設備はなく、また夜間作業時は、ヘッドライト・懐中電灯・車載灯等を携行していることから、作業は実施可能である。
- 作業性 : 資機材の運搬、敷設は一般的な作業であり、容易に実施可能である。また、設置を円滑に行えるように必要に応じて治具等を準備していることから、支障なく実施可能である。
- 連絡手段 : PHS、ページング設備が使用可能である。また、PHS、ページング設備が使用不能となった場合にはトランシーバーにて通話連絡可能である。

## 燃料補給

### タンクローリーによる補給

#### 1. 作業概要

タンクローリーを用いて、軽油タンク及び地下軽油タンク内の燃料を抜き取り、電源車（可搬型代替電源設備用）、可搬型大容量送水ポンプ（低圧代替注水系（可搬型）等用）、可搬型大容量送水ポンプ（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用）及び電源車（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用）、電源車（緊急時対策所用）等への燃料補給を実施する。

#### 2. 必要要員数及び作業時間

##### (1) 電源車（可搬型代替電源設備用）

必要要員数：重大事故等対応要員 2 名

作業時間（要求時間）：起動後，150分に一度実施

作業時間（実績）：90分<sup>\*1</sup>

##### (2) 可搬型大容量送水ポンプ（低圧代替注水系（可搬型）等用）

必要要員数：重大事故等対応要員 2 名

作業時間（要求時間）：起動後，4時間40分に一度実施

作業時間（実績）：190分<sup>\*1</sup>

##### (3) 可搬型大容量送水ポンプ（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用）

必要要員数：重大事故等対応要員 2 名

作業時間（要求時間）：起動後，4時間40分に一度実施

作業時間（実績）：190分<sup>\*1</sup>

##### (4) 電源車（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット用）

必要要員数：重大事故等対応要員 2 名

作業時間（要求時間）：起動後，150分に一度実施

作業時間（実績）：90分<sup>\*1</sup>

##### (5) 電源車（緊急時対策所用）

必要要員数：重大事故等対応要員 2 名

作業時間（要求時間）：起動後，150分に一度実施<sup>\*2</sup>

作業時間（実績）：90分<sup>\*1</sup>

- ※1 訓練実績及び吸込，給油時間（仕様値）と往復時間の計算値より
- ※2 ただし，炉心損傷後に格納容器ベントを行う場合には，電源負荷を抑制することによりブルーム通過中の給油操作を不要としている。

### 3. 作業の成立性について

アクセス性 : 接近経路上に支障となる設備はなく，夜間においても，ヘッドライト・懐中電灯等を携行していることから，アクセス可能である。

作業環境 : 可搬型設備保管場所，運搬ルート，設置エリア周辺には，作業を行う上で支障となる設備はなく，また夜間作業時は，ヘッドライト・懐中電灯等を携行していることから，作業は実施可能である。

作業性 : 移動，給油は一般的な作業であり，容易に実施可能である。

連絡手段 : PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用不能となった場合にはトランシーバーにて通話連絡可能である。

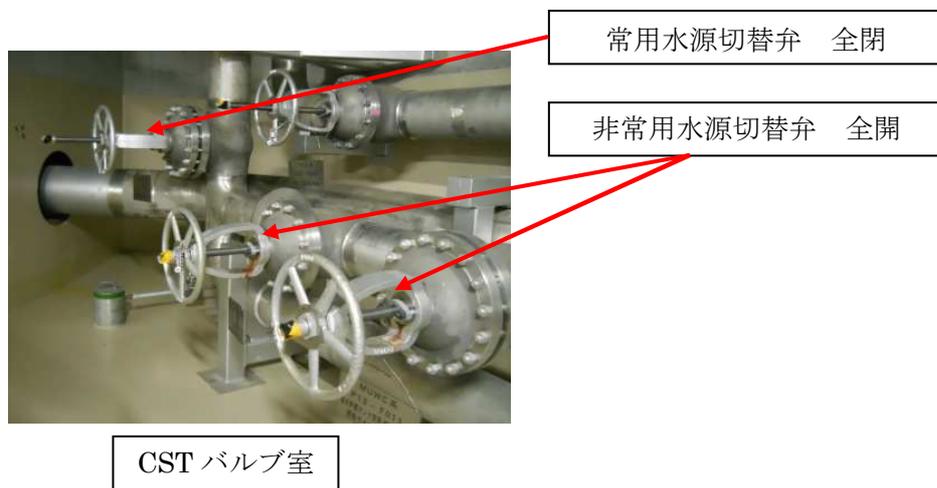


夜間の給油作業

## 復水貯蔵タンク水源確保

### 復水貯蔵タンク非常用水源切り替え

1. 操作概要：復水貯蔵タンク水位の低下を確認して復水移送ポンプの水源を常用水源から非常用水源に切り替える。
2. 必要要員数及び操作時間  
必要要員数：2名  
操作時間（要求時間）：「復水貯蔵タンク水位低」警報発生後30分以内  
操作時間（実績）：17分（移動時間含む）
3. 作業の成立性について  
アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。  
作業環境：作業時は、ヘッドライト・懐中電灯等により操作可能である。  
操作性：通常運転中に行う弁操作と同じであり容易に実施可能である。  
連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用不能の場合にはトランシーバーにて通話連絡可能である。



## 逃がし安全弁への高圧窒素ガス確保

### 高圧窒素ガス供給系系統構成

1. 操作概要：全交流動力電源喪失時に，現場にて操作を行い，高圧窒素ガス供給系より逃がし安全弁（ADS 機能）への高圧ガスを確保する
2. 必要要員数及び操作時間  
必要要員数：現場 2 名  
操作時間（要求時間）：原子炉手動減圧開始前まで  
操作時間（実績）：3 2 分（移動時間含む）
3. 作業の成立性について  
アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。  
作業環境：作業時は，ヘッドライト・懐中電灯等により操作可能である。  
操作性：通常運転中に行う弁操作と類似しており容易に実施可能である。  
連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。



HPIN 系窒素ガスポンペ



高圧窒素ガス供給元弁



HPIN 常用非常用窒素ガス連絡弁



## 隔離操作

### 高圧炉心スプレイ系の隔離

1. 操作概要：高圧炉心スプレイ系配管の破断に対し隔離操作を行う。
2. 必要要員数及び操作時間  
必要要員数：2名  
操作時間（要求時間）：事象発生2時間までに実施  
操作時間（実績）：32分（移動時間含む）
3. 作業の成立性について  
アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。  
作業環境：高温・多湿となるので、耐熱服等を装備しての隔離操作が可能である。  
電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により接近及び操作可能である。  
操作性：定期検査中に行う電動弁の手動操作と類似しており容易に実施可能である。  
連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。



HPCS 注入隔離弁

## 緊急時対策所設置

### 専用電源車による給電

#### 1. 操作概要

緊急時対策所の電源を確保するために電源車により給電する。

#### 2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数：現場指揮者1人，電源確保要員2人

操作時間（要求時間）：120分

操作時間（実績）：95分

#### 3. 操作の成立性について

アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。

作業環境：夜間作業時は，ヘッドライト・懐中電灯等により操作可能である。

操作性：タッチパネル操作でナビゲーションどおりに操作を行えばよいことから，容易に操作可能である。

連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。また，PHS，ページング設備が使用できない場合にはトランシーバーにて連絡可能である。



①要員移動



②電源車走行前点検



③電源車移動



④電源車現場配置



⑤ケーブル保護シート布設



⑥ケーブル布設



⑦ケーブル接続



⑧電源車起動

## 緊急時対策所設置

### 電源車からの受電（緊急時対策所用）

#### 1. 作業概要

3号炉の原子炉建屋内に設置する緊急時対策所にて当該重大事故等へ対処するために必要な負荷へ電源車より給電する。

#### 2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数：中央1名，現場2名

操作時間（要求時間）：事象発生後4時間30以内

操作時間（実績）：受電準備 1時間23分（移動時間含む）

受電操作 55分（移動時間含む）

#### 3. 作業の成立性について

アクセス性：接近経路上に支障となる設備はない。

作業環境：電源喪失時には，ヘッドライト・懐中電灯により接近及び操作可能である。

操作性：通常運転中に行う電源操作と同じであり容易に実施可能である。

連絡手段：PHS，ページング設備が使用可能である。  
また，PHS，ページング設備が使用できない場合には携行型通話装置により作業完了を連絡する。



P/C盤



MCC盤

## 6. 重大事故等対策時の要員の確保及び所要時間について

重大事故等発生時においては、重大事故等の発生に備え発電所構内に常駐している要員にて事故の対応に当たる。時間外、休日（夜間）において、初動対応に当たる常駐要員として、中央制御室の運転員7名、緊急時対策本部要員6名、重大事故等対応要員20名及び初期消火要員6名の合計39名により、迅速な対応を図ることとしている。

また、各事故シーケンスで必要な作業については、重大事故等対策要員にて所要時間内に実施できることから、重大事故等の成立性に問題ないことを確認している。

なお、実際の運用においては、事象発生以降、発電所に常駐している要員39名以外の要員が、非常召集により発電所構外から順次参集し事故対応を行うこととなっており、更なる体制強化が可能である。

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
-----------	-------------------	----

運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長1名は1，2号兼任

※2 20名中5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成26年11月1日現在

参集要員 (社員)	発電所から3km以内	84名
	発電所から17km以内	249名
合計		343名

（災害対策要員（女川町内会社社舎入居者）の人数）

[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
2名 [運 A, C]	【原子炉注水確保】 ①高圧代替注水系手動起動 ②低圧注水機能喪失確認（低圧注水系/低圧炉心スプレイ系）	①≤15分	中央制御室
		②≤25分	
1名 [運 B]	【代替注水確保】 ①低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動 ②逃がし安全弁2弁による原子炉減圧実施 ③低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	①≤30分	中央制御室
		②≤8時間05分	
		③—	
2名 [運 A, C]	【格納容器過圧・過温破損防止】 ①可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（確認） ②原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント実施	①≤28時間	中央制御室
		②—	
5名			

[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A~重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤8時間00分	屋外
2名 重 J~重 K	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
11名			

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-1 「高圧・低圧注水機能喪失」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長 1名は1，2号兼任

※2 20名中5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成 26 年 11 月 1 日現在

参集要員 (社員)	発電所から 3km 以内	84名
	発電所から 17km 以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舍入居者）の人数)



[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
2名 [運 A, C]	【原子炉注水確保】 ①低圧代替注水系起動失敗 ②低圧注水機能自動起動確認 (低圧注水系/低圧炉心スプレイ系) ③代替自動減圧機能による原子炉減圧確認 (逃がし安全弁 2 弁) ④低圧注水機能低圧注水系/低圧炉心スプレイによる 原子炉水位制御	① ≤15分	中央制御室
		② ≤23分	
		③ ≤33分	
		④ —	中央制御室
1名 [運 A]	【除熱確保】 ①残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード へ移行 ②残留熱除去系原子炉停止時冷却モードへ移行	① ≤46分	中央制御室
		② ≤12時間	
5名			

○要員数 平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが、夜間や休日においても、発電所に常駐している要員により、初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。

図 6-2 「高圧注水・減圧機能喪失」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
-----------	-------------------	----

運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長1名は1，2号兼任

※2 20名中5名は協会社要員

初期消火対応要員（協会社要員）	6名
-----------------	----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成26年11月1日現在

参集要員 (社員)	発電所から3km以内	84名
	発電所から17km以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舎入居者）の人数)

[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
2名 運 D, E	【高圧窒素ガス確保】 ①高圧窒素ガス供給系系統構成	① —	原子炉建屋付属棟 原子炉建屋原子炉棟
4名 [運 A, B], [運 D, E]	【電源確保】 ①直流電源負荷切り離し（中央制御室） ②直流電源負荷切り離し（現場） ③ガスタービン発電機受電準備・受電	① ≤1時間 00分	中央制御室
		② ≤8時間 20分	制御建屋
		③ ≤24時間 05分	中央制御室
1名 [運 C]	【原子炉注水確保】 ①原子炉隔離時冷却系による原子炉水位制御	① —	中央制御室
3名 [運 A, D, E]	【除熱確保】 ①原子炉補機冷却水系系統構成 ②原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント 操作 ③残留除熱去系サブプレッションプール水冷却モード起動	① ≤9時間 00分	中央制御室 原子炉建屋
		② ≤17時間 00分	原子炉建屋付属棟
		③ ≤25時間 00分	中央制御室
2名 [運 D, E]	【復水貯蔵タンク水源確保】 ①復水貯蔵タンク水源切替	① ≤24時間 00分	屋外
2名 [運 B, C]	【代替注水確保】 ①低圧代替注水系（常設）注水系構成・起動 ②逃がし安全弁2弁による原子炉減圧実施 ③低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	① ≤24時間 10分	中央制御室
		② ≤24時間 15分	
		③ —	
7名			

[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A~重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤8時間 00分	屋外
6名 [重 A~重 F]	【原子炉補機代替冷却系接続準備】 原子炉補機代替冷却系の移動，接続，起動	≤24時間 00分	屋外
3名 重 J~重 L <sup>※3</sup>	【原子炉補機代替冷却系電源車接続】 電源車移動 起動操作	≤24時間 00分	屋外
4名 重 M~重 P	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
16名			

※3 電源確保要員の残り4名は，ガスタービン発電機のバックアップ電源としての電源車による給電準備等に従事。

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-3 「全交流動力電源喪失」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6 名
-----------	-------------------	-----

運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長 1 名は 1，2 号兼任

※2 20 名中 5 名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6 名
------------------	-----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成 26 年 11 月 1 日現在

参集要員 (社員)	発電所から 3km 以内	84 名
	発電所から 17km 以内	249 名
合計		343 名

(災害対策要員（女川町内会社宿舍入居者）の人数)

[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
1名 [運 C]	【原子炉注水確保】 ①原子炉隔離時冷却系による原子炉水位制御	① —	中央制御室
2名 [運 B, C]	【代替注水確保】 ①低圧代替注水系（常設）注水系構成・起動 ②逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧 ③低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	① ≤20分	中央制御室
		② ≤8時間 05分	
		③ —	
3名 [運 A], 運 D, E	【除熱確保】 ①原子炉補機冷却水系系統構成 ②原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系パント ③残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード起動	① ≤7時間 10分	中央制御室 原子炉建屋
		② ≤15時間 30分	原子炉建屋付属棟
		③ ≤24時間 00分	中央制御室
2名 [運 D, E]	【復水貯蔵タンク水源確保】 ①復水貯蔵タンク非常用水源への切り替え	① ≤18時間 30分	屋外
7名			

[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A～重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤6時間 30分	屋外
6名 [重 A～重 F]	【原子炉補機代替冷却系接続準備】 原子炉補機代替冷却系の移動，接続，起動	≤23時間 30分	屋外
3名 重 J～重 L <sup>※3</sup>	【原子炉補機代替冷却系電源車接続】 電源車移動 起動操作	≤23時間 30分	屋外
4名 重 M～重 P	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
16名			

※3 電源確保要員の残り 4 名は，ガスタービン発電機のバックアップ電源としての電源車による給電準備等に従事。

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-4(1) 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮、通報）】	6名
-----------	-------------------	----

運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長1名は1, 2号兼任

※2 20名中5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成26年11月1日現在

参集要員 (社員)	発電所から3km以内	84名
	発電所から17km以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舍入居者）の人数)

[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
2名 [運 A, C]	【原子炉注水確保】 ①高圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御 ②高圧炉心スプレイ系水源切り替え ③逃がし安全弁2弁による原子炉減圧	① —	中央制御室
		② ≤7時間 20分	
		③ ≤8時間 05分	
2名 運 D, E	【最終ヒートシンクの確保】 ①窒素ガス供給準備	① ≤26時間 40分	原子炉建屋付属棟
		② ≤68時間	中央制御室
1名 [運 B]	【格納容器破損防止】 ①可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（確認） ②原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	① ≤24時間	中央制御室
		② ≤68時間	
7名			

[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A~重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤6時間 30分	屋外
5名 [重 A~重 E]	【最終ヒートシンクの確保】 可搬型窒素ガス供給装置の設置	≤26時間 30分	屋外
2名 重 J~重 K	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
11名			

補足 6-6

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-4(2) 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
-----------	-------------------	----

運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長1名は1，2号兼任

※2 20名中5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成26年11月1日現在

参集要員 (社員)	発電所から3km以内	84名
	発電所から17km以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舎入居者）の人数)

[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
2名 [運 A, C]	【原子炉停止】 ①ほう酸水注入系手動起動，注入確認 ②原子炉未臨界確認	①≤14分	中央制御室
		②≤1時間50分	
1名 [運 B]	【格納容器除熱確保】 ①残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード切り替え	①≤20分	中央制御室
1名 [運 C]	【原子炉注水確保】 ①高圧炉心スプレイ系水源切り替え ②原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御	①≤20分	中央制御室
		② —	
5名			

[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A~重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤6時間30分	屋外
2名 重 J~重 K	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
11名			

補足 6-7

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-5 「原子炉停止機能喪失」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
-----------	-------------------	----

運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長 1名は 1, 2号兼任  
 ※2 20名中 5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成 26 年 11 月 1 日現在

参集要員 (社員)	発電所から 3km 以内	84名
	発電所から 17km 以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舍入居者）の人数)

[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
1名 [運 C]	【原子炉注水確保】 ①高圧代替注水系手動起動 ②高圧代替注水系による原子炉水位制御	①≤15分	中央制御室
		② —	
2名 [運 B, C]	【代替注水確保】 ①低圧代替注水系（常設）注水系構成・起動 ②逃がし安全弁 2弁による原子炉減圧 ③低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	①≤20分	中央制御室
		②≤8時間 05分	
		③ —	
3名 [運 A], 運 D, E	【除熱確保】 ①原子炉補機冷却水系系統構成 ②原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント	①≤8時間 40分	中央制御室 原子炉建屋
		②≤15時間 30分	原子炉建屋付属棟
2名 [運 D, E]	【復水貯蔵タンク水源確保】 ①復水貯蔵タンク非常用水源への切り替え	①≤7時間 20分	屋外
2名 [運 B, C]	【格納容器破損防止】 ①可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレィ（確認） ②原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	①≤34時間	中央制御室
		② —	
7名			

[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A~重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤6時間 30分	屋外
6名 [重 A~重 F]	【原子炉補機代替冷却系接続準備】 原子炉補機代替冷却系の移動，接続，起動	≤23時間 30分	屋外
3名 重 J, O, T <sup>※3</sup>	【原子炉補機代替冷却系電源車接続】 電源車の移動，起動操作	≤23時間 30分	屋外
3名 [重 D~重 F]	【最終ヒートシンクの確保】 可搬型窒素ガス供給装置の設置	≤36時間 30分	屋外
4名 重 P~重 S	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
16名			

※3 電源確保要員の残り 4名は，ガスタービン発電機のバックアップ電源としての電源車による給電準備等に従事。

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-6 「LOCA 時注水機能喪失」 時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長 1名は1，2号兼任

※2 20名中5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成 26 年 11 月 1 日現在

参集要員 (社員)	発電所から 3km 以内	84名
	発電所から 17km 以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舍入居者）の人数)



[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
3名 [運 C], 運 D, E	【流出箇所隔離】 ①高圧炉心スプレイ系隔離 ②高圧炉心スプレイ系調査及び隔離	①≤15分	中央制御室
		②≤4時間00分	原子炉建屋
1名 [運 A]	【原子炉注水確保】 ①原子炉隔離時冷却系による原子炉水位制御	① —	中央制御室
1名 [運 C]	【原子炉注水確保】 ①逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧確認 ②低圧注水機能低圧注水系/低圧炉心スプレイによる 原子炉水位制御	①≤35分	中央制御室
		② —	
1名 [運 A]	【格納容器除熱】 ①残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード切り替え	①≤30分	中央制御室
7名			

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-7 「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長 1名は 1, 2号兼任

※2 20名中 5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

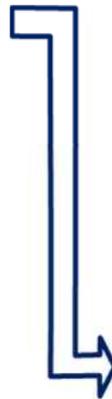
●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成 26 年 11 月 1 日現在

参集要員 (社員)	発電所から 3km 以内	84名
	発電所から 17km 以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舍入居者）の人数)



[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
2名 [運 A, B]	【電源確保】 ①ガスタービン発電機受電準備，受電	①≤15分	中央制御室
1名 [運 B]	【代替注水確保】 ①低圧代替注水系（常設）注水系構成・起動 ②低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	①≤20分 ② —	中央制御室
3名 [運 C], 運 D, E	【除熱確保】 ①原子炉補機冷却水系系統構成 ②原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント 操作	①≤7時間 10分	中央制御室 原子炉建屋
		②≤15時間 30分	原子炉建屋付属棟
2名 [運 D, E]	【復水貯蔵タンク水源確保】 ①復水貯蔵タンク非常用水源への切り替え	①≤17時間	屋外
2名 [運 A, C]	【格納容器破損防止】 ①原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウエル注水 ②可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（確認） ③原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	①≤2時間 40分	中央制御室
		②≤30時間	
		③ —	
7名			

[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A~重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤6時間 30分	屋外
6名 [重 A~重 F]	【原子炉補機代替冷却系接続準備】 原子炉補機代替冷却系の移動，接続，起動	≤23時間 30分	屋外
3名 重 J, O, T <sup>※3</sup>	【原子炉補機代替冷却系電源車接続】 電源車の移動，起動操作	≤23時間 30分	屋外
3名 [重 D~重 F]	【最終ヒートシンクの確保】 可搬型窒素ガス供給装置の設置	≤33時間 30分	屋外
4名 重 P~重 S	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
16名			

※3 電源確保要員の残り 4名は，ガスタービン発電機のバックアップ電源としての電源車による給電準備等に従事。

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-8 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
-----------	-------------------	----

運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長 1名は1，2号兼任

※2 20名中5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

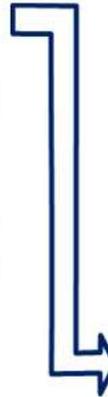
●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成26年11月1日現在

参集要員 (社員)	発電所から3km以内	84名
	発電所から17km以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舍入居者）の人数)



[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
2名 [運 A, B]	【電源確保】 ①ガスタービン発電機受電準備，受電	①≤15分	中央制御室
1名 [運 B]	【代替注水確保】 ①低圧代替注水系（常設）注水系構成・起動 ②低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	①≤20分 ② —	中央制御室
3名 [運 C], 運 D, E	【除熱確保】 ①原子炉補機冷却水系系統構成 ②原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント操作	①≤7時間10分	中央制御室 原子炉建屋
		②≤15時間30分	原子炉建屋付属棟
2名 [運 D, E]	【復水貯蔵タンク水源確保】 ①復水貯蔵タンク非常用水源への切り替え	①≤17時間	屋外
2名 [運 A, B]	【格納容器破損防止】 ①原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉ウエル注水 ②可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレー（確認） ③原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	①≤2時間20分	中央制御室
		②≤30時間	
		③ —	
7名			

[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A~重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤6時間30分	屋外
6名 [重 A~重 F]	【原子炉補機代替冷却系接続準備】 原子炉補機代替冷却系の移動，接続，起動	≤23時間30分	屋外
3名 重 J, O, T <sup>※3</sup>	【原子炉補機代替冷却系電源車接続】 電源車の移動，起動操作	≤23時間30分	屋外
3名 [重 D~重 F]	【最終ヒートシンクの確保】 可搬型窒素ガス供給装置の設置	≤33時間30分	屋外
4名 重 P~重 S	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
16名			

※3 電源確保要員の残り4名は，ガスタービン発電機のバックアップ電源としての電源車による給電準備等に従事。

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-9 「水素燃焼」時における要員と作業項目

●夜間・休日の発電所常駐要員 39 名の構成

緊急時対策本部要員	社員 【当番（指揮，通報）】	6名
-----------	-------------------	----

運転員 (当直)	2号機中央制御室	7名 <sup>※1</sup>
重大事故等対応要員	電源確保要員	7名 <sup>※2</sup>
	水源確保・注水要員	13名 <sup>※2</sup>
	除熱確保要員	
	瓦礫撤去・燃料補給要員	
小計（発電所常駐）		27名

※1 発電課長 1名は1，2号兼任

※2 20名中5名は協力会社要員

初期消火対応要員（協力会社要員）	6名
------------------	----

●3号運転員（緊急時対策所設置）

3号運転員 (当直)	3号機中央制御室	5名
---------------	----------	----

●参集要員の構成 平成26年11月1日現在

参集要員 (社員)	発電所から3km以内	84名
	発電所から17km以内	249名
合計		343名

(災害対策要員（女川町内会社宿舍入居者）の人数)

[ ]は他作業後移動してきた要員			
2号機運転員	作業内容	時間	操作場所
2名	中央制御室対応要員（発電課長，発電副長）	—	中央制御室
3名 運 A, B, C	状況判断	≤10分	中央制御室
2名 [運 A, B]	【電源確保】 ①ガスタービン発電機受電準備，受電	①≤15分	中央制御室
1名 [運 B, C]	【原子炉注水確保】 ①高圧代替注水系 ②原子炉への全注水機能確認 ③逃がし安全弁2弁による原子炉減圧確認	①≤15分	中央制御室
		②≤20分	
		③≤1時間05分	
3名 [運 A], 運 D, E	【除熱確保】 ①原子炉補機代替冷却系接続後の原子炉補機冷却水系ベント操作	①≤22時間00分	原子炉建屋付属棟
2名 [運 D, E]	【復水貯蔵タンク水源確保】 ①復水貯蔵タンク非常用水源への切り替え	①≤13時間30分	屋外
2名 [運 A, C]	【格納容器破損防止】 ①原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部へ初期水張り ②原子炉格納容器頂部注水系（常設）による原子炉注水格納容器頂部注水 ③可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレィ（確認） ④原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	①≤1時間30分	中央制御室
		②≤5時間00分	
		③≤61時間	
		④—	
7名			

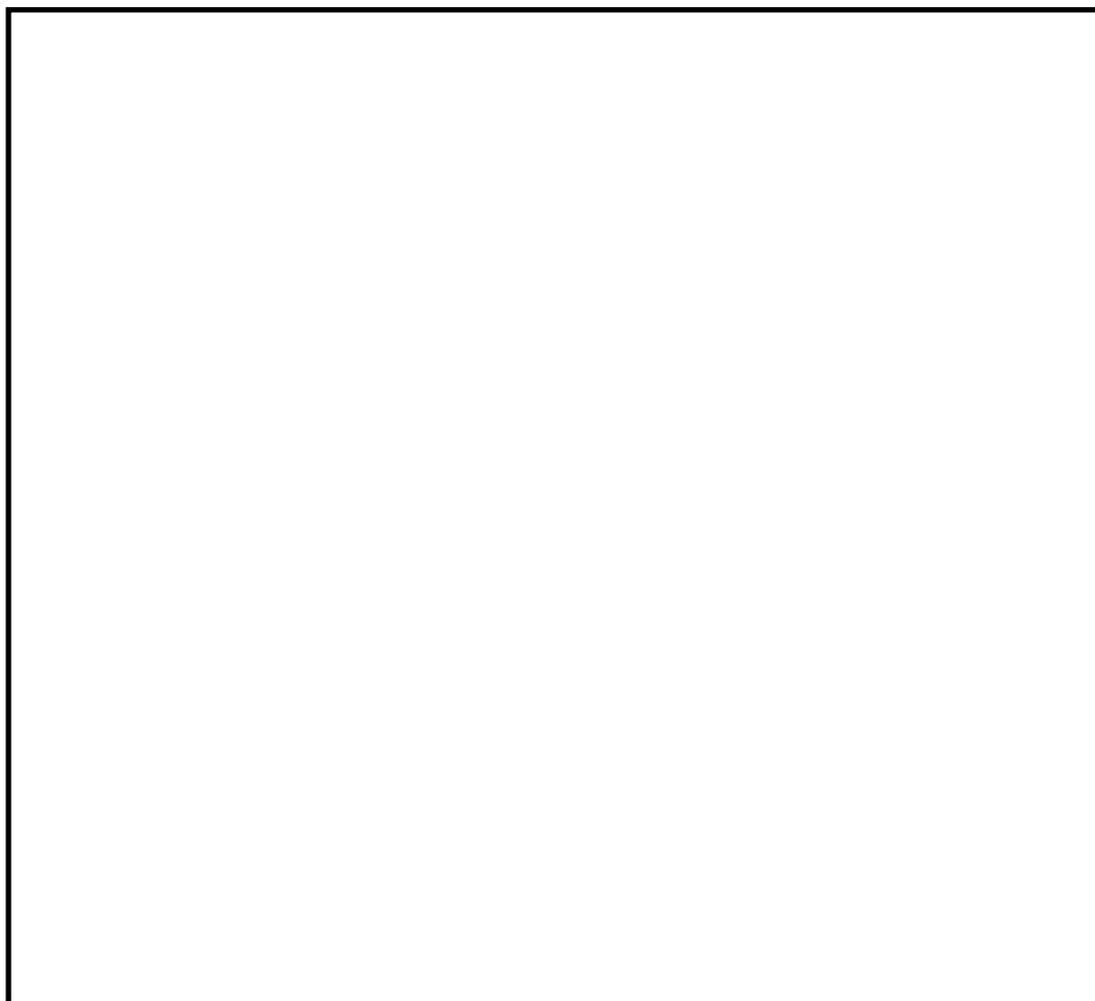
[ ]は他作業後移動してきた要員			
重大事故等対応要員	作業内容	時間	操作場所
9名 重 A~重 I	【可搬型大容量送水ポンプ準備】 可搬型大容量送水ポンプの移動，接続，起動	≤13時間00分	屋外
6名 [重 A~重 F]	【原子炉補機代替冷却系接続準備】 原子炉補機代替冷却系の移動，接続，起動	≤22時間00分	屋外
3名 重 J, O, T <sup>※3</sup>	【原子炉補機代替冷却系電源車接続】 電源車の移動，起動操作	≤23時間30分	屋外
3名 [重 D~重 F]	【最終ヒートシンクの確保】 可搬型窒素ガス供給装置の設置	≤25時間30分	屋外
4名 重 P~重 S	【タンクローリによる給油】 可搬型大容量送水ポンプ等への給油	適宜	屋外
16名			

※3 電源確保要員の残り4名は，ガスタービン発電機のバックアップ電源としての電源車による給電準備等に従事。

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合には十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，発電所に常駐している要員により，初動対応に必要な要員が確保できる体制とする。
------	--

図 6-10 「熔融炉心・コンクリート相互作用」時における要員と作業項目

## 7. 原子炉水位及びインターロックの概要



	圧力容器基準点からの水位	主なインターロック等
レベル8 (L <sub>8</sub> )	約 14.6m	原子炉隔離時冷却系トリップ 高圧炉心スプレイ系注入隔離弁閉
レベル3 (L <sub>3</sub> )	約 13.4m	原子炉スクラム
レベル2 (L <sub>2</sub> )	約 12.2m	主蒸気隔離弁閉 原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 原子炉再循環ポンプトリップ
レベル1 (L <sub>1</sub> )	約 9.5m	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動
TAF	約 9.0m	有効燃料棒頂部
レベル0 (L <sub>0</sub> )	約 7.8m	-

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 10. ベント実施までの代替格納容器スプレイの運用について

### (1) 代替格納容器スプレイ運用の考え方

炉心損傷がない場合、格納容器圧力が最高使用圧力（1Pd）到達時に、炉心損傷がある場合、格納容器圧力が限界圧力（2Pd）到達までにベントを実施する。ベント実施を遅延し、除熱系復旧の時間余裕を確保する観点から、格納容器圧力上昇を抑制するため、間欠的に原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを開始する。格納容器スプレイの開始圧力及び停止圧力を表 10-1 に示す。

また、外部水源による注水量が、サブプレッションチェンバからのベント機能確保のため設定された外部水源注水量限界（3,800m<sup>3</sup>）到達時に、スプレイを停止し、圧力上昇後ベントを実施する。ベント実施前の格納容器内の水位の状態を図 10-1 に示す。

### (2) 真空破壊装置水没の影響

真空破壊装置は、冷却材喪失事故後のドライウエル内蒸気凝縮が進み、ドライウエル圧力がサブプレッションチェンバ圧力より下がった場合に、圧力差により自動的に働き、サブプレッションチェンバに蓄積した非凝縮性ガスがドライウエル側へ移行することで負圧によるドライウエルの破損を防止する機能を有する。

真空破壊装置が水没した場合、サブプレッションチェンバに蓄積した非凝縮性ガスをドライウエル側へ移行する機能が喪失するものの、基本的に圧力が上昇傾向であることが格納容器スプレイを実施する理由であり、「このような事象発生後にドライウエル側が急激に減圧する事象が起きる蓋然性が低いこと」、「真空破壊装置水没後にドライウエルの圧力を極端に下げようとする操作をしない手順としていること」及び「真空破壊装置水没後ベントまでの期間が短いこと」から、特に問題にならないと判断している。

表 10-1 格納容器スプレイの開始圧力及び停止圧力

	開始圧力	停止圧力
炉心損傷がない場合	0.384MPa[gage] (0.9Pd)	0.284MPa[gage]
炉心損傷がある場合	0.640MPa[gage] (1.5Pd)	0.540MPa[gage]

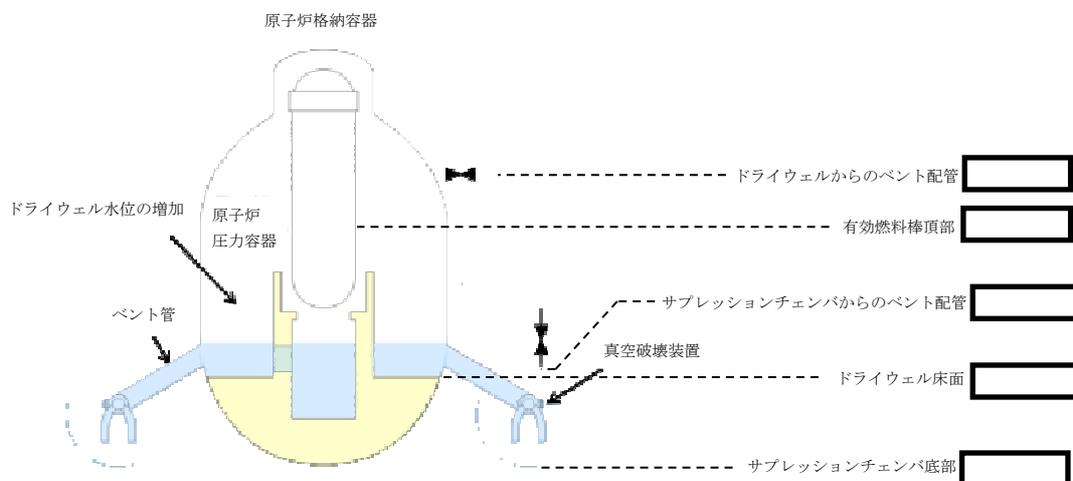


図 10-1 格納容器内の水位の状態（ベント実施前）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 1 1. 原子炉の減圧操作について

原子炉の減圧については、プラントの状況により通常減圧と急速減圧の2通りがある。

### (1) 通常減圧について

原子炉の通常減圧は、原子炉冷温停止に移行する上で基本的な減圧操作であり、プラント安定状態<sup>\*</sup>で減圧することを基本としている。この通常減圧は、原子炉保有水量の維持と圧力容器に過度な熱荷重を与えないことを目的に、冷却材温度変化率 55 [°C/h] 以下で実施する減圧である。

具体的な減圧操作としては、プラント通常停止であれば主復水器を使用し、タービンバイパス弁で減圧を行う。主復水器使用不能又は主蒸気隔離弁全閉時には残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードを運転し、主蒸気逃がし安全弁を開閉し減圧を実施する。

※プラント安定状態とは、原子炉水位 L - 3 以上で格納容器パラメータが安定した状態をいう。

### (2) 急速減圧について

原子炉の急速減圧は、事故発生時、原子炉格納容器の各種運転制限値に到達した場合に、圧力抑制能力が低下する前に原子炉の減圧を完了させること、または原子炉の事故進展抑制を目的として実施し、原子炉を安定状態へと移行させる。

事象発生後、高圧系で原子炉水位が確保されていれば高圧状態を維持し、原子炉への注水を一定時間継続することで、崩壊熱レベルを低下させることができる。しかし、高圧系での注水を維持できない場合などは、低圧系の注水確保を確認し原子炉を急速減圧する。この減圧は、高圧系から低圧系へ移行する重要な運転操作であり、運転手順書に従い減圧することとしている。

原子炉の状態が高圧において注水している際に急速減圧の条件が成立した場合、原子炉の減圧を実施する。

急速減圧操作は、SRVのうちADS機能を有する「6弁」を手動開放することを第1優先とするが、実施できない場合はADS機能を持たないSRVを含めた「6弁」を手動開放する。さらに、それでも実施できない場合は、急速減圧に必要な最小弁数である「2弁」を手動開放することにより急速減圧する。なお、SRVによる減圧ができない場合は、SRV以外の減圧手段を試みる。

原子炉減圧の判断フローを図 11-1、急速減圧の操作概要を図 11-2 に示す。

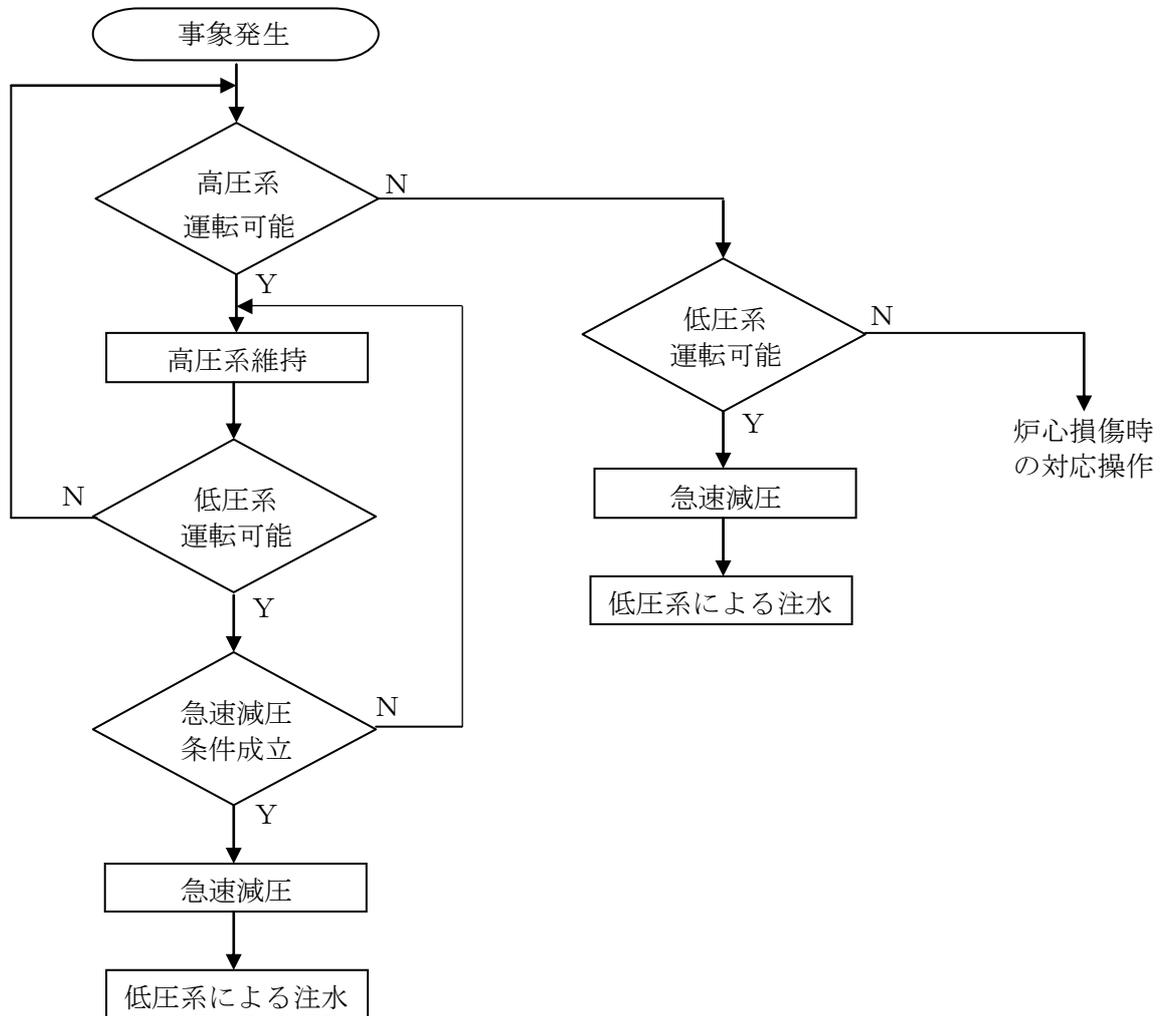


図 11-1 原子炉急速減圧判断フロー

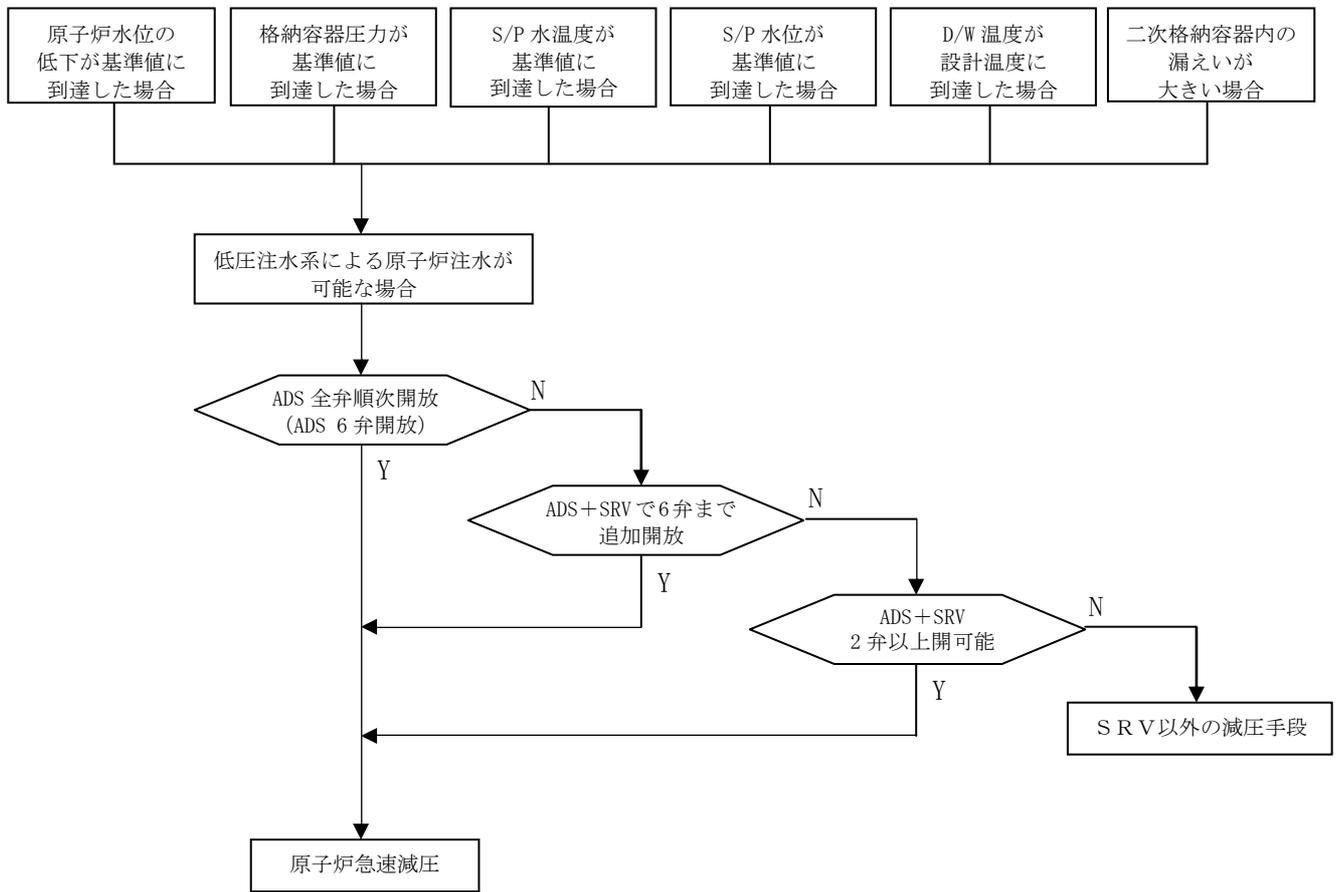


図 11-2 急速減圧の操作概要

### 1 3. 運転手順書における重大事故等への対応について

#### (1) 事故時対応操作の考え方

運転員は、運転時の異常な過渡変化および事故が発生した場合、「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の原則に基づき対応する。

事故が発生した直後は、非常時操作手順書（徴候ベース）に基づき初期対応として原子炉自動スクラム成功を確認する。具体的には、原子炉自動スクラムを含む主要パラメータおよび機器の作動および待機状況の確認を実施し、インターロックどおりに作動していない機器、弁等があれば手動による操作を実施する。

この後、プラントで観測されるパラメータの徴候により対応操作を行い、事故の収束に導くこととなる。

#### (2) 手順書の構成

事故が発生した際に使用する手順は、「非常時操作手順書（事象ベース：AOP）」、「非常時操作手順書（徴候ベース：EOP）」、「非常時操作手順書（シビアアクシデント：SOP）」および「重大事故等対応要領書」に分類されている。

この手順間における移行は、「非常時操作手順書（徴候ベース：EOP）」による対応中に、事象が同定され「非常時操作手順書（事象ベース：AOP）」にて対応可能な場合は、この手順も並行に使用し対応操作をする。一方、事象が収束せず炉心損傷を示す判断基準（パラメータ）が確認された場合は、「非常時操作手順書（シビアアクシデント：SOP）」に移行し、炉心損傷後の進展防止および原子炉格納容器破損防止操作を実施することとなる。また、「非常時操作手順書（徴候ベース：EOP）」および「非常時操作手順書（シビアアクシデント：SOP）」において、可搬型設備等による個別の対応操作が必要な場合は、「重大事故等対応要領書」にて目的の対応操作を運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員等が連携を図りながら実施する。

これらの事故発生時に運転員が使用する手順書の関係を図 13-1、有効性評価の各シナリオにおける対応手順書について図 13-2 から図 13-7 に示す。

運転員の事象判断プロセスと適用する手順書の概要

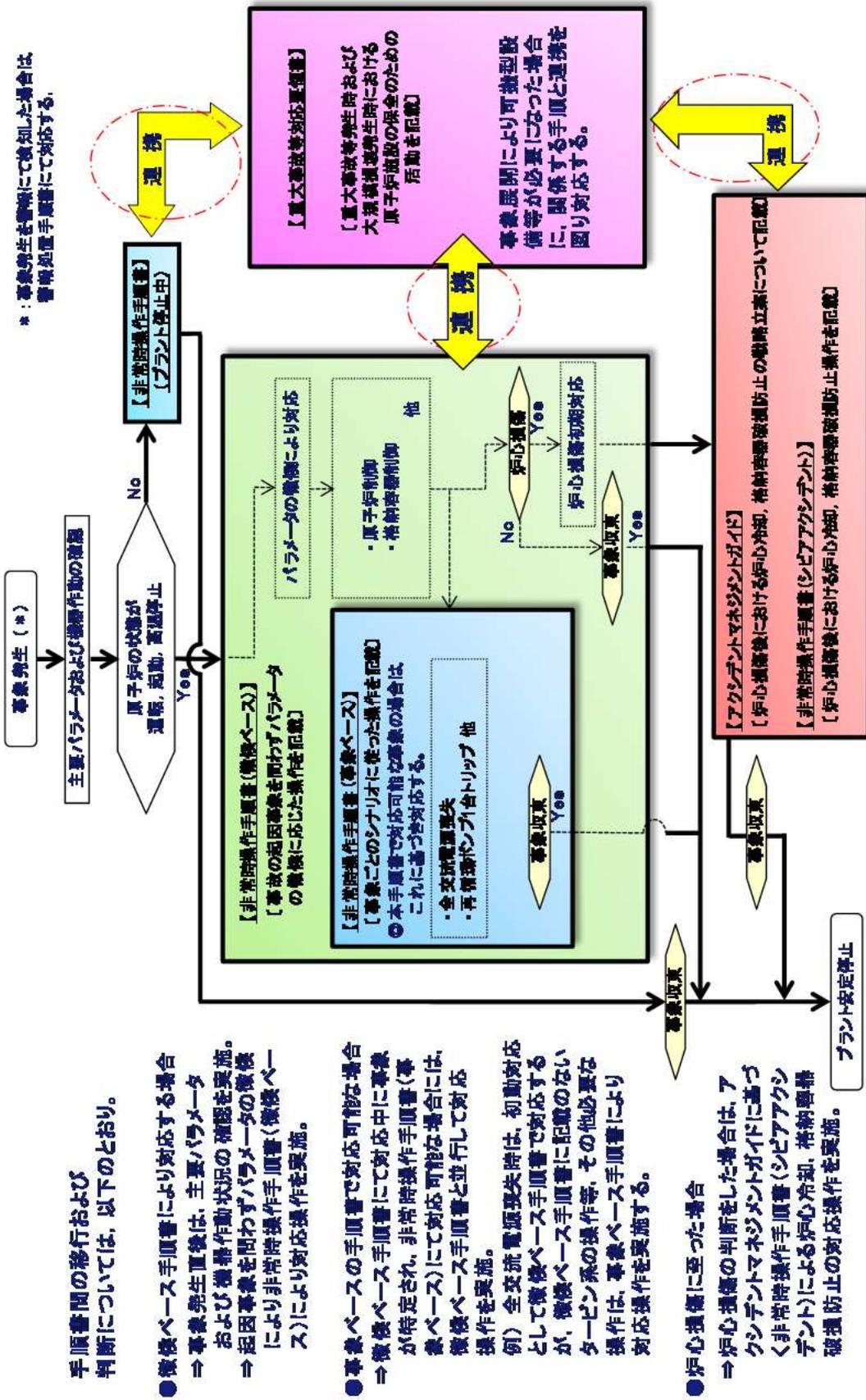


図 13-1 事故発生時に運転員が使用する手順書の関係

13.7 重要事故シーケンス（LOCA時注水機能喪失）



LOCA時注水機能喪失

事故対応操作補足説明

中小破断LOCAの発生および全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。

**A：スクラム「RC」**  
 最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。  
 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
 全交流電源喪失により「交流電源喪失」制御へ移行および原子炉水位が低下するため「水位確保」制御へ移行する。

