

## 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 30 年 2 月

東北電力株式会社

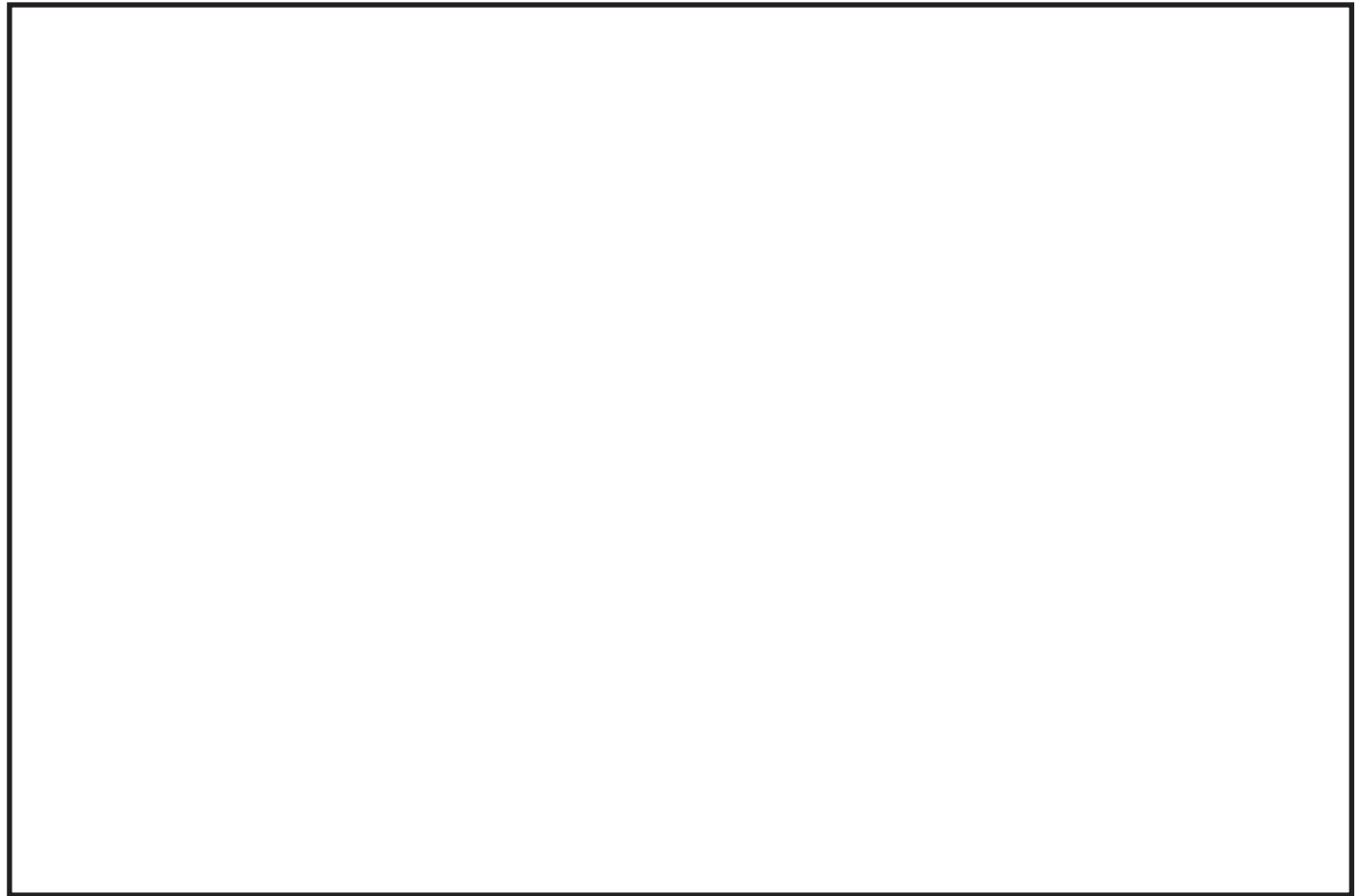
## 目次

- 1 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
- 2 原子炉水位及びインターロックの概要
- 3 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
- 4 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
- 5 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
- 6 運転手順書における各種制限曲線
- 7 低圧代替注水系（可搬型）緊急送水ポンプ準備の作業成立性について
- 8 原子炉低圧時における原子炉隔離時冷却系の注水特性による評価
- 9 逃がし安全弁に不確かさを考慮した場合の評価結果について
- 10 原子炉満水操作の概要について
- 11 T B P 感度解析ケースにおける燃料被覆管破裂の有無について
- 12 女川 2 号炉のプラントの特徴について
- 13 燃料プールの状態監視について
- 14 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
- 15 使用済燃料プールゲートについて
- 16 想定事故 1 及び想定事故 2 停止日数の設定について
- 17 燃料プール冷却浄化系の耐震設計クラスと破断想定箇所について
- 18 想定事故 1 及び想定事故 2 貯蔵燃料及び炉内燃料の燃焼度設定について
- 19 使用済燃料プールの初期水温について
- 20 注水用ヘッダ操作に係る中央制御室との連携の成立性
- 21 運転停止中における通常時のプラント監視について
- 22 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 原子炉水温の最確条件について
- 23 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 停止時間の設定について
- 24 志賀 1 号臨界事象に対する女川での対策について
- 25 反応度の誤投入における引き抜き対象制御棒について
- 26 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスの抽出過程及びその関係について
- 27 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉水温の最確条件について
- 28 原子炉冷却材温度と残留熱除去系除熱量の関係について
- 29 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉未開放時の流出による原子炉水位の推移について
- 30 プラント状態の分類の考え方について

- 31 追加放出される物質及び気体廃棄物処理系について
- 32 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
- 33 原子炉開放の詳細工程
- 34 原子炉水温と原子炉圧力容器温度の相関について
- 35 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替について
- 36 「制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率
- 37 運転停止中原子炉における崩壊熱の導出式について
- 38 鉄と水の遮蔽厚さについて
- 39 反応度の誤投入における原子炉出力範囲
- 40 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失時の冷却材中に含まれるハロゲンによる線量評価について
- 41 圧力抑制室水位によるLOCA事象の検知について

下線部：本日提示資料

## 2. 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	その他
レベル8 (L <sub>8</sub> )	約 14.6m	原子炉隔離時冷却系トリップ 高圧炉心スプレイ系注入隔離弁閉	警報発生 <sup>*1</sup>
レベル7 (L <sub>7</sub> )	約 14.2m	-	警報発生 <sup>*1</sup>
レベル4 (L <sub>4</sub> )	約 14.0m	-	警報発生 <sup>*1</sup>
レベル3 (L <sub>3</sub> )	約 13.4m	原子炉スクラム	警報発生 <sup>*1</sup>
レベル2 (L <sub>2</sub> )	約 12.2m	主蒸気隔離弁閉 原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 原子炉再循環ポンプトリップ	警報発生 <sup>*2</sup>
レベル1 (L <sub>1</sub> )	約 9.5m	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動	警報発生 <sup>*2</sup>
TAF	約 9.0m	(有効燃料棒頂部)	-
レベル0 (L <sub>0</sub> )	約 7.8m	-	-
BAF	約 5.3m	(有効燃料棒底部)	-

\*1：狭帯域で計測

\*2：広帯域で計測

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

## 21. 運転停止中における通常時のプラント監視について

運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を表1に示す。

- ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスにおける運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の停止確認
- ・「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスにおける原子炉冷却材の流出の確認

表1 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要

項目	監視対象 <sup>※1</sup> (下線：重大事故等対処設備)	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 <sup>※2</sup> 確認
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)の 運転状態	残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認  現場状態確認	1回/時間  現場パトロール時 (1回/日)	・系統故障警報の発生時 (ポンプトリップ, ポンプ過負荷/地絡)
原子炉水温	・ <u>原子炉圧力容器温度</u> ・RHR 熱交換器入口温度 ・CUW 再生熱交換器入口温度 ・原子炉再循環ポンプ入口温度	パラメータ確認	1回/時間	
原子炉水位	・ <u>原子炉水位 (広帯域)</u> ・原子炉水位 (狭帯域, 停止域, 定検時水張り用)	パラメータ確認  現場状態確認	1回/時間  現場パトロール時 (1回/日)	・水位高の警報消灯時 (原子炉水位 (狭帯域)) ・水位低の警報発生時 (原子炉水位 (広帯域, 狭帯域))
圧力抑制室水位	・ <u>圧力抑制室水位</u>	パラメータ確認	1回/時間	・水位高の警報発生時 (圧力抑制室水位)

※1 施設定期検査中において点検により監視できない期間がある

※2 施設定期検査中において点検により警報を発報しない期間がある

## 22. 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 原子炉水温の最確条件について

運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失では、初期条件の原子炉水温の最確条件を 33℃～43℃と設定している。

原子炉水温の最確条件の設定は、表 1 に示す POS-A (プラント停止操作実施時の復水器真空破壊から 24 時間経過後から原子炉ウェル満水まで) における原子炉水温の実績を踏まえて設定したものである。

表 1 女川 2 号炉 POS-A における原子炉水温 (実績)

施設定期検査	最低水温	最高水温
第 9 回施設定期検査	約 33.6℃	約 41.8℃
第 10 回施設定期検査	約 33.1℃	約 42.6℃
第 11 回施設定期検査	約 33.9℃	約 41.8℃

以 上

## 23. 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 停止時間の設定について

運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失では、感度解析として、プラント停止時を復水器真空破壊からと考え、全制御棒全挿入完了から7時間後の崩壊熱によって、原子炉注水までの時間余裕の評価を行っている。

全制御棒全挿入完了から復水器真空破壊までの時間の設定は、表1に示す実績に余裕を見込んで、7時間と設定したものである。

表1 女川2号炉 全制御棒全挿入から復水器真空破壊までの時間（実績）

施設定期検査	全制御棒全挿入完了から復水器真空破壊までの時間
第9回施設定期検査	約23.8時間※
第10回施設定期検査	約10.5時間
第11回施設定期検査	約9.8時間

※ 気体廃棄物処理系の気体流量増加の原因についての調査・点検による

以上

## 24. 志賀1号臨界事象に対する女川での対策について

平成11年志賀原子力発電所1号炉 想定外の制御棒の引き抜けによる臨界事象を踏まえ、以下の運用上の対策及び設備対策が実施されている。

### 【対策】

#### ①HCU隔離時にはリターン運転とする

制御棒駆動水圧系の系統構成を通常状態のまま HCU の隔離を行った場合、制御棒駆動機構に想定外の圧力がかかり、制御棒が誤動作する可能性がある。この制御棒の誤動作を防止するために、HCU 隔離前には制御棒駆動水圧系の供給水を給水系へ戻す（リターン運転）運用としている。（図1及び図2参照）

#### ②「制御棒冷却水原子炉間差圧 高高」が発生した場合にCRDポンプを停止するインターロックを設置

CRDポンプ運転中にCUW戻り配管入り口弁等の誤閉等により、系統の圧力が上昇し、制御棒駆動機構に想定外の圧力が掛かり、制御棒が引き抜かれることを防ぐため、「制御棒冷却水原子炉間差圧 高高」が発生した場合にCRDポンプを停止するインターロックを設置している。



