

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について 補足説明資料

平成 28 年 7 月
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
- 2 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて
- 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
- 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 T B D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
- 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
- 11 原子炉隔離時冷却系による注水継続及び原子炉の減圧操作について
- 12 原子炉隔離時冷却系の水源切替について
- 13 運転手順書における重大事故等への対応について
- 14 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
- 15 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 スペーサ位置における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 サプレッションチェンバ等水位上昇時の計装設備への影響について
- 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 原子炉格納容器フィルタベント系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等について
- 33 インターフェイスシステム LOCA 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 D C H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 D C H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及び注水確認手段について
- 38 水蒸気爆発評価の解析コードについて
- 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 格納容器下部（ペDESTAL）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮
- 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
- 45 使用済燃料プールサイフォンブレイク孔について
- 46 定期検査工程の概要について
- 47 反応度の誤投入における引抜制御棒の選択について
- 48 最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線
- 49 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
- 50 格納容器スプレイ時の格納容器下部の水位上昇の影響について
- 51 G値について
- 52 水素の燃焼条件
- 53 内部事象PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
- 54 地震PRA、津波PRAから抽出される事故シーケンスと対策の有効性
- 55 深層防護の考え方について
- 56 希ガス保持による減衰効果について
- 57 事象発生時の状況判断について
- 58 原子炉再循環ポンプからのリークについて
- 59 平均出力燃料集合体に燃料被覆管最高温度が発生することの代表性について
- 60 サプレッションチェンバの水位上昇に係る構造的な耐性について
- 61 非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について
- 62 逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性について
- 63 原子炉満水操作の概要について
- 64 外部水源温度の条件設定の根拠について
- 65 注水温度の違いによる解析結果への影響について
- 66 格納容器頂部注水について
- 67 LOCA解析における燃料の代表性について

- 68 エントレインメントの影響について
- 69 有効性評価の主要解析条件と設置変更許可申請書添付書類八との整合性について
- 70 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
- 71 放射線防護具類着用の判断について
- 72 放射線環境下における作業の成立性
- 73 非常用炉心冷却系における系統圧力上昇時の対応操作について
- 74 高圧代替注水系使用時の原子炉隔離時冷却系駆動蒸気ラインの隔離等について
- 75 サプレッションチェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
- 76 格納容器ベント操作について
- 77 ほう酸水注入系のほう酸濃度、貯蔵量、¹⁰Bの比率等の初期条件
- 78 ATWS時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について
- 79 全制御棒挿入失敗の想定が、部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて
- 80 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性
- 81 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由
- 82 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて
- 83 給水流量をランアウト流量(約70%)で評価することの妥当性
- 84 高圧炉心スプレイ系による実際の注水手順と解析との差異
- 85 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について
- 86 使用済燃料プールの状態監視について
- 87 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について
- 88 使用済燃料プール(SFP)ゲートの健全性について
- 89 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて
- 90 有効性評価における燃料プール代替注水系について
- 91 中性子束振動の判断について
- 92 非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の燃料評価について
- 93 ほう酸水注入による不安定性事象抑制効果について
- 94 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
- 95 高圧・低圧注水機能喪失シナリオにおけるシュラウド外水位の推移について
- 96 ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について
- 97 中小破断LOCA時における敷地境界外の実効線量評価
- 98 ほう酸水注入系(SLC)起動後の炉心状態について
- 99 復水器水位低下により給水ポンプがトリップしない場合の評価結果への影響
- 100 ISLOCA発生時の低圧配管破断検知について

101 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系作動台数の考え方について

102 L O C A時注水機能喪失時における系統隔離操作について

103 安定状態の考え方について

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水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 原子炉格納容器フィルタベント系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[自主対策設備]

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

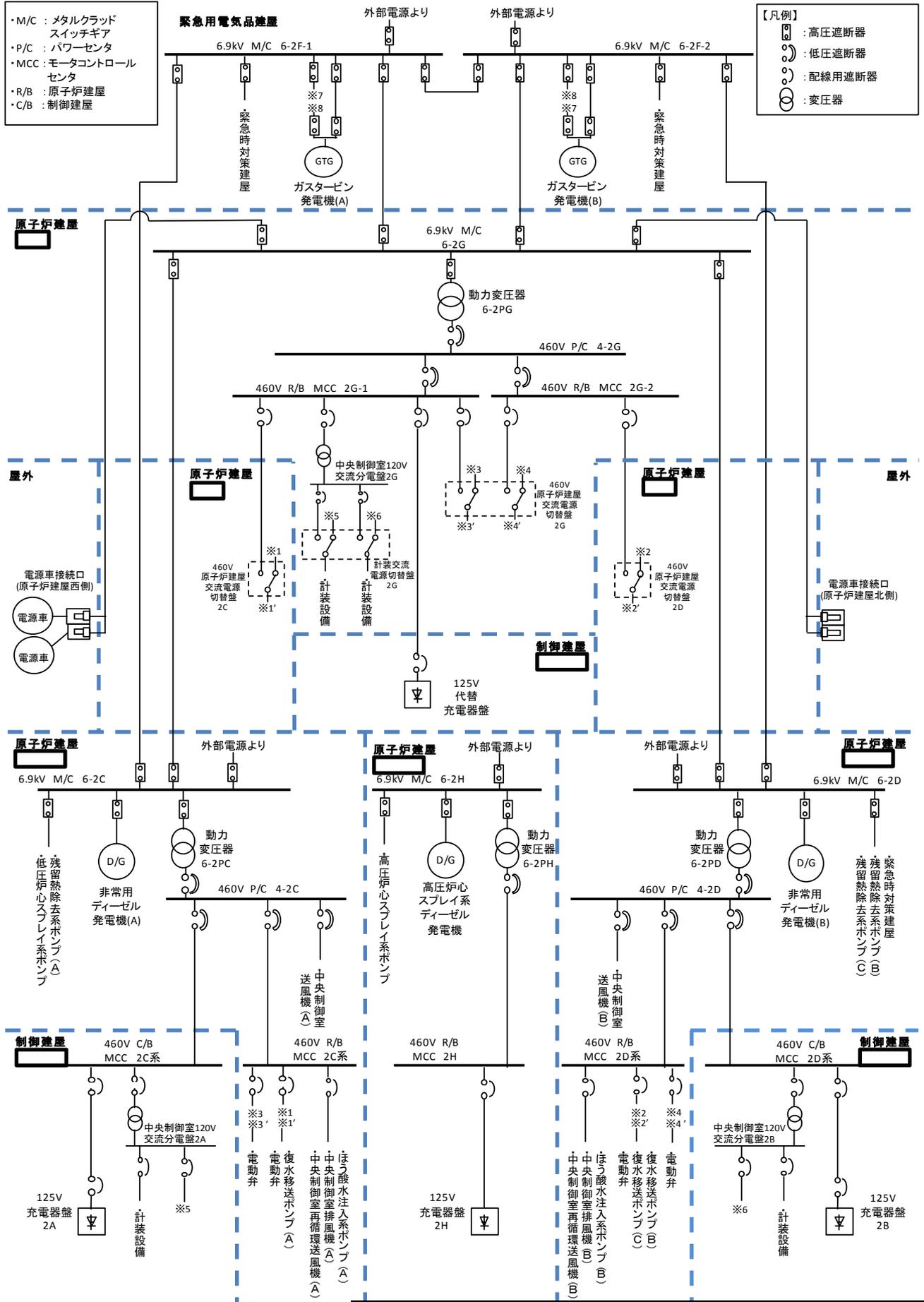
1. 17 中央制御室待避所の概要について

1. 18 燃料プール代替注水系の機器仕様等について

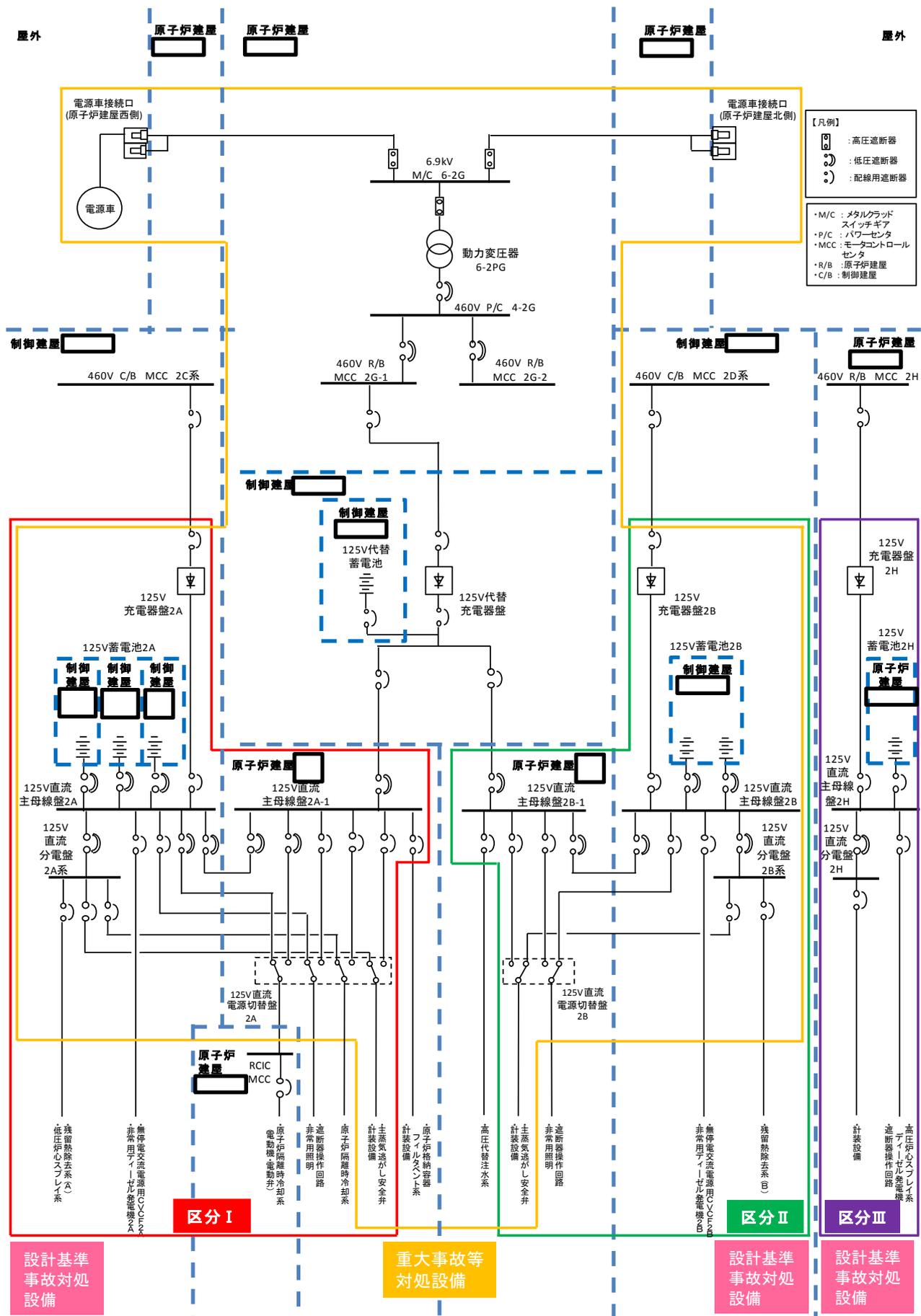
1. 19 燃料プールスプレイ系の機器仕様等について

下線部：本日提示資料

1. 1 単線結線図



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



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、所内常設蓄電式直流電源設備又は可搬型代替直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冷却材浄化系及び復水給水系を経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及び可搬型代替直流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

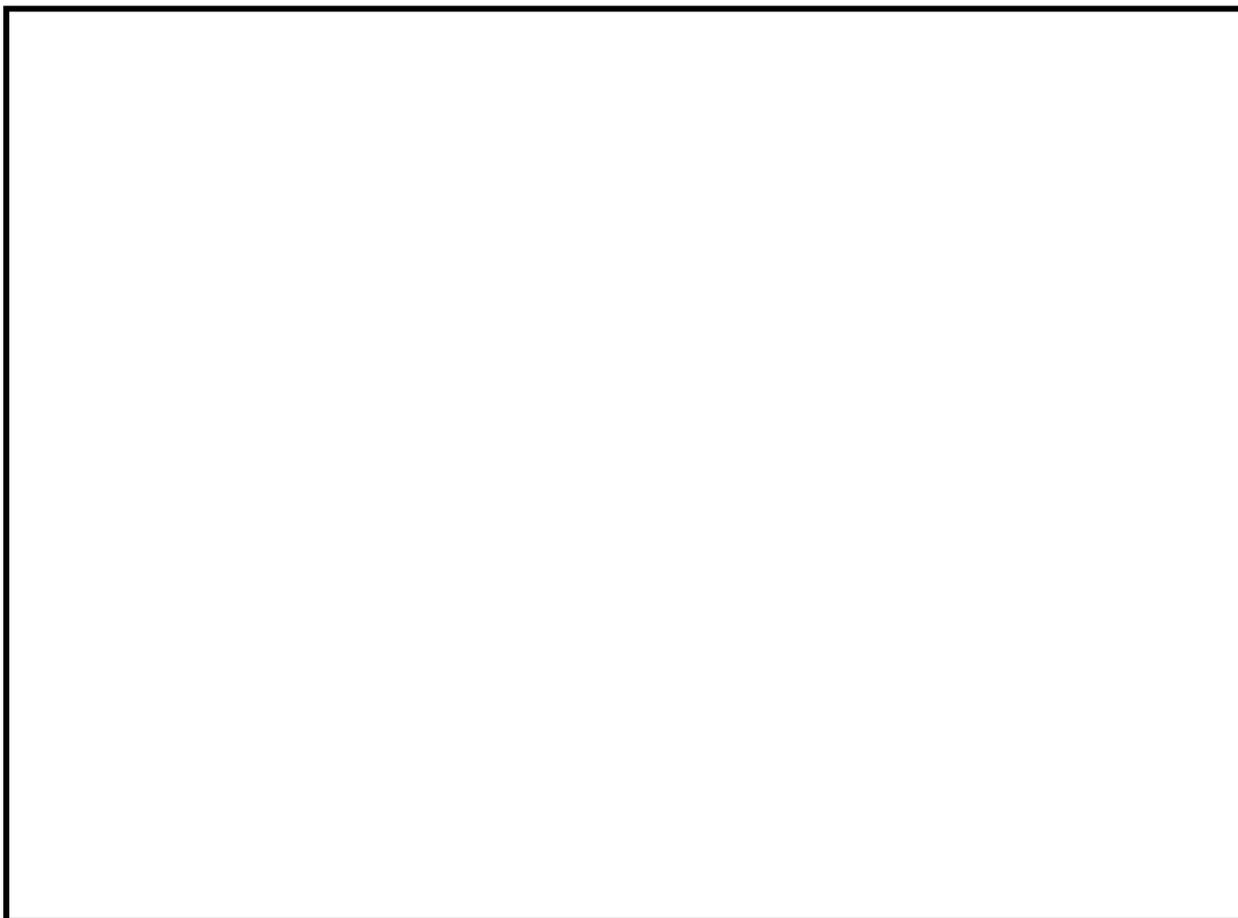
(a) ポンプ

種類	:	ターボ型
容量	:	90.8 m ³ /h
揚程	:	882 m
個数	:	1
取付箇所	:	原子炉建屋 (二次格納施設内)

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

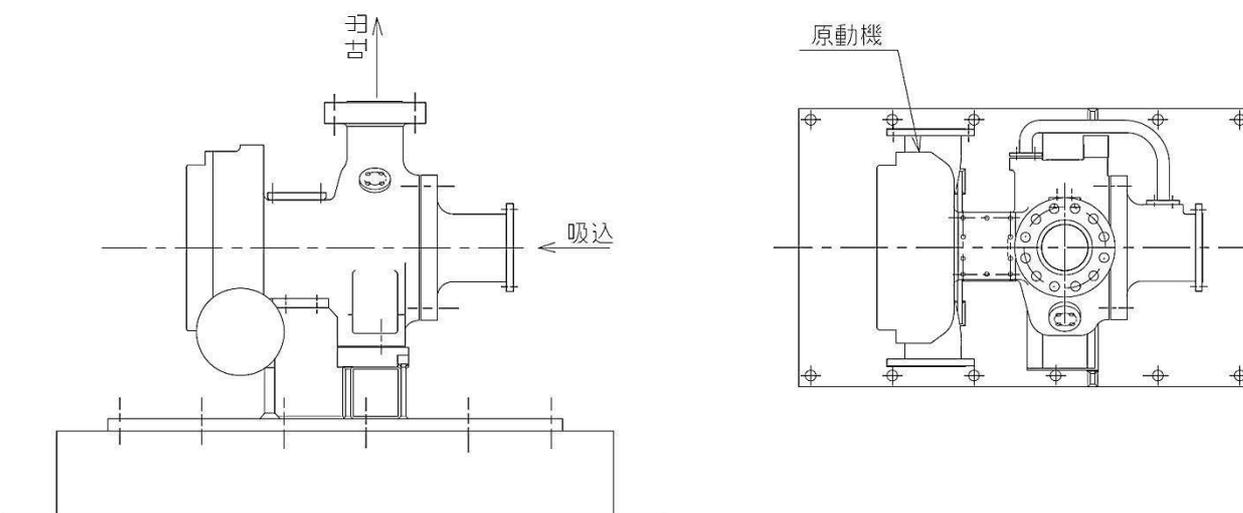
a. 配置場所



原子炉建屋

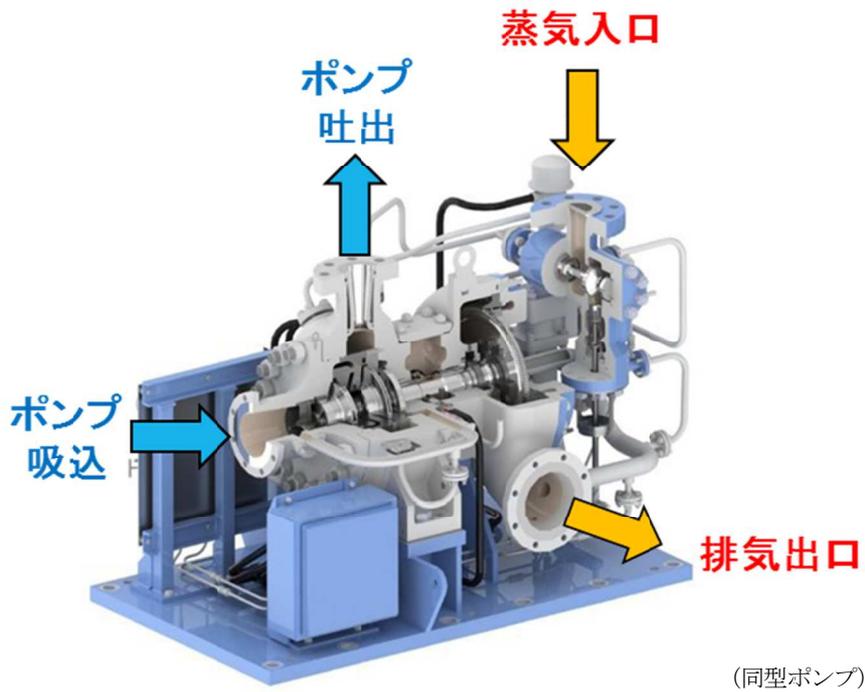


b. 外形図

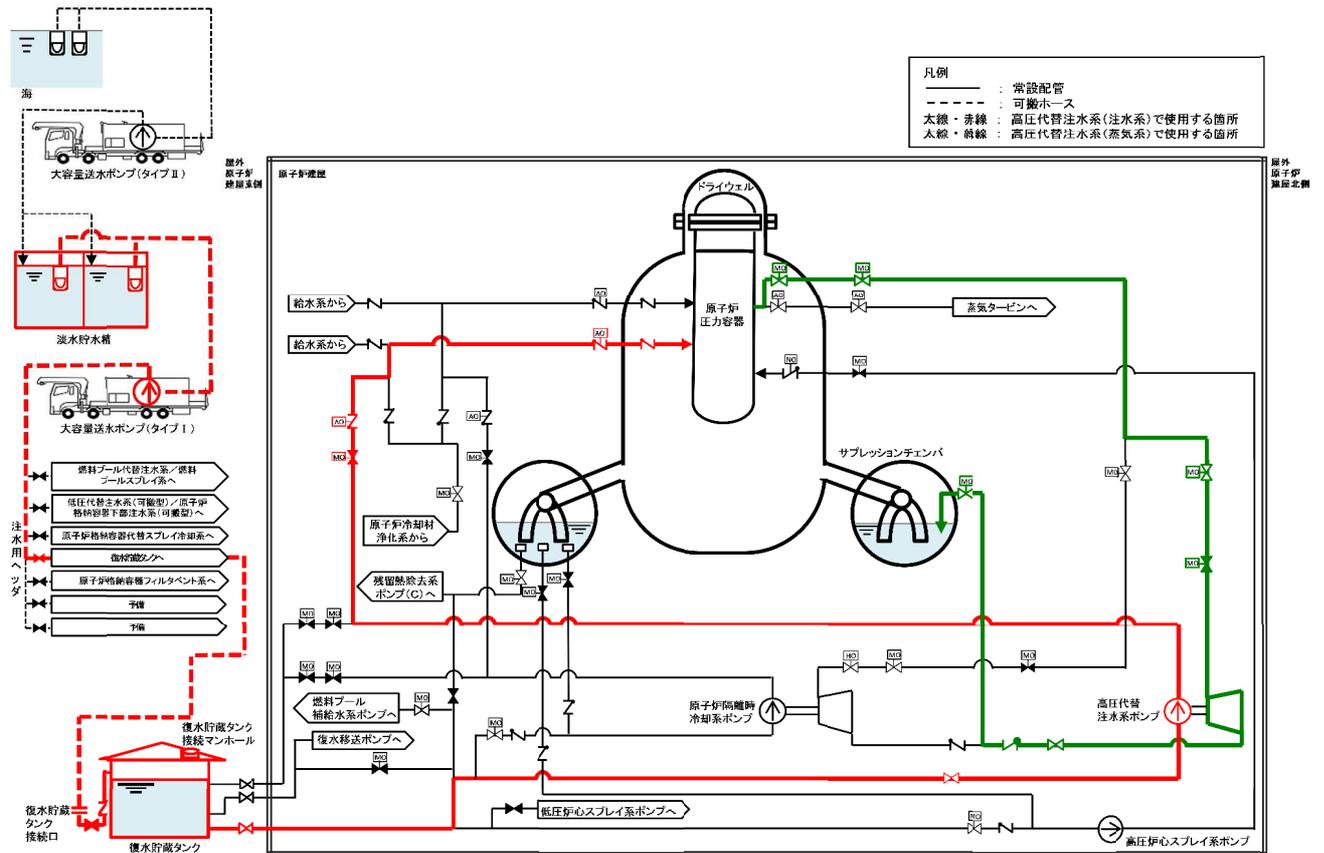


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 外観



d. 系統図



1. 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あって、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 A 系の配管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

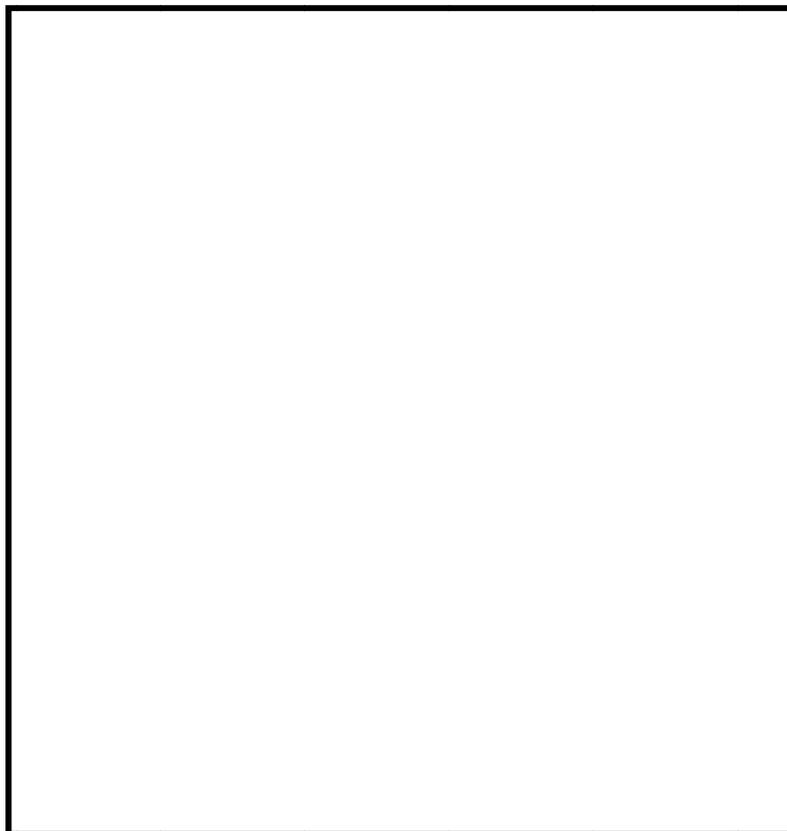
種 類 : うず巻形
容 量 : 100 m³/h/個
揚 程 : 85 m
個 数 : 3 (うち予備 1)
取付箇所 : 原子炉建屋 (二次格納施設内)

(b) 原動機

種 類 : 誘導電動機
出 力 : 45 kW
個 数 : 3 (うち予備 1)
取付箇所 : 原子炉建屋 (二次格納施設内)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

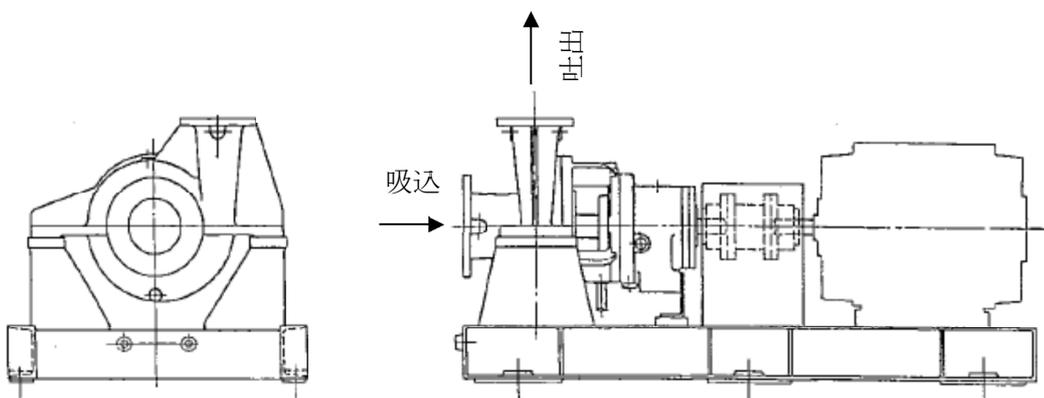
- (3) 設備概要
a. 配置場所



原子炉建屋



- b. 外形図

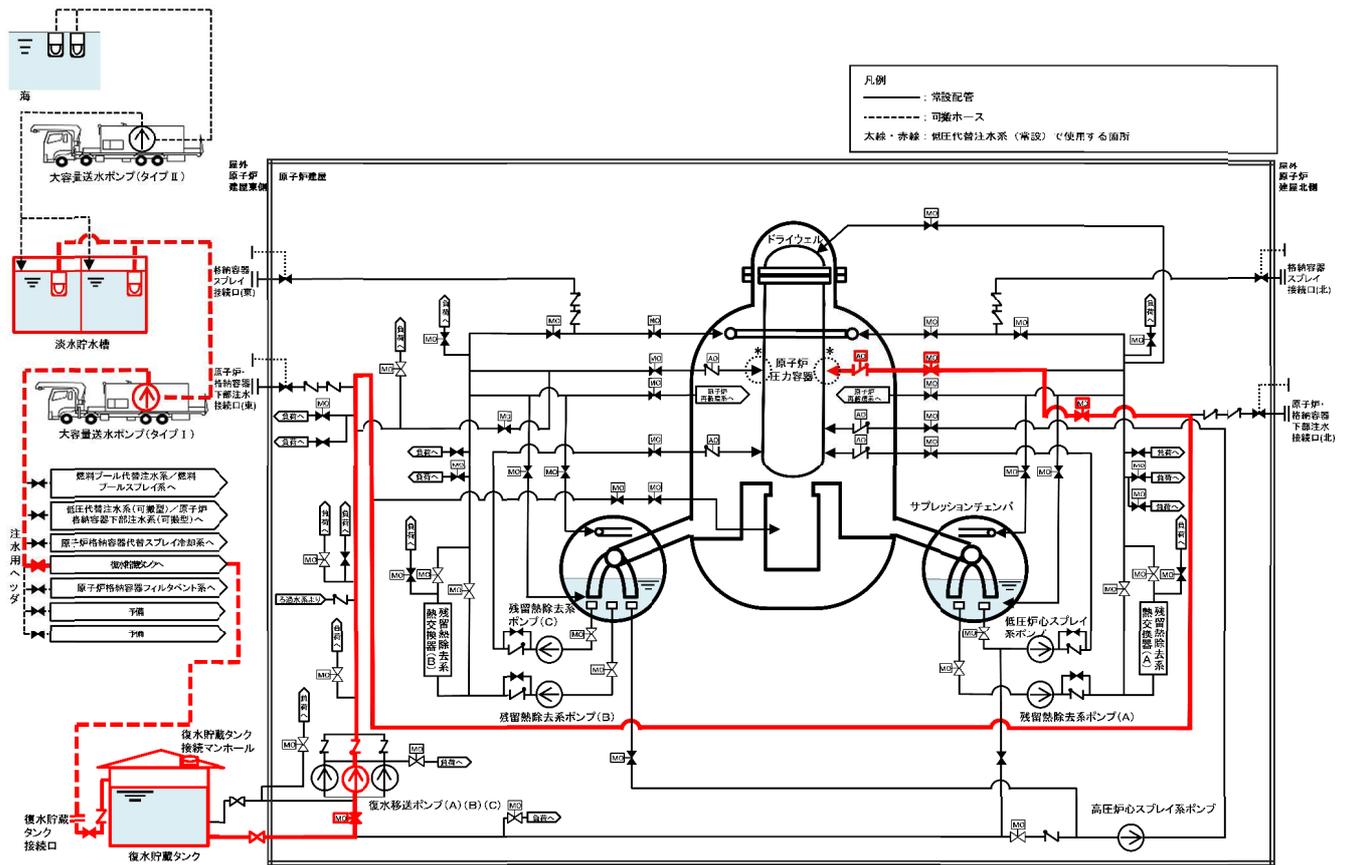


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 外観



d. 系統図



*: シュラウド内炉心上部より注水

1. 4 原子炉補機代替冷却水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水系を設ける。

原子炉補機代替冷却水系は、熱交換器ユニット、接続口及び大容量送水ポンプ（タイプ I）等で構成する。熱交換器ユニットは、大容量送水ポンプ（タイプ I）から送水される海水により原子炉補機冷却水系の水を冷却する。

(2) 機器仕様

a. 熱交換器ユニット

容量	:	□ MW/個（海水温度 26°Cにおいて*1）
個数	:	2（うち予備 1）
使用場所	:	原子炉建屋近傍
保管場所	:	屋外（第 1 保管エリア及び第 3 保管エリア）

b. 大容量送水ポンプ（タイプ I）*2

種類	:	うず巻型
容量	:	□ m ³ /h/個
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	:	6*3（うち予備 4）
使用場所	:	淡水貯水槽*4，取水口又は海水ポンプ室*5
保管場所	:	屋外（第 1 保管エリア，第 2 保管エリア，第 3 保管エリア及び第 4 保管エリア）

*1：原子炉補機冷却水系の設計海水温度として過去の発電所海水温度を基に設定。

*2：「低圧代替注水系（可搬型），原子炉格納容器代替スプレイ冷却系，原子炉格納容器下部注水系（可搬型），燃料プール代替注水系，燃料プールのスプレイ系，原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」の各系統の注水設備として使用，及び「原子炉補機代替冷却水系」と兼用する。

*3：「低圧代替注水系（可搬型），原子炉格納容器代替スプレイ冷却系，原子炉格納容器下部注水系（可搬型），燃料プール代替注水系，燃料プールのスプレイ系，原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」で 1 台，「原子炉補機代替冷却水系」で 1 台使用する。

枠囲みの内容は商業機密上の観点から公開できません。

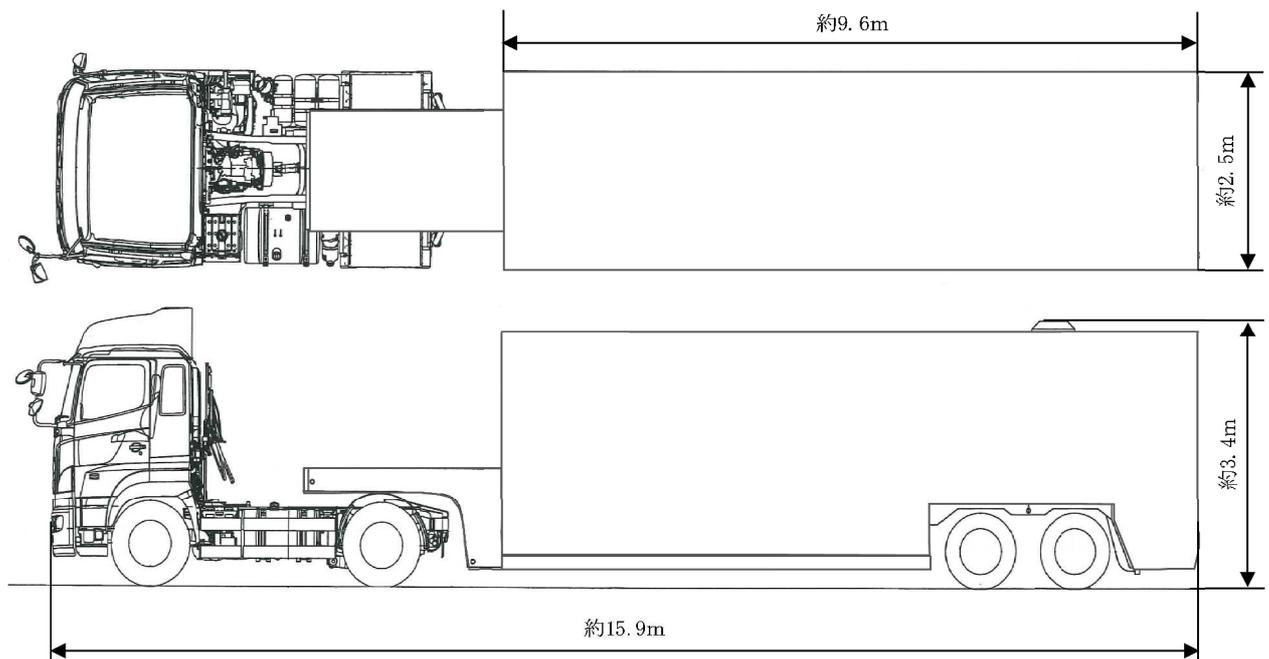
*4：「低圧代替注水系（可搬型），原子炉格納容器代替スプレイ冷却系，原子炉格納容器下部注水系（可搬型），燃料プール代替注水系，燃料プールのスプレイ系，原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」の使用時を示す。

*5：「原子炉補機代替冷却水系」の使用時を示す。

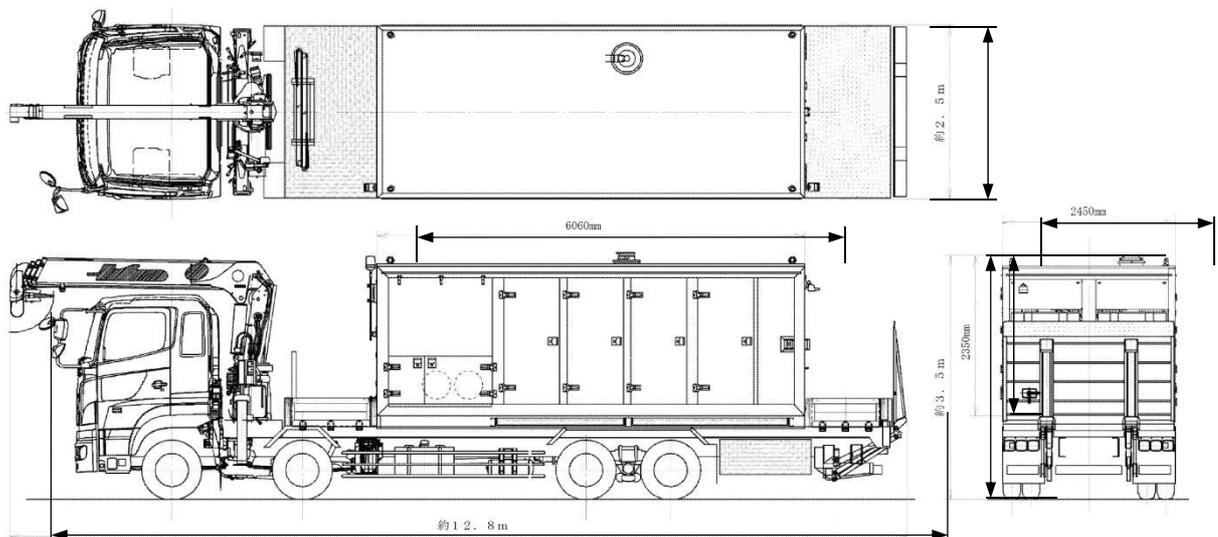
(3) 設備概要

a. 外形図

(a) 熱交換器ユニット



(b) 大容量送水ポンプ（タイプ I）



注：車両寸法は機略を示す。

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。

また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質濃度を低下させるために必要な設備として、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、大容量送水ポンプ（タイプ I）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 A 系又は B 系の配管及びスプレイ管を経由して原子炉格納容器へスプレイする。

(2) 機器仕様

a. 大容量送水ポンプ（タイプ I）^{*1}

種類	: うず巻型
容量	: m ³ /h/個
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	: 6 ^{*2} （うち予備 4）
使用場所	: 淡水貯水槽 ^{*3} 、取水口又は海水ポンプ室 ^{*4}
保管場所	: 屋外（第 1 保管エリア、第 2 保管エリア、第 3 保管エリア及び第 4 保管エリア）

*1: 「低圧代替注水系（可搬型）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）、燃料プール代替注水系、燃料プールのスプレイ系、原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」の各系統の注水設備として使用、及び「原子炉補機代替冷却水系」と兼用する。

*2: 「低圧代替注水系（可搬型）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）、燃料プール代替注水系、燃料プールのスプレイ系、原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」で 1 台、「原子炉補機代替冷却水系」で 1 台使用する。

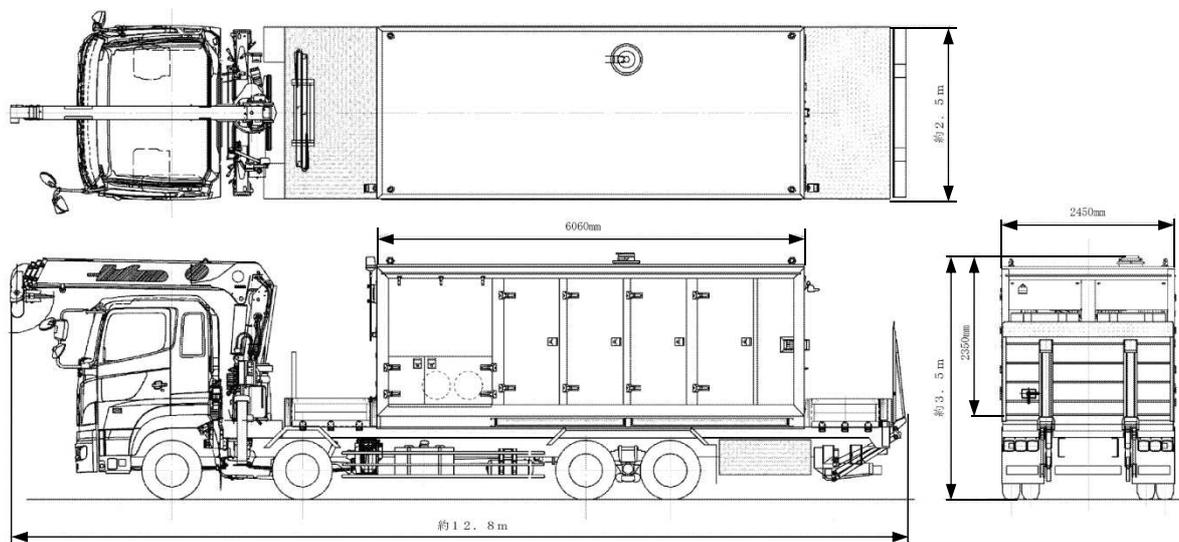
*3: 「低圧代替注水系（可搬型）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系、原子炉格納容器下部注水系（可搬型）、燃料プール代替注水系、燃料プールのスプレイ系、原子炉格納容器フィルタベント系及び復水貯蔵タンクへの補給」の使用時を示す。

*4: 「原子炉補機冷却水系」の使用時を示す。

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. 外形図

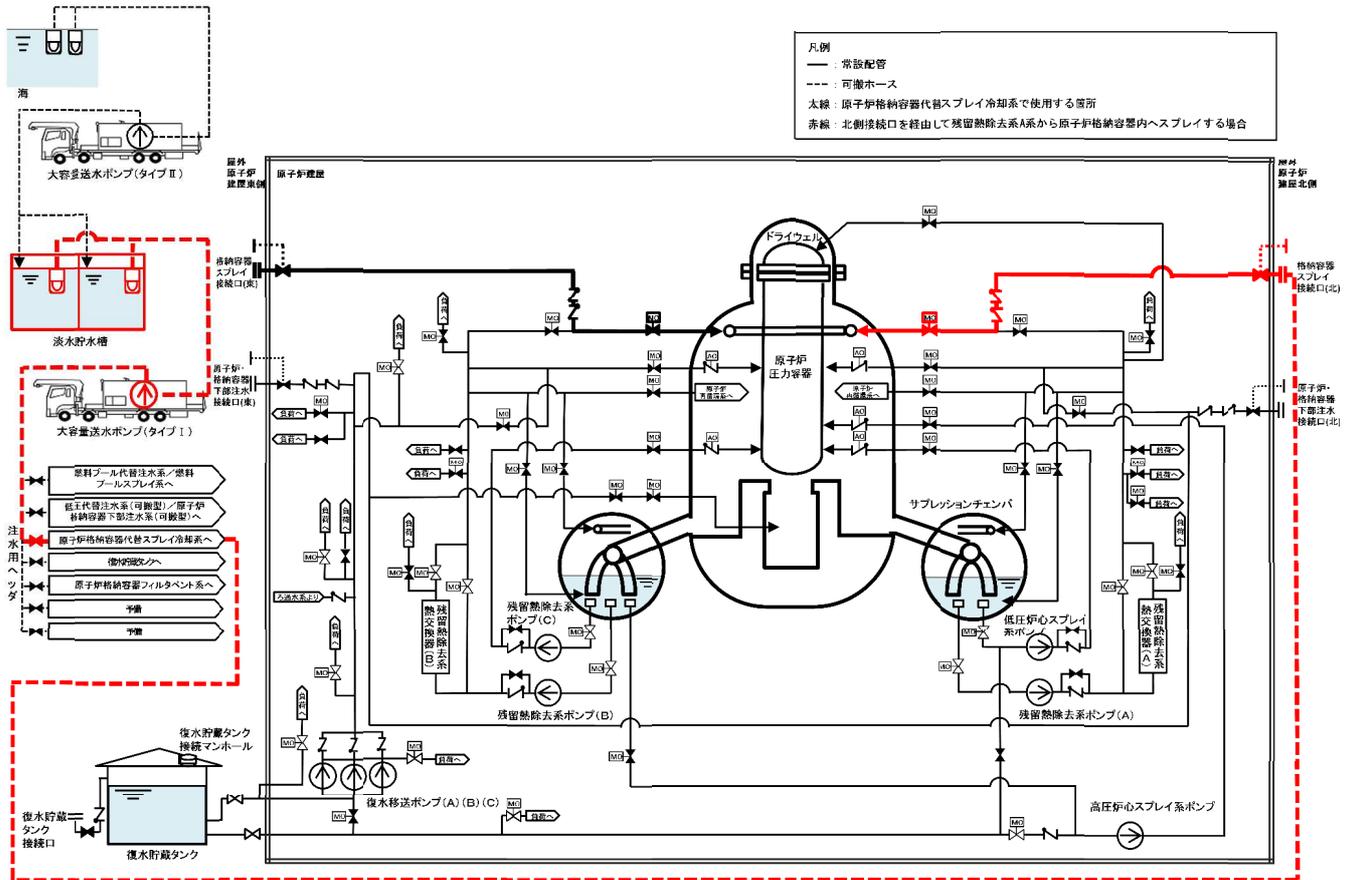


注：車両寸法は概略を示す。

b. 外観



c. 系統図



1. 6 原子炉格納容器フィルタベント系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、原子炉格納容器フィルタベント系を設ける。

原子炉格納容器フィルタベント系は、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。

原子炉格納容器フィルタベント系の附帯設備として給水設備及び可搬型窒素ガス供給装置を設ける。

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及び薬液の補給が可能なよう、配管及び外部接続口等で構成する。この外部接続口は、大容量送水ポンプ（タイプ I）及び薬液補給装置を用いて水及び薬液の補給ができる。

可搬型窒素ガス供給装置は、原子炉格納容器フィルタベント系の使用後、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。可搬型窒素ガス供給装置の詳細については、「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
個 数	:	3

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 :
ベツト厚さ :

--

e. 流量制限オリフィス

型 式 : 同心オリフィス板
材 質 :
個 数 :

--

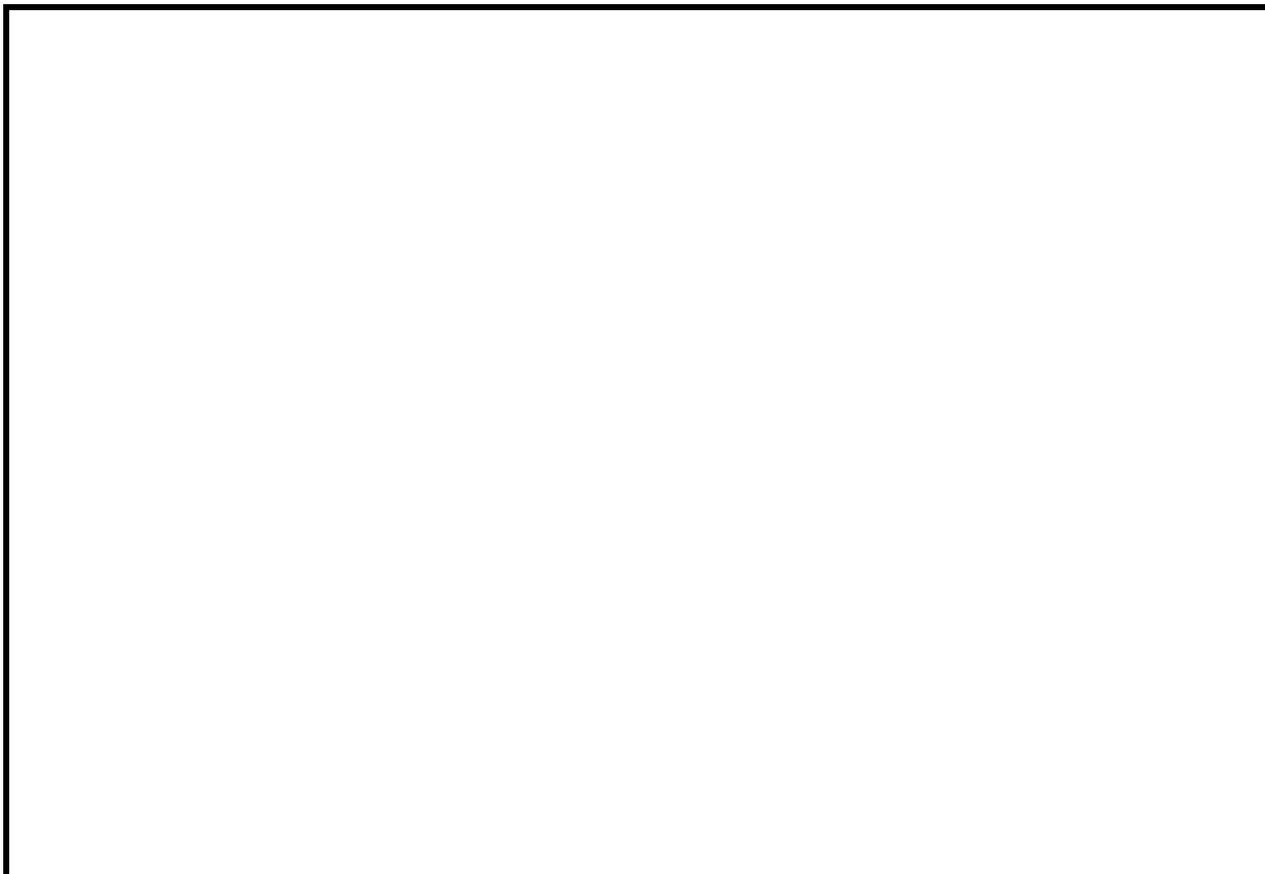
f. 圧力開放板

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。

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、外部電源の喪失時に自動起動し、中央制御室からの操作により代替所内電気設備及び非常用所内電気設備に電源供給することで、残留熱除去系、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
取付箇所	:	緊急用電気品建屋 <input type="checkbox"/>

(b) 発電機

種類	:	横軸回転界磁3相同期発電機
容量	:	4,500kVA/台(常用連続運用定格:約3,791kVA/個)
電圧	:	6,900V
冷却方法	:	空冷
個数	:	2
取付箇所	:	緊急用電気品建屋 <input type="checkbox"/>

(3) 設備概要

a. 外観



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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) 概要

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を防止するための必要な電力を供給するため、所内常設蓄電式直流電源設備として、125V 蓄電池を設ける。

125V 蓄電池は、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり、原子炉隔離時冷却系、主蒸気逃がし安全弁、原子炉格納容器フィルタベント系及び高压代替注水系等へ電力を供給する。

また、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を防止するための必要な電力を供給するため、可搬型代替直流電源設備として、125V 代替蓄電池及び 125V 代替充電器を設ける。

可搬型代替直流電源設備は、125V 代替蓄電池及び 125V 代替充電器に可搬型代替交流電源設備から充電することにより、24 時間にわたり、主蒸気逃がし安全弁、原子炉格納容器フィルタベント系及び高压代替注水系等へ電力を供給する。

(2) 機器仕様

a. 125V 蓄電池（所内常設蓄電式直流電源）

種類	:	制御弁式据置鉛蓄電池
容量	:	A 系 8000 Ah, B 系 6000 Ah (現行容量は A 系, B 系とも 4000 Ah)
電圧	:	125 V
個数	:	2 組
取付箇所	:	A 系 制御建屋 <input type="text"/> B 系 制御建屋 <input type="text"/>

b. 125V 代替蓄電池（可搬型代替直流電源）

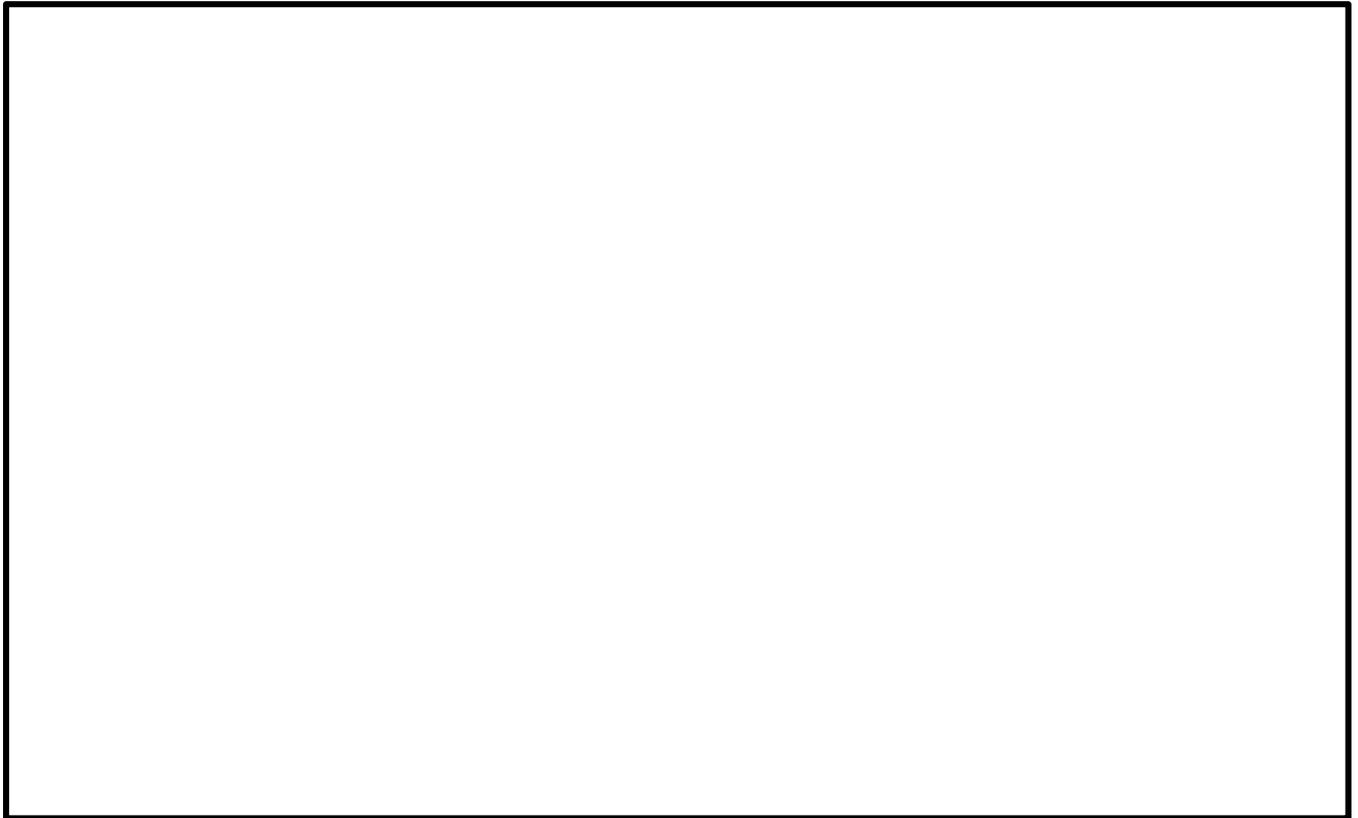
種類	:	制御弁式据置鉛蓄電池
容量	:	2000 Ah
電圧	:	125 V
個数	:	1 組
取付箇所	:	制御建屋 <input type="text"/>

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

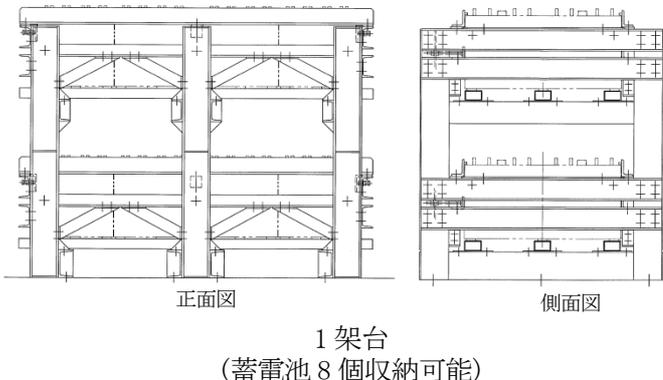
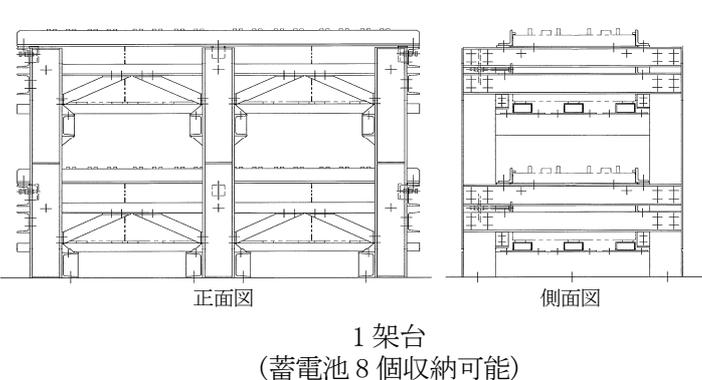
(3) 設備概要

a. 125V 蓄電池 (所内常設蓄電式直流電源)

(a) 設置場所



(b) 外形図

<p>①125V 蓄電池 2A (3000Ah×2 並列) 16 架台 (蓄電池 120 個)</p> <p>②125V 蓄電池 2B (3000Ah×2 並列) 15 架台 (蓄電池 120 個)</p>	<p>③125V 蓄電池 2A (2000Ah×1 並列) 8 架台 (蓄電池 60 個)</p>
 <p>正面図</p> <p>側面図</p> <p>1 架台 (蓄電池 8 個収納可能)</p>	 <p>正面図</p> <p>側面図</p> <p>1 架台 (蓄電池 8 個収納可能)</p>

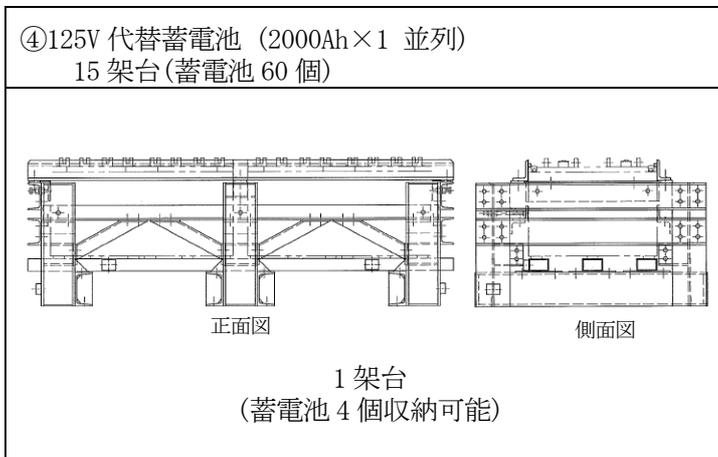
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

b. 125V 代替蓄電池（可搬型代替直流電源）

(a) 設置場所



(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. 9 代替自動減圧機能の概要について

(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原子炉の減圧機能による原子炉の減圧が行われない場合において、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、代替自動減圧機能を設ける。

代替自動減圧機能は、原子炉水位低及び残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプの運転の場合に、逃がし安全弁 2 弁を作動させ、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧させる機能を有する。

(2) 代替自動減圧機能の作動信号

作動に要する信号の種類	: 原子炉水位低
検出器の種類	: 差圧検出器
検出器の個数	: 4
作動に要する信号数	: 2
作動設定値	: レベル 1 (原子炉圧力容器零レベルより 947cm 上)
作動信号	: 逃がし安全弁作動
その他	: 残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプ運転中のみ作動信号が発信される

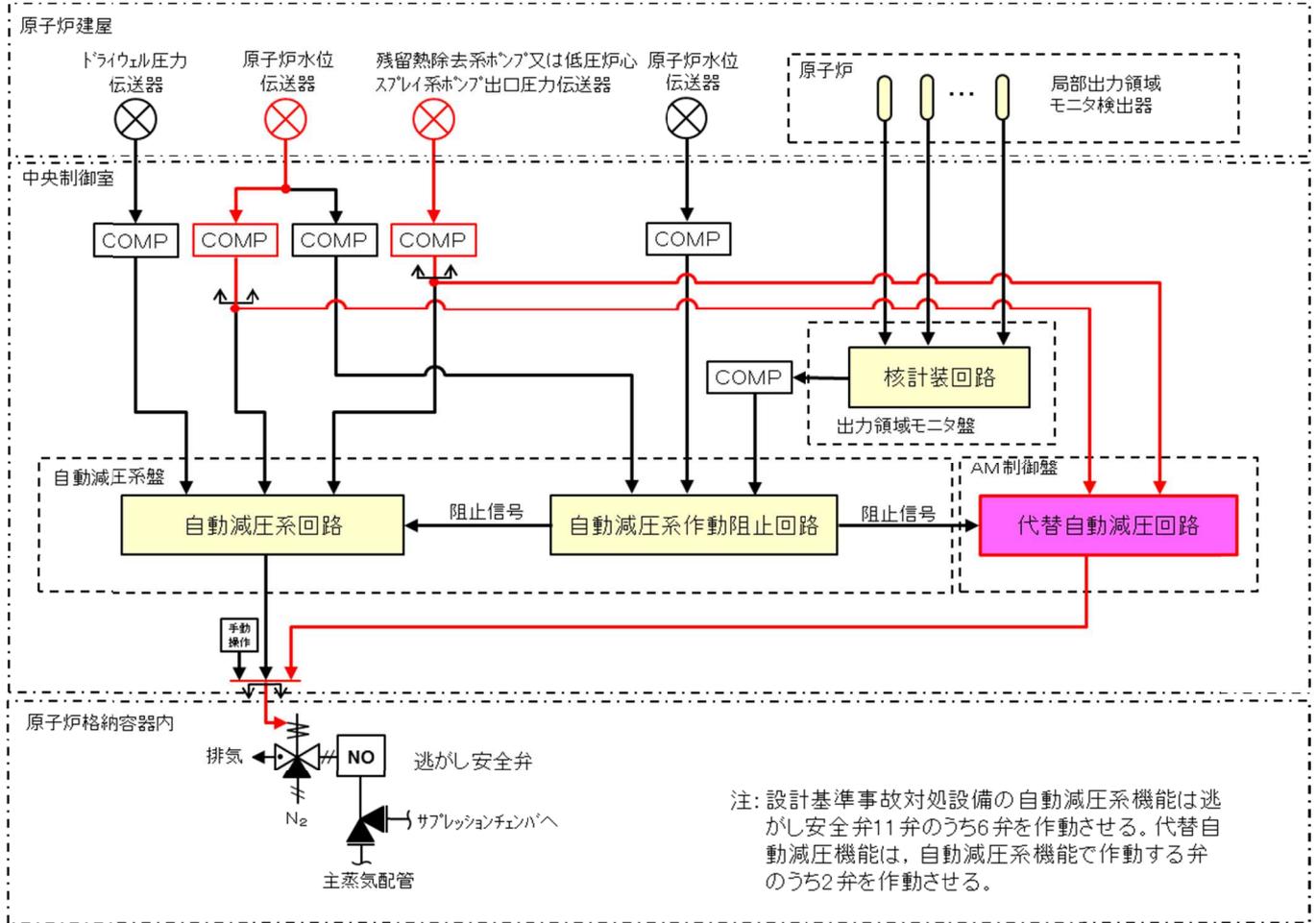
(3) 代替自動減圧回路の設置場所



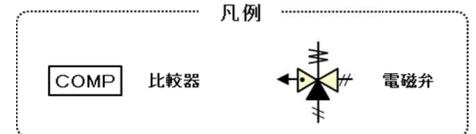
制御建屋

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(4) 回路構成

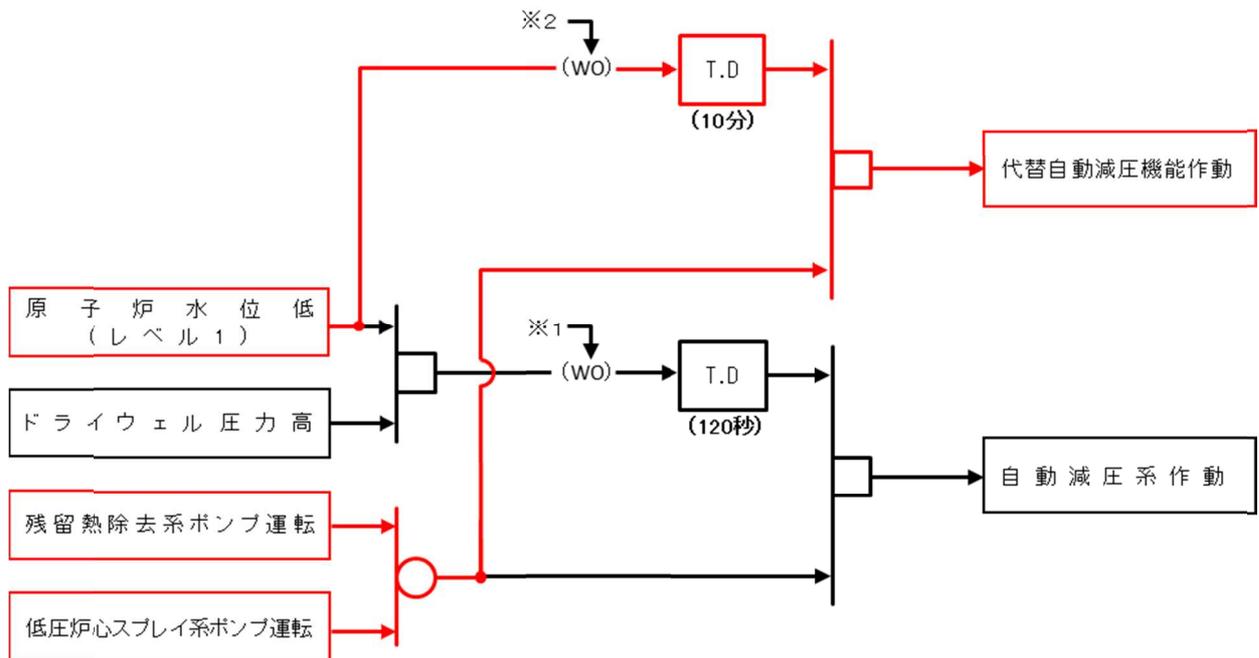


代替自動減圧機能と自動減圧系機能の共用部分を  (矢印) で示す。

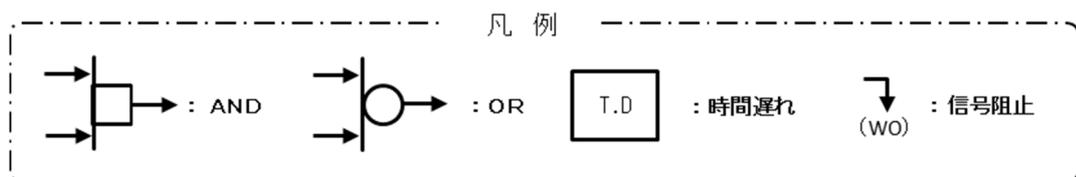
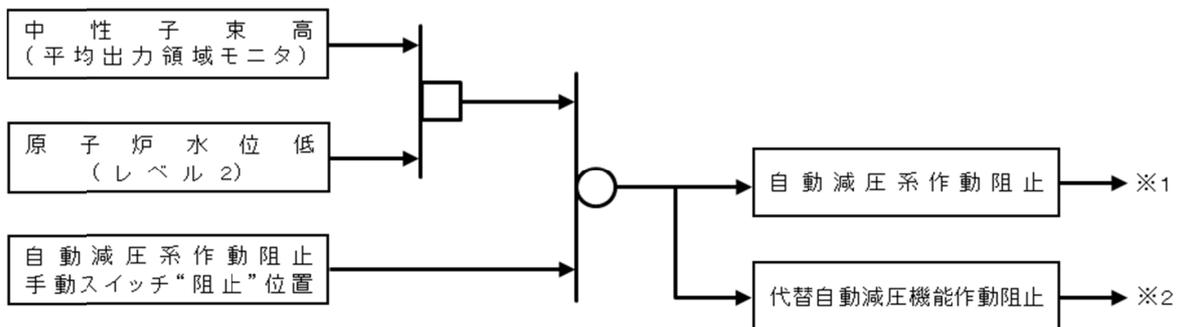


(5) 論理回路

(自動減圧系回路)



(自動減圧系作動阻止回路)



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フィルタベント系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フィルタベント系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。

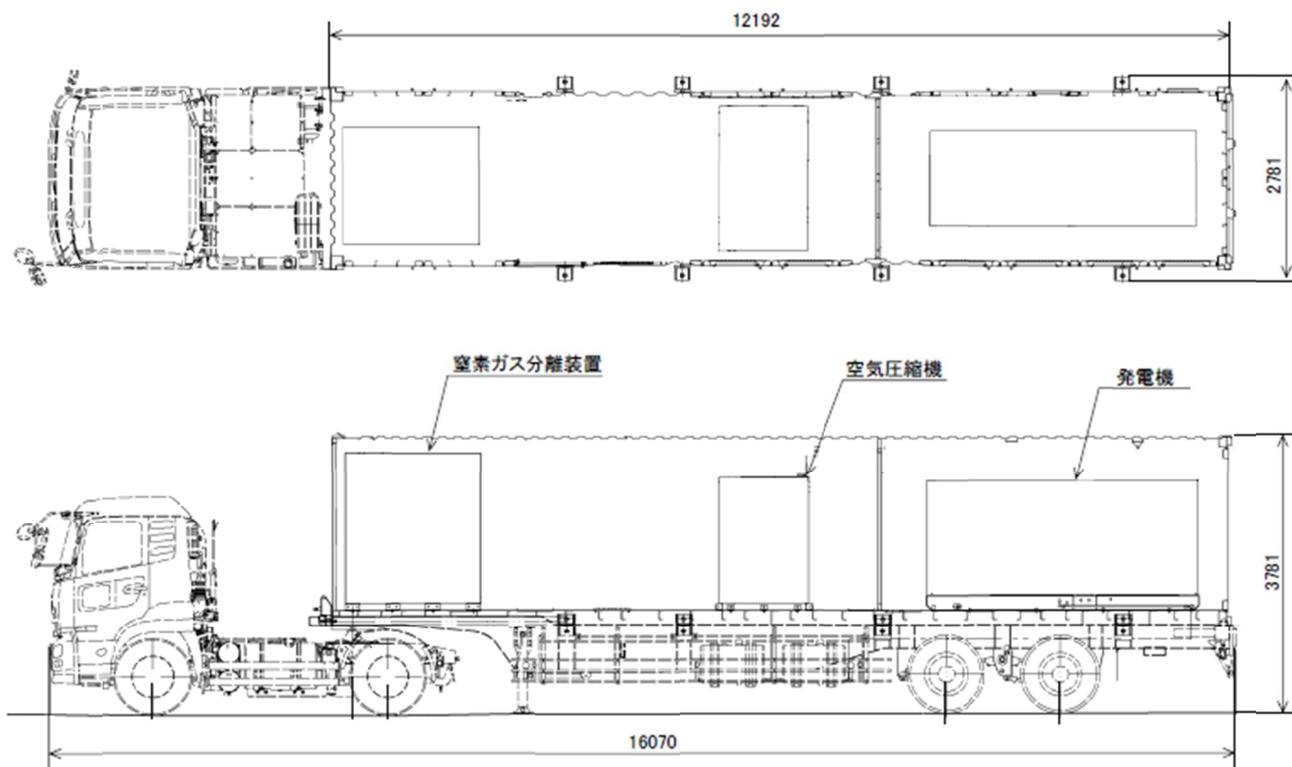
(2) 機器仕様

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 ³ /h(normal)
純度	: 99.0 vol%以上 (不活性ガス)
供給圧力	: 427 kPa[gage]
個数	: 2 (うち予備 1)
使用場所	: 原子炉建屋近傍
保管場所	: 屋外 (第 1 保管エリア及び第 4 保管エリア)

(3) 設備概要

a. 外形図



注：車両寸法は概略を示す。

b. 外観



1. 1 1 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) 概要

原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉出力を制御するため、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能を設ける。

代替原子炉再循環ポンプトリップ機能は、原子炉圧力高又は原子炉水位低の信号により原子炉再循環ポンプを停止させる機能を有する。

(2) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の作動信号

作動に要する信号の種類 : 原子炉圧力高又は原子炉水位低

検出器の種類 : 圧力検出器, 差圧検出器

検出器の個数 : 圧力検出器 4

差圧検出器 4

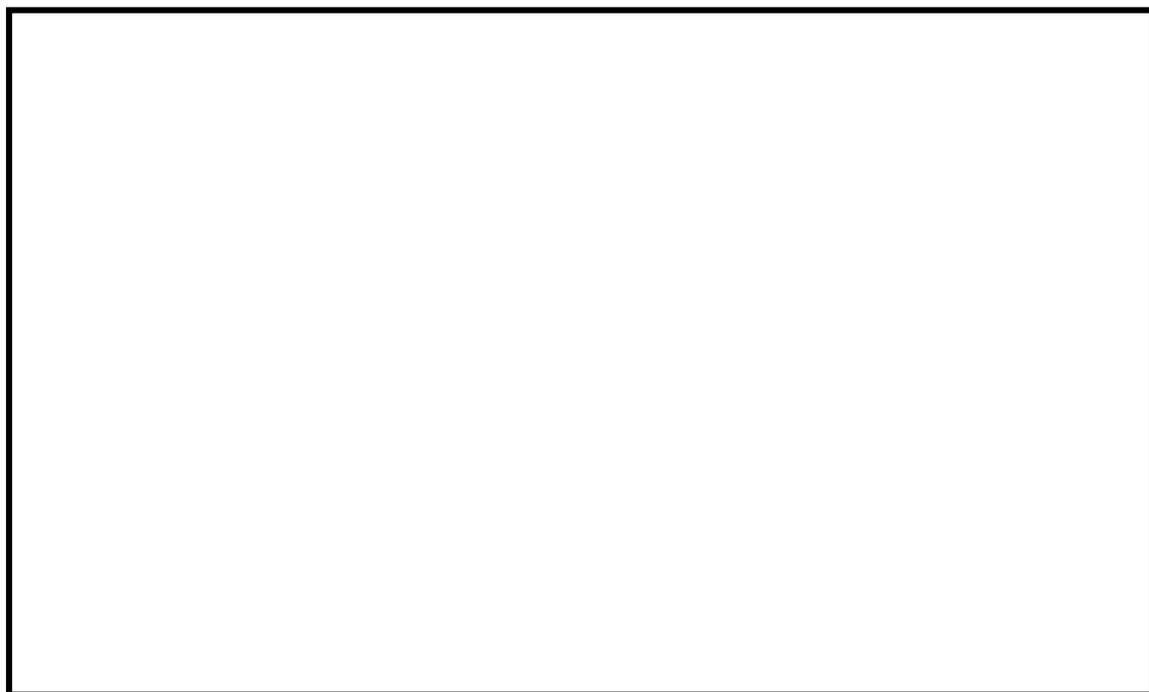
作動に要する信号数 : 原子炉圧力高 2

原子炉水位低 2

作動設定値 : 原子炉圧力高 7.35 MPa[gage]

原子炉水位低 レベル2 (原子炉圧力容器零レベルより 1216cm 上)

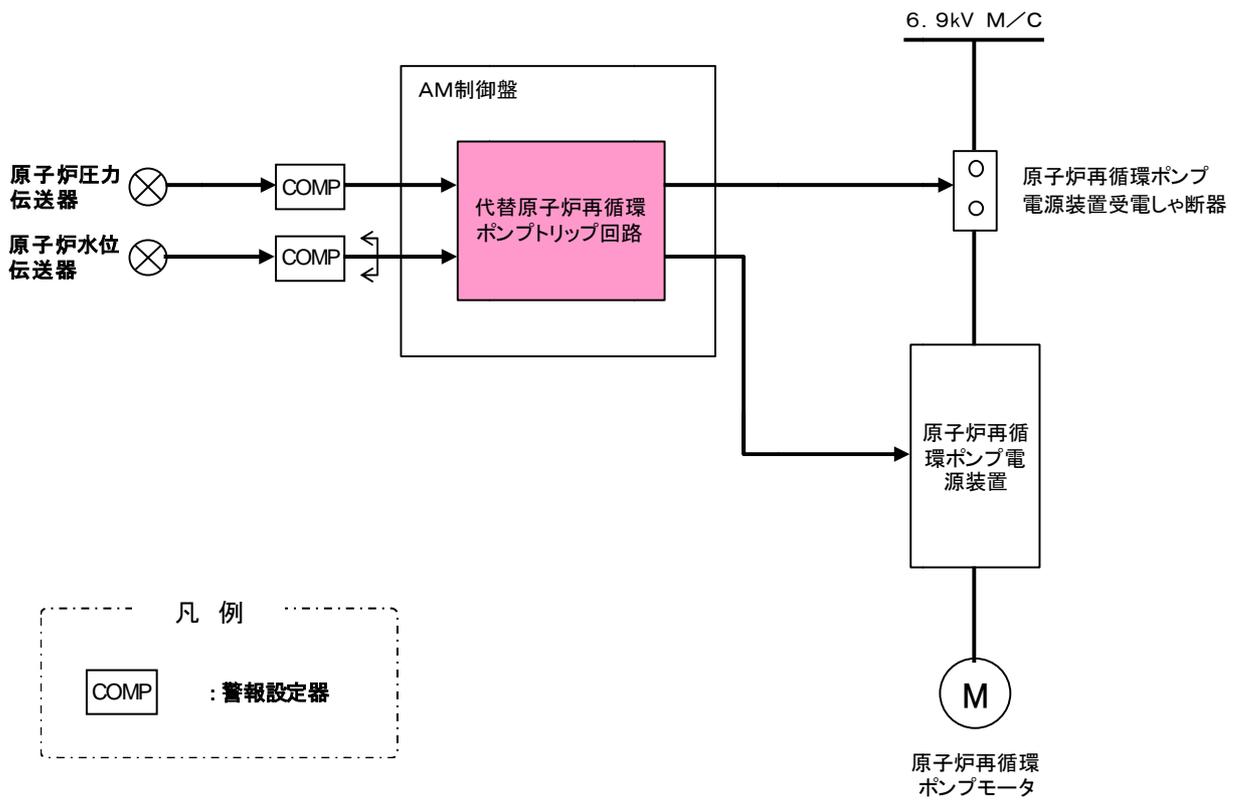
(3) 代替原子炉再循環ポンプトリップ回路の設置場所



制御建屋

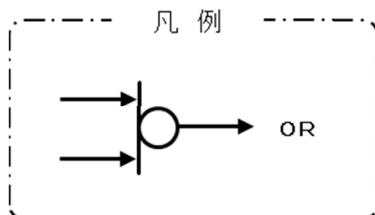
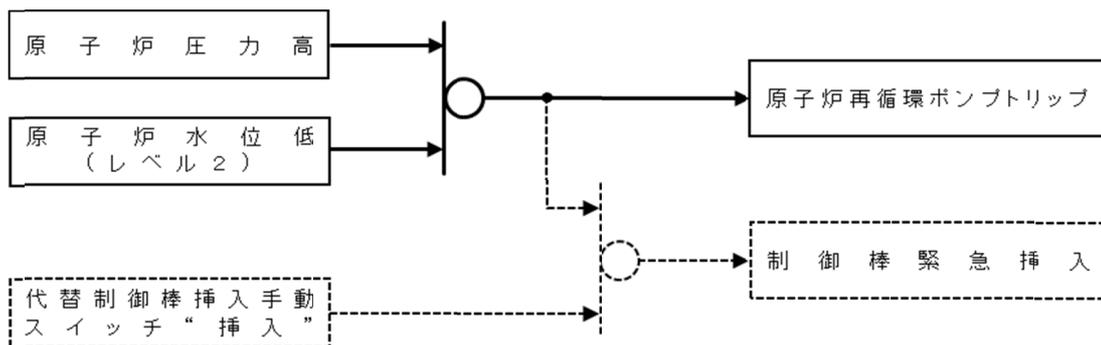
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(4) 回路構成



代替原子炉再循環ポンプトリップ機能と他系統との共用部分を (矢印) で示す。

(5) 論理回路



* 代替制御棒挿入回路と代替原子炉再循環ポンプトリップ回路は同じ回路であり、条件成立により、制御棒緊急挿入信号及び原子炉再循環ポンプトリップ信号が発信される。

1. 1 2 代替制御棒挿入機能の概要について

(1) 概要

原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉を未臨界に移行するため、代替制御棒挿入機能を設ける。

代替制御棒挿入機能は、原子炉圧力高又は原子炉水位低の信号により全制御棒を挿入させる機能を有する。

なお、スクラム失敗時は手動により代替制御棒挿入機能を動作させることが可能である。

(2) 代替制御棒挿入機能の作動信号

作動に要する信号の種類	： 原子炉圧力高又は原子炉水位低		
検出器の種類	： 圧力検出器，差圧検出器		
検出器の個数	： 圧力検出器	4	
	： 差圧検出器	4	
作動に要する信号数	： 原子炉圧力高	2	
	： 原子炉水位低	2	
作動設定値	： 原子炉圧力高	7.35 MPa[gage]	
	： 原子炉水位低	レベル 2 (原子炉圧力容器零レベルより 1216cm 上)	

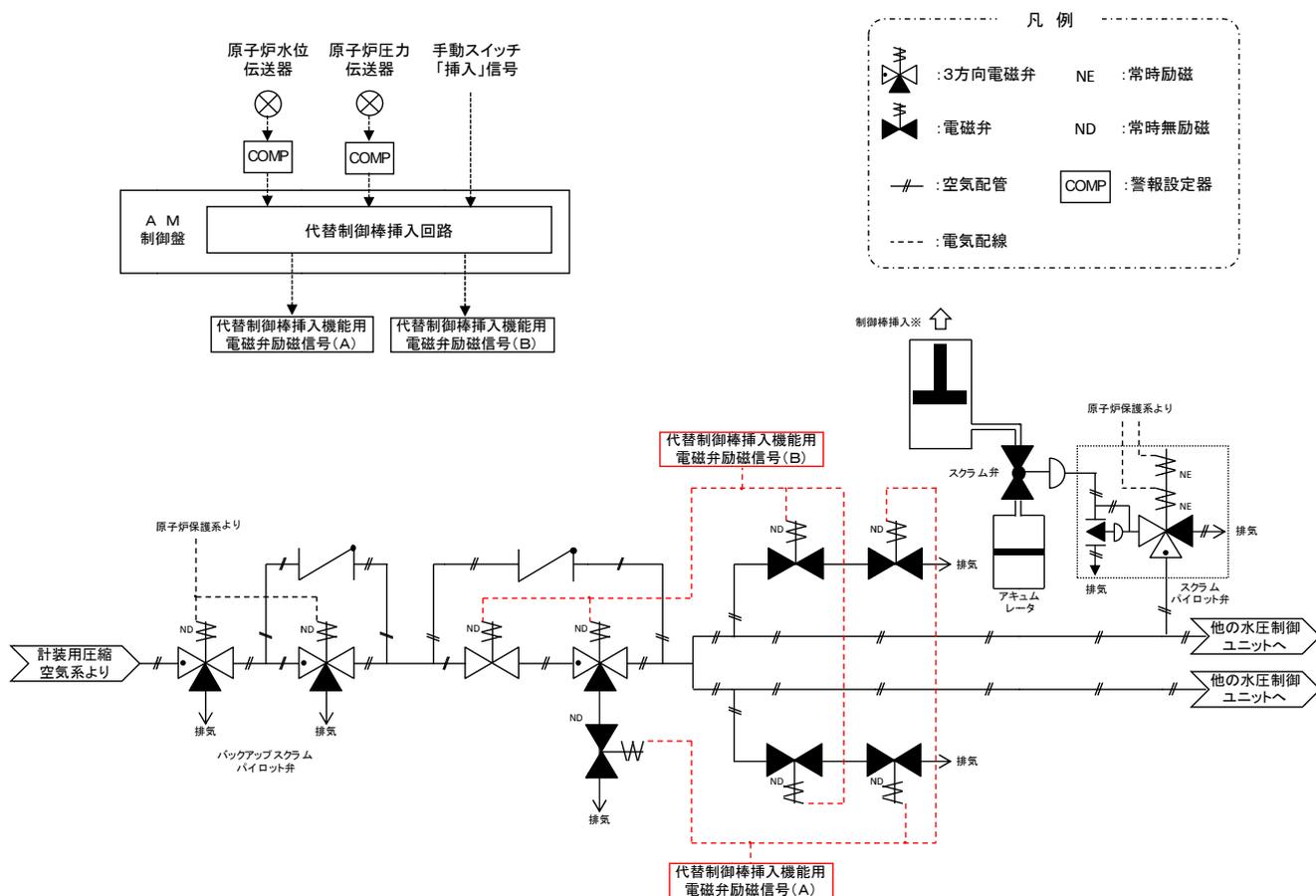
(3) 代替制御棒挿入回路の設置場所



制御建屋

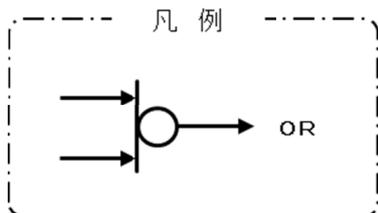
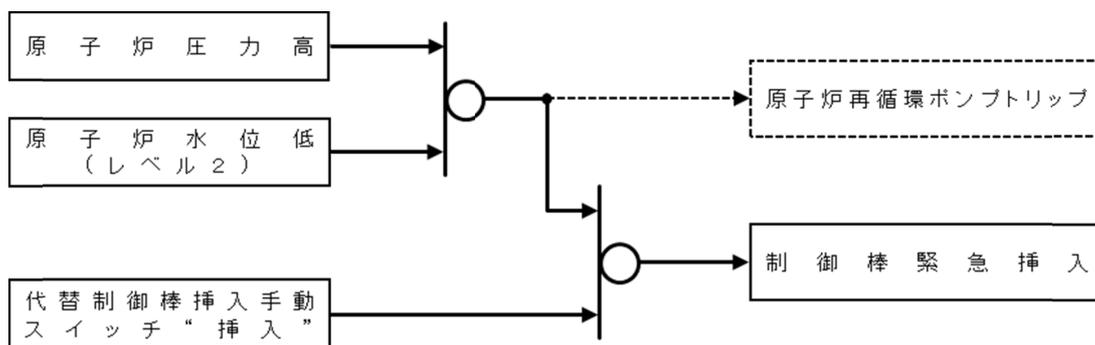
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(4) 回路構成



※代替制御棒挿入回路による電磁弁の励磁から25秒以内に全制御棒が全挿入される。

(5) 論理回路



* 代替制御棒挿入回路と代替原子炉再循環ポンプトリップ回路は同じ回路であり、条件成立により、制御棒緊急挿入信号及び原子炉再循環ポンプトリップ信号が発信される。

1. 1 3 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) 概要

制御棒挿入機能及び代替制御棒挿入機能が喪失し、原子炉の出力が維持されている状態において、自動減圧系又は代替自動減圧機能が作動することにより、原子炉への注水に伴う急激な出力上昇が生じる。この急激な出力上昇による炉心の著しい損傷を防止するため、自動減圧系作動阻止機能を設ける。

自動減圧系作動阻止機能は、中性子束高及び原子炉水位低の信号により自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動を阻止できる機能を有する。

(2) 自動減圧系作動阻止機能の作動信号

作動に要する信号の種類	： 原子炉水位低及び中性子束高		
検出器の種類	： 差圧検出器，核分裂電離箱		
検出器の個数	： 差圧検出器	6	
	核分裂電離箱	6	
作動に要する信号数	： 原子炉水位低	4	
	中性子束高	4	
作動設定値	： 原子炉水位低	レベル 2 (原子炉圧力容器零レベルより 1216cm 上)	
	中性子束高	10 %*	

* 定格出力時の値に対する比率で示す。

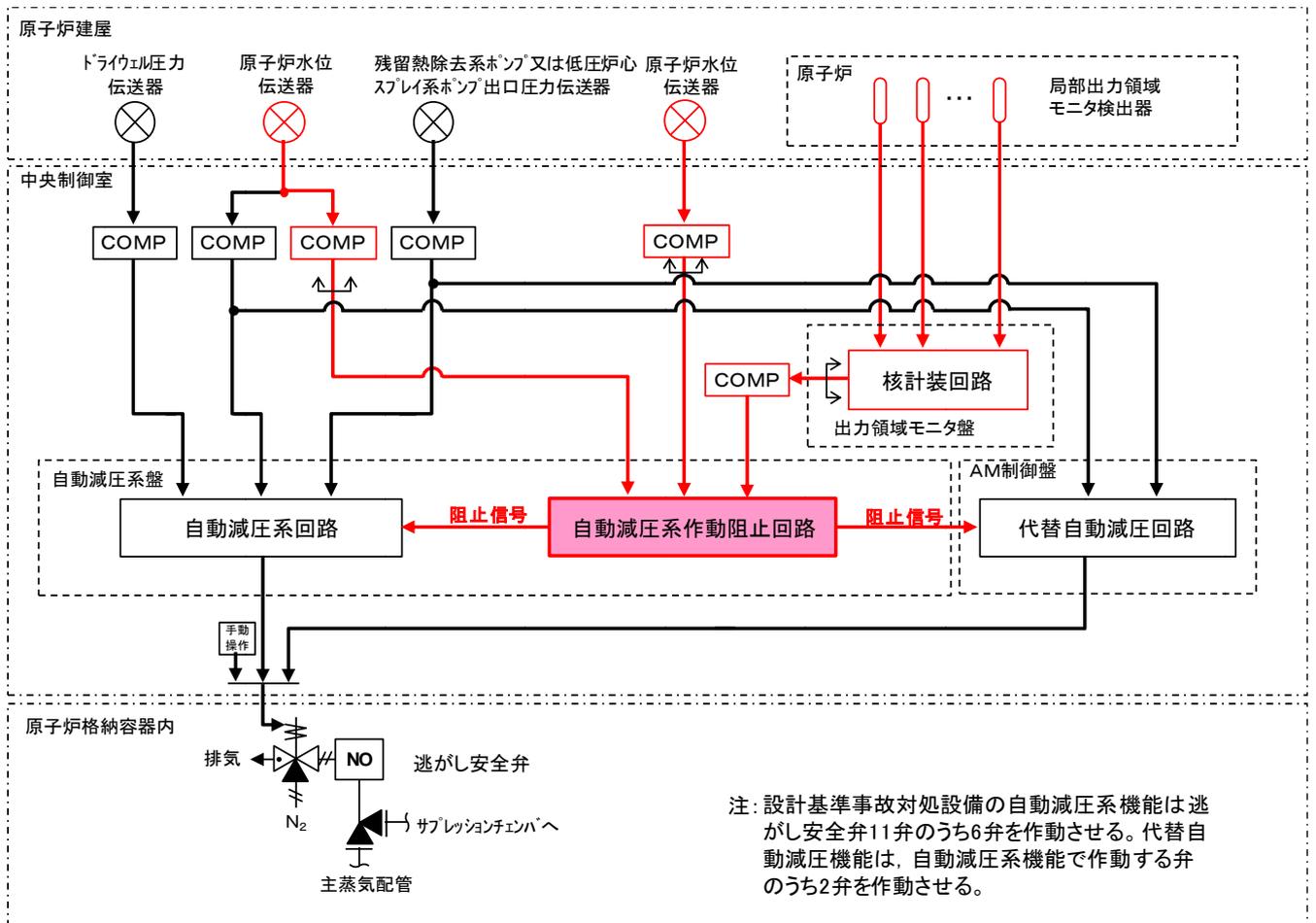
(3) 自動減圧系作動阻止回路の設置場所



制御建屋

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(4) 回路構成

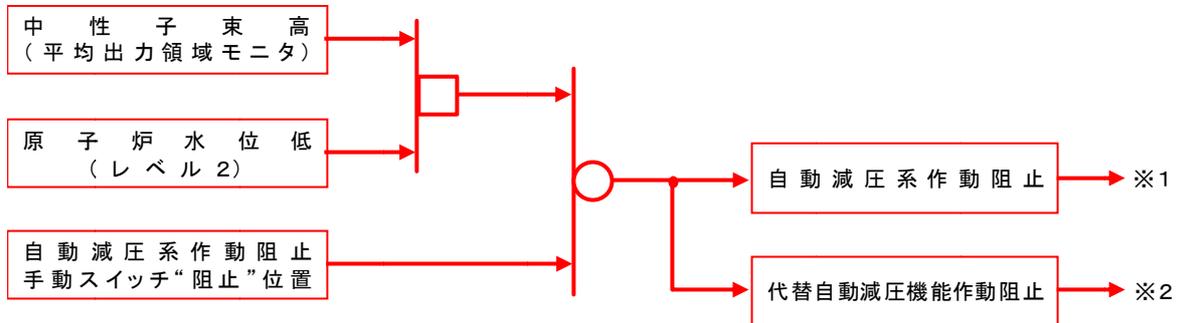


自動減圧系作動阻止機能と他系統との共用部分を (矢印) で示す。

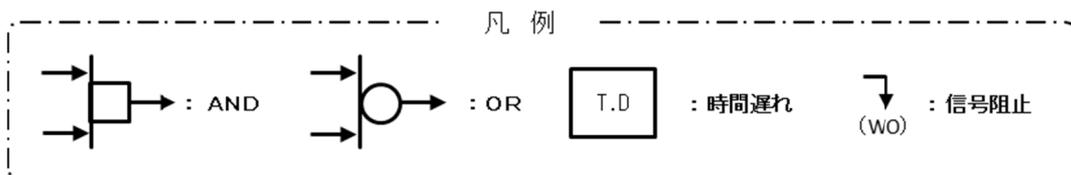
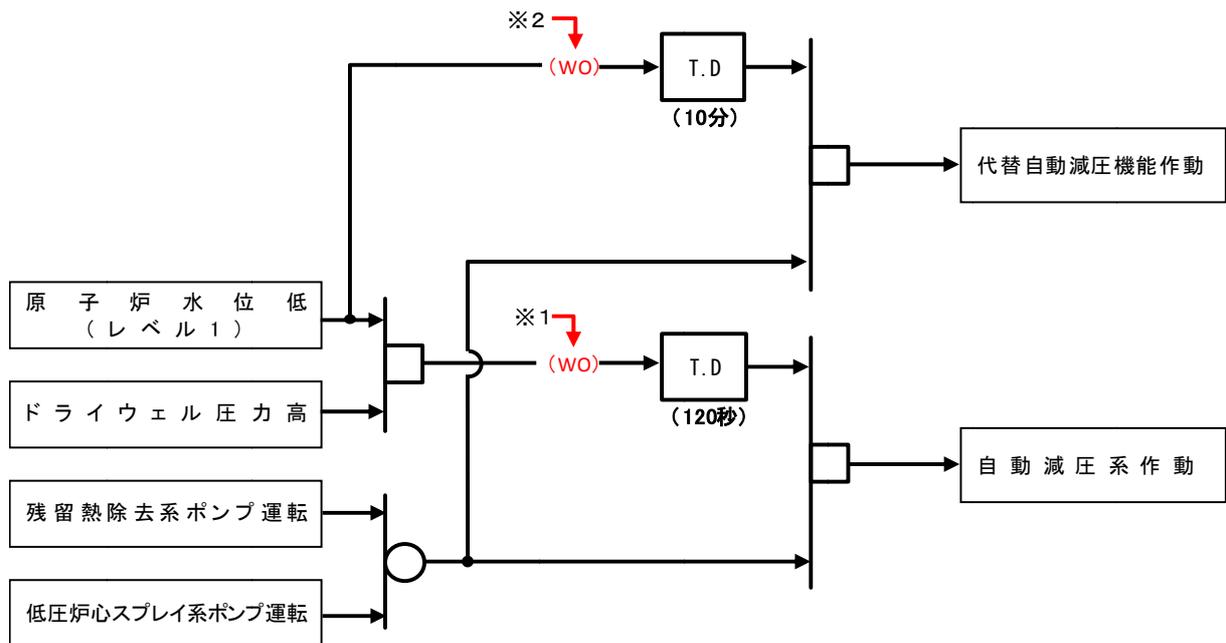


(5) 論理回路

(自動減圧系作動阻止回路)



(自動減圧系回路及び代替自動減圧回路)



1. 1 4 ほう酸水注入系の機器仕様等について

(1) 概要

運転時の異常な過渡変化時において、原子炉を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉を未臨界にするために、設計基準事故対処設備であるほう酸水注入系を使用する。

ほう酸水注入系は、ほう酸水注入系貯蔵タンク、ほう酸水注入系ポンプ等で構成し、中性子吸収材として、五ほう酸ナトリウム溶液を使用し、単独で定格出力運転中の原子炉を臨界未満に維持できる。

(2) 機器仕様

a. ほう酸水注入系貯蔵タンク

種類 : たて置円筒形
容量 : 18.6 m³/個
個数 : 1
取付箇所 : 原子炉建屋 (二次格納施設内)

b. ほう酸水注入系ポンプ

(a) ポンプ

種類 : 往復式
容量 : 163 L/min/個
吐出圧力 : 8.4 MPa [gage]
個数 : 2 (うち予備 1)
取付箇所 : 原子炉建屋 (二次格納施設内)

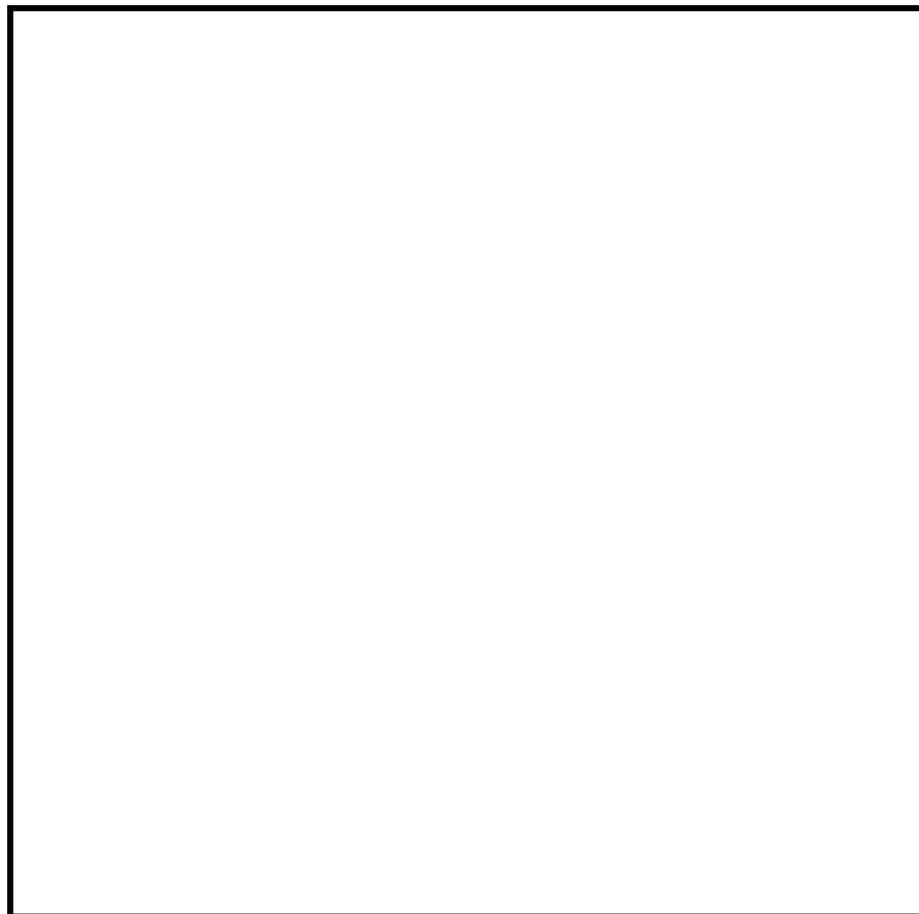
(b) 原動機

種類 : 誘導電動機
出力 : 37 kW/個
個数 : 2 (うち予備 1)
取付箇所 : 原子炉建屋 (二次格納施設内)

