

泊発電所 3号炉審査資料	
資料番号	SAE712 r.3.0
提出年月日	令和3年10月1日

## 泊発電所 3号炉

### 重大事故等対策の有効性評価

令和3年10月  
北海道電力株式会社

## 目 次

- 6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
  - 6.1 概要
  - 6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
  - 6.3 評価にあたって考慮する事項
  - 6.4 有効性評価に使用する計算プログラム
  - 6.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
  - 6.6 解析の実施方針
  - 6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
  - 6.8 必要な要員及び資源の評価方針
  - 6.9 参考文献
  
- 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価
  - 7.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
    - 7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失
    - 7.1.2 全交流動力電源喪失
    - 7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失
    - 7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失
    - 7.1.5 原子炉停止機能喪失
    - 7.1.6 ECCS注水機能喪失
    - 7.1.7 ECCS再循環機能喪失
    - 7.1.8 格納容器バイパス
  
  - 7.2 重大事故
    - 7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
    - 7.2.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
    - 7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
    - 7.2.4 水素燃焼
    - 7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用
  
  - 7.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故
    - 7.3.1 想定事故1
    - 7.3.2 想定事故2
  
  - 7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
- 7.4.2 全交流動力電源喪失
- 7.4.3 原子炉冷却材の流出
- 7.4.4 反応度の誤投入

#### 7.5 必要な要員及び資源の評価

- 7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件
- 7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
- 7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

#### 付録

- 付録1 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（後日提出）
- 付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

## 7.1.2 全交流動力電源喪失

### 7.1.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の出力運転中に，送電系統又は所内主発電設備の故障等により，外部電源が喪失し，常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに，非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水，高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水，原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送，中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温，減圧及び補助給水ピットへの補給ができなくなる。また，従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し，補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに，RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから，RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が生じ，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，2次系を強制

的に減圧することにより1次系を減温，減圧し，炉心注水を行うことにより，炉心損傷を防止する。長期的には最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却，代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水を整備する。また，長期的な冷却を可能とするため，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却，高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第7.1.2.1図に，対応手順の概要を第7.1.2.2図及び第7.1.2.3図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.2.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち「7.1.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策時に必要な要員は，中央制御室の運転員，災害対策要員及び災害対策本部要員で構成され，合計15名であり，事象発生3時間以降は参集要員も考慮する。具体的には，初動に必要な要員として，中央制御室の運転員が，中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名，運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち災害対策要員が6名，関係各

所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が3名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。また、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。

(添付資料 7.1.2.1)

b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却並びに中央制御室非常用循環系のダンパ開放の準備を開始する。

また、安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。代替非常用発電機の起動が完了すれば、代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。

d. 1次冷却材漏えいの判断

加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。

1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(添付資料 7.1.2.2)

e. 補助給水系の機能維持の判断

すべての補助給水流量指示の合計が $80 \text{ m}^3/\text{h}$ 以上であることを確認する。

補助給水系の機能維持の判断に必要な計装設備は補助給水流量等である。

f. 1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉止

充てんポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。

なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

g. 不要直流電源負荷切離し

代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。また、非常用母線の停電状態が8時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生後の24時間後まで継続可能な処置を行う。

(添付資料7.1.2.5)

h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却

事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開放することで、1次冷却材圧力(広域)指示1.7MPa[gage](1次冷却材温度(広域-高温側)指示208℃)を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型



大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に必要な計装設備は，1 次冷却材温度（広域－高温側）等である。

（添付資料 7.1.2.4）

i. 蓄圧注入系動作の確認

1 次冷却材圧力の低下に伴い，蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は，1 次冷却材圧力（広域）である。

j. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として，現場でアニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給（窒素ポンペ接続）及びダンパの手動開操作を行い，B－アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また，中央制御室の作業環境確保のため，現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。

k. 蓄圧タンク出口弁閉止

1 次冷却材圧力（広域）指示が 1.7MPa[gage]（1 次冷却材温度（広域－高温側）指示 208℃）になれば，その状態を維持し，代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し，蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は，1 次冷却材圧力（広域）等である。

（添付資料 7.1.2.6）

## 1. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開

蓄圧タンク出口弁の閉止確認後，1 次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却材温度（広域－高温側）指示 170℃）を目標に，タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却を再開し，目標値となれば温度・圧力を維持する。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は 1 次冷却材温度（広域－高温側）等である。

### m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水

代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し，1 次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却材温度（広域－高温側）指示 170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。ただし，代替格納容器スプレイポンプの準備が早く整った場合は 1 次冷却材圧力（広域）指示が 0.7MPa[gage] 以上であっても，ポンプ吐出圧力以下であれば，炉心注水を開始する。

なお，代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は，早期に 1 次系保有水量を回復させるように調整する。

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は，代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量等である。

また，代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合，B－充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

（添付資料 7.1.2.3）

n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転

RCPシールLOCAが発生している場合，長期対策として，可搬型大型送水ポンプ車を用いたC，D－格納容器再循環ユニット及びA－高圧注入ポンプへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば，格納容器内自然対流冷却を行う。また，燃料取替用水ピット水位指示16.5%到達及び格納容器再循環サンプル水位（広域）指示71%以上を確認し，代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から手動により高圧再循環運転へ切替え，炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，原子炉格納容器圧力等であり，高圧再循環運転に必要な計装設備は，高圧注入流量等である。

o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続

長期対策として，タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替を行い，蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は，1次冷却材温度（広域－高温側）等である。

p. 原子炉補機冷却系の復旧作業

原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し，参集要員が予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

## 7.1.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCPシールLOCAの発生に伴う1次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象であ

る原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードCOCOにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

(添付資料 7.1.2.9)

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

#### (c) 外部電源

「(a) 起因事象」に示すとおり、外部電源無しを想定する。

(d) RCP シール部からの漏えい率

RCPシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 $109\text{m}^3/\text{h}$  (480gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約1.6cm (約0.6インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。

RCPシールLOCAの発生を想定しない場合のRCPシール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果を上回る値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約 $1.5\text{m}^3/\text{h}$ とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。

(添付資料7.1.2.10, 7.1.2.11)

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は事象発生60秒後に3基の蒸気発生器に合計 $80\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(b) 主蒸気逃がし弁

2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量(ループ当たり)の10%を処理するものとする。

(c) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最小保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力(最低保持圧力)

4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量(最小保有水量)

29.0m<sup>3</sup>(1基当たり)

(添付資料7.1.2.12)

(d) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量

運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次冷却材温度及び圧力の維持を行う1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m<sup>3</sup>/hを設定する。

(添付資料7.1.2.7)

( e ) RCP シール部からの漏えい停止

RCPシールLOCAが発生しない場合において、1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

( a ) 2次系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の30分後に開始するものとする。

( b ) 代替交流電源は、RCPシールLOCAが発生する場合においては事象発生後の60分後に確立するものとし、RCPシールLOCAが発生しない場合においては交流電源が24時間使用できないものとして、事象発生後の24時間後に確立するものとする。

(添付資料7.1.2.5)