**B：水位確保「RC/L」**  
 原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系、非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。  
 原子炉水位L2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが、起動に失敗する。このため高圧代替注水系を手動起動し、原子炉への注水を実施する。  
 高圧代替注水系により原子炉へ注水するが、有効燃料頂部以下となるため「水位回復」制御へ移行する。

**C：交流電源喪失「C6」**  
 外部電源および非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。その後、ガスタービン発電機からの受電により非常用交流母線が復旧する。

**D：水位回復「C1」**  
 高圧代替注水系による原子炉への注水を継続する。  
 最長許容炉心露出時間禁止領域となるため「炉心損傷初期対応」制御へ移行する。

**E：炉心損傷初期対応「C4」**  
 格納容器内γ線線量率にて炉心損傷無を確認する。

**F：S/P温度制御「SP/T」**  
 原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の機能喪失に伴い、残留熱除去系が起動不能となり、サブプレッションプール水温度が上昇する。  
 S/P水熱容量制限値に到達するため「急速減圧」制御に移行する。

**G：急速減圧「C2」**  
 復水移送ポンプの1台起動を確認し、逃がし安全弁2弁を開放して原子炉を減圧する。※1  
 原子炉減圧後は、復水移送ポンプによる注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。  
 ※1 実際の操作ではADS6弁開放するが、解析では減圧するための最小弁数2弁にて減圧する。

**H：S/P温度制御「SP/T」**  
 原子炉補機代替冷却系の準備完了により、残留熱除去系によるサブプレッションプール水冷却モードを起動するが失敗する。

**I：PCV圧力制御「PC/P」**  
 残留熱除去系の除熱機能喪失により原子炉格納容器圧力が上昇する。  
 S/P圧力 0.384MPa[gage]到達により可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ実施。（間欠運転）  
 格納容器スプレイ停止後、S/P圧力 0.427MPa[gage]までに原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器ペント実施。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 13-8 LOCA時注水機能喪失

13.8 重要事故シーケンス（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

	<p style="text-align: center;"><b>格納容器バイパス</b> <b>（インターフェイスシステムLOCA）</b></p>
	<p style="text-align: center;"><b>事故対応操作補足説明</b></p> <p>ISLOCAの発生および全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。なお、ISLOCAを判断後、非常時操作手順書（事象ベース）「ISLOCA」を並行して実施する。</p> <p><b>A：スクラム「RC」</b> 最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。 ISLOCA発生および全給水喪失により原子炉水位が低下するため「水位確保」制御へ移行する。</p> <p><b>B：水位確保「RC/L」</b> 原子炉水位L2にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し、注水が開始される。さらに原子炉水位が低下し原子炉水位L1にて低圧注水系および低圧炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。※1 ※1 原子炉水位低L1到達10分後に代替自動減圧機能が作動するが、解析上考慮しない。  高圧炉心スプレイ系のISLOCAを判断し、非常時操作手順書（事象ベース）「ISLOCA」を並行して実施する。</p> <p><b>C：二次格納容器制御「SC」</b> 原子炉水が原子炉建屋へ漏えいするため、高圧炉心スプレイ系の隔離操作を実施するが隔離に失敗する。 複数のエリアで漏えいを示す警報が発生するため「急速減圧」へ移行する。</p> <p><b>D：急速減圧「C2」</b> 低圧注水系および低圧炉心スプレイ系の起動を確認し、逃がし安全弁2弁を開放し原子炉を減圧する。※2 原子炉減圧後は低圧注水系および低圧炉心スプレイ系による注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。 ※2 実際の操作ではADS6弁開放するが、解析では減圧するための最小弁数2弁にて減圧する。</p> <p><b>E：二次格納容器制御「SC」</b> 現場操作により高圧炉心スプレイ系の隔離が成功する。</p> <p><b>F：S/P温度制御「SP/T」</b> サブプレッションプール水温度の上昇により、残留熱除去系のサブプレッションプール水冷却モードを起動する。</p>

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 13-9 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

13. 10 格納容器破損モード（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接過熱）

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。

A：スクラム「RC」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

全交流電源喪失により「交流電源喪失」制御へ移行および原子炉水位が低下するため「水位確保」制御へ移行する。

B：水位確保「RC/L」

原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系、非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。

原子炉水位L2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが、起動に失敗する。また、高圧代替注水系の手動起動も失敗し、原子炉への高圧注水系が喪失する。

C：交流電源喪失「C6」

外部電源および非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。その後、ガスタービン発電機からの受電により非常用交流母線が復旧する。

D：水位確保「RC/L」

ガスタービン発電機による交流電源復旧後、復水補給水系を起動するが原子炉への注水に失敗する。

原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となるため「水位回復」制御および「PCV水素濃度制御」へ移行する。

E：水位回復「C1」

原子炉への全注水機能喪失のため「炉心損傷初期対応」制御へ移行する。

F：PCV水素濃度制御「PC/H」

原子炉水位が有効燃料棒頂部以下のためCAMSにて水素濃度を監視する。

G：炉心損傷初期対応「C4」

炉心損傷に伴い、格納容器内γ線線量率が上昇する。格納容器内γ線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍超過を確認し「非常時操作手順書（シビアアクシデント）」へ移行する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません

図 13-11 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（1/2）

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

事故対応操作補足説明

格納容器内 $\gamma$ 線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍超過により、非常時操作手順書（シビアアクシデント）へ導入され、初期対応操作として注水ストラテジ1を実施する。

H：注水ストラテジ1

原子炉への全注水機能喪失および原子炉水位L0未満により、損傷炉心冷却失敗を確認し、「注水ストラテジ3a」へ移行する。

原子炉水位（有効燃料棒底部+10%燃料有効長）到達を確認し、逃がし安全弁2弁による原子炉の減圧を実施する。※1

※1 解析では逃がし安全弁1弁により減圧する。

I：注水ストラテジ3a

損傷炉心冷却失敗を確認後、復水移送ポンプにより格納容器下部（ペDESTAL）への初期注水を開始し、その後「注水ストラテジ1」へ移行する。※2

格納容器下部（ペDESTAL）注水量約90m<sup>3</sup>（水深約3.4m相当）到達後、格納容器下部注水を停止する。

※2 解析上格納容器下部への注水は考慮しない。

J：注水ストラテジ1

原子炉圧力容器破損確認ガイドに従い、原子炉圧力容器の健全を確認後、「注水ストラテジ2」および「除熱ストラテジ1」を並行して実施する。

K：注水ストラテジ2

原子炉圧力容器破損確認ガイドに従い、原子炉圧力容器の破損を確認後、「注水ストラテジ3b」へ移行し、原子炉圧力容器破損後の注水（ペDESTALデブリの冷却）を実施する。

L：除熱ストラテジ1

残留熱除去系の機能の復旧状態を確認する

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 13-11 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（2/2）

13. 11 格納容器破損モード（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）



原子炉圧力容器外の 溶融燃料－冷却材相互作用
事故対応操作補足説明
<p>全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。</p> <p>A：スクラム「RC」                      最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。                      また、「格納容器制御導入」を継続監視する。                      全交流電源喪失により「交流電源喪失」制御へ移行および原子炉水位が低下するため「水位確保」制御へ移行する。</p> <p>B：水位確保「RC/L」                      原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系、非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。                      原子炉水位L2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが、起動に失敗する。また、高圧代替注水系の手動起動も失敗し、原子炉への高圧注水系が喪失する。</p> <p>C：交流電源喪失「C6」                      外部電源および非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。その後、ガスタービン発電機からの受電により非常用交流母線が復旧する。</p> <p>D：水位確保「RC/L」                      ガスタービン発電機による交流電源復旧後、復水補給水系を起動するが原子炉への注水に失敗する。                      原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となるため「水位回復」制御および「PCV水素濃度制御」へ移行する。</p> <p>E：水位回復「C1」                      原子炉への全注水機能喪失のため「炉心損傷初期対応」制御へ移行する。</p> <p>F：PCV水素濃度制御「PC/H」                      原子炉水位が有効燃料棒頂部以下のためCAMSにて水素濃度を監視する。</p> <p>G：炉心損傷初期対応「C4」                      炉心損傷に伴い、格納容器内γ線線量率が上昇する。格納容器内γ線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍超過を確認し「非常時操作手順書（シビアアクシデント）」へ移行する。</p>

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません

図 13-12 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（1/2）

原子炉压力容器外の  
溶融燃料－冷却材相互作用

事故対応操作補足説明

格納容器内 $\gamma$ 線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍超過により、非常時操作手順書（シビアアクシデント）へ導入され、初期対応操作として注水ストラテジ1を実施する。

H：注水ストラテジ1

原子炉への全注水機能喪失および原子炉水位L0未満により、損傷炉心冷却失敗を確認し、「注水ストラテジ3 a」へ移行する。

原子炉水位（有効燃料棒底部+10%燃料有効長）到達を確認し、逃がし安全弁2弁による原子炉の減圧を実施する。※1

※1 解析では逃がし安全弁1弁により減圧する。

I：注水ストラテジ3 a

損傷炉心冷却失敗を確認後、復水移送ポンプにより格納容器下部（ペDESTAL）への初期注水を開始し、その後「注水ストラテジ1」へ移行する。

格納容器下部（ペDESTAL）注水量90m<sup>3</sup>（水深約3.4m相当）到達後、格納容器下部注水を停止する。

J：注水ストラテジ1

原子炉压力容器破損確認ガイドに従い、原子炉压力容器の健全を確認後、「注水ストラテジ2」および「除熱ストラテジ1」を並行して実施する。

K：注水ストラテジ2

原子炉压力容器破損確認ガイドに従い、原子炉压力容器の破損を確認後、「注水ストラテジ3 b」へ移行し、原子炉压力容器破損後の注水（ペDESTALデブリの冷却）を実施する。

L：除熱ストラテジ1

残留熱除去系の機能の復旧状態を確認する。

格納容器健全性確認ガイドに従い、格納容器の健全性を確認する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 13-12 原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（2/2）

13. 12 格納容器破損モード（水素燃焼）



水素燃焼

事故対応操作補足説明

大破断LOCAの発生により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。

A：スクラム「RC」  
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。  
また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
全交流電源喪失により「交流電源喪失」制御へ移行および原子炉水位が低下するため「水位確保」制御へ移行する。

B：水位確保「RC/L」  
原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系、非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。  
原子炉水位L2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが、起動失敗する。  
原子炉への注水機能が喪失するため、原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となり「水位回復」制御および「PCV水素濃度制御」へ移行する。

C：PCV圧力制御「PC/P」  
大破断LOCAの発生によりドライウエル圧力が上昇する。その後、S/P圧力を継続監視する。

D：水位回復「C1」  
原子炉への全注水機能喪失のため「炉心損傷初期対応」制御へ移行する。

E：PCV水素濃度制御「PC/H」  
原子炉水位が有効燃料棒頂部以下のためCAMSにて水素濃度を監視する。

F：炉心損傷初期対応「C4」  
炉心損傷に伴い、格納容器内γ線線量率が上昇する。格納容器内γ線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍超過を確認し「非常時操作手順書（シビアアクシデント）」へ移行する。

G：交流電源喪失「C6」  
外部電源および非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。その後、ガスタービン発電機からの受電により非常用交流母線が復旧する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません

図 13-13 水素燃焼（1/2）

## 水素燃焼

### 事故対応操作補足説明

格納容器内 $\gamma$ 線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍超過により、非常時操作手順書（シビアアクシデント）へ導入され、初期対応操作として注水ストラテジ1を実施する。

#### H：注水ストラテジ1

復水移送ポンプを2台起動し、損傷炉心への注水を開始する。注水後は原子炉水位が上昇することを確認する。※1

原子炉圧力容器破損確認ガイドに従い、原子炉圧力容器の健全性を確認後、「注水ストラテジ2」および「除熱ストラテジ1」を並行して実施する。

※1：解析上は復水移送ポンプを1台運転としている。

#### I：注水ストラテジ2

復水移送ポンプによる損傷炉心への注水を継続し、原子炉水位を確認する。

原子炉水位L3～L8維持不可のため、原子炉水位L0に到達後、原子炉への注水量を崩壊熱相当の注水量に調整する。

#### J：除熱ストラテジ1

格納容器温度171℃到達により、燃料プール補給水ポンプを起動し、原子炉ウェル注水を実施する。※2

原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードを起動するが、起動失敗により格納容器圧力の上昇が継続する。

格納容器健全性確認ガイドに従い、格納容器の健全性を確認する。

格納容器圧力0.640MPa[gage]到達により、可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ実施。（間欠運転）

格納容器スプレイ停止後、格納容器圧力0.854MPa[gage]到達までに原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント実施。

※2：解析上は原子炉ウェル注水を考慮しない。

13. 13 格納容器破損モード（熔融炉心・コンクリート相互作用）



熔融炉心・コンクリート相互作用

事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L3）信号が発生して原子炉はスクラムする。これにより、非常時操作手順書（徴候ベース）における「スクラム（RC）」に移行する。

A：スクラム「RC」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

全交流電源喪失により「交流電源喪失」制御へ移行および原子炉水位が低下するため「水位確保」制御へ移行する。

B：水位確保「RC/L」

原子炉補機冷却系、原子炉補機冷却海水系、非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。

原子炉水位L2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが、起動失敗する。このため、高圧代替注水系を手動起動するが起動失敗する。

C：交流電源喪失「C6」

外部電源および非常用ディーゼル発電機の機能喪失に伴い、全交流電源喪失となる。その後、ガスタービン発電機からの受電により非常用交流母線が復旧する。

D：水位確保「RC/L」

ガスタービン発電機による交流電源復旧後、復水補給水系を起動するが原子炉への注水に失敗する。

原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となるため「水位回復」制御および「PCV水素濃度制御」へ移行する。

E：水位回復「C1」

原子炉への全注水機能喪失のため「炉心損傷初期対応」制御へ移行する。

F：PCV水素濃度制御「PC/H」

原子炉水位が有効燃料棒頂部以下のため、CAMSにて水素濃度を監視する。

G：炉心損傷初期対応「C4」

炉心損傷に伴い、格納容器内γ線線量率が上昇する。格納容器内γ線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍超過を確認し「非常時操作手順書（シビアアクシデント）」へ移行する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません

図 13-14 熔融炉心・コンクリート相互作用（1/2）

## 熔融炉心・コンクリート相互作用

### 事故対応操作補足説明

格納容器内 $\gamma$ 線線量率が各種事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍超過により、非常時操作手順書（シビアアクシデント）へ導入され、初期対応操作として注水ストラテジ1を実施する。

#### H：注水ストラテジ1

原子炉への全注水機能喪失および原子炉水位LO未満により、損傷炉心冷却失敗を確認し、「注水ストラテジ3 a」へ移行する。

原子炉水位（有効燃料棒底部+10%燃料有効長）到達を確認し、逃がし安全弁2弁による原子炉の減圧を実施する。※1

※1 解析では逃がし安全弁1弁により減圧する。

#### I：注水ストラテジ3 a

損傷炉心冷却失敗を確認後、復水移送ポンプにより格納容器下部（ベDESTAL）への初期注水を開始し、その後「注水ストラテジ1」へ移行する。

格納容器下部（ベDESTAL）注水量 $90\text{ m}^3$ （水深約3.4m相当）到達後、格納容器下部注水を停止する。※2

※2 解析上は格納容器下部注水を2mで停止する。

#### J：注水ストラテジ1

原子炉圧力容器破損確認ガイドに従い、原子炉圧力容器の健全を確認後、「注水ストラテジ2」および「除熱ストラテジ1」を並行して実施する。

#### K：注水ストラテジ2

原子炉圧力容器破損確認ガイドに従い、原子炉圧力容器の破損を確認後、「注水ストラテジ3 b」へ移行する。

#### L：除熱ストラテジ1

残留熱除去系の機能の復旧状態を確認する。

#### M：注水ストラテジ3 b

原子炉圧力容器の破損を確認後、復水移送ポンプにより格納容器下部（ベDESTAL）へ原子炉圧力容器破損後の注水を実施する。

格納容器下部（ベDESTAL）への注水を維持し、「注水ストラテジ4」および「除熱ストラテジ2」を並行して実施する。

#### N：注水ストラテジ4

復水移送ポンプにより格納容器下部（ベDESTAL）への注水を継続する。

#### O：除熱ストラテジ2

格納容器健全性確認ガイドに従い、格納容器の健全性を確認する。

格納容器温度 $171^\circ\text{C}$ 到達により、燃料プール補給水ポンプを起動し、原子炉ウェル注水を実施する。

格納容器圧力 $0.640\text{MPa}[\text{gage}]$ 到達により、可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ実施。（間欠運転）

格納容器スプレイ停止後、格納容器圧力 $0.854\text{MPa}[\text{gage}]$ 到達までに原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント実施。

## 1 4. 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について

### 1. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

#### (1) LOCA時注水機能喪失

##### ① 破断位置

本事故シーケンスにおいて、原子炉隔離時冷却系により燃料の許容設計限界を超えることなく原子炉冷却が行える25mm（1インチ）径の配管破断\*を考慮し、ECCS性能評価のような大配管を除いた中小配管（計装配管を除く）のうち配管破断面積が近く、水頭圧により流出量が大きくなる原子炉压力容器下部のドレン配管を選定した。

\*）添付書類八「1.6 実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年7月8日施行）への適合」の内、「（一次冷却材の減少分を補給する設備）第二十条」適合のための設計方針

##### ② 破断面積

破断面積は、原子炉隔離時冷却系と同容量の設計となる高压代替注水系による原子炉冷却を考慮して25mm（1インチ）径の破断口に相当する6cm<sup>2</sup>とする。

#### (2) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

##### ① 破断位置

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高压設計部分と低压設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の内部リーク等により低压設計部分が過圧され破断する事象を想定する。

図14-1にJEAC4602に記載されている標準BWRの原子炉冷却材圧力バウンダリを示す。原子炉から格納容器外に接続する主な配管は下記のとおりとなる。

- ・ 原子炉隔離時冷却系蒸気配管
- ・ 給水系注入配管
- ・ 高压炉心スプレイ系注入配管
- ・ 低压炉心スプレイ/低压注水系注入配管
- ・ 原子炉冷却材浄化系吸込み配管
- ・ 炉水試料採取系吸込み配管

- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード戻り配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管
- ・ 制御棒駆動機構注入配管
- ・ ヘッドスプレイ配管
- ・ 主蒸気系配管
- ・ ほう酸水注入系配管
- ・ 計装用配管

高圧バウンダリのみで構成されている原子炉隔離時冷却系蒸気配管，原子炉冷却材浄化系吸込み配管，ほう酸水注入配管および主蒸気配管はインターフェイスシステムLOCA（以下，「ISLOCA」という。）の対象としない。発生頻度の観点から，3弁以上の弁で隔離されている給水系配管は評価の対象としない。影響の観点から，配管の口径が小さい炉水試料採取系吸込み配管，制御棒駆動機構注入配管，計装用配管は評価の対象としない。また，ヘッドスプレイ配管は口径が小さく，かつ気相破断であるため原子炉への影響は小さく，評価の対象としない。

以上より，評価対象の配管は次の通り。

- ・ 高圧炉心スプレイ系注入配管
- ・ 低圧炉心スプレイ系/低圧注水系注入配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード戻り配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管

このうち，ISLOCA評価対象としては，運転中に開閉試験を実施する系統のうち，ISLOCA発生後に高圧注水可能な高圧炉心スプレイ系が使用不能となる方が事象進展として厳しいことから，高圧炉心スプレイ系注入配管とする。

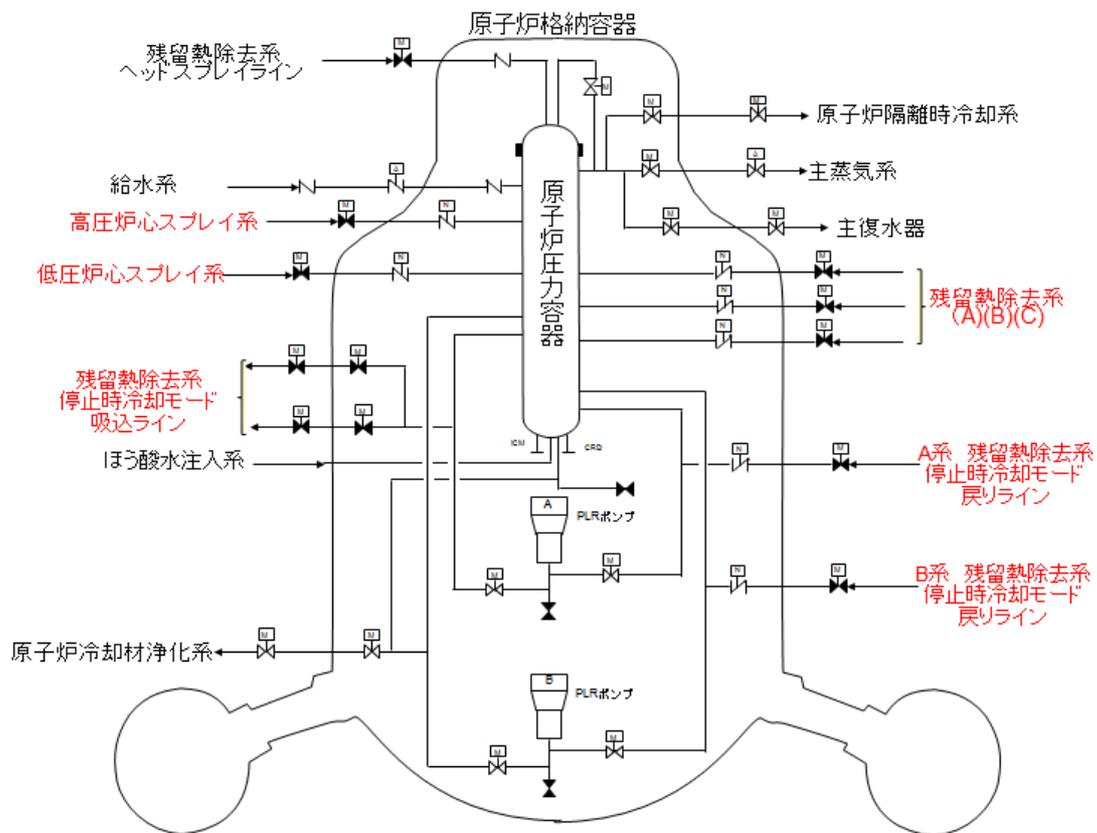


図14-1 原子炉冷却材圧力バウンダリ

## ② 破断口径

運転中に開閉試験を実施する系統のうちISLOCA発生後に高圧注水可能な高圧炉心スプレイ系が使用不能となる方が事象進展として厳しいことから、高圧炉心スプレイ系を評価対象とし、破断口径としては、逆止弁のリーク(35 cm<sup>2</sup>)とする。

## ③ 評価対象のISLOCA発生確率

PRAでは、主に原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数及びサーベランス時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCAの発生確率が高いと考えられる低圧炉心スプレイ系注入配管、高圧炉心スプレイ系注入配管、残留熱除去系停止時冷却モード戻り配管、残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管について、各々の箇所でのISLOCA発生確率を算出している。

(考え方は、平成26年7月22日 第125回 原子力発電所の新規制基準適合性審査に係る審査会合 資料2-2 別紙1. 1. 1-9参照)

表14-1の整理のとおり，残留熱除去系停止時冷却モード注入配管および残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管では運転中のサーベランスがないため，サーベランス時のヒューマンエラーによる発生可能性がない。また，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，低圧注水系は低圧設計配管までの弁数が少なく，サーベランス時のヒューマンエラーによる発生可能性が考えられ，それぞれの配管で同程度のISLOCA発生確率となる。なお，ISLOCA発生後に高圧注水可能な高圧炉心スプレイ系が使用不能となる方が事象進展として厳しい。

表14-1 低圧設計配管までの弁数と運転中定例試験の有無

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定例試験の有無
高圧炉心スプレイ系	2	有
原子炉隔離時冷却系※	5	有
低圧炉心スプレイ系	2	有
低圧注水系 (A) (B) (C)	2	有
残留熱除去系停止時冷却モード注入配管	2	無
残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管	2	無

※PRAではISLOCA発生確率が低い箇所としてスクリーンアウトしている。

## 2. 重大事故

### (1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

#### ① 破断位置

破断箇所は、以下の理由から再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を想定している。(図14-2)

- ・ 炉心燃料位置よりも下方にある最大口径の配管破断を考慮することで、冷却材漏えい量の観点で厳しい事象となる。また早期に原子炉冷却材が系外に放出されるため、原子炉水位低下等の事象進展が早く、主要事象の発生時刻が早まり、厳しい破断想定となる。

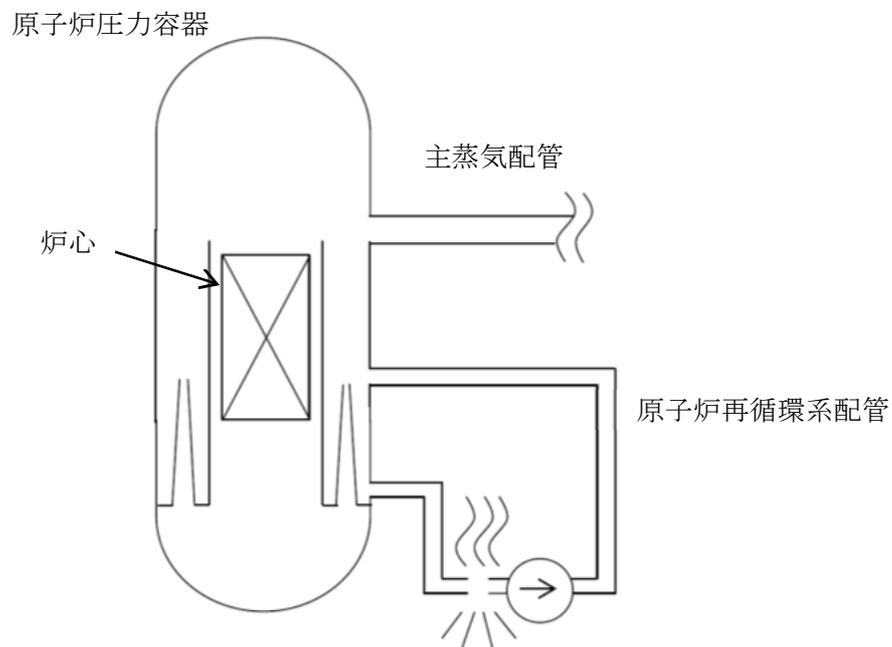


図14-2 再循環ポンプ吸い込み側配管破断の概要

② 破断口径

原子炉からの冷却材漏えい量が多くなり、格納容器へのエネルギー放出量が多くなること、また、炉心の著しい損傷によって発生する水素などの高温のガスが格納容器へ直接放出されるため、格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる、再循環ポンプ吸い込み側配管（500A）の両端破断を想定する。

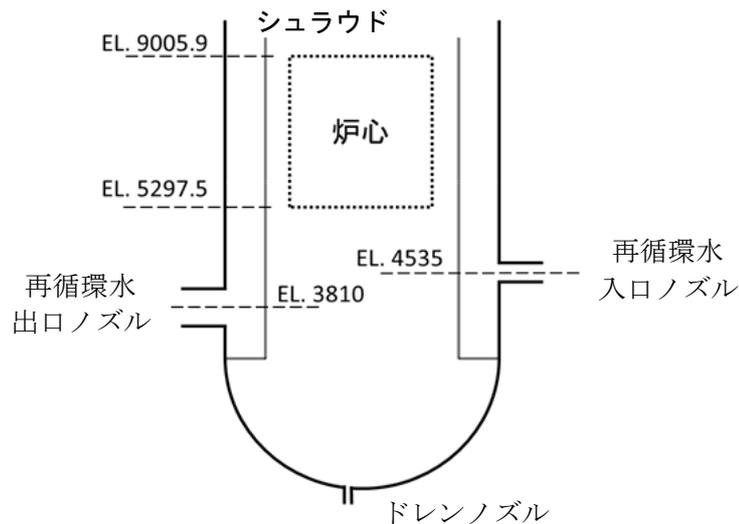


図14-3 原子炉压力容器断面図

破断箇所	破断配管位置 (mm)※1	配管口径	破断面積※2
原子炉再循環配管 (出口ノズル)	EL:3810	500A	約 0.17m <sup>2</sup>
原子炉再循環配管 (ジェットポンプノズル部)	EL:4535	250A	約 0.032m <sup>2</sup>
主蒸気配管(出口ノズル)	EL:16167	600A	約 0.24m <sup>2</sup>
給水配管(給水ノズル)	EL:12281	300A	約 0.029m <sup>2</sup>
高压炉心スプレイ系配管 (スプレイノズル)	EL:11811	250A	約 0.025m <sup>2</sup>
低压炉心スプレイ系配管 (スプレイノズル)	EL:11811	250A	約 0.025m <sup>2</sup>
低压注水系配管	EL:9265	250A	約 0.029m <sup>2</sup>
底部ドレン配管	EL:0	50A	約 0.0013m <sup>2</sup>

※1 原子炉压力容器と接続する位置の原子炉压力容器底部からの高さ

※2 スパーギャ部又はノズル部で臨界流となるため、破断する配管の面積ではなくスパーギャ部又はノズル部の面積が破断面積となる

③ 再循環水出口ノズルより下部でのLOCAについて

大破断LOCAの配管破断選定にあたっては、配管の両端破断を想定した上で、破断位置及び破断面積を考慮し、格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を選定している。

一方、大口徑配管ではないが、他にも再循環水出口ノズルより下部に位置する配管があり、これらの配管破断は冷却材漏えいの観点からは厳しくないものの、考慮する必要がある。

例えば、原子炉圧力容器下部のドレン配管（50A配管）の破断を想定した場合、破断箇所から漏えいした冷却材は、格納容器下部へ流入することから、最終的にサプレッションチェンバのプール水位の上昇を早めることになる。

以下に、原子炉圧力容器下部のドレン配管が破断した場合の事象進展及び格納容器への過圧・過温の影響について考察する。

a. 原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断を想定した場合の事象進展

本事象の概要を以下に示す。前提条件として、高圧注水機能喪失、低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を想定する。

- (a) 原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断により原子炉水位が低下するが、高圧注水機能喪失、低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を想定しており、また、高圧代替注水系による注水にも失敗する。
- (b) ガスタービン発電機からの受電により低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備を実施し、事象発生25分後に逃がし安全弁6弁による原子炉減圧を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施するが、注水量が十分でないことから、事象発生約40分後に炉心溶融に至る。その後、原子炉注水により炉心が再冠水した後は、崩壊熱による蒸発量相当の注水とする。
- (c) 原子炉圧力容器下部のドレン配管が破断していることから、原子炉水位は徐々に低下し、炉心露出によるリロケーションにより、溶融炉心は下部プレナムへ移行する。
- (d) 原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達を確認後、原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を実施する。
- (e) 事象発生約21時間後、原子炉圧力容器破損に至り、溶融炉心は格納容器下部に落下する。

(f) 格納容器の過圧破損防止のため、格納容器圧力が0.640MPa[gage]に原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による間欠スプレイを開始するが、外部水源注水量限界(3,800m<sup>3</sup>)到達により、格納容器スプレイを停止後、格納容器圧力の上昇により限界圧力(2Pd)に到達する前に、サブプレッションチェンバからのベントを実施する。その後は、崩壊熱相当の注水量を継続し、燃料は格納容器下部にて冠水された状態にて冷却が継続する。

b. 評価結果

本事象における格納容器圧力及び温度の推移を、図14-4及び図14-5に示す。また、本事象におけるサブプレッションチェンバからのベントラインを経由した場合の原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント時の大気中へのCs-137の総放出量は、約 $9.0 \times 10^{-6}$  TBqである。

c. 雰囲気圧力・温度による静的負荷の評価事故シーケンスに対する原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断の事象の包絡性について

図14-4及び図14-5に示すとおり、格納容器圧力及び格納容器温度の上昇は、格納容器下部への熔融炉心落下時の一時的な圧力上昇はあるものの、全般的な格納容器過圧・過温という観点では、大破断LOCAシナリオより緩慢に推移することから、大破断LOCAシナリオの方が、格納容器の過圧・過温という観点で厳しくなる。よって原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断は、雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)として想定した大破断LOCAシナリオに包絡される事象となる。

また、本事象におけるサブプレッションチェンバからのベントラインを経由した場合の原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント時の大気中へのCs-137の総放出量は約 $9.0 \times 10^{-6}$  TBqであり、大破断LOCAシナリオのCs-137の総放出量は約 $2.6 \times 10^{-5}$  TBqを下回る。

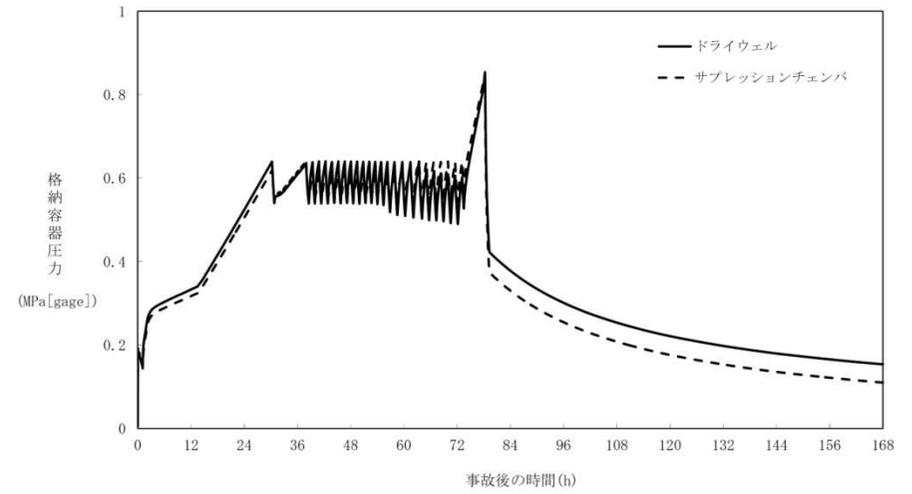
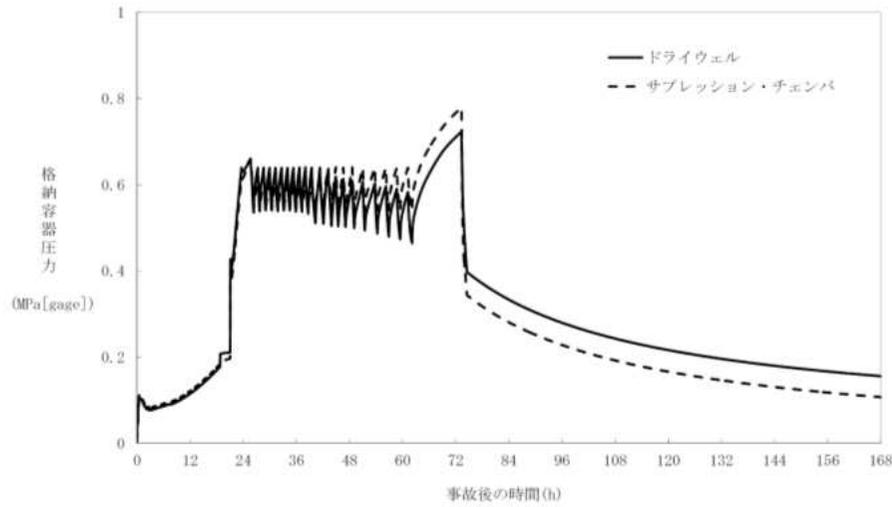


図14-4 格納容器圧力の推移（左図：原子炉圧力容器下部ドレン配管破断，右図：大破断LOCA）

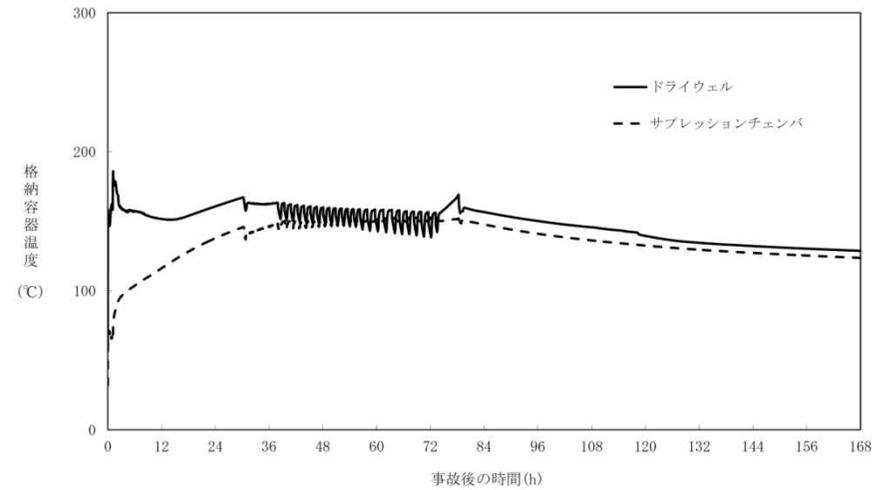
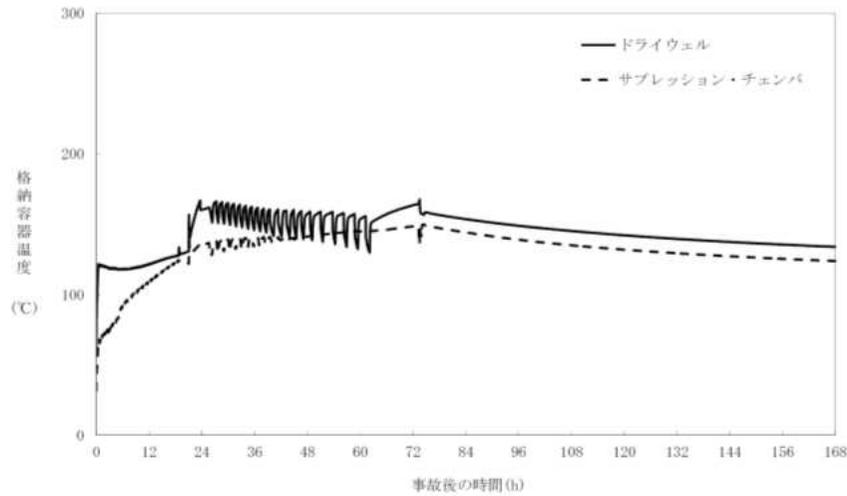


図14-5 格納容器温度の推移（左図：原子炉圧力容器下部ドレン配管破断，右図：大破断LOCA）

## 17. 炉心損傷開始の確認について

ドライウエル又はサプレッションチェンバ、どちらかの放射能レベルが、各種事故相当の $\gamma$ 線線量率の10倍を超えた場合に、炉心損傷が開始したと判断する。(図17-1及び図17-2参照)

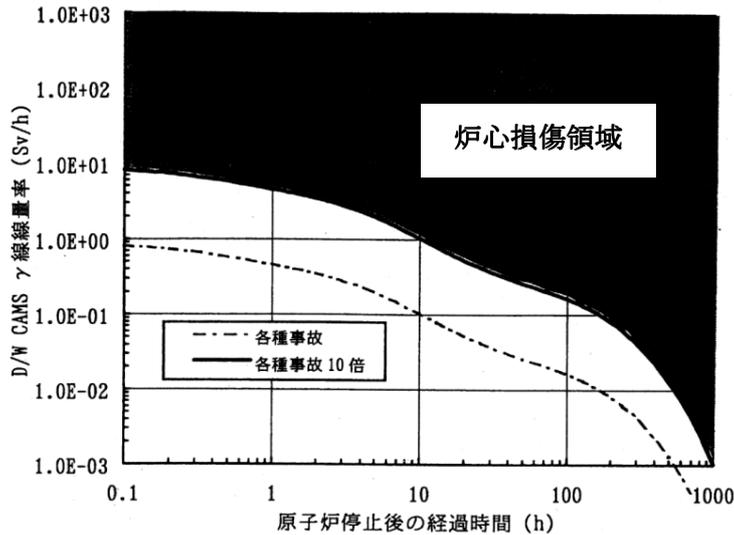


図17-1 ドライウエルにおける $\gamma$ 線線量率

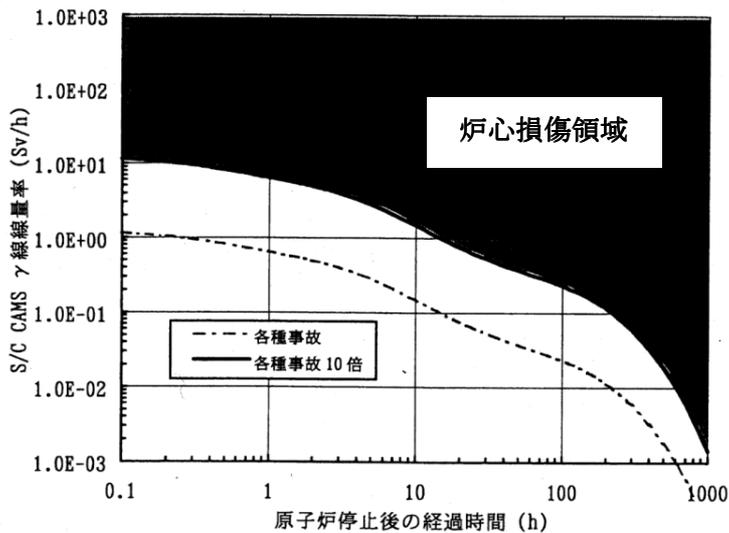


図17-2 サプレッションチェンバにおける $\gamma$ 線線量率

### ※ 格納容器雰囲気放射線モニタ線量率10倍について

重大事故に至る各事故シーケンスのMAAP解析における炉心損傷開始時点での格納容器内希ガス質量より $\gamma$ 線線量率を算出した結果、ドライウエル若しくはサプレッションチェンバの格納容器雰囲気放射線モニタ $\gamma$ 線線量率は顕著な変化を示す。炉心損傷判断としては、各種事故を越える事象について、各種事故の $\gamma$ 線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、各種事故(原子炉冷却材喪失)相当の10倍を設定している。なお、格納容器雰囲気放射線モニタの計測範囲は $10^{-2} \sim 10^5$  (Sv/h)であり、上記のとおり設定した線量率の基準を原子炉停止7日後(168時間後)までの期間を超えて十分に検知することが可能である。

## 1 8. 重大事故時における原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁等手動操作時の被ばく線量

### (1) 評価概要

ベント操作に係る隔離弁の手動操作時は、ベントによって放出された放射性物質による放射線下の作業となるため、被ばく評価上、厳しい環境での操作が想定される。そのため、成立性を評価するために、ベント操作に係る隔離弁（サプレッションチェンバベント用出口隔離弁及び原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁）の手動操作場所において、開操作時の被ばく線量を評価する。

なお、本評価は、放射性よう素フィルタ追加設置に伴う設計変更前のフィルタベント除染係数を使用して評価したものであるため、今後の評価において設計値及び評価値を見直す予定である。

### (2) 評価経路

原子炉格納容器圧力逃がし装置を使用する際は、初めに外側に設置している原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁を開操作し、次に内側のサプレッションチェンバベント用出口隔離弁を開操作する手順としている。手動操作により原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁を開操作する際は、二次格納施設内からのガンマ線と原子炉格納容器から空気中に漏えいした放射性物質からの線量の影響を受ける。これに対し、サプレッションチェンバベント用出口隔離弁の開操作時には、ベントに伴い放出された放射性物質による放射線下の作業となるため、ベント開始前（原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁操作時）の被ばく経路に加え、ベン

トにより大気中に放出された放射性物質と、原子炉格納容器圧力逃がし装置等に付着した放射性物質の線量の影響を受けることになる。評価経路の詳細について表 18-1 に示す。

### (3) 評価地点

評価地点は、サプレッションチェンバメント用出口隔離弁及び原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁の手動操作場所（ユニハンドラ操作場所）とした。手動操作場所について図 18-1 及び図 18-2 に示す。

### (4) 評価条件

評価条件を表 18-2～表 18-5 に示す。

また、本評価は、放射性よう素フィルタ追加設置に伴う設計変更前のフィルタベント除染係数を使用して評価したものであるため、今後の評価において設計値及び評価値を見直す予定である。

### (5) 評価結果

ベント操作に係る隔離弁の手動操作時における外部被ばくの実効線量率を表 18-6 に示す。手動操作時には自給式呼吸器を着用するため、内部被ばくは考慮していない。

ベント開始前の実効線量は、移動時間を含む手動操作時間は約 1.3 時間であることを考慮すると、操作に係る実効線量は約 2.9mSv となる。

ベント中の実効線量は、移動時間を含む手動操作時間は約 2 時間であることを考慮すると、操作に係る実効線量は約 7.4mSv となる。

表 18-1 放射性物質による被ばく評価経路

評価経路	評価内容	ベント前 (原子炉格納容器 圧力逃がし装置 ベントライン 隔離弁操作時)	ベント中 (サプレッション チェンバベント 用出口隔離弁 操作時)
①二次格納施設内からの 直接ガンマ線による被 ばく	二次格納施設内に存在する放 射性物質からの直接ガンマ線 による実効線量	○	○
②大気中へ放出された放 射性物質のガンマ線に よる被ばく	原子炉建屋から大気中に漏え いした放射性物質からのガン マ線による実効線量	○	○
	ベントにより大気中に放出さ れた放射性物質からのガンマ 線による実効線量	—	○
③地表面に沈着した放射 性物質のガンマ線によ る被ばく	原子炉建屋から漏えいし地表 面に沈着した放射性物質から のガンマ線による実効線量	○	○
	ベントにより大気中に放出さ れ地表面に沈着した放射性物 質からのガンマ線による実効 線量	—	○
④操作場所(室内)に取り 込まれた放射性物質に よる被ばく	操作場所に侵入した放射性物 質(原子炉格納容器から漏えい したもの)による実効線量	○	○
	操作場所に侵入した放射性物 質(ベントに伴い環境中に放出 されたもの)による実効線量	—	○
⑤原子炉格納容器圧力逃 がし装置本体及び配管 からの直接ガンマ線に よる被ばく	ベント時に原子炉格納容器圧 力逃がし装置本体及び配管内 を通過する希ガス及び付着す る放射性物質からの直接ガン マ線による実効線量	—	○

表 18-2 放射性物質の大気中への放出量評価条件

項目	評価条件	選定理由
評価事象	大破断 LOCA 時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失	格納容器破損モードの中で、事象進展が最も厳しい事故シーケンスを選定
原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力
よう素の形態	粒子状よう素：5% 無機よう素：91% 有機よう素：4%	R. G. 1. 195 <sup>*1</sup> に基づき設定
原子炉格納容器等への無機よう素の沈着速度	$9.0 \times 10^{-4}$ (1/s) (DF200 まで)	CSE 実験 <sup>*2</sup> に基づき設定
原子炉格納容器からの漏えい率	2Pd：1.3%/day	AEC <sup>*3</sup> モデルに基づき設定
サプレッションチェンバプール水による無機よう素の除染係数	5	S. R. P. 6. 5. 5 <sup>*4</sup> に基づき設定
原子炉建屋の漏えい率	0.2 回/day	代表性のある 2012 年の敷地内気象データと設計値から保守的に設定
原子炉格納容器圧力逃がし装置による除染係数	粒子状放射性物質：1000 無機よう素：100 有機よう素：1	設計値 <sup>*5</sup>
放射性物質の自然減衰	考慮する	放出までの自然減衰を考慮