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



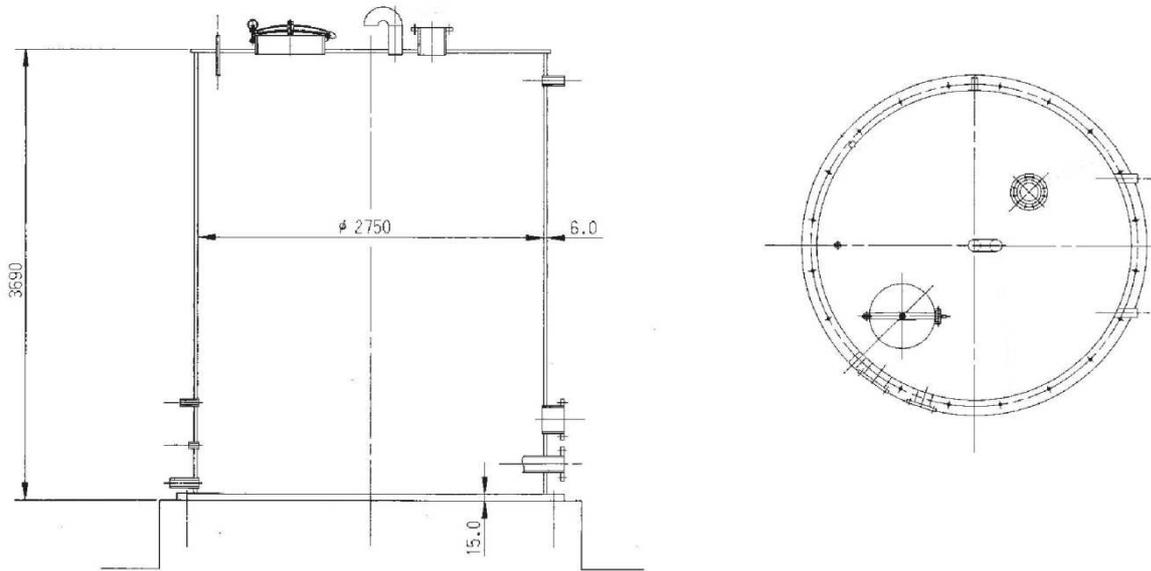
原子炉建屋



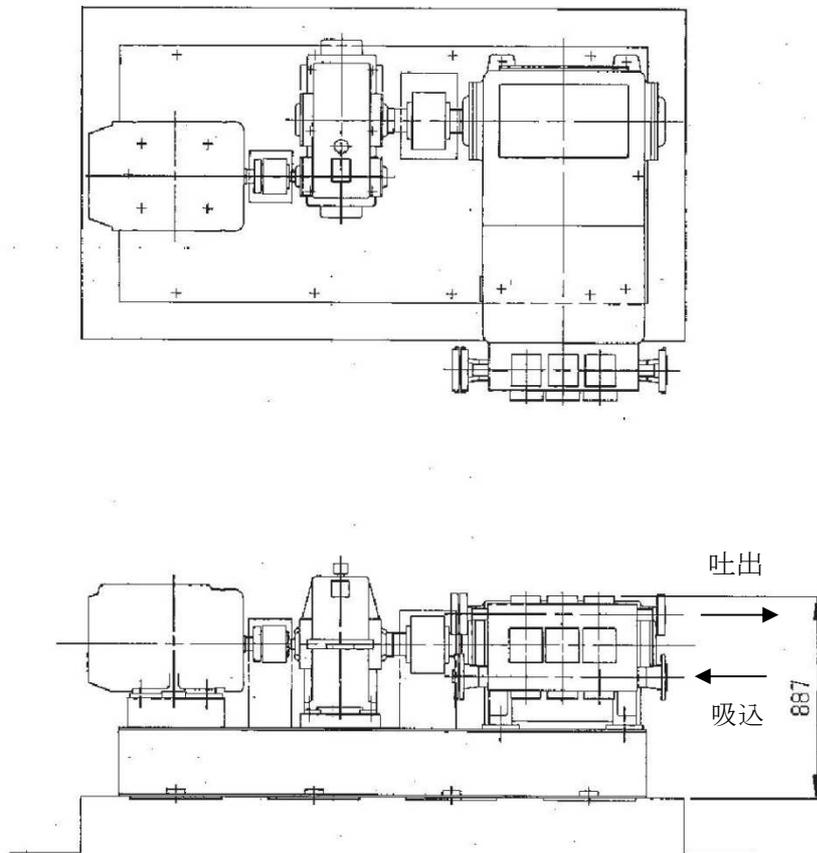
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

b. 外形図

(a) ほう酸水注入系貯蔵タンク



(b) ほう酸水注入系ポンプ



c. 外観

(a) ほう酸水注入系貯蔵タンク

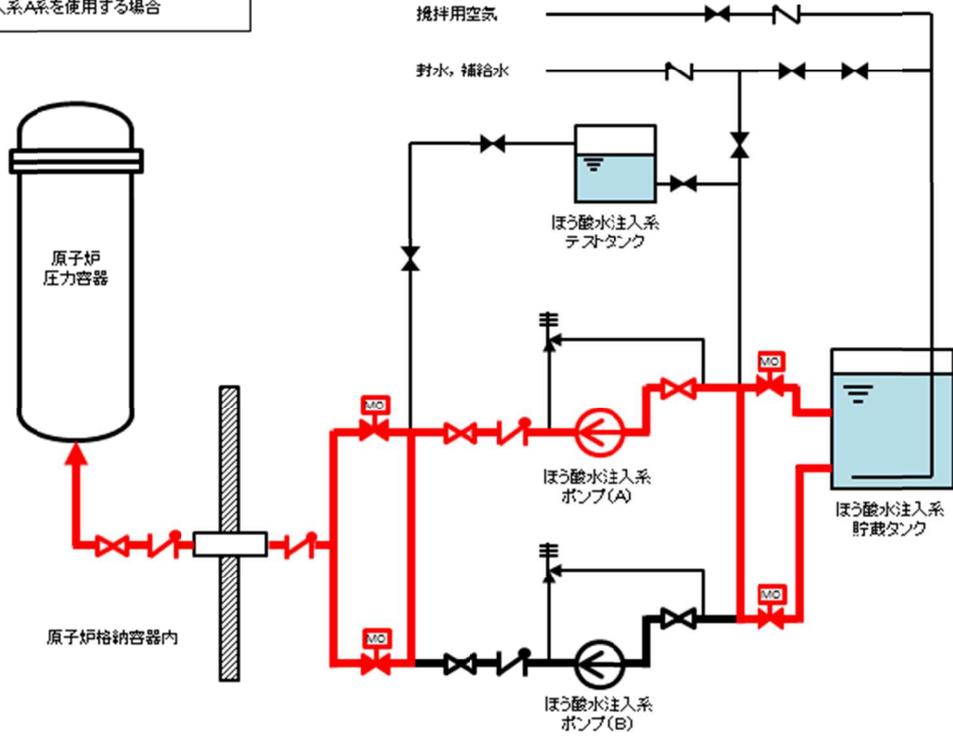


(b) ほう酸水注入系ポンプ



d. 系統図

凡例	
—	: 常設配管
太線	: ほう酸水注入系で使用箇所
赤線	: ほう酸水注入系A系を使用する場合



2. 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて

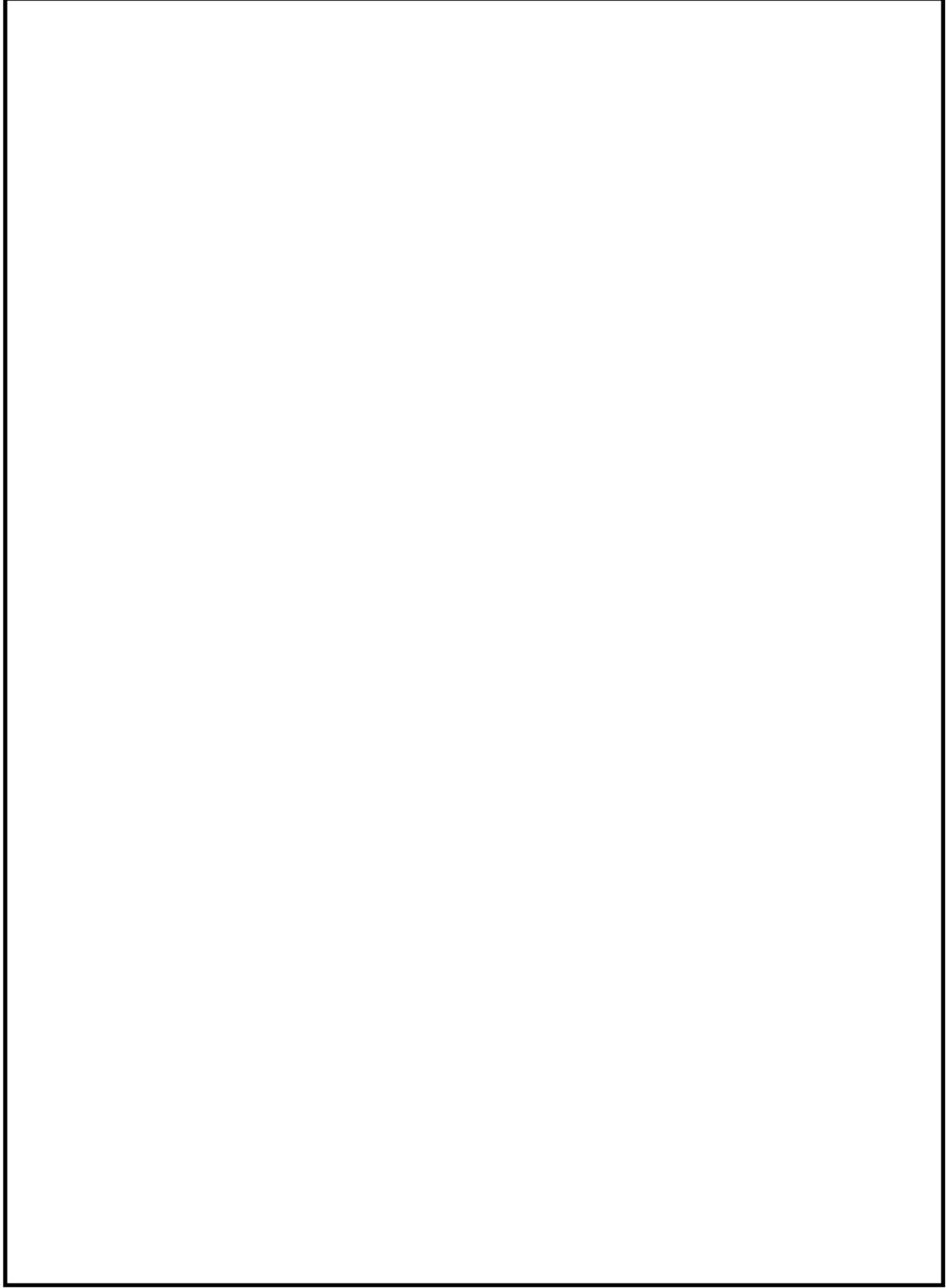


図 2-1 可搬型設備保管場所及びアクセスルート
(時間評価では、作業時間が最大となるルートを使用している。)

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、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 (タイプ I) 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 (タイプ I) 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

(原子炉補機代替冷水却系の設置 【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水系の設置 【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

(薬液補給装置の設置)

図 3-9 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 3-10 可搬型設備配置図

(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +HPCS 失敗, 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +高圧ECCS 失敗, 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +SRV 再閉失敗+HPCS 失敗, 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

【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

(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗) +直流電源喪失)

【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 3-12 可搬型設備配置図

(原子炉停止機能喪失, 格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

【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 3-13 可搬型設備配置図

(L O C A 時注水機能喪失)

【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】

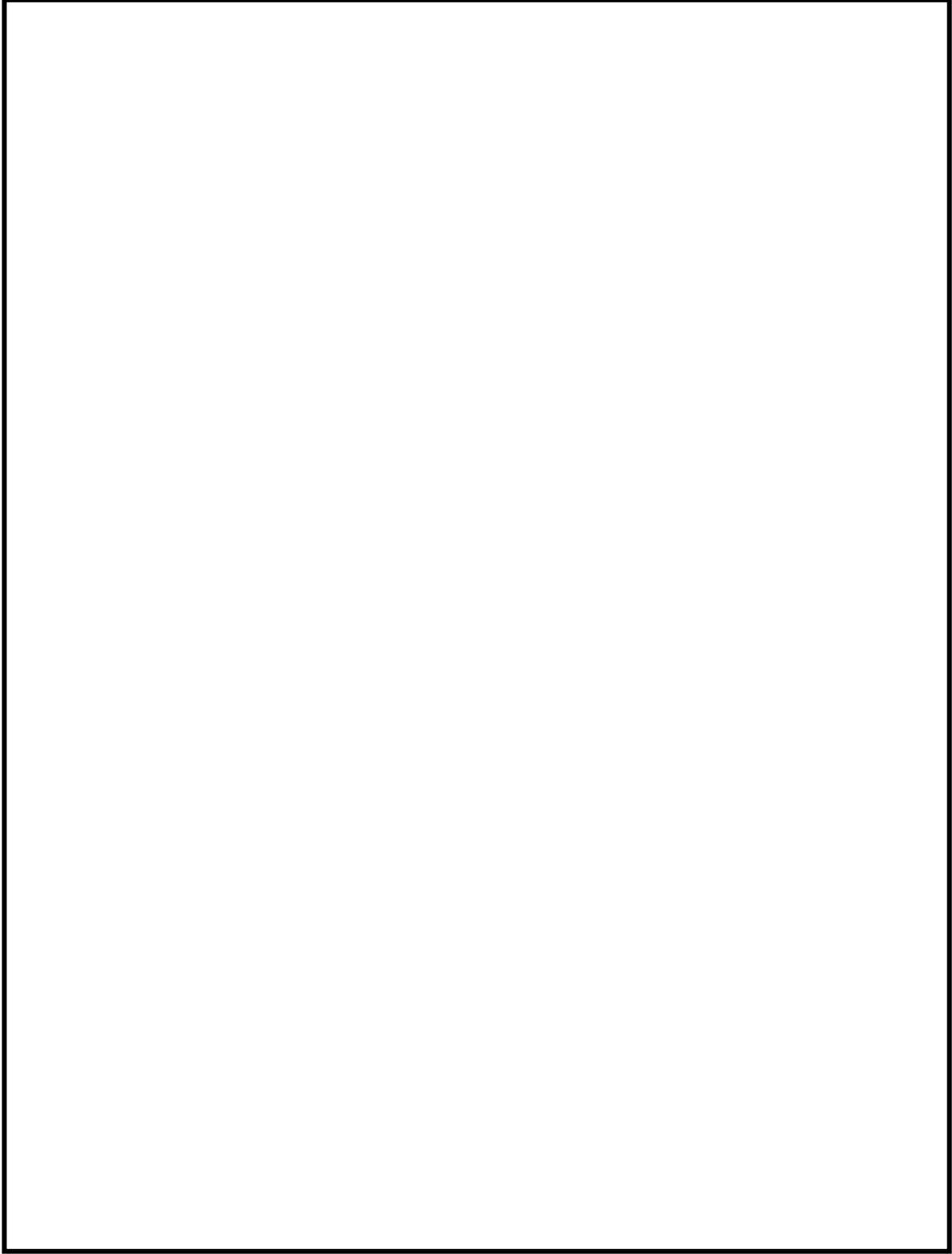


図 3-1 構内における要員宿直箇所及び緊急時対策所等の配置図

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

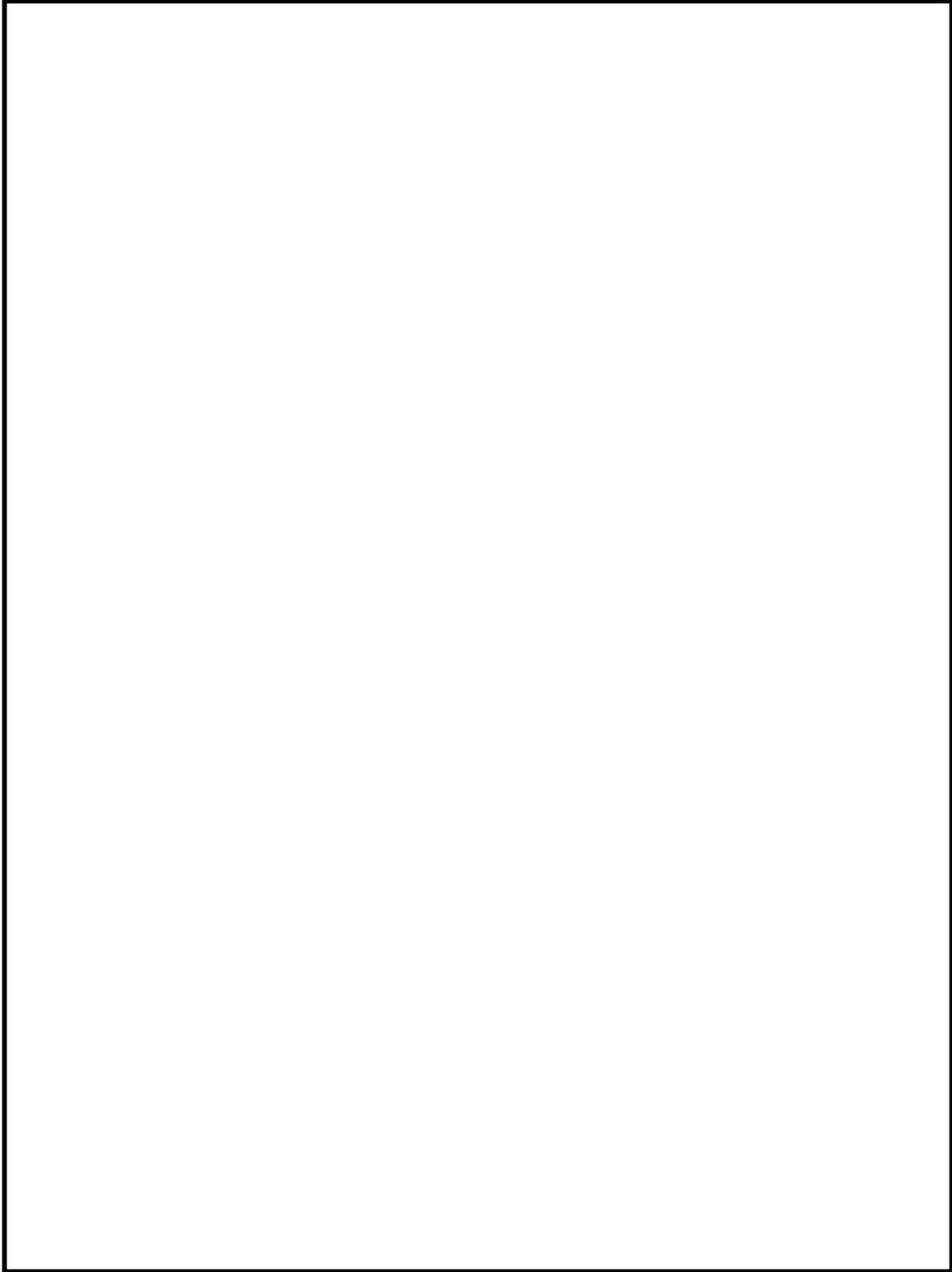


図 3-2 可搬型設備配置図（大容量送水ポンプ（タイプ I）の設置【ホース敷設：ルート 1 使用時】）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

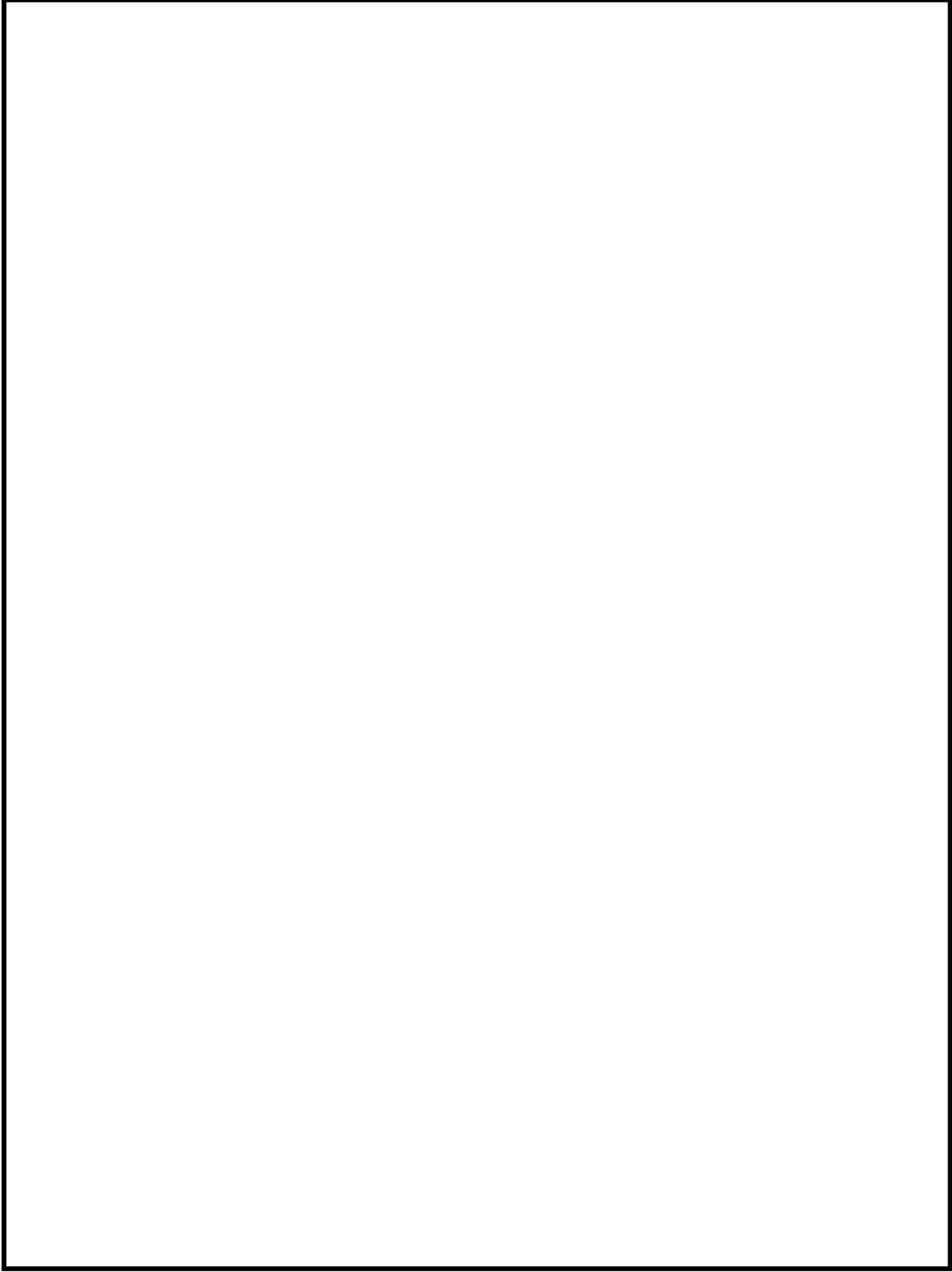


図 3-3 可搬型設備配置図（大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の設置【ホース敷設：ルート2 使用時】）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

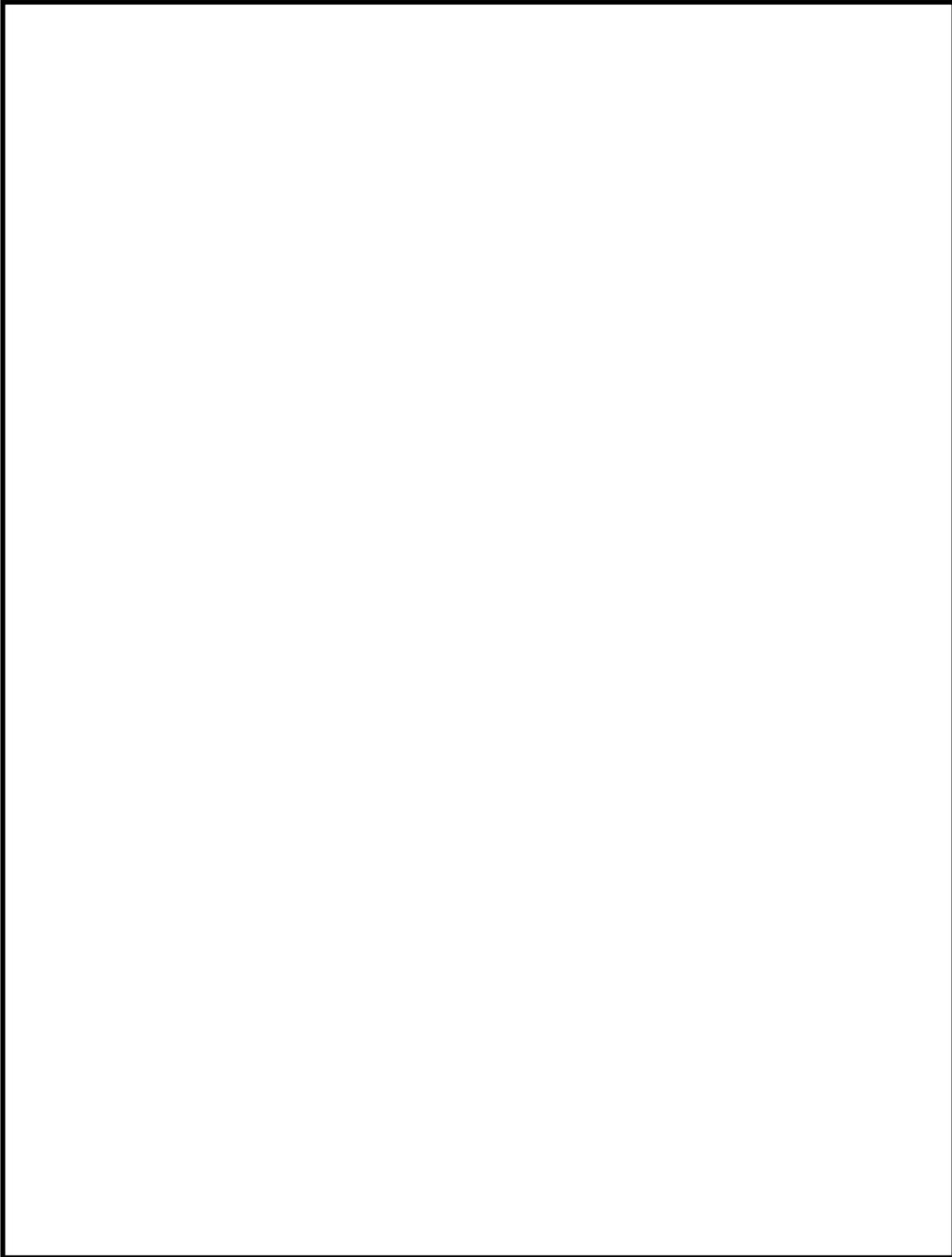


図 3-4 可搬型設備配置図（原子炉補機代替冷却水系の設置【取水：2号海水ポンプスクリーンエリア使用時】）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

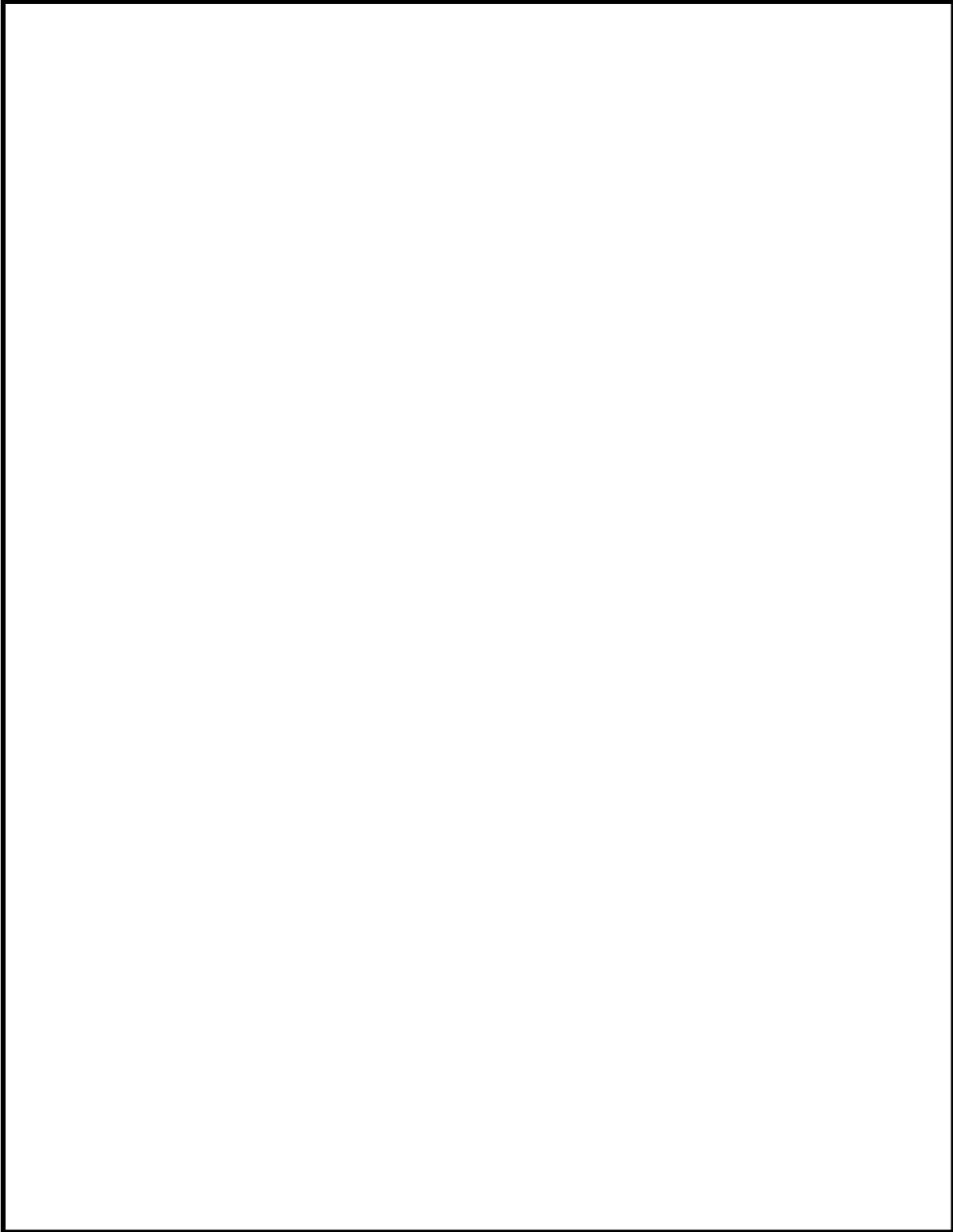


図 3-5 可搬型設備配置図（原子炉補機代替冷却水系の設置【取水：2号取水口エリア使用時】）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

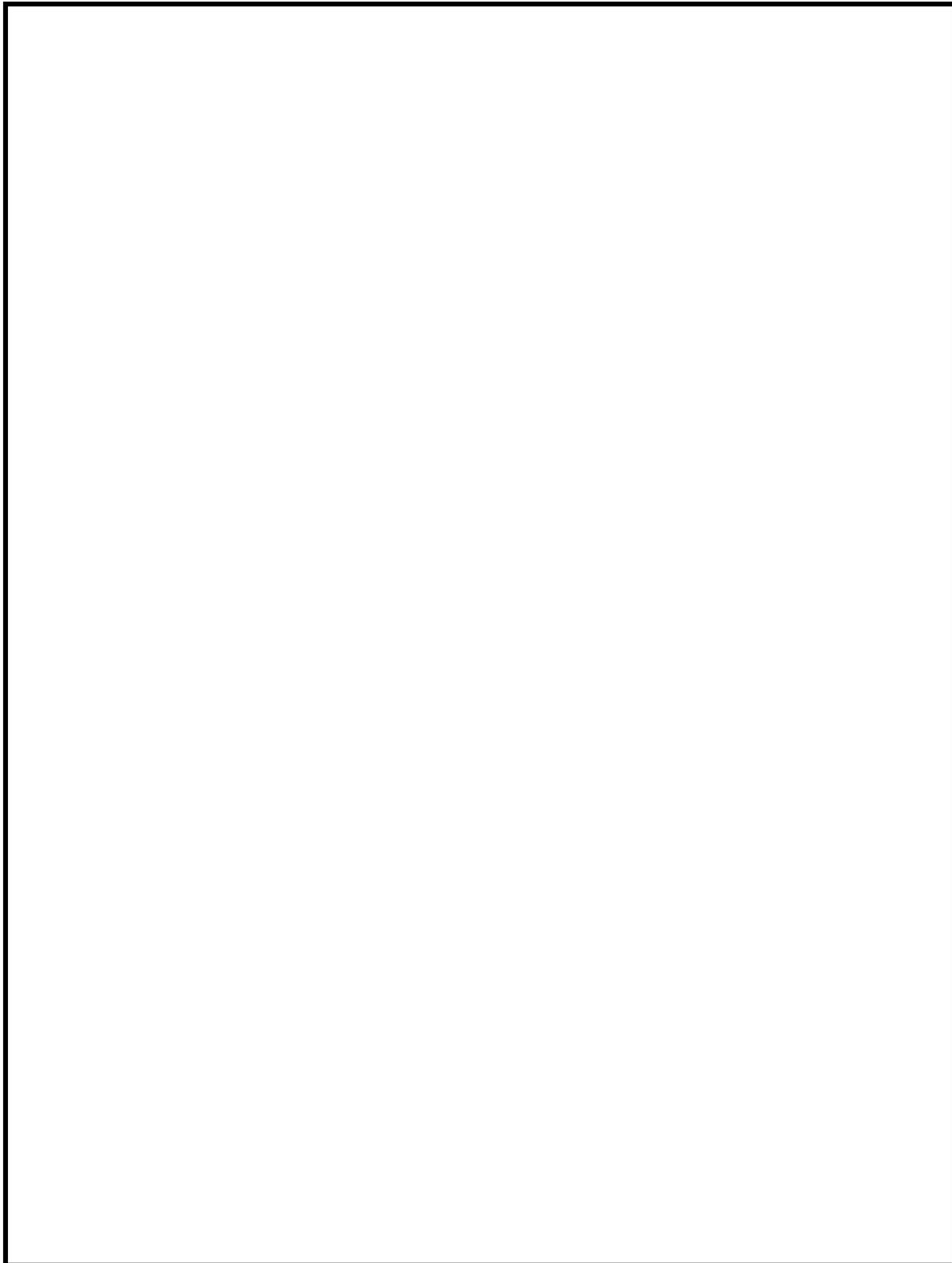


図 3-6 可搬型設備配置図（可搬型窒素ガス供給装置の設置）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

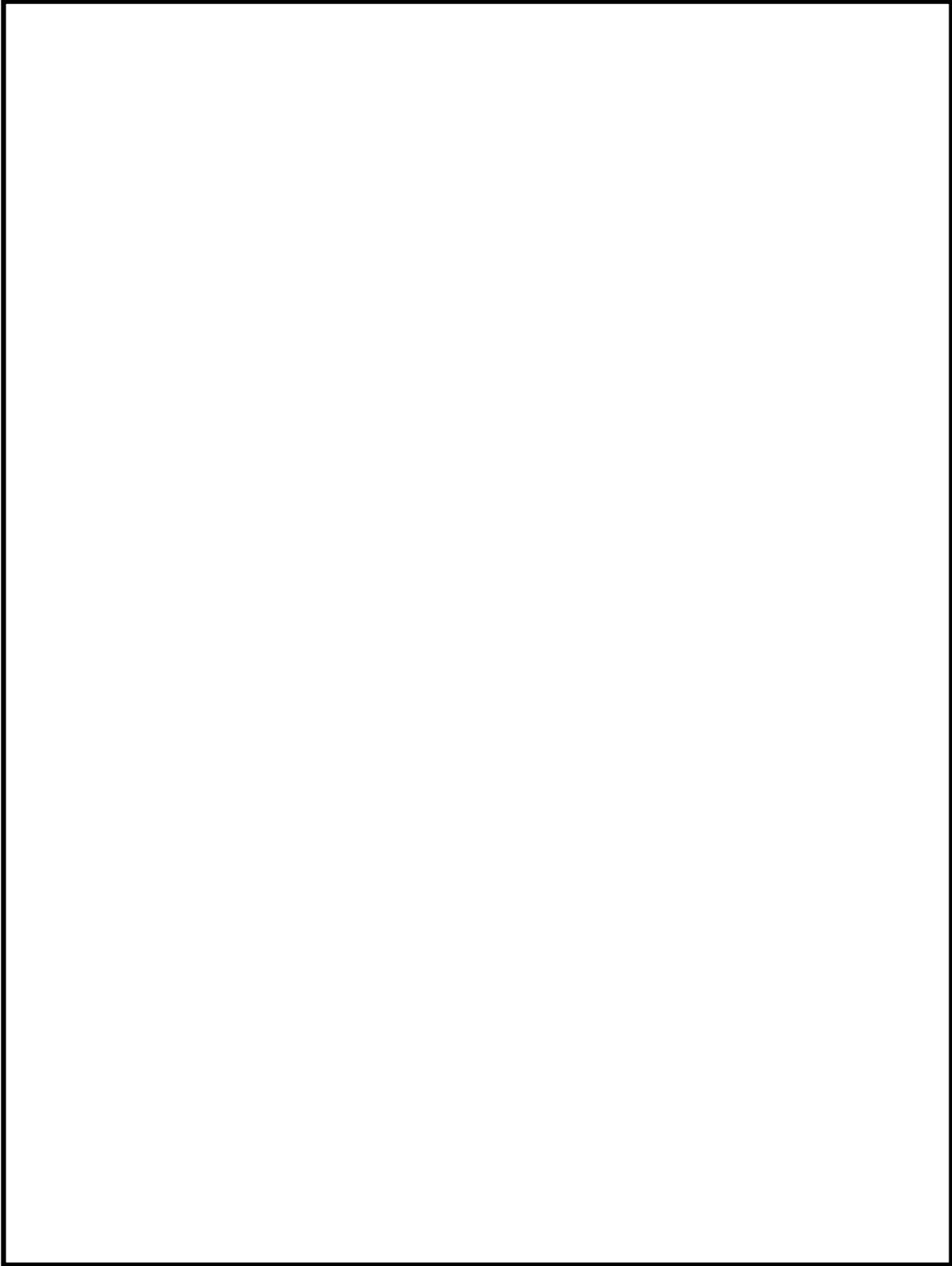


図 3-7 可搬型設備配置図（電源車の設置）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

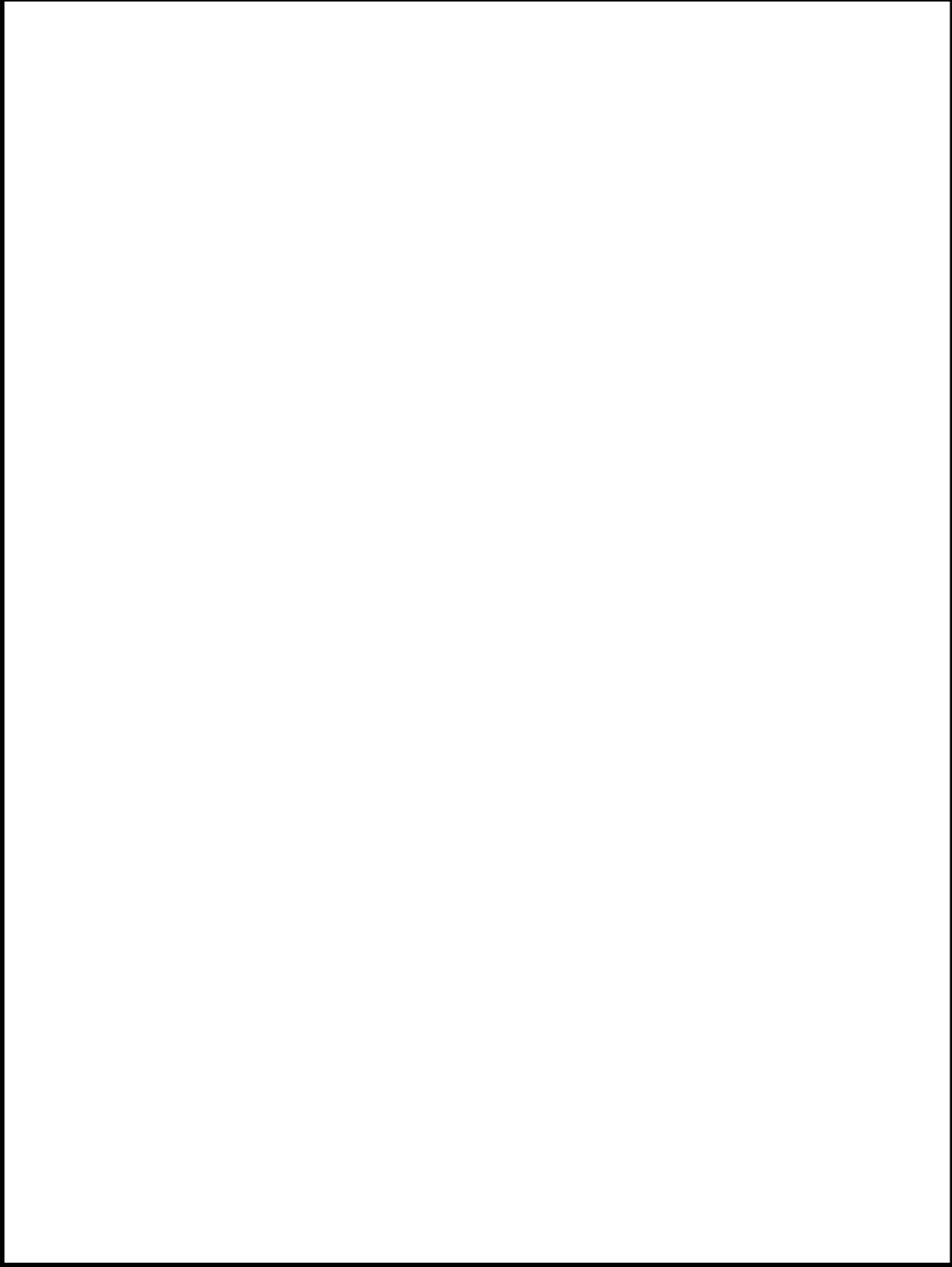


図 3-8 可搬型設備配置図 (薬液補給装置の設置)

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

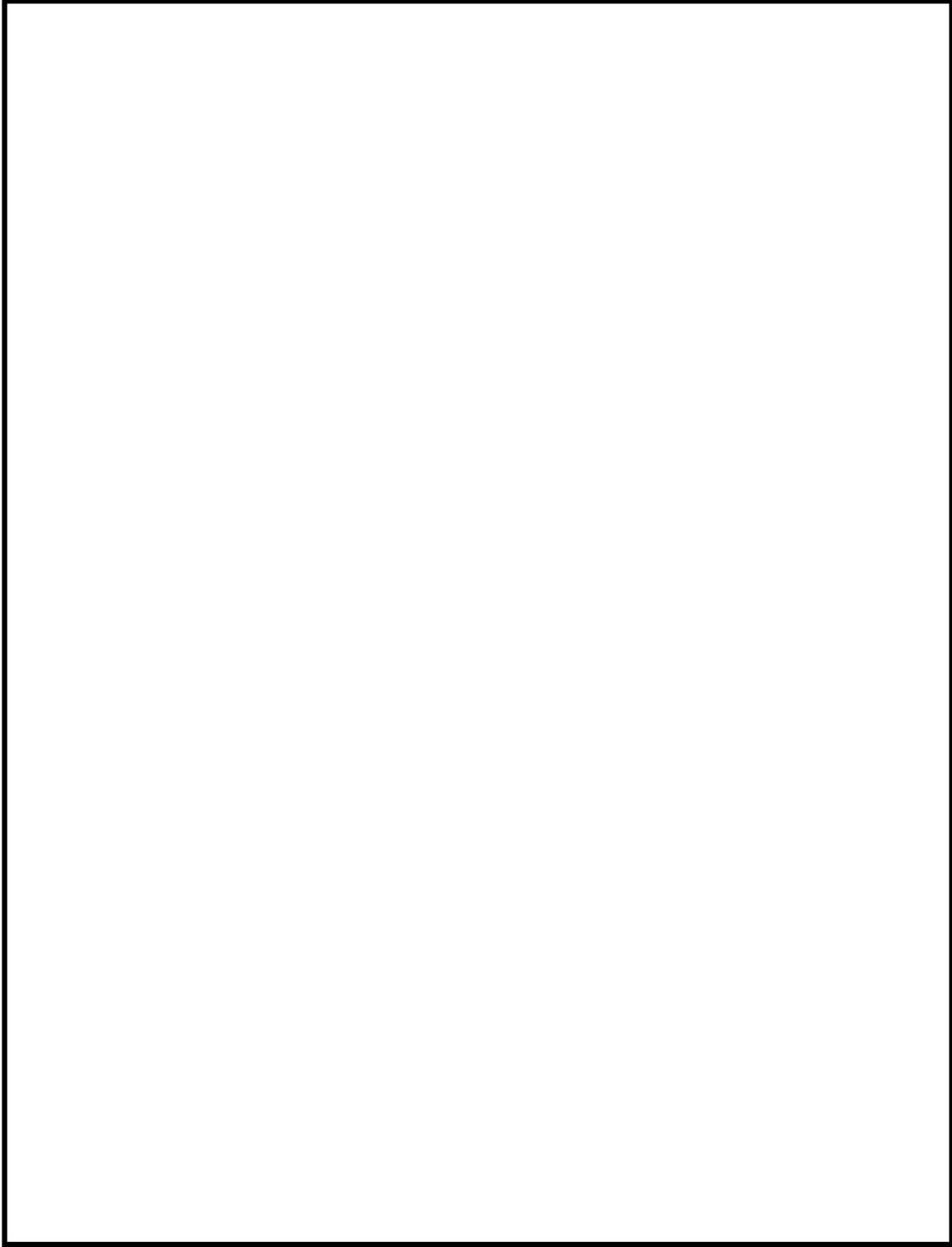


図 3-9 可搬型設備配置図（高圧・低圧注水機能喪失、崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時）

【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。）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

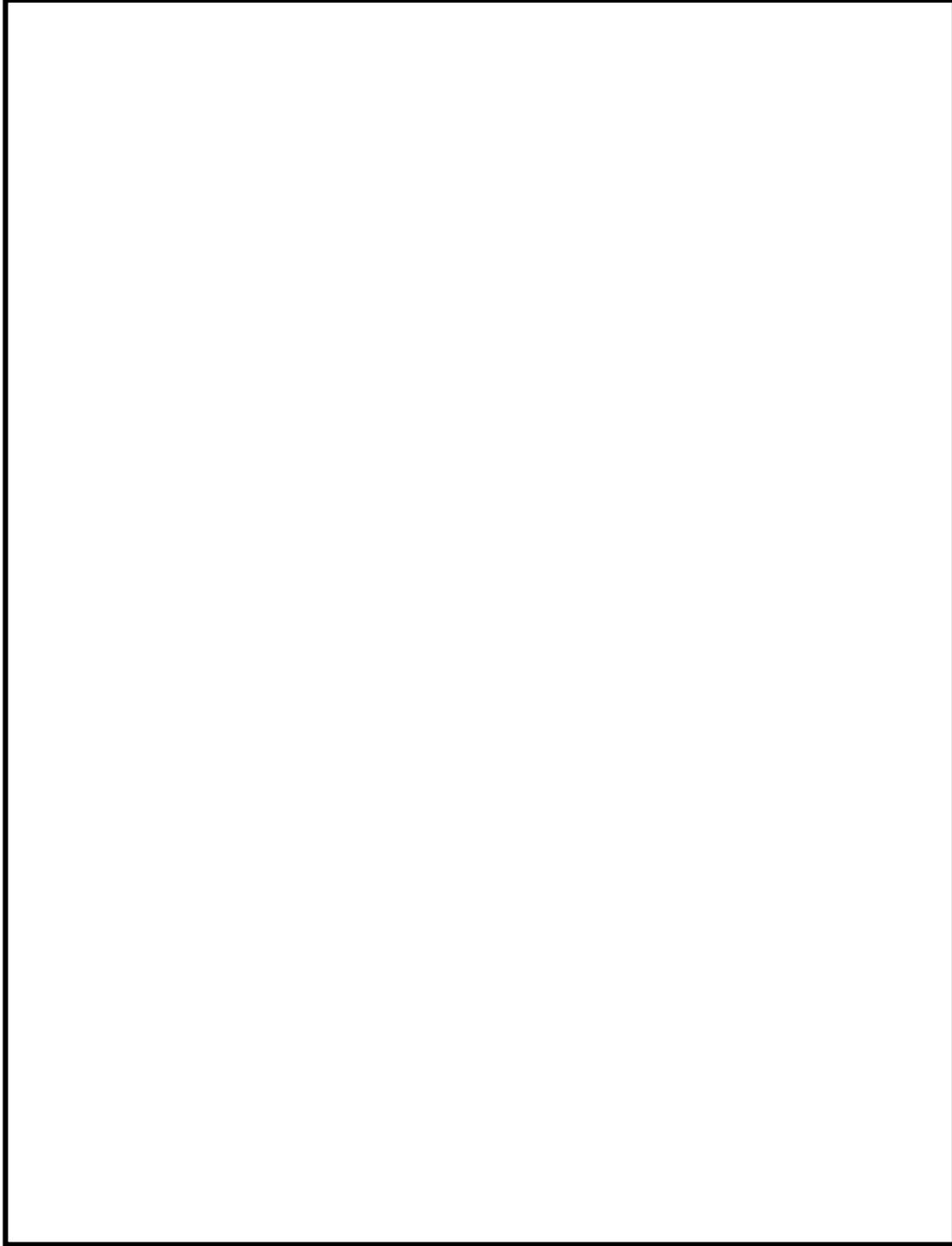


図 3-10 可搬型設備配置図 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗) +H P C S 失敗, 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗) +高圧 E C C S 失敗, 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G 失敗) +S R V 再開失敗+H P C S 失敗, 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))
【第 1 優先であるルート 2 を使用してホースを敷設した場合及び 2 号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】
(時間評価では, 作業時間が最大となるルート 1 を使用している。)

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため, 公開できません。

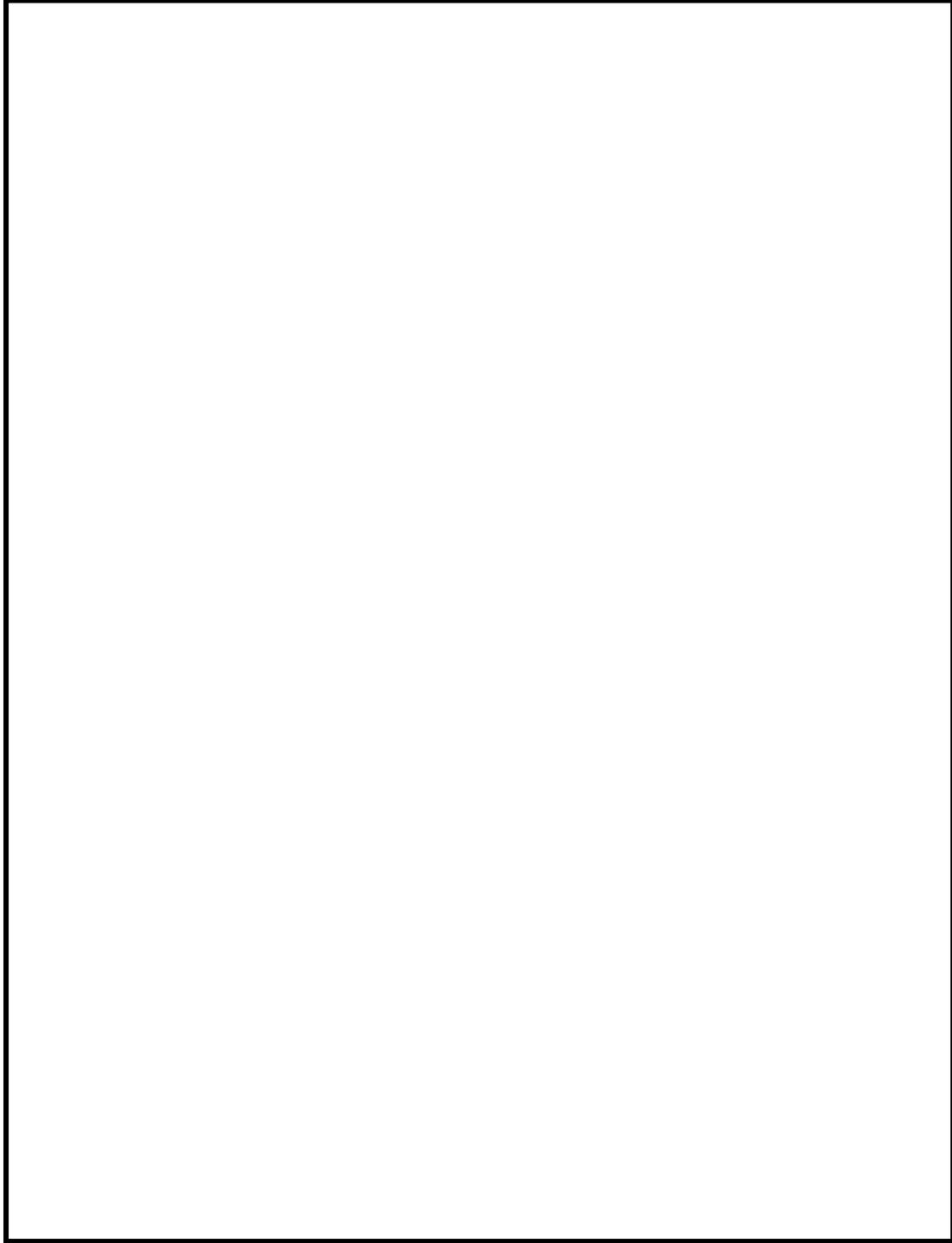


図 3-11 可搬型設備配置図（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失）
【第1優先であるルート2を使用してホースを敷設した場合及び2号海水ポンプスクリーンエリアから取水した場合】
（時間評価では、作業時間が最大となるルート1を使用している。）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

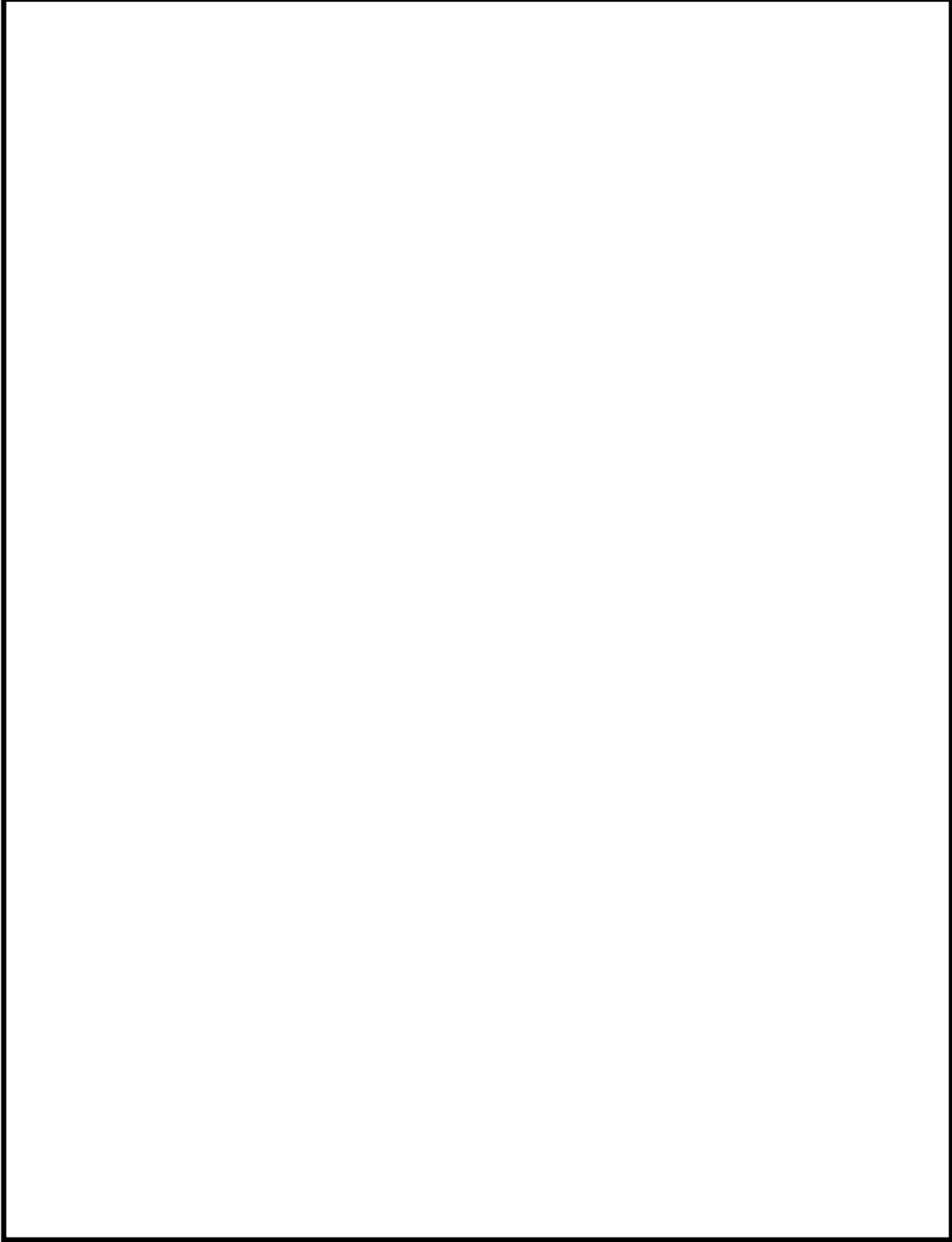


図 3-12 可搬型設備配置図（原子炉停止機能喪失，格納容器バイパス（インターフェイズシステムLOCA））

【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。）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため，公開できません。

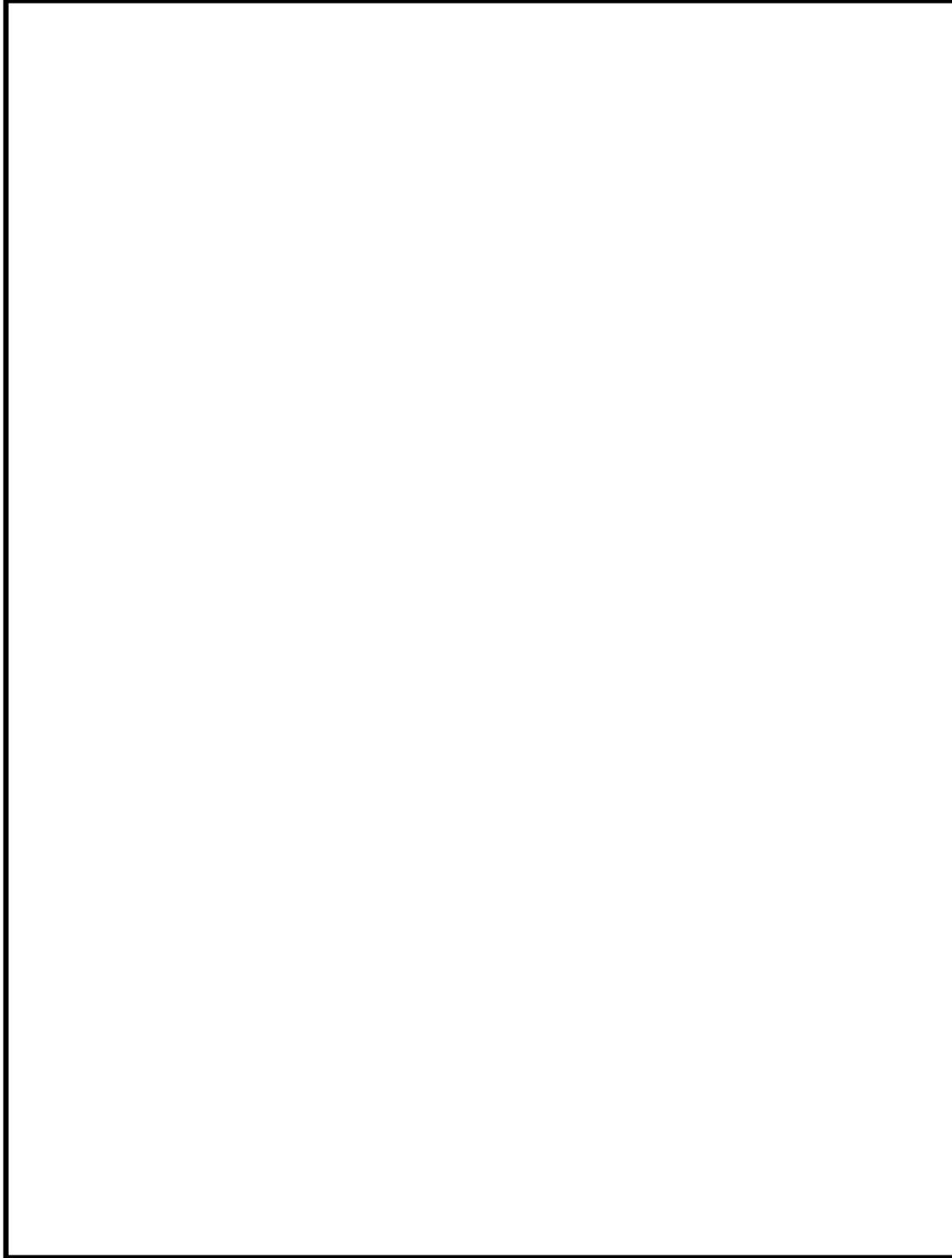


図 3-13 可搬型設備配置図（LOCA時注水機能喪失）

【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。）

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、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）
- 4.3.1 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗）
- 4.3.2 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧ECCS失敗）
- 4.3.3 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失）
- 4.3.4 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗）
- 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）
- 4.10 格納容器破損モード（高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用，熔融炉心・コンクリート相互作用）
- 4.11 想定事故1及び想定事故2
- 4.12 重要事故シーケンス（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））
- 4.13 重要事故シーケンス（全交流動力電源喪失（運転停止中））
- 4.14 重要事故シーケンス（原子炉冷却材の流出）
- 4.15 重要事故シーケンス（反応度の誤投入）

下線部：本日提示資料

4.1 重要事故シナリオ (高圧・低圧注水機能喪失)

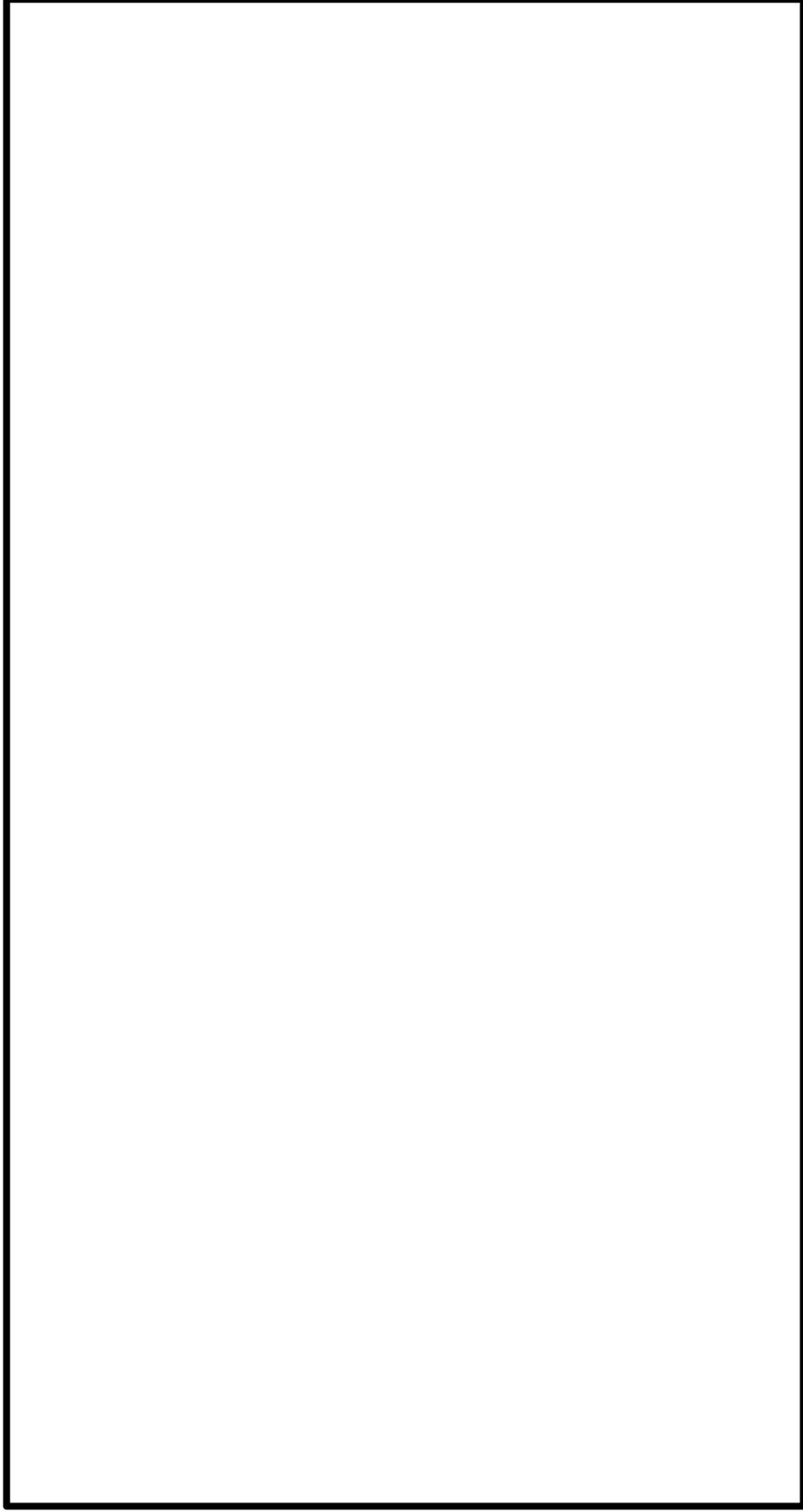


図1 現場操作機器配置図「高圧・低圧注水機能喪失」 1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

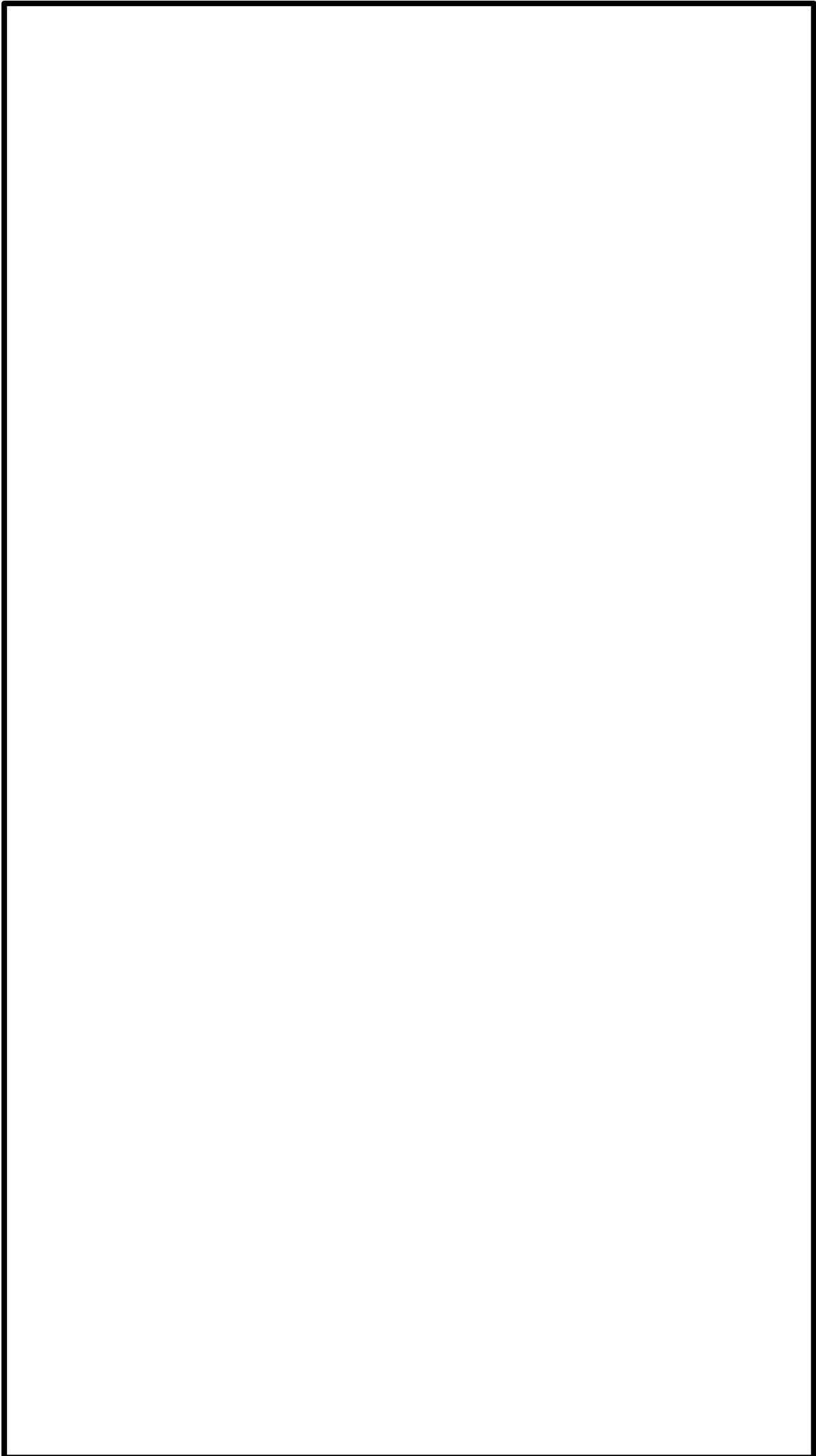


図1 現場操作機器配置図「高圧・低圧注水機能喪失」2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

4.3.1 重要事故シナシエンス (全交流動力電源喪失 + DG失敗) + H P C S 失敗)



図2 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + H P C S 失敗」 1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

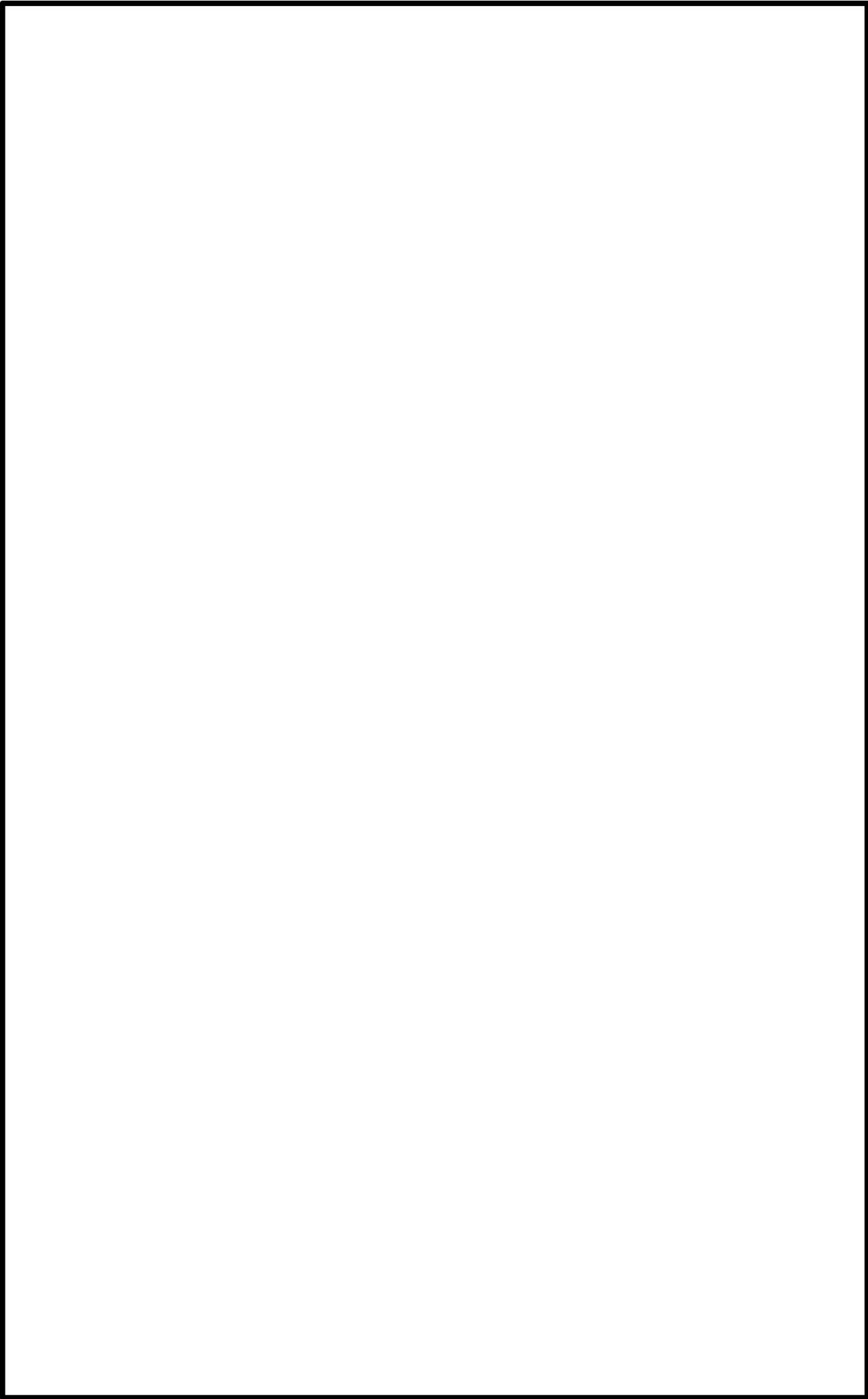


図 2 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+D G失敗）+H P C S失敗」 2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

4.3.2 重要事故シナリオ (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧ECCS失敗)

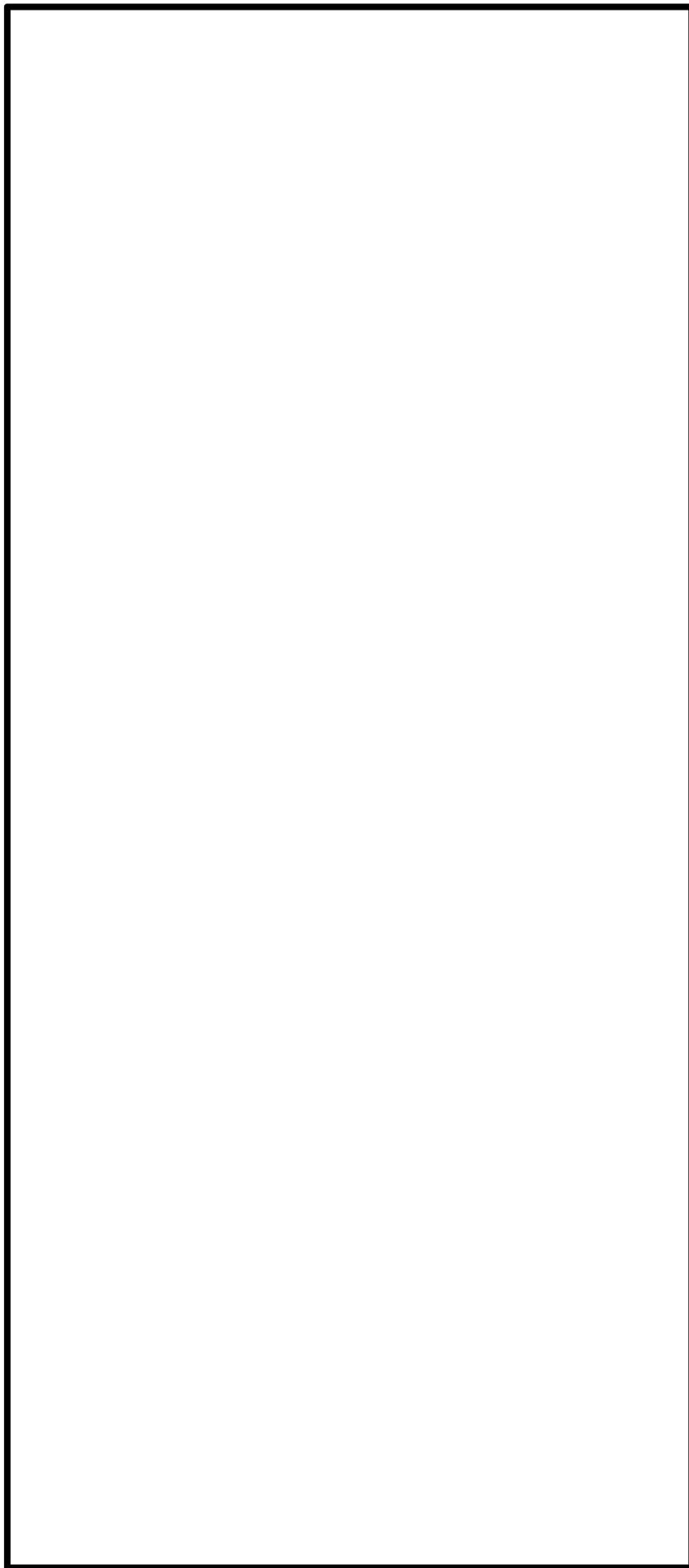


図3 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧ECCS失敗」 1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

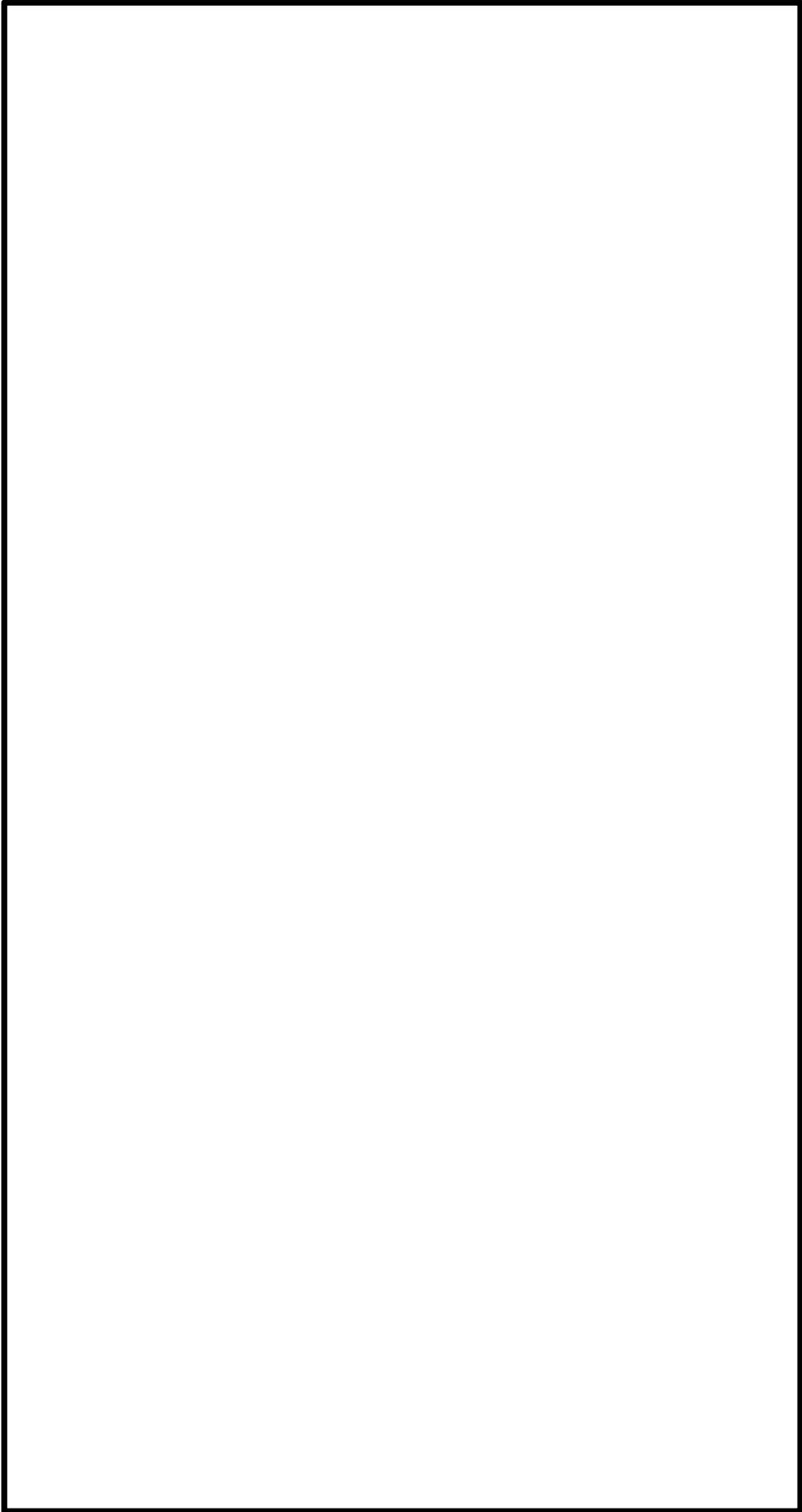


図3 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧ECCS失敗」2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

4.3.3 重要事故シナシエンス (全交流動力電源喪失 + DG失敗) + 直流電源喪失)

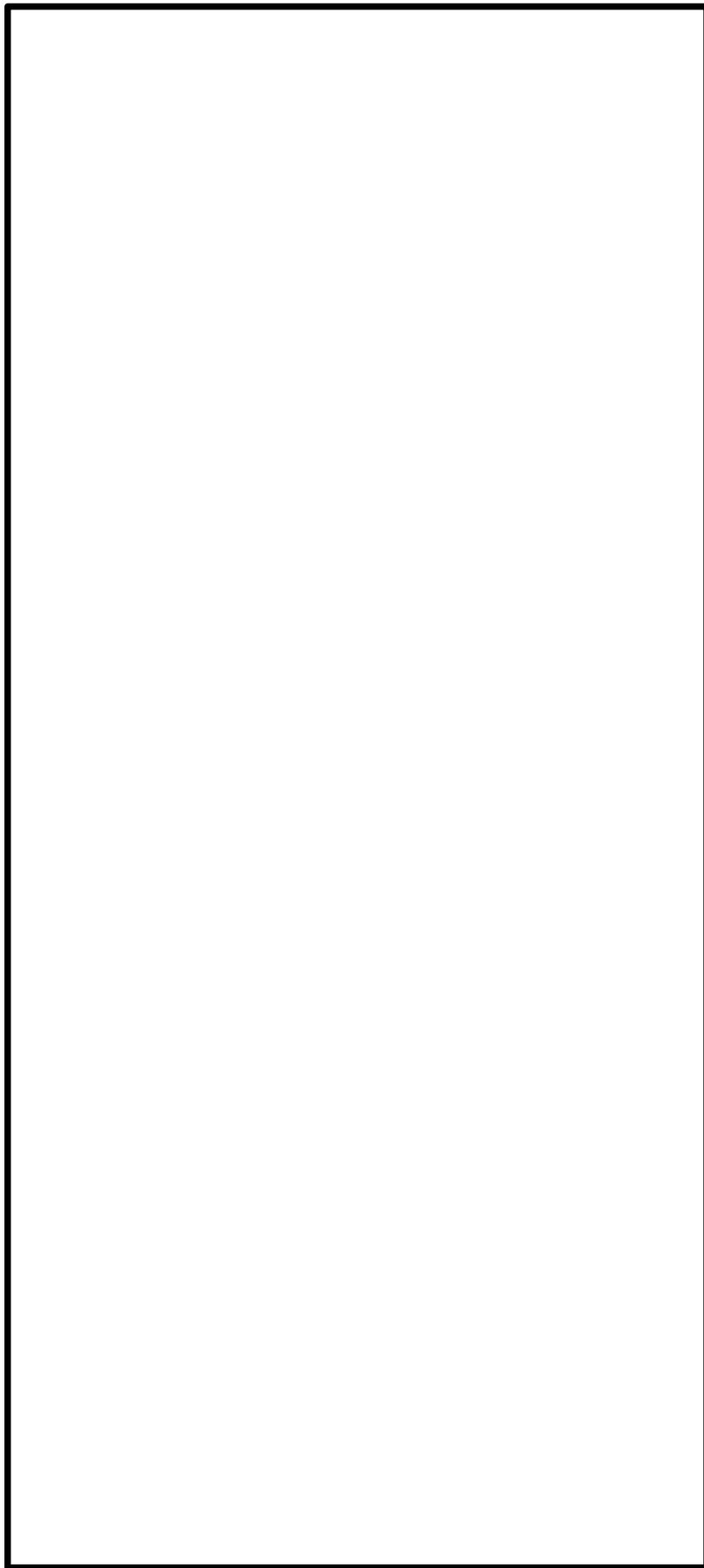


図4 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失 + DG失敗」 + 直流電源喪失」 1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

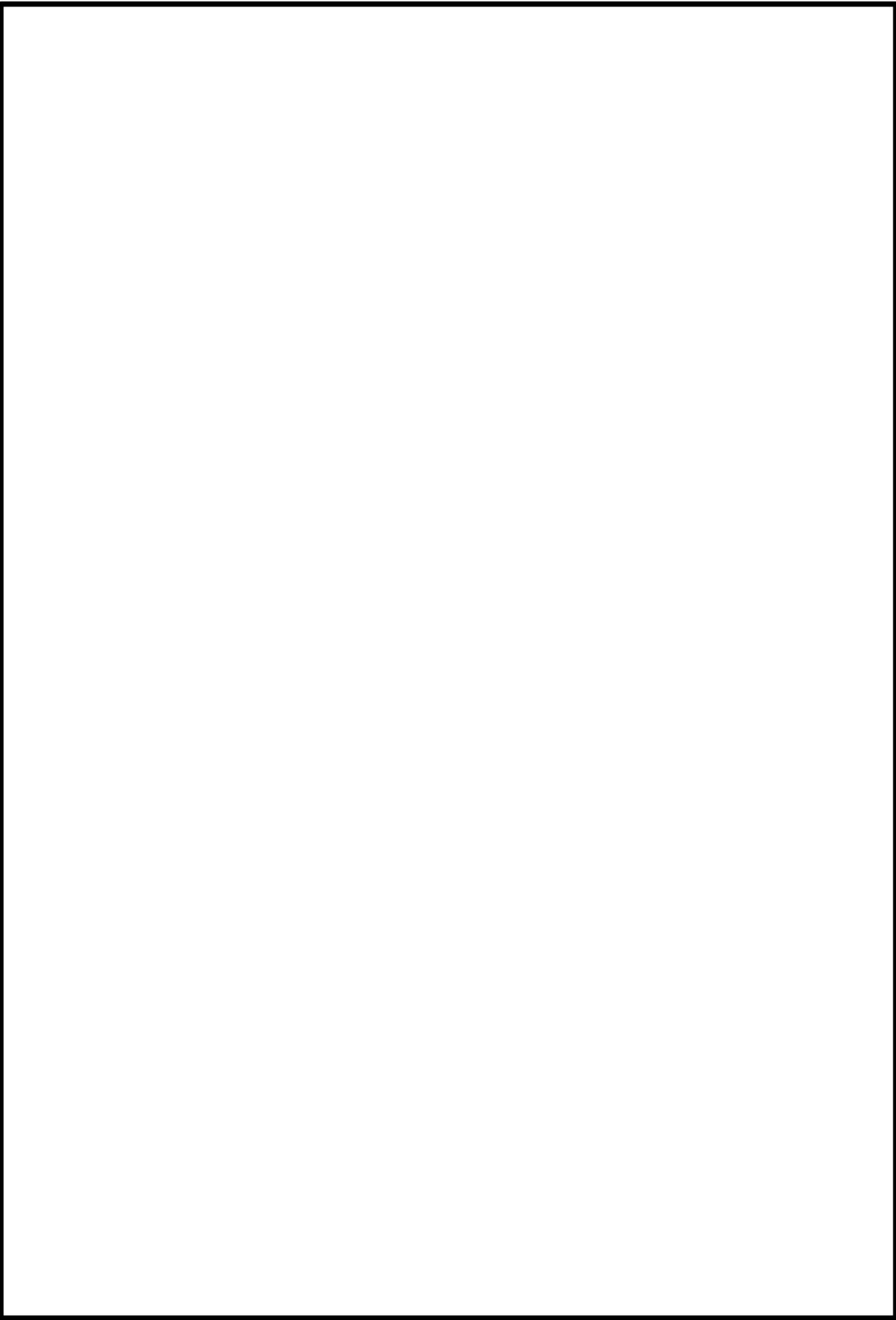


図 4 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」 2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

4.3.4 重要事故シナシエンス (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗)

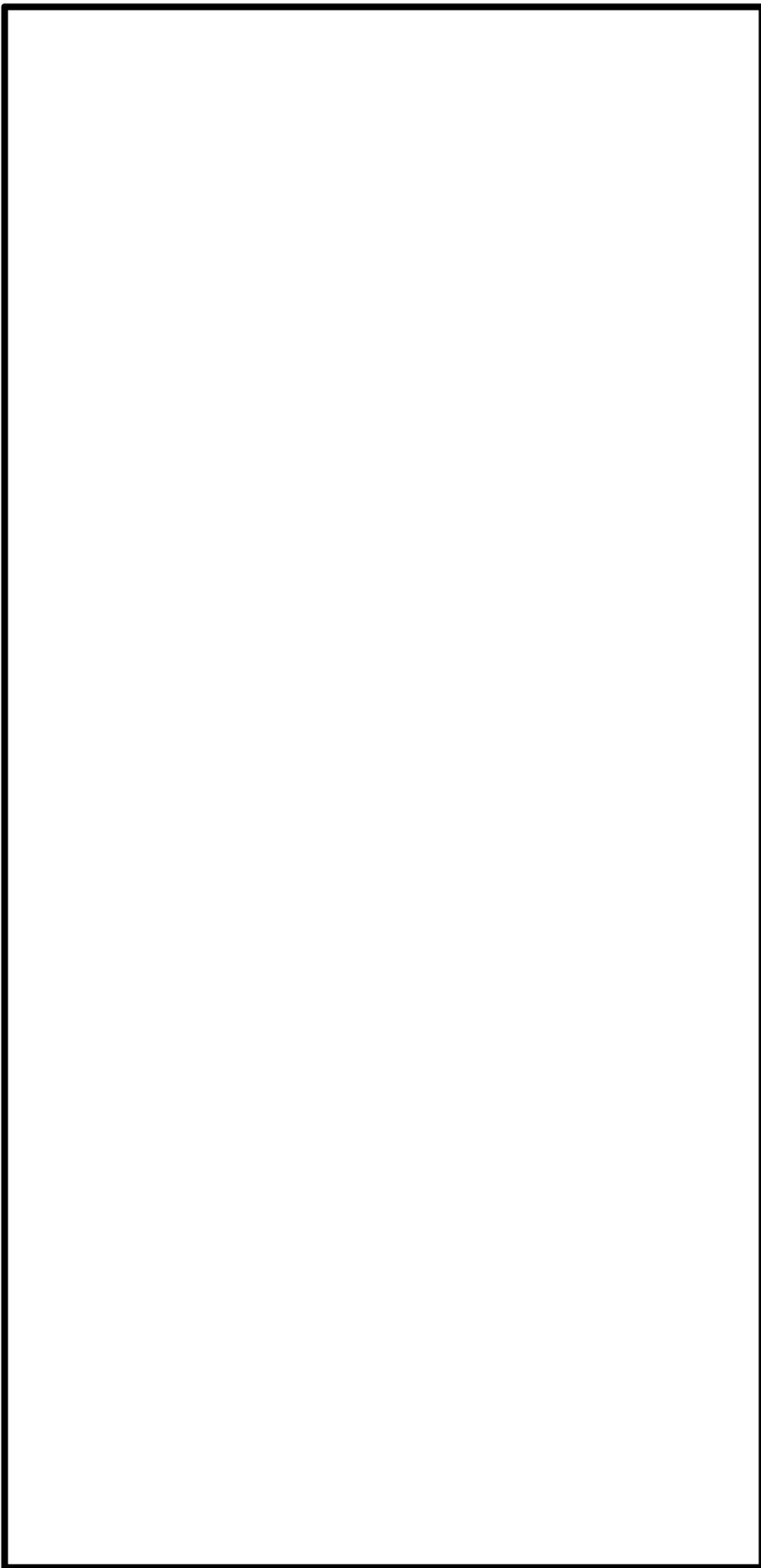


図5 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗」 1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

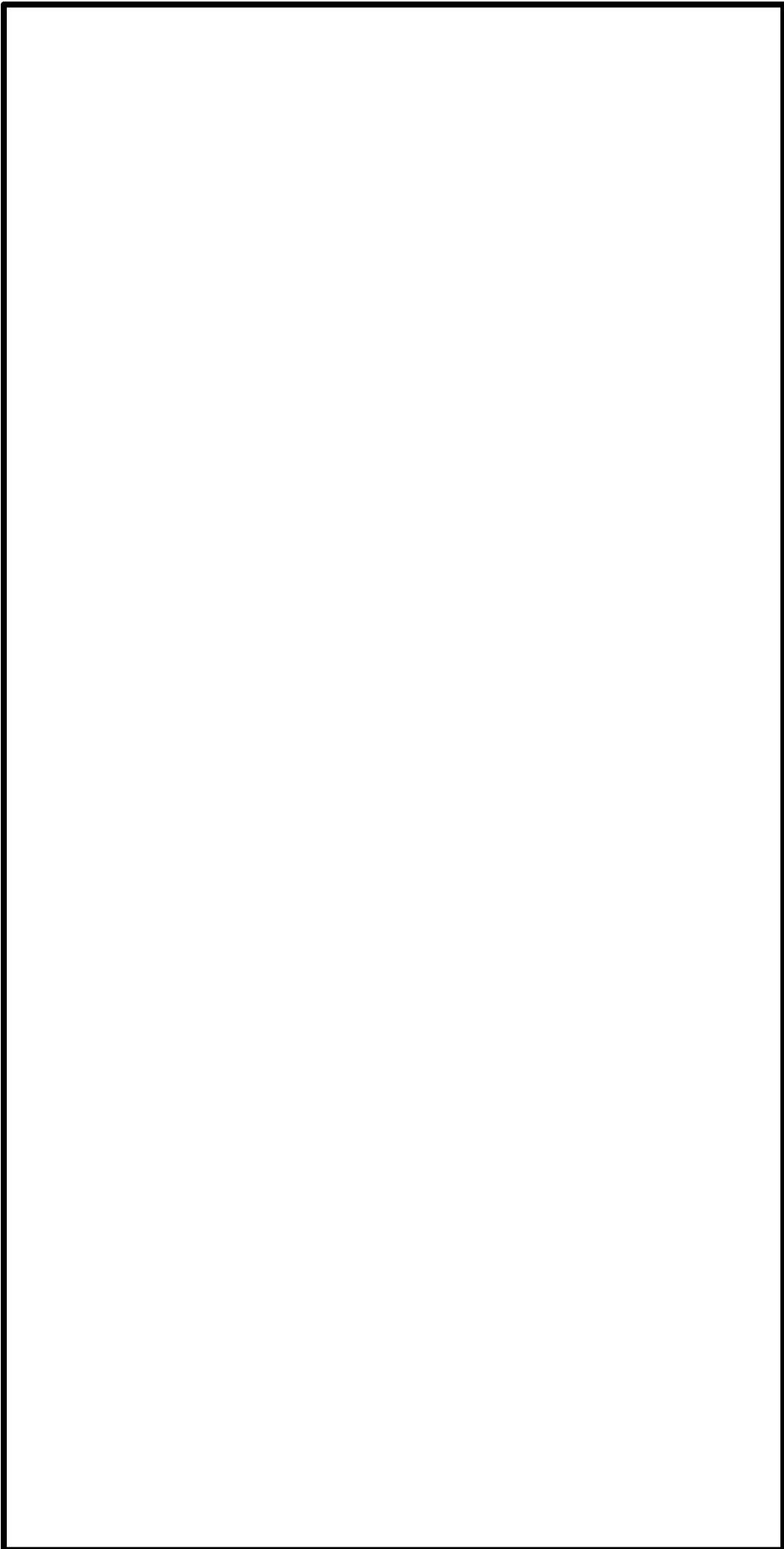


図 5 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + D G 失敗） + S R V 再閉失敗 + H P C S 失敗」 2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

4.4 重要事故シナシエンス（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

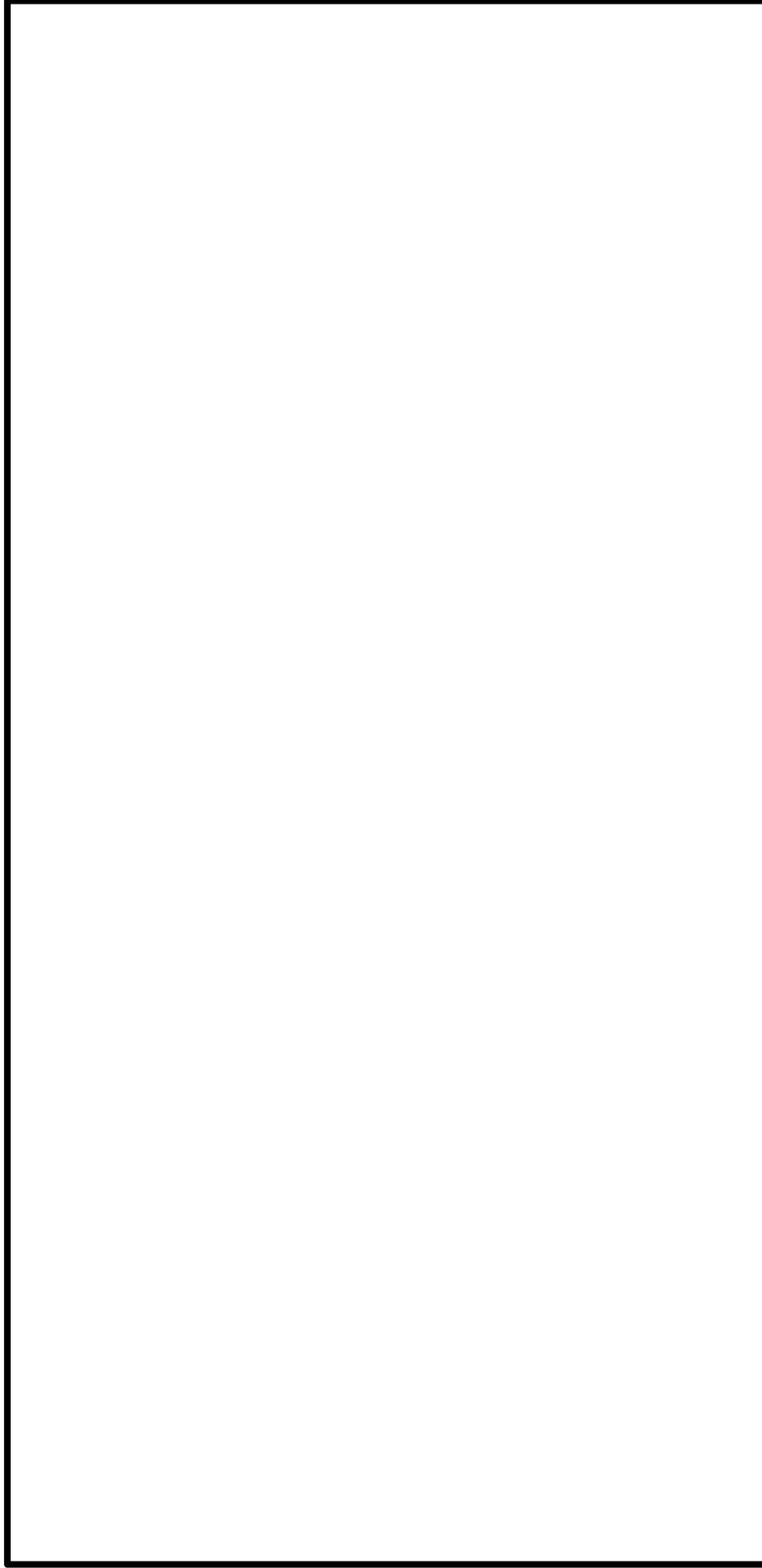


図6 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

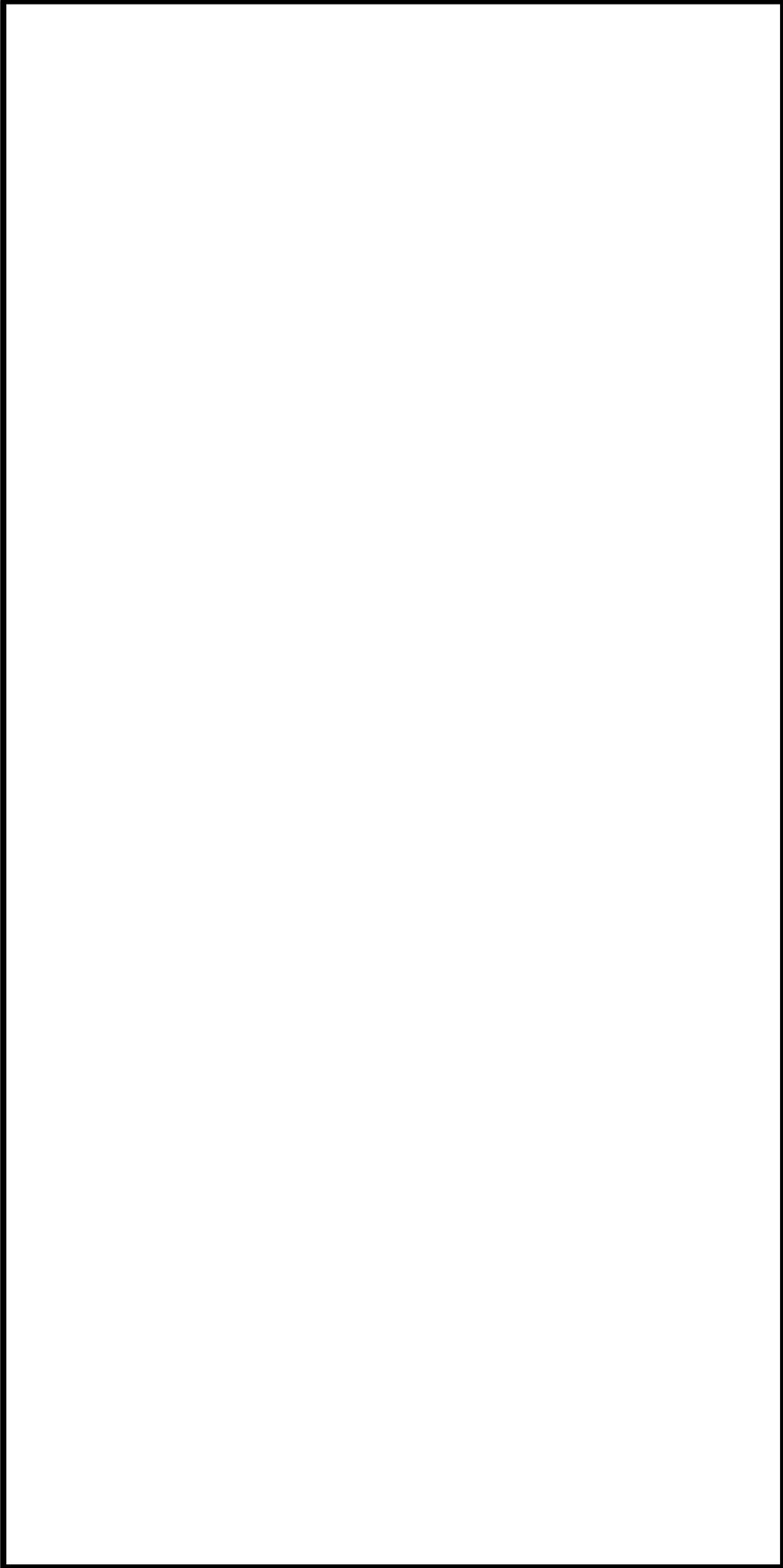


図 6 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」 2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

4.5 重要事故シナシエンス（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

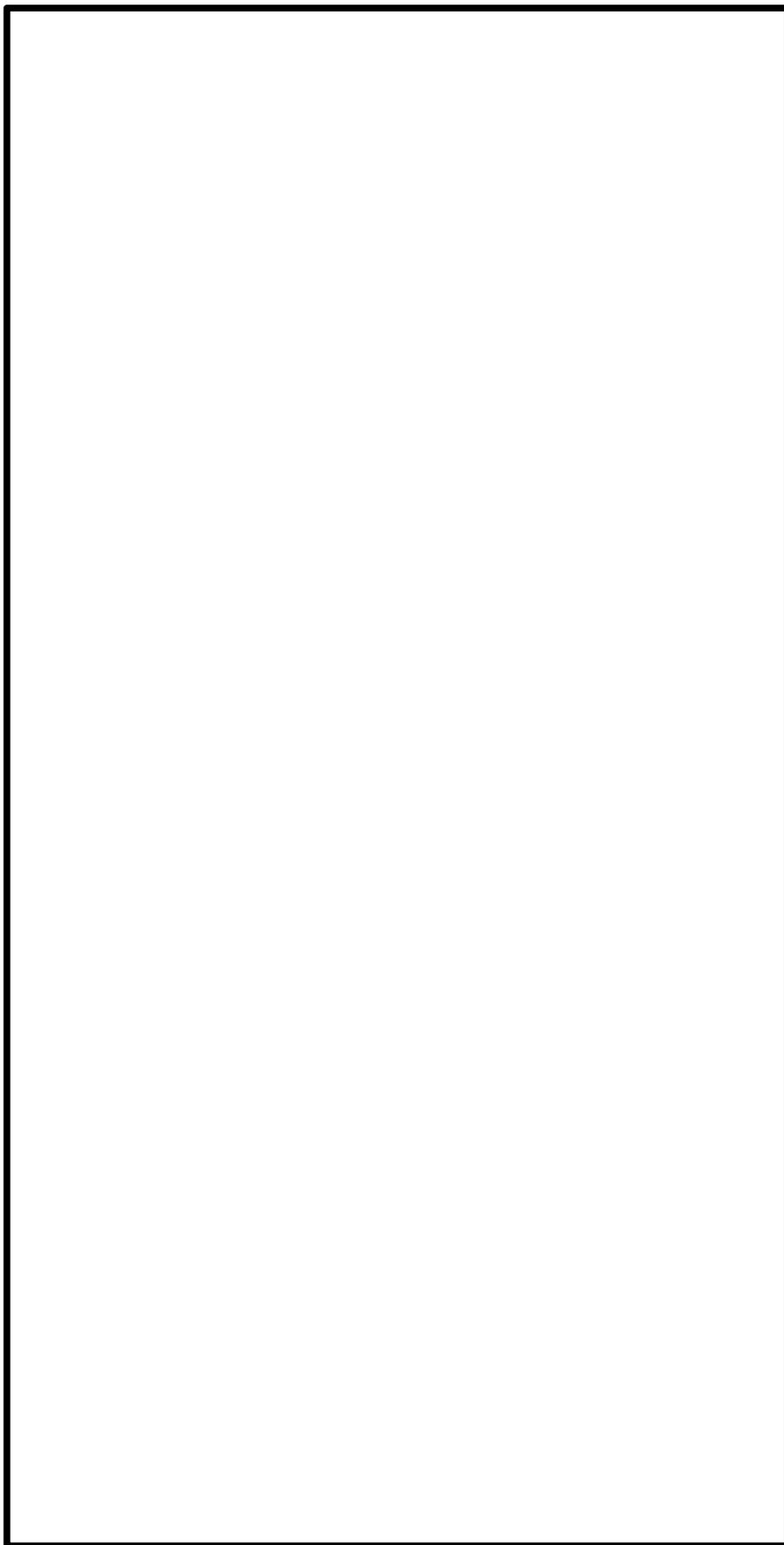


図7 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

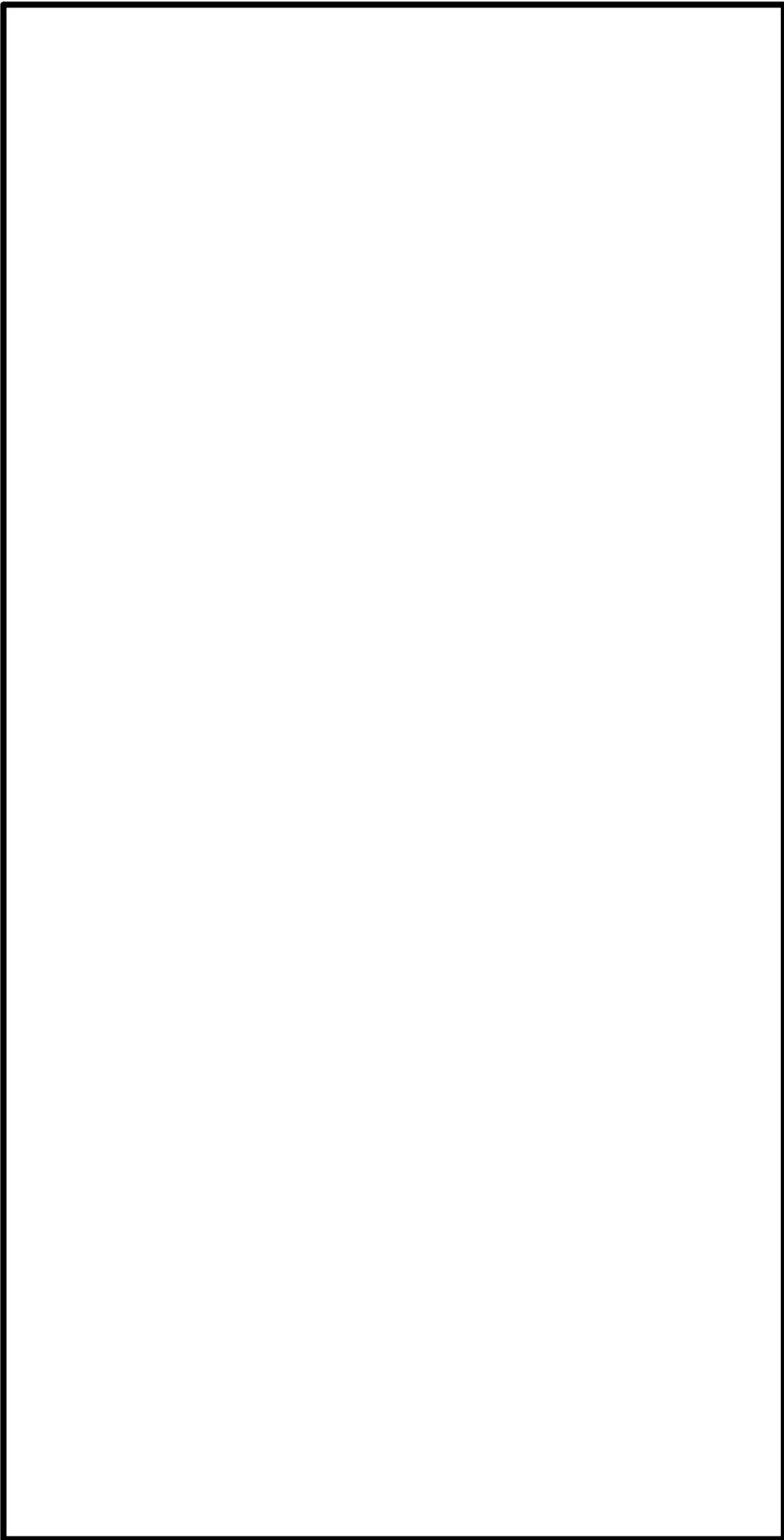


図 7 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」 2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