( c ) 1次冷却材温度の維持は、蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、1次系に窒素が注入される圧力である約1.2MPa[gage]に対して約0.5MPaの余裕を考慮し、約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(添付資料7.1.2.4, 7.1.2.13)



(d) 蓄圧タンク出口弁の閉止は，1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から，10分後に実施するものとする。

(添付資料7.1.2.6)

(e) 2次系強制冷却再開は，主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して，蓄圧タンク出口弁の閉止から10分後に再開し，1次冷却材温度が170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(添付資料7.1.2.4)

(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで，蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(g) RCP シール LOCA が発生する場合には，1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達すれば，代替格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。

### (3) 有効性評価の結果

#### a. RCP シール LOCA が発生する場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.2.2図に，1次冷却材圧力，1次冷却材温度，1次系保有水量，原子炉容器内水位，燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第7.1.2.6図から第7.1.2.16図に，2次系圧力，蒸気発生器水位等の2次系パラメータの推移を第7.1.2.17図から第7.1.2.22図に示すとともに，原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第7.1.2.23図及び第7.1.2.24図に

示す。

( a ) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びRCPシールLOCAの発生を仮定しているため、1次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生の約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の30分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することで、事象発生の約39分後に蓄圧注入系が作動する。事象発生の約55分後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生の80分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生の約2.2時間後に、1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]に到達した段階で、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで1次系の保有水量は回復する。

(添付資料7.1.2.14)

( b ) 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.2.16図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸

化反応は著しくならない。

1次冷却材圧力は第7.1.2.6図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.2.23図及び第7.1.2.24図に示すとおり、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後24時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回っている。

その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧再循環運転を行うことで、第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図に示すとおり、事象発生の約81時間後に原子炉格納容器雰囲気温度110℃に到達後、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示している。

（添付資料7.1.2.8）

第7.1.2.6図から第7.1.2.8図に示すとおり、事象発生の約4時間後に高温の停止状態になり、1次系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。

（添付資料7.1.2.15）

なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧

に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

b. RCP シール LOCA が発生しない場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.2.3図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第7.1.2.27図から第7.1.2.35図に、2次系圧力、蒸気発生器水位等の2次系パラメータの推移を第7.1.2.36図から第7.1.2.41図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCPシールLOCAは発生しないことから1次系は高圧で維持される。

事象発生の約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の30分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することで、事象発生の約60分後に蓄圧注入系が作動する。事象発生の約26時間後に1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した

後、さらに10分後に2次系強制冷却を再開する。事象発生  
の約28時間後に、1次冷却材圧力が0.83MPa[gage]に到達  
した段階で、1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置され  
ている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの  
漏えいは停止し、事象発生の約31時間後に1次冷却材圧力  
が約0.7MPa[gage]に到達する。

(添付資料7.1.2.14)

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.2.35図に示すとおり、炉心は冠  
水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、  
1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸  
化反応は著しくならない。

1次冷却材圧力は第7.1.2.27図に示すとおり、初期値(  
約15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材  
圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどま  
り、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回る。

また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子  
炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容  
器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「a. RCPシール  
LOCAが発生する場合」に比べ厳しくならないことから、原  
子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使  
用温度(132℃)を下回る。

第7.1.2.27図及び第7.1.2.28図に示すとおり、事象発生  
の約31時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至  
る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉

心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。

(添付資料7.1.2.16)

なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

### 7.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である2次系強制冷却操作により1次系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生30分後に操作を行う2次系強制冷却、2次系強制冷却開始後の1次冷却材温度を指標に調整操作を行う1次冷却材温度及び圧力の維持、1次冷却材圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却の再開、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価

は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少

なくなり，1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。

1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは，ROSA/LSTF試験解析等の結果から，2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって，不確かさを考慮すると，実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから，1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。

1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは，ROSA/LSTF試験解析等の結果から，リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより，1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって，不確かさを考慮すると，実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから，1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは，ROSA/LSTF試験解析等の結果から，2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって，不確かさを考慮すると，実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから，1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。



原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20°C程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量

について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制

されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で1.6倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.2.2表及び第7.1.2.3表に示すとおりであり、そ

これらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びRCPシール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。

RCPシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率が低下することで、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

RCPシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料7.1.2.12)

なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は可能であり、このことは第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

## b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

### (a) 要員の配置による他の操作に与える影響

2次系強制冷却は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

1次冷却材温度及び圧力の維持は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁の閉止は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

2次系強制冷却再開は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

代替格納容器スプレイポンプの起動は、第7.1.2.4図及び第7.1.2.5図に示すとおり、中央制御室及び現場での操

作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

事象発生を起点とする2次系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事象発生又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次系強制冷却による1次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び1次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整することから評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有

水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられる。「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生の30分後の2次系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開も、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料7.1.2.18)

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次系保有水量の減少が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

### (3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目と



なるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

2次系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生後の30分後であるのに対し、事象発生後の60分後に開始する場合の感度解析結果を第7.1.2.42図から第7.1.2.45図に示す。その結果、1次系の減温、減圧が遅くなることで、1次系からの漏えい量が多くなり、1次系保有水量の減少が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。

(添付資料7.1.2.18)

蓄圧タンク出口弁の閉止の操作時間余裕としては、第7.1.2.46図に示すとおり、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が1次系内に注入される圧力1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約13分の操作時間余裕があることを確認した。

(添付資料7.1.2.13)

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第7.1.2.47図に示すとおり、1次系保有水量が炉心露出に至る可能性のある水量に減少するまでの時間を、1次冷却材圧力が2次系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約1.6時間の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時に必要な初動の要員は、「7.1.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり15名であり、事象発生3時間以降については参集要員も考慮する。したがって「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す発電所災害対策要員33名及び参集要員で対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及び、RCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の評価結果を以下に示す。

### a. 水源

燃料取替用水ピット（1,700m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水については、事象発生約58.8時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

補助給水ピット（570m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約7.4時間の注水継続が可能である。なお、約7時間以降は、補助給水ピットに可搬型大型送水ポンプ車による補給を行う。

### b. 燃料

代替非常用発電機による電源供給については、事象発生直

後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約138.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.4kLの軽油が必要となる。

補助給水ピットへの補給及び使用済燃料ピットへの注水については事象発生約7時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.6kLが必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生約14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約11.1kLの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油はこれらを合計して約168.2kLとなるが、「7.5.1(2)資源の評価条件」に示すとおりディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量(540kL)にて供給可能である。

#### c. 電源

代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約1,638kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW(3,450kVA)にて供給可能である。

(添付資料7.1.2.20)

#### 7.1.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が継続

し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水並びに充てんポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系による高圧再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却並びに代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉心が露出することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認