- ※1 Regulatory Guide 1.195 “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light-Water Nuclear Power Reactors”
- ※2 R. K. Hilliard, A. K. Postma, J. D. McCormack and L. F. Coleman, “Removal of Iodine and Particles by Sprays in the Containment Systems Experiment,” Nucl. Technol. Vol. 10, p499-519(1971)
- ※3 ORNL-NSTC-26, Safety standards, Criteria, And Guides For The Design, Location, Construction, And Operation Of Reactors, 1966, U. S. AEC
- ※4 Standard Review Plan 6. 5. 5, “Pressure Suppression Pool as a Fission Product Cleanup System”, Rev. 1, 3/2007
- ※5 本設計値は、放射性よう素フィルタ追加設置に伴う設計変更前の数値であり、今後の評価において設計値及び評価値を見直す予定

表 18-3 放射性物質の大気拡散の評価条件

項目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」(以下、「気象指針」という。)に示されたとおり設定
気象データ	女川原子力発電所における1年間の気象データ(2012.1~2012.12)	建屋影響を受ける大気拡散評価を行うため地上風(地上約10m)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年間の気象資料を使用
放出箇所	原子炉建屋からの漏えい： ブローアウトパネル	放出箇所を考慮し設定
	格納容器ベント： 原子炉格納容器 圧力逃がし装置排気管	
実効放出継続時間	原子炉建屋からの漏えい：72時間	「気象指針」に基づき設定
	格納容器ベント：1時間	
累積出現頻度	小さい方から累積して97%	「気象指針」に基づき設定
建屋の影響	考慮する	「原子力発電所中央制御室の居住性に係る被ばく評価手法について(内規)」に基づき、建屋の影響を考慮
巻き込みを生じる代表建屋	2号炉原子炉建屋	放出源から最も近く、巻き込みの影響が最も大きい建屋として選定
大気拡散評価点	ベント操作に係る隔離弁の 手動操作地点	設計に基づき設定 (図 18-1, 図 18-2 参照)
放出箇所から評価点までの距離	原子炉建屋からの漏えい：28m	設計に基づき設定
	格納容器ベント：58m	
着目方位	原子炉建屋からの漏えい：9方位 WNW~NNE~ESE	放出点が巻き込みを考慮する建屋の拡散領域内にあるため、放出点が評価点の風上となる180°を対象とした
	格納容器ベント：9方位 NNW~ENE~SSE	
建屋投影面積	2,050m <sup>2</sup>	地上から上方の建屋の投影面積のうち、最小面積を使用
形状係数	1/2	「原子力発電所中央制御室の居住性に係る被ばく評価手法について(内規)」に基づき設定

表 18-4 呼吸及び地表面への沈着速度の条件

項目	評価条件	選定理由
自給式呼吸器	着用 (内部被ばくを考慮しない)	実運用に合わせて設定
地表への沈着速度	希ガス : 沈着なし 有機よう素 : 0.004 cm/s その他 : 1.2 cm/s	線量目標値評価指針を参考に、湿性沈着を考慮して乾性沈着速度(有機よう素:0.001cm/s,その他0.3cm/s)の4倍を設定。有機よう素の乾性沈着速度はNRPB-R322 <sup>※1</sup> から、その他はNUREG/CR-4551 Vol.2 <sup>※2</sup> を基に設定

※1 NRPB- R322-Atmospheric Dispersion Modelling Liaison Committee Annual Report, 1998-99

※2 NUREG/CR-4551 Vol.2"Evaluation of Severe Accident Risks: Quantification of Major Input Parameters"

表 18-5 隔離弁の遠隔手動操作場所の被ばく評価条件

項目	評価条件	選定理由
評価点	ベント操作に係る隔離弁の 手動操作地点	設計に基づき設定
空間容積	原子炉格納容器圧力逃がし 装置ベントライン隔離弁 遠隔手動操作場所 : 1,860m <sup>3</sup>	設計値
	サブプレッションチェンバ ベント用出口隔離弁 遠隔手動操作場所 : 1,540m <sup>3</sup>	
遮蔽厚さ	原子炉格納容器圧力逃がし 装置ベントライン隔離弁 遠隔手動操作場所 二次格納施設 : 1200mm 外壁 : 800mm	設計値
	サブプレッションチェンバ ベント用出口隔離弁 遠隔手動操作場所 二次格納施設 : 1600mm 外壁 : 1800mm	
大気中からの 空気流入量	0.2回/day	女川原子力発電所における2012年の敷地内気象データにおける累積出現頻度97%の風速から求めた原子炉建屋の漏えい率を基に設定

表 18-6 原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁等の

手動操作時における被ばく評価結果

項 目	ベント前の実効線量率 <sup>※1, 2</sup> (原子炉格納容器圧力 逃がし装置ベントライン 隔離弁操作時) [mSv/h]	ベント中の実効線量率 <sup>※1, 2</sup> (サブプレッションチェンバベ ント用出口隔離弁操作時) [mSv/h]
① 二次格納施設内からの 直接ガンマ線による被ばく	$2.1 \times 10^{-1}$	$5.1 \times 10^{-2}$
② 大気中へ放出された放射性 物質のガンマ線による被ば く	$5.7 \times 10^{-5}$	$2.8 \times 10^{-5}$
③ 地表面に沈着した放射性物 質のガンマ線による被ばく	$4.8 \times 10^{-4}$	$1.4 \times 10^{-3}$
④ 操作場所（室内）に取り込 まれた放射性物質による被 ばく	2.0	3.7
⑤ 原子炉格納容器圧力逃がし 装置本体及び配管からの直 接ガンマ線による被ばく	—	$6.5 \times 10^{-5}$
合 計 (①+②+③+④+⑤)	約 2.2	約 3.7

- ※1 原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁等の手動操作時は、自給式呼吸器を着用するため、内部被ばくは考慮していない。
- ※2 本実効線量率は、放射性よう素フィルタ追加設置に伴う設計変更前の数値であり、今後の評価において設計値及び評価値を見直す予定

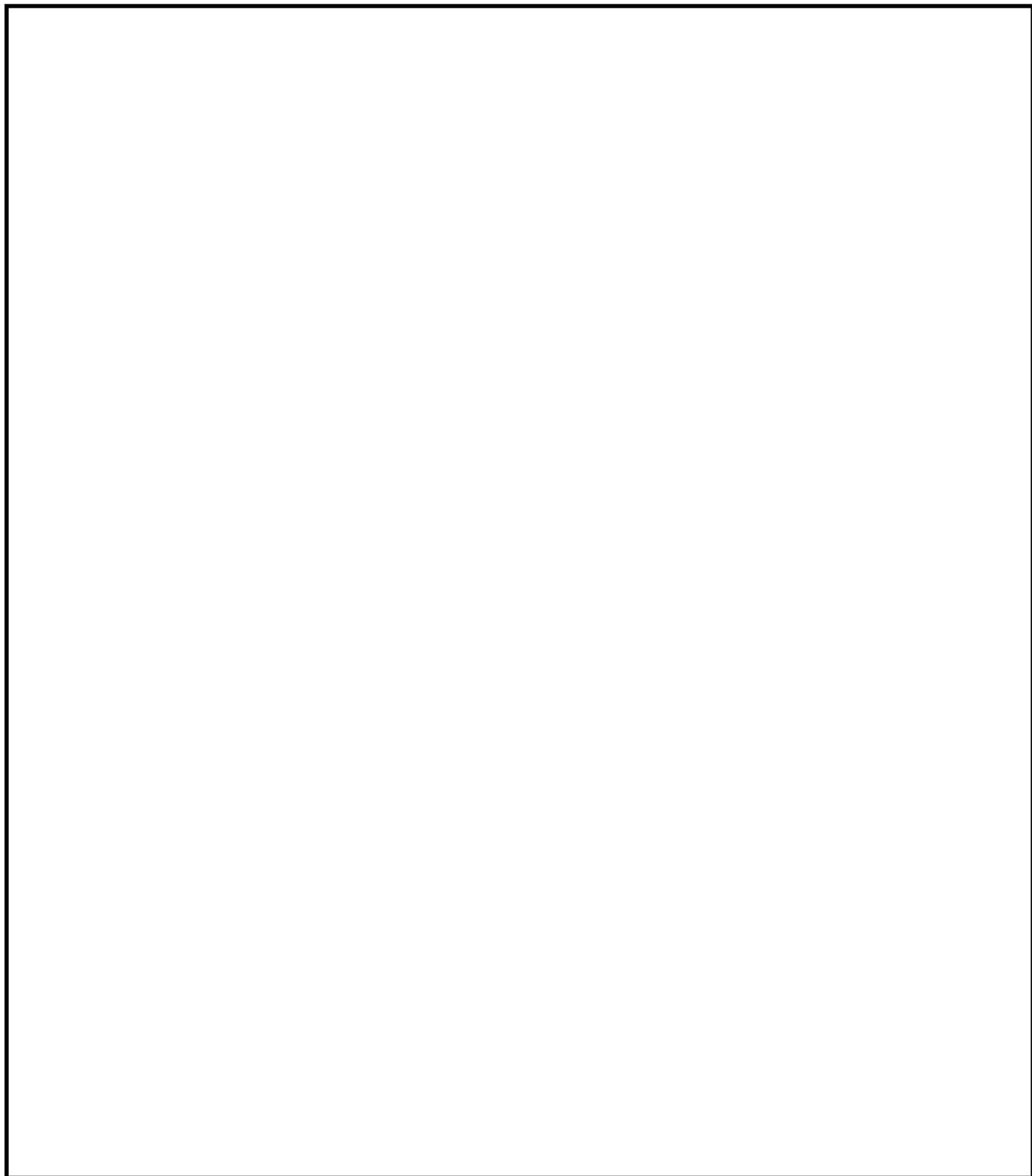


図 18-1 サプレッションチェンバメント用出口隔離弁 遠隔手動操作場所

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

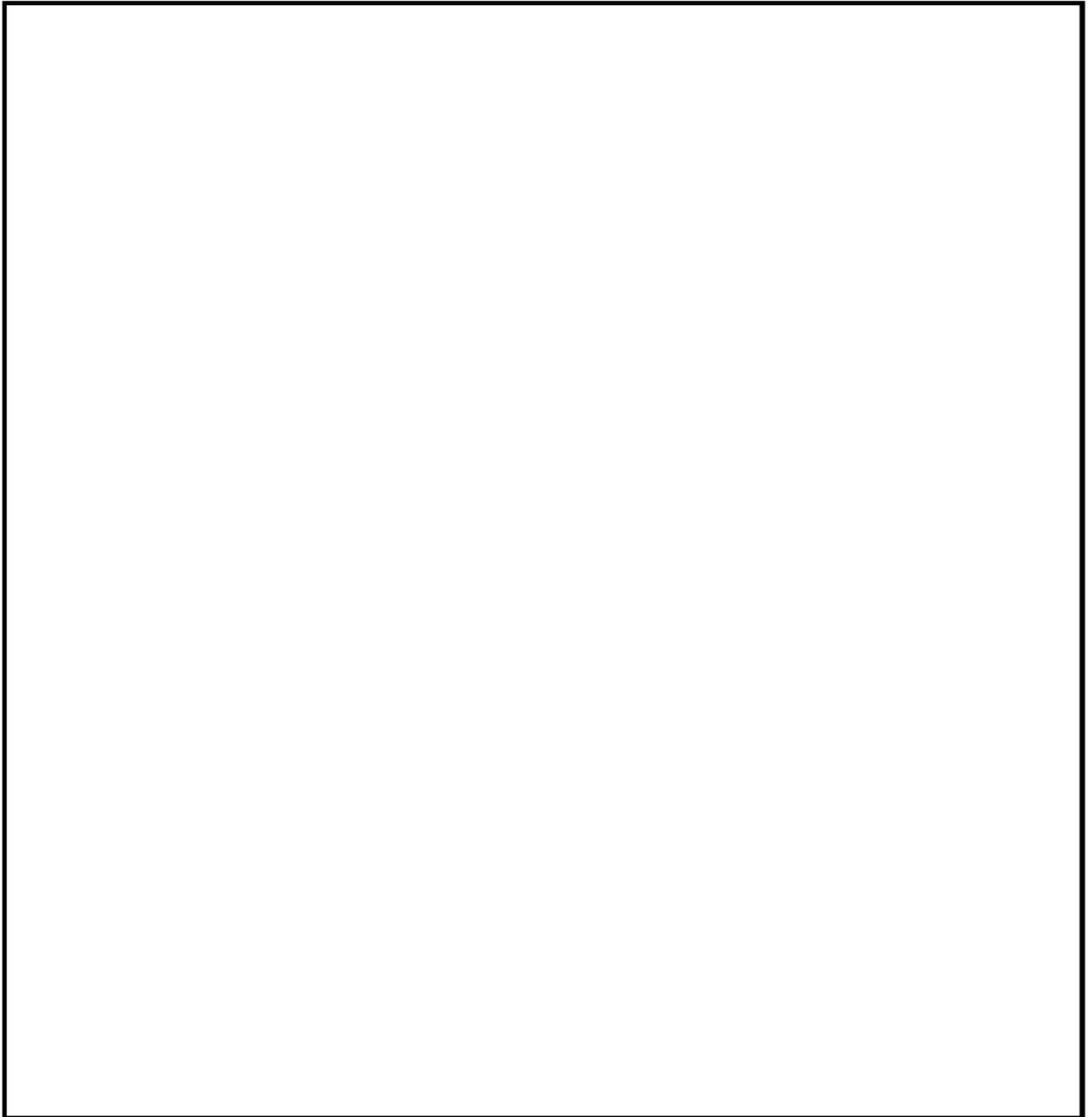


図 18-2 原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁 遠隔手動操作場所

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 24. 重要事故シーケンス等の選定

### 24.1 炉心損傷事故シーケンスと炉心損傷防止対策及び重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループ	事故シーケンス (◎は選定した重要事故シーケンス)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
高圧・低圧注水機能喪失	◎ ①過渡事象＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)</li> <li>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</li> <li>原子炉補機代替冷却系</li> <li>原子炉格納容器圧力逃がし装置</li> </ul>	低	高	高	高	<p>&lt;aの観点&gt; サポート系喪失を起因とした⑤、⑥が「中」であるが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限されるものではない。</p> <p>&lt;bの観点&gt; 「高」と考えた①、②のシーケンスを抽出。</p> <p>&lt;cの観点&gt; 「高」と考えた①、③、⑤のシーケンスを抽出。</p> <p>&lt;dの観点&gt; 頻度が支配的である①を抽出。</p> <p>以上より、 <b>◎「過渡事象＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗」</b>を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>【重要事故シーケンスに対する対策の代表性】 「高圧代替注水系」は、RCICと同等の注水能力を持つタービン駆動の注水系である。HPCSとは独立しており、RCICとは異なる区分の電源を動力源としているため、高圧ECCS失敗時の炉心損傷防止対策として有効である。 「低圧代替注水系(常設)」は、低圧ECCSとは独立したMUWCポンプを用いて注水を行うため、低圧ECCS失敗時の炉心損傷防止対策として全シーケンスに対して有効である。 なお、SRV再閉失敗を含むシーケンスでは、蒸気流出が生じることから対策として期待することができないが、この場合は、低圧状態に移行していることから、「低圧代替注水系(常設)」による注水に期待できる。</p> <p>以上より、重要事故シーケンスに対する対策「高圧代替注水系」及び「低圧代替注水系(常設)」は、「高圧・低圧注水機能喪失」の事故シーケンスグループに対して、代表性を有する。</p>
	②過渡事象＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗		低	高	低	中	
	③手動停止＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗		低	低	高	低	
	④手動停止＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗		低	低	低	低	
	⑤サポート系喪失＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗		中	低	高	低	
	⑥サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗		中	低	低	低	
高圧注水・減圧機能喪失	◎ ①過渡事象＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系</li> <li>代替自動減圧機能</li> </ul>	低	高	高	高	<p>&lt;aの観点&gt; 「サポート系喪失」が発生した場合、共通原因故障又は系統間の機能喪失の依存性があるため、「中」とした。また、「過渡事象」及び「手動停止」については、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。</p> <p>&lt;bの観点&gt; 「過渡事象(全給水喪失)」は原子炉水位低(レベル3)が起点となり、事象進展が早いことから、「高」とした。一方、「手動停止」及び「サポート系喪失」については、通常水位から原子炉停止に至るため、過渡事象より事象進展が遅いことから、「低」とした。</p> <p>&lt;cの観点&gt; 原子炉注水失敗事象において余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなるため着眼点bと同じとした。</p> <p>&lt;dの観点&gt; 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高い事故シーケンスについて、「高」とした。また、事故シーケンスグループのうち最もCDFの高い事故シーケンスのCDFに対して10%以上の事故シーケンスについて、「中」とし、10%未満の事故シーケンスについて、「低」とした。</p> <p>以上より、 <b>◎「過渡事象＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗」</b>を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>【重要事故シーケンスに対する対策の代表性】 「代替自動減圧機能」は、本事故シーケンスグループにおける全てのシーケンスに対する炉心損傷防止対策として有効である。これは、「高圧注水・減圧機能喪失」の事故シーケンスグループに分類される全ての事故シーケンスにおいて、「原子炉手動減圧失敗」のカットセットが含まれるためである。</p> <p>以上より、重要事故シーケンスに対する対策「代替自動減圧機能」は、「高圧・低圧注水機能喪失」の事故シーケンスグループに対して、代表性を有する。</p>
	②手動停止＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗		低	低	低	低	
	③サポート系喪失＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗		中	低	低	低	

事故シナリオグループ	事故シナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方				重要事故シナリオ
			a	b	c	d	
全交流動力 電源喪失	◎ ①外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗		高	中	中	高	<aの観点> 全シナリオで共通であるため選定理由から除外した。 <b, cの観点> 事象発生後の余裕時間の点では②～④が厳しいが、②～④において高圧代替注水系による注水や、常設代替直流電源設備によってRCICを運転する場合、事象発生直後からタービン駆動の高圧注水系で対応し、除熱を実施することとなり、①～⑤の事象進展に差異は表れない。 <dの観点> 頻度が支配的である①を抽出。  以上に加え、審査ガイド記載の解析条件（「交流動力電源は24時間使用できないものとする。」）を考慮し、 <b>①「外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗」</b> を重要事故シナリオとして選定。  <b>【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】</b> ・②「外部電源喪失 + DG失敗 + SRV再閉失敗 + HPCS失敗」については、①の事故シナリオに「SRV再閉失敗」を加えている点が異なる。「SRV再閉失敗」については、①の事故シナリオに対する対策である「低圧代替注水系(常設)」により対応できることから、①の重要事故シナリオに包絡されている。 ・③「外部電源喪失 + DG失敗 + 高圧ECCS失敗」については、①の事故シナリオとは、「高圧ECCS失敗」を含んでいる点が異なる。「高圧ECCS失敗」を含んでいることから、①の事故シナリオと異なり、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水ができないが、①の事故シナリオに対する対策である「常設代替交流電源設備」及び「低圧代替注水系(常設)」により対応できることから、①の重要事故シナリオに包絡されている。 ・④「外部電源喪失 + 直流電源喪失 + HPCS失敗」については、①の事故シナリオに対する対策を実行するため、「可搬型代替直流電源設備」による直流電源の復旧、又は、「高圧代替注水系(現場による手動起動)」による原子炉への注水が必要となる。本シナリオは、①のシナリオにおいて直流電源復旧操作の有効性を確認することで、①の重要事故シナリオに包絡されている。  <b>【重要事故シナリオに対する対策の代表性】</b> ・①「外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗」に対する対策 「原子炉隔離時冷却系」は、交流電源が喪失した場合においても注水が可能であり、全交流動力電源喪失時の炉心損傷防止対策として有効である。また、所内常設蓄電直流電源設備により電源供給することにより、注水継続時間の延長が可能となる。 「低圧代替注水系(常設)」は、低圧ECCSとは独立したMUWCポンプを用いて注水を行うため、低圧ECCS失敗時の炉心損傷防止対策として全シナリオに対して有効である。 「常設代替交流電源設備」はDG失敗を含む全てのシナリオに対して電源復旧手段として有効である。 なお、SRV再閉失敗を含むシナリオでは、蒸気流出が生じることから対策として期待することができないが、この場合は、低圧状態に移行していることから、「低圧代替注水系(常設)」による注水に期待できる。  以上より、重要事故シナリオに対する対策「原子炉隔離時冷却系」「低圧代替注水系(常設)」「常設代替交流電源設備」は、「全交流動力電源喪失」の事故シナリオグループに対して代表性を有する。
	②外部電源喪失 + DG失敗 + SRV再閉失敗 + HPCS失敗	・原子炉隔離時冷却系 (所内常設蓄電直流電源設備による電源供給) ・手動減圧 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設)	高	高	高	低	
	③外部電源喪失 + DG失敗 + 高圧ECCS失敗	・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉補機代替冷却系 ・原子炉格納容器代替圧力逃がし装置  <b>【直流電源喪失の対策】</b> ・可搬型代替直流電源設備 又は ・高圧代替注水系 (現場による手動起動)	高	高	高	低	
	④外部電源喪失 + 直流電源喪失 + HPCS失敗	<b>【津波起因時の対策】</b> ・津波による浸水防止対策	高	高	高	低	
	⑤原子炉建屋外壁機能喪失 (外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗)		高	低	中	低	

事故シナリオグループ	事故シナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方				重要事故シナリオ
			a	b	c	d	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①過渡事象+崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起回事象を含む)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</li> <li>原子炉補機代替冷却系</li> <li>原子炉格納容器圧力逃がし装置</li> </ul>	高	高	高	高	<p>&lt;aの観点&gt; 「高」と考えた①、②のシナリオを抽出。 &lt;b, cの観点&gt; 「高」と考えた①、②、⑦、⑧のシナリオを抽出。ただし、⑦、⑧のシナリオについては、LOCAから派生したシナリオであり、崩壊熱除去機能喪失に対する対策の有効性を確認するシナリオとしては適切でないと考え、他の事故シナリオグループで評価を行う。 &lt;dの観点&gt; 頻度が支配的である①を抽出。</p> <p>以上より、 <b>①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」</b> を重要事故シナリオとして選定。 崩壊熱除去機能喪失としては、審査ガイドに従い、「取水機能が喪失した場合」及び「残留熱除去系が故障した場合」を想定することとした。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】 ・②「過渡事象+SRV再開失敗+崩壊熱除去失敗」については、①の事故シナリオに「SRV再開失敗」を加えている点が異なる。「SRV再開失敗」については、①の事故シナリオに対する対策である「低圧代替注水系(常設)」により対応できることから、①の重要事故シナリオに包絡されている。 ・⑦⑧の事故シナリオについては、LOCAを起回事象としている点が、①の事故シナリオと異なる。LOCAを起回事象とするシナリオについては、高圧ECCS又は低圧ECCSによる原子炉注水を実施後、①の事故シナリオに対する対策である「原子炉補機代替冷却系」又は「原子炉格納容器圧力逃がし装置」により対応できることから、①の重要事故シナリオに包絡されている。なお、LOCAに伴う水位低下の影響については、高圧ECCS及び低圧ECCSの機能喪失を含めて事故シナリオグループ「LOCA時注水機能喪失」において評価する。</p> <p>【重要事故シナリオに対する対策の代表性】 「原子炉補機代替冷却系」は、取水機能の喪失による補機冷却系喪失において、残留熱除去系の機能を復旧することができることから、炉心損傷防止対策として有効である。 「原子炉格納容器圧力逃がし装置」は、取水機能の喪失及び残留熱除去系の故障において、残留熱除去系とは異なる原理により格納容器の除熱を行うことができることから炉心損傷防止対策として有効である。</p> <p>以上より、重要事故シナリオに対する対策「原子炉補機代替冷却系」及び「原子炉格納容器圧力逃がし装置」は、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シナリオグループに対して、それぞれ代表性を有することから、「取水機能が喪失した場合」及び「残留熱除去系が故障した場合」について重要事故シナリオとして評価する。</p>
	②過渡事象+SRV再開失敗+崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起回事象を含む)		高	高	高	低	
	③手動停止+崩壊熱除去失敗		低	低	低	低	
	④手動停止+SRV再開失敗+崩壊熱除去失敗		低	低	低	低	
	⑤サポート系喪失+崩壊熱除去失敗		中	低	低	低	
	⑥サポート系喪失+SRV再開失敗+崩壊熱除去失敗		中	低	低	低	
	⑦中小LOCA+崩壊熱除去失敗		低	高	高	低	
	⑧大LOCA+崩壊熱除去失敗		低	高	高	低	

事故シナリオグループ	事故シナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方				重要事故シナリオ
			a	b	c	d	
原子炉 停止機能喪失	◎ ①過渡事象+原子炉保護系失敗		低	高	高	高	<p>&lt;a, b, cの観点&gt; 全シナリオに共通であるため選定理由から除外した。 &lt;dの観点&gt; 最も頻度が支配的である①を抽出。</p> <p>以上より、 <b>①「過渡事象+原子炉保護系失敗」</b>を重要事故シナリオとして選定。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】 ・②③の事故シナリオについては、LOCAを起因事象としている点が、①の事故シナリオと異なる。LOCAを起因とするシナリオについては、崩壊熱除去機能の代替手段も含めて事故シナリオグループ「LOCA時注水機能喪失」において評価する。</p>
	②中小LOCA+原子炉保護系失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能</li> <li>ほう酸水注入系</li> <li>制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による自動減圧系作動阻止</li> <li>高圧ECCS</li> <li>残留熱除去系</li> <li>代替制御棒挿入機能</li> </ul>	低	高	高	低	<p>&lt;aの観点&gt; 「過渡事象」及びLOCAについては、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。 &lt;bの観点&gt; 「過渡事象(主蒸気隔離弁閉)」は、反応度投入に伴う出力抑制の観点で厳しいことから、「高」とした。また、LOCAについては、水位低下の観点で事象進展が早いから、「高」とした。 &lt;cの観点&gt; 原子炉停止に失敗した場合、いずれのシナリオにおいても原子炉出力状態が維持されるため、必要な設備容量は大きいと考え、「高」とした。 &lt;dの観点&gt; 事故シナリオグループの中で最もCDFの高い事故シナリオについて、「高」とした。また、事故シナリオグループのうち最もCDFの高い事故シナリオのCDFに対して10%以上の事故シナリオについて、「中」とし、10%未満の事故シナリオについて、「低」とした。</p>
	③大LOCA+原子炉保護系失敗		低	高	高	低	<p>&lt;aの観点&gt; 全シナリオに共通であるため選定理由から除外した。 &lt;b, cの観点&gt; 「高」と考えた①のシナリオを抽出。 &lt;dの観点&gt; 頻度が支配的である②を抽出。</p> <p>以上に加え、審査ガイド記載の解析条件（「低圧注水機能として低圧ECCSの機能喪失を仮定する」）、また、原子炉自動減圧失敗及び崩壊熱除去機能喪失の重畳を考慮し、 <b>①「中小LOCA+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗」+原子炉自動減圧失敗+崩壊熱除去機能喪失</b>を重要事故シナリオとして選定。</p>
LOCA時 注水機能喪失	◎ ①中小LOCA+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗		低	高	高	中	<p>&lt;aの観点&gt; LOCAについては、系統間機能喪失の依存性が低いことから、「低」とした。 &lt;bの観点&gt; LOCAについては、事象進展が早いから、「高」とする。なお、低圧ECCS失敗を含まない事故シナリオについては、十分な台数が備えられているSRVを用いた手動減圧により低圧ECCSに期待でき、かつ設備容量の大きい低圧ECCSに期待できるため手動減圧の余裕時間を大きく取れることから「中」とした。 &lt;cの観点&gt; 減圧に用いるSRVは十分な台数が備えられている一方、低圧注水の代替となる設備は、注水設備容量が低圧ECCSに比べ少ないため、低圧ECCS失敗を含むシナリオを「高」とし、原子炉自動減圧失敗を含むシナリオを「中」とした。 &lt;dの観点&gt; 事故シナリオグループの中で最もCDFの高い事故シナリオについて、「高」とした。また、事故シナリオグループのうち最もCDFの高い事故シナリオのCDFに対して10%以上の事故シナリオについて、「中」とし、10%未満の事故シナリオについて、「低」とした。</p>
	②中小LOCA+高圧ECCS失敗+原子炉自動減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)</li> </ul>	低	中	中	高	<p>【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】 ・②の事故シナリオについては、原子炉自動減圧に失敗している点が、①の事故シナリオと異なる。「原子炉自動減圧失敗」については、重要事故シナリオにおいて重畳を考慮しているため、重要事故シナリオに包絡されている。</p> <p>【重要事故シナリオに対する対策の代表性】 「高圧代替注水系」は、RCICと同等の注水能力を持つタービン駆動の注水系である。HPCSとは独立しており、RCICとは異なる区分の電源を動力源としているため、高圧ECCS失敗時の炉心損傷防止対策として有効である。 「低圧代替注水系(常設)」は、低圧ECCSとは独立したMWCポンプを用いて注水を行うため、低圧ECCS失敗時の炉心損傷防止対策として全シナリオに対して有効である。 以上より、重要事故シナリオに対する対策「高圧代替注水系」及び「低圧代替注水系(常設)」は、「LOCA時注水機能喪失」の事故シナリオグループに対して代表性を有する。</p>

事故シナリオ グループ	事故シナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方				重要事故シナリオ	
			a	b	c	d		備考 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シナリオ)
格納容器 バイパス (ISLOCA)	◎ ①ISLOCA	<ul style="list-style-type: none"> <li>減圧による漏えい低減</li> <li>隔離操作</li> <li><u>原子炉隔離時冷却系</u></li> <li><u>低圧ECCS</u></li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	<p>◎「ISLOCA」を重要事故シナリオとして選定。</p> <p>格納容器バイパスに至る事故シナリオは①のシナリオのみであり、対策により炉心損傷防止が期待できる。</p> <p>【重要事故シナリオに対する対策の代表性】 「原子炉隔離時冷却系」は、ISLOCAに伴う冷却材の流出時において、原子炉への注水による炉心損傷防止に必要となるため、炉心損傷防止対策として有効である。</p> <p>以上より、重要事故シナリオに対する対策「原子炉隔離時冷却系」は、「格納容器バイパス (ISLOCA)」の事故シナリオグループに対して代表性を有する。</p>

24.2.1 格納容器破損防止対策の評価対象とするプラント損傷状態 (PDS) の選定

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しい PDS の考え方	評価対象と選定した PDS
雰囲気圧力・温度による 静的負荷 (格納容器過圧破損)	2.0E-05	TQUV	0.0%	<b>【事象進展緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさの観点】</b> ・LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いいため、緩和操作のための時間余裕が短い。 ・破断口から格納容器ドライウェルへ直接冷却材のブローダウンが起こるため、圧力上昇が厳しい。 ・炉心水位の低下・炉心露出が早いため、早期のジルコニウム-水反応による大量の水素発生により、圧力上昇が厳しい。これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (崩壊熱除去機能喪失 TW) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX であり、寄与割合は約 100%であるが、LOCA と比較して温度上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。なお、TQUX については、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードに対して厳しく、評価対象として選定している。  以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シーケンスである AE に TW を加え、過圧への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。	AE+TW
		TQUX	100.0%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	<0.1%		
		TBP	<0.1%		
		AE	0.0%		
		S1E	0.0%		
		S2E	0.0%		
雰囲気圧力・温度による 静的負荷 (格納容器過温破損)	8.8E-13	TQUV	0.0%	<b>【事象進展緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさの観点】</b> ・LOCA は一次冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く事故進展が早いいため、緩和操作のための時間余裕が短い。 ・炉心損傷に伴って発生する高温のガスが、破断口より直接格納容器に放出されるため、温度上昇が厳しい。これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (崩壊熱除去機能喪失 TW) を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間が厳しくなる。またこのことにより、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)」の破損モードに対する寄与割合の大きい PDS は、TQUX、TBU 及び TBP である。TQUX の寄与割合が 97.6%と高いが、LOCA と比較して温度上昇が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードの評価対象として選定していない。  以上より、炉心損傷防止対策が困難な事故シーケンスである AE に TW を加え、過温への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。	AE+TW
		TQUX	97.6%		
		長期 TB	0.0%		
		TBD	0.0%		
		TBU	1.2%		
		TBP	1.2%		
		AE	0.0%		
		S1E	0.0%		
		S2E	0.0%		
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	—	—	<b>【事象進展緩和の余裕時間の厳しさの観点】</b> ・原子炉が高圧の状態での炉心損傷に至るシーケンスは、長期 TB、TBU、TBD、S2E 及び TQUX である。 ・事象初期において RCIC による冷却が有効な長期 TB と比べ、減圧までの時間余裕の観点で TBU、TBD、S2E 及び TQUX が厳しい。 ・高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX、TBD、TBU 及び S2E に PDS 選定上の有意な違いは無い。 ・「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の破損モードについては、格納容器圧力と格納容器破損確率のフラジリティの設定、確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリング、パラメータと格納容器圧力ピーク値との因果関係から格納容器ピーク圧力求め、格納容器フラジリティを参照することで評価している。評価の結果、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損確率は、極めて低いため、本評価においては、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」は発生しないものとしている。  以上より、事象進展が早く、炉心損傷時の圧力が高く厳しい事故シーケンスである TQUX を代表として選定する。原子炉圧力容器破損に至る事象を想定するため、原子炉減圧後の低圧注水機能喪失を考慮する。	TQUX

解釈で想定する格納容器 破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	破損モード内 CFF に対する割合 (%)	最も厳しいPDS の考え方	評価対象と選定した PDS
原子炉圧力容器外の 溶融燃料 /冷却材相互作用	4. 7E-15	TQUV	0. 0%	<p>【事象(FCI における発生エネルギーの大きさ)の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>FCI による発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、溶融炉心の保有エネルギーが大きい程大きくなるが、溶融炉心の重量及び保有エネルギーが大きくなるのは、低圧シーケンス (TQUV あるいは LOCA) となる。</li> <li>LOCA は、炉内での蒸気の発生状況の差異から、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧シーケンスより小さくなり*、溶融炉心の内部エネルギーが小さくなると考えられる。また、FCI は低水温でより厳しくなるため破断水(飽和水) がベDESTAL部に滞留する LOCA は対象外とする。</li> <li>過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。</li> <li>TQUV は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がベDESTALに落下する。</li> <li>「原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きいPDS は、TQUX 及び S1E である。TQUX の寄与割合が 74. 3%と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さくなると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。S1E の寄与割合が 23. 3%と高いが、ベDESTAL部に破断水の滞留が生じると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。</li> </ul> <p>以上より、TQUV が最も厳しいPDS となる。 なお、FCI をより厳しい低水温条件とするため、ベDESTAL事前水張りを想定した。 *LOCA 事象は一次冷却材流出を伴い、発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスよりも少ないため。</p>	TQUV
		TQUX	74. 3%		
		長期 TB	0. 0%		
		TBD	0. 0%		
		TBU	0. 9%		
		TBP	0. 9%		
		AE	0. 3%		
		S1E	23. 3%		
		S2E	0. 3%		
溶融炉心・コンクリート 相互作用	1. 1E-10	TQUV	25. 4%	<p>【事象(MCCI に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>MCCI の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高圧の状態が維持される TQUX 及び TBD, TBU, 長期 TB を選定対象から除外した。</li> <li>原子炉圧力容器が低圧破損に至る事象として、TQUV (TQUX における炉心損傷後の手動減圧を含む)、中 LOCA (S1E) 及び大 LOCA (AE) が挙げられる。</li> <li>LOCA はベDESTALへの冷却材の流入の可能性があり、MCCI の観点で厳しい事象ではないと考えられるため、選定対象から外した。</li> <li>TQUV は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくかつ大量の溶融炉心がベDESTALに落下する。</li> <li>「溶融炉心・コンクリート相互作用」の破損モードに対する寄与割合の大きいPDS は、長期 TB, TQUV 及び TQUX である。長期 TB の寄与割合が 54. 2%と高いが、事象進展が遅く格納容器破損防止対策を講じる時間余裕があると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。TQUX の寄与割合が 12. 5%と高いが、高圧シーケンスであり溶融炉心の重量及び保有エネルギーが小さくなると考えられることから、本破損モードに対する評価対象として選定していない。</li> </ul> <p>以上より、TQUV が最も厳しいPDS となる。 なお、MCCI の緩和のため、原子炉圧力容器破損前のベDESTAL事前水張りを想定した。</p>	TQUV
		TQUX	12. 5%		
		長期 TB	54. 2%		
		TBD	4. 0%		
		TBU	0. 6%		
		TBP	0. 4%		
		AE	<0. 1%		
		S1E	2. 9%		
		S2E	<0. 1%		
水素燃焼	0. 0E+00	—	—	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>審査ガイド 3. 2. 3(4)b. (a) では「PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、女川 2 号炉は格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため、可燃限界への到達が早いと考えられるシーケンスを考慮し、有効性評価では 7 日以内に可燃限界に至らないことを示す。</li> </ul> <p>【事象の厳しさ(酸素濃度の上昇の早さ)の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれていることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。</li> <li>酸素濃度を厳しく見積もる観点では、水素発生量が少ない(相対的に酸素濃度が大きくなる)シーケンスが厳しい。</li> <li>LOCA では、炉内での蒸気の発生状況の差異から、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧シーケンスより小さく、水素発生量が小さい。</li> </ul> <p>以上より、AE に TW を加えた PDS を代表として選定した。 なお、RHR 機能は低圧 ECCS と設備共用しているため、RHR 機能が使用できない崩壊熱除去機能喪失 TW を加えた。</p>	AE+TW

24. 2. 2 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	最も 厳しい PDS	事故シーケンス	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	AE+TW	大 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+ (デブリ冷却成功) +長期冷却失敗	○	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却, 格納容器圧力逃がし装置による除熱	格納容器への負荷が大きいシーケンスを選定することを主眼として, 評価対象である AE を代表する「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」に加え, 崩壊熱除去機能喪失 TW を重畳したシーケンスを選定した。
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	AE+TW	大 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗 +格納容器注水失敗	○		
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	TQUX	過渡事象+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH 発生	○	原子炉圧力容器破損までに手動操作にて原子炉を減圧	評価対象である TQUX を代表するシーケンスとして, 「過渡事象+高圧注入失敗+手動減圧失敗」のシーケンスを選定した。
		手動停止+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH 発生			
		サポート系喪失+高圧注入失敗+手動減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+DCH 発生			
原子炉圧力容器外の溶融燃料 /冷却材相互作用	TQUV	過渡事象+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生	○	発生エネルギーが小さく格納容器圧力バウンダリの機能は喪失しないため防止対策は実施しない	評価対象である TQUV を代表するシーケンスとして, 「過渡事象+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗」に加え, 破損前のペDESTAL 事前水張りを想定したシーケンスを選定した。
		過渡事象+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生			
		手動停止+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生			
		手動停止+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生			
		サポート系喪失+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生			
		サポート系喪失+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生			
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQUV	過渡事象+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗	○	溶融炉心の冷却の寄与に十分な格納容器下部の水量及び水位を確保, かつ, 溶融炉心の落下後に崩壊熱等を十分に上回る原子炉格納容器下部注水系 (常設) による注水	評価対象である TQUV を代表するシーケンスとして, 「過渡事象+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗」のシーケンスを選定した。
		過渡事象+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗			
		手動停止+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗			
		手動停止+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗			
		サポート系喪失+高圧注入失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗			
		サポート系喪失+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+損傷炉心冷却失敗+(格納容器注水成功)+デブリ冷却失敗			
水素燃焼	AE+TW	大 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+(損傷炉心冷却成功) +(格納容器注水成功)+長期冷却失敗	○	窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化	格納容器への負荷が大きいシーケンスを選定することを主眼として, 評価対象である AE を代表する「大破断 LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」に加え, 崩壊熱除去機能喪失 TW を重畳, さらに酸素/水素混合気の PCV ベントによる事象収束を想定したシーケンスを選定した。

## 25. ドライウェル水位の上昇による計測設備等への影響について

外部水源による原子炉への注水，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイ等を継続した場合，サブプレッションチェンバの水位が上昇し，真空破壊装置の水没以降はベント管への逆流によりドライウェルの水位が上昇する。外部水源注水量限界（3,800 m<sup>3</sup>）に到達した場合，ドライウェルの水位はドライウェル床面（O.P. 1150）から最大約 4m（O.P. 約 5150）の高さとなる。重大事故等時にドライウェル水位の上昇の影響を受ける機器として，計測設備への影響を評価する。

ドライウェル内に設置する重大事故等時に使用する計測設備のうち，ドライウェル水位が約 4m（O.P. 約 5150）になった場合に水没する計器としては，複数ある格納容器内温度計（ドライウェル）の一部及び格納容器下部水位計がある。格納容器内温度計（ドライウェル）及び格納容器下部水位計については，検出器から電気配線貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで水没により計測不能とならない設計としており，また，水没する格納容器内温度計（ドライウェル）は水位が低下することにより，ドライウェルの雰囲気温度を測定することが可能となる。

表 25-1 に重大事故等時に使用するドライウェル内の計測設備の設置高さ，図 25-1 に重大事故等時に使用するドライウェル内の計測設備の配置図を示す。

表 25-1 重大事故等時に使用するドライウエル内の計測設備の設置高さ

計測設備 (※1)		個数	検出器設置高さ	水没の有無
①	原子炉圧力容器温度計	5		水没しない
②	格納容器内温度計 (ドライウエル)	11		3 個水没する
③	格納容器下部水位計	2	(※2)	水没する

※1：表中の丸数字は図 25-1 の丸数字に対応する。

※2：格納容器下部水位計の設置高さについては設計中。



※：原子炉圧力容器温度計は原子炉圧力容器表面に配置。

図 25-1 重大事故等時に使用するドライウエル内の計測設備の配置図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 2 6 . LPRM 較正用導管等破損時の影響について

### (1) LPRM 較正用導管等の破損について

燃料が露出し炉心部が高温になると、炉外への取出し機構のある核計装配管（LPRM 較正用導管及び SRNM ドライチューブ）が破損し、炉内の蒸気及び炉心溶融物が D/W に漏えいする可能性がある。本件は、福島第一原子力発電所事故時にも発生した可能性が指摘されており、未解明問題の一つとして検討がなされている<sup>※1</sup>。（図 26-1 参照）。

仮に、LPRM 較正用導管等の破損による漏えいが生じたとしても、LPRM 較正用導管等内部で炉心溶融物が固化し閉塞することも考えられ不確かさが大きい事象である。

現時点で検討中の事項であり、評価上考慮していないが、格納容器破損防止対策の成立性を確認する観点から下記の通り影響は小さいと推定している。

（評価への影響）

- ・ 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスは、大破断 LOCA を起因事象としており、大口徑の破断口から高温ガス・蒸気が放出されるため、LPRM 較正用導管等の小口径配管からの蒸気漏えいを考慮しても影響は小さく、現状の評価事象に包絡される。
- ・ 「溶融炉心・コンクリート相互作用」等の圧力容器破損時の評価は、CRDハウジング逸出による下部プレナムからの炉心溶融物の全量落下を想定しており、LPRM 較正用導管等の小口径から炉心溶融物の漏えいを考慮したとしても影響は小さく、現状の評価事象に包絡される。

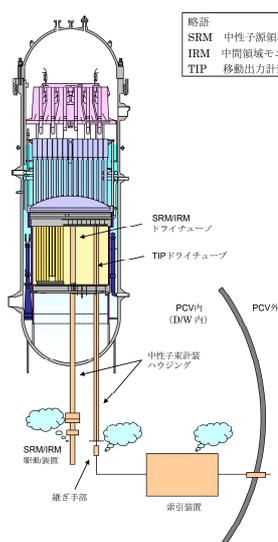


図 26-1 炉内核計装からの漏えいパス

## (2) 感度解析

LPRM 較正用導管等の破損時の蒸気漏えいの影響を検討するため、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の評価事故シーケンスを対象とし、「大破断 LOCA+ECCS 機能喪失」に加えて、事象進展に伴い LPRM 較正用導管等が破損する想定で解析を実施した。

### a. 主要解析条件（LPRM 較正用導管等の破損条件）

項目	入力値	備考
LPRM 較正用導管等の破損面積		LPRM 較正用導管及び SRNM ドライチューブの全数破損（閉塞なし）
LPRM 較正用導管等の破損条件	燃料最高温度 $\geq 1700\text{K}$	構造材である SUS の融点

### b. 解析結果

格納容器温度の最大値を表 26-1 に、格納容器温度の変化を図 26-2 に示す。

大破断 LOCA 発生後、約 14 分で燃料最高温度が 1700K に到達し、LPRM 較正用導管等が破損する。これにより格納容器にガスが放出されるが、格納容器最高温度は約 187°C であり、ベースケース（LPRM 較正用導管等破損なし）と同等であることから、LPRM 較正用導管等破損による事象進展への影響は小さい。

※ 1. 東京電力、「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心。格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告」, 平成 26 年 8 月 6 日)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 26-1 格納容器最高温度の解析結果

	LPRM 較正用導管等破損あり (感度解析ケース)	LPRM 較正用導管等破損なし (ベースケース)
格納容器最高温度	約 187°C	約 187°C

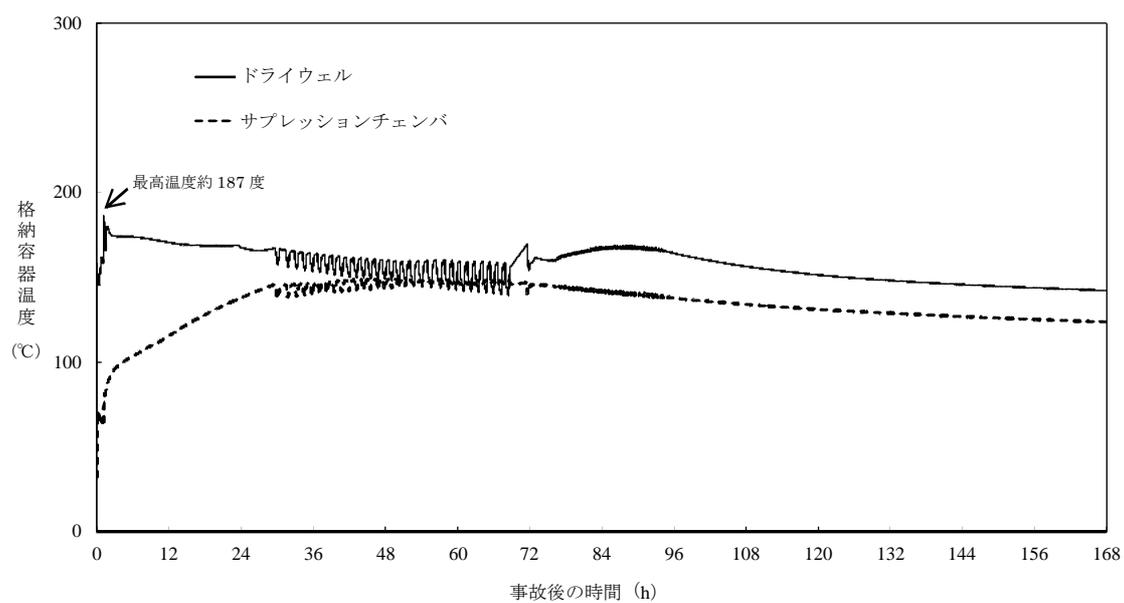


図 26-2 格納容器温度の変化

## 27. 重大事故時におけるベント実施時の待避時間について

重大事故時において、原子炉格納容器圧力逃がし装置からのベント実施時には、プルーム通過中の被ばくを低減するため、運転員は中央制御室待避所に待避する。この待避所は、空気ポンベにより加圧することで、放射性物質の流入を防護する。

待避時間の設定にあたっては、大気中に放出されたプルームからのガンマ線による線量評価を実施した。原子炉建屋近傍での評価結果を第 27-1 図に示す。ベントから 10 時間後には、プルームからの線量は十分低下していることから、待避時間を 10 時間としている。

なお、実際の屋外の雰囲気線量は、プルームからの線量と地表面に沈着した放射性物質からの線量の合計値となる。



第 27-1 図 ベント実施時のプルームからの線量

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 28. I-131の追加放出量について

事故時に燃料棒から追加放出される核分裂生成物の量は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に従い、『原子炉圧力の減少に伴う燃料棒からの追加放出量を、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値』としている。

I-131の追加放出量は全希ガス漏えい率（f値）に依存するものとして、女川原子力発電所2号炉ではf値を $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$ に設定し、I-131の追加放出量を許認可解析における各種事故と同じ $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$ を用いている。

### (1) f値の設定

f値は柏崎刈羽原子力発電所3，4号炉以降（昭和60年以降）の新增設プラントでは、国内BWRプラントの運転実績に基づき、 $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$ を統一して評価に用いている。

女川原子力発電所2号炉のf値の運転実績は図28-1に示すとおり、 $10^4$ から $10^6$ オーダーであり、 $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$ は実績と比較し保守的な設定である。

### (2) I-131追加放出量の計算方法

I-131の追加放出量はf値に依存するものとし、国内のBWRプラントの実測値を基に、f値 $1 \text{mCi/s}$  ( $3.7 \times 10^7 \text{Bq/s}$ ) 当たりのI-131追加放出量の出現頻度は図28-2に示すとおり整理され、平均値および97%出現頻度値は以下のとおりとなる。

