

## 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6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压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 A T W S 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 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
- 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
- 76 原子炉再循環ポンプからのリークについて
- 77 外部水源注水量限界について
- 78 室温評価における評価対象室及び隣接する部屋の配置について
- 79 格納容器冷却及び除熱手段の運用について
- 80 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水への切替えについて
- 81 外部電源喪失発生時における原子炉スクラム信号について
- 82 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
- 83 高圧代替注水系起動操作の成立性について
- 84 注水操作の時間余裕について（TBU・TBD）
- 85 TBD 時の事象発生 24 時間後の注水系統の切替えについて
- 86 各 TB シーケンスにて使用する直流電源と注水手段の関係及び負荷切り離し操作について
- 87 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）における注水手段について
- 88 常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作の成立性について
- 89 T B D ・ T B P 時における原子炉水位の挙動について
- 90 水源評価における注水積算量について

下線部：本日提示資料

## 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

## 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」としているが、これは、手順上の実施基準である「サブレーションプール熱容量制限到達時」を参考に設定しているものである。

ここでは、「サブレーションプール熱容量制限」の考え方と、有効性評価における解析条件の考え方について説明する。

### (1) サブレーションプール熱容量制限について

サブレーションプール熱容量制限は図1に示すとおり、サブレーションプール水温度と原子炉圧力の関係図となっており、原子炉圧力に応じたサブレーションプール水温が禁止領域に至った場合、原子炉を急速減圧する手順としている。

本制限曲線は、サブレーションプール水温が禁止領域に達した時点で急速減圧を開始すればサブレーションプール水温制限値（℃※）以下に抑えられるよう設定されているものである。

※ サブレーションチェンバの最高使用温度、サブレーションプールの蒸気凝縮能力及び非常用炉心冷却系の最高使用温度を踏まえ設定

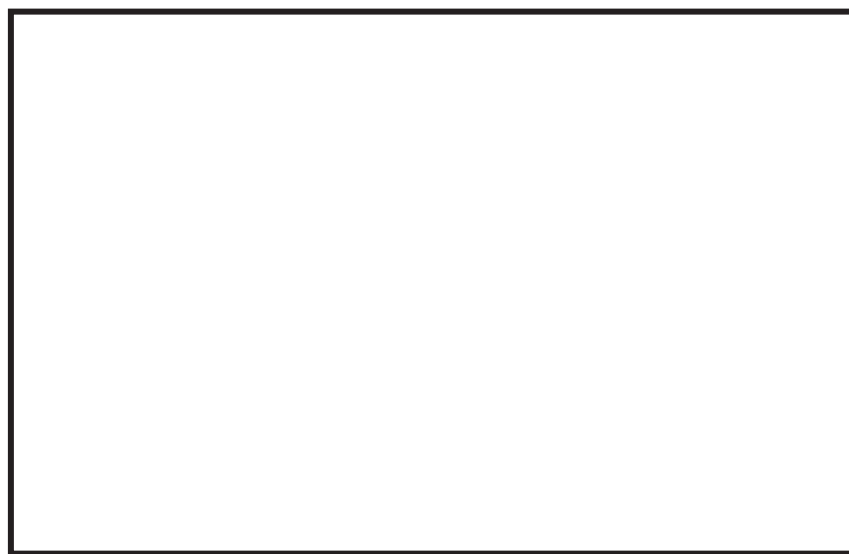


図1 サブレーションプール熱容量制限

### (2) 有効性評価解析におけるサブレー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ブレーションプール熱容量制限（サブレーションプール水温が80℃）到達時間を示す。

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。

補足 69-1

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
全交流動力電源喪失 (TBD)	約 6.6 時間後	8 時間後
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	
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	

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。

そのため、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を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

## 2. 必要な要員及び資源の確保

### (1) 2018年5月17日審査会合からの変更点

#### a. 発電所常駐要員数の変更

有効性評価における夜間・休日の発電所常駐要員として、これまで原子炉運転時は31名、原子炉停止時は29名としていたが、以下の重大事故等対策の見直しに伴い、発電所常駐要員数を原子炉運転時は30名、原子炉停止時は28名に変更する。（表4参照）

#### [変更内容]

- ・敷地内に津波の影響が及んだ直後は可搬型設備の対応の実行性に不確かさが大きいため、「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」(以下「TBP」という。)のように事象進展(注水機能の喪失)が早い事象に対応するため、低圧代替注水系(可搬型)(緊急送水ポンプ)に代えて、新たに常設の重大事故等対応設備として低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)を設置する。これに伴い、緊急送水ポンプ起動後の監視を行うこととしていた重大事故等対応要員1名が不要となった。

各事故シーケンスグループ等のうち必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等はTBPであり、その要員数は31名であったが、上記のとおりTBPにおいて必要な要員数が1名減の30名となることから、発電所常駐要員数としても1名減の30名(運転停止中は28名)へ変更する。

なお、発電所常駐要員を30名(運転停止中は28名)へ変更した場合でも他の事故シーケンスグループ等への対応に必要な要員は確保されている。(表5参照)

表4 発電所常駐要員数の変更

要員名称	原子炉運転時		原子炉停止時	
	変更前	変更後	変更前	変更後
発電所対策本部要員	6名	同左	6名	同左
重大事故等対応要員	18名	17名	18名	17名
運転員	7名	同左	5名	同左
合計	31名	30名	29名	28名

表5 各事故シーケンスグループ等への対策に必要な要員数

事故シーケンスグループ等	必要な要員数 (変更前)	必要な要員数 (変更後)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	30	同左
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	11	同左
2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +HPCS失敗	30	同左
2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +高圧注水失敗	30	同左
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	30	同左
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	31	30
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	30	同左
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）	30	同左
2.5 原子炉停止機能喪失	28	同左
2.6 LOCA時注水機能喪失	30	同左
2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	30	同左
3.1.2 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する場合）	30	同左
3.1.3 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）	30	同左
3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	30	同左
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	30	同左
3.4 水素燃焼	30	同左
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	30	同左
4.1 想定事故1	28	同左
4.2 想定事故2	28	同左
5.1 崩壊熱除去機能喪失	10	同左
5.2 全交流動力電源喪失	28	同左
5.3 原子炉冷却材の流出	11	同左
5.4 反応度の誤投入	－*	－

※ 本事故シーケンスにおいて、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、「－」とする。なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能