4.6 重要事故シナシエンス (原子炉停止機能喪失)

本重要事故シナシエンスにおいては中央制御室での操作のみである。

4.7 重要事故シナリオ (LOCA時注水機能喪失)

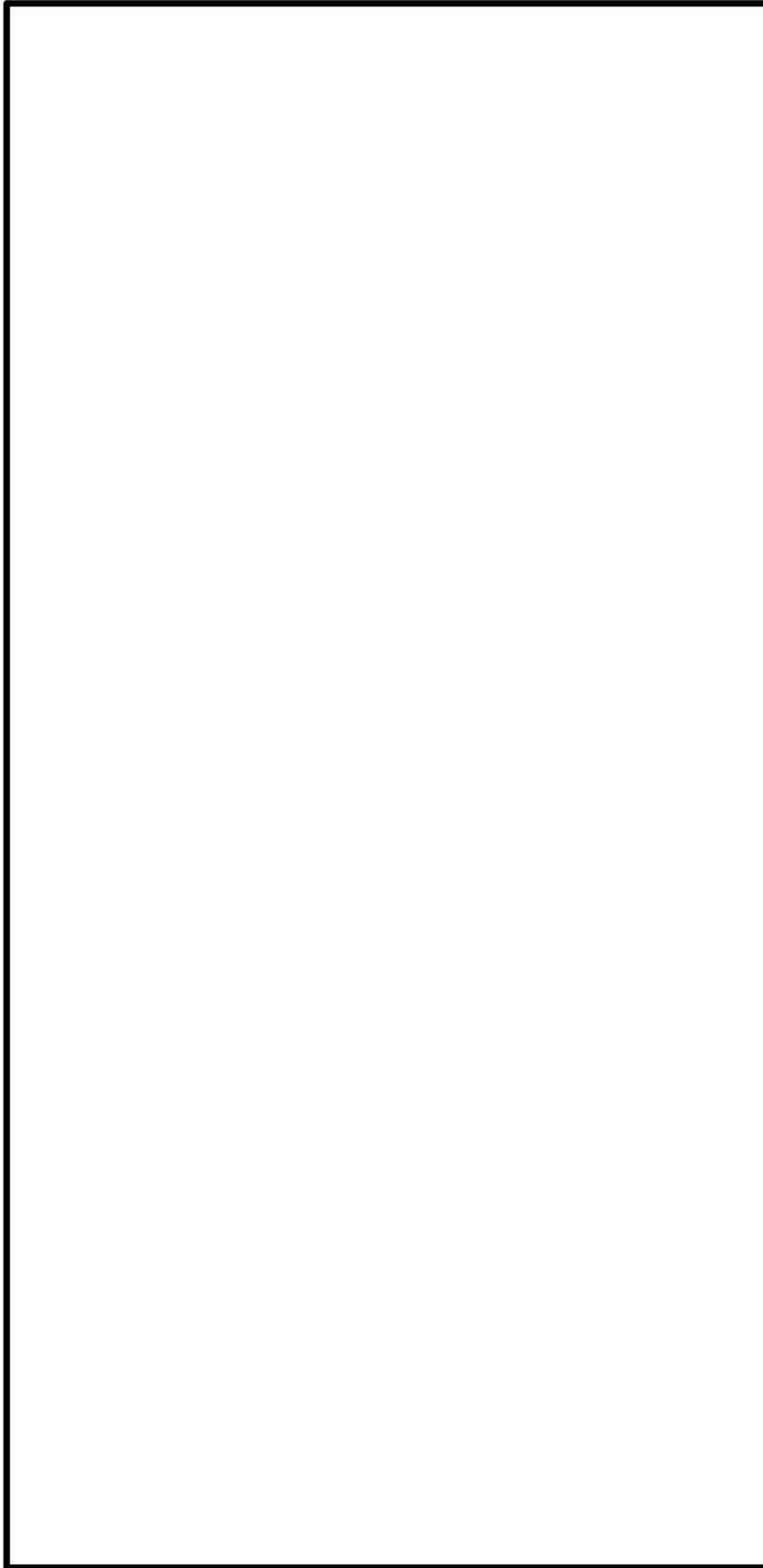


図8 現場操作機器配置図「LOCA時注水機能喪失」 1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

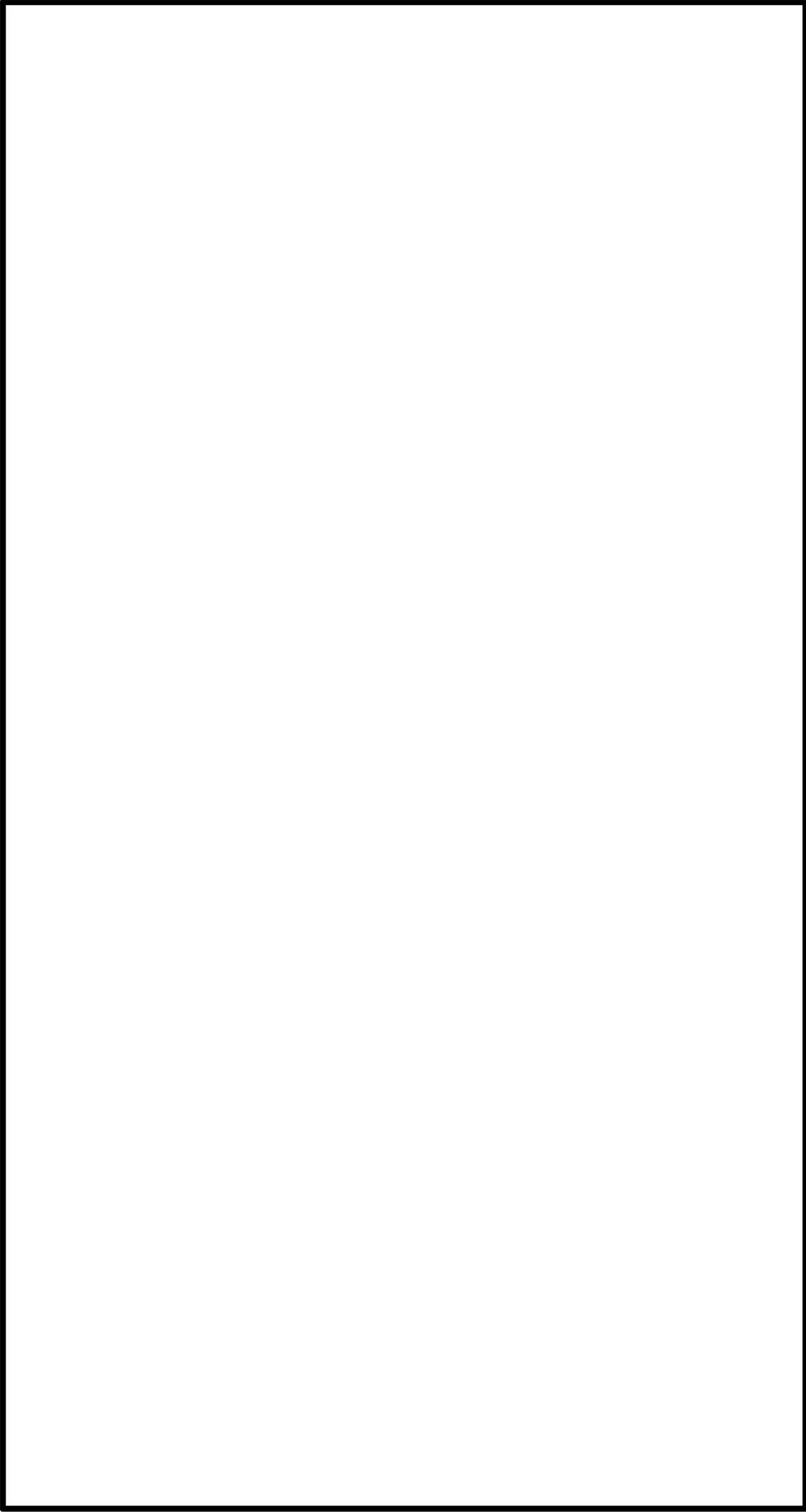


図 8 現場操作機器配置図「LOCA時注水機能喪失」 2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

4.8 重要事故シナリオ (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

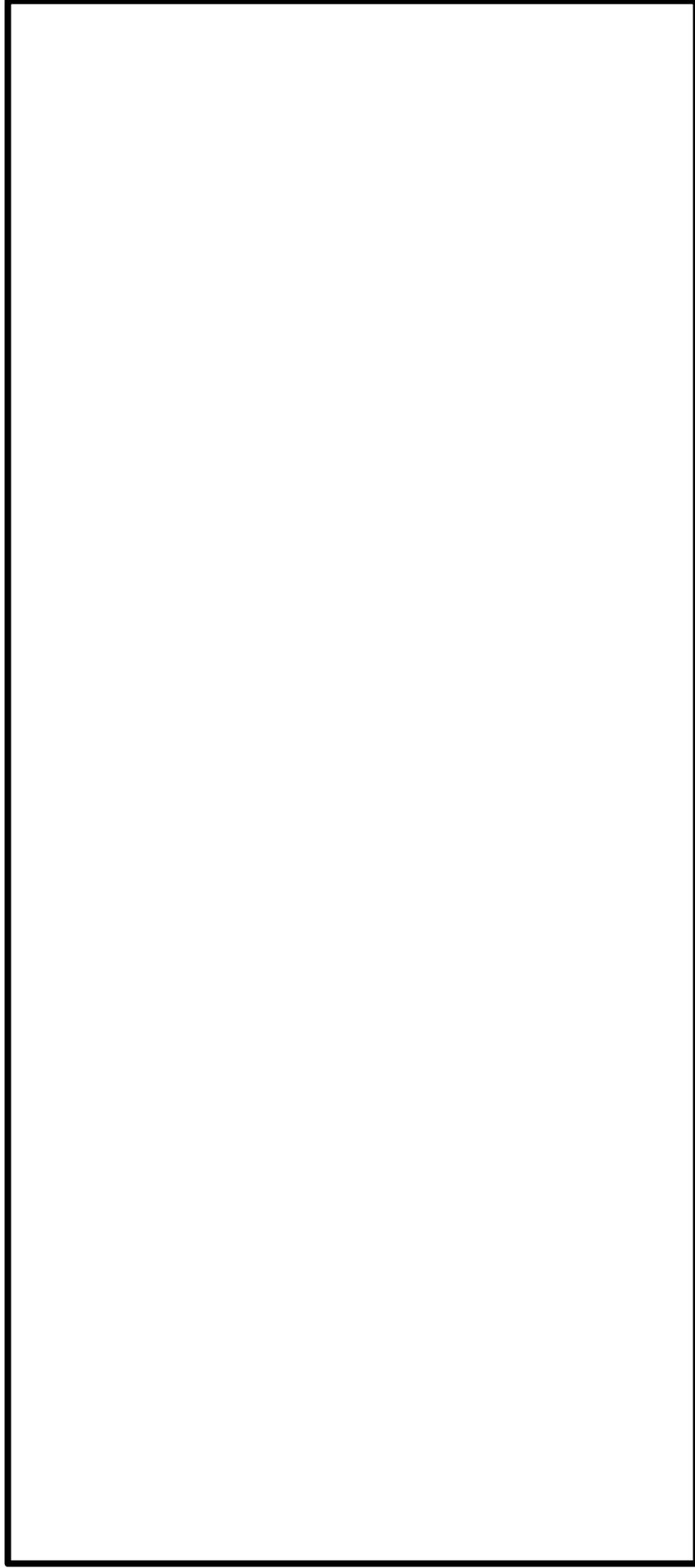


図 9 現場操作機器配置図「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」 1/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、公開できません。

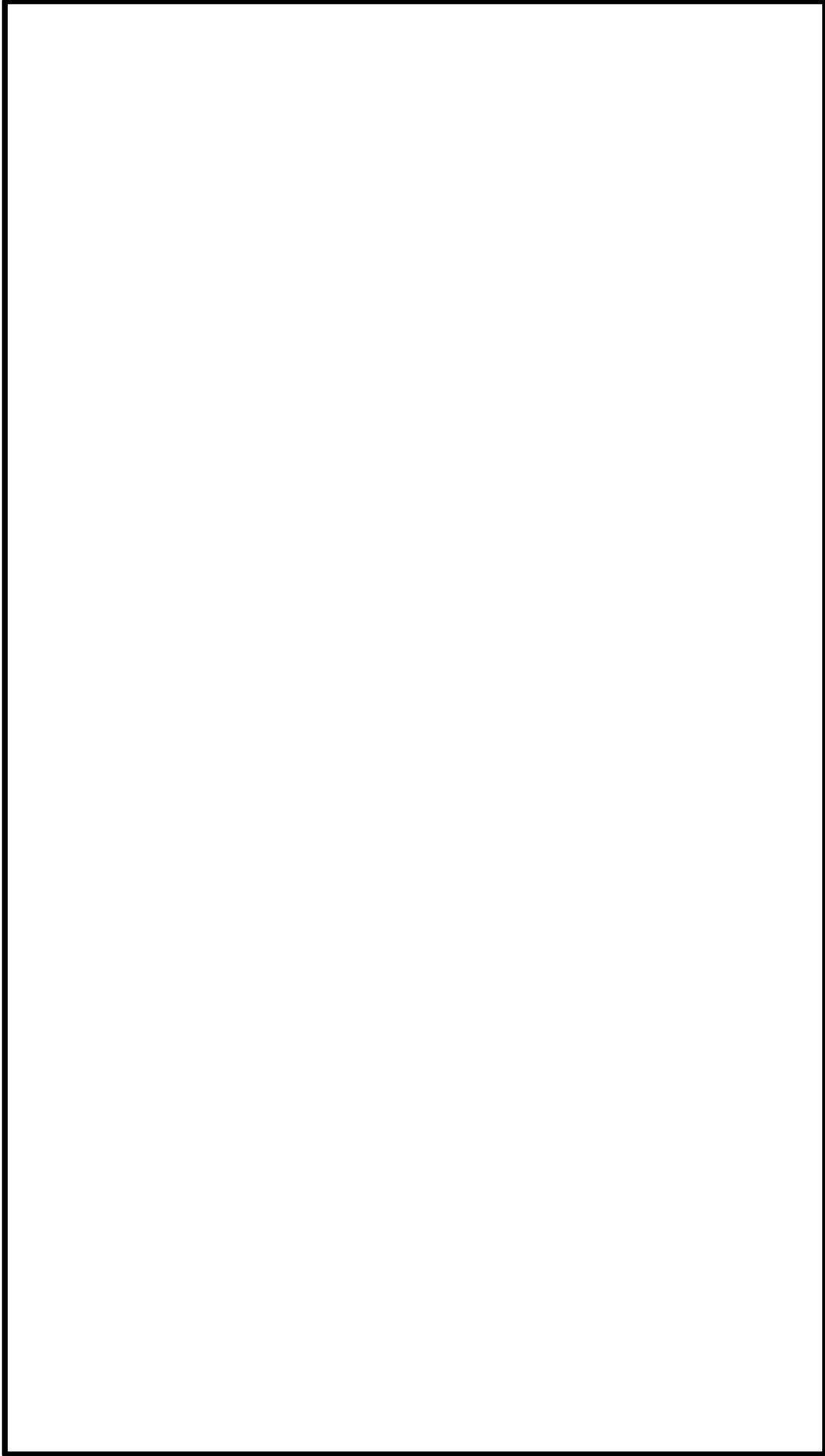


図9 現場操作機器配置図「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」2/2

枠囲みの内容は核物質防護に係る情報のため、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、作業の概要、操作時間及び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1 重大事故等対策の成立性確認」に示す。

「操作名称」	
1. 作業概要	: 作業項目, 具体的な運転操作・作業内容, 対応する事故シーケンスグループ等の番号
2. 操作時間	
(1) 想定時間 (要求時間)	: 移動時間+操作時間に余裕を見て5分単位で値を設定。
(2) 操作時間 (実績又は模擬)	: 現地への移動時間(重大事故等発生時における放射線防護具着用時間は別途確保), 訓練による実績時間, 模擬による想定時間等を記載
3. 操作の成立性について	
(1) 要員	: 対応者, 操作場所を記載
(2) 作業環境	: 現場の作業環境について記載 アクセス性, 重大事故等の状況を仮定した環境による影響, 暗所の場合の考慮事項 他
(3) 連絡手段	: 各所との連絡手段について記載
(4) 操作性	: 現場作業の操作性について記載
(5) その他	: 対応する技術的能力条文番号を記載

表 1 重大事故等対策の成立性確認(1/12)

作業項目		作業概要		操作時間			作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準No
		具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ			
低圧代替注水系(常設) による原子炉注水操作	低圧代替注水系(常設) 準備操作 ・低圧代替注水系(常設) 系統構成 ・復水移送ポンプ起動/運転確認	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.6 3.1 5.2	5分	約5分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により設備に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 29mSv/7日間 (マスク着用)	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.4	
		低圧代替注水系(常設) 注水操作 ・低圧代替注水系(常設) による水位制御	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 3.2 5.1 5.2	5分	約1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により設備に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 29mSv/7日間 (マスク着用)	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.3
原子炉格納容器代替書 ブレイク系による格 納容器冷却操作	原子炉格納容器代替書ブレイク系による格納容器 冷却 ・大容量送水ポンプ(タイプ1)による格納容器冷 却 系統構成	2.1 2.4.2 2.6 3.1 3.2	5分	約1分	重大事故等対応 要員 (現員)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ヘッド前: 4.6mSv/h (マスク着用)	車内付風の作業用照明、可搬 型照明(ヘッドライト、懐中 電灯等)により夜間における 作業性を確保している	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備(PHS端末) 及び受話器(ページング)を 備え、汎用の結合金具で あり、容易に操作可能で ある。また、作業エリア 周辺において、通常の連絡手段 が使用不能となった場合でも、 トランシーバー(携帯)により 緊急時対策本部へ連絡すること が可能である	大容量送水ポンプ(タイ プ1)からのホースの接 合は、汎用の結合金具で あり、容易に操作可能で ある。また、作業エリア 周辺には作業を実施する 上で支障となる設備はな く、十分な作業スペース を確保している	1.6		
		原子炉格納容器代替書ブレイク系による格納容器 冷却 ・大容量送水ポンプ(タイプ1)による格納容 器冷却 系統構成、冷却開始(開欠運転)	2.1 2.4.2 2.6 3.1 3.2	5分	約1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により設備に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 度の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 29mSv/7日間 (マスク着用)	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	—	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.6

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (2/12)

作業概要		操作の成立性について			技術的 能力審査 基準 No				
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	作業環境						
			要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ		
低圧非常用炉心冷却系 による原子炉注水操作	低圧非常用炉心冷却系注水 ・低圧注水機能 (残留熱除去系/低圧炉心スプレー系) による原子炉注水開始, 原子炉水位回復確認	2.2 2.7	要員 運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては, 空調の停止 により影響はありますが, 作 業に支障を及ぼす程 の影響はなく, 通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には, ヘッドライト を使用することにより通電 操作に必要な照度が確保で きるため通電操作に影響は ない	アクセシビリティ 周辺には支障となる設備 はない	中央制御室での操作は, 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から, 容易に操作可能で ある	—
	代替注水等確保 ・大容量送水ポンプ (タイプ1) の設置, ホースの 敷設, 接続	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.4.2 2.5 2.6 2.7 3.1 3.2 4.1 4.2 5.2	約5.5時間 6時間	重大事故等対応 要員 (現場)	車内付風の作業用照明, 可搬 型照明 (ヘッドライト, 懐中 電灯等) により夜間における 作業性を確保している	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前: 4.6mSv/h (マスク 着用)	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を 備わっており, 重大事故等の環 境下において, 通常の連絡手段 が使用不能となった場合でも, トランシーバー (携帯) により 緊急時対応本部へ連絡すること が可能である	アクセシビリティは アクセスルート上に支障 となる設備はない	大容量送水ポンプ (タイ プ1) からのホースの接 続は, 汎用の結合金具で あり, 容易に操作可能で ある。また, 作業エリア 周辺には作業を実施する 上で支障となる設備はな く, 十分な作業スペース を確保している
復水貯蔵タンクへの補 給	代替注水等確保 ・大容量送水ポンプ (タイプ1) 監視			(屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前: 4.6mSv/h (マスク 着用) ベント後: 7.6mSv/h (マスク 着用)				

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (3/12)

作業概要		操作の成立性について			技術的 能力審査 基準No		
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナゲンス No. (資料No.)	作業環境				
			温度・湿度	放射線環境	照明	アクセス性	
復水貯蔵タンクへの補給	大容量送水ポンプ (タイプ1) による淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給 ・復水貯蔵タンク補給準備 (ホース巻設)	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.4.2 2.5 2.6 2.7 3.1 3.2 5.2	4時間	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用)	車両付属の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配属しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、トランシーバー (携帯) により緊急時対応本部へ連絡することが可能である	1.13
			約3.7時間 (実績又は模擬)	【炉心損傷後】 通常原子炉運転中と同程度 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用) ベント後： 7.6mSv/h (マスク着用)			
各機器への給油	燃料補給 ・燃料補給準備	2.1 2.4.2 2.7 4.1 4.2	30分	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合に、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作可能である	—
			約25分	中央制御室の室温については、空調の停止により設備に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である			

表 1 重大事故等対策の成立性確認(4/12)

作業概要		作業環境			作業の成立性について			技術的 能力審査 基準No				
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	稼働時間 (要求時間)	稼働時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境		照明	アクセシビリティ	連絡手段	操作性
各機器への給油	燃料補給 ・タンクローリーへの移送 ・大容量送水ポンプ(タイプ1)へ給油 ・原子炉補機代器冷却水系へ給油 ・電源車へ給油	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.5 2.6 2.7 3.1 3.2 4.1 4.2 5.2	大容量送水ポンプ(タイプ1): 300分に1回給油 原子炉補機代器冷却水系: 300分に1回給油 電源車: 120分に1回給油	大容量送水ポンプ(タイプ1)への給油:約80分 原子炉補機代器冷却水系への給油:約80分 電源車への給油:約80分	重大事故等対応要員(現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前: 4.6mSv/h (マスク着用) ベント後: 7.6mSv/h (マスク着用)	車内付属の作業用照明, 可搬型照明(ヘッドライト, 懐中電灯等)により夜間における作業性を確保している	アクセシビリティ アクセシブルな上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備(PHS端末)及び送受話器(ベーション)を配備しており, 重大事故等の発生時において, 通常の連絡手段が使用不能となった場合でも, トランシーバー(携帯)により緊急時対策本部へ連絡することが可能である	操作は, 汎用の結合金具であり, 容易に操作可能である。また, 作業エリア周辺には作業を実施する上で支障となる設備はなく, 十分な作業スペースを確保している	1.14
原子炉格納容器フィルタータレント系による格納容器除熱準備	原子炉格納容器フィルタータレント系による格納容器除熱準備	2.1 2.4.2 2.6 3.1 3.2	1.3時間	約56分	運転員(現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前: 1.1mSv/h (自給式呼吸器着用)	ヘッドライト, 懐中電灯を携行しており, 建屋内常用照明が確保している	アクセシブルな上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備(PHS端末)及び送受話器(ベーション)を配備しており, 重大事故等の発生時において, 通常の連絡手段が使用不能となった場合でも, 携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である	人為的誤操作については, 通常の弁操作と同様であるため, 容易に操作可能である	

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (5/12)

作業概要		操作の成立性について			作業環境			技術的 能力審査 基準 No					
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	操作時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境		照明	アクセス性	連絡手段	操作性	
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器熱操作	原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器熱操作 ・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱	2.1 2.4.2 2.6 3.1 3.2	5分	約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作可能である		
			2時間	約88分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント後： 4.2mSv/h (自給式呼吸器着用)	ヘッドライト・機中電灯を携行しており、機室内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており、重大事故等の発生時において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携帯型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である	—	—	
			5時間	約4時間	重大事故等対応 要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用) 【炉心損傷後】 通常原子炉運転中と同程度 ベント後： 7.6mSv/h (マスク着用)	車内付属の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、機中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており、重大事故等の発生時において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、トランシーバー (携帯) により緊急時対策本部へ連絡することが可能である	—	—	—
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器熱操作	原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器熱操作 ・可搬型設備保管場所への移動 ・原子炉格納容器フィルタベント系薬液補給及び水補給準備		5時間	適宜実施	適宜実施	約5時間	5時間	約5時間	—	—	—	—	
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器熱操作	原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器熱操作 ・可搬型薬素ガス供給装置の設置		5時間	適宜実施	適宜実施	約5時間	5時間	約5時間	—	—	—	—	—

表 1 重大事故等対策の成立性確認 (6/12)

作業概要		作業時間			作業環境				操作の成立性について		技術的 能力審査 基準 No	
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	初期時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ	連絡手段		操作性
残留熱除去系 (サブプレッショナルプール水冷却モード) 運転操作	残留熱除去系 1 系統 (サブプレッショナルプール水冷却モード) 運転 ・低圧注水モードからサブプレッショナルプール水冷却モードへ切り替え	2.2 2.7	5分	約3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	1.6
	残留熱除去系 2 系統 (サブプレッショナルプール水冷却モード) 運転 ・低圧注水モードからサブプレッショナルプール水冷却モードへ切り替え	2.5	10分	約6分	—	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	—
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作	残留熱除去系 1 系統 (原子炉停止時冷却モード) 運転 ・原子炉停止時冷却モード準備	2.2	1時間	約50分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	—
	残留熱除去系 1 系統 (原子炉停止時冷却モード) 運転 ・原子炉停止時冷却モード起動による原子炉冷却材温度調整	—	30分	約20分	—	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	—
常設直流電源確保保操作	直流電源確保 ・直流電源負荷切り離し (中央制御室)	2.3.1 2.3.2	5分	約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	1.14
	直流電源確保 ・直流電源負荷切り離し (現場)	—	60分	約50分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ヘッドライト・懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセシビリティ上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を備えている。重大事故等の発生時において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、折り返し通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である	操作は通常の負荷切り離し操作と同じであり、容易に操作可能である	—

表 1 重大事故等対策の成立性確認(7/12)

作業概要		操作時間		作業環境				操作の成立性について		技術的 能力審査 基準 No
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	稼働時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセス性	連絡手段	
可搬型代替直流電源設備からの受電	可搬型代替直流電源設備切替 ・125V 直流主母線盤を 125V 代替蓄電池からの受電へ切り替え操作 可搬型代替直流電源設備切替 ・可搬型代替直流電源設備を 125V 代替蓄電池から電源車へ切り替え操作	2.3.3	25 分	運転員 (現職)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ヘッドライト・機室内常用照明 行っており、機室内常用照明 消灯時における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備 (PHS 端末) 及び 送受話器 (ページング) を 配備しており、重大事故等の機 境下において、通常の連絡手段 が使用不能となった場合でも、 携帯型通話装置により中央制御 室へ連絡することが可能である	1.14
			10 分		約 8 分	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある
常設代替交流電源設備からの受電操作	常設代替交流電源設備受電準備・受電操作 ・非常用交流電源受電準備 ・非常用交流電源受電操作	2.3.1~4 2.4.1 2.6 3.1 3.2 5.2	2.3.3.5.2 の場合: 10 分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 通常原子炉 29msV/7 日間 (マスク着用)	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある	1.14
			上記以外の場合 : 5 分		約 5 分	中央制御室の室温に ついては、空調の停止 により緩慢に上昇す る可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程 の影響はなく、通常運 転状態と同程度であ る	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯 した場合には、ヘッドライト を使用することにより運転 操作に必要な照度が確保で きるため運転操作に影響は ない	周辺には支障となる設備 はない	中央制御室での操作は、 通常の運転操作で実施す る操作と同様であること から、容易に操作可能で ある
原子炉隔離停止系による原子炉注水操作	原子炉注水操作 ・原子炉隔離停止系 原子炉注水確認	2.3.1 2.4.1 2.7	適宜実施	運転員 (中央制御室)	適宜実施	適宜実施	適宜実施	適宜実施	適宜実施	適宜実施

表 1 重大事故等対策の成立性確認(8/12)

作業概要		作業環境			作業環境			操作の成立性について		技術的 能力審査 基準 No
		要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ	連絡手段	操作性		
原子炉補機代替冷却水 系運転操作	具体的な運転操作・作業内容 原子炉補機代替冷却水系 準備操作 ・原子炉補機代替冷却水系 系統構成	10分	約9分	約9分	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	1.5	
		1.1時間	約42分	約42分	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 29mSv/7日間 (マスク着用)	ヘッドライト・懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセシビリティ上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配属しており、重大事故等の発生時において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である		
原子炉補機代替冷却水 系運転操作	2.3.1~4 2.4.1 2.6 3.1 3.2 5.2	9時間	7.5時間	7.5時間	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用) 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用) ベント後： 7.6mSv/h (マスク着用)	車内付属の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセシビリティ上に支障となる設備はない	大容量送水ポンプ (タイプ1) 及び熱交換器ユニットからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には作業を実施する上で支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している	1.14	
		適宜実施	適宜実施	適宜実施	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用) ベント後： 7.6mSv/h (マスク着用)	車内付属の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセシビリティ上に支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ページング) を配属しており、重大事故等の発生時において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、緊急時対策本部へ連絡することが可能である		
電源車運転操作	2.3.3	2時間	約2時間	約2時間	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用) ベント後： 7.6mSv/h (マスク着用)	車内付属の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセシビリティ上に支障となる設備はない	電源車は現場操作パネルでの簡易なボタン操作でありケーブル接続は屋外の接続口含めプラグイン式 (コネクタ接続) であることから容易に操作可能である	1.14	
		適宜実施	適宜実施	適宜実施	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用) ベント後： 7.6mSv/h (マスク着用)	車内付属の作業用照明、可搬型照明 (ヘッドライト、懐中電灯等) により夜間における作業性を確保している	アクセシビリティ上に支障となる設備はない	電源車は現場操作パネルでの簡易なボタン操作でありケーブル接続は屋外の接続口含めプラグイン式 (コネクタ接続) であることから容易に操作可能である		

表 1 重大事故等対策の成立性確認(9/12)

作業概要		操作時間		作業環境				操作の成立性について		技術的能力審査基準No		
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオNo. (資料No.)	理想時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ		連絡手段	操作性
原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱運転操作	残留熱除去系 起動操作 ・残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱運転	2.3.1~4 2.4.1	30分	約20分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	1.5
高圧代替注水系による原子炉注水操作	高圧代替注水系起動操作 ・高圧代替注水系 系統構成・起動操作 高圧代替注水系による原子炉注水 ・高圧代替注水系 起動/停止操作 ・高圧代替注水系 運転確認	2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.6	5分	約3分 適宜実施	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	1.2
減圧機能確保操作	減圧機能確保 ・高圧蒸気ガス供給系(非常用) 系統構成	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	50分	約32分	運転員 (現職)	通常運転時と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	ヘッドライト・懐中電灯を携行しており、建室内常用照明が使用できるため、消灯時における作業性を確保している	アクセサリートロコ支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備(PHS端末)及び送受話器(ペーシング)を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、移行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である	—	1.3
高圧炉心スプレイレイ系による原子炉注水操作	高圧注水(高圧炉心スプレイレイ系)による注水 ・高圧炉心スプレイレイ系による原子炉水位制御	2.4.2	適宜実施	適宜実施	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	—

表 1 重大事故等対策の成立性確認(10/12)

作業概要		稼働時間		作業環境				稼働の成立性について		技術的 能力審査 基準No	操作性	連絡手段
作業項目	事故シナリオ No. (資料No.)	稼働時間 (実績又は概算)	稼働時間 (要求時間)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ				
高圧炉心スプレイスによる注水確保操作	2.4.2 2.5	約2分	5分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により設備に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合に、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	—	
ほう酸水注入系運転操作	2.5	約2分	5分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により設備に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合に、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	1.1	
原子炉冷却材発生時の隔離操作	2.6 3.1	約3分	10分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により設備に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度 【炉心損傷後】 ベント前： 4.6mSv/h (マスク着用)	中央制御室の全照明が消灯した場合に、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	—	
高圧炉心スプレイス系の被研箇所隔離	2.7	約30分	30分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により設備に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程度の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	中央制御室の全照明が消灯した場合に、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	1.3	
高圧炉心スプレイス系の被研箇所隔離		約19分	40分	運転員 (現場)	操作現場の室温は44℃程度、湿度は100%程度となる可能性があるが、保護具を装着することから、問題は無い	【炉心損傷前】 3.6mSv/h (保護具着用)	ヘッドライト、懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している	アクセシビリティ上支障となる設備はない	通常の連絡手段として電力保安 通信用電話設備 (PHS端末) 及び送受話器 (ペーシンク) を 備えている。重大事故等の環 境下において、通常の連絡手段 が使用不能となった場合でも、 携行型電話装置により中央制御 室へ連絡することが可能である	通常の運転操作で実施することから、容易に操作可能である	—	

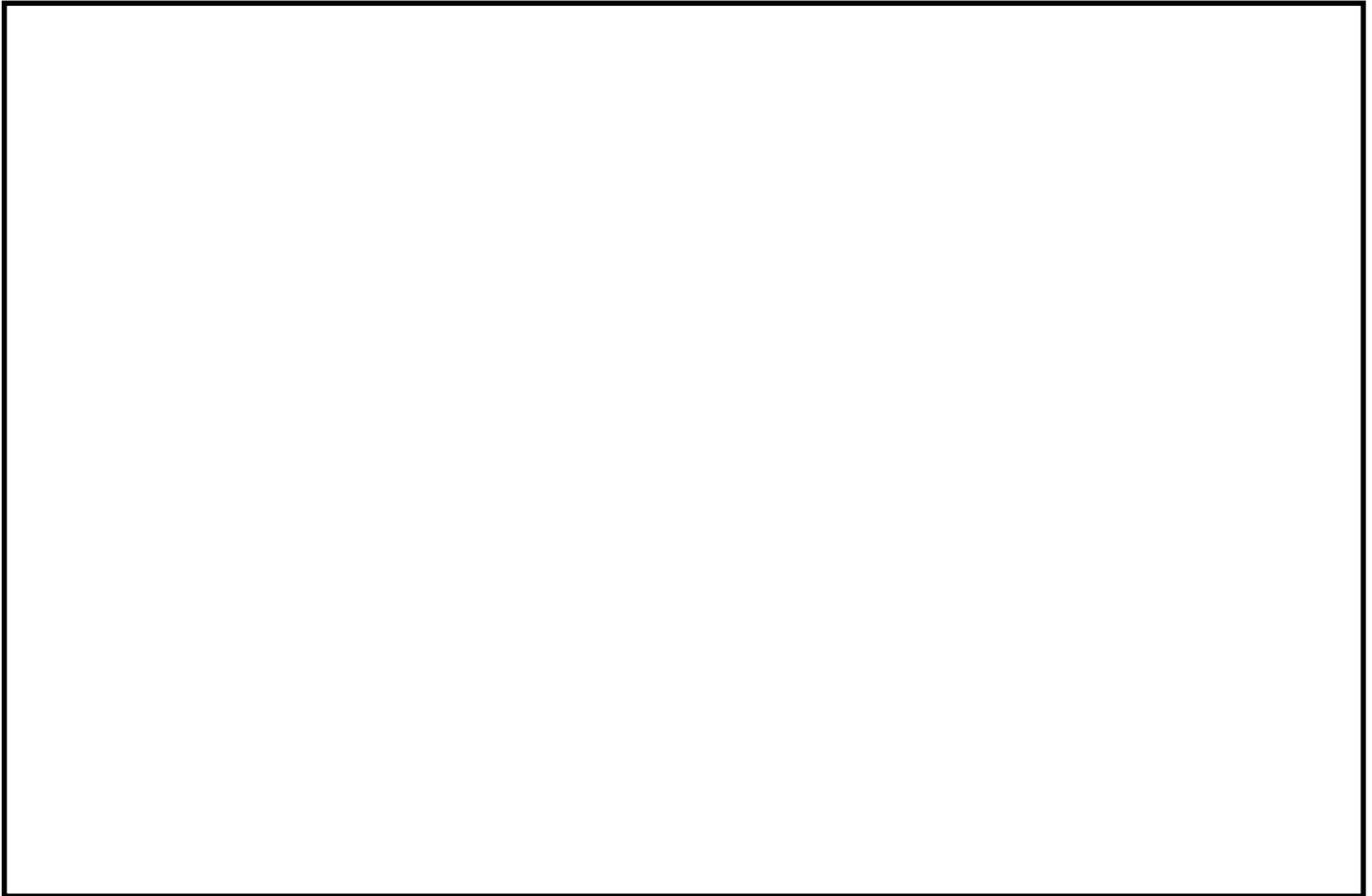
表 1 重大事故等対策の成立性確認(11/12)

作業概要		操作の成立性について				技術的能力審査基準No						
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオNo. (資料No.)	操作時間		作業環境							
			検出時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は模擬)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ			
原子炉格納容器内の酸素濃度測定操作	格納容器内酸素放射線モニタ起動操作 ・格納容器内酸素モニタによる酸素濃度測定開始	3.1 3.2	10分	約4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により酸素濃度が上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷後】 29mSv/7日間 (マスク着用)	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため、運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作可能である	—
原子炉格納容器下部注水系(常設)による注水操作	格納容器下部注水系準備操作 ・原子炉格納容器下部注水系(常設) 系統構成	3.2	5分	約5分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により酸素濃度が上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷後】 29mSv/7日間 (マスク着用)	中央制御室の全照明が消灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な照度が確保できるため、運転操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作可能である	1.8
	格納容器下部注水系操作 ・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											

表 1 重大事故等対策の成立性確認(12/12)

作業概要			操作の成立性について				技術的能力審査基準No				
作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオNo. (資料No.)	操作時間		作業環境						
			想定時間 (要求時間)	操作時間 (実績又は概算)	要員	温度・湿度	放射線環境	照明	アクセシビリティ	連絡手段	操作性
原子格納容器下部注水系(備設)による注水操作	格納容器下部注水系操作 ・原子格納容器下部注水系(備設)による格納容器下部へ注水操作	3.2	適宜実施	適宜実施 (実績又は概算)	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷後】 29ms/7日間 (マスク着用)	中央制御室の全照明が点灯した場合には、ヘッドライトを使用することにより運転操作に必要な視認性が確保できるため運転操作に影響はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.8

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 ₈)	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 ₃)	約 13.4m	原子炉スクラム
レベル2 (L ₂)	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 ₁)	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 ₀)	約 7.8m	-
BAF	約 5.3m	(有効燃料棒底部)

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。

11. 原子炉隔離時冷却系による注水継続及び原子炉の減圧操作について

1. 原子炉隔離時冷却系による注水継続

原子炉隔離時冷却系(RCIC)は、原子炉が高圧状態であって、かつ交流電源が喪失している状態においても原子炉への注水が可能な設備である。

事象発生後、RCICを含む高圧注水機能により原子炉水位が確保できている場合には、原子炉の高圧状態を維持し、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。

また、RCICは駆動用タービンにて崩壊熱を消費し、サブプレッションチェンバへの熱負荷を軽減する効果も期待できる。

RCICの運転継続時間は、RCICの負荷に対する蓄電池容量により決定され、全交流電源喪失から24時間運転可能である。

なお、RCICの水源となる復水貯蔵タンクは、大容量送水ポンプ(タイプI)により淡水貯水槽から水補給が可能である。このことから、RCICによる24時間の注水継続に支障はない。

2. 原子炉減圧操作について

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^{*}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ブプレッションプール水冷却モードを運転し、逃がし安全弁(SRV)を開閉し減圧を実施する。

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

(2) 急速減圧について

a. 運転員による手動減圧

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。

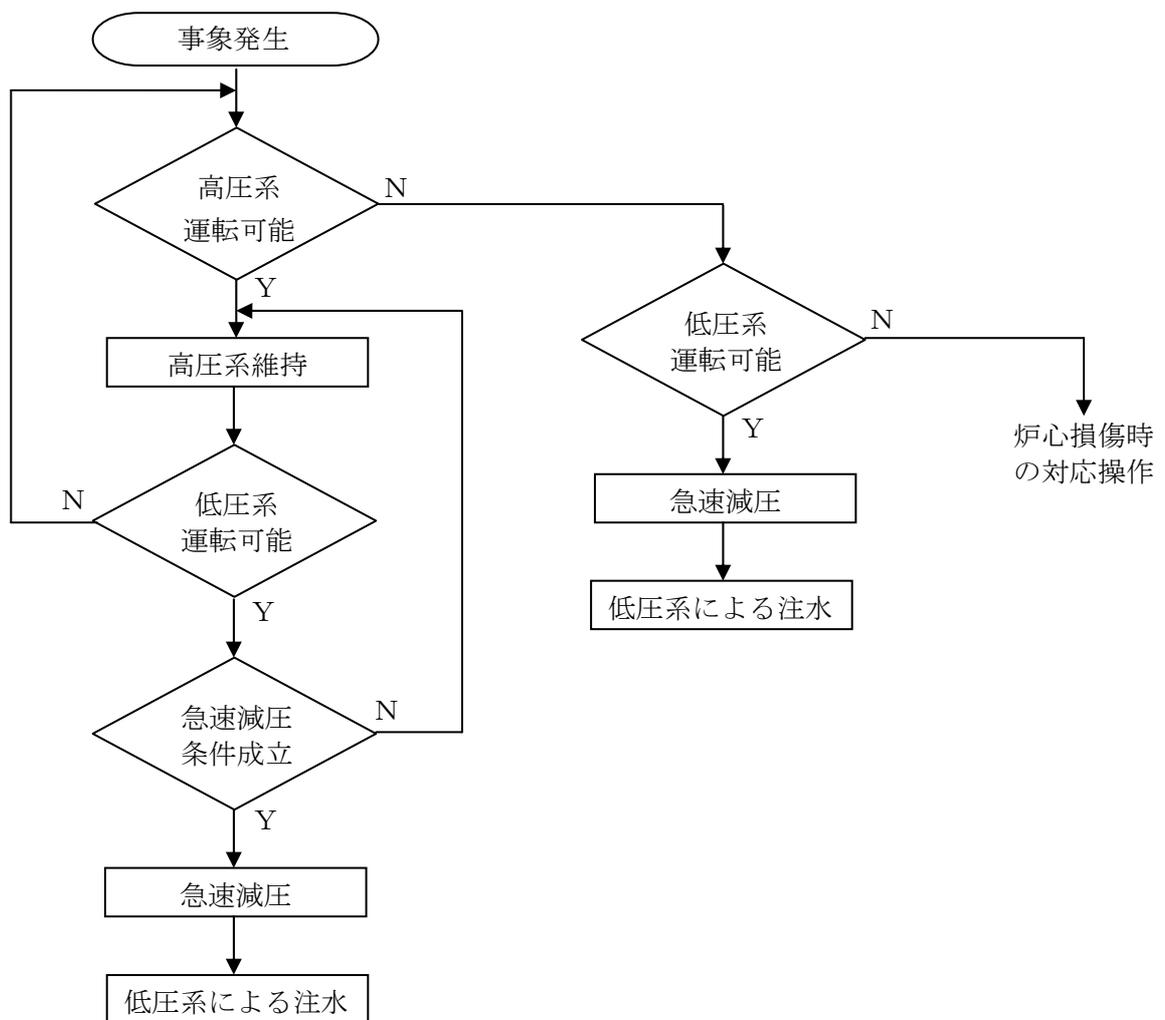
事象発生後、高圧注水機能により原子炉水位が確保されていれば原子炉の高圧状態を維持し、原子炉への注水を一定時間継続することで、崩壊熱レベルを低下

させることができる。しかし、高圧注水機能での注水を維持できない場合などは、低圧注水機能の確保を確認し原子炉を急速減圧する。この減圧は、高圧注水から低圧注水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。

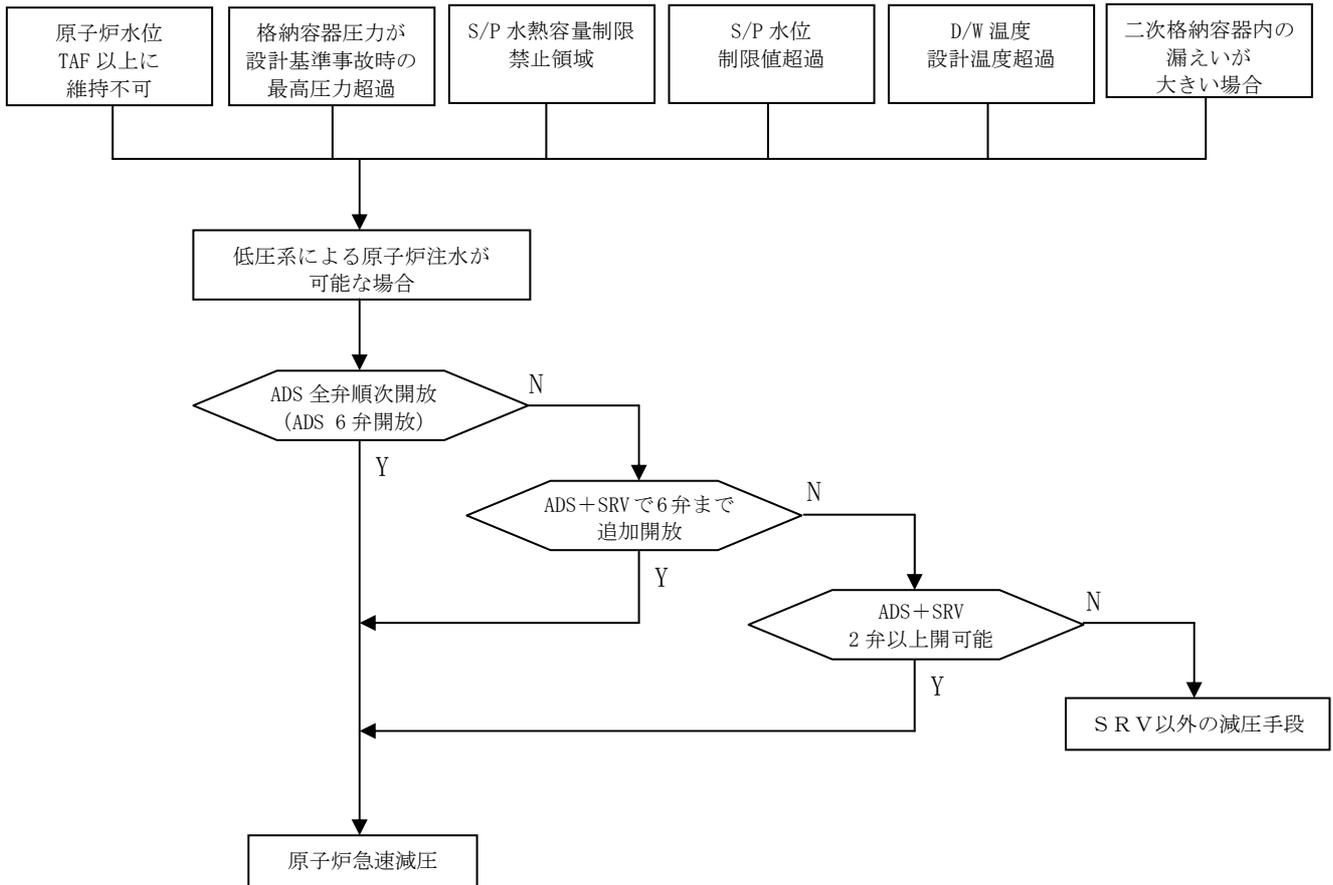
急速減圧操作は、SRVのうち自動減圧系（ADS）機能を有する「6弁」を手動開放することを第1優先とするが、実施できない場合はADS機能を持たないSRVを含めた「6弁」を手動開放する。さらに、それでも実施できない場合は、急速減圧に必要な最小弁数である「2弁」を手動開放することにより急速減圧する。なお、SRVによる減圧ができない場合は、SRV以外の減圧手段を試みる。

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



第11-1図 原子炉急速減圧判断フロー

補足 11-2



第 11-2 図 急速減圧の操作概要

b. インターロックによる自動減圧

インターロックによる自動減圧は以下のとおり。

(a) 自動減圧系 (ADS)

非常用炉心冷却系の一部であり、高圧炉心スプレイ系の後備設備として、原子炉が高圧の状態において原子炉水位が低下している場合に、低圧系による原子炉注水を促すために原子炉を減圧する。

具体的には、「原子炉水位低(レベル 1)」及び「ドライウェル圧力高(13.7 kPa[gage])」信号が 120 秒間継続し、低圧炉心スプレイ系ポンプ又は低圧注水系ポンプが運転中であれば、SRV 6 弁が開放する。

(b) 代替自動減圧機能

過渡事象時に高圧注水が十分でなく、原子炉水位のみ低下していく事象では、「ドライウェル圧力高」の信号が発生せず、ADS が自動起動しない。このような場合は、運転員による手動減圧を行い、低圧注水機能による原子炉注水を行うことを手順書で定めているが、万一、運転員による手動減圧が行われない場合に備えて代替自動減圧機能を整備している。

具体的には、「原子炉水位低(レベル 1)」信号が 10 分間継続し、低圧炉心

スプレイ系ポンプ又は低圧注水系ポンプが運転中であれば、SRV 2 弁が開放する。

代替自動減圧機能は、原子炉水位低(レベル 1)に 10 分間の時間遅れを考慮しても、1 弁を開放すれば炉心損傷の制限値(燃料被覆管温度 1200℃以下、被覆管酸化割合 15%以下)を満足するため、余裕として 1 弁を追加して 2 弁と設定した。

c. 原子炉停止機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能

原子炉停止機能喪失時には、ADS 又は代替自動減圧機能が作動することにより、原子炉への注水に伴う急激な出力上昇が生じる。この急激な出力上昇による炉心の著しい損傷を防止するため、自動減圧系作動阻止機能を整備している。

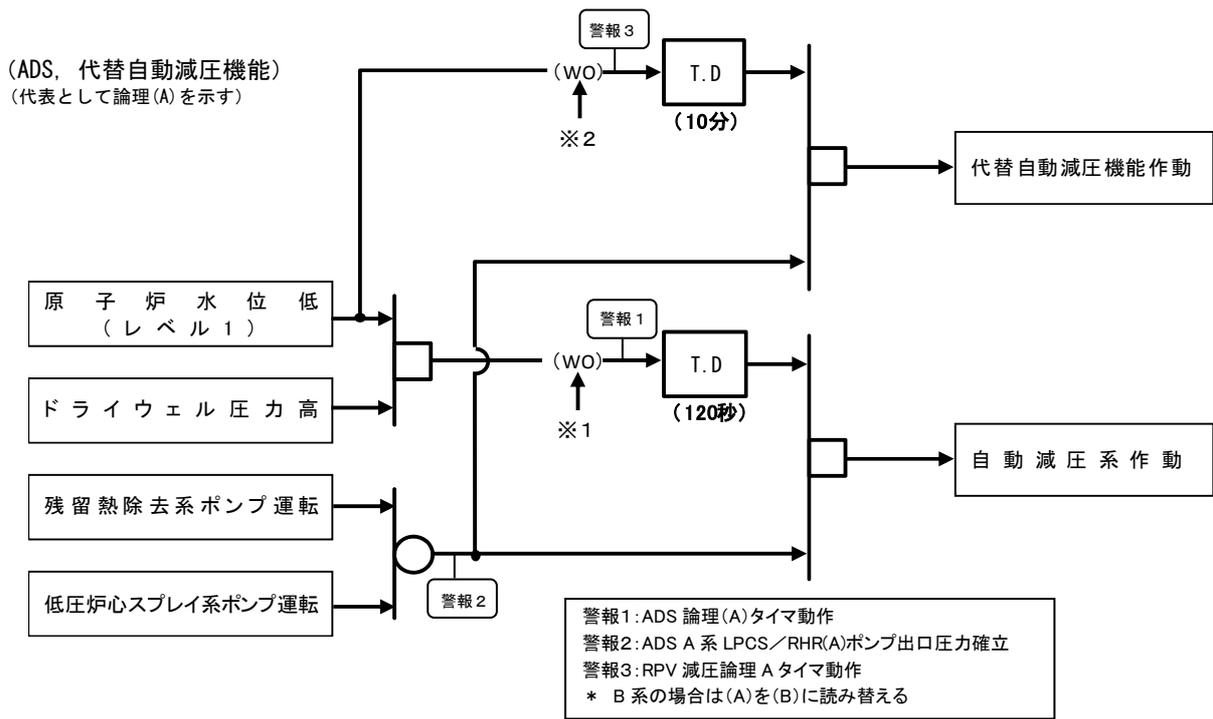
具体的には、「中性子束高(平均出力領域モニタ 10%以上)」と「原子炉水位低(レベル 2)」が成立している場合、ADS 及び代替自動減圧機能の作動を阻止する。

各 SRV の機能を第 11-1 表に示すとともに、ADS、代替自動減圧機能及び自動減圧系作動阻止機能の論理回路を第 11-3 図に示す。

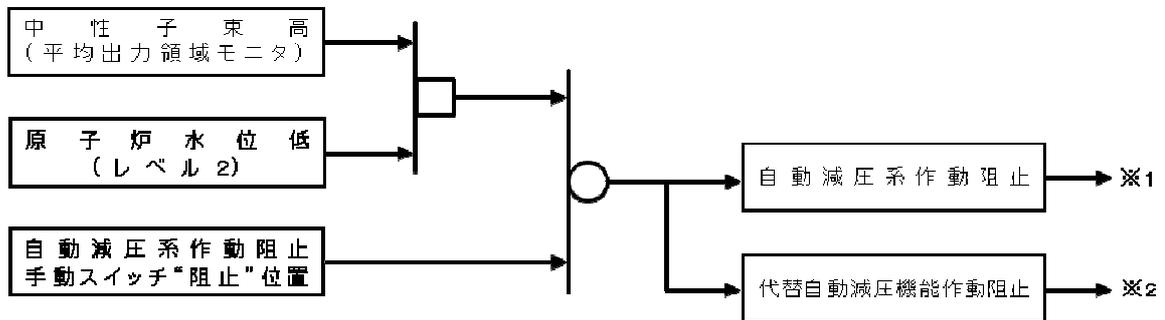
なお、ADS 及び代替自動減圧機能は、運転員が各論理の動作状況を確認できるよう、中央制御室に警報を発する。

第 11-1 表 SRV 機能一覧

SRV (全 11 弁)	機 能			
	逃がし弁	安全弁	ADS	代替自動減圧
B, D, F, G, K	○	○	—	—
A, E, J, L	○	○	○	—
C, H	○	○	○	○



(自動減圧作動阻止機能)



第 11-3 図 ADS, 代替自動減圧機能及び自動減圧系作動阻止機能論理回路

12. 原子炉隔離時冷却系の水源切替について

原子炉隔離時冷却系の水源は、復水貯蔵タンクまたはサブプレッションチェンバであり、第一水源を復水貯蔵タンク、第二水源をサブプレッションチェンバとしている。

原子炉隔離時冷却系の水源の切替え（復水貯蔵タンク⇒サブプレッションチェンバ）は、自動的に切替わるインターロックはないため^{*}、運転員が判断し中央制御室の操作で切替える手順としている。

切替える際の判断は、「圧力抑制室水位高」または「復水貯蔵タンク水位低」警報が発生し、かつ残留熱除去系によるサブプレッションプール水冷却運転を確認した上で切替えを行う。

有効性評価の全交流動力電源喪失では、サブプレッションチェンバ水位高となってもサブプレッションプール水冷却運転が確保できないため、原子炉隔離時冷却系の水源の切替え（復水貯蔵タンク⇒サブプレッションチェンバ）は実施しない。

図1に原子炉隔離時冷却系の水源概要図、図2に水源切替対応フローを示す。

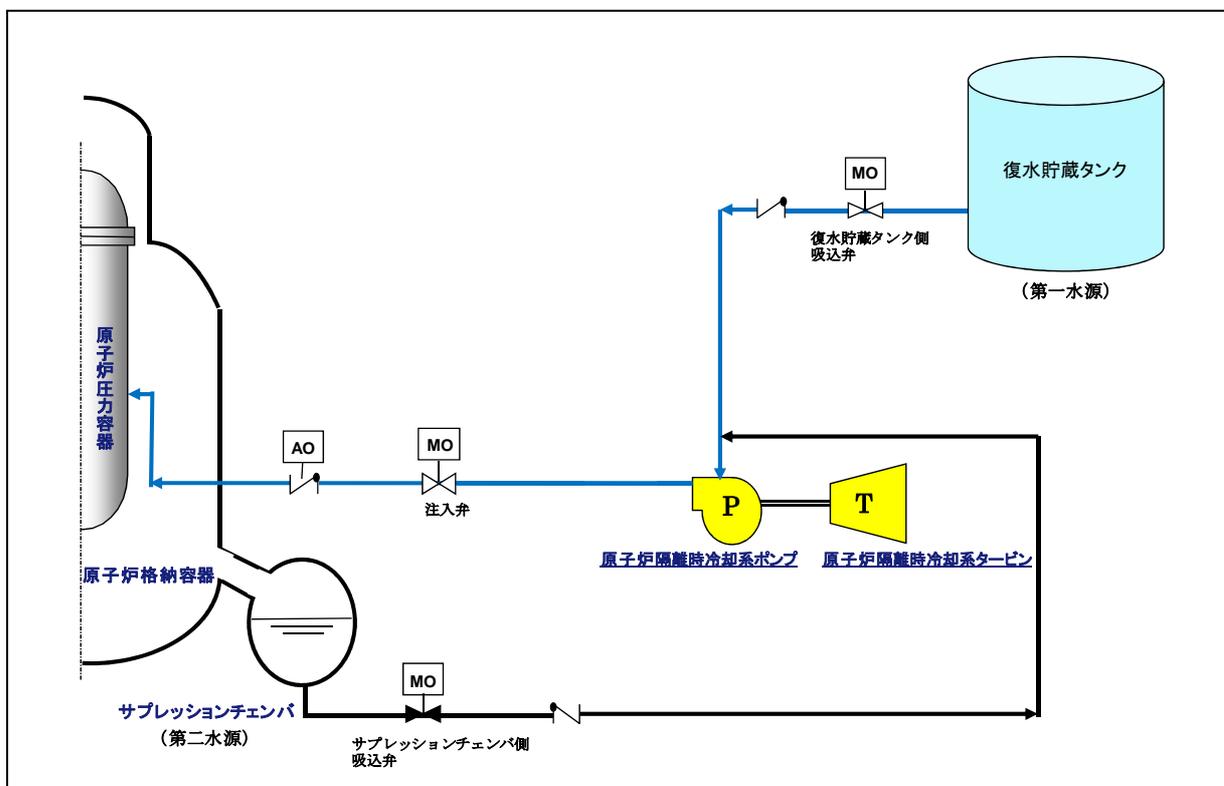


図1 原子炉隔離時冷却系の水源概要図

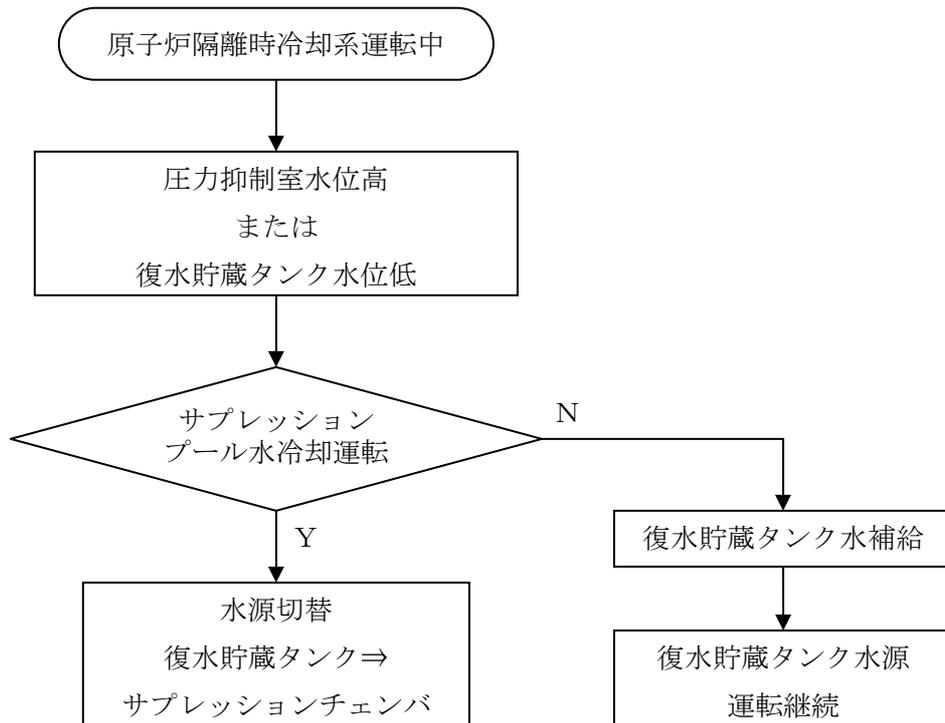


図2 原子炉隔離時冷却系水源切替対応フロー

※原子炉隔離時冷却系の水源切替を手動で実施する理由

原子炉隔離時冷却系は給水喪失時の原子炉注水を目的としており、給水系と同等の水質である復水貯蔵タンクを基本水源としている。

BWR 5の原子炉隔離時冷却系については、ECCSネットワークの一部でないため、高圧炉心スプレイ系のようにLOCA時の水源確保およびサプレッションプールの水位上昇を抑制する目的として復水貯蔵タンクからサプレッションチェンバへ自動で水源を切替えるインターロックを有していない。

また、原子炉隔離時冷却系の潤滑油冷却器は原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出側の分岐配管から供給される冷却水により冷却されており、サプレッションプール水の冷却が確保できない状態では潤滑油が高温となり、運転が継続できない。このため、運転員が確認し水源切替を行うこととしている。

13. 運転手順書における重大事故等への対応について

1. 手順書の体系について

女川原子力発電所では、プラントに異常が発生した場合等において、重大事故への進展を防止するため、「警報処置運転手順書」、「非常時操作手順書（事象ベース）」及び「非常時操作手順書（徴候ベース）」を整備している。また、重大事故に至る可能性が高い場合あるいは重大事故に進展した場合に備えて「非常時操作手順書（シビアアクシデント）」、「アクシデントマネジメントガイド」及び「重大事故等対応要領書」を整備する。

事故発生時における手順書の体系を図1に示す。

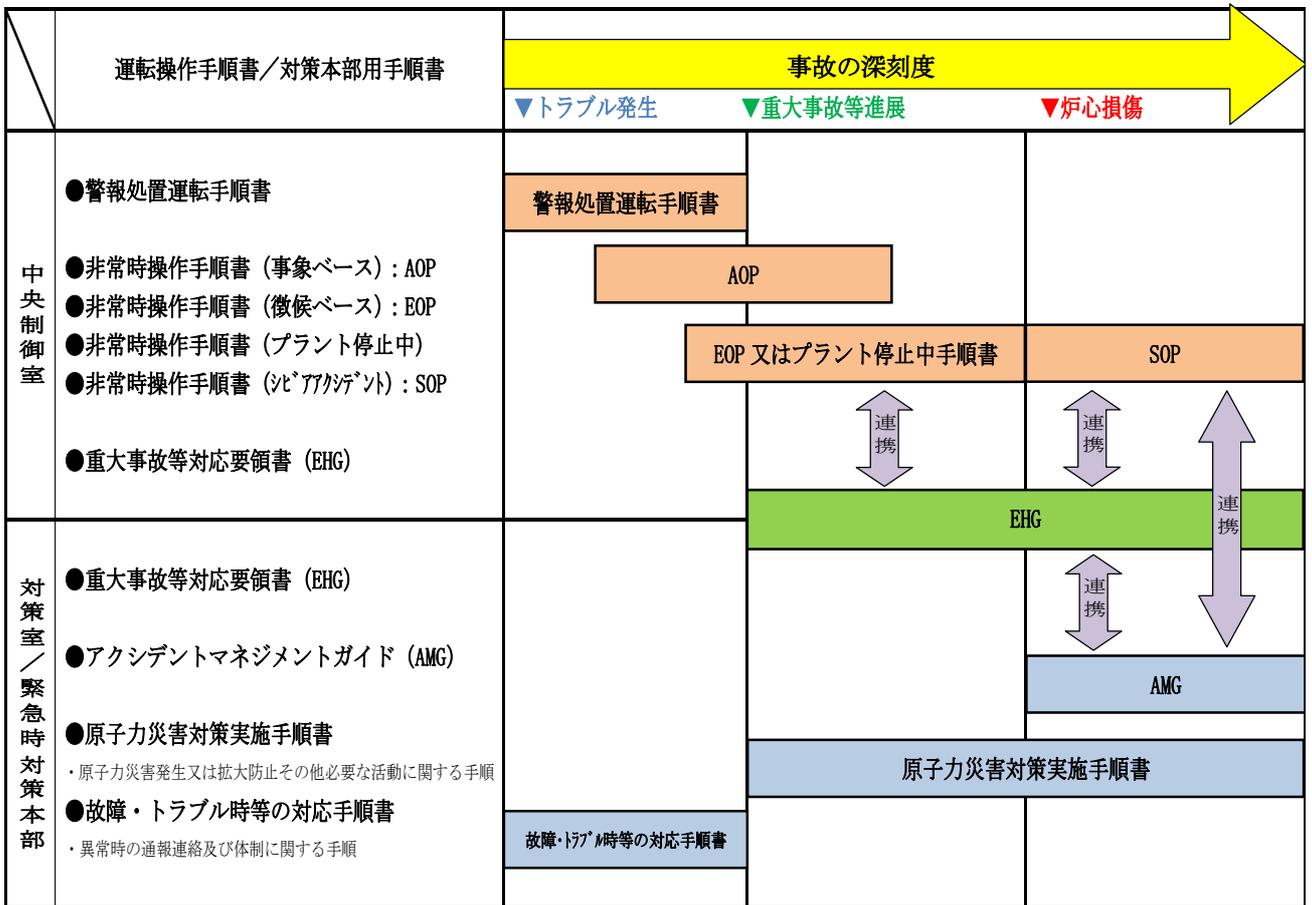


図1 事故発生時における手順書の体系

2. 運転員が使用する手順書の概要について

運転員が使用する手順書（以下、「運転手順書」という。）の概要を以下に示す。

(1) 警報処置運転手順書

中央制御室及び現場制御盤に警報が発生した際に、警報発生原因の除去あるいはプラントを安全な状態に維持するために必要な対応操作を定めた手順書。

中央制御室及び現場制御盤の警報発生時に適用する。

手順書に記載されているパラメータの確認や対応処置等を実施することで、故障・事故状況の把握及び事故の収束・拡大防止を図る。

(2) 非常時操作手順書（事象ベース）（以下、「AOP」という。）

単一故障等で発生する可能性のある異常又は事故が発生した際に、事故の進展を防止するために必要な対応操作を定めた手順書。

主な設計基準内での事故発生時の対応を予め手順化しており、当該手順書で対応できると判断した場合に使用し、過渡状態が収束するまでの間適用する。

(3) 非常時操作手順書（徴候ベース）（以下、「EOP」という。）

事故の起因事象を問わず、AOPでは対処できない複数の設備の故障等による異常又は事故が発生した際に、重大事故への進展を防止するために必要な対応操作を定めた手順書。

観測されるプラントの徴候（パラメータの変化）に応じて対応操作を示した手順書であり、設計基準事故に加え設計基準を超えるような設備の多重故障時等にも適用する。

事故時には、原子炉未臨界、炉心の冷却維持、原子炉格納容器及び電源等の健全性確保等に関するパラメータを確認し、徴候毎に用意された各手順の導入条件が成立した場合には、その手順を使用し対応処置を実施する。

EOPによる対応中は、原子炉制御・格納容器制御の対応が同時進行する状況を想定して、対応の優先順位を予め定めており、格納容器が破損するおそれがある場合を除き、原子炉側から要求される操作を優先することとしている。

(4) 非常時操作手順書（シビアアクシデント）（以下、「SOP」という。）

EOPで対応する状態から更に事象が進展し炉心損傷に至った際に、事故の拡大を防止し、影響を緩和するために必要な対応操作を定めた手順書。

炉心が損傷し、原子炉圧力容器及び格納容器の健全性を脅かす可能性のあるシビアアクシデントに適用する。

(5) 重大事故等対応要領書（以下、「EHG」という。）

重大事故等発生時又は大規模損壊発生時において、EOP、SOP、アクシデントマネジメントガイドと連携を図り、可搬型設備等による炉心損傷及び原子炉格納容器破損防止対策等の個別手順を定めた手順書。

EHG では、原子炉の安全確保を達成するために必要な原子炉注水や原子炉減圧等の機能別に複数の手順を整備する。

なお、EHG は、運転員及び発電所対策本部双方が使用する手順書である。

3. 各種運転手順書間のつながり、移行基準について

各種運転手順書を事故の進展状況に応じて適切に使用可能とするため、手順書間の移行基準を示す。

また、事故対応中は複数の運転手順書を並行して使用することを考慮して、手順書間で対応の優先順位が存在する場合は併せて示す。

(1) 警報処置運転手順書から非常時操作手順書への移行

警報処置運転手順書に基づく対応において、事象が進展し AOP 事象として特定された場合は、警報処置運転手順書の記載内容に従い AOP に移行する。

また、警報処置運転手順書で対応中にスクラム等 EOP 導入条件が成立した場合は EOP に移行する。

(2) AOP から EOP への移行

AOP 対応中に以下の EOP 導入条件が成立した場合は、EOP へ移行する。

【EOP 導入条件（いずれかに該当した場合）】

- a. 原子炉を手動スクラム、若しくは自動スクラムが発生（スクラム失敗を含む）した場合
- b. EOP における格納容器制御導入条件が成立した場合。
- c. EOP における二次格納容器制御導入条件が成立した場合
- d. EOP における燃料プール制御導入条件が成立した場合

【EOP 移行後の AOP の使用について】

EOP 導入条件が成立した場合は AOP から EOP へ移行するが、原子炉スク

ラム時の確認事項、タービン・発電機側の対応操作等、AOP に具体的内容を定めている初動対応について AOP を参照する。

(3) EOP から SOP への移行

EOP 対応中に以下の条件で炉心損傷を判断し SOP に移行する。

【SOP 移行条件】

- ・ 格納容器雰囲気モニタ (CAMS) γ 線線量率が各種事故 (原子炉冷却材喪失) 相当の 10 倍以上

(4) EHG の使用

EOP 又は SOP での対応中に、可搬型設備等による対応が必要となった場合、具体的な操作手順を記載した EHG を使用する。

4. 運転員の対応操作の流れについて

運転時の異常な過渡変化及び事故が発生した場合、運転員は「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の原則に基づきプラント対応操作を実施する。

「止める」の対応

異常や事故発生時に作動する原子炉スクラム信号を確認し、原子炉の停止を確認する。自動で原子炉スクラムしない場合には、手動によるスクラム操作を実施し、原子炉の停止を確認する。制御棒の挿入と中性子束の低下状況を確認することにより、原子炉の停止を判断する。

「冷やす」の対応

原子炉停止後も炉心では崩壊熱による余熱が発生していることから、この熱を除去するため、給・復水系又は非常用炉心冷却系により原子炉への注水手段を確保する。

原子炉水位を所定の水位 (L-3~L-8) に維持することにより、炉心が冷やされていることを判断する。

「閉じ込める」の対応

放射性物質が環境へ放出されていないことを確認する。また、格納容器が隔離されていることを確認することにより、閉じ込めが機能していることを判断する。

これらプラント対応の原則をベースに、運転員は、運転手順書を用いて炉心

の損傷防止、格納容器破損防止を目的とした対応操作の判断を以下の流れで行う。

- ・異常又は事故の発生時、警報処置運転手順書により初期対応を行う。
- ・事象が進展し、その事象の判断が可能な場合には、あらかじめ定めた AOP に移行し対応を行う。
- ・警報処置運転手順書及び AOP で対応中に、EOP 導入条件が成立した場合には、EOP に移行し対応を行う。
- ・原子炉スクラムに至る事故が発生した場合、EOP では事故直後の操作として原子炉自動スクラムを確認する。自動スクラムしていない場合は、手動により原子炉をスクラムする。
その後、プラントで観測されるパラメータの徴候により、原子炉水位、原子炉圧力、タービン・電源の各制御を並行して行うとともに、原子炉の未臨界維持、炉心の冷却確保・損傷防止、原子炉格納容器の健全性を確保するため、導入条件が成立すれば、徴候毎に用意した手順を使用する。
- ・EOP による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は、SOP に移行し炉心損傷後の原子炉圧力容器破損防止及び格納容器破損防止のための対応を行う。
- ・EOP 又は SOP での対応中、恒設の電源設備・注水設備等が使用できない場合もしくはそのおそれがある場合には、可搬型設備等の具体的な操作手順を記載した EHG を使用し、事故収束に向けた対応処置を実施する。

有効性評価の各シナリオについて、運転手順書における重大事故対応について以降に示す。

高圧・低圧注水機能喪失

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（L-3）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。

全給水喪失により原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B：水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが、起動に失敗する。高圧注水機能喪失を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系を手動起動、又は原子炉水位L-1にて自動起動信号が発信されるが、全て機能喪失することを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失^{※1}に伴い、原子炉水位が低下するため、復水移送ポンプ2台を起動し「急速減圧」へ移行する。

※1 高圧代替注水系の起動は解析では考慮しない。

C：急速減圧「C2」

復水移送ポンプ2台起動を確認後、逃がし安全弁6弁を開放し原子炉を減圧する。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認し「水位確保」へ移行する。

D：水位確保「RC/L」

復水移送ポンプによる注水が開始され原子炉水位をL-3～L-8に維持する。

E：PCV圧力制御「PC/P」

残留熱除去系の除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇する。格納容器圧力を監視し、格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。

PCV圧力0.384MPa[gage]：大容量送水ポンプ（タイプI）による格納容器代替スプレイ実施。（間欠運転）

PCV圧力0.427MPa[gage]：原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施。

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 2.1 高圧・低圧注水機能喪失

高圧注水・減圧機能喪失

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 (L-3) 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。

全給水喪失により原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B: 水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが、起動に失敗する。

原子炉水位L-1にて残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレイ系の自動起動を確認する。

また、高圧注水系機能喪失に伴い、原子炉水位が低下するため「急速減圧」へ移行する。

C: 急速減圧「C2」

代替自動減圧機能により逃がし安全弁2弁^{*1}が自動で開放し、原子炉が減圧となる。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認し「水位確保」へ移行する。

※1 実際の操作では逃がし安全弁6弁を手動開放するが、解析では代替自動減圧機能により原子炉を減圧する。

D: 水位確保「RC/L」

残留熱除去系 (低圧注水モード) 及び低圧炉心スプレイ系による注水を開始され原子炉水位L-3～L-8に維持する。

E: S/P温度制御「SP/T」

サブレーションプール水温度の上昇により残留熱除去系 (サブレーションプール水冷却モード) を運転する。

F: 減圧冷却「CD」

原子炉冷温停止に移行するため、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を運転する。

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 2.2 高圧注水・減圧機能喪失

全交流動力電源喪失
(外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗

事故対応操作補足説明

外部電源が喪失し、主蒸気止め弁閉により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」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B：水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉隔離時冷却系により注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位をL-2～L-8^{*1}に維持する。

※1 実際の原子炉水位調整はL-3～L-8で維持するが、解析ではL-2～L-8で維持する。

C：交流電源喪失「C6」

外部電源及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。

常設代替交流電源設備からの受電までの間、直流電源確保のため直流電源負荷の切り離しを行う。

24時間後、常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。

D：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、サブレーションプール水温度が上昇する。

サブレーションプール水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。

E：急速減圧「C2」

復水移送ポンプを1台^{*2}起動後、逃がし安全弁2弁^{*3}を開放し原子炉を減圧する。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。

※2 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析では1台起動とする。

※3 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。

F：減圧冷却「CD」

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始し、原子炉水及びサブレーションプール水を冷却する。

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 2.3-1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗

全交流動力電源喪失
(外部電源喪失+DG失敗) + 高圧 ECCS 失敗

事故対応操作補足説明

外部電源が喪失し、主蒸気止め弁閉により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」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B：水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発信するが、起動に失敗する。その後、高圧代替注水系を手動起動し、高圧代替注水系により原子炉への注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位をL-2~L-8*1に維持する。

※1 実際の原子炉水位調整はL-3~L-8で維持するが、解析ではL-2~L-8で維持する。

C：交流電源喪失「C6」

外部電源及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。

常設代替交流電源設備からの受電までの間、直流電源確保のため直流電源負荷の切り離しを行う。

24時間後、常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。

D：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、サブレンジンポンプ水温度が上昇する。

サブレンジンポンプ水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。

E：急速減圧「C2」

復水移送ポンプを1台*2起動後、逃がし安全弁2弁*3を開放し原子炉を減圧する。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。

※2 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析では1台起動とする。

※3 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。

F：減圧冷却「CD」

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始し、原子炉水及びサブレンジンポンプ水を冷却する。

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 2.3-2 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高圧 ECCS 失敗)

全交流動力電源喪失
(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失

事故対応操作補足説明

外部電源の喪失により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。
直流電源喪失により「直流電源喪失」へ移行する。
交流電源喪失により「交流電源喪失」へ移行する。

B：直流電源喪失「C5」

125V代替蓄電池からの受電により直流電源を復旧し、高圧代替注水系を手動起動して原子炉水位をL-2～L-8^{*1}で維持する。

125V代替蓄電池から電源車へ切替える。

※1 実際の原子炉水位調整はL-3～L-8で維持するが、解析ではL-2～L-8で維持する。

C：交流電源喪失「C6」

外部電源及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失により、全交流電源喪失となる。

24時間後、常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。

D：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、サブレンジンポンプ水温度が上昇する。

サブレンジンポンプ水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」へ移行する。

E：急速減圧「C2」

復水移送ポンプを1台^{*2}起動後、逃がし安全弁2弁^{*3}を開放し原子炉を減圧する。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。

※2 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析上では1台起動とする。

※3 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。

F：水位確保「RC/L」

復水移送ポンプによる注水が開始され原子炉水位をL-3～L-8に維持する。

G：減圧冷却「CD」

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始し、原子炉水及びサブレンジンポンプ水を冷却する。

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 2.3-3 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失)

全交流動力電源喪失
 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV 再閉失敗
 +HPCS 失敗

事故対応操作補足説明

外部電源が喪失し、主蒸気止め弁閉により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」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B：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。

常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。

C：水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発信するが、起動に失敗する。

このため、高圧代替注水系を手動起動し、高圧代替注水系により原子炉への注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。

その後、原子炉圧力の低下に伴い高圧代替注水系が機能喪失するため、復水移送ポンプ2台を起動し「急速減圧」へ移行する。

D：急速減圧「C2」

復水移送ポンプを2台起動後、逃がし安全弁6弁を開放し原子炉を減圧する。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認後、「水位確保」へ移行する。

E：水位確保「RC/L」

復水移送ポンプによる注水が開始され原子炉水位をL-3～L-8に維持する。

F：減圧冷却「CD」

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保後、残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始し、原子炉水及びサブレーション水を冷却する。

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 2.3-4 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +SRV 再閉失敗 +HPCS 失敗

**崩壊熱除去機能喪失
(取水機能が喪失した場合)**

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(L-3)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」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B: 水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉に注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位をL-2~L-8^{*1}で維持する。

※1 実際の原子炉水位調整はL-3~L-8で維持するが、解析ではL-2~L-8で維持する。

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。

常設代替交流電源設備からの受電により非常用交流母線が復旧する。

D: S/P温度制御「SP/T」

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、サブレーションポンプル水温度が上昇する。

これにより「減圧冷却」に移行する。

E: 減圧冷却「CD」

サブレーションポンプル水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。

F: 急速減圧「C2」

復水移送ポンプの1台^{*2}起動を確認し、逃がし安全弁2弁^{*3}を開放し原子炉を減圧する。

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。

※2 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析では1台起動とする。

※3 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。

G: 減圧冷却「CD」

原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確認後、残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱運転を開始し、原子炉水及びサブレーションポンプル水を冷却する。

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 2.4-1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)

崩壊熱除去機能喪失
(残留熱除去系が故障した場合)

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 (L-3) 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。
全給水喪失により原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B: 水位確保「RC/L」
原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉への注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。
原子炉水位をL-2~L-8^{*1}で維持する。
※1 実際の原子炉水位調整はL-3~L-8で維持するが、解析ではL-2~L-8で維持する。

C: S/P温度制御「SP/T」
残留熱除去系 (サブプレッションポンプ冷却モード) を起動するが、起動に失敗しサブプレッションポンプ冷却モードが上昇する。これにより「減圧冷却」に移行する。

D: 減圧冷却「CD」
サブプレッションポンプ冷却モードの上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。

E: 急速減圧「C2」
高压炉心スプレイ系の起動を確認し、逃がし安全弁2弁^{*2}を開放し原子炉を減圧する。
減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。
※2 実際の操作では逃がし安全弁6弁開放するが、解析では急速減圧の最小弁数2弁にて減圧する。

F: PCV圧力制御「PC/P」
残留熱除去系の除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇する。格納容器圧力を監視し、格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。
PCV圧力 0.384MPa[gage]: 大容量送水ポンプ (タイプI) による格納容器スプレイ実施。(間欠運転)
PCV圧力 0.427MPa[gage]: 原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施。

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 2.4-2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)

原子炉停止機能喪失

事故対応操作補足説明

主蒸気隔離弁全閉により原子炉スクラム信号が発信する。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。

原子炉スクラム失敗のため、「反応度制御」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。（「反応度制御」実施中は、「直流電源喪失」、「交流電源喪失」以外の操作は実施しない。）

B：反応度制御「RC/Q」

原子炉スクラム失敗を確認し、「SLC」「水位」「CR」^{*1}の操作を並行して行う。

「SLC」操作

サブレーションプール水温度が49℃^{*2}を確認した10分後、ほう酸水注入系を起動し、ほう酸水注入操作を行う。

ほう酸水全量注水が完了したら、ほう酸水注入ポンプを停止し原子炉未臨界を確認する。

なお、原子炉水位はL-3～L-8で維持する。

また、サブレーションプール水温度の上昇により残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）運転を開始する。

「水位」操作

格納容器圧力13.7kPa[gage]で高圧炉心スプレイス系、原子炉水位L-2で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水を開始する。また、復水器ホットウェルの水位低下に伴う給水ポンプトリップにより全給水喪失に至るが、原子炉水位は高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系により維持される。

自動減圧系作動阻止機能作動確認

中性子束高（10%以上）かつ原子炉水位L-2にて自動減圧機能及び代替自動減圧機能の作動が阻止される。

※1 解析では「CR」操作を期待しないものとする。

※2 実際の操作ではサブレーションプール水温度が49℃到達を確認後、ほう酸水注入操作を行うが、解析では10分後起動する。

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 2.5 原子炉停止機能喪失

LOCA時注水機能喪失

事故対応操作補足説明

中小破断LOCAの発生及び全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（L-3）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」へ移行及び原子炉水位が低下するため「水位確保」へ移行する。

B：水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2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起動するが、原子炉水位が低下し、有効燃料頂部以上維持不可となり「水位回復」へ移行する。

C：交流電源喪失「C6」

外部電源及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。

常設代替交流電源設備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」

原子炉水位L-1にて残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイスの自動起動信号は発生するが、起動に失敗する。

原子炉水位は有効燃料頂部以下を継続し、最長許容炉心露出時間の禁止領域となり「炉心損傷初期対応」へ移行する。

E：炉心損傷初期対応「C4」

格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷なしを確認する。

F：SP/T温度制御「SP/T」

残留熱除去系の除熱機能喪失により、サブレーションポンプ水温度が上昇する。

サブレーションポンプ水温度の上昇に伴い、S/P熱容量制限値となり「急速減圧」に移行する。

G：急速減圧「C2」

復水移送ポンプの1台^{※1}起動後、逃がし安全弁2弁^{※2}を開放して原子炉を減圧する。

減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認する。

※1 実際の操作では復水移送ポンプ2台を起動するが、解析では1台とする。

※2 実際の操作では逃がし安全弁6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：水位確保「RC/L」

復水移送ポンプによる注水により原子炉水位が上昇し、有効燃料頂部以上となる。その後、原子炉水位L-3～L-8に維持する。

I：PCV圧力制御「PC/P」

残留熱除去系の除熱機能喪失により格納容器圧力が上昇する。格納容器圧力を監視し、格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。

PCV圧力 0.384MPa[gage]：大容量送水ポンプ（タイプI）による格納容器スプレイ実施。（間欠運転）

PCV圧力 0.427MPa[gage]：原子炉格納容器フィルタベント系によるベント実施。

格納容器バイパス

(インターフェイスシステムLOCA)

事故対応操作補足説明

ISLOCAの発生及び全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低(L-3)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。

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。

ISLOCA発生及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」へ移行する。

原子炉建屋の漏えいを確認し、「二次格納容器制御」へ移行する。

B:水位確保「RC/L」

原子炉水位L-2にて原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水が開始される。さらに原子炉水位が低下し原子炉水位L-1にて残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレイレイ系が自動起動することを確認する。

C:二次格納容器制御「SC」

高圧炉心スプレイレイ系の隔離操作を実施するが隔離に失敗する。

(非常時操作手順書(事象ベース)「ISLOCA」)

漏えい個所の特定、隔離操作を実施する。

漏えい箇所の隔離不能のため残留熱除去系及び低圧炉心スプレイレイ系を起動確認後、原子炉の急速減圧を実施する。

破断箇所からの漏えい抑制のため、残留熱除去系及び低圧炉心スプレイレイ系により原子炉水位を高圧炉心スプレイレイ系以下(有効燃料頂部付近)に維持する。

その後、現場操作により高圧炉心スプレイレイ系の隔離操作が成功し、原子炉水位をL-3~L-8に維持する。

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 2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

15. 原子炉停止機能喪失時の運転操作について

1. 反応度制御の導入

プラント運転中において、何らかの異常が発生し、自動スクラム又は手動スクラムした場合、運転員はスクラムの成功を中央制御室の制御棒位置表示により全制御棒が全挿入していること、中性子束が減少していることで確認する。

自動スクラム信号が発生しても制御棒が挿入しない場合、直ちに手動スクラムを試みる。

上記操作によっても、全制御棒の「全挿入」又は「02ポジション^{※1}」までの挿入が確認できない場合、原子炉停止機能喪失（以下、「ATWS」という。）と判断^{※2}し、運転員は非常時操作手順書（徴候ベース）の「反応度制御」に従い、原子炉を安全に停止させる操作を行う。

- ※1 各制御棒は鉛直方向に 48 ポジションに区分しており、2 ポジション単位で挿入・引抜が可能である。なお、全挿入位置は 00 ポジション、全引抜位置は 48 ポジションである。
- ※2 ATWSは制御棒の挿入状態により判断し、部分的に挿入されていない場合もATWSと判断する。

2. 反応度制御の操作内容

ATWS判断後、反応度制御中は原子炉出力を確認し、出力に応じて以下の操作を実施する。

(1) 原子炉出力が3%未満の場合

原子炉水位をL-3からL-8に維持し、並行して制御棒の挿入操作を実施する。

(2) 原子炉出力が3%以上の場合

原子炉再循環ポンプ停止により原子炉出力を抑制後、「ほう酸水注入系起動操作」、「原子炉水位制御操作」、「制御棒挿入操作」を適宜並行で実施する。

なお、対応操作を同時に実施することが困難な場合には、「①ほう酸水注入系起動操作、②原子炉水位制御操作、③制御棒挿入操作」の優先順位で対応することを手順書に定めている。

① ほう酸水注入系起動操作

以下の判断基準により、ほう酸水注入系起動操作を実施する。

《判断基準》

- ・ サプレッションプール水温度が 49℃以上
- ・ 中性子束振動異常^{※3}が発生

② 原子炉水位制御操作

原子炉から放出される蒸気によるサプレッションプール水温度上昇が継続す

ること及び格納容器過圧を防止するため、「原子炉隔離状態かつ原子炉出力3%以上」または「原子炉出力40%以上」で原子炉水位を低下させ^{※4}、原子炉出力を抑制する。

③ 制御棒挿入操作

中央制御室及び現場において、制御棒の挿入操作を実施する。

なお、制御棒の挿入方法としては、「手動による代替制御棒挿入機能の作動」、「制御棒駆動水圧系による制御棒挿入」、「スクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム」、「中央制御室におけるスクラムパイロット弁用ヒューズ引抜」等がある。

※3 ATWS時、逃がし安全弁により原子炉圧力を安定させ、以下のいずれかの場合に中性子束振動異常を判断する。

- ・ APRM指示：2～3秒周期で変動 振幅20%以上
- ・ LPRM指示：2～3秒周期で変動 振幅10%以上

※4 原子炉水位低下操作は、給水系及び高圧注水機能による原子炉への注水量を減少させ原子炉水位を低下し、原子炉水位L-2を維持する。原子炉水位L-2を維持できない場合には、L-1+1000mm以上に維持するよう注水量を調整する。

3. 反応度制御の脱出

反応度制御の脱出は、全制御棒が「全挿入」または「02ポジション」まで挿入された場合、もしくは、ほう酸水が全量注入された場合となる。

また、ほう酸水注入操作中に、全制御棒が「全挿入」又は「02ポジション」まで挿入された場合、ほう酸水注入系を停止する。

なお、ほう酸水の全量注入を確認した場合は、ほう酸水注入系ポンプを停止し、原子炉水位を通常制御範囲であるL-3～L-8に回復させる。これにより、自然循環流量が増加し、ほう酸が炉心全体にわたって拡散される。

4. 反応度制御における判断者

非常時操作手順書（徴候ベース）に従い、「発電課長」が判断し、ほう酸水注入系起動操作及び原子炉水位低下操作を実施する。

16. 原子炉停止機能喪失時の運転点について

原子炉停止機能喪失時における，運転特性図上に運転点の推移を示した図を，図 16-1 として示す。

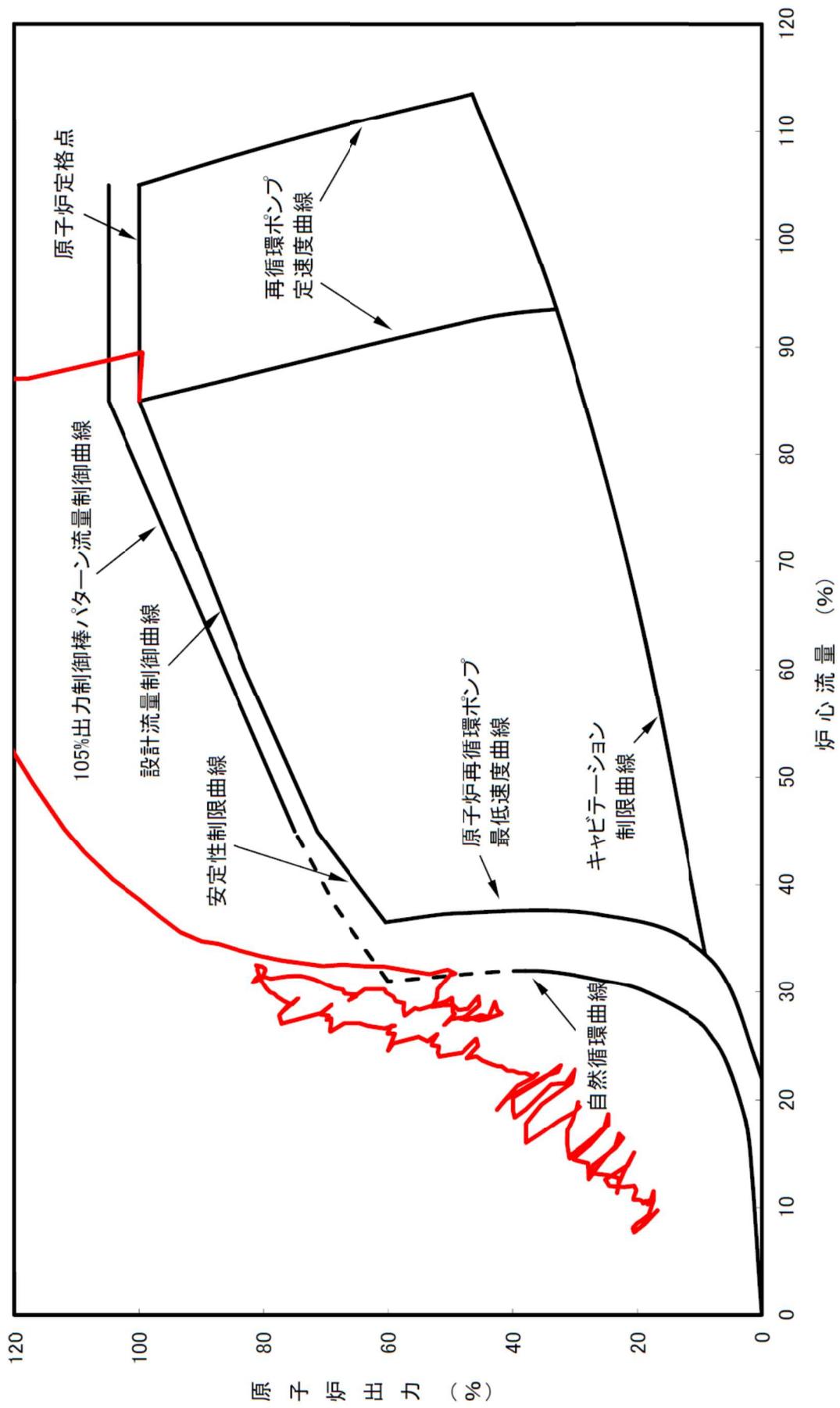


図 16-1 原子炉停止機能喪失時における、運転特性図上での運転点の推移

21. スペーサ位置における燃料被覆管温度について

図21-1に原子炉停止機能喪失時における燃料被覆管温度のファーストピーク及びセカンドピークを示す。ファーストピークは14ノードで発生し、セカンドピークは18ノードで発生している。

図21-2にスペーサ位置に相当する燃料被覆管温度を示す。

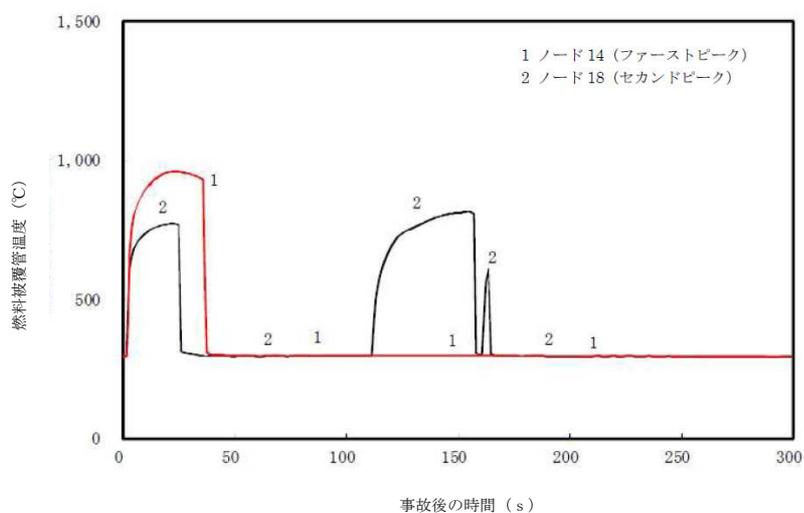


図 21-1 燃料被覆管温度（ファーストピーク，セカンドピーク）

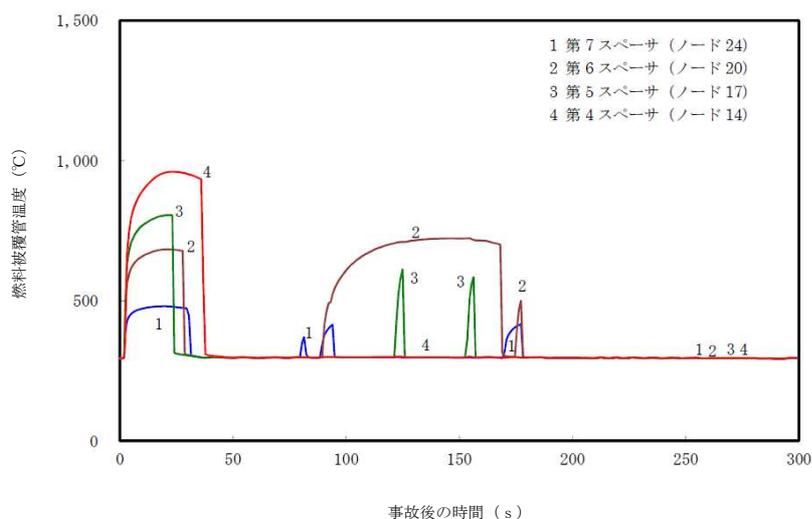
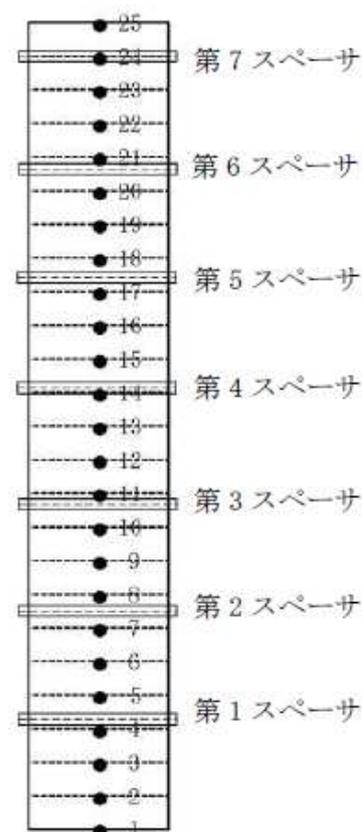


図 21-2 スペーサ位置相当の燃料被覆管温度



参考図
スペーサと評価ノードの
位置関係

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

図22-1に、原子炉停止機能喪失時における燃料被覆管温度の推移（～事象発生5分）を示す。以下の理由により、事象発生5分以降も燃料被覆管温度に有意な変動はなく、燃料の健全性は十分に確保された状態にあると考えられる。

図22-2に原子炉水位変化（シュラウド外）の推移を示すが、給水流量喪失後にシュラウド外水位はレベル1近傍となり、5分以降もレベル1近傍に維持される。この状態において、シュラウド内は、上部プレナムへHPCSによる注水が行われ、飽和水及び蒸気で満たされているため、炉心冷却が維持されている。また、原子炉出力が維持された状態であることから、HPCSの注水に伴う蒸気凝縮による炉心露出も発生しない。さらに、自然循環力は維持されていることから炉心流量も確保され、燃料は安定して冷却された状態にある。（燃料被覆管温度は冷却材の飽和温度程度に維持された状態にある。）

また、図 22-3 に中性子束及び炉心流量の推移を示す。電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップした後は逃がし安全弁の作動による変動はあるものの、原子炉出力が低く、上述のとおり炉心流量も確保されているため、燃料被覆管温度が大きく上昇することは無い。

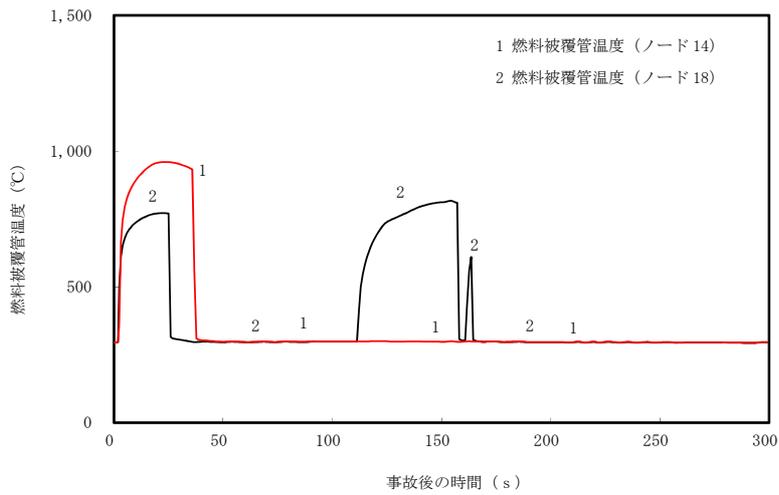


図 22-1 燃料被覆管温度の推移 (ノード 14, ノード 18)

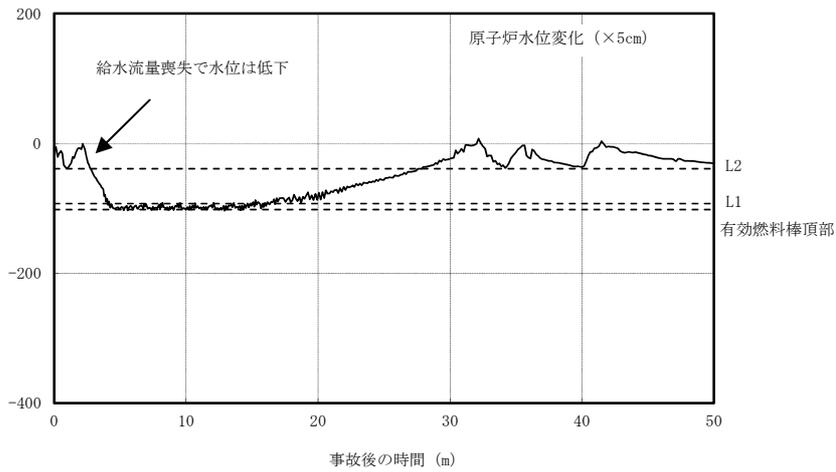


図 22-2 原子炉水位変化 (シュラウド外) の推移

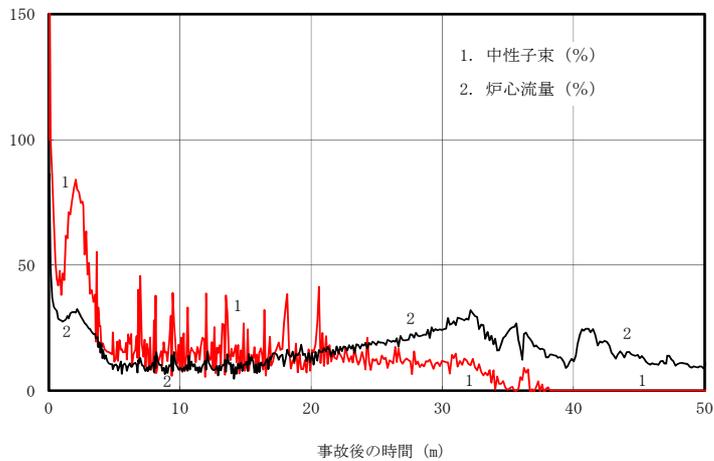


図 22-3 中性子束及び炉心流量の推移

23. 給水温度条件の根拠について

原子炉停止機能喪失の評価に用いる給水温度評価モデルの概要を図23-1に示す。給水エンタルピー変化は、図23-2に示すとおり、設計ヒートバランスによる給復水系各部の給水エンタルピーと配管体積及び給水流量から算出する。給水エンタルピー変化は、加熱器の熱慣性として一次遅れ要素を考慮する。