平均値 :  $\mu = 0.37 \text{ Ci}/(\text{mCi/s})$

97%出現頻度値 :  $\mu + 2\sigma = 19 \text{ Ci}/(\text{mCi/s})$

許認可解析では、この97%出現頻度値にf値 $100 \text{mCi/s}$  ( $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$ ) を乗じることで、重大・仮想事故時の追加放出量を $2,000 \text{Ci}$  ( $7.4 \times 10^{13} \text{Bq}$ )、各種事故時の追加放出量をその $1/2$ の $1,000 \text{Ci}$  ( $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$ )としている。

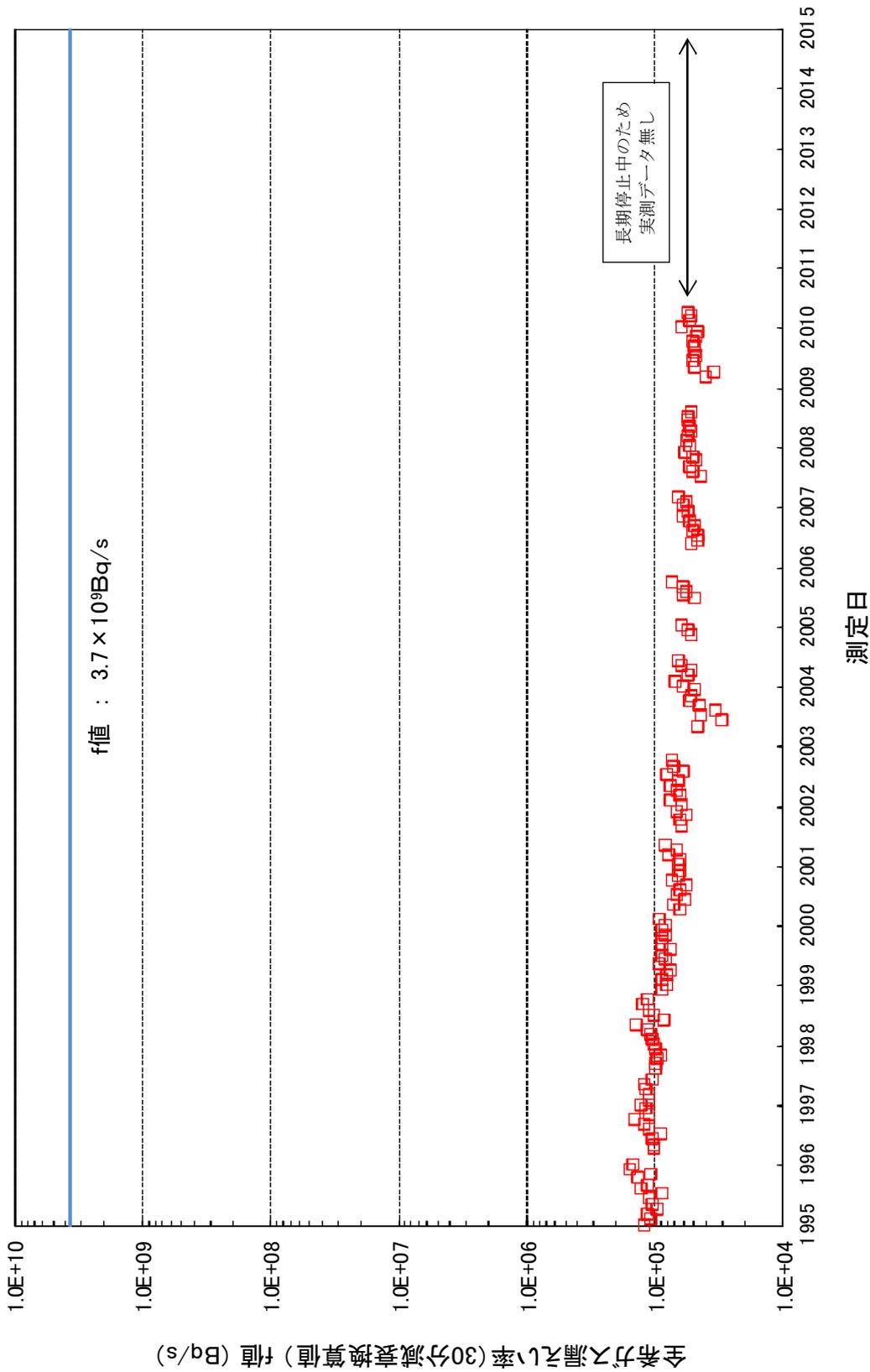


図 28-1 女川原子力発電所 2 号炉における全希ガス漏えい率 (f 値) の運転実績

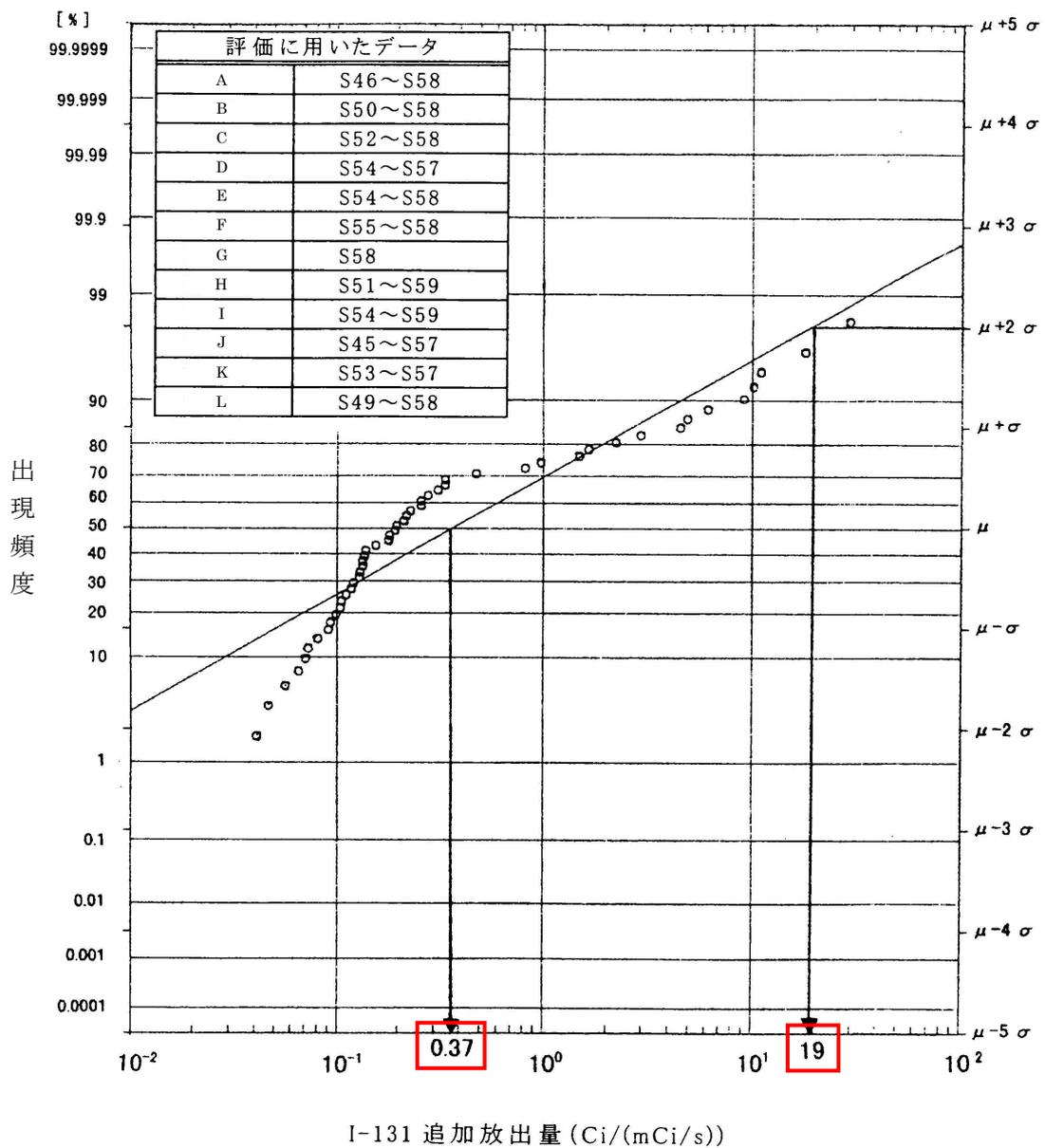


図 28-2 f 値 1 mCi/s 当たりの I-131 追加放出量の出現頻度分布

## 29. 真空破壊装置が水没した場合の被ばく評価への影響について

中小破断 L O C A が発生した場合、破断口からの冷却材の流入等によりサブプレッションチェンバのプール水位は上昇し、真空破壊装置は水没する。この時のサブプレッションチェンバプール水位の推移を図 29-1 に、格納容器圧力の推移を図 29-2 に示す。

真空破壊装置が水没した場合、ベント管に水が充満していることから、逃がし安全弁等を経由し、サブプレッションチェンバへ移行した非凝縮性ガスは、ドライウエル側へ移行することが出来ず、サブプレッションチェンバ側に蓄積されることになる。

このように、格納容器気相部に存在する非凝縮性ガスの移行経路は、真空破壊装置の水没前後で変わることから、真空破壊装置が水没することによる被ばく評価への影響について、以下に検討の結果を示す。

### (1) 放射性物質の除去効果

被ばく評価においては、無機よう素に対するサブプレッションチェンバ内でのスクラビング等による除染効果を考慮している。

真空破壊装置が水没した場合であっても、ドライウエル気相中に存在する非凝縮性ガスは、ベント管を経由し、サブプレッションチェンバのプール水を通り、環境中へ放出されることから、サブプレッションチェンバ内でのスクラビング等による除去効果が期待できる。(表 29-1 参照)

なお、サブプレッションチェンバプール水による放射性物質の除去効果は、米国の標準審査指針 (SRP: Standard Review Plan) である NUREG-0800 の Section 6.5.5 「Pressure Suppression Pool as a Fission Product Cleanup System」に基づき、除染係数 5 としている。

### (2) 放射性物質の時間減衰効果

被ばく評価においては、ベントにより、格納容器気相中に存在する全ての放射性物質が、瞬時に環境中に放出されると仮定している。

真空破壊装置が水没した場合、逃がし安全弁等を通して、サブプレッションチェンバに非凝縮性ガスが蓄積される。蓄積した非凝縮性ガスは、短時間のうちに環境中へ放出されるが、ドライウエル側に存在する非凝縮性ガスは、ベント管、サブプレッションチェンバを経由し、時間の経過と共に徐々に環境中へ放出されることから、放出までの時間遅れによる減衰効果を見込むことができる。

以上より、被ばく評価上考慮している放射性物質の除去効果及び時間減衰効果は、真空破壊装置が水没した場合の影響を包絡している。

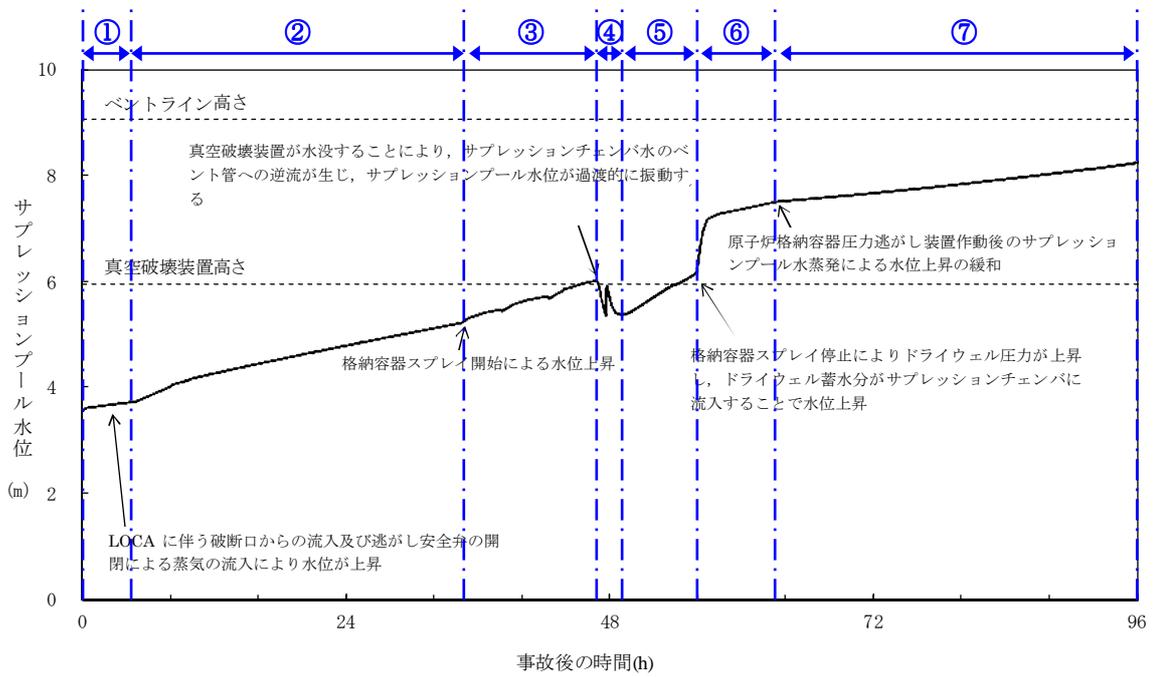


図 29-1 サプレッションチェンバプール水位の推移

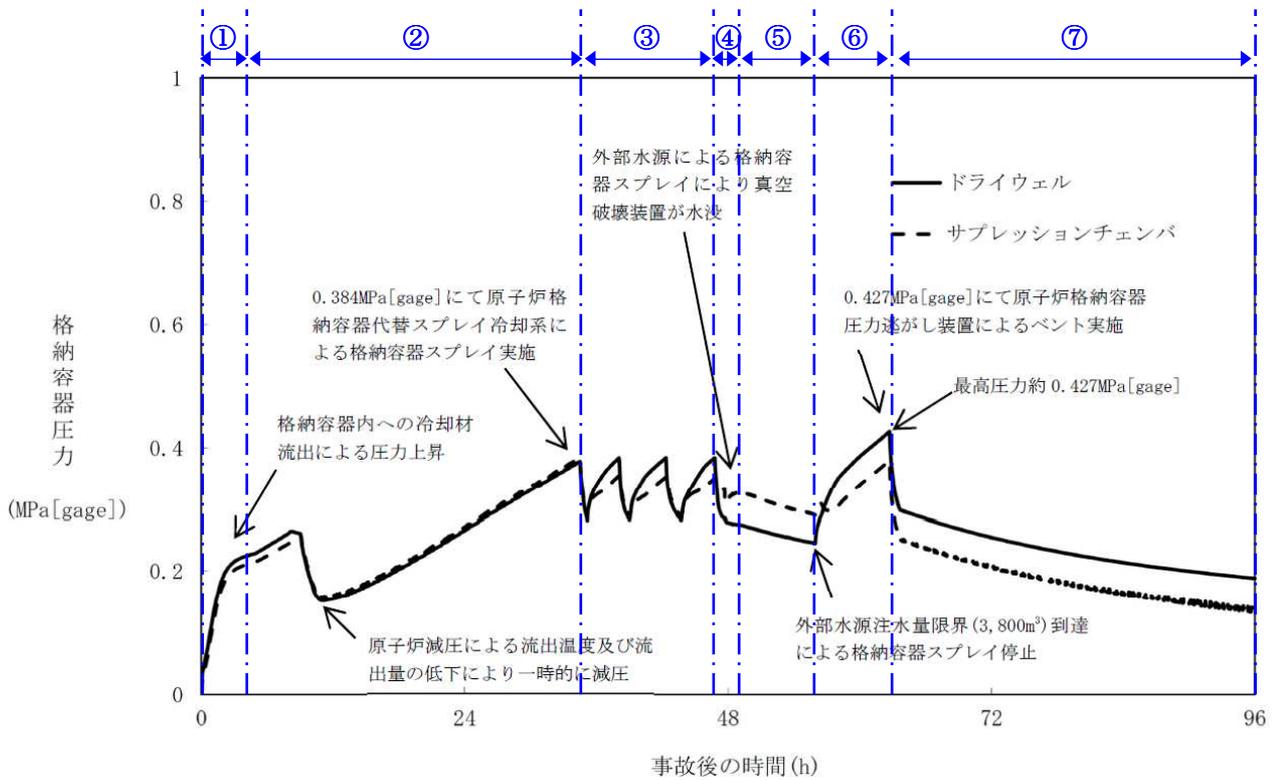
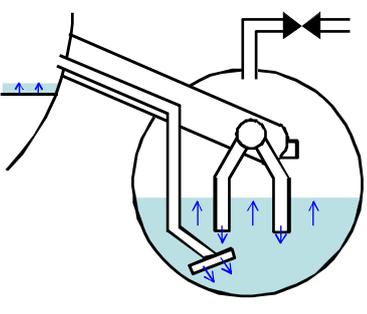
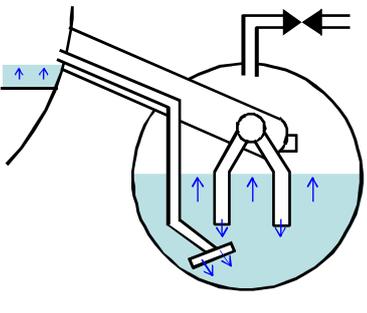
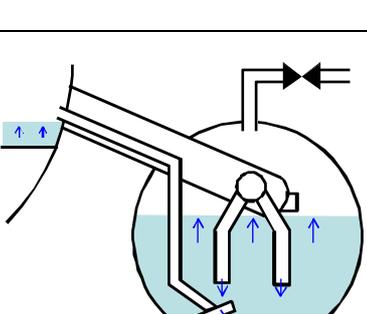
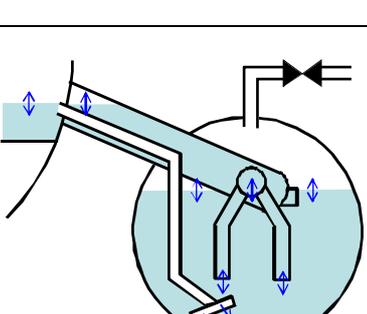


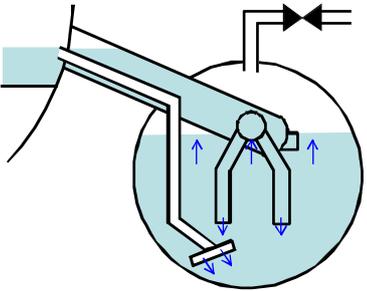
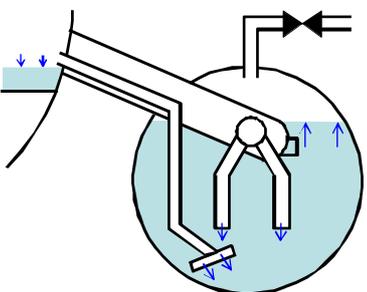
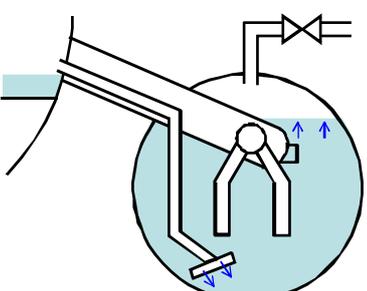
図 29-2 格納容器圧力の推移

表 29-1 中小破断 LOCA 時の格納容器内の水位、圧力及び放射性物質の移行経路 (1/2)

	格納容器内の水位	格納容器の圧力	放射性物質の移行経路	
①		LOCA に伴う格納容器からの流入、及び逃がし安全弁の開閉による蒸気の流入により水位が上昇する。	格納容器へ冷却材が流出し、D/W 圧力及び S/C 圧力が上昇する。	ベント管または逃がし安全弁を経由し、放射性物質は S/C プール水に移行する。
②		D/W 側水位がベント管下端位置に到達し、S/C 側へ一定量流入するため水位が上昇する。	逃がし安全弁による手動減圧により、流出温度及び流量が低下し一時的に減圧する。その後、破断口からの蒸気の流出及び S/C プール水温上昇に伴う蒸気分圧増加により圧力が上昇する。	①に加え、原子炉減圧後に S/C 圧力 > D/W 圧力となるため、真空破壊装置を経由し、S/C 気相中に存在する放射性物質が D/W へ移行する。
③		格納容器スプレイ (間欠運転) により水位が上昇する。	格納容器スプレイ (間欠運転) により格納容器内の蒸気凝縮による減圧と、スプレイ停止時の破断口からの蒸気の流出による圧力上昇を繰り返す。	②に加え、格納容器スプレイにより D/W 気相中に存在する放射性物質は凝集され、D/W 中に流出した炉水とともにベント管を通じ S/C プール水に移行する。
④		真空破壊装置が水没することにより、S/C プール水のベント管への逆流が生じ、S/C プール水位は過渡的に振動する。	格納容器スプレイを継続しており、格納容器内の蒸気凝縮による減圧により、S/C 圧力 > D/W 圧力となる。	ベント管に水が充満しているため、真空破壊装置を経由し S/C 気相中に存在する放射性物質の D/W 側へ移行する量は少なくなる。なお、逃がし安全弁を経由し、S/C プール水への放射性物質の移行は継続している。

※1 ①～⑦は図 29-1 及び図 29-2 に対応

表 29-1 中小破断 LOCA 時の格納容器内の水位、圧力及び放射性物質の移行経路 (2/2)

	格納容器内の水位	格納容器の圧力	放射性物質の移行経路
⑤	 <p>格納容器スプレイの継続により水位が上昇する。なお、D/W 側水位はほぼ維持される。</p>	④と同じ	④と同じ
⑥	 <p>格納容器スプレイの停止により、D/W 圧力が上昇することで、D/W 蓄水分が S/C プール水に流入し水位が上昇する。</p>	格納容器スプレイの停止により、D/W 圧力が上昇して、D/W 蓄水分が S/C に流入することにより、S/C 自由空間が減少するため、S/C 圧力は上昇する。	⑤に加え、D/W 蓄水中に存在する放射性物質は S/C プール水へ移行する。
⑦	 <p>格納容器ベントにより、S/C プール水が蒸発し、S/C プール水の水位上昇は緩和される。</p>	格納容器ベントにより、D/W 圧力及び S/C 圧力は減少する。	S/C 側に蓄積されていた放射性物質及び D/W 気相部に存在していた放射性物質は、ベントにより、環境中へ放出される。 <sup>※2</sup>

※1 ①～⑦は図 29-1 及び図 29-2 に対応

※2 ベント実施後においては、サブプレッションチェンバ側圧力よりドライウエル側圧力が高いため、ドライウエル気相部に存在していた放射性物質は、サブプレッションチェンバプール水を通った上で、環境中へ放出されるため、除去効果が期待できる。

<環境への放出プロセス>

ドライウエル気相部→ベント管→サブプレッションプール→サブプレッション気相部→環境

### 30. 原子炉格納容器圧力逃がし装置以外からの系外放出を考慮した場合の被ばく評価結果への影響

中小破断 LOCA 時の格納容器の圧力・温度評価の観点から、格納容器内雰囲気  
の漏えいを考慮しておらず、敷地境界外における実効線量を評価する際におい  
てもこれを踏襲している。

しかしながら、格納容器内に蓄積された放射性物質は、格納容器から原子炉  
建屋に漏えいした後、SGTS 作動時には排気筒から環境中へ放出され、SGTS 停止  
時には原子炉建屋から漏えいし環境中へ放出される。

被ばく評価への影響について、検討結果を以下に示す。

#### (1) SGTS 作動時の敷地境界外における実効線量

排気筒から環境中へ放出される放出放射エネルギー及び敷地境界外における実効  
線量を評価した。評価条件を表 30-1-1～表 30-1-3 に示す。

評価の結果、敷地境界外における実効線量は約  $6.6 \times 10^{-2} \text{mSv}$  となった。評  
価結果を表 30-1-4 及び表 30-1-5、大気放出過程を図 30-1-1 及び図 30-1-2 に  
示す。

#### (2) SGTS 停止時の敷地境界外における実効線量

原子炉建屋から漏えいし環境中へ放出される放出放射エネルギー及び敷地境界外  
における実効線量を評価した。評価条件を表 30-2-1～表 30-2-3 に示す。

評価の結果、敷地境界外における実効線量は約  $9.4 \times 10^{-2} \text{mSv}$  となった。評  
価結果を表 30-2-4 及び表 30-2-5、大気放出過程を図 30-2-1 及び図 30-2-2 に  
示す。

放射性物質の格納容器からの漏えいを考慮した場合、SGTS の作動及び停止に  
関わらず、敷地境界外における実効線量は  $5 \text{mSv}$  を下回り、周辺の公衆に対して  
著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

表 30-1-1 主要解析条件 (SGTS 作動時) (1/2)

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
評価事象	中小破断 L O C A	原子炉格納容器圧力逃がし装置を介した放出時期が最も早い事故シナリオを選定	2.2.1 (6) 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シナリオグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと (発生事故当たり概ね 5mSv 以下)を確認する。	
原子炉熱出力	2,436MWt	「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以下、「審査ガイド」という)に従い設定	2.2.2 (1) 原子炉は定格熱出力で運転されているものとする。	
事故発生時の冷却材中のよう素濃度	全希ガス漏えい率	$1.11 \times 10^{10}$ Bq/s	運転上許容される最大値 (運転実績に基づく値)	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	冷却材保有量	$2.0 \times 10^8$ g	設計値	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。作動設定点等について計装上の誤差は考慮しない。
	原子炉冷却材浄化系流量	$1.97 \times 10^4$ g/s	設計値	
	主蒸気流量	$1.32 \times 10^6$ g/s	設計値	
	原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」(以下、「線量目標値評価指針」という)に従い設定	—
	よう素の主蒸気中への移行割合	2%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」(以下、「安全評価審査指針」という)に従い設定	—

表 30-1-1 主要解析条件 (SGTS 作動時) (2/2)

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
燃料棒からの追加放出量	I-131 の追加放出量	$3.7 \times 10^{13}$ Bq	安全評価審査指針に従い設定	—
	その他よう素の放出量	I-131の平衡組成として評価		
	希ガスの放出量	I-131の平衡組成とし、よう素の2倍として評価		
	運転時間	2000 日	核分裂生成物の蓄積量が平衡に達する運転時間に余裕をみた値	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	よう素の化学形態	有機よう素：4% 無機よう素：96%	安全評価審査指針に従い設定	—
有機よう素が気相部に移行する割合	10%	安全評価審査指針に従い設定	—	
原子炉压力容器からサブプレッションチェンバへ放出される放射性物質の割合	希ガス：100% 有機よう素：100% 無機よう素：崩壊熱相当の蒸気の発生に伴って放出			
サブプレッションチェンバのプール水による無機よう素の除染係数*	5	SRP6.5.5 に基づき設定	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。	
原子炉格納容器圧力逃がし装置による除染係数	無機よう素：500 有機よう素：50	設計値		
ベント開始時間	62 時間	有効性評価の結果	—	
核分裂生成物の自然減衰	考慮する	自然減衰を考慮	—	
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	0.9%/d	AEC モデルに基づき設定	—	
SGTS 換気率	0.5 回/d	設計値	—	
SGTS フィルタ効率	無機よう素 99% 有機よう素 99%	設計値	—	

※ 格納容器から漏えいする放射性物質に本除染効果は適用しない

表 30-1-2 大気拡散係数の評価条件 (SGTS 作動時)

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載
気象データ	女川原子力発電所における1年間の気象データ (2012年1月～12月)	F分布検定により代表性が確認された気象データ	—
実効放出継続時間	原子炉格納容器圧力逃がし装置 1時間  SGTS $\chi/Q$ : 80時間 D/Q : 50時間	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に基づき設定	—
放出源高さ	原子炉格納容器圧力逃がし装置 地上放出 (0m)  SGTS 排気筒放出 (有効高さ 65m)	保守的に設定	—

表 30-1-3 評価に使用する相対濃度 ( $\chi/Q$ ) および相対線量 (D/Q)  
(SGTS 作動時)

項目	原子炉格納容器圧力逃がし装置からの放出	SGTS からの放出
相対濃度 ( $s/m^3$ )	$5.6 \times 10^{-4}$	$1.6 \times 10^{-6}$
相対線量 (Gy/Bq)	$2.7 \times 10^{-18}$	$7.9 \times 10^{-20}$

※評価に用いる  $\chi/Q$ , D/Q は, 陸側方向の方位ごとに求めた累積出現頻度が 97% にあたる値のうち最も大きな値とする。

表 30-1-4 大気中に放出される放射エネルギー (SGTS 作動時)

(Bq)

	原子炉格納容器圧力 逃がし装置からの放出	SGTS からの放出
無機よう素	$1.8 \times 10^9$	$1.1 \times 10^9$
有機よう素	$2.6 \times 10^9$	$3.0 \times 10^7$
希ガス	$1.2 \times 10^{13}$	$3.9 \times 10^{11}$

※よう素：I-131 等価量，希ガス： $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値

表 30-1-5 敷地境界外における実効線量 (SGTS 作動時)

(mSv)

	原子炉格納容器圧力 逃がし装置からの放出	SGTS からの放出
無機よう素	$1.4 \times 10^{-2}$	$1.6 \times 10^{-5}$
有機よう素	$2.0 \times 10^{-2}$	$4.6 \times 10^{-7}$
希ガス	$3.3 \times 10^{-2}$	$3.1 \times 10^{-5}$
合計	$6.6 \times 10^{-2}$	$4.7 \times 10^{-5}$

表 30-2-1 主要解析条件 (SGTS 停止時) (1/2)

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
評価事象	中小破断 L O C A	原子炉格納容器圧力逃がし装置を介した放出時期が最も早い事故シナリオを選定	2.2.1 (6) 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シナリオグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと (発生事故当たり概ね 5mSv 以下)を確認する。	
原子炉熱出力	2,436MWt	「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以下、「審査ガイド」という)に従い設定	2.2.2 (1) 原子炉は定格熱出力で運転されているものとする。	
事故発生時の冷却材中のよう素濃度	全希ガス漏えい率	$1.11 \times 10^{10}$ Bq/s	運転上許容される最大値 (運転実績に基づく値)	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	冷却材保有量	$2.0 \times 10^8$ g	設計値	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。作動設定点等について計装上の誤差は考慮しない。
	原子炉冷却材浄化系流量	$1.97 \times 10^4$ g/s	設計値	
	主蒸気流量	$1.32 \times 10^6$ g/s	設計値	
	原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」(以下、「線量目標値評価指針」という)に従い設定	—
	よう素の主蒸気中への移行割合	2%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」(以下、「安全評価審査指針」という)に従い設定	—

表 30-2-1 主要解析条件 (SGTS 停止時) (2/2)

項目		評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載
燃料棒からの追加放出量	I-131 の追加放出量	$3.7 \times 10^{13}$ Bq	安全評価審査指針に従い設定	—
	その他よう素の放出量	I-131の平衡組成として評価		
	希ガスの放出量	I-131の平衡組成とし、よう素の2倍として評価		
	運転時間	2000 日	核分裂生成物の蓄積量が平衡に達する運転時間に余裕をみた値	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	よう素の化学形態	有機よう素：4% 無機よう素：96%	安全評価審査指針に従い設定	—
有機よう素が気相部に移行する割合	10%	安全評価審査指針に従い設定	—	
原子炉压力容器からサブプレッションチェンバへ放出される放射性物質の割合	希ガス：100% 有機よう素：100% 無機よう素：崩壊熱相当の蒸気の発生に伴って放出			
サブプレッションチェンバのプール水による無機よう素の除染係数 <sup>※1</sup>	5	SRP6.5.5 に基づき設定	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。	
原子炉格納容器圧力逃がし装置による除染係数	無機よう素：500 有機よう素：50	設計値		
ベント開始時間	62 時間	有効性評価の結果	—	
核分裂生成物の自然減衰	考慮する	自然減衰を考慮	—	
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	0.9%/d	AEC モデルに基づき設定	—	
原子炉建屋から大気中への漏えい率	0.2 回/d	代表性のある 2012 年の敷地内気象データと設計値から保守的に設定	—	

※ 格納容器から漏えいする放射性物質に本除染効果は適用しない

表 30-2-2 大気拡散係数の評価条件 (SGTS 停止時)

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載
気象データ	女川原子力発電所における1年間の気象データ (2012年1月～12月)	F分布検定により代表性が確認された気象データ	—
実効放出継続時間	原子炉格納容器圧力逃がし装置 1時間  建屋漏えい $\chi/Q$ : 110時間 D/Q : 80時間	「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に基づき設定	—
放出源高さ	地上放出 (0m)	保守的に設定	—

表 30-2-3 評価に使用する相対濃度 ( $\chi/Q$ ) および相対線量 (D/Q) (SGTS 停止時)

項目	原子炉格納容器圧力逃がし装置からの放出	原子炉建屋からの漏えい
相対濃度 ( $s/m^3$ )	$5.6 \times 10^{-4}$	$3.5 \times 10^{-5}$
相対線量 (Gy/Bq)	$2.7 \times 10^{-18}$	$6.9 \times 10^{-19}$

※評価に用いる  $\chi/Q$ , D/Q は, 陸側方向の方位ごとに求めた累積出現頻度が 97% にあたる値のうち最も大きな値とする。

表 30-2-4 大気中に放出される放射エネルギー (SGTS 停止時)

(Bq)

	原子炉格納容器圧力 逃がし装置からの放出	原子炉建屋からの漏えい
無機よう素	$1.8 \times 10^9$	$8.2 \times 10^{10}$
有機よう素	$2.6 \times 10^9$	$2.4 \times 10^9$
希ガス	$1.2 \times 10^{13}$	$2.6 \times 10^{11}$

※よう素：I-131 等価量，希ガス： $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値

表 30-2-5 敷地境界外における実効線量 (SGTS 停止時)

(mSv)

	原子炉格納容器圧力 逃がし装置からの放出	原子炉建屋からの漏えい
無機よう素	$1.4 \times 10^{-2}$	$2.8 \times 10^{-2}$
有機よう素	$2.0 \times 10^{-2}$	$7.8 \times 10^{-4}$
希ガス	$3.3 \times 10^{-2}$	$1.8 \times 10^{-4}$
合計	$6.6 \times 10^{-2}$	$2.9 \times 10^{-2}$

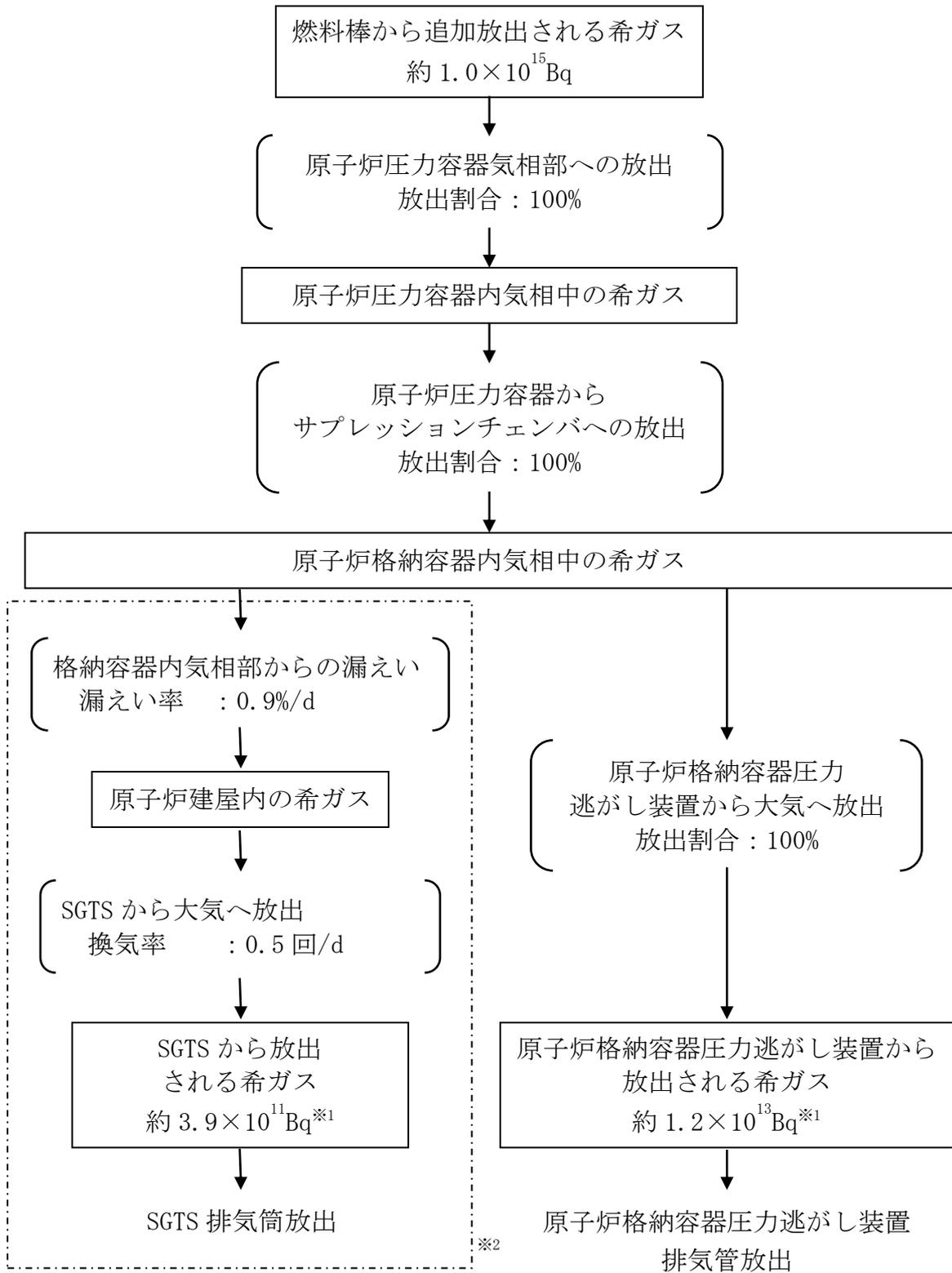


図 30-1-1 放射性希ガスの大気放出過程 (SGTS 作動時)  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

※1 : 放射性物質の自然減衰を考慮

※2 : [ ] は原子炉格納容器圧力逃がし装置以外からの系外放出を考慮しない場合の評価に追加した過程

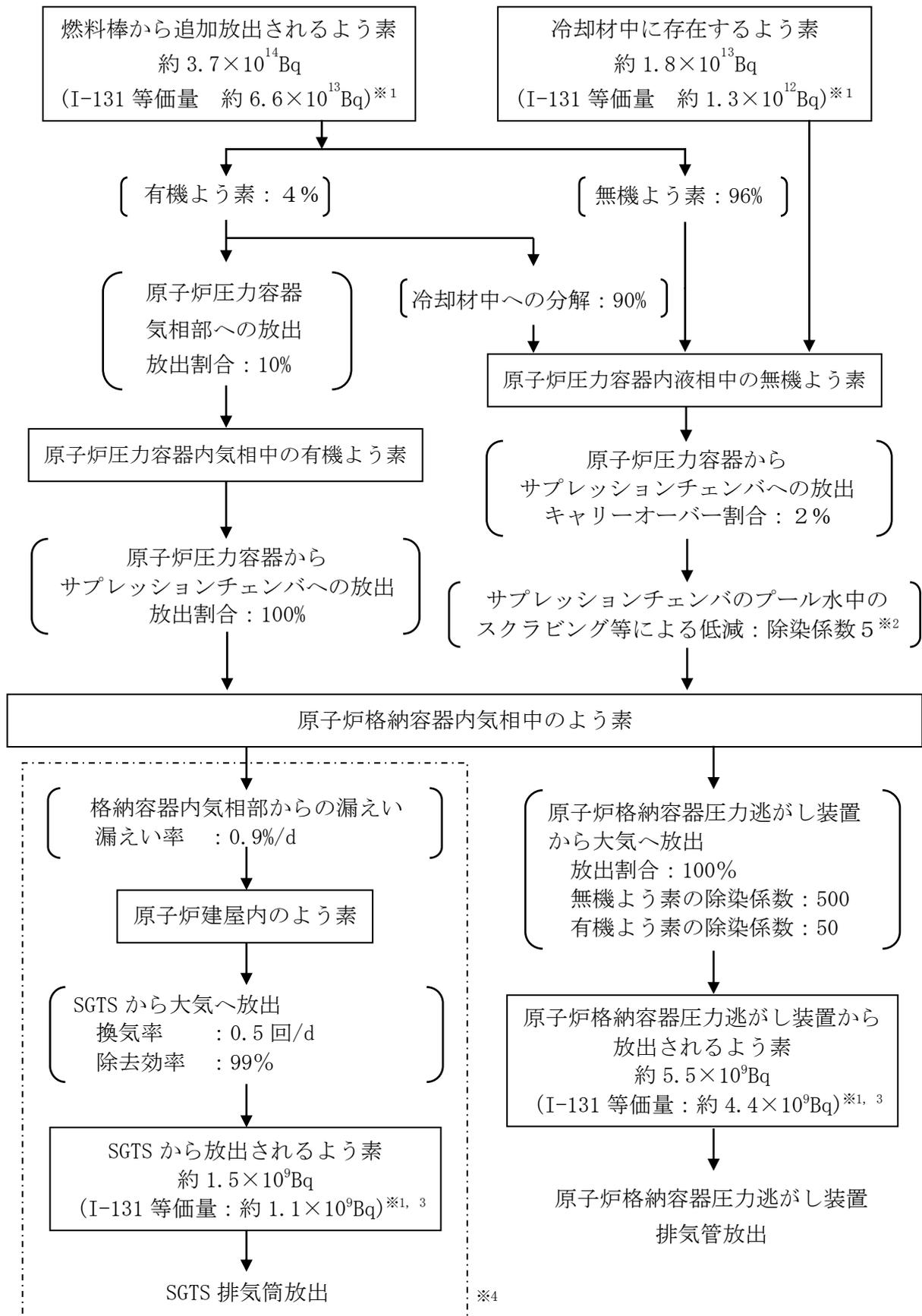


図 30-1-2 放射性よう素の大気放出過程 (SGTS 作動時)

※1 : 内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素 (小児実効線量係数換算)

※2 : 格納容器から漏えいする放射性物質に本除染効果は適用しない

※3 : 放射性物質の自然減衰を考慮する

※4 : 破綻線は原子炉格納容器圧力逃がし装置以外からの系外放出を考慮しない場合の評価に追加した過程

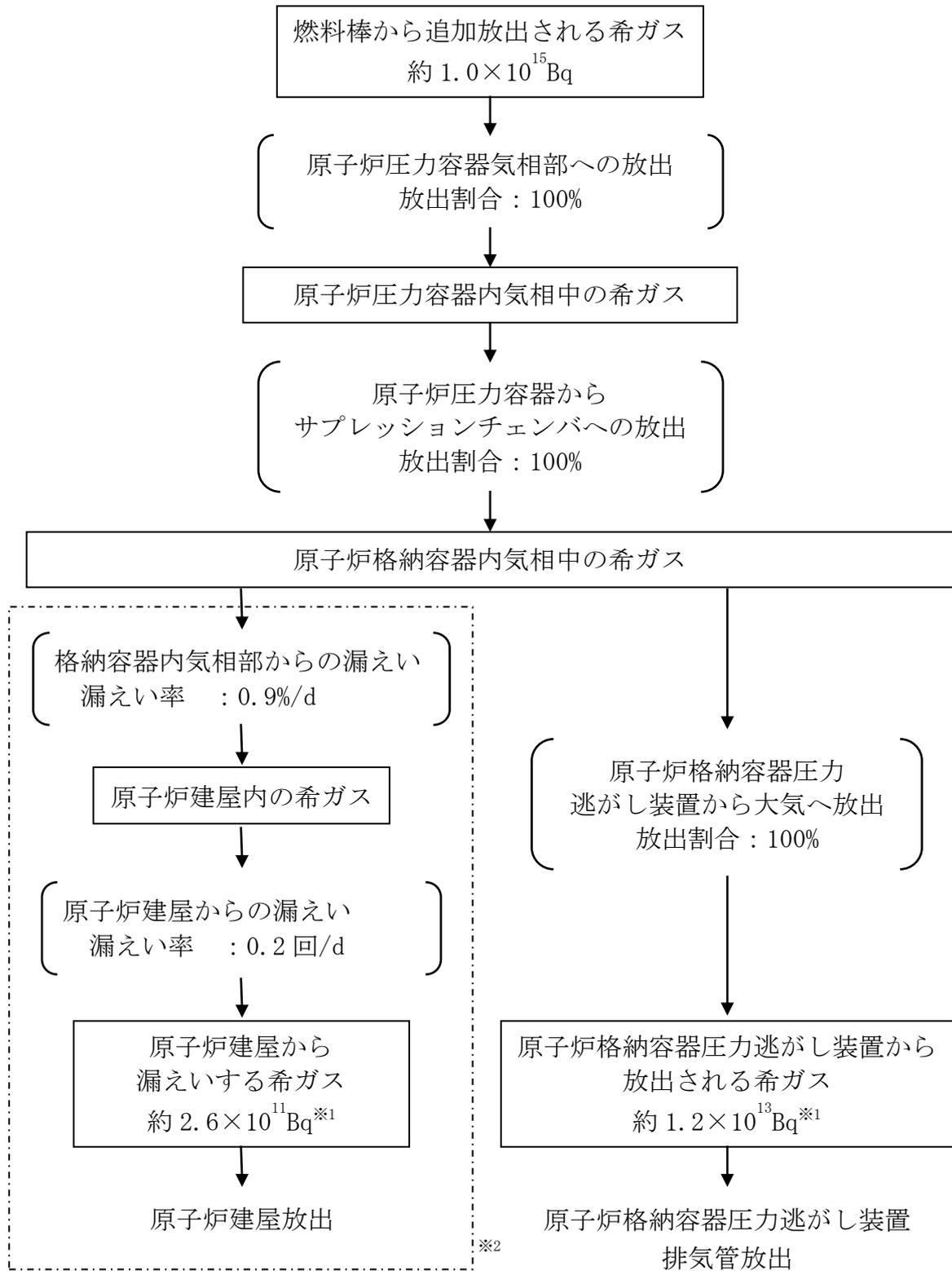


図 30-2-1 放射性希ガスの大気放出過程 (SGTS 停止時)  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

※1：放射性物質の自然減衰を考慮

※2：[ ] は原子炉格納容器圧力逃がし装置以外からの系外放出を考慮しない場合の評価に追加した過程

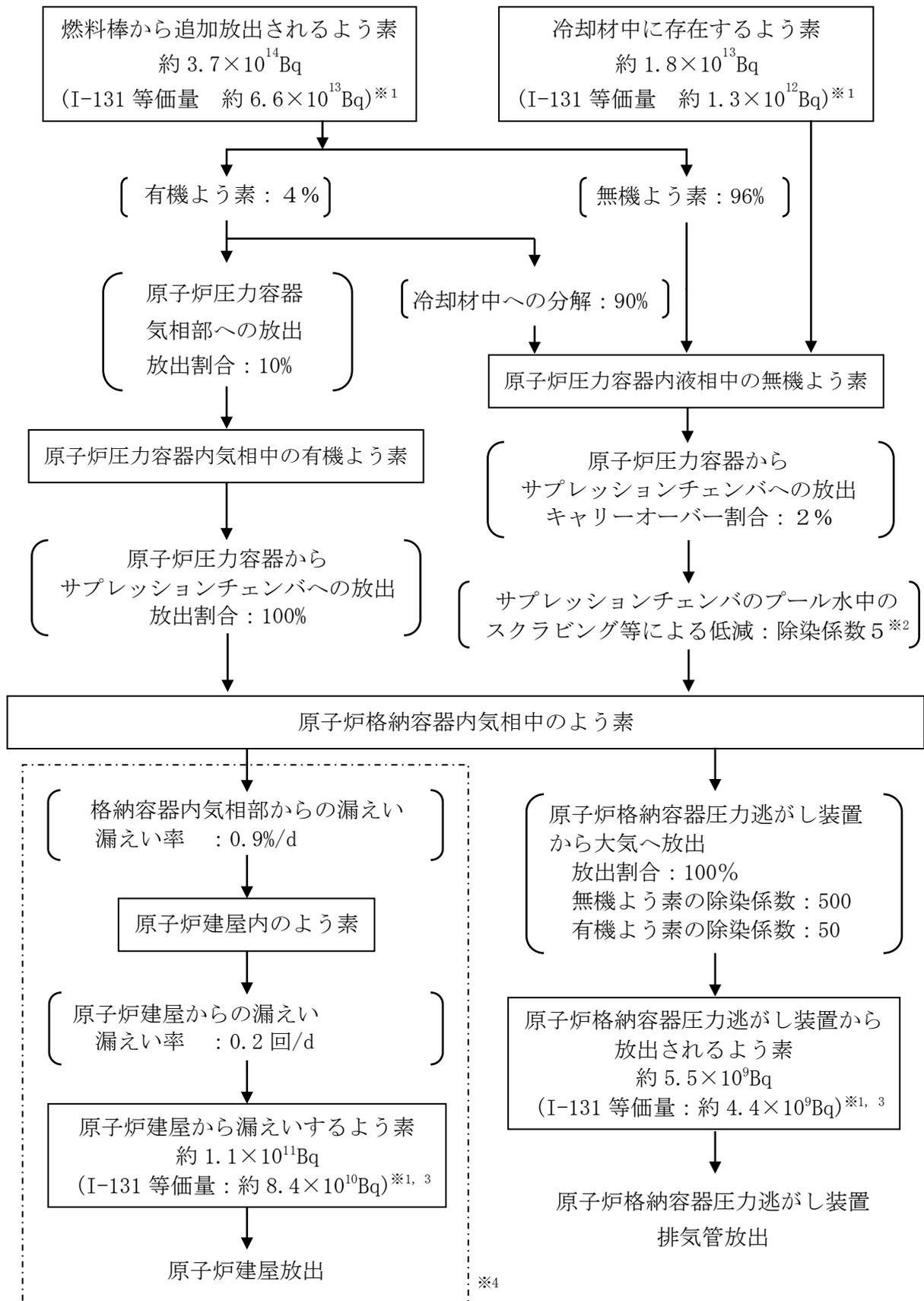


図 30-2-2 放射性よう素の大気放出過程 (SGTS 停止時)