## 76. 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ため、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）。

このため、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。

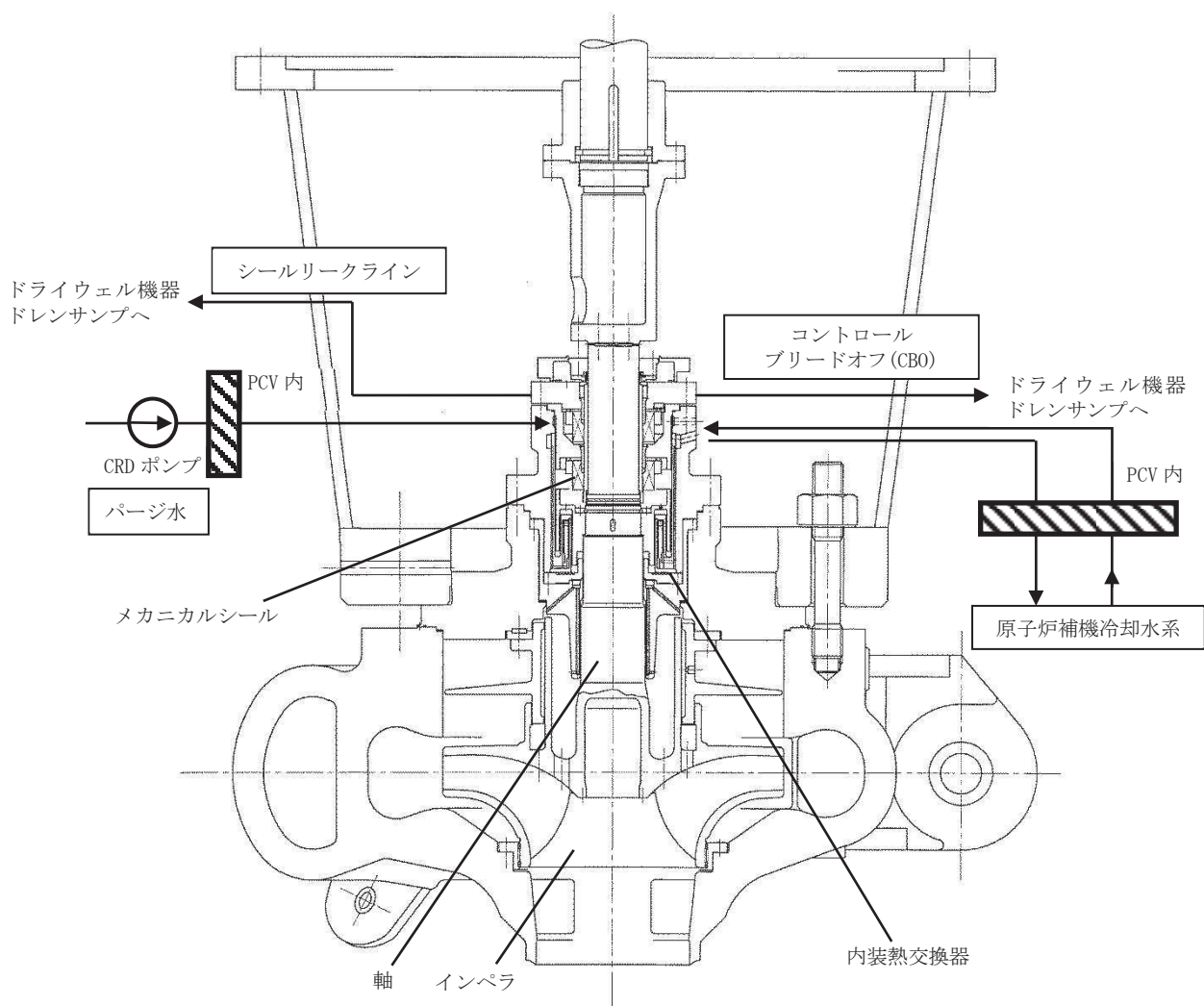


図1 PLR ポンプ概略図

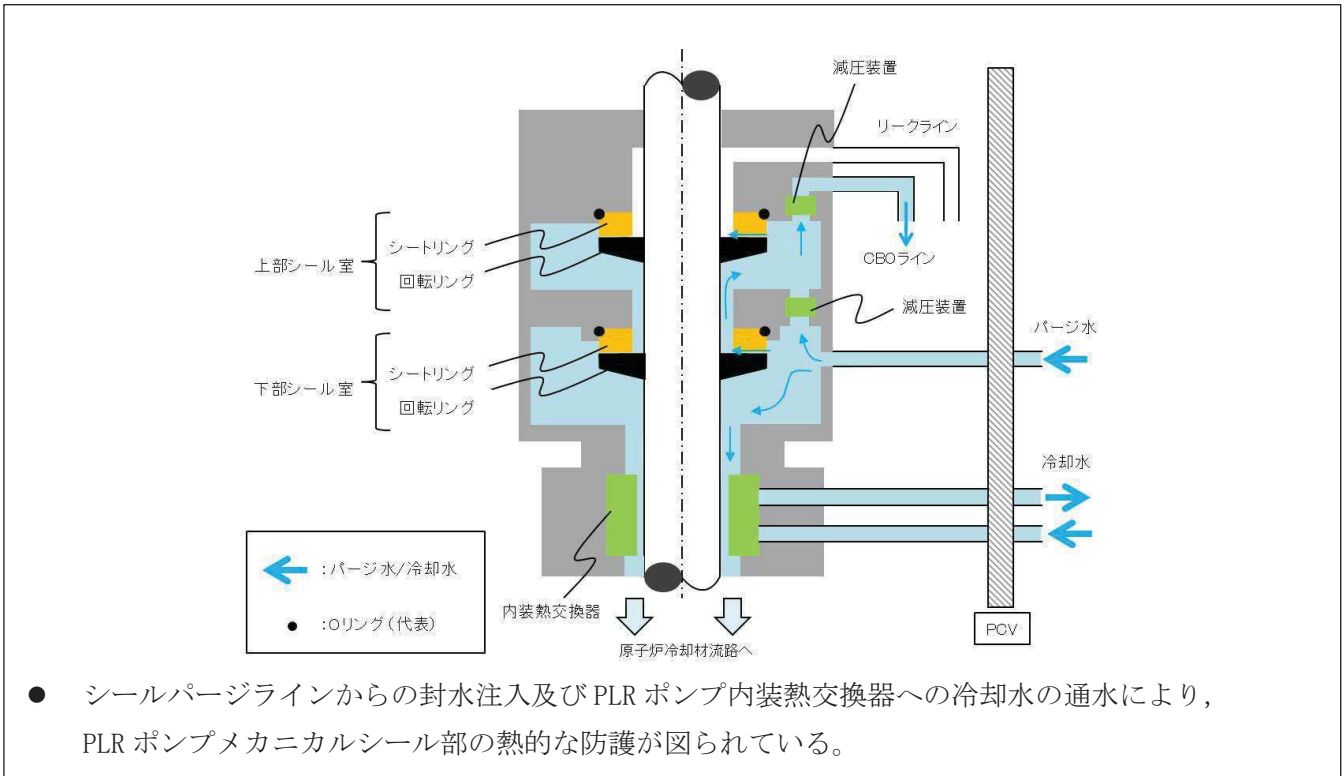


図 2 PLR ポンプメカニカルシールの状況（通常運転時）

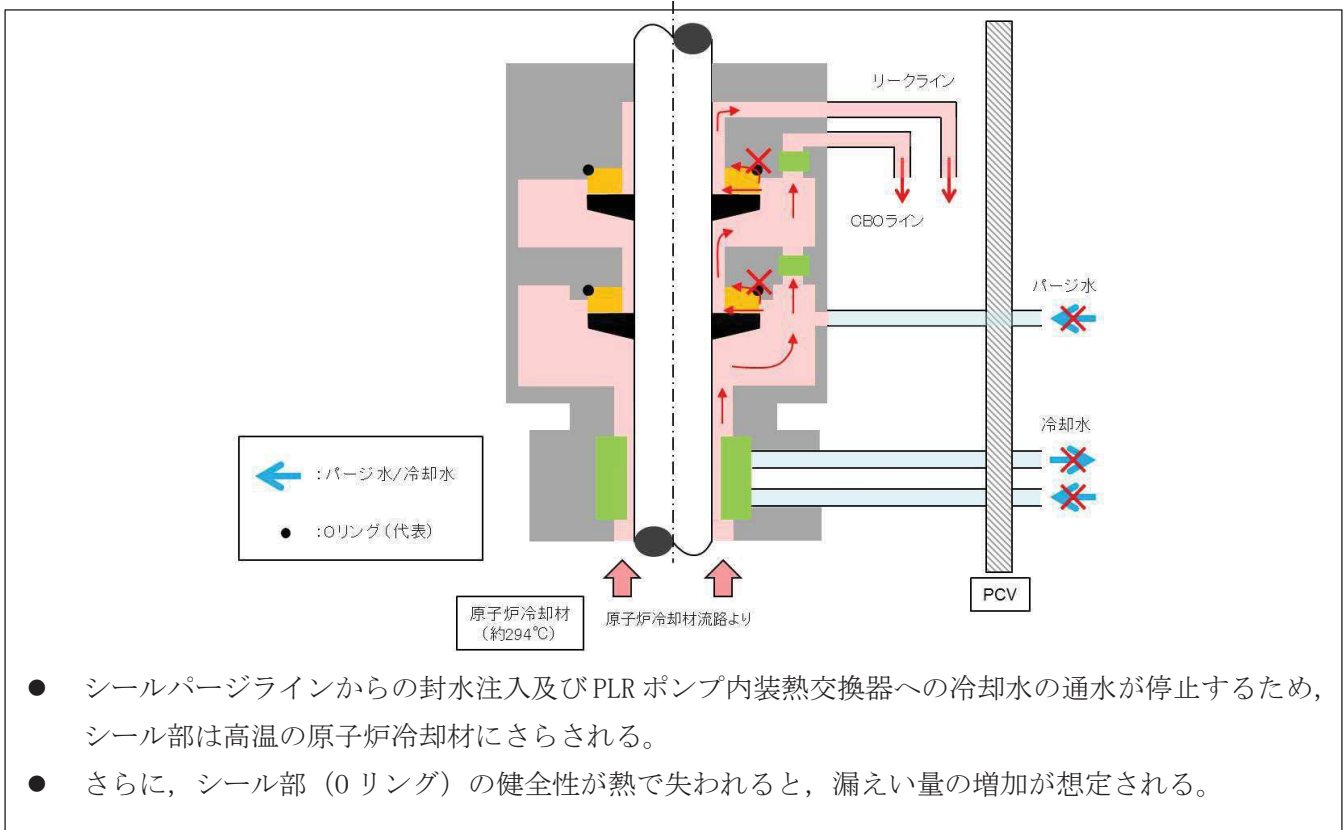


図 3 PLR ポンプメカニカルシールの状況（冷却水喪失時）



## 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)又は高圧代替注水系(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

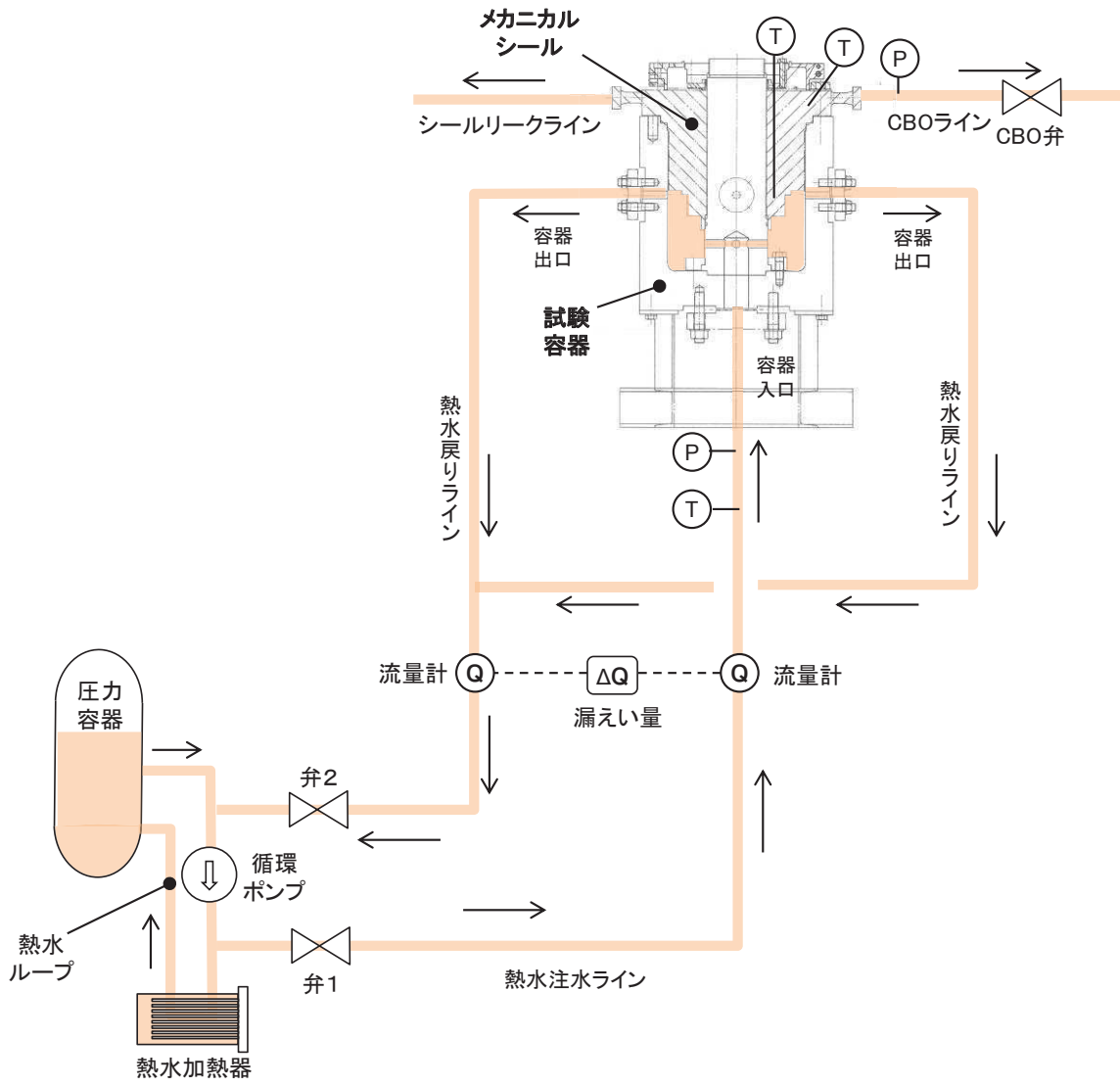


図5 実証試験時の系統構成



(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。

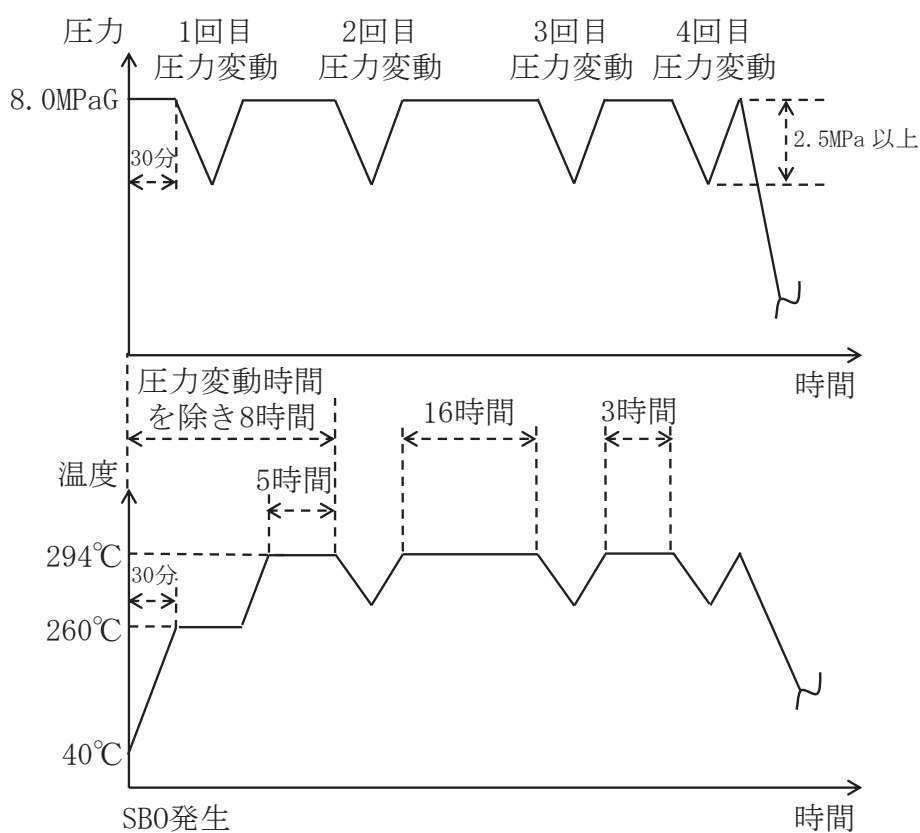


図 6 試験時間における温度及び圧力条件

### 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

## 77. 外部水源注水量限界について

外部水源注水量限界は、外部水源による原子炉及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、格納容器スプレイを停止する運用としている。

女川2号炉においては、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、サプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m（通常運転水位+約2m）に到達した場合を設定している（図1参照）。

本運用の採用により、ベントラインが水没することなく、サプレッションチェンバ側からの格納容器ベントを継続することができる。

なお、サプレッションプール水位の管理レベルとして真空破壊装置下端位置を設定しており、運用上はその0.4m下で格納容器スプレイ停止することにより、格納容器ベント実施までの原子炉注水によるサプレッションプール水位上昇分を考慮しても、真空破壊装置下端位置を上回ることはない。

