

## 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 3 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 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

下線部：本日提示資料

## 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。

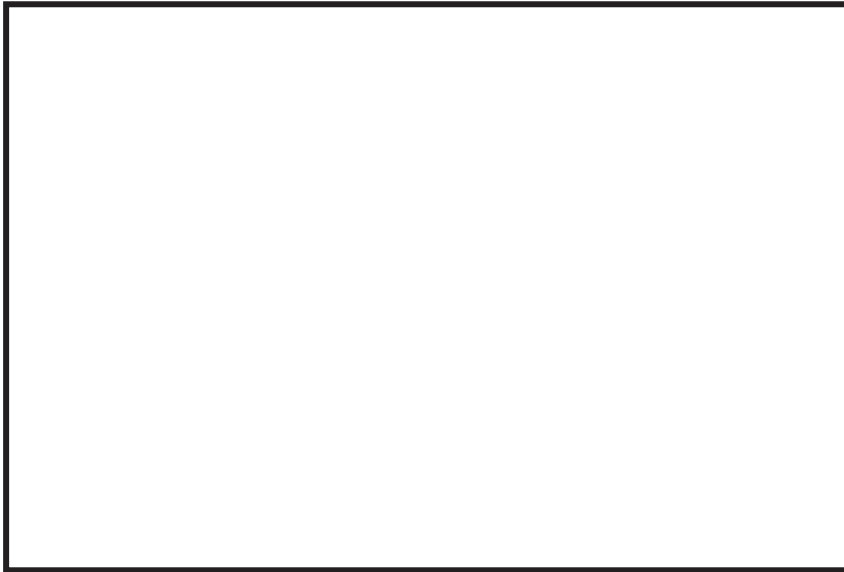


原子炉圧力がドライウェル空間部温度に対する飽和圧力以下になると、原子炉水位計の基準面器内の水が減圧沸騰し、水位計は信頼できなくなる。よって、左図を用いて、水位不明領域に入っているかを確認する。

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

## 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

代替自動減圧機能の対象となる逃がし安全弁の選定においては、以下の事項を考慮する。

- ・自動減圧機能付きの逃がし安全弁を選定する。図1に逃がし安全弁の配置図を示す。
- ・逃がし安全弁の開動作が容易となるよう、吹き出し圧力の低い弁を選定する。表1に逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。
- ・吹き出し時のサプレッションチェンバ内での局所的な温度上昇を平均化するため、可能な限り排気管クエンチャの位置が離れるよう考慮する。図2にサプレッションチェンバ内の逃がし安全弁の排気管クエンチャの配置図を示す。

以上を考慮し、B21-F001C、Hを選定した。

表1 逃がし安全弁の吹き出し圧力と自動減圧機能一覧

機器番号	安全弁機能 吹き出し圧力 (MPa[gage])	逃がし弁機能 吹き出し圧力 (MPa[gage])	自動減圧機能 付き	代替自動減圧 機能付き
B21-F001A	8.24	7.58	○	
B21-F001B	8.10	7.44		
B21-F001C	8.17	7.51	○	○
B21-F001D	7.79	7.37		
B21-F001E	8.24	7.58	○	
B21-F001F	8.10	7.44		
B21-F001G	8.10	7.44		
B21-F001H	8.17	7.51	○	○
B21-F001J	8.17	7.51	○	
B21-F001K	7.79	7.37		
B21-F001L	8.24	7.58	○	

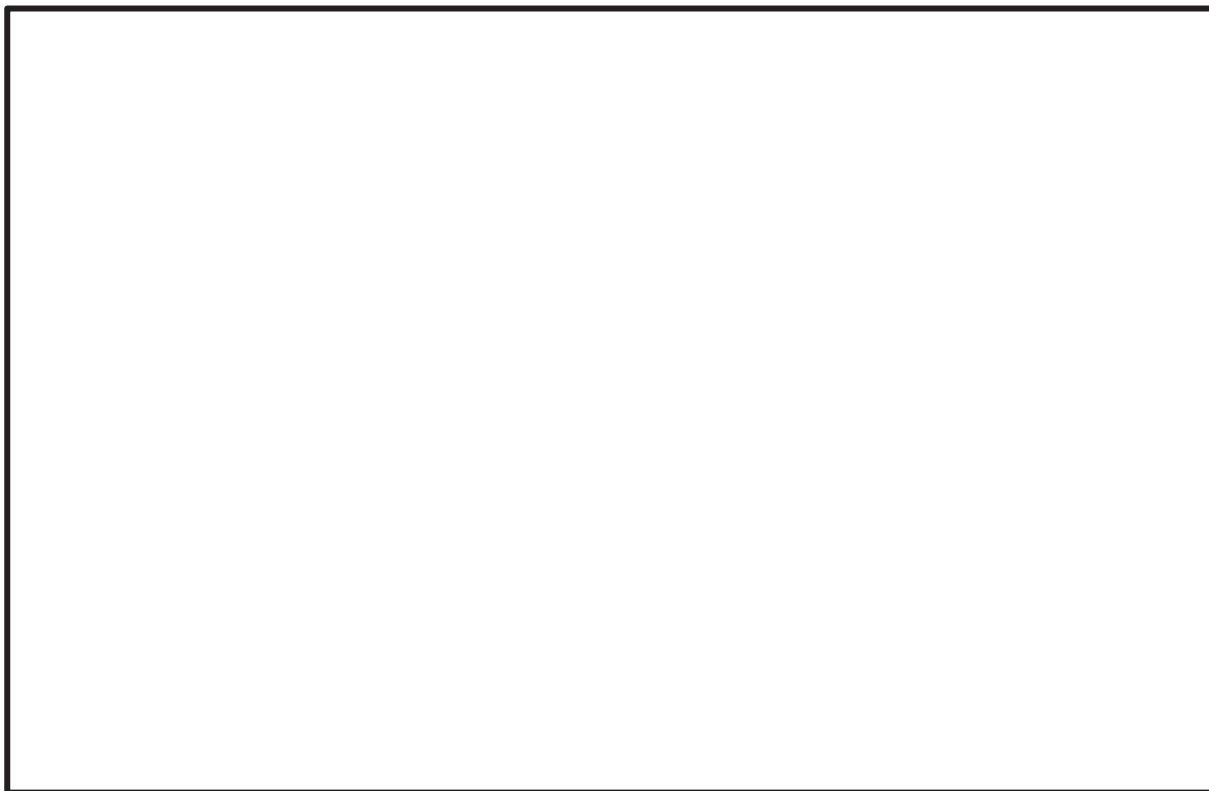


図1 逃がし安全弁配置図



図2 サプレッションチェンバ内の逃がし安全弁の排気管クエンチャ配置図

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 42-2

#### 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

原子炉停止機能喪失においては、復水貯蔵タンクを水源とする原子炉注水が行われるとともに、逃がし安全弁からサプレッションプールへ蒸気が流入することにより、サプレッションプール水量が増加する。

以下に、真空破壊装置に影響を与えうるサプレッションプール水量を示すとともに、原子炉停止機能喪失時における真空破壊装置への影響の有無について示す。

##### 1. 真空破壊装置へ影響を与えうるサプレッションプール水量

外部水源による注水を継続実施した場合、サプレッションプール水量が増加することにより、真空破壊装置へ影響を与えることが考えられる。このため、外部からの注水量については制限を設けており、外部水源注水量限界としてサプレッションプール水量約5,050m<sup>3</sup>（真空破壊装置下端-0.4mに相当）を設定している。

##### 2. 原子炉停止機能喪失における外部水源注水量限界の到達について

###### (1) 事象発生から外部水源注水量限界に到達するまでの時間

原子炉停止機能喪失の評価においては、事象発生時のサプレッションプール水量を2,800m<sup>3</sup>としているため、外部水源注水量限界までの余裕は約2,250m<sup>3</sup>となる。図1に、原子炉停止機能喪失における復水貯蔵タンクを水源とした注水量（積算）<sup>\*1</sup>を示す。図1より、外部水源による注水量が約2,250m<sup>3</sup>となるのは、事象発生から128時間（5日）程度後となる。

※ 図1は、高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクに切り替えられた後に、水源をサプレッションプールに再度切り替えを行わない場合における注水量である。

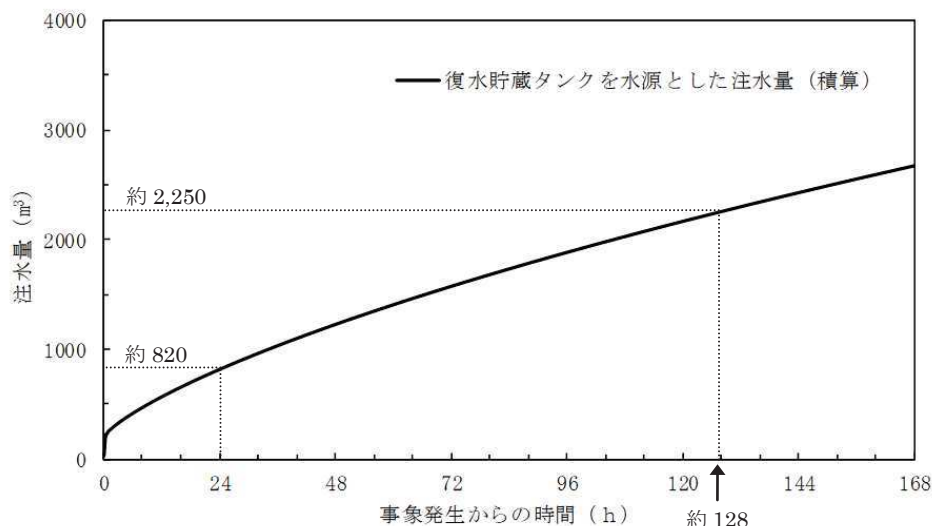


図1 復水貯蔵タンクを水源とした原子炉注水量（積算）



(2) サプレッションプール水温が100℃を下回る時間

図2に、原子炉停止機能喪失におけるサプレッションプール水温の推移を示す。事象発生約34分後より、サプレッションプール水温は降下傾向を示し、約16分でサプレッションプール水温は5℃程度低下する傾向を示す。