※1 : 内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素 (小児実効線量係数換算)

※2 : 格納容器から漏えいする放射性物質に本除染効果は適用しない

※3 : 放射性物質の自然減衰を考慮する

※4 : 破綻線は原子炉格納容器圧力逃がし装置以外からの系外放出を考慮しない場合の評価に追加した過程

### 3 1. 燃料被覆管の円周方向応力の算出方法について

燃料棒の破裂については，S A F E R の解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。

燃料被覆管の円周方向応力  $\sigma$  については，次式により求められる。(図 31-1 参照)

$$\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$$

ここで，

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管厚さ

$P_{in}$  : 燃料被覆管内側にかかる圧力

$P_{out}$  : 燃料被覆管外側にかかる圧力 (= 原子炉圧力)

である。

燃料被覆管内側にかかる圧力  $P_{in}$  は，燃料プレナム部とギャップ部の温度及び体積より，次式で計算される。

$$P_{in} = \left( \frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{N R T_P}{V_P}$$

ここで

V : 体積

添字 P : 燃料プレナム部

T : 温度

F : ギャップ部

N : ガスモル数

R : ガス定数

である。

以上

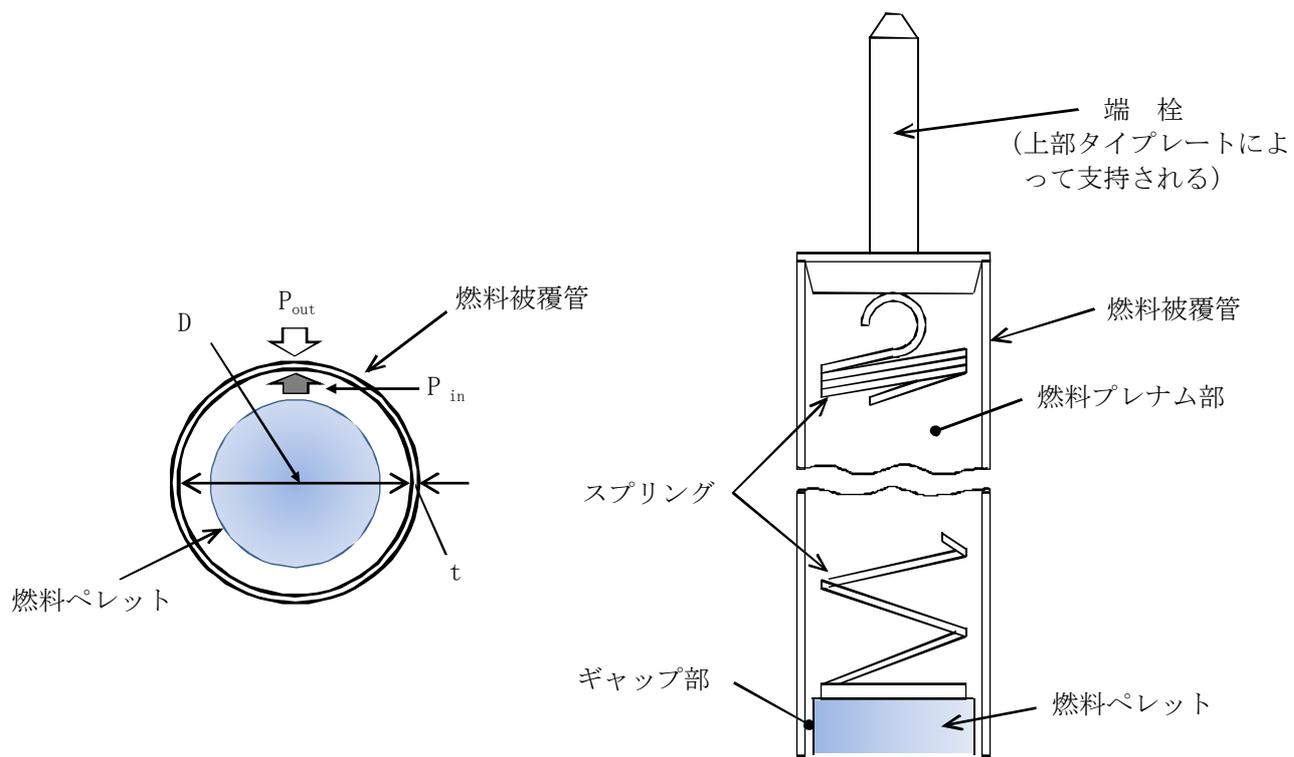


図 31-1 燃料棒断面図

### 3 2. 有効性評価における解析条件の変更について

設置変更許可申請書（平成 25 年 12 月 27 日付）の有効性評価のうち、「原子炉格納容器圧力逃がし装置使用時の敷地境界外実効線量評価」、「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」及び「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」について、設計変更及び詳細検討結果を踏まえ、解析条件を下表のとおり変更した。

表 32-1 「原子炉格納容器圧力逃がし装置使用時の敷地境界外実効線量評価」 解析条件

解析条件	変更前 (申請解析)	変更後	変更理由
原子炉格納容器圧力逃がし装置による除染係数	無機よう素：100 有機よう素：1	無機よう素：500 有機よう素：50	放射性よう素フィルタを追加設置するため、除染係数を変更した。

表 32-2 「格納容器バイパス(インターフェイスシステム L O C A)」 解析条件

解析条件	変更前 (申請解析)	変更後	変更理由
原子炉手動減圧操作	考慮せず	事象発生 30 分後に減圧操作実施	建屋内の環境条件を踏まえた対応操作の成立性に係る詳細検討の結果、原子炉手動減圧操作及び隔離操作を含めた評価に変更した。
隔離操作	考慮せず	事象発生 4 時間後に隔離操作実施	

表 32-3 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」 解析条件

解析条件	変更前 (申請解析)	変更後	変更理由
原子炉手動減圧開始の判断をする水位	シュラウド内水位	シュラウド外水位 (原子炉水位計(燃料域))	運転操作手順書との整合を図るため変更した。

以上

### 33. ISLOCA発生時の判断について

#### (1) ISLOCA発生時の判断について

ISLOCAの発生は、以下のパラメータ変化や警報の発生を総合的に確認することで判断が可能である。

なお、ISLOCAの破断口の大きさにより漏えい量と給水流量がバランスし、原子炉圧力および原子炉水位が変動しない可能性があるが、他のパラメータ変化や警報の発生により判断が可能である。

- ・原子炉圧力
- ・原子炉水位
- ・ECCS系統圧力
- ・漏えい検出系温度
- ・床漏えい警報
- ・エリア・ダストモニタ
- ・火災警報
- ・R/A HCWサンプポンプ運転回数

#### (2) ISLOCA, 格納容器内でのLOCAの判別について

ISLOCA, 格納容器内でのLOCA発生時のパラメータ比較を表33-1に示す。

表33-1に示すとおり、原子炉圧力、原子炉水位の変動は同様の挙動を示すものの、格納容器内外のパラメータ変化に相違が見られ、ISLOCAと判別することが可能である。

表 33-1 ISLOCAと格納容器内でのLOCAのパラメータ比較

	各パラメータ・警報	ISLOCA	格納容器内でのLOCA
原子炉 パラメータ	原子炉圧力	低下*	低下*
	原子炉水位	低下*	低下*
格納容器外 パラメータ	ECCS系統圧力	上昇	変化なし
	漏えい検出系温度高警報	発生	発生なし
	床漏えい警報	発生	発生なし
	エリア・ダストモニタ	上昇	変化なし
	火災警報	発生	発生なし
	R/A HCWサンプポンプ運転回数	増加	変化なし
格納容器内 パラメータ	格納容器圧力	変化なし	上昇
	格納容器内温度	変化なし	上昇
	格納容器内ダスト・雰囲気モニタ	変化なし	上昇
	D/W HCWサンプ水位	変化なし	上昇

※漏えい量により低下しない場合がある。

(3) ISLOCAの漏えい場所（エリア）特定方法について

非常用炉心冷却系の機器・低圧配管等が設置されている各非常用炉心冷却系ポンプ室には床漏えい検出器, ダストモニタ, 火災警報を設置しており, ISLOCA発生時には警報やパラメータ変化により漏えい場所（エリア）の特定が可能である。

また, トーラス室, 残留熱除去系熱交換器室等のエリアにも各検出器が設置されているため特定が可能である。

各非常用炉心冷却系の漏えい確認設備概要を図 33-1 から図 33-5 に示す。

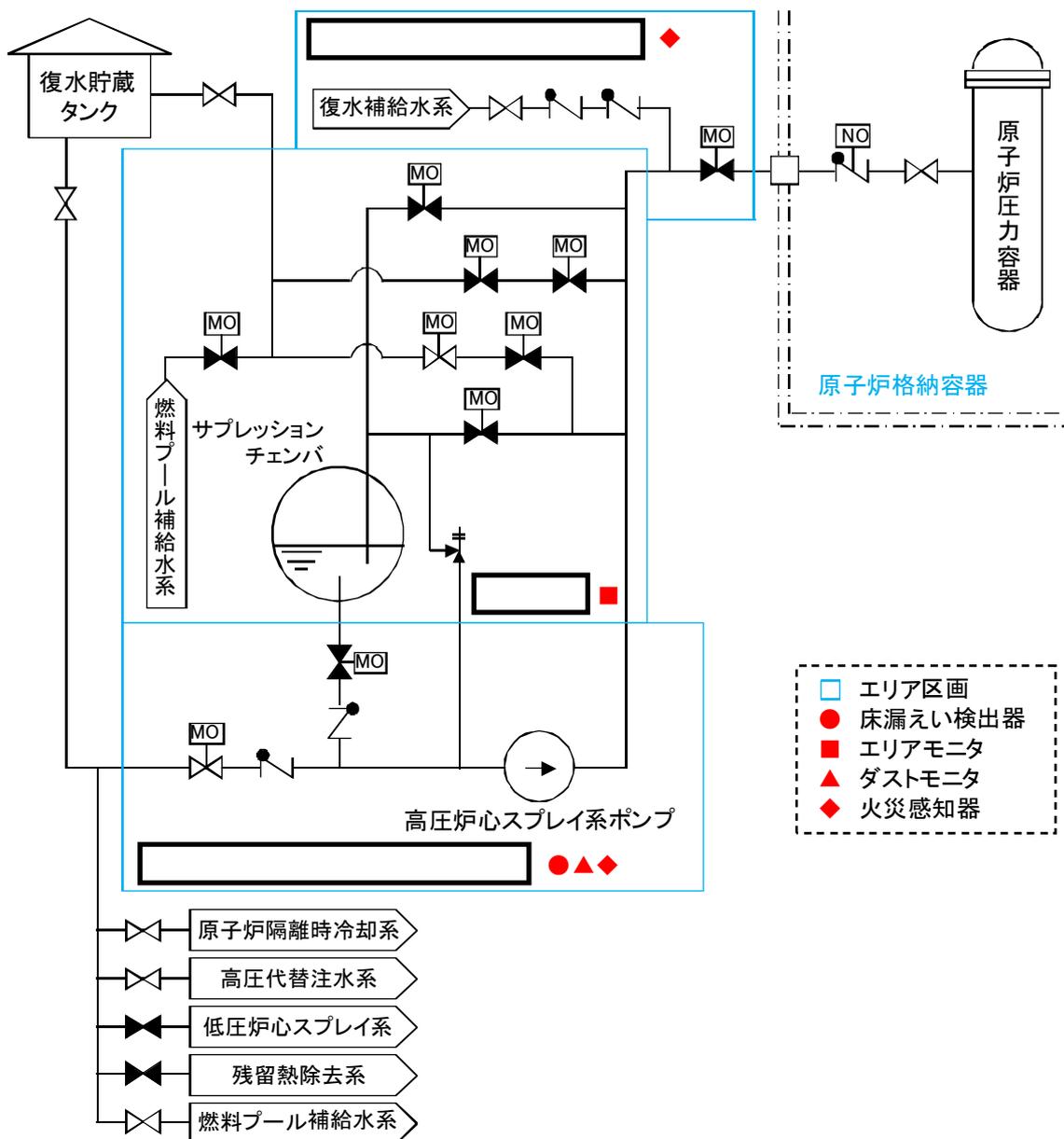


図 33-1 高圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

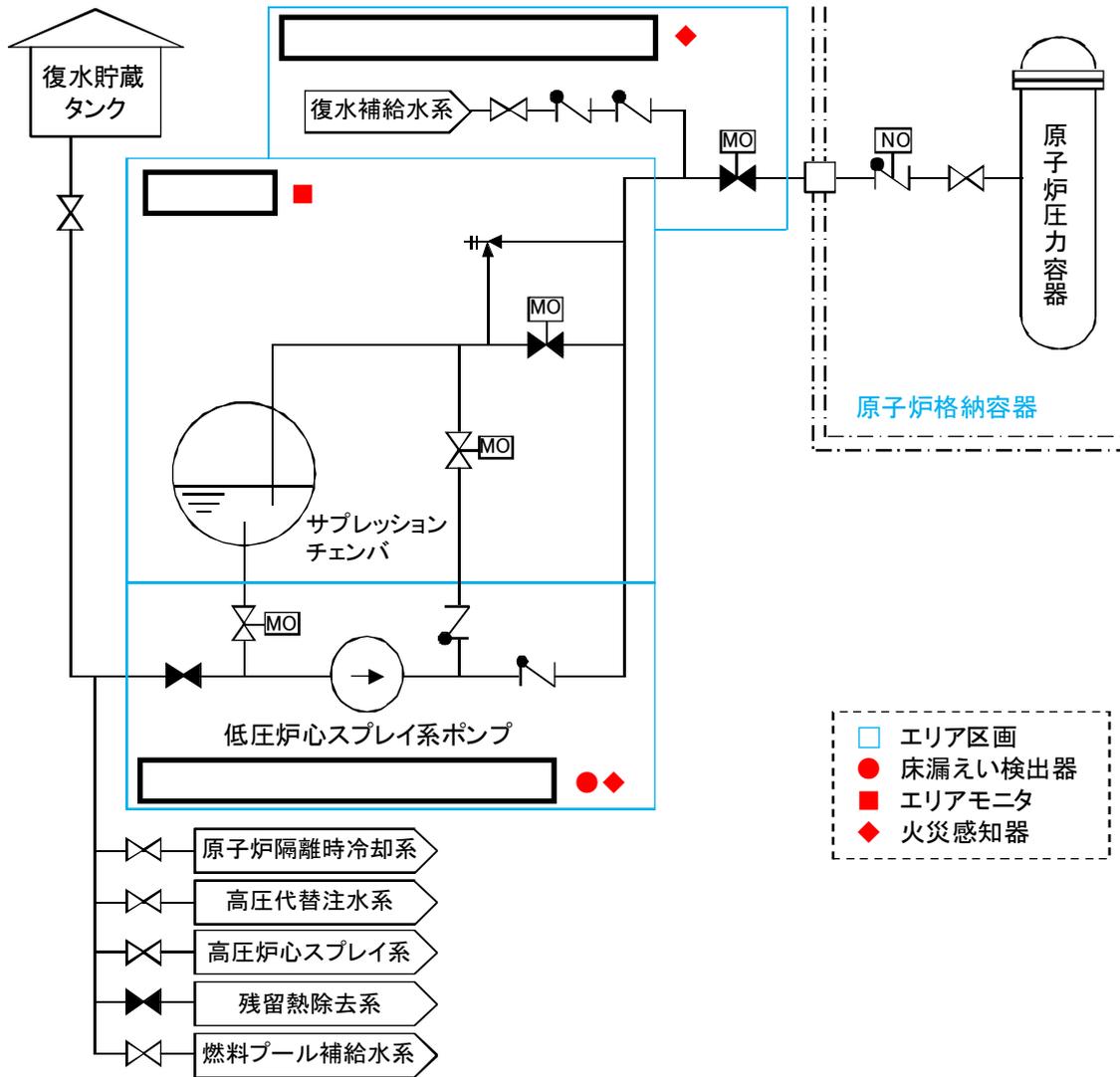


図 33-2 低圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

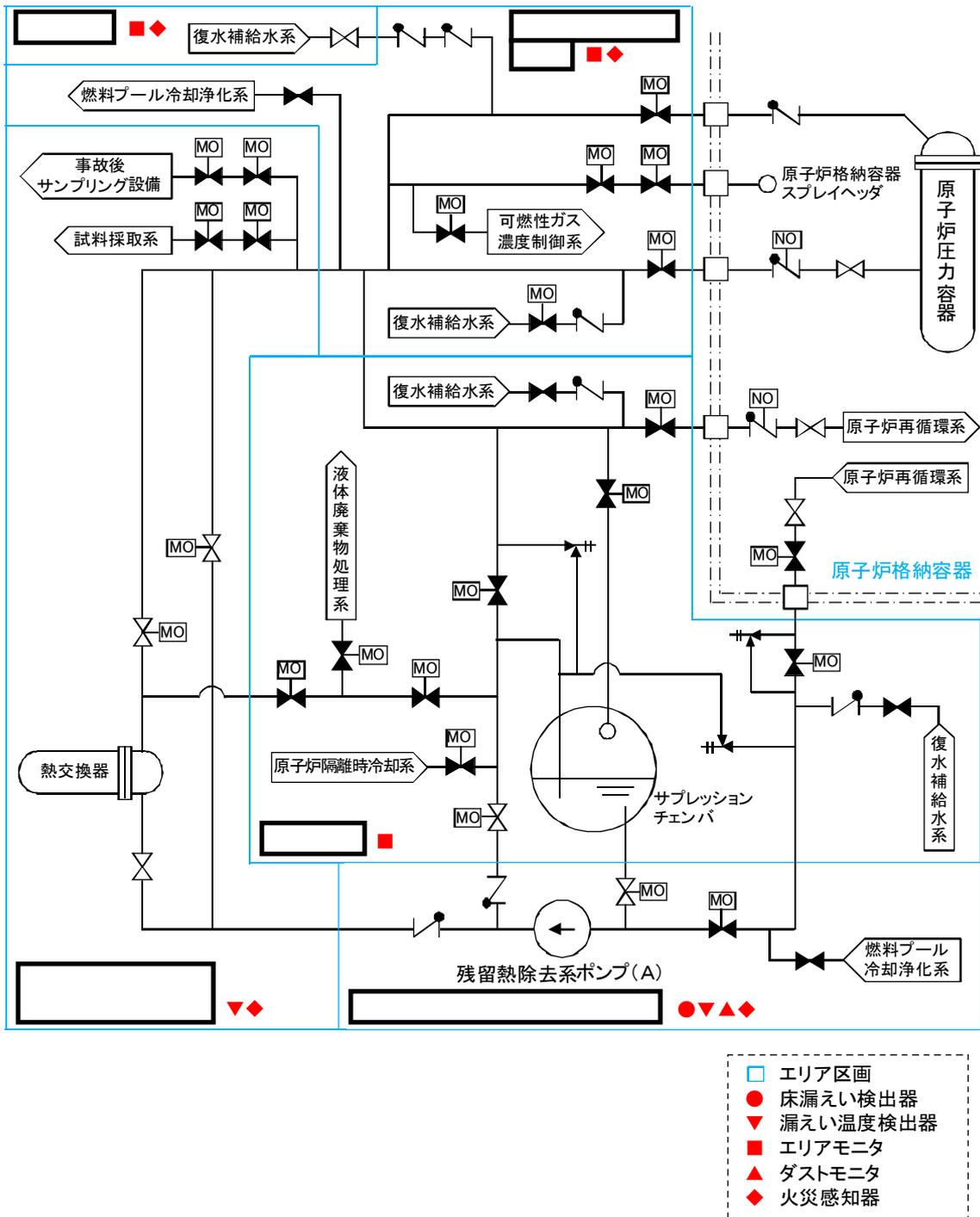


図 33-3 残留熱除去系 (A) 漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

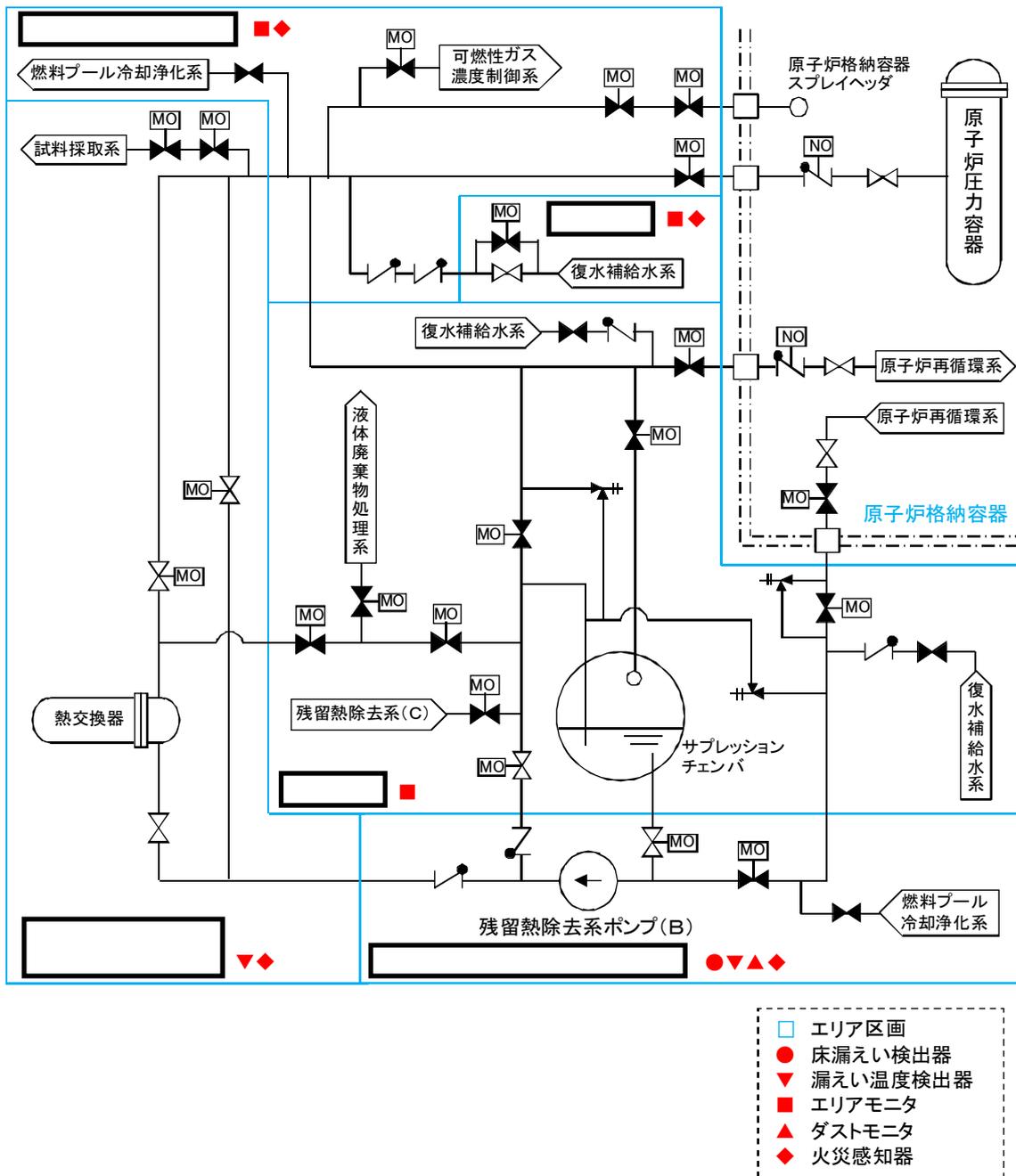


図 33-4 残留熱除去系 (B) 漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

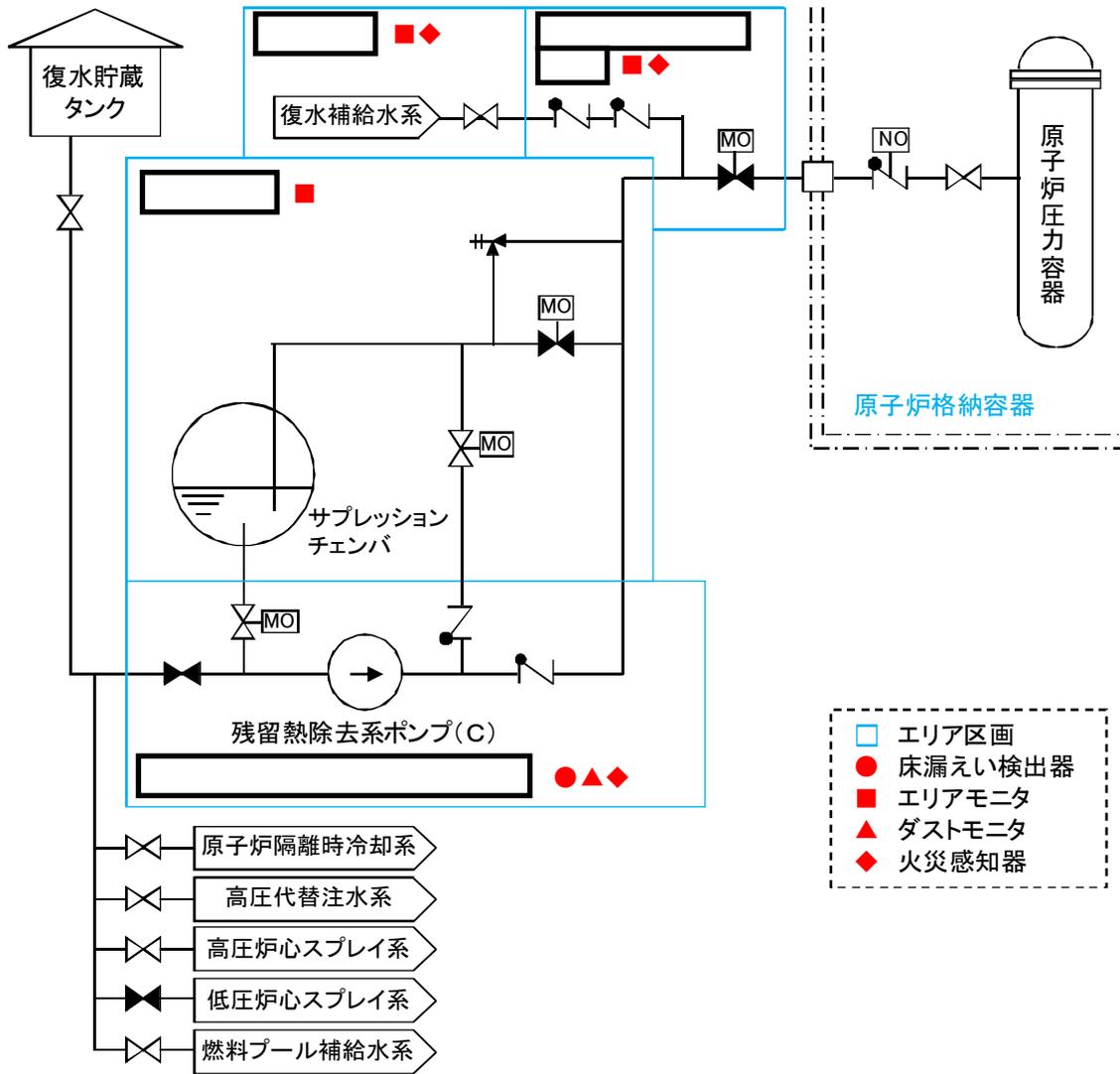


図 33-5 残留熱除去系 (C) 漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

### 34. ISLOCA発生時の操作の成立性及び設備への影響評価について

1. 評価結果の概要
2. 設備の構造健全性及び漏えい面積の評価結果
3. 高圧炉心スプレイ系隔離弁の操作の成立性について
4. 設備への影響評価結果

別紙1 ISLOCA発生時の機器健全性評価

別紙2 ISLOCA発生時の溢水評価

別紙3 ISLOCA発生時の雰囲気温度評価

別紙4 ISLOCA発生時の放射線量評価

## 1. 評価結果の概要

ISLOCA により高圧炉心スプレイ系で漏えいが発生した場合、事象を収束させ長期冷却を継続するため、原子炉隔離時冷却系、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系による除熱操作を実施する。また、漏えい箇所の隔離は、高圧炉心スプレイ系隔離弁(以下、「隔離弁(F003 弁)」という)の閉止により実施する。

原子炉建屋内に漏えいした水の滞留、高温水及び蒸気による雰囲気温度の上昇並びに放射線量の上昇が想定されることから、隔離弁(F003 弁)による隔離操作の成立性及び原子炉隔離時冷却系等の対策設備の機能維持に関して、溢水、雰囲気温度及び放射線による影響の観点より評価を実施した。評価においては、事象発生4時間後に漏えいが停止(隔離弁(F003 弁)の閉止完了)するものとした。評価結果の詳細を2.以降に示すとともに、表34-1に整理する。

評価の結果、ISLOCA発生時の環境条件を考慮したとしても、隔離弁(F003 弁)の隔離操作が成立すること、及び対応設備が機能維持されることを確認した。

表 34-1 ISLOCA 発生時の対応操作の成立性確認結果

対応手順	逃がし安全弁による 原子炉減圧	原子炉注水			漏えい箇所隔離操作
機器	逃がし安全弁	原子炉隔離時冷却系	低圧炉心スプレイ系	低圧注水系	隔離弁(F003)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建屋 [ ]	原子炉建屋 [ ]	原子炉建屋 [ ]	[ ]
時間	事象発生30分後	事象発生から減圧まで	減圧後	減圧後	事象発生4時間後
溢水評価	・中央制御室からの操作のため、操作可能である。	同左	同左	同左	・ISLOCAにより漏えいが発生する箇所は [ ] であり、隔離弁操作場所へアクセスするために通行する通路部及び隔離弁操作場所への溢水はなく、アクセスは可能である。
	・逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。	・原子炉隔離時冷却系が設置されている区画で溢水は発生しない。	・低圧炉心スプレイ系が設置されている区画で溢水は発生しない。	・低圧注水系が設置されている区画で溢水は発生しない。	
雰囲気温度評価	・中央制御室からの操作のため、操作可能である。	同左	同左	同左	・原子炉建屋内温度は約50℃のため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。
	・逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。	・原子炉隔離時冷却系の耐性が十分にあるため、機能維持される。	・低圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため、機能維持される。	・低圧注水系の耐性が十分にあるため、機能維持される。	
放射線評価	・中央制御室からの操作のため、操作可能である。	同左	同左	同左	・線量率約36mSv/hに対して、操作時間(移動時間含む)を約30分と想定した場合でも、実効線量は約18mSvであるため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。
	・逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。	・原子炉隔離時冷却系の耐性が十分にあるため、機能維持される。	・低圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため、機能維持される。	・低圧注水系の耐性が十分にあるため、機能維持される。	

上段: 機器の操作性  
下段: 機器の機能維持

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 2. 設備の構造健全性及び漏えい面積の評価結果

ISLOCA は、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の内部リーク等により原子炉冷却材が格納容器外に漏えいする。ここでは低圧設計となっている配管及び弁、計器の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行い、影響について検討した。

### (1) ISLOCA 発生時の低圧設計部における過圧条件について

過圧箇所として、原子炉の出力運転中に電動弁開閉試験を実施する系統のうち、高圧炉心スプレイ系において注入配管の逆止弁が故障により開固着しており、原子炉注入電動弁を誤操作した場合に過圧される部位のうち、低圧設計部であるポンプの吸込み配管を評価した。

低圧設計部の配管等に対しては、運転中の原子炉圧力（約 7.0MPa[gage]）及び水頭による圧力を考慮し、7.2MPa[gage]の圧力が伝播するものとして低圧設計部の構造健全性について評価を行うこととする。

隔離弁によって低圧設計部分への高圧負荷がかかることを阻止している状態から、隔離弁が開放すると、高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し、配管内の圧力は最終的にはほぼ等しい圧力で落ち着く。高圧設計部分が原子炉圧力容器に連通している場合、最終的な圧力は原子炉圧力とほぼ等しくなる。

隔離弁の急激な開動作（以下、「急開」という）を想定した場合、高圧設計部分及び原子炉圧力容器内から配管の低圧設計部分に流れ込む水の慣性力により、配管内の圧力が一時的に原子炉圧力よりも大きくなることが知られている。この現象は水撃作用と呼ばれる<sup>※1</sup>。しかし、隔離弁が緩やかな開動作をする場合、水撃作用による圧力変化は小さく、配管内の圧力が原子炉圧力を大きく上回ることはない。

電動仕切弁は、駆動機構にねじ機構やギアボックス等があるため、機械的要因では急開となり難い。また、電動での開弁速度は約 10 秒となっており、電氣的要因による誤開を想定した場合であっても、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とならない。

文献<sup>※1</sup>によると、配管端に設置された弁の急激な開閉動作により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間もしくは閉鎖時間(T)が、圧力波が長さ(L)の管路内を往復するのに要する時間( $\mu$ )より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

- $\theta$  : 弁の時間定数  
 $T$  : 弁の開放時間もしくは閉鎖時間(s)  
 $\mu$  : 管路内を圧力波が往復する時間(s)  
 $L$  : 配管長(m)  
 $\alpha$  : 圧力波の伝播速度(m/s)

ここで( $\alpha$ )は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長(L)を実機の高圧炉心スプレー系の注水配管の配管長<sup>※2</sup>を元に保守的に100m<sup>※3</sup>とし、水の音速( $\alpha$ )を1,500m/s<sup>※4</sup>とすると、管路内を圧力波が往復する時間( $\mu$ )は約0.14秒となる。即ち、弁開放時間(T)を高圧炉心スプレー系の原子炉注入電動弁の約10秒とすると水撃作用による大きな圧力変動は生じることはなく、低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお、仮に高圧炉心スプレー系の電動弁開閉に伴う水撃作用が生じた場合であっても、極めて短時間(数秒間)に起きる現象であり、かつ、大幅な圧力上昇を引き起こすことは考えにくい。さらにこの時の配管内の流体は、一次冷却材(287℃)の水が低圧設計部まで到達せず低温の状態であると推測され、温度による影響(熱伸び等)を受けることはない。

また、次項にて示す強度評価において、例えば配管について必要厚さが最も厚いNo.①の配管の最少厚さ( $t_s$ )8.50mmでの必要厚さは約5.04mm(設計引張強さ( $S_u$ ))であり十分な余裕がある。

よって、この影響は無視し得る程小さいものと考え、構造健全性評価としては考慮しないこととする。

※1 : 水撃作用と圧力脈動[改訂版]第2編「水撃作用」((財)電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三)

※2 : 高圧炉心スプレー系の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約80m

※3 : 配管長さを実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、水撃作用の発生条件に対し保守的となる。

※4 : 圧力7.0MPa[abs]、水温40℃の場合、水の音速は約1,542m/sとなる。

(2) 構造健全性評価の対象とした機器等について

高圧炉心スプレイ系の低圧設計部において圧力バウンダリとなる範囲を抽出し、具体的には下記対象範囲について評価を行った。

評価圧力は上述の通り、運転中の原子炉圧力（約 7.0MPa[gage]）及び水頭による圧力を考慮し、7.2MPa[gage]の圧力が伝播するものとして評価を行う。なお、吸込配管の弁とポンプの間に逃がし弁があるが、当該弁の容量は、ポンプ下流側（原子炉側）の弁のシートリークによる漏えいのみを考慮しているため、誤操作による全開を想定した本評価では容量が足りずに効果を期待できない。

- a. ポンプ
- b. 配管
- c. 計器
- d. 弁
- e. 配管フランジ部

具体的な対象箇所を図 34-1 から図 34-5 に示す。

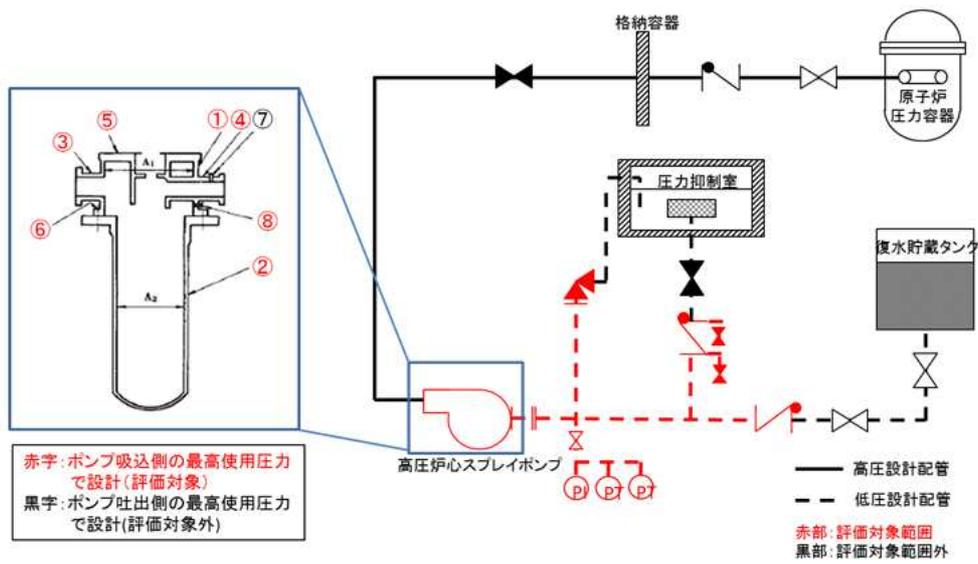


図 34-1 評価対象ポンプ

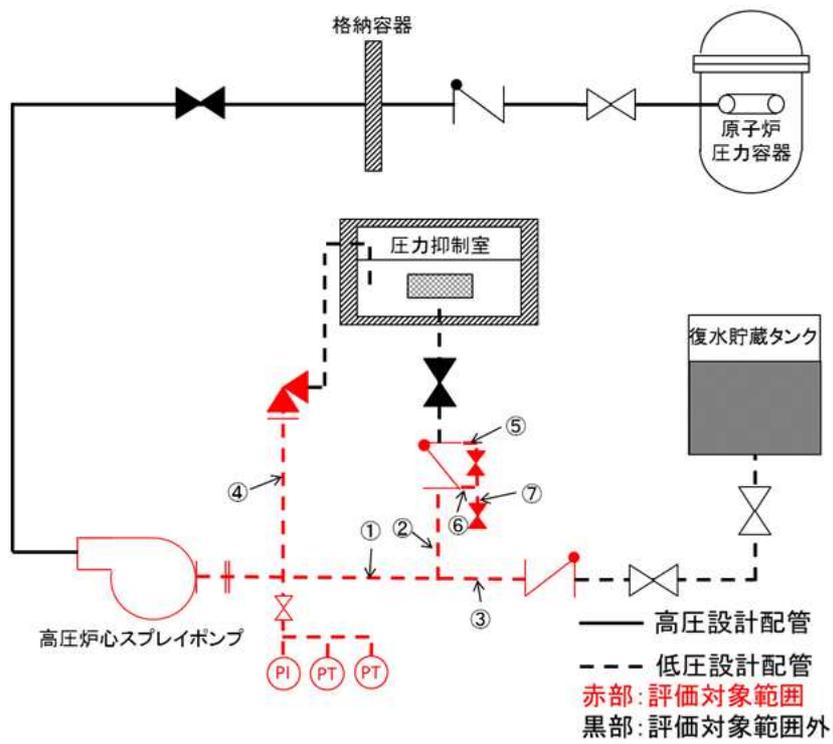


図 34-2 評価対象配管

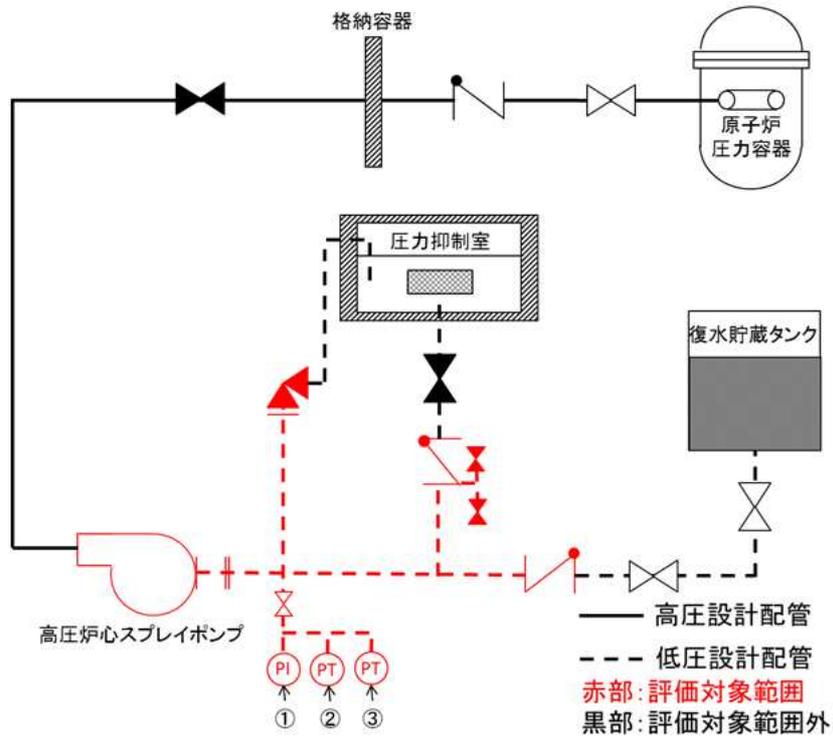


図 34-3 評価対象計器

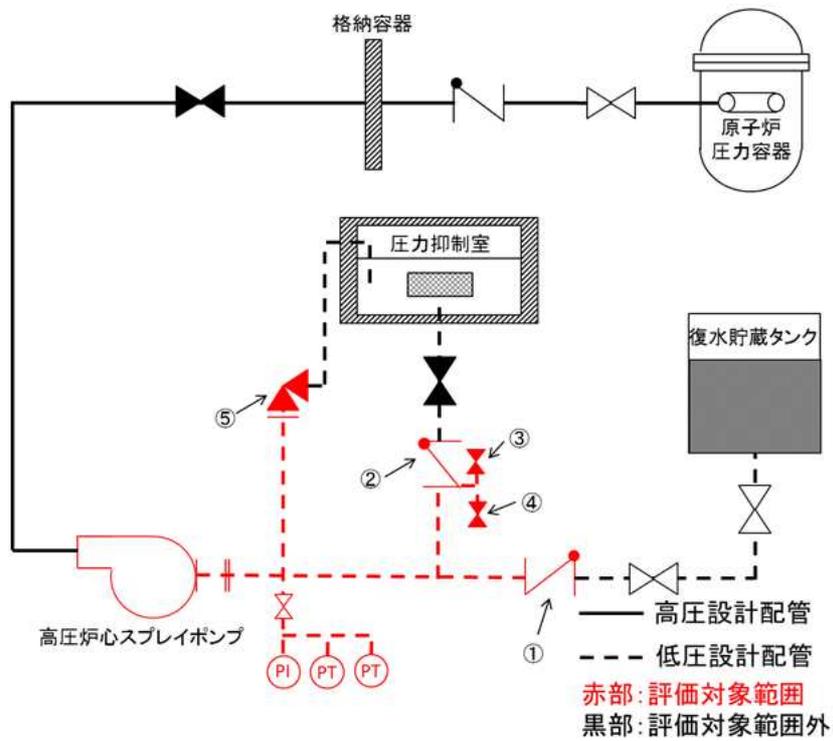


図 34-4 評価対象弁

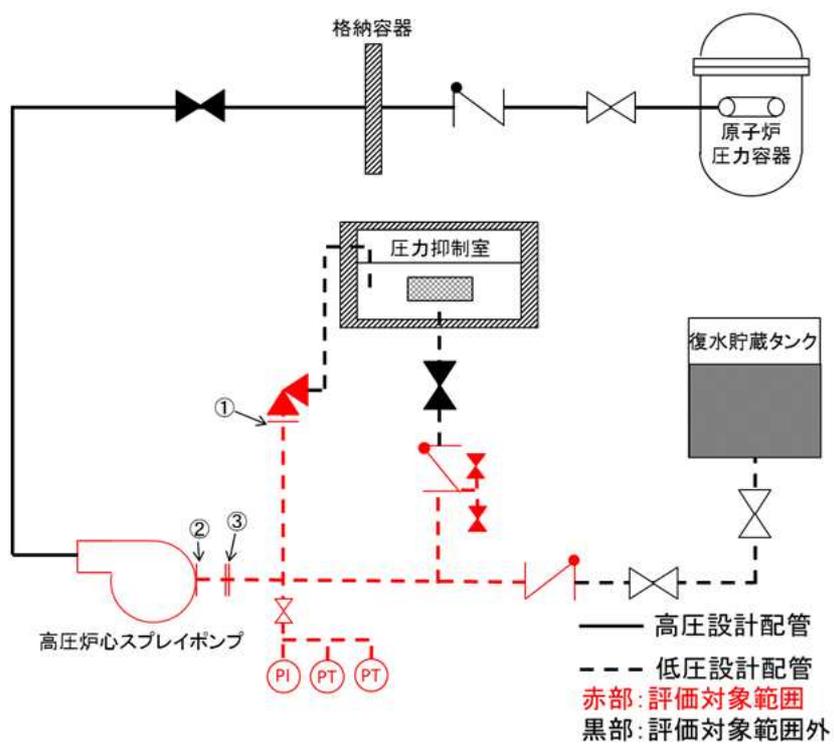


図 34-5 評価対象配管フランジ

(3) 構造健全性評価の結果

各機器等に対する評価結果について以下に示す。(別紙 1)

a. ポンプ

評価条件：圧力 7.2MPa[gage]

温度 287°C (評価圧力の飽和温度)

No.	評価項目	最小厚さ ts (mm)	必要厚さ t (mm)	判定*2 (ts≥t)
①	ケーシングの厚さ	38.3	14.7*1	○
②		16.3	13.5*1	○
③	ケーシングの吸込口及び吐出口の厚さ	20.3	14.7*1	○
④		30.3	14.7*1	○
⑤	ケーシングカバーの厚さ	144.5	133.5*1	○
⑧	管台の厚さ	3.2	0.2*1	○

\*1: Suを使用した評価結果

\*2: 最小厚さ(ts)が必要厚さ(t)以上であること

No.	評価項目	許容応力 (MPa)	発生応力 (MPa)	判定
⑥	ボルト等に加わる平均引張応力	842*1	174	○

\*1: Suを使用した評価結果

評価部位	評価項目	判定	漏えい面積 (cm <sup>2</sup> )	備考
ケーシングフランジ部 メカシール取付フランジ部 メカシール	Oリング	×	17.6	ISLOCA時の温度(287°C) がOリングの使用温度範 囲を超過するため

b. 配管・配管フランジ部

b-1 配管

No.	圧力[P] (MPa)	温度 (°C)	外径[D <sub>o</sub> ] (mm)	公称厚さ (mm)	材料	最小厚さ t <sub>s</sub> (mm)	必要厚さ t (mm)	判定*2 (t <sub>s</sub> ≥t)
①	7.2	287	508.0	9.5	SGV410	8.50	5.04*1	○
②	7.2	287	508.0	9.5	SGV410	8.50	5.04*1	○
③	7.2	287	406.4	9.5	SGV410	8.50	4.04*1	○
④	7.2	287	34.0	4.5	STS410	3.93	1.70	○
	7.2	287	34.0	-	S25C	5.00	1.70	○
⑤	7.2	287	27.2	3.9	STS410	3.40	1.70	○
⑥	7.2	287	27.2	-	S25C	4.30	1.70	○
	7.2	287	60.5	-	S25C	6.10	2.40	○
	7.2	287	60.5	5.5	STS410	4.81	2.40	○
⑦	7.2	287	60.5	5.5	STS410	4.81	2.40	○