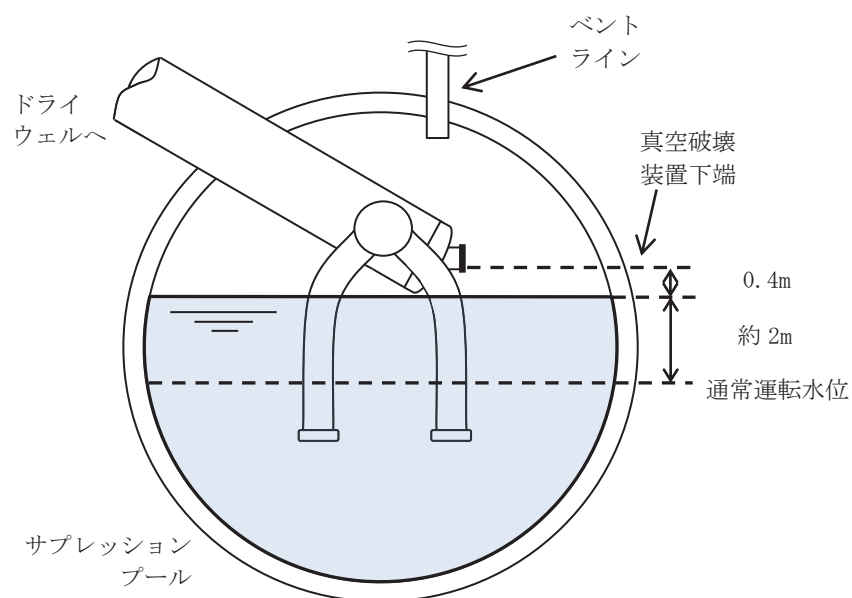


図1 外部水源注水量限界到達時におけるサプレッションプール水位

## 78. 室温評価の概要及び評価条件の考え方について

SBO 後 24 時間の間，原子炉注水に期待している機器を設置している RCIC 室，HPAC 室，HPCW Hx 室（直流駆動低圧注水ポンプ設置場所）及び中央制御室に対する室温評価の概要及び評価条件の考え方を以下に示す。

### 1. 評価の概要

SBO 時には空調による除熱が行われなため，評価対象室の温度変化は，機器や配管等の室内の熱源から受ける熱量（以下，室内熱負荷という。）と評価対象室と躯体コンクリートを介して隣接する部屋（以下，隣室という。）間の伝熱量のバランスによって決定される（図 1 参照）。

換気空調系停止後，室内熱負荷により評価対象室の室温は上昇するが，評価対象室の室温が躯体の温度以上になると評価対象室から躯体への放熱が始まり，室温の上昇は抑制される。

本評価では，隣室の配置，躯体の厚さ・面積及び温度から伝熱の向きと伝熱量を評価し，評価対象室の熱量の収支計算をすることで，評価期間中の室温を評価する。

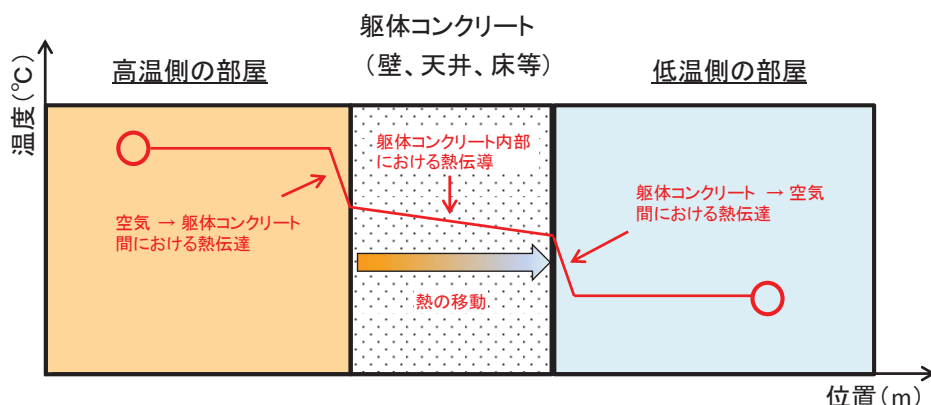


図 1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

## 2. 評価条件の考え方

### (1) 隣室の配置，躯体の厚さ・面積について

評価対象室と躯体及び躯体と隣室間の伝熱の向き(天井, 床, 及び壁の伝熱)は, 隣室の配置を考慮し決定する。また, 躯体の躯体厚さ・面積を確認し, 躯体内部の熱伝導による伝熱量及び躯体-空気間の自然対流熱伝達による伝熱量の計算に用いる。

評価対象室及び隣室の配置について, 図 2~5 に示す。

### (2) 隣室の温度

隣室の温度設定は, 設計上の最高室温又は空調設定温度とし, 評価期間中一定とする。

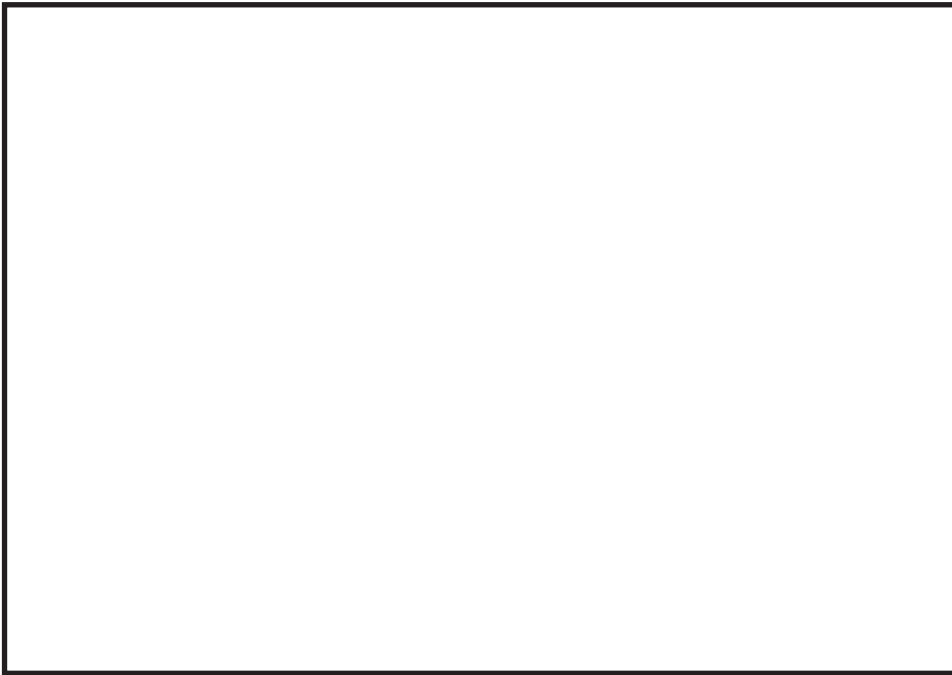
ただし, SB0 後 24 時間の間, サプレッションプール水温の上昇に伴い, 温度上昇が想定されるトールラス室については, 保守的に SB0 時におけるサプレッションプール水温の最高温度を包絡する 145℃に設定する。

### (3) 躯体-空気間の熱伝達について

躯体-空気間の伝熱は, SB0 に伴う空調停止のため自然対流により行われることを想定し, 各伝熱面(天井, 床, 壁)に応じた伝熱相関式<sup>※1</sup>により, 自然対流熱伝達率を設定する。

なお, 本評価では, 評価対象室よりも室温が高い隣室からの入熱は考慮するが, 評価対象室よりも温度が低い隣室への放熱は, 保守的に見込まないものとする(隣室が屋外や地中の場合を除く)。

※1: 日本機会学会 伝熱工学資料 第5版



評価対象室: RCICタービンポンプ室  
隣室①: 一般エリア (40.0°C)  
隣室②: CUW再生熱交換器室 (50.0°C)  
隣室③: RHRポンプ(A)室 (65.0°C)  
隣室④: 地中 (12.0°C)

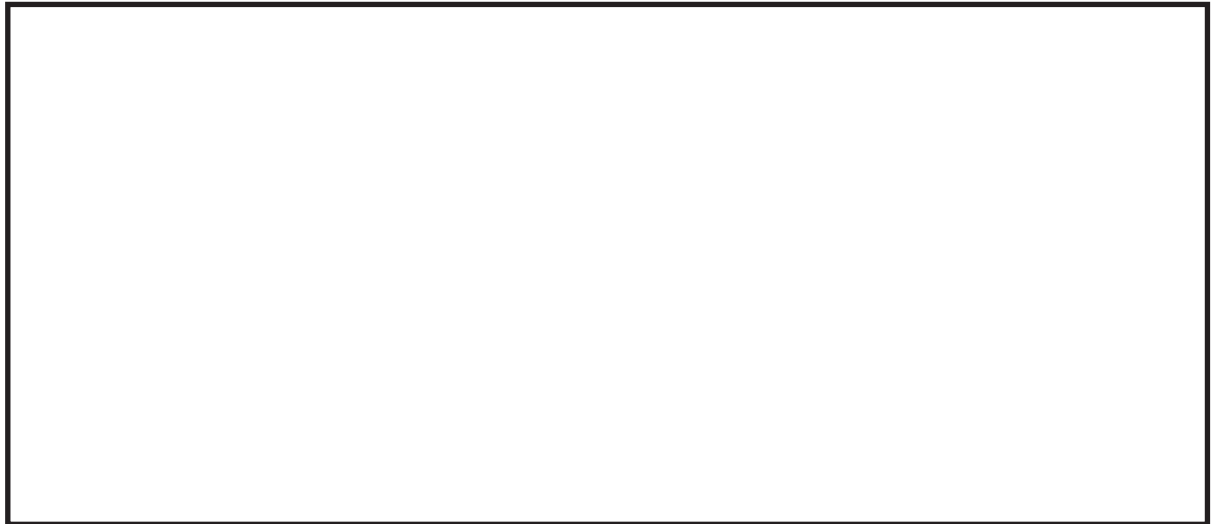
図 2 RCIC 室及び隣接する部屋の配置



評価対象室: 中央制御室  
隣室①: 一般エリア (26.0°C)  
隣室②: 屋外 (28.5°C)  
隣室③: 屋上 (37.0°C)

図 3 中央制御室及び隣接する部屋の配置

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



評価対象室: HPAC室  
隣室①: 一般エリア (40.0°C)  
隣室②: CUW再生熱交換器室/  
CUW非再生熱交換器(A)(B)室 (50.0°C)  
隣室③: MSTンネル室 (55.0°C)  
隣室④: トーラス室 (145.0°C)

図 4 HPAC 室及び隣接する部屋の配置



評価対象室: HPCW Hx室  
(直流駆動低圧注水ポンプ設置場所)  
隣室①: 一般エリア (40.0°C)  
隣室②: HPCSポンプ室 (65.0°C)  
隣室③: トーラス室 (145.0°C)  
隣室④: 地中 (12.0°C)

図 5 HPCW Hx 室 (直流駆動低圧注水ポンプ設置場所) 及び隣接する部屋の配置

以上

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 79. 格納容器冷却及び除熱手段の運用について

### 1. はじめに

原子炉補機代替冷却水系を介した残留熱除去系（RHR）による格納容器除熱手段としては、サプレッションプール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モードがある。また、格納容器の冷却手段として大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた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を整備しており、これを含めた格納容器冷却及び除熱（以下「格納容器除熱等」という。）の考え方について示す。

### 2. 格納容器除熱等の運用について

#### (1) 格納容器除熱等の実施基準

格納容器除熱等に係わる手段の主な実施基準を表 1 に示す。また、有効性評価における RHR による格納容器除熱開始時の格納容器除熱等の実施基準となる格納容器パラメータを表 2 に示す。

表 1 格納容器除熱等に係わる主な実施基準

	運転開始基準	運転停止基準
残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）	・ S/P 水温 32℃以上	・ S/P 水温 32℃未満
	・ S/C 空間部温度 □℃以上	・ S/C 空間部温度 □℃未満
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）	・ S/C 圧力 □kPa[gage] 以上	・ 格納容器圧力 13.7kPa[gage] 未満
	・ D/W 雰囲気温度 171℃接近	・ D/W 雰囲気温度 □℃未満
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（炉心損傷前）	・ S/C 圧力 384kPa[gage]以上	・ 格納容器圧力 284kPa[gage] 未満
	・ D/W 雰囲気温度 171℃接近	・ D/W 雰囲気温度 150℃未満