サプレッションプール水温が高圧炉心スプレイ系の最高使用温度である100℃を下回るのは、図2に示す傾向より、保守的に見て事象発生1日後程度である。

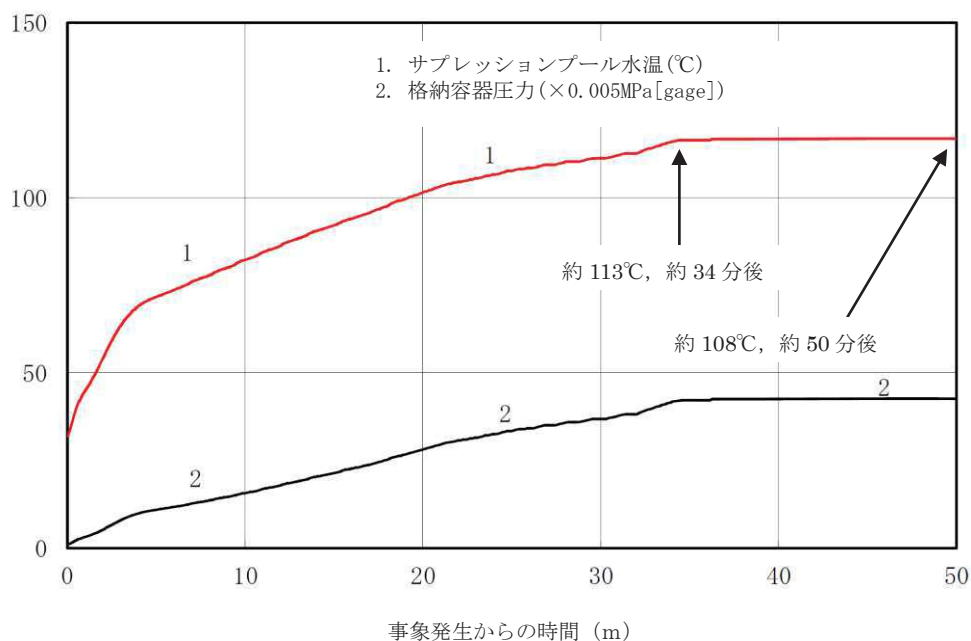


図2 サプレッションプール水温の推移

以上より、原子炉停止機能喪失においては、復水貯蔵タンクを水源とする原子炉注水を行うことでサプレッションプール水位が上昇するものの、高圧炉心スプレイ系の水源のサプレッションプールへの切り替えが可能となるのは、外部水源注水量限界到達時間より前であることから、真空破壊装置へ影響を与えることはない。

#### 44. 復水貯蔵タンクの保有水量について

有効性評価において期待する水源の1つに復水貯蔵タンク（以下「CST」という。）があり、初期保有水量については約 1,600m<sup>3</sup>（使用可能量：約 1,192m<sup>3</sup>）としている。

##### 《初期保有水量の考え方》

CST の初期保有水量の考え方については以下のとおりである（図1参照）。

- ① 有効性評価の中でCST水量の低下量が最も大きい中小LOCAにおいて、大容量送水ポンプ（タイプI）による補給が可能となる事象発生10時間後までの必要水量は約810m<sup>3</sup>となる
- ② 事象発生10時間後までに許容するCST水量の下限値を“HPCS水源切替レベル（約408m<sup>3</sup>）”と設定
- ③ CSTの初期水量としては、①+②の総量（約1,200m<sup>3</sup>）に余裕を見込み1,600m<sup>3</sup>と設定。水源評価上の保有水量約1,192m<sup>3</sup>は、正味使用可能量として上記1,600m<sup>3</sup>から下限値である約408m<sup>3</sup>を引いた値である

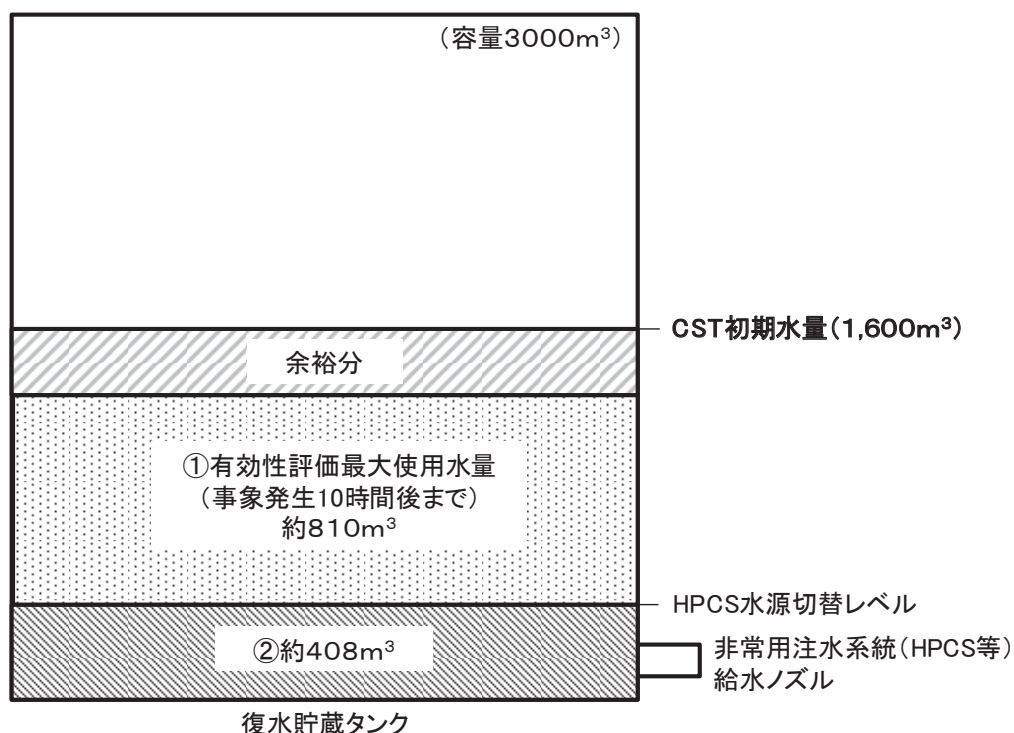
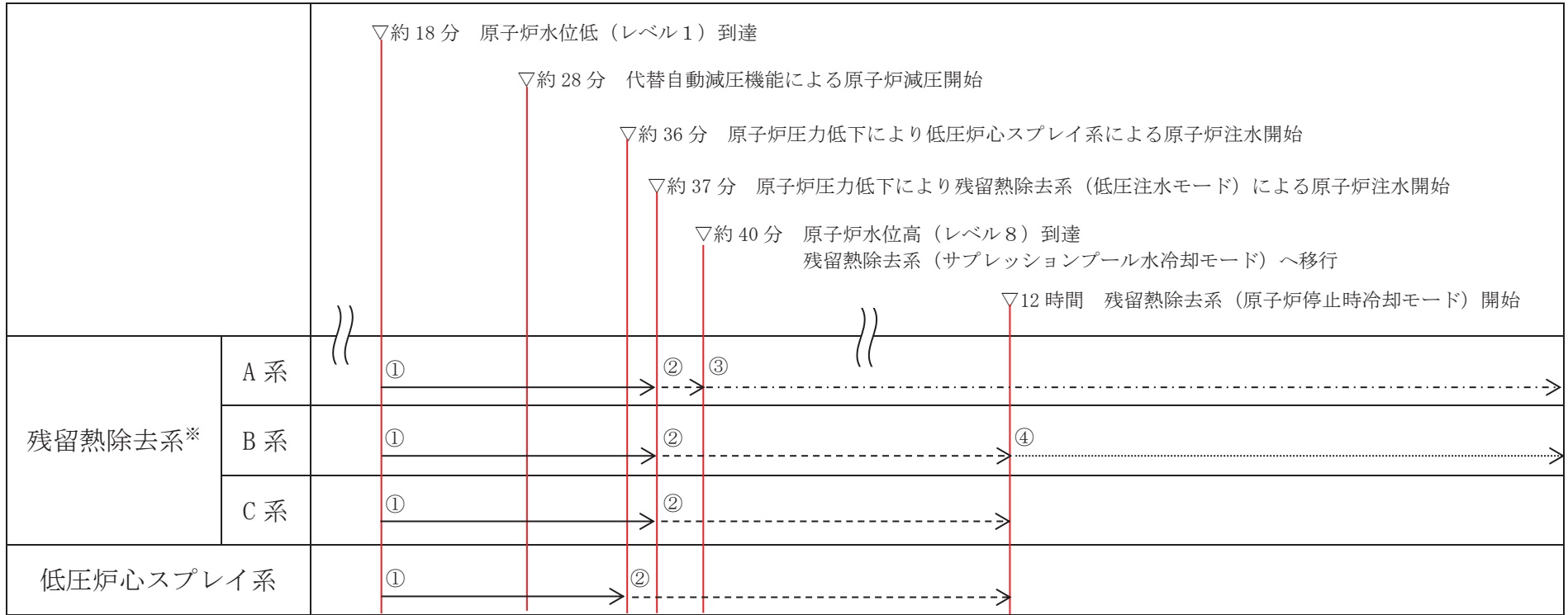


図1 CSTの初期保有水量の根拠

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

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の解析において期待する低圧注水，格納容器除熱及び原子炉圧力容器除熱手段について，下表に示す。

※ 残留熱除去系 A 系によりサプレッションプール水冷却モードを実施した場合



(凡例) ①：自動起動後，待機状態， ②原子炉注水， ③サプレッションプール水冷却モード， ④停止時冷却モード

以 上

## 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

制御棒挿入失敗事象に対応する非常時操作手順書（徴候ベース）では、ほう酸水注入系（以下「S L C」という。）の起動は、サプレッションプール水温（以下「S / P 水温」という。）が49℃に到達した際に行う手順としている。

S L Cの起動については、制御棒挿入失敗事象発生時において中長期的に原子炉を未臨界に移行させ、格納容器の健全性を維持する観点から有効な対策であり、その判断基準の妥当性について以下に示す。

### 1. 制御棒挿入失敗の状態

制御棒挿入失敗事象としては、有効性評価を行っている全ての制御棒の挿入に失敗する事象（以下「全制御棒挿入失敗」という。）以外にも、部分的に制御棒の挿入に失敗する事象（以下「部分制御棒挿入失敗」という。）も想定される。

部分制御棒挿入失敗時においては、全制御棒挿入失敗時と比較して原子炉出力は低くなるため、原子炉圧力の上昇や原子炉水位の低下、S / P 水温の上昇といった事象進展は緩やかになる。

### 2. 制御棒挿入失敗時の対応手順

#### (1) 非常時操作手順書（徴候ベース）の概要

制御棒挿入失敗時に使用する非常時操作手順書（徴候ベース）においては、部分制御棒挿入失敗から全制御棒挿入失敗までの幅広い状態を想定し、S L C 起動を含めた対応手順を定めている。

非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」，「反応度制御」を図1に、操作の流れを図2に示す。「反応度制御」の導入後、原子炉出力を速やかに低減させる効果のある代替原子炉再循環ポンプトリップ機能（R P T）の動作を確認後、以下に示す「S L C」，「原子炉水位」，「制御棒」の3つの制御を行う手順としている。これらの制御については並行して対応することとしているが、同時に実行できない場合には「S L C → 原子炉水位 → 制御棒」の優先順位に従い対応する。