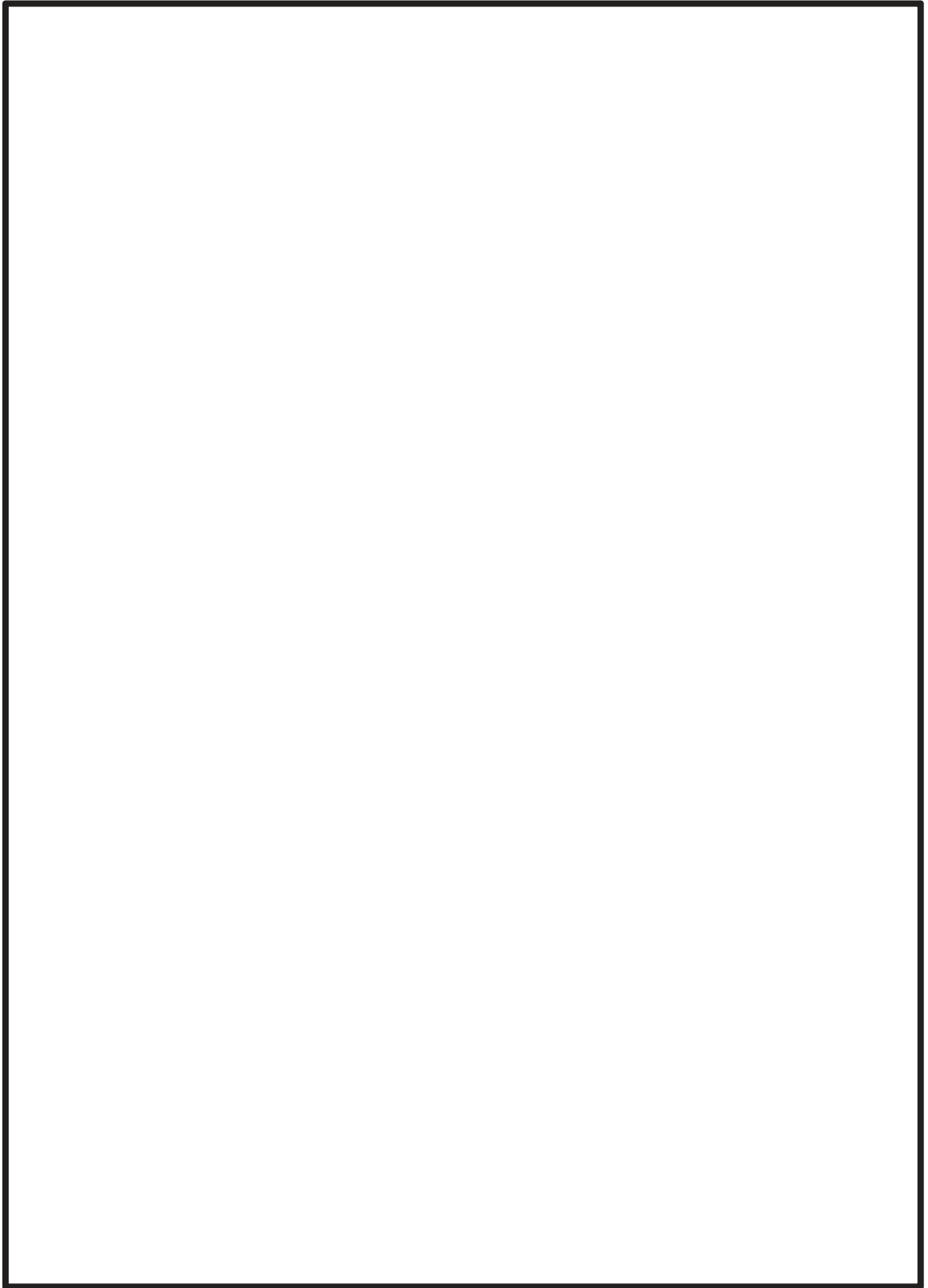


図1 HCU隔離手順（1／2）

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

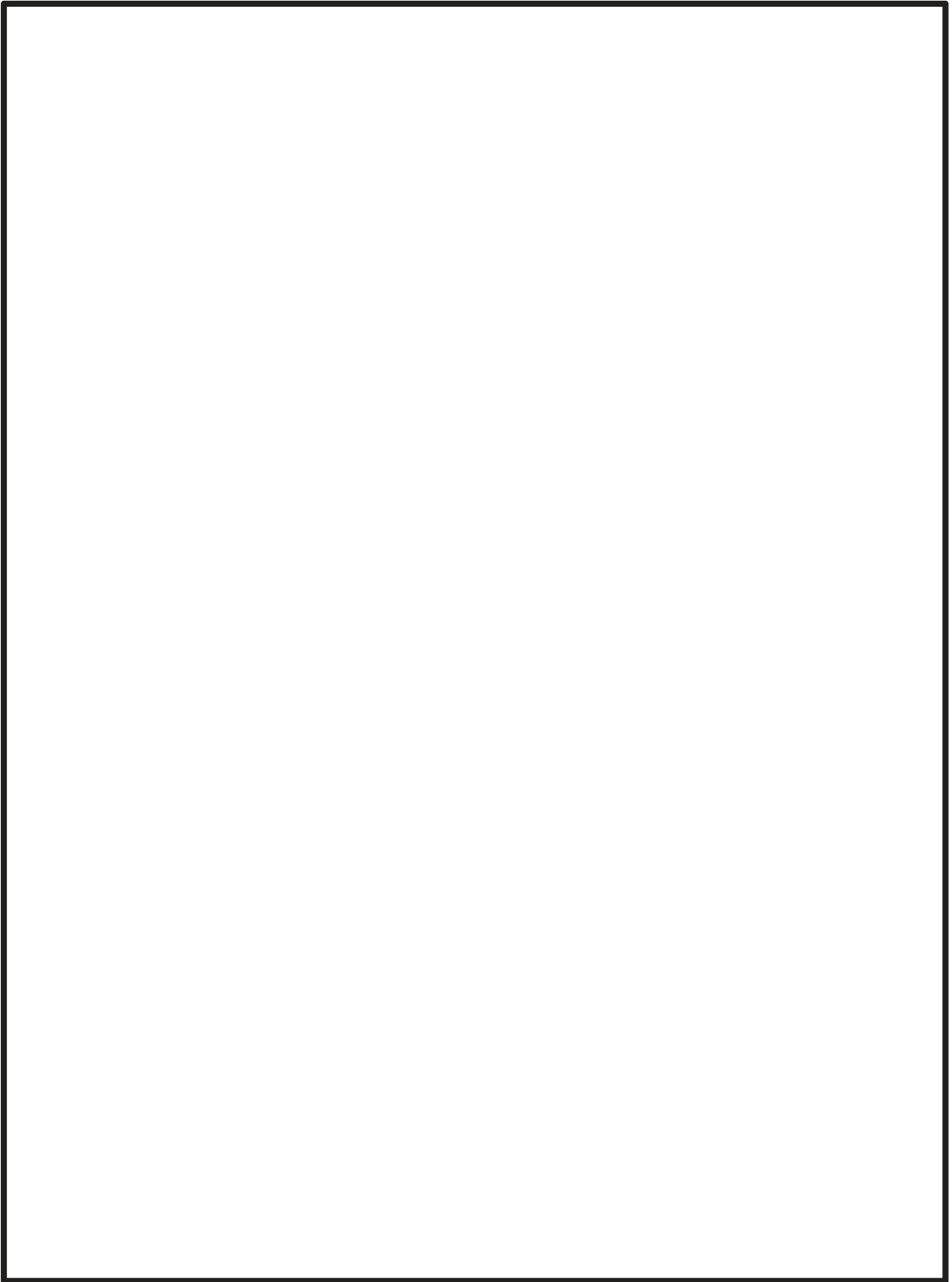


図1 HCU隔離手順（2／2）

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 24-3

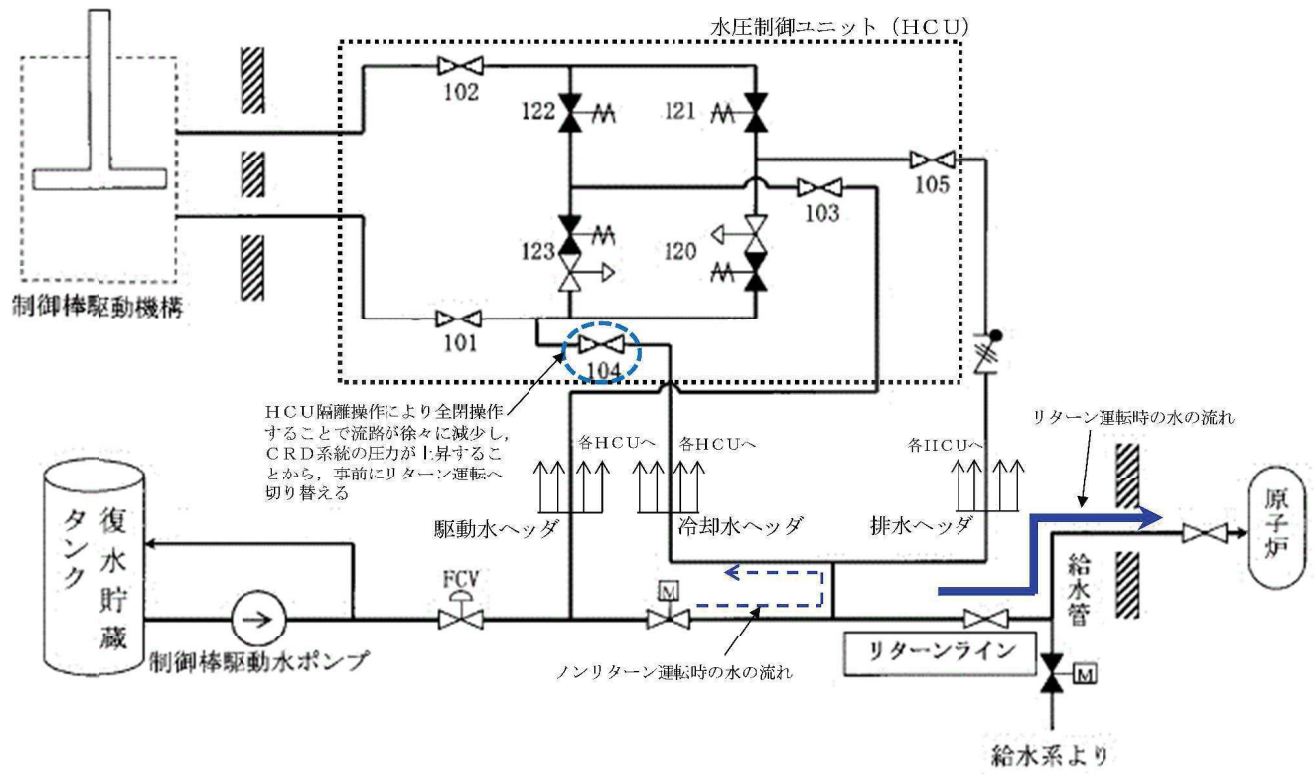


図2 CRDリターン運転概略図

## 25. 反応度の誤投入における引き抜き対象制御棒について

反応度の誤投入では、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る事象を想定している。

評価においては、事象を厳しく評価するため、1本目の制御棒が全引き抜きされた時点で実効増倍率が1.0であるとし、引き抜かれる制御棒の組合せは、実効増倍率が最も大きくなる制御棒の組み合わせとしている。

図1に、許認可解析で用いている三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより評価した制御棒1本引き抜き時における制御棒価値を示す。図1に示すとおり、最大価値制御棒（以下「最大価値CR」という。）の隣接制御棒の価値と、有効性評価で1本目に全引き抜きされていると想定した制御棒（以下「有効性評価CR」という。）の隣接制御棒の価値は異なる値となる。



図1 制御棒価値マップ（全制御棒全挿入から制御棒1本引き抜き時）

図2に1本目に全引き抜きされる制御棒を最大価値CRとした場合における制御棒2本目引き抜き時の制御棒価値を、図3に有効性評価CRとした場合における制御棒2本目引き抜き時の制御棒価値を示す。制御棒価値は、許認可解析で用いている三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより評価した値である。

図2に示すとおり、1本目に全引き抜きされる制御棒を最大価値CRとした場合における誤引き抜き制御棒の価値は約0.7% $\Delta k$ であり、図3より、有効性評価CRとした場合における誤引き抜き制御棒の価値は約1.9% $\Delta k$ となる。制御棒価値の違いにより、1本目引き抜き時の制御棒を有効性評価CRとした方が、制御棒の誤引き抜き時における投入反応度は大きくなり、評価結果は厳しくなる（表1参照）。

このため、反応度の誤投入の評価においては、事象を厳しく評価するため、1本目に全引き抜きする制御棒が最大価値制御棒でない制御棒の組合せにて評価を実施している。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 25-1

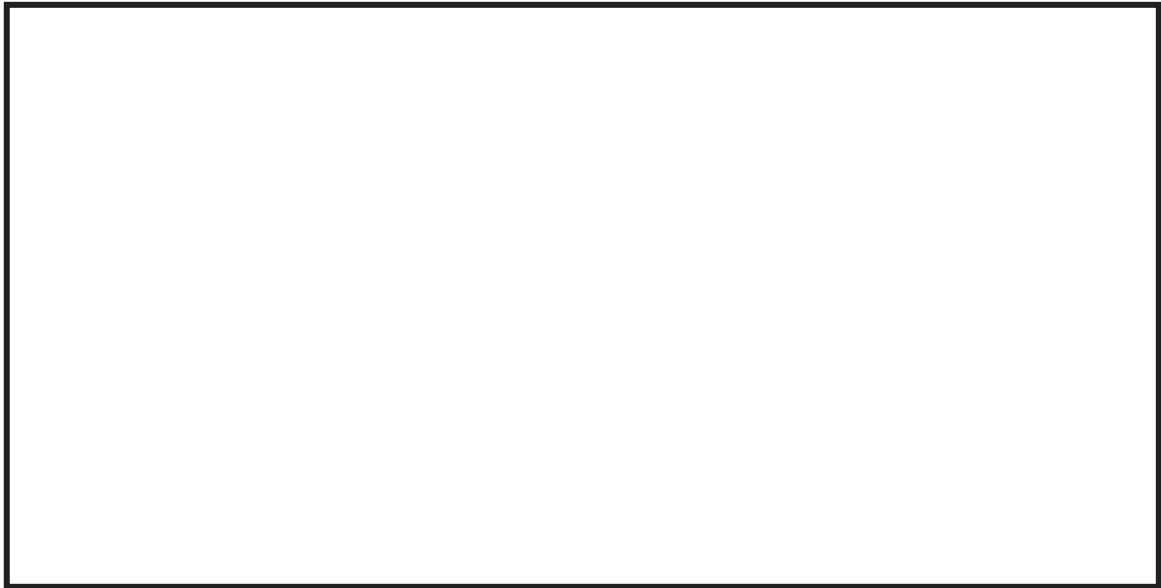


図2 制御棒価値マップ（1本目引き抜き制御棒を最大価CRとした場合）

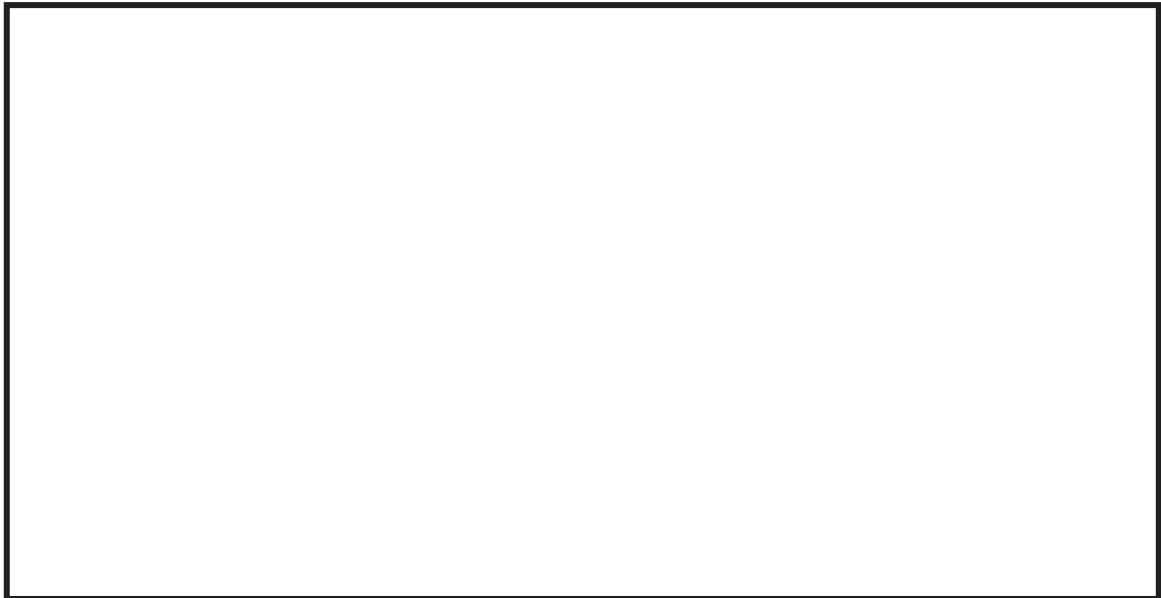


図3 制御棒価値マップ（1本目引き抜き制御棒を有効性評価CRとした場合）

表1 評価結果

解析ケース	投入反応度 最大値 (ドル)	燃料エンタルピの 最大値 (kJ/kgUO <sub>2</sub> )	燃料エンタルピの 増分の最大値 (kJ/kgUO <sub>2</sub> )
1本目に最大価値制御棒を全引き抜き	約0.90	約9	約1
有効性評価	約1.14	約37	約29