表 2 RHR による格納容器除熱開始時の格納容器パラメータ

事故シーケンスグループ	サプレッションプール水冷却に係わるパラメータ		格納容器スプレイ／格納容器代替スプレイに係わるパラメータ	
	S/P 水温 (℃)	S/C 空間部温度 <sup>※1</sup> (℃)	S/C 圧力 (kPa[gage])	D/W 雰囲気温度 <sup>※1</sup> (℃)
T B	約 143	約 153	約 366	約 153
T B U	約 144	約 155	約 376	約 155
T B D	約 142	約 147	約 347	約 147
T B P	約 141	約 147	約 345	約 147
T W (取水機能喪失)	約 138	約 143	約 311	約 143

※1 格納容器温度（S/C 空間部温度及び D/W 雰囲気温度）の最大値を記載

#### (2) 格納容器除熱等の考え方

表 2 に示すとおり、いずれの事故シーケンスグループにおいても格納容器パラメータはほぼ同程度であるため、各パラメータが高い値を示している T B U を例

補足 79-1

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。



に事象の推移とともに格納容器除熱等の考え方を示す。

a. 事象発生から事象発生 25 時間後

事象発生から事象発生 25 時間後までの間、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系含む）の機能喪失に伴う格納容器除熱機能の喪失により格納容器内の温度及び圧力は上昇し続ける。

この間、RHR による格納容器除熱は実施できないことから、格納容器圧力又は温度が規定値に到達した場合には、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を実施することとなる。

TBU時の格納容器圧力及び D/W 雰囲気温度の最大値はそれぞれ約 376kPa [gage]、約 155℃となっており、いずれも格納容器代替スプレイの実施基準（384kPa[gage]又は 171℃）には到達していないことから、この期間において格納容器代替スプレイは実施していない。

仮に RHR による格納容器除熱の開始が遅れる等により、格納容器圧力又は温度が格納容器代替スプレイの実施基準に到達した場合には、その時点で速やかに格納容器代替スプレイを開始し格納容器圧力及び温度の抑制を図る。

b. 事象発生 25 時間後以降

原子炉補機代替冷却水系の準備完了後、事象発生 25 時間後から RHR（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を開始する。

事象発生 25 時間後の RHR を用いた格納容器除熱に係わるパラメータと実施基準との比較を表 3 及び表 4 に示す。

表 3 RHR（サブプレッションプール水冷却モード）

格納容器パラメータ	実施基準との比較
S/P 水温	S/P 水温は約 144℃であり、運転開始基準（32℃）に到達している
S/C 空間部温度	S/C 空間部温度は約 150℃であり、運転開始基準（ <input type="text"/> ℃）に到達している

表 4 RHR（格納容器スプレイ冷却モード）

格納容器パラメータ	実施基準との比較
S/C 圧力	S/C 圧力は約 376kPa [gage]であり、運転開始基準（ <input type="text"/> kPa [gage]）に到達している
D/W 雰囲気温度	D/W 雰囲気温度は約 155℃であり、運転開始基準（171℃）には到達していない

表 3 及び表 4 に示すとおり、事象発生 25 時間後においてはサブプレッションプール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード双方の運転開始基準に到達している。RHR が 2 系統使用可能な場合には両モードによる格納容器除熱が実施

補足 79-2

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

可能であるが、有効性評価において原子炉補機代替冷却水系による冷却水確保により使用可能な RHR は 1 系統のみであることから、いずれかのモードを選択して RHR による格納容器除熱を実施することとなる。

有効性評価では、RHR による格納容器除熱準備完了後、格納容器スプレイ冷却モードではなくサブプレッションプール水冷却モードにより格納容器除熱を実施している。これは、過渡事象では崩壊熱は逃がし安全弁を介して S/C へ蓄積され、S/P 水温の上昇に伴い格納容器圧力が上昇しているため、熱源となっている S/P 水を直接冷却することで効果的な格納容器除熱が可能と考えられるためである。

なお、熱源となっている S/P 水を冷却することにより、格納容器内の圧力や温度についても低下が期待できる。

有効性評価では RHR を用いた格納容器除熱はサブプレッションプール水冷却モードにより評価を行っているが、格納容器スプレイ冷却モードによる格納容器除熱を実施した場合でも、格納容器からの除熱量としては同等であり有効性評価の結果に影響を与えるものではないと考えられる。

### 3. まとめ

RHR による格納容器除熱機能確保までの間、格納容器の圧力又は温度が格納容器代替スプレイの実施基準に到達した場合には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を実施する。

RHR による格納容器除熱機能確保後の除熱手段としてはサブプレッションプール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モードを整備しており、使用可能な RHR が 1 系統の場合、RHR の運転を開始する時点の格納容器内のパラメータに応じて、より効果的な冷却モードを選択していくこととなる。

有効性評価では RHR による格納容器除熱開始時の格納容器パラメータの状況を踏まえ、S/C の冷却を優先させる観点からサブプレッションプール水冷却モードにより格納容器除熱を実施している。

## 80. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水への切替えについて

長期 TB 等において、原子炉への注水を低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）から残留熱除去系（低圧注水モード）へ切替えを実施するが、水源の優先順位及び切替え操作の流れを以下に示す。

### (1) 水源の優先順位について

#### a. 概要

外部水源からの注水量を抑制する観点で、内部水源による注水手段を優先する。

#### b. 考え方

外部水源による注水は、格納容器の空間体積を減少させ、格納容器圧力の上昇を早めることとなる。このため、内部水源による注水手段を優先することにより、外部水源注水量限界到達を回避し、原子炉の冷却と格納容器の除熱を同時に達成しつつ、事故収束を図る。

### (2) 内部水源を用いた注水手段への切替え操作の流れ

長期 TB のシナリオを例に、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）から残留熱除去系への切替え操作の流れを以下に示す。

- ①常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）を起動後、原子炉を急速減圧し原子炉注水を開始する。原子炉水位は、原子炉水位（レベル 3）から原子炉水位（レベル 8）で維持する。
- ②原子炉補機代替冷却水系による補機冷却水を確保する。
- ③低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水により、原子炉水位（レベル 8）到達後、原子炉注水を停止する。
- ④残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の運転を開始する。
- ⑤原子炉水位が降下し、原子炉水位（レベル 3）到達後、残留熱除去系をサプレッションプール水冷却モードから低圧注水モードへ切り替え、残留熱除去系による内部水源での原子炉注水を開始する。
- ⑥原子炉水位が回復し、原子炉水位（レベル 8）到達後、残留熱除去系を低圧注水モードからサプレッションプール水冷却モードへ切り替え、サプレッションプール水の冷却を再開する。

以降、⑤及び⑥の切り替え操作を繰り返し実施する。

## 81. 外部電源喪失発生時における原子炉スクラム信号について

女川2号の解析条件において、外部電源喪失を起因事象とする事故シーケンスグループの原子炉スクラム信号として「主蒸気止め弁閉」を想定している。

以下に、外部電源喪失時に発生する原子炉スクラム信号の関係性を整理する。

### (1) 送電系統の故障

送電系統の故障が発生した場合、発電機負荷が急減することで主タービンが過速することを抑制するパワーロードアンバランスリレーが動作し、「蒸気加減弁急閉」信号が発生することで、原子炉はスクラムする。

万一、パワーロードアンバランスリレーが動作しない場合、送電系統の故障に伴う常用系ポンプのトリップにより復水器の真空度が低下し、「主蒸気止め弁閉」信号が発生することで、原子炉はスクラムすることとなる（図1）。

### (2) 所内主発電設備の故障

所内主発電設備の故障が発生した場合、パワーロードアンバランスリレーは動作せず、所内主発電設備の故障に伴う常用系ポンプのトリップにより復水器の真空度が低下し、「主蒸気止め弁閉」信号が発生することで、原子炉はスクラムする。

表1に示すとおり、原子炉スクラム信号によりその作動時間に大きな差はないことから、有効性評価解析においては、運転時の異常な過渡変化「外部電源喪失」との整合を考慮し、「主蒸気止め弁閉」を原子炉スクラム信号として設定している。

表1 信号別の原子炉スクラム時間

原子炉スクラム信号	蒸気加減弁急閉	主蒸気止め弁閉
作動時間	約0.1秒	約6秒

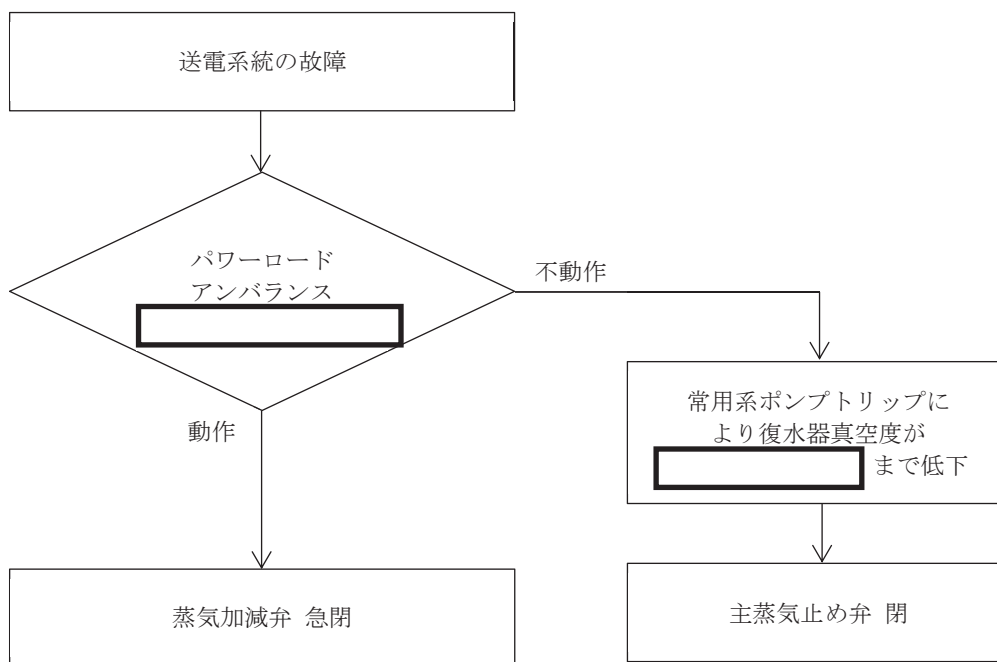


図1 送電システムの故障が発生した場合の事象進展

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。

## 82. 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、計測範囲は 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、炉心部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部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、温度計の計測範囲（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。

### (4) SRV 出口温度計測と原子炉圧力容器温度計測

SRV 出口温度は中央制御室にて確認可能であるが、記録計の故障等により中央制御室で確認できない場合、可搬型計測器による測定が可能である。別紙に可搬型計測器を用いた SRV 出口温度の計測イメージを示す。

なお、可搬型計測器による測定が必要な場合は、炉心損傷確認の精度が高い原子炉圧力容器温度の測定を実施する。

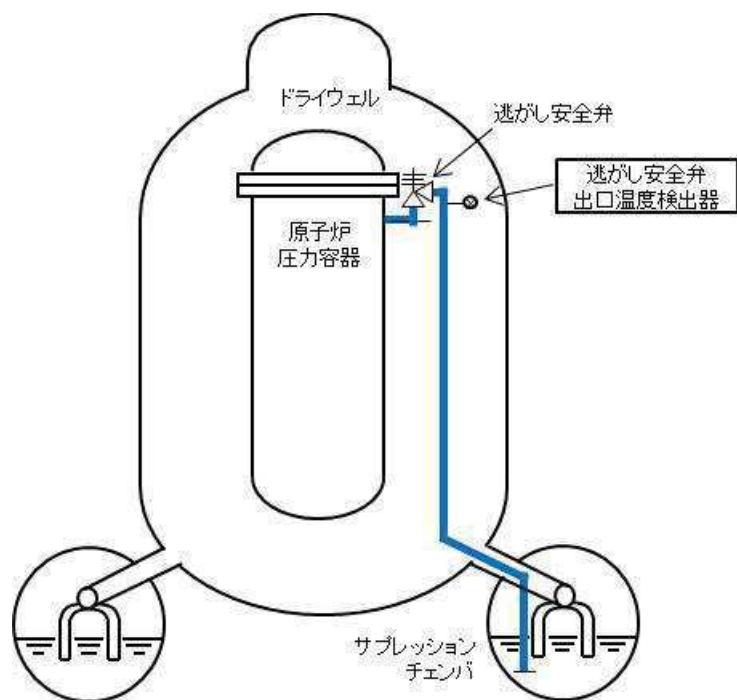


図1 SRV 出口温度計の概略設置図



## 可搬型計測器を用いた SRV 出口温度の計測について

SRV 出口温度の検出器は健全であるが、中央制御室の記録計が故障し、SRV 出口温度の監視が不可能となった場合、中央制御室内の制御盤において、温度検出器のケーブルを直接可搬型計測器に接続し、熱起電力を測定することにより SRV 出口温度を把握することが可能となる。図 2 に可搬型計測器を用いた SRV 出口温度の計測イメージを示す。

