

## 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5月  
東北電力株式会社

## 目 次

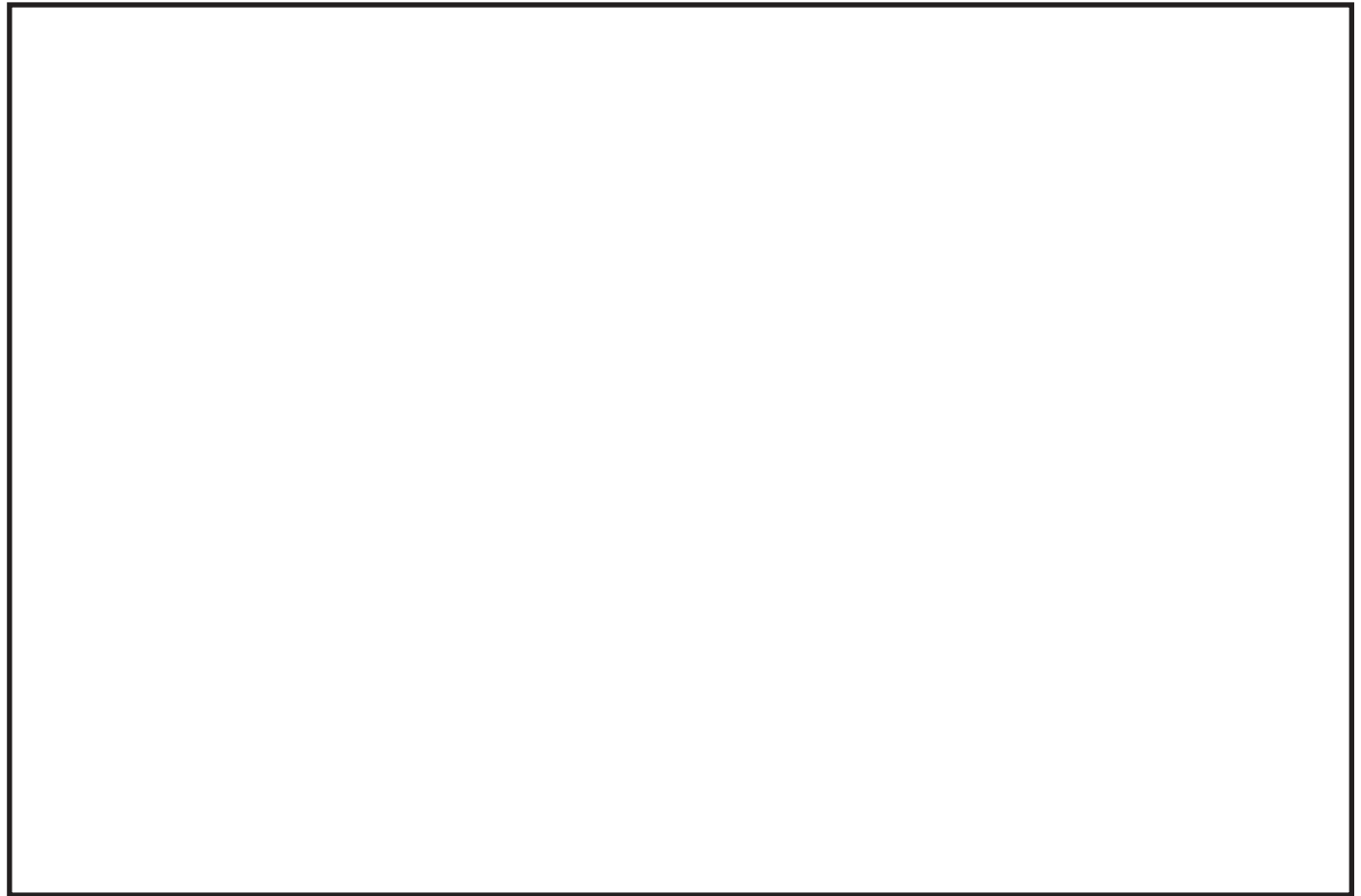
- 1 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
- 2 原子炉水位及びインターロックの概要
- 3 平均出力燃料集合体に燃料被覆管最高温度が発生することの代表性について
- 4 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
- 5 原子炉隔離時冷却系による注水継続及び原子炉の減圧操作について
- 6 運転手順書における各種制限曲線
- 7 低圧代替注水系（可搬型）緊急送水ポンプ準備の作業成立性について
- 8 原子炉低圧時における原子炉隔離時冷却系の注水特性による評価
- 9 逃がし安全弁に不確かさを考慮した場合の評価結果について
- 10 原子炉満水操作の概要について
- 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
- 42 代替自動減圧機能対象の逃がし安全弁の選定について
- 43 原子炉停止機能喪失シナリオにおける真空破壊装置への影響
- 44 復水貯蔵タンクの保有水量について
- 45 高圧注水・減圧機能喪失シナリオにおける解析の想定について
- 46 ATWS 時におけるほう酸水注入系起動の判断基準について
- 47 高圧炉心スプレイ系の水源切替えの必要性について
- 48 原子炉停止機能喪失シナリオにおける初期炉心流量
- 49 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるほう酸水濃度の設定
- 50 同一運転員によるほう酸水注入系起動及び高圧炉心スプレイ系水源切替の成立性について
- 51 高圧注水・減圧機能喪失時における事象発生 40 分以降の炉内挙動について
- 52 自動減圧系作動阻止機能の ATWS 以外のシーケンスにおける影響について
- 53 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるサプレッションプール水温 100℃到達時間
- 54 有効性評価における機器条件について
- 55 ほう酸濃度による評価結果への影響
- 56 設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における格納容器圧力・温度について
- 57 有効性評価において機能喪失を仮定した設備について
- 58 高圧炉心スプレイ系ポンプ水源側からの流出防止のための隔離操作
- 59 インターフェイスシステム LOCA 発生時の判断について
- 60 外部水源を用いた場合の格納容器スプレイ流量について
- 61 希ガスの減衰割合について
- 62 ISLOCA 発生箇所と ECCS ポンプ等との位置関係について
- 63 ISLOCA 時の現場隔離弁の操作性（温度）について
- 64 急速減圧時の逃がし安全弁使用個数による評価への影響について
- 65 非常用ディーゼル発電機等の燃料評価における想定負荷について
- 66 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の成立性について

- 67 原子炉格納容器代替スプレイ時の流量調整操作について
- 68 LOCA時注水機能喪失時における系統隔離操作について
- 69 有効性評価における高圧注水成功後の急速減圧実施タイミングについて
- 70 有効性評価における解析条件の変更等について
- 71 原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の流量について
- 72 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における重要事故シーケンス等の変更について
- 73 外部電源の設定の考え方について
- 74 現状プール内に貯蔵されている制御棒の本数・内訳について
- 75 破裂判定曲線適用にあたっての水素濃度等の影響について

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*1
レベル7 (L <sub>7</sub> )	約 14.2m	-	警報発生*1
レベル4 (L <sub>4</sub> )	約 14.0m	-	警報発生*1
レベル3 (L <sub>3</sub> )	約 13.4m	原子炉スクラム	警報発生*1
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*2
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*2
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。

## 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

### 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、かつ交流動力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、全交流動力電源喪失から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<sup>\*</sup>で減圧することを基本としている。この通常減圧は、原子炉保有水量の維持と原子炉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 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 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、事象発生時、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、又は原子炉の事象進展抑制を目的として実施する。

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。

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、代替の減圧手段を試みる。

原子炉減圧の判断フローを図1に、急速減圧の操作概要を図2に示す。

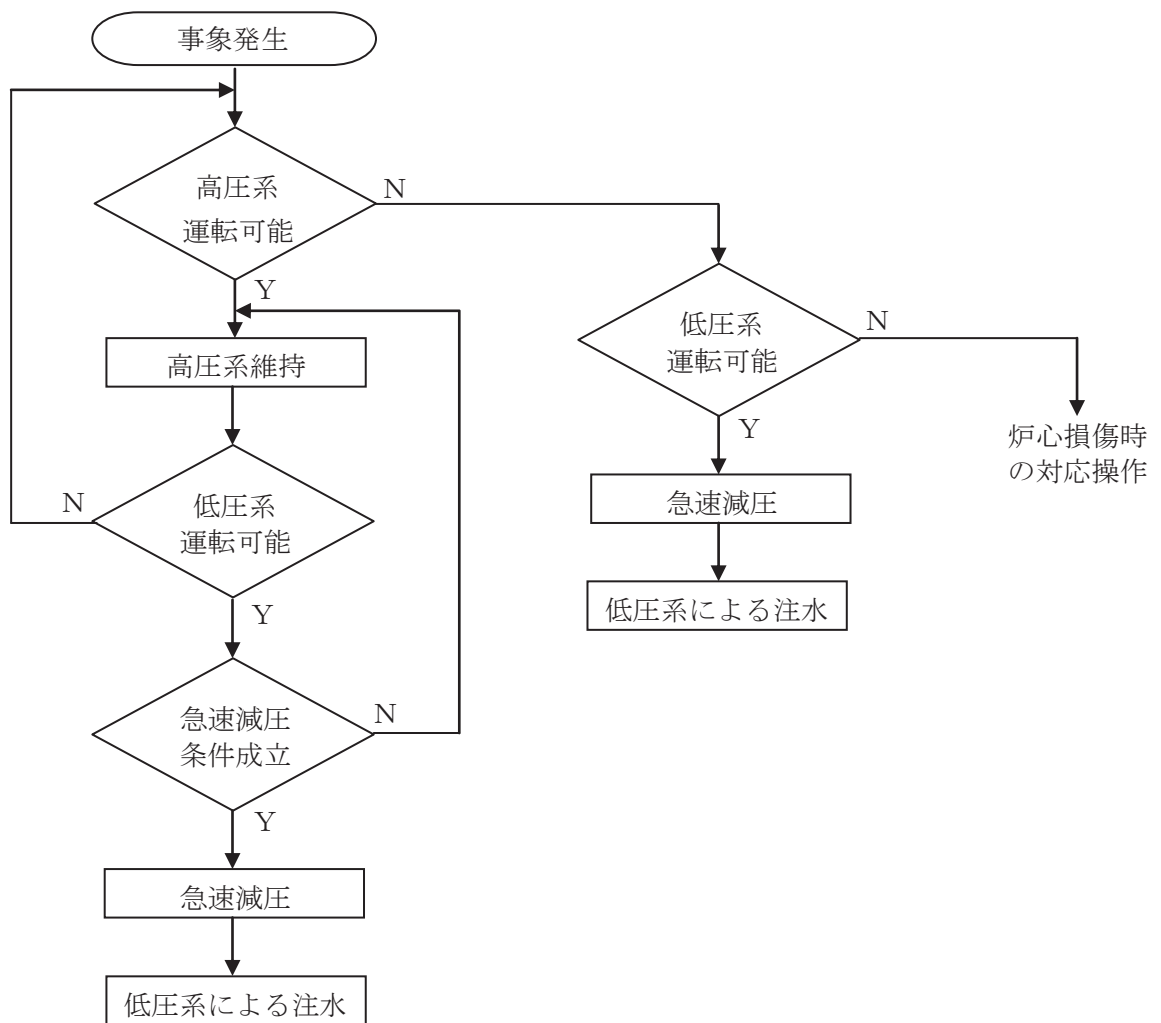


図1 原子炉急速減圧判断フロー

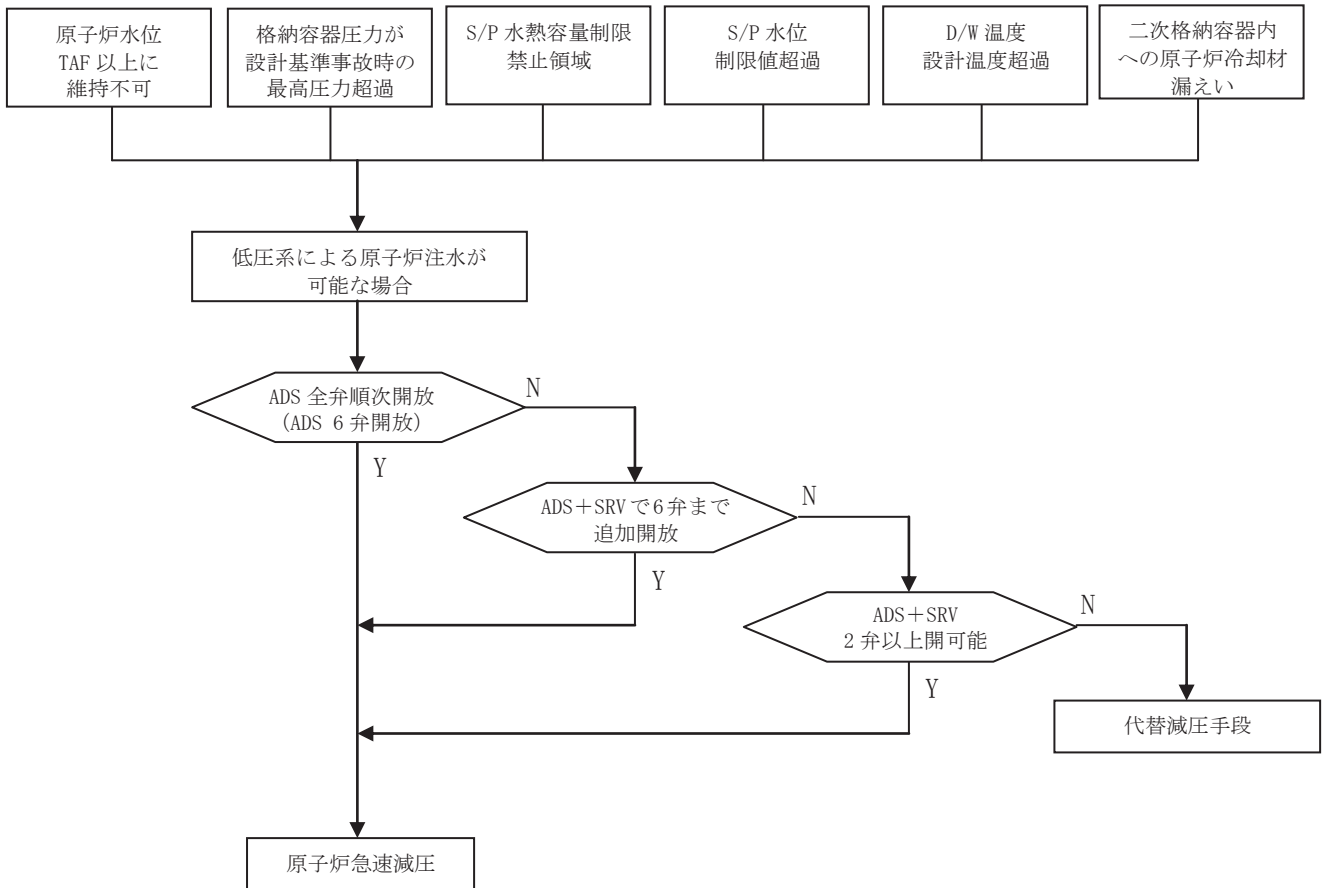


図2 急速減圧の操作概要

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。

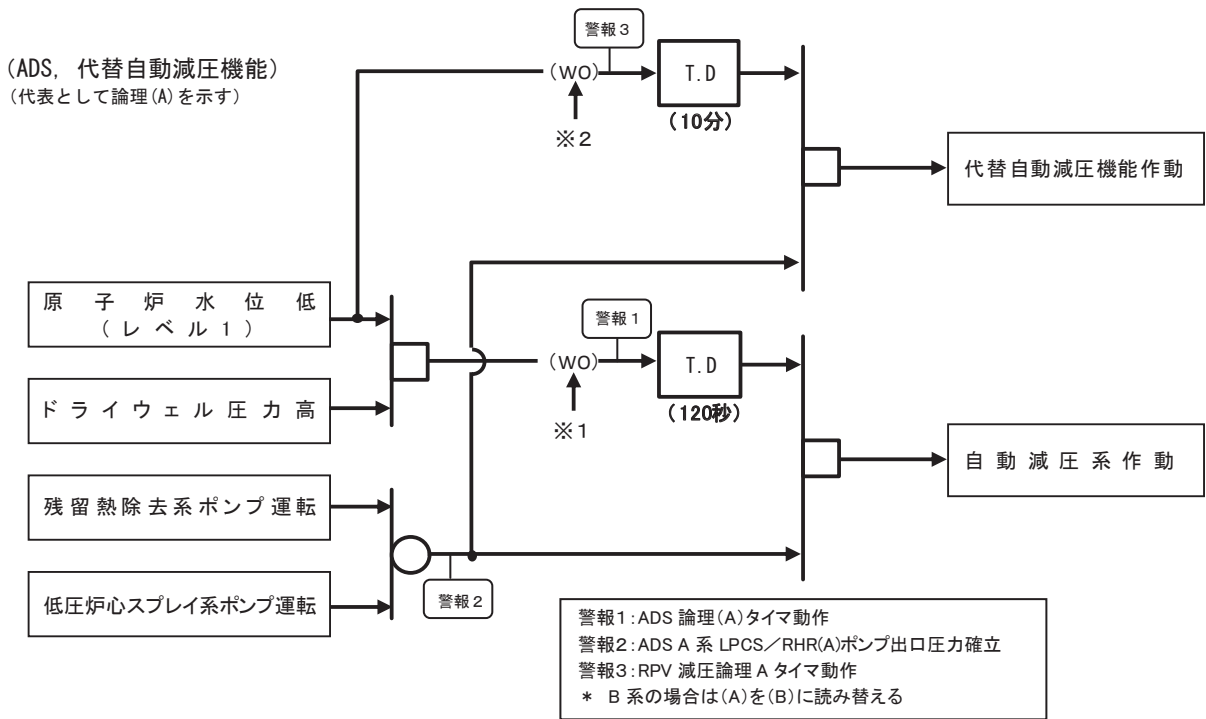
具体的には、「中性子束高(平均出力領域モニタ10%以上)」と「原子炉水位低(レベル2)」が成立している場合、ADS及び代替自動減圧機能の作動を阻止する。

各SRVの機能を表1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図3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。

表1 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)

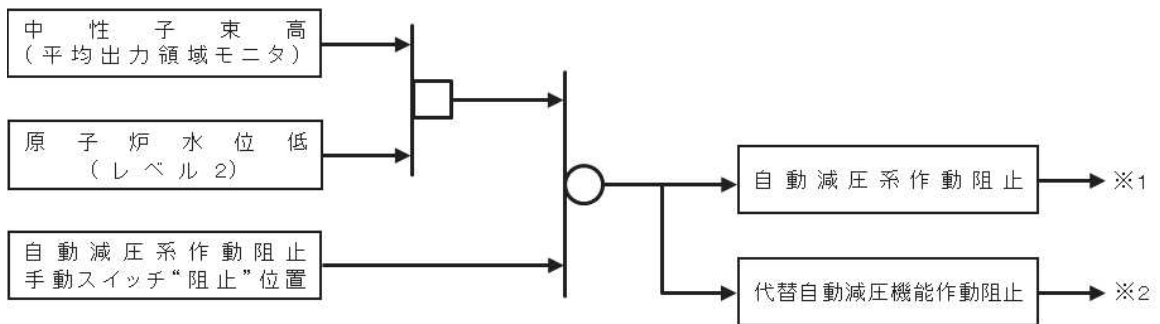
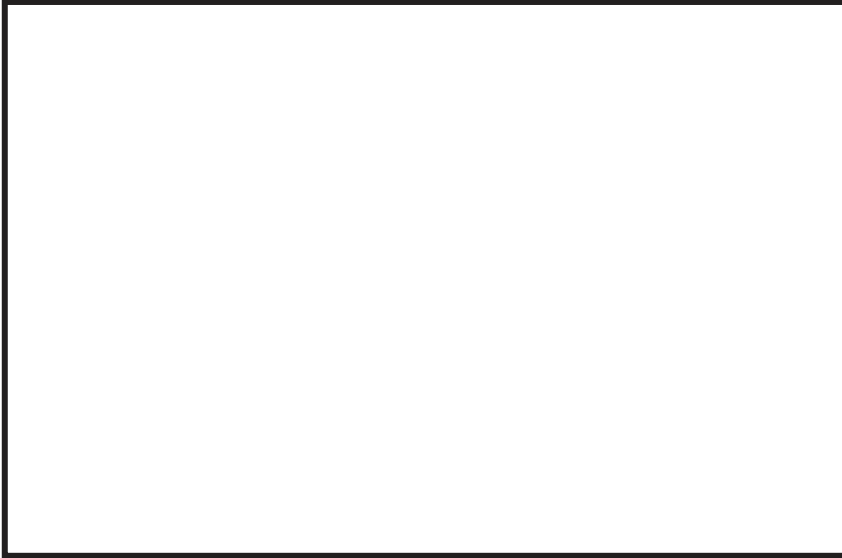