\*1下式に基づく板厚評価結果

$$t = \frac{P \cdot D_o}{2 \cdot 1.05u \cdot \eta + 0.8 \cdot P}$$

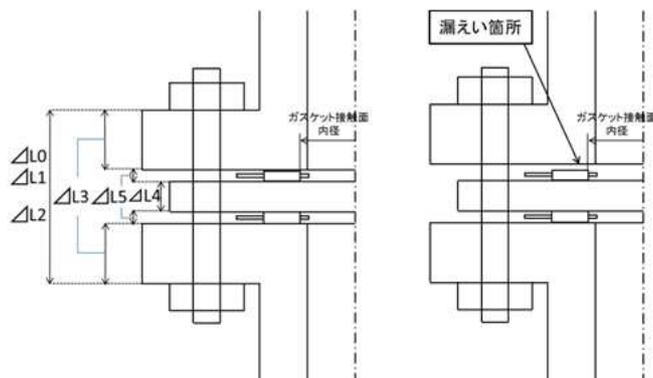
\*2: 最小厚さ(t<sub>s</sub>)が必要厚さ(t)以上であること

b-2 配管フランジ

No.	伸び量(mm)						内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	判定	漏えい 面積 (cm <sup>2</sup> )
	+ ΔL1	- ΔL0	+ ΔL2	- ΔL3	- ΔL4	- ΔL5				
①	0.01	0.03	0.20	0.17	0.00	0.00	60.31	-0.02	○	-
②	0.08	0.09	0.54	0.53	0.00	0.02	557.10	-0.02	○	-
③	0.11	0.07	0.38	0.34	0.02	0.00	589.55	0.06	×	約1.2

ΔL1: 荷重によるボルト伸び量  
 ΔL0: 初期締付によるボルト伸び量  
 ΔL2: ボルト熱伸び量  
 ΔL3: フランジ熱伸び量  
 ΔL4: オリフィス熱伸び量  
 ΔL5: ガasket内外輪熱伸び量

(各部材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置)



c. 計器

No.	計器耐圧 (MPa)	判定	破断想定箇所	開口面積 (cm <sup>2</sup> )
① (E22-PI001)	1.65	×	破断 (φ5導圧)	約0.2
② (E22-PT001A)	4.41	×	漏えい なし*1	-
③ (E22-PT001B)	4.41	×	漏えい なし*1	-

\*1:計器耐圧以上の過圧力が掛かった場合、計器内部のセンサは破損するが、ボディ耐圧が11.1MPaであるため、プロセス流体が外に漏れだすことはない。

d. 弁

d-1 弁本体の耐圧部

No.	圧力[P] (MPa)	温度 (°C)	弁番号	口径[d] (A)	型式	材料	最小厚さ ts (mm)	必要厚さ t (mm)	判定*2 (ts≥t)
①	7.2	287	F002	400	SC	SCPH2	18.0	3.3*1	○
②	7.2	287	F007	500	TC	SCPH2	20.0	4.1*1	○
③	7.2	287	F022	20	G	S25C	6.5	0.3*1	○
④	7.2	287	F502	50	G	S25C	9.0	0.6*1	○
⑤	7.2	287	F023	25/50	S/R	SCPH2	9.0	0.5*1	○

\*1: 下式に基づく板厚評価結果

$$t = \frac{P \cdot d}{2 \cdot Su - 1.2 \cdot P}$$

\*2: 最小厚さ(ts)が必要厚さ(t)以上であること

d-2 弁耐圧部の接合部

(弁耐圧部の強度評価結果 (伸び量))

No.	ボンネットボルトの内圧による伸び量 (1) (mm)	ボンネットボルトの熱による伸び量 (2) (mm)	ボンネットフランジの熱による伸び量 (3) (mm)	伸び量*1 (mm)	判定	漏えい面積 (cm <sup>2</sup> )
①	0.10201	0.248	0.254	0.09601	×	約1.3
②(上部)	0.14688	0.286	0.293	0.13988	×	約3.0
②(サイド)	-0.04087	0.29	0.296	-0.04687	○	-
③	-0.01689	0.138	0.141	-0.01989	○	-
④	-0.01845	0.172	0.176	-0.02245	○	-
⑤	-0.01069	0.086	0.088	-0.01269	○	-

\*1伸び量 = (1) + (2) - (3)

(弁耐圧部の接合部評価結果 (ボンネット座面の面圧))

No.	ボンネットナットの材料	加圧に必要な最小荷重 (N)	ボンネットナット締付部の発生応力 (1) (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (2) (MPa)	判定 (1)≤(2)
①	SNB7	1268445	431.4	604	○
②(上部)	SNB7	2929885	484.5	604	○
②(サイド)	SNB7	163991	84.1	604	○
③	SNB7	23937	44.4	759	○
④	SNB7	56874	66.2	759	○
⑤	SNB7	53161	170.4	759	○

(弁耐圧部の接合部評価結果 (ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧))

No.	ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力 (1) [MPa]	ボンネットフランジの許容応力 (2) [MPa]	弁箱フランジの許容応力 (3) [MPa]	判定 (1)≤(2),(3)
⑤	52.1	438	438	○

#### d-3 グランド部

グランドパッキンの最下段の側面圧が内圧を上回り、漏えいしないことを確認した。

#### (4) 漏えい面積の設定

(3)で述べたとおり，高圧炉心スプレイ系ポンプのケーシングフランジ部及びメカニカルシールのOリング部位からの漏えい，計器からの漏えい及び配管・弁のフランジからの漏えいが評価された。漏えい面積は，ポンプが約 $17.6\text{cm}^2$ ，計器が約 $0.2\text{cm}^2$ ，配管・弁が約 $5.5\text{cm}^2$ であり，計約 $23.3\text{cm}^2$ となった。ISLOCAにおける現場環境の評価においては，漏えい面積が広い方が流出量は増加し，現場環境の条件は厳しくなる。そのため，漏えい面積を保守的に設定することとし，具体的には，高圧炉心スプレイポンプが破損，大規模な漏えいが生じると仮定した。この場合の漏えい量は，故障により開固着している原子炉注入配管の逆止弁のシート部のリーク面積で流量が制限され，当該部の漏えい面積を $35\text{cm}^2$ とした。

### 3. 高圧炉心スプレイ系隔離弁の操作の成立性について

高圧炉心スプレイ系隔離弁(F003 弁)が誤開放し、中央制御室での隔離操作が行えない状況を想定するため、ISLOCA 発生時の必要な対応操作として、隔離弁(F003 弁)の現場  での手動操作の成立性を評価する。

なお、本操作は要員 2 名により必要な防護措置（照明、放射線モニタ、放射線防護具、耐熱服等）を講じたうえで実施する。

隔離弁(F003 弁)の操作場所を図 34-6 に、隔離弁(F003 弁)操作場所へのアクセスルートを図 34-7 に示す。

操作場所及びアクセスルートに対する作業環境による影響評価結果の概要を以下に示す。

#### (1) 溢水による影響

隔離弁(F003 弁)隔離操作場所及びそのアクセスルートについては、別紙 2 のとおり、ISLOCA により漏えいが発生する機器が設置されているフロアよりも上層に位置しており、隔離操作が完了する事象発生 4 時間後において溢水の影響を受けず、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

#### (2) 雰囲気温度の影響

弁の操作場所の温度を評価した結果、別紙 3 のとおり、事象発生約 4 時間後で室温約 50℃のため、耐熱服を装備することにより、隔離弁(F003 弁)の隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

#### (3) 放射線による影響

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、別紙 4 のとおり、放射線防護具等を装備することにより、原子炉建屋内の線量率約 36mSv/h に対して、隔離弁(F003 弁)の隔離操作完了時間（移動時間含む）を約 30 分と想定した場合でも、実効線量は約 18mSv であるため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

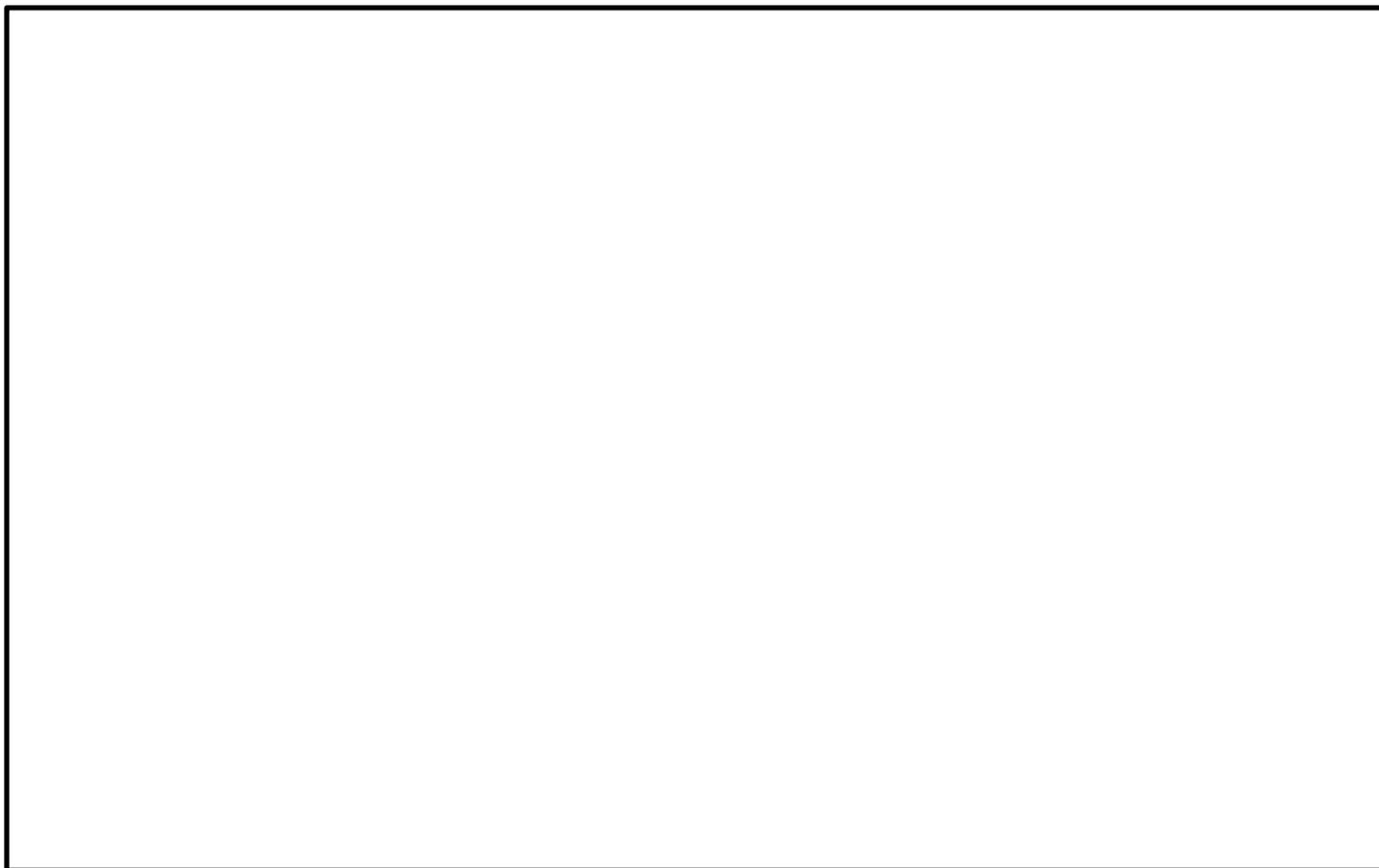


図 34-6 隔離弁操作場所

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

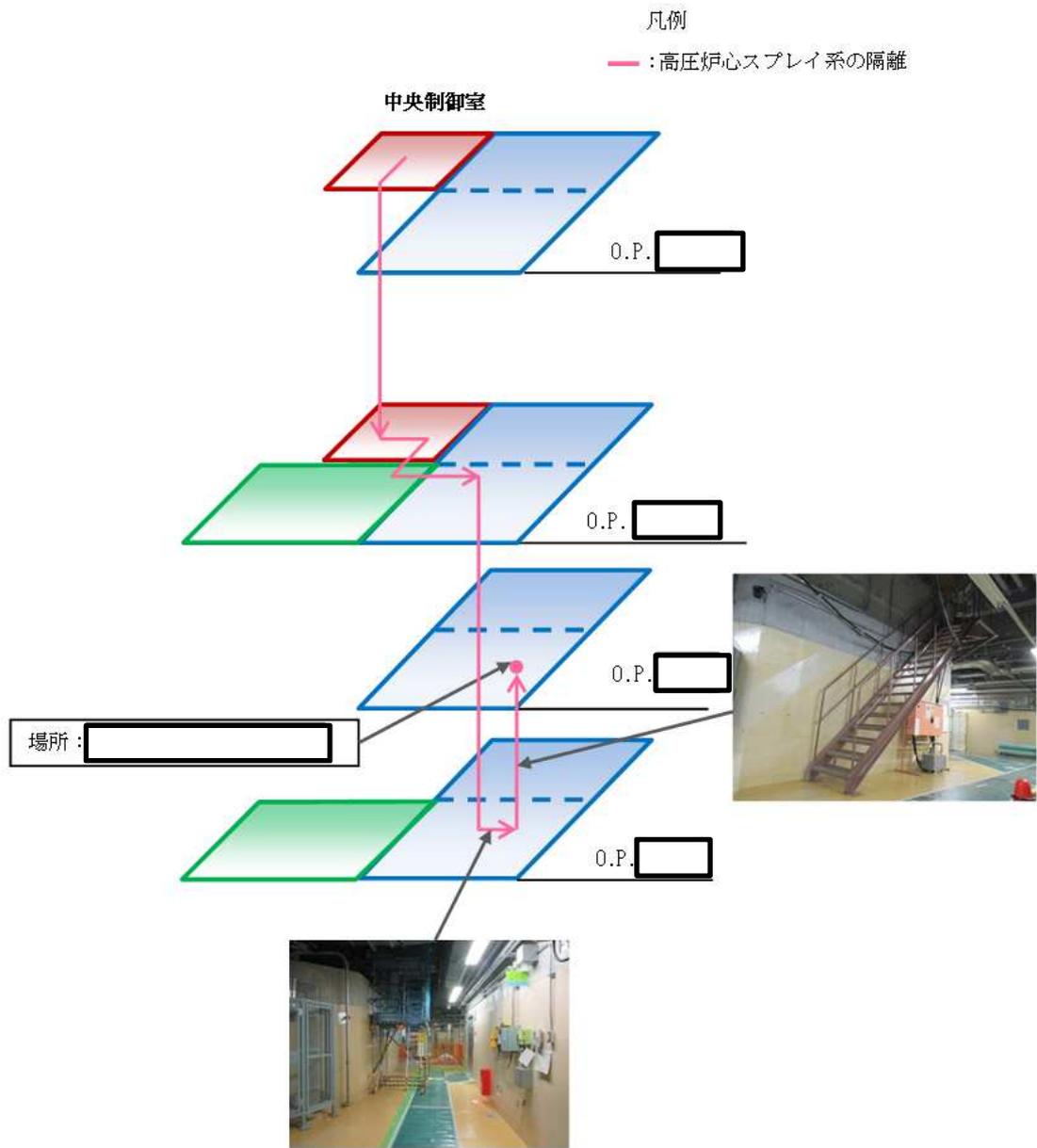


図 34-7 隔離弁操作場所へのアクセスルート

補足 34-17

#### 4. 設備への影響評価結果

ISLOCA 発生時において、事象収束及び長期冷却継続のため、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁の機能に期待しており、系統の運転に必要な補機冷却系統を含め ISLOCA 発生時に機能が期待されることを以下のとおり確認した。また、原子炉建屋内の雰囲気条件が中央制御室内の雰囲気条件に影響しないことを確認した。

##### (1) 溢水による影響

原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系のポンプは、別紙 2 のとおり、原子炉建屋の  に設置されており、トーラス室との境界に水密扉を設置する等により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。また、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も溢水の影響を受けないため、系統の機能は維持される。

逃がし安全弁は、別紙 2 のとおり、区画として分離されている格納容器内に設置されており、関連計装部品も含めて溢水の影響はなく、機能は維持される。

##### (2) 雰囲気温度の影響

隔離弁(F003 弁)は、別紙 3 のとおり、雰囲気温度に対し耐性を有していることから、機能維持される。原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系のポンプ、系統の運転に必要な補機冷却系の設備は、別紙 3 のとおり、雰囲気温度の評価結果に対し耐性を有していることから、系統の機能は維持される。

逃がし安全弁は、別紙 3 のとおり、区画として分離されている格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、雰囲気温度上昇に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

##### (3) 放射線による影響

原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系のポンプ、系統の運転に必要な補機冷却系の設備は、別紙 4 のとおり、放射線の評価結果に対し耐性を有していることから、系統の機能は維持される。

逃がし安全弁は、別紙 4 のとおり、区画として分離されている格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、原子炉建屋内の放射線による影響はなく、機能は維持される。

##### (4) 中央制御室への影響

非常時（原子炉建屋排気放射能高高信号等の発信時）には、常用換気空調系停止（外気取入れ隔離弁が全閉）及び排気側隔離弁の全閉により中央制御室換気空調系は再循環運転となり直接外気が中央制御室に取り込まれることはな

い。

中央制御室の貫通孔は耐火・気密処置対策がなされているため、隙間からの外気侵入はほぼ無いと考えられる。

また、中央制御室換気空調系は原子炉建屋とは別棟の制御建屋に設置されており、原子炉建屋内の雰囲気空気を直接取り入れていないため、原子炉建屋内に蒸気の漏えいが発生した場合においても、漏えい蒸気が直接中央制御室内に流入することはない。

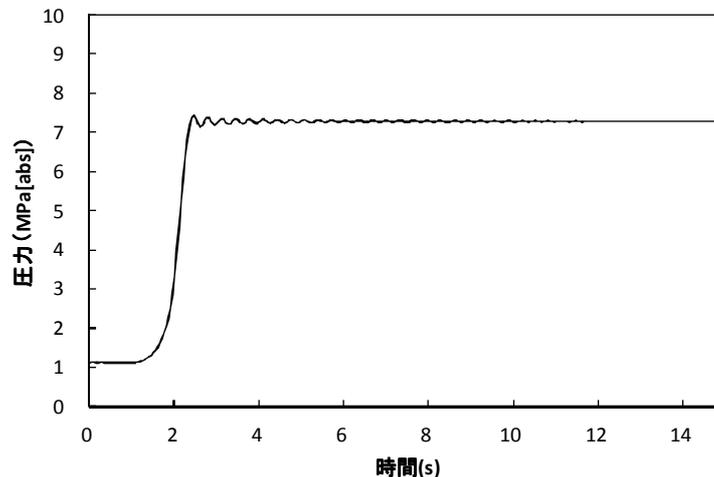
## I S L O C A発生時の機器健全性評価

高圧炉心スプレイ系の漏えい評価として、漏えいの有無確認(構造健全性評価)と漏えい面積の算出を行った。

運転中の原子炉圧力(約7.0MPa[gage])及び水頭による圧力を考慮し、7.2MPa[gage]の圧力が伝播した場合を想定し、漏えい箇所を特定した。

また、特定した漏えい箇所の漏えい面積の算出においては、TRACTの解析に基づく最大圧力(7.4MPa[gage])を用いて評価した。その結果、以下に記す通り、漏えい面積は計約23.3cm<sup>2</sup>となった。

なお、TRACTの解析体系のモデル化における不確かさとして、隔離弁開速度に基づく不確かさ0.1MPa、配管長さに基づく不確かさ0.2MPaを考慮し、0.3MPaを加算した感度解析を実施した結果、漏えい面積は約24.4cm<sup>2</sup>であり、現評価の漏えい面積(35cm<sup>2</sup>)に包絡される。



高圧炉心スプレイ系の圧力推移例(逃がし弁入口)

### 1. 高圧炉心スプレイ系ポンプ

温度条件を飽和温度(287℃)として評価するとケーシングフランジ部及びメカニカルシールOリングの使用可能温度を超えるため、当該部位からの漏えい面積を算出した。

#### (1) ケーシングフランジ面

##### a. 圧力上昇に伴う隙間変化量 $\Delta L$

圧力上昇に伴う隙間変化はボルトの伸びに起因する。

- ・圧力上昇によるボルトの伸び量  $\Delta L$

$$\Delta L = (\Delta W \cdot L) / (N \cdot A \cdot E) = 0.230 \text{ (mm)}$$

L: ボルト長さ



枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

N : ボルト本数

A : ボルトの有効断面積

E : ボルトの縦弾性係数

$\Delta W$  : ISLOCA 時に増加するボルトの荷重  
 $(= \pi / 4 \times G^2 \times (P2 - P1) = 1.252 \times 10^7 \text{ (N)})$

G : Oリングの径

P1 : 設計最高使用圧力

P2 : ISLOCA 時の圧力 (=7.4MPa[gage])

b. 温度上昇に伴う隙間変化量  $\Delta L_T$

温度上昇に伴う隙間変化はボルト、管板、水室フランジの伸びに起因する。

・ 温度上昇によるボルトの伸び量  $\Delta T_B$

$$\Delta T_B = \alpha_1 \times L \times (T2 - T1) = 1.065 \text{ (mm)}$$

$\alpha_1$  : ボルトの熱膨張係数

T1 : 環境温度 (MIN)

T2 : ISLOCA 時の温度 (=287°C)

・ 温度上昇による管板、水室フランジの伸び量  $\Delta T_F$

$$\Delta T_F = \alpha_2 \times (t1 + t2) \times (T2 - T1) = 1.170 \text{ (mm)}$$

$\alpha_2$  : 管板、水室フランジの熱膨張係数

t1 : バレルフランジ厚さ

t2 : ディスチャージヘッドフランジ厚さ

・ 温度上昇に伴う隙間変化量  $\Delta L_T$

$$\Delta L_T = \Delta T_B - \Delta T_F = -0.105 \text{ (mm)} \quad \text{よって隙間変化量は0とみなす}$$

c. 漏えい面積の算出  $A_{IS-1}$

ISLOCA 時におけるケーシングフランジ面からの漏えい面積は以下となる。

$$A_{IS-1} = \pi \times Di \times (\Delta L + \Delta L_T) = 1174 \text{ (mm}^2\text{)}$$

Di : 内径

(2) メカシール取付フランジ面

a. 圧力上昇に伴う隙間変化量  $\Delta L$

圧力上昇に伴う隙間変化はボルトの伸びに起因する。

・ 圧力上昇によるボルトの伸び量  $\Delta L$

$$\Delta L = (\Delta W \cdot L) / (N \cdot A \cdot E) = 0.091 \text{ (mm)}$$

L : ボルト長さ

N : ボルト本数

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

A : ボルトの断面積

E : ボルトの縦弾性係数

$\Delta W$  : ISLOCA 時に増加するボルトの荷重  
 $(= \pi / 4 \times G^2 \times (P_2 - P_1) = 1.940 \times 10^6 \text{ (N)})$

G : Oリングの有効径

P1 : 設計最高使用圧力

P2 : ISLOCA 時の圧力 (=7.4MPa[gage])

b. 温度上昇に伴う隙間変化量  $\Delta L_T$

温度上昇に伴う隙間変化はボルト、管板、水室フランジの伸びに起因する。

・ 温度上昇によるボルトの伸び量  $\Delta T_B$

$$\Delta T_B = \alpha_1 \times L \times (T_2 - T_1) = 0.632 \text{ (mm)}$$

$\alpha_1$  : ボルトの熱膨張係数

T1 : 環境温度 (MIN)

T2 : ISLOCA 時の温度 (=287°C)

・ 温度上昇による管板、水室フランジの伸び量  $\Delta T_F$

$$\Delta T_F = \alpha_2 \times (t_1 + t_2) \times (T_2 - T_1) = 0.785 \text{ (mm)}$$

$\alpha_2$  : 管板、水室フランジの熱膨張係数

t1 : メカサポートフランジ厚さ

t2 : ディスチャージヘッドフランジ厚さ

・ 温度上昇に伴う隙間変化量  $\Delta L_T$

$$\Delta L_T = \Delta T_B - \Delta T_F = -0.153 \text{ (mm)} \quad \text{よって隙間変化量は0とみなす。}$$

c. 漏えい面積の算出  $A_{IS,2}$

ISLOCA 時におけるケーシングフランジ面からの漏えい面積は以下となる。

$$A_{IS,2} = \pi \times Di \times (\Delta L + \Delta L_T) = 183 \text{ (mm}^2\text{)}$$

Di : 内径

(3) メカシール隙間部

ISLOCA 時におけるメカシール隙間部からの漏えい面積は以下となる。

$$A_{IS,3} = \pi \times D \times \Delta t = 401 \text{ (mm}^2\text{)}$$

Di : メカシール内径

$\Delta t$  : メカシールクリアランス

(1) ~ (3) より高圧炉心スプレイ系ポンプの ISLOCA 時の漏えい面積は以下となる。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

$$1174 + 183 + 401 = 1758 \rightarrow 17.6 \text{ (cm}^2\text{)}$$

## 2. 配管・配管フランジ部

### (1) 配管

ISLOCA 時に過圧される配管について、クラス 2 配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を準用し、以下の評価式を用いて配管の計算上必要な厚さを算出した。この算出結果と必要最小厚さを比較し、大きい方を必要厚さ(t)とした。最小厚さ(ts)は必要厚さ(t)以上であり、配管から漏えいが発生しないことを確認した。

#### 【評価式】

$$t = \frac{P \cdot D_0}{2 \cdot 1.0 \cdot Su \cdot \eta + 0.8 \cdot P}$$

t : 管の計算上必要な厚さ (mm)

P : 7.2 (MPa)

D<sub>0</sub> : 管の外径 (mm)

Su : 管の設計引張強さ (MPa)

η : 長手継手の効率 (=1.00)

### (2) 配管フランジ

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を準用して、フランジ部の伸び量を算出し、フランジ部からの漏えいの可能性の有無について評価を行った。伸び量がマイナスの場合は漏えいは無く、プラスの場合は漏えい面積を算出した。評価の結果一部漏えいの可能性がある事が確認され、漏えい面積は約 1.2cm<sup>2</sup>となった。

## 3. 計器

計器耐圧値が ISLOCA 時の圧力 (7.2MPa [gage]) よりも高い場合は漏えいせず、低い場合には漏えいするとして、漏えい口面積を計器構造より評価した。評価の結果、No. ① (E22-PI001) の計器内部のブルドン管やその接続部で漏えいが想定され、漏えい面積は下部のプロセス取合い (外径 : 5mm) の断面積とし、約 0.2cm<sup>2</sup>となった。

## 4. 弁

評価対象弁の構成部分のうち、ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部、弁本体耐圧部の接合部及びグランド部について評価した。

(1) 弁本体の耐圧部

弁本体の耐圧部については設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」の手法を適用し、必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回り、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しない事を確認した。結果を表 34-2 に示す。

【評価式】

$$t = \frac{P \cdot d}{2 \cdot Su - 1.2 \cdot P}$$

t : 弁箱の計算上必要な厚さ (mm)

P : 7.2 (MPa)

d : 内径 (mm)

Su : 設計引張強さ (MPa)

(2) 弁耐圧部の接合部

弁本体の耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量、及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量について評価を行った。結果を表 34-3 に示す。

伸び量がプラスの場合は、当該フランジからの漏れの可能性がある事となる。評価の結果一部漏えいの可能性がある事が確認され、漏えい面積は約 4.3cm<sup>2</sup> となった。

伸び量がマイナスの場合は、念のためにフランジ部の評価を行う。耐圧部の接合部については、ボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしている場合は、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧が材料の許容応力を下回ることを確認した。結果を表 34-4、表 34-5 に示す。

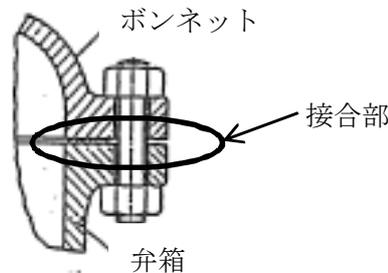


図 34-8 弁耐圧部の接合部

a. 内圧による伸び量

(a) ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 7.2 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付けトルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 7.2MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

(b) ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{6} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (ふた) (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 ((MPa), 278°C)

⑥ : ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

b. 熱による伸び量

(a) ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{7} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (287^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

① : ボンネットフランジ厚さ (ふた) (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

④ : 線膨張係数 (ボンネットボルト) (mm/mm°C)

⑦ : ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

(b) ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{5} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (287^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

① : ボンネットフランジ厚さ (ふた) (mm)

- ②：弁箱フランジ厚さ (mm)
- ⑤：線膨張係数 (フランジ) (mm/mm°C)
- ⑧：ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

c. 伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{6} + \textcircled{7} - \textcircled{8}$$

- ⑥：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)
- ⑦：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)
- ⑧：ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)
- ⑨：伸び量 (mm)

d. ボンネットナット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧' を、ボンネットナット座面の面積で除し、面圧を算出する。ボンネットナット座面を図 34-9, 34-10 に示す。弁はボンネットナットが 2 種類あるため、ボンネットナット座面の面積の算出方法毎に、下記に示す 2 パターンのいずれかにて面圧を算出する。

<パターン 1 >

- ・ボンネットナット座面の面積  
 $(e) = ((a)^2 - (b)^2) / 4 \times \pi$  (図 34-9 参照)
- ・ボンネットナット座面の面圧  
 $(g) = \textcircled{8}' / (e) / (f)$

<パターン 2 >

- ・ボンネットナット座面の面積  
 $(e) = (\sqrt{3} / 16 \times (c)^2 \times 6) - (d)$  (図 34-10 参照)
- ・ボンネットナット座面の面圧  
 $(g) = \textcircled{8}' / (e) / (f)$

- (a)：ボンネットナット面外径 (mm)
- (b)：ボンネット穴径 (mm)
- (c)：ボンネットナット面直径 (mm)
- (d)：ボンネット穴面積 (mm<sup>2</sup>)
- (e)：ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)
- (f)：ボンネットボルト本数 (本)
- (g)：ボンネットナット応力 (MPa)
- ⑧'：7.2MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)

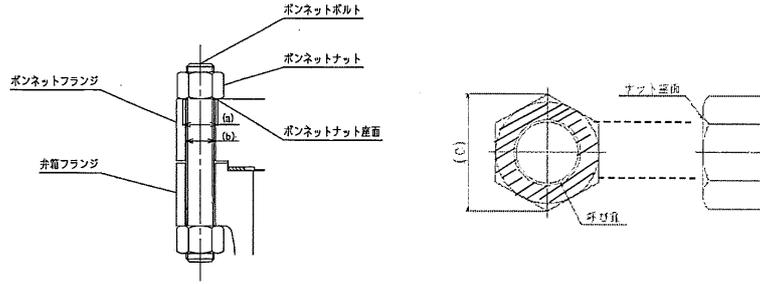


図 34-9 ボンネットナット座面<パターン 1 >

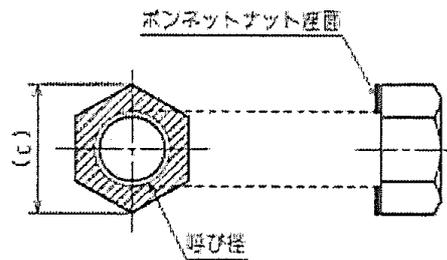


図 34-10 ボンネットナット座面<パターン 2 >

e. ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧' を、ボンネットボルト締付時のボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面積で除し、面圧を算出する。ボンネットボルト締付時のボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面を図 34-11、図 34-12 に示す。なお、弁ふたと弁箱のフランジ（図 34-10 参照）は、はめ込み形フランジである為、合わせ面の応力評価は不要とし、ガスケットは通常状態よりも、合わせ面の面圧が減少することから、健全性は確保されると評価した。

・合わせ面の面積

$$(j) = ((h)^2 - (i)^2) / 4 \times \pi \quad (\text{図 34-10 参照})$$

・ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力

$$(k) = \text{⑧}' / (j)$$

⑧' : 7.2MPa 加圧に必要な最小荷重(N)

(h) : メタルタッチ部外径 (mm)

(i) : メタルタッチ部内径 (mm)

(j) : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

(k) : ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力(MPa)

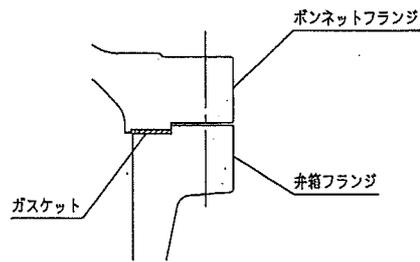


図 34-11 ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面<パターン 1 >

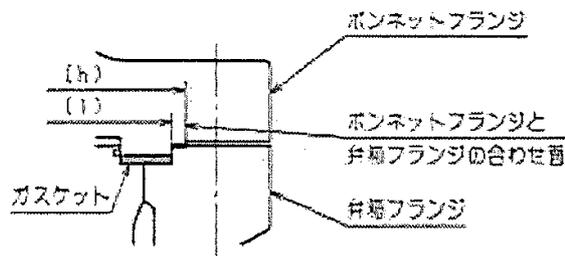


図 34-12 ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面<パターン 2 >

(3) グランド部評価

弁のグランド部については、350℃における試験データにより、グランドパッキンの最下段の側面圧 (7.74MPa) が内圧 (7.2MPa) を上回ることを確認した。

締付圧 (最上段) :  \*

側面圧 (最上段) : 9.06MPa

側面圧 (最下段) : 7.74MPa

流体圧力 : 7.2MPa

\* メーカー推奨値

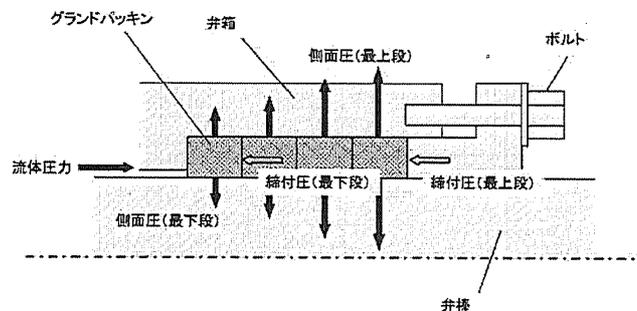


図 34-12 弁のグランド部

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

表 34-2 弁耐圧部の強度評価結果

No	弁番号	口径	材質	設計引張強さ Su (MPa)	最小厚さ ts (mm)	必要厚さ tr (mm)	判定 (ts ≥ tr)
①	E22-F002	400A		438		3.3	○
②	E22-F007	500A		438		4.1	○
③	E22-F022	20A		379		0.3	○
④	E22-F502	50A		379		0.6	○
⑤	E22-F023	25A/50A		438		0.5	○

表 34-3 弁耐圧部の強度評価結果 (伸び量)

No	弁番号	ボンネットフランジ厚さ(ふた) [mm]	弁箱フランジ厚さ [mm]	縦弾性係数 (ボンネットボルト) [mm/mm°C]	縦膨張係数 (ボンネットボルト) [mm/mm°C]	ボンネットボルトの材料	縦弾性係数 (ボンネットフランジ) [mm/mm°C]	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	ボンネットの内圧による伸び量 [mm]	ボンネットの熱による伸び量 [mm]	ボンネットフランジの熱による伸び量 [mm]	伸び量 [mm]
①	E22-F002			187040	1.29E-05		1.32E-05			0.10201	0.248	0.254	0.09601
②	E22-F007 (上部)			187040	1.29E-05		1.32E-05			0.14688	0.286	0.293	0.13988
②	E22-F007 (サイド)			187040	1.29E-05		1.32E-05			-0.04087	0.29	0.296	-0.04687
③	E22-F022			187040	1.29E-05		1.32E-05			-0.01689	0.138	0.141	-0.01989
④	E22-F502			187040	1.29E-05		1.32E-05			-0.01845	0.172	0.176	-0.02245
⑤	E22-F023	187040	1.29E-05	1.32E-05	-0.01069	0.086	0.088	-0.01269					

表 34-4 弁耐圧部の接合部評価結果 (ボンネット座面の面圧)

No	弁番号	ボンネットの材料	ボンネットナットの呼び径 [mm]	ボンネットナット外径 [mm]	ボンネットナット穴径 [mm]	ボンネットナット面直径 [mm]	ボンネットナット穴面積 [mm <sup>2</sup> ]	ボンネットナット面積 [mm <sup>2</sup> ]	ボンネットボルト本数 [本]	7.2MPa加圧に必要な最小荷重 [N]	ボンネットナットの締付部の発生応力 [MPa]	ボンネットナットの許容応力 [MPa]
①	E22-F002		20					245.04	12	1268445	431.4	604
②	E22-F007 (上部)		22					302.37	20	2929885	484.5	604
②	E22-F007 (サイド)		27					487.73	4	163991	84.1	604
③	E22-F022		12					134.81	4	23937	44.4	759
④	E22-F502		16					214.86	4	56874	66.2	759
⑤	E22-F023	10	52	6	53161	170.4	759					

表 34-5 弁耐圧部の接合部評価結果  
(ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧)

No	弁番号	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	メタルタッチ部外径 [mm]	メタルタッチ部内径 [mm]	メタルタッチ部面積 [mm <sup>2</sup> ]	7.2MPa加圧に必要な最小荷重 [N]	ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力 [MPa]	ボンネットフランジの許容応力 [MPa]	弁箱フランジの許容応力 [MPa]
⑤	E22-F023					1021	53161	52.1	438	438

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

## I S L O C A発生時の溢水評価

## 1. 評価条件

HPCS ポンプ室から漏えいするものと想定した。また、評価において高圧炉心スプレイ系からの漏えいについては、事象発生4時間後に隔離弁(F003 弁)の隔離操作が完了することにより停止するものとした。

## 2. 各区画における漏えい量

HPCS ポンプ室からの漏えい量の積分値を図 34-14 に示す。なお、漏えい量の算出においては、蒸気として放出された冷却材は全て原子炉建屋内で凝縮すると仮定している。

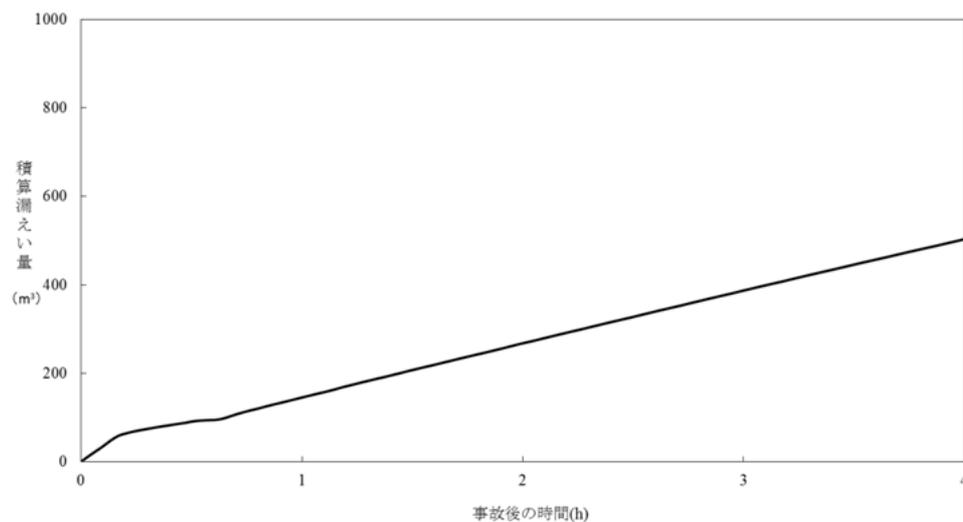


図 34-14 HPCS ポンプ室からの漏えい量の積分値

### 3. 溢水評価結果

溢水状況概要を図 34-15 に、溢水範囲を図 34-16 に示す。HPCS ポンプ室で発生した漏えい水は、同区画で滞留した後に、隣接区画のトーラス室へ伝播する。事象収束のためにアクセスが必要となる区画への伝播は発生しない。

想定する漏えい量を表 34-6 に、溢水が発生する区画について ISLOCA 時に必要となる系統の溢水評価結果を表 34-7 に示す。

#### (1) 高圧炉心スプレイ系隔離弁(F003 弁)への影響

図 34-14 に示すとおり、ISLOCA により漏えいが発生する箇所は [ ] [ ] であり、隔離弁操作場所へアクセスするために通行する通路部 [ ] [ ]、及び隔離弁操作場所 [ ] への溢水はなく、隔離弁の操作性に影響はない。

#### (2) 原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系への影響

図 34-16 に示すとおり、HPCS ポンプ室で発生した漏えい水は、HPCS ポンプ室及びトーラス室に滞留するが、トーラス室と RCIC タービン・ポンプ室、LPCS ポンプ室及び RHR ポンプ室の境界は水密扉を設置する等により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。また、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も溢水の影響を受けないため、系統の機能は維持される。

#### (3) 逃がし安全弁への影響

逃がし安全弁は、区画として分離されている格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響は無く、機能は維持される。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

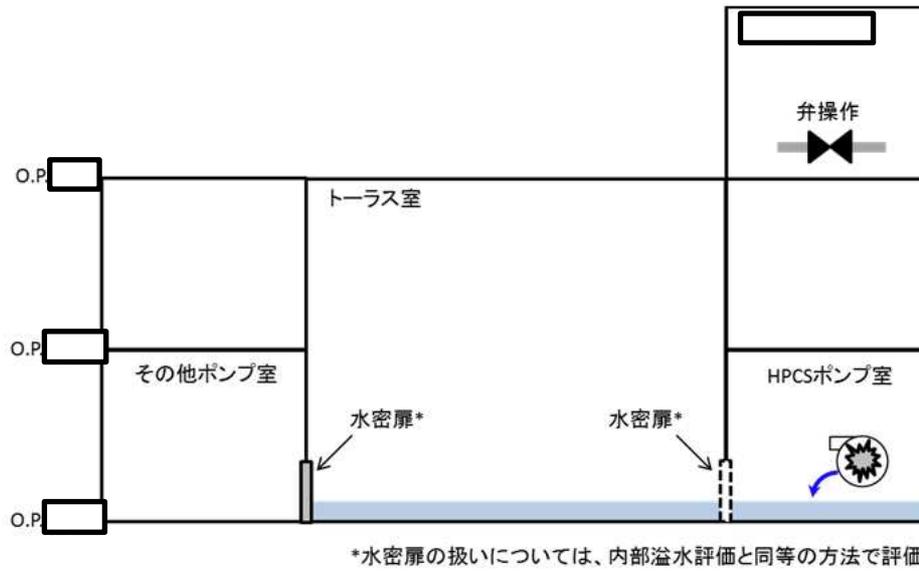


図 34-15 溢水状況概要

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

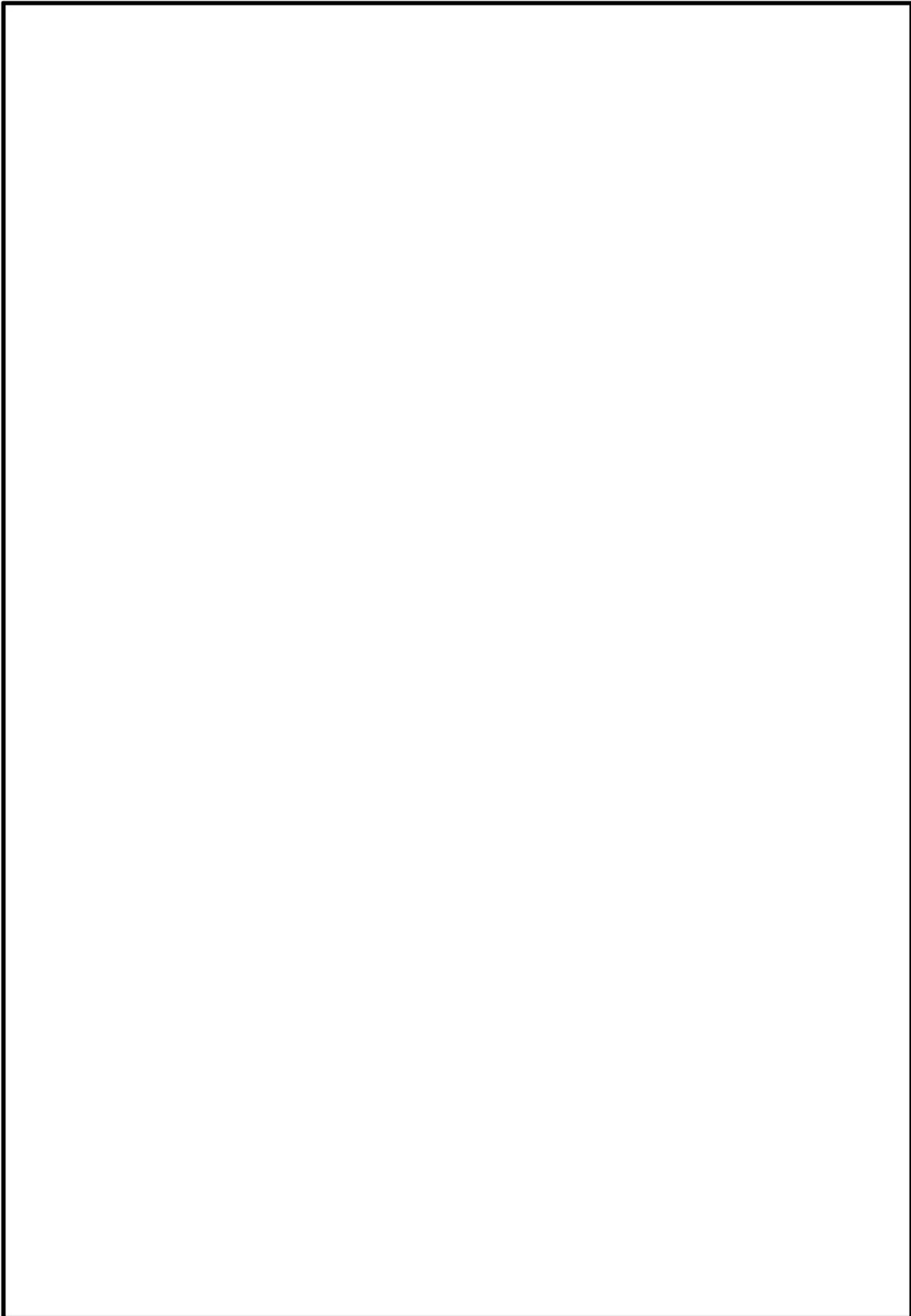


図 34-16 溢水範囲

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

表 34-6 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m <sup>3</sup> ]
0.5	90
1.0	145
1.5	207
2.0	268
2.5	329
3.0	388
3.5	447
4.0	504

表 34-7 溢水評価結果

--

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## I S L O C A発生時の雰囲気温度評価

## 1. 評価条件

HPCS ポンプ室  における漏えいを考慮し、漏えい箇所の隔離に必要な弁操作を実施する区画における雰囲気温度を MAAP により解析した。主要な解析条件を表 34-8 に、MAAP による建屋モデルを図 34-17 に示す。建屋モデルにおいては、漏えい箇所及びアクセスルート上の区画を建屋レイアウトに基づき設定し、貫通孔等による区画間の接続を模擬している。また、雰囲気温度を保守的に評価する観点から、原子炉建屋の壁、床・天井、設置された機器等のヒートシンクを考慮していない。

解析においては、事故発生 30 分後で逃がし安全弁 2 弁による手動減圧並びに低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系により原子炉注水を行う。水位回復後は低圧注水系を停止時冷却モードに切り替えるとともに、低圧炉心スプレイ系によって水位を維持する。また、原子炉建屋内圧力の増加によるブローアウトパネルの開放を考慮する。

表 34-8 雰囲気温度評価における主要な解析条件

項目	解析条件	条件設定の考え方
評価コード	MAAP	
漏えい箇所及び漏えい面積	HPCS ポンプ室 : 35cm <sup>2</sup>	
逃がし安全弁による原子炉減圧	事故発生 30 分後に逃がし安全弁 2 弁による手動減圧	運転操作に必要な操作時間を考慮し設定
ブローアウトパネル開放圧力	<span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 150px; height: 20px; vertical-align: middle;"></span>	設計値

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

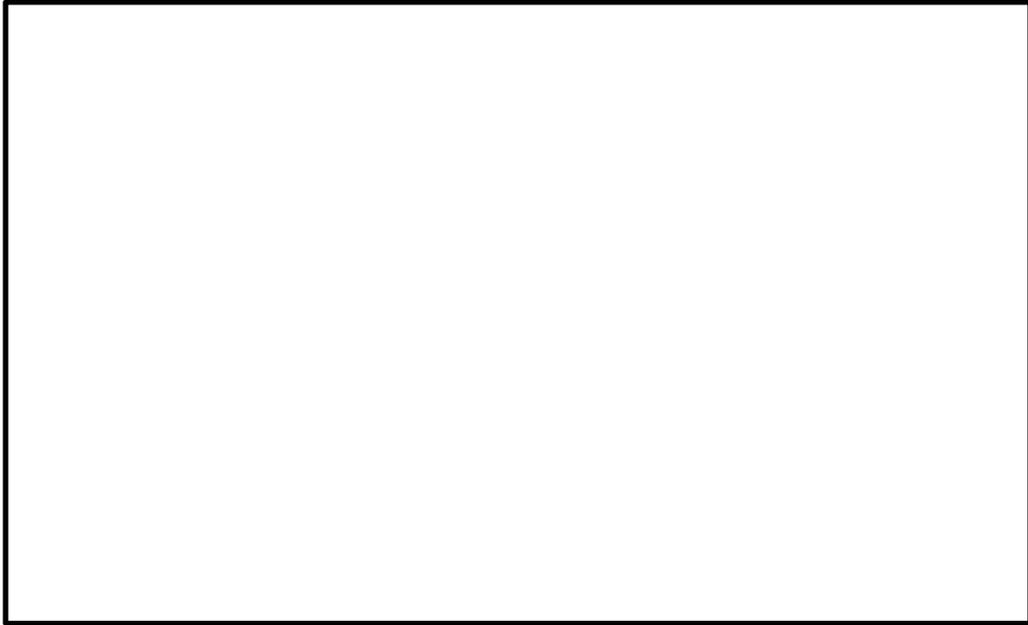


図 34-17 MAAP による原子炉建屋モデルの概要

## 2. 温度評価結果

原子炉建屋温度の推移を図 34-18 に示す。事故発生直後は、高温の冷却材が原子炉建屋に放出され、水蒸気が原子炉建屋内を移動することによって各区画の温度が急激に上昇する。原子炉建屋内の圧力が上昇しブローアウトパネルが開放されると、環境中へのガス放出により原子炉建屋圧力及び温度の上昇は抑制される。事故発生 30 分後に原子炉減圧を行った後は、原子炉から漏えいする冷却材の温度は低下し、またブローアウトパネルの開放が継続することによって各区画の温度は徐々に減少する。