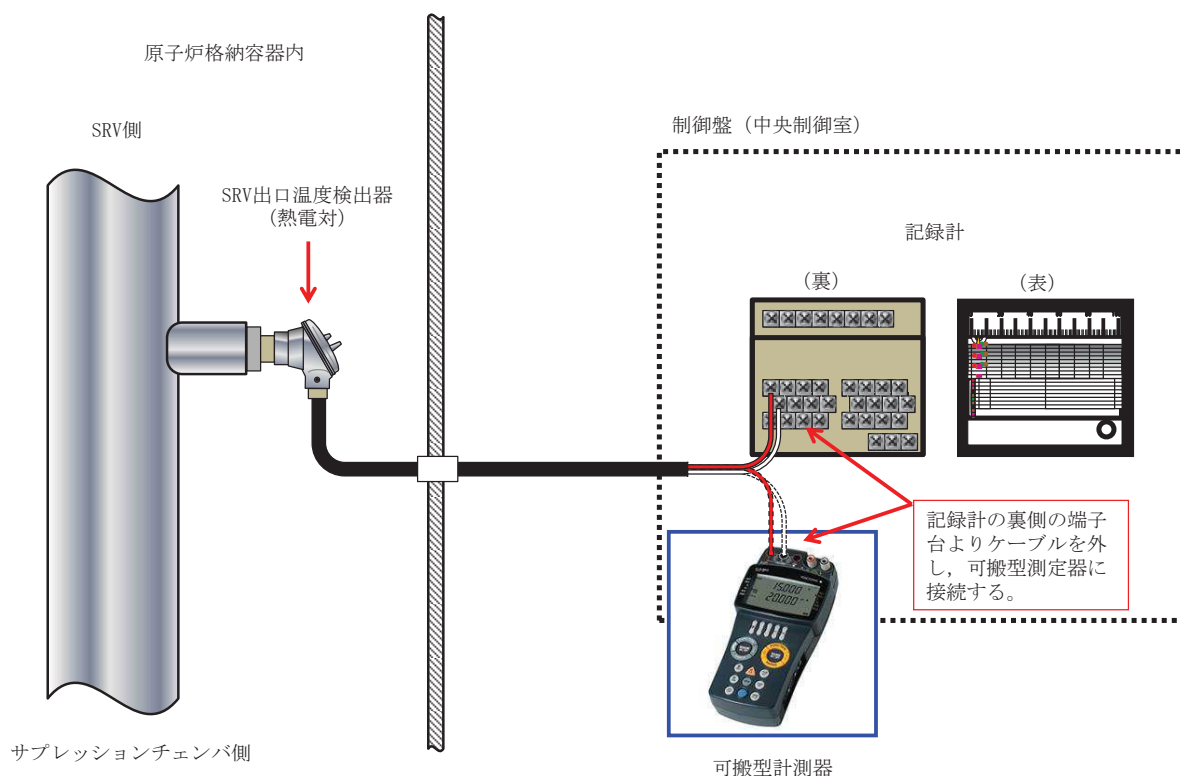


図 2 可搬型計測器を用いた SRV 出口温度の計測イメージ

また、SRV 出口温度が計測範囲の上限である  $300^{\circ}\text{C}$  を超過し、記録計の指示値がオーバースケールとなった場合でも、使用している温度検出器 (熱電対) が有する計測可能温度範囲は  $-200\sim 350^{\circ}\text{C}$  であるため、可搬型計測器により温度検出器 (熱電対) の熱起電力を測定することで  $300^{\circ}\text{C}$  以上の範囲においても把握が可能となる。



### 83. 高圧代替注水系起動操作の成立性について

高圧代替注水系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（原子炉隔離時冷却系との系統分離に必要な弁の閉操作及び高圧代替注水系の手動起動に必要な弁の開操作）による系統構成を実施後、高圧代替注水系ポンプを起動する。

これらの操作は運転員1名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58秒）

SBO状況下でも直流電源による照明が点灯するため操作時間への影響はない。

なお、直流電源による照明が点灯しない状況を想定しても運転員はヘッドライトを装着して操作を実施することとしているため、この場合においても運転員の操作時間に与える影響はない。

操作時間の詳細を表1及び制御盤配置図を図1に示す。

表1 高圧代替注水系起動操作詳細

操作内容	操作時間 (訓練実績等)	想定時間
系統構成 (原子炉冷却制御盤における操作) <ul style="list-style-type: none"> <li>・ RCIC 蒸気供給ライン分離弁 「全閉」 操作</li> <li>・ RCIC タービン入口蒸気ライン第一隔離弁 「全開」 確認</li> <li>・ RCIC タービン入口蒸気ライン第二隔離弁 「全開」 確認</li> <li>・ RCIC タービン排気ライン隔離弁 「全開」 確認</li> </ul> (HPAC 制御盤における操作) <ul style="list-style-type: none"> <li>・ FPMUW ポンプ吸込弁 「全閉」 操作</li> <li>・ HPAC 注入弁 「全開」 操作</li> </ul>	2分15秒※	5分00秒
高圧代替注水系ポンプ起動操作 (HPAC 制御盤における操作) <ul style="list-style-type: none"> <li>・ HPAC タービン止め弁 「全開」 操作</li> <li>・ HPAC ポンプミニマムフロー弁 「全開」 確認</li> <li>・ HPAC タービン入口蒸気ドレンライン第一隔離弁 「全閉」 確認</li> <li>・ HPAC タービン入口蒸気ドレンライン第二隔離弁 「全閉」 確認</li> </ul>	1分43秒	
合計	3分58秒	

※ 原子炉冷却制御盤から HPAC 制御盤への移動時間約 33 秒を含む

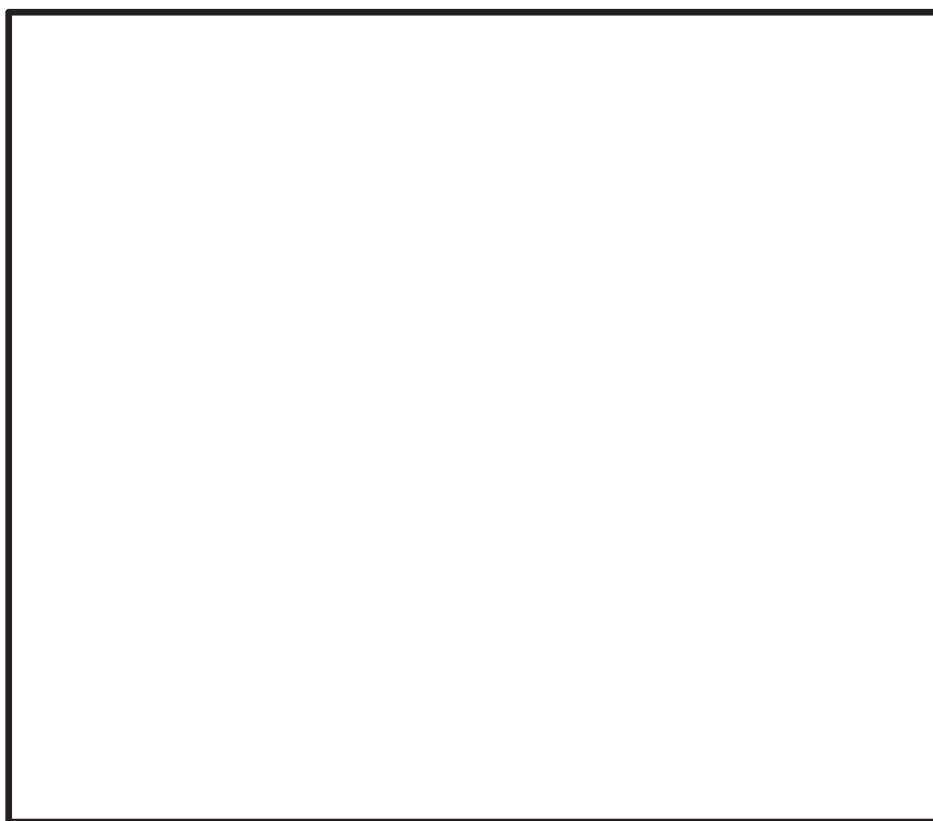


図 1 制御盤配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

#### 84. 注水操作の時間余裕について (TBU・TBD)

全交流動力電源喪失が発生し、原子炉隔離冷却系の機能喪失が重畳した場合、高圧代替注水系による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは、高圧代替注水系による注水が遅れ、事象発生 50 分後に開始し、事象発生 24 時間後まで注水を継続した場合の解析結果を示す。