図3 ADS, 代替自動減圧機能及び自動減圧系作動阻止機能論理回路

## 6. 運転手順書における各種制限曲線

### (1) 最長許容炉心露出時間

最長許容炉心露出時間は、原子炉停止後の経過時間に依存した曲線である。



原子炉水位が有効燃料棒頂部（TAF）を下回った場合は、有効燃料棒頂部（TAF）以下継続時間を測定し、左図を用いて、禁止領域（炉心損傷の可能性がある領域）に入っているかを確認する。

### (2) 水位不明判断曲線

水位不明判断曲線は、ドライウェル空間部温度と原子炉圧力の関係図である。

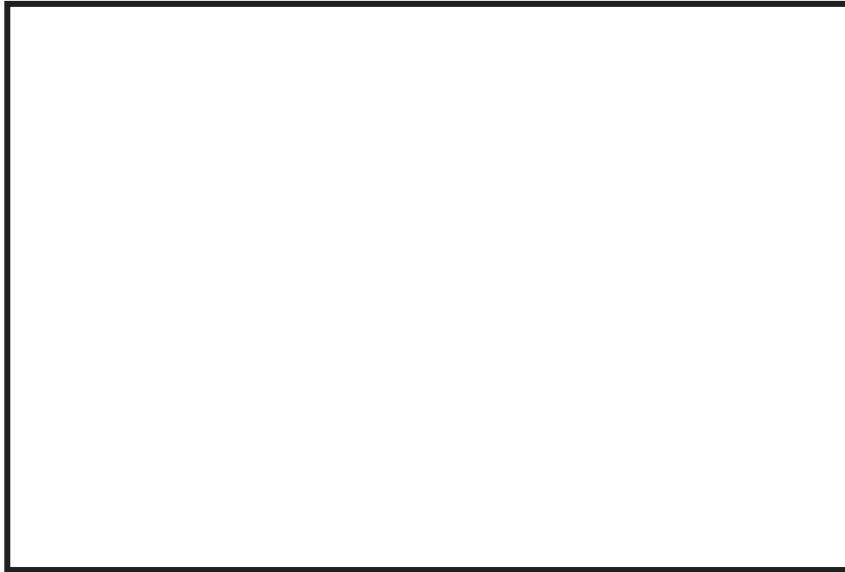


原子炉圧力がドライウェル空間部温度に対する飽和圧力以下になると、原子炉水位計の基準面器内の水が減圧沸騰し、水位計は信頼できなくなる。よって、左図を用いて、水位不明領域に入っているかを確認する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(3) サプレッションプール熱容量制限値

サプレッションプール熱容量制限値は、サプレッションプール水温度と原子炉圧力の関係図である。



サプレッションプール水温度が原子炉圧力に応じた制限曲線に到達した時点で急速減圧を開始すればサプレッションプール水温度制限値（100℃）以下に抑えられる。よって、左図の制限曲線に至った場合には、原子炉の急速減圧を実施する。

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。

補足 6-2

## 12. 女川2号炉のプラントの特徴について

### (1) 逃がし安全弁の容量（1個あたりの定格主蒸気流量割合）

逃がし安全弁1個あたりの容量に差はないものの、柏崎刈羽6，7号炉や東海第二に比べ、女川2号炉では原子炉熱出力が小さく、原子炉圧力容器内容量が小さいことから、相対的に原子炉圧力の低下が速く、TBPシーケンスにおける原子炉隔離時冷却系の停止時間が早い。

また、同様の理由で原子炉冷却材が少ないことで、TBPシーケンスにおける原子炉水位の低下が早いことから、事象進展が厳しくなる。

発電所	逃がし安全弁1個の容量（定格主蒸気流量割合）
女川2号炉	約8%
柏崎刈羽6，7号炉	約5%
東海第二	約6%

### (2) 格納容器空間部体積（原子炉熱出力あたりの空間部体積）

女川2号炉は柏崎刈羽6，7号炉や東海第二に比べ、原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積が大きいいため、格納容器からの除熱機能喪失による過圧事象発生時の格納容器の圧力上昇が遅い。

発電所	格納容器自由体積／原子炉熱出力
女川2号炉	12,600m <sup>3</sup> ／2,436MW ≒ 5.2
柏崎刈羽6，7号炉	13,310m <sup>3</sup> ／3,926MW ≒ 3.4
東海第二	9,800m <sup>3</sup> ／3,293MW ≒ 3.0

### (3) 格納容器最高使用圧力

女川2号炉は柏崎刈羽6，7号炉や東海第二に比べ、格納容器最高使用圧力が高いため、格納容器スプレイの開始時間や格納容器ベント開始時間が遅い。また、格納容器スプレイを実施する格納容器圧力が高いため、より効率的に格納容器圧力を抑制することができる。

発電所	格納容器最高使用圧力（MPa[gage]）
女川2号炉	0.427
柏崎刈羽6，7号炉	0.31
東海第二	0.31

(4) 外部水源持ち込み可能量（原子炉熱出力あたりの外部水源持ち込み可能量）

女川2号炉は柏崎刈羽6，7号炉や東海第二に比べ，耐震性確保のため外部水源の持ち込み可能量は少ない。しかしながら，原子炉熱出力あたりの外部水源持ち込み可能量としては東海第二よりも若干大きいため，格納容器過圧事象発生時の外部水源を用いた格納容器スプレイによる圧力抑制可能期間が長い。

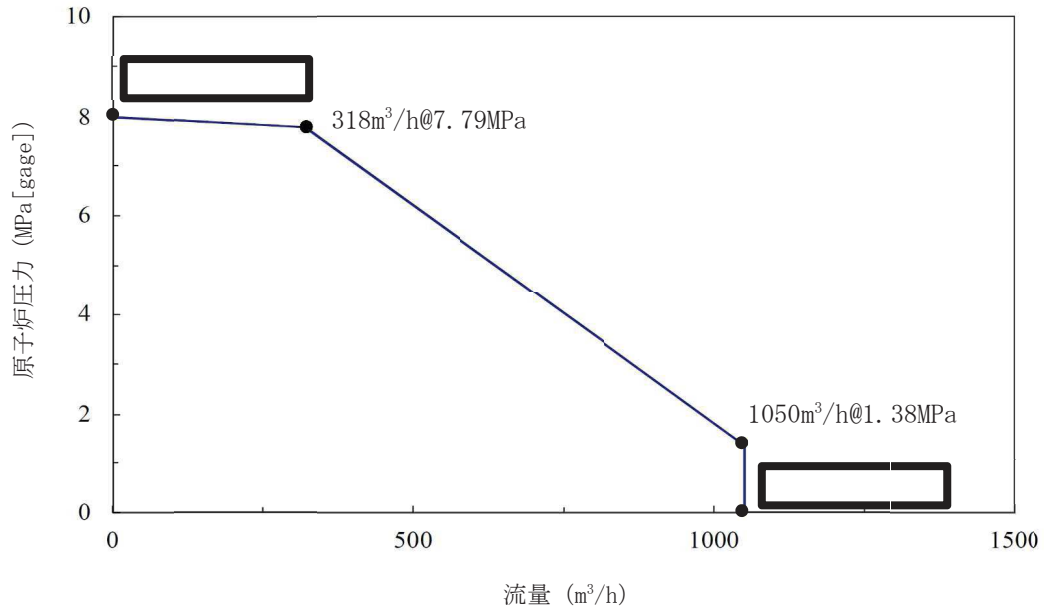
発電所	外部水源持ち込み可能量／原子炉熱出力
女川2号炉	約 2,200m <sup>3</sup> ／2,436MW ≒ 約 0.90
柏崎刈羽6，7号炉	約 4,700m <sup>3</sup> ／3,926MW ≒ 約 1.2
東海第二	約 2,800m <sup>3</sup> ／3,293MW ≒ 約 0.85

以上

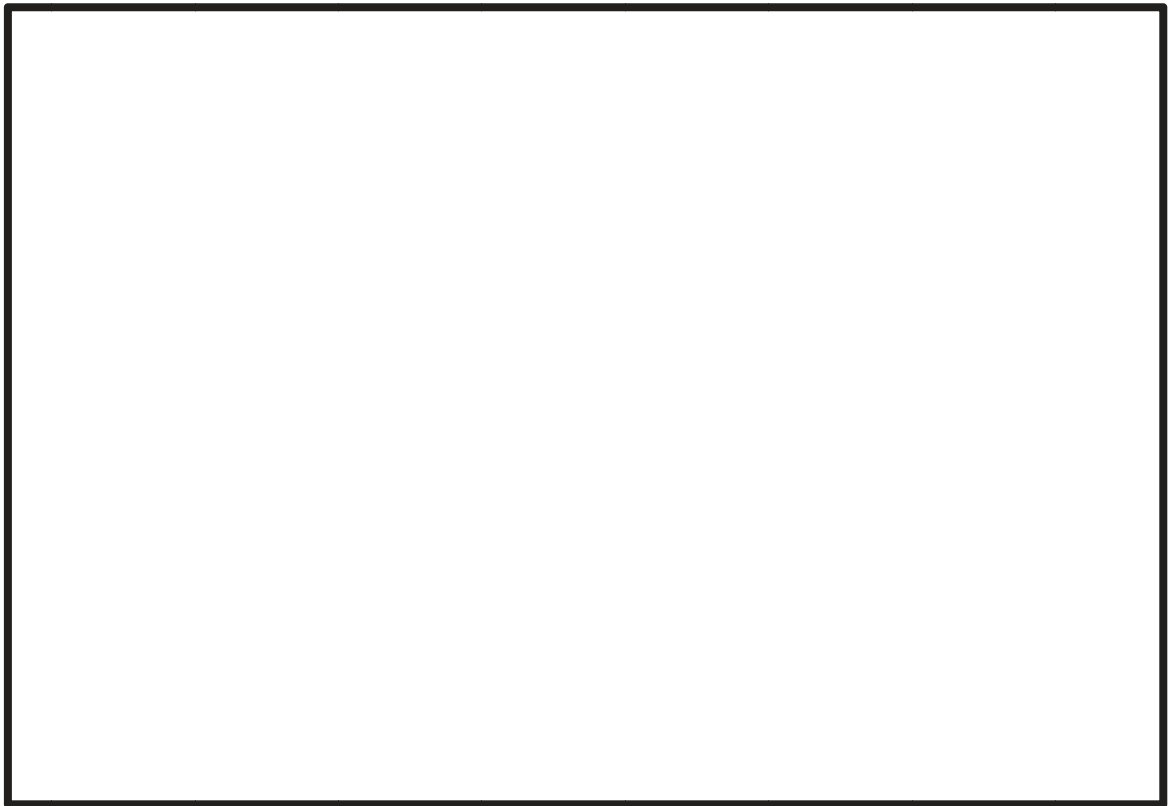
## 54. 有効性評価における機器条件について

### (1) 高圧炉心スプレイ系

#### a. SAFER



#### b. REDY

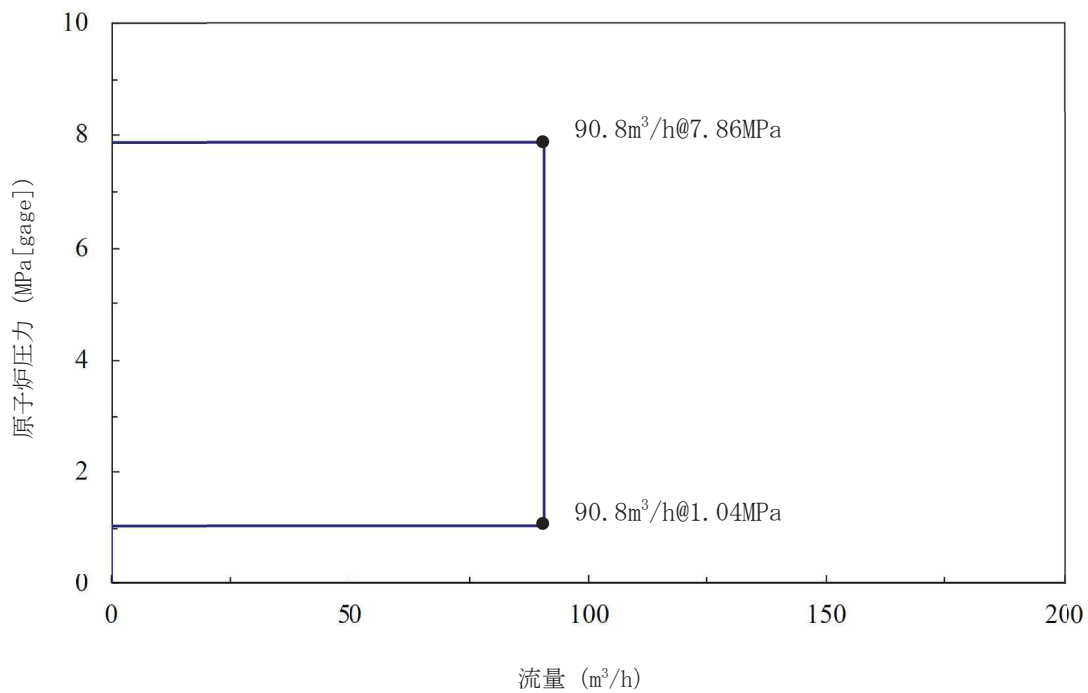


※ 解析条件においては原子炉圧力容器と水源との差圧を考慮した[dif]で表記しているが、解析コードへは原子炉圧力容器の圧力に応じた注水量として[gage]で入力している（他の注水設備についても同様）

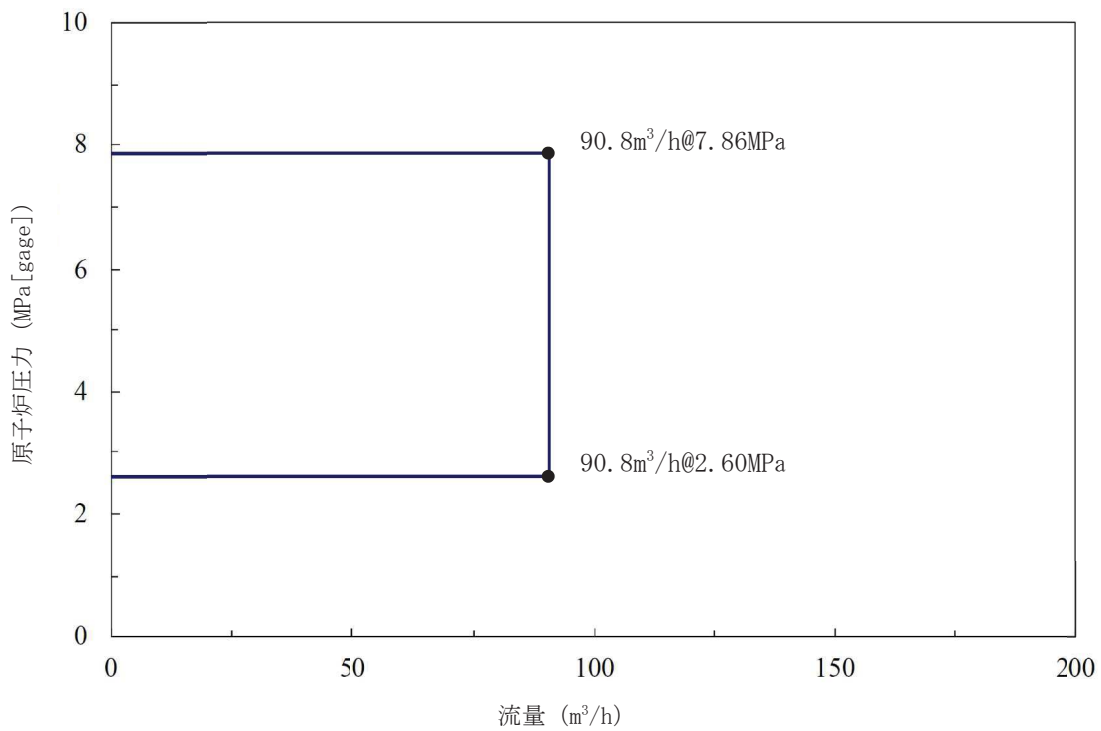
枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 54-1