結果、給水温度（給水エンタルピーより変換）は、初期温度216°Cから主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、400秒程度で33°Cまで低下し、その後は33°C一定として設定している。

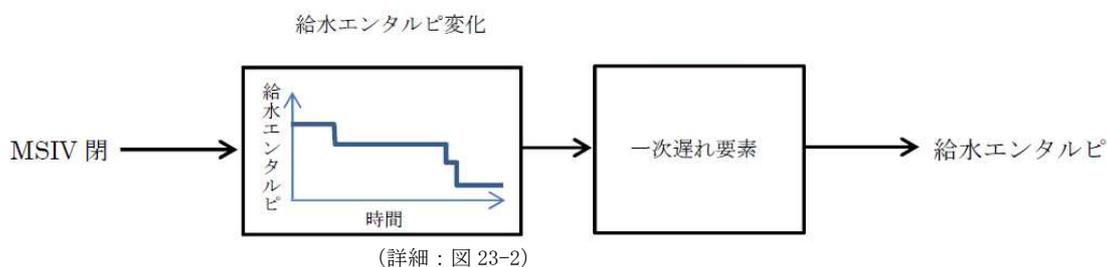


図 23-1 給水温度評価モデルの概要



図 23-2 給水加熱喪失を模擬するエンタルピー変化

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。

補足 23-1

24. 重要事故シナリオ等の選定

24.1 炉心損傷事故シナリオと炉心損傷防止対策及び重要事故シナリオの選定

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)	初定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要する方 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)				選定した重要事故シナリオと選定理由
		a	b	c	d	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	高圧代替注水系 ・ 高圧代替注水系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉格納容器代替 スプレッド冷却系 ・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器 ファイラータバメント系	低	高	高	高	<p><aの観点> 「サポータ系喪失」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><bの観点> 「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「サポータ系喪失」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><cの観点> SRV再開失敗を含む場合は、SRVにより一定程度減圧されるため、再開成功時よりも速やかに低圧状態に移行し、原子炉減圧を必要とせず低圧系による注水を開始できることから「低」とし、SRV再開失敗を含まない場合を「高」とした。</p> <p><dの観点> 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 過渡事象 + SRV再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		低	高	低	高				
	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再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		低	低	低	低				
	⑤ サポータ系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗		中	低	高	低				
	⑥ サポータ系喪失 + SRV再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS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 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)				選定した重要事故シナリオと選定理由
			a	b	c	d	
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		低	高	中	高	<p>【重要事故シナリオの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シナリオが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「<u>過渡事象＋高圧ECCS失敗</u>」 ②「<u>手動減圧失敗</u>」 を重要事故シナリオとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シナリオの扱い】 ①以外に重要性が高く評価されている事故シナリオはない。</p>
	②手動停止＋高圧ECCS失敗 ＋原子炉手動減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 代替自動減圧機能 	低	低	中	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	

事故シケケンスグループ	事故シケケンス (◎は選定した重要事故シケケンス)	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)	重要事故シケケンスの選定の考え方 備考 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シケケンス)					選定した重要事故シケケンスと選定理由
			a	b	c	d		
全交流動力電源喪失	◎ ① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内常設直流電源設備による) 手動減圧 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 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水系 原子炉格納容器フィルタバベント系 	-	-	-	-	抽出されたシケケンスが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「一」とした。	①を重要事故シケケンスとして選定。
	◎ ① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 高圧代替注水系 (所内常設直流電源設備による) 蓄電式直流電源設備 電源供給 低圧代替注水系 (常設) 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水系 原子炉格納容器フィルタバベント系 	-	-	-	-	抽出されたシケケンスが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「一」とした。	①を重要事故シケケンスとして選定。
	◎ ① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 (動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 手動減圧 高圧代替注水系 (動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 蓄電式直流電源設備による電源供給 低圧代替注水系 (常設) 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水系 原子炉格納容器フィルタバベント系 	-	-	-	-	抽出されたシケケンスが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「一」とした。	①を重要事故シケケンスとして選定。
	◎ ① 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 直流電源喪失 + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 可搬型代替直流電源設備 手動減圧 低圧代替注水系 (常設) 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水系 原子炉格納容器フィルタバベント系 常設代替交流電源設備 	-	-	-	-	抽出されたシケケンスが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「一」とした。	①を重要事故シケケンスとして選定。

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)	重要事故シナリオの選定の考え方 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)				選定した重要事故シナリオと選定理由	
		a	b	c	d		
崩壊熱 除去機能喪失	<p>対応する主要な炉心損傷防止対策 (下欄は有効性を確認する主な対策)</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器代替 スプレッド冷却系 原子炉補機代替冷却水系 原子炉格納容器 フイリタイベント系 	◎ ①過渡事象+崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起因事象を含む)	高	中	高	低	<p>【重要事故シナリオの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より, ①の事故シナリオが最も「高」と「中」が多いことから, ◎「<u>過渡事象+崩壊熱除去失敗</u>」を重要事故シナリオとして選定した。</p> <p>なお, 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】 ・◎「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。</p>
		②過渡事象+SRV再開失敗+崩壊熱除去失敗 (「外部電源喪失」の起因事象を含む)	高	中	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サポータ系喪失+崩壊熱除去失敗	中	低	低	低	
		⑥サポータ系喪失+SRV再開失敗+崩壊熱除去失敗	中	低	低	低	
		⑦中小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	低	中	高	低	
		⑧大破断LOCA+崩壊熱除去失敗	低	中	高	低	

事故シークエンスグループ	①は選定した重要事故シークエンス 事故シークエンス (①は選定した重要事故シークエンス)	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)	重要事故シークエンスの選定の考え方 備考 (a:系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代断シークエンス)	選定した重要事故シークエンスと選定理由
		a b c d		
	◎ ①過渡事象+原子炉停止失敗		<p><aの観点> 「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。</p> <p><bの観点> 「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いため、「高」とした。</p>	<p>【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, c, dの評価結果より、①の事故シークエンスが最も「高」と「中」が多いことから、 ◎「過渡事象+原子炉停止失敗」 を重要事故シークエンスとして選定した。</p>
原子炉停止機能喪失	◎ ②中小破断LOCA+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ほう酸水注入系 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 高圧ECCS 残留熱除去系 代替制御棒挿入機能 	<p><cの観点> 設備容量としては、原子炉停止機能に関しては差がない。原子炉内が中圧～高圧で維持されるシークエンスにおいて、注水可能な系統が高圧系に限定されることから、過渡時のスクラム失敗が高圧系で炉心冷却を維持できるシークエンスをベースとして「中」とした。高圧系のうちRCICに期待できない場合がある中小破断LOCAを「高」、低圧シークエンスである大破断LOCAは低圧系に期待できることから「低」とした。</p>	<p>【重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い】 ・②の事故シークエンスについては、LOCAを起因事象としている点 が、①の事故シークエンスと異なる。LOCAを起因とするシークエンスについては、「代替制御棒挿入機能」及び「代替原子炉再循環ポンプトリップ機能」による反応度制御により対応できる。本シークエンスは①のシークエンスにおいて「代替制御棒挿入機能」の有効性を確認することと①の重要事故シークエンスに包絡されている。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ークエンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において評価する。</p>
	◎ ③大破断LOCA+原子炉停止失敗		<p><dの観点> 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて、「高」とした。また、事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて、「中」とし、10%未満の事故シークエンスについて、「低」とした。</p>	

2.4.2.1 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
解積で想定する格納容器破損モード 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	1. 3E-09	TQUV	0.0%	【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・ LOCA は一次系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。 ・ これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) 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。 【事象進展の厳しさの観点】 ・ LOCA は破断口から格納容器ドライウエルへ直接冷却材のプロードダウンが起こるため、圧力上昇が厳しい。 ・ また、炉心水位の低下・炉心露出が早いいため、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。 なお、「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ナリオである AE に全交流動力電源喪失 (SBO) 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。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。	AE+SBO
		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%		
		TQUV	0.0%		【事象進展緩和の余裕時間の観点】 ・ 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。 ・ これに ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失 (SBO) 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。 【事象進展の厳しさの観点】 ・ LOCA は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。 なお、「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 97.7% 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ナリオである AE に全交流動力電源喪失 (SBO) 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。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。
TQUX	97.7%				
長期 TB	0.0%				
TBD	0.0%				
TBU	1.1%				
TBP	1.1%				
AE	0.0%				
S1E	0.0%				
S2E	0.0%				

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
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気 直接加熱	0. 0E+00	—	—	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉が高圧の状態での炉心損傷に至るシナジェンシスは、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。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。 <p>なお、「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プロラジリティの設定、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を求め、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、極めて低いと見做すため、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。</p> <p>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ナジェンシスである 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。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	TQUX
		<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> FCI については、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ナジェンシスとなる。 TQUX は、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくなかつた大量の溶融炉心がベデスタタルに落下する。 <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> 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、低圧シナジェンシス (TQUV, LOCA, TBP) となる。 LOCA 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ナジェンシスより少ないため、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧シナジェンシスより小さくなり、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が、LOCA においては、破断水 (飽和水) がベデスタタル部に滞留することから事象は厳しくならないと考えられる。 TBP については、事象初期の RCIC による一時的な注水を考慮すると、TQUV に比べて水位低下が遅く、事象進展が遅い。 <p>なお、「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 SIE である。TQUX の寄与割合が 75.5% と高いが、高圧シナジェンシ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。SIE の寄与割合が 22.1% と高いが、ベデスタタル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。また、TQUV については RHR 格納容器スプレッド冷却モードによる注水ができないため、格納容器下部に冷却材がなく、冷却材中に溶融炉心が落下する事象が発生しないことから、FCI 破損モード内 CFF に対する割合は 0% となる。有効性評価においては、原子炉格納容器下部注水系 (常設) が機能し、格納容器下部に水張りが実施されることを前提とした上で、厳しい PDS として TQUV を考慮する。</p>	TQUV		

解積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
溶融炉心・コンクリート 相互作用	1. 1E-10	TQUV	25.7%	<p>【事象進展緩和の余裕時間の厳しさをの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> •MCCIについては、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。 •TQUVは、事象進展が早く、対応時間の余裕が少なくなかつ大量の溶融炉心がベデスタルに落下する。 <p>【事象進展の厳しさをの観点】</p> <ul style="list-style-type: none"> •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。 •この観点から、高圧の状態が維持されるTQUX及びTBD、TBU、長期TBは、厳しくならぬことから選定対象から除外した。 •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)、中破断LOCA(SIE)及び大破断LOCA(AE)が抽出される。 •LOCAはベデスタル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。 <p>なお、「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53.3%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13.1%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。</p> <p>以上より、TQUVが最も厳しいPDSとなる。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能を維持可能である。</p>	TQUV
		TQUX	13.1%		
		長期TB	53.3%		
		TBD	4.0%		
		TBU	0.6%		
		TBP	0.4%		
		AE	<0.1%		
		SIE	2.8%		
		S2E	<0.1%		
		水素燃焼	0. 0E+00		—

2.4.2.2 格納容器破損防止対策の評価事故シークエンスの選定

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シークエンス※	格納容器破損防止対策	評価事故シークエ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+SBO	大破断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	○	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>一 事象進展の厳しさの観点】</p> <p>一 【対策の有効性の観点】</p> <p>格納容器過圧・過温破損に対する対策とその有効性を確認する観点から、AEに全交流動力電源喪失を重量させることで、電源復旧、注水機能確保のための設備が多く、格納容器破損防止対策による対応時間が厳しく、格納容器への注水、除熱対策の有効性を網羅的に確認できるシークエンスを選定した。</p>
	AE+SBO	大破断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	○	<p>【対策の有効性の観点】</p> <p>・低圧代替注水系（常設）</p> <p>・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</p> <p>・原子炉格納容器フィルタタレント系</p>
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	TQIX	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	○	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>対応時間が厳しいシナリオとして、過渡事象を選定する。</p> <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、原子炉圧力容器が高圧で維持されるSRV再開失敗を含まないシークエンスを選定した。</p> <p>【対策の有効性の観点】</p> <p>高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に対する対策とその他の有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器が高圧で維持されるシークエンスを選定した。</p>
		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	-	
		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	○	
原子炉圧力容器外の溶融燃料/ 冷却材相互作用	TQIV	過渡事象 + SRV再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + FCI発生	-	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p> <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <p>SRV再開失敗の成否の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再開失敗を含まないシークエンスを選定した。</p> <p>【対策の有効性の観点】</p> <p>原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用による圧力上昇が厳しくなる場合においても、格納容器圧力バウナダリの健全性が維持されることを確認する観点から、重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施せず、原子炉圧力容器破損前の原子炉圧力容器下部注水系（常設）による水張が実施されていることにより、ベデスタタル床面に水が存在する状態での圧力容器破損に至るシークエンスを選定した。</p>
		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再開失敗 + 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再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + FCI発生	-	<p>実ウランを用いた種々の実験から、水蒸気爆発が発生した場合においても機械的エネルギーへの変換効率は小さく、大規模な水蒸気爆発には至らないため、実験においても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が、解析により、圧力スバイクによる格納容器バウナダリの機能が喪失しないことを確認する。</p>		

※○は選定した重要事故シークエンスを示す。また、各シークエンスにおいて下線で示した部分が炉心損傷以降のシークエンスを示す

格納容器破損モード	最も厳しいPDS	事故シナリオケケンス※	格納容器破損防止対策	評価事故シナリオケケンスの選定の考え方	
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQIV	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) + デブプリ冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器下部注水系 (常設) (原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が流れ出す時点で、格納容器下部において溶融炉心の冷却に寄与する十分な水量及び水位の確保、かつ、溶融炉心の落下後に崩壊熱等を上回る注水) 	<p>【事象進展緩和の余裕時間の観点】</p> <p>原子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とする。</p> <p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <p>SRV再開失敗の成否の影響は小さいと考えられることから、発生頻度の観点からより大きいと考えられるSRV再開失敗を含むシナリオケケンスを選定した。</p> <p>【対策の有効性の観点】</p> <p>溶融炉心・コンクリート相互作用に対する対策とその有効性を確認する観点から、原子炉圧力容器下部注水系(常設)によるベデスタルへの水張の効力を確認するため、重大事故等対策である低圧代替注水系(常設)等による原子炉注水は実施しないものとして、ベデスタルへの水張により、ベデスタルの水位が確保された状態で原子炉圧力容器破損に至るシナリオケケンスを選定した。</p>	
		○			
		過渡事象 + SRV再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブプリ冷却失敗			-
		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) + デブプリ冷却失敗			-
		手動停止 + SRV再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブプリ冷却失敗			-
		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) + デブプリ冷却失敗			-
		サポート系喪失 + SRV再開失敗 + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (格納容器注水成功) + デブプリ冷却失敗			-
水素燃焼	AE+SBO	-	<ul style="list-style-type: none"> 窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化 	<p>【事象進展の厳しさの観点】</p> <p>【対策の有効性の観点】</p> <p>水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点から、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化の効果が大きく、相対的に酸素濃度が大きくなるシナリオケケンスを選定した。また、原子炉格納容器マイルドタレント系により酸素/水素混合ガスを原子炉格納容器外に排出し、事象収束することを想定したシナリオケケンスを選定した。</p>	

※○は選定した重要事故シナリオケケンスを示す。また、各シナリオケケンスにおいて下線で示した部分が炉心損傷以降のシナリオケケンスを示す

2.4.3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の評価事故シナリオの選定

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)	重大事故等対処設備等 (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 (審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シナリオと選定理由
			a	b	c	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ① 崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗	<ul style="list-style-type: none"> 待機中R.H.R. (低圧注水モード) 低圧代替注水系(常設) 	中	中	高	<p>【重要事故シナリオの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より、①の事故シナリオが最も「高」と「中」が多いことから、 ①「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」を重要事故シナリオとして選定した。</p> <p>【重要事故シナリオの選定】 ① 「外部電源喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については、対応する時間余裕については、①の事故シナリオと同等である。外部電源喪失を起因とするシナリオについては、事故シナリオグループ「全交流動力電源喪失」において評価する。</p>
	② 外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗 + 注水系失敗		中	中	低	

事故シケケンスグループ	事故シケケンス (◎は選定した重要事故シケケンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シケケンスの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シケケンスと選定理由
			a	b	c	
			備考 (a:余裕時間, b:設備容量, c:代表シケケンス)			
全交流動力 電源喪失	①外部電源喪失 +直流電源喪失 +HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系 (常設) ・原子炉補機代替冷却水系 ・常設代替交流電源設備 【直流電源喪失の対策】 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型代替直流電源設備 又は ・大容量送水ポンプ (タイプI) 	低	中	低	<p>選定した重要事故シケケンスと選定理由</p> <p>【重要事故シケケンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より, ①と②の事故シケケンスがともに「中」の数が同じであるが, cの観点から相対的に②の方が①より頻度が高いことから, ②「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗」を重要事故シケケンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シケケンスの扱い】 ・①③については, 選定したシケケンスにおいて直流電源復旧操作の有効性を確認することで重要事故シケケンスに包絡されると考えられる。</p>
	◎ ②外部電源喪失 +DG失敗+HPCS失敗		中	低	高	
	③外部電源喪失 +直流電源喪失		低	低	中	
	④外部電源喪失+DG失敗		低	低	中	

事故シークエンスグループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シークエンスの選定の考え方 (審査ガイドの着眼点に対応)			選定した重要事故シークエンスと選定理由
			a	b	c	
原子炉冷却材の流出	◎ ①RHR切替時の冷却材流出 +注水系失敗	<p>・待機中RHR (低圧注水モード)</p>	中	低	<aの観点> 緩和措置の実施に必要な時間はいずれのシークエンスにおいても同程度であることから、「中」とした。	<p>【重要事故シークエンスの選定】 着眼点a, b, cの評価結果より, ①の事故シークエンスが最も「高」が多いことから, ①「RHR切替時の冷却材流出+注水系失敗」を重要事故シークエンスとして選定した。</p> <p>【重要性が高く評価されている事故シークエンスの扱い】</p> <ul style="list-style-type: none"> ②「CUWブロー時の冷却材流出+注水系失敗」については, CDFが比較的大きいものの, 冷却材流出発生時には, ブロー水の排水先のRW設備の運転員による異常の認知にも期待でき, 認知は容易であると考えられるため, 選定から除外した。 ③「CRD交換時の冷却材流出+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については, 必要な設備容量が大きいものの, 運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり, 作業・操作場所と流出発生個所が同一であるため認知は容易であると考えられるため, 選定から除外した。
	②CUWブロー時の冷却材流出 +注水系失敗		中	低	<bの観点> 原子炉冷却材の流出流量が大きい「CRD交換時の冷却材流出」は, 約701m ³ /hの冷却材流出量であり, ECCSによる注水が必要であることから, 設備容量の観点で, 「中」とした。また, その他の事故シークエンスについては, 「低」とした。	
	③CRD交換時の冷却材流出 +注水系失敗		中	低	<cの観点(1事象発生当たりの頻度)> 事故シークエンスグループの中で最もCDFの高い事故シークエンスについて, 「高」とした。また, 事故シークエンスグループのうち最もCDFの高い事故シークエンスのCDFに対して10%以上の事故シークエンスについて, 「中」とし, 10%未満の事故シークエンスについて, 「低」とした。	
	④LPRM交換時の冷却材流出 +注水系失敗		中	低		
事故シークエンスグループ	事故シークエンス (◎は選定した重要事故シークエンス)	重大事故等対処設備等 (下線は有効性を確認する主な対策)	a	b	c	選定した重要事故シークエンスと選定理由
反応度の誤投入	◎ ①制御棒の誤引き抜き	<p>・起動領域モニタの原子炉周期信号によるスクラム</p>	-	-	<a, bの観点> 事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため, それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要であり, 「-」とした。	<p>①「制御棒の誤引き抜き」を重要事故シークエンスとして選定</p> <p>代表性の観点から, 停止余裕検査や停止時冷温臨界試験などの制御棒が2本以上引き抜ける試験時に, 制御棒1本が全引き抜きされている状態から, 他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ, 臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定した。</p>

25. サプレッションチェンバ等水位上昇時の計装設備への影響について

1. はじめに

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冷却等を継続した場合，ドライウエル及びサプレッションチェンバの水位は上昇する。ドライウエル水位は，ドライウエルとサプレッションチェンバを接続するベント管の下端位置 [] に到達以降，格納容器スプレイ水がサプレッションチェンバへ流入するため安定する。また，サプレシヨンプール水位は，外部水源注水量限界（通常水位から+約 2m []）に到達した場合，格納容器スプレイを停止する。

重大事故等時のドライウエル及びサプレッションチェンバの水位上昇時における計装設備への影響について評価する。

2. 評価結果

ドライウエル内に設置する重大事故等時に使用する計装設備としては，原子炉圧力容器表面温度計，ドライウエル温度計，格納容器下部水位計，ドライウエル水位計及び格納容器内水素濃度計(D/W)がある。ドライウエル水位がベント管下端位置 [] に到達した場合，格納容器下部水位計及びドライウエル水位計が水没するが，水位計であり，また，検出器から電気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いる。

サプレッションチェンバ内に設置する重大事故等時に使用する計装設備としては，サプレシヨンプール水温度計，圧力抑制室内空気温度計及び格納容器内水素濃度計(S/C)がある。サプレシヨンプール水位が外部水源注水量限界 [] に到達した場合，サプレシヨンプール水温度計が水没するが，水温度計であり，また，検出器から電気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いる。

表 25-1 に重大事故等時に使用するドライウエル内の計装設備の設置高さ，図 25-1 に重大事故等時に使用するドライウエル内の計装設備の配置を示す。また，表 25-2 に重大事故等時に使用するサプレッションチェンバ内の計装設備の設置高さ，図 25-2 に重大事故等時に使用するサプレッションチェンバ内の計装設備の配置を示す。

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 25-1 重大事故等時に使用するドライウエル内の計装設備の設置高さ

計装設備 (*1)		個数	検出器設置高さ	水没の有無	影響評価
①	原子炉圧力容器表面温度計	5		水没しない	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
②	ドライウエル温度計	11		水没しない	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
③	格納容器下部水位計	12		水没する	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
④	ドライウエル水位計	6		水没する	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
⑤	格納容器内水素濃度計(D/W)	2		水没しない	重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。

*1：表中の丸数字は図 25-1 の丸数字に対応する。



図 25-1 重大事故等時に使用するドライウエル内の計装設備の配置図

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。

表 25-2 重大事故等時に使用するサブプレッションチェンバ内の計装設備の設置高さ

計装設備 (*1)		個数	検出器設置高さ	水没の有無	影響評価
①	サブプレッションプール水温度計	16		水没する	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
②	圧力抑制室内空気温度計	4		水没しない	検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。
③	格納容器内水素濃度計(S/C)	2		水没しない	重大事故等時の耐環境性を考慮した設計としている。

*1：表中の丸数字は図 25-2 の丸数字に対応する。



図 25-2 重大事故等時に使用するサブプレッションチェンバ内の計装設備の配置図

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。

30. 原子炉格納容器フィルタベント系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違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、重大事故等対処設備として期待していない非常用ガス処理系（以下、SGTS）の起動が想定されることから、SGTS による系外放出を考慮した場合の被ばく評価結果への影響について確認した。また、SGTS が停止した状態において、原子炉建屋からの漏えいによる系外放出を考慮した場合についても被ばく評価結果への影響について確認した。以下に確認結果を示す。

（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 7.9×10^{-2} 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 9.7×10^{-2} 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。

したがって、原子炉格納容器フィルタベント系以外からの系外放出を考慮した場合、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 5mSv 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	原子炉格納容器フィルタベント系を介した放出時期が最も早い事故シーケンスを選定	2.2.1 (6) 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シーケンス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	1.11×10^{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	2.0×10^8 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	1.97×10^4 g/s	設計値	
	主蒸気流量	1.32×10^6 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	3.7×10^{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	—	
原子炉圧力容器からサ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。	
原子炉格納容器フィルタベント系による除染係数	無機よう素：500 有機よう素：50	設計値		
ベント開始時間	43 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	原子炉格納容器フィルタベント系 1時間 SGTS χ/Q : 60時間 D/Q : 40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	原子炉格納容器フィルタベント系 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 (χ/Q) および相対線量 (D/Q) (SGTS 作動時)

項目	原子炉格納容器フィルタベント系からの放出	SGTS からの放出
相対濃度 (s/m ³)	5.6×10^{-4}	1.7×10^{-6}
相対線量 (Gy/Bq)	2.7×10^{-18}	8.6×10^{-20}

※評価に用いる χ/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)

	原子炉格納容器フィルタ ベント系からの放出	SGTS からの放出
無機よう素	1.7×10^9	6.3×10^8
有機よう素	3.0×10^9	2.2×10^7
希ガス	1.6×10^{13}	3.2×10^{11}

※よう素：I-131 等価量，希ガス： γ 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)

	原子炉格納容器フィルタ ベント系からの放出	SGTS からの放出
無機よう素	1.3×10^{-2}	1.1×10^{-5}
有機よう素	2.3×10^{-2}	3.6×10^{-7}
希ガス	4.3×10^{-2}	2.8×10^{-5}
小計	7.9×10^{-2}	3.8×10^{-5}
合計	7.9×10^{-2}	

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	原子炉格納容器フィルタベント系を介した放出時期が最も早い事故シーケンスを選定	2.2.1 (6) 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シーケンス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	1.11×10^{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	2.0×10^8 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	1.97×10^4 g/s	設計値	
	主蒸気流量	1.32×10^6 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	3.7×10^{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	—	
原子炉圧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。	
原子炉格納容器フィルタベント系による除染係数	無機よう素：500 有機よう素：50	設計値		
ベント開始時間	43 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	原子炉格納容器フィルタベント系 1時間 建屋漏えい χ/Q : 100時間 D/Q : 60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 (χ/Q) および相対線量 (D/Q) (SGTS 停止時)

項目	原子炉格納容器フィルタベント系からの放出	原子炉建屋からの漏えい
相対濃度 (s/m^3)	5.6×10^{-4}	3.7×10^{-5}
相対線量 (Gy/Bq)	2.7×10^{-18}	7.8×10^{-19}

※評価に用いる χ/Q , D/Q は、陸側方向の方角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)

	原子炉格納容器フィルタ ベント系からの放出	原子炉建屋からの漏えい
無機よう素	1.7×10^9	4.9×10^{10}
有機よう素	3.0×10^9	1.7×10^9
希ガス	1.6×10^{13}	2.0×10^{11}

※よう素：I-131 等価量，希ガス： γ 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)

	原子炉格納容器フィルタ ベント系からの放出	原子炉建屋からの漏えい
無機よう素	1.3×10^{-2}	1.8×10^{-2}
有機よう素	2.3×10^{-2}	6.0×10^{-4}
希ガス	4.3×10^{-2}	1.6×10^{-4}
小計	7.9×10^{-2}	1.8×10^{-2}
合計	9.7×10^{-2}	

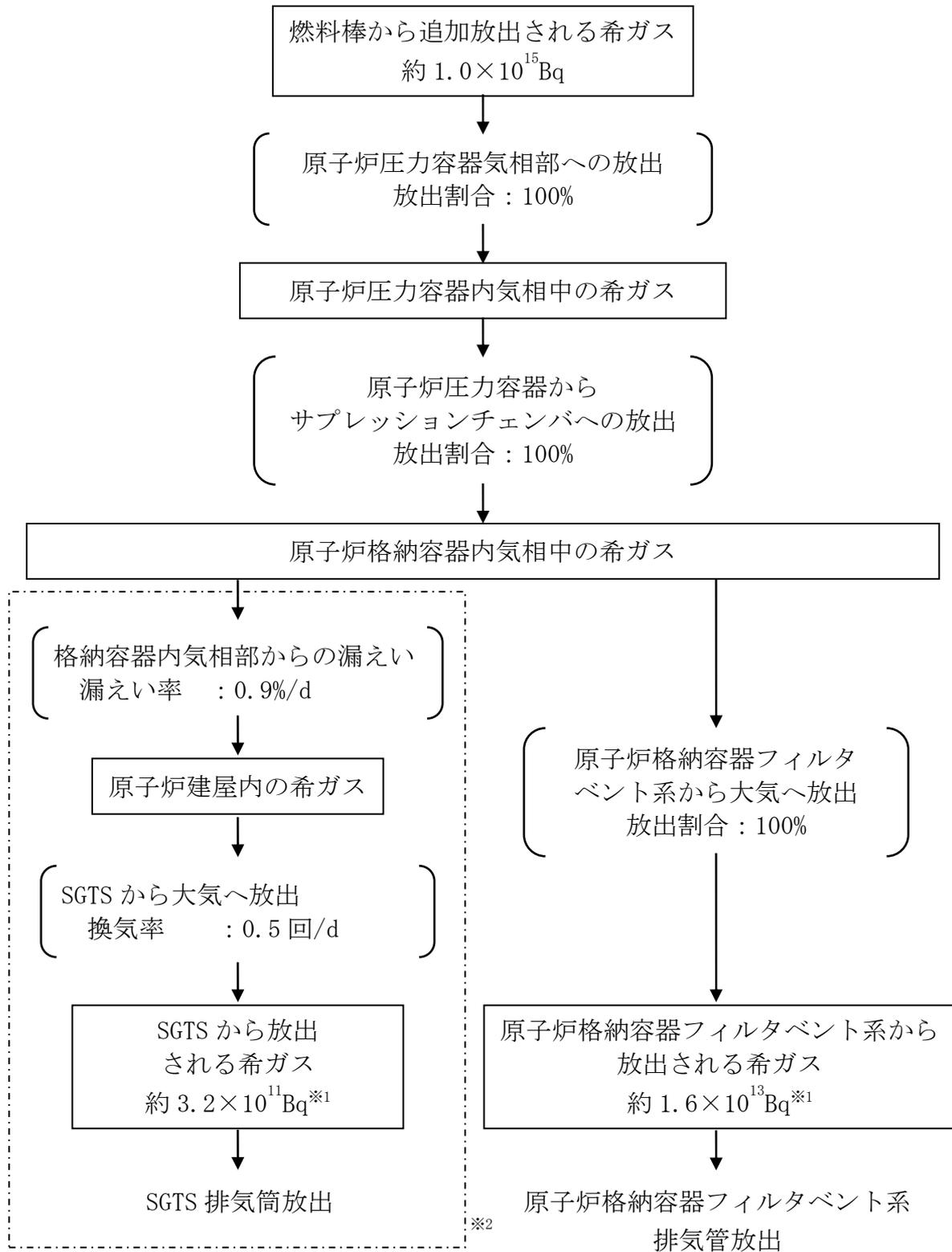


図 30-1-1 放射性希ガスの大気放出過程 (SGTS 作動時)
(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

※1 : 放射性物質の自然減衰を考慮

※2 : [] は原子炉格納容器フィルタベント系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

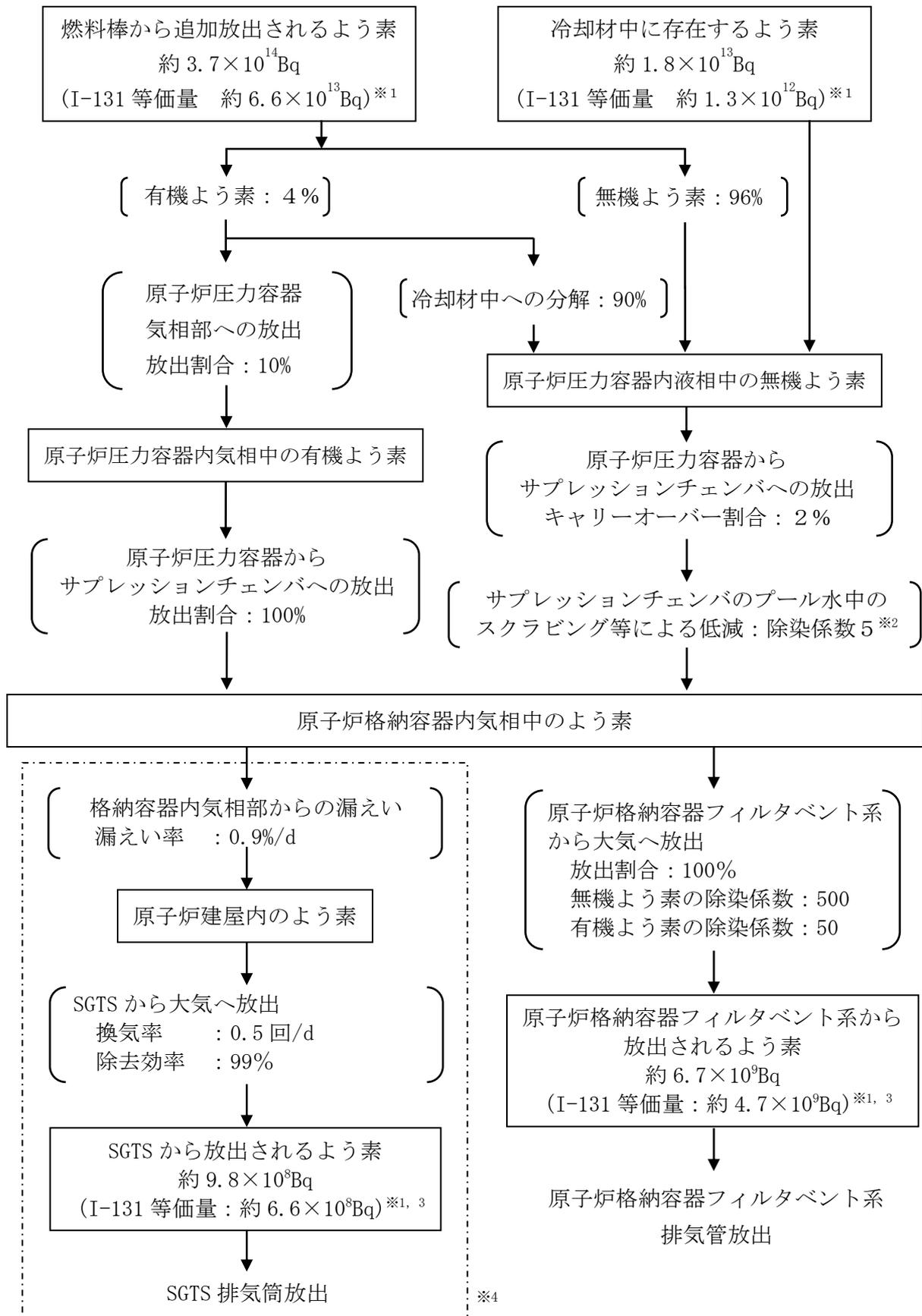


図 30-1-2 放射性よう素の大気放出過程 (SGTS 作動時)

※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：[]は原子炉格納容器フィルタベント系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

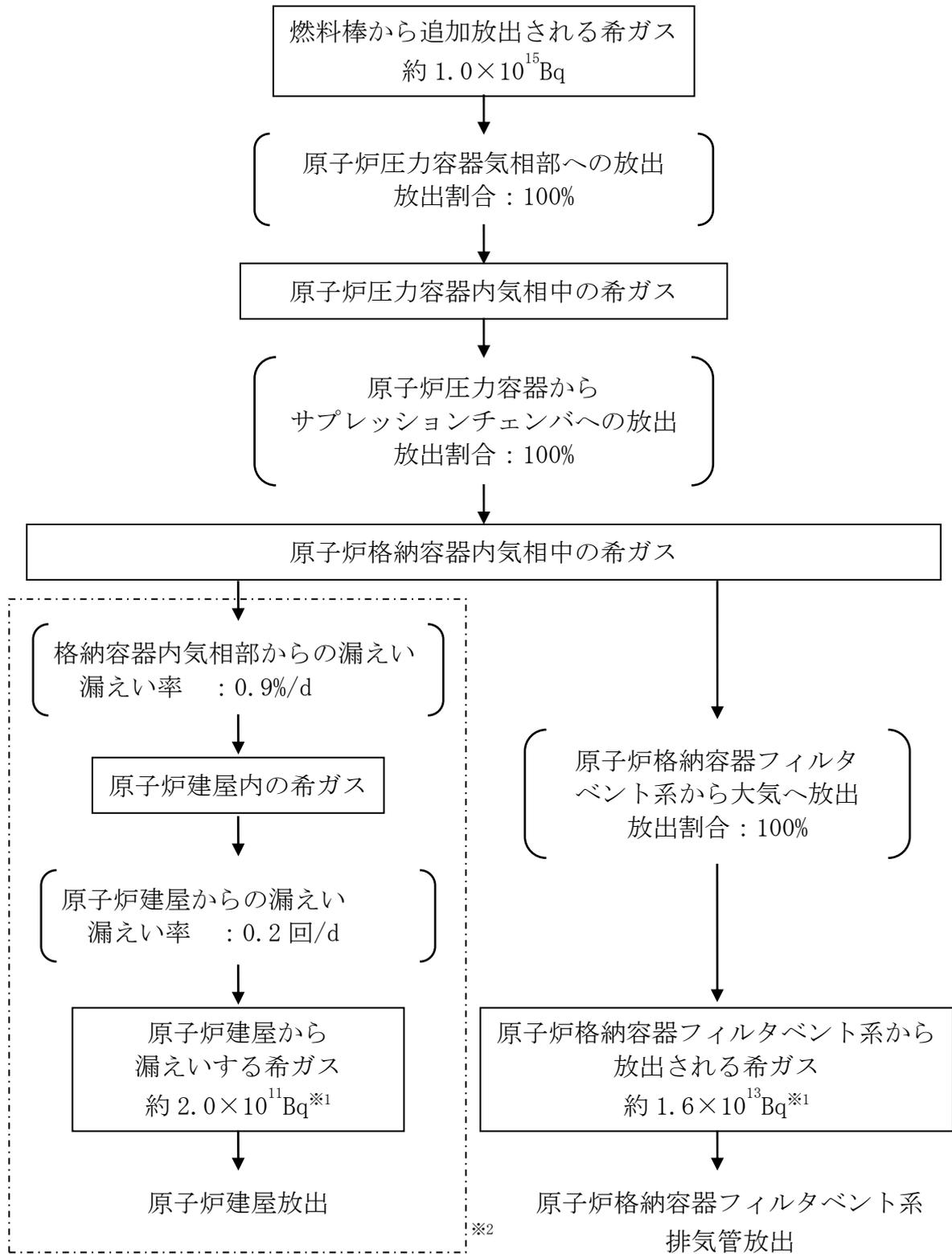


図 30-2-1 放射性希ガスの大気放出過程 (SGTS 停止時)
(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

※1 : 放射性物質の自然減衰を考慮

※2 : [] は原子炉格納容器フィルタベント系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

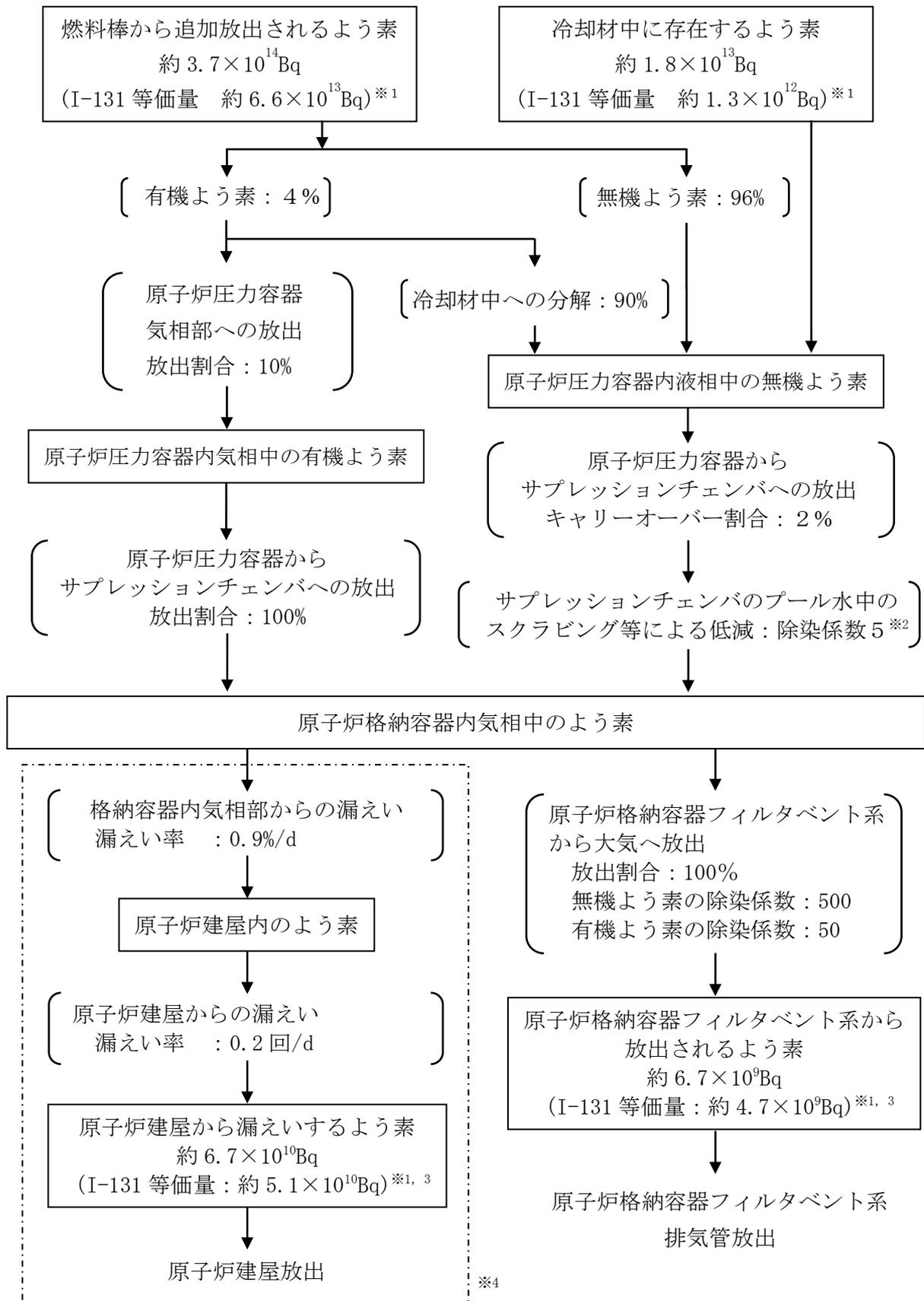


図 30-2-2 放射性よう素の大気放出過程 (SGTS 停止時)

※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 : [] は原子炉格納容器フィルタベント系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

32. 有効性評価における解析条件の変更等について

1. 有効性評価における解析条件等の変更について

(1) 申請書の解析結果から 2015 年 3 月 17 日審査会合までの変更点

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、「原子炉格納容器フィルタベント系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）」、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、「想定事故 1」及び「想定事故 2」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 1 「原子炉格納容器フィルタベント系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
原子炉格納容器フィルタベント系による除染係数	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 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 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。

表4 「想定事故1」及び「想定事故2」 解析条件

解析条件	変更前 (申請解析)	変更後	変更理由
燃料プールへの注水操作	事象発生8時間後	事象発生13時間後	屋外アクセスルートの詳細検討結果を踏まえ、変更した。

(2) 2015年3月17日審査会合からの変更点

[I] 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

- a. 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のシーケンス細分化
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス
としては、長期TBの1シーケンスのみとしていた。

しかし、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系等の機能喪失が重
畳する事故シーケンス (TBU, TBD, TBP) の取扱いについては、長期TBと
は安全機能の喪失状態及び期待する緩和系が異なることから、異なる重
要事故シーケンスとして抽出することとし、以下の4シーケンスとする。

- ① 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗[長期TB]
- ② 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧ECCS失敗
[TBU]
- ③ 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失[TBD]
- ④ 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS
失敗[TBP]

b. 解析条件の変更

これまで説明してきた有効性評価のうち、炉心損傷防止対策の各重要事
故シーケンスについて、詳細検討等を踏まえ、解析条件を変更した。変
更した解析条件、解析結果について以下に示す。

(a) 解析条件の主要な変更点

変更した解析条件を表5に示す。詳細については、別紙のとおり。な
お、原子炉停止機能喪失については、解析条件の変更はない。

TQUV	: 高圧・低圧注水機能喪失
TQUX	: 高圧注水・減圧機能喪失
TB	: 全交流動力電源喪失
TW	: 崩壊熱除去機能喪失
TC	: 原子炉停止機能喪失
LOCA	: LOCA時注水機能喪失
ISLOCA	: 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)

表5 有効性評価 (炉心損傷防止対策) 解析条件変更内容一覧

項目	変更前	変更後	TQUV	TQUX	TB (長期TB)	TW (取水喪失)	TW (RHR故障)	LOCA	ISLOCA
解析入力	SAFER におけるダウンカマ部分の入力データ	ダウンカマ部通常水位からシュラウドヘッドまでの流路面積を一定とした簡易的な取扱い	○	○	○	○	○	○	○
	SAFER における低圧注水設備	LPCI 1 台及び LPCS にて実施		○					○
機器条件	低圧代替注水系 (常設) 注水特性	108.5m ³ /h (ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa [dif] において)			○	○		○	
	高圧代替注水系 注水特性	注水下限圧力 1.04MPa [gage]						○	
	原子炉補機代替冷却水系除熱量	18.6MW ((サブプレッションプール水温 100°C, 海水温度 26°C において)	注水下限圧力 2.60MPa [gage]						
操作条件	原子炉初期注水設備	高圧代替注水系にて実施	○						
	格納容器除熱手段	残留熱除去系 (サブプレッションプール冷却モード) による除熱			○	○			
	外部水源注水量限界	約 3,800m ³	○				○	○	
		約 2,200m ³ (サブプレッションプール水位が真空破壊装置下端 -0.4m)							

(b) 評価結果

解析条件の変更に伴う各重要事故シーケンスの評価結果を表6から表12に示す。なお、敷地境界外での実効線量の評価シーケンスは、LOCA時注水機能喪失であり、変更はない。また、資源の評価結果について、各重要事故シーケンスのうち最大のものを表13に示す。

表6 評価結果（高圧・低圧注水機能喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	初期値以下	約 859℃ (燃料被覆管の破裂無し)	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの1%以下	同左	燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 7.68MPa[gage]	約 7.69MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0.427MPa[gage]	同左	0.854MPa[gage]以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 153℃	約 154℃	200℃以下
(格納容器ベント時間)	約 70 時間	約 45 時間	—

表7 評価結果（高圧注水・減圧機能喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 761℃	約 749℃	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの1%以下	同左	燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 7.68MPa[gage]	約 7.69MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	十分低い	約 0.034MPa[gage]	0.854MPa[gage]以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	十分低い	約 83℃	200℃以下

表 8 評価結果（全交流動力電源喪失（長期 TB））

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	初期値以下	同左	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの1%以下	同左	燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 7.75MPa[gage]	約 7.77MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0.362MPa[gage]	約 0.366MPa[gage]	0.854MPa[gage]以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 153℃	同左	200℃以下

表 9 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	初期値以下	同左	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの1%以下	同左	燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 7.68MPa[gage]	同左	10.34MPa[gage]以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0.294MPa[gage]	約 0.309MPa[gage]	0.854MPa[gage]以下
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 141℃	約 143℃	200℃以下

表 10 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 310℃	初期値以下	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	同左	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力	約 7. 68MPa[gage]	同左	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる圧力	約 0. 427MPa[gage]	同左	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる温度	約 154℃	同左	200℃以下
(格納容器ベント時間)	約 68 時間	約 44 時間	—

表 11 評価結果（LOCA 時注水機能喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 397℃	約 666℃	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	燃料被覆管厚さの 1%以下	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力	約 7. 68MPa[gage]	約 7. 69MPa[gage]	10. 34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる圧力	約 0. 427MPa[gage]	同左	0. 854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる温度	約 149℃	約 154℃	200℃以下
敷地境界外での 実効線量	約 $6. 8 \times 10^{-2}$ mSv (S/C) 約 $1. 3 \times 10^{-1}$ mSv (D/W)	約 $8. 0 \times 10^{-2}$ mSv (S/C) 約 $1. 4 \times 10^{-1}$ mSv (D/W)	5mSv 以下
(格納容器ベント時間)	約 62 時間	約 43 時間	—

表 12 評価結果（インターフェイスシステム LOCA）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	初期値以下	約 357℃	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	燃料被覆管厚さの 1%以下	同左	燃料被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウン ダリにかかる圧力	約 7.68MPa[gage]	同左	10.34MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる圧力	通常停止と同程度	同左	0.854MPa[gage] 以下
原子炉格納容器バウン ダリにかかる温度	通常停止と同程度	同左	200℃以下

表 13 必要な資源の評価結果

評価項目	変更前	変更後	判断基準
水源	約 7,477m ³ (LOCA)	約 3,854m ³ (LOCA)	11,192m ³
燃料	約 672.5kL (ISLOCA)	約 627kL* (TC)	880kL
電源 (常設代替交流電源設備 の最大負荷)	約 4,060kW (TW (取水喪失))	約 4,038kW (長期 TB)	6,000kW

※:非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の燃料評価については補足 92 参照

c. 発電所常駐要員の人数の変更

有効性評価における夜間・休日の発電所常駐要員としてこれまで39名とされていたが、設備の運用見直し、設計の進捗により発電所常駐人数を39名から原子炉運転時は36名、原子炉停止時は34名に変更した。具体的な内容は以下のとおり。また、各重要事故シーケンスのうち、最も要員が必要なシーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 失敗）+直流電源喪失」で、必要な要員は30名であるため、発電所の常駐要員にて対応可能である。

[変更内容]

以下の①及び②の見直しにより、重大事故等対応要員の実施する作業が20名から17名で対応可能となった

- ① 原子炉補機代替冷却水系の熱交換器ユニットを電源車からの給電からディーゼル駆動に設計変更したことにより、原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットに給電するための電源車設置に係る要員が不要となった。
- ② 緊急時対策所を当初申請していた3号炉の原子炉建屋内から、将来設置とした高台の緊急時対策建屋に一本化した。それに伴い緊急時対策所の電源を常設代替交流電源設備から受電可能とすること及び電源車を使用した場合においても電源車への給油を自動的に行える設計とすることを踏まえ、電源車設置の運用を見直し、要員数を変更した。

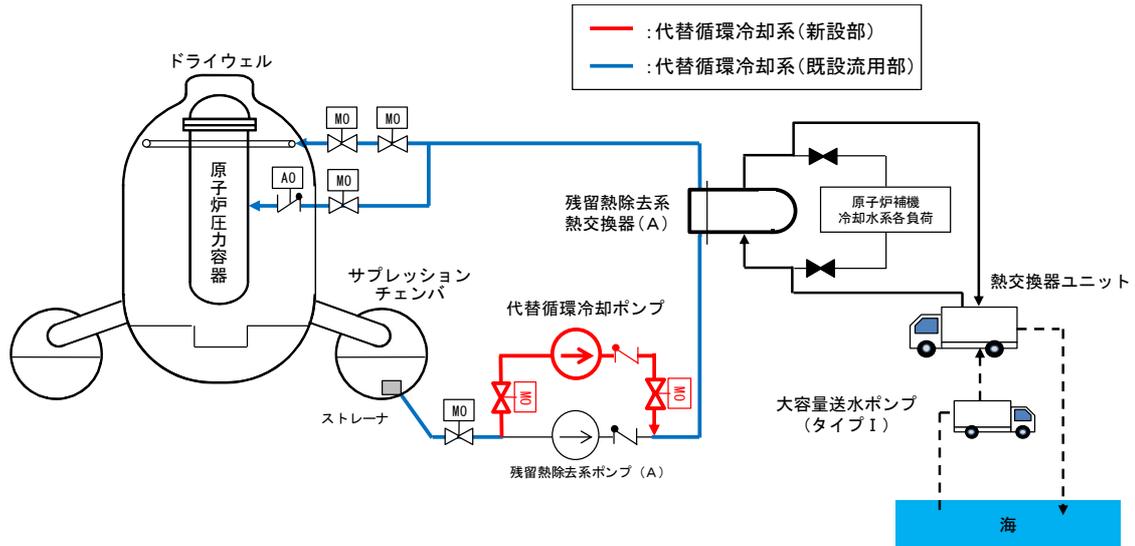
[発電所常駐要員]

	変更前	変更後	
		原子炉運転時	原子炉停止時
緊急時対策本部要員	6名	同左	
重大事故等対応要員	20名	17名	
運転員	7名	同左	5名
初期消火要員	6名	同左	
合計	39名	36名	34名

d. 設備の追加

(a) 代替循環冷却系

原子炉格納容器フィルタベント系を使用して安定状態を確立した後の安定状態の維持について、これまで残留熱除去系の復旧により格納容器除熱機能確保を説明してきた。さらなる除熱機能の確保及び維持のために自主対策設備として代替循環冷却系を整備する。



代替循環冷却系の系統概要図

[II] 重大事故

以降、追而

2. 有効性評価における柏崎刈羽6, 7号炉との主要な相違について

(1) 高圧・低圧注水機能喪失
(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし (ただし, RPTはL-2)	外部電源あり	女川においては, 外部電源なしとしているが, 再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず, 原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップすることで, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 炉心冷却上厳しくなる評価としている。
機器条件	原子炉格納容器フルタベント系	格納容器隔離弁全開	格納容器二次隔離弁70%開度	設備の相違。女川においては, 格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている。
操作条件	原子炉急速減圧	事象発生25分後	事象発生14分後	女川においては, 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後, 低圧系による注水を優先して実施する高圧代替注水系の注水を優先して実施する手順であることから, その操作時間を考慮した解析を実施している。
	格納容器スプレイの停止	外部水源注水量限界到達	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達	格納容器型式及び運用の相違。女川においては, 格納容器スプレイは外部注水量限界到達により停止する。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器代替スプレイ及び原子炉注水に使用する設備	[原子炉注水] 復水移送ポンプ [格納容器代替スプレイ] 大容量送水ポンプ (タイプI)	[原子炉注水と格納容器代替スプレイ併用] 復水移送ポンプ	女川においては、原子炉注水と設備の相違。女川においては、原子炉注水とは別に整備した可搬型設備による格納容器代替スプレイにより有効性を評価している。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

(解析条件)

項目	女川	柏崎	理由
事故条件 外部電源	外部電源なし (ただし、RPTはL-2)	外部電源あり	女川においては、外部電源なしとしているが、再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる評価としている。

(3) 全交流動力電源喪失

a. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗[長期TB]

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器ベントは実施せず 事象発生25時間後に残留熱 除去系及び原子炉補機代替 冷却水系による格納容器除 熱	格納容器ベント実施後に残 留熱除去系及び代替原子炉 補機冷却系による格納容器 除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残 留熱除去系による格納容器除熱実施前に 格納容器ベント基準に到達することで格 納容器ベントを実施する。
敷地境界における実効 線量評価シケンス	中小破断 LOCA	長期 TB	女川においては、長期 TB で格納容器ベ ントを実施しないため、実効線量評価シケ ンスが異なる。

b. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧 ECCS 失敗 [TBU]

(解析条件)

項目	女川	柏崎	理由
操作条件 原子炉初期注水	事象発生 40 分後に高 圧代替注水系による 原子炉注水	事象発生 25 分後に高 圧代替注水系による 原子炉注水	女川においては、原子炉隔離時冷却系の機 能喪失や直流電源喪失時等、中央制御室内 が過酷な環境となった場合であっても十分 対応可能と考えられる時間余裕を考慮して 高圧代替注水系による注水時間を事象発生 40 分後としている。

(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器ベントは実施せず事 象発生 25 時間後に残留熱除 去系及び原子炉補機代替冷却 水系による格納容器除熱	格納容器ベント実施後に 残留熱除去系及び代替原 子炉補機冷却系による格 納容器除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残 留熱除去系による格納容器除熱実施前に 格納容器ベント基準に到達することで格 納容器ベントを実施する。

c. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失 [TBD]

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
操作条件	原子炉初期注水	事象発生 40 分後に高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生 25 分後に高圧代替注水系による原子炉注水	設備の相違。女川においては、直流電源喪失時に現場にて代替直流電源設備への切替操作を実施後、高圧代替注水系による注水を実施するため事象発生 40 分後に注水開始となる。

(解析条件以外)

項目		女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器ベントは実施せず事象発生 25 時間後に残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱	格納容器ベント実施後に残留熱除去系及び原子炉補機冷却系による格納容器除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベント基準に到達することで格納容器ベントを実施する。	

d. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗[TBP]

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
機器条件	逃がし安全弁	逃がし安全弁 6 個による原子炉急速減圧	逃がし安全弁 2 個による原子炉急速減圧	逃がし安全弁 1 個が開固着する事象に対しては、女川の方が事象進展が厳しいため、逃がし安全弁 2 個による原子炉減圧では被覆管破損を防止できないことから、手順上の標準ケースである逃がし安全弁 6 個による原子炉急速減圧を実施する。
操作条件	原子炉初期注水	事象発生 15 分後、高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 (L-2 にて自動起動)	事象発生後、原子炉水位低下に伴う原子炉隔離時冷却系の自動起動による原子炉注水によって炉心損傷を防止する場合よりも、原子炉隔離時冷却系による注水を解析上期待せず高圧代替注水系の手動起動による原子炉注水によって炉心損傷を防止する場合同様の方が、原子炉への無注水時間が長く、事故対応として厳しくなる評価としている。

(解析条件以外)

項目		女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器ベントは実施せず事象発生 24 時間後に残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱	格納容器ベント実施後に残留熱除去系及び代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベント基準に到達することとで格納容器ベントを実施する。	

(4) 崩壊熱除去機能喪失

a. 取水機能が喪失した場合
(解析条件以外)

項目	女川	柏崎	理由
格納容器除熱手段	格納容器代替スプレイは実施せず 現象発生24時間後に残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱	格納容器代替スプレイ実施後に 残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱	格納容器型式の相違。柏崎においては、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器代替スプレイの実施基準に到達することで格納容器代替スプレイを実施する。

b. 残留熱除去系が故障した場合
(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし (ただし, RPT は L-2)	外部電源あり	女川においては、外部電源なしとしているが、再循環ポンプは現象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる評価とされている。
機器条件	原子炉格納容器フルタベント系	格納容器隔離弁全開	格納容器二次隔離弁70%開度	設備の相違。女川においては、格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている。

(5) 原子炉停止機能喪失

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
機器条件	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉圧力高 (7.35MPa[gage]) にて作動 (全台トリップ)	再循環ポンプが、原子炉圧力高 (7.48MPa[gage]) で4台、原子炉水位低(レベル2)で残りの6台がトリップ	設備の相違。女川における代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の設計値として設定している。
操作条件	残留熱除去系(サブレーションプール水冷却モード) 切替操作	事象発生10分後サブレーションプール水の冷却開始は切替操作から10分後(事象発生20分後)	サブレーション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した後から10分後に起動(事象発生10分後)	女川においては、サブレーションプール水温32℃到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮して事象発生10分後から低圧注水モードからサブレーションプール水冷却モードへの切替操作を開始する。操作時間を10分として事象発生20分後から運転開始としている。
	ほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入操作	サブレーションチェンバのプール水温度高(49℃)から10分後(事象発生約11分後)	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後	運用の相違。女川においては、サブレーションチェンバのプール水温度高(49℃)を確認後、ほう酸水注入を行う手順としている。

(解析条件以外)

項目		女川	柏崎	理由
自動減圧系の自動起動阻止	インターロック (原子炉水位低及び中性子束高) にて自動減圧系の自動起動阻止	女川 (原子炉水位低及び中性子束高) にて自動減圧系の自動起動阻止	運転員による自動減圧系の自動起動阻止	設備の相違。女川においては、自動減圧系の自動起動阻止をするインターロックを整備する。
高圧炉心スプレイ系の水源切替操作	サブレーションチェンバ水温100℃到達前にサブレーションチェンバ側から復水貯蔵タンク側へ水源を切替	サブレーションチェンバ水温100℃到達前にサブレーションチェンバ側から復水貯蔵タンク側へ水源を切替	高圧炉心注水系の水源切替は実施せず	運用の相違。女川においては、サブレーションチェンバ水温80℃到達を確認後、水源を切り替える手順としている。

(6) LOCA時注水機能喪失

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	起因事象	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積約6 cm ²	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積約1 cm ²	女川においては、高圧代替注水系による原子炉注水により水位の維持が可能な破断面積を設定している。
	外部電源	外部電源なし 非常用 D/G も機能喪失 (ただし, RPT は L-2)	外部電源なし 非常用 D/G により給電	女川においては、外部電源なしとしているが、再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低 (レベル2) の信号でトリップすることで、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる評価とされている。
機器条件	原子炉格納容器フィルタベント系	格納容器隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	設備の相違。女川においては、格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている。

(解析条件以外)

項目		女川	柏崎	理由
格納容器代替スプレイ及び原子炉注水に使用する設備		[原子炉注水] 復水移送ポンプ [格納容器代替スプレイ] 大容量送水ポンプ (タイプI)	[原子炉注水と格納容器代替スプレイ併用] 復水移送ポンプ	設備の相違。女川においては、原子炉注水とは別に整備した可搬型設備による格納容器代替スプレイにより有効性を評価している。
	原子炉初期注水	高圧代替注水系	低圧代替注水系 (常設)	女川においては、破断面積約6 cm ² のLOCAを高圧代替注水で炉心損傷防止できることの有効性を示している。

(7) 格納容器バイパス（インターフェースシステムLOCA）

(解析条件)

項目		女川	柏崎	理由
事故条件	起因事象	高圧炉心スプレイスの吸込み配管の破断 破断面積約 35cm ²	高圧炉心注水系の吸込み配管の破断 破断面積約 127cm ²	女川においては、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行い、その評価結果に対し保守的な値として破断面積を設定している。
操作条件	逃がし安全弁による 原子炉減圧	事象発生 30 分後	事象発生 15 分後	女川においては、中央制御室からの破断箇所の隔離操作に失敗するものとして、余裕時間を考慮し、減圧時間を設定している。

(解析条件以外)

項目		女川	柏崎	理由
現場環境評価時の想定		実耐力評価：漏えい面積 25cm ² 以下 漏えい面積：約 35cm ² 隔離時間：5 時間後	実耐力評価：漏えい面積 1 cm ² 以下 漏えい面積：10cm ² 隔離時間：5.5 時間後	女川においては、実耐力を踏まえた評価を行い、漏えい面積が 25cm ² を超えないことを確認した上で、保守的な破断面積 (35cm ²) でのインターフェースシステム LOCA 発生時の現場環境評価を行い、作業の成立性及び設備の機能維持を確認している。

[II] 重大事故
以降、追而

以上

解析条件の変更内容について

[I] 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. SAFER におけるダウンカマ部の入力データ

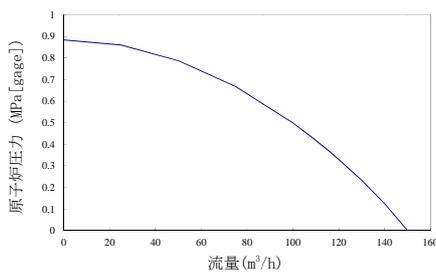
SAFER において、事象発生直後の水位挙動をより適切に模擬するため、スクラムタイミング等に影響するダウンカマ部の入力データをより実機に近い REDY 相当に修正した。

2. SAFER における低圧注水設備

低圧の ECCS 系に機能喪失を仮定していない TQUX 及び ISLOCA シーケンスにおいて、原子炉減圧後の低圧注水はバウンダリ解析という観点で低圧注水系 1 台及び低圧炉心スプレイ系により実施する解析としていたが、実機挙動を考慮し、低圧注水系 3 台及び低圧炉心スプレイ系により実施する解析に変更した。

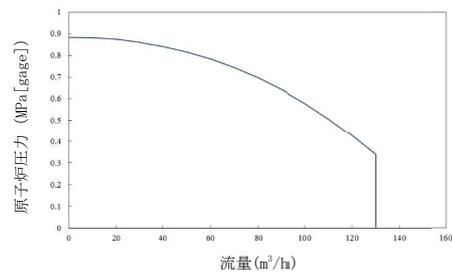
3. 低圧代替注水系（常設）注水特性

設計進捗を踏まえ、配管圧損を現実的な値に見直した低圧代替注水系（常設）の注水特性に変更した。



108.5 m³/h (ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa[dif]において)

[変更前]



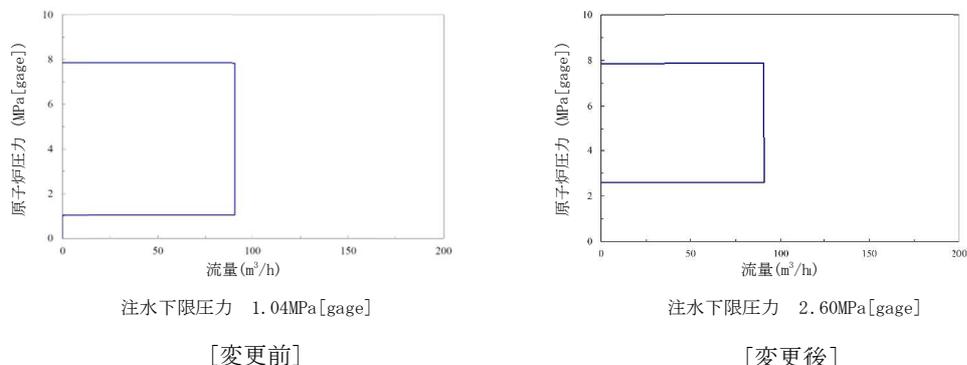
120 m³/h (ポンプ 1 台当たり, 0.427MPa[dif]において)

[変更後]

<復水移送ポンプ 1 台による注水特性>

4. 高圧代替注水系注水特性

設計進捗を踏まえ、性能評価結果を反映した高圧代替注水系の注水特性に変更した。



5. 原子炉補機代替冷却水系除熱量

運転中の全交流動力電源喪失又は取水機能喪失が発生する事故時は、原子炉や格納容器の除熱と併せて原子炉補機代替冷却水系を用いた燃料プールの除熱を実施する必要がある。そのため、原子炉補機代替冷却水系の負荷として燃料プールの除熱を考慮する設計変更を行ったことを踏まえ、原子炉及び格納容器に対する除熱量を変更した。

[変更前] 18.6MW (サブプレッションプール水温 100°C,
海水温度 26°Cにおいて)

[変更後] 16.0MW (サブプレッションプール水温 154°C,
海水温度 26°Cにおいて)

6. 高圧・低圧注水機能喪失時の原子炉初期注水設備

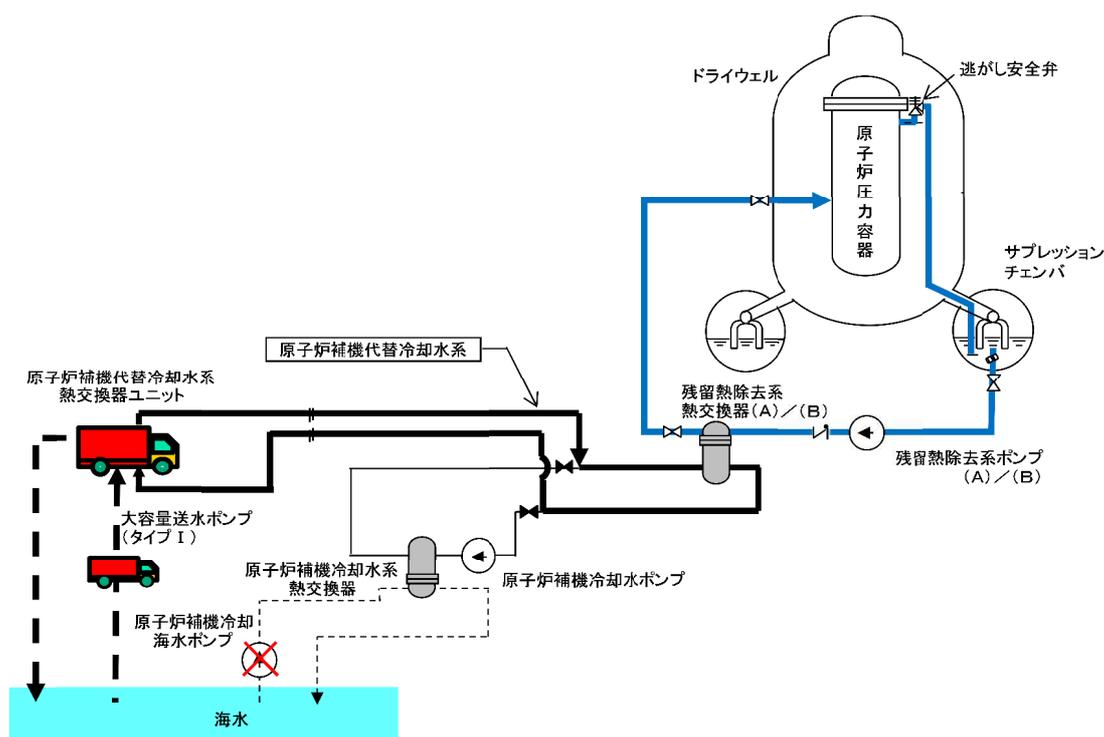
これまで事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンスにおいて、事象初期の原子炉注水は重大事故等対処設備の高圧代替注水系により実施する解析としていた。

しかしながら、高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生の後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、減圧の後、低圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合の方が、減圧により原子炉内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、より厳しい事象の有効性を示すため、高圧の注水機能に期待しない対策の有効性を評価することとした。

なお、高圧及び低圧の注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段として高圧注水のみ期待可能な事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失がある。これについては、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧 ECCS 失敗」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

7. 残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱

長期冷却に残留熱除去系の使用が可能なシーケンスである TB 及び TW（取水機能喪失）において、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を実施する際、格納容器のみの除熱を実施し原子炉注水を外部水源により継続すると、長期的にサプレッションプール水位上昇が継続することから、残留熱除去系の低圧注水モードによる除熱手段を採用した。

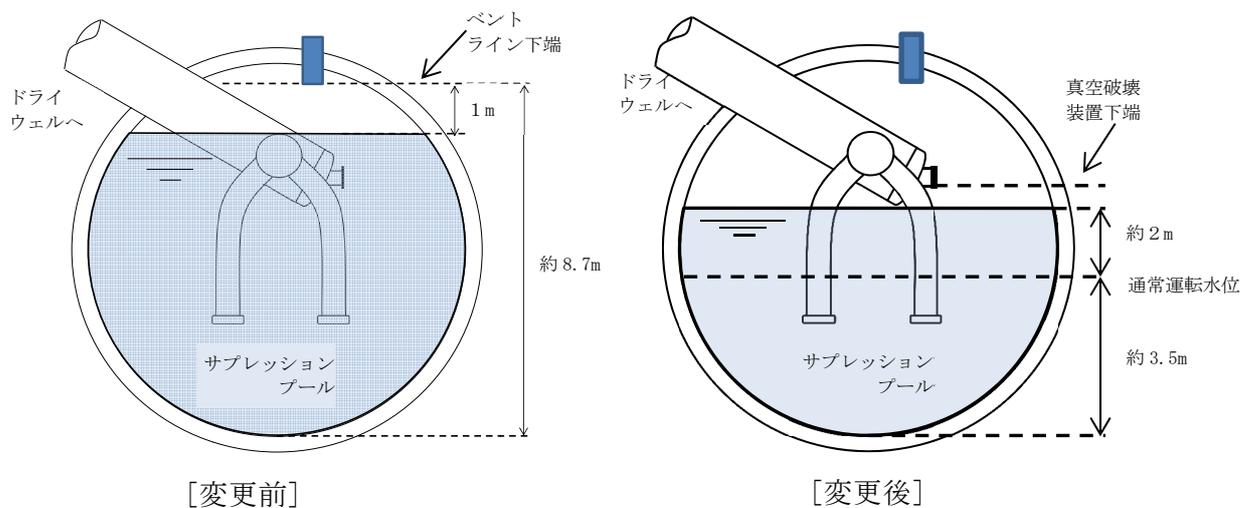


8. 外部水源注水量限界

外部水源注水量限界については、フィルタベント機能維持（S/C ベントライン水没防止）のため、外部水源（S/C 水源以外の水源）による原子炉および格納容器への注水量の制限値として設定したものであり、注水量積算値が外部水源注水量限界に到達した場合、格納容器スプレイの停止及び格納容器ベントを

実施する運用としている。

事故後の中長期マネジメント成立性（耐震性確保，水移送の成立性等）を考慮して，注水量積算値約 $3,800\text{m}^3$ （ベントライン下端-1m）から，サブプレッションプール通常運転水位+約 2m（真空破壊装置-0.4m，約 $2,200\text{m}^3$ ）に変更することとした。



〈真空破壊装置，ベントライン下端とサブプレッションプール水位の関係〉

33. インターフェイスシステムLOCA発生時の判断について

(1) インターフェイスシステムLOCA発生時の判断について

インターフェイスシステムLOCA（以下、「ISLOCA」という。）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・ダスト放射線モニタ
- ・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・ダスト放射線モニタ	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
	格納容器内雰囲気放射線モニタ	変化なし	上昇
	格納容器内ダスト放射線モニタ	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。

なお, 有効性評価においては, 高圧炉心スプレイ系のISLOCA事象を想定しているが, 残留熱除去系等においてISLOCAが発生した場合であっても, 同様の対応をとることにより事象を収束させることができる。

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。

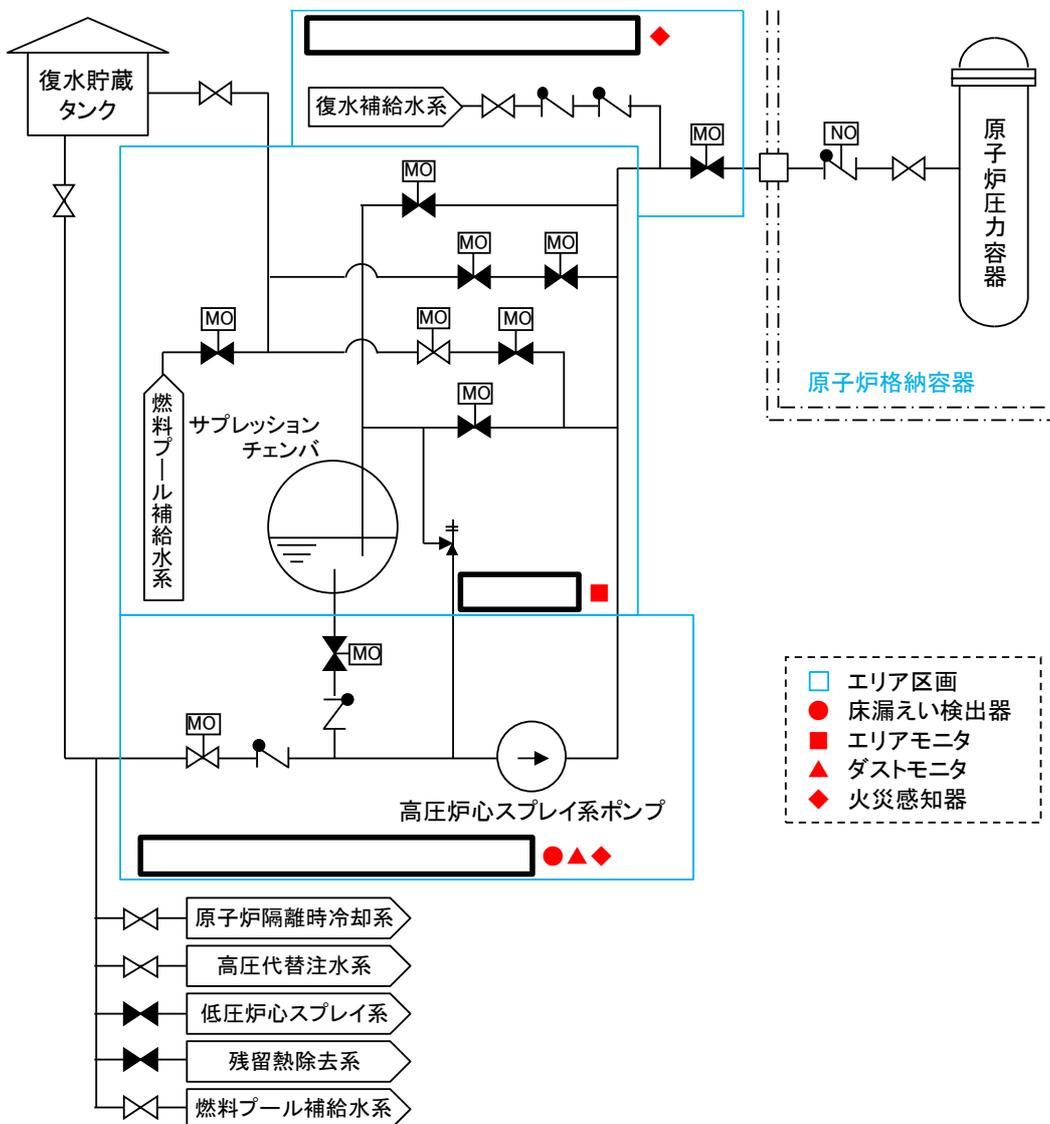


図33-1 高圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

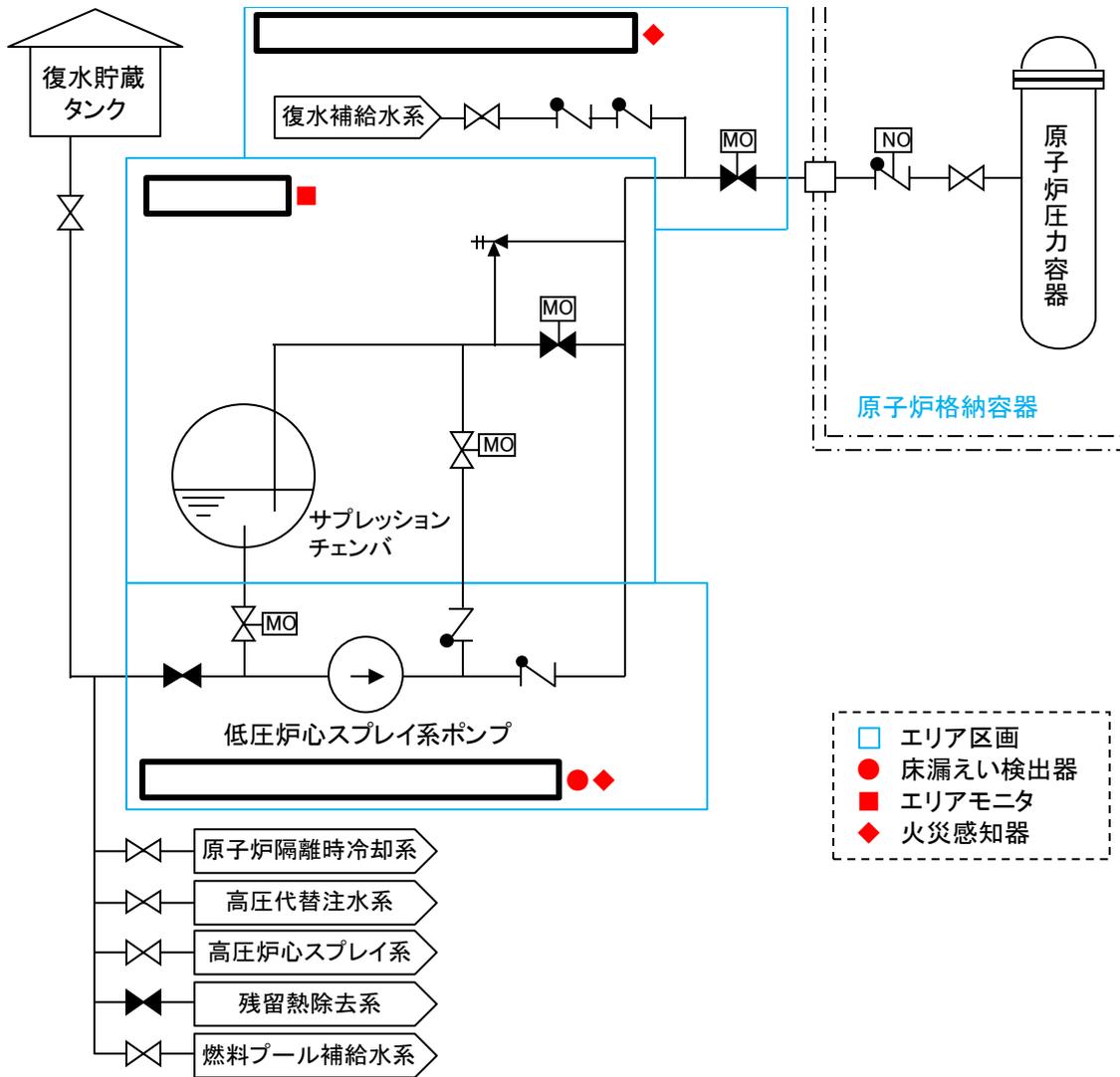


図33-2 低圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

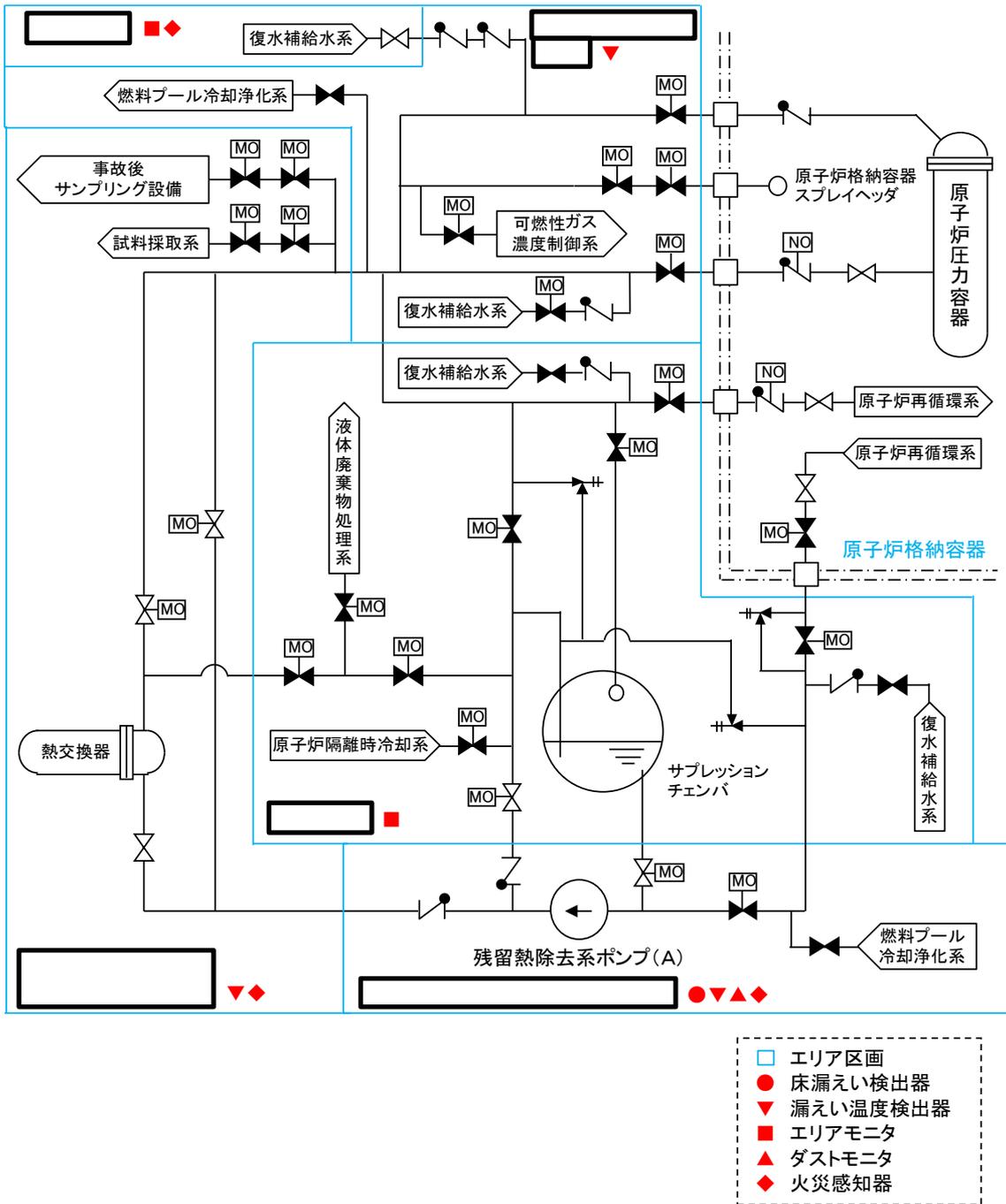


図33-3 残留熱除去系(A)漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

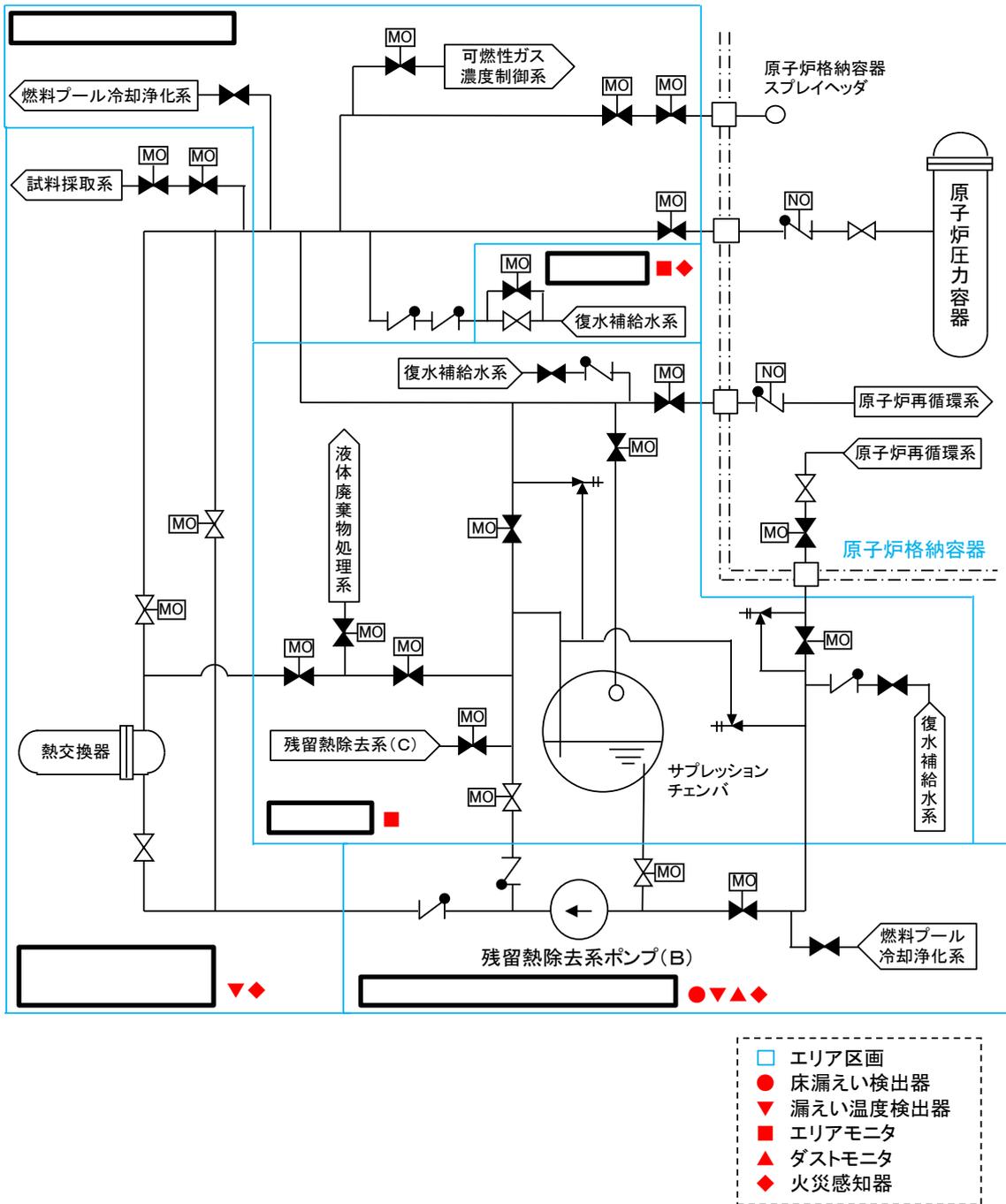


図33-4 残留熱除去系(B)漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

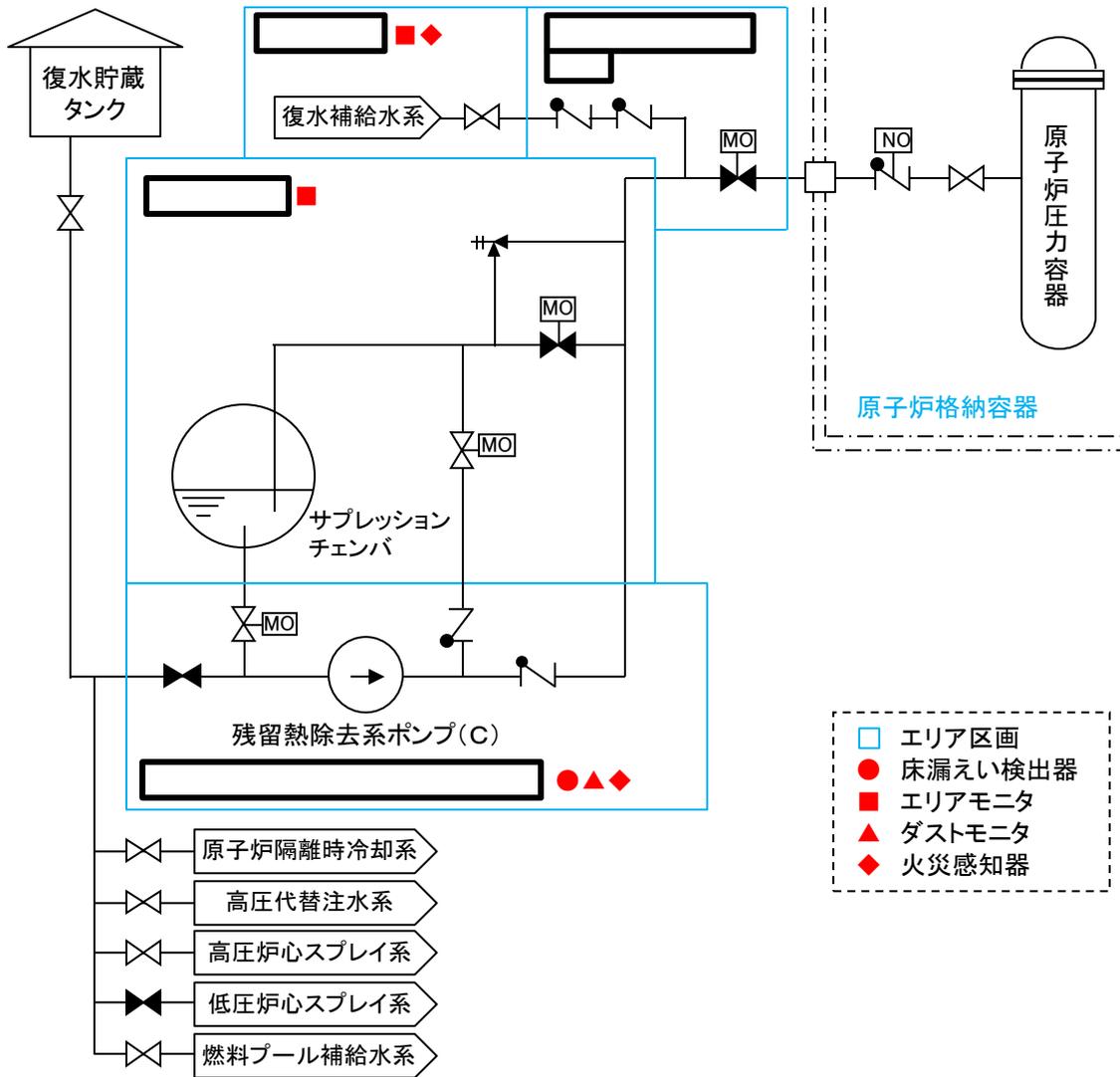


図33-5 残留熱除去系(C)漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

48. 最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線

「最長許容炉心露出時間」

手順書に記載している原子炉停止後の経過時間と炉心の健全性が確保される時間（最長許容炉心露出時間）の関係図



「水位不明判断曲線」

手順書に記載しているドライウェル空間部温度と原子炉圧力の関係図



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。

49. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について

重要事故シーケンスの選定にあたり、多くの事故シーケンスグループにおいて、過渡事象を起因事象とした事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定している。

過渡事象は、事象発生後のプラントの応答に応じて、事象分類しており、各事象分類をグループ化することで代表事象の選定を行っている。表 1 に過渡事象・事故による起因事象の同定結果を、表 2 にグループ化の結果をそれぞれ示す。

上記の整理を実施した上で、有効性評価において過渡事象を起因事象とする重要事故シーケンス (TQUV, TQUX, TW, TB 及び TC) について解析を実施する際には、事象進展の厳しさや事故シーケンスグループの特徴等の観点で過渡事象を設定している。

(1) TQUV, TQUX 及び TW : 全給水喪失

TQUV 及び TQUX については、注水機能が喪失することから、事象進展の厳しさの観点で、原子炉水位の低下が激しい事象を想定する。

TW については、注水が継続するものの崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器が先行して破損するシーケンスであるが、TQUV 及び TQUX と同様に事象進展が激しい事象として、全給水喪失を想定する。

全給水喪失は、給水が停止し、原子炉水位まで水位が低下して原子炉スクラム、タービントリップに至ることにより、原子炉水位低 (レベル 3) 信号による原子炉スクラムまでに大きな出力低下がない。また、原子炉水位低 (レベル 2) 信号による主蒸気隔離弁閉まで原子炉冷却材が原子炉冷却材圧力バウンダリ外へ放出されることとなる。すなわち出力が高く維持された状態で隔離までの時間が遅くなることから、最も厳しい結果を与えると考えられる。

同様に水位低下事象である外部電源喪失との比較を図 1 及び図 2 に示す。

外部電源喪失は、事象発生直後に全給水喪失が併せて発生する起因事象であるが、起因事象が全給水喪失時の方が、原子炉出力が高いまま維持されており、また原子炉水位の低下が大きくなることがわかる。

また、有効性評価の実施に当たっては、炉心損傷防止対策 (注水機能の確保等) を講じるための対応時間を厳しくする観点から、外部電源喪失を重畳させている。

(2) TB：外部電源喪失

TB については、事故シーケンスグループの特徴の観点により、起因事象として送電系統又は所内主発電設備の故障等によって外部電源が喪失することを想定する。

(3) TC：主蒸気隔離弁の誤閉止（隔離事象）

TC については、事象進展が厳しく、炉心損傷防止対策の有効性に影響する反応度が厳しい事象を想定する。

隔離事象のうち、主蒸気隔離弁の誤閉止時は、原子炉圧力が急上昇し、原子炉冷却材中のボイドが減少することにより正の反応度が加わり、中性子束が大きく上昇することから、最も厳しい結果を与えると考えられる。

また、有効性評価の実施に当たっては、出力上昇を維持させるため、給水を継続させることとすることから、外部電源喪失は考慮しないものとする。

以 上

表 1 過渡事象等の起因事象の分類 (1 / 2)

項目 (女川2号炉 申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類十)	EPR1 WP-2230Iによる過渡事象	事象分類	
過渡事象	炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	RPS誤動作等	
		出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	起因事象対象外 (原子炉を停止させた場合、「通常停止」に分類)	
		原子炉冷却材流量の部分喪失	再循環ポンプ1台トリップ (再循環流量制御系の誤動作) (再循環流量減少)	非隔離事象
		原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	再循環停止ループ誤起動	外部電源喪失
		外部電源喪失	外部電源喪失 補助電源喪失 復水器真空度喪失	隔離事象
		給水加熱喪失	給水加熱喪失	非隔離事象
		原子炉冷却材流量制御系の誤動作	再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量増加)	非隔離事象
		負荷の喪失	発電機負荷遮断 タービントリップ 圧力制御装置の故障(蒸気流量減少) バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖 発電機負荷遮断バイパス弁不動作 タービントリップバイパス弁不動作	非隔離事象
		主蒸気隔離弁の誤閉止	主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖	隔離事象
		給水制御系の故障	主蒸気隔離弁の1弁閉鎖 給水制御系の故障(流量増加、出力運転時) 給水制御系の故障(流量増加、起動・停止時)	隔離事象
		原子炉圧力制御系の故障	圧力制御装置の故障(蒸気流量増加) タービンバイパス弁誤開放	非隔離事象
		給水流量の全喪失	全給水流量喪失 給水または復水ポンプ1台トリップ 給水制御系の故障(流量減少、出力運転時) 給水制御系の故障(流量減少、起動・停止時)	全給水喪失
				水位低下事象

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 1 過渡事象等の起因事象の分類 (2 / 2)

項目 (女川2号炉 申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類十)	EPR1 NP-2230Iによる過渡事象	事象分類	
過渡事象	-	HPCI/HPCSの誤起動 逃し安全弁誤開放/開固着 原子炉保護系故障によるスクラム プラント異常によるスクラム 原子炉保護系計装の故障によるスクラム	非隔離事象 S/R弁誤開放 RPS誤動作等	
	原子炉冷却材の喪失(事故)	原子炉冷却材喪失	冷却材喪失	
	原子炉冷却材喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材流量の喪失 原子炉冷却材ポンプの軸固着	非隔離事象 非隔離事象	
	反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	制御棒落下	起因事象対象外	
	事故	放射性気体廃棄物処理施設の破損	-	起因事象対象外
		主蒸気管破断	-	起因事象対象外 (主蒸気隔離弁閉成時時は隔離事象、主蒸気隔離弁閉失敗時は格納容器ハイパス)
		燃料集合体の落下	-	起因事象対象外
		原子炉冷却材喪失	-	冷却材喪失
		制御棒落下	-	起因事象対象外
	原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失 可燃性ガスの発生	-	冷却材喪失

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 2 過渡事象及び事故のグループ化

事象分類	事象の特徴（グループ化の観点）
非隔離事象	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事象であることから、いずれも事象初期から継続して給復水系が利用できる。
隔離事象	主蒸気隔離弁（MSIV）などが閉鎖する事象であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。事象初期には給復水系が利用できるが、水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生じる。
全給水喪失	タービンからの給水流量が全喪失する事象であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。このため、事象初期には、給復水系が利用できず、他の事象とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では、給復水系が利用できないことから、「水位低下事象」時よりも厳しい事象と考えられる。
水位低下事象	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事象の初期にも給復水系は利用可能である。
RPS 誤動作等	原子炉保護系（RPS）の誤動作が起因となっている事象や、制御棒の誤引抜きに関する事象など出力の増加が軽微な事象である。事象初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。
外部電源喪失	外部電源が喪失する事象（所内電源が非常用電源以外にない状態）であり、事象の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事象とはプラント応答が異なる。
SRV 誤開放	原子炉運転中に SRV が誤開放する事象であり、原子炉冷却材（蒸気）の流出を伴う。SRV を通じて S/P に蒸気が放出されるため、主復水器ホットウェルの水位が低下し、主復水器ホットウェルへの復水補給が必要となるが、原子炉水位の低下に対し給水系が利用可能である。なお、誤開放する SRV は発生頻度の観点から 1 弁とする。また、ADS 等の回路の誤動作による複数の SRV の誤開放は、より影響が大きく、頻度も高くと考えられる中 LOCA に含まれる。

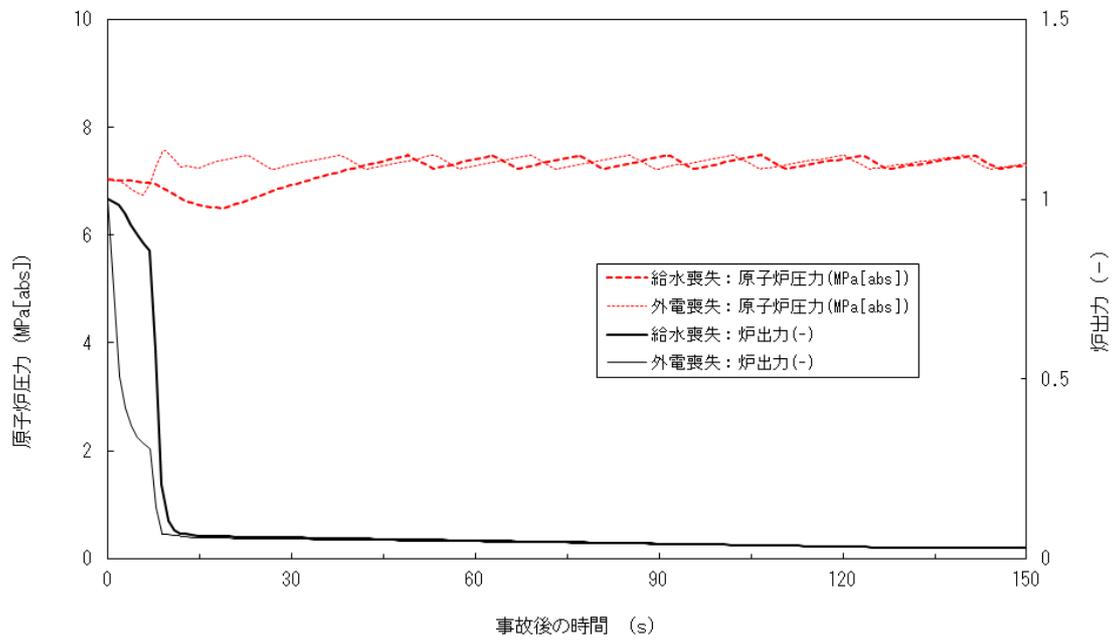


図 1 原子炉圧力と原子炉出力の変化

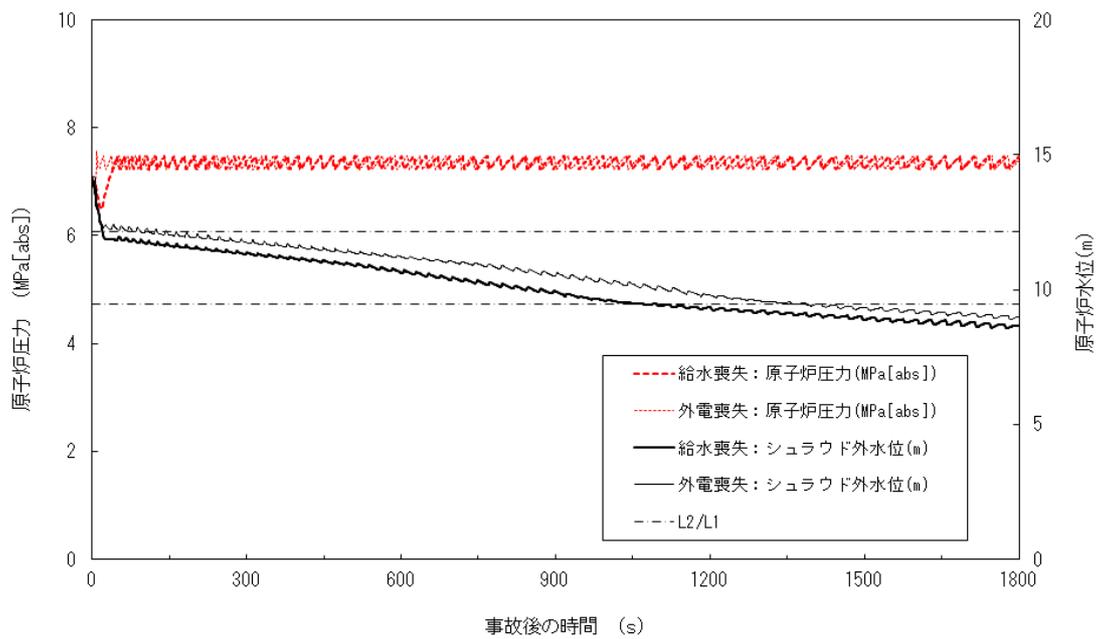


図 2 原子炉圧力と原子炉水位の変化

50. 格納容器スプレイ時の格納容器下部の水位上昇の影響について

1. 格納容器下部の構造について

重大事故等時に格納容器スプレイを実施した場合、図1に示すとおりドライウエル床へ落水したスプレイ水が、格納容器下部開口部から格納容器下部に直接流入（図1 ①）するとともに、ドライウエル床ドレンサンプ（以下、「サンプ」という）へと流入（図1 ②）することで、格納容器下部及びサンプの水位を上昇させる。