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 25-2

## 26. 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスの抽出過程及びその関係について

運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスとしては、①「残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失」と②「外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を抽出している。この2シーケンスの抽出過程及び関係並びに外部電源喪失とRHR機能喪失の関係を以下に示す。

### 1. 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスの抽出過程

運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失を含む「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」における重要事故シーケンスの選定は、停止時PRAの結果から抽出される事故シーケンスグループと規則解釈 4-1(a)の事故シーケンスグループ（必ず想定する事故シーケンスグループ）から、事故シーケンス毎に審査ガイドに従い抽出している。

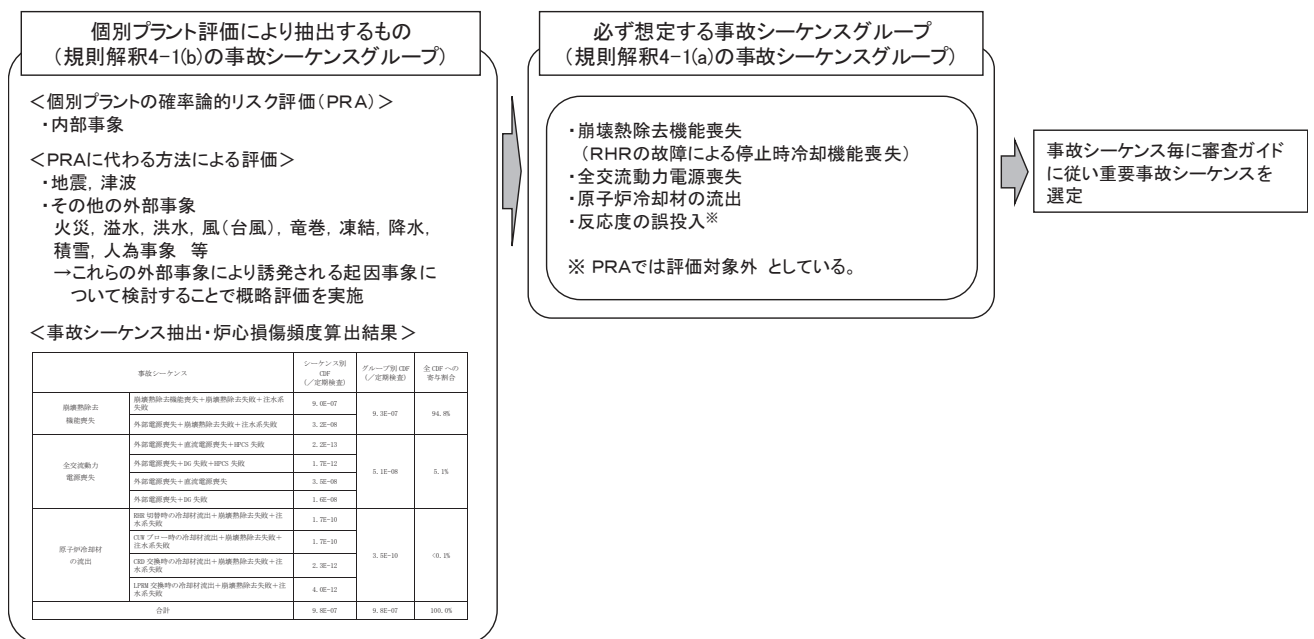


図1 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスについては、起因事象の違いから、崩壊熱除去機能喪失を起因とする①「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」と外部電源喪失を起因とする②「外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を抽出している。

## 2. ①と②の事故シーケンスにおける外部電源喪失と残留熱除去系機能喪失の関係

①と②の事故シーケンスでは起因事象が異なるため、起因事象発生後の対応が異なり、図に示すようにイベントツリーが異なる。以下に①及び②のイベントツリーの内容について示す。

①の事故シーケンスにおいては、運転中の RHR フロントライン系または RHR サポート系が機能喪失する場合を起因事象とし、起因事象において機能喪失していないもう 1 系統の残留熱除去系による崩壊熱除去及び注水に失敗する場合、「崩壊熱除去機能喪失」により炉心損傷に至る。外部電源については、残留熱除去系のサポート系として考慮している。

②の事故シーケンスにおいては、起因事象として外部電源喪失事象が発生するため、崩壊熱除去の動力用電源が喪失するため、非常用電源の確保が必要となる。直流電源と交流電源の確保に成功した後の展開は、RHR フロントライン・サポート系機能喪失のイベントツリーと同じとなる。残留熱除去系による崩壊熱除去・炉心冷却のサポート系としては、外部電源は既に喪失しているため、考慮されていない。

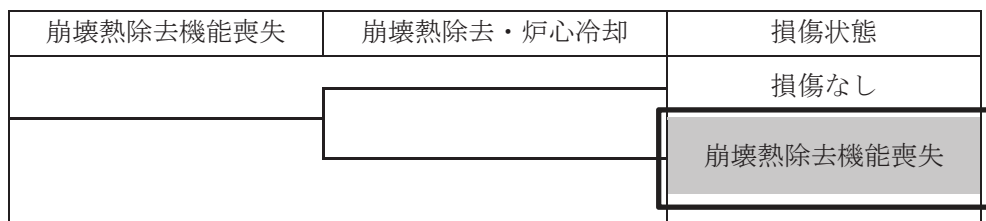


図2 RHR フロントライン・サポート系機能喪失のイベントツリー

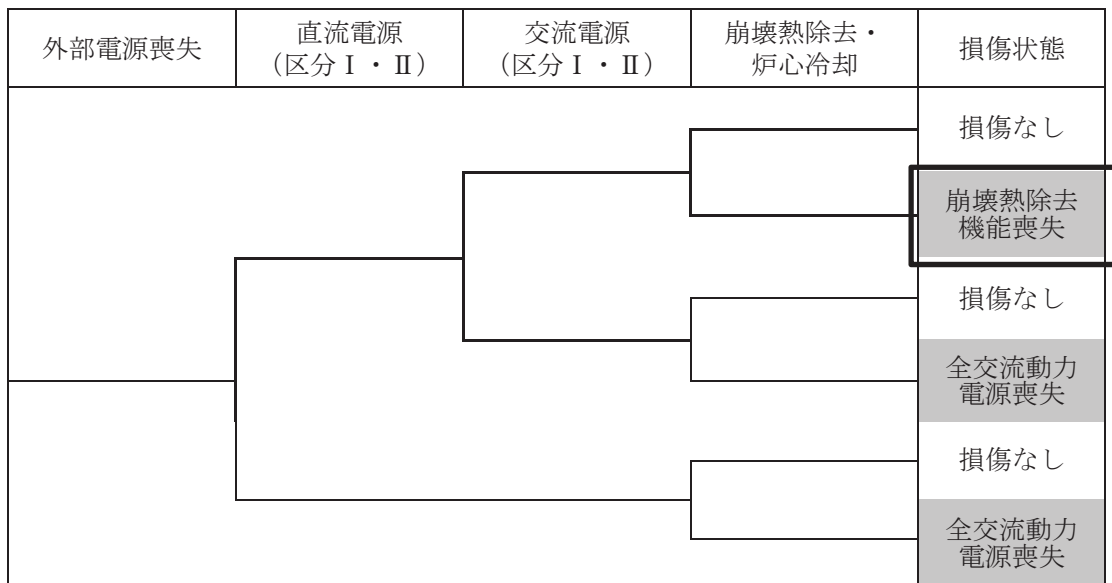


図3 外部電源喪失のイベントツリー

## 27. 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉水温の最確条件について

運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出では、初期条件の原子炉水温の最確条件を 22℃～41℃と設定している。

原子炉水温の最確条件の設定は、表 1 に示す P O S - B (原子炉ウェル満水から原子炉ウェル水抜き開始) における原子炉水温の実績を踏まえて設定したものである。

表 1 女川 2 号炉 P O S - B における原子炉水温 (実績)

施設定期検査	最低水温	最高水温
第 9 回施設定期検査	約 22.1℃	約 36.4℃
第 10 回施設定期検査	約 23.4℃	約 38.9℃
第 11 回施設定期検査	約 31.7℃	約 40.6℃

以 上



## 28. 原子炉冷却材温度と残留熱除去系除熱量の関係について

### 1. 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）を用いた残留熱除去系による除熱

運転停止中の原子炉における崩壊熱除去機能喪失においては、事象発生約1時間後に原子炉冷却材温度は100℃に到達し、事象発生2時間後に残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を開始し、その後原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を開始する。

運転停止中の原子炉における崩壊熱除去機能喪失においては、初期条件として燃料の崩壊熱を約14MWとしているのに対し、重大事故等対策に関連する機器条件として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で、熱交換器1基あたり約8.8MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度26℃において）を設定している。

以下に、原子炉冷却材温度と原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）を用いた残留熱除去系除熱量の関係を示す。

#### (1) 除熱量の算出方法

熱交換器において、管側、胴側の流量を一定とする場合には、除熱量と管側、胴側の入口温度差が概ね比例関係となる。このため除熱量は、以下の式を用いて簡易的に算出することができる。

$$Q=K \times (T1-t1)$$

Q : 除熱量[W]

K : 係数[W/℃]

T1 : 管側入口温度[℃]（原子炉冷却材温度）

t1 : 胴側入口温度[℃]（原子炉補機冷却水系による冷却水供給温度）

ここで、Kは管側入口温度52℃、胴側入口温度31℃（海水温度26℃における設計値）における除熱量を約8.8MWと設定した値を用いることとする。

## (2) 原子炉冷却材温度と残留熱除去系除熱量の関係

原子炉冷却材温度と原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）を用いた残留熱除去系除熱量の関係を図1に示す。

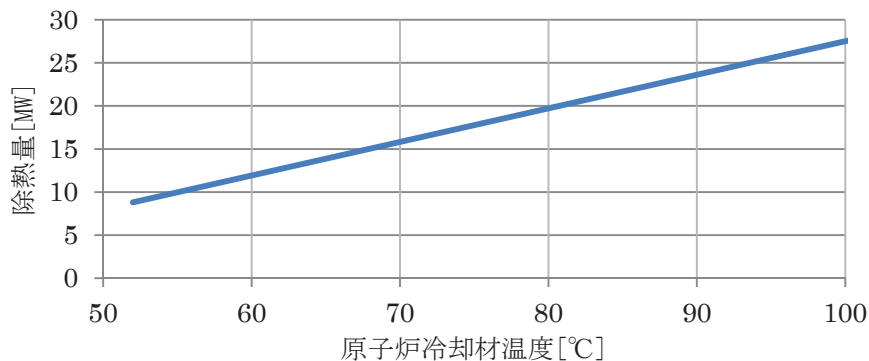


図1 原子炉冷却材温度と原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）を用いた残留熱除去系除熱量の関係

運転停止中の原子炉における崩壊熱除去機能喪失において、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去を開始する時点では、原子炉冷却材温度は100°Cに到達しており、その際の残留熱除去系の除熱量は約27MWであり、初期条件である燃料の崩壊熱約14MWを上回るため、原子炉冷却材温度は低下する。

## 2. 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

運転停止中の原子炉における全交流動力電源喪失においては、事象発生約1時間後に原子炉冷却材温度は100°Cに到達し、事象発生2時間後に低圧代替注水系（常設）による注水を開始し、その後原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を開始する。

運転停止中の原子炉における全交流動力電源喪失においては、初期条件として燃料の崩壊熱を約14MWとしているのに対し、重大事故等対策に関連する機器条件として、原子炉補機代替冷却水系の残留熱除去系における伝熱容量約16MW（原子炉冷却材温度154°C、海水温度26°Cにおいて）を設定している。

以下に、原子炉冷却材温度と原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系除熱量の関係を示す。

### (1) 除熱量の算出方法

熱交換器において、管側、胴側の流量を一定とする場合には、除熱量と管側、胴側の入口温度差が概ね比例関係となる。このため除熱量は、以下の式を用いて簡易的に算出することができる。

$$Q=K \times (T1-t1)$$

Q : 除熱量[W]

K : 係数[W/°C]

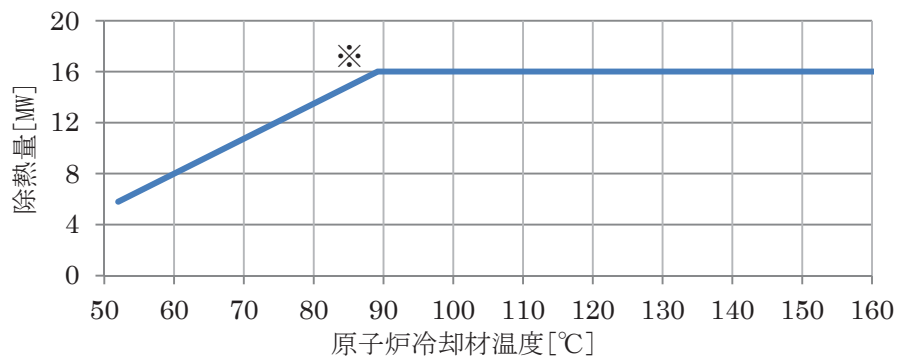
T1 : 管側入口温度[°C] (原子炉冷却材温度)

t1 : 胴側入口温度[°C] (原子炉補機代替冷却水系による冷却水供給温度)