(2) 原子炉隔離時冷却系

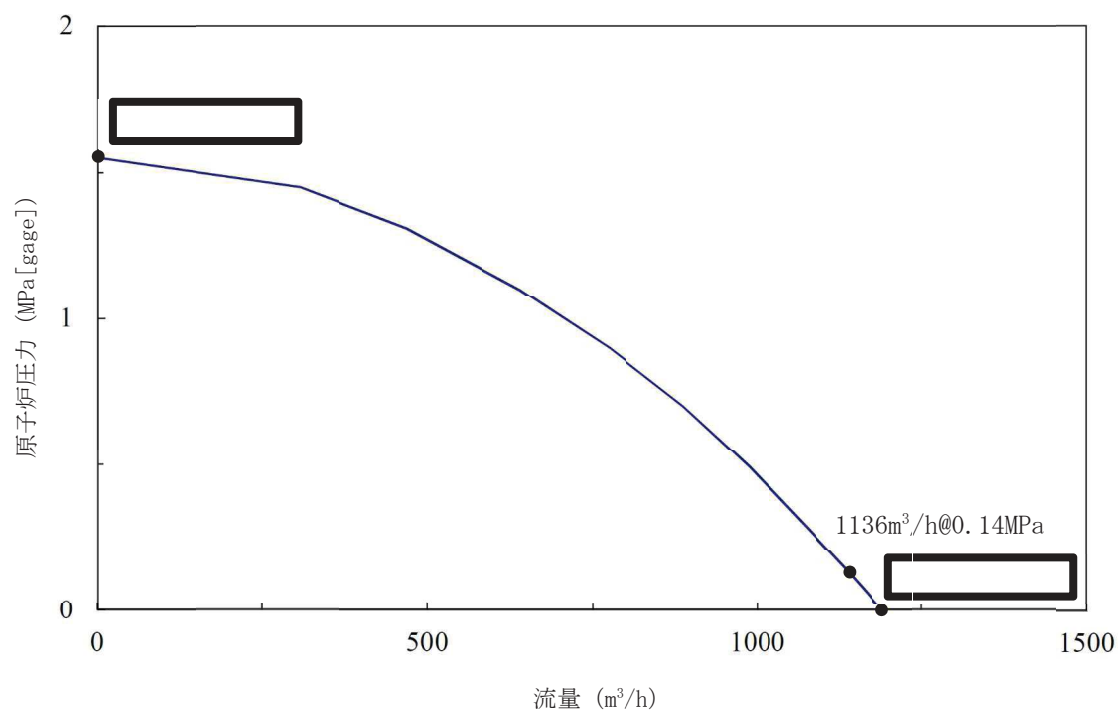


(3) 高压代替注水系

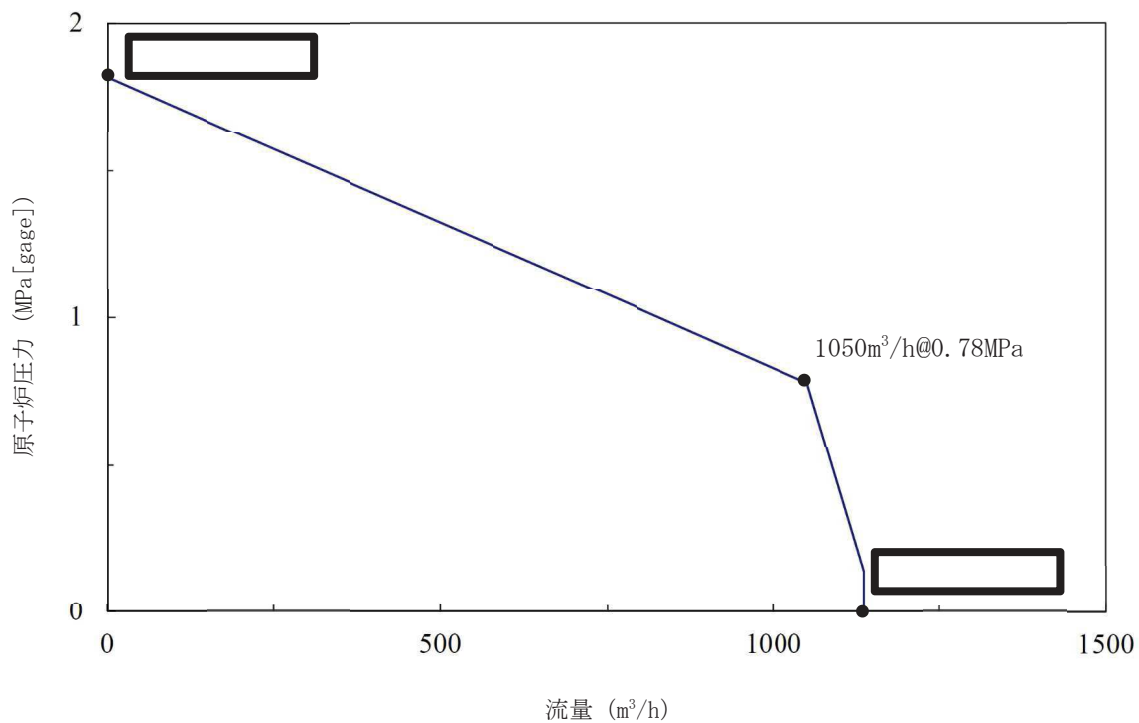




(4) 残留熱除去系（低圧注水モード）



(5) 低圧炉心スプレイ系

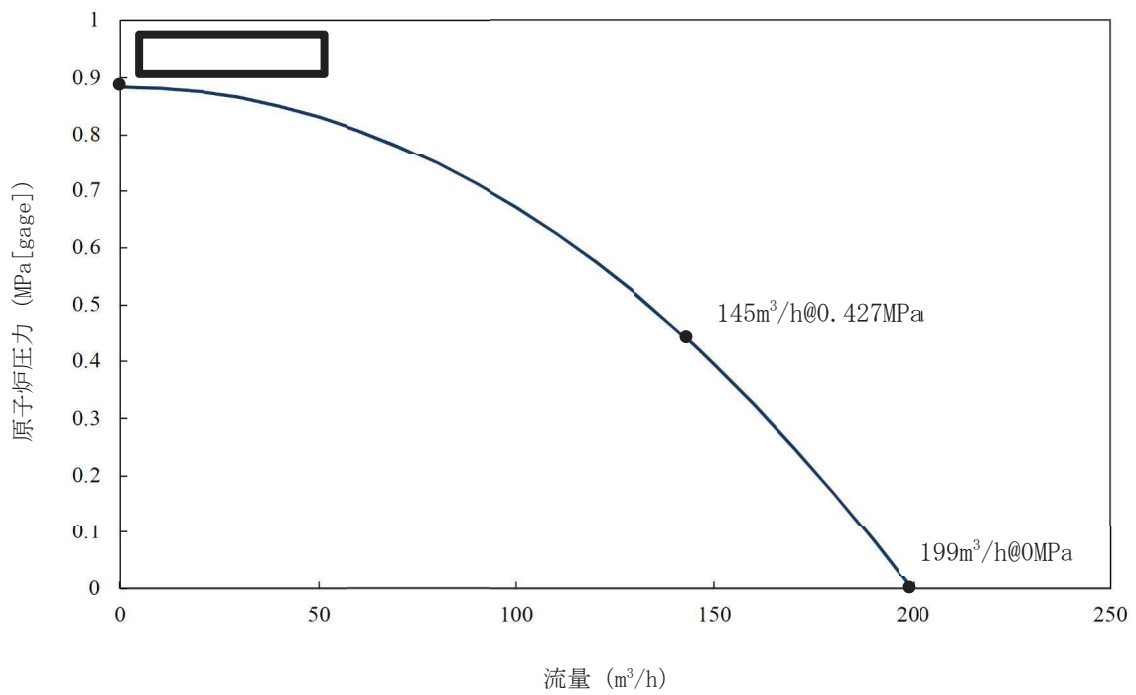


枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

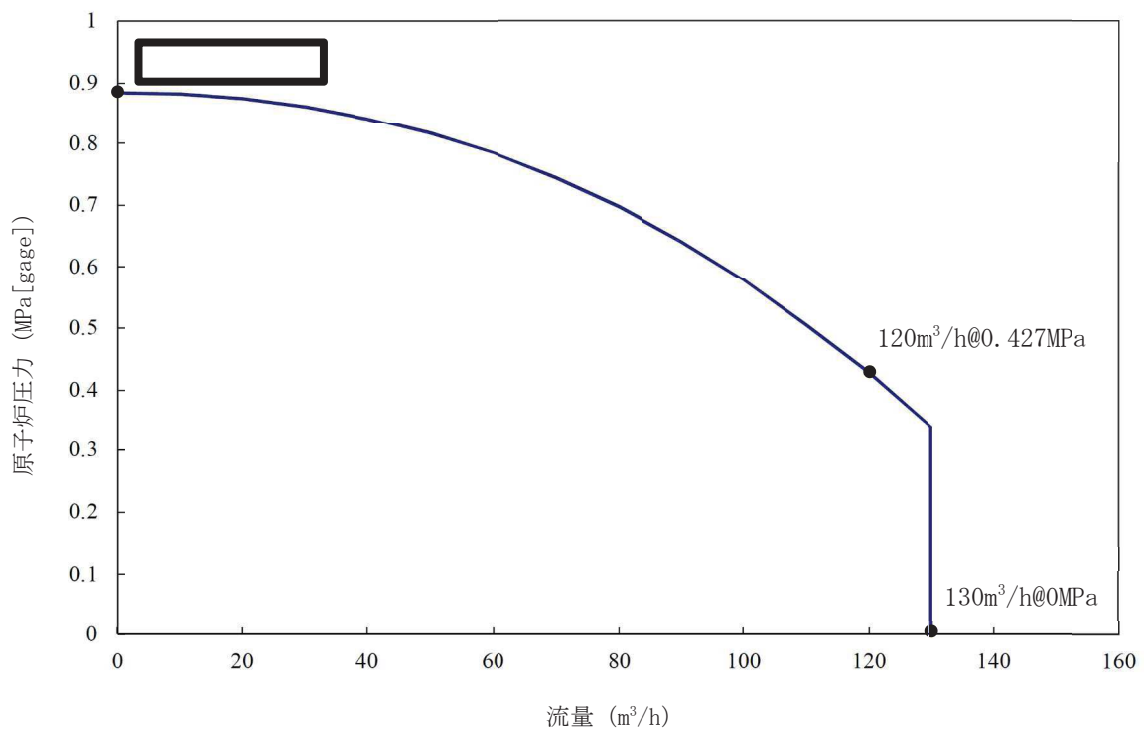
補足 54-3

(6) 低圧代替注水系（常設）

a. 復水移送ポンプ 2 台の場合



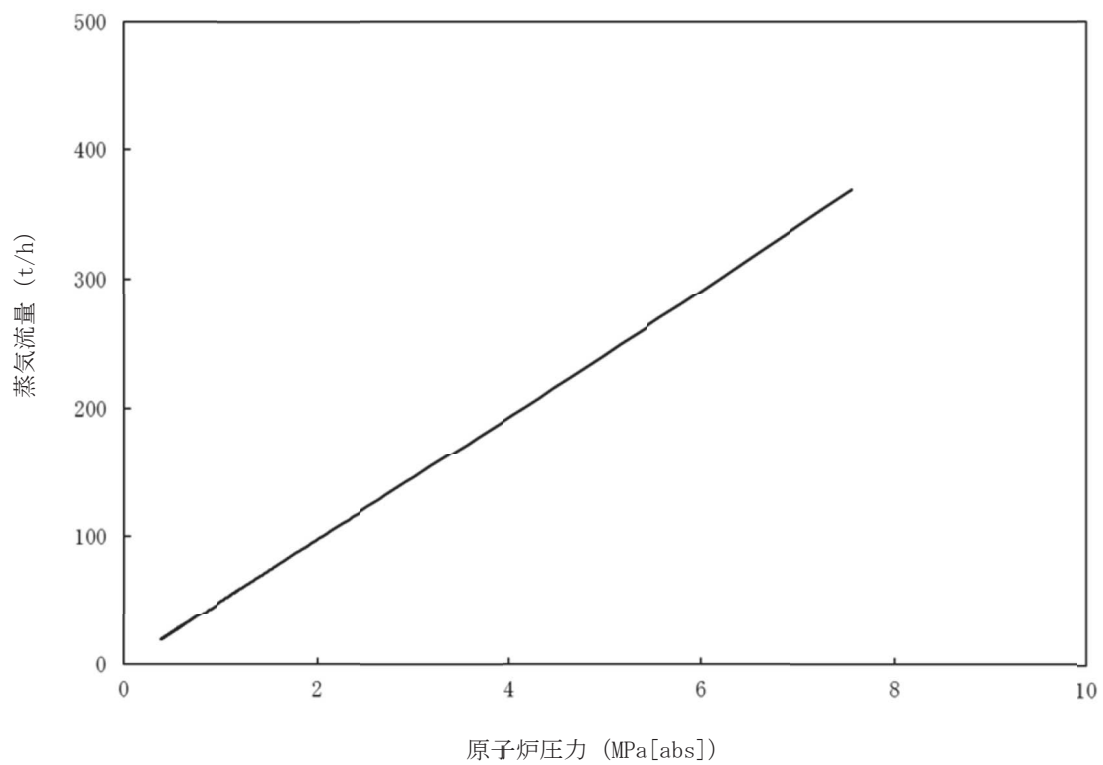
b. 復水移送ポンプ 1 台の場合



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 54-4

(7) 逃がし安全弁



## 57. 有効性評価において機能喪失を仮定した設備について

表 1 ～ 4 に炉心損傷防止対策，格納容器破損防止対策，燃料プールの燃料損傷防止対策及び運転停止中の燃料損傷防止対策の有効性評価の各重要事故シーケンス等において，機能喪失を仮定した設備の一覧を示す。

表1 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧（1 / 4）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象（給水流量の全喪失）	—	・高圧代替注水系
	高圧注水失敗	・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系	
	低圧ECCS失敗	・低圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系（低圧注水モード）	
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象（給水流量の全喪失）	—	・高圧代替注水系
	高圧注水失敗	・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系	
	原子炉手動減圧失敗	・自動減圧系	
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）	・非常用ディーゼル発電機	・（常設代替交流電源設備による非常用母線の受電（～24時間））
	HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）	・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	
	—	・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）	
全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧注水失敗	全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）	・非常用ディーゼル発電機	・（常設代替交流電源設備による非常用母線の受電（～24時間））
	高圧注水失敗（RCIC本体の機能喪失）	・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 ・原子炉隔離時冷却系	
	—	・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）	

表1 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧（2 / 4）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
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	外部電源喪失	—	・（常設代替交流電源設備による非常用母線の受電（～24時間））
	直流電源喪失	・ 125V 蓄電池	
	HPCS失敗	・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	
	—	・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）	
全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG失敗） + HPCS失敗 + SRV再閉失敗	全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG失敗）	・ 非常用ディーゼル発電機	・（常設代替交流電源設備による非常用母線の受電（～24時間））
	SRV再閉失敗	・ 逃がし安全弁1個開固着	
	HPCS失敗	・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	
	—	・ 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）	
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	・ 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）	
	—	・ 全交流動力電源喪失（外部電源喪失，非常用ディーゼル発電機等）	

表1 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧（3／4）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
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	・残留熱除去系	
	—	・低圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系（低圧注水モード）（C） ・（原子炉隔離時冷却系）	
原子炉停止機能喪失	過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）	—	・代替制御棒挿入機能
	原子炉停止失敗	・原子炉自動スクラム ・原子炉手動スクラム	
LOCA時注水機能喪失	中小破断LOCA	—	—
	高圧注水失敗	・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系	
	低圧ECCS失敗	・低圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系（低圧注水モード）	
	—	・給水流量の全喪失 ・自動減圧系 ・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む） ・全交流動力電源喪失（外部電源喪失，非常用ディーゼル発電機等）	

表1 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧（4／4）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLO CA)	ISLOCA	・ISLOCAの発生を想定する高圧炉心 スプレイ系	・代替自動減圧機能
	—	・給水流量の全喪失	



表2 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧（1／2）

格納容器破損モード	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧・過温破損）（代 替循環冷却を使用する場合） ・ 水素燃焼	大破断LOCA	—	—
	HPCS失敗	・ 高圧炉心スプレイ系	
	低圧ECCS失敗	・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）	
	全交流動力電源喪失	・ 非常用ディーゼル発電機等	
	—	・ 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海 水系含む）	
・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧・過温破損）（代 替循環冷却を使用できない場合）	大破断LOCA	—	—
	HPCS失敗	・ 高圧炉心スプレイ系	
	低圧ECCS失敗	・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）	
	全交流動力電源喪失	・ 非常用ディーゼル発電機等	
	—	・ 代替循環冷却系 ・ 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海 水系含む）	

表2 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (2 / 2)

格納容器破損モード	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</li> <li>・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用</li> <li>・ 溶融炉心・コンクリート相互作用</li> </ul>	過渡事象（給水流量の全喪失）	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧代替注水系</li> <li>・ 低圧代替注水系（常設）</li> </ul>
	高圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧炉心スプレイ系</li> <li>・ 原子炉隔離時冷却系</li> </ul>	
	低圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 低圧炉心スプレイ系</li> <li>・ 残留熱除去系（低圧注水モード）</li> </ul>	
	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）</li> <li>・ 全交流動力電源喪失（外部電源喪失，非常用ディーゼル発電機等）</li> </ul>	

表3 燃料プールの燃料損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

想定事故	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
想定事故1	冷却機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 残留熱除去系</li> <li>・ 燃料プール冷却浄化系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 燃料プールのスプレイ系</li> </ul>
	注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 燃料プール補給水系</li> <li>・ 復水補給水系</li> </ul>	
想定事故2	プール水の小規模な喪失	—	
	冷却機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 残留熱除去系</li> <li>・ 燃料プール冷却浄化系</li> </ul>	
	注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 燃料プール補給水系</li> <li>・ 復水補給水系</li> </ul>	

表4 運転停止中の燃料損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	—	—
	崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失	—	—
	交流電源喪失	・非常用ディーゼル発電機	
	崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・高圧炉心スプレイ系	
	—	・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）	
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出（RHR 切替時の冷却材流出）	—	—
	崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	
反応度の誤投入	制御棒の誤引き抜き	—	—

## 58. 高圧炉心スプレイ系ポンプ水源側からの流出防止のための隔離操作

I S L O C A発生を判断した場合は、漏えい量抑制のため速やかに漏えい箇所の隔離操作を行う。ここでは、高圧炉心スプレイ系にてI S L O C Aが発生した場合のポンプ水源側からの流出防止のための隔離操作手順を以下に示す。

手順

- ①中央制御室からの遠隔操作により、高圧炉心スプレイ系ポンプ復水貯蔵タンク吸込弁を「全閉」操作
- ②①にて全閉出来なかった場合、原子炉隔離時冷却系ポンプ水源切り替え（復水貯蔵タンク⇒サブプレッションチェンバ）を実施後、現場にて、高圧炉心スプレイ系復水貯蔵タンク出口元弁を「全閉」する
  - ②a 原子炉隔離時冷却系ポンプサブプレッションチェンバ吸込弁「全開」操作
  - ②b 原子炉隔離時冷却系ポンプ復水貯蔵タンク吸込弁「全閉」確認
  - ②c 高圧炉心スプレイ系ポンプ復水貯蔵タンク出口元弁「全閉」操作
- ③高圧炉心スプレイ系ポンプサブプレッションチェンバ吸込弁「全閉」確認

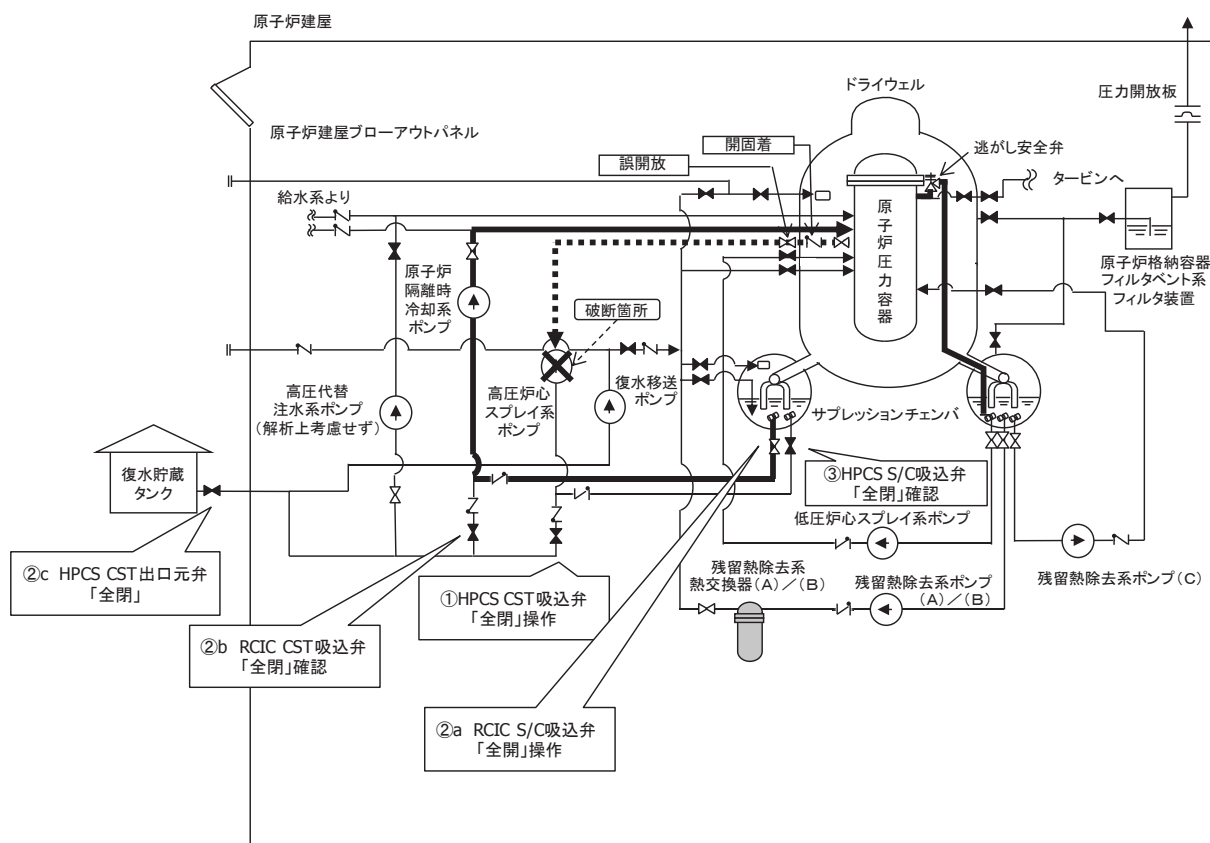


図1 概略系統図

## 59. 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、原子炉圧力及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1に示す。

表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1 ISLOCAと格納容器内でのLOCA発生時のパラメータ比較

	各パラメータ・警報	ISLOCA	格納容器内でのLOCA
原子炉圧力容器 パラメータ	原子炉水位	変動*	変動*
	原子炉圧力	変動*	変動*
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
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