した。

発電所災害対策要員は、本事故シークエンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シークエンスに対して有効であり、事故シークエンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（1 / 7）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0 V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。また、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。</li> <li>蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。</li> </ul>	-	-	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 1次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 主蒸気ライン圧力
b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>蒸気発生器水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。</li> </ul>	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位
c. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充電ポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却並びに中央制御室非常用循環系のダンパ開放の準備を開始する。</li> <li>安全系補機の非常用母線からの切り離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。</li> <li>代替非常用発電機の起動が完了すれば、代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。</li> </ul>	代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型タンクローリー	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について (2 / 7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. 1次冷却材漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>加圧器水位・圧力の低下，原子炉格納容器圧力・温度の上昇，格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇，格納容器内エアモニタの上昇等により，1次冷却材漏えいの判断を行う。</li> </ul>	-	-	1次冷却材圧力 (広域) 加圧器水位 原子炉格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエアモニタ (高レンジ) 格納容器内高レンジエアモニタ (低レンジ) 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)
e. 補助給水系の機能維持の判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>すべての補助給水流量指示の合計が 80m<sup>3</sup>/h 以上であることを確認する。</li> </ul>	タービン駆動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	補助給水流量 蒸気発生器水位 (狭域) 蒸気発生器水位 (広域) 補助給水ピット水位
f. 1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>充てんポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために，1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉止を行う。また，非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い作動する格納容器隔離弁の閉止を確認する。</li> <li>隔離弁の電源が回復していない場合は，現場にて閉止する。</li> </ul>	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備



第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3 / 7）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
g. 不要直流電源負荷切離し	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替非常用発電機による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切り離しを実施する。</li> <li>非常用母線の停電状態が 8 時間継続すれば、残りの定められた直流負荷の切り離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生後の 24 時間後まで継続可能な処置を行う。</li> </ul>	蓄電池（非常用） 後備蓄電池	—	—
h. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後 30 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開放することで、1 次冷却材圧力（広域）指示 1.7MPa[gage]（1 次冷却材温度（広域—高温側）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。</li> <li>その後の蒸気発生器への注水量確保として、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの供給を行う。</li> </ul>	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	1 次冷却材温度（広域—高温側） 1 次冷却材温度（広域—低温側） 1 次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位
i. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</li> </ul>	蓄圧タンク	—	1 次冷却材圧力（広域）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（4 / 7）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系の空気作動弁への代替空気供給（窒素ボンベ接続）及びダンパの手動開操作を行い、B-アンユラス空気浄化ファンを起動する。</li> <li>・中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</li> </ul>	B-アンユラス空気浄化ファン B-アンユラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室循環ファン 中央制御室給気ファン 中央制御室給気ユニット 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽	アンユラス全量排気弁操作用可搬型窒素ガスボンベ 可搬型タンクローリー	—
k. 蓄圧タンク出口弁閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1次冷却材圧力（広域）指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材温度（広域－高温側）指示 208℃）になれば、その状態を維持し、代替非常用発電機により電源が供給されることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</li> </ul>	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力（広域） 1次冷却材温度（広域－高温側） 1次冷却材温度（広域－低温側）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（5 / 7）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
1. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄圧タンク出口弁の閉止確認後、1 次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却材温度（広域－高温側）指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度・圧力を維持する。</li> </ul>	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 補助給水ピット	-	1 次冷却材温度（広域－高温側） 1 次冷却材温度（広域－低温側） 1 次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位
m. 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し、1 次冷却材圧力（広域）指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却材温度（広域－高温側）指示 170℃）となれば燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。</li> <li>代替格納容器スプレイポンプの準備が早く整った場合は 1 次冷却材圧力（広域）指示が 0.7MPa[gage] 以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。</li> <li>代替格納容器スプレイポンプによる注水流量は、早期に 1 次系保有水量を回復させるように調整する。</li> <li>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。</li> </ul>	代替格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水ピット 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽 【B-充てんポンプ（自己冷却）】	可搬型タンクローリー	1 次冷却材温度（広域－高温側） 1 次冷却材温度（広域－低温側） 1 次冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水ピット水位 原子炉容器水位 代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（6 / 7）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>・RCP シール LOCA が発生している場合、長期対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いた C、D-格納容器再循環ユニット及び A-高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。</li> <li>・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。</li> <li>・燃料取替用水ピット水位指示 16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示 71%以上を確認し、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から手動により高圧再循環運転へ切替え、炉心冷却を行う。</li> </ul>	燃料取替用水ピット A-高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン C、D-格納容器再循環ユニット 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー 可搬型温度計測装置	格納容器内温度 原子炉格納容器圧力 格納容器圧力（AM用） 格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度 燃料取替用水ピット水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 高圧注入流量 加圧器水位 1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側）
o. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続	<ul style="list-style-type: none"> <li>・長期対策として、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替を行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul>	電動補助給水ポンプ 補助給水ピット 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯油槽	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	1次冷却材温度（広域-高温側） 1次冷却材温度（広域-低温側） 1次冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水ピット水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（7 / 7）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
p. 原子炉補機冷却系の復旧作業	・原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因や復旧作業時間を考慮し、参集要員が予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件  
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び  
 RCPシールLOCAが発生する事故) (1 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5/COCO	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・対向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100% (2,652MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	15.41 + 0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	306.6°C + 2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮している。

第7.1.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件  
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び  
 RCPシールLOCAが発生する事故) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	RCPシール部からの漏えい率(初期)	定格圧力において、約109m <sup>3</sup> /h/台 (480gpm/台)相当となる 口径約1.6cm(約0.6インチ)/台 (事象発生時からの漏えいを仮定)	米国NRCにて、保守的な漏えい率とされ、評価で使用されている値を使用。国内のRCPとNRCで評価された米国製RCPとで、漏えい量を決定する流路構造が同等であること及び臨界流モデルで評価した国内製RCPシールからの漏えい率が米国評価の使用値より更に小さいことを確認していることより、保守的な設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の65%、応答時間1.8秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生後の60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		80m <sup>3</sup> /h(蒸気発生器3基合計)	タービン動補助給水ポンプの設計値115m <sup>3</sup> /hから、ミニフロー流量35m <sup>3</sup> /hを除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量(ループ当たり)の10% (1個当たり)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量(ループ当たり)の約10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa [gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m <sup>3</sup> (1基当たり) (最小保有水量)	最小の保有水量を設定。
	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	30m <sup>3</sup> /h	想定する流出流量に対して、1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点で炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。

第7.1.2.2表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件  
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び  
 RCPシールLOCAが発生する事故) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の現場開操作に20分を想定して設定。
1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度208℃ (約1.7MPa[gage])到達時 及び 1次冷却材温度170℃ (約0.7MPa[gage])到達時	208℃については、蒸気発生器2次側冷却による1次系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから1次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替等を考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力 約1.7MPa[gage]到達 及び 代替交流電源確立(60分)の 10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定し設定。
2次系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定し設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
代替格納容器スプレイ ポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage] 到達時	運転員等による代替炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。

重大事故等対策に関連する操作条件



第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件  
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100% (2,652MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから、厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	306.6°C+2.2°C	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから、厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮している。