ここで、K は管側入口温度 52°C，胴側入口温度 30°C (海水温度 26°Cにおける設計値) における除熱量を約 5.8MW と設定した値を用いることとする。

## (2) 原子炉冷却材温度と残留熱除去系除熱量の関係

原子炉冷却材温度と原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系除熱量の関係を図 2 に示す。



※原子炉補機代替冷却水系の最高使用温度を考慮し，残留熱除去系の熱交換器への通水流量を調整

図 2 原子炉冷却材温度と原子炉補機代替冷却水系を用いた  
残留熱除去系除熱量の関係

運転停止中の原子炉における全交流動力電源喪失において，原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去を開始する時点では，原子炉冷却材温度は 100°C に到達しており，その際の残留熱除去系の除熱量は約 16MW であり，初期条件である燃料の崩壊熱約 14MW を上回るため，原子炉冷却材温度は低下する。

## 29. 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉未開放時の流出による原子炉水位の推移について

### 1. インターロックに期待する場合

原子炉圧力容器が未開放時（原子炉水位が通常運転水位）に，原子炉冷却材の流出による原子炉水位の低下が生じた場合，原子炉水位（L-4）における警報が発生することで事象が認知できると考えられるが，これを考慮せず，原子炉水位（L-3）におけるインターロック動作によるRHR停止時冷却吸込第一，第二隔離弁自動閉で原子炉冷却材の流出が停止した場合の原子炉水位の推移について評価した。評価条件を表1に示す。

水位の到達時間及び水位計による警報，緩和設備の起動のタイミングを表2に示す。必要な遮蔽（10mSv/h）が維持できる水位に到達するまでの時間は約3.53時間であり，本重要事故シーケンスでは原子炉注水を事象発生2時間後に実施することから，必要な遮蔽（10mSv/h）が維持できる水位（TAF+約2.0 m）に到達する前に原子炉注水操作を行うことができる。

表1 評価条件（インターロックに期待する場合）

項目	条件
原子炉初期水位	通常運転水位
原子炉初期水温	52℃
崩壊熱	14MW
冷却材流出流量	100m <sup>3</sup> /h
インターロック	原子炉水位（L-3）による 隔離を期待する
注水開始時間	事象発生2時間後

表2 水位の到達時間及び水位計による警報，緩和設備の起動のタイミング

到達時間(h)	原子炉水位	警報の有無	主なインターロック等
約0.03	L-4	有	なし
約0.15	L-3	有	RHR停止時冷却吸込 第一，第二隔離弁自動閉
約2.36	L-2	有	高圧炉心スプレイ系自動起動
約3.53	TAF+約2.0m	無	なし
約5.06	L-1	有	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動

## 2. インターロックに期待しない場合

原子炉圧力容器が未開放時（原子炉水位が通常運転水位）に、仮に警報による認知及びインターロックによる隔離に期待しない場合、水位の低下が継続することとなる。ここでは、その後の原子炉注水の開始時間による原子炉水位への影響について評価した。

### (1) 事象発生1時間後に事象を認知した場合の評価

事象発生1時間後に事象を認知し、1時間5分（約1.08時間）後に原子炉注水を開始した場合の評価を表3の条件で実施した。必要な遮蔽（10mSv/h）が維持できる水位（TAF+約2.0m）に到達する時間は、事象発生約0.73時間後となるが、事象発生1時間5分（約1.08時間）後に原子炉注水を開始することにより、TAFに到達する前に原子炉水位が回復する。（表4参照）

表3 評価条件

（事象発生約1.08時間後に原子炉注水を開始する場合）

項目	条件
原子炉初期水位	通常運転水位
原子炉初期水温	52℃
崩壊熱	14MW
冷却材流出流量	100m <sup>3</sup> /h
注水流量	1136m <sup>3</sup> /h
インターロック	全て期待しない
注水開始時間	事象発生約1.08時間後

表4 水位到達時間

（事象発生約1.08時間後に原子炉注水を開始する場合）

到達時間(h)	原子炉水位
約0.73	TAF+約2.0m
約1.08	TAF+約0.3m
約1.14	TAF

(2) RHR ポンプ起動操作後の確認項目を追加した場合の評価

現状の有効性評価では、運転員による 1 時間に 1 回の中央制御室監視において LOCA を検知することとしている。

RHR 切替え操作時には、LOCA の発生を防止するために残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁の全閉操作及び自動開インターロックの除外措置並びに残留熱除去系ポンプ起動操作後の速やかな流量上昇操作及び原子炉水位の監視を手順書に定めていることから LOCA 発生の可能性は極めて小さいと考えているが、仮に LOCA が発生した場合の早期検知の重要性に鑑み、今後は以下の事項を手順に定め、事象の早期検知に努めることとする。

- ・ RHR ポンプ起動操作後、残留熱除去系ミニマムフロー弁の全閉確認を追加
- ・ RHR ポンプ起動操作時の原子炉水位確認に加え、ポンプ起動以降、10 分毎に 30 分後までの原子炉水位及び圧力抑制室水位の確認を追加

事象の認知については、RHR 切替えに伴う RHR ポンプ起動後の 10 分毎の圧力抑制室水位の確認により行う。原子炉冷却材の流出による圧力抑制室水位の上昇速度を考慮しても事象発生を検知可能<sup>※</sup>な時間として、事象発生 20 分後（2 回目のパラメータ確認）を設定した。その後、状況判断及び注水操作時間（約 10 分）を加えた事象発生 30 分後に注水が可能となることから、事象発生 30 分(0.50 時間)後に原子炉への注水を開始した場合の原子炉水位の推移を確認した。原子炉への注水開始時間以外の条件は 2. (1) と同じとし、インターロックによる隔離に期待しないものとする。評価の条件を表 5、水位到達時間の評価結果を表 6 に示す。

事象発生 0.5 時間後に原子炉注水を開始することにより、事象を通じての原子炉の最低水位は、必要な遮蔽 (10mSv/h) が維持できる水位 (TAF+約 2.0m) を上回る TAF+約 3.0m となることを確認した。

- ※ 本事象による圧力抑制室水位の上昇速度は約 0.09m/h であり、事象発生 10 分後で約 0.015m、事象発生 20 分後で約 0.03m の水位上昇となる。圧力抑制室水位記録計は 0.01m 単位での監視が可能であることから、事象発生 20 分後には検知可能である。

表 5 評価条件

(事象発生 0.50 時間後に原子炉注水を開始する場合)

項目	条件
原子炉初期水位	通常運転水位
原子炉初期水温	52℃
崩壊熱	14MW
冷却材流出流量	100m <sup>3</sup> /h
注水流量	1136m <sup>3</sup> /h
インターロック	全て期待しない
注水開始時間	事象発生 0.50 時間後

表 6 水位到達時間

(事象発生 0.50 時間後に原子炉注水を開始する場合)

到達時間(h)	原子炉水位
0.50	TAF+約 3.0m

### 30. プラント状態の分類の考え方について

女川2号炉において評価対象とする定期検査工程を図1に示す。以下に各POS分類の考え方について述べる。

#### a. 原子炉冷温停止への移行状態：POS-S

炉内で発生する崩壊熱は、プラント停止直後が最も大きく、以後は指数関数的に減少していくことから、プラント停止後1日を崩壊熱が大きい期間としてプラント状態を分類する際に考慮し、主復水器の真空破壊からRPV開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉冷温停止への移行状態(S)として分類する。

この期間において、補機冷却系および緩和設備の状態に変更はないため、POS-S内においてプラント状態の分類は不要とする。

#### b. PCV/RPV 開放への移行状態：POS-A

PCV/RPVの開放作業開始から原子炉ウエルの水張りまでの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内のインベントリー(水位)も運転中と大きく変わらないことから、この期間をPOS-Aとして分類する。

POS-Aの期間においては、期間の途中で補機冷却系および主要緩和設備が待機除外状態となるため、以下のとおり2つのプラント状態に分類する。

- POS-A1(2日間) 補機冷却系が2系統運転およびRHR-B(LPCI-B), LPCI-C, HPCSが待機状態の期間
- POS-A2(2日間) 補機冷却系が片系運転およびRHR-B(LPCI-B), LPCI-C, HPCSが待機除外状態の期間

#### c. 原子炉ウエル満水状態：POS-B

RPV開放完了からRPV閉鎖開始までの期間は、原子炉ウエルが満水の状態にある。この期間は、原子炉内のインベントリー(水位)が多く、崩壊熱を除去しているシステムが機能喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間のうちに上昇することはないという特徴があることから、この期間をPOS-Bとして分類する。

POS-Bの期間においては、角切替えに伴い使用可能な緩和設備の組み合わせが変化することから、以下のとおり2つのプラント状態に分類する。

- POS-B1(16日間) 角切替え前の期間
- POS-B2(5日間) 角切替え後の期間



d. PCV/RPV 閉鎖への移行状態：POS-C

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は、設備の保守点検は継続中であるが、原子炉内のインベントリー(水位)は運転中とほぼ同じであることから、この期間を POS-C として分類する。

POS-C の期間においては、補機冷却系が復帰する、および主要な緩和設備が待機除外状態から待機状態に復帰する PCV 漏えい試験前後において、以下のとおり 2 つのプラント状態に分類する。

- ・ POS-C1 (13 日間) 補機冷却系が片系運転および RHR-A(LPCI-A), LPCI-C, LPCS が待機除外状態の期間
- ・ POS-C2 (2 日間) 補機冷却系が 2 系統運転および RHR-A(LPCI-A), LPCI-C, LPCS が待機状態の期間

e. 起動準備状態：POS-D

PCV/RPV 閉鎖が終了後、プラントの再起動までに設備の機能確認などの起動準備が実施される。この期間中は、設備の保守点検が終了しており、タービン駆動の注水系を除き、緩和設備の多くが待機状態となっていることから、この期間を POS-D として分類する。

POS-D の期間において補機冷却系および緩和設備の状態に変更はないため、POS-D 内においてプラント状態の分類は不要とする。

以 上

累積日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
定期検査主要工程	原子炉開放					燃料移動	LPRM取替	CRD点検					燃料装荷					炉心確認、CRDベント機能試験					原子炉復旧					RPV漏洩試験	PCV復旧					PCV漏洩試験	起動前試験	系統構成											
代表水位	通常水位					原子炉ウエル満水																通常水位																									
崩壊熱除去	RHR-A	■																															■														
	RHR-B	■																		■																											
炉心注水	HPCS	■																																	■												
	LPCI-A	■																															■														
	LPCI-B	■																															■														
	LPCI-C	■																																	■												
	LPCS	■																																	■												
	MUWC (ポンプA)	■																															■														
	MUWC (ポンプB)	■																															■														
MUWC (ポンプC)	■																															■															
サポート系	RCW/RSW-A	■																															■														
	RCW/RSW-B	■																		■																											
	HPCW/HPSW	■																																	■												
	DG-A	■																															■														
	DG-B	■																		■																											
	DG (HPCS)	■																																	■												
緩和系	除熱系	RHR-A, B	RHR-A	RHR-A												RHR-B					RHR-B					RHR-A, B		RHR-A, B																			
	注水系	HPCS RHR-C LPCS MUWC-A, B, C	LPCS MUWC-A, B, C	MUWC-A, B, C												MUWC-B, C					MUWC-C					RHR-C LPCS MUWC-A, B, C		HPCS RHR-C LPCS MUWC-A, B, C																			
事象区分 (POS)	S	A1	A2	B1												B2					C1					C2		D																			
日数	1	2	2	16												5					13					2		6																			

■ : 運転中    ■ : 待機状態    □ : 待機除外状態

図 1 評価対象定期検査工程

### 31. 追加放出される物質及び気体廃棄物処理系について

原子炉停止後の減圧操作により炉圧が低下すると、設計上想定した欠陥を有する燃料棒のギャップからは希ガス及びイオン素が冷却材中に追加放出される。冷却材中に放出された希ガス及びイオン素は、主蒸気に移行して主復水器に運ばれ、蒸気式空気抽出器又は起動停止用空気抽出器から気体廃棄物処理系へ移る。気体廃棄物処理系に移行した希ガス及びイオン素は活性炭式ホールドアップ装置で十分に減衰させられ、高性能フィルタを通して排気筒から大気中に放出される。