※漏えい量により変動しない場合がある。

(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1から図5に示す。

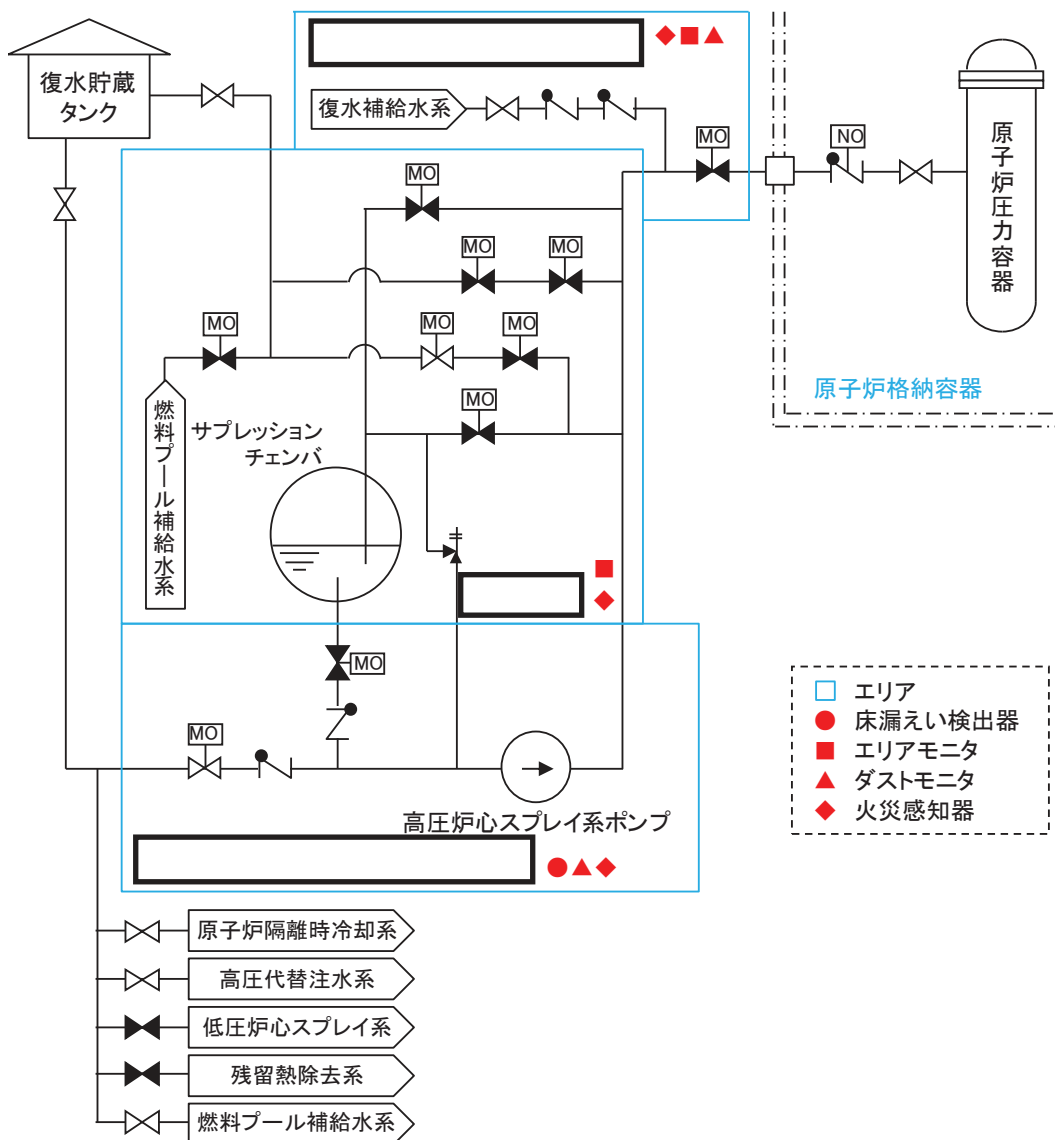


図1 高圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

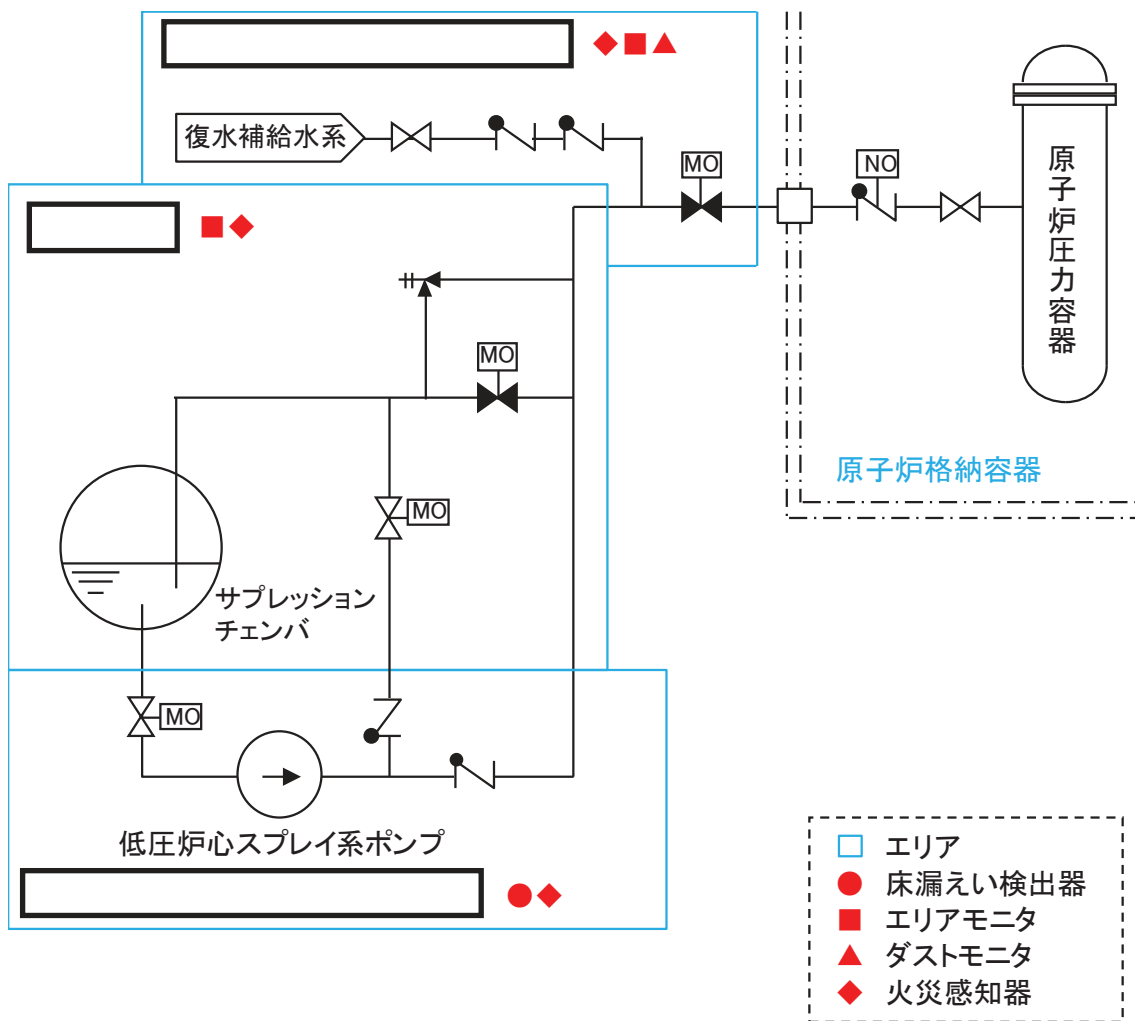


図2 低圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



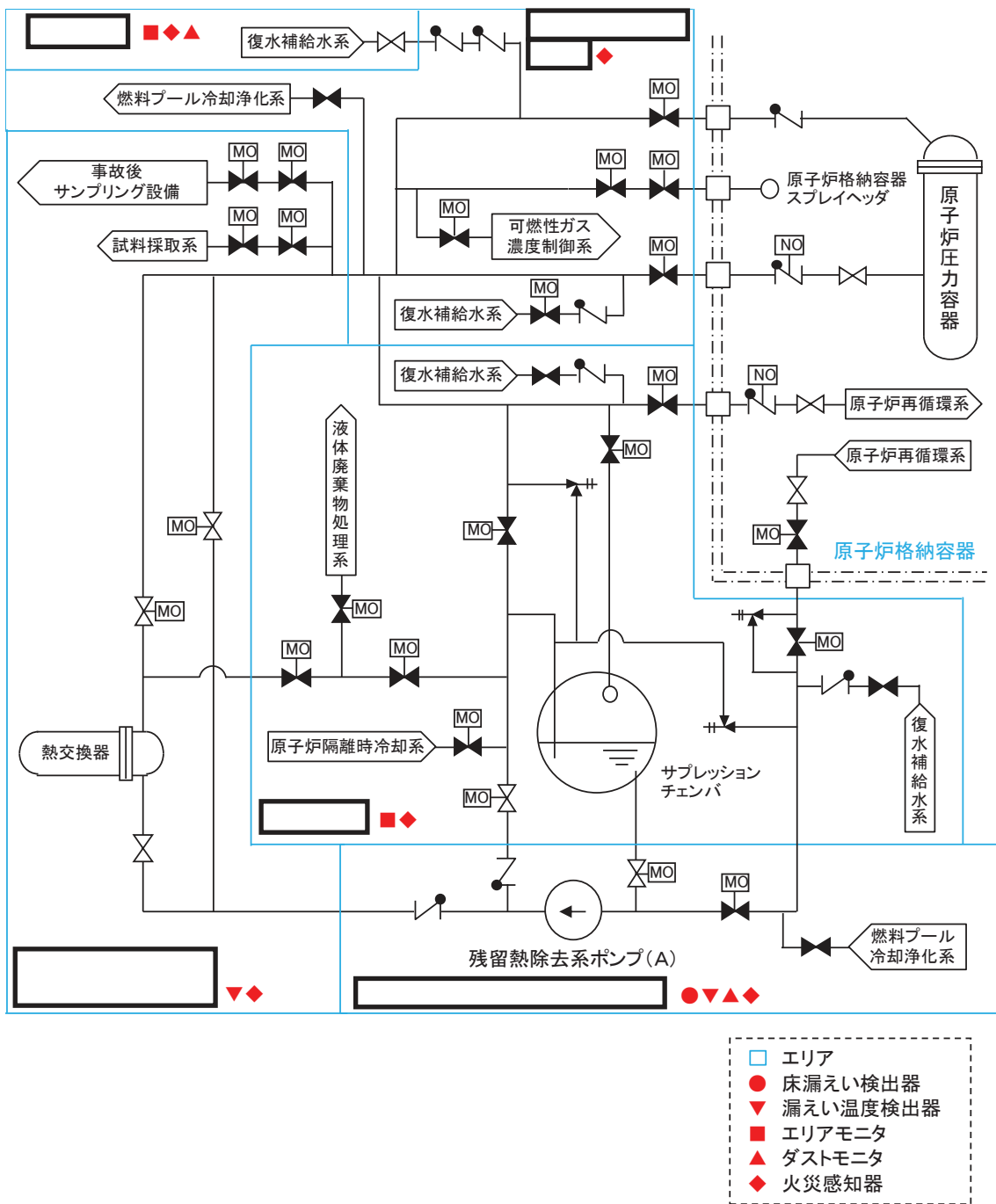


図3 残留熱除去系（A）漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

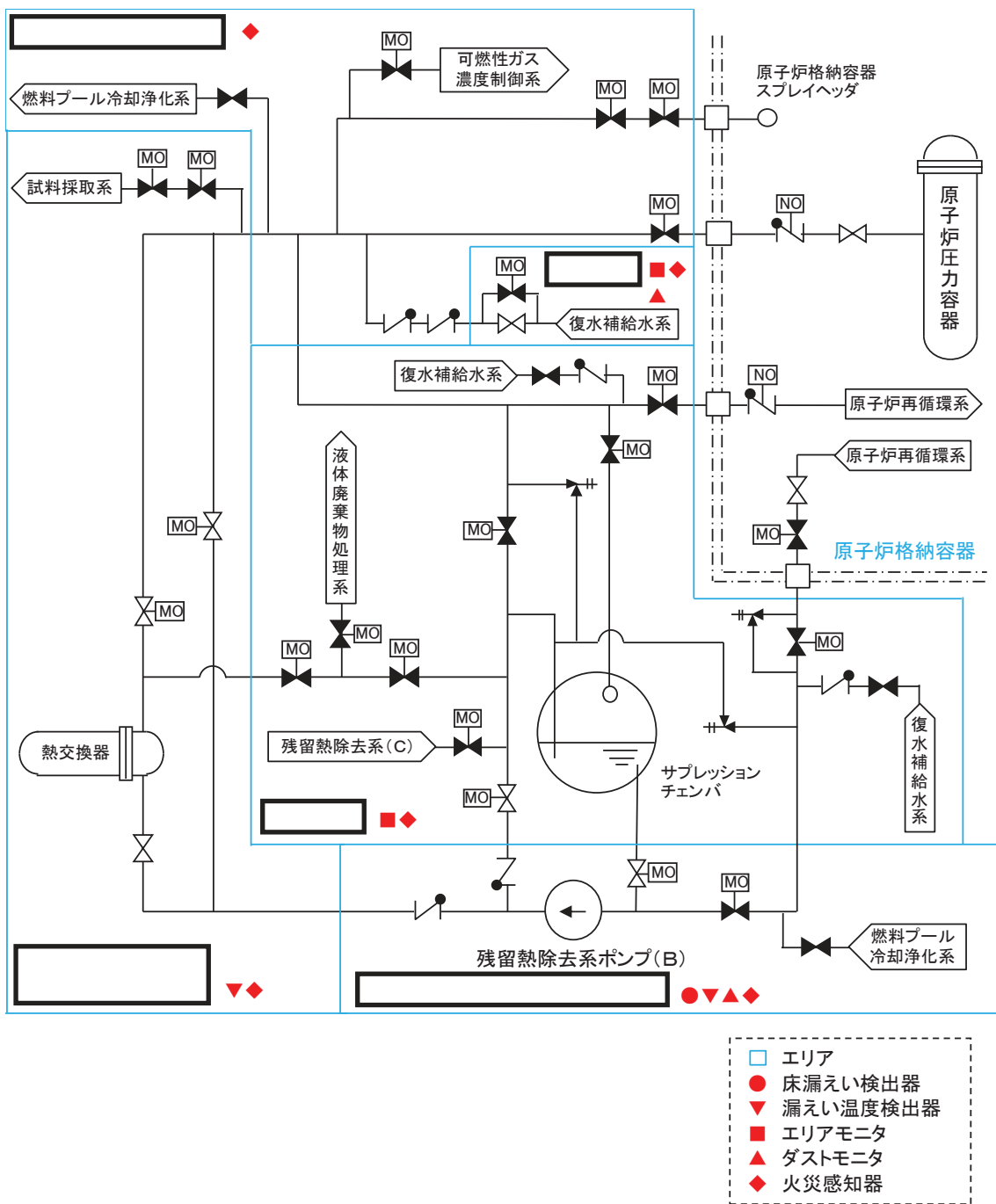


図4 残留熱除去系（B）漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

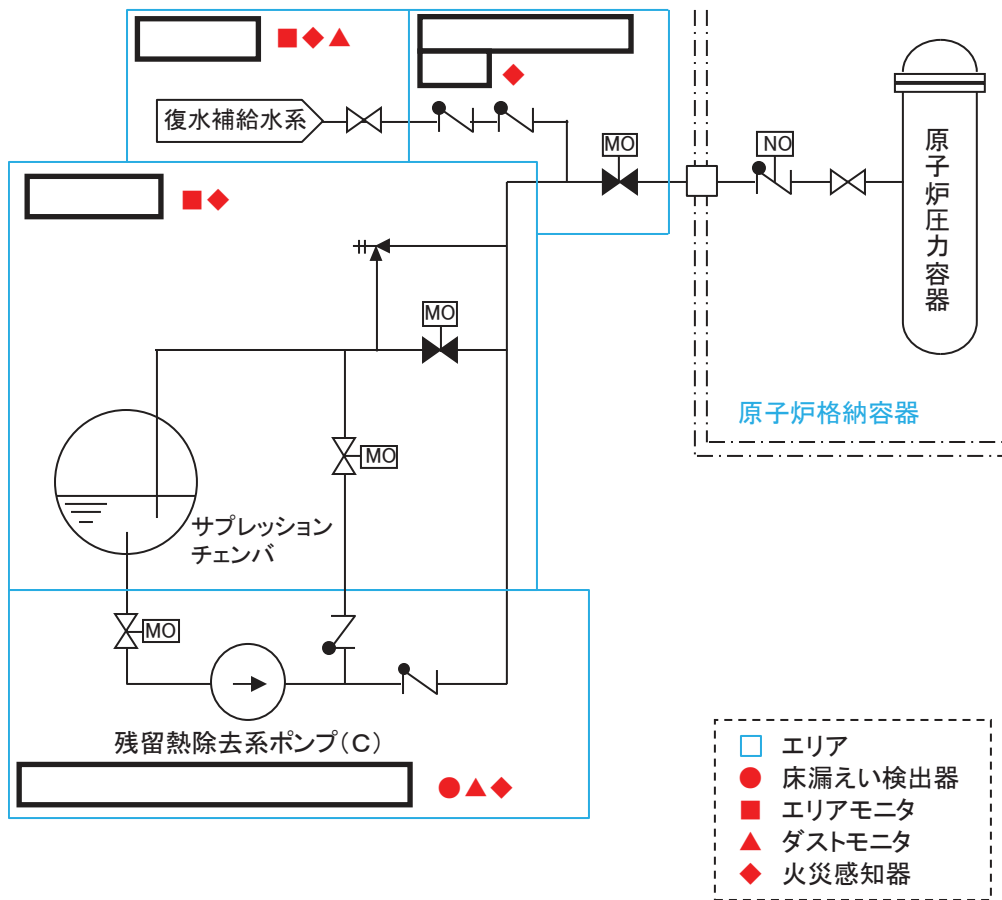


図5 残留熱除去系（C）漏えい確認設備概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 60. 外部水源を用いた場合の格納容器スプレイ流量について

格納容器スプレイによるエアロゾル除去効果については、スプレイ液滴径と相関があるため、スプレイ流量を低下させた場合、液滴径が大きくなることで十分なエアロゾル除去効果が確保されないおそれがある。また、MAAP 解析において有効性を確認している粒径である 2 mm を上回る可能性がある。

一方、外部水源を用いた格納容器スプレイ時は、格納容器内への水の持ち込みが継続されることから、その流量が運用上のベント実施基準である外部水源注水量限界到達時間に影響を与えることとなる。

そのため、手順においては、実験<sup>[1]</sup>に基づきエアロゾル除去効果が確保される最低流量を、スプレイ流量として設定している。

### (1) 実験の知見

図 1 に実験の結果を示す。実験において、ノズルあたりの流量が 10L/min 以上確保される流量では、最大の液滴径が 2 mm 以下となる。

そのため、ノズルあたり 10L/min 以上の流量が確保される流量を格納容器スプレイ流量に設定する。

### (2) 女川 2 号炉におけるスプレイ流量の設定

女川 2 号炉におけるスプレイヘッドのノズル数は 146 個であることから、下式に示すとおり、スプレイ流量 88m<sup>3</sup>/h を確保することで、スプレイノズルあたりの流量は 10L/min を確保できる。

$$\begin{aligned} \cdot \text{最低流量} &= 10[\text{L}/\text{min}/\text{ノズル}] \times 146[\text{ノズル}] \\ &= 1460[\text{L}/\text{min}] \\ &= 88[\text{m}^3/\text{h}] \end{aligned}$$

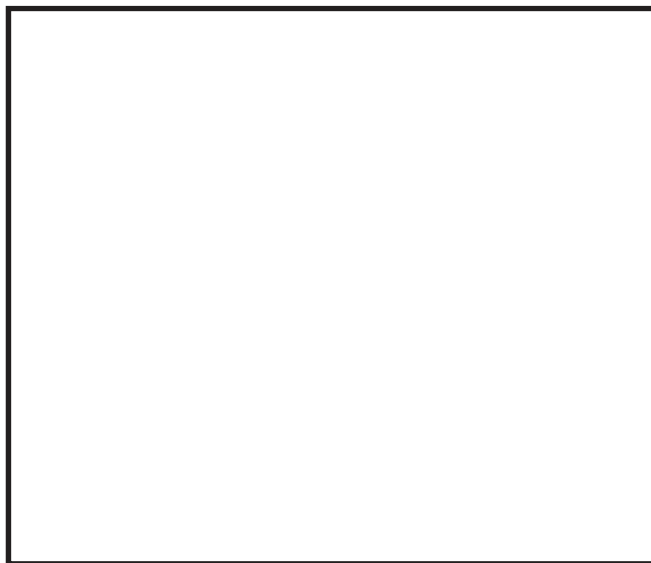


図 1 スプレイ液滴径の実験結果（ノズルあたりの流量）

[1] 共同研究報告書，放射能放出低減装置に関する開発研究（PHASE2）（平成 5 年 3 月）

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。

## 61. 希ガスの減衰割合について

図 1 に初期炉内内蔵量を 100%とした場合の希ガスの減衰割合を示す。

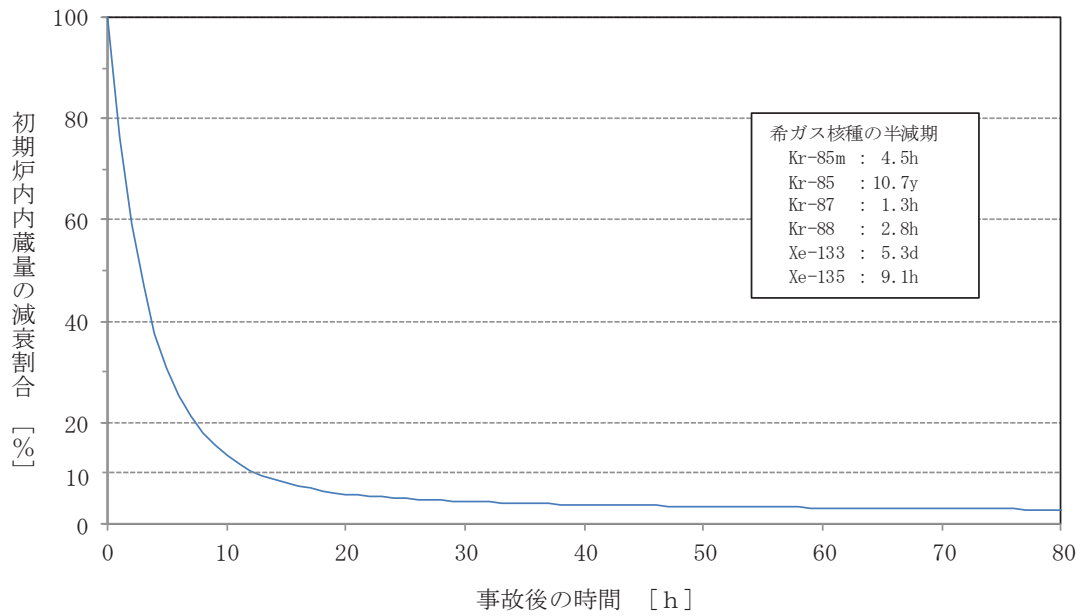


図 1 希ガスの減衰曲線 (0.5MeV 換算値)