ドライウエルとサプレッションチェンバを接続するベント管の下端高さは、ドライウエル床から約 m 上部であるが、格納容器下部開口部はドライウエル床面と同じ高さであることから、ドライウエルから格納容器下部にスプレイ水の流入が継続している間は、サプレッションチェンバ側へスプレイ水が流出していくことはない。その後、ベント管下端高さまで水位が到達した場合、ベント管を経由して、サプレッションチェンバに蓄水することとなる。

2. 格納容器下部水位上昇に伴う影響について

高圧・低圧注水機能喪失の重要事故シーケンスにおける格納容器下部水位の推移を図2に示す。本重要事故シーケンスでは、事象発生約 28 時間後に格納容器スプレイが開始され、事象発生約 40 時間後に停止するが、格納容器下部水位は、ベント管下端位置到達以降、一定となる。なお、格納容器下部に水位が形成されて場合においても、事故対応に影響しない。

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1 格納容器の構造図 (BWR, Mark-I 改良型格納容器)

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。

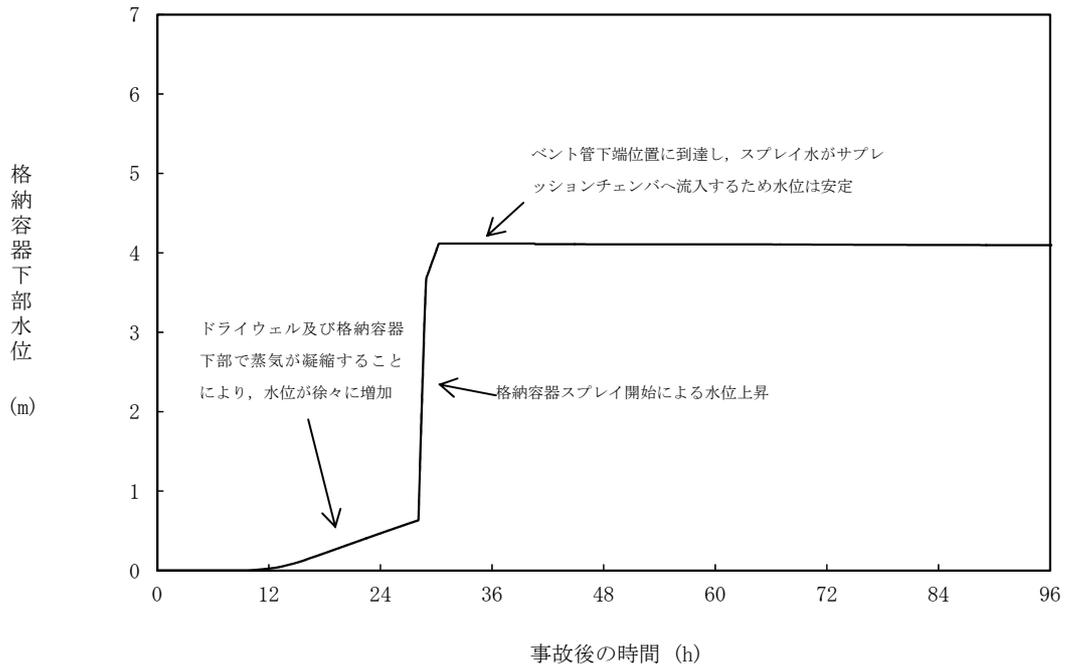


図2 格納容器下部水位の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

53. 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

1. 内部事象レベル 1PRA

1. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 主要なカットセットの抽出

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・炉心損傷頻度が $1.0E-7$ (／炉年) 以上のカットセット
- ・事故シーケンスの中で上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第 1-1 表～第 1-7 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表～第 1-7 表に示した通り、一部に「大破断 LOCA+低圧注入失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷を防止することが可能となることを確認した。

一方、PRA では様々な故障モードや人的過誤を考慮しており、そのシーケンス上の違いを考慮するが、類似するものはまとめられて 1 つの事故シーケンスとして扱っている。そのため、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在しうる。

事故シーケンスに含まれる機器の故障モードを分析した結果、事故シーケンスグループのうち、「LOCA 時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。ただし、このようなカットセットは発生頻度が低く、リスクへの寄与が小さいことを確認した。

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスグループそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度(CDF)に対しては小さな割合となる場合もある。このため、今回確認したカットセットの CDF の合計が事故シーケンスグループの CDF に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり、約 5～95%の幅が生じた。また、全 CDF から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約 99.9%を占めており、今回、「崩壊熱除去機能喪失」については CDF の約 89%のカットセットを確認したことから、全 CDF に対しても約 89%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスグループであることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする格納容器フィルタベント系を設置し、その機能を多様化している。格納容器フィルタベント系は残留熱除去系等に対して独立なシステムであり、共通原因故障による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全 CDF の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては CDF の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものと考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「LOCA 時注水機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(手動減圧操作失敗)と計測制御系の故障(計器や自動信号故障)の重畳が抽出されている。全 CDF から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに、計測制御系の故障時にも、正常に動作・計測されている他の計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるように訓練等による対応能力の向上に努めていく。

上記のとおり、人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、有効性評価で考慮した対策と設計基準設備の共用部分(注入弁等)の故障を伴う様なカットセットは、支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立なシステム機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策は、殆どのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全 CDF の約 99%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化されたシステムである格納容器フ

イルタベント系が設けられていることから，有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット (高圧・低圧注水機能喪失)

事故シーケンス	CDF (/1年)	主要なカットセット	CDF (/1年)	寄与割合	対策	対策有効性	
過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	1. 5E-11	S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 低圧ポンプ手動起動操作失敗	2. 9E-13	1. 9%	・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設)	○	
		非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ + RCIC手動操作失敗 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 低圧ポンプ手動起動操作失敗	2. 8E-13	1. 8%		○	
		S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 2E-13	1. 4%		・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉補機代替冷却水系	○
過渡事象 + SRV再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	5. 4E-12	非隔離事象+SR弁再開鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 低圧ポンプ手動起動操作失敗	1. 3E-13	2. 4%	・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉補機代替冷却水系	○	
		非隔離事象+SR弁再開鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9. 9E-14	1. 8%		・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉補機代替冷却水系	○
		非隔離事象+SR弁再開鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 + 低圧ポンプ手動起動操作失敗	8. 4E-14	1. 5%		・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設)	○
手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4. 6E-13	通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 + HPCS計画外停止+125V直流分電盤(2A-1)電源喪失	2. 5E-14	5. 3%	・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○	
		通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 + HPCS計画外停止+直流母線(2A)機能喪失	9. 8E-15	2. 1%		・ 高圧代替注水系 ・ 大容量送水ポンプ(タイプI) ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + HPCS計画外停止+RCICポンプ起動失敗 + 復水補給操作失敗+RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9. 7E-15	2. 1%		・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉補機代替冷却水系	○
手動停止 + SRV再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	2. 1E-13	通常停止+SR弁再開鎖失敗 + HPCS計画外停止+復水補給操作失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1. 8E-14	8. 4%	・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉補機代替冷却水系	○	
		通常停止+SR弁再開鎖失敗 + HPCS計画外停止+復水補給操作失敗 + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1. 2E-14	5. 9%		○	
		通常停止+SR弁再開鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ+復水補給操作失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	5. 8E-15	2. 7%		○	
サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	7. 7E-12	直流A母線喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	7. 0E-13	9. 2%	・ 高圧代替注水系 ・ 大容量送水ポンプ(タイプI) ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○	
		直流A母線喪失 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 + パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	2. 9E-13	3. 8%		○	
		直流A母線喪失 + パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 + HPCSポンプ室空調機能喪失	2. 2E-13	2. 9%		○	
サポート系喪失 + SRV再開失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	3. 1E-13	補機冷却系A系喪失+SR弁再開鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	4. 9E-15	1. 6%	・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 原子炉補機代替冷却水系	○	
		直流B母線喪失+SR弁再開鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3. 6E-15	1. 1%		・ 低圧代替注水系 (常設)	○
		直流B母線喪失+SR弁再開鎖失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3. 6E-15	1. 1%			○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-1 表より、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」については CDF の約 8% のカットセットを確認した。なお、「高圧・低圧注水機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1% 未満であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 「過渡事象＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」、「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」については、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、高圧 ECCS と低圧 ECCS に関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障、補機冷却系である RCW ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「手動停止＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」、「手動停止＋SRV 再閉失敗＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」については、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、HPCS に関連する人的過誤や区分Ⅰ直流電源、区分Ⅱ交流電源に関する機器の故障、補機冷却系である RCW/RSW ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「サポート系喪失＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」については、起回事象により片区分の緩和設備が期待できなくなり、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、HPCS に関連する人的過誤や期待できる区分の電源に関する機器が主要なカットセットとして挙げられている。
- 「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧 ECCS 失敗＋低圧 ECCS 失敗」については、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、HPCS に関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障の他に、期待できる区分の交流電源に関する機器故障が主要なカットセットとして挙げられている。
- 上記カットセットに対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水系、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が有効である。ただし、一部のカットセットでは格納容器除熱機能も併せて喪失しているものがあり、補機冷却系が機能喪失した場合は原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系が、RHR が機能喪失した場合は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が必要となる。

第 1-2 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（高圧注水・減圧機能喪失）

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1.8E-07	非隔離事象 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	1.4E-08	7.6%	代替自動減圧機能	○
		非隔離事象 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	8.6E-09	4.8%		○
		非隔離事象 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5.5E-09	3.1%		○
手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	8.5E-09	通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS計画外停止 + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	2.3E-10	2.7%		○
		通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS計画外停止 + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	1.5E-10	1.7%		○
		通常停止 + RSWポンプD起動失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	8.8E-11	1.0%		○
サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1.7E-09	補機冷却系B系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5.7E-11	3.4%		○
		タービンサポート系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	5.7E-11	3.4%		○
		補機冷却系B系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	3.6E-11	2.2%		○
		タービンサポート系喪失 + HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外 + 手動減圧操作失敗	3.6E-11	2.2%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-2 表より、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については CDF の約 5% のカットセットを確認した。なお、「高圧注水・減圧機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が約 0.3% であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスについては、高圧注水・減圧機能が喪失する要因として、ポンプ故障や人的過誤、原子炉手動減圧失敗などが主要なカットセットとして挙げられている。
 いずれの主要な事故シーケンスからも手動減圧失敗の人的過誤が抽出されている。このカットセットに対して、代替自動減圧機能による低圧状態への移行により、注水による炉心冷却を確保できる。
- 注水による炉心冷却の確保に成功した後は、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系を用いて除熱を行う。
- 全 CDF から見た場合、炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考える。カットセットとして抽出されているヒューマンエラーについては、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-3 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット (全交流動力電源喪失)

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
長期TB 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗	6.1E-11	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	9.8E-12	16.0%	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 所内常設蓄電式直流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6.7E-12	10.9%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(8時間)	6.7E-12	10.9%		○
TBP 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗 +HPCS失敗	9.3E-13	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.4E-13	14.7%	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G起動失敗	9.2E-14	10.0%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +SR弁再閉鎖失敗 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	9.2E-14	10.0%		○
TBU 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +高圧ECCS失敗	1.3E-12	外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	7.4E-14	5.5%	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 +RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%		○
		外部電源喪失+外電復旧失敗(30分) +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G発電機起動失敗 +RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%		○
TBD 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +直流電源喪失 +HPCS失敗	4.5E-12	外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.6E-12	34.6%	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗	1.1E-12	23.5%		○
		外部電源喪失+蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 +保守作業によるHPCS-D/G待機除外	5.9E-13	13.1%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-3 表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については、CDF の約 39%のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+HPCS 失敗」(長期 TB)については、全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が、HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障が主要なカットセットとして挙がっている。炉心損傷防止対策としては、所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給の他、高圧代替注水系による注水、常設代替交流電源設備により電源復旧したうえでの低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が有効である。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗」(TBP)については、全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が、

HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障が主要なカットセットとして挙げられている。SR 弁再閉鎖失敗のため、長時間の RCIC や高圧代替注水系による注水には期待できない。このため、RCIC や高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系(常設)による注水に期待でき、炉心損傷防止が可能である。

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+高圧 ECCS 失敗」(TBU)では、全交流動力電源が喪失する要因として非常用 D/G の共通原因故障や外電復旧失敗が、高圧 ECCS 失敗の要因として HPCS-D/G 故障や RCIC ポンプ起動失敗が主要なカットセットとして挙げられている。このカットセットに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による交流電源復旧後の低圧代替注水系(常設)による注水が炉心損傷防止対策として有効である。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 失敗)+直流電源喪失+HPCS 失敗」(TBD)では、外部電源喪失後、直流電源喪失の要因として蓄電池の共通原因故障が、HPCS 失敗の要因として HPCS-D/G の機能喪失が主要なカットセットとして挙げられている。可搬型代替直流電源設備の蓄電池による直流電源供給が炉心損傷防止対策として有効である。

第1-4表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
過渡事象 + 除熱失敗	5.1E-05	非隔離事象 + RHR 手動操作失敗	2.8E-05	56.0%	・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		RPS誤動作等 + RHR 手動操作失敗	9.2E-06	18.1%		○
		隔離事象 + RHR 手動操作失敗	4.5E-06	8.9%		○
		水位低下事象 + RHR 手動操作失敗	4.5E-06	8.9%		○
過渡事象 + SRV 再閉失敗 + 除熱失敗	1.4E-07	非隔離事象 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	7.7E-08	56.2%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		RPS誤動作等 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	2.5E-08	18.2%		○
		隔離事象 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	1.2E-08	8.9%		○
		水位低下事象 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	1.2E-08	8.9%		○
手動停止 + 除熱失敗	2.7E-06	通常停止 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9.1E-07	34.2%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	6.4E-07	24.0%		○
		通常停止 + RHR 手動操作失敗 + RSWポンプD起動失敗	1.6E-07	5.9%		○
手動停止 + SRV 再閉失敗 + 除熱失敗	7.2E-09	通常停止 + SR 弁再閉鎖失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.5E-09	34.1%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		通常停止 + SR 弁再閉鎖失敗 + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.7E-09	23.9%		○
		通常停止 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗 + RSWポンプD起動失敗	4.2E-10	5.9%		○
サポート系喪失 + 除熱失敗	1.7E-06	補機冷却系B系喪失 + RHR-A熱交換器伝熱管閉塞	2.2E-07	13.5%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		補機冷却系B系喪失 + RHR 手動操作失敗	1.2E-07	7.2%		○
		タービン・サポート系喪失 + RHR 手動操作失敗	1.2E-07	7.2%		○
サポート系喪失 + SRV 再閉失敗 + 除熱失敗	4.3E-09	補機冷却系B系喪失 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR-A熱交換器伝熱管閉塞	6.0E-10	14.1%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		補機冷却系B系喪失 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	3.2E-10	7.6%		○
		タービン・サポート系喪失 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	3.2E-10	7.6%		○
中小破断LOCA + 除熱失敗	8.6E-08	小破断LOCA + RHR 手動操作失敗	5.0E-08	58.2%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		中破断LOCA + RHR 手動操作失敗	3.3E-08	38.8%		○
		小破断LOCA + RHRポンプ起動失敗共通原因故障	2.8E-10	0.3%		○
大破断LOCA + 除熱失敗	3.4E-09	大破断LOCA + RHR 手動操作失敗	3.3E-09	97.1%	・ 原子炉補機代替冷却水系 ・ 原子炉格納容器フィルタベント系	○
		大破断LOCA + RHRポンプ起動失敗共通原因故障	1.9E-11	0.6%		○
		大破断LOCA + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.1E-11	0.3%		○

【主要なカットセットに対する検討】

○第1-4表より、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については、CDFの約89%のカットセットを確認した。なお、「崩壊熱除去機能喪失」は全CDFに占めるCDFの割合が約99.7%であり、全CDFのほとんどを占める事故シーケンスグループである。

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、崩壊熱除去機能の喪失によりS/P水温が上昇する等の要因により注水機能が喪失し、格納容器破損に至るシーケンスである。崩壊熱除去機能が喪失する要因としては、RHR手動操作失敗や補機冷却系であるRCW/RSWポンプの共通原因故障によるRHR機能喪失が支配的となっている。

これらの基事象に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉

心損傷を防止できる。

- 主要な事故シーケンスのうち、RHR 手動操作失敗による炉心損傷に対しては、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。
- 主要な事故シーケンスのうち、RCW/RSW ポンプの共通原因故障による炉心損傷に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる原子炉格納容器フィルタベント系は、RHR、RCW 及び RSW に対して独立なシステムであり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全 CDF の約 99.7%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-5 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
過渡事象 +原子炉停止失敗	3.9E-09	非隔離事象 +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.8E-09	72.1%	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ 機能	○
中小破断LOCA +原子炉停止失敗	8.3E-12	小破断LOCA +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	5.0E-12	59.8%		○
大破断LOCA +原子炉停止失敗	3.3E-13	大破断LOCA +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-13	99.7%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-5 表より，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については CDF の約 95%のカットセットを確認した。なお，「原子炉停止機能喪失」は全 CDF に占める割合が 0.1%未満であり，全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは，運転時の異常な過渡変化又は LOCA が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが，原子炉トリップに失敗するカットセットとして，トリップアクチュエータリレーの共通原因故障による原子炉保護系の機能喪失が主要因となっている。

炉心損傷防止対策としては，代替制御棒挿入機能，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能が有効である。さらに，過渡事象においては，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能，ほう酸水注入系，制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能により，炉心損傷防止が可能である。

第 1-6 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット (LOCA 時注水機能喪失)

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4. 3E-13	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4. 3E-14	10. 1%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3. 0E-14	7. 1%	-	×※
		中破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁制御部作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-14	5. 3%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS S/C側ミニマムフロー弁作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-14	5. 3%	-	×※
中小破断LOCA + 高圧ECCS失敗 + 原子炉自動減圧 失敗	2. 9E-12	中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	9. 1E-14	3. 1%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	8. 5E-14	2. 9%	-	×※
		中破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗	5. 7E-14	2. 0%	-	×※
大破断LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4. 2E-14	大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4. 3E-15	10. 3%	-	×※
		大破断LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3. 0E-15	7. 2%	-	×※
		大破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-15	5. 4%	-	×※
		大破断LOCA +HPCS S/C側ミニマムフロー弁制御部作動失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2. 3E-15	5. 4%	-	×※

※中破断 LOCA, 大破断 LOCA では高圧代替注水系, 低圧代替注水系 (常設) とともに注水容量が不足するため。

【主要なカットセットに対する検討】

- 第 1-6 表より, 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」については CDF の約 11%のカットセットを確認した。なお, 「LOCA 時注水機能喪失」については全 CDF に占める CDF の割合が 0. 1%未満であり, 全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは, 「中小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+原子炉自動減圧失敗」が支配的となっている。このシーケンスにおいて, 主要なカットセットは中破断 LOCA を起因事象とするもので占められている。高圧 ECCS 失敗の要因としては, HPCS に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられている。減圧失敗の要因としては, 水位または圧力トランスミッタの共通原因故障が支配的であり, また, 自動減圧失敗時のバックアップ操作に失

敗する人的過誤である手動減圧操作失敗が挙げられている。この場合、原子炉を減圧できない一方で、中破断 LOCA の場合、高圧代替注水系にも期待できないことから、炉心損傷を防止できない。

- 「中小破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」についても、主要なカットセットは中破断 LOCA を起因事象とするもので占められている。高圧 ECCS 失敗の要因としては、HPCS に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられ、低圧 ECCS 失敗の要因としては低圧 ECCS の補機冷却系である RCW/RSW ポンプの共通原因故障が支配的である。補機冷却系の喪失時にも注水可能な設備として低圧代替注水系(常設)があるものの、中破断 LOCA 時には容量不足のために炉心損傷を防止することができない。
- 「大破断 LOCA+高圧 ECCS 失敗+低圧 ECCS 失敗」については、国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、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原子炉格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱により、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待することができる。
- 人的過誤については、LOCA が発生しているにも係わらず、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにも係らずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷頻度は非常に小さな値に抑えられているが、原子炉手動減圧操作の失敗等の人的過誤については、訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。

第 1-7 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（格納容器バイパス）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
ISLOCA	2.4E-09	ISLOCA（低圧配管_隔離失敗）	2.2E-09	90.5%	・ 減圧による漏えい低減 ・ 隔離操作	○
		ISLOCA（高圧配管_隔離失敗）	2.3E-10	9.5%		○

【主要なカットセットに対する検討】

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象としてインターフェイスシステム LOCA が発生するものである。

炉心損傷防止対策としては、減圧による漏えいの低減、漏えい箇所の隔離操作が有効である。

1. 2 FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1) 実施内容

今回は、FV 重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効か否かを定性的に考察した。

なお、今回の整理は定量的に評価した FV 重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上で PRA を実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象レベル 1PRA のみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。

(2) 選定条件

事故シーケンスグループ別に FV 重要度を分析し、その値が 10^{-3} を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV 重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、CDF の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は 10^{-3} を基準とすることとし、 10^{-3} 未満の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧注水・低圧注水機能喪失 (TQUV)」、「高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)」、「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失 (TW)」、「原子炉停止機能喪失 (TC)」、「インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA 時注水機能喪失 (S1E, S2E)」については、抽出された基事象の一部に対して、定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。

今回の内部事象運転時レベル 1PRA では、TW がその CDF のほぼ 100% を占めており、TW に対しては FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に重大事故等対処設備(具体的には原子炉格納容器フィルタベント系による除熱機能の確保)が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA の全 CDF は 10^{-3} 程度低減されるものと考えられる。このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は 99% 以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故防止等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、HPCS の注入元弁開け忘れや低圧注水系の不動作につながる信号系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系や低圧代替注水系による原子炉注水によって対応することが可能である。

○高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故防止等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、手動減圧操作失敗が抽出された。これに対して、代替自動減圧系により、D/W 圧力高を伴わない過渡事象時においても減圧され、その後の低圧注水に期待できるため、炉心損傷を防止することが可能である。

○崩壊熱除去機能喪失 (TW)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系の操作失敗や原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、独立した系統である原子炉格納容器フィルタベント系や原子炉補機代替冷却水系によって除熱機能を確保することが可能である。

○全交流動力電源喪失 (長期 TB, TBU, TBP, TBD)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、長期 TB 及び TBP では非常用 D/G の喪失及び HPCS の機器故障が抽出された。また、TBU ではこれに加えて RCIC の機器故障が、TBD では蓄電池の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による電源復旧により、原子炉注水機能を確保することが可能である。

○LOCA 時注水機能喪失 (S1E, S2E)

小破断 LOCA (S2E) について、FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象について重大事故等防止対策が有効であることを確認した。支配的な基事象として高圧注水の機能喪失や減圧失敗が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系による原子炉注水により対応することが可能である。

中破断 LOCA (S1E) については、小破断 LOCA と同様に HPCS の機能喪失や減圧失敗に関連する基事象が抽出された。ただし、中破断 LOCA の場合、高圧代替注水系は有効とならず、重大事故等対処設備による炉心損傷の防止が困難である。

○原子炉停止機能喪失 (TC)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、原子炉保護系の共通原因故障や制御棒挿入失敗が抽出された。これらに対して、代替制御棒挿入機能や代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、ほう酸水注入系により原子炉停止が可能である。

○インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

起因事象である破断箇所の隔離失敗による ISLOCA 発生が支配的であった。これに対しては、減圧による漏えい低減や発生個所の隔離による対応が可能である。

2. レベル 1.5PRA

各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるプラント損傷状態と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

(1) 選定条件

レベル 1.5PRA では炉心損傷時のプラント損傷状態 (PDS) により、事故シーケンスをグループ化し、各 PDS から個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。

ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての事故シーケンスを対象に上位 5 位までのカットセットを抽出し、主要なカットセット及び重大事故防止対策の整備状況等の対比について整理した。(第 2-1 表参照)

なお、発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。

(2) 主要なカットセットの確認結果

格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となる PDS と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した重大事故防止対策により格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

第2-1表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット

格納容器破損モード	格納容器破損モード毎のCFF(／年)	PDS	主要なカットセット	CFF(／年)	寄与割合	主要なカットセット上位5つの割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
券囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	1.3E-09	TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+長期冷却失敗	9.0E-11	7.2%	19.4%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系(常設)による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
		TQUX	非隔離事象 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +長期冷却失敗 +保守作業によるRCIC待機除外	5.7E-11	4.6%			○
		TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +長期冷却失敗 +保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	3.7E-11	3.0%			○
		TQUX	RPS誤動作等 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +長期冷却失敗	2.9E-11	2.3%			○
		TQUX	非隔離事象 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +長期冷却失敗 +HPCSポンプ室空調機能喪失	2.9E-11	2.3%			○
券囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	9.4E-13	TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	2.2E-14	2.4%	6.5%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系(常設)による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	1.4E-14	1.5%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +格納容器注水失敗+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	9.0E-15	1.0%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+格納容器注水失敗	8.3E-15	0.9%			○
		TQUX	RPS誤動作等 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	7.1E-15	0.8%			○
高压溶融物放出/格納容器券囲気直接加熱	0.0E+00*	—	—	—	—	—	・逃し安全弁による手動減圧 ・原子炉格納容器フィルタベント系	○
原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用	5.0E-15	TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生	9.4E-17	1.9%	5.3%	— (格納容器バウンダリの機能は喪失しない)	○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生	6.0E-17	1.2%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +FCI発生+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外	3.8E-17	0.8%			○
		TQUX	非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+FCI発生	3.5E-17	0.7%			○
		S1E	中破断LOCA +D/重圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +FCI発生	3.1E-17	0.6%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.1E-10	長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	9.8E-12	8.6%	27.5%	・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器下部注水系(常設)	○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	6.6E-12	5.8%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G継続運転失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	6.6E-12	5.8%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+非常用D/G起動失敗共通原因故障 +非常用HPCS-D/G起動失敗 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	4.5E-12	4.0%			○
		長期TB	外部電源喪失 +デブリ冷却失敗+保守作業によるHPCS-D/G待機除外 +非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 +外電復旧失敗(30分)+外電復旧失敗(8時間)	3.7E-12	3.2%			○
水素燃焼	0.0E+00*	—	—	—	—	—	・窒素置換による格納容器内券囲気の不活性化	○

※発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

第 2-2 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
 （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ+長期冷却失敗	過渡事象 + 高压注入失敗 + 手動減圧失敗 + 長期冷却失敗	1.2E-09	94.6%	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能 ・低压代替注水系（常設）による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 ・原子炉格納容器フィルタベント系 	○
非隔離事象 + 手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + 長期冷却失敗 + 保守作業によるRCIC待機除外					
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + 長期冷却失敗 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
RPS誤動作等 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + HPCS注入元弁開け忘れ + 長期冷却失敗					
非隔離事象 + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + 長期冷却失敗 + HPCSポンプ室空調機能喪失					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時、RPS 誤動作等といった過渡事象時の手動減圧操作失敗、HPCS や RCIC に関する人的過誤である。（第 2-2 表参照）

これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧、低压代替注水系（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格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱により、格納容器過圧破損の防止が可能である。

○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

第 2-3 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF （/炉年）	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の 有効性
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗	過渡事象 + 高圧注入失敗 + 手動減圧失敗 + 格納容器注水失敗	8.7E-13	92.4%	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 	○
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +格納容器注水失敗+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+格納容器注水失敗					
RPS誤動作等 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+格納容器注水失敗					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時の水位トランスミッタ関連の共通原因故障や手動減圧操作失敗、HPCS や RCIC に関する人的過誤である。（第 2-3 表参照）

これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧、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及び格納容器頂部注水系による冷却により、格納容器過温破損の防止が可能である。

○高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

【主要なカットセットに対する検討】

本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、0 と評価している。

本格納容器破損モードに至る可能性がある PDS は TQUX, 長期 TB, TBD, TBU, S2E が挙げられ, CDF の割合では約 100%を TQUX が占める。第 1-2 表より, TQUX における主要カットセットとして, ポンプ故障や人的過誤, 原子炉手動減圧失敗などが挙げられている。

これらに対し, 原子炉圧力容器破損までの逃がし安全弁の手動操作及び原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器減圧により, 本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用

第 2-4 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/ 炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の 有効性
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生	過渡事象 +高圧注入失敗 +手動減圧失敗 +FCI発生	3. 5E-15	71. 4%	— (格納容器バウンダリの機能は喪失しない)	○
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ不動作共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+FCI発生					
非隔離事象 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+RCIC手動操作失敗 +FCI発生+保守作業によるHPCW/HPSW待機除外					
非隔離事象 +L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ+FCI発生					
中破断LOCA +D/W圧力トランスミッタ低出力共通原因故障 +手動減圧操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +FCI発生	中小破断LOCA +高圧注入失敗 +原子炉自動減圧失敗+FCI発生	9. 7E-16	19. 6%		

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、非隔離事象時の水位トランスミッタやD/W圧力トランスミッタの共通原因故障、手動減圧操作失敗、HPCSやRCICに関する人的過誤である。(第2-4表参照)

しかしながら、解析により、原子炉圧力容器外の溶融燃料/冷却材相互作用による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ことが確認されている。

○溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2-5 表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット
(溶融炉心・コンクリート相互作用)

主要なカットセット	事故シーケンス	事故シーケンスCFF (/ 炉年)	事故シーケンス 寄与割合	格納容器破損防止対策	対策の 有効性
外部電源喪失 + デブリ冷却失敗 + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗 + 外電復旧失敗(30分) + 外電復旧失敗(8時間)	外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗 + デブリ冷却失敗	6.0E-11	52.4%	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器下部注水系 (常設) 	○
外部電源喪失 + デブリ冷却失敗 + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G起動失敗 + 外電復旧失敗(30分) + 外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 + デブリ冷却失敗 + 非常用D/G起動失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗 + 外電復旧失敗(30分) + 外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 + デブリ冷却失敗 + 非常用D/G起動失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G起動失敗 + 外電復旧失敗(30分) + 外電復旧失敗(8時間)					
外部電源喪失 + デブリ冷却失敗 + 保守作業によるHPCS-D/G待機除外 + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 外電復旧失敗(30分) + 外電復旧失敗(8時間)					

【主要なカットセットに対する検討】

主要なカットセットは、外部電源喪失時の非常用 D/G の共通原因故障や継続運転、及び起動の失敗、外電復旧の失敗である。(第 2-5 表参照)

これらに対し、常設代替交流電源設備による電源供給の対策に加え、原子炉格納容器下部注水系 (常設) により、溶融炉心の落下までに格納容器下部への注水により溶融炉心の冷却に十分な水量及び水位を確保、且つ溶融炉心の落下後の崩壊熱を十分に上回る流量で注水することにより、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。

○水素燃焼

【主要なカットセットに対する検討】

本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、0 と評価している。

本格納容器破損モードに至る可能性がある PDS は TQUX, TBU, TBP が挙げられ、CDF の割合では約 100% を TQUX が占める。第 1-2 表より、TQUX における主要カットセットとして、ポンプ故障や人的過誤、原子炉手動減圧失敗などが挙げられている。

これらのカットセットによらず、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損は生じない。

3. 停止時レベル 1PRA

3. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

各事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスの中で上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第 3-1 表～第 3-3 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 3-1 表～第 3-3 表に示した通り全ての事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷防止が可能となることを確認した。

第 3-1 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故シーケンス	CDF (／炉年)	主要なカットセット	CDF (／炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
崩壊熱除去機能喪失 +崩壊熱除去失敗 +注水系失敗	9.0E-07	RHR 機能喪失 (POS-B1) +MUWC 操作失敗	3.2E-7	35.3%	・大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		RHR 機能喪失 (POS-C1) +MUWC 操作失敗	2.6E-7	28.6%		○
		RHR 機能喪失 (POS-B2) +MUWC 操作失敗	9.9E-8	11.0%		○
外部電源喪失 +崩壊熱除去失敗 +注水系失敗	3.2E-08	外部電源喪失 (POS-B1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	5.6E-9	17.3%	・大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-C1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	4.6E-9	14.3%		
		外部電源喪失 (POS-B1) +パワーセンタ動力変圧器 C 機能喪失	2.6E-9	7.9%		

【主要なカットセットに対する検討】

- 「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については、POS-B1、POS-B2、POS-C1 のように待機除外となっているシステムが多い POS における崩壊熱除去機能喪失が主要な起因事象として挙げられている。これらの POS においては、緩和設備として MUWC にのみ期待していることから、MUWC 操作失敗が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水状態である POS-B1、POS-B2 においては燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系による炉心損傷防止も可能である。

- 「外部電源喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗」については、除熱や注水に対する診断の失敗による崩壊熱除去、注水失敗、パワーセンタ動力変圧器の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。

第 3-2 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故シーケンス	CDF (／炉年)	主要なカットセット	CDF (／炉年)	寄与割合	対策	対策有効性
外部電源喪失 + 直流電源喪失 + HPCS 失敗	2. 2E-13	外部電源喪失 (POS-D) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗	5. 6E-14	26. 0%	・ 大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-D) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 起動失敗	3. 8E-14	17. 7%		○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 蓄電池 A・B 間機能喪失共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗	1. 9E-14	9. 0%		○
外部電源喪失 + DG 失敗 + HPCS 失敗	1. 7E-12	外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 継続運転失敗共通原因故障 + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1. 5E-13	9. 0%	・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 常設代替交流電源設備	○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 継続運転失敗 CCF + 非常用 HPCS-D/G 起動失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1. 0E-13	6. 1%		○
		外部電源喪失 (POS-A1) + 非常用 D/G 起動失敗 CCF + 非常用 HPCS-D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1. 0E-13	6. 1%		○
外部電源喪失 + 直流電源喪失	3. 5E-8	外部電源喪失 (POS-B1) + 蓄電池 A 機能喪失	8. 3E-9	23. 9%	・ 大容量送水ポンプ (タイプ I)	○
		外部電源喪失 (POS-B1) + 蓄電池遮断器 A 誤開	6. 9E-9	19. 9%		○
		外部電源喪失 (POS-C1) + 蓄電池 B 機能喪失	6. 9E-9	19. 8%		○
外部電源喪失 + DG 失敗	1. 6E-8	外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	4. 4E-9	27. 6%	・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 常設代替交流電源設備	○
		外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 D/G 起動失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	3. 0E-9	18. 7%		○
		外部電源喪失 POS-A2 + 非常用 D/G 継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	2. 3E-9	14. 4%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- 「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS 失敗」では、全交流動力電源が喪失する要因として、蓄電池の共通原因故障や HPCS-D/G の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失+DG 失敗+HPCS 失敗」については、非常用 D/G の共通原因故障や HPCS-D/G の故障、外部電源復旧失敗が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）および常設代替交流電源設備による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失+直流電源喪失」については、POS-B1 や POS-C1 等の片区分の電源が待機除外となっている POS において、使用可能な区分の蓄電池等の直流電源機器における故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプ I）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水状態である POS-B1 においては燃料プール代替注水系、燃料プールスプレイ系による原子炉注水が有効である。

- 「外部電源喪失+DG 失敗」についても上記と同様に、POS-A2 や POS-C1 等片区分の電源が待機除外となっている POS において、使用可能な区分の非常用 D/G の故障が主要なカットセットとして挙げられている。

炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）および常設代替交流電源設備による原子炉注水が有効である。

第 3-3 表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉冷却材の流出）

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	対策	対策 有効性
冷却材流出 +注水系失敗	3.5E-10	RHR 切替時の LOCA (POS-B2) +LOCA 時の運転員認知失敗	1.7E-10	48.7%	【認知成功の場合】 待機中 RHR (低圧注水モード) 等	—
		CUW ブロー時の LOCA (POS-C1) +LOCA 時の運転員認知失敗	1.1E-10	32.5%		—
		CUW ブロー時の LOCA (POS-D) +LOCA 時の運転員認知失敗	5.7E-11	16.4%	【認知失敗の場合】 教育等による発生頻度 の低減	—

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは，原子炉冷却材の流出が発生する事象である。LOCA の認知失敗による事象緩和失敗が支配的である。
炉心損傷防止対策としては，運転員認知に成功した場合には，待機中の RHR（低圧注水モード）等による原子炉注水が有効である。
- 「LOCA 時の運転員認知失敗」については，RHR の起動時や CUW によるブロー時には，手順書にて原子炉水位の確認を確認事項として定めていることから，PRA 上の想定よりも水位低下時の運転員の認知は容易になると考えられる。
- 認知失敗に対する対策として，教育等によりその発生可能性の低減に努めていく。

3. 2 FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

FV 重要度が 1.0×10^{-4} ※1 を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。

また、有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下のとおり抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様、注水機能の多様化や運転員への注意喚起等の継続的实施によって炉心損傷の発生頻度をさらに低下させることが可能であることを確認した。

a. MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象

停止時レベル 1PRA においては、重大事故対処設備である MUWC による原子炉等への注水に期待している。そのため、この機能が喪失する基事象が有効性評価で考慮している対策が有効とならない基事象として第 3-4 表に抽出される。

これらの基事象の FV 重要度が高い原因は、POS-B1, POS-B2, POS-C1 の崩壊熱除去機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは、待機除外となっているシステムが多いため、MUWC 以外の注水設備がないことによるものである。ただし、これらの POS においては余裕時間が長く、待機中 RHR (低圧注水モード) や MUWC 以外の対策として低圧代替注水系 (可搬型) を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。

b. 冷却材流出事象において待機中 RHR (低圧注水モード) , MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象

冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は、考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る (第 3-5 表)。

対策として、運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、マニュアルや手順等による操作時の注意喚起を実施している。具体的には、RHR 切替時の LOCA について、RHR の切替による停止時冷却モード起動の際には、原子炉水位に注意することを手順書にて定めている。RHR 切替時の LOCA に次いで寄与割合の高い CUW ブロー時の LOCA については、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための余裕時間があること、ブロー水の排水先である RW 設備の運転員による異常の検知にも期待できる。これらのことから、PRA 上の想定より、運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。

※1 停止時 PRA における FV 重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実

施した。その際、全 CDF に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、運転時レベル 1PRA よりも一桁小さい 1.0×10^{-4} を基準として、それを超える基事象について抽出を実施した。

第 3-4 表 MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
MUWC 操作失敗	7.8E-01	MUWC による原子炉注水操作に失敗する基事象
MUWC ポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.2E-03	複数台の MUWC ポンプが共通原因により運転継続に失敗する基事象

第 3-5 表 冷却材流出事象において待機中 RHR (低圧注水モード)、MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
LOCA 時の運転員認知失敗 (POS-B2)	1.7E-04	冷却材流出事象が発生し、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象
LOCA 時の運転員認知失敗 (POS-C1)	1.2E-04	同上

54. 地震 PRA, 津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性

内部事象 PRA から抽出される事故シーケンスには、一部を除いてそれぞれ有効な炉心損傷防止対策等が講じられている。内部事象 PRA では、機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが、外部事象 PRA では、外部事象によっても機器の故障等が発生するため、例えば同じ事故シーケンスあるいはカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが表れる。このため、地震レベル 1PRA, 津波レベル 1PRA から抽出される事故シーケンスについても、支配的な事故シーケンスに対してカットセットを分析し、炉心損傷防止対策の有効性を整理した。

1. 地震レベル 1PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが膨大な数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスグループのうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第1表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1表に示した通り、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方、事故シーケンスグループのうち、「原子炉停止機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。また、「ELOCA」、「格納容器バイパス」、「計装・制御系喪失」、「制御建屋空調系喪失」、「RPV 損傷」、「PCV 損傷」、「RB 損傷」の炉心損傷直結事象についても、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。

第1表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(1/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※1	主要なカットセット※2		炉心損傷頻度寄与割合※3		主な対策	対策有効性
		主要なカットセット	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合 [%]	寄与割合 [%]		
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (2.2×10^{-8} /炉年)	外部電源喪失 + ECCS注水失敗 (2.1×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失 + RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失 + HPSC 系ディーゼル発電機機能喪失 + LPCS 系弁機能喪失 + RHR 系弁機能喪失	2.3E-10	1.1	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○	
		外部電源設備機能喪失 + RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失 + HPSC 系ディーゼル発電機機能喪失 (鉛直) + LPCS 系弁機能喪失 + RHR 系弁機能喪失	2.3E-10	1.1			
TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) (7.9×10^{-7} /炉年)	外部電源喪失 + 高圧注水失敗 + 減圧失敗 (7.9×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失 + RCIC ランダム機能喪失 + HPSC ランダム機能喪失 + 減圧ランダム失敗	6.6E-07	82.7	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 代替自動減圧機能 	○	
		外部電源設備機能喪失 + RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失 + HPSC 系ディーゼル発電機機能喪失 + S/R 弁機能喪失	3.7E-09	0.5			
TW (崩壊熱除去機能喪失) (5.6×10^{-6} /炉年)	外部電源喪失 + RCIC注水成功 + 崩壊熱除去失敗 (5.5×10^{-6} /炉年)	外部電源設備機能喪失 + RCIC 系ポンプ駆動用タービン機能喪失 + HPSC 系ディーゼル発電機機能喪失 + S/R 弁機能喪失	3.6E-09	0.5	○		
		外部電源設備機能喪失 + RHR ランダム機能喪失	5.4E-06	99.0			
TC (原子炉停止機能喪失) (9.5×10^{-7} /炉年)	全交流動力 電源喪失 + 原子炉停止失敗 (5.0×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失 + RHR 系弁機能喪失	2.8E-08	0.5	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○	
		外部電源設備機能喪失 + RHR 配管損傷	2.0E-08	0.4			
		外部電源設備機能喪失 + 非常用ディーゼル機関機能喪失 + 水圧制御ユニット機能喪失	2.4E-08	4.8			
		外部電源設備機能喪失 + 非常用 MCC 機能喪失 + 水圧制御ユニット機能喪失	2.2E-08	4.4			
		外部電源設備機能喪失 + 軽油タンク損傷 + 水圧制御ユニット機能喪失	2.0E-08	4.0	<ul style="list-style-type: none"> 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ほう酸水注入系制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能 	○※4	

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シークエンスの CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

※4 ほう酸水の注入により原子炉停止に成功した場合は、その後の対応は長期 TB シークエンスと同じとなる。

第1表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(2/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※1	カットセットの分析結果			炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合※3 [%]	主な対策	対策有効性
		主要なカットセット※2	炉心損傷頻度					
長期 TB (6.9×10^{-6})	全交流動力電源喪失 + パツテリー枯渇による RCIC 機能喪失 (6.9×10^{-6} / 炉年)	交流電源・補機冷却系ランダム故障 + RCIC 注水成功	2. 6E-06	37.9	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 原子炉補機代替冷却水系 原子炉隔離時冷却系 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○		
		軽油タンク損傷 + RCIC 注水成功	7. 8E-07	11.4				
		非常用 MCC 機能喪失 + RCIC 注水成功	7. 4E-07	10.7				
TBP (2.3×10^{-8})	全交流動力電源喪失 + SRV 再閉鎖失敗 (2.3×10^{-8} / 炉年)	外部電源設備機能喪失 + 交流電源・補機冷却系ランダム機能喪失 + S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	8. 9E-09	37.9	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○		
		外部電源設備機能喪失 + 軽油タンク損傷 + S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	2. 7E-09	11.4				
		外部電源設備機能喪失 + 非常用 MCC 機能喪失 + S/R 弁ランダム再閉鎖失敗	2. 5E-09	10.7				
TBU (2.3×10^{-7})	全交流動力電源喪失 + RCIC 失敗 (2.3×10^{-7} / 炉年)	外部電源設備機能喪失 + 交流電源・補機冷却系ランダム機能喪失 + RCIC ランダム機能喪失	5. 4E-08	23.3	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○		
		外部電源設備機能喪失 + 軽油タンク損傷 + RCIC ランダム機能喪失	1. 6E-08	7.0				
		外部電源設備機能喪失 + 非常用 MCC 機能喪失 + RCIC ランダム機能喪失	1. 5E-08	6.6				
TBD (6.0×10^{-7})	直流電源喪失 (6.0×10^{-7} / 炉年)	外部電源設備機能喪失 + 直流主母線盤機能喪失	4. 8E-07	80.0	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 可搬型代替直流電源設備 原子炉格納容器フィルタバベント系 	○		
		外部電源設備機能喪失 + ケーブルトレイ損傷	1. 2E-07	19.6				
		外部電源設備機能喪失 + 直流電源ランダム機能喪失	2. 1E-09	0.3				

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シークエンスの CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

第1表 事故シークエンスの分析(最小カセットセットの抽出)結果(3/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※1	カセットセットの分析結果			対策有効性
		主要なカセットセット※2	炉心損傷頻度 [%/炉年]	寄与割合※3 [%]	
ELOCA (ECCS容量を超えるLOCA) (7.2×10^{-7} /炉年)	ELOCA (5.6×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+核計装損傷	2.1E-07	38.3	—
		外部電源設備機能喪失+RPVノズル損傷(制御棒ハウジング)	1.2E-07	21.9	
		外部電源設備機能喪失+RPVノズル損傷(N2)	9.1E-08	16.4	
格納容器バイパス (ISLOCA) (8.0×10^{-8} /炉年)	隔離失敗 (8.0×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+CUW入口ライン隔離弁機能喪失+PCV外Bクラス配管	4.5E-08	55.7	—
		外部電源設備機能喪失+隔離ランダム失敗+PCV外Bクラス配管	1.8E-08	22.8	
		外部電源設備機能喪失+給水隔離弁機能喪失+PCV外Bクラス配管	1.7E-08	21.5	
計装・制御系喪失 (3.1×10^{-7} /炉年)	計装・制御系喪失 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+中央制御盤機能喪失	1.8E-07	59.6	—
		外部電源設備機能喪失+計装ラック損傷	1.2E-07	40.4	
		外部電源設備機能喪失+静止形無停電電源装置機能喪失	4.9E-14	0.0	
制御建屋 空調系喪失 (5.9×10^{-7} /炉年)	制御建屋 空調系喪失 (5.9×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+中央制御室送風機能喪失	2.3E-07	39.2	—
		外部電源設備機能喪失+HECW系ポンプ機能喪失	1.5E-07	25.4	
		外部電源設備機能喪失+HECW系冷凍機能喪失	1.2E-07	19.7	
制御建屋損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	制御建屋損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+制御建屋損傷	3.1E-07	100.0	—
RPV損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	原子炉圧力容器損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+圧力容器支持構造物損傷	1.7E-07	54.7	—
		外部電源設備機能喪失+原子炉しゃべい壁損傷	7.9E-08	25.3	
		外部電源設備機能喪失+RPV損傷	6.3E-08	20.0	
PCV損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	原子炉格納容器損傷 (3.1×10^{-7} /炉年)	外部電源設備機能喪失+格納容器スタビライザ損傷	1.4E-07	44.6	—
		外部電源設備機能喪失+ボックスサポート損傷	1.4E-07	44.2	
		外部電源設備機能喪失+機器搬出入口損傷	1.8E-08	5.9	
RB損傷 (2.1×10^{-8} /炉年)	原子炉建屋損傷 (2.1×10^{-8} /炉年)	外部電源設備機能喪失+原子炉建屋損傷	2.1E-08	100.0	—

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上的な特徴に着目し、詳細化して分類したものである。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 地震PRAでは機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 事故シークエンスのCDFに対するカセットセットの寄与割合を示す。

【主要なカットセットに対する検討】

○ 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

いずれのカットセットにも、地震による原子炉隔離時冷却系(RCIC)、高圧炉心スプレイ系(HPCS)、低圧炉心スプレイ系(LPCS)、残留熱除去系(RHR)の機能喪失が含まれる。なお、ECCS注水系の一つである低圧注水系(LPCI)は、RHRの運転モードの一つであるため、カットセットにRHRが含まれる。地震PRAでは、弁等は同一系統内で完全相関を仮定するため、LPCIに関する設備の損傷であっても、RHR全体の弁の損傷を想定し、RHRも機能喪失する。このため、対策は、ECCS注水系のバックアップである高圧代替注水系による炉心冷却と、RHRと設備を共有しない原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱となる。低圧代替注水系(常設)は、RHRの設備を一部使用するため、期待できない。

○ 高圧注水・原子炉減圧機能喪失(TQUX)

最も寄与の高いカットセットには、地震による機器の損傷の基事象は含まれていない。このため対策は、内部事象レベル1PRAの結果抽出されたカットセットの対策と同様となる。それ以外のカットセットには、地震によるRCIC、HPCS、主蒸気逃がし安全弁(S/R弁)の機能喪失が含まれる。この場合、減圧機能が喪失するため、高圧注水系のバックアップである高圧代替注水系による炉心冷却が対策となる。

○ 崩壊熱除去機能喪失(TW)

いずれのカットセットにも、地震あるいはランダム故障によるRHRの機能喪失が含まれる。この場合は、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替に期待できないが、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

○ 原子炉停止機能喪失(TC)

いずれのカットセットにも、地震による交流電源設備、水圧制御ユニットの機能喪失が含まれる。地震による軽油タンクの損傷に起因する交流電源設備の機能喪失を除き、原子炉スクラムが必要な際に制御棒を挿入できない際、交流電源が喪失しているため、ほう酸水注入系(SLC)による原子炉未臨界に期待できず、炉心損傷に至る。また、事象進展が早いため、常設代替交流電源設備にも期待できない。

一方、軽油タンクの損傷を含むカットセットに対しては、交流電源設備の運転が継続している間にSLCによって原子炉を停止することが可能である。原子炉停止後は、長期TBと同様なプラント状態となり、炉心損傷を防止できる。

○ 全交流動力電源喪失(TB)

- ・全交流電源喪失(長期 TB)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失」(長期 TB)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失、または、ランダム故障による補機冷却系の機能喪失を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

- ・全交流動力電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗(TBP)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗」(TBP)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失、または、ランダム故障による補機冷却系の機能喪失を含むカットセットが抽出されている。これにより、電動駆動の ECCS 注水系が機能を喪失する。また、S/R 弁再閉鎖失敗により、長時間の RCIC 及び高圧代替注水系には期待できない。このため、RCIC 又は高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。

- ・全交流動力電源喪失+RCIC 失敗(TBU)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+RCIC 失敗」(TBU)では、地震あるいはランダム故障による交流電源設備の機能喪失及び、RCIC のランダム故障を含むカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、高圧代替注水系による炉心冷却と、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

- ・直流電源喪失(TBD)

主要な事故シーケンスのうち、「直流電源喪失」(TBD)では、ランダム故障による直流電源設備、地震による直流母線またはケーブルトレイの損傷を含むカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、可搬型代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧するほか、高圧代替注水系ポンプ現場手動起動による炉心冷却と、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。

- その他の炉心損傷直結事象

ELOCA、格納容器バイパス、計装・制御系喪失、制御建屋空調系喪失、制御建屋損傷、RPV 損傷、PCV 損傷、RB 損傷については、別紙 2 の通り、評価方法に大きな保守性を有しており、また、地震動に応じた詳細な損傷規模や影響を評価することは困難なことから、現状、緩和不可能な事象として整理している。

2. 津波PRA

(1) 選定条件

各事故シーケンスにおける全てのカットセットを抽出した。TBU においては、RCIC の機能喪失要因によって2種類のカットセットが存在するが、TBU 以外においては、カットセットは1種類のみである。これら抽出されたカットセットと、炉心損傷防止対策の整備状況等を第2表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第2表に示した通り、「防潮堤機能喪失」以外の事故シーケンスに対しては、カットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、津波により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方、炉心損傷防止が困難な「防潮堤機能喪失」については、津波による詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。

【主要なカットセットに対する検討】

○全交流動力電源喪失(TB)

・長期 TB

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+バッテリー枯渇による RCIC 機能喪失」(長期 TB)は、津波の全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きいシーケンスであり、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+RCIC 注水成功」が抽出されている。このカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水系、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。

・TBU

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+RCIC 機能喪失」(TBU)は、津波の全炉心損傷頻度に対して3番目に寄与が大きいシーケンスである。RCIC 機能喪失にはランダム故障及び没水による2つの要因が含まれており、前者のRCIC ランダム故障が含まれるカットセット「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+RCIC ランダム故障」に対しては、炉心損傷防止対策として、高圧代替注水系、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。一方、RCIC 没水が含まれるカットセット「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+原子炉建屋外壁扉(管理区域)機能喪失+RCIC 没水」に対しては、原子炉建屋(管理区域)への津波浸水に対する止水対策によって高圧代替注水系等の対策設備を防護できれば、これら対策設備により炉心損傷を防止できる。

・TBP

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+S/R 弁再閉鎖失敗」(TBP)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+S/R 弁再閉鎖失敗」が抽出されている。このカットセットに対しては、高圧代替注水系により原子炉に注水し、S/R 弁からの蒸気流出で高圧代替注水系が機能喪失する前に常設代替交流電源設備による電源供給、及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を行うことにより、炉心損傷を防止できる。

・TBD

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+直流電源喪失」(TBD)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+直流電源ランダム故障」が抽出されている。このカットセットに対しては、

長期 TB と同様の炉心損傷防止対策に加えて、可搬型代替直流電源設備による直流電源供給が有効である。なお、津波 PRA の全 CDF に対する本事故シーケンスの寄与割合は 0.1%未満であり、十分に小さい値である。

○原子炉停止機能喪失(TC)

「全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失+原子炉停止失敗」(TC)は、カットセットとして「主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失+HPSW ポンプ機能喪失+スクラム系ランダム故障」が抽出されている。このカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替制御棒挿入機能、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による原子炉停止、常設代替交流電源設備による電源供給、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が有効である。なお、津波 PRA の全 CDF に対する本事故シーケンスの寄与割合は 0.1%未満であり、十分に小さい値である。

○防潮堤機能喪失

「防潮堤機能喪失」は津波の全炉心損傷頻度に対して 2 番目に寄与が大きいシーケンスである。防潮堤が機能喪失した場合、広範な緩和設備が津波の浸水により喪失するため炉心損傷に至る。津波 PRA では、一定の津波高さ以上において防潮堤が機能喪失すると保守的に想定したため、本事故シーケンスの津波 PRA の全 CDF に対する寄与割合は 3.3%となるが、防潮堤の詳細な耐力を考慮すると、防潮堤の破損頻度*は $1.3E-08$ / 炉年 (全 CDF の 0.15%) と評価され、十分に小さい値となる。なお、本事故シーケンスの全 CDF に対する寄与割合は 0.4%程度であり、十分に小さい値である。

* 津波ハザードと防潮堤の耐力を掛け合わせて津波高さ毎に積分して算出

第2表 津波PRA 事故シナリオの分析(最小カットセットの抽出)結果

事故シナリオグループ	事故シナリオ	最小カットセットの分析結果			対策	対策有効性
		主要なカットセット	津波分類 ^{※1}	CDF [1/年]		
長期 TB	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +パツテリー枯渇による RCIC 機能喪失 (CDF: 8.3E-06/年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+RCIC 注水成功	1, 2	8.3E-06	100	○
		主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+RCIC ランダム故障	1, 2	2.2E-08	74.5	○
	TB (全交流動力電源喪失) (CDF: 8.4E-06/年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+原子炉建屋外壁扉(管理 区域) 機能喪失+RCIC 没水	2	7.4E-09	25.5	△ ^{※3}
		主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+S/R 弁再閉鎖失敗	1, 2	2.3E-08	100	△ ^{※4}
TC (原子炉停止機能喪失) (CDF: 1.3E-13/年)	全交流動力電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +直流電源喪失 (CDF: 1.4E-12/年)	主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+直流電源ランダム故障	1, 2	1.4E-12	100	○
		主変圧器等機能喪失+RSW ポンプ機能喪失 +HPSW ポンプ機能喪失+スクラム系ランダム故障	1, 2	1.3E-13	100	○
防潮堤機能喪失 (CDF: 2.9E-07/年)	防潮堤機能喪失 (CDF: 2.9E-07/年)	防潮堤機能喪失	3	2.9E-07	100	× ^{※5}

※1 津波分類1: 津波高さ0. P. 29m以上35. 2m未満, 津波分類2: 津波高さ0. P. 35. 2m以上38. 6m未満, 津波分類3: 津波高さ0. P. 38. 6m以上

※2 当該事故シナリオのCDFに対する寄与割合

※3 原子炉建屋(管理区域)への津波浸水に対して, 高圧代替注水水系への止水対策が機能すれば炉心損傷を回避できる

※4 S/R弁からの蒸気流出により高圧代替注水水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し, 低圧注水に移行できれば炉心損傷を回避できる

※5 津波PRAでは, 一定の津波高さ以上において防潮堤が機能喪失すると保守的に想定したため, 本事故シナリオの全CDFに対する寄与割合は3. 3%となるが, 防潮堤の詳細な耐力を考慮すると, 防潮堤の破損頻度は1. 3E-08/年(全CDFの0. 15%)と評価され, 十分に小さい値となる。

57. 事象発生時の状況判断について

有効性評価においては、事故事象発生後「10 分間」は状況判断としており、原則事故対応操作は「10 分後」から開始するものとしている。

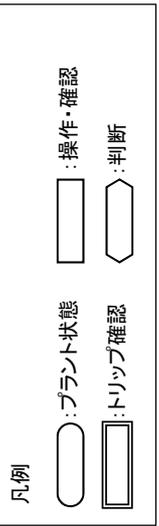
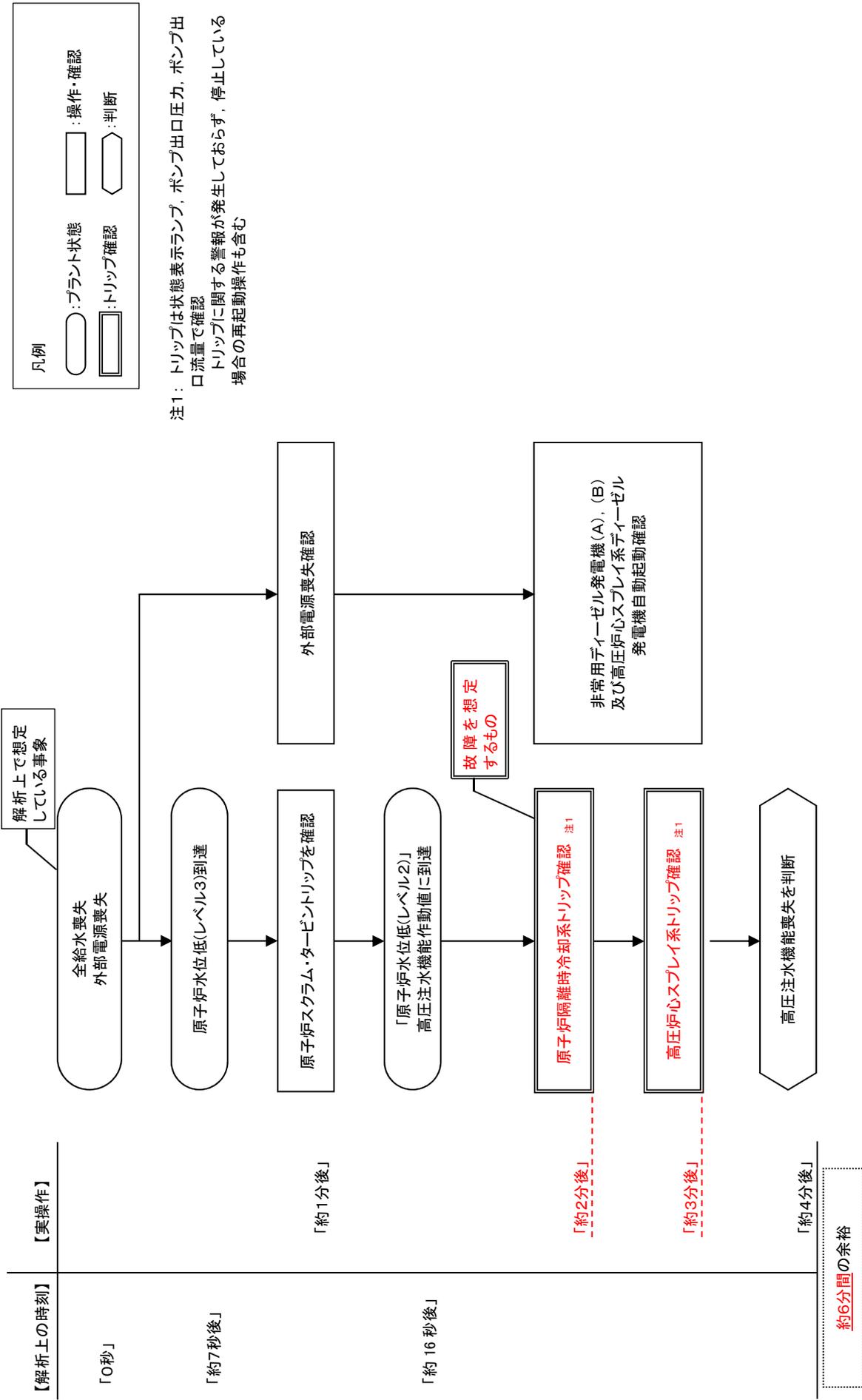
各事故事象では、機能喪失する設備が多数に及ぶ場合がある。

そのため、「10 分間」での機能喪失判断が必要な有効性評価における事故シナリオについて、実際の操作において「10 分間」で機能喪失判断が可能であること及び「10 分後」から事故対応操作が開始可能であることを確認する。

以下に、有効性評価の事故シナリオにおける状況判断「10 分間」の実際の操作について整理し、余裕時間を持って対応可能であることを示す。

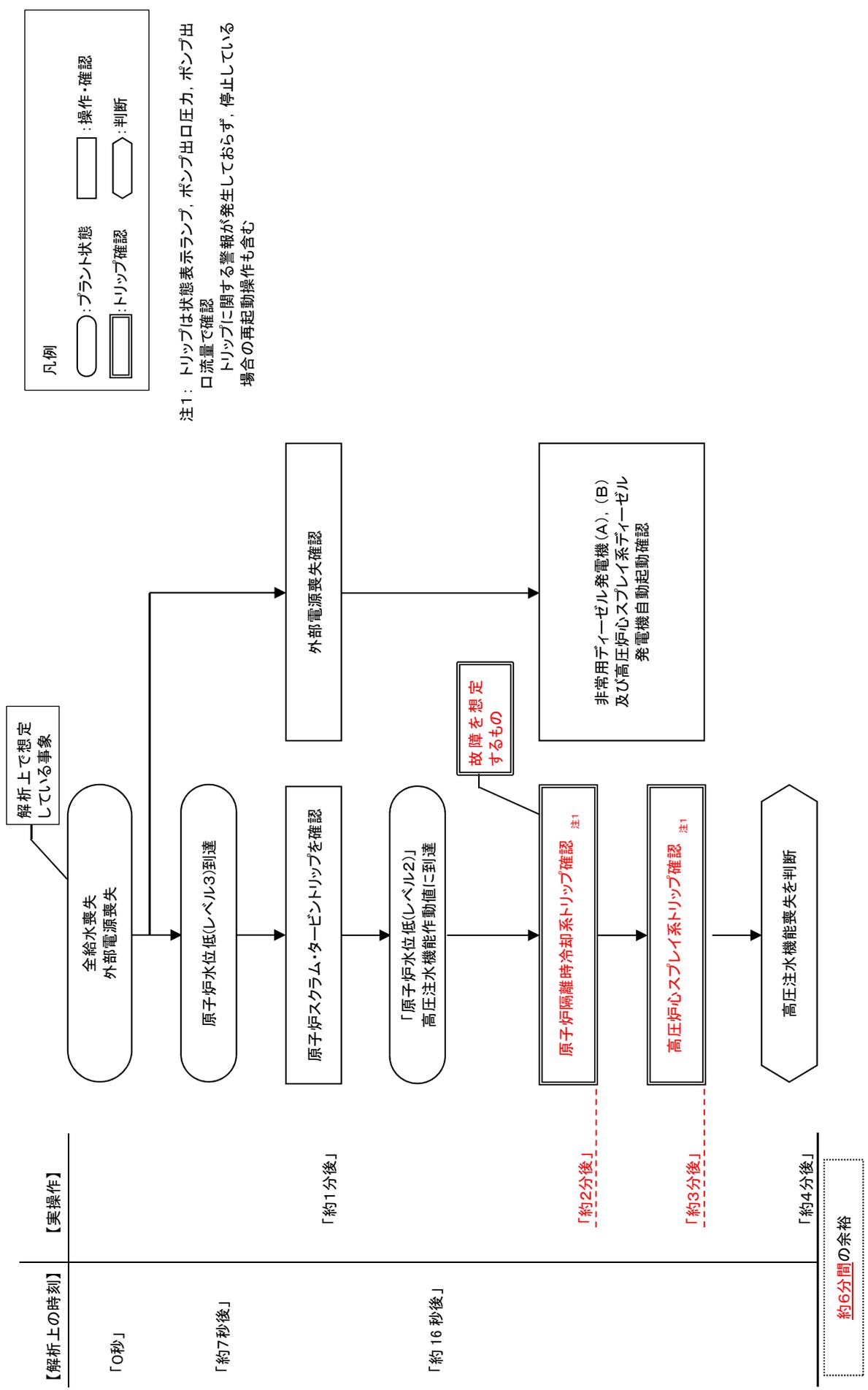
以上

高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)

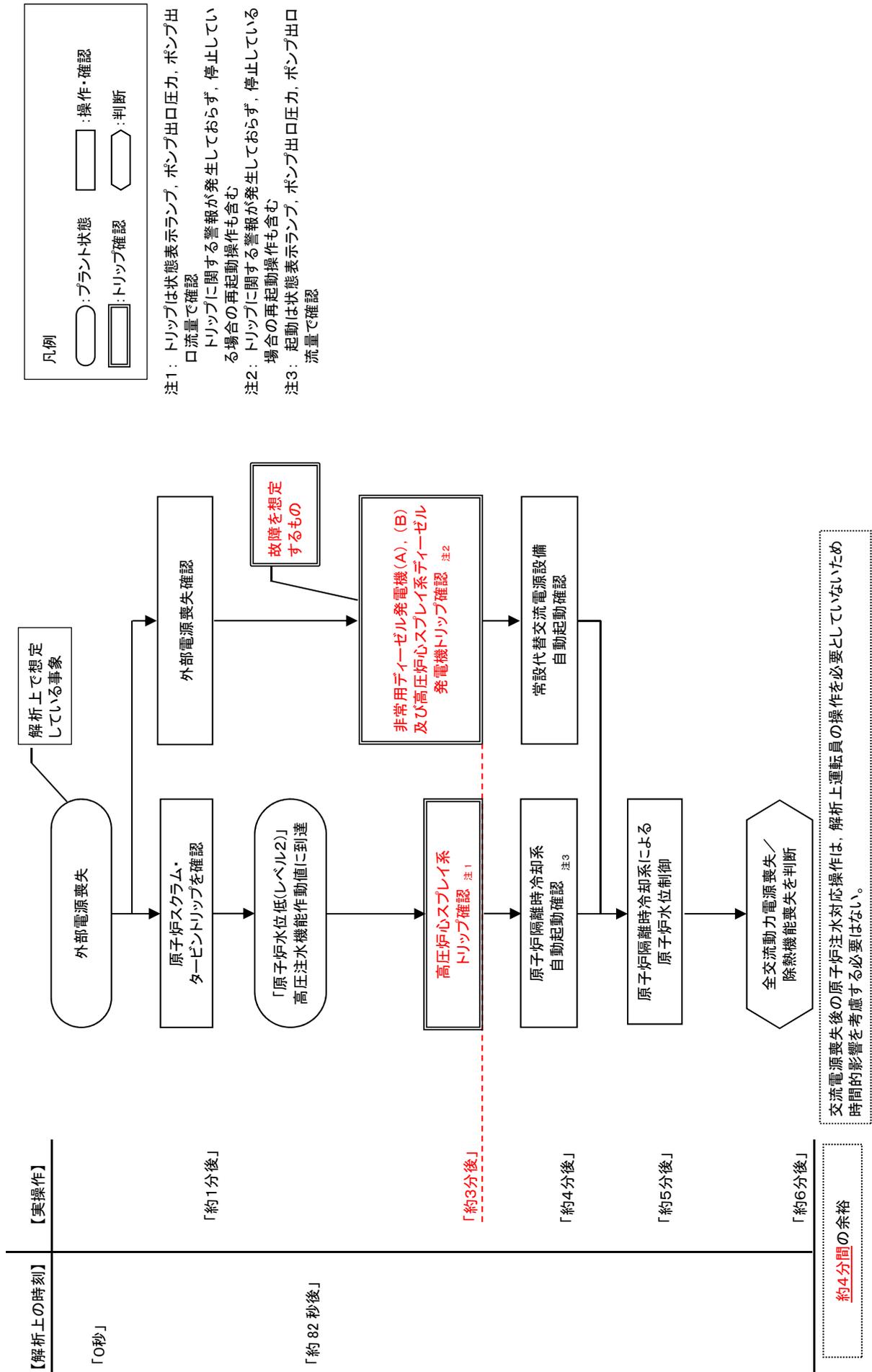


注1: トリップは状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認
トリップに関する警報が発生しておらず、停止している場合の再起動操作も含む

高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)



全交流動力電源喪失 (TB)



凡例

○: プラント状態 □: 操作・確認

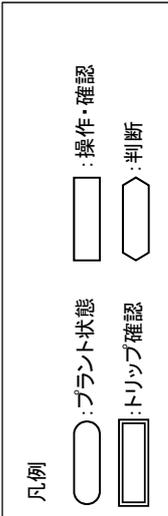
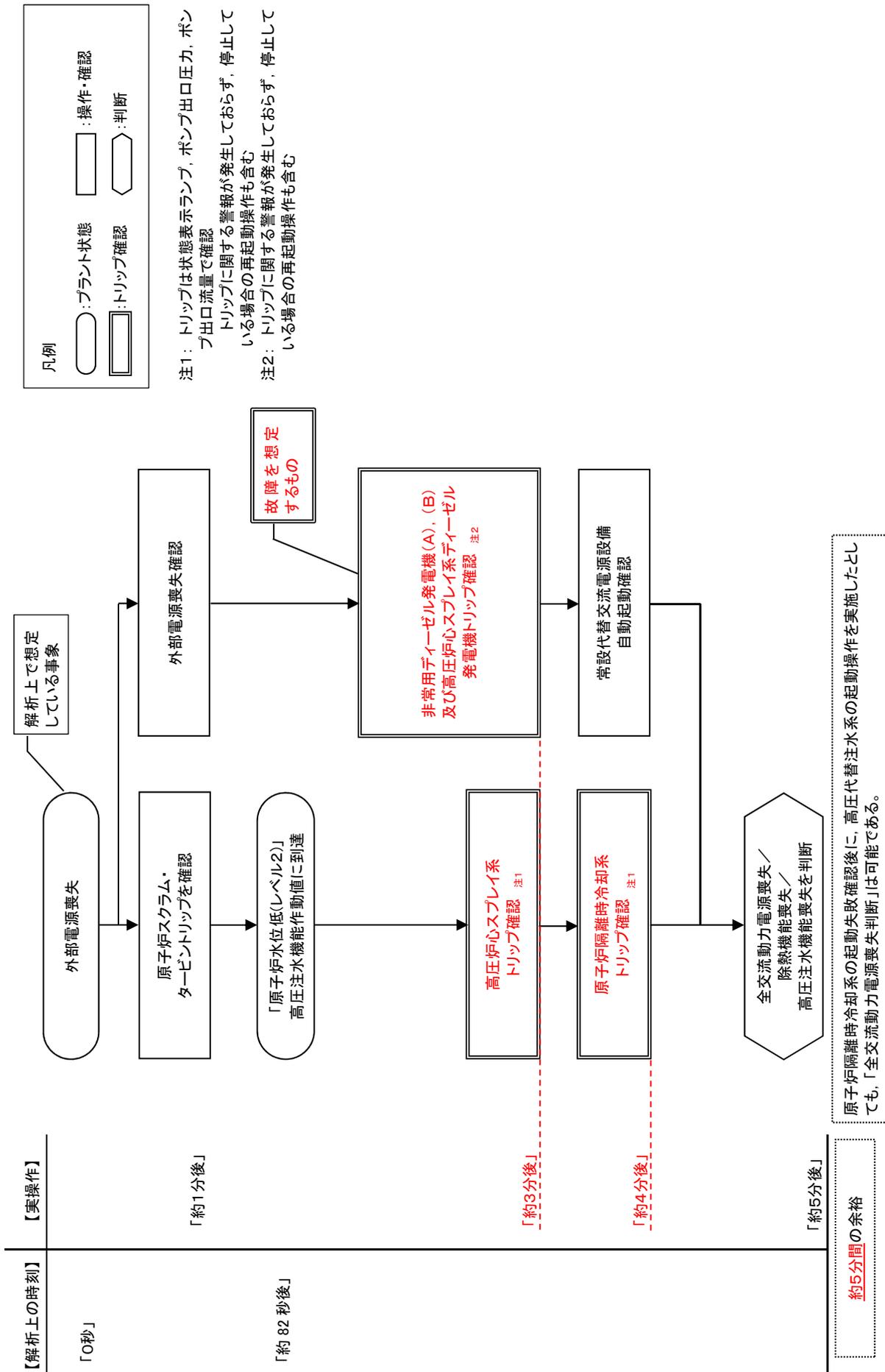
▭: トリップ確認 ◡: 判断

注1: トリップは状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認
 トリップに関する警報が発生しておらず、停止している場合の再起動操作も含む

注2: トリップに関する警報が発生しておらず、停止している場合の再起動操作も含む

注3: 起動は状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認

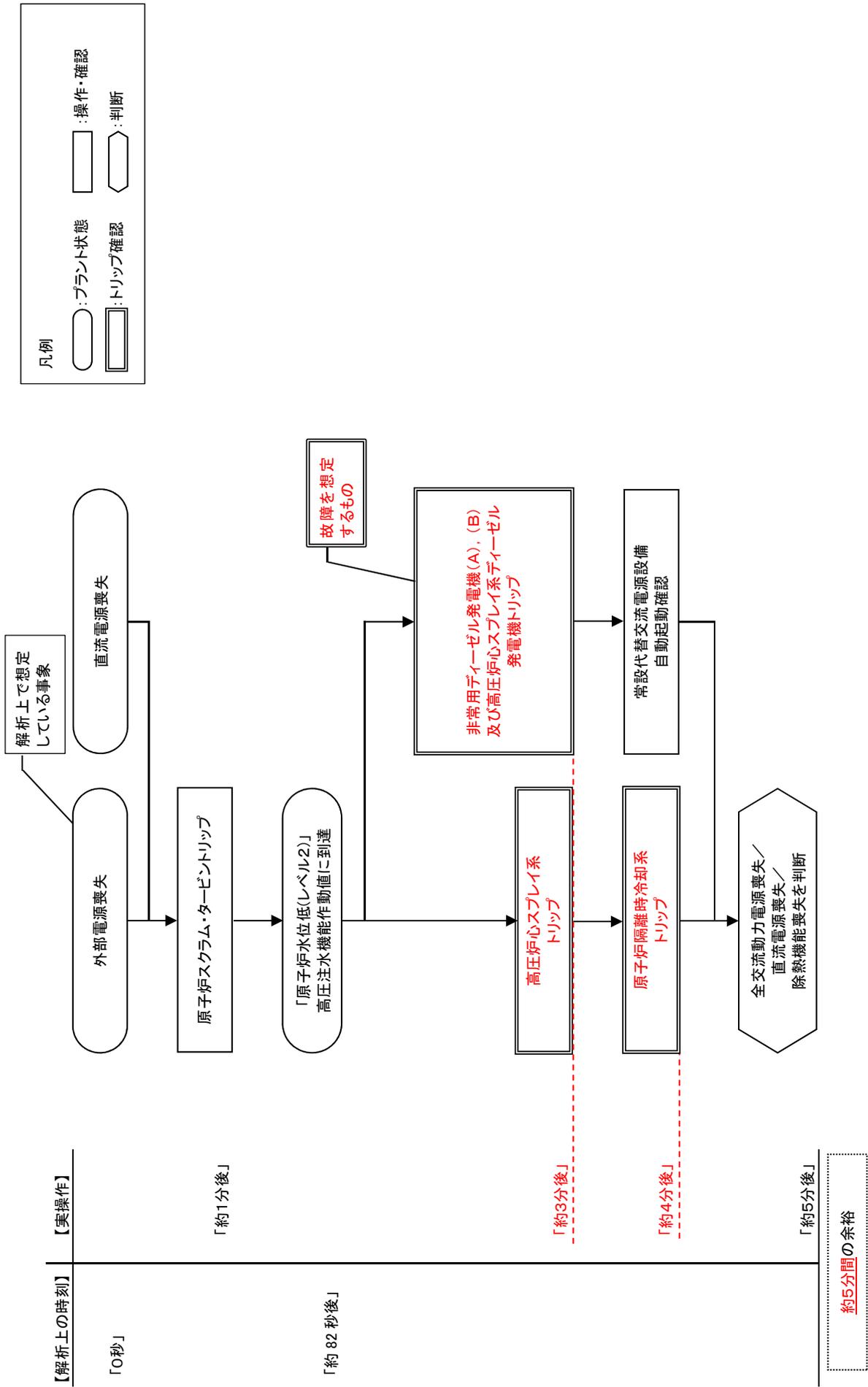
全交流動力電源喪失・原子炉隔離時冷却機能喪失 (TBU)



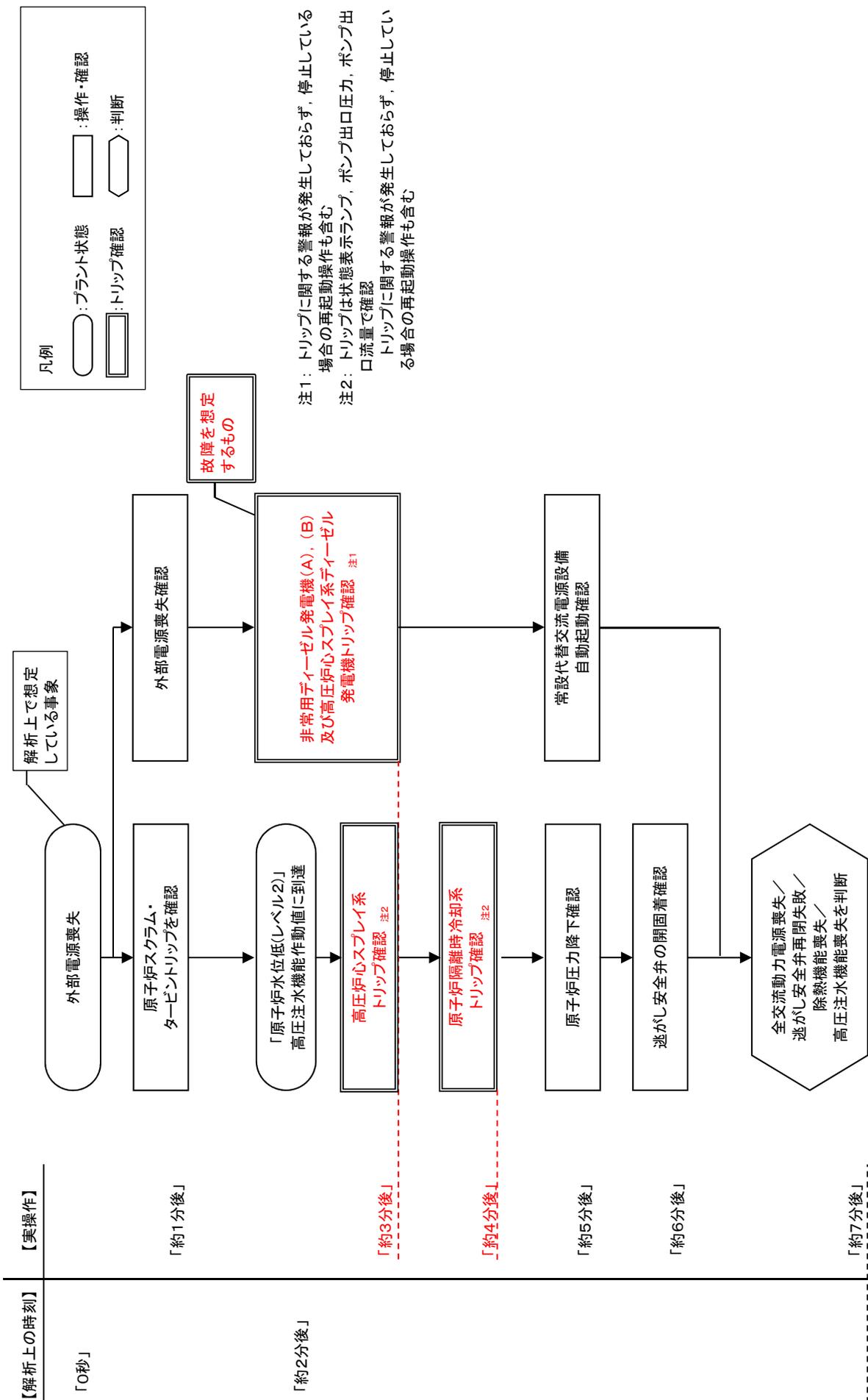
注1: トリップは状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認
 トリップに関する警告が発生しておらず、停止している場合の再起動操作も含む

注2: トリップに関する警告が発生しておらず、停止している場合の再起動操作も含む

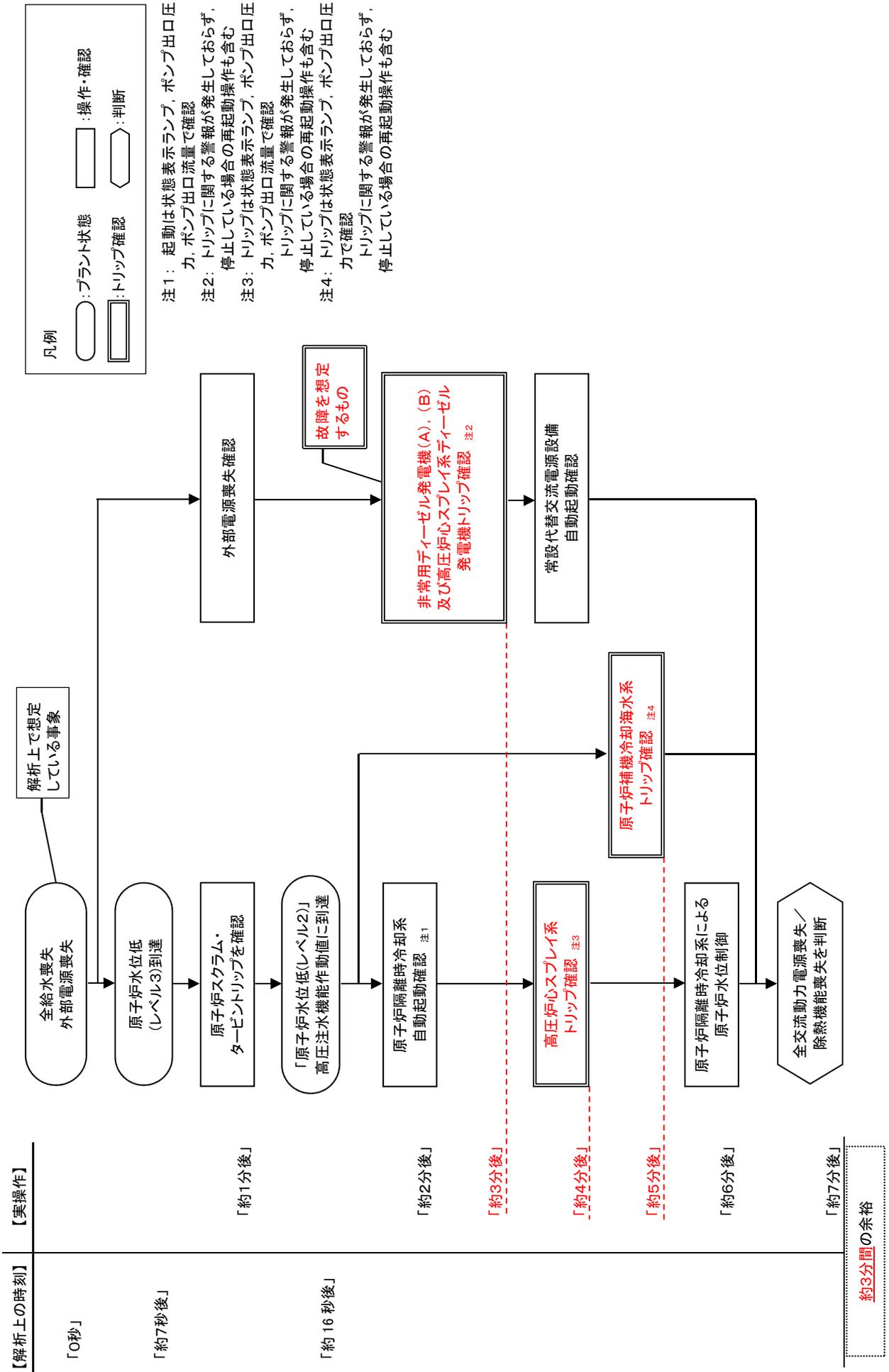
全交流動力電源喪失・直流電源喪失 (TBD)



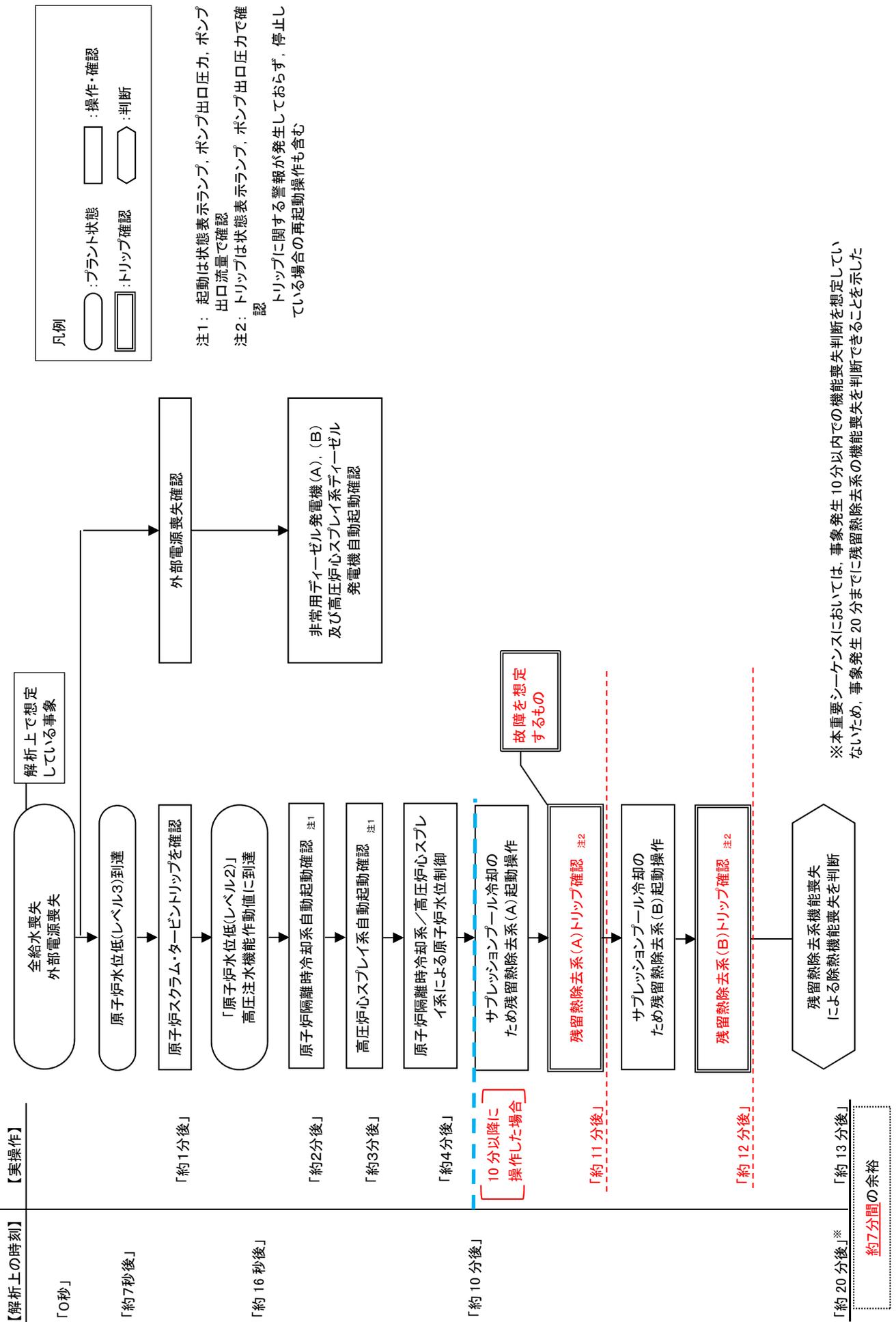
全交流動力電源喪失・減圧機能喪失 (TBP)



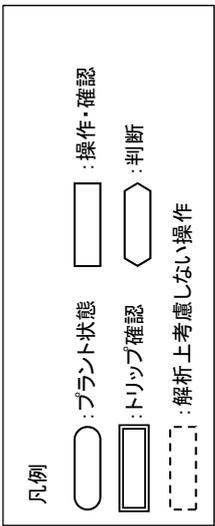
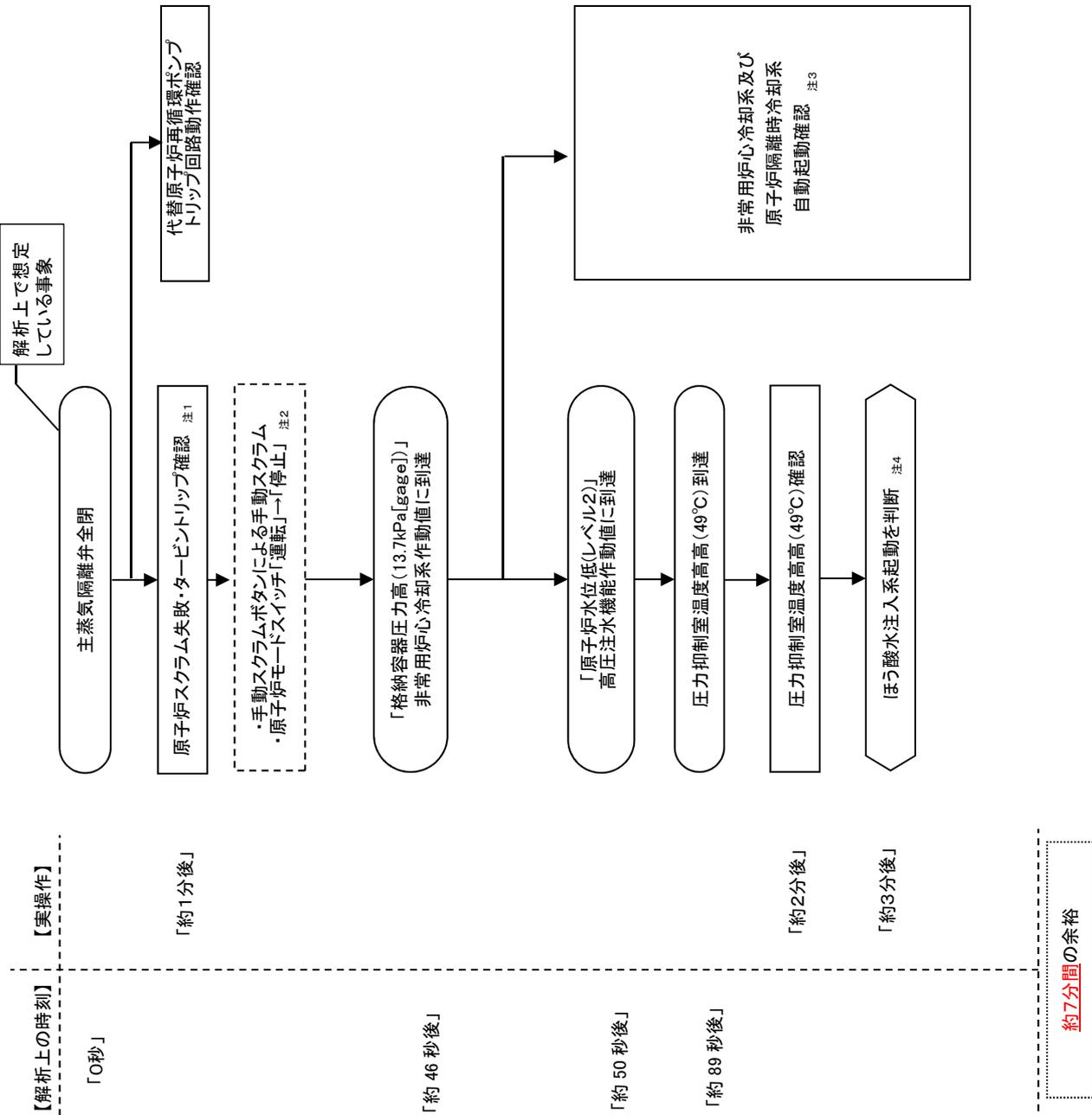
崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）（TW）



崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系機能喪失）（TW）

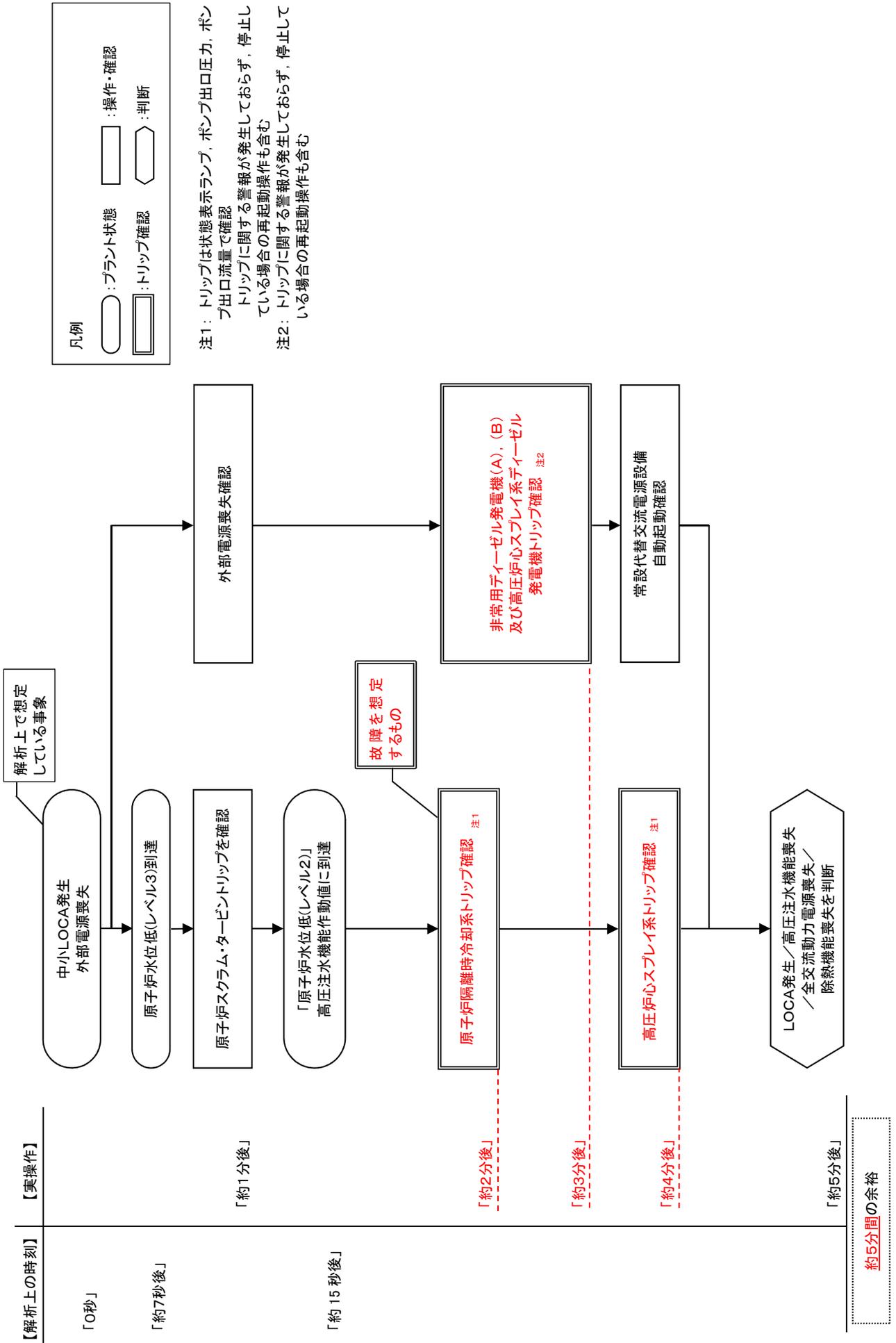


原子炉停止機能喪失 (TC)

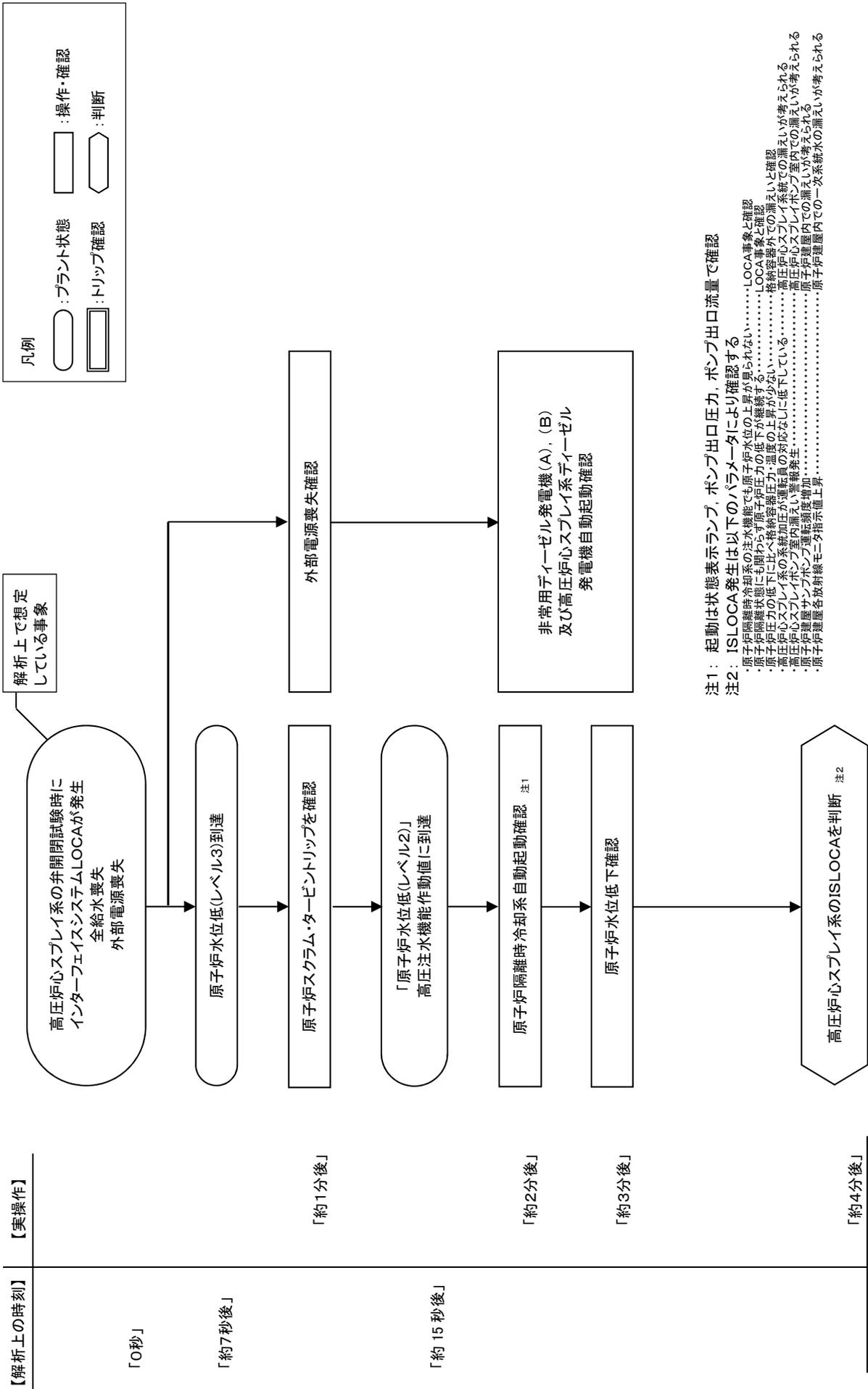


- 注1: 全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション(最大未臨界引抜位置)まで挿入されていない場合、原子炉スクラム失敗と判断する
- 注2: 代替制御棒挿入機能作動確認および電動機駆動原子炉給水ポンプによる給水確認等含む
- 注3: 非常用炉心冷却系は高圧炉心スプレイス系、低圧炉心スプレイス系、残留熱除去系(A), (B), (C)の起動を確認
- 注4: 原子炉スクラム失敗及び圧力抑制室温度高高 (49°C)により判断
- 起動は状態表示ランプ、関連パラメータで確認
自動減圧系作動阻止機能作動確認含む

LOCA時注水機能喪失（中小破断LOCA）



格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)



注1: 起動は状態表示ランプ、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量で確認

注2: ISLOCA発生は以下のパラメータにより確認する

- ・原子炉隔離時冷却系の注水機能でも原子炉水位の上昇が見られない………LOCA事象と確認
- ・原子炉隔離状態にも関わらず原子炉圧力の低下が継続する………LOCA事象と確認
- ・原子炉圧力の低下に比し格納容器圧力・温度の上昇が小さい………格納容器内の漏えいと確認
- ・高圧炉心スプレイ系の蒸気発生が運転員の対応に低下している………高圧炉心スプレイ系内の漏えいと確認
- ・高圧炉心スプレイ系ポンプ室内の蒸気発生………高圧炉心スプレイ系ポンプ室内での漏えいと確認
- ・原子炉建屋タンクポンプ連続運転………原子炉建屋内部での一次系水の漏えいと確認
- ・原子炉建屋各放射線モニタ指示値上昇………原子炉建屋内部での一次系水の漏えいと確認

約6分間の余裕

58. 原子炉再循環ポンプからのリークについて

1. はじめに

原子炉再循環ポンプ（以下、「PLR ポンプ」という。）の概略図を図 1 に示す。通常運転中、PLR ポンプメカニカルシール部は、制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入及び PLR ポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却水系による冷却水通水によって、熱的な防護が図られている（図 2）。

一方、全交流動力電源喪失（以下、「SBO」という。）時には、制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却水系が停止し、シールパージラインからの封水注入及び PLR ポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止する為、メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされて温度が徐々に上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合、PLR ポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される（図 3）。