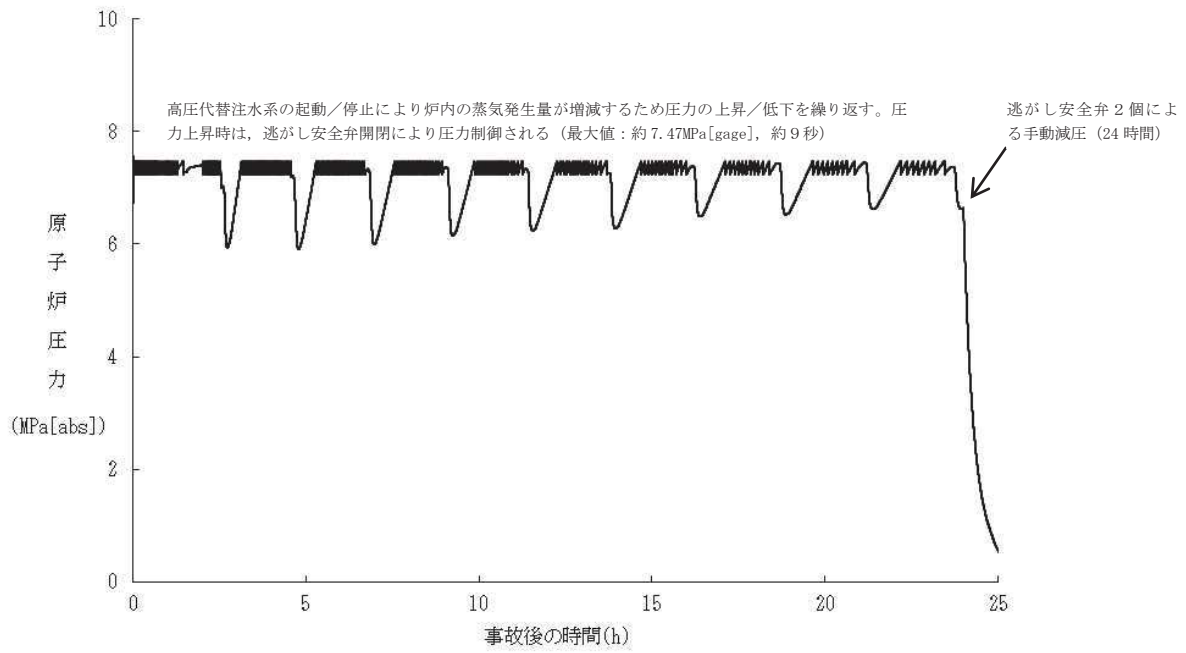


図1 原子炉圧力の推移

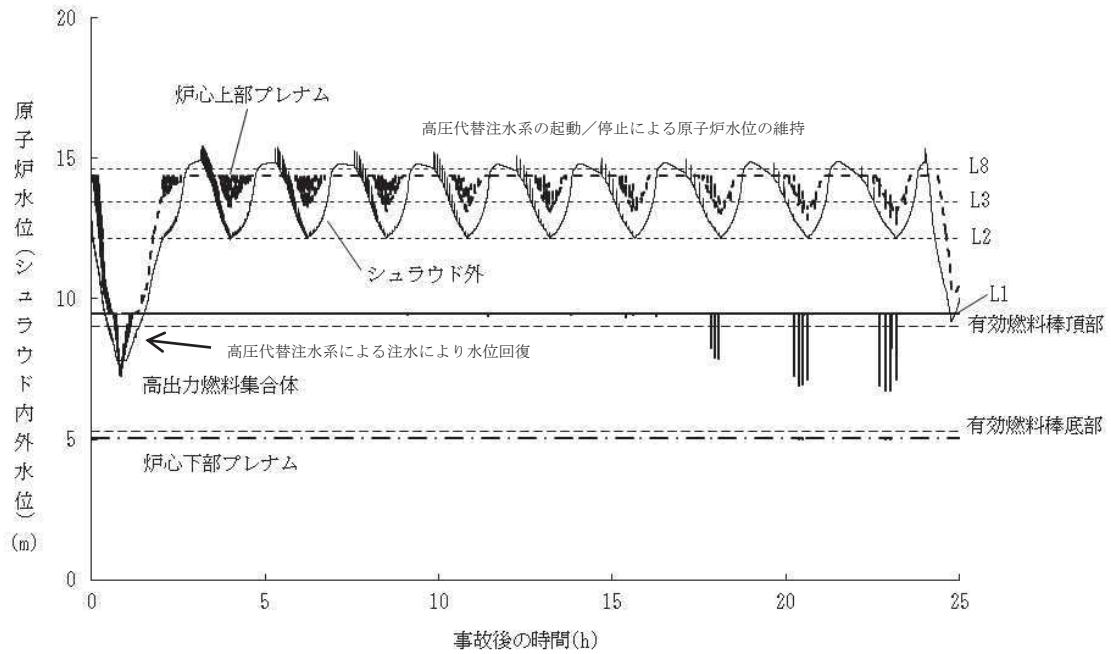


図2 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

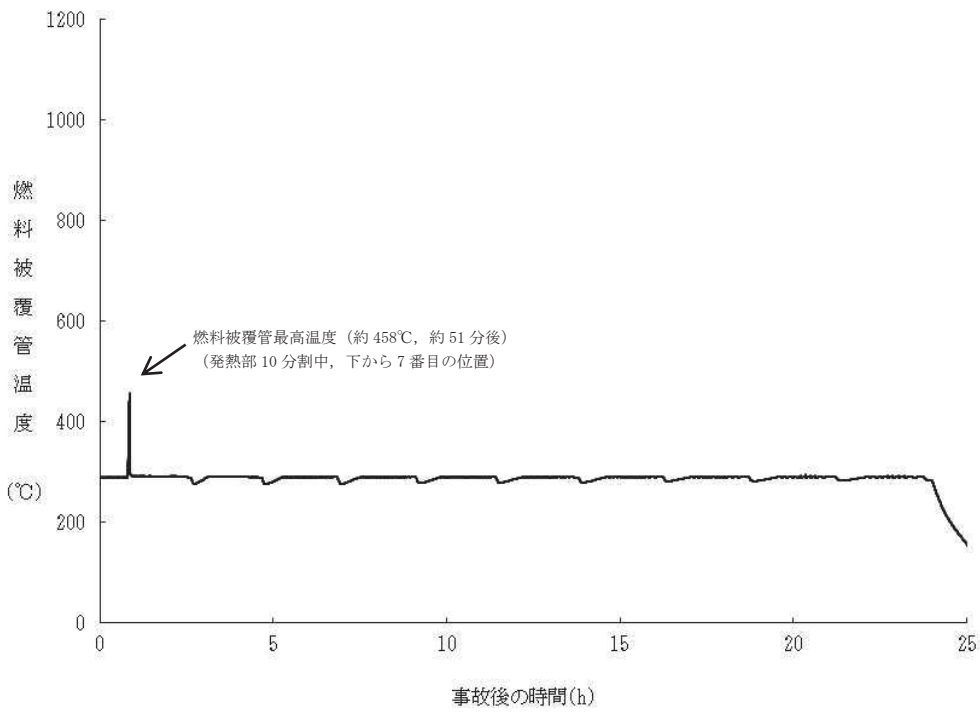


図 3 燃料被覆管温度の推移

## 85. TBD 時の事象発生 24 時間後の注水系統の切替えについて

### (1) 解析における注水系統の切替えの流れ

TBD では、事象発生後、高圧代替注水系による原子炉注水を開始するが、事象発生約 8 時間後に S/P 熱容量制限到達により原子炉を急速減圧し、交流動力電源が回復する事象発生約 24 時間後まで低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水を実施している。その後、原子炉補機代替冷却水系の準備完了時間に余裕を見込んだ事象発生約 25 時間後までは低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を実施し、事象発生約 25 時間以降は残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)及び残留熱除去系(低圧注水モード)の交互運転を実施する(図 1 参照)。

有効性評価においては直流駆動低圧注水ポンプに期待する期間を事象発生 24 時間後までとしていることから、事象発生約 24 時間後に復水移送ポンプを起動し原子炉注水を開始している。

### (2) 実際に想定される注水系統の切替えの流れ

有効性評価では、直流駆動低圧注水ポンプによる 24 時間後までの注水継続の有効性を確認する観点から(1)に記載の注水条件としているが、実際に想定される原子炉注水の対応の流れは以下のとおりとなる(図 2 参照)。

- ・事象発生約 40 分後に高圧代替注水系による原子炉注水を開始
- ・事象発生約 8 時間後に S/P 熱容量制限到達に伴い原子炉を急速減圧し、直流駆動低圧注水ポンプによる原子炉注水を開始
- ・事象発生約 10 時間後に大容量送水ポンプ(タイプ I)の準備が完了するため、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を開始し、直流駆動低圧注水ポンプを停止する。
- ・事象発生約 25 時間以降は残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)及び残留熱除去系(低圧注水モード)の交互運転を実施

以上のとおり、有効性評価においては直流駆動低圧注水ポンプに期待する期間として事象発生から 24 時間を想定していることから復水移送ポンプによる原子炉注水へ切替えを行っているが、実際には低圧代替注水系(常設)及び低圧代替注水系(可搬型)を用いてプラント状況に応じた注水手段を適切に選択していくこととなる。

なお、表 1 に示すとおり、運用上想定される注水系統は有効性評価解析における注水系統と異なるが、炉心が十分冠水された状態での注水手段の切替えとなるため、その差による影響はない。

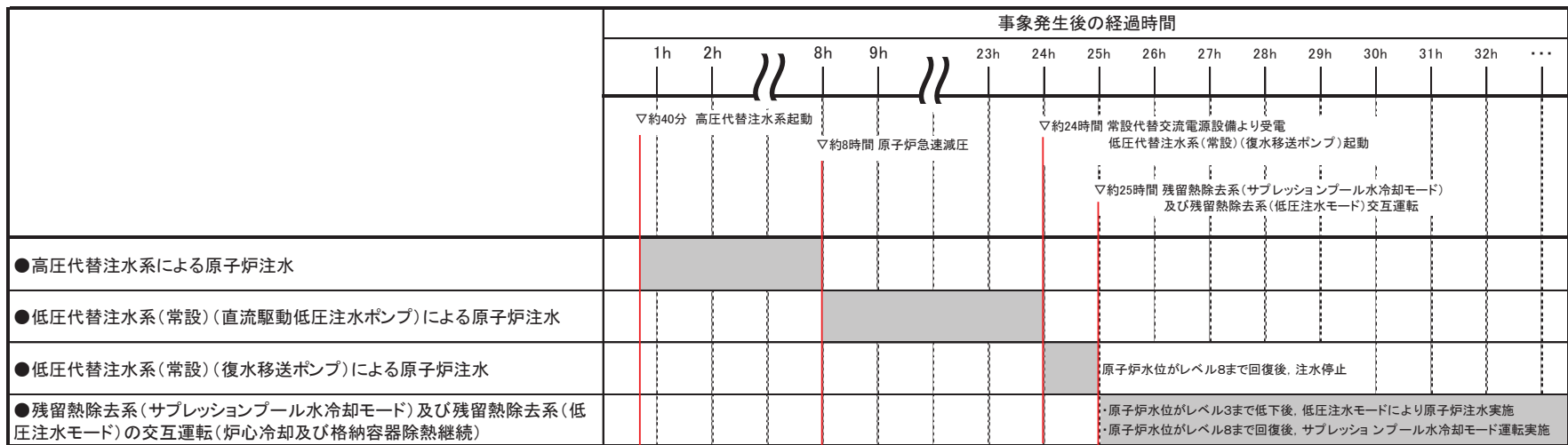


図1 解析上の原子炉注水系統の切替えの流れ

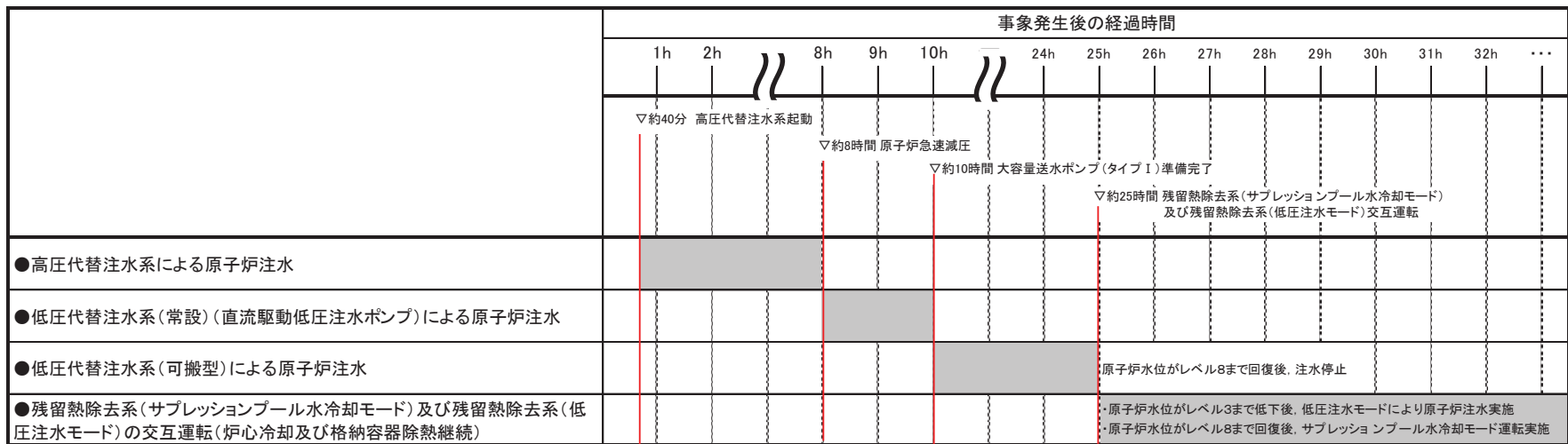


図2 運用上想定される原子炉注水系統の切替えの流れ

表1 解析における注水系統と運用上想定される注水系統

事象発生後のイベント	解析における注水系統	運用上想定される注水系統	差異理由	差異による影響
事象発生 40 分後の高圧代替注水系による注水を開始した以降	・高圧代替注水系	・高圧代替注水系	—	—
事象発生 8 時間以降	・低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ)	・低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ)	—	—
事象発生 10 時間以降 (大容量送水ポンプ (タイプ I) 準備完了以降)	・低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ)	・低圧代替注水系 (可搬型)	<ul style="list-style-type: none"> <li>有効性評価においては、直流駆動低圧注水ポンプの事象発生 24 時間後までの継続運転の成立性を示しているため直流駆動低圧注水ポンプによる注水を継続し、復水移送ポンプの準備完了後、切替えを実施</li> <li>実際の運用においては、容量が大きい注水系統を優先して選択するため、低圧代替注水系 (可搬型) に切替えを実施し、残留熱除去系の準備完了まで継続</li> </ul>	炉心が十分冠水された状態での注水手段の切り替えとなるため、影響はない
事象発生 24 時間以降 (復水移送ポンプの準備完了以降)	・低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ)	・低圧代替注水系 (可搬型)		
事象発生 25 時間以降 (残留熱除去系の準備完了以降)	・残留熱除去系	・残留熱除去系	—	—