気体廃棄物処理系系統概要図を図 1 に示す。

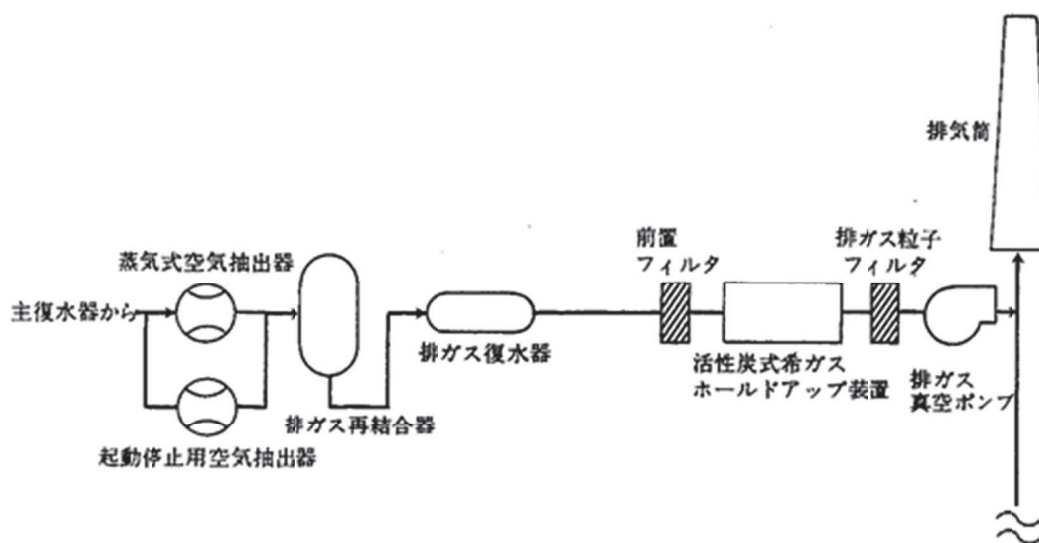


図 1 気体廃棄物処理系系統概要図

### 32. 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

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンスグループ	起回事象	燃料損傷防止対策				常設重大事故等対策設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		原子炉停止	炉心冷却	除熱	サポート系（電源等）		
崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障	—	<u>逃がし安全弁</u> （1個） ・炉圧上昇に伴い手動減圧を実施  <u>待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）</u> ・事象発生2時間後に注水開始	<u>待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）</u> ・注水による水位回復後の系統構成実施後、除熱開始	【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機等</u> ・外部電源なし  【水源（補給含む）】 <u>サブプレッションプール</u>	—	—
全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失	—	<u>逃がし安全弁</u> （1個） ・炉圧上昇に伴い手動減圧を実施  <u>低圧代替注水系（常設）</u> ・事象発生2時間後に注水開始	<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、原子炉補機代替冷却水系</u> ・事象発生24時間後に除熱開始	【電源】 <u>常設代替交流電源設備</u> ・外部電源なし ・事象発生20分後に常設代替交流電源設備から給電  【水源（補給含む）】 <u>復水貯蔵タンク</u> ・初期水量のみで対応可能	×	<燃料損傷防止> 燃料損傷回避のためには、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達する約6時間後までに注水する必要があるが、可搬型設備（大容量送水ポンプ（タイプI））は事象発生10時間後からの使用を想定しているため、可搬型設備では燃料損傷は防止できない
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時におけるミニマムフロー弁の開操作忘れ	—	<u>待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）</u> ・漏えい箇所の隔離を実施 ・事象発生2時間後に注水開始	<u>待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）</u> ・注水による水位回復後の系統構成実施後、除熱開始	【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機等</u> ・外部電源なし  【水源（補給含む）】 <u>サブプレッションプール</u>	—	—
反応度の誤投入	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引抜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連続的に引き抜かれる事象を想定	<u>原子炉周期短信号</u>	—	—	【電源】 <u>外部電源</u>  【水源（補給含む）】 —	—	—

○：可搬型設備に代替可能， ×：可搬型設備に代替不可， —：常設重大事故等対処設備に期待していない

### 33. 原子炉開放の詳細工程

原子炉圧力容器開放作業の流れについて以下に記載する。

当該作業は、停止時レベル 1 PRA における POS の分類<sup>1</sup>（図 1）のうち、原子炉冷温停止への移行状態（POS-S）、PCV/RPV 開放への移行状態（POS-A）において実施される。第 4 回定期点検において各作業を実施した POS を図 2 に整理する。

#### 1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

①原子炉圧力容器開放作業の開始前、コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図 2 中の 1、2、3）

原子炉を停止後、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは、原子炉は主蒸気系を介して、主復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後、復水器真空破壊を経て、主復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して、コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。

②原子炉圧力容器蓋取り外し（図 2 中の 4）

原子炉が冷温停止状態になった後、原子炉の水位を徐々に上昇させ、原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.2m 程度）。

③蒸気乾燥器取り外し（図 2 中の 5）

蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

④気水分離器取り外し（図 2 中の 6）

水位を徐々に上昇させながら、気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（気水分離器は水中移動）。

---

<sup>1</sup> プラント状態について、原子炉冷却材のインベントリー（水位）、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から分類

累積日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
POSの分類	S	A1	A2	B1																B2					C1													C2		D							
日数	1	2	2	16																5					13													2		6							
定期検査主要工程	原子炉開放			燃料移動	LPRM取替	CRD点検			燃料装荷			炉心確認、CRDベント機能試験					原子炉復旧			RPV漏洩試験	PCV復旧			PCV漏洩試験	起動前試験	系統構成																					
代表水位	通常水位			原子炉ウエル満水																							通常水位																				
崩壊熱	RHR-A	[黒色塗り]																																													
	RHR-B	[黒色塗り]																																													
炉心注水	RC1C	[灰色塗り]																																													
	HPCS	[灰色塗り]																																													
	LPCI-A	[灰色塗り]																																													
	LPCI-B	[灰色塗り]																																													
	LPCI-C	[灰色塗り]																																													
	LPCS	[灰色塗り]																																													
	MUWC (ポンプA)	[灰色塗り]																																													
	MUWC (ポンプB)	[灰色塗り]																																													
MUWC (ポンプC)	[灰色塗り]																																														
サポート系	RCW/RSW-A	[黒色塗り]																																													
	RCW/RSW-B	[黒色塗り]																																													
	HPCW/HPSW	[灰色塗り]																																													
	DG-A	[灰色塗り]																																													
	DG-B	[灰色塗り]																																													
	DG (HPCS)	[灰色塗り]																																													

■ : 運転中    □ : 待機状態

図1 停止時レベル1 PRAにおけるPOSの分類及び使用可能な緩和設備

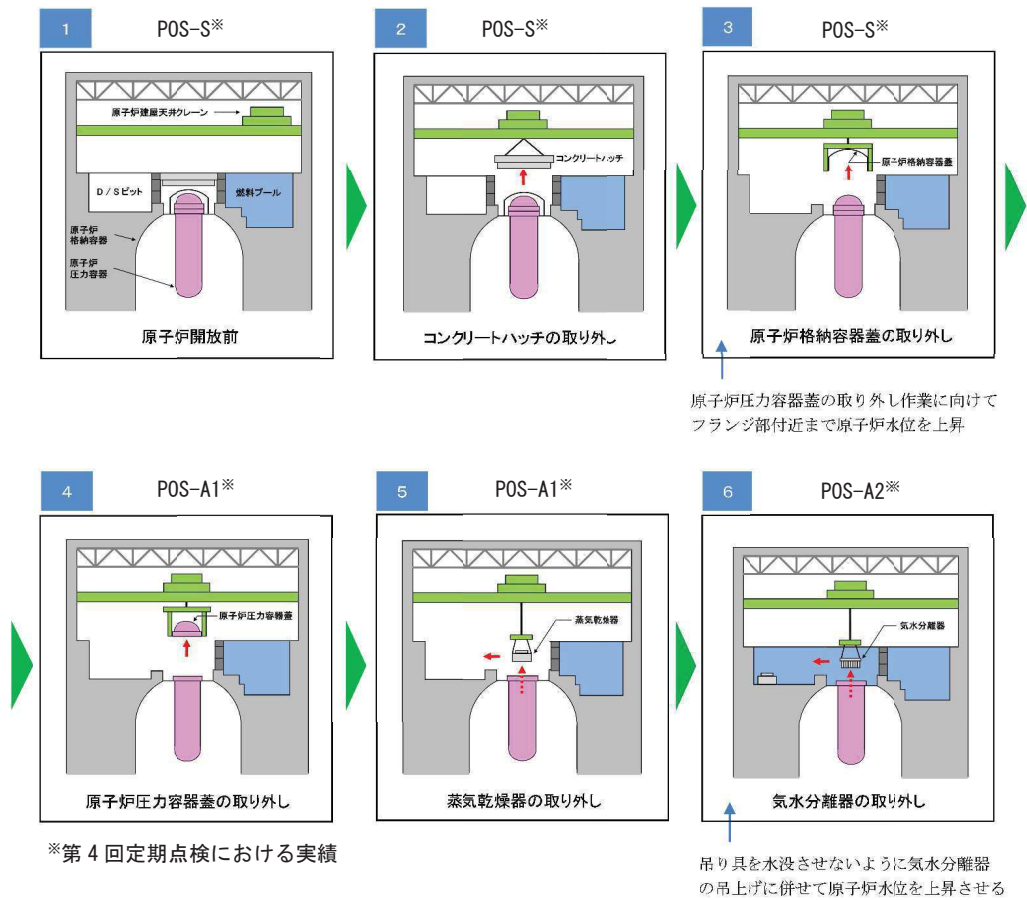


図2 原子炉圧力容器開放作業の流れ

### 34. 原子炉水温と原子炉圧力容器温度の相関について

運転停止中原子炉における原子炉水温の監視対象の一つとして、原子炉圧力容器温度を設定している。

原子炉水温と原子炉圧力容器温度の変化の相関を図1に示す。

図1のとおり、原子炉水温の変化に伴い原子炉圧力容器温度も同様の温度変化傾向を示していることから、原子炉圧力容器温度による原子炉水温の傾向監視は妥当であると考えている。