## 62. ISLOCA 発生箇所と ECCS ポンプ等との位置関係について

ISLOCA 発生箇所として想定している高圧炉心スプレイ系と有効性評価において期待している ECCS ポンプ等との位置関係について、図 1 に示す。

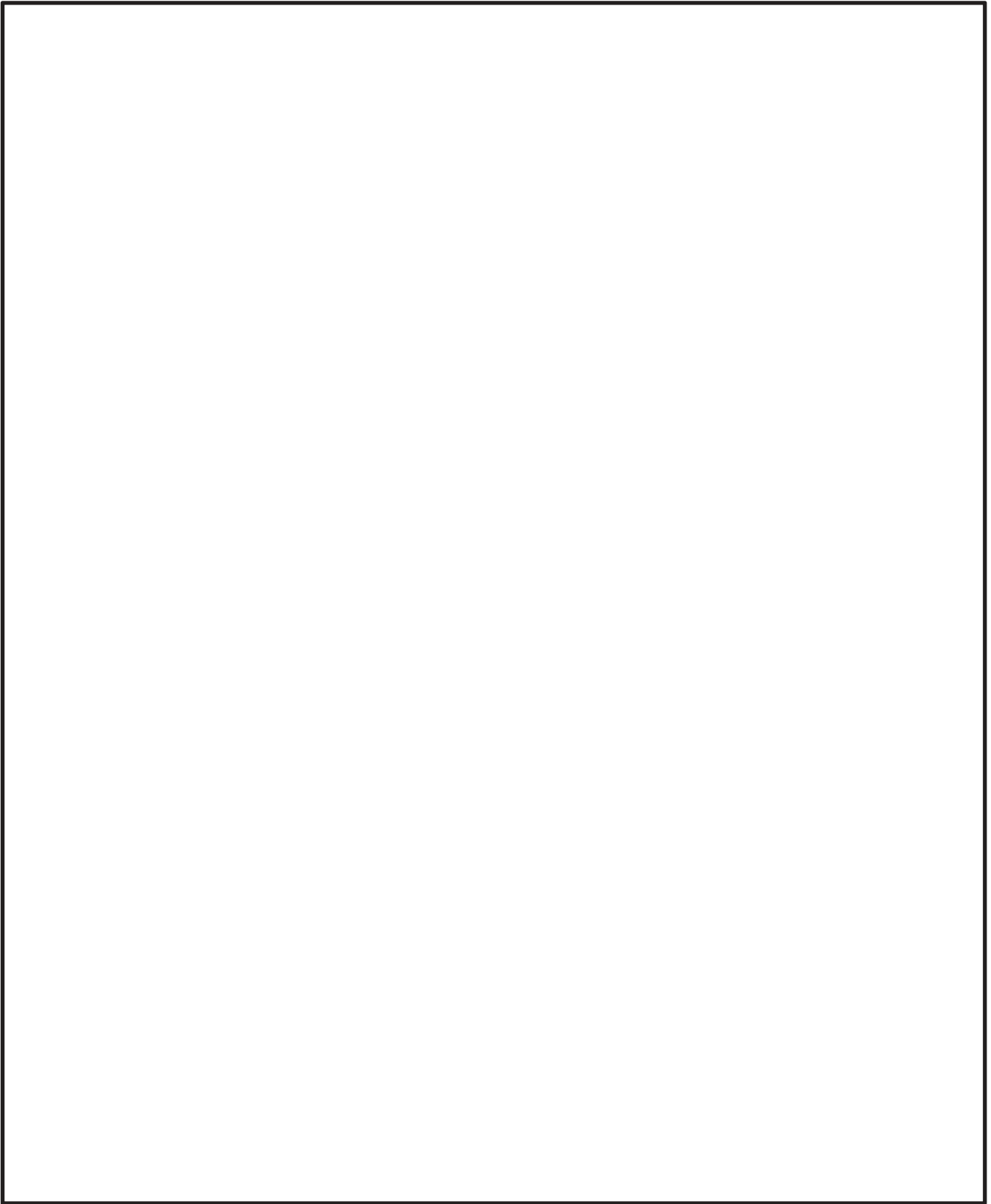


図1 ISLOCA 発生箇所と ECCS ポンプ等との位置関係 (1 / 2)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

補足 62-2

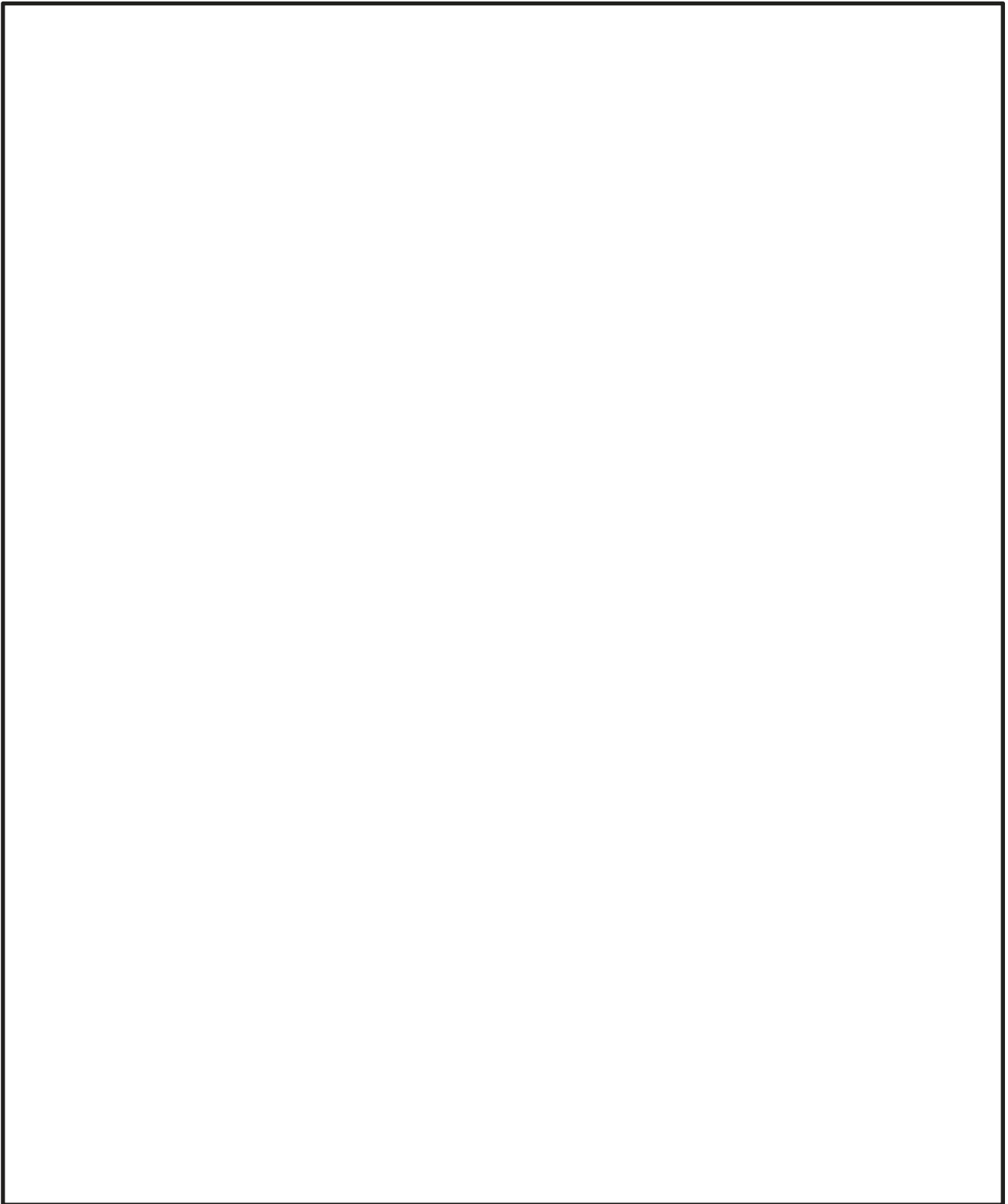


図1 ISLOCA 発生箇所と ECCS ポンプ等との位置関係 (2 / 2)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

補足 62-3



## 63. ISLOCA 時の現場隔離弁の操作性（温度）について

### (1) はじめに

ISLOCA 発生時、HPCS 注入隔離弁の全閉操作により隔離操作を実施するが、中央制御室からの遠隔操作ができない場合には現場での手動操作により全閉させることとしている。

HPCS 注入隔離弁が設置されている配管は漏えい経路となっており、原子炉冷却材が流れていることから、HPCS 注入隔離弁については通常時よりも温度が上昇していることが想定される。このことから、ISLOCA 時に HPCS 注入隔離弁を現場で操作する際の熱影響について確認を行った。

### (2) ISLOCA 時に想定される流体温度条件

ISLOCA 時に中央制御室からの遠隔操作に失敗した場合には、原子炉を急速減圧し漏えい量の抑制及び現場環境の改善を図る手順としている。

原子炉建屋内での現場隔離操作は原子炉急速減圧後の操作としており、現場操作を行う事象発生約 4 時間後には原子炉圧力容器はほぼ大気圧状態と考えられるが、ここでは保守的に ISLOCA 解析における原子炉急速減圧後（事象発生 50 分後）の原子炉圧力約 0.3MPa [gage] における飽和温度である約 140℃を配管内流体の想定温度条件とする。

### (3) 現場調査結果

#### a. 調査対象

配管内流体の想定温度条件である約 140℃を包絡できる設備として、女川 2 号の補助ボイラ及び加熱蒸気系の弁を調査対象として選定した。具体的な調査対象弁及び温度条件等を表 1 に示す。

表 1 調査対象弁及び温度条件等

弁名称	種類	弁口径	駆動方式	主要部材質	配管内流体温度条件
(参考) HPCS 注入隔離弁	仕切弁	250A	電気作動	ボディ： 炭素鋼鑄鋼品	約 140℃
補助ボイラ蒸気だめ出口弁	仕切弁	250A	手動		約 190℃
補助ボイラ主蒸気止め弁	仕切弁	200A	電気作動	ステム： ステンレス鋼	約 190℃
HS Aux. B/B 蒸気供給母管元弁	仕切弁	250A	電気作動		約 170℃

#### b. 調査内容

表 1 に記載の調査対象弁のヨーク部及びハンドル部について温度測定を実施した。調査結果を表 2 に示す。

調査結果より、配管内の流体が高温であったとしても運転員が操作するハンドル部分の温度は 30℃程度であり、ハンドル部への熱影響はないことが分かるため、

ISLOCA 時の HPCS 注入隔離弁操作についても弁の操作部分の温度による操作への影響はない。

表 2 調査結果

弁名称	配管内流体 温度条件	ヨーク部 温度	ハンドル部 温度
補助ボイラ蒸気だめ出口弁	約 190℃	90℃	30℃
補助ボイラ主蒸気止め弁	約 190℃	106℃	29℃
HS Aux. B/B 蒸気供給母管元弁	約 170℃	80℃	30℃

(4) まとめ

ISLOCA 時に想定される HPCS 注入隔離弁の温度条件（約 140℃）を上回る温度の流体を内包している補助ボイラ及び加熱蒸気系の弁について温度調査を行った結果、運転員が操作するハンドル部の温度は 30℃程度であり、配管内の流体温度が与えるハンドル部へ与える熱影響は小さく、運転員の操作に影響のないことを確認した。

## 64. 急速減圧時の逃がし安全弁使用個数による評価への影響について

運転手順において、手動操作により急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数は、原則6個と定めており、6個使用できない場合においては、急速減圧に必要な最小個数である2個以上を使用することとしている。

急速減圧を実施するケースとしては、有効性評価において以下の2つのケースが想定されることから、逃がし安全弁の個数による評価への影響を確認した。

- ・原子炉圧力容器内の事象進展抑制を目的とする場合
- ・格納容器の各種運転制限値に到達した場合

### (1) 原子炉圧力容器内の事象進展抑制を目的とする場合

事象発生後、高圧注水機能での注水を維持できない場合等においては、原子炉圧力容器内の事象進展の抑制を目的に、逃がし安全弁を用いた急速減圧操作を実施し、低圧注水機能により原子炉注水を実施する。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」においては、高圧・低圧注水機能喪失の確認し、事象発生25分後に逃がし安全弁6個を用いた急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

図1及び図2に示すとおり、使用する逃がし安全弁の個数が6個の場合は、2個の場合と比べ、インベントリの流出流量が大きくなり原子炉水位の低下が早くなる(①)ものの、原子炉圧力の低下が早く、低圧代替注水系（常設）の注水開始時間が早まる(②)ことにより原子炉水位の回復が早く(③)なっている。

### (2) 格納容器の各種運転制限値に到達した場合

事象初期の原子炉注水には成功するが格納容器除熱機能等が喪失し、格納容器の各種運転制限値に到達した場合、急速減圧操作を実施し、低圧注水機能により原子炉注水を実施する。

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）」においては、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に成功するものの、取水機能喪失に伴い格納容器除熱機能が喪失することから、事象発生8時間後に逃がし安全弁2個を用いた急速減圧を実施し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

図3及び図4に示すとおり、逃がし安全弁2個又は6個を使用したいずれの場合においても、有効燃料棒頂部を下回ることにはないが、(1)と同様の理由で逃がし安全弁6個を使用した場合の方が低圧代替注水系（常設）の注水開始時間が早まることにより原子炉水位の回復が早くなっている。

以上より、逃がし安全弁2個を用いて急速減圧を実施する場合と比較し、6個を用いて急速減圧を実施する場合の方が、事象進展が緩やかとなる。

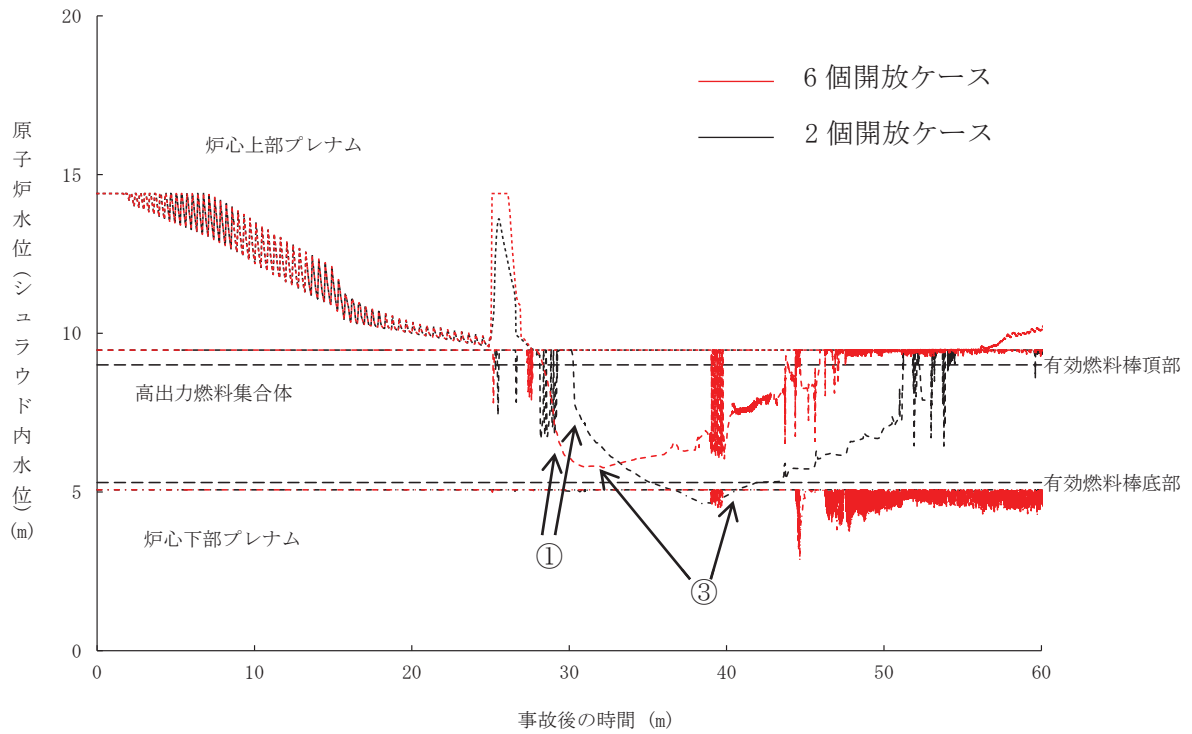


図1 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移  
（高圧・低圧注水機能喪失）

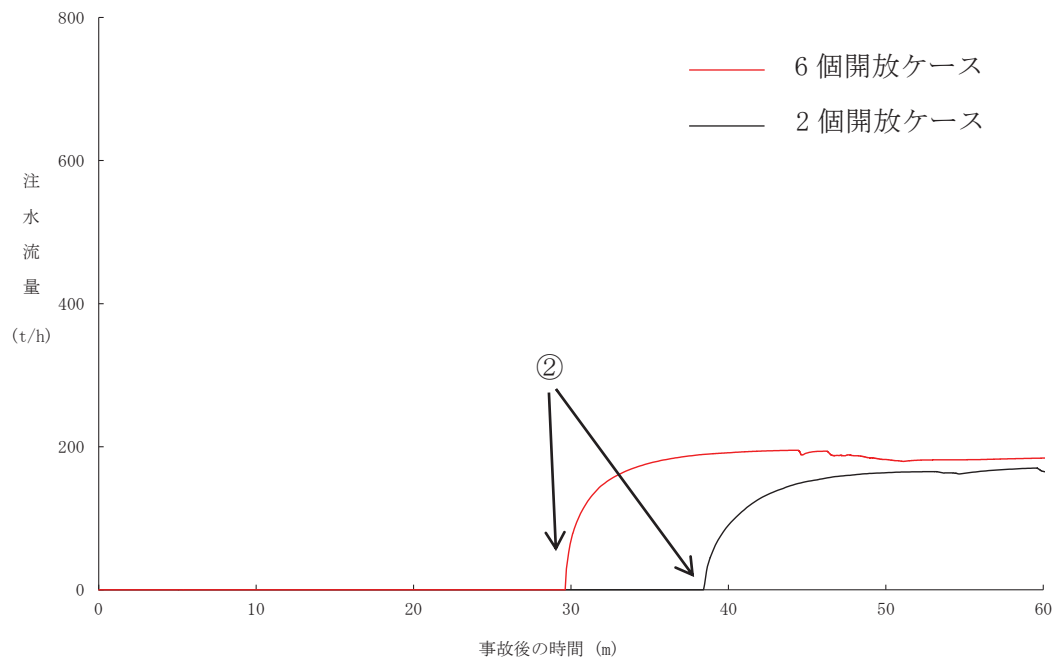


図2 注水流量の推移  
（高圧・低圧注水機能喪失）

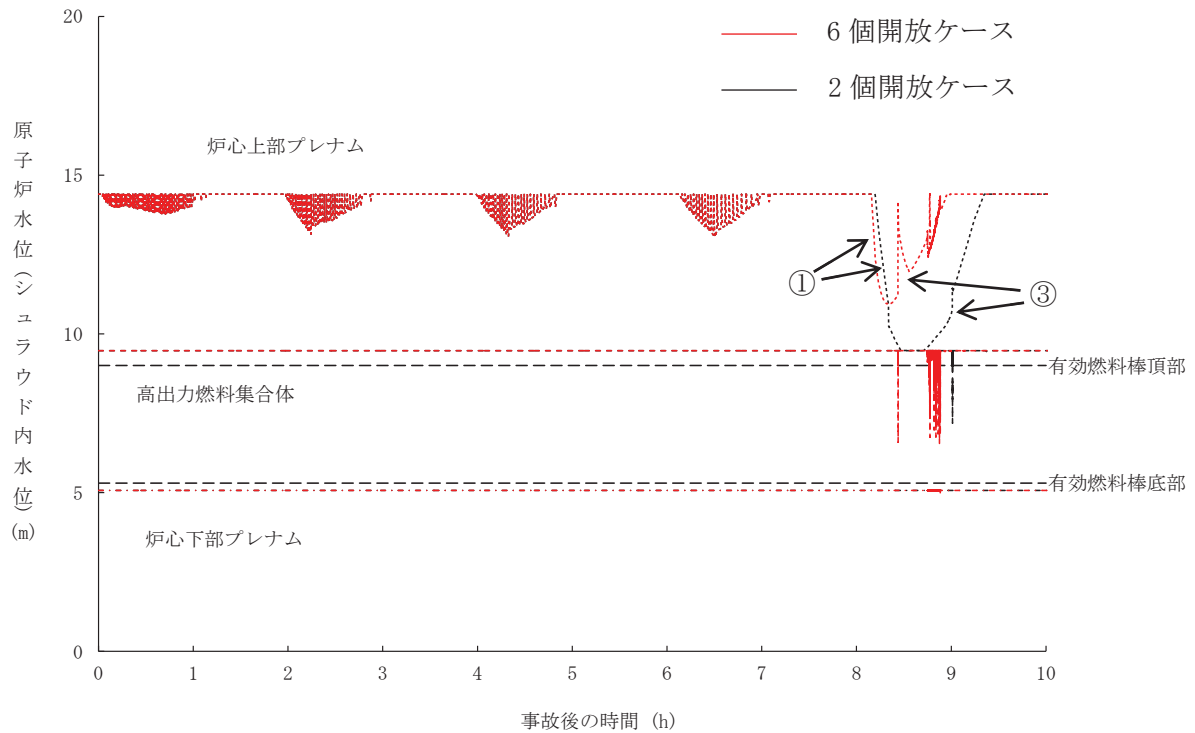


図3 原子炉水位（シールド内水位）の推移  
 (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)