## 86. 各 TB シーケンスにて使用する直流電源と注水手段の関係及び負荷切り離し操作について

各 TB シーケンスにおいて、直流電源により注水に必要な負荷へ電源を供給し、原子炉注水を実施することとしている。

各 TB シーケンスにて使用する直流電源と注水手段の関係及び負荷切り離し操作を以下に示す。

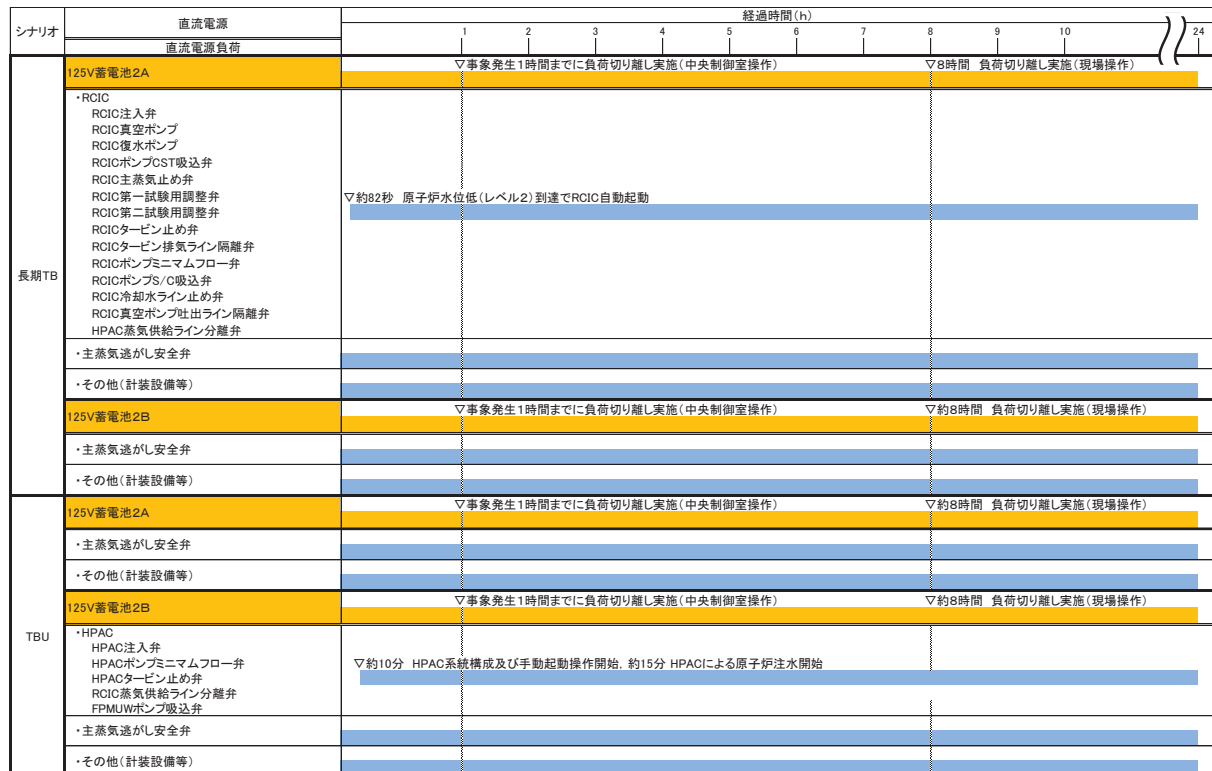


図1 各 TB シーケンスにて使用する直流電源と注水手段の関係及び負荷切り離し操作について (1/2)

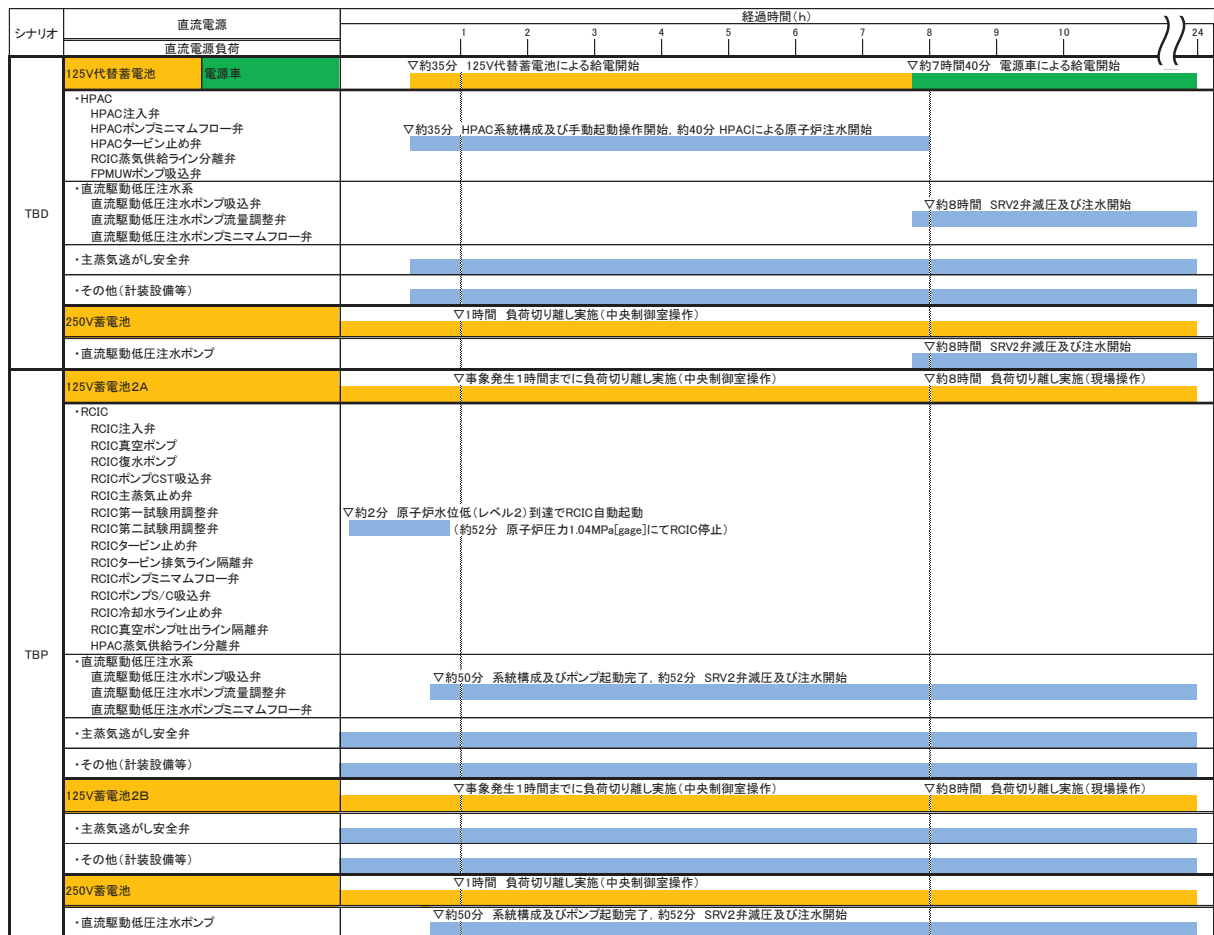


図1 各TBシーケンスにて使用する直流電源と注水手段の関係及び負荷切り離し操作について (2/2)

## 87. 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）における注水手段について

### (1) TBW シーケンスについて

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」（以下、「TW」という。）は、事象発生後に原子炉注水に成功するものの、格納容器除熱機能が喪失することで炉心損傷前に格納容器が先行破損し、その後炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

TWの事故シーケンスには、BWR-5に特徴的なシーケンスとして「区分Ⅰ，Ⅱの交流動力電源喪失による崩壊熱除去機能喪失（HPCS成功）」（以下、「TBWシーケンス」という。）が含まれており、その事象としては、格納容器先行破損によりサプレッションプール水を水源とした高圧炉心スプレイ系による注水が継続できず、炉心損傷に至るといったものである。

そのため、TBWシーケンスへの対策としては、以下のとおりである。

- ・高圧炉心スプレイ系の水源切替操作等による注水機能の維持
- ・原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱

### (2) TBW シーケンスを踏まえた有効性評価における想定について

有効性評価においては、TWを包絡的に評価するため、BWR-5に特徴的なシーケンスであるTBWシーケンスへの対策についても考慮した評価を実施する。

その対策については、高圧炉心スプレイ系の継続運転が前提条件であることから、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）」において、注水手段を高圧炉心スプレイ系のみとすることで、対策の有効性を確認している。

### (3) 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時における解析と手順の相違について

表1に有効性評価における注水手段と手順に基づいて選択する注水手段の相違について示す。

有効性評価における注水手段と手順に基づいて選択する注水手段は、初期注水後に原子炉圧力容器が高圧状態を維持している際に異なるものの、既に炉心は冠水しており、過渡事象時においてはいずれの系統においても冠水維持が可能であることから、その影響は小さい。

そのため、両者において、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表1 有効性評価における注水手段と手順に基づいて選択する注水手段

事象発生後のイベント	有効性評価における注水手段	手順に基づき選択する注水手段	差異理由	差異による影響
事象発生後の水位低下により「原子炉水位低（レベル2）」到達した以降	<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>	<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>	—	—
初期注水により「原子炉水位低（レベル8）」到達した以降	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧炉心スプレイ系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉隔離時冷却系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 実際の運用においては、原子炉隔離時冷却系の駆動蒸気として、原子炉圧力容器内の蒸気を消費することで、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している</li> <li>・ 有効性評価においては、TBWシーケンスを想定し、高圧炉心スプレイ系により注水が継続することとしている</li> </ul>	いずれの系統による注水によっても炉心は冠水維持されるため影響はない
急速減圧実施以降	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧炉心スプレイ系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧炉心スプレイ系※</li> </ul>	—	—

※ 減圧に伴い原子炉冷却材が流出するため、容量が大きい注水系統を優先して選択する。なお、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）を使用した場合の方が、事象進展上厳しい評価となるが、その対策の有効性は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）」において確認している。

## 88. 常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作の成立性について

常設代替交流電源設備による緊急用高圧母線（以下「M/C 2F 系」という。）からの受電準備として、非常用高圧母線 2C 系（以下「M/C 2C 系」という。）、非常用高圧母線 2D 系（以下「M/C 2D 系」という。）の動的負荷の自動起動防止のため操作スイッチ（以下「CS」という。）を「引ロック」とする。

その後、受電操作として、M/C 2F 系から M/C 2C 系を受電するための遮断器を「入」とし、M/C 2C 系を受電する。また、M/C 2D 系についても同様に M/C 2F 系から M/C 2D 系を受電するための遮断器を「入」とし、M/C 2D 系を受電する。

これらの操作は運転員 2 名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制御盤で対応が可能であること及び CS 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 3 4 秒）

操作時間の詳細を表 1 及び制御盤配置図を図 1 に示す。

表 1 常設代替交流電源設備からの受電操作詳細

操作内容	操作時間 (訓練実績等)	想定時間
受電準備（運転員 2 名の並行操作）		
①（原子炉冷却制御盤）		
・ L P C S ポンプ	CS 「引ロック」	
・ R H R ポンプ (A) (B) (C)	CS 「引ロック」	
・ R C W ポンプ (A) (B) (C) (D)	CS 「引ロック」	
・ R S W ポンプ (A) (B) (C) (D)	CS 「引ロック」 (2 分 1 2 秒)	
②（所内補機制御盤）		
・ T C W ポンプ (A) (B) (C)	CS 「引ロック」	
・ T S W ポンプ (A) (B) (C)	CS 「引ロック」 (1 分 0 6 秒)	
受電操作 (代替電源制御盤)		
・ M/C 2F 系から M/C 2C 系を受電するための遮断器 「入」		
・ M/C 2F 系から M/C 2D 系を受電するための遮断器 「入」	1 分 2 2 秒	
合計	3 分 3 4 秒	5 分 0 0 秒