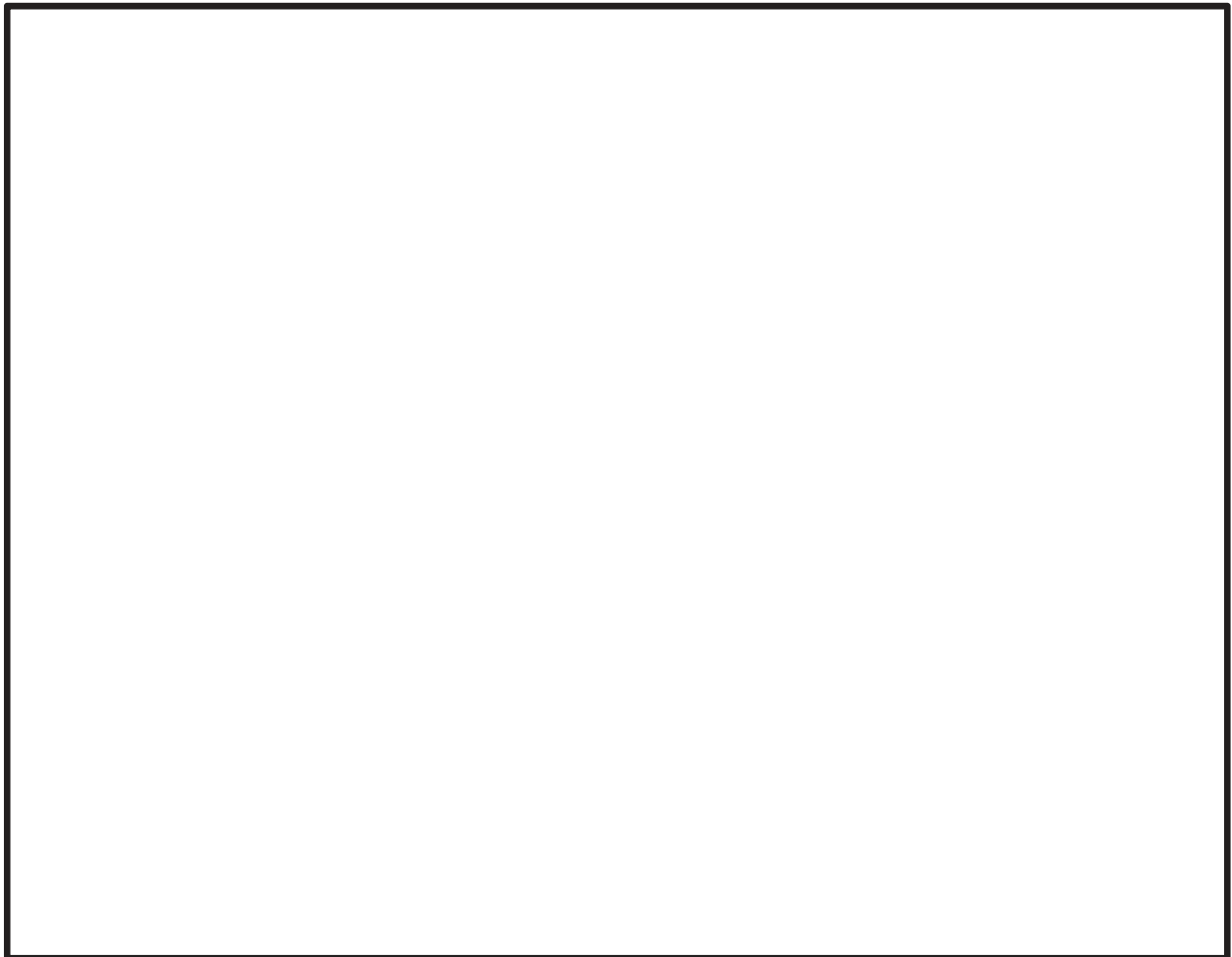


図1 女川2号炉 原子炉水温と原子炉圧力容器温度の変化

以上

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

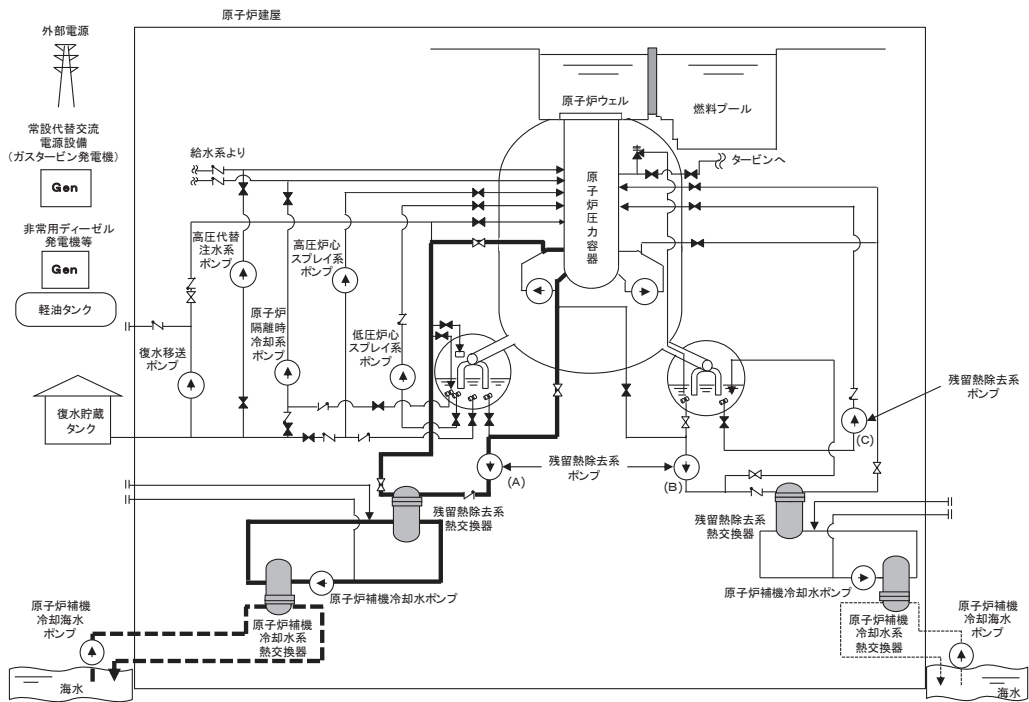
補足 34-1

### 35. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替について

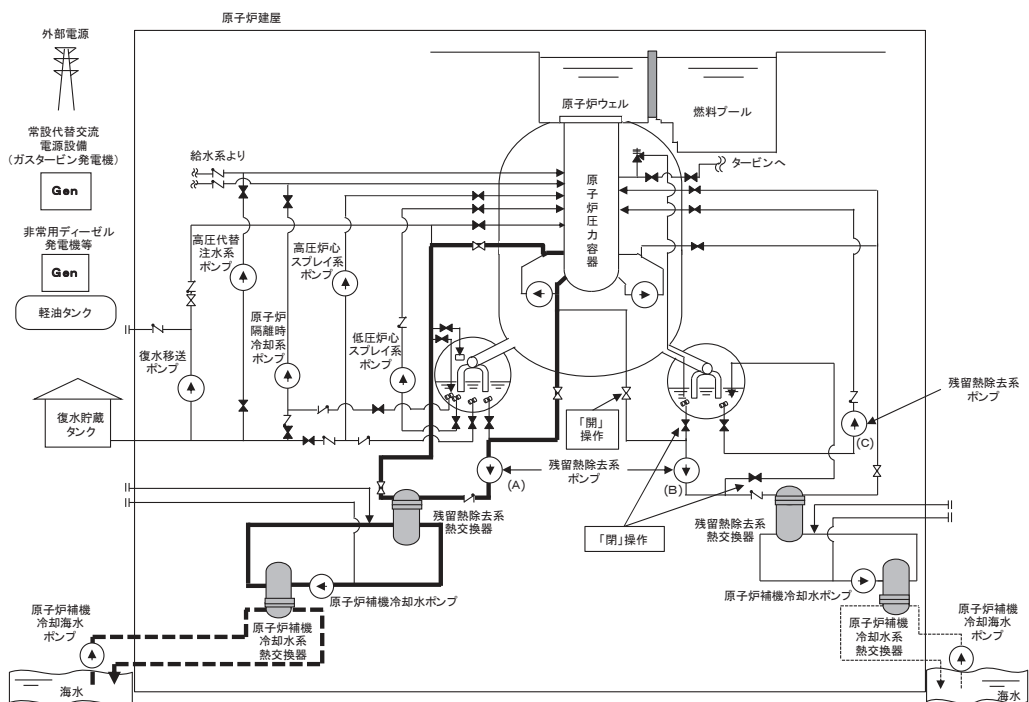
定期検査中の点検工程に基づき残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の切り替えを行うことを想定している。

下図に系統切替手順の概要を示す。

#### ① 切替前（A系運転）

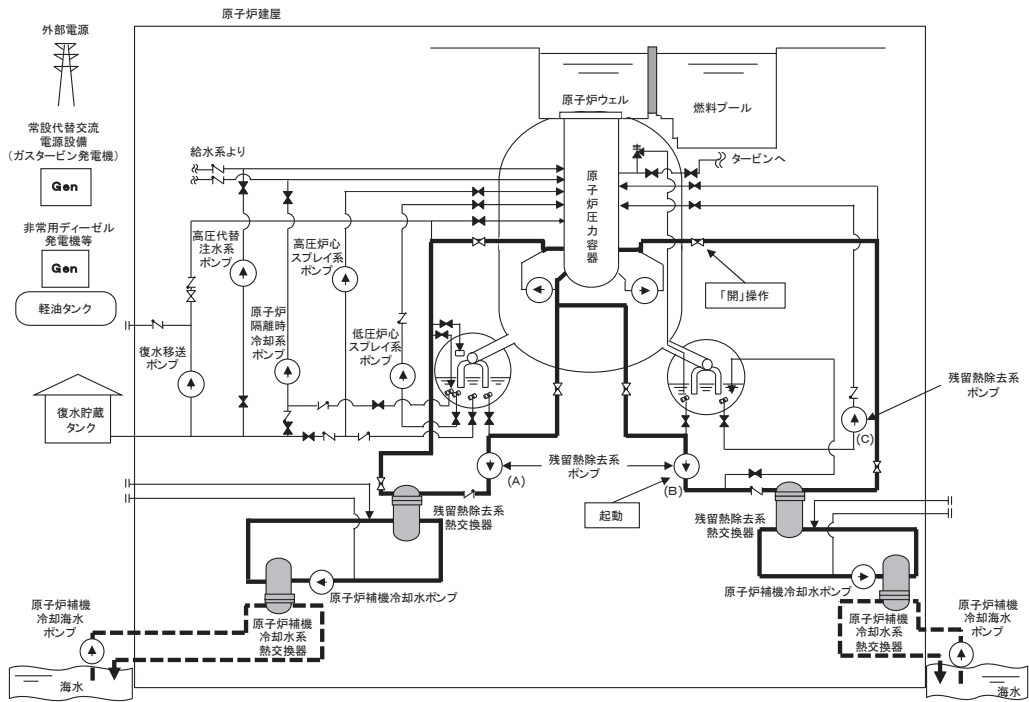


#### ② B系系統構成

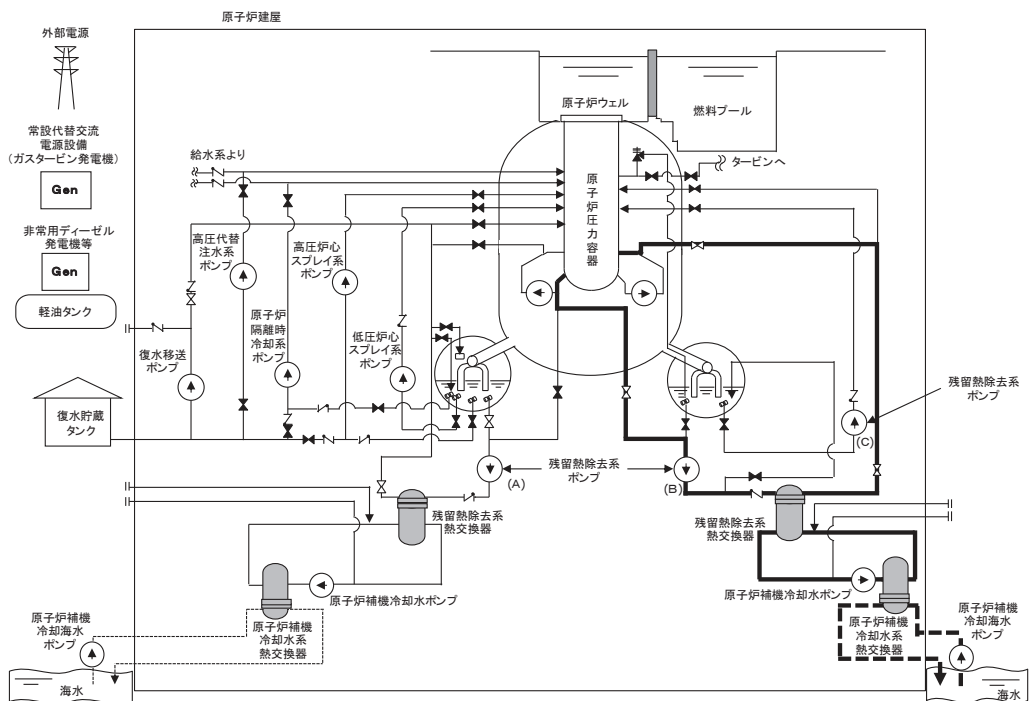




### ③ B系起動（2台運転）

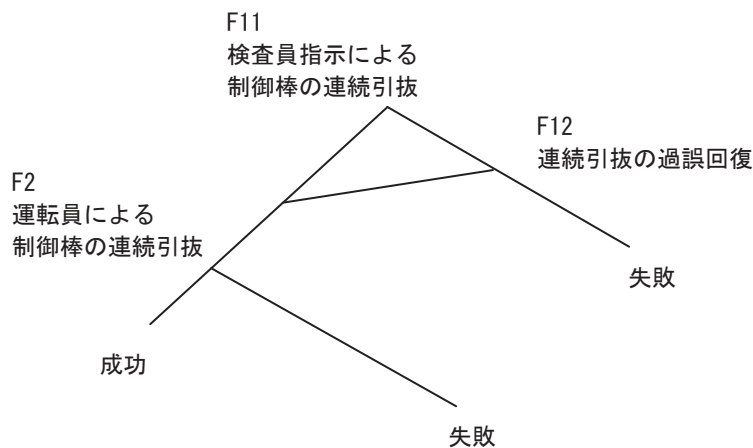


### ④ 切替後（B系運転）



### 36. 「制御棒の連続引き抜き」の HRA ツリー及び人的過誤確率

1. 「制御棒の連続引き抜き」の HRA ツリー及び人的過誤確率を図 1 に示す。



人的過誤の種類		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	検査員指示誤りによる制御棒の連続引抜	3.0E-3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)」(表1) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定(表2)
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	9.8E-2	5	NUREG/CR-1278 チェッカーによるエラー検出確率「警戒要素に対し特別に実施される独自の点検を行う場合」(表3) F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする(表4) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引抜	3.0E-3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)」(表1) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

過誤確率(平均値)	EF
4.3E-3	3

図 1 「制御棒の連続引き抜き」の HRA ツリー及び人的過誤確率

表1 手順書を使うときのオMISSIONエラー確率の例 (NUREG/CR-1278 Table 20-7)

Item**	Omission of item:	HEP	EF
When procedures with checkoff provisions are correctly used <sup>†</sup> :			
(1)	Short list, ≤10 items	.001	3
(2)	Long list, >10 items	.003	3
When procedures without checkoff provisions are used, or when checkoff provisions are incorrectly used <sup>††</sup> :			
(3)	Short list, ≤10 items	.003	3
(4)	Long list, >10 items	.01	3
(5)	When written procedures are available and should be used but are not used <sup>††</sup>	.05 <sup>#</sup>	5

表2 ストレスと熟練度による HEP への補正係数 (NUREG/CR-1278 Table 20-16)

Item	Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs*	
		Skilled**	Novice**
		(a)	(b)
(1)	Very low (Very low task load)	x2	x2
Optimum (Optimum task load):			
(2)	Step-by-step <sup>†</sup>	x1	x1
(3)	Dynamic <sup>†</sup>	x1	x2
Moderately high (Heavy task load):			
(4)	Step-by-step <sup>†</sup>	x2	x4
(5)	Dynamic <sup>†</sup>	x5	x10
Extremely High (Threat stress)			
(6)	Step-by-step <sup>†</sup>	x5	x10
(7)	Dynamic <sup>†</sup> Diagnosis <sup>††</sup>	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)
These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis-- they are <u>NOT</u> modifiers.			