なお、S / P 水温が上昇する場合には、上記の制御と並行して残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）運転による格納容器除熱を実施し、S / P 水温の上昇を緩和する。

#### a. S L C の起動操作

S L C の起動の判断基準は制御棒挿入失敗の状態に依らず、S / P 水温 49℃到達としており、この判断基準に到達した際には最優先でS L C を起動する手順としている。S / P 水温 49℃は、その時点で原子炉冷却材喪失事故（L O C A）が発生したとしても、十分な蒸気の凝縮能力が維持できる温度以下となるように設定している。

S L C の起動については、ほう酸水の注入開始から未臨界に到達するまでに、

女川2号炉では30分程度の時間を要することから、事象初期に発生する原子炉出力上昇に伴う燃料被覆管温度上昇を抑制できるものではないが、中長期的に原子炉を未臨界に移行させ、格納容器の健全性を維持する観点から有効な対策である。

なお、SLCの起動については中央制御室の発電課長が判断することから、判断に時間を要することはない。

#### b. 原子炉水位の低下操作

制御棒挿入失敗時、原子炉出力が40%以上の場合又は原子炉が隔離状態の場合に原子炉水位の低下操作を行う手順としている。

給水系又は高圧注水機能による原子炉への注水流量を減少させ、原子炉水位を低下させることにより炉心流量（自然循環流量）が減少し、負のボイド反応度効果により原子炉出力は低下する。原子炉水位低下操作による原子炉出力の抑制効果は大きく、速やかに効果が現れるため、事象初期段階から原子炉出力を低下させる手段として有効な対策である。

#### c. 制御棒の挿入操作

制御棒の自動挿入に失敗した場合、以下の手段により制御棒の挿入操作を行い、原子炉を未臨界に移行させる手順としている。

- ① 手動操作による代替制御棒挿入機能の作動
- ② スクラムテストスイッチによるシングルロードスクラム操作
- ③ スクラムソレノイドヒューズ引抜き操作
- ④ 原子炉手動スクラム操作
- ⑤ 制御棒手動挿入操作

これらの制御棒の挿入操作は、通常のスクラム動作に失敗した場合に、その要因に応じた適切な方法で制御棒の挿入を行うものである（添付資料参照）。制御棒の挿入による原子炉出力の抑制効果は速効性があるため、有効な対策である。したがって制御棒挿入失敗時には、これらの手段による制御棒挿入操作を行い原子炉を未臨界に移行させることにより事象の早期収束に努める手順としている。

#### (2) 制御棒挿入失敗時の対応

非常時操作手順書（徴候ベース）を使用した制御棒挿入失敗時の対応として、プラント状況に応じた原子炉水位の低下操作及び制御棒の挿入操作を行い、効果的な原子炉出力抑制操作を順次行っていくことで、最終的には原子炉を未臨界に移行させる手順としている。

例えば、部分制御棒挿入失敗時のように事象進展が緩やかな場合には、事象初期に原子炉水位の低下操作を行い原子炉出力の更なる低減を図り、格納容器への負荷を軽減させるとともに、未挿入の制御棒を挿入して原子炉を未臨界に移行させる。

このような対応により、部分制御棒挿入失敗後の状況によってはS L Cによるほう酸水注入を行わずに早期に事象を収束させられる。

このような事象収束へ向けた操作を行いつつ、S L C起動の判断基準に到達した場合には速やかにS L Cの起動操作を行う。S L Cの起動については、制御棒挿入失敗の状態に依存せず、かつ、格納容器の健全性に影響を与えない範囲で事象を収束可能なS / P水温 49°Cという明確な判断基準を設けており、以下のとおり速やかに実施することが可能である。

- ・判断基準であるS / P水温は事故時における重要な監視パラメータであり、運転員が継続的に監視していること及び49°C到達時には警報が発生することから、認知に大きな遅れが生じることはない
- ・S L Cの起動については中央制御室の発電課長が判断することから、判断に時間を要することはない
- ・中央制御室制御盤の操作スイッチ1個の簡易な操作により起動が可能であり、訓練実績では判断基準到達から2分以内に起動可能であるため、操作に大きな時間遅れが生じることはない

また、図2に示すような実態の運転操作では、有効性評価を行っている全制御棒挿入失敗のように原子炉出力が高く維持されS / P水温が急速に上昇する状況においては、S L C起動の判断基準を原子炉スクラム失敗判断直後（事象発生後約80秒）に設定した場合、S / P水温 49°C（事象発生後約89秒）に設定した場合、いずれの場合においても実際のS L C起動タイミングに大きな差異はない。

### 3. S / P水温 49°CでS L Cを起動した場合の解析結果

S L Cについては、ほう酸水の注入から未臨界に到達するまでに、女川2号炉では30分程度の時間を要することから、事象初期に発生する原子炉出力上昇に伴う燃料被覆管温度上昇を抑制できるものではない。このため、S L Cの効果は事象経過後における格納容器圧力及びサプレッションプール水温に現れることになる。

有効性評価では、事象を最も厳しく評価する条件として全制御棒挿入失敗を想定し、かつ、S L Cの起動をS / P水温 49°C到達から10分後とする保守的な条件で評価を実施している。表1に有効性評価における格納容器圧力及びS / P水温の評価結果を示す。

評価結果より、S L Cの起動をS / P水温 49°C到達から10分後とした保守的な評価においても、格納容器圧力及びS / P水温は判断基準に対して十分な余裕を有しており、S L Cの起動をS / P水温 49°C到達時とすることについては、技術的に見て合理性を有すると考えられる。



表1 有効性評価結果

項目	最大値	備考
格納容器圧力 (MPa[gage])	約 0.19	0.854 MPa[gage] (限界圧力) を下回る
サプレッションプール水温 (°C)	約 113	200°C (限界温度) を下回る

#### 4. まとめ

女川2号炉におけるSLC起動の判断基準については、以下のとおり、制御棒挿入失敗後の状況に応じて適切な対応操作を行うための手順や判断基準を定めており、また、その手順や判断基準を考慮した保守的な解析においても評価項目となるパラメータについて十分な余裕をもって判断基準を満足していることから妥当であると考えている。

- 制御棒挿入失敗時の初動対応としては、原子炉出力抑制の観点から速効性のある原子炉水位低下操作及び通常のスラム動作とは異なる方法による制御棒挿入操作を行い、事象の早期収束に努める手順としている
- SLCの起動については、制御棒挿入失敗の状態に依存せず、かつ格納容器の健全性に影響を与えない範囲で事象を収束可能なS/P水温 49°Cという明確な判断基準を設けており、認知、判断、操作時間の観点から速やかに実施可能である
- 有効性評価を行っている全制御棒挿入失敗のように、原子炉出力が高く維持されS/P水温が急速に上昇する状況においては、SLC起動の判断基準を原子炉スラム失敗判断直後(事象発生後約80秒)としても、S/P水温 49°C(事象発生後約89秒)としても実際のSLC起動タイミングに大きな差異はない
- 有効性評価において最も厳しい全制御棒挿入失敗事象を想定しているが、SLC起動については保守的な評価条件としてS/P水温 49°C+10分の時間遅れを考慮しており、その場合においても格納容器圧力及びサプレッションプール水温は判断基準に対して十分な余裕を有しており、技術的に見て合理性を有すると考えられる

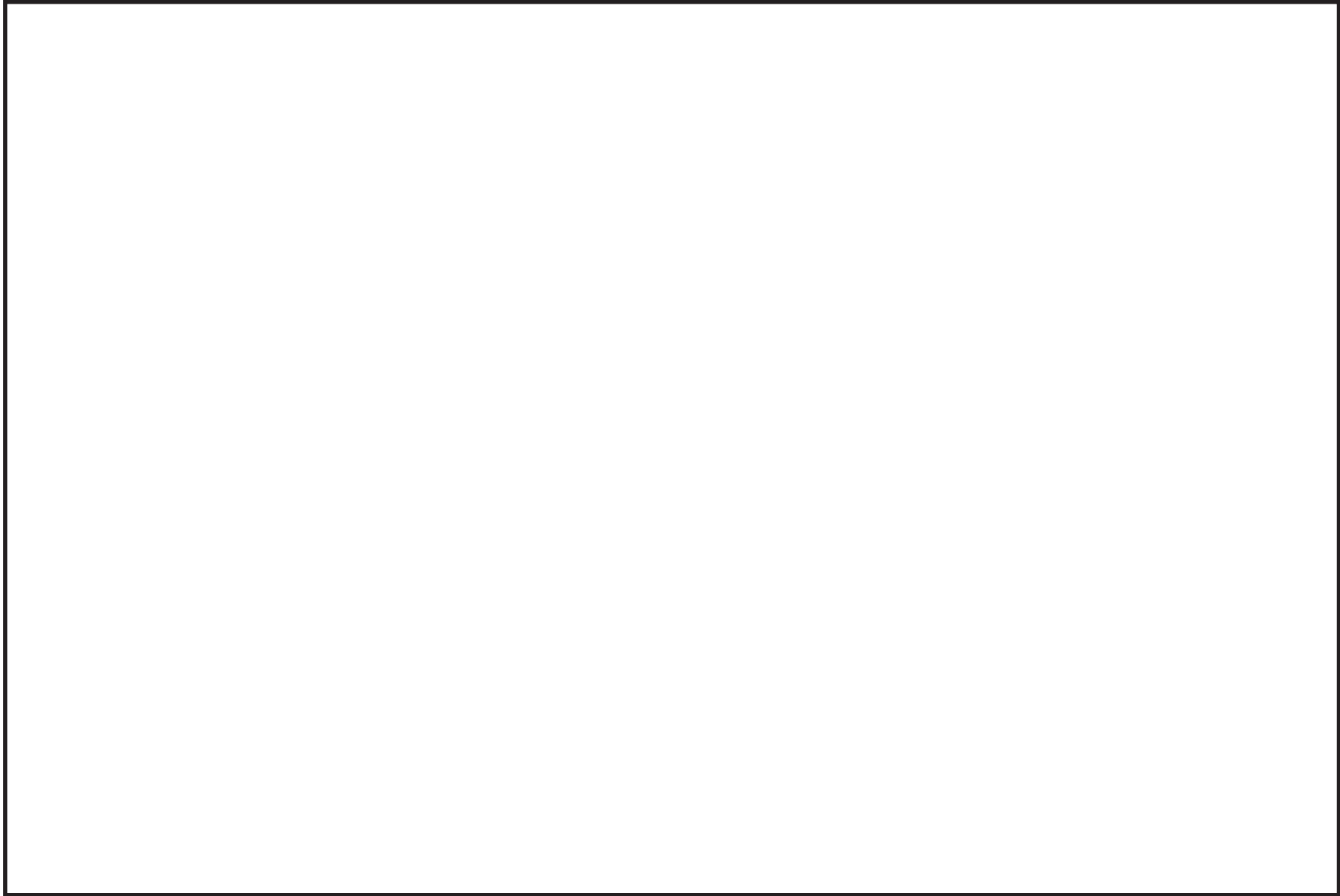


図1 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」，「反応度制御」

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。





非常時操作手順書（徴候ベース）における制御棒の挿入操作

非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」では、原子炉スクラムに失敗した場合の制御棒挿入手段を定めている。