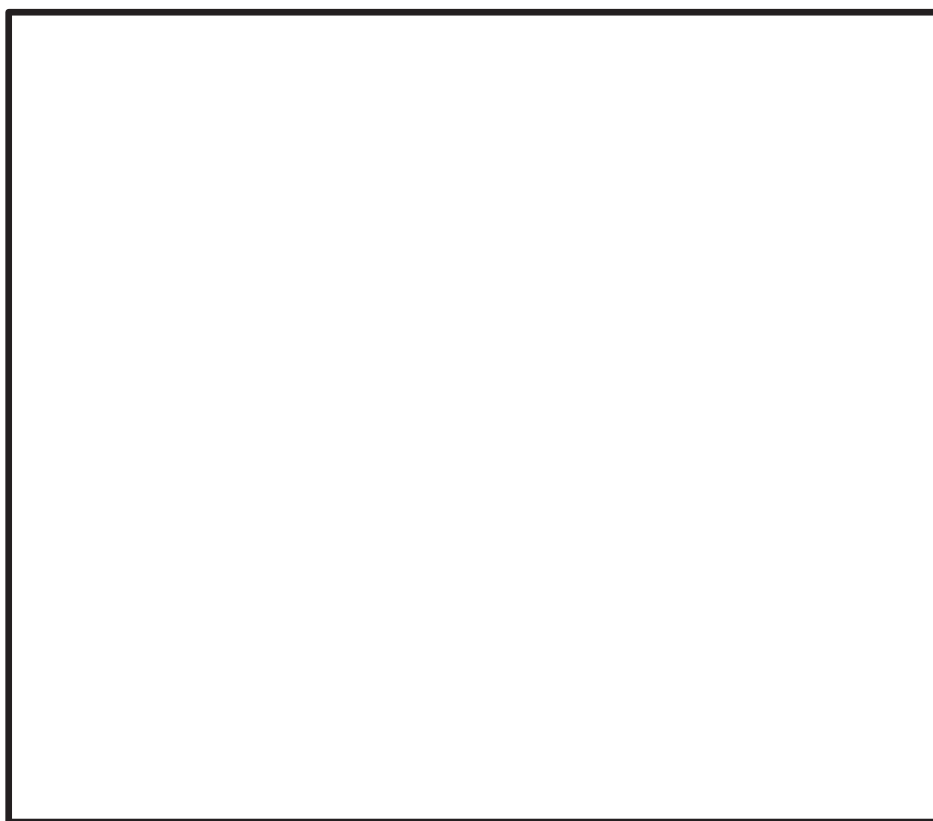


図 1 制御盤配置図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 89. TBD・TBP時における原子炉水位の挙動について

TBD 及び TBP シーケンスにおける短期間の原子炉水位の挙動について、図 1 及び図 2 に示す。

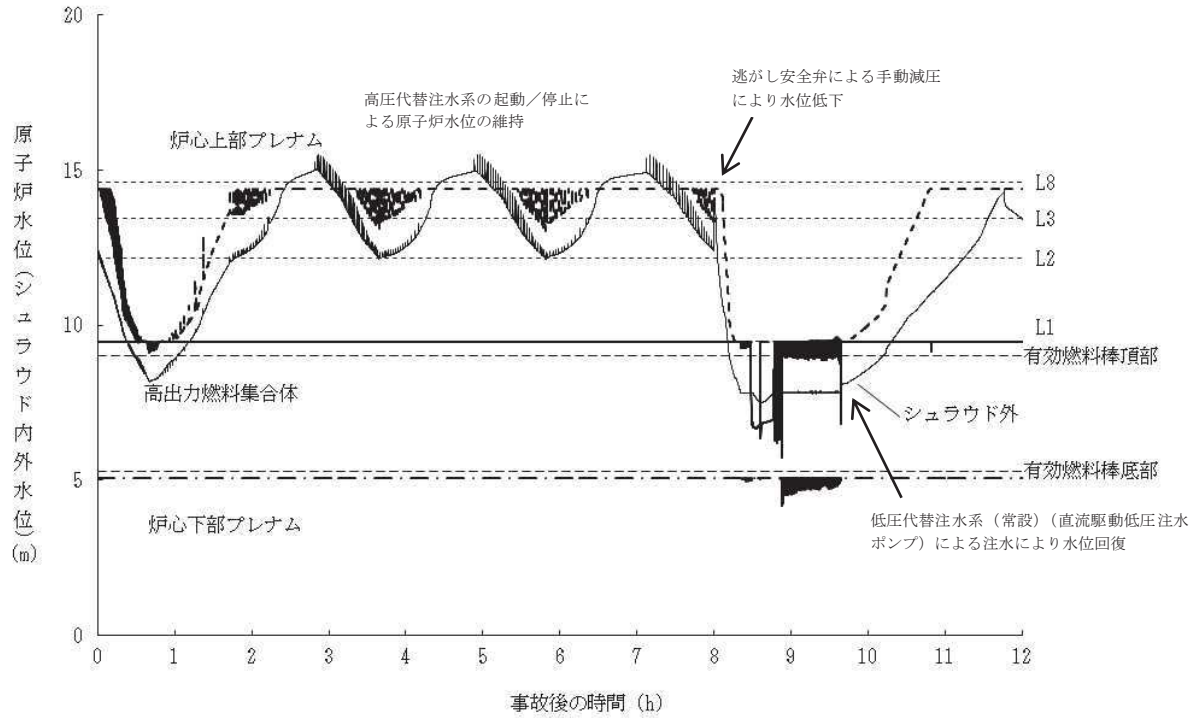


図 1 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (TBD シーケンス)

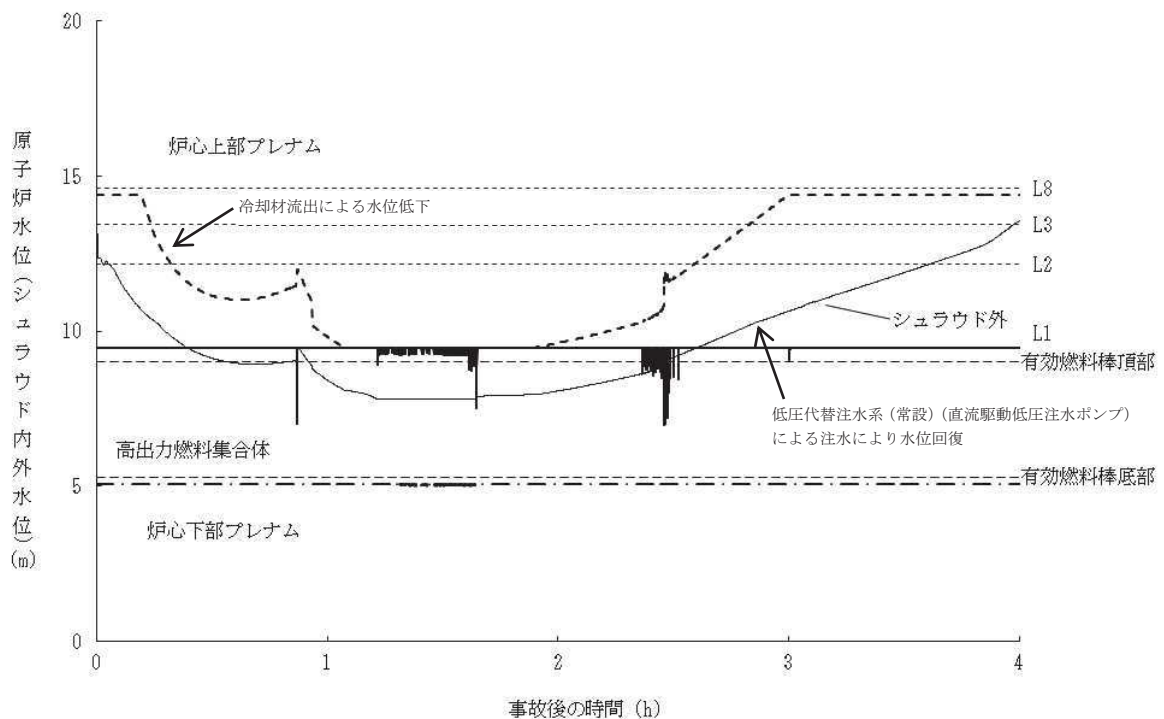


図 2 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (TBP シーケンス)

## 90. 水源評価における注水積算量について

水源評価では、外部水源である復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽から格納容器内に注水される積算注水量（7日間）を示すとともに、復水貯蔵タンクが枯渇することがないことを評価により確認している。

7日間の積算注水量については、MAAP コードにより求められる外部水源から格納容器内への注水量を積算することで求めており、その評価フローは図1に示すとおりである。

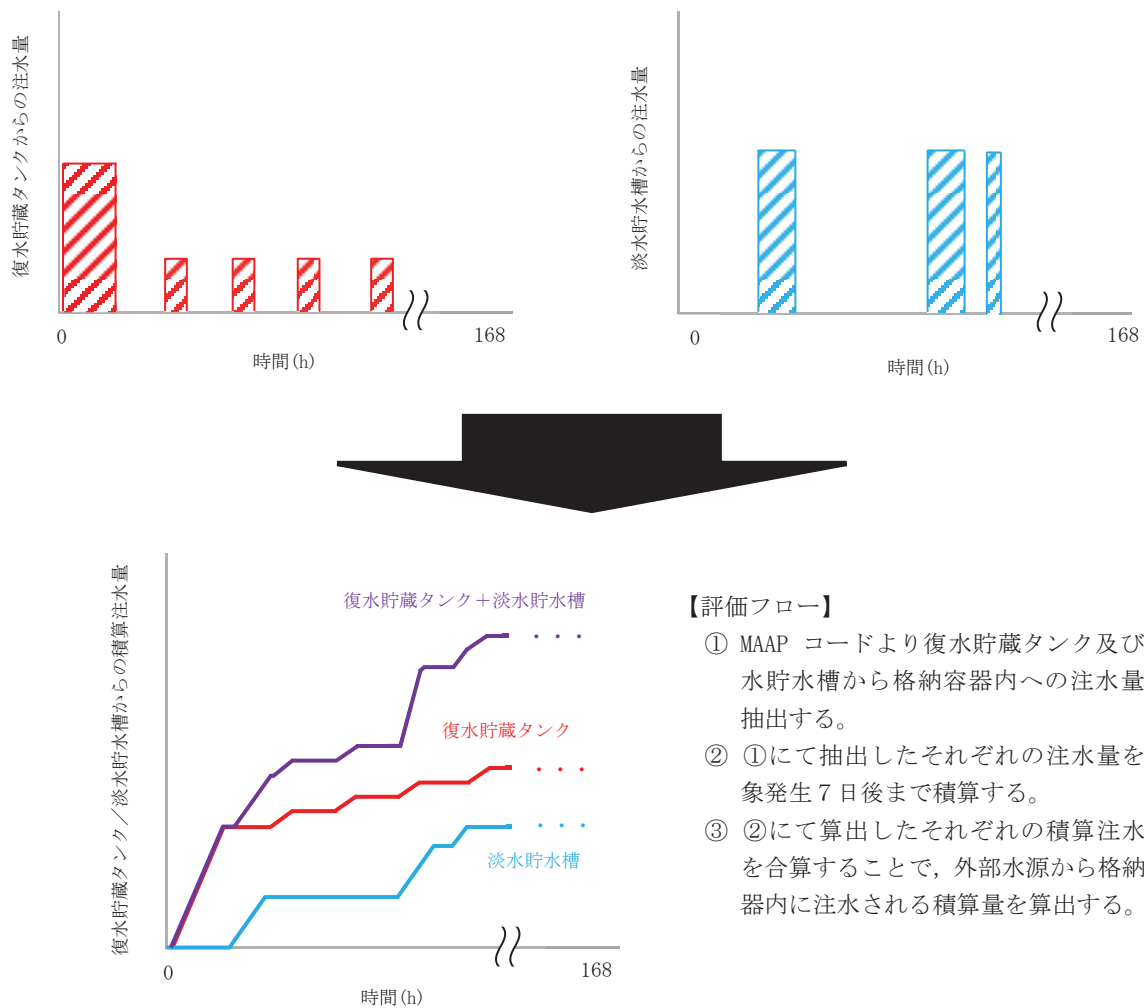


図1 積算注水量の評価フロー