この為、SBO 時における PLR ポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。

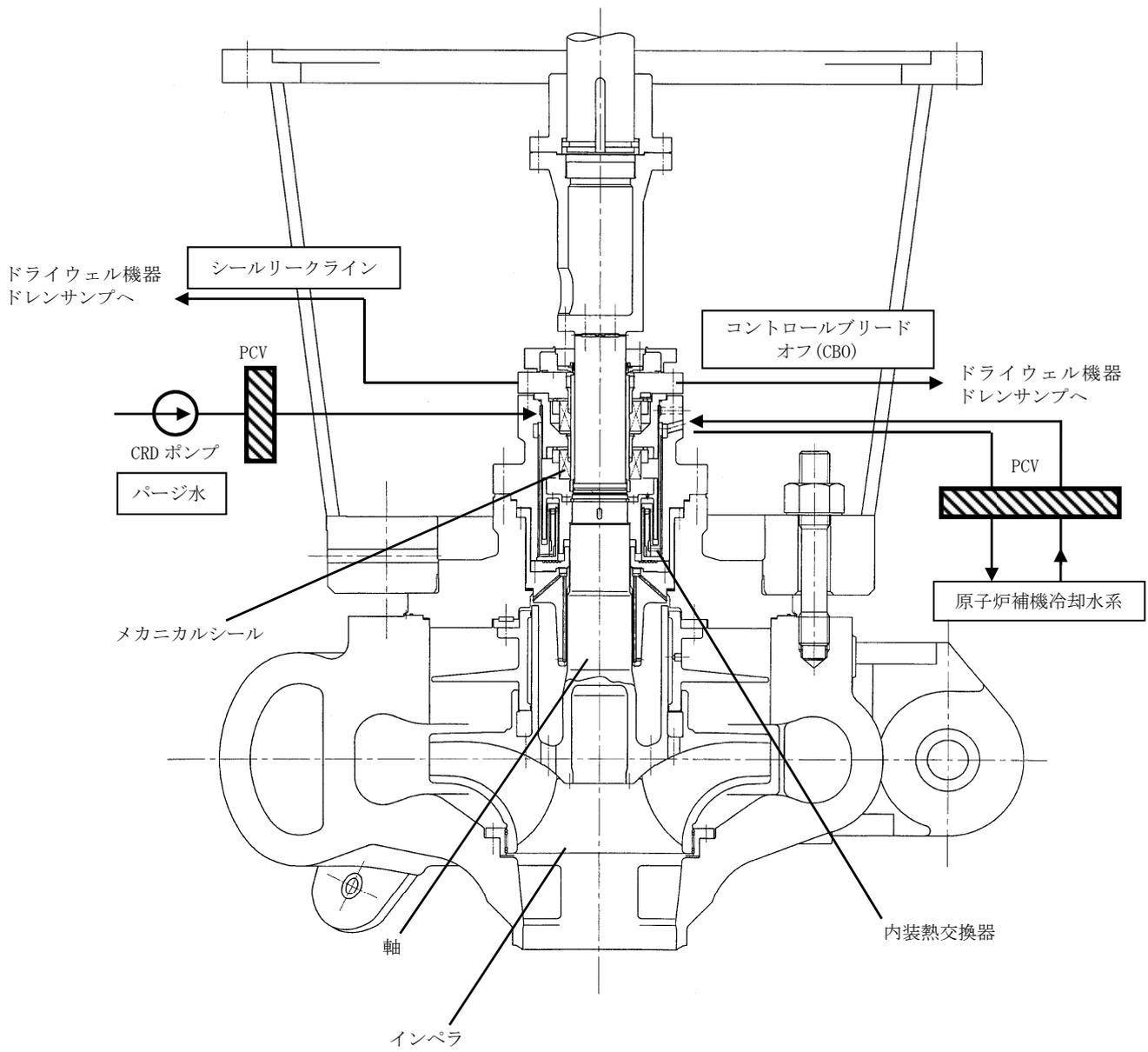


図 1 PLR ポンプ 概略図

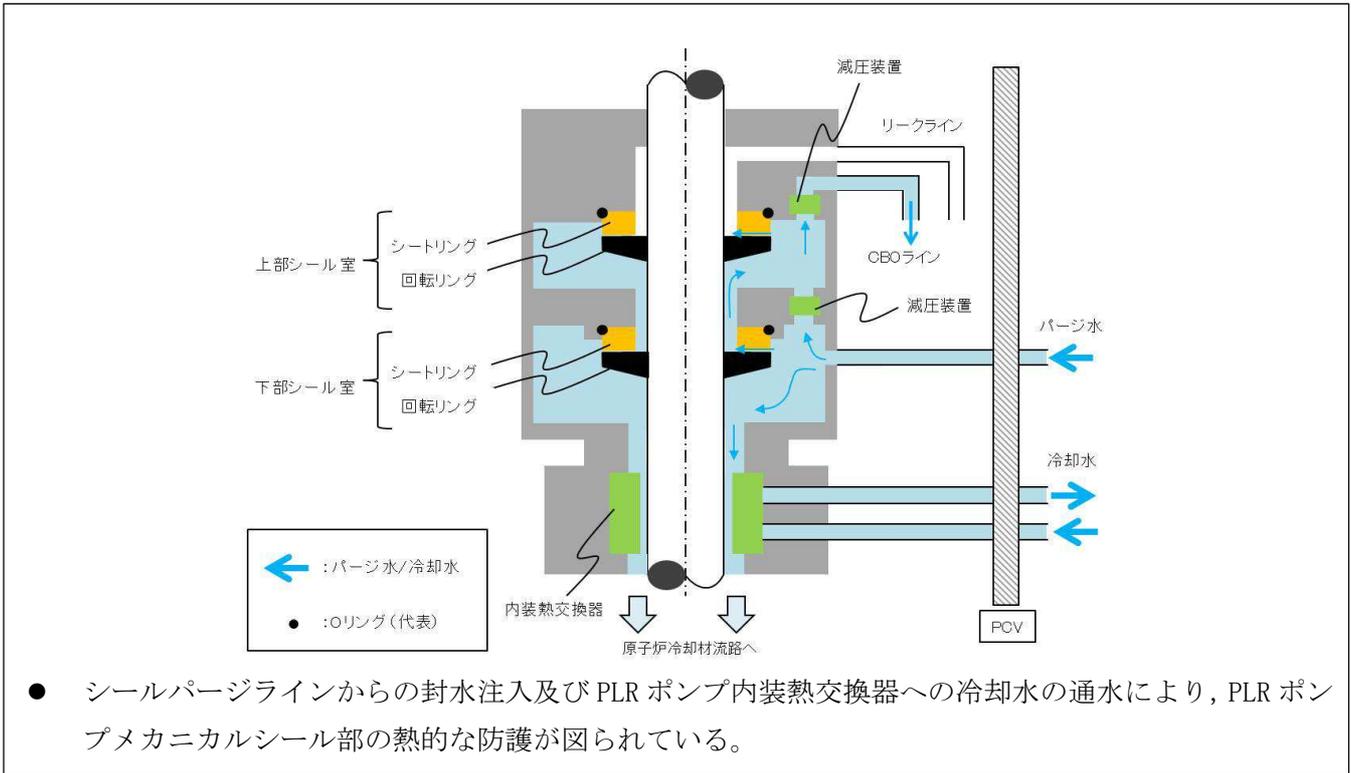


図2 PLR ポンプ メカニカルシールの状況 (通常運転時)

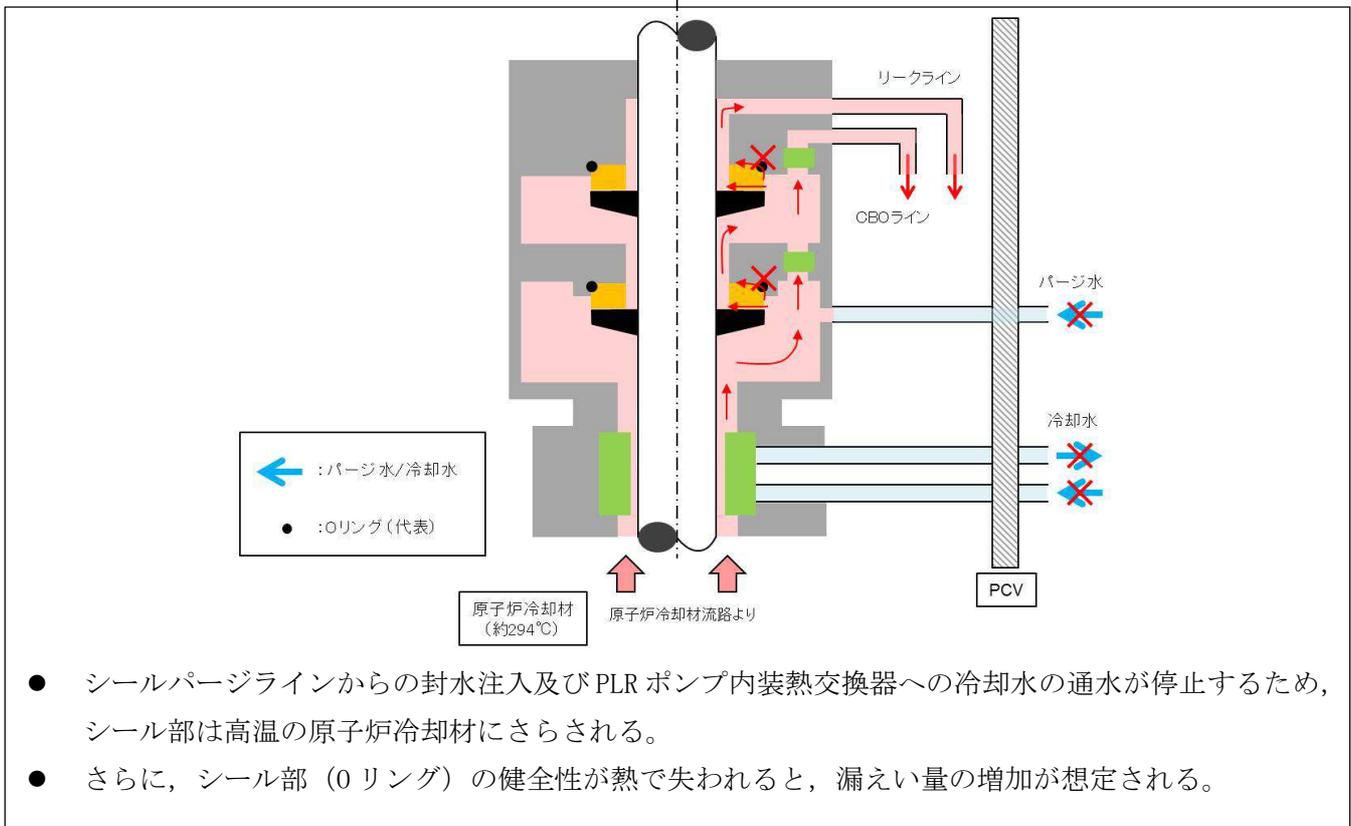


図3 PLR ポンプ メカニカルシールの状況 (冷却水喪失時)

2. 実証試験による評価

(1) 試験概要

PLR ポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し、冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。

a. 実施場所：多目的蒸気源試験設備

b. 試験装置：PLR ポンプメカニカルシールフルスケール*実証試験設備（図 4）

*試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。BWR で使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表としてNシールを使用した。

c. 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（図 5）

d. 試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより、温度・圧力を制御し、実機における SBO 発生後の温度・圧力を模擬するとともに、熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお、圧力の変化は、原子炉隔離時冷却系 (RCIC) 又は高压代替注水系 (HPAC) 作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし、温度はその圧力に対応する飽和温度とした。



図 4 試験装置外観

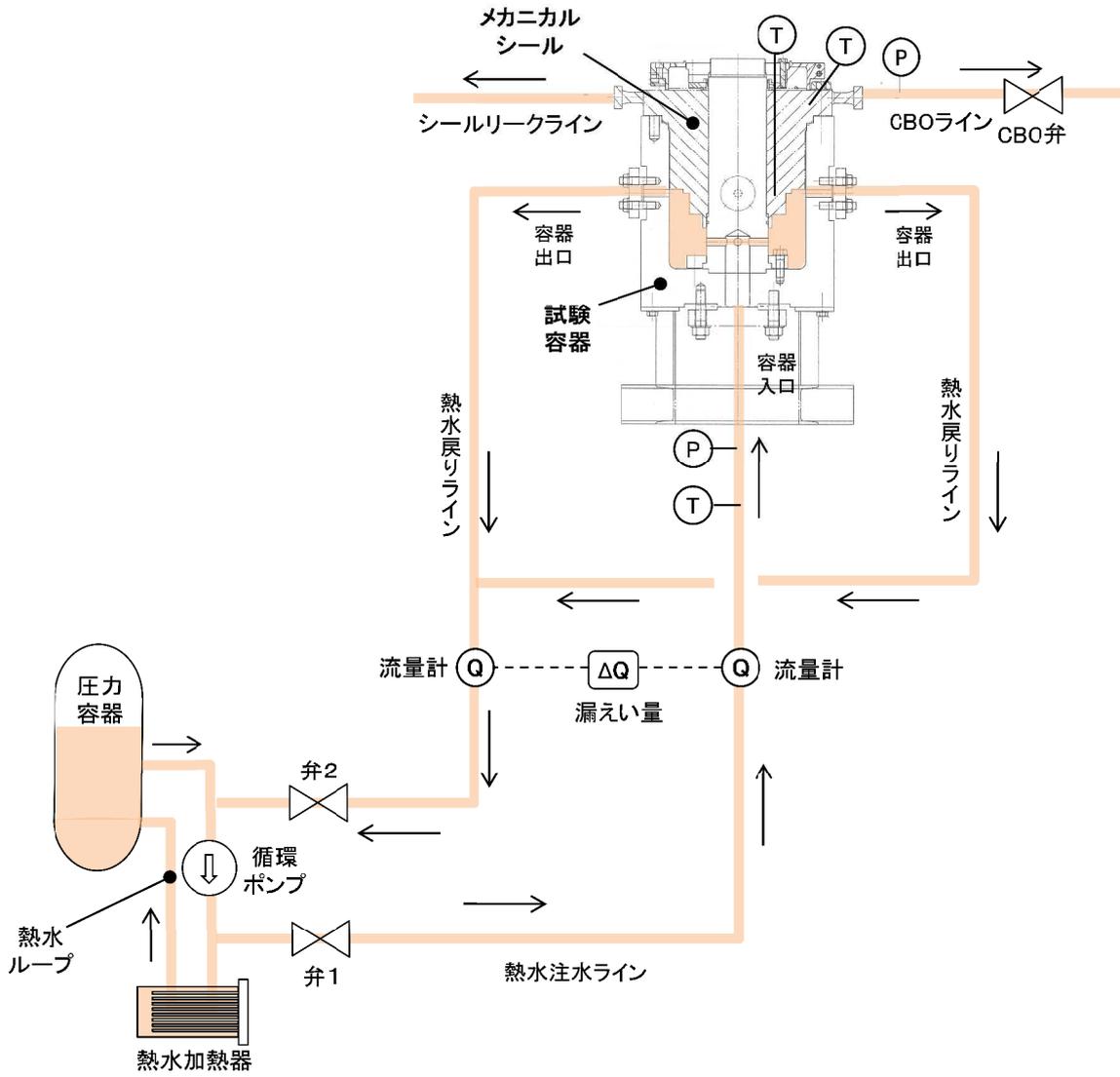


図5 実証試験時の系統構成

(2) 試験条件

SBO 発生時の温度・圧力を包絡するよう試験を実施した。試験条件を表 1 に示す。また、試験時間における温度・圧力を図 6 に示す。

表 1 試験条件

	値	備考
圧力	8.0MPa [gage]	SBO 発生後の炉圧を包絡する値
温度	294℃	SBO 発生後の炉水温度を包絡する値
試験時間	24 時間以上	SBO 時の圧力・温度を包絡した状態における時間
圧力変動幅	2.5MPa 以上*	SBO 発生後の炉圧変動幅を包絡する値

*SBO 発生後、24 時間後までの RCIC 又は HPAC による圧力変動幅を SAFER 解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。

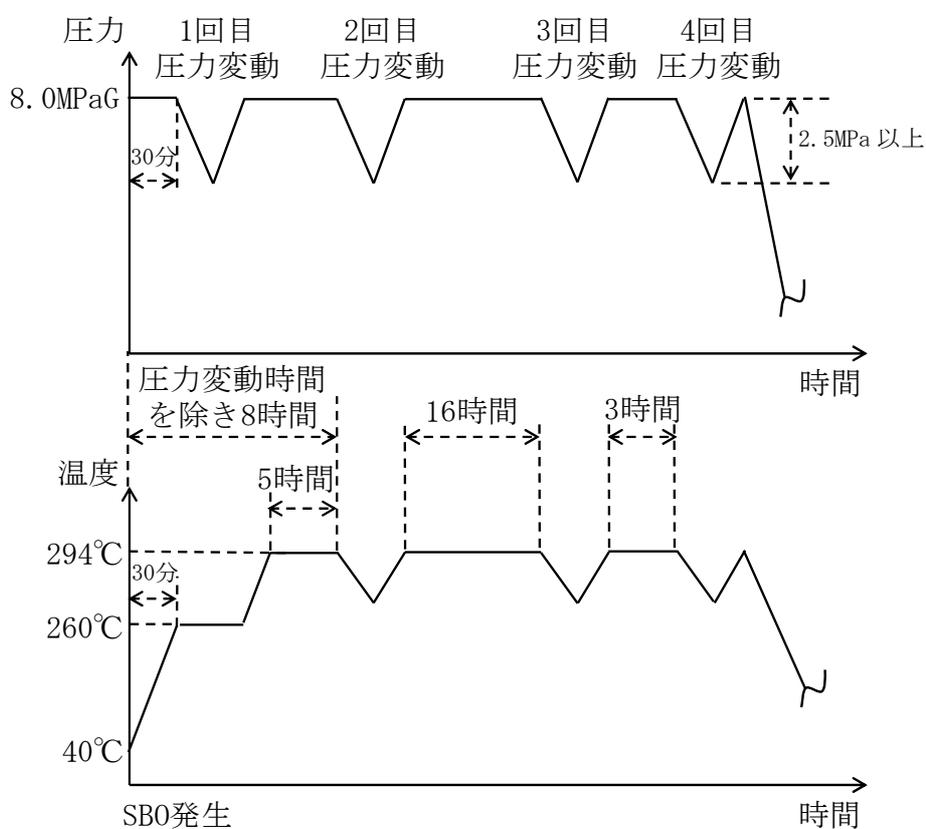


図 6 試験時間における温度及び圧力条件

3. 試験結果及び漏えい量の影響について

SBO時のRCIC又はHPAC運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。

SBO時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果、高温の熱水の浸入によりメカニカルシールのOリングの一部が損傷するものの、その損傷部分を通して外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため、完全ではないものの、ある程度のシール機能を有し続けることで、試験時間が24時間以上においても、最大漏えい量は約0.6t/hであった。

RCIC等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される冷却材流量と比較しても十分小さい（RCIC又はHPACの注入流量の約1%）ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく、また、格納容器への熱負荷は小さいことから格納容器健全性に影響を与えることはない。

以上

59. 平均出力燃料集合体に燃料被覆管最高温度が発生することの代表性について

1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理

炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスのうち、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する事故シーケンスは、

- ・ 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧ECCS失敗
（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失）
- ・ 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗
- ・ LOCA時注水機能喪失

である。これらの事故シーケンスにおいて、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は、以下のように整理できる。

- ・ 注水設備の観点からは、これらの事故シーケンスでは高圧注水系（高圧代替注水系）と低圧注水系（低圧代替注水系（常設））を用いた原子炉注水を行うため、広範囲の原子炉圧力において注水がなされることにより、高出力燃料集合体が過度に露出することはない。平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるように集合体入口流量が配分されるため、初期燃料集合体出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。
- ・ 崩壊熱の観点からは、これらの事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差（絶対値）は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体被覆管温度が高くなる傾向となる。

2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析

燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響を確認するため、表1に示すとおり、代表的なシーケンスについて、高出力燃料集合体の初期出力を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した*。

図1に、燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。「高圧・低圧注水機能喪失」では、申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管温度が最も高くなり、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」及び「LOCA時注水機能喪失」では、いずれの申請解析条件での平均出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管温度が最も高くなる。

以上から、平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。

*「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧ECCS失敗（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失）」シーケンスについては、平均出力燃料集合体に発生する燃料被覆管最高温度が、炉心が冠水維持される高出力燃料集合体の燃料被覆管の初期温度と同程度であるため、感度解析は実施していない。

表 1 解析ケース

事故シーケンス	初期出力（高出力燃料集合体）	
	高圧・低圧注水機能喪失	約 9MW
約 6MW		申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
約 4.5MW		平均出力燃料集合体初期出力と同じ
全交流動力電源喪失 +SRV再開失敗 +HPCS失敗	約 9MW	申請解析条件
	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ
LOCA時注水機能喪失	約 9MW	申請解析条件
	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ

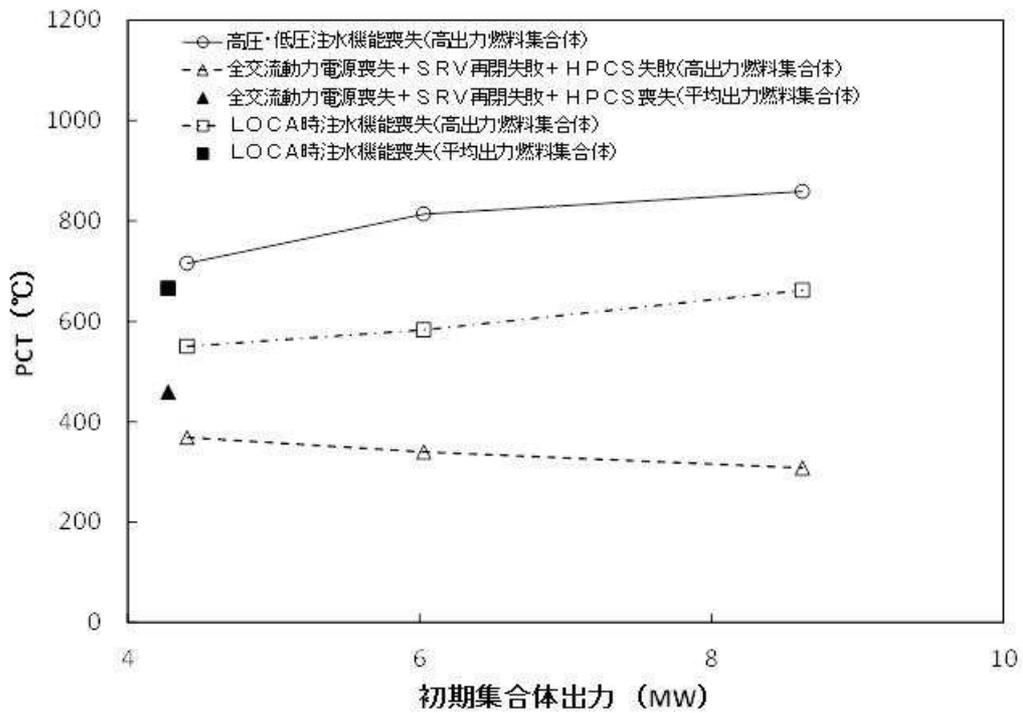


図 1 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度（PCT）の感度解析結果

60. サプレッションチェンバの水位上昇に係る構造的な耐性について

(1) 残留熱除去系が使用可能な場合

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の事象進展では、サプレッションプール水位の上昇を防止するため、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を実施することとした。

その場合、サプレッションプール水位は残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転開始後に低下し、サプレッションチェンバの最高水位は約 4.4m であることから、水頭圧は約 0.044MPa[gage]であり、最高使用圧力である 0.427MPa[gage]に本水頭圧を加味しても格納容器限界圧力 0.854MPa[gage]より十分低く、格納容器の構造的な耐性に影響を与えるものではない。

(2) 残留熱除去系が使用不可の場合

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」のように、残留熱除去系が使用できず外部水源による原子炉注水が継続する場合には、原子炉からの蒸気流入によりサプレッションプール水位が徐々に上昇する。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を用いた場合には、原子炉からの蒸気流入に加えて格納容器スプレイによる水により、サプレッションプール水位が上昇する。

その後は、サプレッションプール水位が「真空破壊装置下端」に到達する前に、原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作を行うこととなることから、ベント後のサプレッションプール水位は、「真空破壊装置下端」以上の上昇することはない。

以上より、サプレッションチェンバの最高水位は、真空破壊装置下端である約 6.0m で、水頭圧は約 0.060MPa[gage]であり、最高使用圧力である 0.427MPa[gage]に本水頭圧を加味しても格納容器限界圧力 0.854MPa[gage]より十分低く、格納容器の構造的な耐性に影響を与えるものではない。

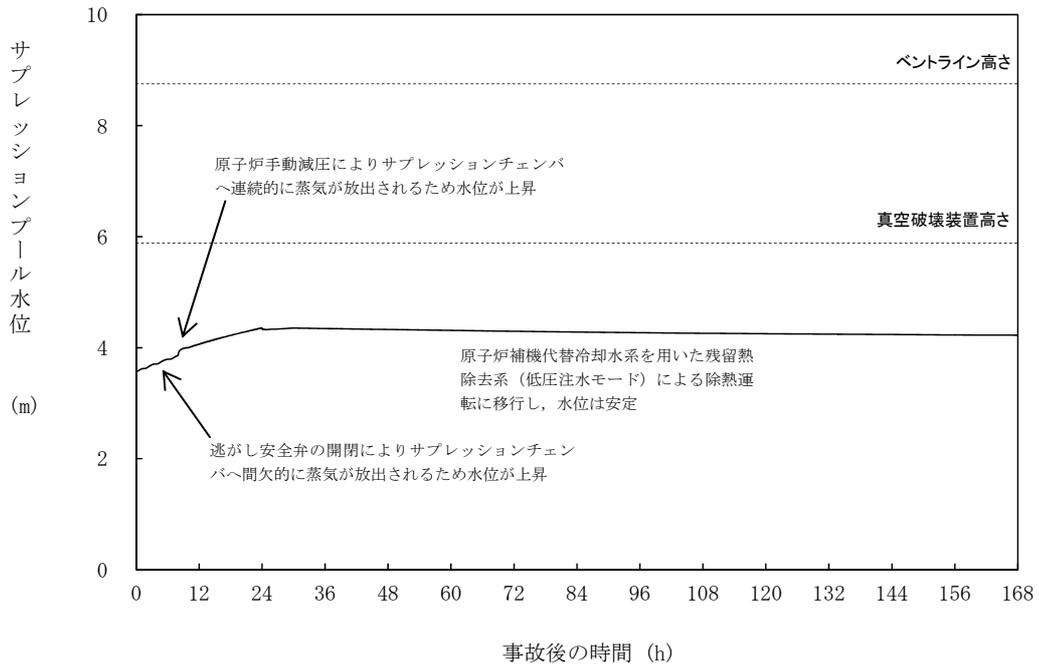


図1 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」におけるサブプレッションプール水位の推移

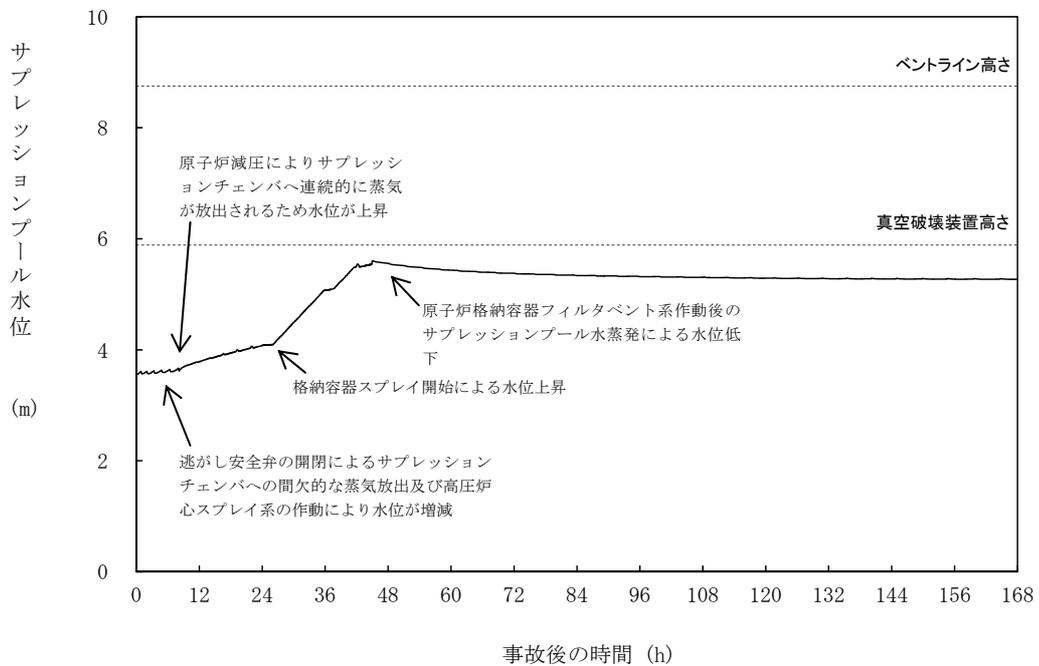


図2 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」におけるサブプレッションプール水位の推移

61. 非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について

1. はじめに

有効性評価の崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）シナリオにおいては、外部電源の喪失に加え、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機の冷却水の冷却手段が喪失することから、全交流動力電源喪失を想定している。実際には、冷却水の冷却手段を喪失した状態でも、非常用ディーゼル発電機は起動可能であり、一定時間の電源供給が行われると考えられる。ここでは、これによる影響について考察する。

2. 非常用ディーゼル発電機による給電の影響について

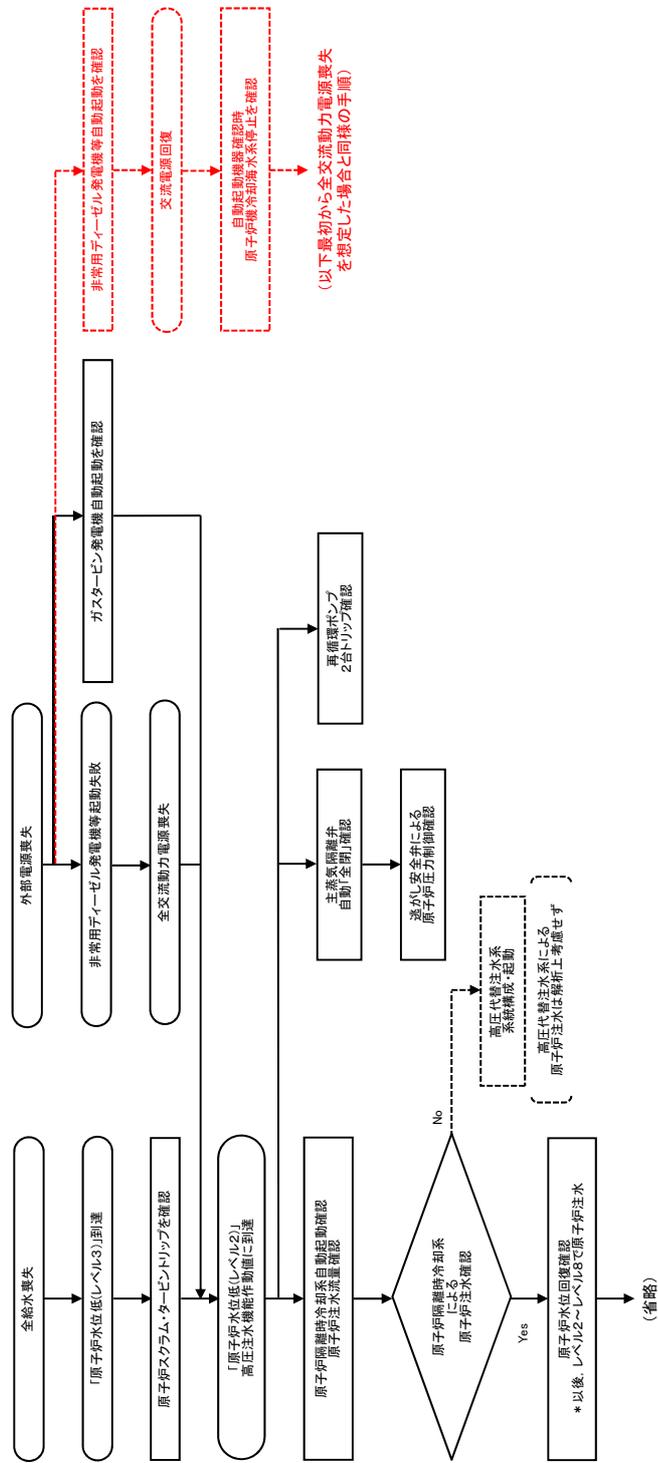
第1図に、冷却水の冷却手段を喪失した非常用ディーゼル発電機の起動を考慮した対応手順の概要を示す。

取水機能喪失により冷却水の冷却手段が喪失した状態で、非常用ディーゼル発電機が起動することで、全交流動力電源喪失は回避される。しかし、この際も逃がし安全弁の動作の影響や崩壊熱による原子炉冷却材蒸発により、原子炉水位は低下する。原子炉水位がレベル2に到達した時点で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始され、原子炉水位の維持が行われる。

この時、非常用ディーゼル発電機は、冷却水の冷却手段を喪失しているため、運転継続によって冷却水及び潤滑油温度が上昇し、その運転が不可能になることが想定される。このため、非常用ディーゼル発電機による電源供給は可能であるものの、原子炉補機冷却海水系の停止を確認した場合、常設代替交流電源設備の自動起動及び原子炉隔離時冷却系（又は高圧代替注水系）による原子炉注水が可能であることを確認し、非常用ディーゼル発電機を手動停止する。その後、常設代替交流電源設備からの電源供給を開始し、逃がし安全弁による原子炉の減圧および低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行う。非常用ディーゼル発電機を停止するまでの対応は、中央制御室のみで実施可能であり、要員の配置に与える影響はなく、また、その後の対応手順は、全交流動力電源喪失を最初から想定した場合と同様である。なお、非常用ディーゼル発電機が起動することによって、待機中の機器（原子炉補機冷却水系など）が自動起動するが、プラントに悪影響を及ぼすものではない。

3. まとめ

取水機能が喪失し、冷却水の冷却手段が喪失した場合も非常用ディーゼル発電機の起動は可能である。この場合、冷却水の冷却手段がないことにより非常用ディーゼル発電機を停止するまで、給電が行われ、全交流動力電源喪失に至る時間が延長されるのみであり、対応手順に影響は及ぼさない。



第1図 冷却水が喪失した非常用ディーゼル発電機が起動した時の対応手順の概要 (抜粋)
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

62. 逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性について

炉心損傷開始の判断は、格納容器内雰囲気放射線モニタにより行うが、逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性については、以下のとおり。

(1) SRV 出口温度計の設備概要

SRV 出口温度計は、原子炉運転中に SRV からの漏えいを検出するために、SRV の吐出配管に設けており、測定範囲は 0～300℃である。温度検出器は、SRV 本体からの熱伝導による誤検出を防ぐために、弁本体から十分離れた位置に取り付けられている（図 1 参照）。

(2) 原子炉水位低下時の原子炉圧力容器内温度の概略挙動

事故発生後、原子炉水位が低下する過程において、炉心が冠水した状態では、炉心及び原子炉圧力容器ドーム部の温度は、共に定格原子炉圧力（6.93MPa[gage]）ないしは SRV 動作圧力（安全弁機能の最大圧力 8.24MPa[gage]）に対応する飽和蒸気温度近傍（<300℃）となる。

さらに原子炉水位が低下すると、炉心が露出した炉心及び原子炉圧力容器ドーム部は過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和蒸気温度を超えて上昇する。

(3) SRV 出口温度計による炉心損傷の検知性

事象発生後、SRV による減圧を行うと、SRV 出口温度計は原子炉圧力容器ドーム部の温度に相当する温度を指示すると考えられる。

原子炉水位の低下により炉心が露出し、原子炉圧力容器ドーム部が過熱蒸気雰囲気となっている状態で SRV を開放した場合、SRV 出口温度計の指示値は、飽和温度近傍よりも高い温度を示し、さらに過熱度が大きい場合、温度計の測定範囲（300℃）を超えるため、指示値はオーバースケールになると考えられる。

一方、炉心が露出した場合において、炉心は蒸気冷却等により健全性を維持している場合と、損傷している場合が考えられる。

したがって、不確かさはあるものの、SRV 出口温度計のオーバースケールにより炉心損傷を検知できる可能性がある。

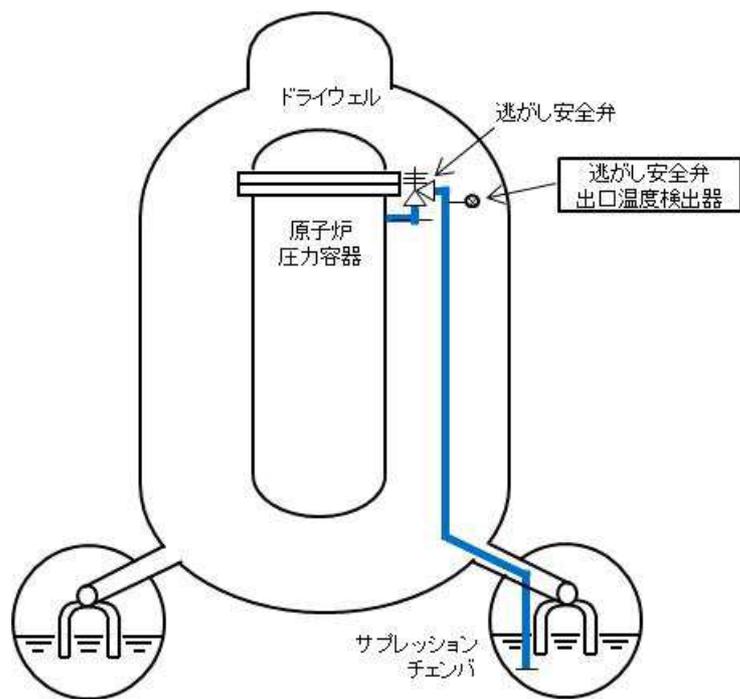


図1 SRV 出口温度計の概略設置図

63. 原子炉満水操作の概要について

1. 不測事態「水位不明 (C3)」からの満水操作

水位不明又は水位不明判断曲線にて水位不明領域に入った場合は、原子炉を急速減圧した後に満水操作を行う。

原子炉水位をできるだけ高く維持するために、11個設置されているSRVのうち3個を開又は開確認し、給復水系、HPCS、LPCS、LPCIにて原子炉へ注水する。その後、原子炉圧力とサプレッションプール圧力の差圧を□ MPa以上とし、原子炉満水を確認する。これにより原子炉水位がTAF以上であることを確認する。

原子炉圧力とサプレッションプール圧力の差圧を□ MPa以上に維持できない場合はSRVの開個数を減らし(最小1弁)差圧を□ MPa以上に維持する。□ MPa以上に維持できない場合は他の代替手段で満水を確認する。

原子炉満水を確認できない場合はADS機能付きSRV6個を開とし代替注水系を用いて原子炉へ注水する。

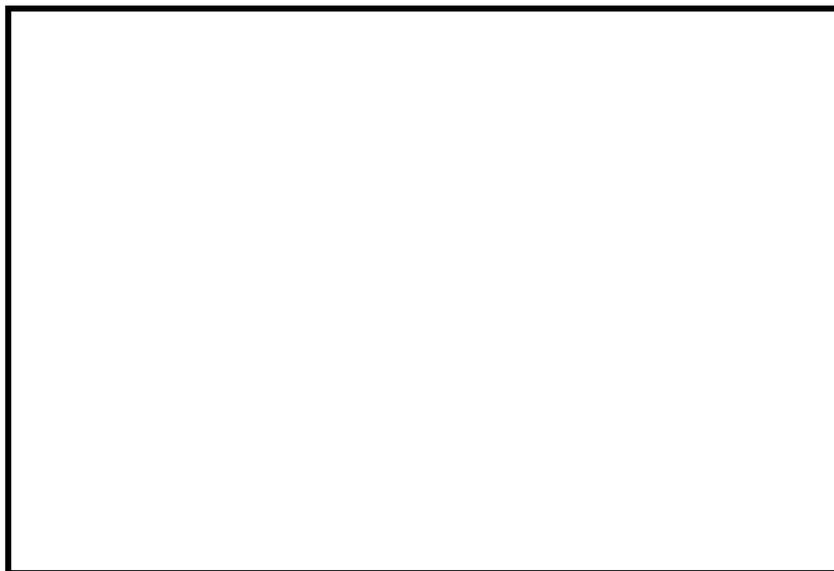
本満水操作は、原子炉を急速減圧した後、低圧状態で原子炉への注水を行う操作であり、SRV1個以上を開保持し、満水確認に必要な差圧を確保する手順としている。また、満水確認に際しては、LPCSやLPCIといった低圧注水システムを使用し、SRVの開個数と注水系統数、注水流量を調整することにより、必要な差圧を確保したうえで、出来るかぎり低い原子炉圧力に維持する手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。

低圧注水システムにて満水確認ができない場合には、高圧注水システムを用いるが、この場合も低圧注水システムを使用する場合と同様な手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。このように高圧注水システムを用いた満水操作時においてもSRV1個以上を開保持しているが、万一、原子炉が加圧された場合でも、残りのSRVの開設定圧力に到達した時点で自動開することから、原子炉を過圧するおそれはない。

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

【水位不明とは】

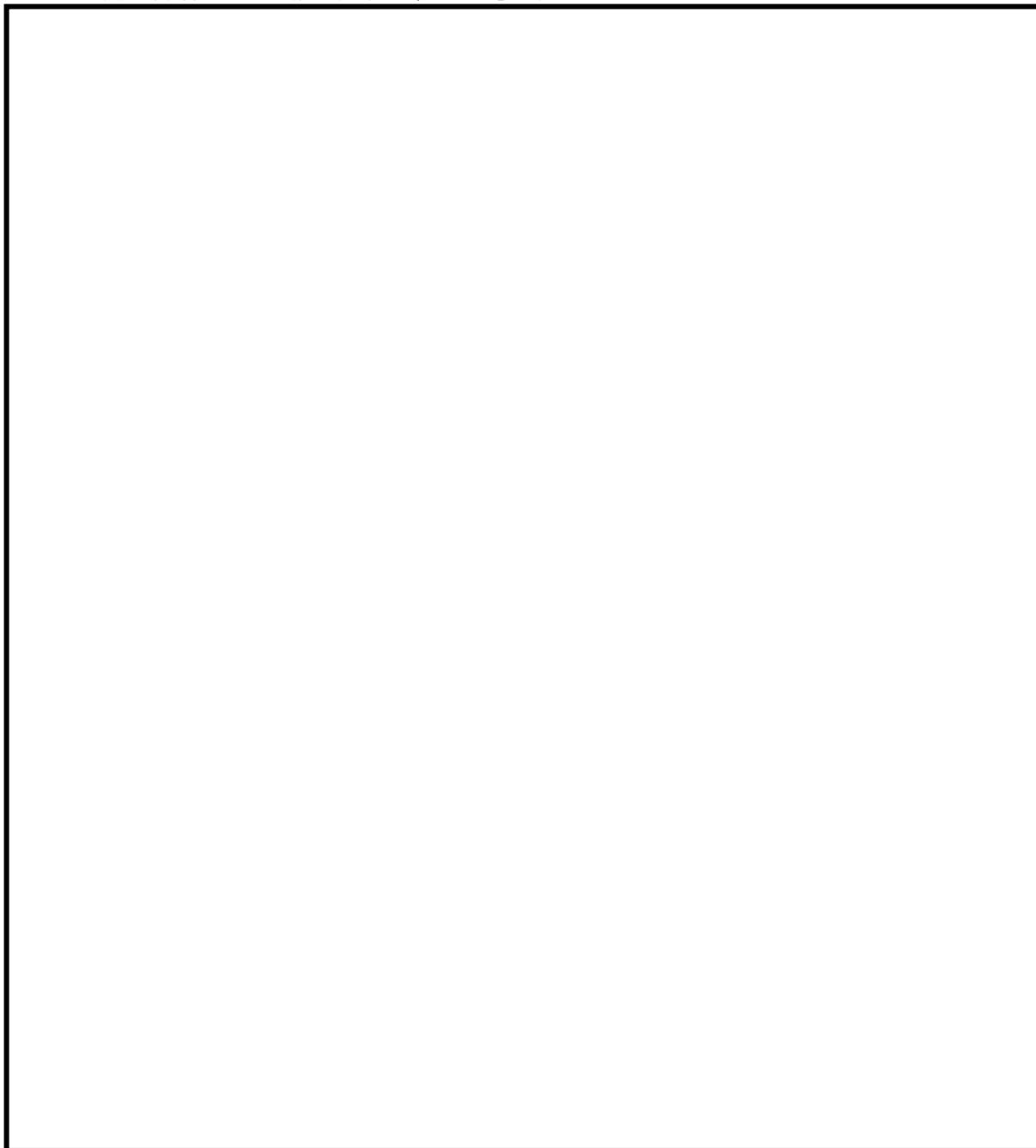
- (1) 水位計の電源が喪失した場合
- (2) 水位計の指示に“バラツキ”がありT A F以上であることが判定できない場合
- (3) 水位不明判断曲線（第1図）の水位不明領域に入った場合
- (4) 凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し有意な差が認められない



第1図 不測事態「水位不明（C3）」水位不明判断曲線

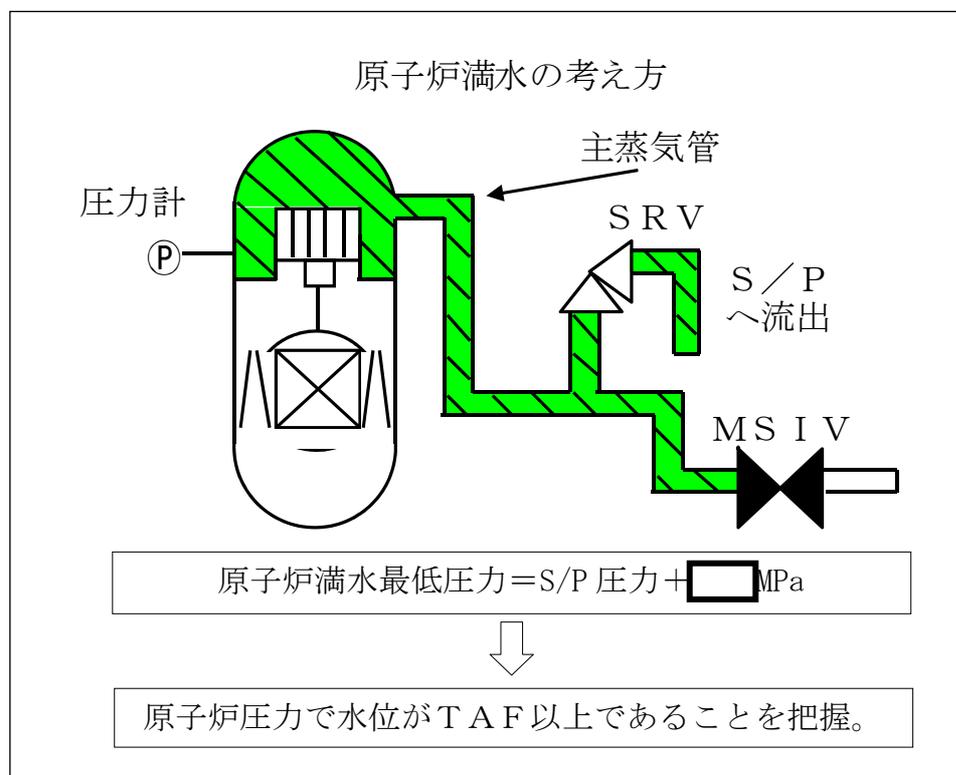
枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

2. 満水操作フロー概要（「水位不明」時）



枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

【原子炉満水確認方法】



原子炉圧力はS/P圧力より原子炉満水化に必要な差圧以上で、かつ出来るかぎり低い圧力に維持すること。

LOCA時及び代替注水設備を使用時の注水時等、RPVとS/P間の差圧を MPa に確保できない場合のRPV満水状態の確認方法としては、以下により行うこと。

(1) 開放SRV排気管に設置されている温度計の指示値を、温度記録計にて確認する。この開放SRV排気管温度がRPV本体の水温とほぼ同一であり、かつ、他のSRV排気管温度と有意な差があることを確認する。

これにより、RPVへ注入された流体は開放SRV及び排気管を経由して、S/Pへ移送されていることが確認でき、また、RPVの水位はMSノズルレベル以上に確保されていることが確認できる。

(2) ポンプ追加起動で炉圧が上昇すれば満水状態であり、炉圧があまり変化しなければ満水していないと予想される。

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

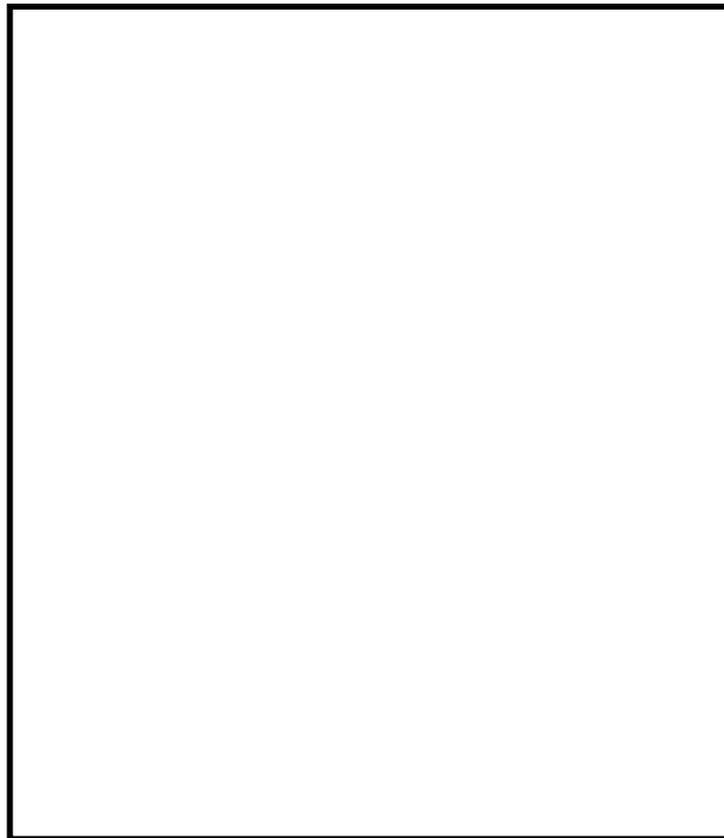
3. PCV圧力制御（PC/P）からの満水操作

PCV圧力が 384kPa[gage]を超えた場合には原子炉を満水にすることにより直接、格納容器空間部へ熱が放出されることを防ぐ。更に、冷却水の注入により格納容器内の蒸気が凝縮し、格納容器減圧を促進する効果も期待する。

原子炉水位をできるだけ高く維持するためにSRV 1個以上開または開確認をし、注水可能な系統（LPCS系、LPCI系、HPCS系、給復水系）にて注水を実施する。

なお、1. に示した原子炉水位が不明となった場合の満水操作と同様に、SRV 1個以上を開保持する手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。

4. 満水操作フロー概要（「PCV圧力制御」時）



枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

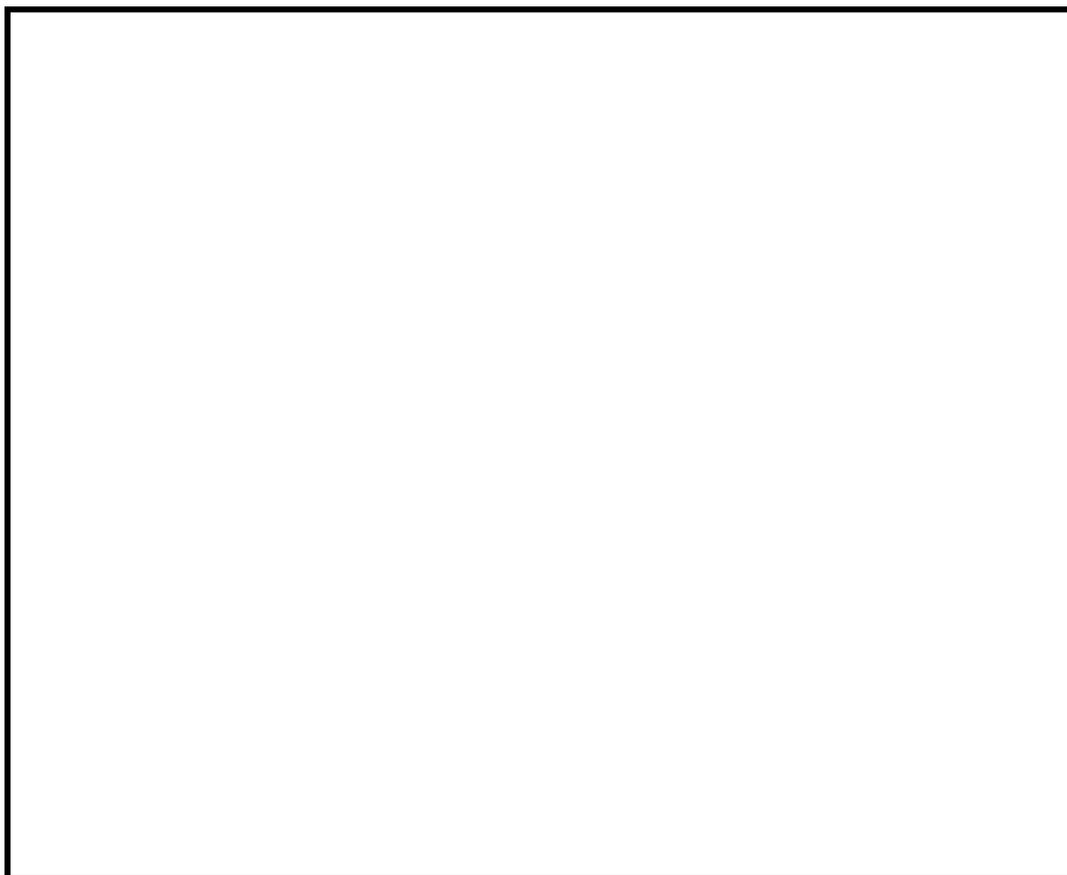
5. 有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における水位不明時の対応について

有効性評価の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）」の評価事故シーケンスでは、原子炉冷却材喪失事故（大破断LOCA）の発生により第1図に示す水位不明領域となるため、運転員は「水位不明」と判断する。

この場合、炉心損傷判断後の対応手順に従い、原子炉圧力容器底部から原子炉水位レベル0まで水位を上昇させるために必要な注水量を注水する。所定量の注水完了後は、注水流量を崩壊熱相当とする。

以上のような対応を行う目的は、原子炉へ注水可能な系統が外部水源を使用している場合、原子炉満水操作を回避し外部水源注水量限界到達までの時間を遅延させることで、放射性物質を格納容器内に可能な限り保持することにより、格納容器ベントに伴う公衆被ばくや環境への影響を低減するためである。

【長期の損傷炉心への注水フロー概要】

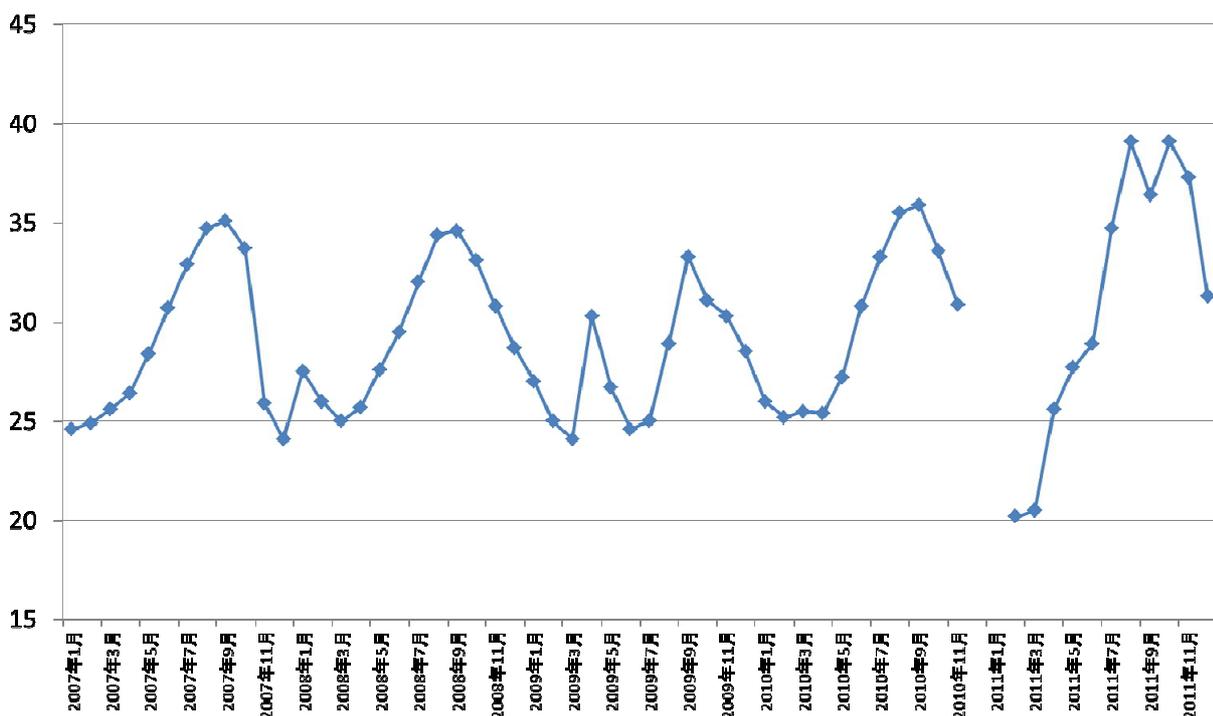


枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

64. 外部水源温度の条件設定の根拠について

主要解析条件のうち、高圧代替注水系や低圧代替注水系（常設）等の水源である復水貯蔵タンク水温は、復水貯蔵タンクの過去の実測データを踏まえて設定している。

図1に女川2号炉における過去の復水貯蔵タンク水温を示す。プラント停止中も含めた過去5年間（2007年～2011年）の最大値（月平均）は39.1℃となっており、それを包絡する値として有効性評価においては40℃を設定している。



※機器点検等により、一部データに欠損がある

図1 復水貯蔵タンク水温（月平均（2007年～2011年））

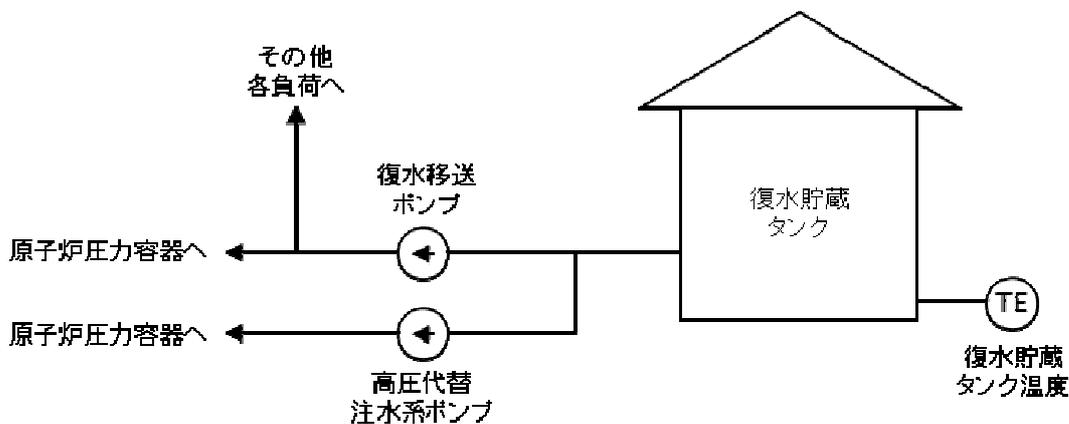


図2 復水貯蔵タンク廻りの系統構成（概要図）

65. 注水温度の違いによる解析結果への影響について

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時には、高圧炉心スプレイ系の水源として、「圧力抑制室水位高」に到達する事象発生約45分以降、サブプレッションプール水を使用する。事象の進展に伴いサブプレッションプール水温が上昇することから、注水温度の事象進展への影響について検討するため、表1に示す解析条件により評価を実施し、結果を比較した。

表1 解析条件

	注水温度	備考
ケース1	100℃	高圧炉心スプレイ系の水源切替温度（サブプレッションチェンバから復水貯蔵タンク）
ケース2 (ベースケース)	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク温度

原子炉圧力の最大値及び燃料被覆管の最高温度を表2に、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内水位）及び燃料被覆管温度の推移を図1から図3（赤線：ケース1，黒線：ケース2）に、それぞれ示す。

注水温度が100℃であるケース1の場合、ケース2と比べて注水のサブクール度が小さく、注水時の減圧が小さくなること等により原子炉圧力及び原子炉水位の挙動が多少異なるが、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力及び燃料被覆管の最高温度等の評価項目に影響はないことから、炉心冷却性評価上、問題となることはない。

表2 評価結果

解析ケース	ケース1	ケース2 (ベースケース)
原子炉圧力の最大値 (MPa [gage])	7.38	7.38
燃料被覆管の最高温度 (℃)	309 (初期値を上回らない)	309 (初期値を上回らない)

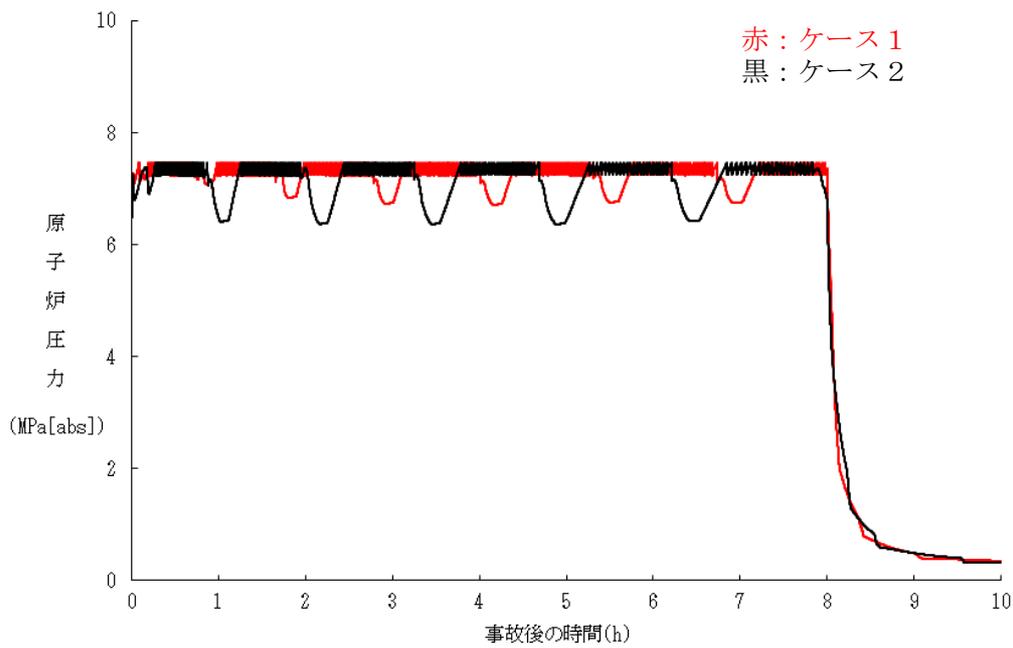


図1 原子炉圧力の推移

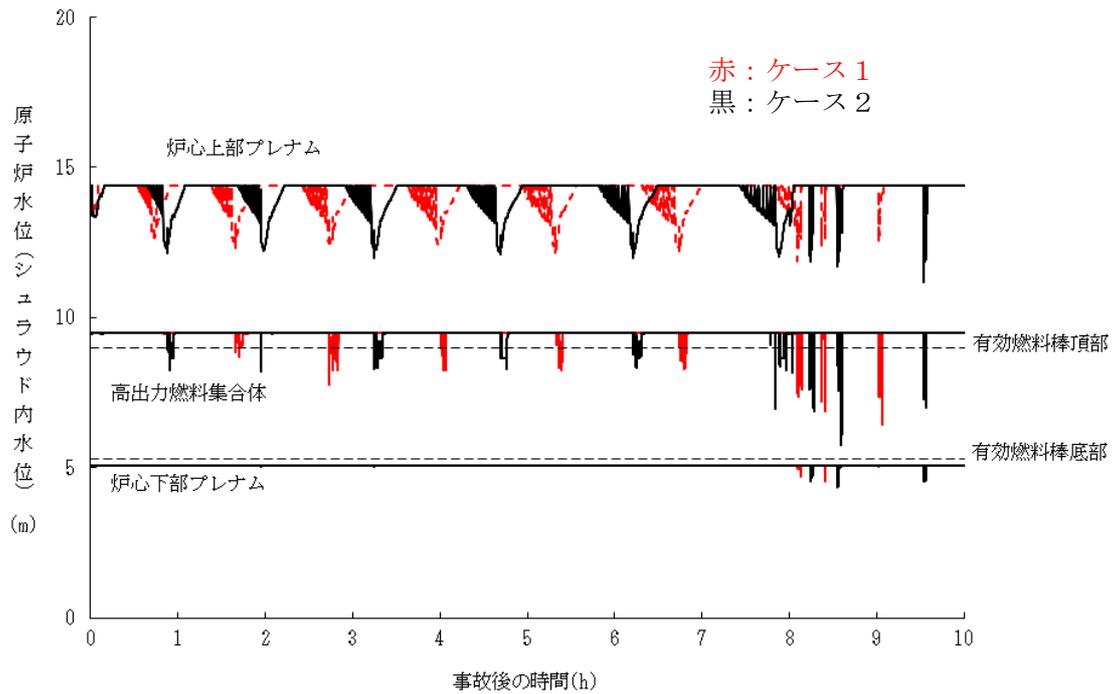


図2 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

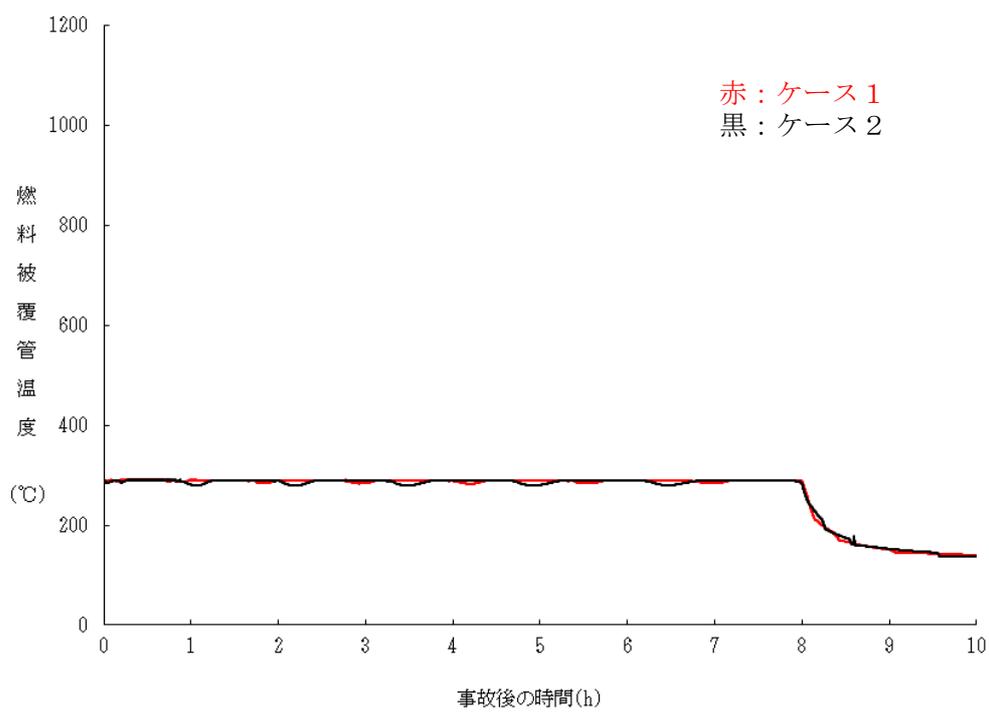


図3 燃料被覆管温度の推移

69. 有効性評価の主要解析条件と設置変更許可申請書添付書類八との整合性について

有効性評価で使用している主要解析条件と現行（許可済）設置変更許可申請書の添付書類八記載値との整合性を確認した。

概ね整合が取れていることを確認したが、主要解析条件と添付書類八の数値が異なる項目として、「格納容器空間体積（ドライウエル）」を抽出した（表 1 参照）。

表 1 主要解析条件と添付書類八との記載が異なる項目及びその値

項目	有効性評価の主要解析条件	添付書類八の記載値
格納容器空間体積 (ドライウエル)		7,900 m ³

有効性評価で使用している格納容器体積は、「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」に基づき、設備の設計値を採用している。

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。

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)発生と共に高圧・低圧注水機能喪失が発生する。これに対し低圧代替注水系(常設)により炉心に注水し、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により格納容器冷却し、原子炉格納容器フィルタベント系により格納容器除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能(高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系) 低圧注水機能(低圧炉心スプレイ系、低圧注水系) 	<p>【高圧注水】 -</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁(6個)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生から約25分後に手動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系(常設)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> MUWCポンプ2台で注水 原子炉の減圧後に、145m³/h(0.427MPa[diff]において)の流量で注水 	<p>【PCVスプレイ】 <u>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ(タイプI)にてPCV圧力0.384MPa[gage]到達以降88m³/hでスプレイ(間欠運転) <p>【海水除熱】 -</p> <p>【ベント】 <u>原子炉格納容器フィルタベント系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力0.427MPa[gage](1Pd)で実施(約45時間後) 	<p>【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し <p>【水源(補給含む)] <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給 	<p>×</p> <p><炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、約40分までに低圧で注水する必要があるが、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)の使用開始は6時間を、低圧代替注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では炉心損傷を防止できない</p> <p><格納容器破損防止> リロケーション後、MCCIの発生防止のために格納容器下部に約3.8時間までに水深3.4mまで水張りを完了させる必要があるが、原子炉格納容器下部注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では格納容器破損を防止できない</p> <p><可搬型設備の実力値を考慮した場合> 保守的に設定しているアクセスルートの斜面崩落を考慮しない場合、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)による事象発生3時間後の原子炉注水または格納容器下部注水により、格納容器の破損は回避できると考えられる</p>
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)発生と共に高圧注水機能の喪失および手動減圧に失敗する。これに対し代替自動減圧機能により原子炉を減圧、低圧ECCSにより注水し、残留熱除去系により除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能(高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系) 手動減圧 	<p>【高圧注水】 -</p> <p>【減圧】 <u>代替自動減圧機能(逃がし安全弁2個)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位L1到達10分後に自動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧注水系、低圧炉心スプレイ系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 定格流量、原子炉水位L3~L8水位維持 	<p>【PCVスプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>残留熱除去系(サブプレッション水冷却モード)×1、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)×1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位L8到達後に残留熱除去系1系列を低圧注水モード→サブプレッション水冷却モードに移行、事象発生12時間後に原子炉停止時冷却モードで除熱 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し <p>【水源(補給含む)] <u>サブプレッションプール</u></p>	<p>-</p>
全交流動力電源喪失+HPCS失敗 (TB)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し容量を増強した直流電源により24時間原子炉隔離時冷却系の注水を継続する。24時間後からは常設代替交流電源設備から給電した低圧代替注水系(常設)により注水すると共に、原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機等) 取水機能(RCW、RSW) 	<p>【高圧注水】 <u>原子炉隔離時冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位L2~L8で水位維持 <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁(2個)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生24時間後に手動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系(常設)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> MUWCポンプ1台で注水 原子炉の減圧後に、120m³/h(0.427MPa[diff]において)の流量で注水 	<p>【PCVスプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱×1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生25時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱を実施 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>所内常設蓄電式直流電源設備、常設代替交流電源設備</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 所内常設蓄電式直流電源設備の負荷切離しを実施し、24時間原子炉隔離時冷却系に供給 24時間後に常設代替交流電源設備から給電 <p>【水源(補給含む)] <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給 	<p>○</p> <p><炉心損傷防止> 事象発生24時間後までは、原子炉隔離時冷却系による注水を継続し、その後、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)または低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水と原子炉格納容器フィルタベント系によるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる</p>
全交流動力電源喪失+高圧ECCS失敗 (TBU)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。加えて、RCICの機能喪失が重畳する。これに対し所内常設蓄電式直流電源設備により24時間高圧代替注水系の注水を継続する。24時間後からは常設代替交流電源設備から給電した低圧代替注水系(常設)により注水すると共に、原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機等) 原子炉隔離時冷却系 取水機能(RCW、RSW) 	<p>【高圧注水】 <u>HPAC</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生40分後に注水 原子炉水位L2~L8で水位維持 <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁(2個)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生24時間後に手動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系(常設)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> MUWCポンプ1台で注水 原子炉の減圧後に、120m³/h(0.427MPa[diff]において)の流量で注水 	<p>【PCVスプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱×1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生25時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱を実施 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>所内常設蓄電式直流電源設備(可搬型代替直流電源設備)、常設代替交流電源設備</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 所内常設蓄電式直流電源設備(可搬型代替直流電源)により、24時間高圧代替注水系に供給 24時間後に常設代替交流電源設備から給電 <p>【水源(補給含む)] <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給 	<p>○</p> <p><炉心損傷防止> 事象発生24時間後までは、高圧代替注水系による注水を継続し、その後、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)または低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水と原子炉格納容器フィルタベント系によるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる</p>
全交流動力電源喪失+直流電源喪失 (TBD)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。加えて、直流電源の機能喪失が重畳する。これに対し可搬型代替直流電源設備により24時間高圧代替注水系の注水を継続する。24時間後からは常設代替交流電源設備から給電した低圧代替注水系(常設)により注水すると共に、原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機等) 直流電源 取水機能(RCW、RSW) 	<p>【高圧注水】 <u>高圧代替注水系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約15分後に、手動操作により起動 <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁(6個)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約23分後に手動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系(常設)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> MUWCポンプ2台で注水 原子炉の減圧後に、145m³/h(0.427MPa[diff]において)の流量で注水 	<p>【PCVスプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱×1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱を実施 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>常設代替交流電源設備</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 15分後に常設代替交流電源設備から給電 <p>【水源(補給含む)] <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給 	<p>○</p> <p><炉心損傷防止> 事象発生24時間後までは、高圧代替注水系による注水を継続し、その後、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)または低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水と原子炉格納容器フィルタベント系によるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる</p>
全交流動力電源喪失+SRV再閉失敗 (TBP)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生すると共に、SRV再閉失敗が重畳する。これに対し高圧代替注水系及び低圧代替注水系(常設)により注水すると共に、原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源、非常用ディーゼル発電機等) SRV再閉失敗 取水機能(RCW、RSW) 	<p>【高圧注水】 <u>高圧代替注水系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約15分後に、手動操作により起動 <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁(6個)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約23分後に手動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系(常設)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> MUWCポンプ2台で注水 原子炉の減圧後に、145m³/h(0.427MPa[diff]において)の流量で注水 	<p>【PCVスプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱×1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱を実施 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>常設代替交流電源設備</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 15分後に常設代替交流電源設備から給電 <p>【水源(補給含む)] <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給 	<p>○</p> <p><炉心損傷防止> 事象発生24時間後までは、高圧代替注水系による注水を継続し、その後、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)または低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水と原子炉格納容器フィルタベント系によるフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷を防止できる</p>

重要事故シーケンス(炉心損傷防止)の概要(2/2)

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			恒設設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)発生と共に取水機能喪失が発生する。これに対し原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系(常設)で注水を継続する。24時間後に原子炉補機代替冷却水系を接続・起動し、残留熱除去系により除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機 取水機能(RCW, RSW) 	<p>【高圧注水】 <u>原子炉隔離時冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位L2~L8で水位維持 <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁</u>(2個)</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約8時間後に手動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系(常設)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> MUWCポンプ1台で注水 原子炉の減圧後に、120m³/h(0.427MPa[dif]において)の流量で注水 	<p>【PCVスプレー】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱×1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による除熱を実施 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>常設代替交流電源設備</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 15分後に常設代替交流電源設備から給電 <p>【水源(補給含む)】 <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽から復水貯蔵タンクに補給 	-	-
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)発生と共に残留熱除去系機能喪失が発生する。これに対し原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレー系で注水を継続し、原子炉格納容器代替スプレー冷却系で格納容器冷却し、原子炉格納容器フィルタベント系によるベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 	<p>【高圧注水】 <u>原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレー系(減圧後も使用)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位L2~L8で水位制御 <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁</u>(2個)</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約8時間後に手動減圧 	<p>【PCVスプレー】 <u>原子炉格納容器代替スプレー冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ(タイプI)にてPCV圧力0.384MPa[gage]到達以降88m³/hでスプレー(間欠運転) <p>【海水除熱】 -</p> <p>【ベント】 <u>原子炉格納容器フィルタベント系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力0.427MPa[gage](1Pd)で実施(約44時間後) 	<p>【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し <p>【水源(補給含む)】 <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給 	-	-
原子炉停止機能喪失 (TC)	<p>【事象概要】 過渡事象(MSIV閉)発生と共に全CR挿入失敗(AR1含む)が発生する。これに対し、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能で出力上昇を抑制し、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレー系で冠水を維持し、SLCにより未臨界を確保する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> スクラム機能(RPS) 代替制御棒挿入機能(AR1) 	<p>【原子炉停止】 <u>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能, SLC</u></p> <ul style="list-style-type: none"> SLC注入はS/C水温高高(49℃)から10分後 <p>【高圧注水】 <u>M/D-RFP, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレー系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> M/D-RFP運転はホットウェル水位「低」トリップまで 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(L2)で起動、高圧炉心スプレー系はD/W圧力「高」で起動 <p>【減圧】 -</p> <p>【低圧注水】 -</p>	<p>【PCVスプレー】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>残留熱除去系(サブプレッション水冷却モード)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生から20分後 <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>外部電源</u></p> <p>※給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくするため外部電源「有り」を想定</p> <p>【水源】 <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給 	-	-
LOCA時注水機能喪失 (中小破断LOCA)	<p>【事象概要】 中小破断LOCA発生と共に高圧・低圧注水機能喪失、原子炉減圧機能喪失及び崩壊熱除去機能喪失が発生する。これに対し高圧代替注水系および低圧代替注水系(常設)により炉心へ注水し、原子炉格納容器代替スプレー冷却系により格納容器冷却し、原子炉格納容器フィルタベント系によるベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能(高圧炉心スプレー系、原子炉隔離時冷却系) 低圧注水機能(低圧炉心スプレー系、低圧注水系) 自動減圧機能(ADS) 非常用ディーゼル発電機 取水機能(RCW, RSW) 	<p>【高圧注水】 <u>高圧代替注水系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生15分後から定格流量で注水 <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁</u>(2個)</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約8時間後に手動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系(常設)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> MUWCポンプ1台で注水 原子炉の減圧後に120m³/h(0.427MPa[dif]において)の流量で注水 	<p>【PCVスプレー】 <u>原子炉格納容器代替スプレー冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ(タイプI)にてPCV圧力0.384MPa[gage]到達以降88m³/hでスプレー(間欠運転) <p>【海水除熱】 -</p> <p>【ベント】 <u>原子炉格納容器フィルタベント系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力0.427MPa[gage](1Pd)で実施(約43時間後) 	<p>【電源】 <u>常設代替交流電源設備</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 15分後に常設代替交流電源設備から給電 <p>【水源(補給含む)】 <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給 	×	<p><炉心損傷防止></p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに低圧で注水する必要があるが、電源車からの受電により起動した低圧代替注水系(常設)の使用開始は6時間を、低圧代替注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では炉心損傷を防止できない</p>
				<p><格納容器破損防止></p> <p>リロケーション後、MCCIの発生防止のために格納容器下部に約3.8時間までに水深3.4mまで水張りを完了させる必要があるが、原子炉格納容器下部注水系(可搬型)の使用開始は10時間を想定していることから、可搬型設備では格納容器破損を防止できない</p>		
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	<p>【事象概要】 ISLOCA(HPCSポンプ吸込み配管の破断を想定)が発生する。これに対し原子炉隔離時冷却系で水位を維持しつつ、原子炉減圧を行う。減圧後は低圧炉心スプレー系及び低圧注水系で注水すると共に、破断箇所を隔離する。</p> <p>【機能喪失の前提】 -</p>	<p>【高圧注水】 <u>原子炉隔離時冷却系(事象初期)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位L2~L8で水位制御 <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁</u>(2個)</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生約30分後に手動減圧 <p>【低圧注水】 <u>低圧炉心スプレー系, 低圧注水系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 定格流量、原子炉水位L3~L8水位維持 	<p>格納容器バイパス事象であるため、格納容器側のマネジメントは不要(ただし、破断箇所の隔離後は通常の停止手順で冷温停止に移行)</p>	<p>【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し <p>【水源】 <u>復水貯蔵タンク、淡水貯水槽, サブプレッションプール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 約10時間以降から大容量送水ポンプ(タイプI)(150m³/h)により淡水貯水槽より復水貯蔵タンクに補給 	-	-

73. 非常用炉心冷却系における系統圧力上昇時の対応操作について

運転中に弁の開閉試験を行っている高圧炉心スプレイ系（HPC S）、低圧炉心スプレイ系（LPCS）、低圧注水系（LPCI）注入配管の系統圧力上昇の対応操作として警報処置運転手順書が整備されている。警報処置運転手順書にて系統圧力降下操作及び高圧側境界弁の開閉操作をしても圧力上昇が解消されない場合は保安規定に準じて対応することになる。

保安規定 32 条「非常用炉心冷却系および原子炉隔離時冷却系の系統圧力監視」にて、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている配管の隔離弁が漏えいした場合に、非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系の低圧配管部の破損を防止するため、系統圧力の判断基準を定めるとともに、判断基準を満たすことができない場合に講じる措置が定められている。

系統圧力上昇時の警報設定値は、低圧配管保護のため、低圧配管部の最高使用圧力以下にて警報が発生する設定値としている。なお、警報設定値については、保安規定 32 条の判断基準に対する管理値とし、警報処置運転手順書にて必要な処置を実施する。

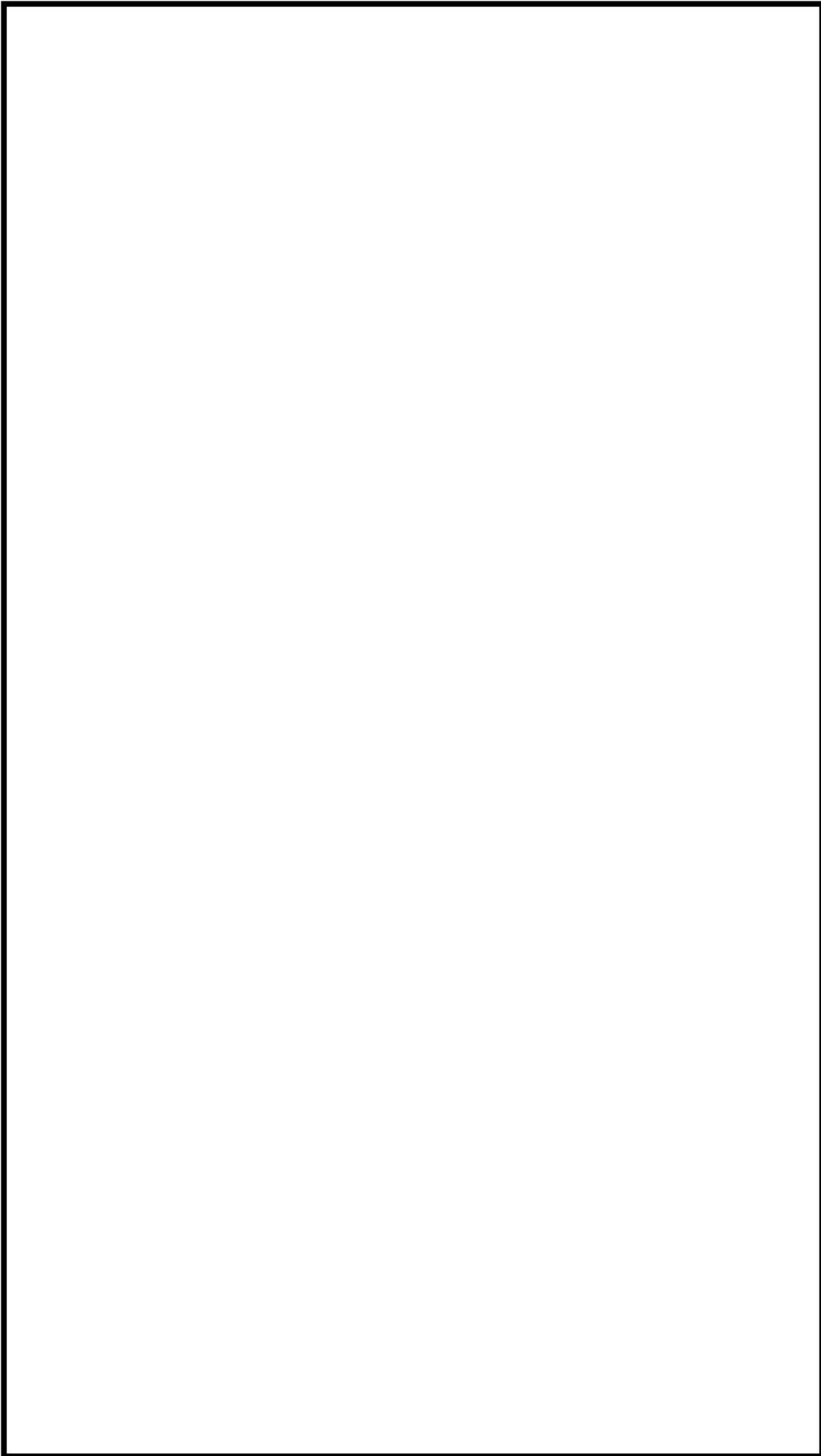
運転中に弁の開閉試験を実施しないRHR停止時冷却吸込み配管は、系統圧力上昇の対応操作として、警報処置運転手順書にて系統圧力降下操作及び高圧側弁の増締め操作をしても圧力上昇が解消されない場合はプラント通常停止対応をすることになる。

各非常用炉心冷却系統の系統圧力上昇時の警報処置運転手順書を第 1 図から第 3 図に示す。

なお、非常用炉心冷却系ポンプの手動起動試験後に、系統水の温度上昇に伴う系統圧力の上昇傾向が見られる場合があるが、この場合における圧力の変化は緩やかな上昇傾向を示す。一方で、有効性評価の I S L O C A で想定している圧力の変化は急激な上昇傾向を示すことから両者の識別は可能である。

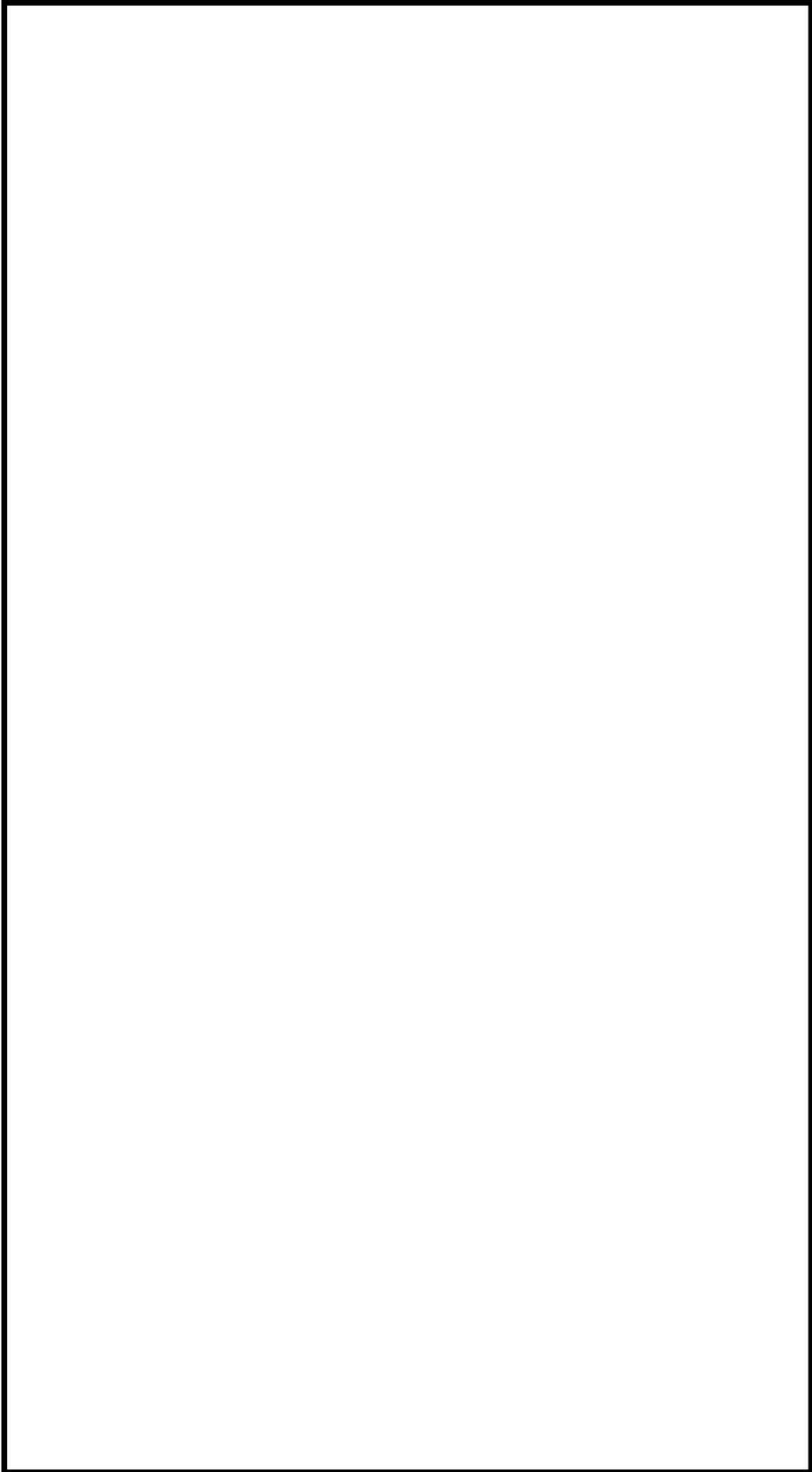
また、系統水の温度上昇に伴う緩やかな系統圧力上昇は、ポンプ手動起動試験後に現れるが、有効性評価で想定している注入配管の逆止弁の開固着があった場合の系統圧力の上昇は、注入隔離弁の開閉試験時に発生する。

このように圧力上昇が発生するタイミングについても違いがあるため、両者の識別は可能である。



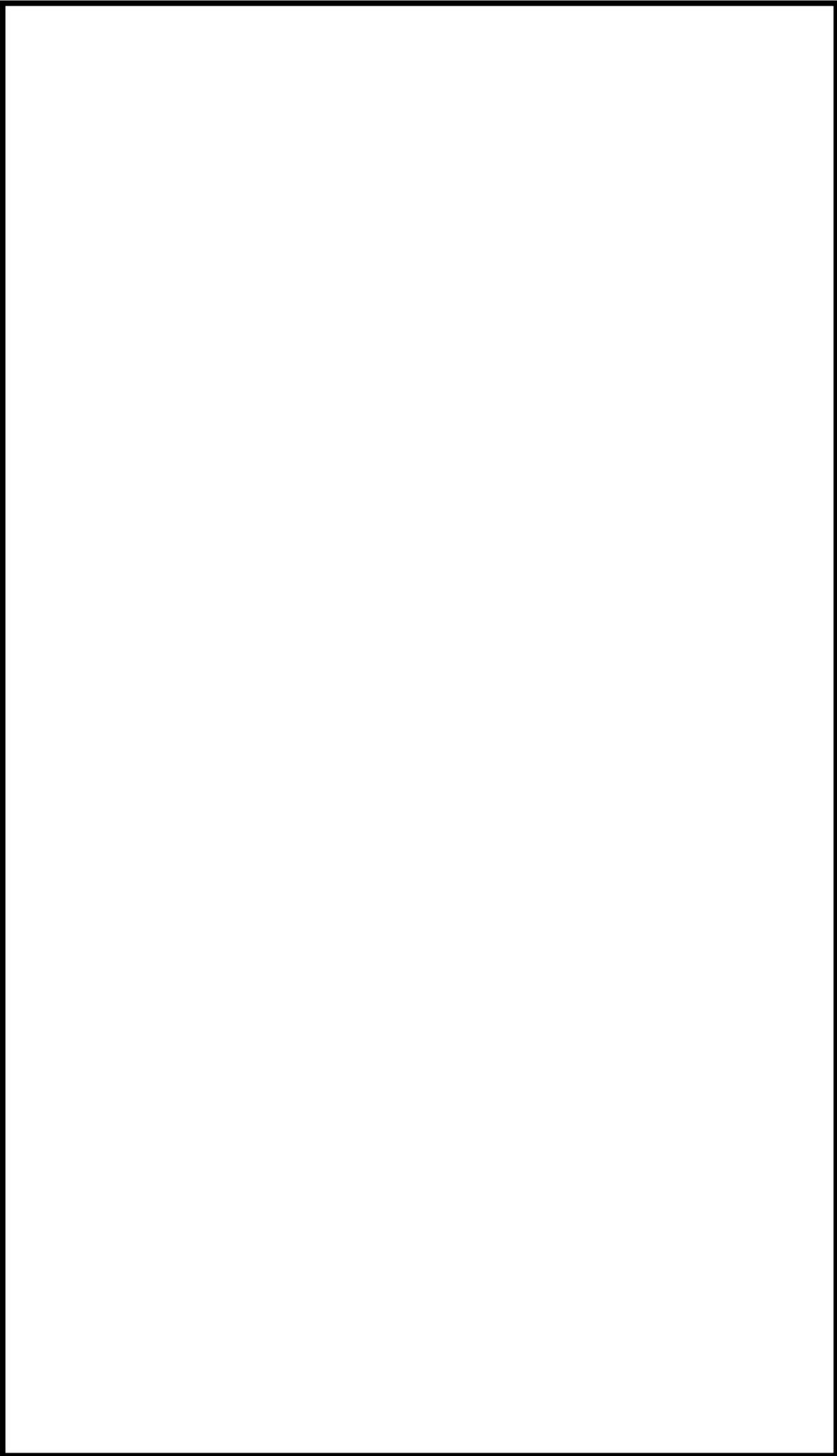
第1図【警報処置運転手順書】（「HPCSポンプ入口圧力高」）

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。



第2図【警報処置運転手順書】（※低圧系を代表して「RHRポンプ（A）出口管圧力^高／低」）

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。



第3図【警報処置運転手順書】（※残留熱除去系を代表して「RHR A系 停止時冷却配管入口圧力高」）

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。

74. 高圧代替注水系使用時の原子炉隔離時冷却系駆動蒸気ラインの隔離等について

高圧代替注水系の起動が必要となる場合は、原子炉が高圧の状態、原子炉隔離時冷却系が停止している場合である。

高圧代替注水系を起動する際は、起動前に原子炉隔離時冷却系の蒸気ラインを隔離し、原子炉隔離時冷却系と系統を分離したうえで高圧代替注水系の起動操作を行う。

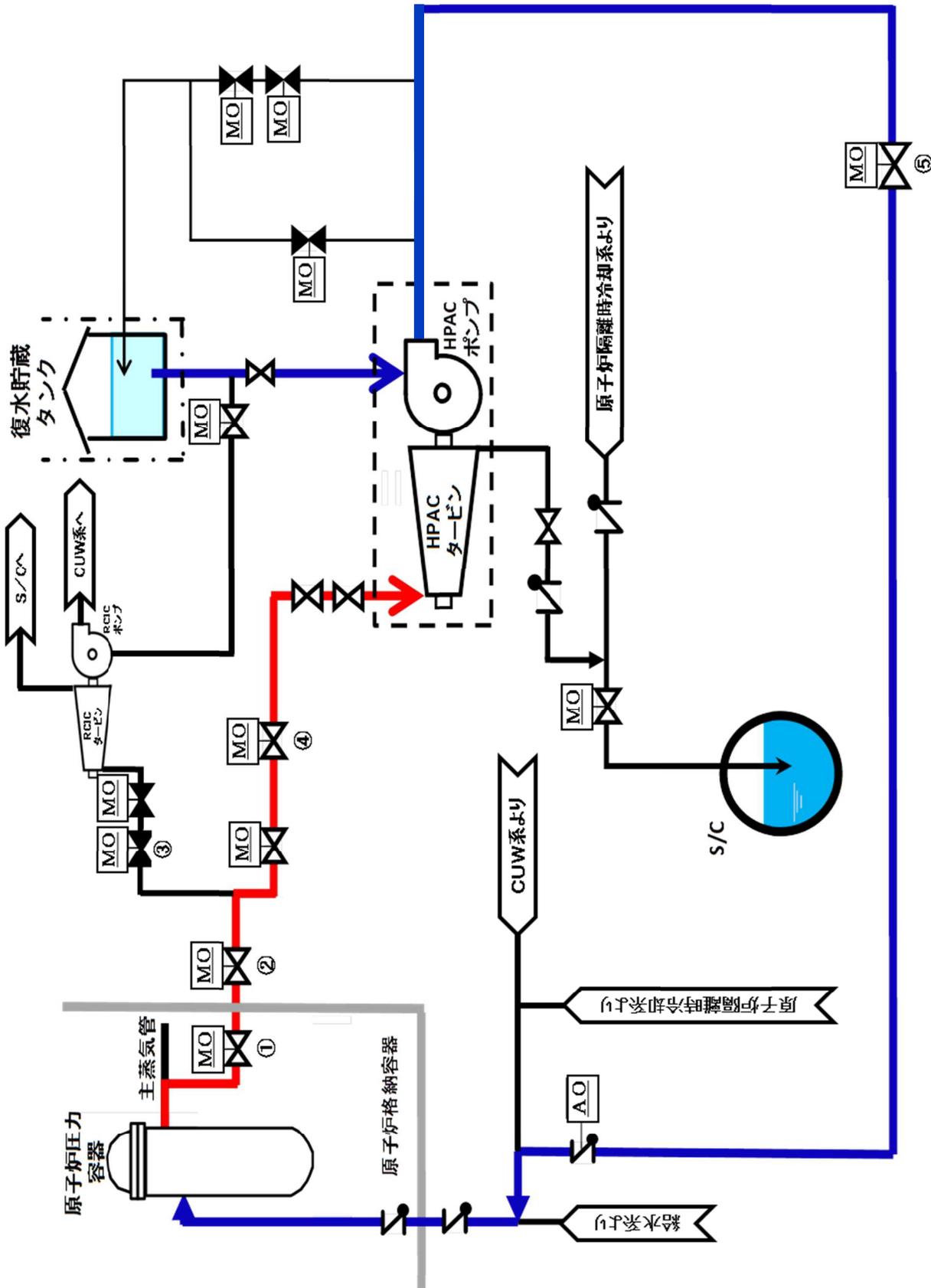
以下に高圧代替注水系ポンプ操作手順を示す。

(第1図 高圧代替注水系ポンプによる原子炉への注水概略系統 参照)

○高圧代替注水系操作手順

- (1) 原子炉隔離時冷却系タービン入口蒸気第一隔離弁(第1図①)及び第二隔離弁(第1図②)の全開を確認する。また、原子炉隔離時冷却系蒸気供給分離弁^{*}(第1図③)を全閉し、原子炉隔離時冷却系の蒸気ラインを隔離する。
- (2) 高圧代替注水系ポンプタービン止め弁(第1図④)を全開し、高圧代替注水系ポンプを起動する。
- (3) 原子炉注入弁(第1図⑤)を全開し、原子炉への注水ラインを構成する。
- (4) 高圧代替注水系ポンプ流量計及び原子炉水位計により、原子炉への注水が行われていることを確認する。
- (5) 以降、原子炉水位をL-2～L-8に調整する。

※:原子炉隔離時冷却系の起動信号である原子炉水位L-2で開動作するインターロックはないため、原子炉水位がL-2未満の場合であっても原子炉隔離時冷却系の隔離が可能



第1図 高圧代替注水系ポンプによる原子炉への注水概略系統

76. 格納容器ベント操作について

原子炉格納容器フィルタベント系を用いた格納容器ベント運用に係る主要な事項について、以下に整理する。

1. ベント準備及び実施の判断基準

ベント準備の判断基準を第1表に、ベント実施の判断基準を第2表に示す。

第1表 ベント準備の判断基準

炉心状態	ベント準備判断基準
炉心損傷前	[ベント準備1 ^{※1}] 残留熱除去系による除熱機能喪失
	[ベント準備2 ^{※1}] 格納容器圧力 0.384MPa[gage] ^{※2} (0.9Pd) 到達
炉心損傷判断後 ^{※3}	[ベント準備1 ^{※1}] 残留熱除去系による除熱機能喪失
	[ベント準備2 ^{※1}] 格納容器圧力 0.640MPa[gage] ^{※2} (1.5Pd) 到達

※1：ベント準備1及びベント準備2の詳細な作業内容については2.(1).に記載

※2：確認不能の場合は、格納容器内雰囲気温度から格納容器圧力を推定
(飽和温度：約150℃(0.9Pd相当)、約167℃(1.5Pd相当))

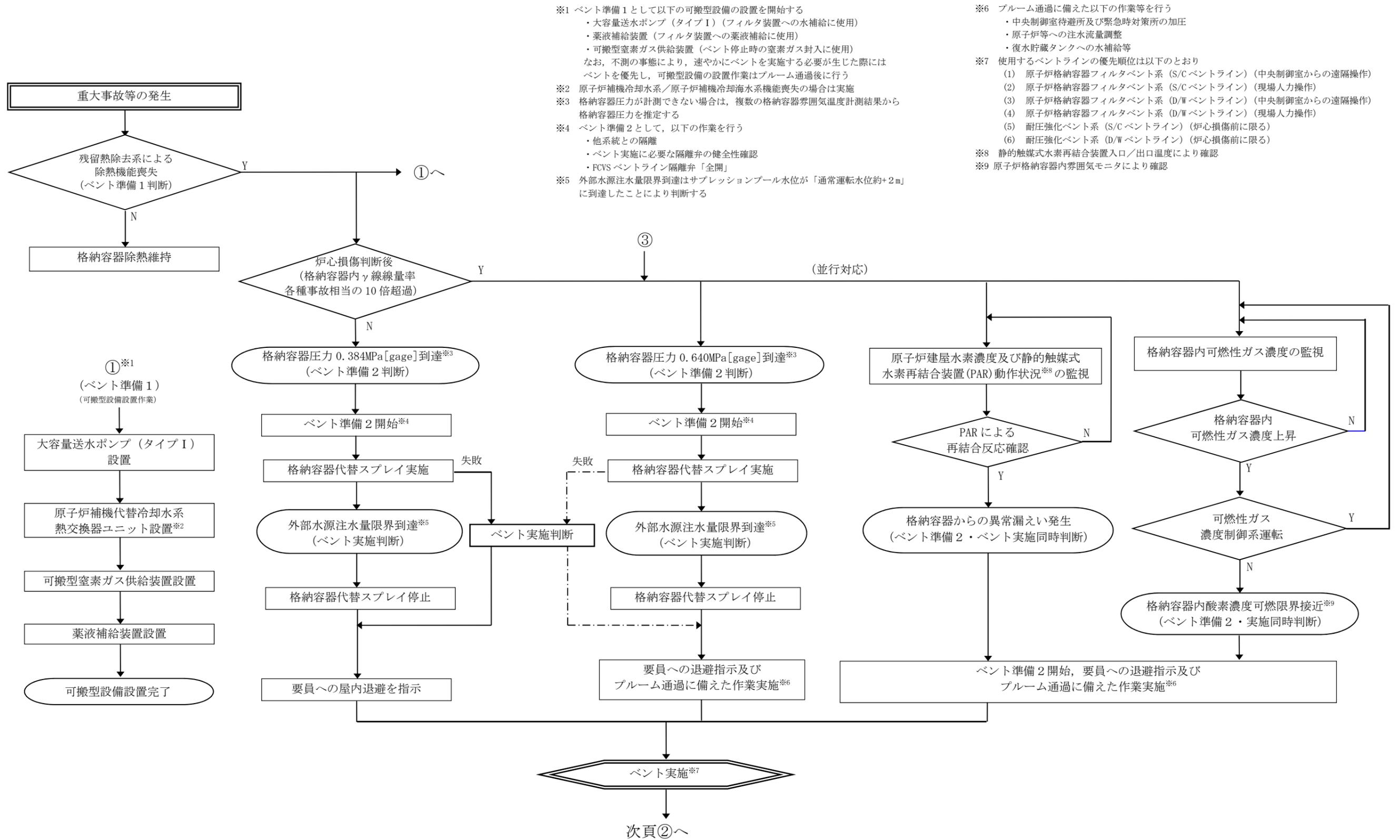
※3：格納容器内雰囲気放射線モニタのγ線線量率が各種事故(原子炉冷却材喪失)相当の10倍を超過