表3 チェッカーによるエラー検出確率 (NUREG/CR-1278 Table20-22)

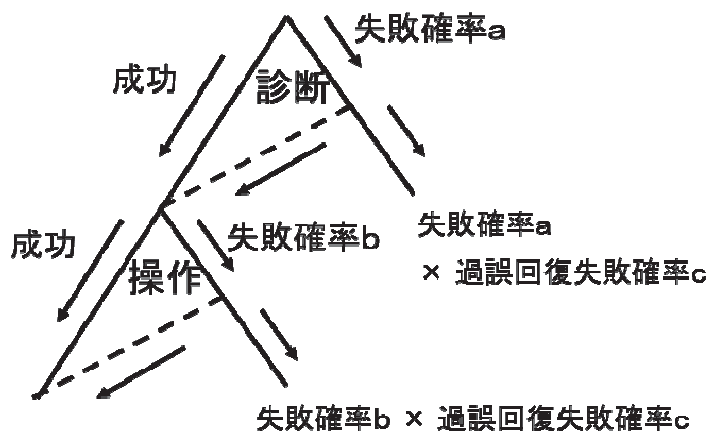
Item	Checking Operation	HEP	EF
(1)	Checking routine tasks, checker using written materials (includes over-the-shoulder inspections, verifying position of locally operated valves, switches, circuit breakers, connectors, etc., and checking written lists, tags, or procedures for accuracy)	.1	5
(2)	Same as above, but without written materials	.2	5
(3)	Special short-term, one-of-a-kind checking with alerting factors	.05	5
(4)	Checking that involves active participation, such as special measurements	.01	5
	Given that the position of a locally operated valve is checked (item 1 above), noticing that it is not completely opened or closed:	.5	5
(5)	Position indicator** only	.1	5
(6)	Position indicator** and a rising stem	.5	5
(7)	Neither a position indicator** nor a rising stem	.9	5
(8)	Checking by reader/checker of the task performer in a two-man team, <u>or</u> checking by a <u>second</u> checker, routine task (no credit for more than 2 checkers)	.5	5
(9)	Checking the status of equipment if that status affects one's safety when performing his tasks	.001	5
(10)	An operator checks change or restoration tasks performed by a maintainer	Above HEPs + 2	5

表4 先行するサブタスク “N-1” が成功又は失敗したときの、サブタスク “N” の成功又は失敗の条件付確率の求め方：従属レベルの関数 (NUREG/CR-1278 Table20-17)

Level of Dependence	Success Equations	Equation No.	Failure Equations	Equation No.
ZD	$Pr[S_{Nn}   S_{N-1n}   ZD] = n$	(10-9)	$Pr[F_{Nn}   F_{N-1n}   ZD] = N$	(10-14)
LD	$Pr[S_{Nn}   S_{N-1n}   LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	(10-10)	$Pr[F_{Nn}   F_{N-1n}   LD] = \frac{1 + 19N}{20}$	(10-15)
MD	$Pr[S_{Nn}   S_{N-1n}   MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	(10-11)	$Pr[F_{Nn}   F_{N-1n}   MD] = \frac{1 + 6N}{7}$	(10-16)
HD	$Pr[S_{Nn}   S_{N-1n}   HD] = \frac{1 + n}{2}$	(10-12)	$Pr[F_{Nn}   F_{N-1n}   HD] = \frac{1 + N}{2}$	(10-17)
CD	$Pr[S_{Nn}   S_{N-1n}   CD] = 1.0$	(10-13)	$Pr[F_{Nn}   F_{N-1n}   CD] = 1.0$	(10-18)

## 2. 過誤確率（平均値）の算出過程

HRA ツリーにおける操作失敗確率の算出過程を図 2 に示す。



**上のHRAツリーにおける**  
**操作失敗確率 = (a + b) × c**

図 2 HRA ツリーにおける操作失敗確率の算出過程

## 3. EF の意味について

NUREG/CR-1278 では、人的過誤確率の分布に対数正規分布を仮定して、その中央値と EF ((95%点) / (5%点) の平方根) を与えている。

人的過誤の評価における EF とはその評価上の不確かさ（分布の広がり）を表すものであり、

- ①個人および状況の多様性
- ②人的過誤確率の評価上の不確かさ
- ③人的過誤モデルの不確かさ

の 3 つに起因するものである。

例えば、ある通常の運転時における操作について、人的過誤確率の 95%点と 5%点の比を 4 : 1 と仮定した場合、EF は 2 となる。(図 3 参照)

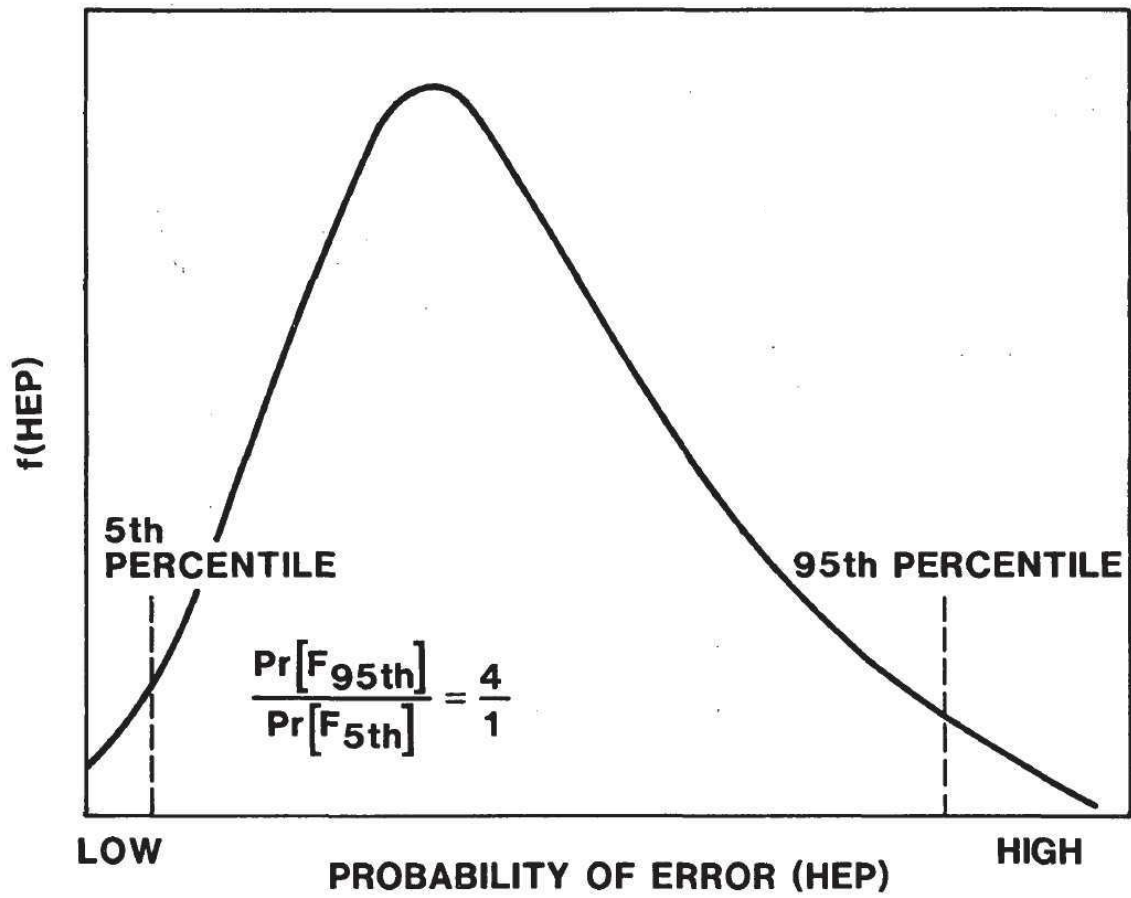


図3 人的過誤確率に対数正規分布を仮定した場合の確率密度関数 (NUREG/CR-1278)

以上

### 37. 運転停止中原子炉における崩壊熱の導出式について

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価条件で用いている崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979にて評価している。時刻  $t$  における出力  $P(t)$  は(1)式で表される。

$$\frac{P(t)}{P_0} = \frac{1}{Q} \left[ F_{U-239}(t) + F_{Np-239}(t) + G_{MAX}(t) \sum_{i=1}^3 f_i F_i(t, T) \right] \quad (1)$$

$P_0$  : 初期出力

$Q$  : 1核分裂当たりの発生エネルギー (200MeV/fission)

$F_{U-239}(t)$  : 時刻  $t$  における U-239 出力

$F_{Np-239}(t)$  : 時刻  $t$  における Np-239 出力

$G_{MAX}(t)$  : 核分裂生成物の中性子捕獲効果 (表 1 参照)

$F_i(t, T)$  : 時刻  $t$  における核分裂生成物による出力 (照射時間  $T = \boxed{\phantom{000000}}$  sec)

$f_i$  : 全出力に対する核種  $i$  の出力割合

$f_1 = \boxed{\phantom{000000}}$  (i=1 : U-235 及び Pu-241)

$f_2 = \boxed{\phantom{000000}}$  (i=2 : Pu-239)

$f_3 = \boxed{\phantom{000000}}$  (i=3 : U-238)

(1)式中の各項は以下の式(2)~(4)で表される。(定数  $\alpha_{ij}$ ,  $\lambda_{ij}$  は、表 2 を参照)

$$F_i(t, T) = \sum_{j=1}^{23} \frac{\alpha_{ij}}{\lambda_{ij}} \exp(\lambda_{ij}t) [1 - \exp(-\lambda_{ij}T)] \quad (2)$$

$$F_{U-239}(t) = E_U R [1 - \exp(-\lambda_U t)] \quad (3)$$

$$F_{Np-239}(t) = E_{Np} R \left\{ \frac{\lambda_1}{\lambda_1 - \lambda_2} [1 - \exp(-\lambda_2 T)] \times \exp(-\lambda_2 t) - \frac{\lambda_2}{\lambda_1 - \lambda_2} [1 - \exp(-\lambda_1 T)] \times \exp(-\lambda_1 t) \right\} \quad (4)$$

$E_u$  : U-239 原子の崩壊による平均エネルギー (0.474MeV)

$E_{Np}$  : Np-239 原子の崩壊による平均エネルギー (0.419MeV)

$R$  : 1核分裂当たり, 1秒当たりに生成される U-239 原子数

$\lambda_1$  : U-239 の崩壊定数 ( $4.91 \times 10^{-4} \text{ sec}^{-1}$ )

$\lambda_2$  : Np-239 の崩壊定数 ( $3.41 \times 10^{-6} \text{ sec}^{-1}$ )

以上の計算式から,  $t=24$  時間 (86400 秒) における崩壊熱  $P(86400)$  は, 約 14MW と導出される。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

表 1 定数  $G_{MAX}$

Time after Shutdown, t (sec)	$G_{max}(t)$
1.0E+00	1.020
1.5E+00	1.020
2.0E+00	1.020
4.0E+00	1.021
6.0E+00	1.022
8.0E+00	1.022
1.0E+01	1.022
1.5E+01	1.022
2.0E+01	1.022
4.0E+01	1.022
6.0E+01	1.022
8.0E+01	1.022
1.0E+02	1.023
1.5E+02	1.024
2.0E+02	1.025
4.0E+02	1.028
6.0E+02	1.03
8.0E+02	1.032
1.0E+03	1.033
1.5E+03	1.037
2.0E+03	1.039
4.0E+03	1.048
6.0E+03	1.054
8.0E+03	1.060
1.0E+04	1.064
1.5E+04	1.074
2.0E+04	1.081
4.0E+04	1.098
6.0E+04	1.111
8.0E+04	1.119
1.0E+05	1.124
1.5E+05	1.130
2.0E+05	1.131
4.0E+05	1.126
6.0E+05	1.124
8.0E+05	1.123
1.0E+06	1.124



表2 定数  $\alpha_{ij}$  及び  $\lambda_{ij}$

		i=1		i=2		i=3	
		<sup>235</sup> U and <sup>241</sup> Pu		<sup>239</sup> Pu		<sup>238</sup> U	
		$\alpha$	$\lambda$	$\alpha$	$\lambda$	$\alpha$	$\lambda$
j=1 ↓ j=23		6.5057E-01	2.2138E+01	2.083E-01	1.002E+01	1.2311E+00	3.2881E+00
		5.1264E-01	5.1587E-01	3.853E-01	6.433E-01	1.1486E+00	9.3805E-01
		2.4384E-01	1.9594E-01	2.213E-01	2.186E-01	7.0701E-01	3.7073E-01
		1.3850E-01	1.0314E-01	9.460E-02	1.004E-01	2.5209E-01	1.1118E-01
		5.5440E-02	3.3656E-02	3.531E-02	3.728E-02	7.1870E-02	3.6143E-02
		2.2225E-02	1.1681E-02	2.292E-02	1.435E-02	2.8291E-02	1.3272E-02
		3.3088E-03	3.5870E-03	3.946E-03	4.549E-03	6.8382E-03	5.0134E-03
		9.3015E-04	1.3930E-03	1.317E-03	1.328E-03	1.2322E-03	1.3655E-03
		8.0943E-04	6.2630E-04	7.052E-04	5.356E-04	6.8409E-04	5.5158E-04
		1.9567E-04	1.8906E-04	1.432E-04	1.730E-04	1.6975E-04	1.7873E-04
		3.2535E-05	5.4988E-05	1.765E-05	4.881E-05	2.4182E-05	4.9032E-05
		7.5595E-06	2.0958E-05	7.347E-06	2.006E-05	6.6356E-06	1.7058E-05
		2.5232E-06	1.0010E-05	1.747E-06	8.319E-06	1.0075E-06	7.0465E-06
		4.9948E-07	2.5438E-06	5.481E-07	2.358E-06	4.9894E-07	2.3190E-06
		1.8531E-07	6.6361E-07	1.671E-07	6.450E-07	1.6352E-07	6.4480E-07
		2.6608E-08	1.2290E-07	2.112E-08	1.278E-07	2.3355E-08	1.2649E-07
		2.2398E-09	2.7213E-08	2.996E-09	2.466E-08	2.8094E-09	2.5548E-08
		8.1641E-12	4.3714E-09	5.107E-11	9.378E-09	3.6236E-11	8.4782E-09
		8.7797E-11	7.5780E-10	5.730E-11	7.450E-10	6.4577E-11	7.5130E-10
		2.5131E-14	2.4786E-10	4.138E-14	2.426E-10	4.4963E-14	2.4188E-10
		3.2176E-16	2.2384E-13	1.088E-15	2.210E-13	3.6654E-16	2.2739E-13
		4.5038E-17	2.4600E-14	2.454E-17	2.640E-14	5.6293E-17	9.0536E-14
		7.4791E-17	1.5699E-14	7.557E-17	1.380E-14	7.1602E-17	5.6098E-15

以上

### 38. 鉄と水の遮蔽厚さについて

Co-60 から放出される  $\gamma$  線の実効線量透過率を図 1 に示す。運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失において遮蔽体として評価している原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の厚さは約 15cm であるため、図 1 よりこれに相当する水の厚さは約 1 m となる。