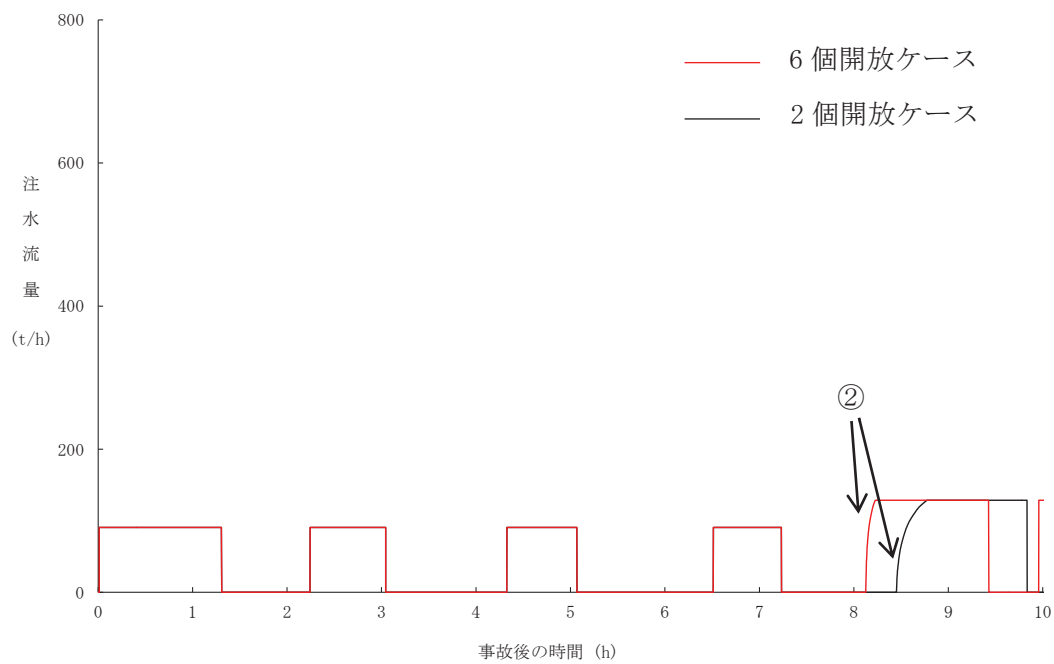


図4 注水流量の推移  
 (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)

## 65. 非常用ディーゼル発電機等の燃料評価における想定負荷について

### (1) はじめに

有効性評価における燃料評価では、非常用ディーゼル発電機（以下「D/G」という。）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「HPCS D/G」という。）の燃料消費量について、重大事故等時に想定される負荷で燃料評価を実施している。

これは、燃料消費量が大きい D/G 及び HPCS D/G については、定格出力で燃料評価を行った場合、評価上の燃料消費量と実態との差が大きくなり、過度に保守的な評価となるため、事故シーケンスグループ毎に現実的な燃料評価を行うためである。この想定負荷の考え方について以下に示す。

### (2) 想定負荷の考え方

燃料評価において外部電源喪失を想定するシナリオにおける D/G 及び HPCS D/G の想定負荷リストを表 1 から表 3 に示す。この考え方については以下のとおりである。

- ・D/G 及び HPCS D/G は自動的に電源供給が開始され、負荷も自動投入されることから、事象進展に応じて起動が想定される負荷については容量を計上する。ただし、各シナリオにおいて機能喪失を想定している機器は除く
- ・LOCA 信号（「原子炉水位低（レベル 1）」、「ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）」）により自動停止する機器については、LOCA 信号発信以降の負荷容量から除く
- ・解析上考慮していない機器であっても、重大事故等時に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）については容量を計上する

### (3) 燃料消費量の算出

D/G 及び HPCS D/G については表 1 から表 3 に示す想定負荷により運転を行うこととなる。これら想定負荷を用いた燃料消費量の算出について別紙に示す。

### (4) まとめ

以上の考え方に従い、D/G 及び HPCS D/G の想定負荷については、重大事故等時に必要な負荷及び解析上は考慮しないが実際には運転することが想定される負荷を含めており、妥当であると考えている。



表 2 D/G(B) 負荷リスト

**【凡例】**  
 ○ : 使用負荷  
 - : 未使用負荷  
**【負荷想定】**  
 負荷①: LOCA 信号発生前の負荷状態  
 負荷②: LOCA 信号発生後の負荷状態

機器名称	稼働容量 (kW)	有効性評価で想定する負荷												停止時TW	停止時LOCA									
		TQUV	TQUV	TQUX	TWRHR故障	TC	IS/LOCA	想定事故1	想定事故2	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②											
RSS盤(B)用変圧器	0.6	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HPGP(B)補助油ポンプ	3.7	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
MD-RFP(B)補助油ポンプ	5.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
グラブ蒸気排風機(B)	15.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
主油タンクガス抽出機(B)	5.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
RFP-T油タンクガス抽出機(B)	0.75	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
MD-RFP油タンク(B)ガス抽出機	0.4	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
密封油再循環ポンプ	3.7	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
タービン種機冷却水ポンプ(B)	312.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
タービン種機冷却水ポンプ(B)	331.6	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
125V充電機 2B	105.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
無停電交流電源用静止形無停電電源装置 2B	45.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
プロセス計算機用静止形無停電電源装置 2B	135.9	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
中央制御室電源切替機 2B	52.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
R/B非常用照明用変圧器(B)	90.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
T/B非常用照明用変圧器(B)	45.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
C/B非常用照明用変圧器(B)	45.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
R/B内照明(B)用変圧器	2.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
R/B内照明(B)用変圧器	14.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
非常用力ス処理系排風機(B)等	35.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
格納容器内雰囲気モータ系(B) 真空調機	11.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
非常用ガス処理系真空調機(B)	1.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
DG(B) 非常用送風機(A), (B), (C)	135.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
蒸留除去系ポンプ(B)	511.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HECW冷水ポンプ(B), (C)	37.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HECW冷水ポンプ(B), (D)	4.4	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HECW冷水ポンプ(B), (D) 潤滑油ポンプ	5.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
RHPポンプ(C)真空調機	30.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉種機(B)送風機	5.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉種機(B)送排風機	5.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
蒸留除去系ポンプ(B)	511.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HNCW冷水ポンプ(D)	30.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HNCW低温冷水ポンプ(B)	75.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
換気空調種機用冷却水系冷水機(D)圧縮機	350.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
換気空調種機用冷却水系冷水機(D)潤滑油ポンプ	1.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
換気空調種機用冷却水系冷水機(D)潤滑油ポンプ	1.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
DWG上部送風機(B)	18.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
RHPポンプ(B)真空調機	5.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HECW冷媒機(B), (D)圧縮機	310.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HECW冷媒機(B), (D)潤滑油ポンプ	3.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉種機冷却水ポンプ(B), (D)	470.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
DWG下部送風機(B), (C)	110.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
RCWPポンプ(B)真空調機(A), (B)	44.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
MCR送風機(B)	110.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
MCR排風機(B)	3.7	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
計測制御電源(B)送風機	22.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
計測制御電源(B)送排風機	2.2	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉種機冷却海水ポンプ(B), (D)	795.8	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
海水ポンプ(B)	75.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
制御棒駆動水ポンプ(B)	284.3	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
制御棒駆動水ポンプ(B) 補助油ポンプ	1.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
SLC貯蔵タンク保通ヒータ	2.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
スタック放射線モニタ配管用ヒータ	4.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
格納容器内雰囲気モニタ系(B)ヒータ制御盤	12.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
サンプリングラック 吸引ポンプ	0.75	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
格納容器内雰囲気モニタ系(B)	0.75	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
サンプリングラック 排気ポンプ	1.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
タストモニタサンプリングラックポンプ(B)	2.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
濡れいぼ系放射線モニタ配管ヒータ制御箱	11.1	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
第4, 6, 8融解タンク油ポンプ	1.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
RFP-T(B)ターニング装置	45.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
覆水移送ポンプ(B)	90.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
計測用圧縮空気系除油装置電機ヒータ(B)(ハイイン)、(ロントロール)	3.9	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
計測用圧縮空気系除油装置フロア(B)	1.1	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
燃料移送ポンプ(B)	0.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
燃料ドレンポンプ(B)	0.04	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
非常用ディーゼル発電設備空気圧縮機 (B-1), (B-2)	5.9	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
機関用動力注油電動ポンプ(B)	0.08	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
FCS 除油ヒータ(B)用変圧器	0.9	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
R/B 非放射線システムドレンポンプ(B)	1.1	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
RCW 熱交換器室(B)	1.1	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
非放射線システムドレンポンプ	6.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
R/B エルベータ(2)用変圧器	4.0	○	○	○	○																			



表3 HPCS D/G 負荷リスト

機器名称	稼働容量 (kW)	有効性評価で想定する負荷													
		TQUV		TQUX		TW(RHR故障)		TC		ISLOCA		想定事故1	想定事故2	停止時TW	停止時LOCA
		負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②				
高圧炉心スプレイ系ポンプ	1800.0	-	-	-	-	○	○	○	○	-	-	-	-	-	-
125V充電器盤 2H	10.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HPCS交流分電盤2H用変圧器	9.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HPCSポンプ室空調機	18.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉補機(HPCS)室送風機	30.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉補機(HPCS)室排風機	18.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
DG(HPCS)室非常用送風機(A)、(B)	90.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
高圧炉心スプレイ補機冷却水ポンプ	40.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
高圧炉心スプレイ補機冷却海水ポンプ	60.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
燃料移送ポンプ(H)	0.5	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
燃料油ドレンポンプ	0.04	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
HPCSディーゼル発電設備空気圧縮機(H-1)、(H-2)	30.0	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
潤滑油補給ポンプ(H)	0.08	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
燃料移送ポンプ室 排気ファン (H-1)、(H-2)	0.75	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
合計		307.4	307.4	307.4	307.4	2107.4	2107.4	2107.4	2107.4	307.4	307.4	307.4	307.4	307.4	307.4
		高圧・低圧注水機能喪失		高圧注水・減圧機能喪失		崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)		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 LOCA)		想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失	原子炉冷却材の流出
		炉心損傷防止										SFP燃料損傷防止		停止中原子炉の燃料損傷防止	

【凡例】  
 ○ : 使用負荷  
 - : 未使用負荷

【負荷想定】  
 負荷① : LOCA 信号発生前の負荷状態  
 負荷② : LOCA 信号発生後の負荷状態

## D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量の算出について

## 1. 基本的考え方

D/G 及び HPCS D/G については、LOCA 信号発信前の負荷状態（負荷①）及び LOCA 信号発信後の負荷状態（負荷②）を想定している。LOCA 信号前後の負荷の大小関係を考慮し、各評価事故シーケンスについて以下のとおり燃料評価を行う。

- ・各ディーゼル発電機について負荷①と負荷②の合計容量を比較し、合計容量が大きい方の負荷状態で事象発生後 7 日間運転継続するものと想定する。なお、「原子炉停止機能喪失」については事象発生直後に LOCA 信号が発信することから、負荷②で事象発生後 7 日間運転継続するものと想定する。
- ・燃料評価に使用する各ディーゼル発電機の単位時間あたりの燃料消費量については、図 1 に示す曲線から各出力に応じた燃料消費量を読み取り燃料評価に使用<sup>\*</sup>する。

※ ディーゼル発電機の出力は各評価事故シーケンスにおける合計出力を 50kW 単位で切り上げ、燃料消費量は 10L/h 単位で保守的に読み取りを実施

## 2. 燃料評価の例

TQUV 及び TQUX を例に具体的な評価を以下に示す。

## (1) TQUV

TQUV における D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量を表 1 に示す。

表 1 TQUV における D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量

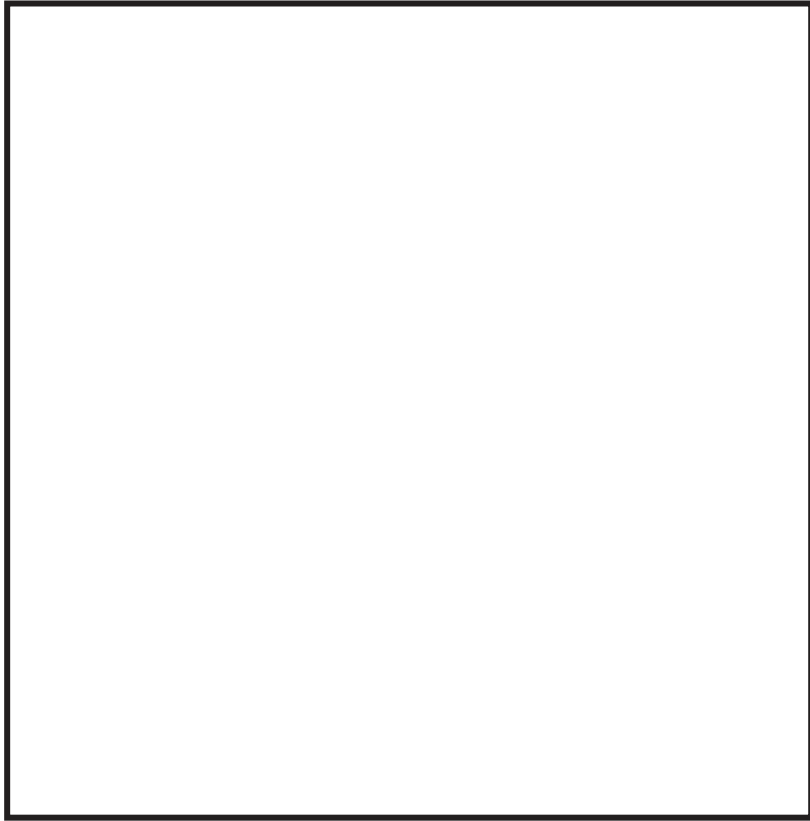
ディーゼル発電機	評価期間	出力 (kW)	燃料消費量 (L/h)	燃料消費量評価結果
D/G(A)	事象発生直後～ 事象発生 7 日後	5100	1470	1,470L/h×168h=246,960L (約 247kL)
D/G(B)		4800	1380	1,380L/h×168h=231,840L (約 232kL)
HPCS D/G		350	280	280L/h×168h=47,040L (約 48kL)
				7 日間合計 : 約 527kL

## (2) TQUX

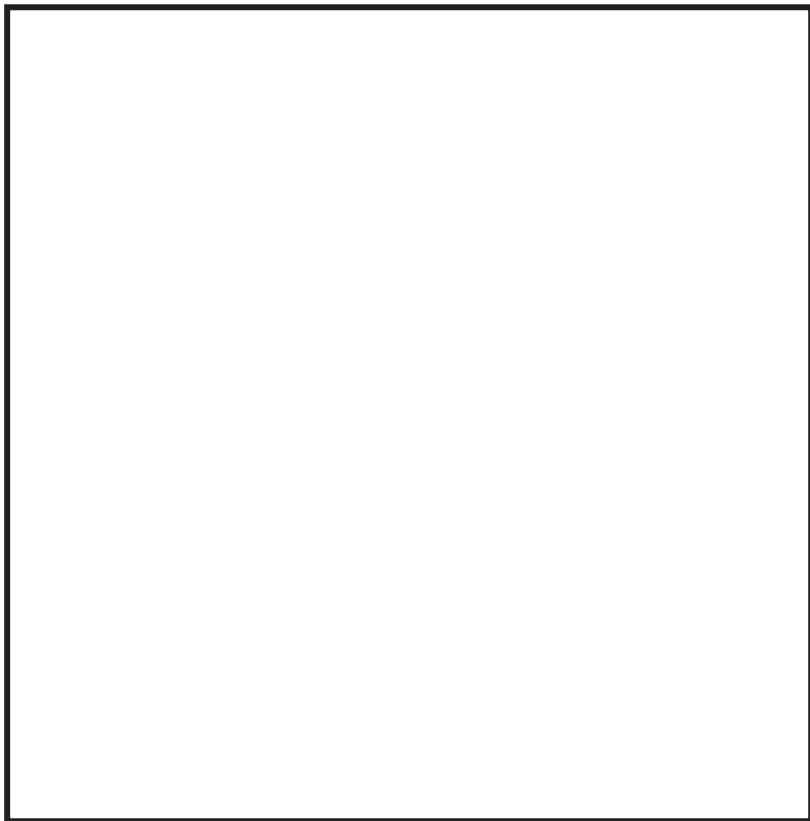
TQUX における D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量を表 2 に示す。

表 2 TQUX における D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量

ディーゼル発電機	評価期間	出力 (kW)	燃料消費量 (L/h)	燃料消費量評価結果
D/G(A)	事象発生直後～ 事象発生 7 日後	5250	1510	1,510L/h×168h=253,680L (約 254kL)
D/G(B)		4800	1380	1,380L/h×168h=231,840L (約 232kL)
HPCS D/G		350	280	280L/h×168h=47,040L (約 48kL)
				7 日間合計 : 約 534kL



【D/G(A) 及び D/G(B)】



【HPCS D/G】

図1 D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量曲線

補足 65-6

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。

## 66. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の成立性について

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により必要な電動弁操作（復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作）による系統構成、復水移送ポンプの起動操作および原子炉への注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入隔離弁等）の開操作を行うこととしている。

これらの操作は運転員1人が一連で対応することとしているが、中央制御室に設置されている1つの制御盤で対応が可能であること及び操作スイッチによる操作であり、簡易な操作であることから有効性評価における想定時間5分以内で対応可能である。（訓練実績等では3分44秒）

操作時間の詳細を以下に示す。

操作内容	操作時間 (訓練実績等)	想定時間
系統構成 ・復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁「開」 ・CRD復水入口弁「閉」 ・R/B 1F緊急時隔離弁「閉」 ・T/B緊急時隔離弁「閉」 ・R/B B1F緊急時隔離弁「閉」 ・MUWCサンプリング取出止め弁「閉」 ・FPMUWポンプ吸込弁「閉」	1分51秒	/
復水移送ポンプ2台起動（ポンプ出口圧力上昇確認含む）	41秒	
原子炉注水に必要な電動弁操作 ・RHR A系LPCI注入隔離弁「開」 ・RHRヘッドスプレイライン洗浄流量調整弁「開」	1分12秒	
合計	3分44秒	

## 67. 原子炉格納容器代替スプレイ時の流量調整操作について

### (1) はじめに

大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた対応手段のうち、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の流量（88m<sup>3</sup>/h）については、流量が少ない場合は液滴径が大きくなることで十分なエアロゾル除去効果が確保されないおそれがあり、流量が多い場合は外部水源注水量限界到達時間が早まり、格納容器ベントの基準となる格納容器圧力 1 Pd（炉心損傷後は 2 Pd）到達時間が早まる可能性が考えられるため、適切な流量調整が必要となる。

このため、中央制御室で流量の監視を行う運転員と現場の弁で流量調整操作を行う重大事故等対応要員による原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の流量調整操作の成立性について、確認を行った。