第2表 ベント実施の判断基準

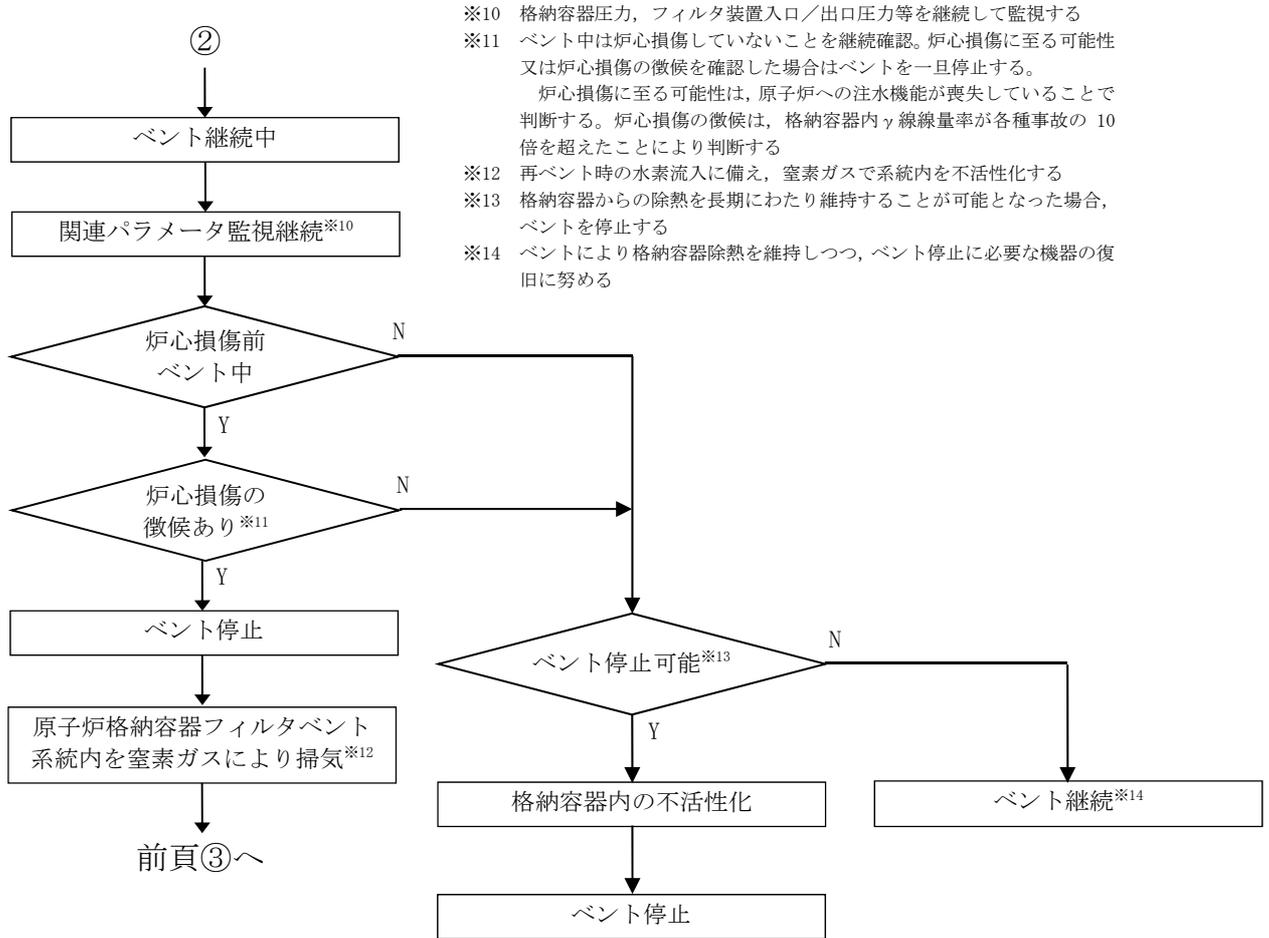
炉心状態	ベント実施判断基準
炉心損傷前	外部水源注水量限界(サプレッションプール水位「通常 運転水位+約2m」)到達
	格納容器代替スプレイに失敗した場合(0.9Pd)
炉心損傷判断後	外部水源注水量限界(サプレッションプール水位「通常 運転水位約+約2m」)到達
	格納容器代替スプレイに失敗した場合(1.5Pd)
	格納容器からの異常漏えいを検知した場合
	格納容器内酸素濃度が可燃限界に接近した場合

2. ベント運用

格納容器ベントに係る全体運用を第1図に示す。また、有効性評価の重要事故シーケンス「高圧・低圧注水機能喪失」を例に、対応手順の概要を第2図に、作業と所要時間を第3図に示すとともに、ベント運用の詳細を以下に示す。



第1図 格納容器ベントに係る運用 (1/2)



第1図 格納容器ベントに係る運用 (2 / 2)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)																	経過時間(時間)																	経過時間(日)			備考
			10m	20m	30m	40m	50m	1h	3h	5h	7h	9h	11h	13h	15h	17h	19h	21h	23h	25h	27h	29h	31h	33h	35h	37h	39h	41h	43h	45h	47h	49h	51h	53h	55h	57h	59h	1d	2d	
作業項目	実施箇所・必要人員数		△事象発生 △原子炉スクラム △約16秒 原子炉水位低(レベル2)到達 △約15分 高圧代替注水機能喪失 △約18分 原子炉水位低(レベル1)到達 △約23分 原子炉水位有効燃料棒頂部到達 △約25分 逃がし安全弁による原子炉減圧 △約1.1時間 原子炉水位有効燃料棒頂部回復 △約10時間 大容量送水ポンプ(タイプ1)準備完了 復水貯蔵タンク補給開始 △約28時間 格納容器圧力0.384MPa[gage]到達 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却開始 △約40時間 外部水源注水量限界到達 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却停止 △約45時間 格納容器圧力0.427MPa[gage](1Pd)到達 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱開始																																					
	責任者	発電課長	1人	運転操作指揮 緊急時対策本部連絡																																				
	指揮者	発電副長	1人	運転操作指揮																																				
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	6人	中央制御室連絡 発電所外部連絡																																				
運転員(中央制御室)	運転員(現場)	重大事故等対応要員																																						
状況判断	3人 A,B,C	-	-	・全給水喪失確認 ・外部電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・常設代替交流電源設備自動起動確認 ・再循環ポンプトリップ確認 ・高圧注水機能(原子炉隔離時冷却系/高圧炉心スプレイ系)喪失確認 ・主蒸気隔離弁全閉確認、逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・非常用ガス処理系自動起動確認(解析上考慮せず)																																			10分	
高圧代替注水系起動操作(解析上考慮せず)	1人 [C]	-	-	・高圧代替注水系 系統構成・起動操作																																			5分	
低圧非常用炉心冷却系起動	1人 [B]	-	-	・低圧注水機能(残留熱除去系/低圧炉心スプレイ系)喪失確認																																			5分	
格納容器除熱	1人 [B]	-	-	・残留熱除去系(A)/(B)機能喪失確認																																			5分	
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作(回復は解析上考慮せず)	-	-	-	・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系 機能回復																																				
燃料プール冷却再開(解析上考慮せず)	1人 [B]	-	-	・スキマサージタンク水位調整																																			30分	
				・燃料プール冷却浄化系 系統構成・再起動																																			10分	
低圧代替注水系(常設)準備操作	1人 [B]	-	-	・低圧代替注水系(常設)系統構成 ・復水移送ポンプ起動/運転確認																																			5分	
原子炉急速減圧操作	1人 [B]	-	-	・逃がし安全弁 6個 手動開放操作																																			5分	
低圧代替注水系(常設)注水操作	1人 [B]	-	-	・低圧代替注水系(常設)による水位制御																																			適宜実施	
アクセスルート確保	-	-	6人 D~I	・アクセスルート復旧(復旧が必要な場合)																																			4時間	
代替注水等確保	-	-	9人 [D~I]A~C	・大容量送水ポンプ(タイプ1)の設置、ホースの敷設、接続																																			6時間	
	-	-	1人 [G]	・大容量送水ポンプ(タイプ1)監視																																			以降監視	
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却	-	-	2人 [H,I]	・大容量送水ポンプ(タイプ1)による格納容器冷却 系統構成																																			5分	
	1人 [C]	-	-	・大容量送水ポンプ(タイプ1)による格納容器冷却 系統構成、冷却開始(間欠運転)																																			5分	
大容量送水ポンプ(タイプ1)による淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給	-	-	4人 J~M	・復水貯蔵タンク補給準備(ホース敷設)																																			4時間	
	-	-	2人 [H,I]	・復水貯蔵タンク補給																																			適宜実施	
	-	-	2人 [J,K]	・可搬型設備保管場所への移動 ・原子炉格納容器フィルタベント系薬液補給及び水補給準備																																			5時間	
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱準備	-	-	3人 [A~C]	・原子炉格納容器フィルタベント系薬液及び水補給																																			5時間	
	1人 [A]	-	-	・可搬型窒素ガス供給装置の設置																																			5分	
	-	2人 [B]D	-	・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱 系統構成																																			3時間	
	-	-	-	・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱 系統構成(現場操作) (解析上考慮せず)																																				
	-	-	-	・現場作業員の一時屋内退避指示																																			30分	
原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作	1人 [B]	-	-	・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱																																			5分	
	-	2人 [A]E	-	・原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱(現場操作) (解析上考慮せず)																																			2時間	
燃料補給	1人 [C]	-	-	・燃料補給準備																																			30分	
	-	-	-	・可搬型設備保管場所への移動																																			30分	
	-	-	2人 [L,M]	・タンクローリーへの移送																																			50分	
	-	-	-	・大容量送水ポンプ(タイプ1)へ給油																																			適宜実施	

【凡例】

- : ベント準備 1 (可搬型設備の設置)
- : ベント準備 2 (ベント系統構成)
- : ベント実施

第3図 「高圧・低圧注水機能喪失」時の作業と所要時間

(1) ベント準備

a. ベント準備判断

ベント準備判断は、ベント操作が必要になった場合に速やかに実施できるよう、第1表に示すベント準備判断基準により行う。

b. ベント準備事項

ベント準備判断により、第3表に示す事前準備を行う。

第3表 ベント準備事項および作業内容

区分	ベント準備事項	作業内容	ベント実施後に 繰り延べ可能な作業
ベント 準備1	i. フィルタ装置への水 及び薬液補給の準備	ベント実施後、フィルタ装置のスクラバ溶液が減少した場合に、水及び薬液を補給するため、大容量送水ポンプ（タイプI） ^{※1} 及び薬液補給装置 ^{※2} を準備する。	○
	ii. 可搬型窒素ガス供給 装置 ^{※2} の準備	ベント停止操作にあたり、格納容器及び原子炉格納容器フィルタベント系系統内を掃気し不活性化を行うことを目的に、可搬型窒素ガス供給装置を準備する。	○
ベント 準備2	iii. 他系統との隔離	ベント操作前に、中央制御室にて他系統（原子炉建屋原子炉棟換気空調系、非常用ガス処理系及び耐圧強化ベント系）と隔離する弁が全閉となっていることを確認する。（第4図①～⑥）	—
	iv. ベント実施に必要な 隔離弁の健全性確認	中央制御室にて、ベント実施に必要な隔離弁操作が可能であることを確認するため、電源が供給されていることを弁状態表示により確認する。（第4図⑦～⑩）	—
	v. 「FCVS ベントライン 隔離弁」の開操作	ベント実施判断後に速やかにベントを開始できるよう、ベントを行うために開操作が必要な隔離弁2弁のうち、「FCVS ベントライン隔離弁」を開操作する。（第4図⑧又は⑨）	—

※1：原子炉格納容器代替スプレイ冷却系等に使用する大容量送水ポンプ（タイプI）と兼用

※2：可搬型窒素ガス供給装置及び薬液補給装置の準備は、大容量送水ポンプ（タイプI）及び原子炉補機代替冷却水系の設置に引き続き実施する

c. ベント準備作業の考え方

ベント準備作業については、ベント実施以降に使用する可搬型設備の設置も含めベント実施前に行うこととしている。

ベント準備1は可搬型設備の準備時間を考慮し、炉心損傷前後に依らず残留熱除去系による除熱機能喪失により準備作業を開始する。これは、炉心損傷後のベント中に作業を実施した場合、現場の放射線量の上昇による被ばく線量の増加、防護具を着用した状態での作業により作業員の負担が増加するため、ベント実施

前に可搬型設備の設置作業を完了させるためである。

また、ベント準備2は格納容器圧力が0.640MPa[gage] (1.5Pd) (炉心損傷前においては0.384MPa[gage] (0.9Pd)) に到達した時点で開始する。これは、ベント実施判断の外部水源注水量限界到達前までにベント実施に必要な系統構成を完了させるためである。

以上のとおり、一連のベント準備はベント実施判断を行う外部水源注水量限界到達前までに完了させることが可能である。

なお、ベント準備2において「FCVS ベントライン隔離弁」を事前に開操作し、ベント実施判断後に「サプレッションチェンバベント用出口隔離弁」を開操作してベントを開始することとしているが、この操作順序は、ベント開始までの間、格納容器内の放射性物質を含むガスを閉じ込める範囲が拡大することを防止し、ベント開始直前まで格納容器内にガスを閉じ込めておくことを目的としている。

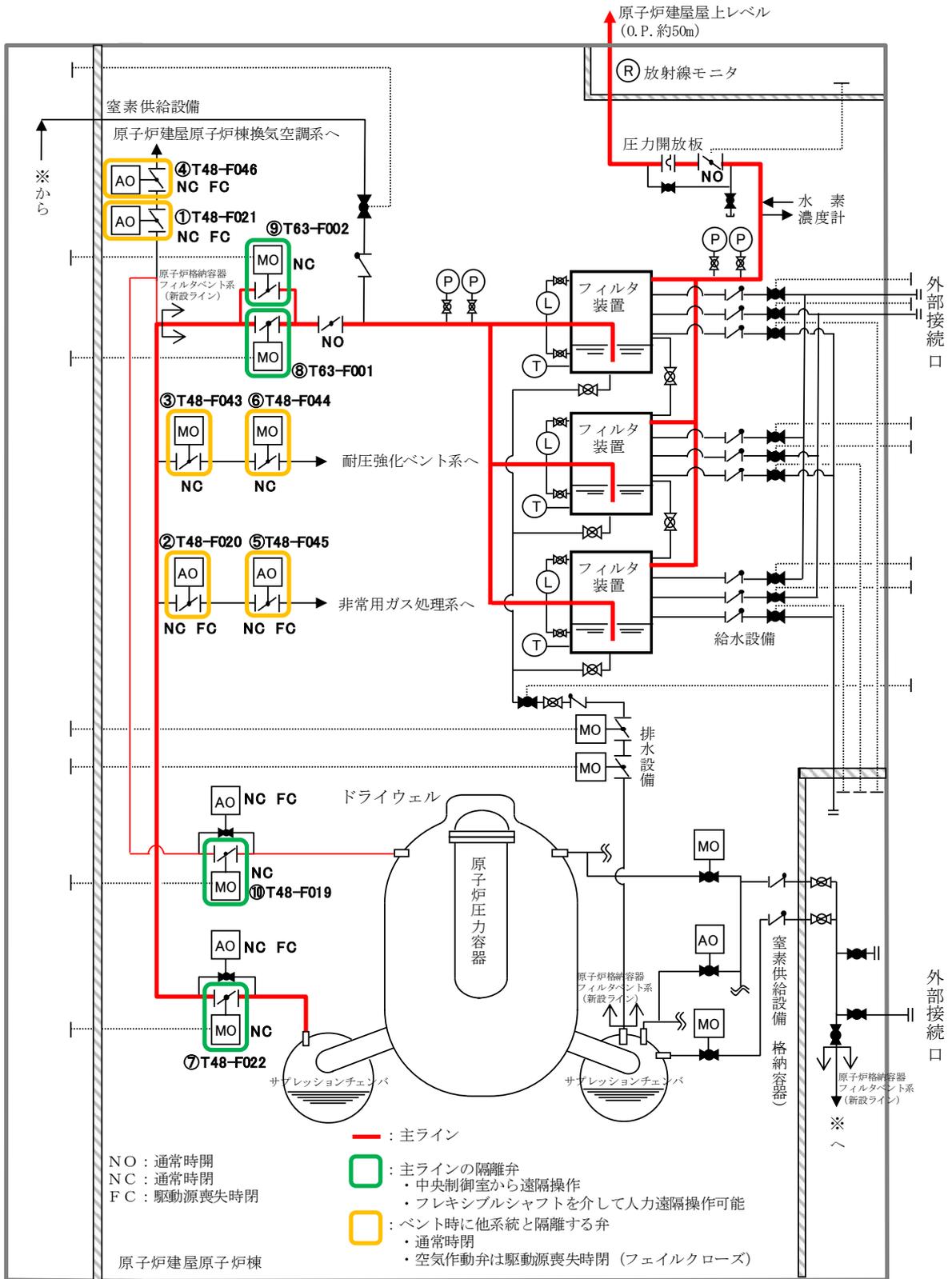
d. ベント準備の作業環境

ベント準備の作業項目及び作業環境を第4表に示す。

ベント準備は、中央制御室及び屋外でベント実施前に行うことから、作業の支障になることはない。

第4表 ベント準備の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境			連絡手段	
		温度・湿度	放射線量	照明		その他
フィルタ装置への水及び薬液補給の準備	屋外	— (屋外での操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	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。 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。	
可搬型窒素ガス供給装置の準備			【炉心損傷後】 4.6mSv/h (マスク着用)			
他系統との隔離	中央制御室	通常原子炉運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	常設代替交流電源設備より非常用照明が受電していることから中央制御室の照明は確保されている。 電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により操作が可能である。	通常原子炉運転中と同様に、操作が可能である。	
ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認			【炉心損傷後】 29mSv/7日間 (マスク着用)			
「FCVS ベントライン隔離弁」の開操作 (中央制御室からの遠隔操作の場合)						
「FCVS ベントライン隔離弁」の開操作 (現場での人力操作の場合)	原子炉建屋 原子炉棟外	通常原子炉運転中と同程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運転中と同程度	常設代替交流電源設備より非常用照明が受電していることから作業エリアの照明は確保されている。 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。	電力保安通信用電話設備 (PHS 端末)、送受話器 (ページング) が使用可能である。また、使用できない場合でも、トランシーバー (固定) にて通話連絡が可能である。



原子炉建屋

第4図 原子炉格納容器フィルタベント系 系統概要図

補足 76-9

(2) ベント実施

a. ベント実施判断

ベント実施判断は、第2表に示すベント実施判断基準により行い、ベント実施判断後、格納容器圧力が 0.854MPa[gage](2Pd)（炉心損傷前においては 0.427MPa[gage](1Pd)）に到達するまでにベント操作を完了する。また、格納容器スプレイに失敗した場合、格納容器からの異常漏えいを検知した場合及び格納容器内酸素濃度が可燃限界に接近した場合にもベント実施を判断する。

なお、炉心損傷判断後のベントにおいては、作業員の退避及びプルーム通過に備えた作業を実施し、ベントを開始する。

b. ベント操作

FCVS ベントライン隔離弁の開操作については、ベント準備作業として操作完了していることから、ベント操作は、サブプレッションチェンバベント用出口隔離弁又はドライウェルベント用出口隔離弁を開操作し、ベントを開始する。

この操作順序は、ベント開始までの間、格納容器内の放射性物質を含むガスを閉じ込める範囲が拡大することを防止し、ベント開始直前まで格納容器内にガスを閉じ込めておくことを目的としている。

具体的な弁の操作順序を以下に示す。また、ベント実施に必要な操作対象弁の操作所要時間を第5表に示す。

【操作対象弁（サブプレッションチェンバからのベント時）】

- i. FCVS ベントライン隔離弁
（ベント準備作業として開操作完了） (第4図 ⑧, ⑨)
- ii. サブプレッションチェンバベント用出口隔離弁
(第4図 ⑦)

【操作対象弁（ドライウェルからのベント時）】

- i. FCVS ベントライン隔離弁
（ベント準備作業として開操作完了） (第4図 ⑧, ⑨)
- ii. ドライウェルベント用出口隔離弁
(第4図 ⑩)

第5表 ベント実施に必要な操作対象弁の操作所要時間（現場人力操作の場合）

弁番号	FCVS ベントライン隔離弁 (ベント準備2で開操作)				格納容器側隔離弁 (ベント実施判断後開操作)			
	T63-F001		T63-F002		T48-F019		T48-F022	
口径	400A		400A		600A		600A	
操作時間 (移動時間含む)	モックアップ試験※ベース	有効性評価適用値	モックアップ試験※ベース	有効性評価適用値	モックアップ試験※ベース	有効性評価適用値	モックアップ試験※ベース	有効性評価適用値
	約56分	1.3時間	約56分	1.3時間	約88分	2時間	約79分	2時間

※1 想定される現場環境を踏まえ、モックアップ試験においては、防護服、全面マスク及びゴム手袋を装備し、弁操作を実施

- c. ベント開始時の確認パラメータ
ベントが開始されたことを、第6表に示すパラメータで確認する。

第6表 ベント開始時の確認パラメータ

確認項目	確認目的
格納容器圧力	指示値の低下により、ベントが開始されたことを確認する。
フィルタ装置入口／出口圧力	指示値の変動により、ベントが開始されたことを確認する。
フィルタ装置出口放射線モニタ	

- d. ベント放出経路の優先順位

原子炉格納容器フィルタベント系によるベントは、フィルタ装置による放射性物質の低減効果に加えサプレッションチェンバのプール水におけるスクラビング効果を期待し、サプレッションチェンバ側からのベントを基本とする。

万一、サプレッションチェンバからのベント開始を確認できない場合は、サプレッションチェンバからのベント機能喪失を判断後、ドライウエルからのベントを実施する。

格納容器からの異常漏えい発生時における格納容器ベントにおいても、同様の理由によりサプレッションチェンバ側からのベントを基本とする。格納容器からの漏えい発生個所がドライウエル側であっても、サプレッションチェンバ側からのベントにより格納容器圧力を低下させることは可能であり、格納容器からの漏えいを抑制することが可能である。

なお、炉心損傷前のベントに限り、原子炉格納容器フィルタベント系が使用できない場合に耐圧強化ベント系によるベントを実施する。

- e. ベント実施判断の考え方

炉心損傷判断後のベントに際しては、格納容器内に放出された希ガスの減衰のため、出来る限り格納容器内に保持することを基本とする。この間、代替設備による除熱、故障設備の復旧に努めるが、格納容器限界圧力 0.854MPa [gage] (2Pd) に到達するような状況においては、格納容器の破損により公衆及び環境への影響が過大にならないことを目的としてベントを実施する。

したがって、ベント実施の判断は、人力による隔離弁の操作やプルーム通過に備えた作業を考慮しても、格納容器圧力 0.854MPa [gage] (2Pd) 到達までにベント操作を完了することができるよう、外部水源注水量限界到達で行うこととしている。なお、ベント実施判断は発電所対策本部長が行う。

- f. ベント実施の作業環境

ベント実施時における作業項目及び作業環境等を第7表に示す。

ベント実施時の作業は、炉心損傷後ベントの放射線量などの作業環境等を考慮しても、実施可能である。

第7表 ベント実施時における作業項目及び作業環境等

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	経路等	
待避準備 (炉心損傷後のみ)	中央制御室	通常原子炉 運転中と同 程度	【炉心損傷前】 通常原子炉運 転中と同程度	常設代替交流電 源設備より非常 用照明が受電し ていることから 中央制御室の照 明は確保されて いる。 電源喪失時 には、ヘッドライ ト・懐中電灯に より操作が可能 である。	通常原子炉運 転中と同様に、操 作が可能であ る。	電力保安通信 用電話設備 (PHS 端末)、 送受信器(ペー ジング)が使用 可能である。 また、使用でき ない場合でも、 トランシーバ ー(固定)にて 通話連絡が可 能である。
「サブプレッショ ンチェンバベ ント用出口隔 離弁」の開操 作(中央制御室 からの遠隔操 作の場合)			【炉心損傷後】 29mSv/7日間 (マスク着用)			
「サブプレッショ ンチェンバベ ント用出口隔 離弁」の開操 作(現場での人 力操作の場合)	原子炉建屋 原子炉棟外	— (屋外での 操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運 転中と同程度	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。	電力保安通信 用電話設備 (PHS 端末)、 送受信器(ペー ジング)が使用 可能である。 また、使用でき ない場合でも、 携行型通話装 置にて通話連 絡が可能であ る。
			【炉心損傷後】 4.2mSv/h (自給式呼吸器 着用)			
水源確保	屋外	— (屋外での 操作)	【炉心損傷前】 通常原子炉運 転中と同程度	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。 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。	電力保安通信 用電話設備 (PHS 端末)、 送受信器(ペー ジング)が使用 可能である。 また、使用でき ない場合でも、 トランシーバ ー(携帯)にて 通話連絡が可 能である。
燃料確保			【炉心損傷前】 通常原子炉運 転中と同程度			

(3) ベント継続中の対応

a. ベント継続中の確認パラメータ

ベント継続中は、第8表に示すパラメータを確認する。

第8表 ベント継続中の確認パラメータ

確認項目	確認目的
格納容器圧力，温度，水素濃度	指示値の変動を監視し，ベントの継続状況を確認する。
フィルタ装置入口／出口圧力	
格納容器内雰囲気放射線モニタ	
フィルタ装置出口放射線モニタ	
フィルタ装置水位	フィルタ装置水位が運転範囲内にあることを確認する。また，蒸発による水位低下時においては，水の補給の必要性の判断を行う。

b. ベント継続の考え方

ベントは，残留熱除去系による除熱機能が喪失した際の唯一の除熱手段であることから，格納容器除熱機能等が復旧するまで継続する。

なお，炉心損傷前ベント継続中に，原子炉への注水機能喪失により炉心損傷に至る可能性があるとして判断された場合，また，その後の事象進展により格納容器内雰囲気放射線モニタで炉心損傷の徴候が確認された場合は，公衆及び作業員の被ばく低減の観点から，ベントを一旦停止する。

また，ベント継続中においては，格納容器の負圧破損防止の観点から，格納容器スプレイ操作は実施しないものとする。

c. ベント継続中の作業

フィルタ装置への水及び薬液の補給が必要となった場合に，水及び薬液を外部接続口からフィルタ装置へ補給する。

なお，ベント継続中のフィルタ装置への水補給作業については，ベント開始後24時間は不要であり，以降，適宜補給を実施することとしている。また，水補給作業に合わせて薬液補給を行うこととしている。

(4) ベント停止

a. ベント停止時の確認パラメータ

ベント停止時は，第9表に示すパラメータにより，ベント停止が可能であることを確認し，ベントを停止する。

第9表 ベント停止時の確認パラメータ

確認項目	確認目的
格納容器圧力，温度，水素濃度	設備の復旧状況及び各指示値により，ベント停止の可否を確認する。
フィルタ装置出口水素濃度	

b. ベント停止の考え方

(a) 残留熱除去系等の復旧に伴うベント停止

原子炉格納容器フィルタベント系によるベントを実施することで，格納容器補足 76-13

温度及び圧力が低下し始めるが、下記の条件を満足することにより、格納容器からの除熱を長期にわたり維持することが可能となった場合、ベントを停止する。

- ・ 残留熱除去系の復旧による格納容器除熱機能確保
- ・ ベント停止後の格納容器内水素・酸素濃度を制御するための可燃性ガス濃度制御系の復旧又は格納容器への窒素封入
- ・ これらの安全機能の維持に必要な電源の復旧

なお、ベント停止前には第5図に示すとおり、可搬型窒素ガス供給装置により格納容器に窒素を供給し、原子炉格納容器フィルタベント系から放出することにより、格納容器内の水素及び蒸気を掃気し、不活性化する。

- (b) 炉心損傷前ベント中に炉心損傷に至る可能性があるとして判断された場合の対応
- 炉心損傷前ベント中に、炉心損傷に至る可能性があるとして判断された場合、もしくは炉心損傷の徴候が確認された場合は、公衆及び作業員の被ばく低減の観点から、FCVS ベントライン隔離弁を閉弁し、ベントを一旦停止する。

炉心損傷前ベント中の炉心損傷に至る可能性は、原子炉への注水機能が喪失していることで判断する。また、炉心損傷の徴候は、格納容器内雰囲気放射線モニタの指示値により判断する。

なお、ベント停止後、系統内の掃気及び不活性化を行うことを目的に窒素供給操作を行う。

c. ベント停止操作

以下の操作対象弁を閉弁することにより、ベントを停止する。

【操作対象弁（サプレッションチェンバからのベント時）】

- ・ FCVS ベントライン隔離弁
(第4図 ⑧, ⑨)
- ・ サプレッションチェンバベント用出口隔離弁
(第4図 ⑦)

【操作対象弁（ドライウェルからのベント時）】

- ・ FCVS ベントライン隔離弁
(第4図 ⑧, ⑨)
- ・ ドライウェルベント用出口隔離弁
(第4図 ⑩)

d. ベント停止の作業環境

人力により隔離弁操作を行う場合を想定した、炉心損傷前ベント停止時の作業項目及び作業環境を第10表に示す。炉心損傷前ベントの停止は、炉心損傷に至る可能性があるとして判断された場合の停止作業であっても、作業の支障になることはない。

第10表 ベント停止時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境			連絡手段	
		温度・湿度	放射線量	照明		
窒素供給操作	原子炉建屋 原子炉棟外	通常原子炉 運転中と同 程度	<p>【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同程度</p> <p>【炉心損傷がある場合】 4.7mSv/h (自給式呼吸器着用)</p>	常設代替交流電源設備より非常用照明が受電していることから作業エリアの照明は確保されている。 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。	電力保安通信用電話設備 (PHS 端末)、送受信器 (ページング) が使用可能である。また、使用できない場合でも、携行型通話装置にて通話連絡が可能である。
	屋外	— (屋外での操作)	<p>【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同程度</p> <p>【炉心損傷がある場合】 7.6mSv/h (マスク着用)</p>	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。 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。	電力保安通信用電話設備 (PHS 端末)、送受信器 (ページング) が使用可能である。また、使用できない場合でも、トランシーバー (携帯) にて通話連絡が可能である。
「原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁」・「サブプレッションチェンバベント用出口隔離弁」の開操作 (中央制御室からの遠隔操作の場合)	中央制御室	通常原子炉 運転中と同 程度	<p>【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同程度</p> <p>【炉心損傷がある場合】 29mSv/7 日間 (マスク着用)</p>	常設代替交流電源設備より非常用照明が受電していることから中央制御室の照明は確保されている。 電源喪失時には、ヘッドライト・懐中電灯により操作が可能である。	通常原子炉運転中と同様に、操作が可能である。	電力保安通信用電話設備 (PHS 端末)、送受信器 (ページング) が使用可能である。また、使用できない場合でも、トランシーバー (固定) にて通話連絡が可能である。
「原子炉格納容器圧力逃がし装置ベントライン隔離弁」・「サブプレッションチェンバベント用出口隔離弁」の開操作 (現場での人力操作の場合)	原子炉建屋 原子炉棟外	通常原子炉 運転中と同 程度	<p>【炉心損傷がない場合】 通常原子炉運転中と同程度</p> <p>【炉心損傷がある場合】 FCVS 側 4.5mSv/h S/C 側 4.2mSv/h (自給式呼吸器着用)</p>	常設代替交流電源設備より非常用照明が受電していることから作業エリアの照明は確保されている。 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。	電力保安通信用電話設備 (PHS 端末)、送受信器 (ページング) が使用可能である。また、使用できない場合でも、携行型通話装置にて通話連絡が可能である。

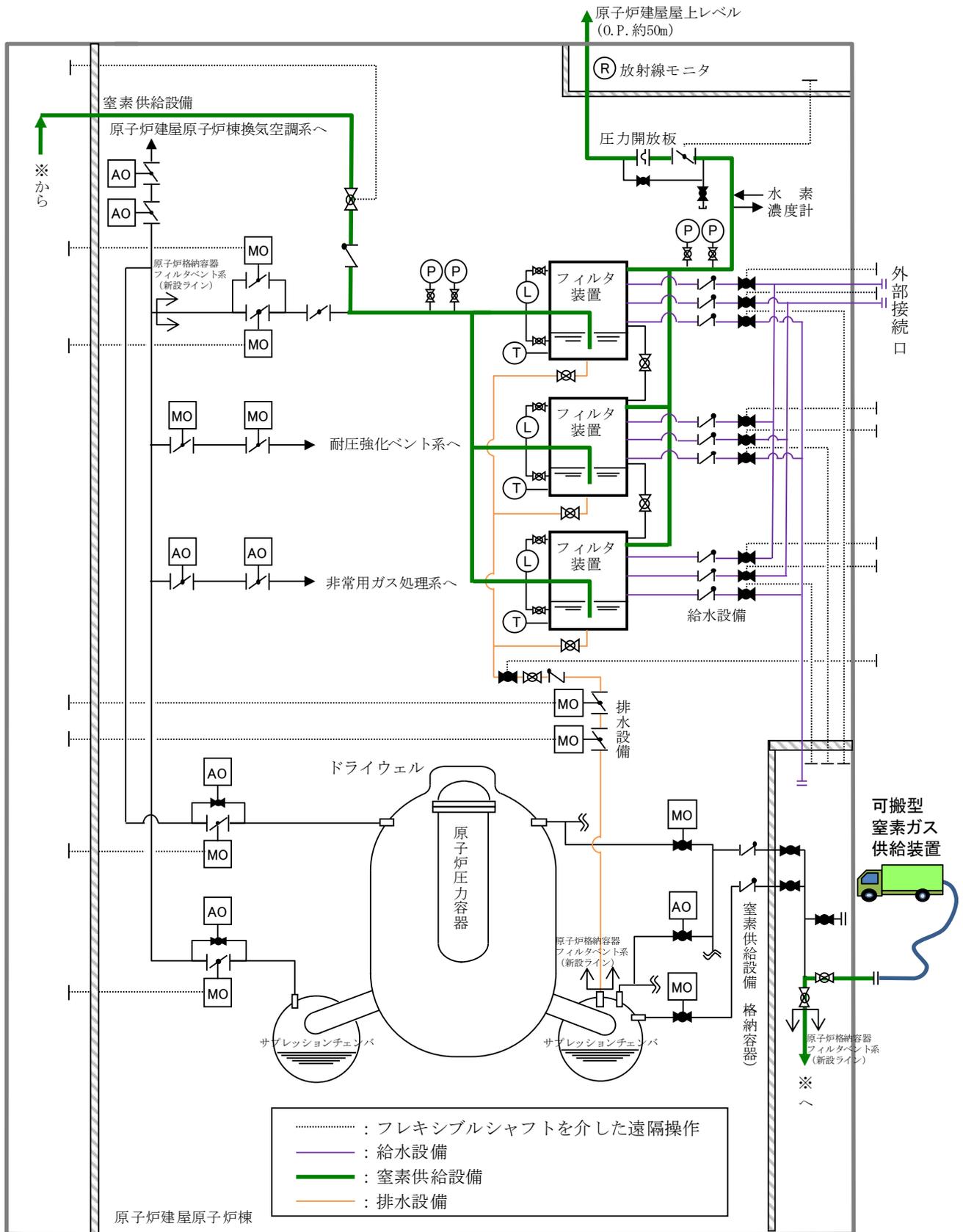
(6) ベント停止後の対応

ベント停止後は、第 6 図に示すとおり、可搬型窒素ガス供給装置により原子炉格納容器フィルタベント系統内へ窒素を供給し、フィルタ装置内で水の放射線分解によって発生する水素を掃気することにより系統内の水素濃度を可燃限界以下に維持する。

なお、ベント停止後は、第 11 表に示すパラメータを確認する。

第 11 表 ベント停止後の確認パラメータ

確認項目	確認目的
格納容器圧力，温度，水素濃度	ベント停止後の原子炉格納容器パラメータに異常がないことを確認する。
フィルタ装置入口圧力	系統が過圧されていないこと又は負圧となっていないことを監視する。
フィルタ装置出口圧力	
フィルタ装置水位	フィルタ装置水位が運転範囲内にあることを確認する。また、蒸発による水位低下時には、水の補給の必要性の判断を行う。
フィルタ装置出口水素濃度	系統内での水素の発生の有無を監視する。
フィルタ装置出口放射線モニタ	指示値が安定していることを監視する。



原子炉建屋

第6図 ベント停止後の窒素供給の系統概要図

補足 76-18

77. ほう酸水注入系のほう酸濃度，貯蔵量，¹⁰B の比率等の初期条件

原子炉停止機能喪失におけるほう酸水注入系の設計および解析条件を以下に示す。

1. ほう酸水注入系の設計

- ・ほう酸水注入ポンプ容量：163 リットル/分
- ・ほう酸濃度：1000ppm
- ・ほう酸水貯蔵量（オーバーフロー液位の有効容積）：18.6m³
- ・飽和温度に対応するほう酸溶液中の五ほう酸ナトリウムの重量（比率）
：13.4wt%

ほう酸水注入系は，定格出力運転中の原子炉を，制御棒を挿入せずにほう酸水の注入によって，定格出力運転から冷温未臨界まで原子炉を移行させ，その状態を維持できるように設計している。

原子炉を冷温停止状態にするのに必要なほう酸濃度の設計値は，冷温停止に必要な濃度に，不完全混合による余裕および残留熱除去系配管等の希釈による余裕を見込み 1000ppm としている。

この 1000ppm を確保するために必要な，ほう酸水溶液に含まれる五ほう酸ナトリウムの必要量は 1753kg である。五ほう酸ナトリウムの 15℃におけるほう酸溶液中の五ほう酸ナトリウムの重量（比率）は 13.4wt%，比重を約 1.1 として算出した場合，有効容積 12.3m³のほう酸水を保持すればよく，実際のタンクは所要量に比べて十分大きい容量を確保している。

2. 原子炉停止機能喪失における評価条件

原子炉停止機能喪失においては，ほう酸水注入ポンプ容量は，設計値である 163 リットル/分を使用し，五ほう酸ナトリウムの重量（比率）については，実設備の高液位における濃度 12.1wt%とすることにより，ほう酸水による投入反応度が遅くなる評価条件としている。

78. ATWS 時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について

原子炉停止機能喪失事象の発生時は「非常時操作手順書（徴候ベース）」の「反応度制御（RC/Q）」（図1参照）の操作を実施する。「反応度制御（RC/Q）」では「ほう酸水注水の全量注入完了」又は「制御棒全挿入又は〔02〕ポジションまで挿入」にて「反応度制御（RC/Q）」を完了する手順となっている。

「反応度制御（RC/Q）」操作完了後は「非常時操作手順書（徴候ベース）」の「スクラム（RC）」（図2参照）にて、「原子炉出力」、「原子炉水位」、「原子炉圧力」、「タービン・電源」、「モニタ確認」、「格納容器制御への導入」、「二次格納容器制御への導入」の各項目の確認及び操作をする。

サブプレッションプール（S/P）水温度が、「S/P温度制御（SP/T）」（図3参照）「S/P水熱容量制限曲線」の運転禁止領域に入ることから、「急速減圧（C2）」（図4参照）の手順に従い各パラメータを確認しながら原子炉減圧操作を実施する。

減圧操作終了後は未臨界状態を維持することになるが、ほう酸水注入系は残留熱除去系の系統水を考慮しても冷温未臨界を維持可能な量のほう酸水を注入していることから、原子炉減圧後は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を運転することで、速やかに原子炉を冷温停止状態に移行させることが可能である。

RC/Q

「反応制御」

図1 非常時操作手順書（徴候ベース） 反応度制御（RC/Q）フロー図

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。

RC
「スクラム」

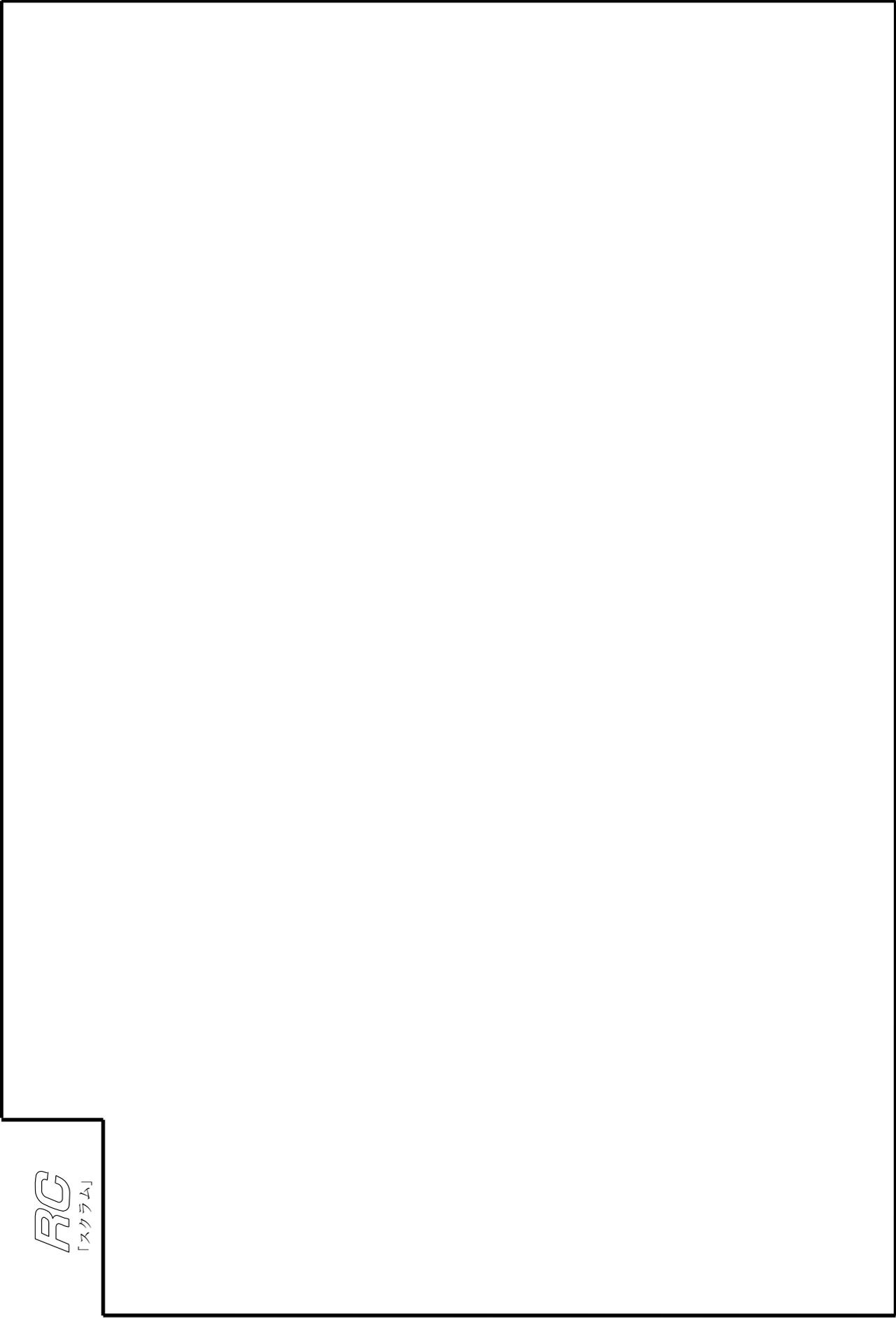


図2 非常時操作手順書（徵候ベース）スクラム（RC）フロー図

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。

SP/T
「S/P温度制御」

図3 非常時操作手順書（徴候ベース） S/P温度制御（SP/T）フロー図

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。

G2
「急速減圧」

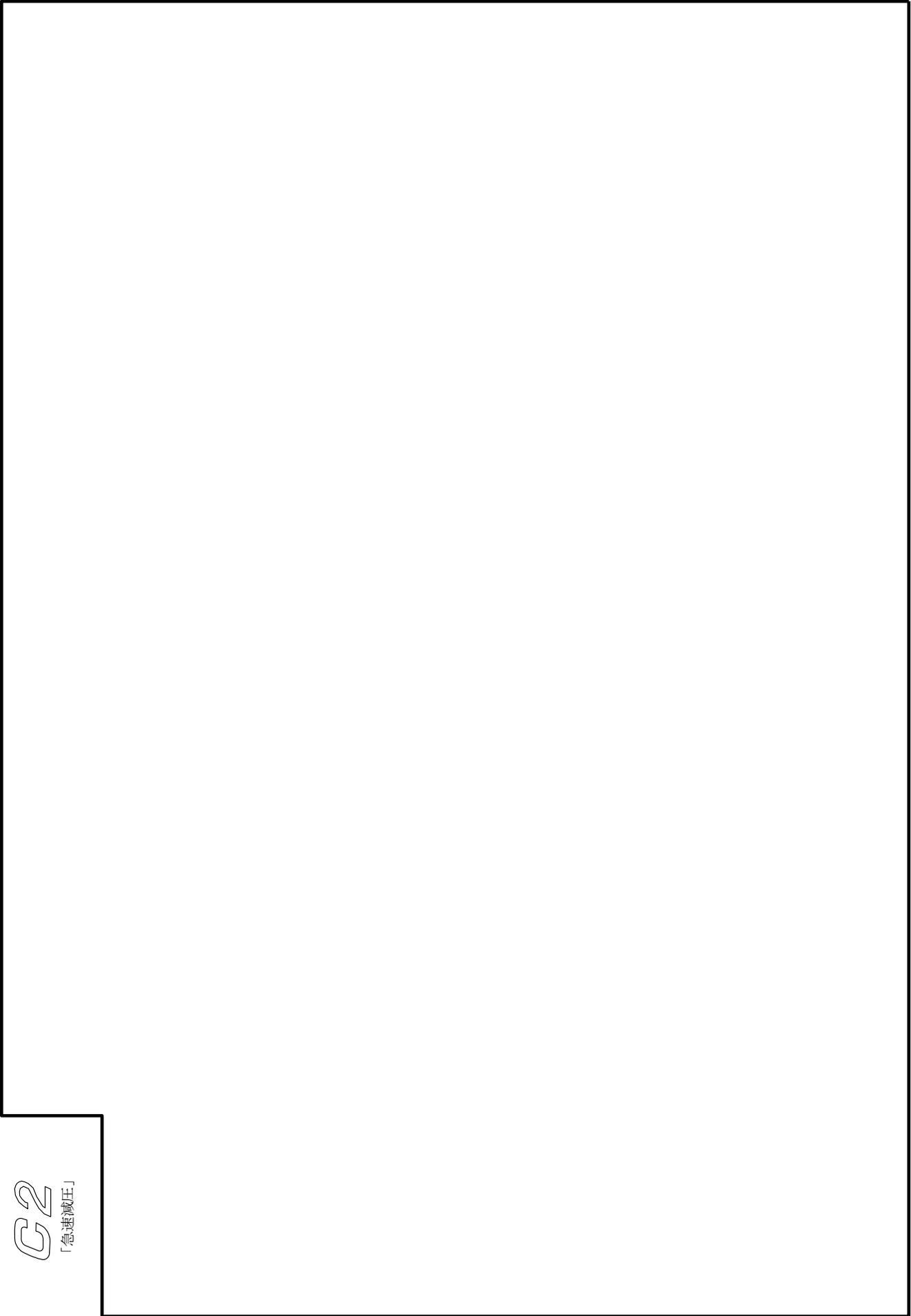


図4 非常時操作手順書（徴候ベース）急速減圧（C2）フロー図

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。

79. 全制御棒挿入失敗の想定が、部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて

部分的な制御棒挿入失敗の場合、プラント全体の挙動としては全制御棒挿入失敗に比べて原子炉出力が低下するため、判断基準のパラメータとなる原子炉圧力、格納容器圧力及びサプレッションプール水温に及ぼす影響は小さくなる。

ここでは部分的な制御棒挿入失敗により、径方向出力分布に偏りが生じた場合の燃料被覆管最高温度（PCT）への影響について、検討した結果を示す。

1. 部分制御棒挿入失敗の発生パターンについて

BWRの制御棒挿入機能は水圧駆動であり、原子炉保護系からの電気信号を受け、制御棒は挿入される。部分的な制御棒挿入失敗が発生する場合としては、制御棒駆動水圧系または電気系が部分的に機能喪失する場合が考えられる。

制御棒駆動水圧系の故障の場合、1組の水圧制御ユニット（HCU）にて挿入される制御棒は1本であることから、同時に2～4台のHCUが故障したことを想定しても、その他の制御棒が挿入されるため、原子炉の出力はほぼゼロになる（表1参照）。

電気系の故障の場合について考えると、電気系は4グループに分かれており、それぞれの信号で挿入される制御棒は、炉心径方向に分散配置されているため、電源の故障等によって部分的に制御棒挿入に失敗した場合でも、径方向に対して制御棒挿入の偏りが生じることはない（表1参照）。

2. 部分制御棒挿入失敗時の影響について

万が一、部分制御棒挿入失敗事象が発生し、径方向出力分布に偏りが生じた場合には、燃料被覆管温度に関係する項目として、バンドル出力及び核熱安定性の発振限界に対する余裕への影響が考えられる。しかしながら、以下に示す通り、部分制御棒挿入失敗時のPCTへの影響は、全制御棒の挿入失敗時の評価に包絡されていると考えられる。

(1) バンドル出力

部分制御棒挿入失敗の場合、1.に示すように炉心出力は全制御棒挿入失敗の場合に比べ低く整定するため、給水による注水量が全制御棒挿入失敗時に比べて少なく、給水加熱喪失による出力上昇が抑えられる。これより、制御棒未挿入領域のバンドル出力の上昇は、全制御棒挿入失敗時に比べ低くなるため、PCTへの影響は全制御棒挿入失敗時の評価に包絡されると考えられる。

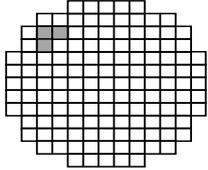
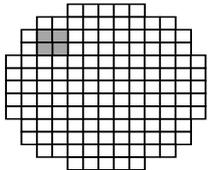
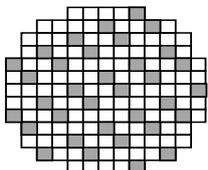
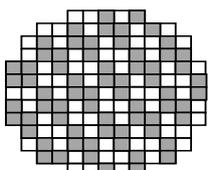
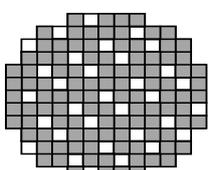
(2) 核熱安定性の発振限界に対する余裕

部分制御棒挿入失敗の場合、制御棒未挿入領域のボイド率の上昇は、全制御棒挿入失敗時に比べて小さくなる。これより、ボイド反応度フィードバックが小さくなり、給水加熱喪失状態における核熱安定性の発振限界に対する余裕が大きくなるため、炉心一体振動による出力振動は発生し難くなると考えられる。したが

って、核熱不安定による出力振動発生に伴う PCT への影響は、全制御棒挿入失敗時の評価に包絡されると考えられる。

なお、領域不安定事象に対しては、1. の想定される部分制御棒挿入失敗の発生パターンの検討に示すように、スクラム時に数本の制御棒だけが挿入され、原子炉出力が高めに整定し、かつ、径方向出力分布に偏りが生じることにより、領域不安定が発生し易くなるパターンとなることはないと考えられる。

表1 部分制御棒挿入のパターン（例）

部分制御棒挿入失敗時のパターン		仮定した失敗原因	原子炉出力
	隣接3本制御棒挿入失敗	個々のユニットの機械的な故障の重畳	~0%
	隣接4本制御棒挿入失敗	個々のユニットの機械的な故障の重畳	~0%
	分散1/4スクラム失敗	電気系統の故障 スクラムグループ 1系統の故障 (G1)	未臨界
	分散1/2スクラム失敗	電気系統の故障 スクラムグループ 2系統の故障 (G1とG2)	~0%
	分散3/4スクラム失敗	電気系統の故障 スクラムグループ 3系統の故障 (G1とG2とG3)	~17%

■：未挿入制御棒

80. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性

原子炉停止機能喪失事象の解析条件について、米国の BWR プラントとの比較を表 1 に示す。

米国では、一部の項目において、設計基準事故の条件に合わせた解析値を使用しているが、女川原子力発電所 2 号炉の解析条件では、ガイドに基づき設計値を使用していること、米国では原子炉側と格納容器側を同時に解析していないことに伴う高圧系の起動条件が異なることが、主な相違点として挙げられる。

ただし、これらの相違は、対策の有効性を評価するという観点において問題となるものではなく、女川 2 号炉の原子炉停止機能喪失における解析条件は妥当であると考えられる。

< 参考資料 >

- ・ COLUMBIA GENERATING STATION FINAL SAFETY ANALYSIS REPORT, Chapter 4, December 21th 2015
- ・ COLUMBIA GENERATING STATION FINAL SAFETY ANALYSIS REPORT, Chapter 15, December 30th 2013

表1 解析条件の比較 (1 / 2)

No.	項目	米国	女川2号炉	備考
1	原子炉出力	約105%出力	定格値	定格運転状態
2	原子炉圧力	定格圧力	定格圧力	定格運転状態
3	炉心流量	100%炉心流量	85%炉心流量	定格運転状態
4	蒸気流量	約105%蒸気流量	定格値	定格運転状態
5	給水温度	定格運転相当	定格運転相当	定格運転状態
6	ボイド係数保守ファクタ	(保守ファクタあり)	1.25倍	
7	ドップラ係数保守ファクタ		0.9倍	
8	MSIV 閉	設計値	設計値	
9	SRV モード	逃がし弁モード	逃がし弁モード	
10	SRV 設定値	逃がし弁解析値	逃がし弁設計値	
11	炉圧高 ATWS-RPT	解析値	設計値	
12	SLC ポンプ容量	325 L/min(2台起動)	163 L/min(1台起動)	米国は2台運転
13	SLC 濃度	設計値	設計値	
14	RCIC 起動	L2	L2	
15	RCIC 起動遅れ	(記載なし)	設計値	
16	RCIC 注水流量	設計値	設計値	
17	HPCS 起動	L2	格納容器圧力高	米国では、原子炉側と格納容器側と同時に解析していないため、格納容器圧力高をトリガーとしていない。

表 1 解析条件の比較 (2 / 2)

No.	項目	米国	女川 2号炉	備考
18	HPCS 起動遅れ	(記載なし)	設計値	
19	HPCS 注水流量	設計値	設計値	
20	RCIC/HPCS 停止	L8	L8	
21	RHR 冷却容量	設計値	設計値	
22	初期 S/P 体積	設計値	設計値	
23	初期 S/P 水温度	約 32°C	32°C	
24	SLC 起動	手動 (ATWS 炉圧高又は S/P 温度高の遅い方から 2 分)	手動 (S/P 水溫 49°C から 10 分 (事象発生から約 11 分))	
25	RHR 起動	手動 (事象発生から 11 分)	手動 (事象発生から 10 分)	
26	給水ランバック	手動 (S/P 水温度高)	なし	
27	CST 水溫	約 32°C	40°C	

81. 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由

女川原子力発電所 2 号炉における「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、給水ランバック操作を想定していない。このため、復水器ホットウェル水位低で給水ポンプがトリップするまで給水が継続され、原子炉出力は高い状態を維持、原子炉からサプレションプール (S/P) へは熱負荷放出が継続するという評価結果となっている。

一方、本来の運転手順では原子炉停止機能喪失が発生した場合、運転員によって給水流量を低下させ、出力を抑制する（給水ランバック操作）ことから、今回の有効性評価はこの点で保守的な評価となっている。

以下では、現在定めている給水ランバック操作による出力抑制の考え方を示す。

1. 給水ランバック操作について

現在、原子炉の停止機能が喪失した場合には、「非常時操作手順書（徴候ベース）」の「反応度制御 (RC/Q)」に従って対応する手順となっている。

「反応度制御 (RC/Q)」では、原子炉出力が40%以上の場合又は原子炉出力が3%以上で原子炉が隔離された状態である場合に、給水を手動で絞り原子炉水位低下操作を行うことを定めている。

これによって原子炉水位が低下し、原子炉の再循環流量が減少、原子炉内のボイド率が上昇することにより原子炉出力が抑制され、S/P への熱負荷が低減される。この場合、原子炉水位はレベル 2 程度に維持することとしており、レベル 2 に到達して高圧炉心スプレイ系 (HPCS)、原子炉隔離時冷却系 (RCIC) が起動している場合は、HPCS、RCIC による注水を優先的に実施し、原子炉水位をレベル 2 維持に努める。

2. 自動化を考慮した場合の対応時間とプラント挙動について

自動化(米国の例では中性子束高と原子炉圧力高の and 条件)した場合のプラント挙動については、解析結果よりも早いタイミングで原子炉水位を低下させることにより、炉心でのボイド率が高くなることで原子炉出力の上昇が抑制されるため、沸騰遷移による燃料被覆管温度の上昇が抑制されると共に、サプレッションチェンバへの蒸気の流入量が低下し、S/P の温度上昇が抑制されるものと考えられる。

しかしながら、有効性評価で示した解析結果では、事象発生から約 135 秒後に「復水器ホットウェル水位低低」により給復水ポンプが停止している。

給復水ポンプ停止まで3分未満であり、現状でも比較的短時間で給復水ポンプの停止に至ることから、仮に給水ランバックを自動化しても S/P の温度上昇抑制に寄与する効果は限定的と考えられる。

3. 給水ランバックの自動化を見込まない理由

有効性評価で示した解析結果では、運転員による給水ランバック操作を考慮していないが、判断基準を満足し、炉心損傷を防止できる結果となっている。給水ランバックについては、事象発生から数十秒後の S/P の温度上昇を抑制する観点で有効と考えられるが、S/P 温度については、運転員による給水ランバック操作を考慮していない有効性評価で示した解析結果であっても約 113°C であり、判断基準である格納容器の限界温度 200°C に対して十分な余裕があると考ええる。

この観点から、今回の評価条件を前提としても給水ランバックの自動化は原子炉停止機能喪失事象への必須の対策とはならないものと考ええる。また、原子炉停止機能喪失事象への重大事故等対策としては、今回考慮していない代替制御棒挿入を備えている。

また、給水ランバックは炉心への冷却材供給を抑制する操作であり、これを自動化した場合、誤動作が生じた際には予期せぬ原子炉水位の低下につながる恐れがある。原子炉水位の維持は原子炉安全上の重要な項目であり、これに外乱を与えうるインターロックの導入は設計思想の観点からも十分な検討が必要と考ええる。

給水ランバックの自動化は米国の一部のプラントにおいて採用されており、S/P の温度上昇を抑制する観点では一定の効果が見込まれるものの、運転員による操作対応でも十分許容できる範囲で制御できること及び予期せぬ誤動作が生じた際には原子炉水位への外乱となることが懸念されるため、既設プラントへの追設の要否については今後の検討課題として取り組みたいと考えている。

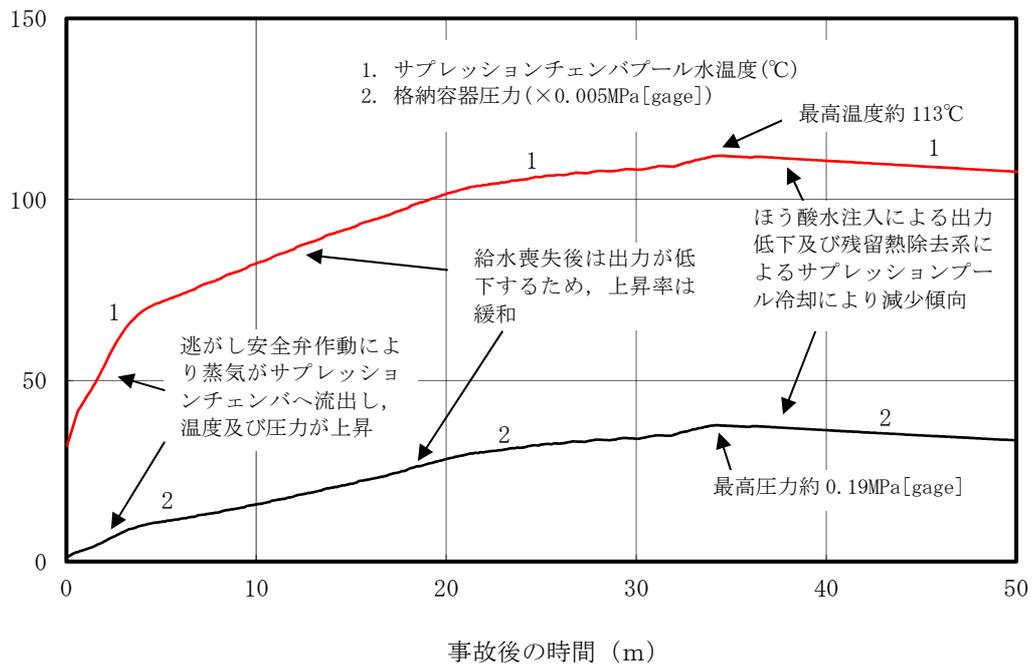


図 サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移

82. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて

ISLOCA 発生時において、ブローアウトパネルの開放を想定しているが、設計基準事故での想定と同様の条件で作動する等の理由により、ブローアウトパネルは重大事故等対処設備に該当しないと考えられる。以下に設備の詳細な位置付けをまとめる。

(1) ブローアウトパネルの目的、設計

ブローアウトパネルは、格納容器に作用する外圧が格納容器の最高使用外圧を超えないようにするため、及び配管破断による圧力荷重によって建屋構造体の健全性が損なわれないようにするため、原子炉格納容器外の一次系配管の破断時等に発生した圧力を建屋外に逃がすことを目的として設計されている。

パネルの開放機構は設定圧力により止め金具が変形し、パネル本体が外れて有効流路面積が確保される単純な仕組みであり、一度開放すると自動で閉鎖することはないものである。

(2) 設計基準事故でのブローアウトパネルの取り扱い

設計基準事故の主蒸気管破断時の線量評価においては、タービン建屋のブローアウトパネルからの放出を想定しており、原子炉建屋内の主蒸気管破断時においても同様に原子炉建屋のブローアウトパネルが開放されることに期待している。設計基準事故のブローアウトパネルの取扱いは、建屋及び格納容器の機能維持の為の設備であり、設計基準事故対処設備である。

(3) 有効性評価におけるブローアウトパネルの取り扱い

有効性評価で示した ISLOCA においては事象発生後すぐに原子炉建屋内圧が上昇し、設計圧力に至ることで原子炉建屋のブローアウトパネルが開放されるため、設計基準事故と同様の条件で作動するものである。

また、評価では運転員の速やかな事象認知及び隔離操作に期待していないが、実際の定例試験「高圧炉心スプレイ系弁手動開閉試験 1」時においては、系統圧力の上昇確認後または系統過圧による「HPCS ポンプ入口圧力高」の警報発生により定例試験を実施していた弁を速やかに閉鎖することになる。こうした現実的な対応を考慮した場合、原子炉建屋の圧力はブローアウトパネルが開放されるような圧力には至らない。

83. 給水流量をランアウト流量(約 70%)で評価することの妥当性

今回の申請において示した解析ケースでは、給水流量をランアウト流量の設定値である定格給水流量の約 70%として評価しているが、原子炉圧力が高い場合、給水流量は約 70%以下となることが考えられる。この場合、ホットウェル水位低までの時間が長くなり、評価結果に影響を与える可能性がある。以下に、現状の解析条件の妥当性について示す。

給水流量は、原子炉圧力が高くなることにより減少する傾向であるが、次の通り、原子炉停止機能喪失解析において約 70%を設定していることは有効性評価の目的に照らして妥当であると判断している。

給水流量を約 70%よりも少なく設定した場合には、復水器ホットウェル水位低による給水喪失までの時間は長くなる。一方で、給水流量が少ない場合は、炉心入口サブクール変化が小さくなり出力上昇が抑制される傾向となるため、燃料被覆管温度の最大値はより低下すると考えられる。同様に、原子炉から発生する蒸気量が低下するため、サブプレッションプール水温度や圧力上昇は抑制される。

給水流量が少なくなり、給水喪失までの時間が長くなったとしても、出力が抑制されることになるため、解析結果としては給水流量約 70%の場合と同程度になり、判断基準を逸脱するようなことはないと考えられる。

以上

84. 高圧炉心スプレイ系による実際の注水手順と解析との差異

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）」における格納容器圧力の推移を図1に、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水流量の推移を図2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流量の推移を図3に示す。図1～図3に示すとおり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により一定流量で格納容器スプレイを実施している期間においても、格納容器圧力は下降／上昇を繰り返している。

これは解析上の高圧炉心スプレイ系による原子炉注水について、運転員の水位制御操作を期待せず、原子炉水位レベル2～レベル8のON-OFF制御としている影響である。

具体的には、高圧炉心スプレイ系による注水時は、炉心から発生した蒸気が凝縮し、サプレッションチェンバへ移行する蒸気量が減少し、格納容器圧力は下降する（図1①参照）。その後、原子炉水位がレベル8に到達すると高圧炉心スプレイ系による注水停止によりサプレッションチェンバへ移行する蒸気量が回復することで、格納容器圧力が上昇（図1②参照）し、以降、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水のON-OFFにより下降／上昇を繰り返す。

実際の高圧炉心スプレイ系の運転手順においては、運転員は原子炉水位を監視してレベル3～レベル8の間で制御するように流量調整を行うため、頻繁にON-OFF制御することはない。したがって実際の格納容器圧力の挙動は、図1に示すよりも下降／上昇を繰り返す頻度は抑制されると考えられる。この間、炉心冷却を最優先とするため、格納容器挙動の変化により原子炉の水位制御を調整することはない。いずれの場合においても、格納容器へ移行する熱量は同等であり、以後の挙動が大きく異なることはない。

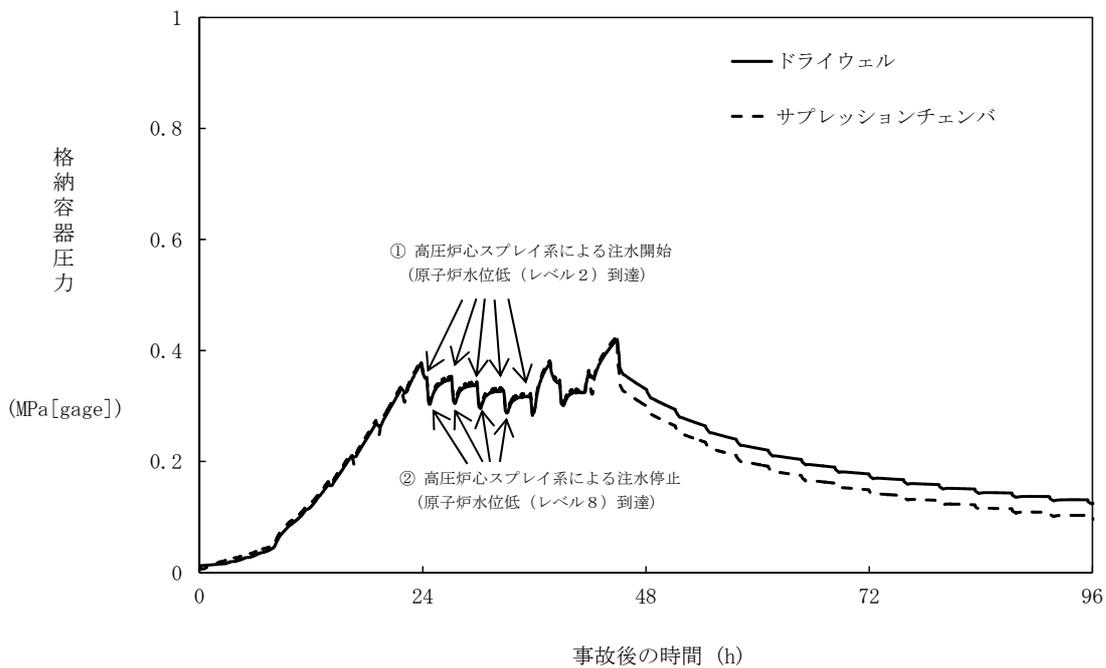


図1 格納容器圧力の推移

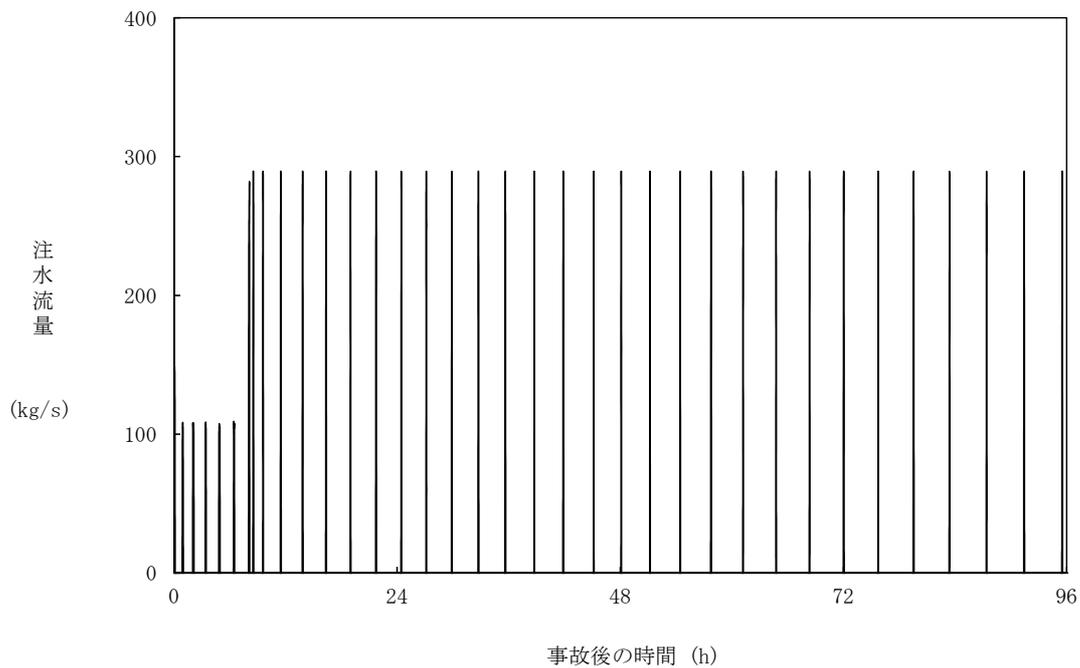


図2 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水流量の推移

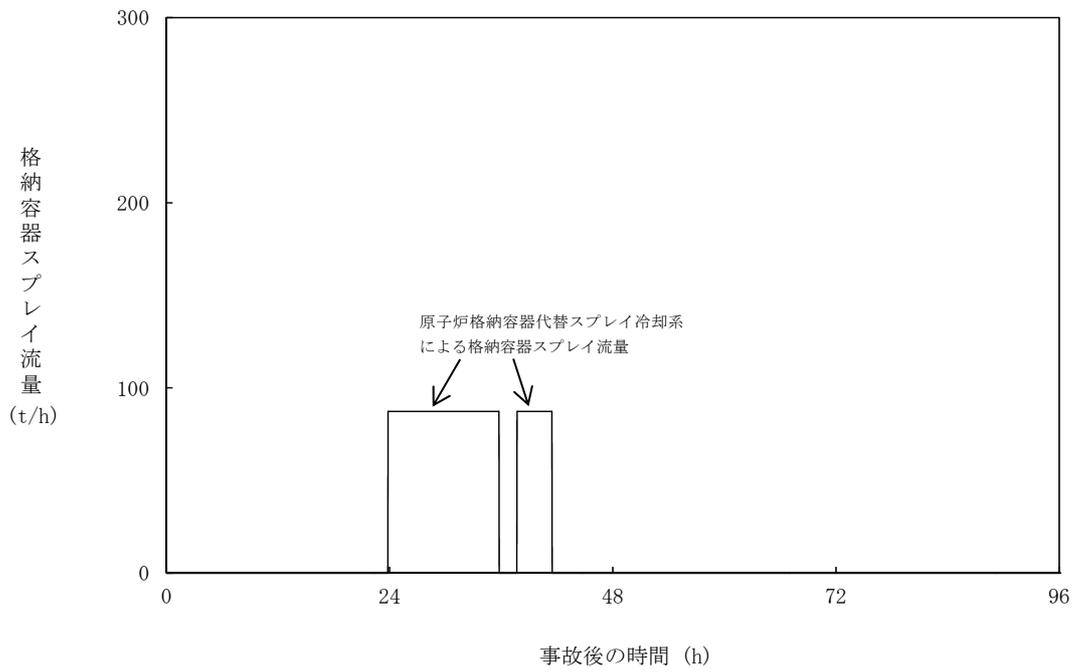


図3 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイ流量の推移

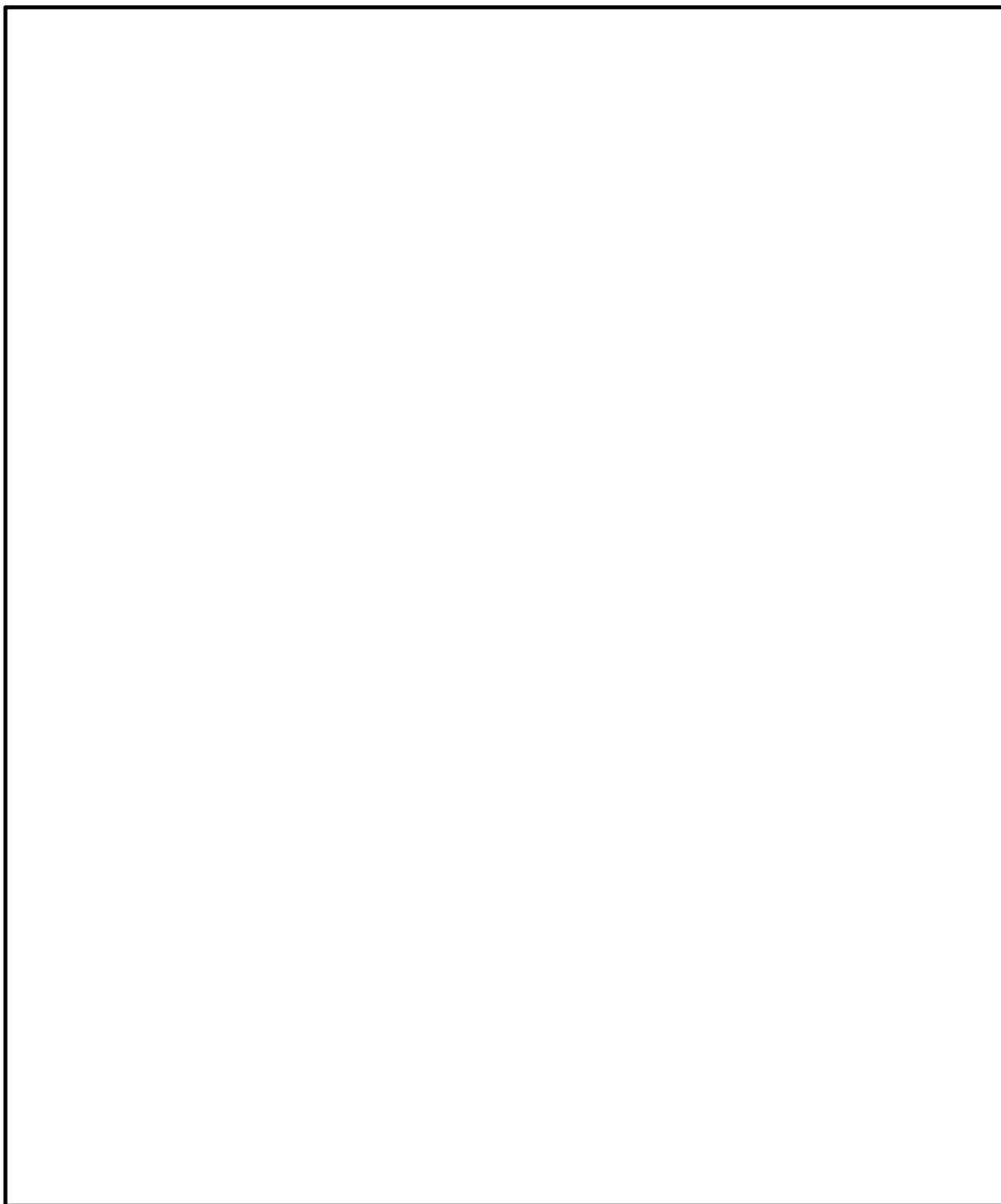
91. 中性子束振動の判断について

原子炉通常運転中の中性子束振動の判断については「非常時操作手順書（事象ベース）」に定めている。対応フローとして、原子炉再循環系の不具合発生後、同手順書に基づく制御棒操作等の対応によっても中性子束振動を収めることができない場合は、原子炉を手動スクラムすることとしている。

有効性評価で想定している原子炉停止機能喪失時の中性子束振動発生時においては、「非常時操作手順書（徴候ベース）」の反応度制御に対応手順を定めており、「非常時操作手順書（事象ベース）」と同様の基準により、ほう酸水注入系による原子炉の未臨界確保を試みることとなる。

なお、原子炉停止機能喪失時は逃がし安全弁の開／閉による原子炉圧力変動に伴い中性子束の変動が生じる。「非常時操作手順書（徴候ベース）」では、この場合に開閉を繰り返している逃がし安全弁を手動開することにより、原子炉圧力及び中性子束の変動を抑制することとしている。

【非常時操作手順書（イベントベース）「原子炉再循環ポンプトリップ」】抜粋



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。

補足 91-2

【非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」】抜粋



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。

92. 非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備の燃料評価について

1. はじめに

有効性評価の燃料評価では、非常用ディーゼル発電機（以下「D/G」）、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「HPCS D/G」）及び常設代替交流電源設備（以下「GTG」）の燃料消費量について、重大事故等対応時に想定される負荷での燃料消費率を用いて算出している。この考え方について以降に示す。

2. 想定負荷で燃料評価を行う目的

燃料消費率の大きな D/G 等や GTG については、定格出力で燃料評価を行った場合、燃料消費量について実態との差が大きくなるため、想定負荷で燃料評価を行うこととする。これにより、実態に近い燃料消費量を把握し、重大事故等対応における軽油保有量の余裕や、実態ベースで要員の動き等を把握することで、重大事故等時のマネジメントに寄与することを目的としている。この想定負荷の考え方及び燃料評価の考え方について 3. 以降に示す。

なお、D/G 等又は GTG について、先行他社と同様に定格出力で燃料評価を行った場合であっても、以下に示すとおり、2号炉用の軽油タンク（約 580kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて保有している軽油量（合計約 880kL）にて7日間の対応は可能である。（下記[参考1]、[参考2]参照）

[参考1] D/G等が定格出力で7日間運転した場合の燃料消費量

D/G(A)、D/G(B)及びHPCS D/Gの定格出力運転時の燃料消費率は、以下のとおり。

D/G(A)及び(B) : 1736L/h

HPCS D/G : 894L/h

7日間運転継続した場合の燃料消費量は、

D/G(A)及び(B) : $1736\text{L/h} \times 168\text{h} = 291648\text{L} = \underline{\underline{\text{約 } 292\text{kL}}}$

HPCS D/G : $894\text{L/h} \times 168\text{h} = 150192\text{L} = \underline{\underline{\text{約 } 151\text{kL}}}$

以上のとおり、D/G等が7日間定格出力で運転継続した場合の燃料消費量は約 735kL であり、有効性評価において同時使用を想定している他の重大事故等対処設備が7日間運転継続した場合（大容量送水ポンプ（タイプ I）（約 32kL）、常設代替交流電源設備（約 26kL））を考慮しても、合計で約 793kL であり、2号炉で保有している軽油量（合計約 880kL）にて7日間の対応は可能である。

[参考 2] GTG が定格出力で 7 日間運転した場合の燃料消費量

GTG の定格出力運転時の燃料消費率は、以下のとおり。

GTG : 1, 230L/h/台

7 日間運転継続した場合の燃料消費量は、

GTG : 1, 230L/h × 168h × 2 台 = 413280L = 約 414kL

以上のとおり、GTG が 7 日間定格出力で運転継続した場合の燃料消費量は約 414kL であり、有効性評価において同時使用を想定している他の重大事故等対処設備が 7 日間運転継続した場合（大容量送水ポンプ（タイプ I）（約 32kL）、原子炉補機代替冷却水系（約 43kL）及び電源車（約 17kL）を考慮しても、合計で約 506kL であり、2 号炉で保有している軽油量（合計約 880kL）にて 7 日間の対応は可能である。

3. 電源設備の想定負荷の考え方

- (1) 外部電源喪失を想定している事故シーケンス（外部電源健全の場合を含む）
外部電源喪失時には D/G 及び HPCS D/G（以下「D/G 等」）が自動起動し電源供給が行われる。

外部電源喪失を想定している重大事故等の想定負荷の考え方については以下のとおりである。

外部電源喪失時には D/G 等が自動起動し電源供給が行われる。外部電源喪失を想定している重大事故等における D/G 等の負荷については、定格出力をベースとしているが、以下の機器については運転を想定しないため、負荷としては計上していない。

- ・ 有効性評価上、機能喪失を想定している機器
- ・ LOCA 信号（「原子炉水位低（レベル 1）」又は「ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）」）等により自動停止する機器（燃料評価においては、保守的な想定として事象発生 2 時間後に LOCA 信号等が発信するものと想定。LOCA 信号等により自動停止するまでは負荷として計上している。）

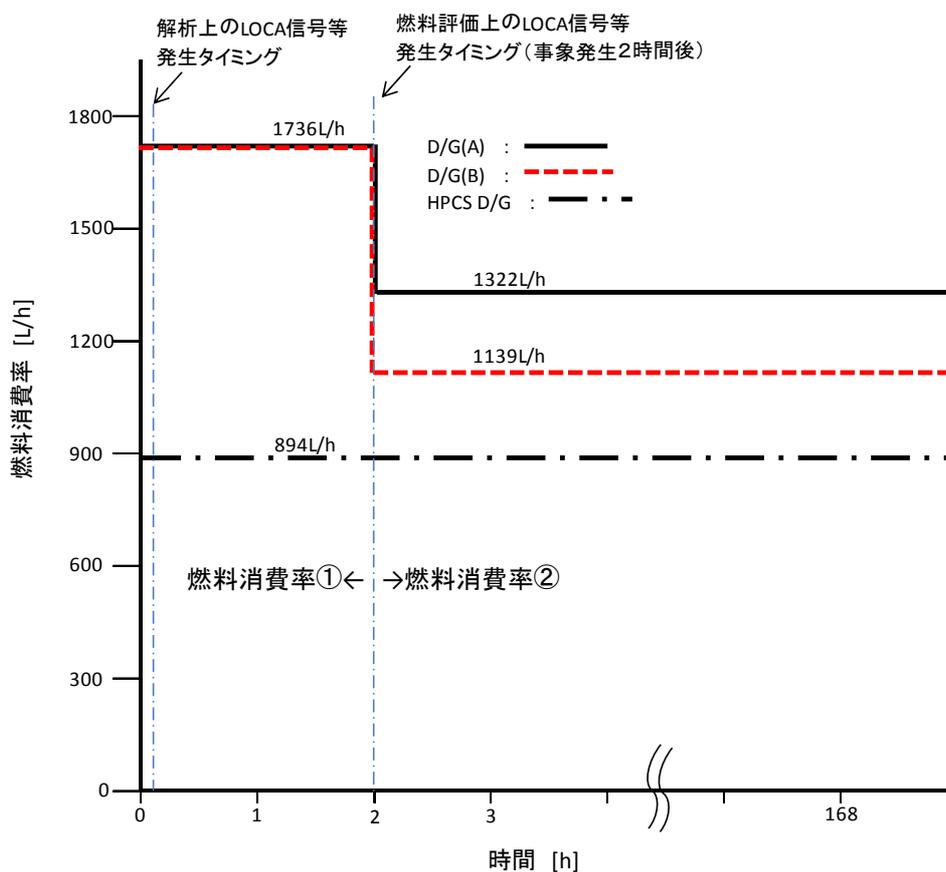
なお、機能喪失を想定している機器等の付帯設備については、重大事故等対応上、負荷として計上する必要のない機器が多数存在するものの、保守的に負荷容量として想定することとしている。

以上の考え方に従い、評価事故シーケンス毎に D/G 等の想定負荷容量と燃料消費率を第 1 表に示す。

第 1 表において、想定負荷①及び燃料消費率①は LOCA 信号等発生前におけ

る想定負荷及び燃料消費率であり，想定負荷②及び燃料消費率②は LOCA 信号発生に伴い自動停止する機器を考慮した想定負荷及び燃料消費率である。

燃料評価で想定している燃料消費率の概略について「原子炉停止機能喪失」時の例を第 1 図に示す。



第 1 図 燃料評価で想定している燃料消費率の概略
 (「原子炉停止機能喪失」時)

第1表 各評価事故シナリオにおけるD/G等の想定負荷容量と燃料消費率(1/3)

(1) 高圧・低圧注水機能喪失(事象発生約18分後に「原子炉水位低(レベル1)」信号発信)

電源設備名称	D/G(A)		D/G(B)		HPCS D/G	
	機器名称	負荷容量[kW]	機器名称	負荷容量[kW]	機器名称	負荷容量[kW]
機能喪失/自動停止を想定する機器	LPCSポンプ (機能喪失)	947.4	RHRポンプ(B) (機能喪失)	511.6	HPCSポンプ (機能喪失)	1800.0
	RHRポンプ(A) (機能喪失)	511.6	RHRポンプ(C) (機能喪失)	511.6		
	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0		
	GRDポンプ(A) (L-1で自動停止)	284.3	GRDポンプ(B) (L-1で自動停止)	284.3		
	HNCWターボ冷凍機(A) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8	HNCWターボ冷凍機(B) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8		
	TCWポンプ(A) (L-1で自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (L-1で自動停止)	312.7		
	TSWポンプ(A) (L-1で自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (L-1で自動停止)	331.6		
			TCWポンプ(C) (L-1で自動停止)	312.7		
			TSWポンプ(C) (L-1で自動停止)	331.6		
	機能喪失等を想定する機器容量合計	2913.4		3121.9		1800.0
	想定負荷D(LOCA信号発信前)	4641.0		5076.8		1200.0
	燃料消費率Q[L/h]	1321		1445		358
	想定負荷②(LOCA信号発信後)	3186.6		2978.1		1200.0
燃料消費率②[L/h]	907		848		358	

[各D/Gの定格出力]
D/G(A) : 6100kW
D/G(B) : 6100kW
HPCS D/G : 3000kW

[信号略称]

- L-2 : 原子炉水位低 (レベル2)
- L-1 : 原子炉水位低 (レベル1)
- 13.7kPa : ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage])

[想定負荷①]

D/G 定格出力ー機能喪失負荷容量

[想定負荷②]

D/G 定格出力ー機能喪失負荷容量ー自動停止負荷容量

(2) 高圧注水・減圧機能喪失(事象発生約18分後に「原子炉水位低(レベル1)」信号発信)

電源設備	D/G(A)		D/G(B)		HPCS D/G	
	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]
機能喪失/自動停止を想定する機器	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0	HPCSポンプ (機能喪失)	1800.0
	GRDポンプ(A) (L-1で自動停止)	284.3	GRDポンプ(B) (L-1で自動停止)	284.3		
	HNCWターボ冷凍機(A) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8	HNCWターボ冷凍機(B) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8		
	TCWポンプ(A) (L-1で自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (L-1で自動停止)	312.7		
	TSWポンプ(A) (L-1で自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (L-1で自動停止)	331.6		
			TCWポンプ(C) (L-1で自動停止)	312.7		
			TSWポンプ(C) (L-1で自動停止)	331.6		
	機能喪失等を想定する機器容量合計	1454.4		2098.7		1800.0
	想定負荷D(LOCA信号発信前)	6100.0		6100.0		1200.0
	燃料消費率Q[L/h]	1736		1736		358
	想定負荷②(LOCA信号発信後)	4645.6		4001.3		1200.0
	燃料消費率②[L/h]	1322		1139		358

第1表 各評価事故シナリオにおけるD/G等の想定負荷容量と燃料消費率(2/3)

(3) 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)(事象発生の約1時間後に「ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])」(信号発信)	電源設備		D/G(A)		D/G(B)		HPCS D/G					
	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]				
機能喪失/自動停止を想定する機器	LPCSポンプ (機能喪失)	947.4	RHRポンプ(B) (機能喪失)	511.6	機能喪失/自動停止を想定する機器	機能喪失/自動停止を想定する機器	機能喪失/自動停止を想定する機器	機能喪失/自動停止を想定する機器				
	RHRポンプ(A) (機能喪失)	511.6	RHRポンプ(C) (機能喪失)	511.6								
	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0								
	CRDポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	284.3	CRDポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	284.3								
	HNCWターボ冷凍機(A) (13.7kPaで自動停止)	435.8	HNCWターボ冷凍機(B) (13.7kPaで自動停止)	435.8								
	TCWポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	312.7								
	TSWポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	331.6								
	TCWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)	312.7	TCWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)	312.7								
	TSWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)	331.6	TSWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)	331.6								
	機能喪失等を想定する機器容量合計	2913.4							3121.9			
想定負荷①(LOCA信号等発信前)	4641.0			5076.8				3000.0				
燃料消費率①[L/h]	1321			1445				894				
想定負荷②(LOCA信号等発信後)	3186.6			2978.1				3000.0				
燃料消費率②[L/h]	907			848				894				
(4) 原子炉停止機能喪失(事象発生の約6秒後に「ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])」(信号発信)	電源設備		D/G(A)		D/G(B)		HPCS D/G					
機能喪失/自動停止を想定する機器	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]				
	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0	機能喪失/自動停止を想定する機器	機能喪失/自動停止を想定する機器	機能喪失/自動停止を想定する機器	機能喪失/自動停止を想定する機器				
	CRDポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	284.3	CRDポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	284.3								
	HNCWターボ冷凍機(A) (13.7kPaで自動停止)	435.8	HNCWターボ冷凍機(B) (13.7kPaで自動停止)	435.8								
	TCWポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	312.7								
	TSWポンプ(A) (13.7kPaで自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (13.7kPaで自動停止)	331.6								
	TCWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)	312.7	TCWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)	312.7								
	TSWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)	331.6	TSWポンプ(C) (13.7kPaで自動停止)	331.6								
	機能喪失等を想定する機器容量合計	1454.4							2098.7			0
	想定負荷①(LOCA信号等発信前)	6100.0							6100.0			
燃料消費率①[L/h]	1736			1736								894
想定負荷②(LOCA信号等発信後)	4645.6			4001.3				3000.0				
燃料消費率②[L/h]	1322			1139				894				

[各D/Gの定格出力]
D/G(A) : 6100kW
D/G(B) : 6100kW
HPCS D/G : 3000kW

[信号略称]

- L-2 : 原子炉水位低 (レベル2)
- L-1 : 原子炉水位低 (レベル1)
- 13.7kPa : ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage])

[想定負荷①]

D/G 定格出力ー機能喪失負荷容量

[想定負荷②]

D/G 定格出力ー機能喪失負荷容量ー自動停止負荷容量

第1表 各評価事故シナリオにおけるD/G等の想定負荷容量と燃料消費率(3/3)

電源設備	D/G(A)		D/G(B)		HPCS D/G	
	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]	機能喪失/自動停止機器	負荷容量[kW]
機能喪失/自動停止を想定する機器	CUWポンプ(A) (L-2で自動停止)	90.0	CUWポンプ(B) (L-2で自動停止)	90.0	HPCSポンプ (機能喪失)	1800.0
	CRDポンプ(A) (L-1で自動停止)	284.3	CRDポンプ(B) (L-1で自動停止)	284.3		
	HNCWターボ冷凍機(A) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8	HNCWターボ冷凍機(B) 圧縮機 (L-1で自動停止)	435.8		
	TCWポンプ(A) (L-1で自動停止)	312.7	TCWポンプ(B) (L-1で自動停止)	312.7		
	TSWポンプ(A) (L-1で自動停止)	331.6	TSWポンプ(B) (L-1で自動停止)	331.6		
			TCWポンプ(C) (L-1で自動停止)	312.7		
			TSWポンプ(C) (L-1で自動停止)	331.6		
機能喪失等を想定する機器容量合計		1454.4		2098.7		1800.0
想定負荷①(LOCA信号等発信前)		6100.0		6100.0		1200.0
燃料消費率①(L/h)		1736		1736		358
想定負荷②(LOCA信号等発信後)		4645.6		4001.3		1200.0
燃料消費率②(L/h)		1322		1139		358

[各D/Gの定格出力]

D/G(A) : 6100kW

D/G(B) : 6100kW

HPCS D/G : 3000kW

[信号略称]

L-2 : 原子炉水位低 (レベル2)

L-1 : 原子炉水位低 (レベル1)

13.7kPa : ドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage])

[想定負荷①]

D/G 定格出力 - 機能喪失負荷容量

[想定負荷②]

D/G 定格出力 - 機能喪失負荷容量 - 自動停止負荷容量

(2) 全交流動力電源喪失を想定している事故シーケンス

外部電源喪失時に D/G 及び HPCS D/G が機能喪失した場合，事故対応に必要な機器への電源供給は GTG により行われる。

全交流動力電源喪失を想定している重大事故等の想定負荷の考え方については以下のとおりである。

なお，詳細な負荷の積み上げについては，各評価事故シーケンスの添付資料「7日間における電源負荷評価結果について」に示す。

- ・GTG からの電源供給による母線電圧回復に伴い自動起動する機器について想定負荷として積算する（運転員が運転手順書に従い行う負荷抑制の対象機器については対象外）
- ・解析上考慮していない機器であっても，実際には運転することが想定される負荷（燃料プール冷却浄化系ポンプ等）については積算する

4. 想定負荷による燃料評価結果

これまでの想定負荷の考え方に基づき算出した各評価事故シーケンスにおける D/G 等及び GTG の燃料消費量を第 2 表に示す。

第 2 表に示す D/G 等及び GTG の燃料評価結果を各評価事故シーケンスの燃料評価結果に記載している。

なお，これら評価結果のうち D/G 等の燃料消費量が最大となる評価事故シーケンスは「原子炉停止機能喪失」の約 569kL であり，GTG の燃料消費量が最大となる評価事故シーケンスは「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D/G 失敗）＋SRV 再閉失敗＋HPCS 失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の約 299kL である。

第2表 各評価事故シーケンスにおけるD/G等及びGTGの燃料消費量

Sq.No.	評価事故シーケンス	使用設備	評価期間	[A] 燃料消費量	審査資料記載値 [約 kL] ([A]列 切り上げ)
A1	高圧・低圧注水機能喪失	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1321 L × 1台 × 2h = 2642 L	3
			事象発生2時間後～事象発生7日後	907 L × 1台 × 166h = 150562 L	151
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1445 L × 1台 × 2h = 2890 L	3
			事象発生2時間後～事象発生7日後	848 L × 1台 × 166h = 140768 L	141
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	358 L × 1台 × 168h = 60144 L	61
				7日間合計	359
A2	高圧注水・減圧機能喪失	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1322 L × 1台 × 166h = 219452 L	220
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1139 L × 1台 × 166h = 189074 L	190
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	358 L × 1台 × 168h = 60144 L	61
				7日間合計	479
A3-1	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生24時間後	580 L × 2台 × 24h = 27840 L	28
			事象発生24時間後～事象発生25時間後	860 L × 2台 × 1h = 1720 L	2
			事象発生25時間後～事象発生28時間後	960 L × 2台 × 3h = 5760 L	6
			事象発生28時間後～事象発生7日後	910 L × 2台 × 140h = 254800 L	255
A3-2	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧ECCS失敗	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生24時間後	580 L × 2台 × 24h = 27840 L	28
			事象発生24時間後～事象発生25時間後	860 L × 2台 × 1h = 1720 L	2
			事象発生25時間後～事象発生28時間後	960 L × 2台 × 3h = 5760 L	6
			事象発生28時間後～事象発生7日後	910 L × 2台 × 140h = 254800 L	255
A3-3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生24時間後	580 L × 2台 × 24h = 27840 L	28
			事象発生24時間後～事象発生25時間後	840 L × 2台 × 1h = 1680 L	2
			事象発生25時間後～事象発生28時間後	950 L × 2台 × 3h = 5700 L	6
			事象発生28時間後～事象発生7日後	890 L × 2台 × 140h = 249200 L	250
A3-4	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生1時間後	890 L × 2台 × 1h = 1780 L	2
			事象発生1時間後～事象発生24時間後	860 L × 2台 × 23h = 39560 L	40
			事象発生24時間後～事象発生27時間後	960 L × 2台 × 3h = 5760 L	6
			事象発生27時間後～事象発生7日後	890 L × 2台 × 141h = 250980 L	251
A4-1	崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生1時間後	970 L × 2台 × 1h = 1940 L	2
			事象発生1時間後～事象発生24時間後	860 L × 2台 × 23h = 39560 L	40
			事象発生24時間後～事象発生27時間後	960 L × 2台 × 3h = 5760 L	6
			事象発生27時間後～事象発生7日後	890 L × 2台 × 141h = 250980 L	251
A4-2	崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1321 L × 1台 × 2h = 2642 L	3
			事象発生2時間後～事象発生7日後	907 L × 1台 × 166h = 150562 L	151
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1445 L × 1台 × 2h = 2890 L	3
			事象発生2時間後～事象発生7日後	848 L × 1台 × 166h = 140768 L	141
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	894 L × 1台 × 168h = 150192 L	151
				7日間合計	449
A5	原子炉停止機能喪失	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1322 L × 1台 × 166h = 219452 L	220
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1139 L × 1台 × 166h = 189074 L	190
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	894 L × 1台 × 168h = 150192 L	151
				7日間合計	569
A6	LOCA時注水機能喪失	ガスタービン発電機	事象発生直後～事象発生1時間後	890 L × 2台 × 1h = 1780 L	2
			事象発生1時間後～事象発生24時間後	860 L × 2台 × 23h = 39560 L	40
			事象発生24時間後～事象発生27時間後	880 L × 2台 × 3h = 5280 L	6
			事象発生27時間後～事象発生7日後	830 L × 2台 × 141h = 234060 L	235
A7	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOC A)	非常用ディーゼル発電機(A)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1322 L × 1台 × 166h = 219452 L	220
		非常用ディーゼル発電機(B)	事象発生直後～事象発生2時間後	1736 L × 1台 × 2h = 3472 L	4
			事象発生2時間後～事象発生7日後	1139 L × 1台 × 166h = 189074 L	190
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	事象発生直後～事象発生7日後	358 L × 1台 × 168h = 60144 L	61
				7日間合計	479

※ 青枠はD/G等の燃料消費量
赤枠はGTGの燃料消費量

93. ほう酸水注入による不安定性事象抑制効果について

原子炉停止機能喪失では、再循環ポンプトリップおよび給水加熱喪失により、自然循環状態で原子炉出力が高出力になる。この場合、不安定性事象による出力振動の発生が考えられる。そこで、不安定性事象発生時においてほう酸水注入系を起動した場合における不安定性事象抑制効果について以下のとおり評価した。

1. 評価内容

対象炉心：女川原子力発電所 2 号機 9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心

評価シナリオ：再循環ポンプがトリップし、給水加熱が喪失した後において炉心不安定性事象の発生出力に達した時点において、ほう酸水注入系を起動する。

2. 解析条件

原子炉停止機能喪失の事象において、電動機駆動給水ポンプは復水器水位低下でトリップすることになるが、ほう酸水注入による効果を確かめるため、トリップすることなく継続して運転するものとする。また、ほう酸水注入系を起動は、不安定性事象が発生した時点とする。

3. 不安定性事象の取り扱い

図 1 に示す許認可解析条件で評価した 9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心の炉心安定性及び領域安定性の減幅比 (DR) が 1.0 となる曲線より、この曲線に達した時点で不安定性事象が発生し、下回った時点で不安定性事象が収束することとする。

具体的には、再循環ポンプトリップ後の給水加熱喪失時の自然循環流量は約 30% であり、その場合における DR=1.0 となる原子炉出力は約 70% であることから、本評価においては、炉心流量約 30% で原子炉出力が 70% に達した時点において不安定性事象が発生し、70% を下回った時点で不安定性事象が収束するとして評価を実施した。

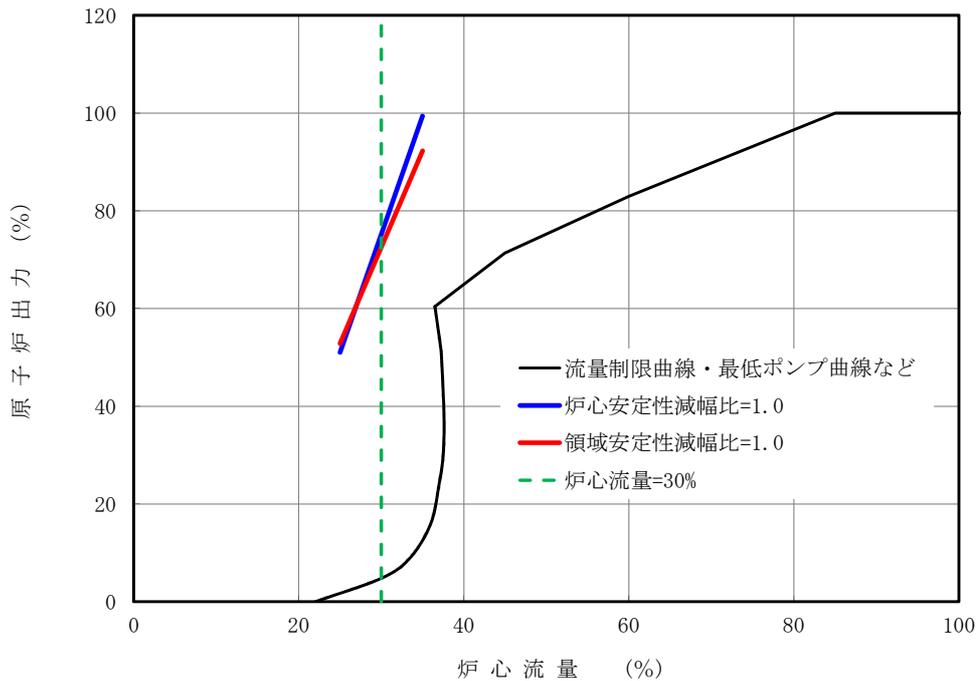


図1 9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心における DR=1.0 曲線

4. 評価結果

ほう酸水を注入しない場合の解析結果を図2, ほう酸水を注入した場合の解析結果を図3に示す。

ほう酸水を注入しない場合については, 約100秒後に不安定性事象が発生した後, 原子炉出力は増加を続け90%程度で整定する。

ほう酸水を注入した場合については, 約100秒後に不安定性事象が発生した後, 約300秒で中性子束の極大点を取り, 約600秒後に中性子束が定格の70%を下回る。よって, 不安定性事象発生から約9分以内で事象が収束することが確認できる。

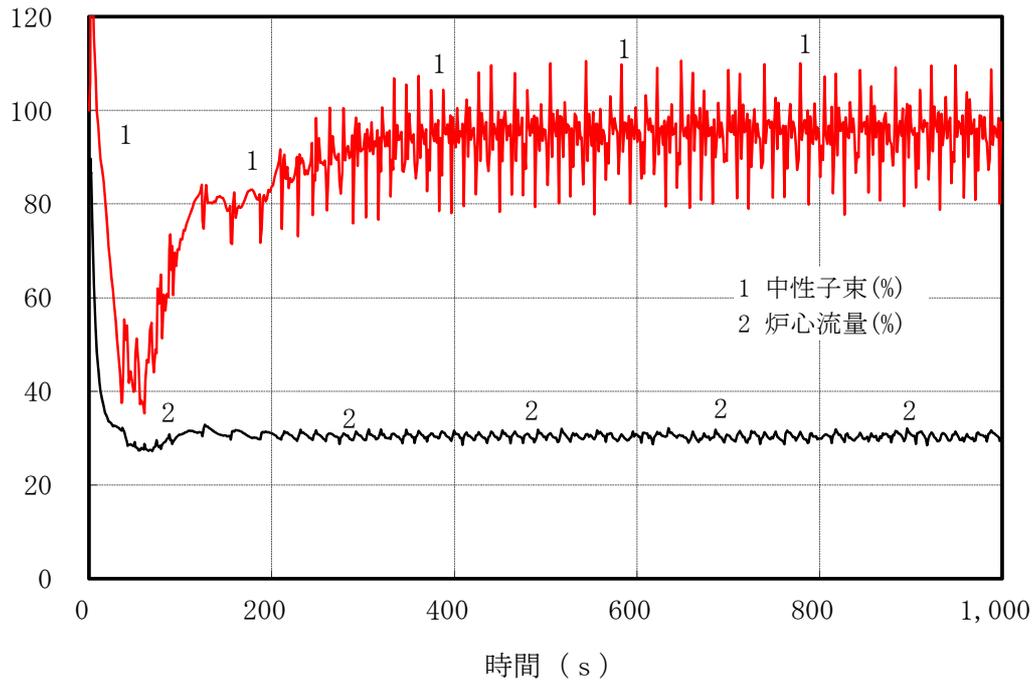


図 2 ほう酸水を注入しない場合の中性子束及び炉心流量の変化

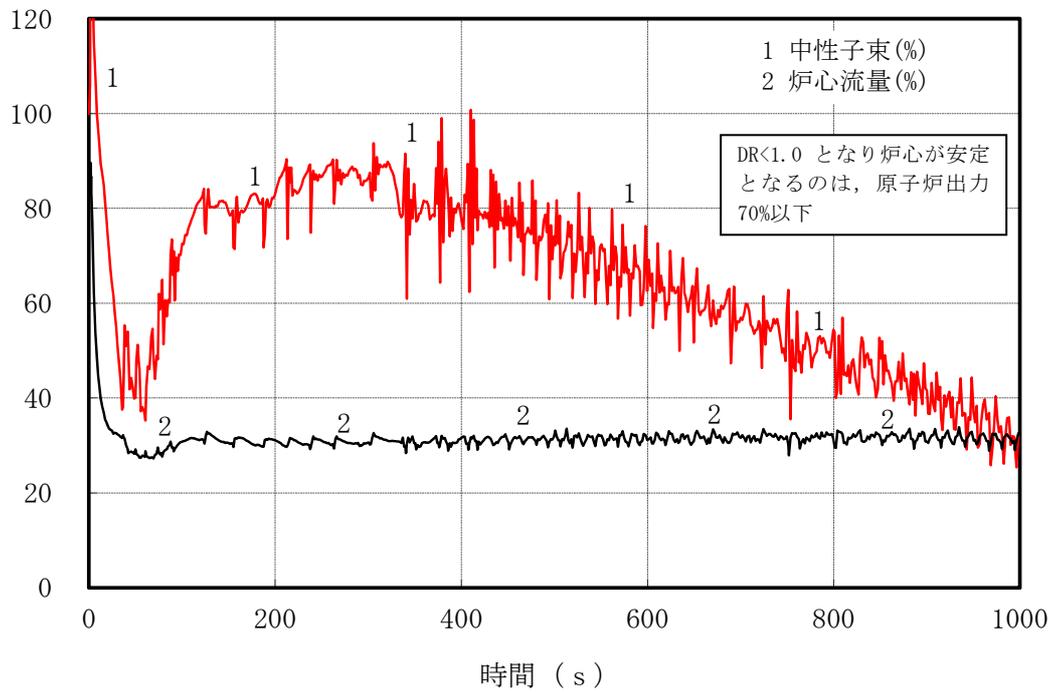


図 3 ほう酸水を注入した場合の中性子束及び炉心流量の変化

95. 高圧・低圧注水機能喪失シナリオにおけるシュラウド外水位の推移について

「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンスにおいては、低圧代替注水系（常設）により、原子炉への注水を確保し、シュラウド外水位にて原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で水位制御させることで、炉心の冠水を維持させている。