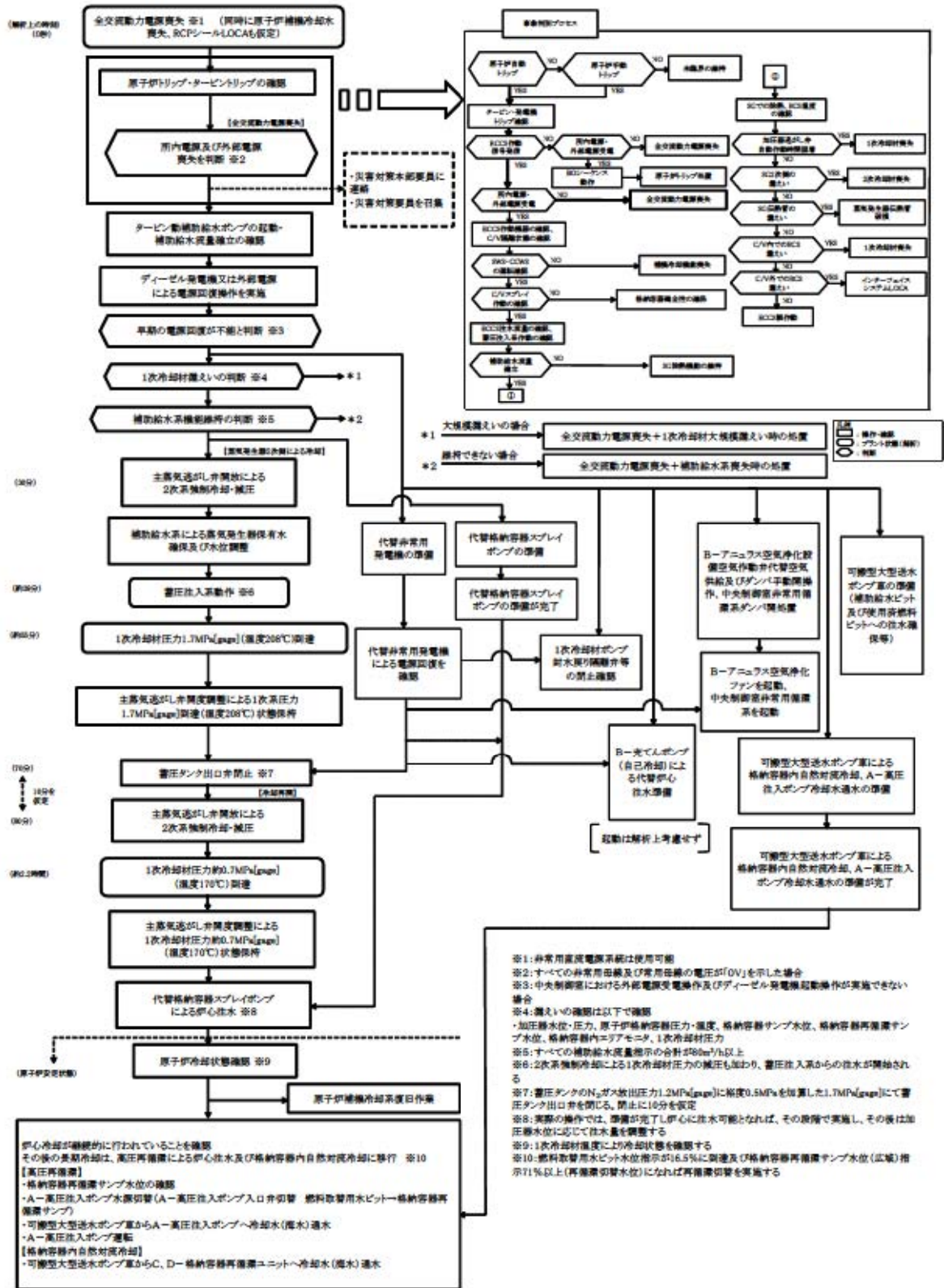
第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件  
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	RCP シール部からの漏えい率 (初期)	定格圧力において 約 1.5m <sup>3</sup> /h (1 台当たり) 相当となる口径 約 0.2cm (約 0.07 インチ) (1 台当たり) (事象発生時からの漏えいを仮定)	RCP シール部の機能が維持されている場合の漏えい率を評価した結果を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の 65%, 応答時間 1.8 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生後の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		80m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器 3 基合計)	タービン動補助給水ポンプの設計値 115m <sup>3</sup> /h から、ミニフロー流量 35m <sup>3</sup> /h を除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量 (ループ当たり) の 10% (1 個当たり)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量 (ループ当たり) の約 10% を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa [gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m <sup>3</sup> (1 基当たり) (最小保有水量)	最小の保有水量を設定。
漏えい停止圧力	0.83MPa [gage]	1 次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。	

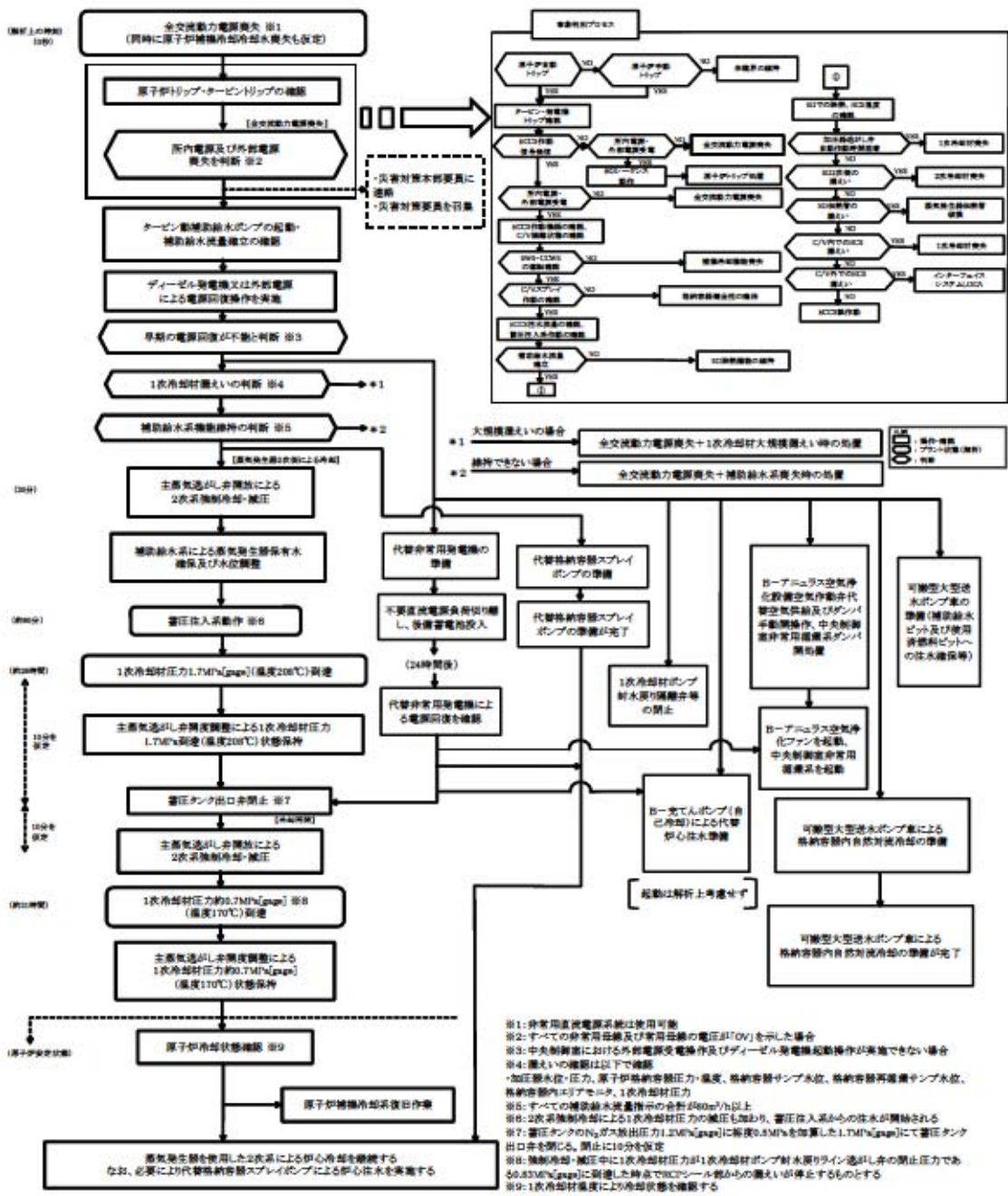
第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件  
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (3 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生から 30 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に 10 分、主蒸気逃がし弁の現場開操作に 20 分を想定して設定。
	交流電源確立	事象発生の 24 時間後	—
	1次冷却材温度・圧力の保持	1次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa [gage]) 到達時 及び 1次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa [gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器 2 次側冷却による 1 次系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから 1 次系に窒素が混入する圧力である約 1.2MPa [gage] に対して、0.5MPa の余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替等を考慮して設定。
	蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力 約 1.7MPa [gage] 到達 及び 代替交流電源確立 (24 時間) から 10 分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に 10 分を想定し設定。
	2次系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から 10 分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に 10 分を想定し設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。