### (2) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却の対応手順概要

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器代替スプレイ手順の概要を図 1 に、系統概要図を図 2 に示す。

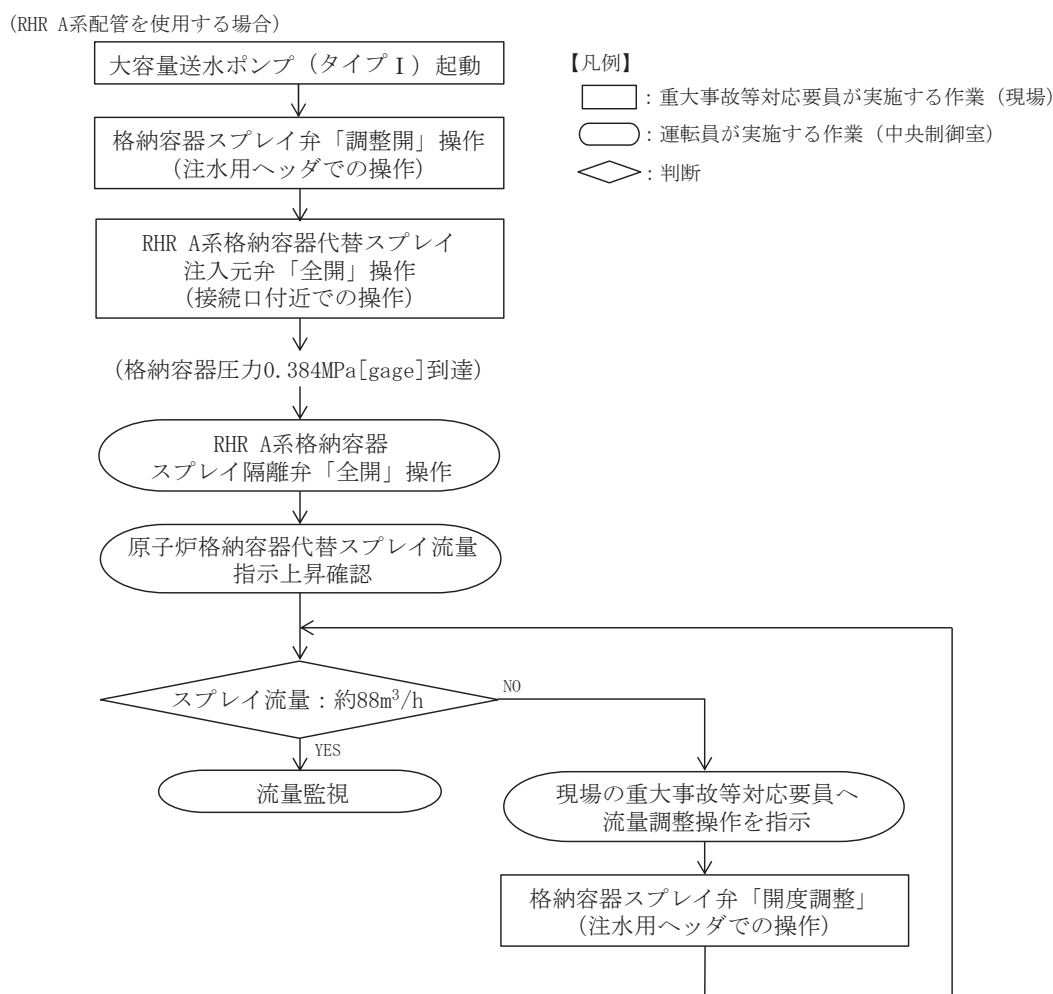
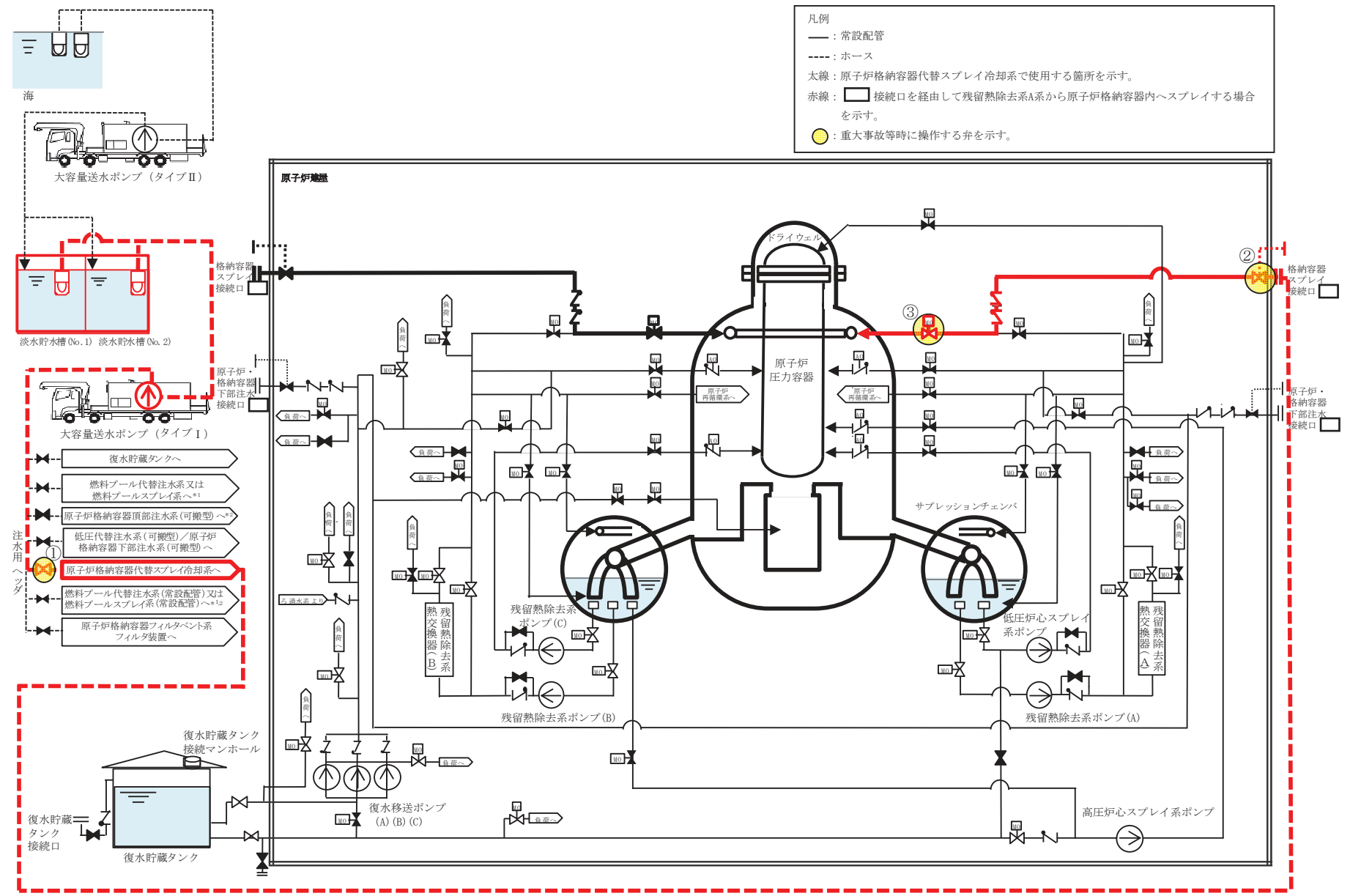


図 1 格納容器代替スプレイ手順の概要

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



\*1: 同時使用は考慮しない  
 \*2: 自主対策設備

図2 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 系統概要図

a. 格納容器代替スプレイ実施時の中央制御室及び現場での操作

中央制御室の運転員は、中央制御室からの遠隔操作により RHR A 系格納容器スプレイ隔離弁(図 2 ③)を全開操作し格納容器代替スプレイを開始するとともに、原子炉格納容器代替スプレイ流量計の指示上昇を確認する。このとき、代替スプレイ流量が約 88m<sup>3</sup>/h (88m<sup>3</sup>/h 以上) となるよう現場の重大事故等対応要員へ注水用ヘッダ付属の格納容器スプレイ弁(図 2 ①)の開度調整を指示する。

現場の重大事故等対応要員は、中央制御室からの指示を受け格納容器スプレイ弁(図 2 ①)の開度調整を行うが、中央制御室と現場を繋ぐ必要な通信連絡手段を確保していること及びこのような中央制御室と現場との連携を前提とした操作は通常作業時にも実施している操作であり、操作の成立性に問題はない。

b. 監視計器の仕様

格納容器代替スプレイ流量を監視するための計装設備は、原子炉格納容器代替スプレイ流量であり、中央制御室の運転員が格納容器代替スプレイを開始する際に弁操作を行う制御盤と同じ制御盤に設置されている。

原子炉格納容器代替スプレイ流量指示計は 1 m<sup>3</sup>/h 単位で読み取り可能な計器であり、目標流量(88m<sup>3</sup>/h)に対して流量指示の適切な確認が可能である。

(3) 流量調整確認試験

大容量送水ポンプ(タイプ I)による注水用ヘッダを経由した流量調整が可能であることを、試験により確認した。

a. 確認試験の概要

有効性評価における複数同時送水(原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び復水貯蔵タンクへの水の補給)を模擬し、仮設プールから大容量送水ポンプ(タイプ I)による圧力一定での送水を行い、注水用ヘッダ付属隔離弁による分岐及び流量調整が可能であることを確認した。図 3 に試験時の系統構成を示す。

確認試験においては、以下について確認した。

- ・注水用ヘッダ付属隔離弁により各負荷への流量調整が可能であること
- ・複数同時送水時に、一方の流量調整を行った際、他方に悪影響を与えず流量調整が可能であること

なお、確認試験は淡水貯水槽(No. 1)及び淡水貯水槽(No. 2)から原子炉建屋等への送水を模擬した配置にて行い、要員についても有効性評価における要員数にて実施した。

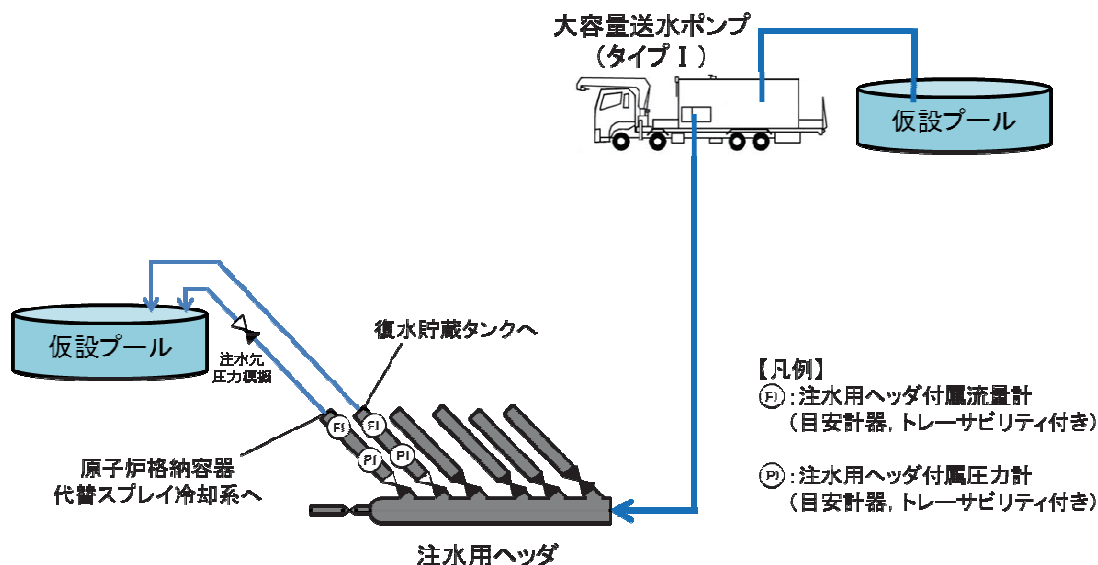


図3 流量調整確認試験系統図

b. 確認試験結果

- ・各負荷への送水目標値（原子炉格納容器代替スプレイ冷却系：88m<sup>3</sup>/h，復水貯蔵タンクへの水の補給：150m<sup>3</sup>/h）に対し，それぞれ±2m<sup>3</sup>/h程度で調整可能であることを確認した。
- ・各負荷への注水用ヘッド付属隔離弁による流量調整は，一負荷当たり5分以内で実施可能であることを確認した。
- ・一方の注水を継続しつつ，他方の注水をON-OFFした場合でも，継続注水先の流量に影響を与えることなく注水可能であることを確認した。

なお，本試験は系統成立性の確認を目的として実施したため，各負荷への流量調整に一負荷当たり5分を要しているが，工場試験及び訓練においては1負荷当たり3分以内で流量調整できている。また，各負荷に対する注水用ヘッド付属隔離弁には開度計を設けているため，訓練実績等を踏まえ目標流量となる弁開度をあらかじめ定めることにより，流量調整に要する時間を短縮することが可能である。

(4) 格納容器代替スプレイ流量に関する不確かさ評価

仮に格納容器代替スプレイ流量が大きくなる場合，単位時間あたりの格納容器内への水の持ち込み量が多くなるが，スプレイによる圧力低減効果は増大するため，スプレイ時の格納容器圧力低下速度が大きくなる。そのため，外部水源注水量限界到達時間が大きく変化することはないが，格納容器圧力1Pd（2Pd）到達時間への影響は小さいと考えられる。

表1に，格納容器代替スプレイ流量を95m<sup>3</sup>/hとした場合の格納容器圧力1Pd（2Pd）到達時間を示すが，その影響は1時間程度であり，軽微である。



表1 スプレー流量別の格納容器圧力1Pd（2Pd）到達時間

事故シーケンス グループ等	格納容器圧力1Pd（2Pd）到達		
	ベント 実施基準	88m <sup>3</sup> /h	95m <sup>3</sup> /h
高圧・低圧注水機能喪失	1Pd	約45時間	約46時間
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）		約44時間	約45時間
LOCA時注水機能喪失		約43時間	同左
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	2Pd	約51時間	同左

(5) まとめ

原子炉格納容器代替スプレー冷却系による格納容器代替スプレー流量の調整操作は、中央制御室の運転員が確認する原子炉格納容器代替スプレー流量指示計が1m<sup>3</sup>/h単位で読取ることができ、流量が88m<sup>3</sup>/hを下回っている場合には現場の重大事故等対応要員に流量調整を指示可能であること及び訓練実績により±2m<sup>3</sup>/h程度に流量調整が可能であることから、目標流量である約88m<sup>3</sup>/hに調整可能であることを確認した。

また、仮に代替スプレー流量を保守的に95m<sup>3</sup>/hとしてスプレーを行った場合であっても、格納容器圧力1Pd（2Pd）到達時間への影響は軽微であることを確認した。

## 69. 有効性評価における高圧注水成功後の急速減圧実施タイミングについて

有効性評価解析における高圧注水に成功した場合の急速減圧の実施タイミングは、「事象発生8時間後」を設定している。一方、手順上の実施基準は、「サプレッションプール熱容量制限到達時」であり、差異が生じているものの、以下の考えに基づき、解析条件として設定している。

- (1) 有効性評価解析におけるサプレッションプール熱容量制限到達時間について  
表1に有効性評価で高圧注水に成功する事故シーケンスグループにおけるサプレッションプール熱容量制限（サプレッションプール水温が80℃）到達時間を示す。

表1 解析におけるサプレッションプール熱容量制限到達時間

事故シーケンスグループ	サプレッションプール熱容量制限到達時間 (サプレッションプール水温 80℃)	解析上の減圧タイミング
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	約 7.5 時間後	8 時間後
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	約 7.2 時間後	
LOCA 時注水機能喪失	約 8.2 時間後	

- (2) 減圧タイミングの差異による影響について

解析上の減圧タイミングよりサプレッションプール熱容量制限到達が早く、解析より早いタイミングで減圧を実施する場合、減圧開始時の崩壊熱が高くなるものの原子炉水位は TAF を十分上回る水位にて制御されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

- (3) まとめ

解析上の減圧タイミングである事象発生8時間後の設定については、手順上の急速減圧実施基準であるサプレッションプール熱容量制限到達時間と相違するものの、その影響は小さいことを確認した。

以上

## 70. 有効性評価における解析条件の変更等について

### 1. 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

#### (1) 2017年12月26日審査会合からの変更点

##### a. 重大事故等対処設備の追加

想定事故1及び想定事故2については、燃料プール代替注水系（可搬型）による注水により、燃料損傷の防止を図ることを説明してきたが、燃料プール周辺の線量率上昇時、スロッシング発生時等においても確実な対応が可能となるよう、燃料プール代替注水系（常設配管）についても重大事故等対処設備とすることとした（表1参照）。

表1 重大事故等対処設備の変更（想定事故1および想定事故2）

項目	変更前	変更後	変更理由
重大事故等 対処設備	・燃料プール代替注 水系（可搬型）	・燃料プール代替注 水系（可搬型） ・燃料プール代替注 水系（常設配管）	線量率上昇時、ス ロッシング発生時 等における確実な 対応を考慮した変 更

##### b. 重大事故等対処設備の運用の変更

使用済燃料プール監視設備の使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）は、水位計測時にヒータが10分に1回のサイクルでON-OFFの繰り返し動作を行う設備であり、常時計測とした場合におけるヒータ制御回路の耐久性の観点から考慮し事象発生後に中央制御室の操作スイッチにより計測を開始することで説明してきたが、ヒータ制御回路の耐久性を確認したことから、常時計測を行うことで事象発生後の操作を不要とした。

##### c. 評価条件の不確かさの影響評価の見直し

基準地震動の変更および追加にともなうスロッシング再評価を行い、スロッシング発生時の燃料プール水位の低下量を、サイフォンブレイク孔設置位置を下回る通常水位から約0.53mに見直しを行っている。燃料プール水位の不確かさとして、スロッシングによる燃料プール水位の低下を取り扱っており、水位低下量が大きくなった場合、燃料プールの保有水量は減少するため、遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間等に影響が生じる。このため、スロッシング発生時における燃料プール水位低下量の見直しにともなう影響評価を実施した。評価結果を表2及び表3に示す。

表2 評価結果（想定事故1）

評価項目	変更前 (水位低下量 約 0.1m)	変更後 (水位低下量 約 0.53m)	判定基準
遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間（10mSv/hの場合）	約 23.4 時間	約 18.1 時間	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること
燃料有効長頂部に到達するまでの時間*	約 4.1 日	約 3.9 日	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること

※ 保守的な取り扱いとして、燃料有効長頂部より到達時間が早い燃料ハンドル上部にて評価を実施

表3 評価結果（想定事故2）

評価項目	変更前 (水位低下量 約 0.1m)	変更後 (水位低下量 約 0.53m)	判定基準
遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間（10mSv/hの場合）	約 18.6 時間	約 18.1 時間	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること
燃料有効長頂部に到達するまでの時間*	約 3.9 日	約 3.9 日	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること

※ 保守的な取り扱いとして、燃料有効長頂部より到達時間が早い燃料ハンドル上部にて評価を実施

## 71. 原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の流量について

### 1. 原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の設計流量

原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系は、原子炉格納容器が最高使用圧力（427kPa[gage]）にて原子炉格納容器ベントを実施した際に、原子炉の定格熱出力の1%に相当する発生蒸気量 10.0kg/s を排出可能な設計としている。

炉心の崩壊熱が定格熱出力の1%になるのは、原子炉停止から2～3時間後である。一方、炉心損傷防止シーケンスのうち表1に示す3ケースにおいて最終ヒートシンクへ熱を輸送（除熱）するために、原子炉格納容器ベントを実施することとしており、そのベント開始時間は、原子炉停止43時間後以降であるため、原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の設計流量は原子炉格納容器ベント開始時における原子炉格納容器内の発生蒸気量を上回る。よって、原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系を用いて原子炉格納容器を減圧することは可能である。

表1 炉心損傷防止シーケンスにおける原子炉格納容器ベント開始時間

事故シーケンスグループ	ベント開始時間
高圧・低圧注水機能喪失	45時間後
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)	44時間後
LOCA時注水機能喪失	43時間後

### 2. 系統の圧力損失について

原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系は、フィルタ装置、配管等の圧力損失を考慮し、設計流量である10.0kg/s（原子炉格納容器圧力427kPa[gage]において）が排出可能な設計としている。

耐圧強化ベント系を使用する際は、流路上にある原子炉格納容器隔離弁を開度調整することにより排出流量を設計流量である10.0kg/sに調整する。原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の系統概要図を図1に示す。このため、当該弁を全開とした場合には、圧力損失が小さくなり設計流量以上の流量が排出可能となる。