制御棒の挿入操作は、スクラム弁<sup>※</sup>の開・閉状態に応じて適切な操作を選択することから、最初に実施すべきことはスクラム弁の状態を確認することである。スクラム弁の状態を確認した後の対応は以下のとおり。

※ スクラム弁は空気作動型の ON-OFF 弁で空気供給時「閉」となっている。原子炉スクラム信号が発信された場合、通常状態においてスクラム弁へ供給されている空気を排出することでスクラム弁が開動作する。これにより、スクラム用のアキュムレータに蓄えられた圧力が制御棒駆動機構へ供給され、制御棒のスクラム動作が行われる

(1) スクラム弁が閉の場合

スクラム弁が閉の場合は、スクラム弁を開とする手段を優先する。具体的な対応手段は以下のとおり。

a. 手動操作による代替制御棒挿入機能の作動

スクラム弁（下図①）へ供給されている空気について、通常のスクラム動作時の空気排出弁（下図②）とは別の空気排出弁（下図③）により空気を排出し、スクラム弁（空気供給時「閉」）を開動作させることにより制御棒を挿入する。

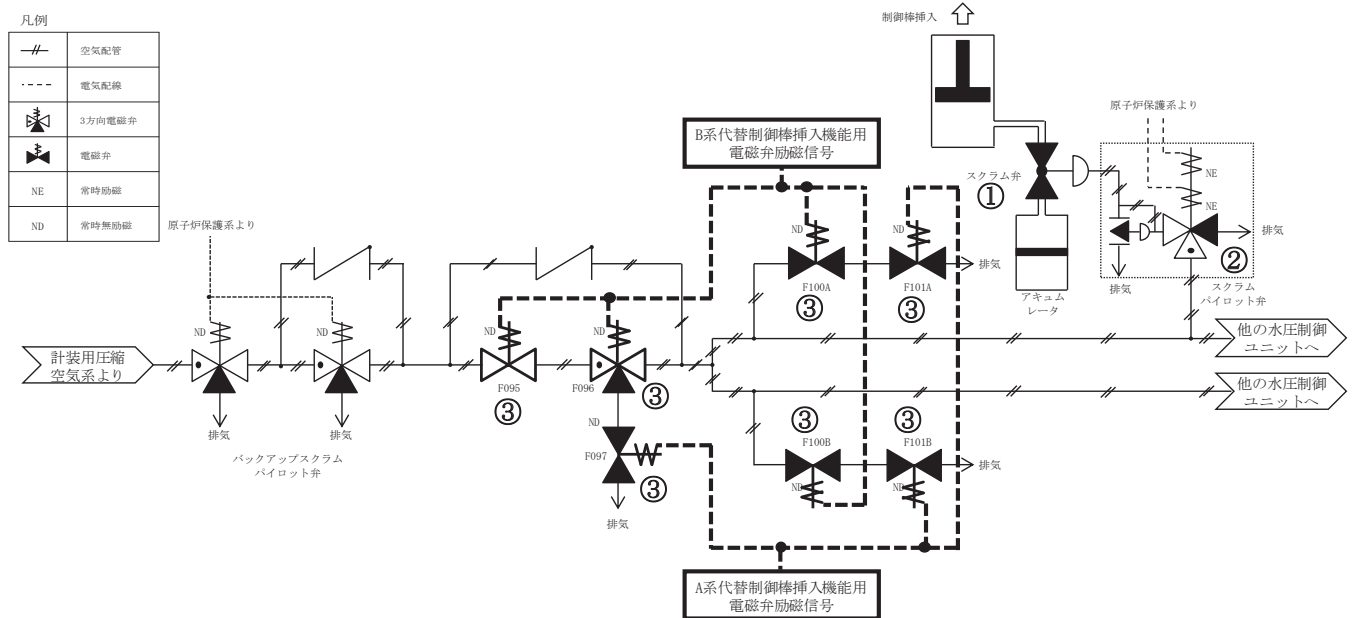


図 代替制御棒挿入機能系統概略図

b. スクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作

制御棒1本毎に対応するスクラムテストスイッチの操作により、各制御棒に対応するスクラム弁を開動作させることで制御棒を挿入する。

c. スクラムソレノイドヒューズ引抜き操作

スクラムパイロット弁用ヒューズの引抜き操作を行い、スクラムパイロット弁（電磁弁）を無励磁とすることでスクラム弁を電氣的に開放させ、制御棒を挿入する。

(2) スクラム弁が開の場合

スクラム弁が開の場合は、原子炉スクラム信号をリセットし、制御棒を挿入するための手段を試みる。具体的な対応手段は以下のとおり。

a. 原子炉手動スクラム操作

手動スクラムスイッチによる原子炉手動スクラムを実施する。この手段により制御棒の挿入動作が認められる場合、全ての制御棒が挿入されるまで繰り返し実施する。

(3) スクラム弁以外の制御棒挿入

a. 制御棒手動挿入操作

スクラム弁による制御棒の挿入ができない場合、通常制御棒駆動操作により制御棒の挿入を行う。制御棒の通常駆動に必要な制御棒駆動水圧系の圧力を確保後、制御棒を1本ずつ挿入する。

以上のような多様な手段により、挿入に失敗した制御棒の挿入操作を行い、原子炉を未臨界に移行させることが可能である。

## 47. 高圧炉心スプレイ系の水源切替の必要性について

高圧炉心スプレイ系の水源切替え（サブプレッションプール側から復水貯蔵タンク側）（以下「HPCS 水源切替え」という。）はサブプレッションプール水温 80℃到達確認後、中央制御室からの遠隔操作により実施することとしている。この 80℃到達による切替え操作の必要性及び妥当性について以下に示す。

### （1）サブプレッションプール水温 80℃到達による HPCS 水源切替えの必要性

高圧炉心スプレイ系の最高使用温度が 100℃で設計されていることから、サブプレッションプール水温の上昇が継続するような状況においては、高圧炉心スプレイ系の運転を継続させるために、サブプレッションプール水温が 100℃を超える前に HPCS 水源切替えを行う必要がある。

このため、吸込弁の切替え時間を考慮し、サブプレッションプール水温 80℃時点で高圧炉心スプレイ系の水源を復水貯蔵タンクへ手動で切り替えることとしている。

### （2）HPCS 水源切替えタイミングの妥当性

サブプレッションプール水温の上昇の観点で厳しい「原子炉停止機能喪失」において、サブプレッションプール水温が 80℃から 100℃に上昇するまでの時間及び HPCS 水源切替え操作所要時間を表 1 に示す。

表 1 のとおり、サブプレッションプール水温が 80℃から 100℃に上昇するまでの時間が約 10 分であるのに対して、HPCS 水源切替え操作は約 4 分で終了することから、HPCS 水源切替え操作をサブプレッションプール水温 80℃到達確認後に実施することは妥当である。

また、サブプレッションプール水温は事故対応における重要な監視パラメータであり、運転員が継続的に監視するパラメータであることから認知に大きな遅れが生じる可能性はないものとする。

表 1 サブプレッションプール水温到達時間と HPCS 水源切替え時間

項目	時間	備考
原子炉停止機能喪失においてサブプレッションプール水温が 80℃から 100℃に上昇するまでの時間	約 10 分	
HPCS 水源切替え操作所要時間	約 4 分	訓練実績時間 約 2 分

(参考) 高圧炉心スプレイ系の最高使用温度

高圧炉心スプレイ系の最高使用温度を以下に示す。

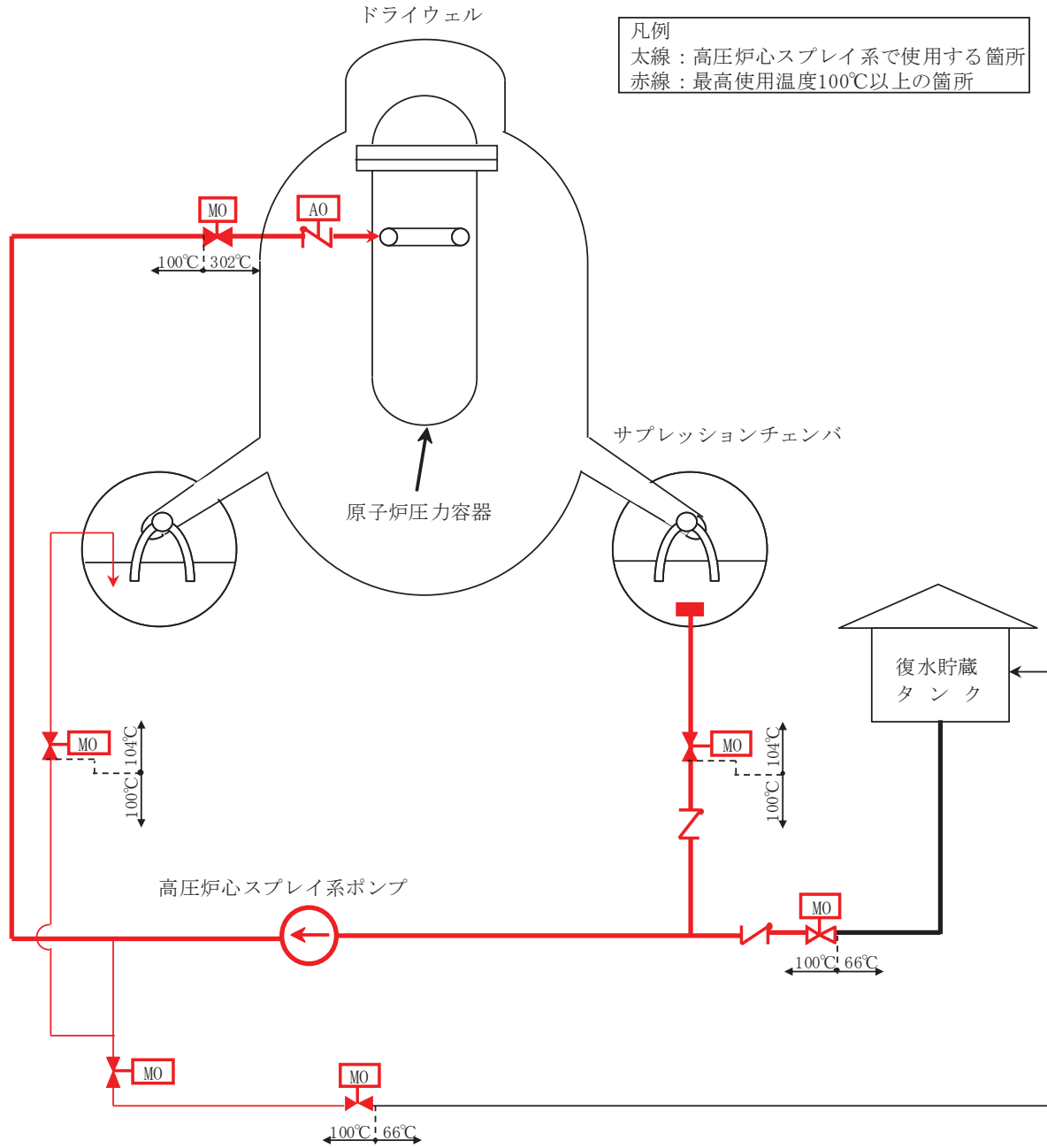


図1 高圧炉心スプレイ系の最高使用温度

#### 48. 原子炉停止機能喪失シナリオにおける初期炉心流量

原子炉停止機能喪失における炉心流量の初期条件は、定格出力時における炉心流量の下限である定格炉心流量の85%としている。評価の初期条件である原子炉熱出力100%，炉心流量85%を，運転特性図上に示すと下図のとおりとなる。