第7.1.2.2図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要  
 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の事象進展)



第 7.1.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要  
 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、  
 原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)

手順の項目	必要の要員と作業項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業員移動 して来た要員	手順の内容	経過時間(分)										経過時間(時間)	備考			
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100					
				事故発生														
				原子炉トリップ														
				プラント状況判断 全交流動力電源喪失判断														
				約35分 1次冷却炉圧力約1.7MPa[gage] (温度約207℃)到達														
				70分 蓄圧タンク出口弁閉止														
				80分 2次系強制冷却再開														
				約12時間 1次冷却炉圧力約0.7MPa[gage] (温度約170℃) 代替蓄圧容器スプレイドレンによる炉心注水														
状況判断		運転員a, b	●運転操作指導 ●運転操作指導確認 ●原子炉トリップ/タービントリップ確認 ●タービン駆動冷却水のポンプ運転・補助給水量確認 ●炉内電圧及び外部電圧喪失判断 ●炉内の電圧回復不能と判断 ●1次冷却炉の暴走と判断 (中央制御室確認)	10分														
電源確保作業		運転員a 災害対策要員A, B	●代替非常用発電機からの給電準備・起動操作、起動確認 (中央制御室操作) ●非常用発電機受電準備及び受電 (現場操作) ●充電器復旧 (現場操作)	15分 15分														代替非常用発電機からの給電により、蓄圧タンク出口弁閉止操作を70分までに実施できる。
1次冷却炉ポンプ復帰操作		運転員a	●1次冷却炉ポンプ排水弁の閉鎖・弁閉止確認 (中央制御室操作)	5分														
代替蓄圧容器スプレイドレン起動操作		運転員a 災害対策要員D	●代替蓄圧容器スプレイドレン起動準備 (中央制御室操作) ●代替蓄圧容器スプレイドレン起動準備 (現場操作) ●代替蓄圧容器スプレイドレン起動 ～注水開始 (現場操作)	5分 30分														代替蓄圧容器スプレイドレンの注水準備が、事实上、注水を維持している約12時間までに実施できる。
蓄圧タンク出口弁操作		運転員a	●蓄圧タンク出口弁閉止 (中央制御室操作)	5分														
排ばく装置操作		運転員d 災害対策要員D	●ローアムニアク空気浄化装置空気作動弁 代替空気供給及びダンパ手動開操作 (現場操作)	20分														
		運転員a 災害対策要員B, D	●ローアムニアク空気浄化ファン起動操作 (中央制御室操作) ●中央制御室非常用蓄圧タンク開閉量 (現場操作)	5分 30分														
		運転員a	●中央制御室非常用蓄圧タンク起動操作 (中央制御室操作)	5分														
2次系強制冷却操作		運転員c 災害対策要員C, F	●3号気送機が、全開放 (現場操作)	20分														注意報発生、非手動開放操作による炉心温度上昇を抑制した2次系強制冷却を30分(解放上の仮定)までに開始することができる。
補助給水量調整		運転員a	●補助給水のポンプ出口流量調整弁調整 (中央制御室操作)															
ロー完てんポンプ(自己冷却)起動準備・起動操作 (解放上考慮せず)		運転員d 災害対策要員A	●ロー完てんポンプ(自己冷却)系統構成・メンテナンス・通水 (現場操作)	35分														
		運転員a	●ロー完てんポンプ(自己冷却)系統構成 (中央制御室操作)	10分														
蓄電池直流無気ダンパ開閉		災害対策要員B, D	●蓄電池直流無気ダンパ開閉量、コントロールセンタリタリタ調整 (現場操作)	20分														
蓄電池直流ファン起動		運転員b	●蓄電池直流ファン起動 (現場操作)	20分														
可搬型非常用電源 (有効性評価上考慮せず)		災害対策要員E	●可搬型非常用電源 (現場操作)															

・上記要員に加え、災害対策本部要員3名にて関係各所に連絡連絡を行う。  
 ・機内送給装置による送給送給手段の確保が必要な場合は、上記要員に加え、上記要員以外の災害対策要員も準備を行う。  
 ・各作業時間は操作準備、操作条件並びに実際の機内送給を含む作業時間を考慮した上で解放上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書によって各操作条件を満たせば解放操作を実施する。  
 注1、運転員が解放上設定した操作条件時間内に対応できることは前提等に基づき確認している。(一部の機器については想定時間により要出)

第7.1.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間  
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び  
 RCP シール LOCA が発生する事故) (1 / 2)