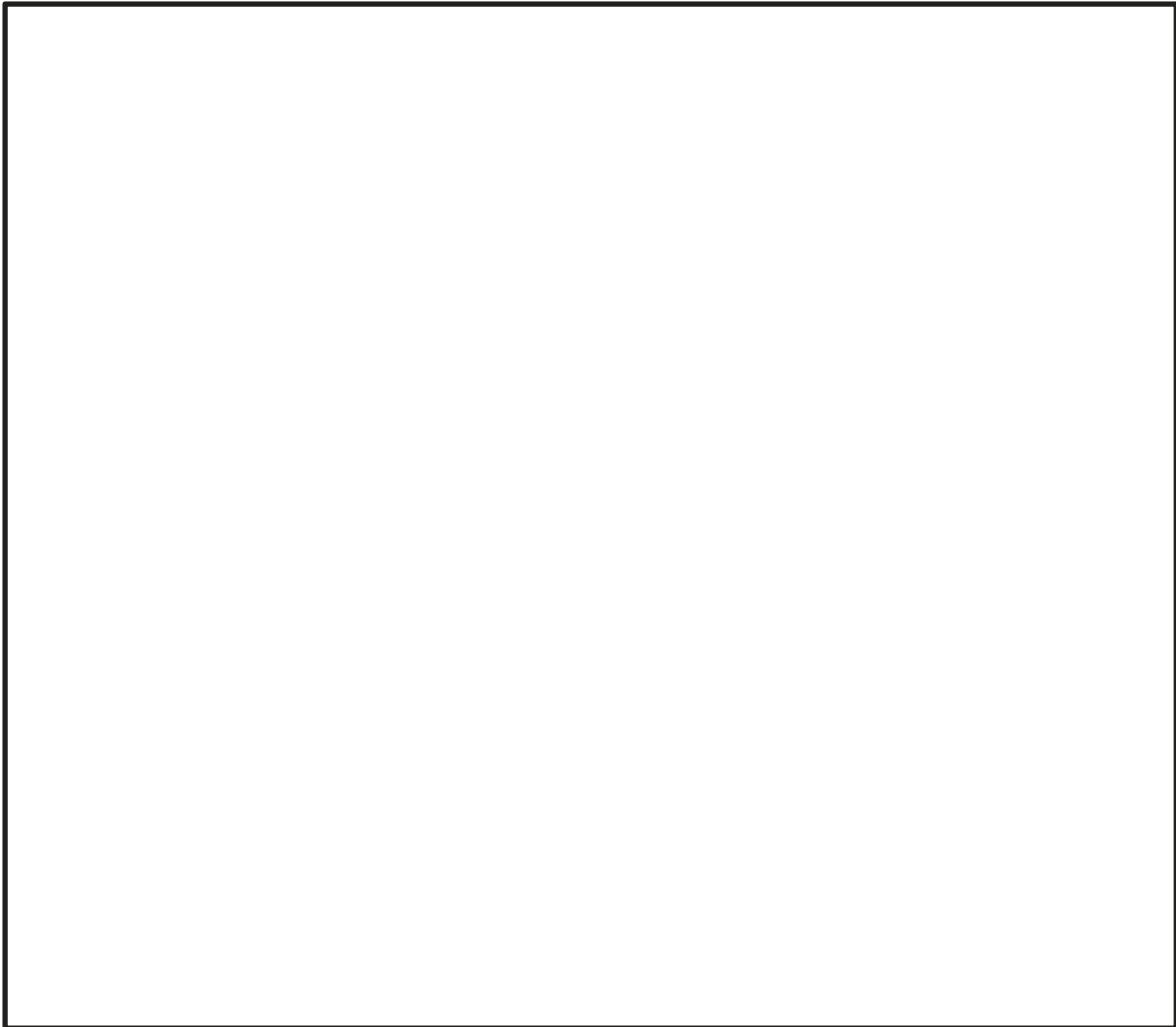


図 1 Co-60 から放出される  $\gamma$  線の実効線量透過率※

※アイソトープ手帳 11 版 (p171)

おもな放射性核種の  $\gamma$  線の実効線量 (AP) 透過率  $^{60}\text{Co}$  線源より

以 上

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 38-1

### 39. 反応度の誤投入における原子炉出力範囲

有効性評価反応度の誤投入における原子炉出力は、表 1 に示す中性子源領域及び中間領域の範囲で推移する。

有効性評価反応度の誤投入では、制御棒の誤引き抜きにより反応度が投入されると、原子炉周期10秒となった後に中間領域に到達し、その時点で原子炉周期短（原子炉周期10秒）による原子炉スクラム信号が発生することとなる。

表 1 反応度の誤投入の評価における中性子源領域及び中間領域の範囲

領域	領域範囲
中性子源領域	定格出力の $1.0 \times 10^{-6}$ %から [ ] までの範囲
中間領域	定格出力の [ ] 以上の範囲

[ ] 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

#### 40. 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失時の冷却材中に含まれるハロゲンによる線量評価について

プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時に、格納容器の上部蓋を取り外している場合は、冷却材中の核分裂生成物が蒸気とともに原子炉建屋に放出されることが考えられる。ここでは現場作業員及び公衆への影響評価について以下に示す。

##### 1. 現場作業員への影響評価

原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、原子炉内の冷却材中の核分裂生成物は蒸気とともに、格納容器を経由して原子炉建屋内に放出されることが考えられる。以下に現場作業員の線量評価条件を示す。

- (1) 停止時冷却材中の核分裂生成物の濃度は、至近の定期検査における実績から  $3.0 \times 10^{-3} \text{Bq/g}$  に相当するものとし、その組成を拡散組成とする。気相中のハロゲン（以下「ハロゲン」という。）の濃度は、液相中の濃度の2%とする。
- (2) 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、崩壊熱相当の蒸気と共に格納容器を経由して原子炉建屋内へ移行するものとし、蒸気の発生量は、崩壊熱除去機能喪失から原子炉補機代替冷却水系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始までに注水する冷却材の総量（ $576 \text{m}^3$ ）と同等とする。
- (3) 現場作業員は、原子炉建屋から退避するまでの間はオペレーティングフロアに滞在するものとし、退避時間は2時間とする。なお、原子炉建屋内に放出した核分裂生成物は、全てオペレーティングフロア内に存在するものとし、壊変による減衰は考慮しないものとする。
- (4) 内部被ばくの評価にあたっては、マスクによる低減効果を考慮しないものとする。
- (5) オペレーティングフロアにおける実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算する。よう素の内部被ばくによる実効線量  $H_{I1}$  を(1)式に、また、外部被ばくによる実効線量  $H_{e1}$  を(2)式に示す。

$$H_{I1} = R \cdot H_{\infty} \cdot Q_{I1} / V \cdot t \quad \dots \dots \dots (1)$$

$R$  : 呼吸率 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

呼吸率  $R$  は、事故期間が比較的短いことを考慮し、成人の活動時の呼吸率  $1.2 \text{m}^3/\text{h}$  を秒当たりに換算して用いる。

$H_{\infty}$  : よう素 (I-131) を  $1 \text{Bq}$  吸入した場合の成人の実効線量 ( $2.0 \times 10^{-8} \text{Sv/Bq}$ )

$Q_{I1}$  : オペレーティングフロア内のよう素 (Bq)  
(I-131 等価量—成人実効線量係数換算)

$V$  : オペレーティングフロアの空間容量 ( $\text{m}^3$ )

$t$  : 原子炉建屋内の滞在時間 (s)

$$H_{\gamma 1} = 6.2 \times 10^{-14} \cdot Q_{h1} / V \cdot E_{\gamma} \cdot (1 - e^{-\mu \cdot t}) \quad \dots \dots \dots (2)$$

$Q_{h1}$  : オペレーティングフロア内のハロゲン (Bq)  
( $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

$V$  : オペレーティングフロアの空間容量 ( $m^3$ )

$E_{\gamma}$  :  $\gamma$ 線の実効エネルギー (MeV)

$\mu$  : 空気に対する  $\gamma$ 線のエネルギー吸収係数 ( $3.9 \times 10^{-3} m^{-1}$ )

$r$  : オペレーティングフロアと同じ容積をもつ半球の半径 (m)

上記の評価方法に基づき現場作業員の実効線量を評価した結果は、約  $1.6 \times 10^{-4} mSv$  となる。このことから、本重要事故シーケンスで評価した炉心燃料等からの放射線影響と合算しても現場作業員の実効線量は緊急時作業に係わる線量限度  $100 mSv$  を超えないことを確認した。

## 2. 公衆への影響評価

原子炉建屋内に放出された核分裂生成物は、ブローアウトパネル開放等により環境中へ放出される。以下に公衆の線量評価条件を示す。

- (1) 原子炉建屋内に放出された核分裂生成物の量は、1. と同様とする。
- (2) 原子炉建屋内に放出された核分裂生成物は、50%が床、壁等に沈着するものとし、核分裂生成物の壊変による減衰は考慮しないものとする。
- (3) 敷地境界外における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算する。よう素の内部被ばくによる実効線量  $H_{I2}$  を(3)式に、また、ハロゲンによる外部被ばくによる実効線量  $H_{\gamma 2}$  を(4)式に示す。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot (\chi / Q) \cdot Q_{I2} \quad \dots \dots \dots (3)$$

$R$  : 呼吸率 ( $m^3/s$ )

呼吸率  $R$  は、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の活動時の呼吸率  $0.31 m^3/h$  を秒当たりに換算して用いる。

$H_{\infty}$  : よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 ( $1.6 \times 10^{-7} Sv/Bq$ )

$(\chi / Q)$  : 相対濃度 ( $s/m^3$ )

$Q_{I2}$  : 大気中へのよう素の放出量 (Bq)  
(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma 2} = K \cdot (D / Q) \cdot Q_{h2} \quad \dots \dots \dots (4)$$

$K$  : 空気カーマから実効線量への換算係数 ( $1 Sv/Gy$ )

$(D/Q)$  : 相対線量 (Gy/Bq)

$Q_{h2}$  : 大気中へのハロゲンの放出量 (Bq)  
( $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

- (4) 大気拡散条件については、原子炉建屋ブローアウトパネルからの地上放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 ( $\chi/Q$ ) は  $6.4 \times 10^{-4}$  (s/m<sup>3</sup>)、相対線量 ( $D/Q$ ) は  $3.0 \times 10^{-18}$  (Gy/Bq) とする。

上記の評価方法に基づき敷地境界外の実効線量を評価した結果は、約  $5.6 \times 10^{-7}$  mSv となり、実効線量の評価値が発生事故当たり 5mSv を越えないことから、周辺の公衆に与える放射線被ばくのリスクは十分に小さいものと考えられる。

以上

#### 41. 圧力抑制室水位による LOCA 事象の検知について

運転停止中の有効性評価における原子炉冷却材の流出（RHR 切替時の冷却材流出）（以下「LOCA」という。）事象発生時の検知手段の1つとして圧力抑制室水位の傾向監視が挙げられる。この圧力抑制室水位による事象検知の妥当性について以下に示す。

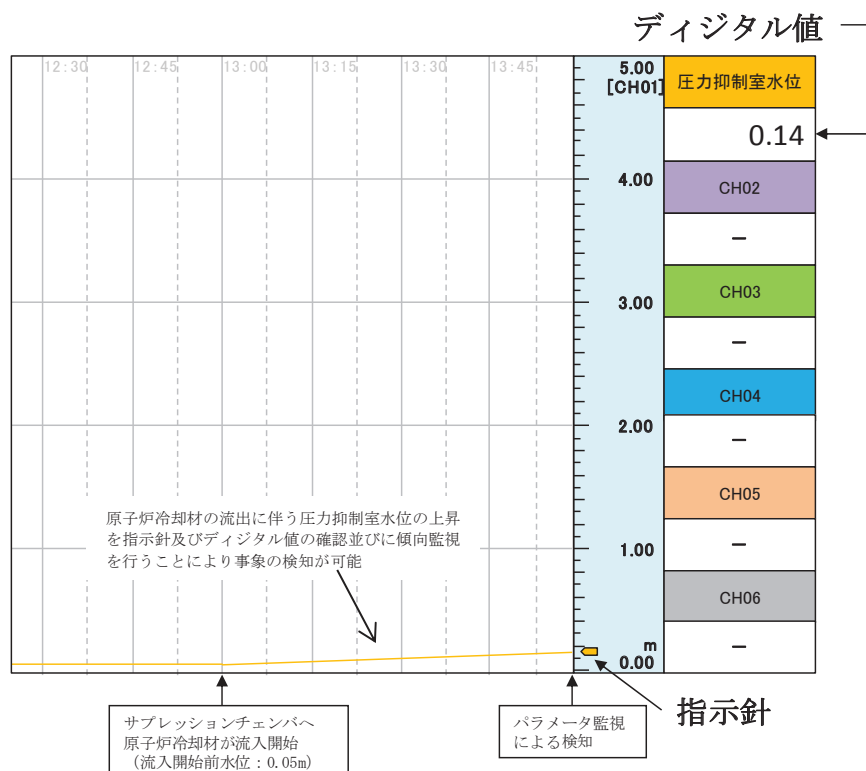
##### (1) LOCA 発生時の圧力抑制室水位による検知性

想定している LOCA における原子炉冷却材の流出流量は約  $100\text{m}^3/\text{h}$  であり、これを圧力抑制室水位の上昇速度に換算すると約  $0.09\text{m}/\text{h}$  である。

中央制御室の圧力抑制室水位の記録計は、指示針（最小読み取り値が  $0.02\text{m}$ ）及びデジタル値（最小読み取り値が  $0.01\text{m}$ ）による指示値の確認及び傾向監視が可能である。

RHR 切替えに伴う RHR ポンプ起動後には、10 分毎（30 分後まで）に圧力抑制室水位の確認を行うこととしているが、本事象による圧力抑制室水位の上昇量は、事象発生 10 分後で約  $0.015\text{m}$ 、事象発生 20 分後で約  $0.03\text{m}$  となることから、圧力抑制室水位を監視することにより、LOCA 発生を検知することが可能である。（図 1 参照）

なお、圧力抑制室水位の計器誤差は  $\pm 0.03\text{m}$  であるが、サブプレッションチェンバへの原子炉冷却材の流入を確認する観点からは、圧力抑制室水位の水位変化の傾向が監視できればよいため、計器誤差による検知性への影響はない。



本図はイメージであり、表示の詳細については変更の可能性がある。

図 1 圧力抑制室水位記録計イメージ図