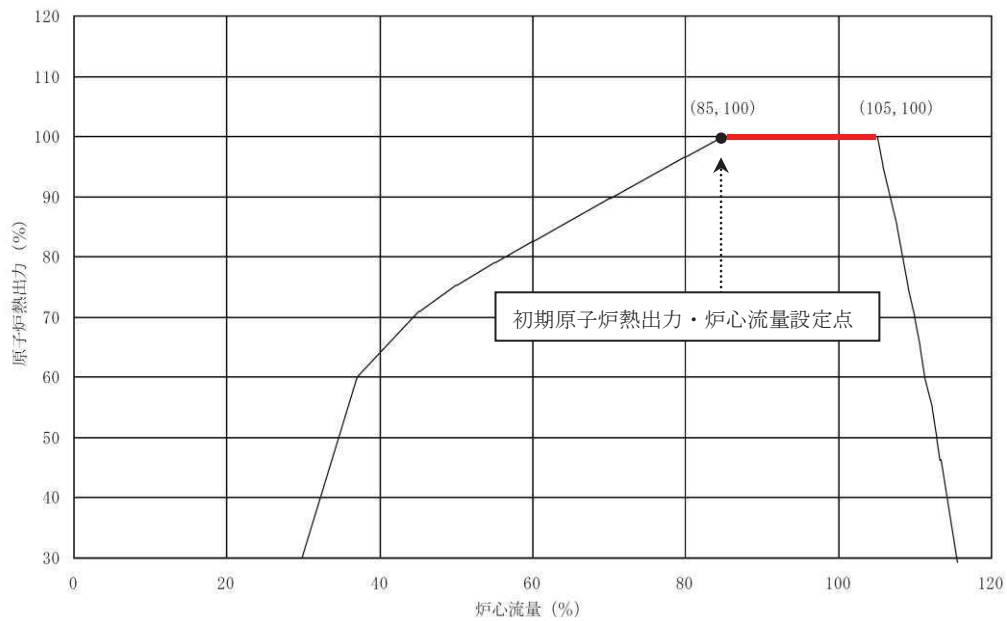


図1 初期原子炉熱出力・炉心流量設定

#### 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

原子炉停止機能喪失の評価においては、ほう酸水の濃度を12.1wt%として評価を実施している。以下に、設定の考え方を示す。

ほう酸水注入系貯蔵タンク（以下「タンク」という。）の概略図を図1に示す。タンクは、低液位以上、高液位以下で管理しており、各液位において図1に示す容量を有する。

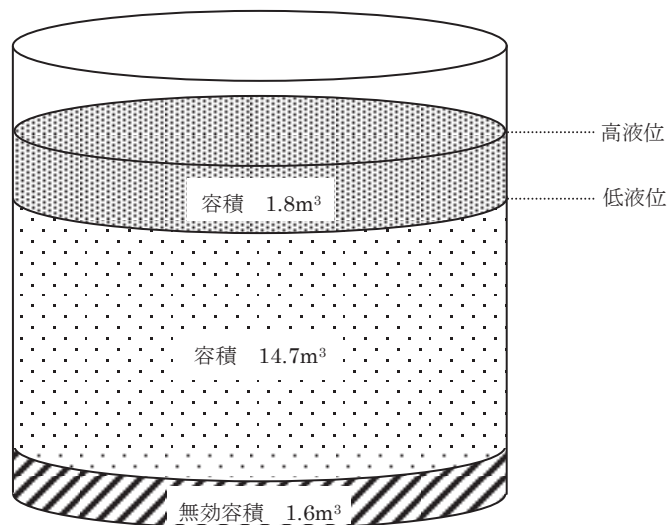


図1 ほう酸水注入系貯蔵タンク概略図

タンクには、低液位において13.4wt%のほう酸水濃度を満たす量の五ほう酸ナトリウムを溶解している。タンク内のほう酸水（13.4wt%）が低液位となった後に、仮に純水のみが流入し、高液位となった場合が最も濃度が低下することになる。その場合のほう酸水濃度は、以下のとおり12.1wt%となる。

$$\begin{aligned} \text{高液位におけるほう酸水濃度} &= 13.4\text{wt}\% \times (14.7 + 1.6) \div (1.8 + 14.7 + 1.6) \\ &\doteq 12.1\text{wt}\% \end{aligned}$$

原子炉停止機能喪失の評価においては、ほう酸水濃度が低いほど、単位時間あたりの負の反応度の印加量は小さくなる。このため、保守的な解析条件として、ほう酸水濃度を12.1wt%として評価を実施している。

また、タンクの高液位側の管理は、高液位より0.2m³程度余裕を持った位置にて管理していることから、実機のほう酸水濃度が12.1wt%を下回ることはない。

## 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

ほう酸水注入系の起動操作（以下「SLC 起動」という。）及び高圧炉心スプレイ系水源切替え操作（以下「HPCS 水源切替え」という。）については、同一の運転員が対応することとしているが、ATWS 発生後初期のように操作が輻輳する場合においても、以下の理由により対応可能である。

- ・ SLC 起動後もサプレッションプール水温を適宜確認し、HPCS 水源切替に移るが、いずれの操作も中央制御室制御盤のスイッチ 1 個の操作であり、簡易な操作であること（訓練実績では各々約 2 分で実施可能）
  - ・ SLC 起動及び HPCS 水源切替えの判断パラメータとなるサプレッションプール水温は、ATWS 時における重要な監視パラメータであり、事故対応中運転員が継続的に監視することから、認知に大きな遅れが生じないこと
  - ・ HPCS 水源切替えは、SLC 起動操作を行う制御盤と隣接した制御盤での操作であり、SLC 起動後、ほう酸水注入系貯蔵タンク水位にて注入状況を適宜確認しながら並行で対応することが可能であること
- SLC 起動スイッチ及び HPCS 水源切替えスイッチの位置関係を図 1 に示す。