必要な要員と作業項目			経過時間(時間)										備考																																							
平順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は他作業後移動してきた要員	平順の内容	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20		22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84	86	88	90	92	94	96	98
原子炉冷却系への注水確保(海水)	災害対策要員A', B', C' 運転員b 災害対策要員D'	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ホース敷設、代替給水・注水配管と接続、ホース延長・回収車による可搬型ホース敷設</li> <li>ホース延長・回収車による可搬型ホース敷設、可搬型大型送水ポンプ車Aの設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、海水取水場所への水中ポンプ設置(風機操作)</li> <li>補助給水ピット補給系統構成(風機操作)</li> <li>可搬型大型送水ポンプ車Aによる補助給水ピットへの補給(風機操作)</li> </ul>	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84	86	88	90	92	94	96	98	100
原子炉補機冷却水系統への通水確保(海水)	災害対策要員A', B', C' 運転員a 運転員b 運転員d 災害対策要員D'	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ホース敷設、原子炉補機冷却水系統のホース接続口と接続、ホース延長・回収車による可搬型ホース敷設、可搬型大型送水ポンプ車Bの設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、海水取水場所への水中ポンプ設置(風機操作)</li> <li>格納容器内自然対流冷却系統構成 ●A-高圧注入ポンプへの補機冷却水(海水)通水系統構成(中央制御室操作)</li> <li>格納容器内自然対流冷却系統構成 ●A-高圧注入ポンプへの補機冷却水(海水)通水系統構成(風機操作)</li> <li>格納容器内自然対流冷却系統構成 ●A-高圧注入ポンプへの補機冷却水(海水)通水系統構成 ●可搬型風成射撃装置取付け(風機操作)</li> <li>可搬型大型送水ポンプ車Bによる原子炉補機冷却水系統への通水(風機操作)</li> </ul>	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84	86	88	90	92	94	96	98	100
使用済燃料ピットへの注水確保(海水)	災害対策要員A', B', C' 災害対策要員D'	<ul style="list-style-type: none"> <li>ホース延長・回収車による可搬型ホース敷設、可搬型大型送水ポンプ車Aの設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、海水取水場所への水中ポンプ設置</li> <li>可搬型ホース敷設、ホース延長・回収車による可搬型ホース敷設(風機操作)</li> <li>可搬型大型送水ポンプ車Aによる使用済燃料ピットへの注水(風機操作)</li> </ul>	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84	86	88	90	92	94	96	98	100
表圧再循環運転操作	運転員a	<ul style="list-style-type: none"> <li>A-高圧注入ポンプ(海水冷却)系統構成</li> <li>A-高圧注入ポンプ(海水冷却)起動(中央制御室操作)</li> </ul>	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84	86	88	90	92	94	96	98	100
燃料補給	作業要員	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給</li> <li>代替非常用発電機への燃料補給</li> <li>可搬型タンクローダーへの燃料積み上げ(風機操作)</li> </ul>	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84	86	88	90	92	94	96	98	100
予備原子炉補機冷却水ポンプ電動機取替え	作業要員	<ul style="list-style-type: none"> <li>予備原子炉補機冷却水ポンプ電動機取替え等(風機操作)</li> </ul>	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84	86	88	90	92	94	96	98	100

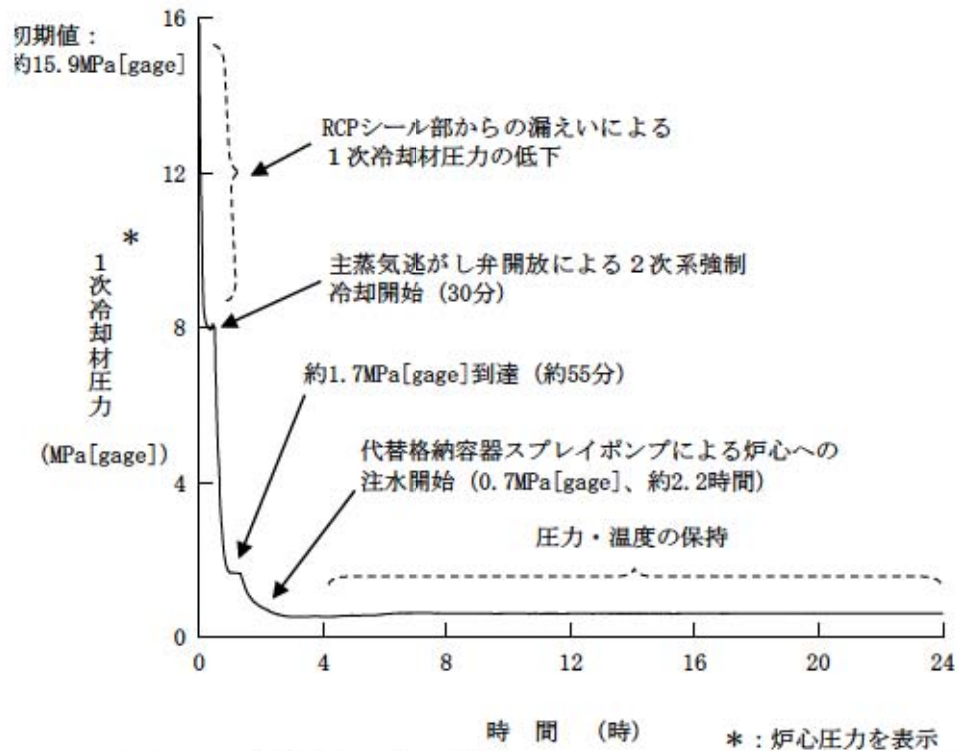
\*災害対策要員の記号に付した「a」「b」は、災害対策要員同士での順当作業の入替えを行っている対応が可能であることを示す。

第7.1.2.4図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間  
(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故)(2/2)