図1に炉心冠水後の原子炉水位の挙動を示す。

事象発生約70分後、運転員が監視するシュラウド外水位は、有効燃料棒頂部を上回る。シュラウド内は既に冠水していることから、炉心の崩壊熱相当まで注水量を減少させた場合も燃料被覆管最高温度は変化しない。

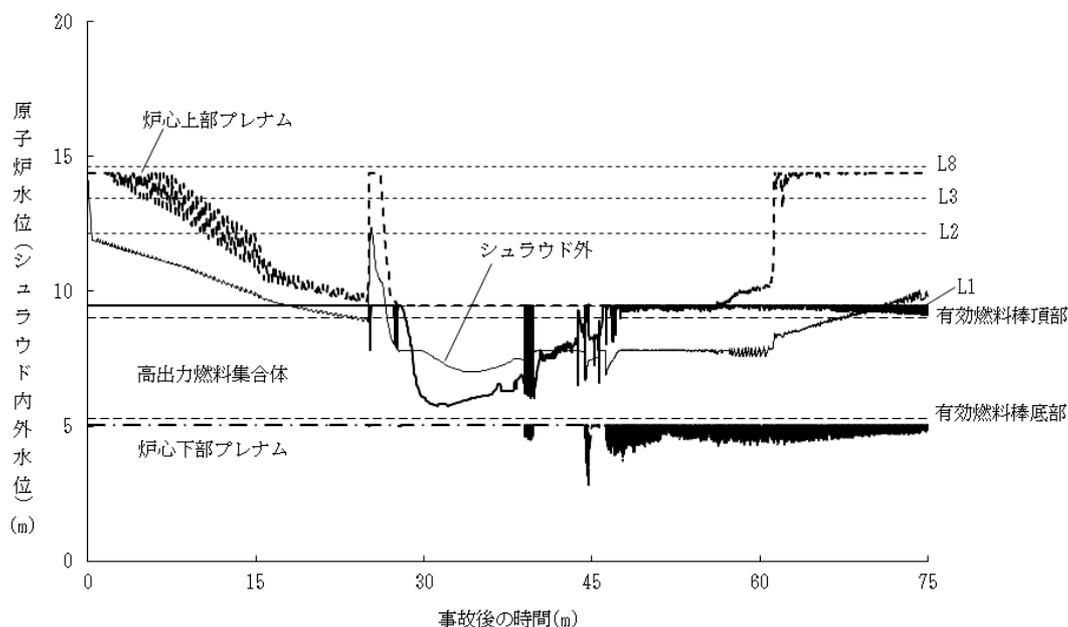


図1 原子炉水位（シュラウド内外）の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

98. ほう酸水注入系（SLC）起動後の炉心状態について

ほう酸水注入系は、定格出力運転中の原子炉を、制御棒を挿入せずにほう酸水の注入によって、定格出力運転から冷温未臨界まで原子炉を停止させ、その状態を維持できるように設計している。

このため、ほう酸水貯蔵タンクに貯蔵しているほう素は、ほう素の混合の不完全さ及び残留熱除去系配管等の希釈に対する余裕を考慮しており、ほう酸水全量注入後に、原子炉停止時冷却モードにより炉内ほう素が希釈されても未臨界を維持しながら低温低圧状態へ移行させることができる。

図1に原子炉停止時冷却モードによる希釈を考慮した三次元解析による実効増倍率の温度依存性の評価例を示す。原子炉停止時冷却モードによる希釈によっても実効増倍率は三次元解析のSLC停止余裕基準である0.985以下となり未臨界は維持される。

なお、原子炉停止機能喪失においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動時に冷却材保有水量が大きくなり、原子炉内のほう酸濃度は低下するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動及び通常運転水位からの水位変動による希釈の効果は、ほう酸水注入系設計時に想定している保守性を下回っている。このため、原子炉停止機能喪失においても、未臨界は維持される。

(評価条件)

評価炉心 : 9 × 9 燃料 (A型) 平衡炉心サイクル初期

ほう素濃度 : 600ppm (20°C換算, RHR 作動後)

キセノン状態 : キセノンなし

制御棒状態 : 定格制御棒パターン



図1 S L C 作動時における実効増倍率の温度依存性

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。

99. 復水器水位低下により給水ポンプがトリップしない場合の評価結果への影響

原子炉停止機能喪失（申請解析）では、主蒸気隔離弁の閉止により駆動蒸気が喪失するため、タービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水は継続する。主蒸気が遮断されているため、給水温度が低下し、給水加熱喪失の状態となり、徐々に出力が増加する傾向となるが、復水器水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップし、出力は低下する。

仮に復水器水位低下で電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップせず、給水加熱喪失の状態が継続する影響を確認するための解析評価を行った。

解析条件を表1に示す。解析条件は、復水器水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップせず、復水器の水が全量給水される（約194 m³）とした。なお、それ以外の解析条件は申請解析と同等である。

解析結果を表2及び図1から図6に示す。申請解析に比べ、給水が維持される時間が長くなり、給水加熱喪失時の中性子束は大きくなるため、この時の燃料被覆管温度（セカンドピーク）は高くなるが、最大値（ファーストピーク）である約961℃は超えない。また、サブプレッションプール水温及び格納容器圧力も高くなるが、限界温度及び限界圧力に対して十分余裕があり、判断基準を満足している。

以上のとおり、給水加熱喪失時の給水量の影響は小さいことを確認した。

表1 解析条件

解析条件	電動機駆動原子炉給水ポンプ トリップ条件	
	トリップせず	復水器ホットウエル 水位低低 (申請解析)
給水量 (m ³)	約 194	約 97

表2 解析結果

項目	電動機駆動原子炉給水ポンプ トリップ条件		評価項目
	トリップせず	復水器 ホットウエル 水位低低 (申請解析)	
原子炉冷却材圧力バ ウンダリにかかる圧 力 (MPa[gage])	約 9.42	約 9.42	10.34 MPa[gage] (最高使用圧力の 1.2倍)を下回る
格納容器圧力 (MPa[gage])	約 0.29	約 0.19	0.854 MPa[gage] (限界圧力)を下回 る
サプレッションプー ル水温 (°C)	約 129	約 113	200°C (限界温度) を下回る
燃料被覆管最高温度 (°C) ファーストピーク	約 961 (14 ノード)	約 961 (14 ノード)	1200°C以下
燃料被覆管最高温度 (°C) セカンドピーク	約 872 (17 ノード)	約 818 (18 ノード)	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著 しくなる前の 燃料被覆管厚 さの1%以下	酸化反応が著 しくなる前の 燃料被覆管厚 さの1%以下	酸化反応が著しく なる前の燃料被覆 管厚さの15%以下

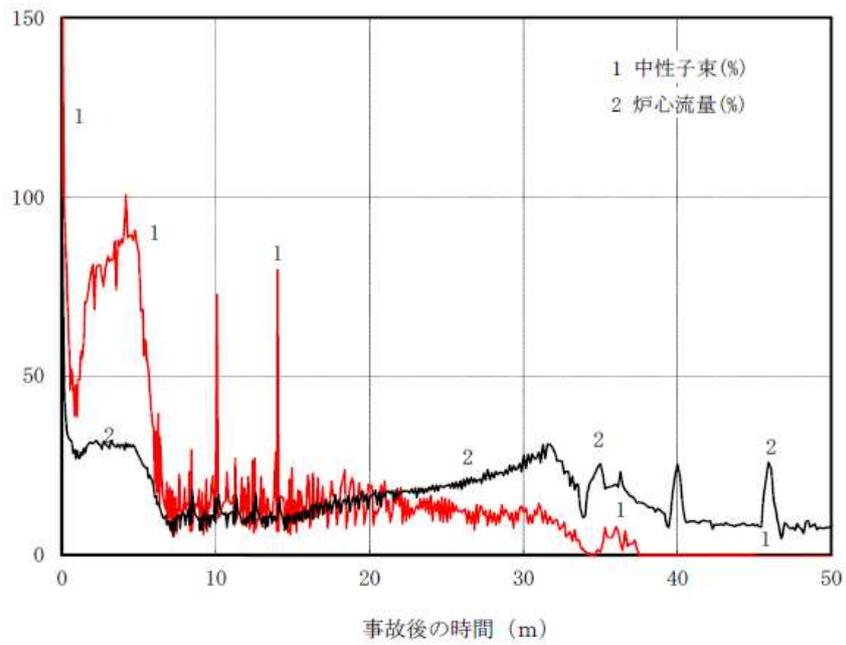


図1 中性子束及び炉心流量の推移

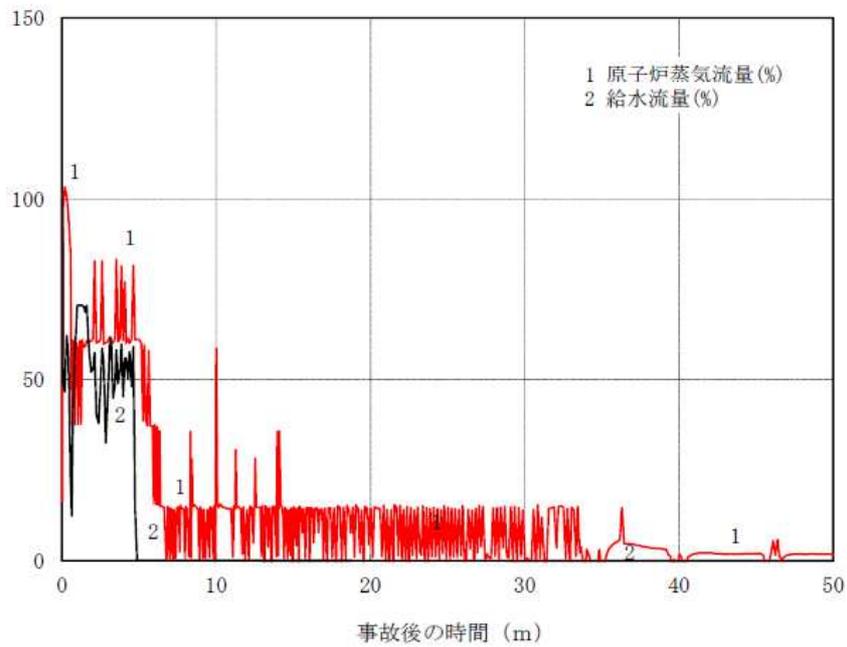


図2 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移

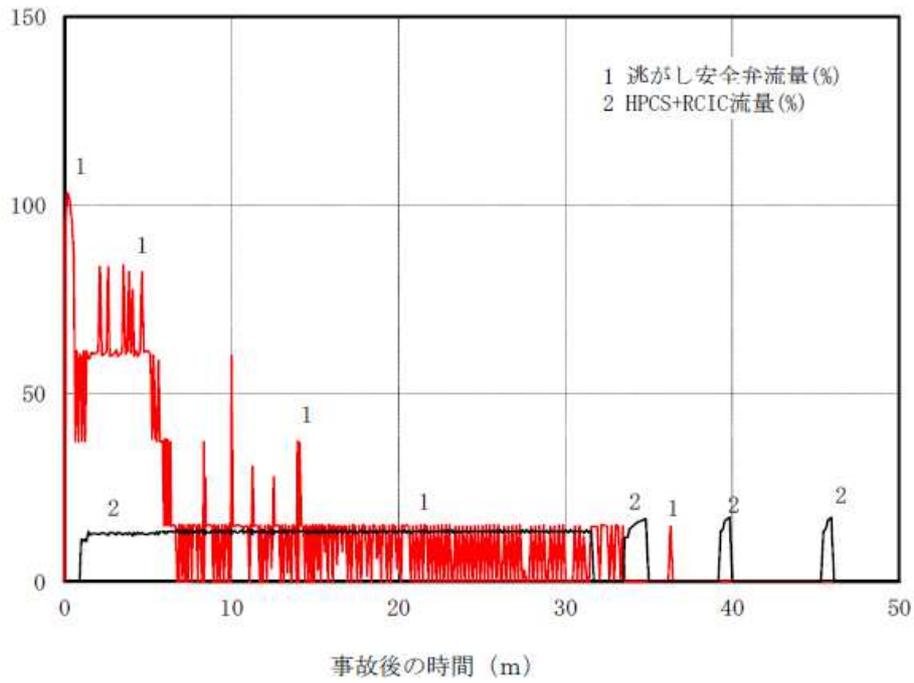


図3 逃がし安全弁流量及びHPCS+RCIC流量の推移

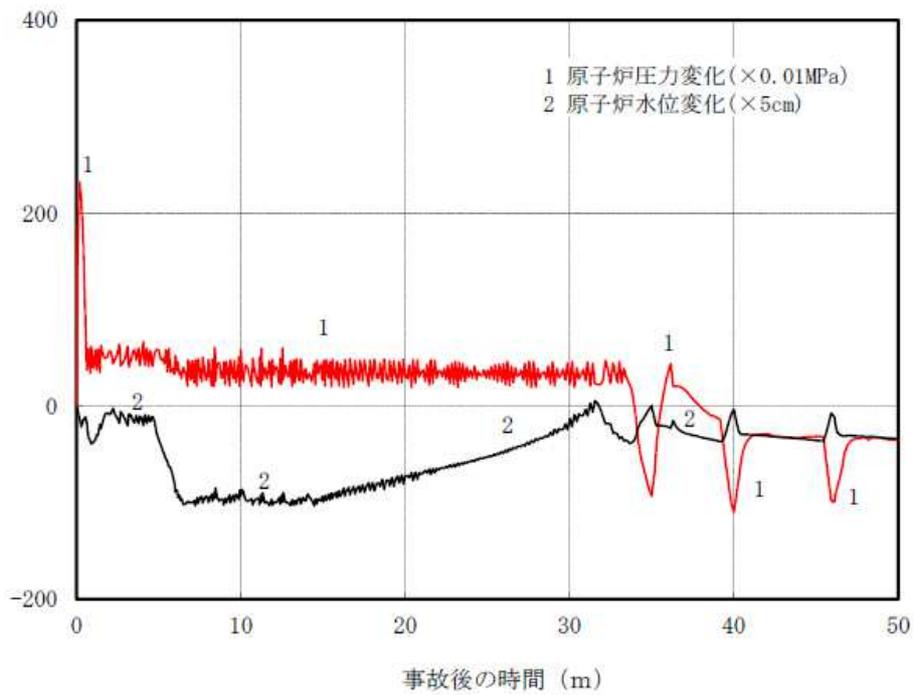


図4 原子炉圧力変化及び原子炉水位変化（シュラウド外）の推移

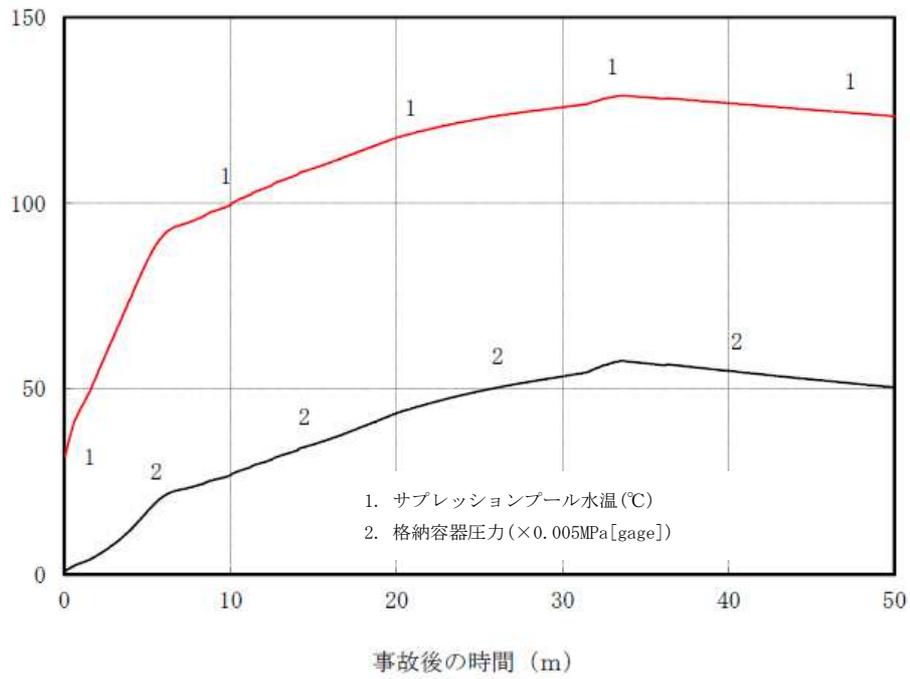


図5 サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移

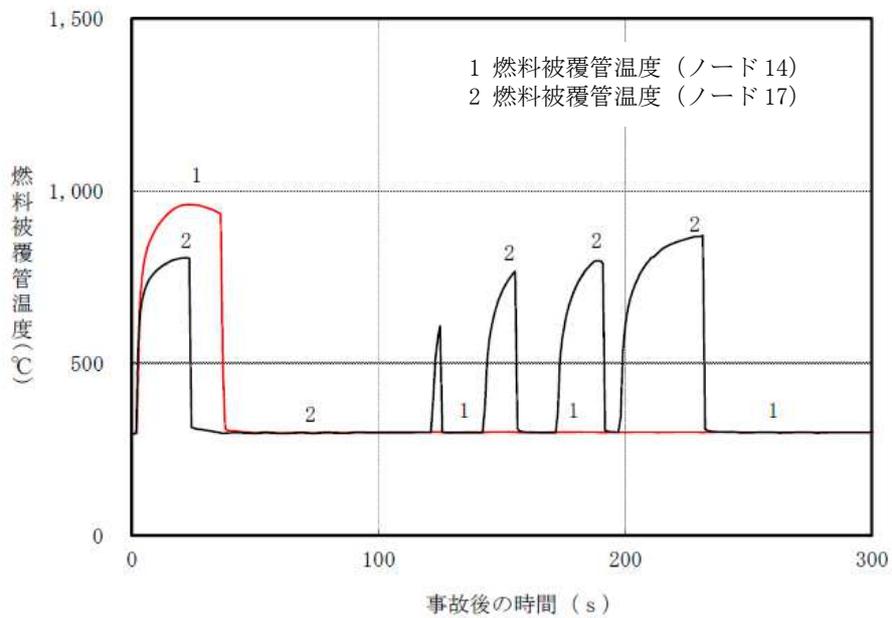
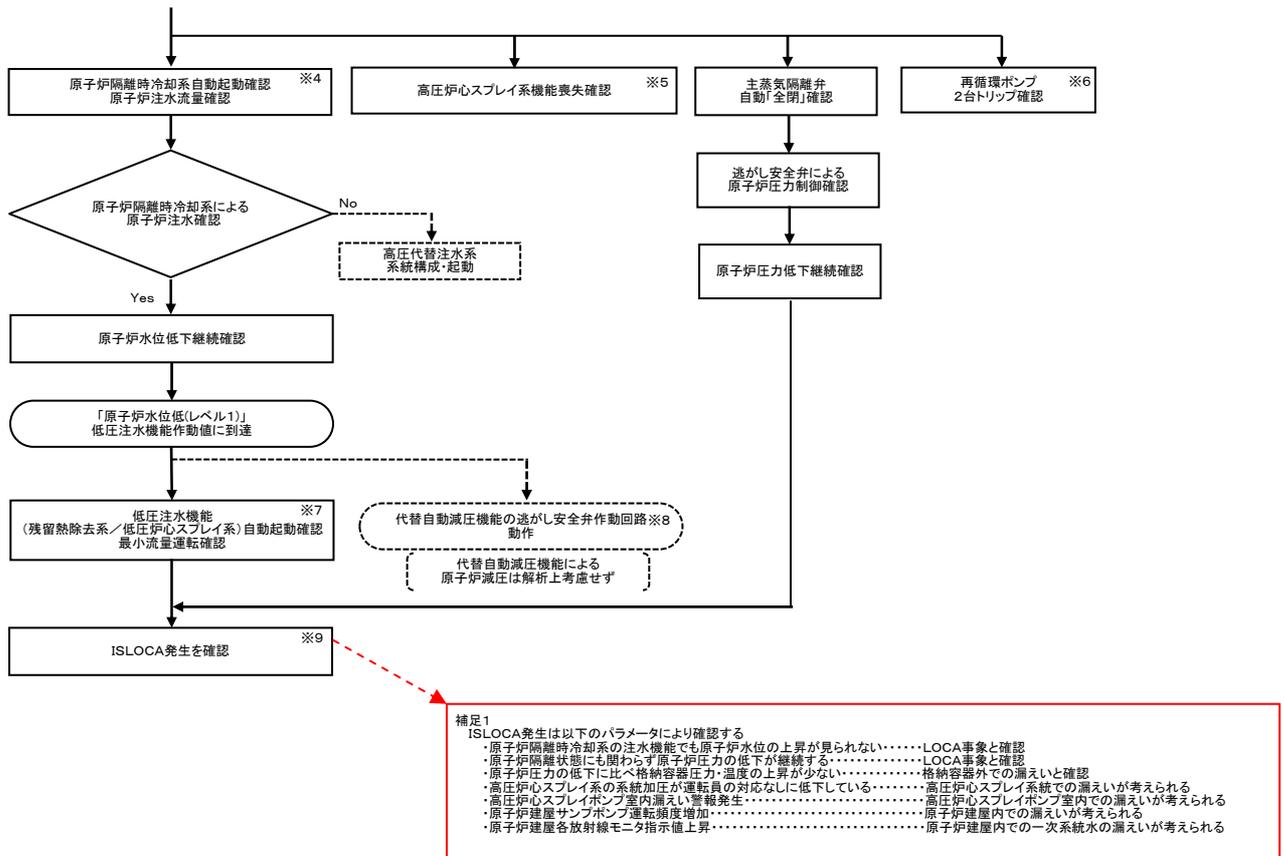


図6 燃料被覆管温度の推移

100. ISLOCA発生時の低圧配管破断検知について

1. 系統圧力上昇の対応操作は警報処置運転手順書にて対応する。
HPCS, LPCS, LPCI 注入配管系統圧力上昇→保安規定に準じる
RHR 停止時冷却吸込配管系統圧力上昇→プラント停止
2. 系統圧力が上昇し低圧配管が破断した場合は「本文 第 2.7.4 図一補足 1」と同等の確認をすることにより漏えいと判断する。

【本文 第 2.7.4 図 抜粋】



以上

102. LOCA時注水機能喪失時における系統隔離操作について

(1) LOCA発生時における系統の隔離操作について

LOCA発生時においては、原子炉圧力や原子炉水位の低下等の原子炉内パラメータの変化、ドライウェル圧力や温度の上昇等の格納容器内パラメータの変化等の確認によりLOCA発生を認知し、格納容器内に一次系配管が設置されている系統の隔離操作を行うことで、格納容器内の漏えいを停止させる手順としている。

この隔離操作は、中央制御室により実施され、申請解析において破断を想定している原子炉圧力容器下部のドレン配管（以下、「ボトムドレン配管」という。）に設置しているCUWボトムドレンライン元弁は、図1に示すとおりLOCA発生時に隔離操作の対象となる弁の1つである。

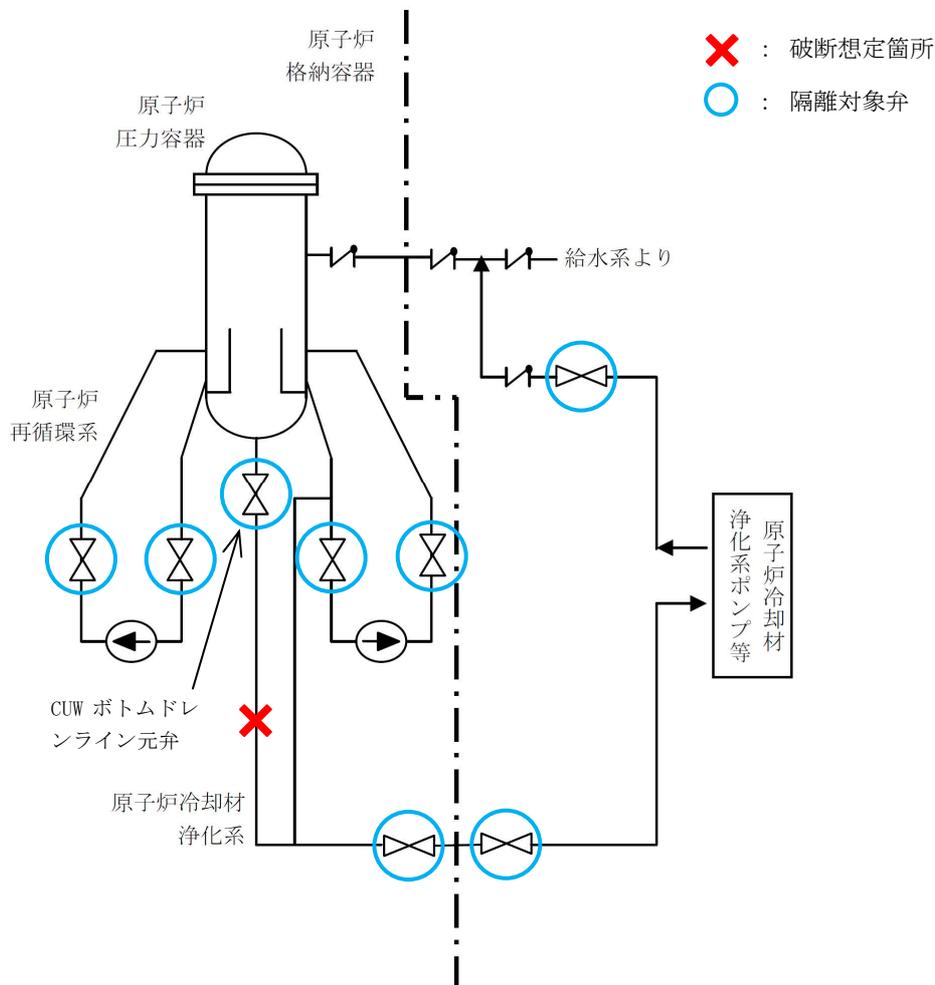


図1 LOCA発生時における主な隔離操作対象弁

(2) 解析における隔離前後の冷却材流出位置と破断流量について

申請解析においては、水頭圧がかかり流出量が最も大きくなるボトムドレン配管を初期の流出位置と設定している。しかし、LOCA発生時の手順の一つとしてCUWボトムドレンライン元弁の閉操作を実施することから解析上隔離操作を考慮することとし、隔離操作実施以降の冷却材流出位置は、ボトムドレン配管と接続する原子炉再循環系配管（以下、「PLR配管」という。）から流出するものとしている（図1参照）。そのため、流出する冷却材が下部プレナム内の冷却材から、比較的エンタルピが小さいシュラウドの外側に存在する冷却材に切替わることから、その際に一時的な破断流量の変化が生じる結果となっている。

(3) 隔離操作を考慮することによる解析への影響について

隔離操作の解析結果への影響を確認するため、隔離操作を考慮せずボトムドレン配管から流出が継続した場合の解析結果を、表1及び図2から図5に示す。

図5に示すとおり、申請解析より事象早期の破断流量が低く推移し、原子炉水位の低下が抑制されることで、燃料被覆管の温度上昇は抑えられることから、燃料被覆管の最高温度は約397℃となった。

表1 解析結果

解析ケース (流出位置)	隔離操作：考慮せず (ボトムドレン配管)	隔離操作：考慮する【申請解析】 (ボトムドレン配管→PLR配管)
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の 最大値	約 7.69MPa[gage]	約 7.69MPa[gage]
燃料被覆管の最高温度	約 397℃	約 666℃
燃料被覆管の酸化量	0%	約 1%

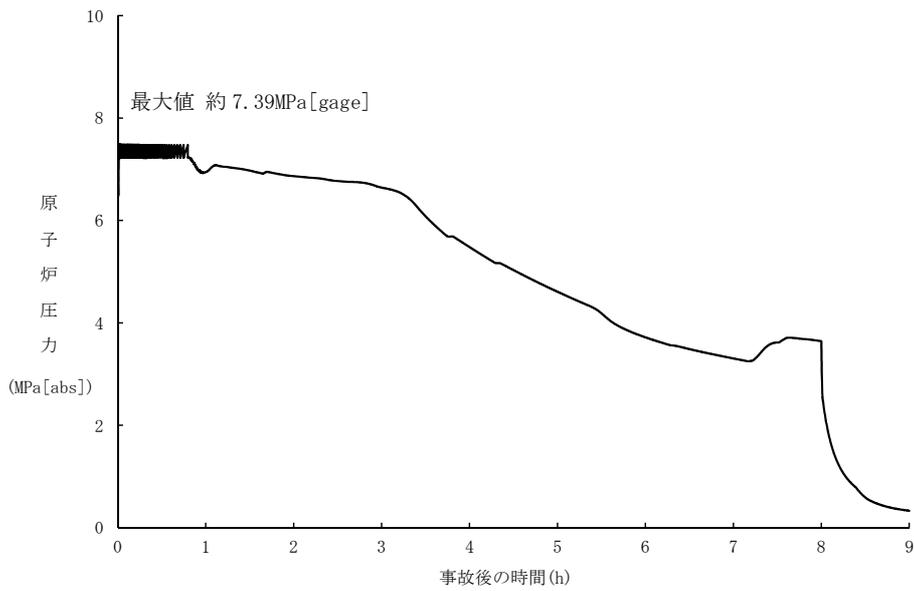


図2 原子炉圧力の推移

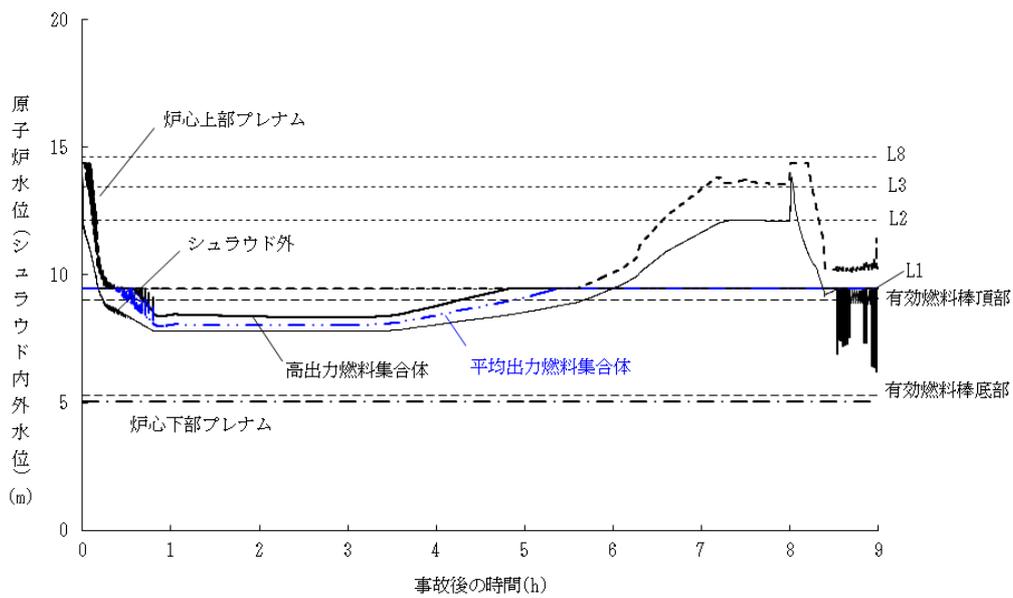


図3 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

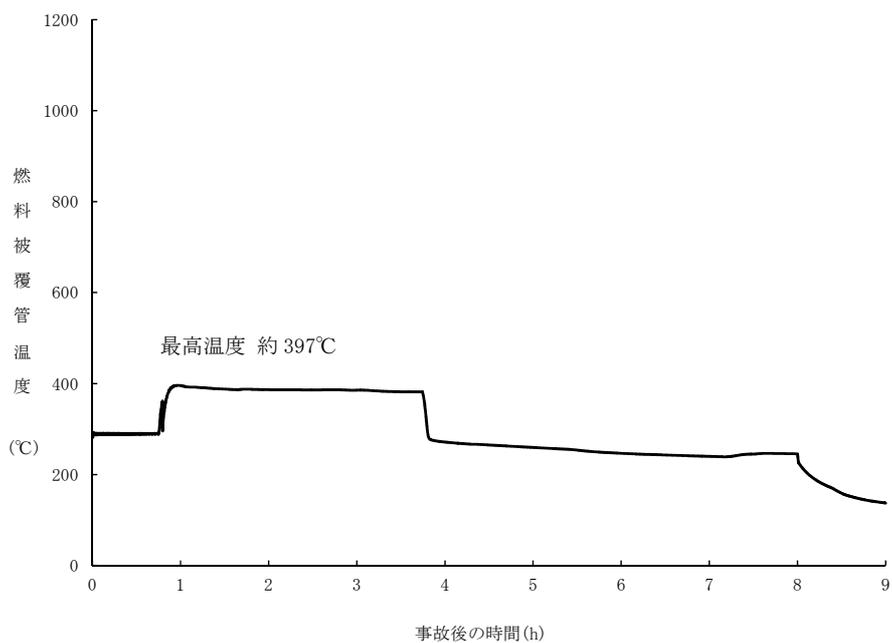


図 4 燃料被覆管温度の推移

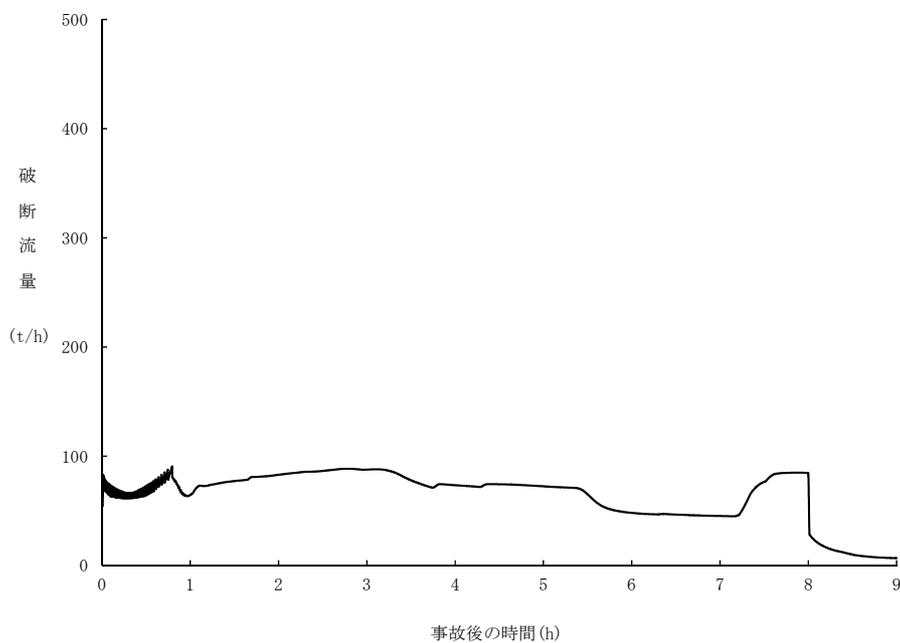


図 5 破断流量の推移

103. 安定状態の考え方について

1. 基本的な考え方

- (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
審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定停止状態（高温停止状態又は低温停止状態）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。）

—安定状態に対する考え方

1) 安定状態

○原子炉

事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

○格納容器^{※1}

炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系又は残留熱除去系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

※1：審査ガイドの要求事項として、格納容器側に対する安定状態に対する要求はない。しかしながら、炉心冷却を安定的に維持するためには格納容器側の挙動の静定は必要要件となることから、格納容器側の安定状態についても定義した。

(2) 重大事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉及び原子炉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、その状態は維持できることを示すこと。）

－安定状態に対する考え方

1) 安定状態

○原子炉

事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

○格納容器

損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする^{※2, ※3}。

※2：安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおりであり、重大事故を評価するにあたって安全機能の喪失を仮定した設備の復旧等の措置が必要となる。

- ①格納容器除熱機能として残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系による冷却への移行
- ②格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保^{※4}

※3：高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価上の扱いについて

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用は，炉心損傷後，損傷炉心の冷却が十分でなく，原子炉圧力容器破損が生じることで発生する可能性がある物理化学現象である。したがって，損傷炉心の冷却により原子炉圧力容器破損に至らないことが示されれば，これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成されることから，第一義的にはこれら物理化学現象による格納容器破損防止対策は損傷炉心の冷却になると考える。

一方、これら物理化学現象への対策の有効性については、審査ガイドにおいて、これら物理化学現象の発生を前提とした評価を求めていることから、これら物理化学現象の観点から厳しい結果となるように、格納容器過圧・過温の観点で格納容器破損防止対策となる損傷炉心の冷却手段に期待せずに評価を行っている（図 1.1 参照）。したがって、着目する物理化学現象の進展が防止又は停止した後の、格納容器のパラメータの推移は、着目する物理化学現象を厳しくするための評価条件に依存してしまうことになるため、格納容器過圧・過温の観点が注目される期間の推移を評価することは適切ではない。

よって、格納容器過圧・過温は、あくまで雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスでの代表事象で評価することとし、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては、着目する物理化学現象の進展の防止又は停止を評価し、静的負荷による過圧・過温は評価しない。

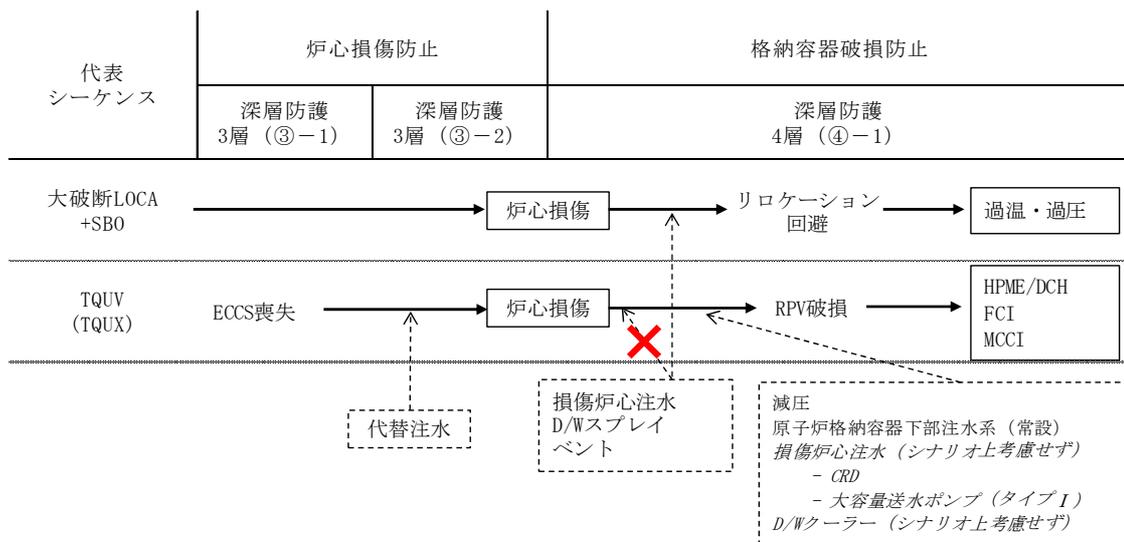


図 1.1 代表シーケンスの事象進展と対策

※ 4 : 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）での、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について

重大事故発生時における格納容器の耐震性評価として対象となる事故シーケンスは、格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンス（格納容器過圧・過温破損シナリオ）が対象となる。

格納容器の耐震評価に際しては、

- ① 事故後の運転状態 V (L) のうち初期（例：3日後）における適切

な地震力との組合せ評価

② 事故後の運転状態 V (L) のうち長期 (例: 60 日後) における適切な地震力との組合せ評価

を行なうこととなる。②に対しては、保守的な想定として、原子炉格納容器フィルタベント系によるフィード・アンド・ブリード冷却が継続することを前提に評価するという方法もあるが、崩壊熱除去機能が喪失した福島第二でも、ベントすることなく 3 日程度で残留熱除去系が復旧したことを踏まえれば、例えば 60 日程度での格納容器除熱の復旧を考えることは合理的といえる。

よって、②においては、残留熱除去系の復旧又は代替循環冷却系の使用に期待することを前提に評価を実施すべきであると考ええる。また、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用、溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シナリオに対しては、※3 で示した理由と同様に評価シナリオとはしない。

(3) 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、使用済燃料貯蔵槽の水位が回復し、水位及び温度が安定した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。)

—安定状態に対する考え方

1) 安定状態

事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールの冷却により、ある時点で、水位及び温度が安定した状態であり、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系等を復旧させ、除熱を行なうことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

(4) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定状態に導かれる時点までを評価する。

—安定状態に対する考え方

1) 安定状態

事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた運転停止中における原子炉の冷却により，ある時点で，水位及び温度が安定した状態であり，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧又は代替循環冷却系を用いて，除熱を行なうことができる場合，安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

2. 各重要事故シーケンス等の安定状態に至るまでの事象進展

表 2.1 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 / 3）

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
2.1 高圧・低圧注水機能喪失 （過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧ECCS失敗＋低圧ECCS失敗）	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 45 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 （過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧ECCS失敗＋原子炉手動減圧失敗）	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 12 時間後に残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
2.3.1 全交流動力電源喪失 （全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗）	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして事象発生から 24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）による注水継続により、引き続き炉心冠水が維持される。その後は、約 25 時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
2.3.2 全交流動力電源喪失 （全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧ECCS失敗）	2.3.1 と同様（初期の原子炉注水は高圧代替注水系）

表 2.1 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（2 / 3）

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
2.3.3 全交流動力電源喪失 （外部電源喪失+直 流電源喪失+HPC S失敗）	2.3.2 と同じ
2.3.4 全交流動力電源喪失 （全交流動力電源喪 失（外部電源喪失+ DG失敗）+SRV 再閉失敗+HPCS 失敗） [24時間以内の交流 動力電源復旧に期待 する場合]	低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失し た場合） （過渡事象（給水流 量の全喪失）+崩壊 熱除去失敗）	低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。 その後は、約24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故 障した場合） （過渡事象（給水流 量の全喪失）+崩壊 熱除去失敗）	高圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約44時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態） 残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。

表 2.1 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（3 / 3）

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>2.5 原子炉停止機能喪失 （過渡事象（主蒸気 隔離弁の誤閉止）＋ 原子炉停止失敗）</p>	<p>ほう酸水を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し、未臨界に至る。その後は、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による注水により炉心は冠水し、炉心の冷却が維持される。また、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。また、制御棒挿入機能の復旧を試み、制御棒を挿入することにより、ほう酸水による未臨界維持に代わる安定状態後の長期的な状態維持のための未臨界維持が可能となる。</p>
<p>2.6 LOCA時注水機能喪失 （中小破断LOCA ＋高圧ECCS失敗 ＋低圧ECCS失敗）</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約43時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>2.7 格納容器バイパス （インターフェイス システムLOCA）</p>	<p>事象発生5時間後に漏えいが停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>

表 2.2 重大事故（1 / 2）

評価事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （大破断LOCA＋HPCS失敗＋低圧ECCS失敗＋全交流動力電源喪失）</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持される。 その後は、約 51 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ①格納容器除熱機能として残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系使用による冷却への移行 ②格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ） ③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧 ④長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保
<p>3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 （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））</p>	<p>逃がし安全弁を用いた手動開操作による原子炉急速減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は約 0.2MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減することができる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>その後は、残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。</p>

表 2.2 重大事故（2 / 2）

評価事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>3.3 原子炉圧力容器外の 溶融燃料－冷却材相 相互作用 （過渡事象＋高圧注 入失敗＋低圧ECC S失敗＋損傷炉心冷 却失敗（＋FCI発 生））</p>	<p>圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]よりも低い値であり、また、水蒸気爆発の発生を想定した場合でも格納容器下部の内側鋼板の最大塑性ひずみは0%であり、原子炉格納容器のバウンダリ機能は維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>その後は、残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p> <p>安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。</p>
<p>3.4 水素燃焼 （大破断LOCA＋ HPCS失敗＋低圧 ECCS失敗＋全交 流動力電源喪失）</p>	<p>3.1と同じ。</p>
<p>3.5 溶融炉心・コンクリ ート相互作用 （過渡事象＋高圧注 入失敗＋低圧ECC S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））</p>	<p>原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への溶融炉心落下前の水張りとは溶融炉心落下後の注水継続により、格納容器下部のコンクリート侵食量は壁面、床面ともに約0.01m以下に抑えられるため、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>その後は、残留熱除去系機能を復旧又は代替循環冷却系を用いて、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p> <p>安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。</p>

表 2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

想定事故	有効性評価における事象進展
<p>4.1 想定事故 1 (使用済燃料プール 冷却機能又は注水機 能喪失)</p>	<p>事象発生 13 時間後に燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始することにより水位が回復，維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系を復旧させ，除熱を行い保有水の温度を低下させることで，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>4.2 想定事故 2 (使用済燃料プール 内の水の小規模な喪 失)</p>	<p>事象発生直後，サイフォンブレイク孔により漏えいが停止し，事象発生 13 時間後に燃料プール代替注水系による使用済燃料プールへの注水を開始することにより水位が回復，維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系を復旧させ，除熱を行い保有水の温度を低下させることで，安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>

表 2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失 (崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去失敗+注水系失敗)</p>	<p>事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、低圧注水モードで注水を行うことにより原子炉水位が回復し、水位回復から約90分後に、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、残留熱除去を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>5.2 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D/G失敗+HPCS失敗)</p>	<p>事象発生2時間後から、常設代替交流電源設備により電源供給された低圧代替注水系(常設)による注水により水位が回復し、事象発生から24時間後に原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>5.3 原子炉冷却材の流出 (RHR切替時の冷却材流出+崩壊熱除去失敗+注水系失敗)</p>	<p>事象発生から約2時間後に冷却材の流出を停止させ、待機中の残留熱除去系を低圧注水モードで注水することにより水位が回復し、その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、残留熱除去を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>5.4 反応度の誤投入</p>	<p>事象発生から約9.3秒後に原子炉がスクラムされ、未臨界が確保される。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。</p>

3. 安定状態の整理

重大事故等に応じて整理した安定状態を表 3.1 に示す。また、表 3.2 に事故シーケンスグループ毎の安定状態、及び安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策を示す。

なお、格納容器については、「原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果」に示すとおり、格納容器の限界温度・圧力の 200℃, 2Pd（最高使用圧力の 2 倍：0.854MPa[gage]）において、少なくとも 7 日間の健全性が確保できることを確認している。

表 3.1 安定状態の整理

重大事故等	安定状態
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	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
重大事故	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	使用済燃料プールの水位，温度安定状態
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉安定停止状態

表 3.2 安定状態における主な対策 (1 / 4)

重大事故等	事故シナリオ	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
運転中の原子炉に重大な事故が至る可能性がある事故	2.1 高圧・低圧注水機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系 循環冷却系
		格納容器安定状態	原子炉格納容器フイタルバベント系等	
	2.2 高圧注水・減圧機能喪失	原子炉安定停止状態	残留熱除去系 (低圧注水モード) 低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCSS失敗)	原子炉安定停止状態	原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	
	2.3.2 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧ECCS失敗)	原子炉安定停止状態	高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	
	2.3.3 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + HPCSS失敗)	原子炉安定停止状態	高圧代替注水系 低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	

表 3.2 安定状態における主な対策 (2/4)

重大事故等	事故シナリオ	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策	
運転中の原子炉重大事おるに及ぶ事故	2.3.4 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗 [24 時間以内の交流動力電源復旧に期待する場合]	原子炉安定停止状態	高圧代替注水系 (常設) 低圧代替注水系	残留熱除去系	
		格納容器安定状態	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系		
		原子炉安定停止状態	原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系	
		格納容器安定状態	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系		
	2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	原子炉安定停止状態	原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系		
	2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	原子炉安定停止状態	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系	残留熱除去系 循環冷却系
		格納容器安定状態	原子炉格納容器フイルタベント系等 ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	原子炉格納容器フイルタベント系等 ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	制御棒挿入機能復旧 残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系		
	2.5 原子炉停止機能喪失	原子炉安定停止状態	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	高圧代替注水系 (常設) 低圧代替注水系	残留熱除去系 循環冷却系
		格納容器安定状態	原子炉格納容器フイルタベント系等		
	2.6 LOCA 時注水機能喪失	原子炉安定停止状態	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	高圧代替注水系 (常設) 低圧代替注水系	残留熱除去系 循環冷却系
		格納容器安定状態	原子炉格納容器フイルタベント系等		
	2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	原子炉安定停止状態	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 (低圧注水モード) 低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系

表 3.2 安定状態における主な対策 (3 / 4)

重大事故等	事故シナジェンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策	
重大事故	3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系復旧又は代替循環冷却系	
		格納容器安定状態	原子炉格納容器フィルタバベント系	可燃性ガス濃度制御系復旧 格納容器への窒素封入 外部電源, 冷却水等復旧 格納容器の頑健性確保	
	3.2 高圧溶解物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱	原子炉安定停止状態	—	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	逃がし安全弁 原子炉格納容器フィルタバベント系	—	
	3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	原子炉安定停止状態	—	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	原子炉格納容器下部注水系 (常設) 原子炉格納容器フィルタバベント系	—	
	3.4 水素燃焼	原子炉安定停止状態	3.1 のとおり	3.1 のとおり	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	3.1 のとおり	—	
	3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉安定停止状態	—	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	原子炉格納容器下部注水系 (常設) 原子炉格納容器フィルタバベント系	—	

表 3.2 安定状態における主な対策 (4 / 4)

重大事故等	事故シナケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
使用済燃料プールにおける重大事故 プールの重大事故 それがある 事故	4.1 想定事故 1	使用済燃料プールの 水位, 温度安定状態	燃料プール代替注水系	残留熱除去系又は燃料プー ル冷却浄化系復旧
	4.2 想定事故 2	使用済燃料プールの 水位, 温度安定状態	燃料プール代替注水系	残留熱除去系又は燃料プー ル冷却浄化系復旧
運転停止中に 原子炉重大事 故に至る おそれがある 事故	5.1 崩壊熱除去機能喪失	原子炉安定停止状態	残留熱除去系 (低圧注水モード)	残留熱除去系
	5.2 全交流動力電源喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設) 残留熱除去系 原子炉補機代替冷却水系	残留熱除去系
	5.3 原子炉冷却材の流出	原子炉安定停止状態	残留熱除去系	残留熱除去系
	5.4 反応度の誤投入	原子炉安定停止状態	スクラム	残留熱除去系

4. 安定状態後の長期的な状態維持に関する定量評価

サブプレッションプール水温に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

(1) サプレッションプール水温に関する長期間解析

格納容器ベントを使用した場合の長期的なサブプレッションプール水温の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サブプレッションプール水温が高く推移するシーケンスとして、重大事故として「格納容器過圧・過温破損」シナリオについて、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として、格納容器ベントを行い、事象発生 168 時間時点のサブプレッションプール水温が最も高い「高圧・低圧注水機能喪失」シナリオについて、サブプレッションプール水温が約 100°C に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 4.1 から図 4.3 に、格納容器過圧・過温シナリオにおける格納容器圧力、格納容器温度及びサブプレッションプール水温の解析結果を示す。同様に図 4.4 から図 4.6 に、高圧・低圧注水機能喪失シナリオの解析結果を示す。

図 4.3 及び図 4.6 に示すように、いずれの解析結果においても事象発生 7 日時点では、サブプレッションプール水温は最高使用温度の 104°C（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕を持たせた温度）を上回っているが、事象発生 7 日以降の 100°C に低下するまでの全期間にわたって 150°C を下回っている。ドライウェル主フランジや機器搬出入用ハッチ等に使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150°C であることから、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって、事象発生 7 日以降にサブプレッションプール水温が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。

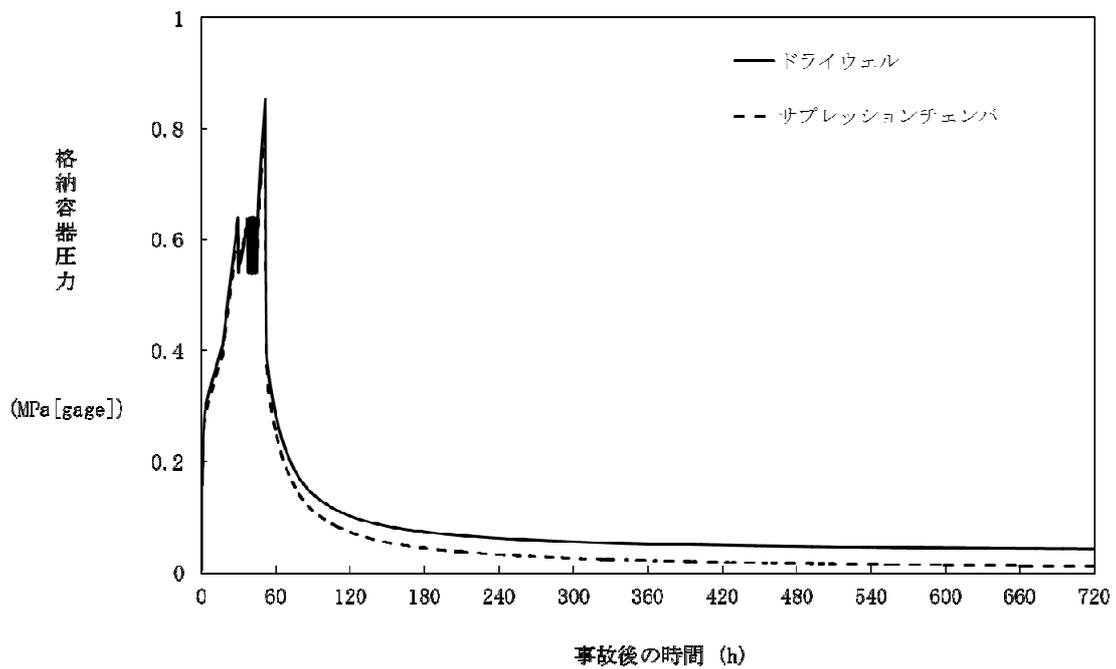


図 4.1 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）

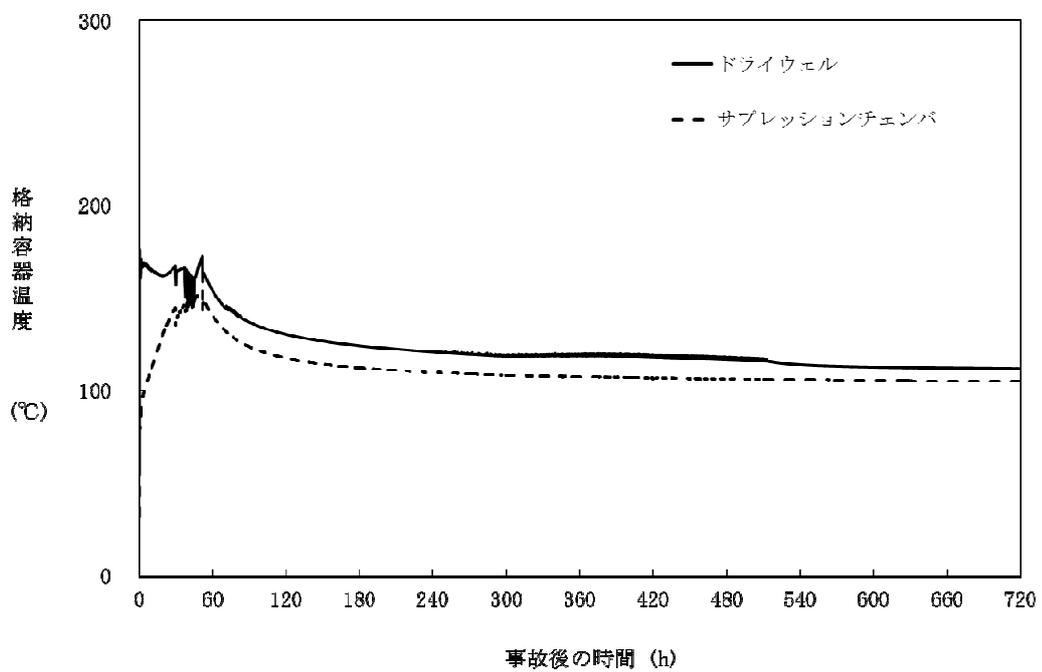


図 4.2 格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）

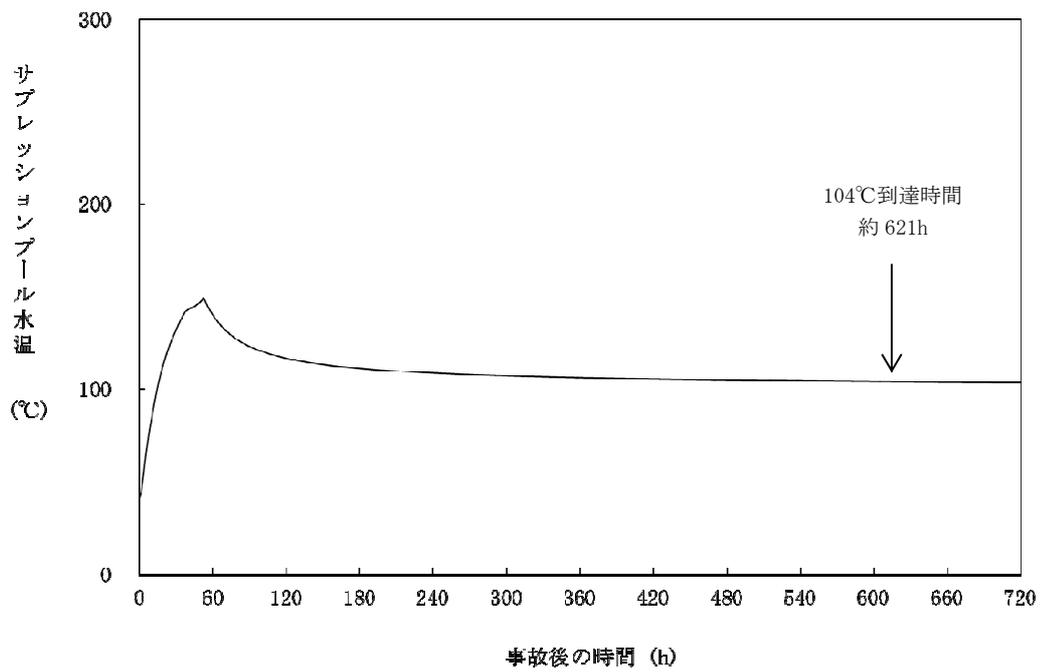


図 4.3 サプレッションプール水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）

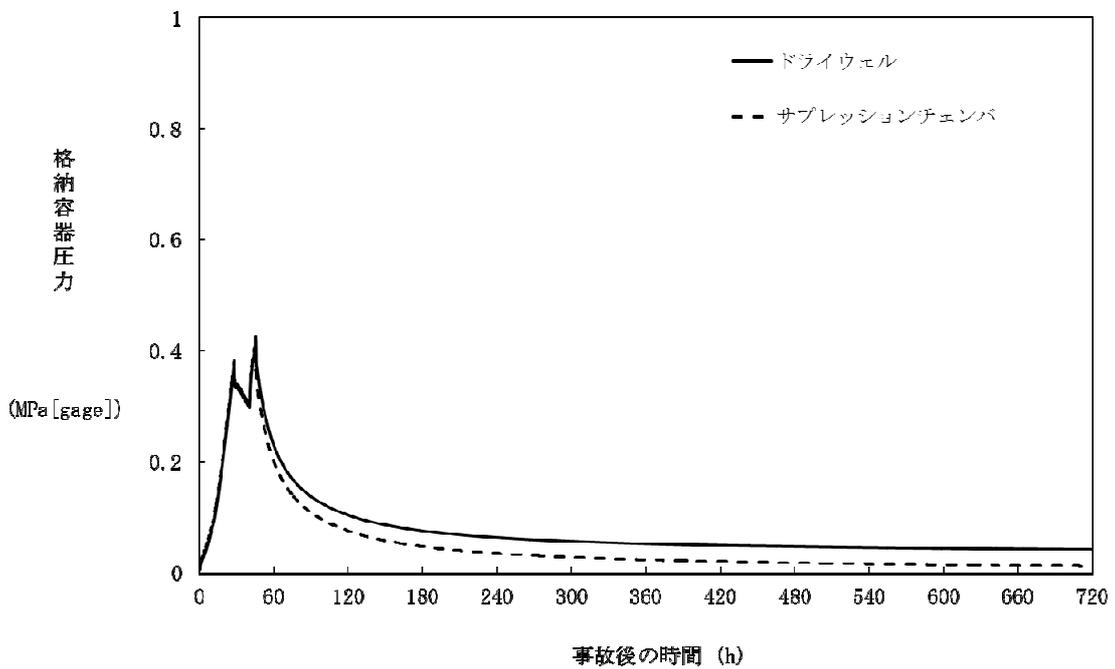


図 4.4 格納容器圧力の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

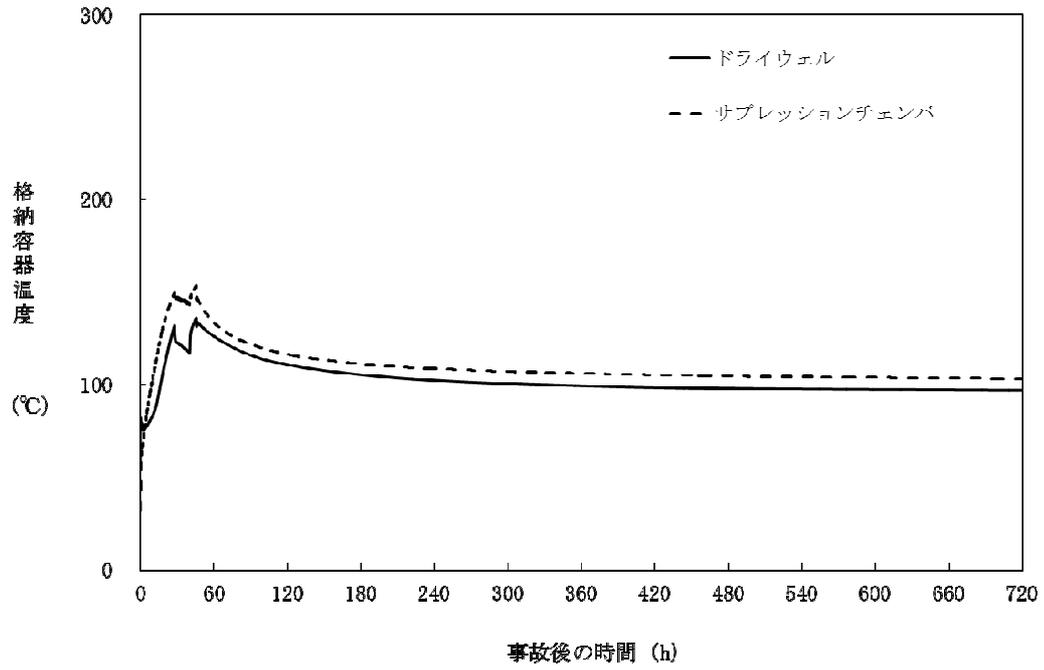


図 4.5 格納容器温度の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

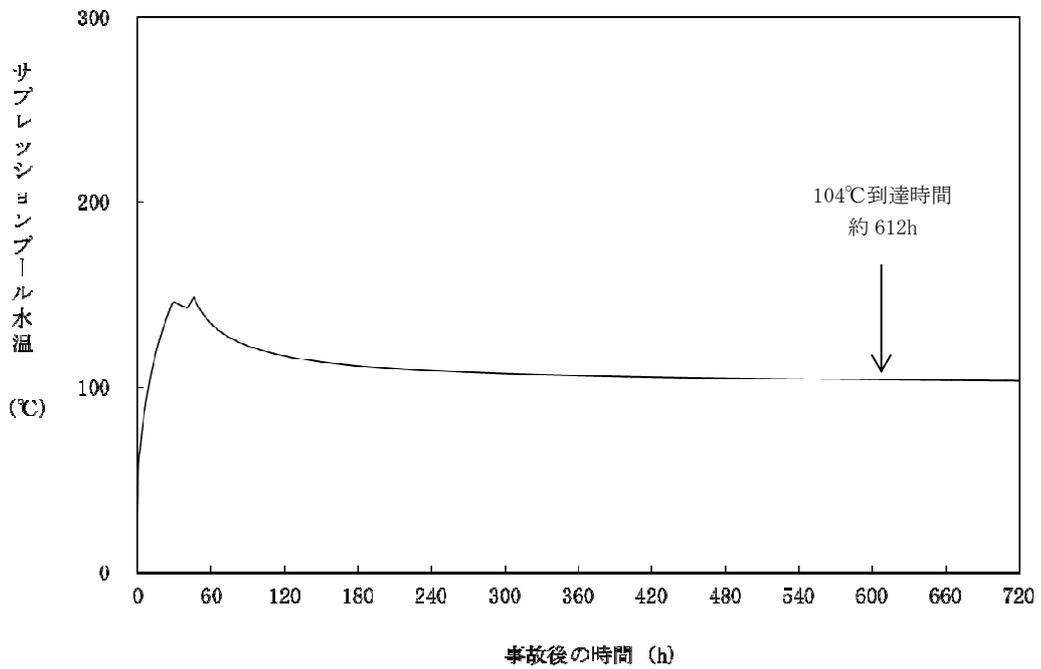


図 4.6 サブプレッションプール水温の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態後の長期的な状態維持の評価として、安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度は低下傾向に向かうものの、除熱容量が原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系に比べて小さい原子炉補機代替冷却水系を用いて、残留熱除去系にて冷却を実施する崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に評価を行った。

図 4.7 及び図 4.8 に、格納容器圧力及び格納容器温度の時間変化を、図 4.9 及び図 4.10 に、サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の時間変化を、それぞれ事象発生後 14 日間について示す。

原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱により、炉心及び格納容器の冷却を行うことにより、図 4.9 に示すようにサプレッションプール水位の上昇は抑制される。

また、図 4.10 に示すように、サプレッションプール水温は事象発生 24 時間後に残留熱除去系（低圧注水モード）による除熱運転を開始した以降、低下が継続し、事象発生 7 日後までには最高使用温度（104℃）を下回る。事象発生 7 日後に残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードで運転することにより、除熱能力が改善され、図 4.7 及び図 4.10 に示すように、格納容器圧力及びサプレッションプール水温は大幅に低下する。

以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態後の長期的な状態維持が可能である。

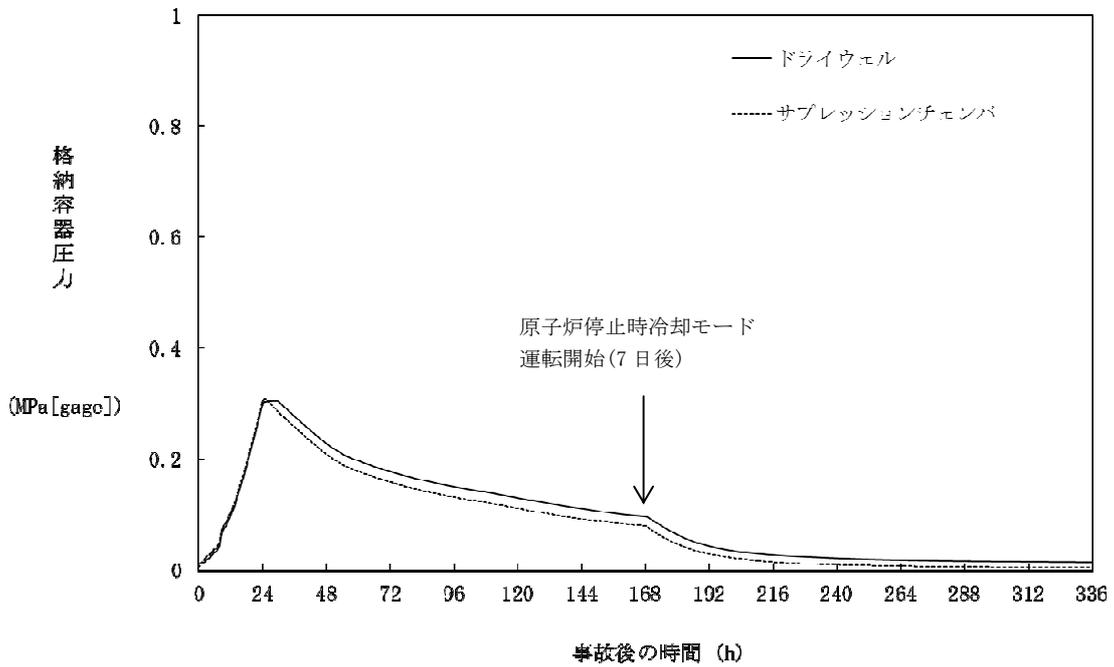


図 4.7 格納容器圧力の推移

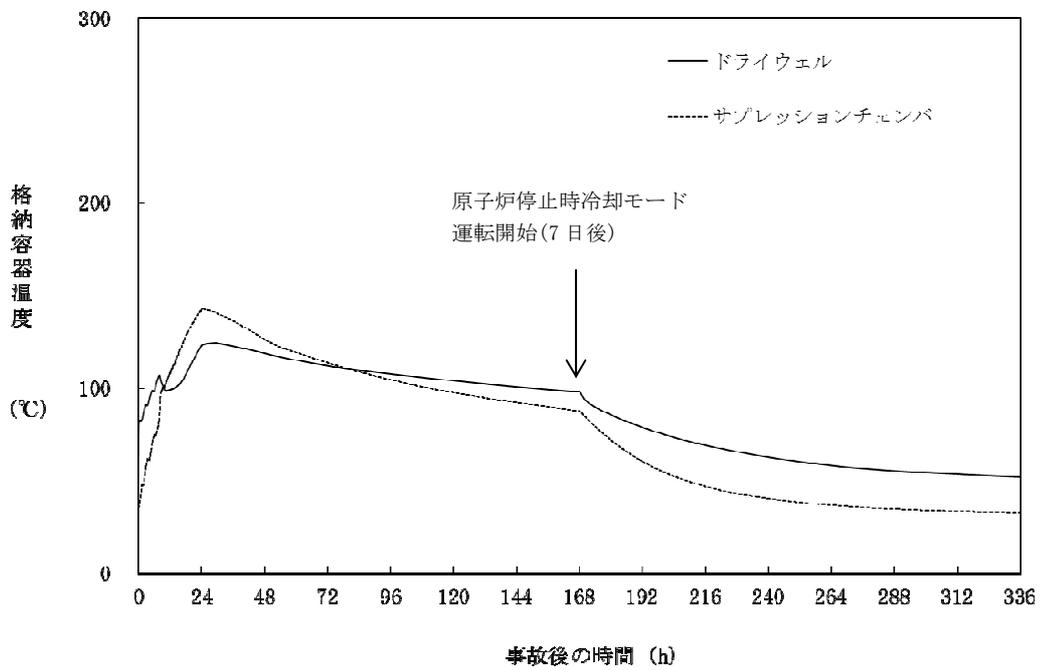


図 4.8 格納容器温度の推移

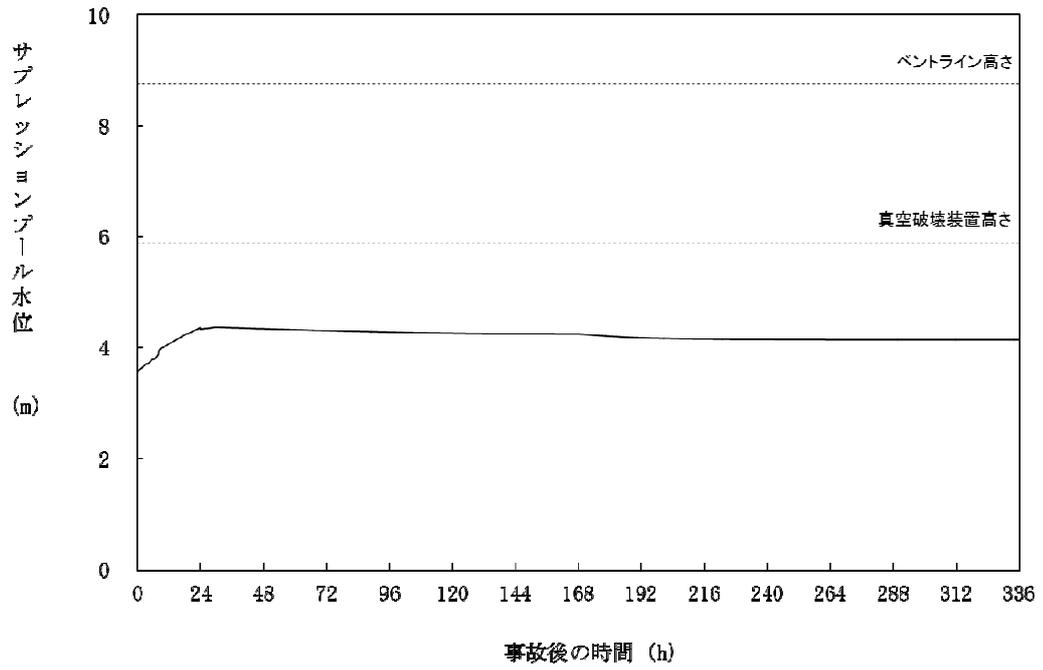


図 4.9 サプレッションプール水位の推移

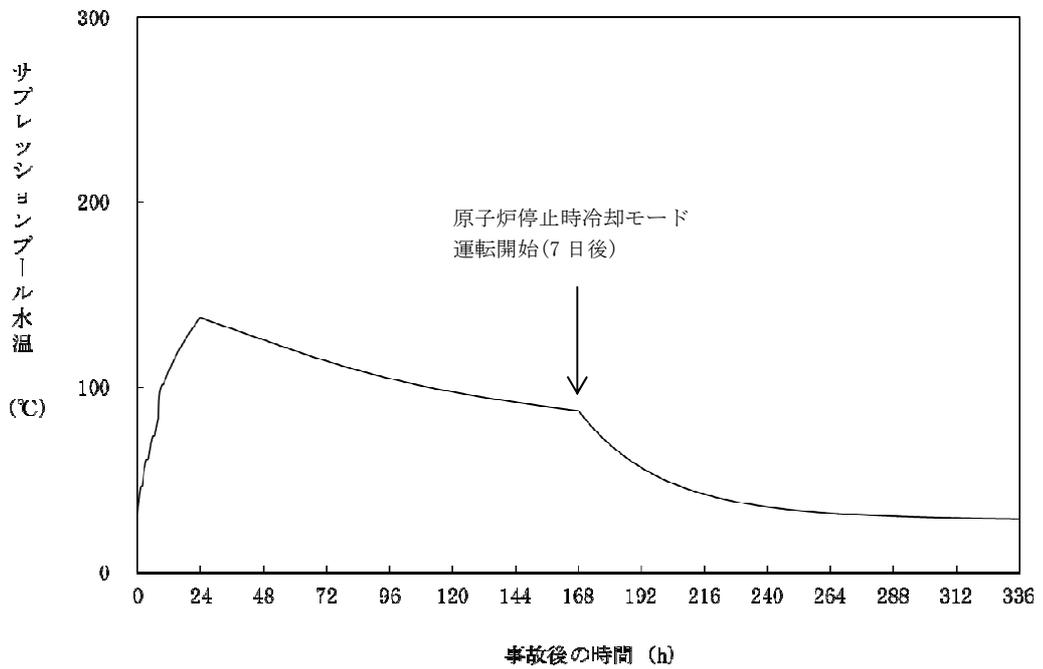


図 4.10 サプレッションプール水温の推移

5. 残留熱除去系の復旧手順について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり、復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。

残留熱除去系の復旧に当たり、原子炉補機冷却海水系及び原子炉補機冷却水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。

残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋の内部溢水対策により区分分離されていることから、残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

なお、1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する（「1.0 重大事故等対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係る体制の整備について」参照）。

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は原子炉格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、運転員及び重大事故等対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは原子炉格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。

具体的には、故障箇所の特定と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順にて復旧を行う。図 5.1 に、手順書の記載例を示す。

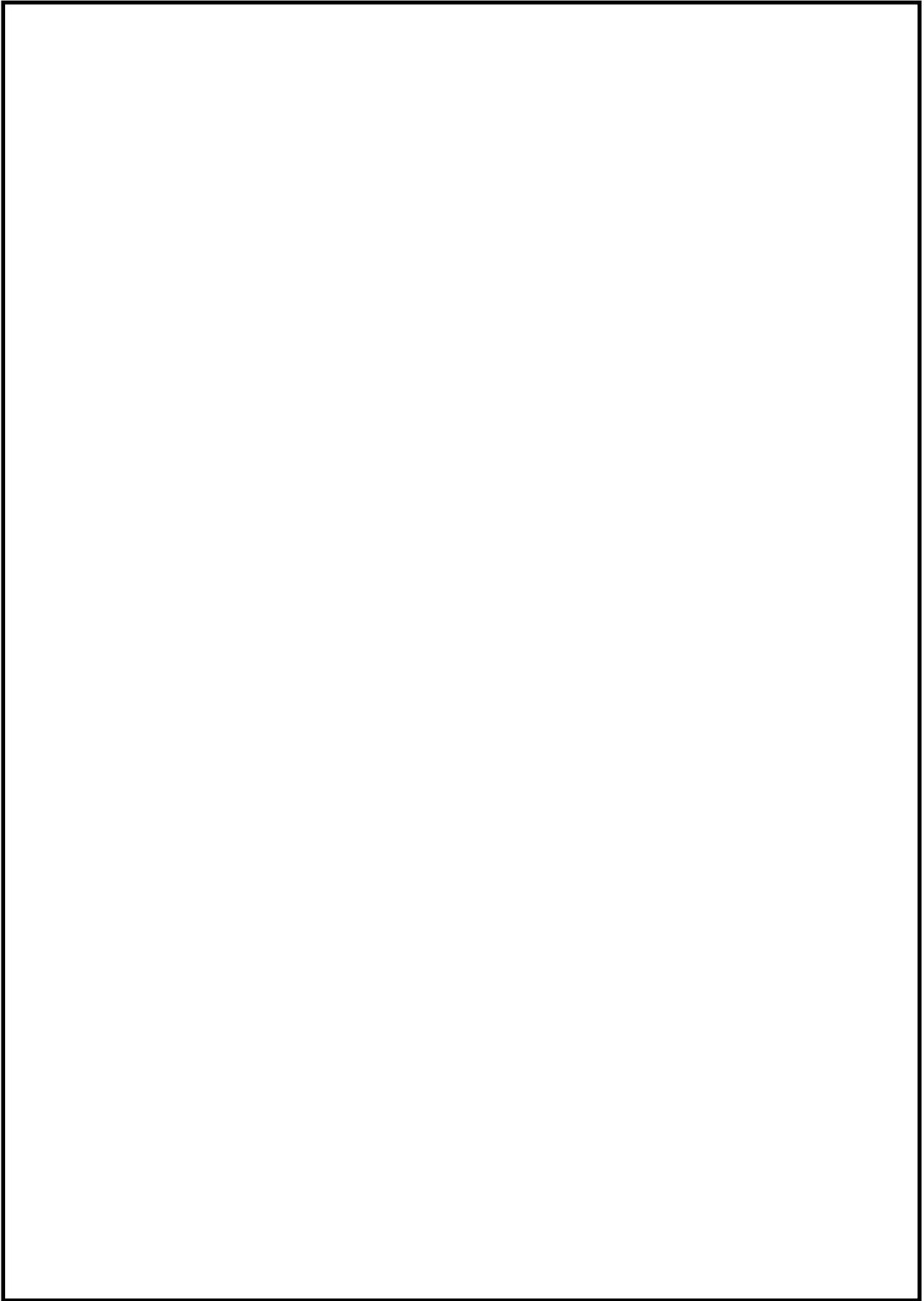


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/7)

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。

補足 103-26

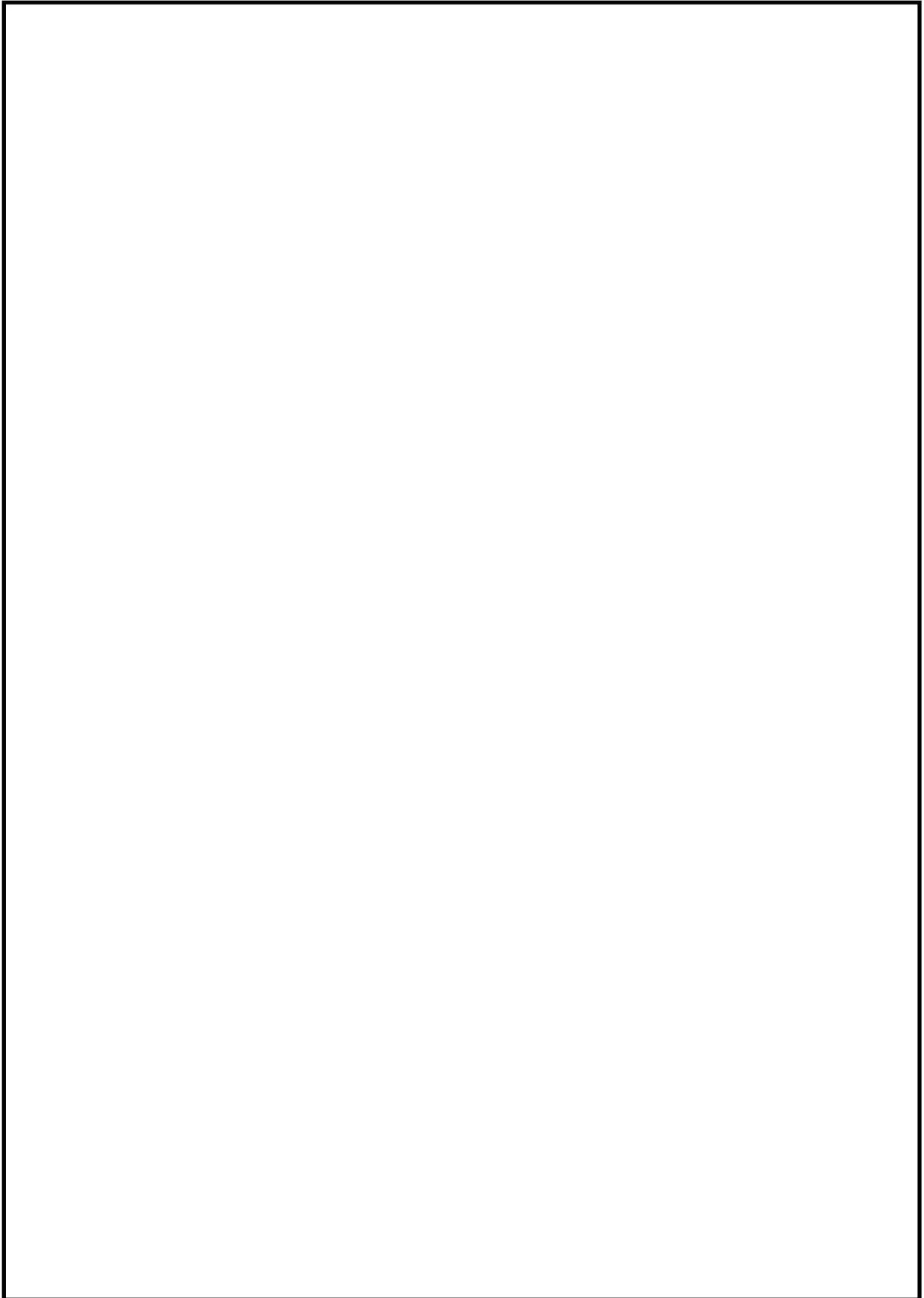


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/7)

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。

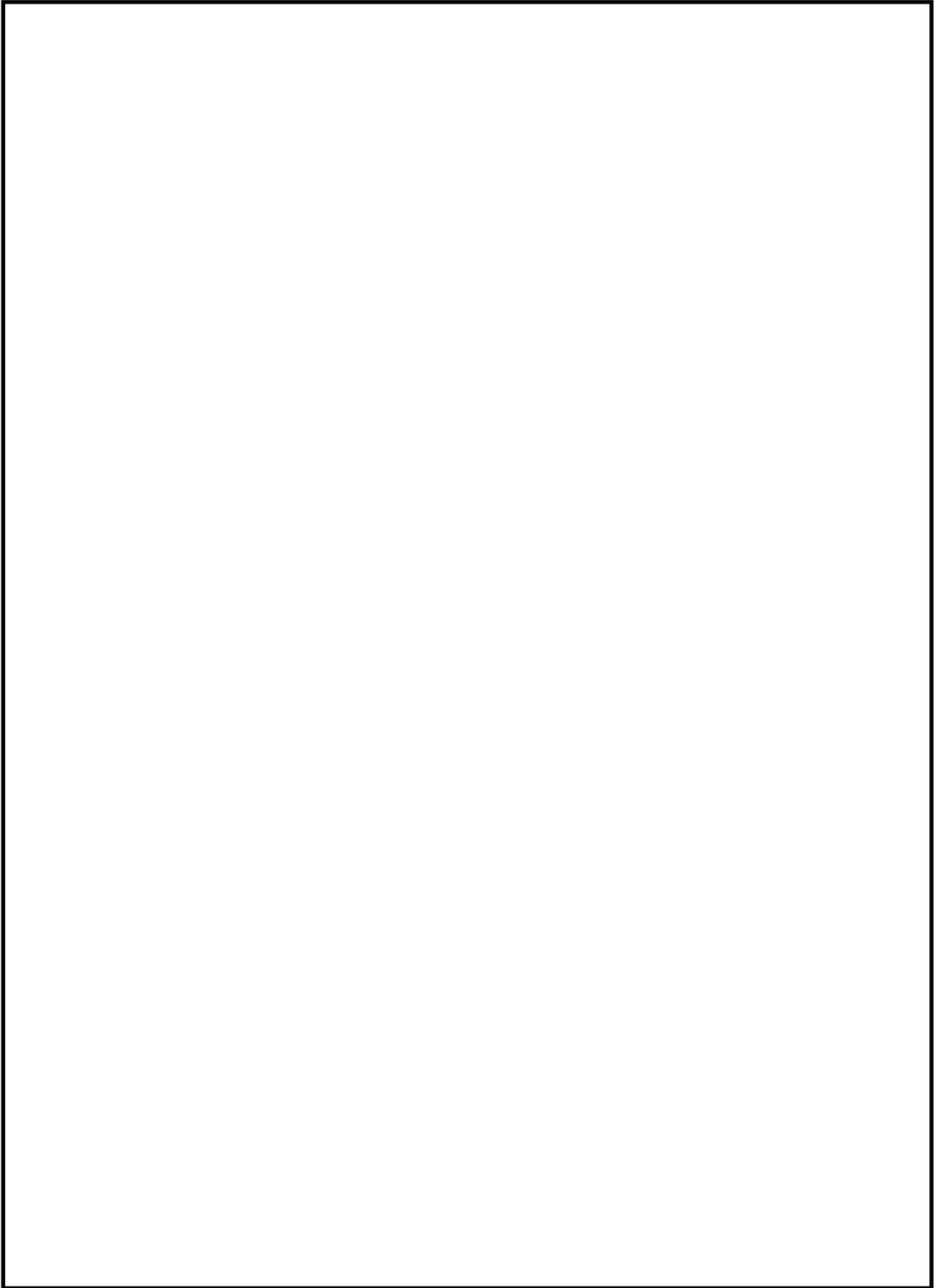


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/7)

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。

補足 103-28

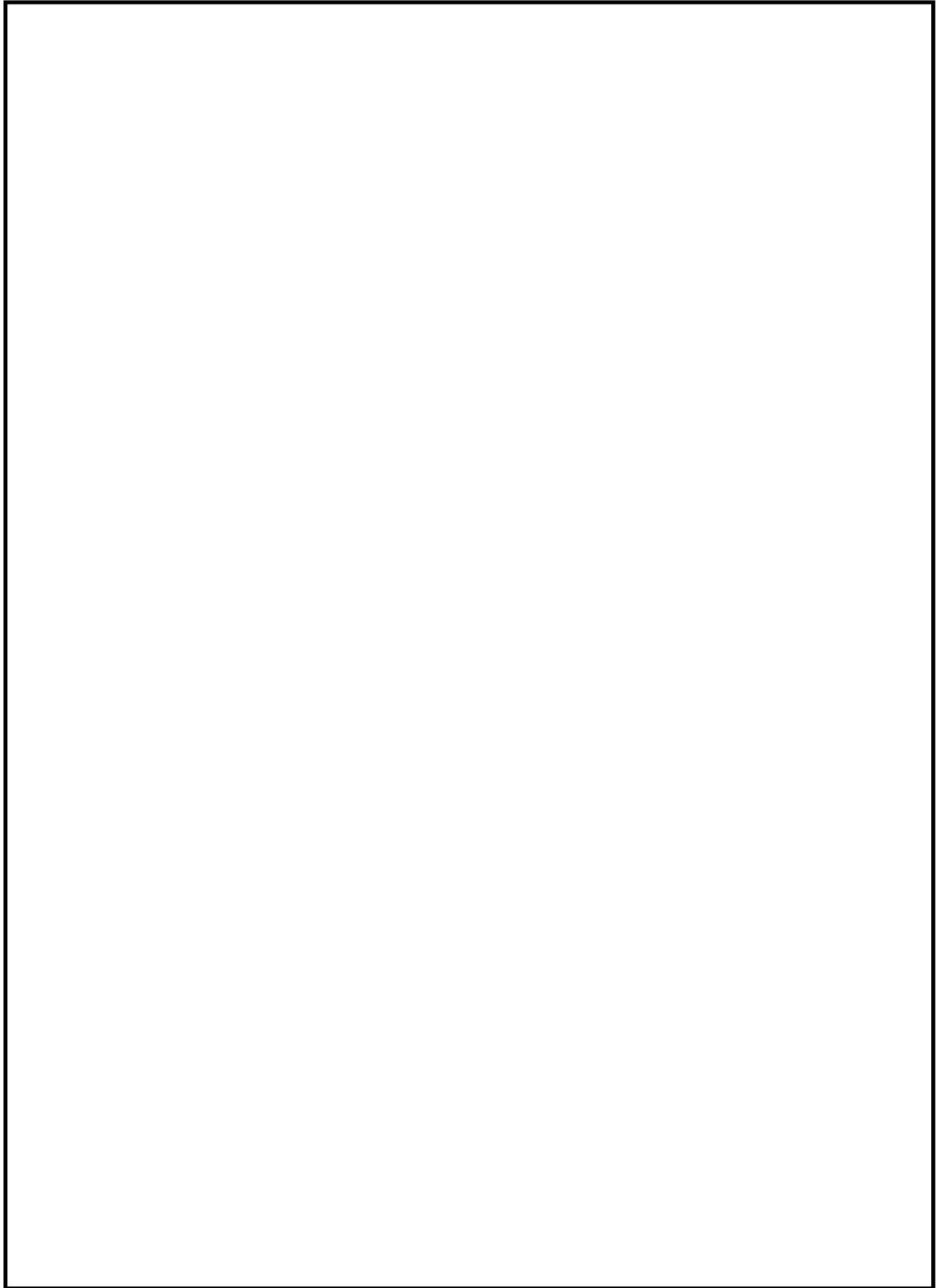


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/7)

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。

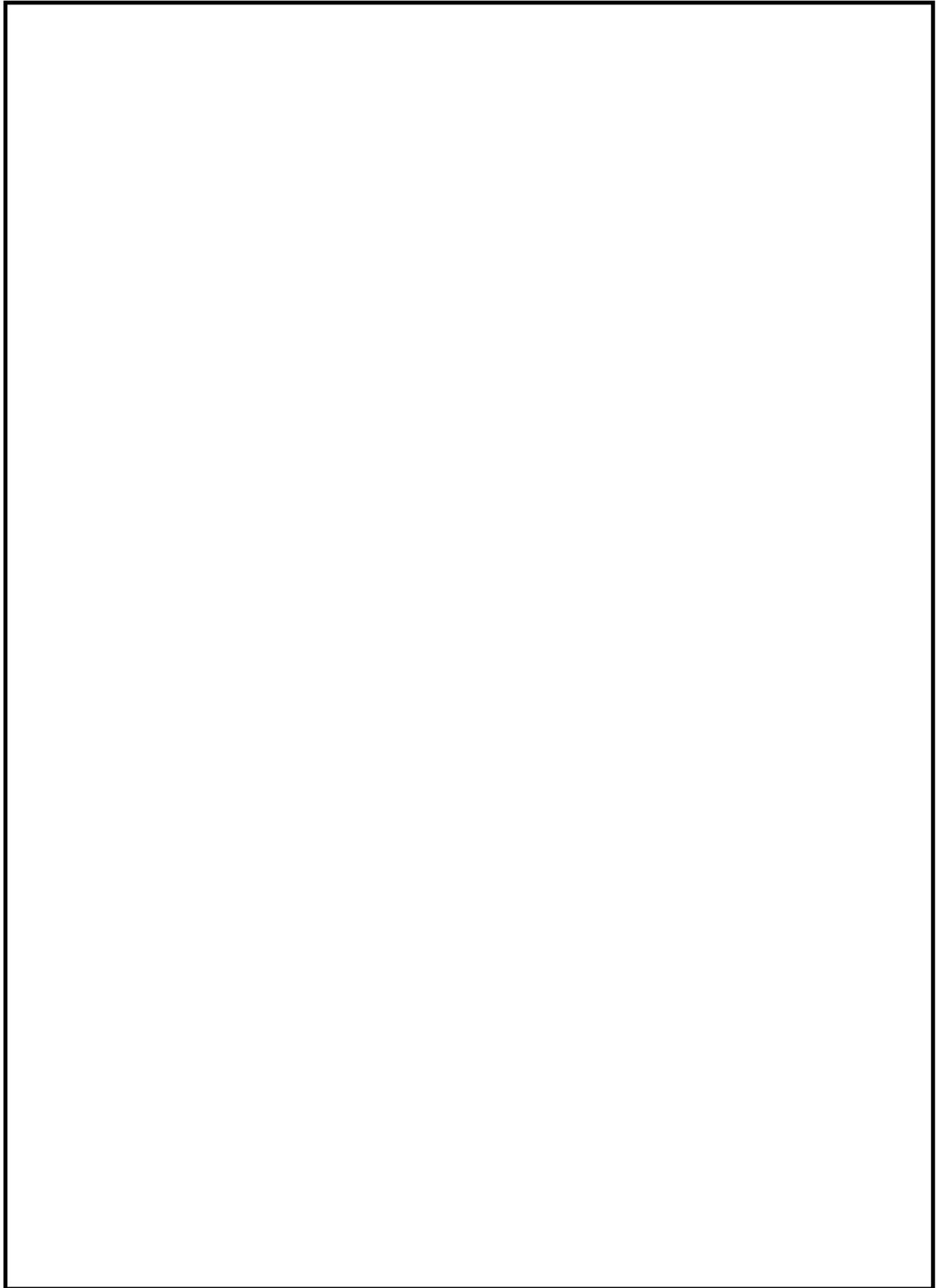


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/7)

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。

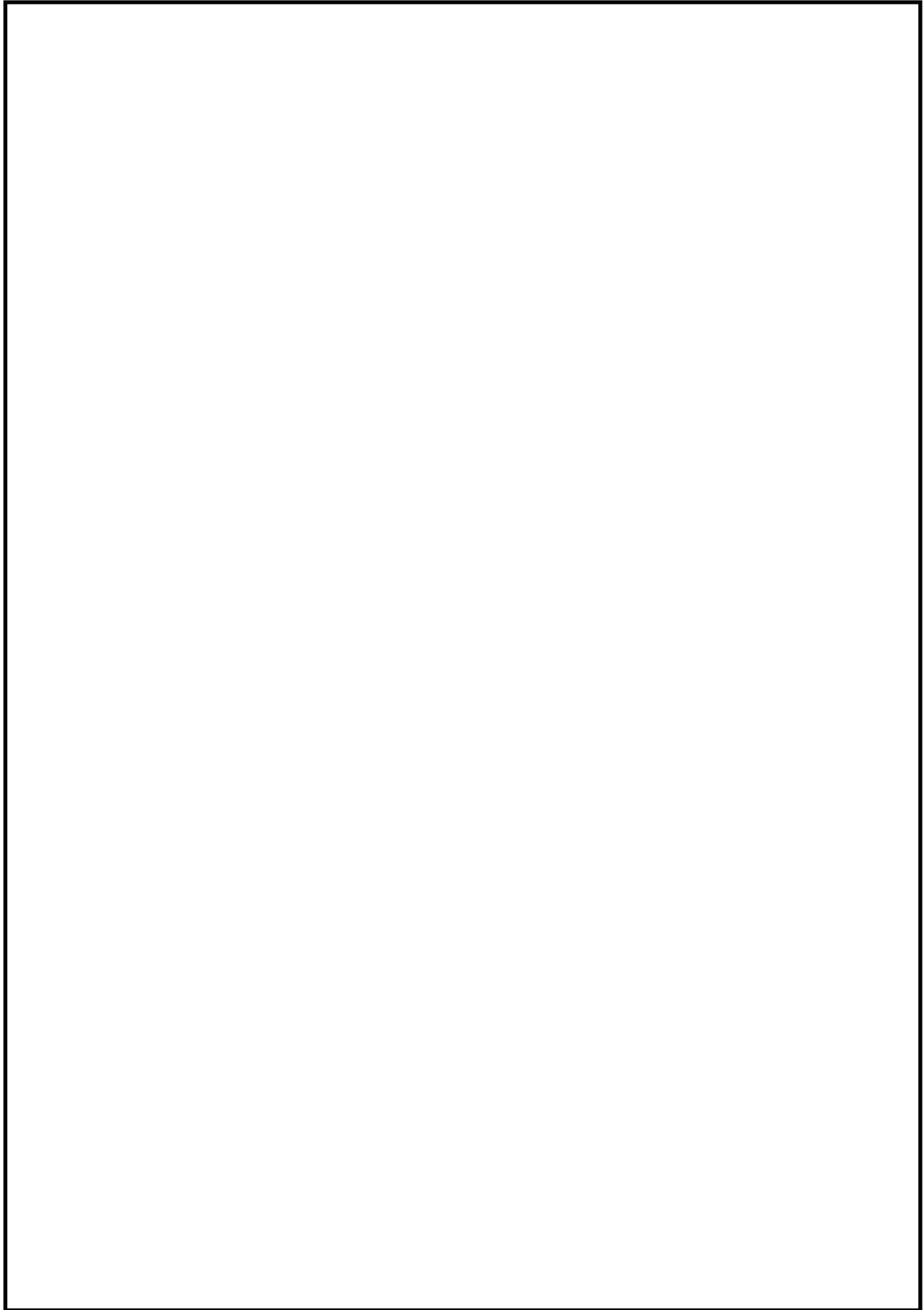


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (6/7)

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。

補足 103-31

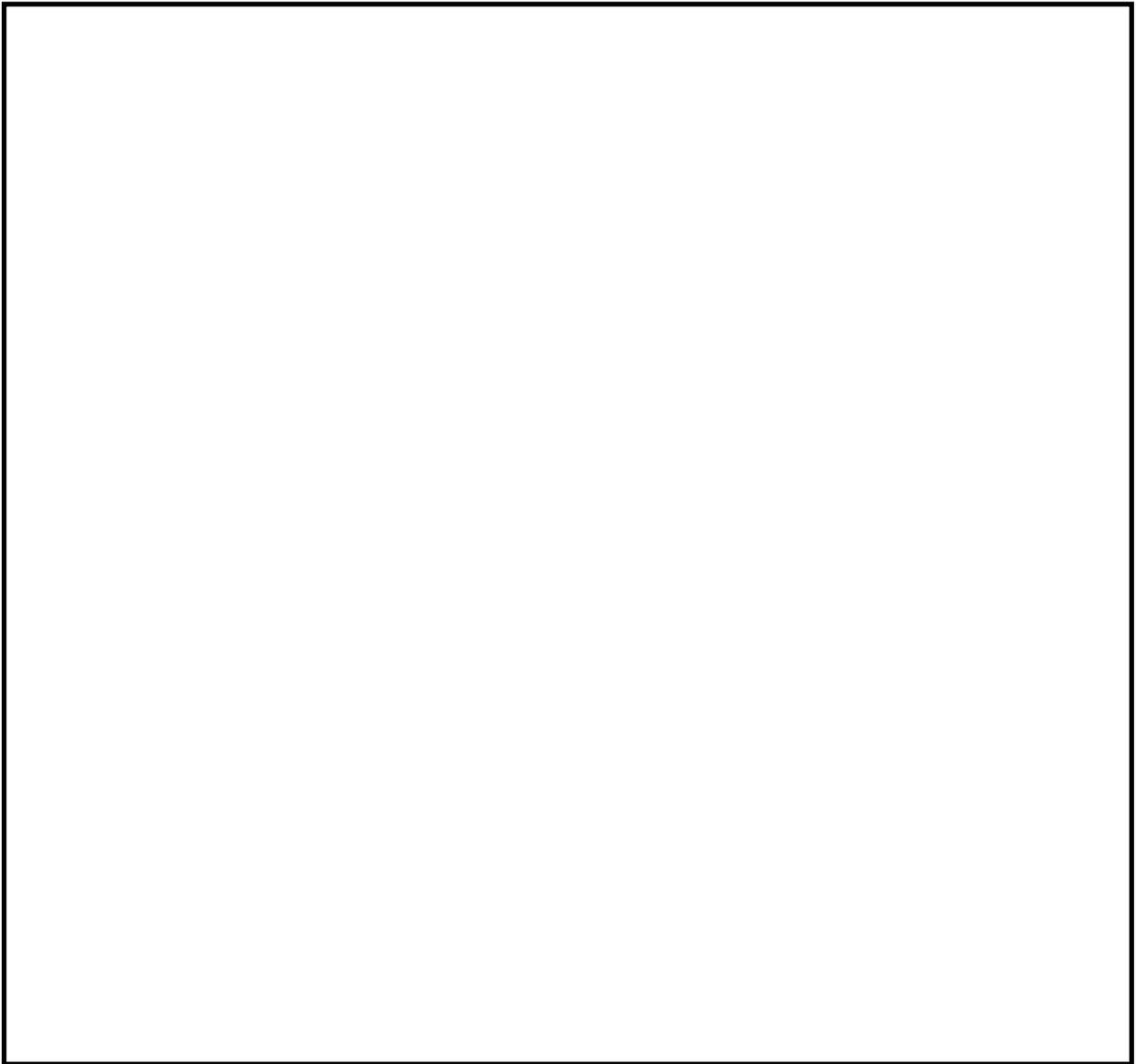


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (7/7)

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。