図 1 各スイッチの中央制御室における位置関係について

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

補足 50-1



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

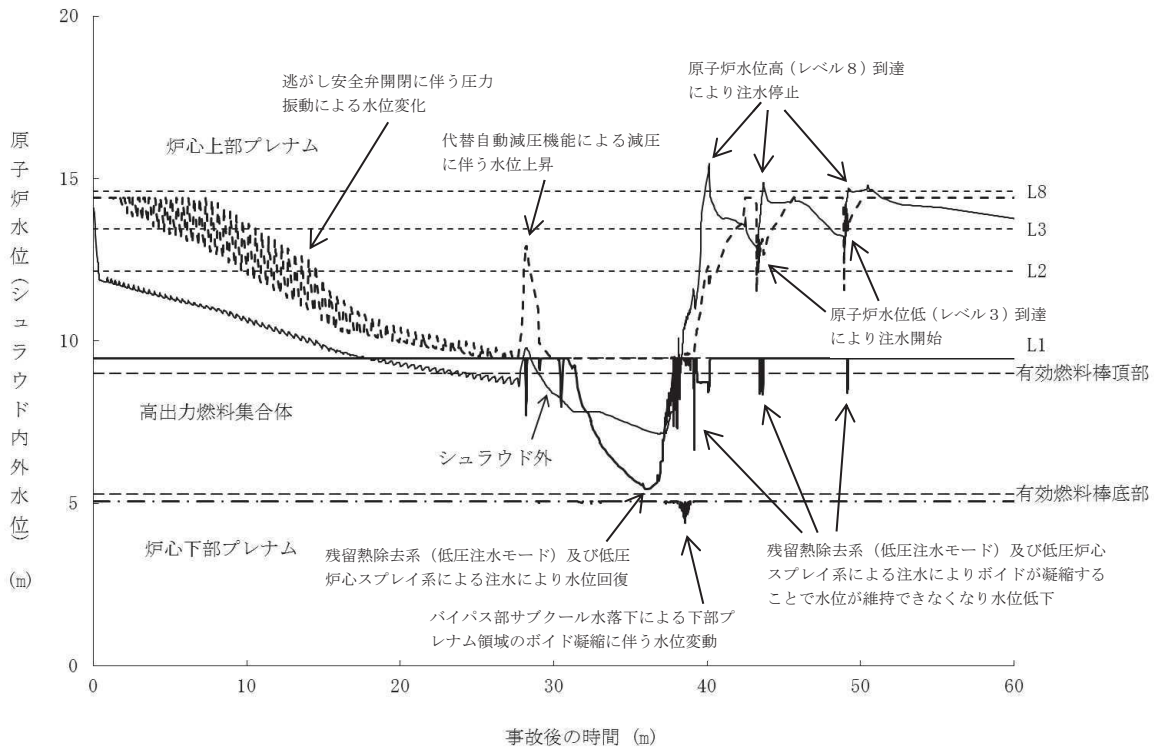


図1 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

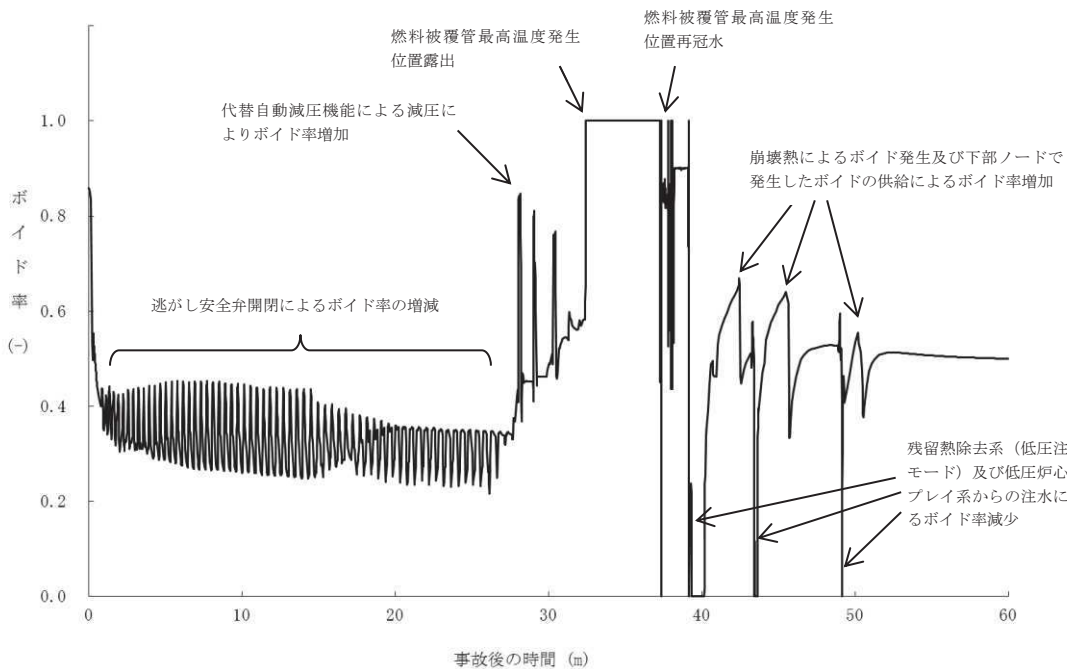


図2 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

以上

## 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

自動減圧系作動阻止機能（以下、「ADS 作動阻止機能」という。）は、ATWS 時に作動し、原子炉圧力容器への注水に伴う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の設備であることから、以下の信号により作動するよう設定している。

- ・中性子束高信号 [平均出力領域モニタの中性子束レベルで 10%]
- ・原子炉水位低（レベル 2）信号

一方、ATWS 以外において原子炉水位が低下するシーケンスも存在し、その際の出力が高く維持されることも考えられるが、ADS 作動阻止機能が悪影響を及ぼさないことを表 1 のとおり確認している。

表 1 ATWS 以外のシーケンスにおける悪影響の有無

シーケンス	ADS の要否	原子炉水位がレベル 1 に到達した際の出力	悪影響の有無
E-LOCA	不要	—	なし
大破断 LOCA	不要	(約 7%)	なし
中小破断 LOCA	必要	約 3%	なし
過渡事象(TQUX)	必要	約 2%	なし

- ・原子炉スクラム以降の水位低下速度が最も早いシーケンスは E-LOCA（大破断 LOCA を上回る規模の LOCA）であり、以降については LOCA のサイズに依存する。
- ・E-LOCA 及び大破断 LOCA においては、事象発生直後に原子炉圧力が低下するため、ADS による原子炉減圧は不要であることから、ADS 作動阻止機能による悪影響はない。
- ・中小破断 LOCA 時及び過渡事象（給水流量の全喪失）では、中小破断 LOCA の方が水位の低下速度が大きく、原子炉水位低下時の出力も高い。設計基準事故の中小破断 LOCA 時において、ADS が作動する原子炉水位であるレベル 1 まで低下した際においても、出力は約 3%であり、ADS 作動阻止機能は作動することはないことから、悪影響はない。

以上

## 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

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の最高温度は約113℃であり、最高温度となった以降、水温は降下傾向を示す。サプレッションプール水温が降下傾向時における100℃到達時間について確認を実施した。

### 1. 確認方法

- (1) REDYコードによる事象発生50分後までのサプレッションプール水温の評価結果から、サプレッションプール水温の温度変化率を確認。
- (2) 事象発生50分以降について、(1)にて確認した温度変化率を用いて外挿を実施<sup>※1</sup>。

※1 REDYコード評価における温度変化率は表1のとおり。サプレッションプール水温は直線傾向を示し、温度変化率はほぼ一定であること、かつ、サプレッションプール水温が100℃に到達するまでのREDY評価結果からの外挿量は約8℃と小さいことから、外挿による評価を実施。

表1 REDYコード評価による温度変化率

事象発生からの時間	温度変化率	備考
約48分 (2900秒) ～50分 (3000秒)	－約0.30 ℃/分	外挿時の温度変化率として使用

(参考) 事象発生約42分 (2500秒) から50分 (3000秒) における温度変化率も－約0.30 ℃/分となり、サプレッションプール水温降下時における温度変化率はほぼ一定の値を示す。

- (3) 外挿により、サプレッションプール水温が100℃を下回る時間を確認。

## 2. 確認結果

REDYコードによる評価結果に、外挿による評価結果を重ねたグラフを図1に示す。図1より、サブプレッションプール水温が100℃を下回るのは、事象発生約80分程度後となる。

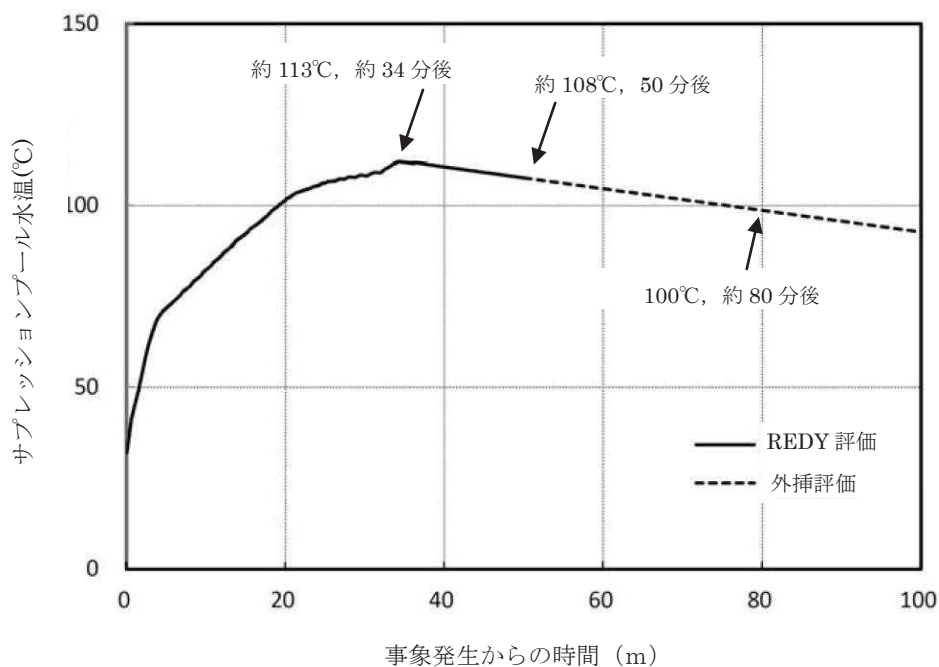


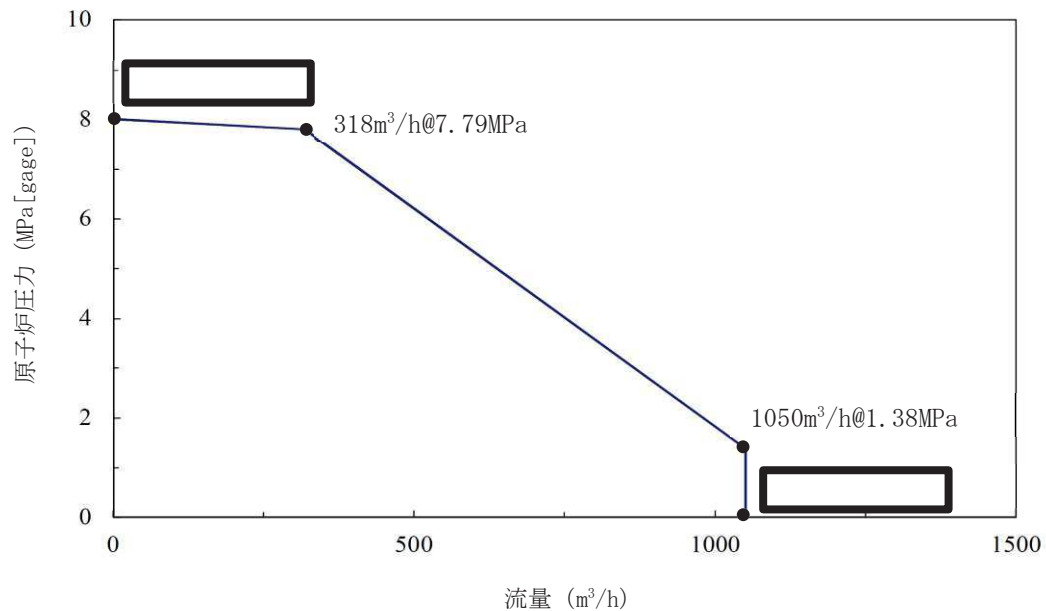
図1 サプレッションプール水温の推移

以上より、サブプレッションプール水温が100℃を下回るのは事象発生80分程度後であることから、高圧炉心スプレイ系水源のサブプレッションプールへの切り替えを、事象発生1日後までと設定することは、十分保守性である。

## 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

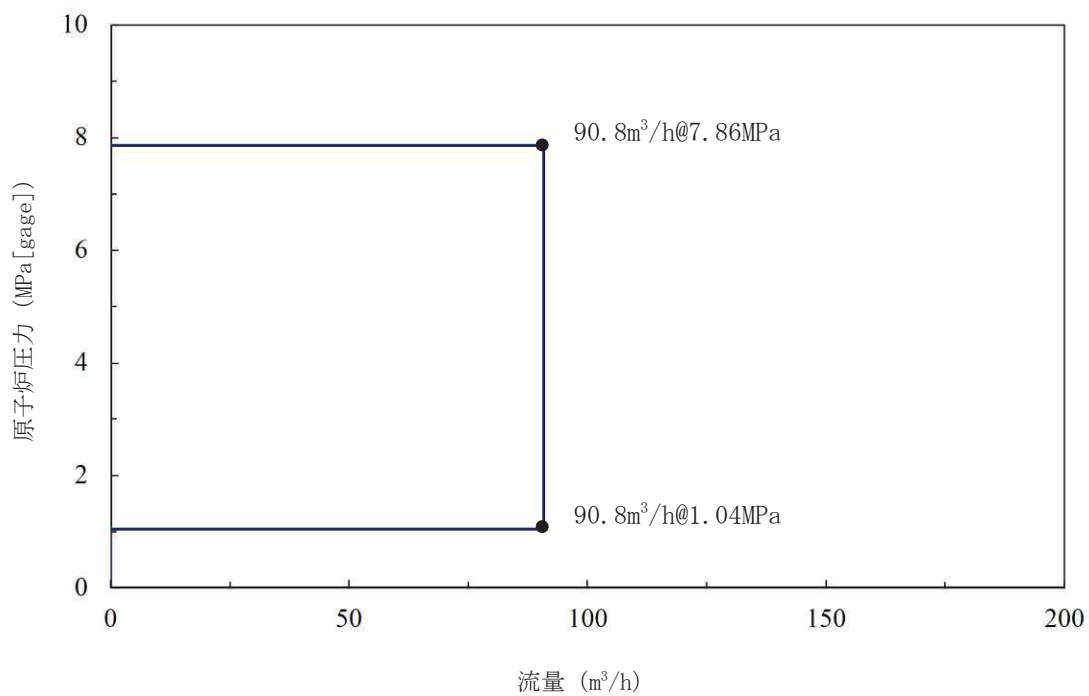


※ 解析条件においては原子炉圧力容器と水源との差圧を考慮した[dif]で表記しているが、解析コードへは原子炉圧力容器の圧力に応じた注水量として[gage]で入力している（他の注水設備についても同様）