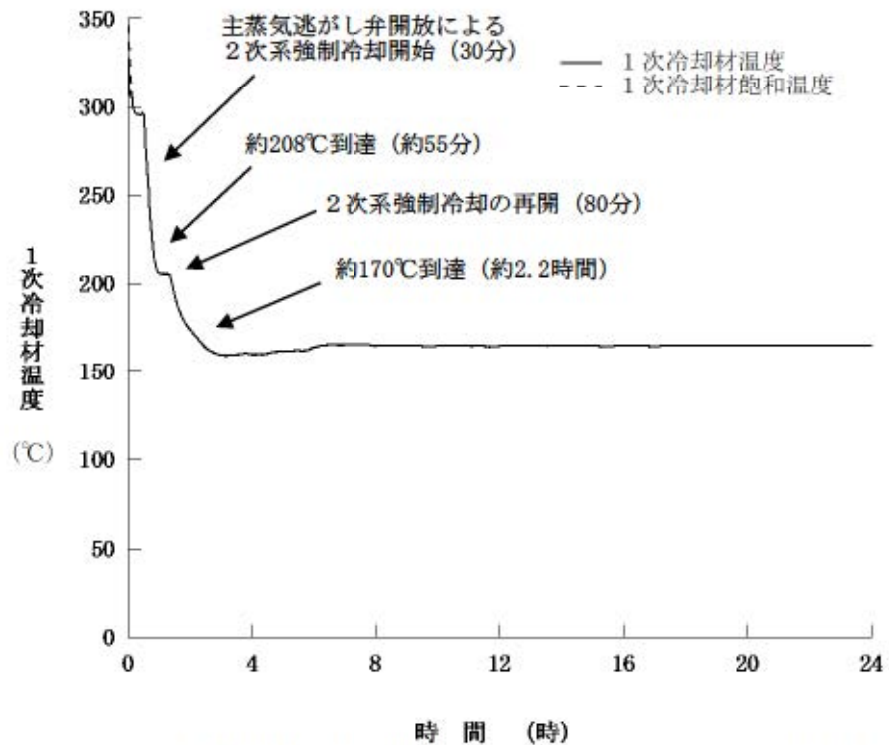




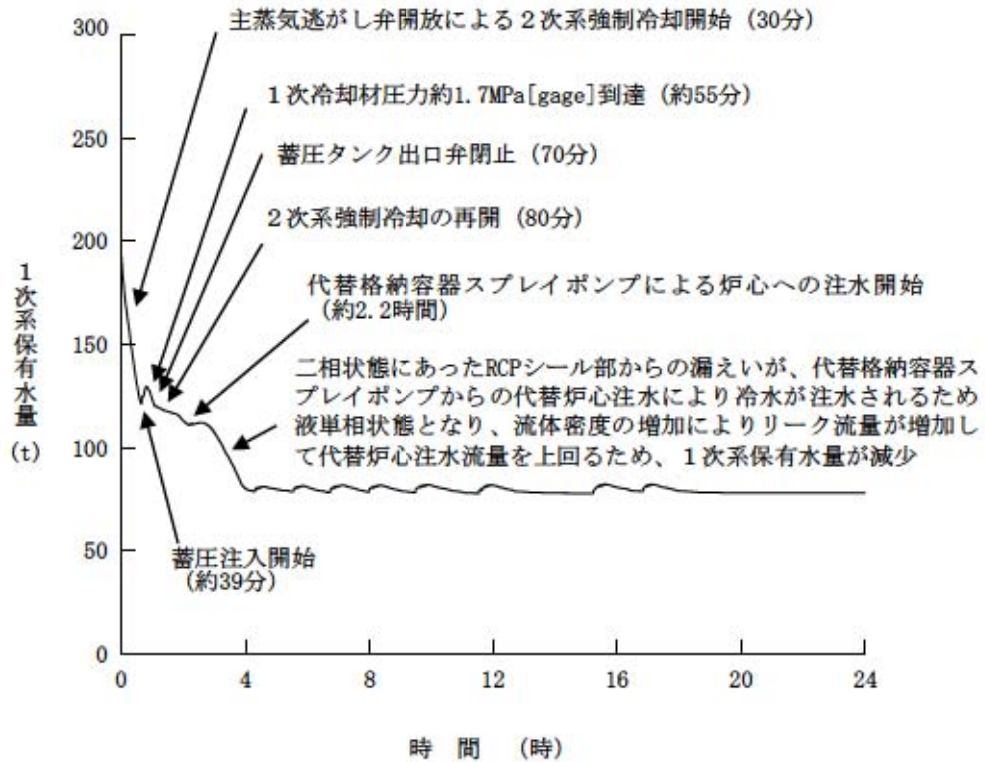




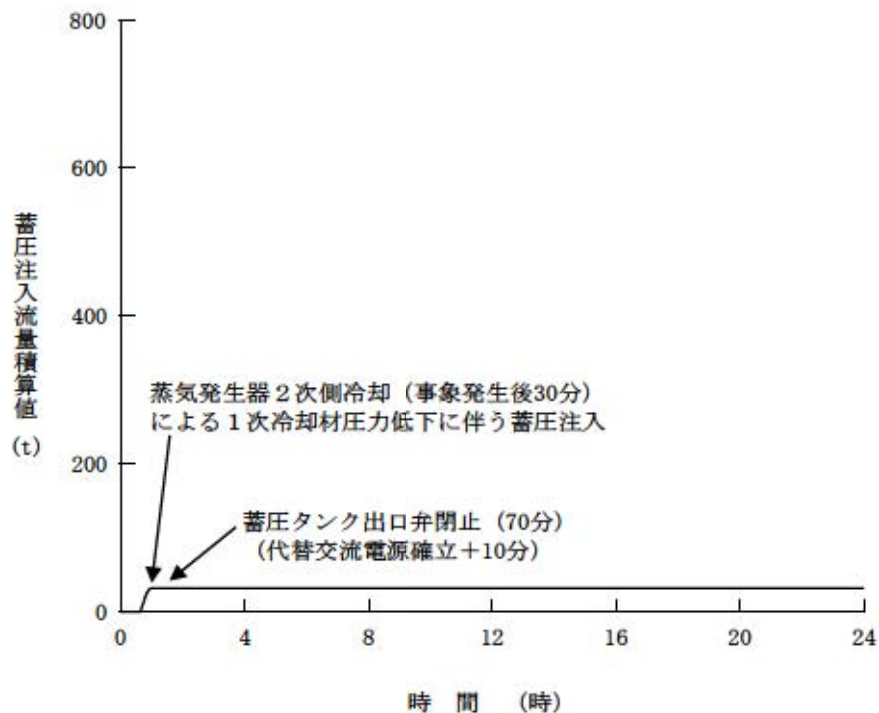
第 7. 1. 2. 6 図 1次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



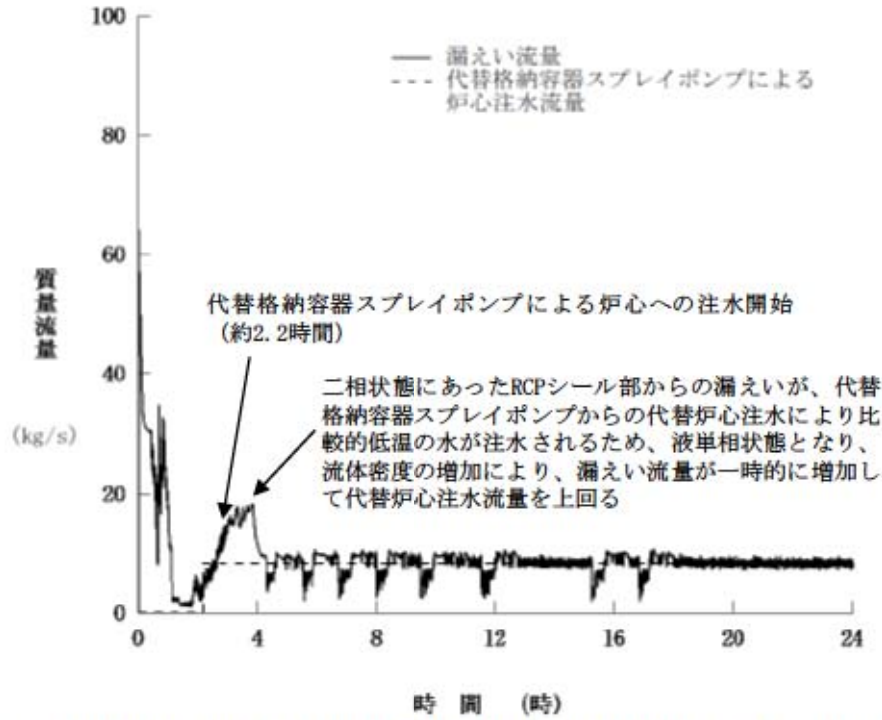
第 7. 1. 2. 7 図 1次冷却材温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