### (1) 高圧炉心スプレイ系隔離弁 (F003 弁) への影響

図 34-18 に示す評価結果のとおり、事故発生直後には高温の冷却材が原子炉建屋に放出されるため、原子炉建屋内の温度は急激に上昇する。弁操作を行う [ ] の温度は最高で約 70℃に到達するが、高圧炉心スプレイ系隔離弁 (F003 弁) は、100℃以上の耐性を有していることから、機能は維持される。

原子炉減圧後は、原子炉建屋内の温度は徐々に減少する。高圧炉心スプレイ系隔離弁 (F003 弁) の隔離操作は、事故発生約 4 時間後から行うこととしているが、その際の弁操作を行う [ ] の温度は約 50℃であり、耐熱服等を装備することによって現場へアクセスすることが可能である。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(2) 原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系への影響

図 34-18 に示す評価結果のとおり，事故発生直後には高温の冷却材が原子炉建屋に放出されるため，原子炉建屋内の温度は急激に上昇する。原子炉建屋の平均的な温度は一時的に約 67℃まで上昇するが，原子炉減圧後は減少に転じる。原子炉建屋における環境温度の長期的な上限値は 66℃であり，解析結果はこの上限値を速やかに下回る。したがって，系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて，系統の機能は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系のポンプ，弁及び計器等は，弁操作を実施する事故発生約 4 時間後までを含む期間において，100℃の耐性を有している。

(3) 逃がし安全弁への影響

逃がし安全弁は，区画として分離されている格納容器内に設置されており，関連計装部品も含めて，原子炉建屋内の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく，機能は維持される。

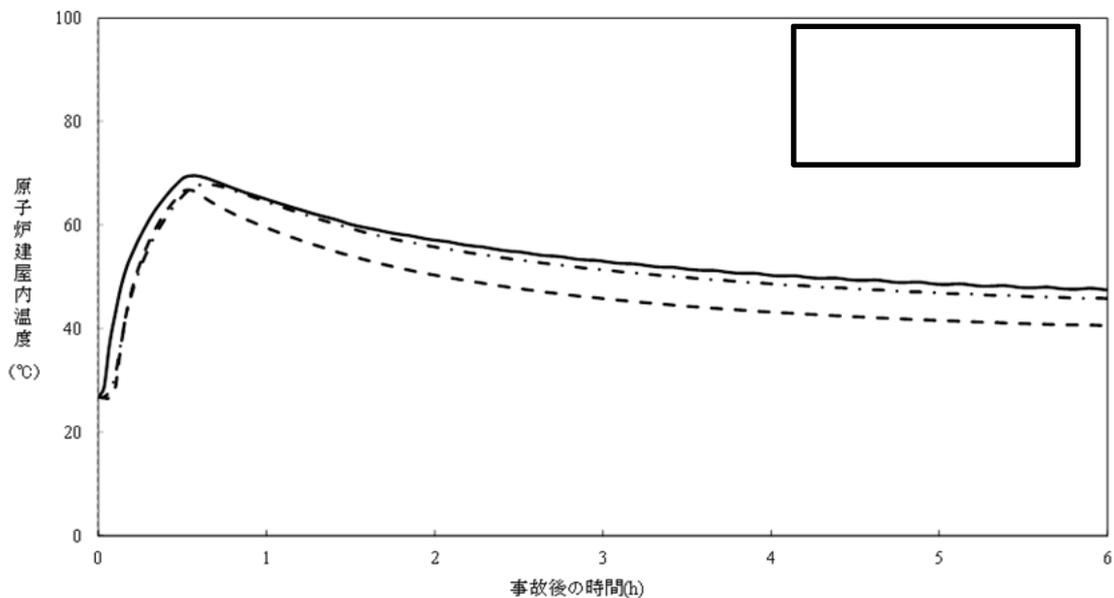


図 34-18 原子炉建屋内温度の推移

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## I S L O C A発生時の放射線量評価

## 1. 評価条件

原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の内部リーク等により原子炉冷却材が格納容器外に漏えいする事象について、漏えいが発生している高圧炉心スプレイ系を隔離するための隔離弁の隔離操作時の実効線量の評価を行った。

原子炉建物内に放出される放射性物質量の算出条件及び放出過程を、表 34-9 から表 34-12, 図 34-18 に記載する。

なお、原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物のうち相当量が、逃がし安全弁から格納容器内（サブプレッションチェンバ）に放出され、漏えい箇所からの放出は限られたものになると考えられるが、本評価においては保守的に追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建物内に瞬時に移行するという条件で評価を行っている。

また、隔離操作時には、セルフエアセットの使用により放射性物質吸入による内部被ばくを防止するため、外部被ばくのみを考慮する。

## 2. 評価結果

## (1) 隔離弁 (F003 弁) の操作の成立性について

漏えい箇所隔離操作場所である  における 3 時間 40 分後の外部被ばく線量率を表 34-13, 線量率の時間推移を図 34-20 に示す。

隔離操作場所での線量率は約 36mSv/h, 操作時間（移動時間含む）は約 30 分間であり、隔離操作に係る実効線量は約 18mSv であるため、高圧炉心スプレイ系を隔離するための隔離弁 (F003 弁) の隔離操作は可能である。

## (2) 設備への影響評価結果概要

原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系のポンプ、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備は、放射線の評価結果に対し耐性を有していることから、機能維持される。

逃がし安全弁は、区画として分離されている格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、原子炉建屋内の放射線による影響はなく、機能は維持される。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

評価条件等一覧

- 表 34-9 放出量評価条件
- 表 34-10 放射性ハロゲン等の原子炉冷却材中濃度及び燃料棒から追加放出される核分裂生成物の全量
- 表 34-11 原子炉建屋内への核分裂生成物放出量
- 表 34-12  $\gamma$ 線による外部被ばく条件
- 表 34-13 事象発生 3 時間 40 分後の外部被ばく線最率
- 図 34-19 核分裂生成物の放出過程
- 図 34-20 原子炉建屋内線量率の推移

表 34-9 放出量評価条件 (1 / 2)

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載
評価事象	原子炉冷却材圧カバウンダリと接続された系統において、隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されることによる破損事象	実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下、「審査ガイド」という）に示されたとおり設定	2.2.3(1)g.(a) i. インターフェイスシステム LOCA の発生後、破断箇所の隔離に失敗し、ECCS による原子炉水位の確保に失敗
事故発生時の冷却材中の放射性ハロゲン等濃度	全希ガス漏えい率	$1.11 \times 10^{10}$ [Bq/s]	運転上許容される最大値 (運転実績データに基づく値)
	冷却材保有量	$2.0 \times 10^8$ [g]	設計値
	原子炉冷却材浄化系流量	$1.97 \times 10^4$ [g/s]	設計値
	主蒸気流量	$1.32 \times 10^6$ [g/s]	設計値
	原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針（以下、「線量目標値評価指針」という）に示されたとおり (線量目標値評価指針Ⅲ 第2表 冷却材浄化系の除染係数 DF : 10)
主蒸気中への移行割合	【ハロゲン】 0.02	線量目標値評価指針に示されたとおり (線量目標値評価指針Ⅲ.1.1.2(4) 冷却材中に存在する希ガスが主蒸気中に移行する割合は、100%、冷却材中に存在するよう素が主蒸気中に移行する割合は、2%とする。)	—

表 34-9 放出量評価条件 (2 / 2)

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載
燃料棒からの追加放出量	I-131 の追加放出量	$3.7 \times 10^{13}$ [Bq]	2.2.2(2) 炉心の出力分布, 炉心流量及び崩壊熱等は, 設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	その他ハロゲン等の放出量	I-131 の組成を平衡組成として考慮	
	希ガスの放出量	I-131 の組成を平衡組成として考慮, 希ガスについてはよう素の 2 倍とする	
	運転時間	2000 日	
核分裂生成物の自然減衰	考慮する	事象発生後立入り開始までの減衰を考慮	—
事故の評価期間	—	事故あたりに放出される放射性物質全量に対する評価とする	2.2.1(4) 有効性評価においては, 原則として事故が収束し, 原子炉及び格納容器が安定状態に導かれる時点までを評価する。(少なくとも外部支援がないものとして 7 日間評価する。ただし, 7 日間より短い期間で安定状態に至った場合は, その状態を維持できることを示すこと。)

表 34-10 放射性ハロゲン等の原子炉冷却材中濃度及び燃料棒から追加放出される核分裂生成物の全量

核種	収率 (%)	崩壊定数 (d <sup>-1</sup> )	γ線実効エネルギー (MeV)	冷却材中濃度 (Bq/g)	冷却材中の初期量 (Bq)	冷却材からの放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq)	原子炉建屋への放出量 (γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値) (Bq)
I-131	2.84	8.60×10 <sup>-2</sup>	0.381	1.8×10 <sup>3</sup>	約 3.50×10 <sup>11</sup>	約 3.50×10 <sup>11</sup>	3.70×10 <sup>13</sup>	約 2.84×10 <sup>13</sup>
I-132	4.21	7.30	2.253	約 1.7×10 <sup>4</sup>	約 3.48×10 <sup>12</sup>	約 3.48×10 <sup>12</sup>	約 5.48×10 <sup>13</sup>	約 2.28×10 <sup>14</sup>
I-133	6.77	8.00×10 <sup>-1</sup>	0.608	約 1.2×10 <sup>4</sup>	約 2.46×10 <sup>12</sup>	約 2.46×10 <sup>12</sup>	約 8.82×10 <sup>13</sup>	約 1.08×10 <sup>14</sup>
I-134	7.61	1.90×10 <sup>1</sup>	2.750	約 3.5×10 <sup>4</sup>	約 7.02×10 <sup>12</sup>	約 7.02×10 <sup>12</sup>	約 9.91×10 <sup>13</sup>	約 4.06×10 <sup>14</sup>
I-135	6.41	2.52	1.645	約 1.9×10 <sup>4</sup>	約 3.80×10 <sup>12</sup>	約 3.80×10 <sup>12</sup>	約 8.35×10 <sup>13</sup>	約 2.73×10 <sup>14</sup>
Br-83	0.53	6.96	0.0075	約 2.2×10 <sup>3</sup>	約 4.33×10 <sup>11</sup>	約 4.33×10 <sup>11</sup>	約 6.90×10 <sup>12</sup>	約 9.61×10 <sup>10</sup>
Br-84	0.97	3.14×10 <sup>1</sup>	1.742	約 4.3×10 <sup>3</sup>	約 8.68×10 <sup>11</sup>	約 8.68×10 <sup>11</sup>	約 1.26×10 <sup>13</sup>	約 2.59×10 <sup>13</sup>
Mo-99	6.13	2.49×10 <sup>-1</sup>	0.16	約 2.2×10 <sup>3</sup>	約 4.44×10 <sup>11</sup>	約 4.44×10 <sup>11</sup>	約 7.99×10 <sup>13</sup>	約 2.56×10 <sup>13</sup>
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	約 9.3×10 <sup>3</sup>	約 1.86×10 <sup>12</sup>	約 1.86×10 <sup>12</sup>	約 7.04×10 <sup>13</sup>	約 1.78×10 <sup>13</sup>
ハロゲン等合計	—	—	—	—	約 2.07×10 <sup>13</sup>	約 2.07×10 <sup>13</sup>	約 5.32×10 <sup>14</sup>	約 1.11×10 <sup>15</sup>
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	/	/	/	約 1.38×10 <sup>13</sup>	約 5.71×10 <sup>10</sup>
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	/	/	/	約 3.41×10 <sup>13</sup>	約 1.00×10 <sup>13</sup>
Kr-85	0.29	1.77×10 <sup>-4</sup>	0.0022	/	/	/	約 2.25×10 <sup>12</sup>	約 9.91×10 <sup>9</sup>
Kr-87	2.54	1.31×10 <sup>1</sup>	0.793	/	/	/	約 6.62×10 <sup>13</sup>	約 7.99×10 <sup>13</sup>
Kr-88	3.58	5.94	1.950	/	/	/	約 9.33×10 <sup>13</sup>	約 3.21×10 <sup>14</sup>
Xe-131m	0.040	5.82×10 <sup>-2</sup>	0.020	/	/	/	約 1.04×10 <sup>12</sup>	約 4.16×10 <sup>10</sup>
Xe-133m	0.19	3.08×10 <sup>-1</sup>	0.042	/	/	/	約 4.95×10 <sup>12</sup>	約 4.13×10 <sup>11</sup>
Xe-133	6.77	1.31×10 <sup>-1</sup>	0.045	/	/	/	約 1.76×10 <sup>14</sup>	約 1.58×10 <sup>13</sup>
Xe-135m	1.06	6.38×10 <sup>1</sup>	0.432	/	/	/	約 2.76×10 <sup>13</sup>	約 6.32×10 <sup>12</sup>
Xe-135	6.63	1.83	0.250	/	/	/	約 1.73×10 <sup>14</sup>	約 8.31×10 <sup>13</sup>
Xe-138	6.28	7.04×10 <sup>1</sup>	1.183	/	/	/	約 1.64×10 <sup>14</sup>	約 8.92×10 <sup>13</sup>
希ガス合計	—	—	—	—	—	—	約 7.56×10 <sup>14</sup>	約 6.06×10 <sup>14</sup>
ハロゲン等+希ガス合計	—	—	—	—	約 2.07×10 <sup>13</sup>	約 2.07×10 <sup>13</sup>	約 1.29×10 <sup>15</sup>	約 1.72×10 <sup>15</sup>

表 34-11 原子炉建屋内への核分裂生成物放出量

核分裂生成物	放出量 (Bq)
希ガス ( $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	約 $6.1 \times 10^{14}$
ハロゲン等 ( $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	約 $1.2 \times 10^{15}$

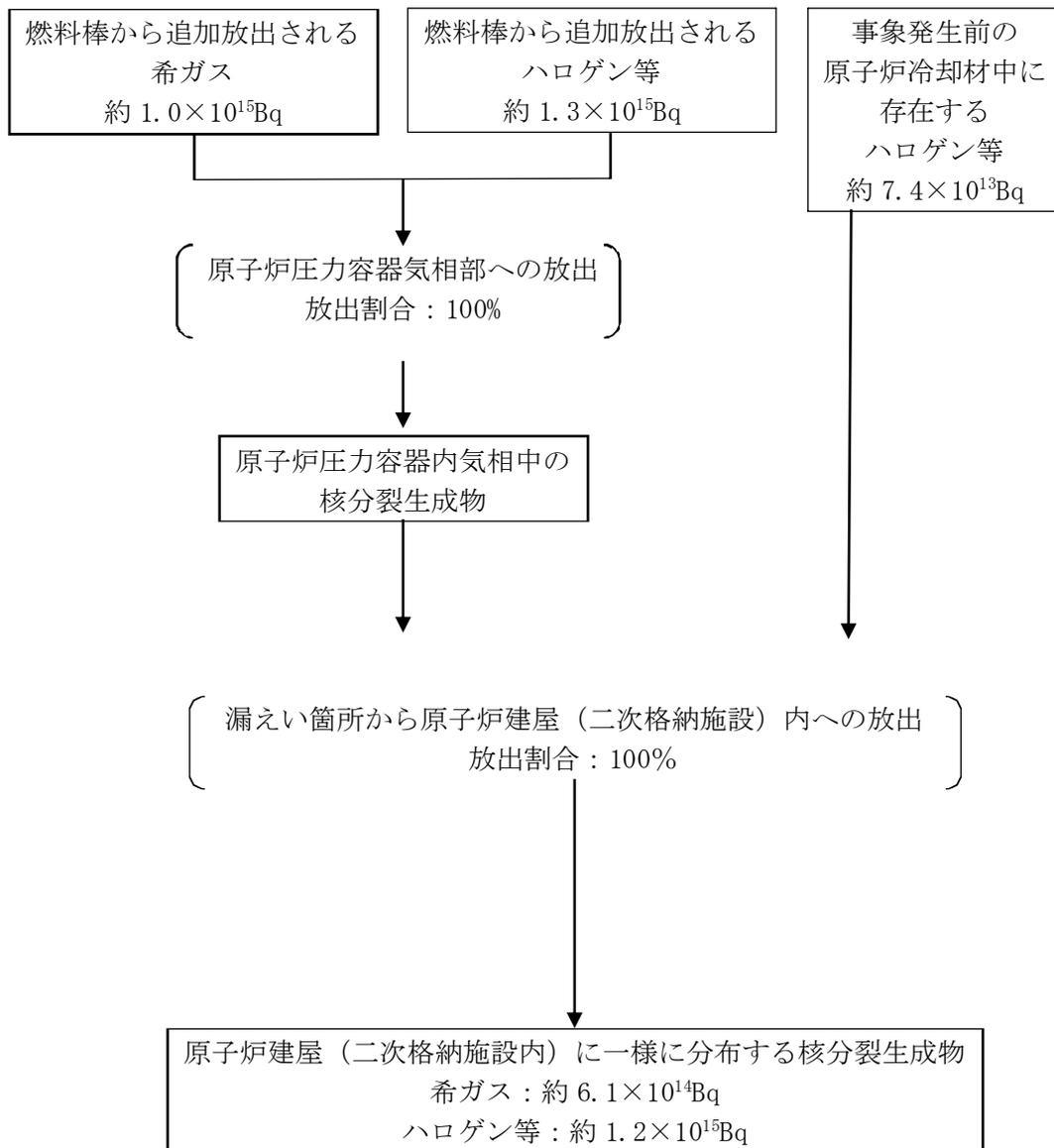


図 34-19 核分裂生成物の放出過程  
 (γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

表 34-12  $\gamma$  線による外部被ばく条件

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載
表 3 に基づき、以下のとおり評価する。			
計算方法	$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{RB}} \cdot E_{\gamma} \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$ <p> <math>D</math> : 放射線量率 [Gy/h]  <math>Q_{\gamma}</math> : 原子炉建屋(二次格納施設)内放射エネルギー[Bq]                      (<math>\gamma</math> 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)  <math>V_{RB}</math> : 原子炉建屋(二次格納施設)内気相部容積                      [115,000 m<sup>3</sup>]  <math>E_{\gamma}</math> : <math>\gamma</math> 線エネルギー [0.5MeV/dis]  <math>\mu</math> : 空気に対する <math>\gamma</math> 線のエネルギー吸収係数                      [3.9×10<sup>-3</sup>/m]  <math>R</math> : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の                      半径 [m] <math>R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_R}{2 \cdot \pi}}</math>  <math>V_R</math> : <input type="text"/> 気相部容積                      [5,100 m<sup>3</sup>]                 </p>	サブマージョンモデルに基づき評価する	—
サブマージョンモデルによる換算係数	$6.2 \times 10^{-14} \text{ [(dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{Gy)} / \text{(MeV} \cdot \text{Bq} \cdot \text{s)}]$		—

表 34-13 事象発生 3 時間 40 分後の外部被ばく線量率

線量率 (mSv/h)	<input type="text"/>
$\gamma$ 線外部被ばくによる線量率	約 3.6×10 <sup>1</sup>

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

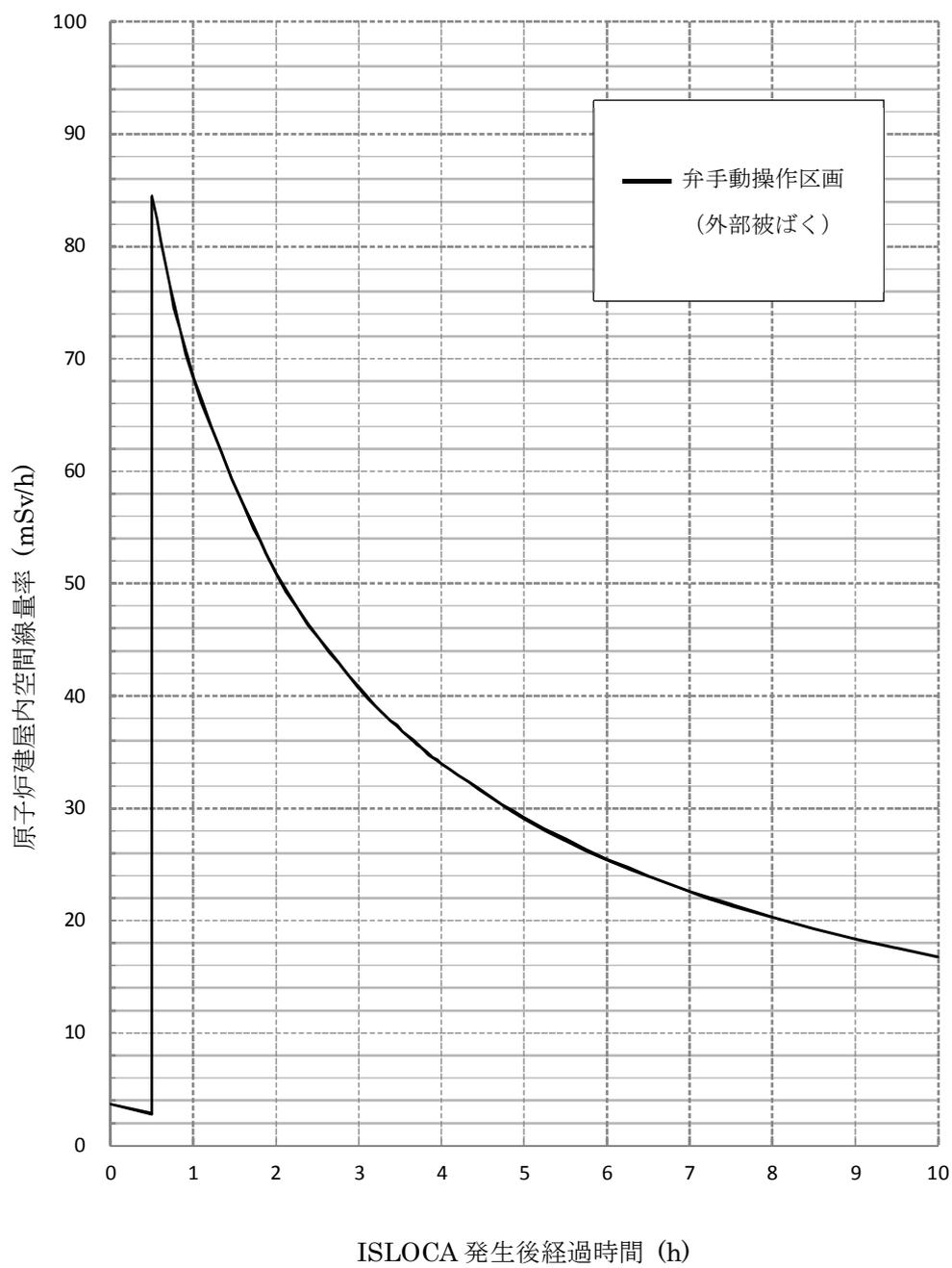


図 34-20 原子炉建屋内線量率の推移

### 3 5. DCH シナリオにおける逃がし安全弁及び水位計の信頼性について

#### 1. 逃がし安全弁の信頼性について

##### (1) DCH シナリオにおける逃がし安全弁機能の考え方

DCH シナリオにおいては、逃がし安全弁を用いた手動操作により、原子炉圧力容器が破損する前に原子炉を減圧し、原子炉圧力容器が高圧状態で破損することがないように対策を行っている。

逃がし安全弁による原子炉圧力容器の減圧は、逃がし安全弁の駆動装置が健全であれば可能であり、当該駆動装置がドライウェルに設置されていることから、ドライウェル内環境下における健全性を確認する。

DCH シナリオにおいては、逃がし安全弁は「減圧開始(BAF+10%)」から「圧力容器破損」までの期間において機能喪失しないことを確認する必要がある。

##### (2) DCH シナリオにおける環境条件

DCH シナリオにおける解析結果のうち、ドライウェル圧力変化を図 35-1、ドライウェル雰囲気温度変化を図 35-2 に示す。

上記(1)で述べた条件下における逃がし安全弁に関する環境条件は以下のとおり。

- ・ 雰囲気圧力（ドライウェル圧力）：最大 0.09MPa[gage]
- ・ 雰囲気温度（ドライウェル温度）：最大 96℃

##### (3) 駆動装置の信頼性評価

逃がし安全弁の駆動部の健全性は雰囲気条件に影響されるが、逃がし安全弁の設計基準事故時における雰囲気条件は、最大圧力 0.427MPa[gage]、最大温度 171℃である。DCH シナリオにおいて、雰囲気圧力及び温度は、最大 0.09MPa[gage]、最大 96℃であることから、設計の範囲内であり問題ない。

## 2. 原子炉水位計の信頼性について

### (1) DCH シナリオにおける原子炉水位計機能の考え方

DCH シナリオにおける逃がし安全弁を用いた手動減圧の実施判断条件として、原子炉水位を確認している。

原子炉水位計はドライウェル内に設置されている凝縮槽内の水位が維持されていれば使用可能であり、ここでは凝縮槽内の水が DCH シナリオの環境下で喪失しないことを確認する必要がある。

また、原子炉水位の確認が必要となるのは、事象発生後から減圧操作の判断を行う水位 (BAF+10%) に到達するまでの期間である。

### (2) DCH シナリオにおける環境条件

DCH シナリオにおける解析結果のうち、ドライウェル雰囲気温度変化を図 35-2、原子炉雰囲気温度変化を図 35-3 に示す。

図 35-3 に示すとおり、原子炉気相部圧力における飽和温度 (約 290℃) に対して、減圧直前の原子炉気相部温度は約 350℃であり、原子炉気相部は過熱状態であると考えられる。

### (3) 原子炉水位計の信頼性評価

減圧操作直前の原子炉気相部温度は過熱状態であると考えられるが、図 35-2 に示すとおり、ドライウェル気相部温度は減圧操作直前において約 85℃であり、凝縮槽内では蒸気が冷やされ凝縮することにより、凝縮槽内の水位が維持される。よって、原子炉水位計は使用可能と考えられる。

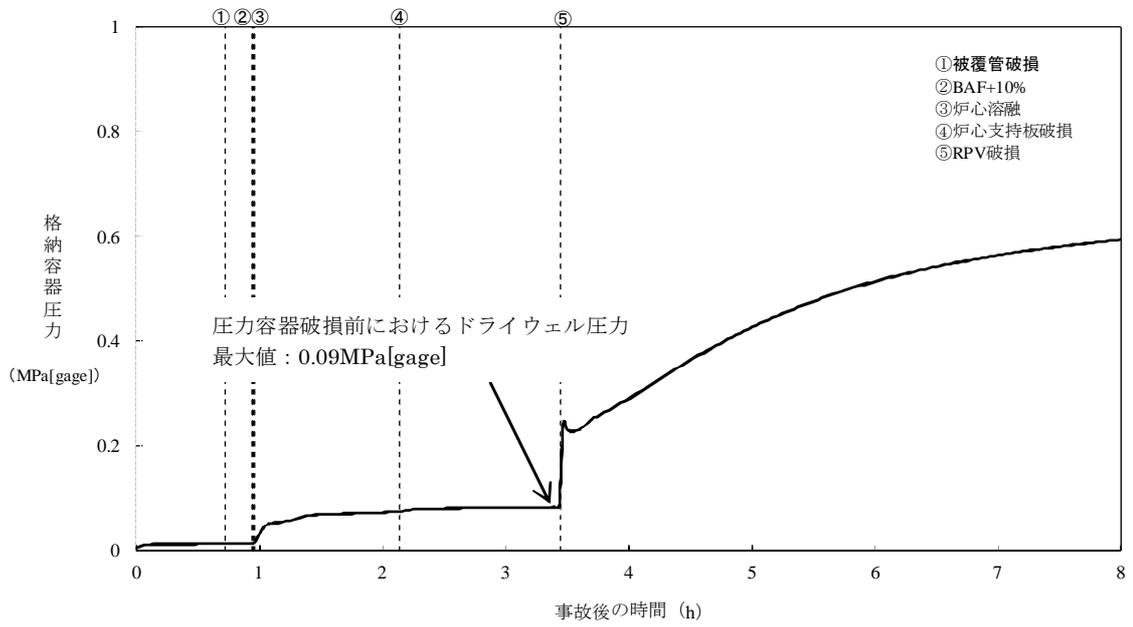


図 35-1 ドライウエル圧力変化

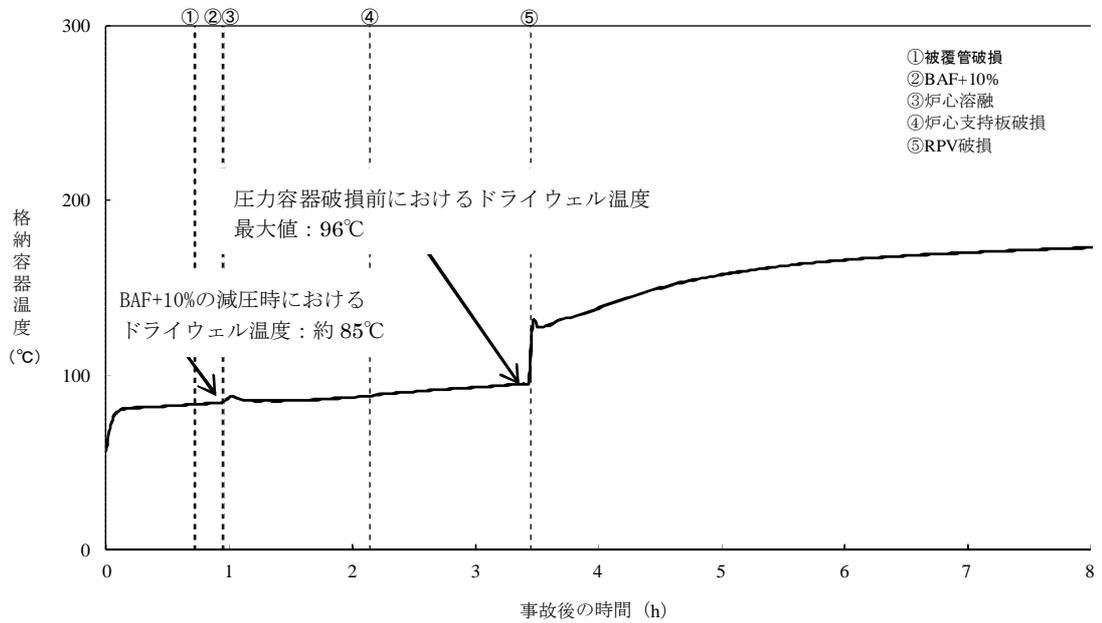


図 35-2 ドライウエル雰囲気温度変化

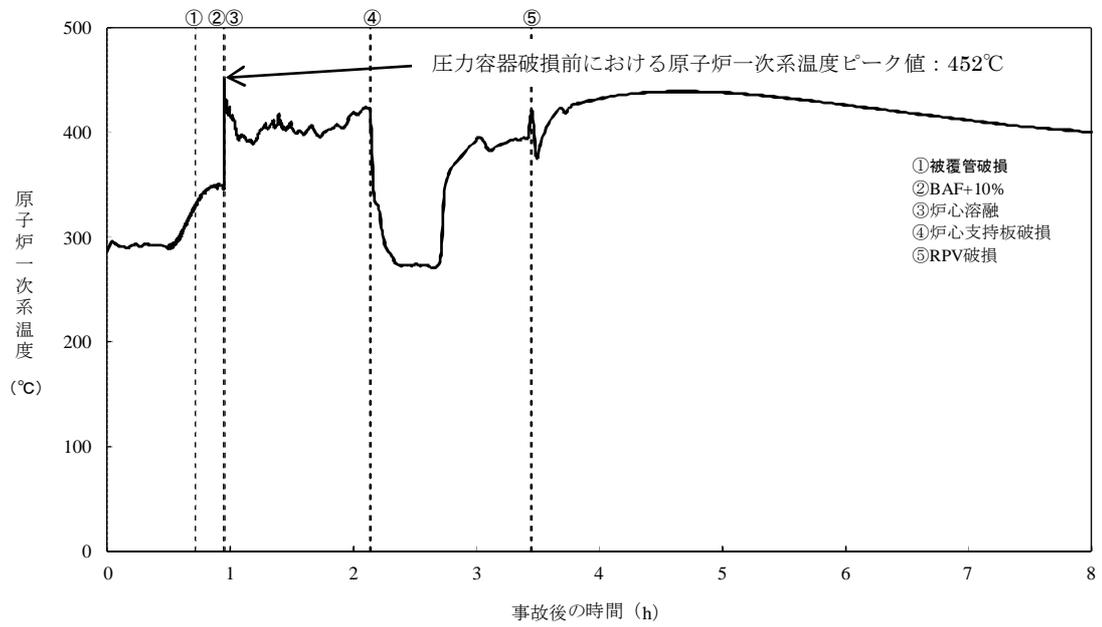


図 35-3 原子炉雰囲気温度変化

### 36. DCH シナリオにおける減圧の考え方について

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器直接加熱」に対する緩和措置として、原子炉水位が「有効燃料棒底部から燃料有効長の10%高い位置 (BAF+10%)」に到達したことを確認し、逃がし安全弁2弁で原子炉減圧を実施する手順としている。以下にDCHシナリオにおける減圧の考え方を示す。

なお、有効性評価においては、減圧の観点からより厳しい条件として、逃がし安全弁1弁により減圧した場合の評価を実施している。

#### (1) 減圧のタイミング

原子炉水位が「BAF+10%」まで低下した時点で減圧を実施する運用は、蒸気冷却による燃料の冷却の効果により、燃料露出直後に減圧する場合に比べて、圧力容器破損までの時間を延ばすことを目的としている。

なお、燃料有効長底部に到達すると水位計による確認ができなくなるため、その前の目安として、水位が10%高い位置において減圧操作を実施することとしている。

#### (2) 減圧の弁数

表36-1に逃がし安全弁1弁で減圧した場合と2弁で減圧した場合の原子炉圧力容器破損時間および減圧完了時間、プラント挙動をそれぞれ示す。2弁で減圧した場合、1弁で減圧した場合と比較し、圧力容器破損までの時間が長くなり、水素発生量も小さい結果となることから、逃がし安全弁2弁による減圧を実施する手順としている。

表 36-1 減圧タイミング (BAF+10%)\*1 での減圧方法に関する感度解析結果

減圧弁数	RPV 破損時間 (h)	水素発生量 (kg) *1	減圧終了時間 (h)	溶融炉心落下量 (t) *2
1 弁	3.4	480	1.5	
2 弁	4.0	340	1.2	

\*1：RPV 破損前の水素発生量

\*2：RPV 破損直後の格納容器下部への落下量

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

### 37. 原子炉格納容器下部注水手順について

原子炉格納容器下部注水は、炉心損傷により原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合、予め原子炉格納容器下部床に注水することで、原子炉圧力容器破損後の熔融炉心の冷却性を向上し、MCCIの緩和を図ることを目的としている。

さらに原子炉格納容器下部に放出された熔融炉心に注水することにより、熔融炉心を冠水冷却する。

原子炉格納容器下部注水実施の考え方、条件および手順を以下に示す。操作に必要な弁は非常用電源に接続されており、常設代替交流電源からの給電も可能である。

原子炉格納容器下部注水概要図を図 37-1 に示す。なお、原子炉格納容器下部注水は、復水移送ポンプと可搬型大容量送水ポンプにより注水可能である。

#### (1) 原子炉格納容器下部注水の考え方

炉心熔融が進展し、In-Vessel において収束できず、Ex-Vessel まで進展する現象のうち、MCCI においては、ペDESTAL への初期水張りが重要となる。

MCCI については、種々の実験結果から、デブリ上面からの除熱を向上させるため、原子炉格納容器下部への水張り水深を深くすることにより、熔融炉心が落下時に粒子化され、粒子状ベッドとして堆積することにより、デブリ冷却性を向上させることが影響緩和のために重要である。このため、損傷炉心冷却失敗を確認した場合には、原子炉格納容器下部の深さ相当である浸水深 (3.4m) まで注水を実施する運用としている。

なお、FCI については、種々の実験結果から、実機において大規模な水素爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられている。また、水蒸気爆発の評価が厳しくなる状態 (浸水深 3.4m) において、仮に水蒸気爆発が発生した場合を仮定した評価においても、格納容器下部鋼板に与えるひずみ量は小さいことを確認しており、格納容器の健全性に影響を与えるものではないと判断している。

#### (2) 原子炉格納容器下部注水の実施条件

原子炉格納容器下部への注水については、損傷炉心冷却失敗を確認した時点で初期水張りを実施する。

なお、損傷炉心冷却失敗については、原子炉への全注水機能喪失および原子炉水位 L-0 未満または原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃以上で判断する。

初期水張り実施後、原子炉圧力容器破損を確認した場合は、熔融炉心を継続的に冷却するため崩壊熱相当の注水を実施する。

#### (3) 原子炉格納容器下部への注水手順

- a. 原子炉格納容器下部への注水ラインの構成のため、弁①から弁③が全閉であることを確認し、常時全開となっている弁④から弁⑦を全閉とする。  
なお、制御棒駆動水圧系が停止している場合は弁⑧を全閉とする。
- b. 復水移送ポンプを起動後、弁⑨および弁⑩を開し、原子炉格納容器下部へ約90 m<sup>3</sup>（水深約3.4 m相当）注水し初期水張りを実施する。  
なお、原子炉格納容器下部への注水の確認については、原子炉格納容器下部注水流量計または原子炉格納容器下部水位計にて確認する。
- c. 原子炉圧力容器破損後は、崩壊熱相当量の注水を実施する。

以上

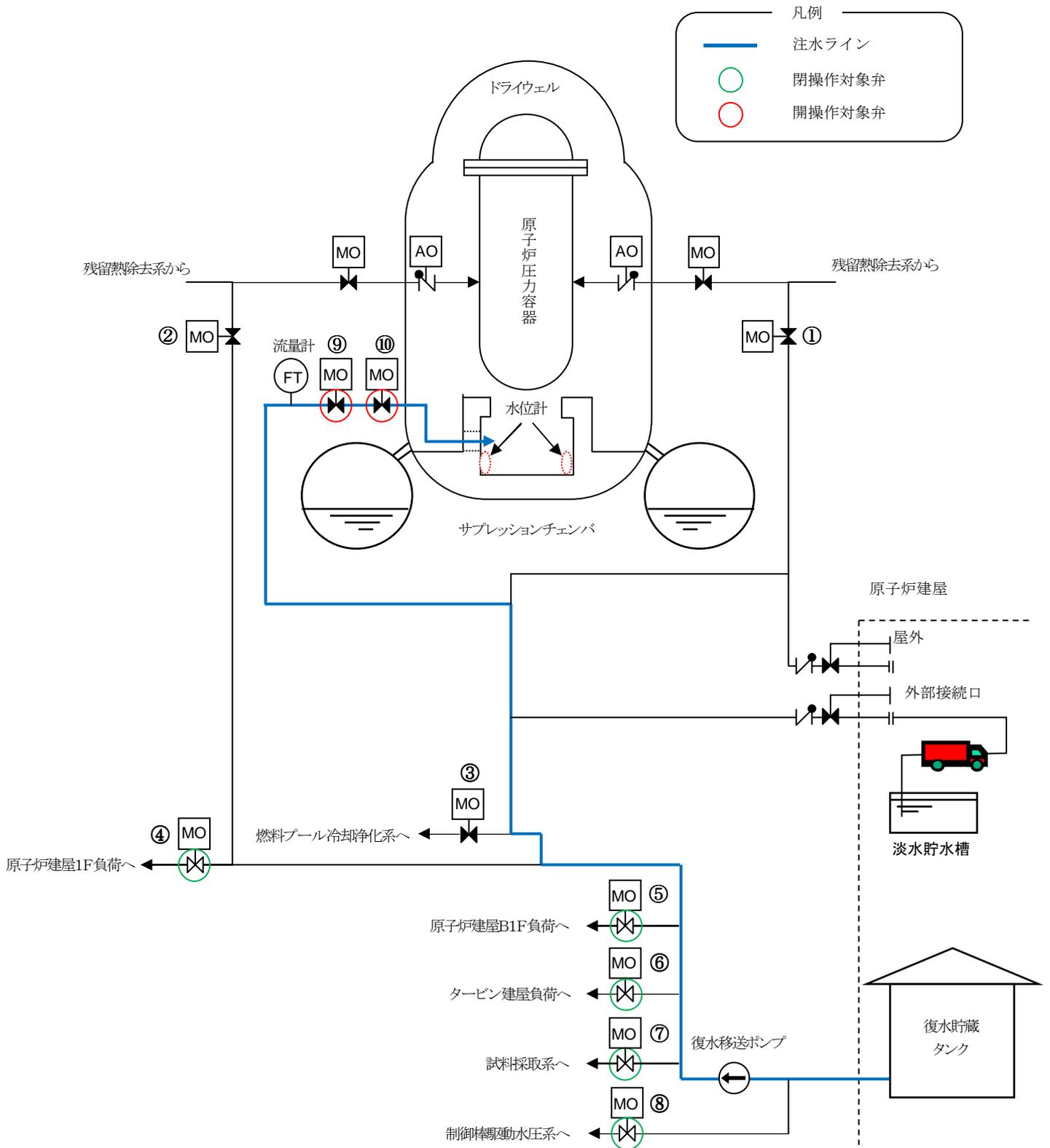


図 37-1 復水移送ポンプによる原子炉格納容器下部注水概要図

### 38. 原子炉圧力容器外 FCI の水蒸気爆発評価について

#### 1. はじめに

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発については、種々の実験結果から実機において、大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。このため、本格納容器破損モードに対しては、圧力スパイクの評価により、格納容器のバウンダリの機能が喪失しないことを確認している。本資料では、仮に水蒸気爆発が発生した場合を仮定した場合の評価を行い、その影響について確認する。

#### 2. 評価方法

水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響確認を行うために、事故解析コード MAAP、水蒸気爆発解析コード JASMINE、構造応答解析コード LS-DYNA を組み合わせた解析を行う。本評価の概要を図 38-1 に示す。また、本評価の主要な解析条件を表 38-1 に示す。なお、LS-DYNA においては、ペDESTAL壁構造材及びペDESTAL部プール水流体を  3次元体系でモデル化し、ペDESTAL壁構造材のひずみ量の解析を実施している。

#### 3. 評価結果

JASMINE コードによる水蒸気爆発発生時の格納容器下部の流体に伝達される運動エネルギー及び爆発発生領域の圧力推移を図 38-2、図 38-3 に示す。この流体の運動エネルギーの最大値は約 46MJ である。また、爆発発生領域の最大圧力は約 123MPa[abs]である。

この流体の運動エネルギーの評価結果を基に、LS-DYNA コードにより流体構造連成解析を行い格納容器下部鋼板の最大塑性ひずみ量を評価した。格納容器下部の内側鋼板及び外側鋼板の最大塑性ひずみ量を図 38-4、図 38-5 に示す。格納容器下部の内側鋼板及び外側鋼板の最大塑性ひずみ量は、内側鋼板が約 1.0%、外側鋼板が 0.0%である。このように格納容器鋼板のひずみ量は小さい結果となっており、破断の生じない許容ひずみ 10%以内に収まっており、格納容器の健全性に影響を与えるものはないことを確認した。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

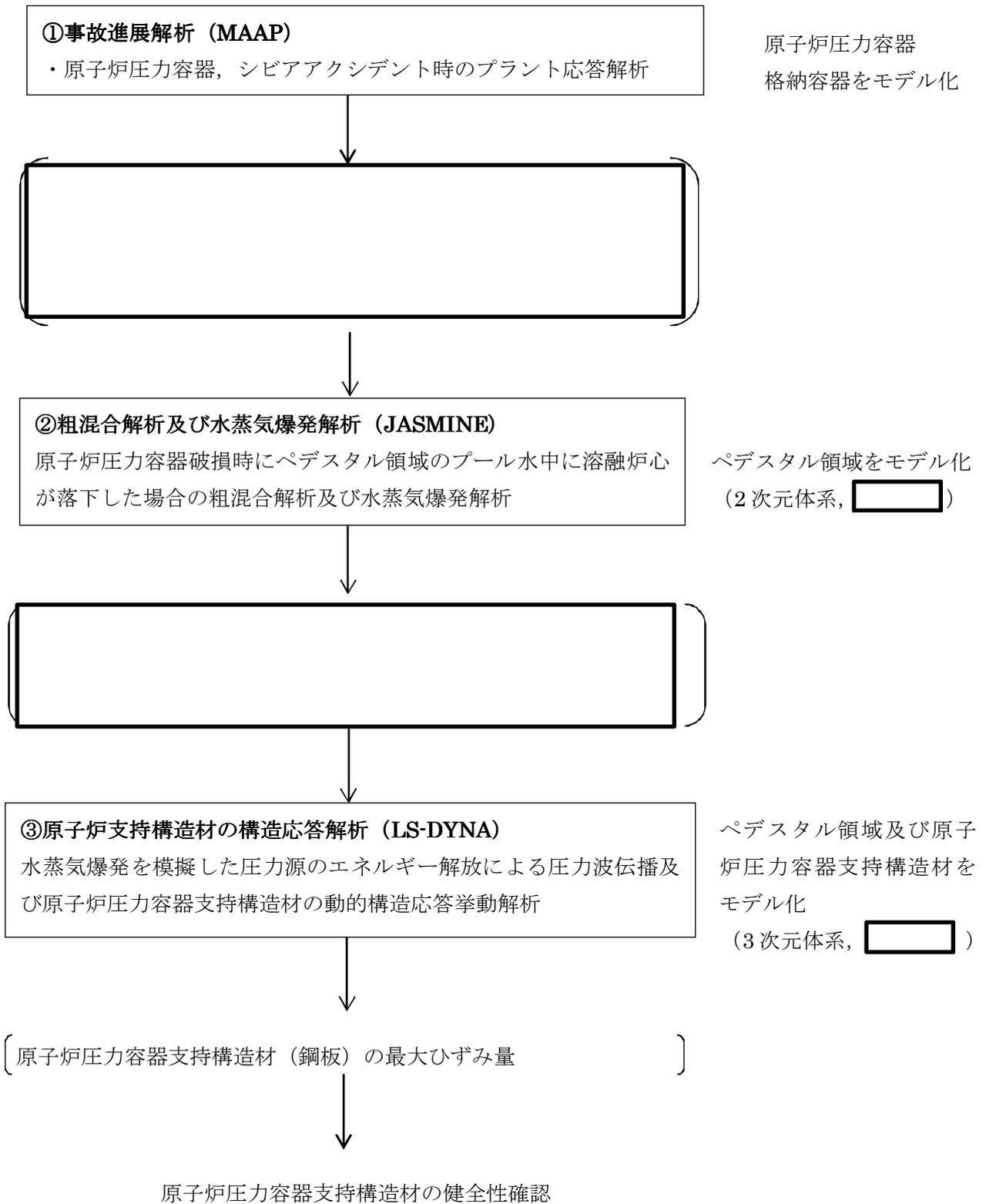


図 38-1 水蒸気爆発解析の評価方法の概要

補足 38-2

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 38-1 水蒸気爆発評価の主要解析条件

解析コード	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
MAAP※	原子炉压力容器破損直径	外径約 0.2 m	原子炉压力容器の破損径は、制御棒駆動機構ハウジング 1 本の外径より設定。
JASMINE	ペDESTAL水深	格納容器下部には3.4 mの水位が確保されている。	格納容器下部には 3.4 m の水位が確保されているものとして設定。
	格納容器下部水張りに用いる水の温度	40 °C	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定。
	粗混合粒子径	4 mm	既存のFCI実験結果（FARO等）の粒径分布から代表粒子径として設定。
	細粒化粒子径（爆発解析時）	0.05 mm	既存のFCI実験（KROTOS等）の粒径分布から代表粒子径として設定。
LS-DYNA	流体運動エネルギー最大値	JASMINEの流体運動エネルギー最大値（約46MJ）より設定。	—
	爆発領域の最大圧力	JASMINEの爆発領域の最大圧力（約123MPa[abs]）より設定。	—