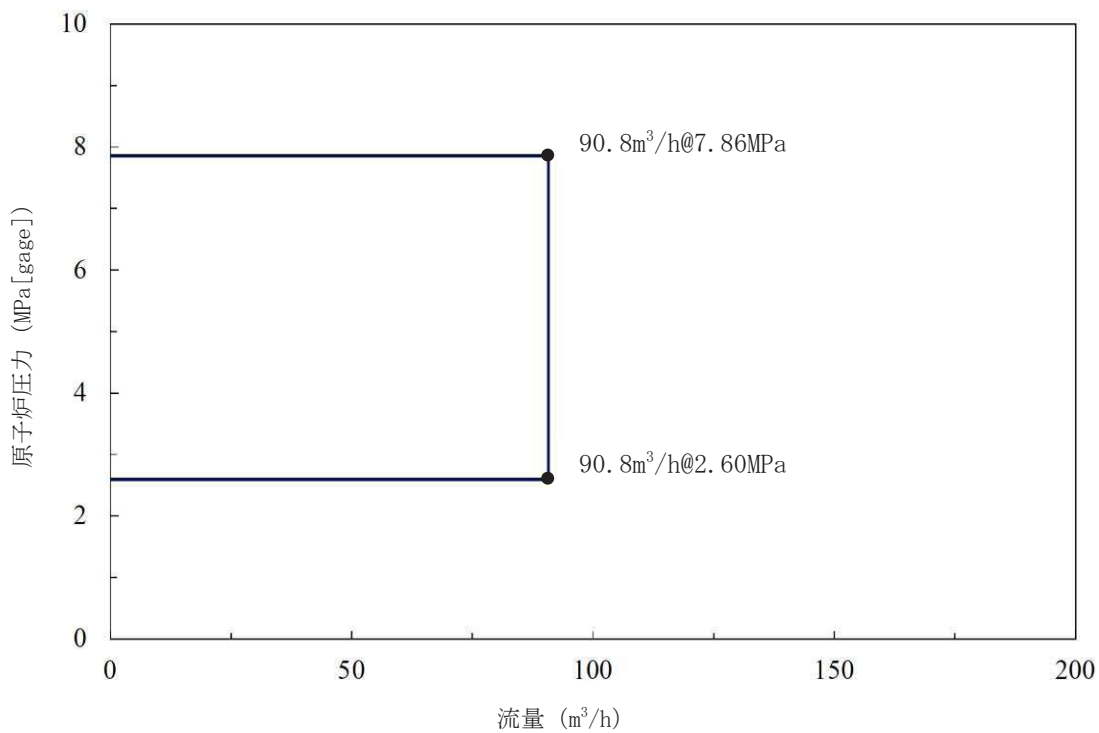
枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 54-1