表2に10.0kg/sを排出した場合の原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系（原子炉格納容器隔離弁全開）の圧力損失を示す。

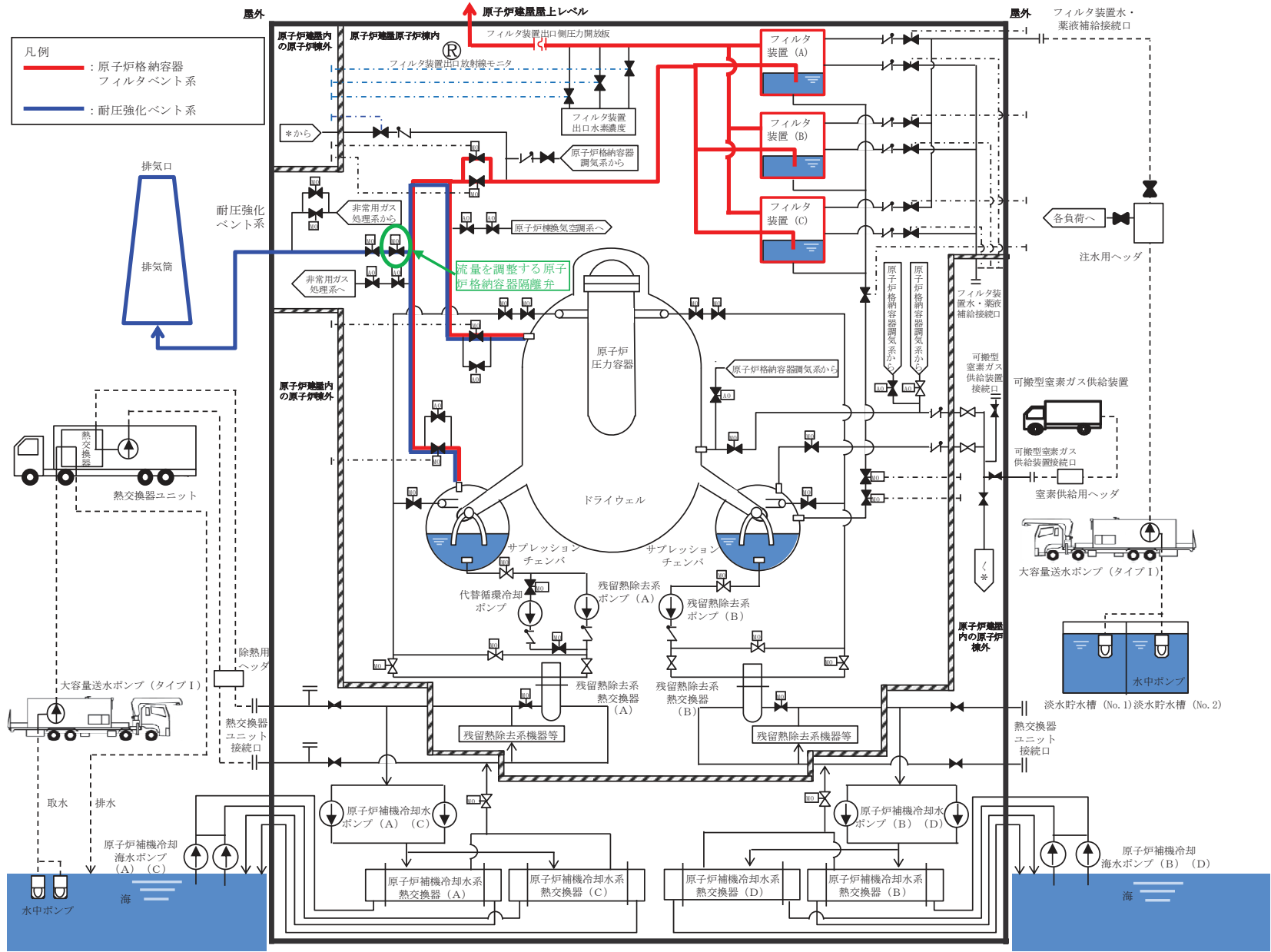
表2より、耐圧強化ベント系は、原子炉格納容器フィルタベント系と比較し圧力損失が小さく、排出流量が大きくなる。

表2 原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の圧力損失

系統名	圧力損失
原子炉格納容器フィルタベント系	
耐圧強化ベント系	

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 原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系 系統概要図



## 72. 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における重要事故シーケンス等の変更について

女川 2 号の PRA においては、流出量に応じて炉心損傷回避可能な緩和系が相違することを踏まえて、LOCA を 3 分類（大破断 LOCA，中破断 LOCA 及び小破断 LOCA）としているものの、重要事故シーケンスの選定にあたっては、設計基準事故における原子炉冷却材喪失事故の分類である「大破断 LOCA」と「中小破断 LOCA」の分類に基づいて、2 分類としている。

資料間の整合性を考慮し、重要事故シーケンスの選定における LOCA 分類を、以下のとおり変更する。

### (1) 変更の方針

- ・ PRA における LOCA 分類との整合性を考慮し、重要事故シーケンスの選定時における LOCA 分類を 3 分類（大破断 LOCA，中破断 LOCA 及び小破断 LOCA）とする
- ・ 重要事故シーケンスとして、要求される設備容量等の観点からより厳しい中破断 LOCA を起因事象とし、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する事故シーケンスを選定する
- ・ 中破断 LOCA を起因事象とすることから、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系には期待せず、低圧代替注水系（常設）による対策の有効性を確認する
- ・ 破断面積については、低圧代替注水系（常設）において破断面積に係る感度解析を実施することにより決定する

### (2) 資料の変更箇所・変更内容

（事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について）

- ・ 本文において、LOCA，TW 及び TC の事故シーケンスグループに含まれる中小破断 LOCA 起因の事故シーケンスを対象に、中破断 LOCA，小破断 LOCA に分離し再評価
- ・ 別紙 5 において、分離した事故シーケンスを対象にカットセット分析を再評価（有効性評価）
- ・ 高圧代替注水系に期待せず、低圧代替注水系（常設）による対策でベースケースを再評価
- ・ ベースケース変更に伴い、破断面積に係る感度解析についても再評価

以 上

### 73. 外部電源の設定の考え方について

有効性評価の解析においては、事象進展が厳しくなるよう解析条件の設定を実施している。

炉心損傷防止対策の有効性評価における、起回事象を踏まえた外部電源の設定の考え方を、以下のとおり整理した。

#### (1) 起回事象が過渡事象の場合

起回事象が過渡事象の場合、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として、過渡事象のうち「給水流量の全喪失」（原子炉停止機能喪失を除く。）を選定している。これは、給水流量の全喪失が発生すると、原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムまでの大きな出力低下がなく、また、原子炉水位低（レベル2）信号による再循環ポンプトリップに至るまでに、出力が高く維持された状態が継続するためである。

その際、外部電源なしを想定すると、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは事象発生と同時に発生し、外部電源ありの場合と比較し事象が緩和されることとなる。

そのため、起回事象が過渡事象の場合は、外部電源ありを想定する。

#### (2) 起回事象が LOCA 事象（ISLOCA 含む）の場合

起回事象が LOCA 事象の場合、破断口からの冷却材流出により事象が進展することとなる。

その際、外部電源ありを想定すると、給復水系による給水が継続することとなり、外部電源がなく、給復水系による給水がなくなる場合と比較し、原子炉水位の低下が緩和されることとなる。

そのため、起回事象が LOCA 事象の場合は、外部電源なしを想定する。



表 炉心損傷防止対策における外部電源の想定

事故シーケンスグループ	起回事象	外部電源
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 [給水流量の全喪失]	あり
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 [給水流量の全喪失]	あり
全交流動力電源喪失（長期 TB）	（外部電源喪失）	（なし）
全交流動力電源喪失（TBU）	（外部電源喪失）	（なし）
全交流動力電源喪失（TBD）	（外部電源喪失）	（なし）
全交流動力電源喪失（TBP）	（外部電源喪失）	（なし）
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]	なし <sup>※1</sup>
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]	あり
原子炉停止機能喪失	過渡事象 [主蒸気隔離弁の誤閉止]	あり <sup>※2</sup>
LOCA 時注水機能喪失	LOCA	なし
格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）	ISLOCA	なし

※1 事象発生直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され、外部電源有無による事象進展への影響は小さいこと、及び、取水機能喪失を仮定しており外部電源なしを仮定することで常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となるため

※2 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、原子炉出力が高く維持される

## 74. 現状プール内に貯蔵されている制御棒の本数・内訳について

表1に有効性評価における使用済制御棒の設定及び現状(平成30年3月30日現在)燃料プールに保管されている制御棒の実績を表1に示す。

有効性評価設定及び実績において、照射条件、冷却期間、本数のうち、同じ照射条件での使用済制御棒を対象とした比較より、それぞれ有効性評価設定の方が保守的であるため、全体として、有効性評価設定が保守的となる。なお、比較対象を明確にするために表示色によるグループ分けを実施している。

なお、今後運転サイクル毎に1.7snvt照射されたB4C制御棒が13本(平衡炉心において原子炉の反応度制御に用いる制御棒の本数(9本)に保守性を考慮し設定)ずつプール内に貯蔵される場合を想定しても、有効性評価設定の方が保守的な条件となっている。

表1 制御棒のタイプ別貯蔵本数(有効性評価設定と実績との比較)

	タイプ	有効性評価設定			実績(平成30年3月30日現在)		
		照射条件(snvt)	冷却期間	本数(本)	照射条件(snvt)	冷却期間	本数(本)
上段	Hf (4snvt照射)	4.0	493日 (約1.3年)	2	4.0未満	11年以上	2
					4.0未満	11年以上	7
	B4C (1.7snvt照射)	1.7	1459日 (約4年)	98	1.7未満	7年以上	43
	Hf (9snvt照射)	9.0	2555日 (約7年)	14	4.0以上 9.0未満	11年以上	13
中段	Hf (4snvt照射)	4.0	493日 (約1.3年)	24	—		
	B4C (1.7snvt照射)	—			1.7未満	10年以上	1
合計				138	合計		66

※1 B4C(1.7snvt照射, 約4年冷却)とHf(4snvt照射, 11年冷却)を比較すると、B4C(1.7snvt照射, 約4年冷却)の方が冷却期間による影響により1本あたりの線源強度が大きくなる。

また、B4C(1.7snvt照射, 約4年冷却)とB4C(1.7snvt照射, 7年冷却)を比較すると、冷却期間が短いB4C(1.7snvt照射, 約4年冷却)の方が1本あたりの線源強度が大きくなる。

このため、有効性評価設定の方が実績に比べ、制御棒1本あたりの線源強度が大きく、かつ、本数も多いことから、有効性評価の方が保守的な評価となる。

※2 Hf(4.0snvt, 約1.3年冷却)とB4C(1.7snvt, 約10年冷却)の1本あたりの線源強度を比較すると、Hf(4.0snvt, 約1.3年冷却)の方が、照射量が多く、かつ、冷却期間が短いため1本あたりの線源強度が大きくなる。

このため、有効性評価設定の方が実績に比べ、制御棒1本あたりの線源強度が大きく、かつ、本数も多いことから、有効性評価の方が保守的な評価となる。

以上

## 75. 破裂判定曲線適用にあたっての水素濃度等の影響について

### (1) 破裂判定曲線設定の経緯

有効性評価では、燃料被覆管の温度上昇時の燃料棒の破裂の有無を判定するため、「燃料棒に破裂が発生する時点の被覆管温度と被覆管応力の相関図」（破裂判定曲線）を用いている（図1）。具体的な適用方法としては、解析コードで評価した燃料被覆管温度と円周方向の応力が、破裂判定曲線を上回っていれば「破裂あり」と判定している。

破裂判定曲線は、燃料棒の破裂実験結果に基づいて設定したものであるが、本評価にて用いている破裂判定曲線は、女川3号炉MOX燃料設置変更許可申請時（平成20年11月申請，平成22年1月許可）に、近年までの破裂実験結果も反映し設定したものである。

破裂実験結果は、燃料棒破裂時の温度と被覆管周方向応力に着目して整理されている。被覆管周方向応力は次式で計算されるため、異なる寸法の被覆管，例えばBWR燃料とPWR燃料で行われた実験結果を同様に扱うことができる。このため、破裂判定曲線の根拠としている破裂実験には、PWR燃料，7×7燃料，8×8燃料，9×9燃料を対象とした実験を含めている。

$$\sigma = \frac{D}{2t} \Delta P$$

D=被覆管内径

t=被覆管厚み

ΔP=被覆管内外の圧力差

なお、破裂判定曲線の根拠としている実験結果は、大部分が未照射材を使用したものであるが、燃焼の照射がLOCA時の破裂挙動に与える影響を確認するため、2.5GWd/tから35GWd/tまでのPWR燃料を用いたLOCA模擬実験を行い、未照射材と比較した結果を参照し、照射による破裂挙動への影響は、実験のばらつきの範囲に収まる程度であり、大きな影響はないことを確認している<sup>[1]</sup>。

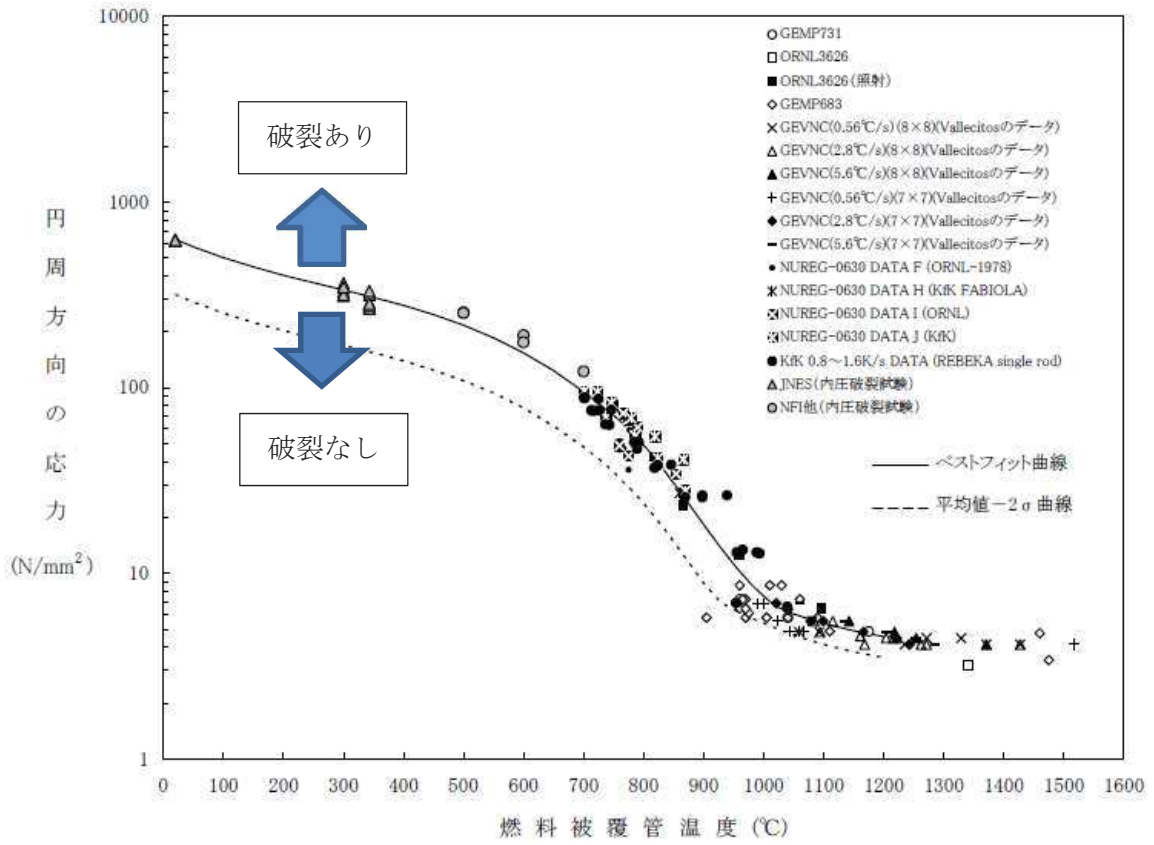


図1 本評価にて用いている破裂判定曲線<sup>[2]</sup>

(2) 被覆管の水素濃度と燃焼度の関係

燃料被覆管に用いられているジルカロイ-2 (Zry-2) は、燃焼に伴い冷却材との反応によって発生する水素を吸収する。高燃焼度 9×9 型燃料信頼性実証事業において、9×9 型燃料被覆管の水素濃度と燃焼度の関係について調査している。燃焼度が大きくなると水素濃度が増加する傾向がみられるが、燃焼末期 (55GWd/t) においても水素濃度は約 300ppm 以下である知見を得ている (図 2)。

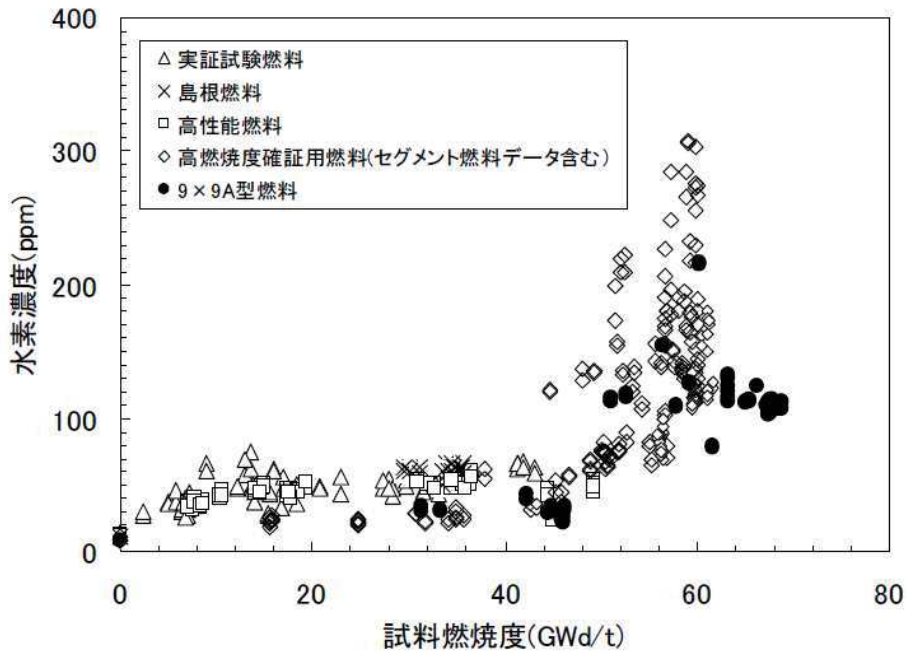


図 2 被覆管中水素濃度の燃焼度依存性 (9×9A 型燃料) <sup>[3]</sup>

(3) 被覆管の水素吸収による機械的強度への影響

被覆管の水素吸収による機械的強度の影響について、300ppm まで水素を富化した被覆管の昇温破裂試験を実施している。受入材と比較しても明確な差異は見られず、水素濃度 300ppm までの範囲では機械的強度の著しい低下はみられないという知見を得ている（図 3）。



図 3 Zry-2 における破裂温度と破裂圧力の関係  
(受入材と水素富化材 (300ppm))<sup>[4]</sup>

(4) まとめ

破裂判定曲線の根拠としている実験結果は、大部分が未照射材を使用したものであるが、高燃焼度の照射材を用いた実験を参照し、照射による破裂挙動への影響は、実験のばらつきの範囲に収まる程度であり、大きな影響はないことを確認している。

また、被覆管の水素濃度の影響については、9×9 型燃料においては、燃焼末期においても、水素濃度は約 300ppm 以下であり、また、300ppm まで水素を富化した水素富化材の破裂判定試験においても機械的強度に大きな影響はないことを確認した。

以上より、有効性評価における破裂判定曲線適用にあたって、燃焼度や水素濃度の影響を考慮しても問題はないことを確認した。

枠囲みの内容は商業機密上の観点から公開できません。

補足 75-4

## 引用文献

- [1] Karb, E. H., Prussmann, M., Sepold, L., Hofmann, P., and Schanz, G., "LWR Fuel Rod Behaviour in the FR2 In-pile Tests Simulating the Heatup Phase of a LOCA - Final Report," KfK 3346, March 1983.
- [2] 「女川原子力発電所 原子炉設置変更許可申請書（3号原子炉施設の変更）」（東北電力株式会社，平成20年11月（平成21年5月一部補正））
- [3] 「平成18年度 高燃焼度9×9型燃料信頼性実証成果報告書 付録1」（（独）原子力安全基盤機構，平成19年12月）
- [4] 「BWR燃料改良被覆管の事故時挙動に関する研究」（電力共通研究，平成15年9月～平成16年3月）