※本文 第 3.3.2 表と重複する条件を除く

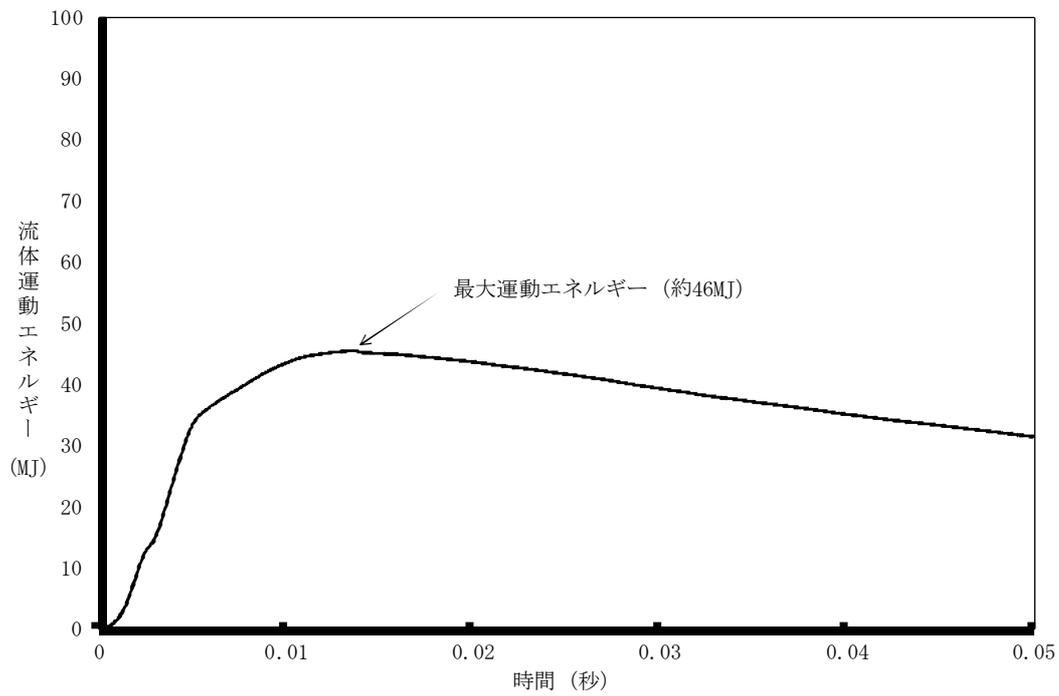


図 38-2 水蒸気爆発による流体の運動エネルギーの推移

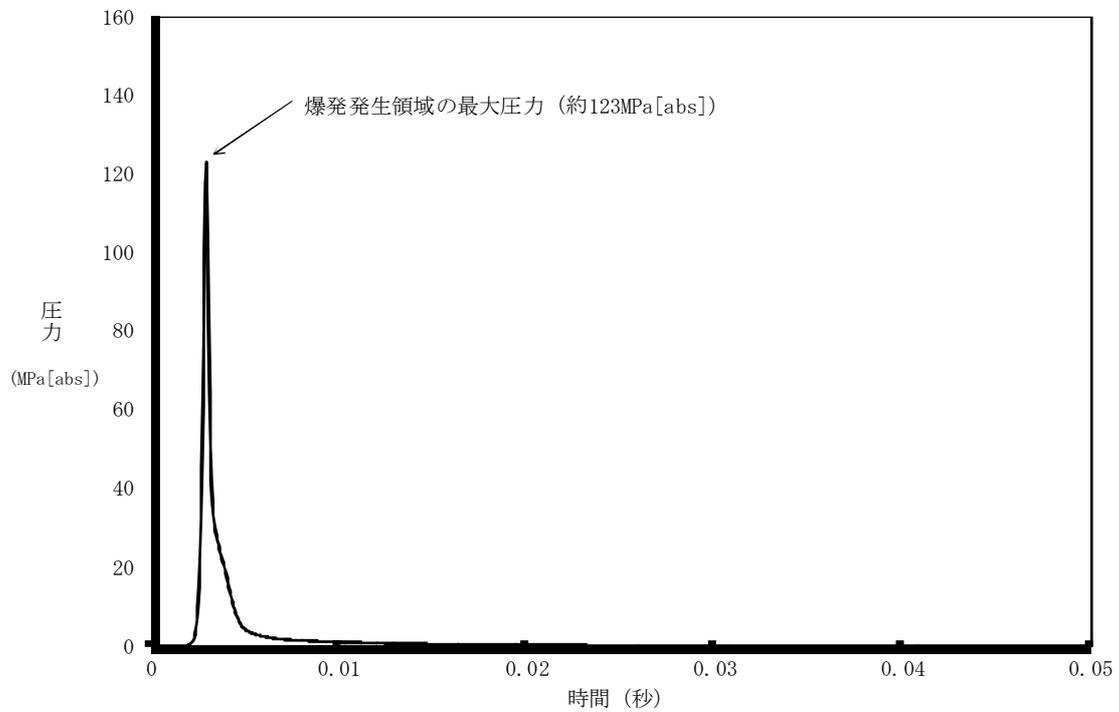


図 38-3 水蒸気爆発による爆発発生領域の圧力推移

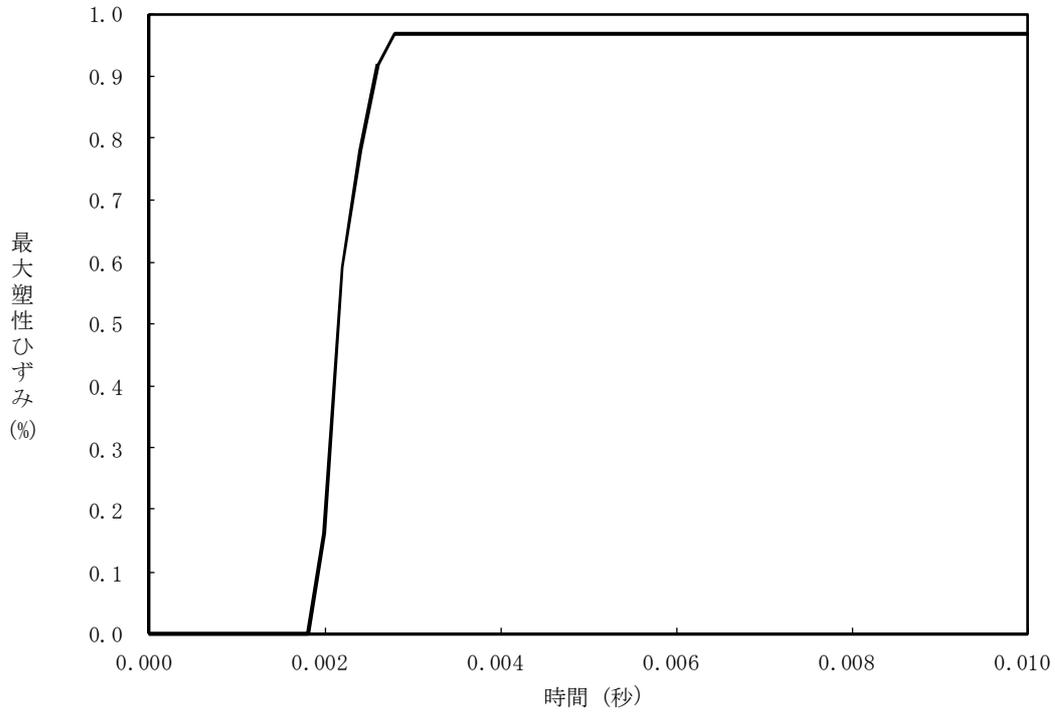


図 38-4 格納容器下部内側鋼板の最大塑性ひずみの推移

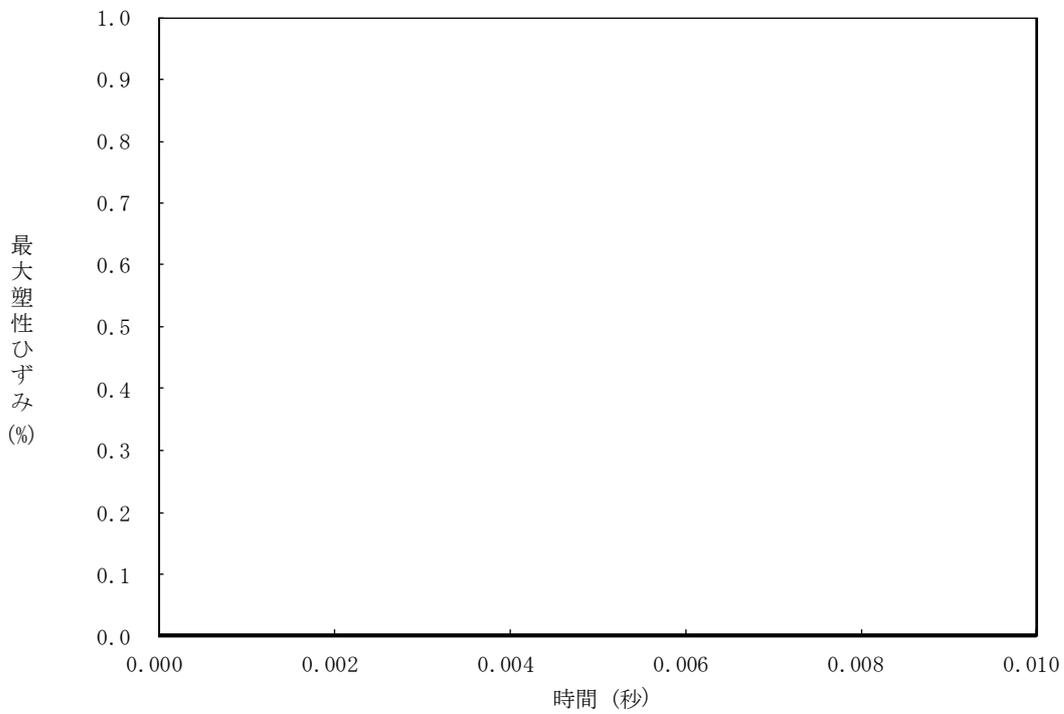


図 38-5 格納容器下部外側鋼板の最大塑性ひずみの推移

### 39. 水素燃焼評価におけるドライ条件を仮定した評価結果について

#### 1. ドライ条件を仮定した場合の評価結果

水素燃焼の有効性評価においては、ウェット条件において格納容器内の酸素濃度が 5vol%以下に維持されることを示しているが、ドライ条件を仮定した場合の格納容器気相濃度についても評価を行った。ウェット条件、ドライ条件について、ドライウエル、サブプレッションチェンバそれぞれにおける気相濃度の推移を図 39-1 及び図 39-2 に示す。

#### 2. 格納容器ベント前後の格納容器内雰囲気状態

##### (1) 格納容器ベント前

女川 2 号炉の格納容器雰囲気は通常運転中窒素置換されていることから、炉心損傷後の水素発生時においても酸素濃度は低く、可燃限界に到達しない。加えて炉心損傷後の格納容器は崩壊熱によって発生した蒸気により、格納容器内の可燃性ガス濃度はさらに低下する傾向がある。

格納容器内の蒸気が凝縮した場合、炉心損傷に伴って発生する水素及び水の放射線分解により発生した水素・酸素濃度が相対的に上昇することとなる。格納容器代替スプレイ冷却系による注水の場合、流量が小さく、蒸気凝縮効果は限定的であり、図 39-3 に示すように蒸気圧力も高い状態にあり、ドライ条件とはならない。

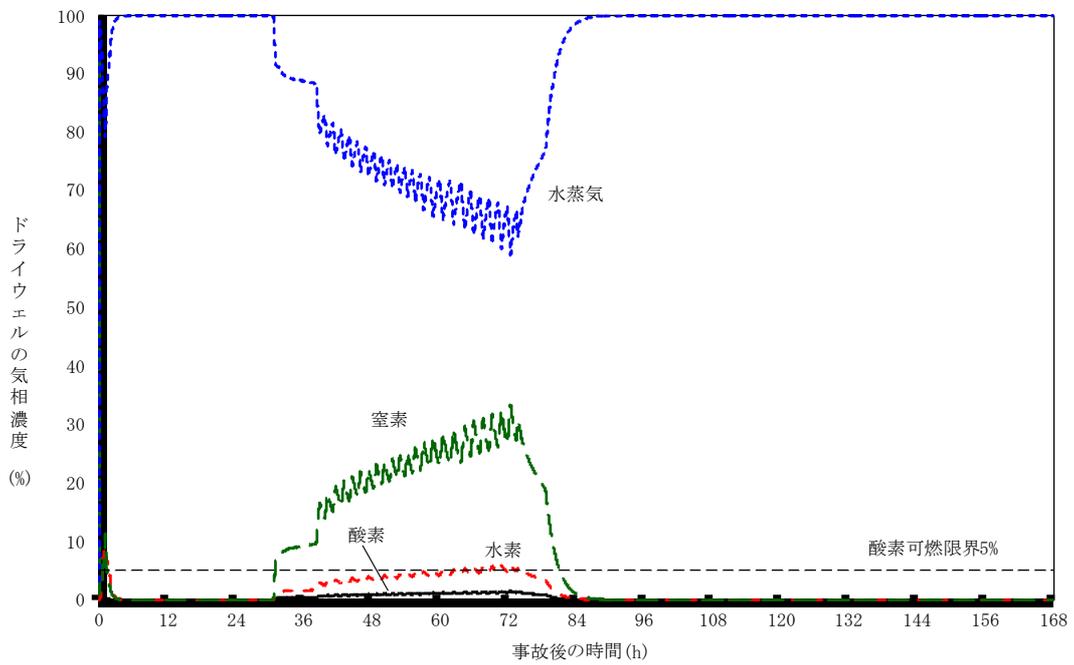
##### (2) 格納容器ベント後

格納容器ベントを実施すると、格納容器内の水蒸気と非凝縮性ガス（窒素、水素、酸素）が排気され、格納容器は急激に減圧される。これにより格納容器内のガスは環境中に放出されることとなるが、図 39-3 に示したようにベント後も一定の蒸気圧力・蒸気量が維持されることから、ドライ条件とはならない。図 39-4 にサブプレッションチェンバの温度を示しているが、ベント後においても、ほぼ飽和温度の状態を維持しており、ベントにより格納容器内のガスが放出されても新たな蒸気発生により格納容器内は蒸気雰囲気維持される。また、水の放射線分解によって発生する水素・酸素量はこの水蒸気量に比べて極めて小さく、可燃限界を超えることはない。

なお、ベント実施以降に RHR を復旧し、RHR による格納容器スプレイを熱交換器通水して実施する場合には、サブプレッションチェンバ原子炉建屋間の

真空破壊装置が機能し、建屋内の空気が流入することから、格納容器内で水素燃焼が起こる可能性がある。このような状態を防止するため、復旧した **RHR** により冷温停止状態へ移行する際には、窒素封入を行った後に、格納容器内圧力や温度等の状態監視を行いながら、流量や除熱量を調整する手順とする。

(ウェット条件)



(ドライ条件)

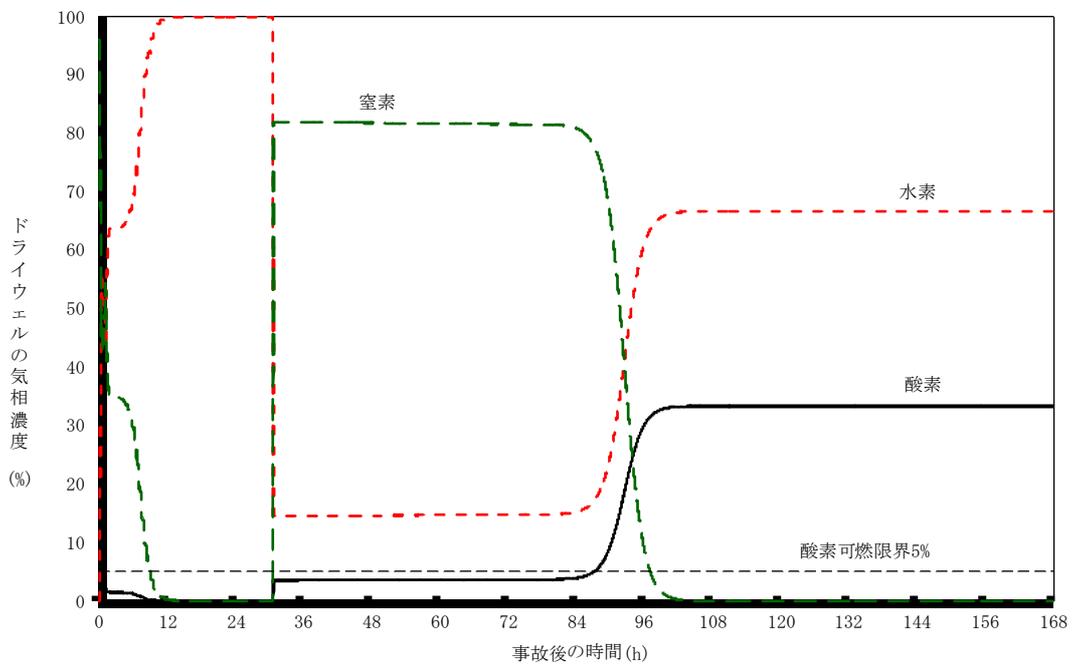
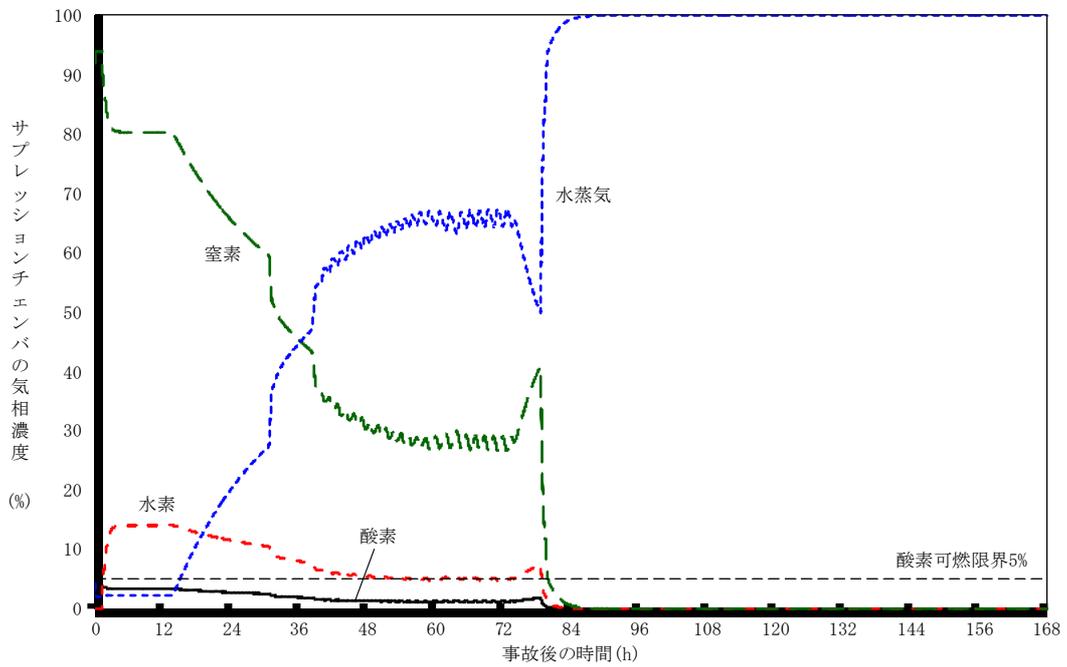


図 39-1 ドライウエル気相濃度の推移

(ウェット条件)



(ドライ条件)

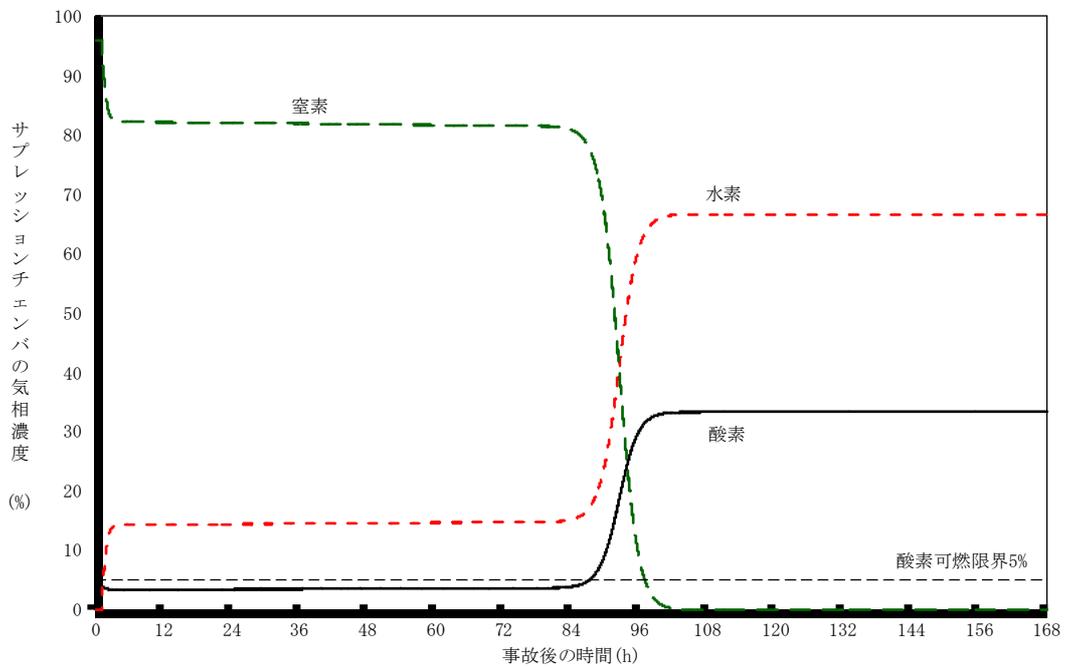


図 39-2 サプレッションチェンバ気相濃度の推移

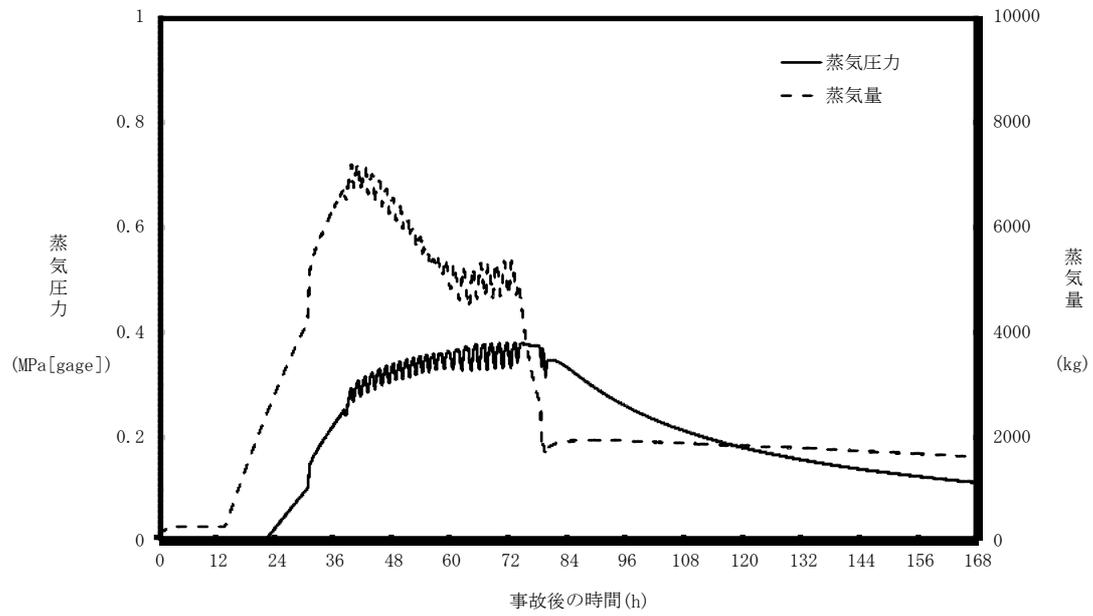


図 39-3 サプレッションチェンバ内の蒸気圧力および蒸気量

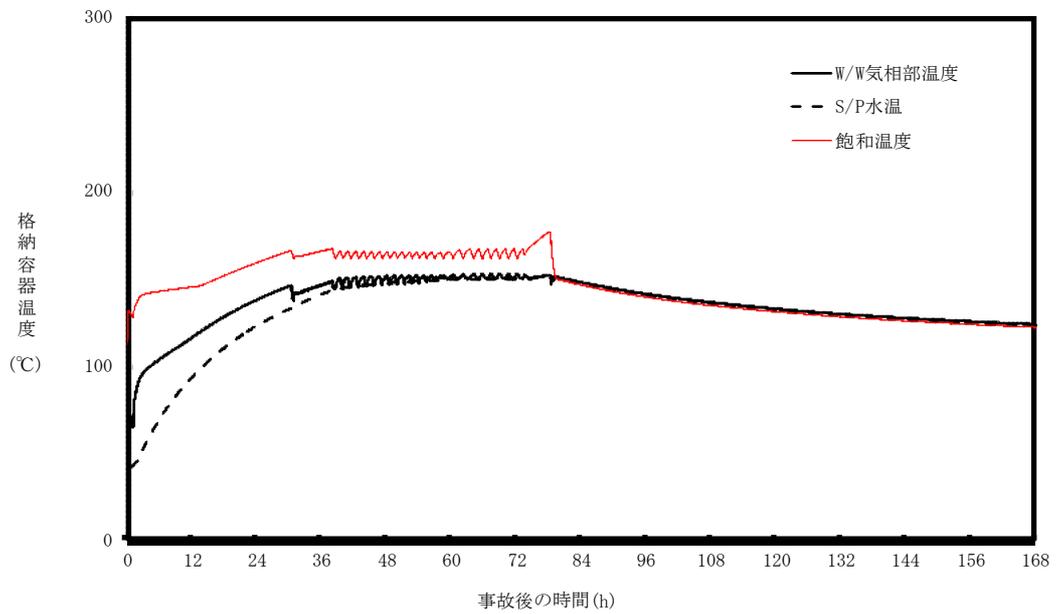


図 39-4 サプレッションチェンバの温度変化および飽和温度

#### 40. ペDESTALに落下する溶融炉心の組成について

MCCI 評価シーケンスにおける RPV 破損直後の状態における溶融炉心の組成について表 40-1 に示す。

表 40-1 ペDESTAL内へ落下するコリウム重量及び体積

項目	重量/体積 <sup>(注1)</sup>	備考
燃料(UO <sub>2</sub> )	[REDACTED]	[REDACTED]
被覆管(Zr)	[REDACTED]	標準長燃料棒, 短尺燃料棒を考慮
チャンネルボックス/ ウォーターロッド/ スペーサ(Zr)	[REDACTED]	チャンネルボックス [REDACTED] ウォーターロッド: [REDACTED] スペーサ [REDACTED]
CRD 関係(SUS)	[REDACTED]	CR, CRD ハウジング, CRD ガイドチューブの合計
CR(B <sub>4</sub> C)	[REDACTED]	CR における B <sub>4</sub> C の質量
炉心支持板/ 燃料支持金具+下部タイ プレート/ 上部タイプレート(SUS)	[REDACTED]	炉心支持板 [REDACTED] 燃料支持金具+下部タイプレート: [REDACTED] 上部タイプレート: [REDACTED]
合計 <sup>(注2)</sup>	[REDACTED]	—

(注 1) 重量から体積への換算は以下の密度(密度は温度によって変化するが, 常温での値で代表)を用いているため, 体積は参考値扱いである。

UO<sub>2</sub> : 10100(kg/m<sup>3</sup>)

Zr : 6500(kg/m<sup>3</sup>)

SUS : 7860(kg/m<sup>3</sup>)

B<sub>4</sub>C : 2520(kg/m<sup>3</sup>)

(注 2) MAAP では, Zr, SUS の酸化を考慮するため, ペDESTALへの落下重量は約 [REDACTED] となる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

#### 4 1. 溶融炉心ペデスタル落下時の挙動について

デブリの比重は 8 程度であり、水に比べ非常に重いため、水面を浮遊し流出することはないと想定される。模擬溶融物（比重 2.5~8.0）を水プールに落下させた DEFOR 試験の溶融ジェット粒子化の様子を下図に示す。DEFOR 試験においても、上方へのデブリ粒子の移行は確認されていない。

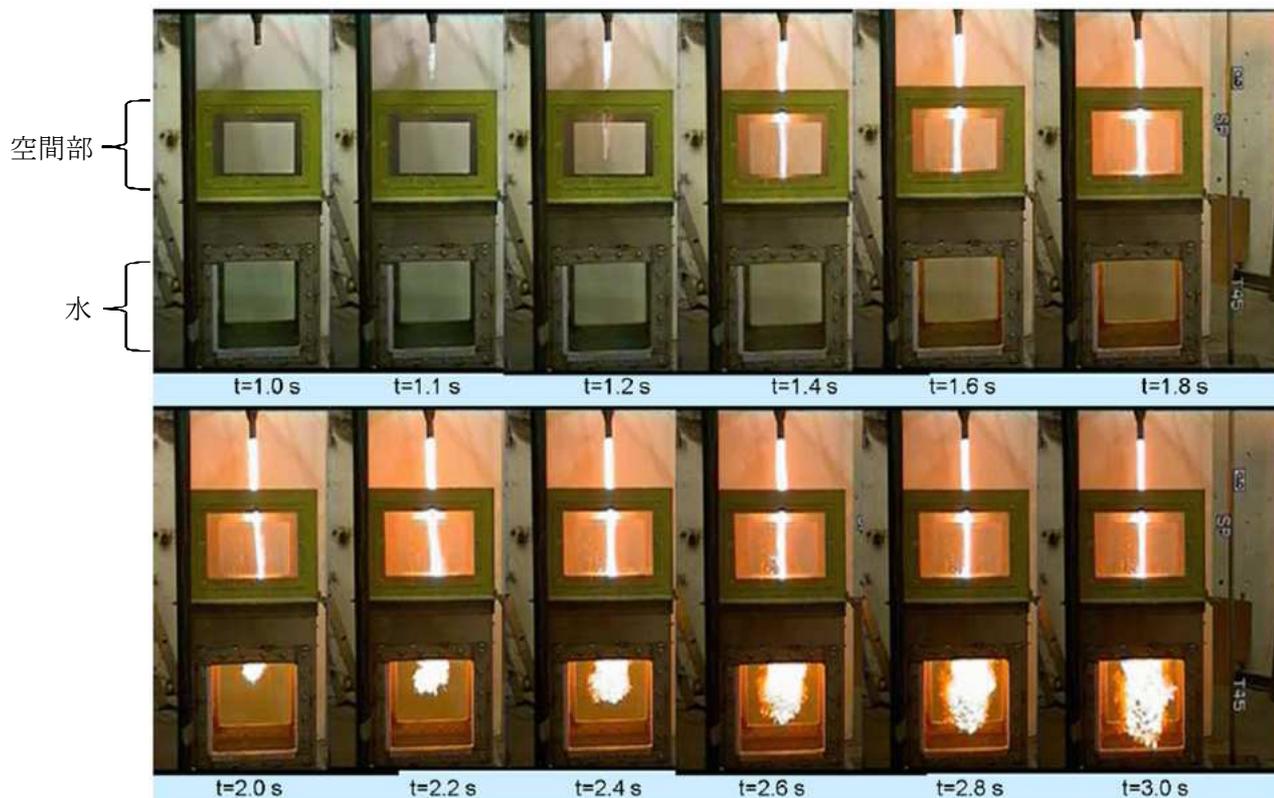


図 41-1 DEFOR 試験において模擬溶融物を水中に落下させた場合の粒子化の様子

(出典：A. Karbojian, et al., "A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility," Nucl. Eng. Design 239 1653–1659, 2009.)

以上

## 4 2. 格納容器下部への初期水張りの考え方について

炉心溶融が進展し、In-Vessel で収束できず、Ex-Vessel まで進展するような場合には、Ex-Vessel で発生する種々の現象の影響緩和と収束が最も重要なマネジメントとなる。Ex-vessel において発生する現象のうち、原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下、「FCI」という。）と溶融炉心・コンクリート相互作用（以下、「MCCI」という。）の影響緩和においては、格納容器下部への初期水張りが重要となる。以下に格納容器下部への初期水張りの考え方について示す。

### 1. FCI に対する格納容器下部水張りの考え方

FCI については、 $UO_2$  主体の溶融物の場合に水蒸気爆発が発生した実験例は僅かであり、水蒸気爆発が発生した実験でも、外部トリガーを意図的にかけた場合又は溶融物の過熱度が極端に大きかった場合に限られることを確認している。実機で想定される溶融物では過熱度は小さく、水蒸気爆発の発生の可能性が小さいと考えられる。したがって、FCI 時に発生し得る負荷は、注水または粗混合時の蒸気発生や水素発生に伴う圧力負荷と想定される。

なお、仮に FCI が発生した場合を想定すると、水深が深い方が粗混合が促進され、トリガリング発生のポテンシャルが増加する。また、水蒸気爆発が発生した場合の水塊の機械エネルギーが大きくなり、構造壁への衝撃荷重が大きくなる。このため、水蒸気爆発については、発生の可能性は小さいと考えられるが、原子炉格納容器下部の深さ相当である浸水深（3.4m）において水蒸気爆発が発生したことを想定して、格納容器下部壁への衝撃荷重の影響を評価した。評価の結果、格納容器下部の内側鋼板及び外側鋼板の最大組成ひずみ量は、内側鋼板が約 1.0%、外側鋼板が 0.0%であり、格納容器下部構造が損傷しないことを確認している。

### 2. MCCI に対する格納容器下部水張りの考え方

格納容器下部への初期水張りに失敗し、溶融炉心落下後に注水を開始した場合、これまでの実験的知見より、溶融炉心上部にクラストが形成され、溶融炉心の冷却が阻害される可能性が高い。

MCCI を緩和する手段として初期水張りを実施し、溶融物落下時に溶融炉心

を粒子化することにより、ハードクラストの形成を回避し、デブリ上面からの除熱を改善することができ、落下時のデブリクエンチと粒子状ベッド形成によるデブリ上面熱流束の向上が見込める。(デブリ上面熱流束は 800kW/m<sup>2</sup> 以上。図 42-1 参照)

北欧 BWR においては、格納容器下部の保護と MCCI 抑制のため初期水張りのマネジメントを採用しており、形成される粒子状デブリベッドの冷却性について研究が進められている。(DEFOR 計画)

以上の観点から、初期水張り水深については、熔融炉心の粒子化を促進し、MCCI を緩和をする観点からは深い方が有利である。

### 3. まとめ

FCI については、種々の実験結果から、実機において大規模な水素爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられている。なお、水蒸気爆発の評価が厳しくなる状態(浸水深 3.4m)において、仮に水蒸気爆発が発生した場合を仮定した評価においても、格納容器下部鋼板に与えるひずみ量は小さいことを確認しており、格納容器の健全性に影響を与えるものではないと判断している。

MCCI については、種々の実験結果から、デブリ上面からの除熱を向上させるため、原子炉格納容器下部への水張り水深を深くすることにより、熔融炉心が落下時に粒子化され、粒子状ベッドとして堆積することにより、デブリ冷却性を向上させることが影響緩和のために重要である。

したがって、損傷炉心冷却失敗を確認した場合には、MCCI の影響を緩和する観点から、原子炉格納容器下部の深さ相当である浸水深 (3.4m) まで注水を実施する運用とする。

以上

Lipinski 0-D モデル, 圧力: 0.4 MPa(abs)、粒子径: 3 mm

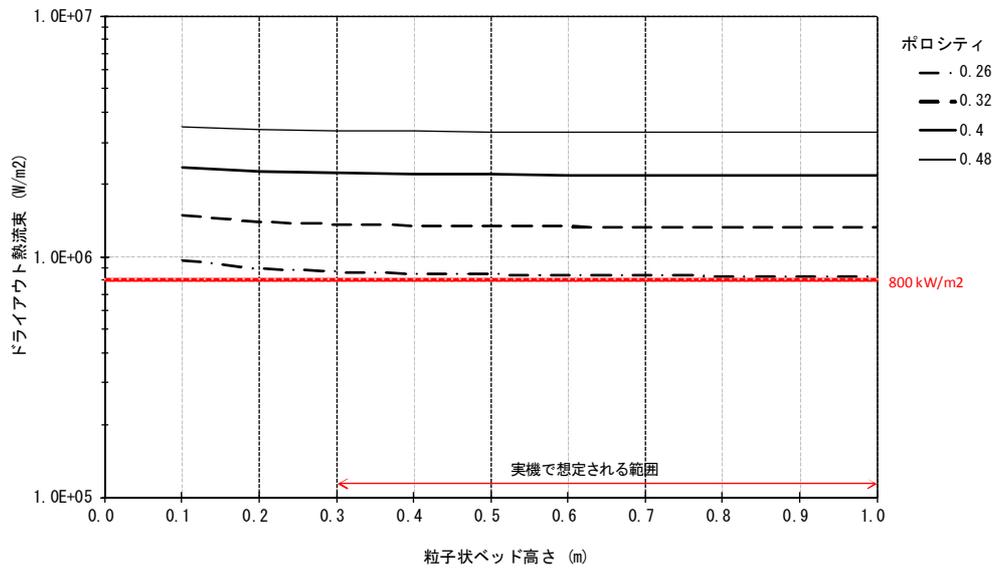


図 42-1 粒子状ベッド高さ とドライアウト熱流束の関係  
(Lipinski 0-D モデルによる評価)

### 4 3. 燃料被覆管に含まれるジルコニウム量の 75%が水と反応すると仮定した場合における水素燃焼評価について

水素燃焼の有効性評価においては、事故時にジルコニウム-水反応で水素が大量に発生することから、水の放射線分解による酸素発生量に着目して評価事故シーケンスを選定し、MAAPによる評価結果（全炉心内のジルコニウム量の約 18%が水と反応）を用いて評価を実施しているが、ここでは同じ評価事故シーケンスで仮に燃料被覆管のジルコニウム量の 75%が水と反応した場合に生じる水素が格納容器内に放出された場合の評価を行った。

酸素の蓄積が最も進むベント実施時（78 時間後）におけるドライウエル、サブプレッション・チェンバの酸素濃度について、有効性評価で示した結果を表 43-1 に、燃料被覆管のジルコニウム量の 75%が水と反応したと仮定した場合の結果を表 43-2 に示す。燃料被覆管のジルコニウム量の 75%が水と反応したと仮定した場合、MAAPによる評価結果から得られた値に比べて多くの水素が格納容器内の体積を占めることとなり、酸素濃度は小さくなる。

表 43-1 ベント実施時（78 時間後）の酸素濃度  
（MAAP 評価結果から得られた水素発生量を用いた場合）

	ウェット条件	ドライ条件
ドライウエル	約 0.9%	約 3.7%
サブプレッション・チェンバ	約 1.9%	約 3.7%

表 43-2 ベント実施時（78 時間後）の酸素濃度  
（燃料被覆管のジルコニウム量の 75%が水と反応したと仮定した場合）

	ウェット条件	ドライ条件
ドライウエル	約 0.8%	約 2.6%
サブプレッション・チェンバ	約 1.5%	約 2.6%

以上

#### 4 4. 格納容器内における気体のミキシングについて

BWR の格納容器内の気体のミキシング効果については、電力共同研究<sup>[1]</sup>によって確認している。その結果として、格納容器内は格納容器スプレイや温度差による自然対流に伴う攪拌効果がある場合には十分なミキシング効果が短時間に得られることを確認している。

今回の申請における「水素燃焼」のシナリオでは、事象発生後約 73 時間までは間欠的なスプレイの実施および格納容器内の温度差により、格納容器内は十分にミキシングされるものと考えられる。73 時間後以降は格納容器内の温度差によってミキシングされるものと考えられる。また、崩壊熱により炉心で発生した蒸気が格納容器内へ放出されることによってもミキシングが促進される。

格納容器スプレイを実施している場合の格納容器内の気体の流動については、本研究にて実験的に確認されている。実験結果を図 44-1 に示す。ガスの供給を停止すると、格納容器スプレイにより短期間で十分なミキシング効果が得られることが示されている。

温度差がある場合のミキシング効果についての実験結果を図 44-2 に示す。図 44-2 は  の温度差がある場合のミキシング効果を示しており、He 等の軽密度気体を含んでいても、実験開始から  には十分にミキシングされることを示している。BWR の格納容器内では、原子炉圧力容器が熱源として考えられるため、少なくとも  以上の温度差は生じているものと考えられる。このため、BWR の格納容器内において、気体が成層化する等の位置的な濃度の著しい偏りが生じる可能性は低いと考える。

また、シビアアクシデント条件下における格納容器内の気体のミキシング効果については、比較的単純な形状から大規模で複雑な形状の試験装置に至る国内外の試験において検討されている。代表的なものとして、旧（財）原子力発電技術機構による試験で得られた知見<sup>[2]</sup>を以下にまとめる。

- ・軽密度気体（試験では水素をヘリウムで模擬）の放出による自然循環のみでも、ミキシングは比較的良好であった。
- ・水蒸気発生を考慮したケースでは、ミキシングは促進された。
- ・上部区画へ軽密度気体を放出して濃度の偏りを生じさせたケースでも、格納容器スプレイを作動させることによりミキシングは達成された。

本試験は PWR プラントを模擬したものであるが、複雑な区画を含む形状においても十分なミキシングが得られることが確認されており、BWR プラントでも同様の効果が期待できると考えられる。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

従って、これらの知見を踏まえると、今回の申請における「水素燃焼」のシナリオでは、格納容器スプレイの実施、格納容器内の温度差等によりミキシング効果が得られると考えられる。

- [1] 共同研究報告書、格納容器内ミキシング確認試験に関する研究（S57年度）
- [2] 重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書、財団法人 原子力発電技術機構（平成15年3月）

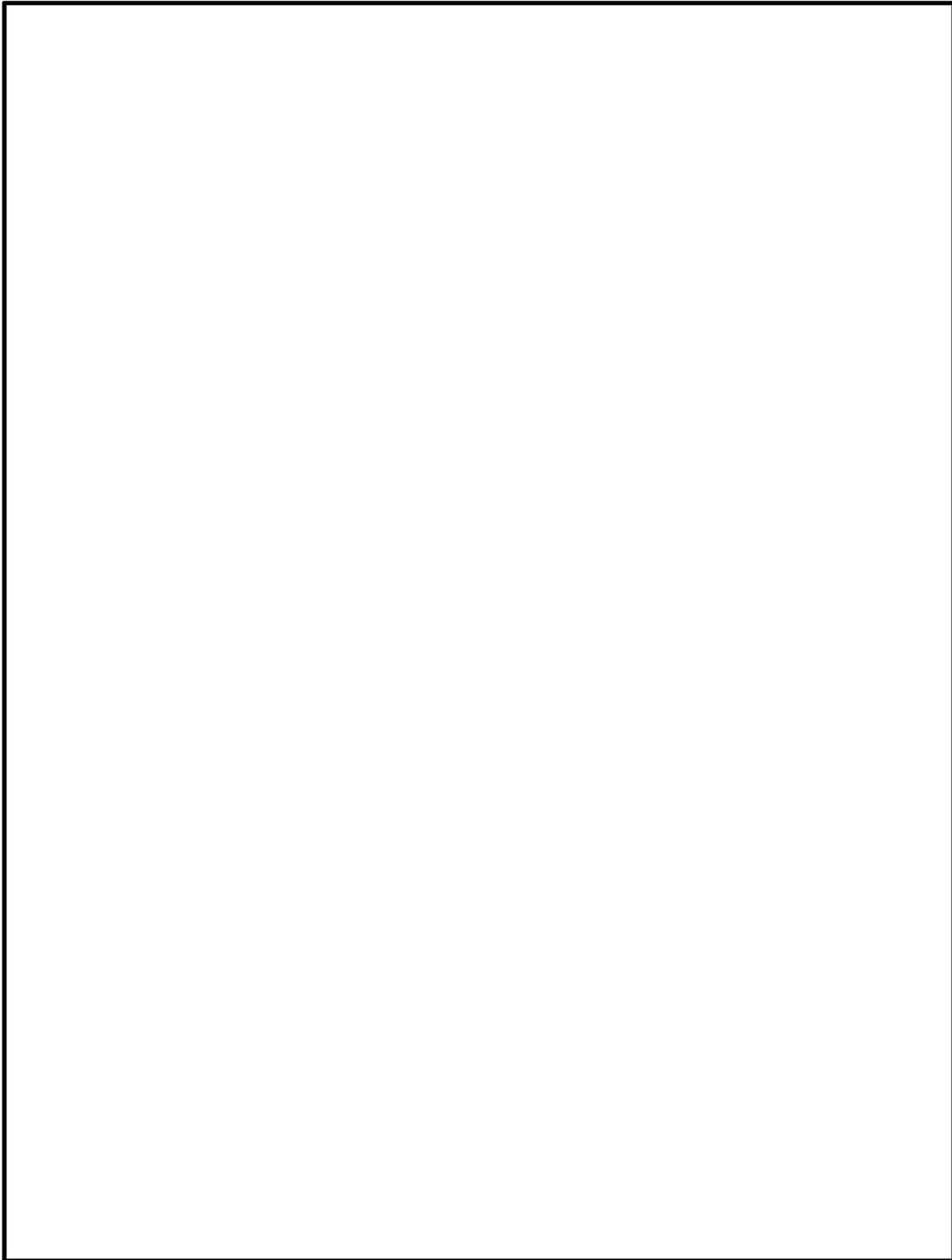


図 44-1 格納容器スプレイ実施時のガス濃度変化

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

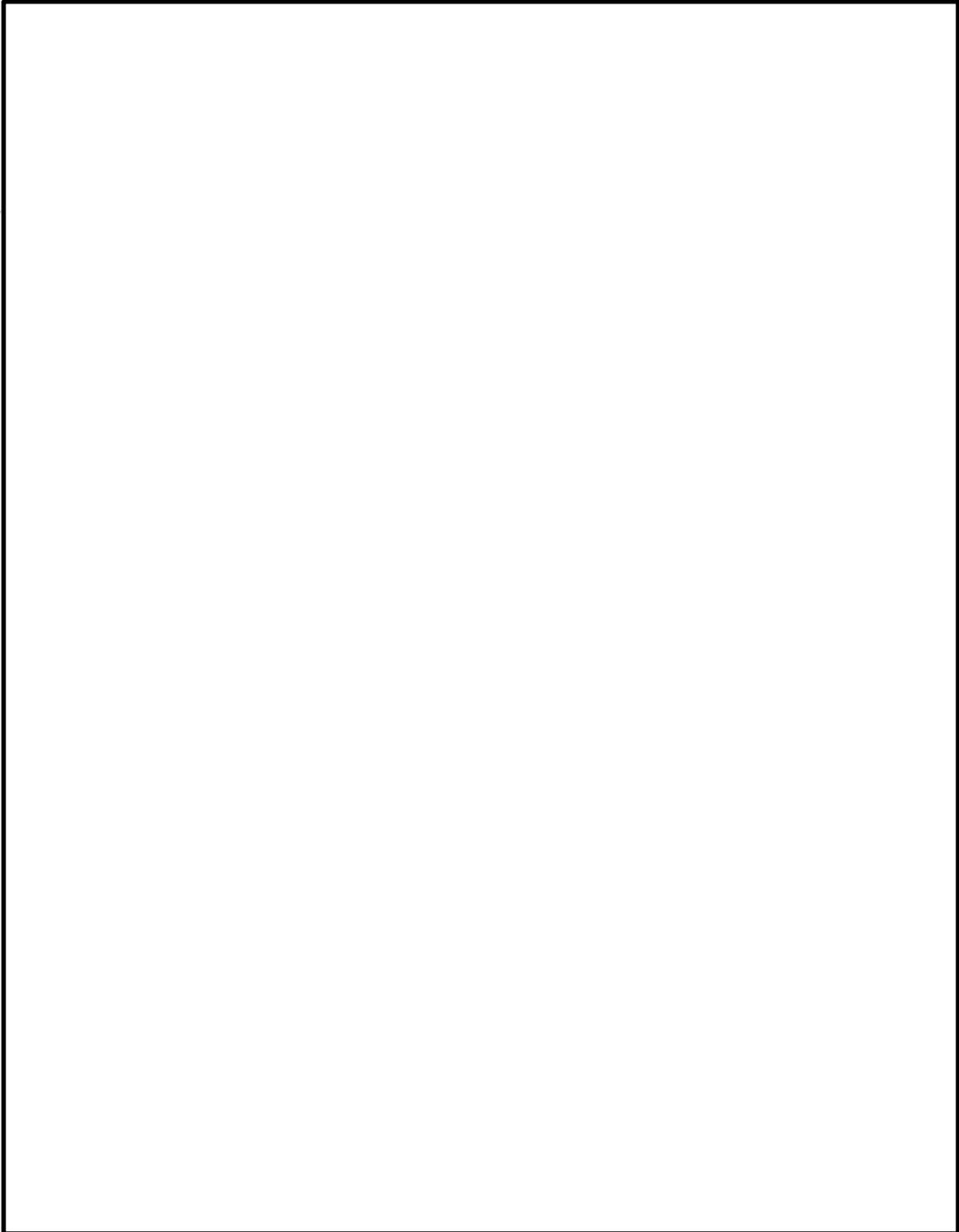


図 44-2 温度差によるミキシング効果（ガス濃度変化結果）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。