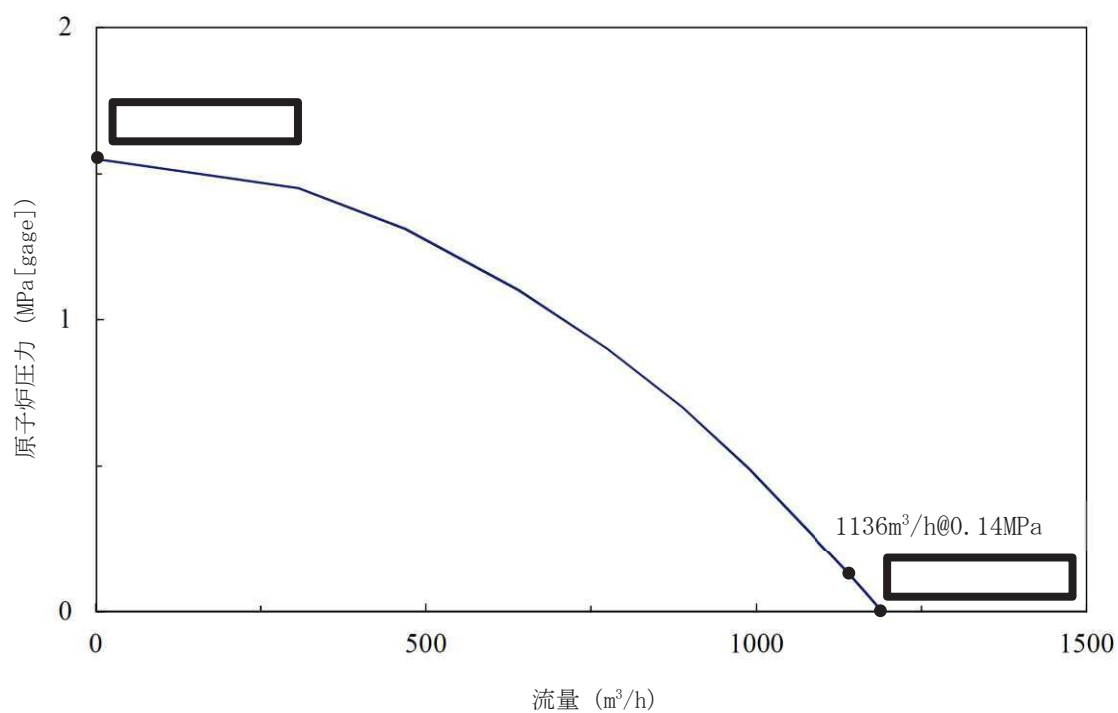
(2) 原子炉隔離時冷却系



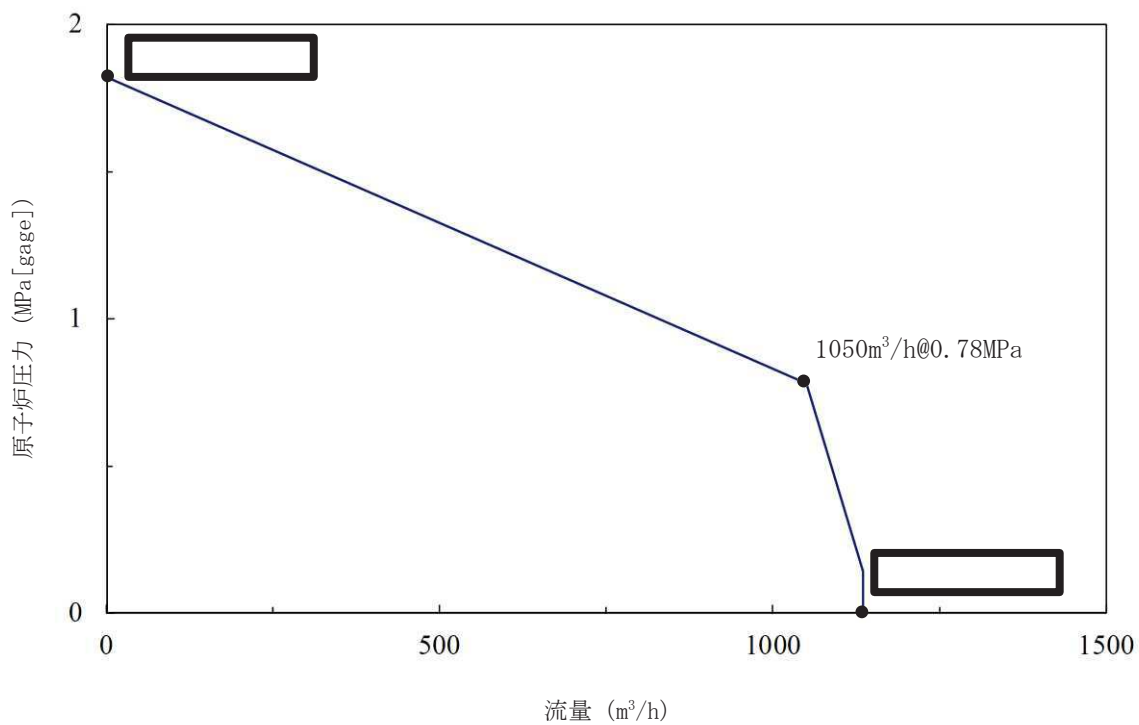
(3) 高压代替注水系



(4) 残留熱除去系（低圧注水モード）



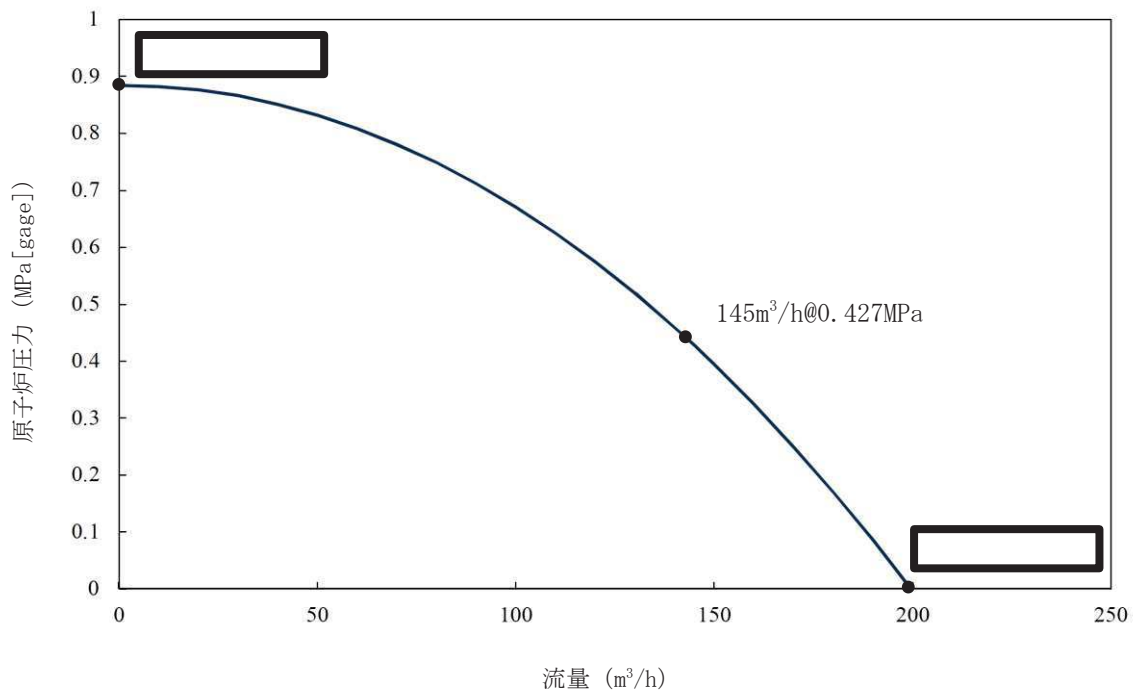
(5) 低圧炉心スプレイ系



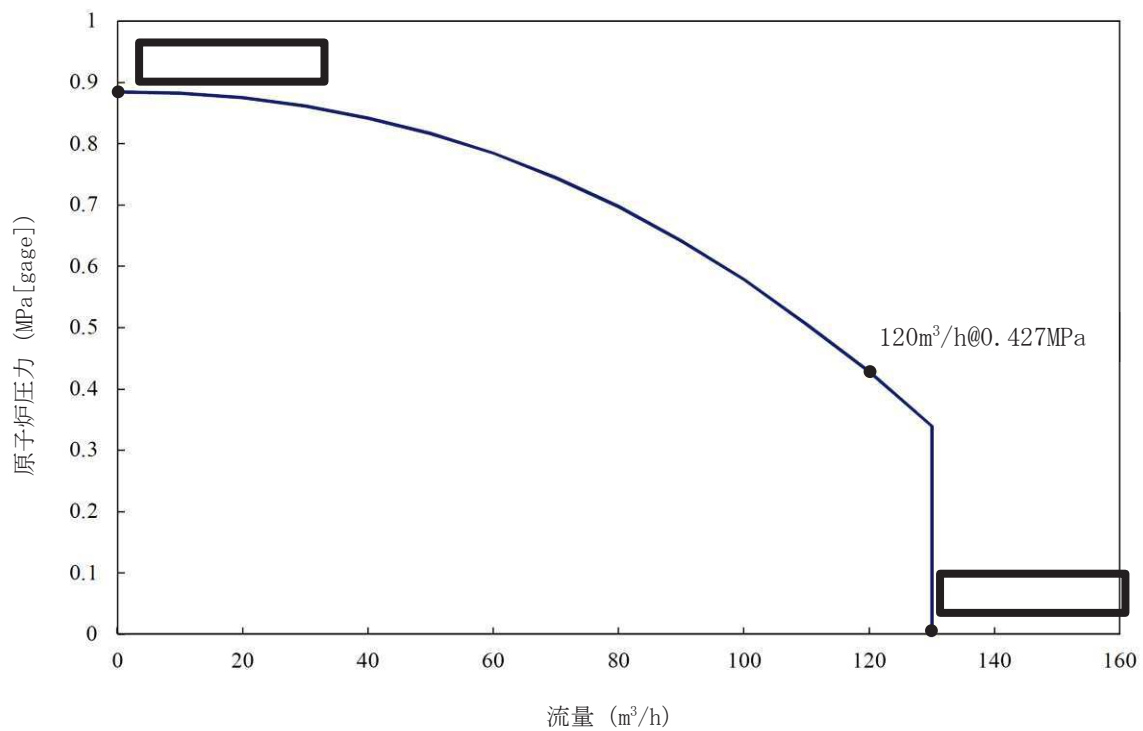
枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(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

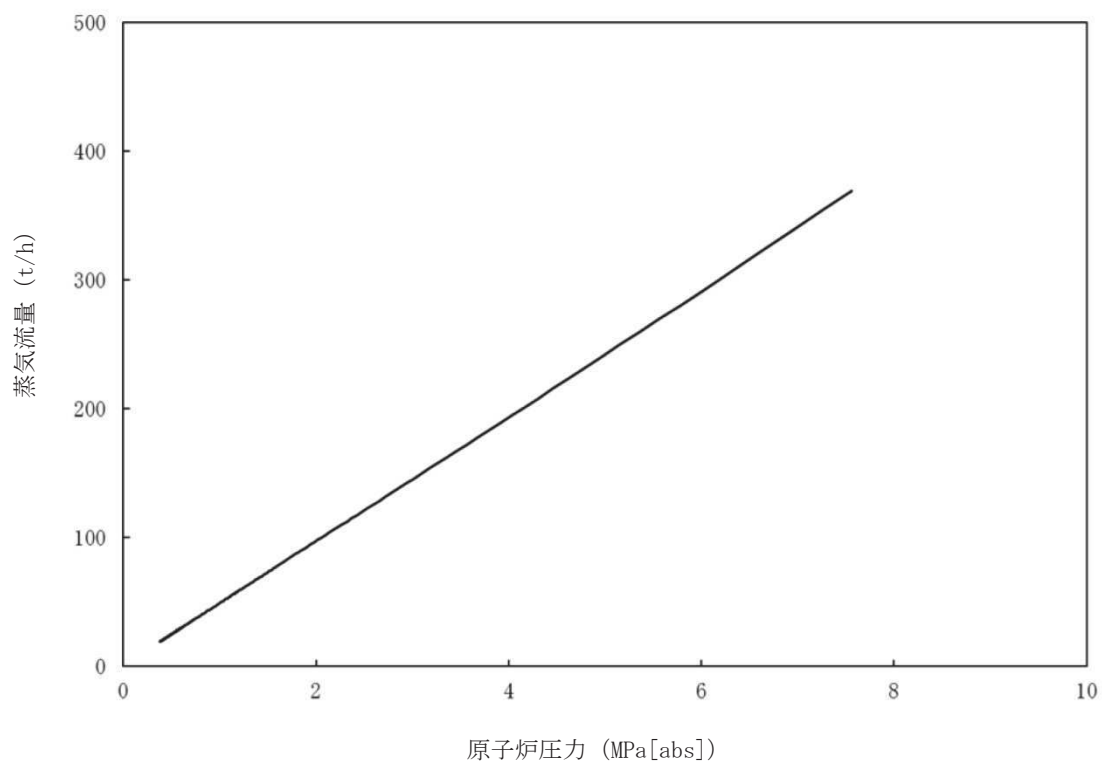


枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 54-4



(7) 逃がし安全弁



## 55. ほう酸濃度による評価結果への影響

有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、ほう酸濃度は、運用値である1200ppmを基に設定した12.1wt%にて評価を実施している（以下、「ベースケース」という。）。一方、添付資料において、ほう酸濃度を工事計画認可申請書における必要ボロン濃度である1000ppmを基に設定した10.3wt%とした場合における評価結果を示している（以下、「感度解析」という。）。以下、ほう酸濃度の違いによる評価結果への影響について示す。

### 1. 評価条件

ほう酸濃度の評価条件を表1に示す。ほう酸濃度以外については、解析条件に違いはない。

表1 解析条件

解析条件	ベースケース	感度解析
ほう酸濃度 (wt%)	12.1	10.3

### 2. 評価結果

表2に、評価項目の結果の比較を示す。また、表3にベースケース及び感度解析における中性子束、サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移を示す。

事象発生からほう酸水注入開始までは、ベースケースと感度解析での事象進展に違いは生じない。このため、ほう酸水注入開始前に最大値を示す原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管最高温度及び燃料被覆管の酸化量は、ベースケースと感度解析とで違いは生じない（表2参照）。

表3に示すとおり、ほう酸水注入以降においても、効果が現れるまでには時間遅れがあるため、ほう酸濃度の違いによる影響はすぐには現れない。ほう酸濃度による影響を受ける評価項目としてサプレッションプール水温があるが、サプレッションプール水温が100℃に到達するのは、ベースケース、感度解析ともに事象発生約19分後である。

ほう酸濃度の違いによる有意な差が現れるのは、事象発生約20分後以降となるが、事象発生約20分後以降において、感度解析では、ほう酸濃度を低くしたことにより、ボロン反応度印加割合が小さくなることで、未臨界到達は事象発生約41分後となり、ベースケースと比べて僅かに遅くなる。また、格納容器圧力及びサプレッションプール水温も、減少に転じるまでの時間が長くなることから、格納容器圧力は約0.21MPa[gage]、サプレッションプール水温は約115℃となり、ベースケースと比べて高い値となるが、ベースケースとの差は僅かである。

以上のとおり、ほう酸濃度の違いによる影響は事象発生直後では現れず、ほう酸水注入以降においても、効果が現れるまでには時間遅れがあるため、ほう酸濃度の違いによる影響はすぐには現れない。また、ほう酸濃度の違いによる有意な影響が現れる事象発生約20分後以降においても、ほう酸濃度の違いが与える影響は小さい。

表2 ほう酸濃度の違いによる評価項目への影響

評価項目	ベースケース (ほう酸濃度 12.1wt%)	感度解析 (ほう酸濃度 10.3wt%)	備考
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.56	同左	10.34 MPa[gage] (最高使用圧力の 1.2倍)を下回る
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 961 (14 ノード)	同左	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下	同左	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下
格納容器圧力 (MPa[gage])	約 <u>0.19</u>	約 <u>0.21</u>	0.854 MPa[gage] (限界圧力)を下回る
サプレッションプール水温 (°C)	約 <u>113</u>	約 <u>115</u>	200°C (限界温度) を下回る

表3 ほう酸濃度の違いによる中性子等推移への影響

	ベースケース (ほう酸濃度 12.1wt%)	感度解析 (ほう酸濃度 10.3wt%)
中性子束及び炉心流量の推移	<p>1. 中性子束 (%) 2. 炉心流量 (%)</p> <p>未臨界到達 (事象発生約 38 分後)</p> <p>事象発生からの時間 (m)</p>	<p>1. 中性子束 (%) 2. 炉心流量 (%)</p> <p>未臨界到達 (事象発生約 41 分後)</p> <p>事象発生からの時間 (m)</p>
サブプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移	<p>1. サブプレッションプール水温 (°C) 2. 格納容器圧力 (×0.005MPa[gage])</p> <p>100°C, 約 19 分後</p> <p>最高温度約 113°C, 約 34 分後</p> <p>最高圧力約 0.19MPa[gage], 約 34 分後</p> <p>事象発生からの時間 (m)</p>	<p>1. サブプレッションプール水温 (°C) 2. 格納容器圧力 (×0.005MPa[gage])</p> <p>100°C, 約 19 分後</p> <p>最高温度約 115°C, 約 40 分後</p> <p>最高圧力約 0.21MPa[gage], 約 40 分後</p> <p>事象発生からの時間 (m)</p>