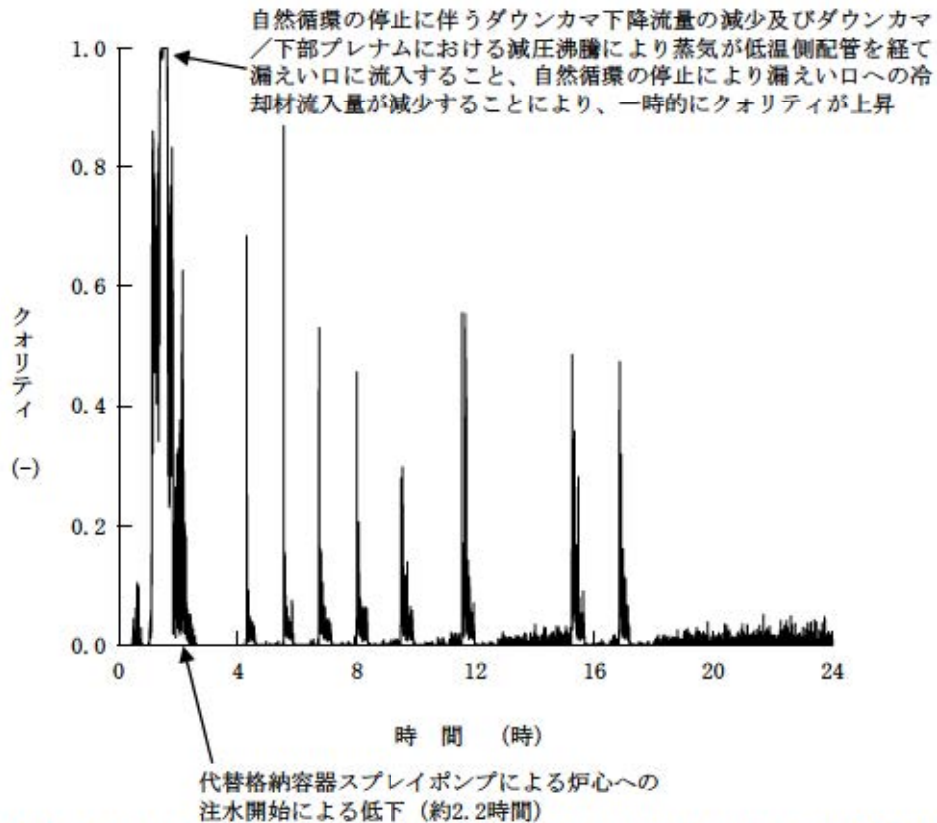
第 7. 1. 2. 8 図 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



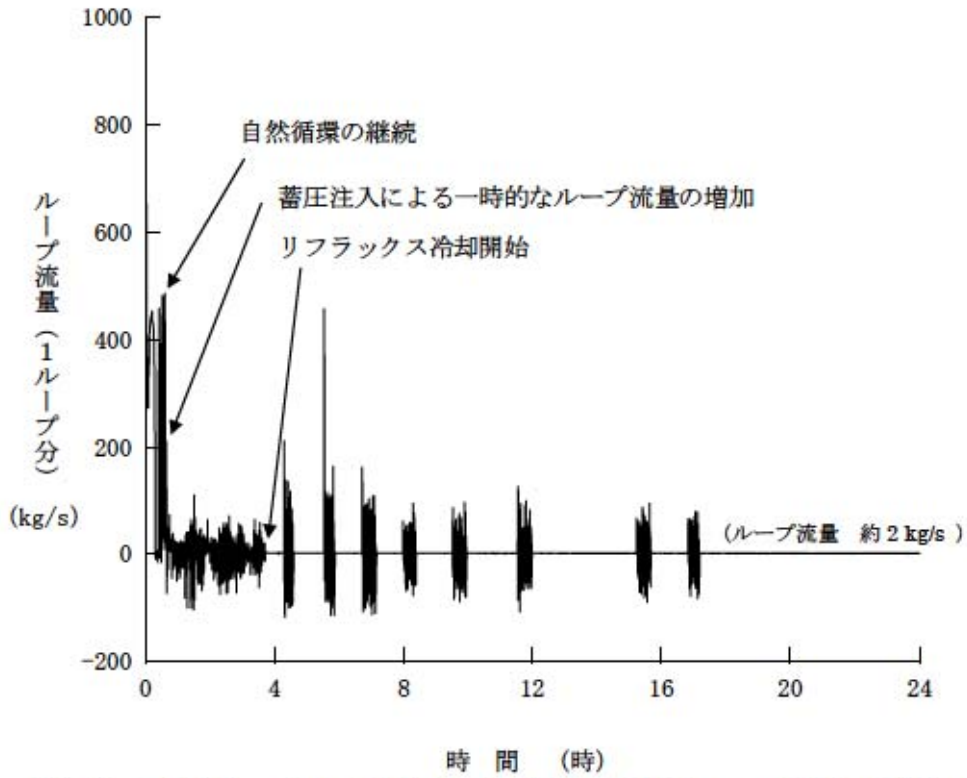
第 7. 1. 2. 9 図 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



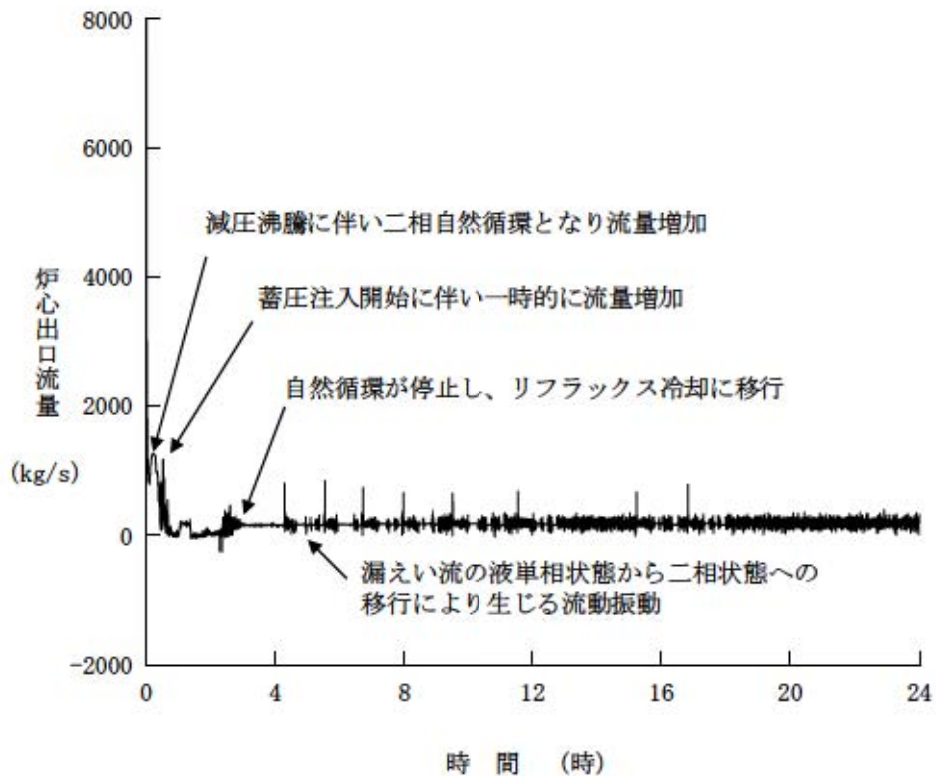
第 7. 1. 2. 10 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



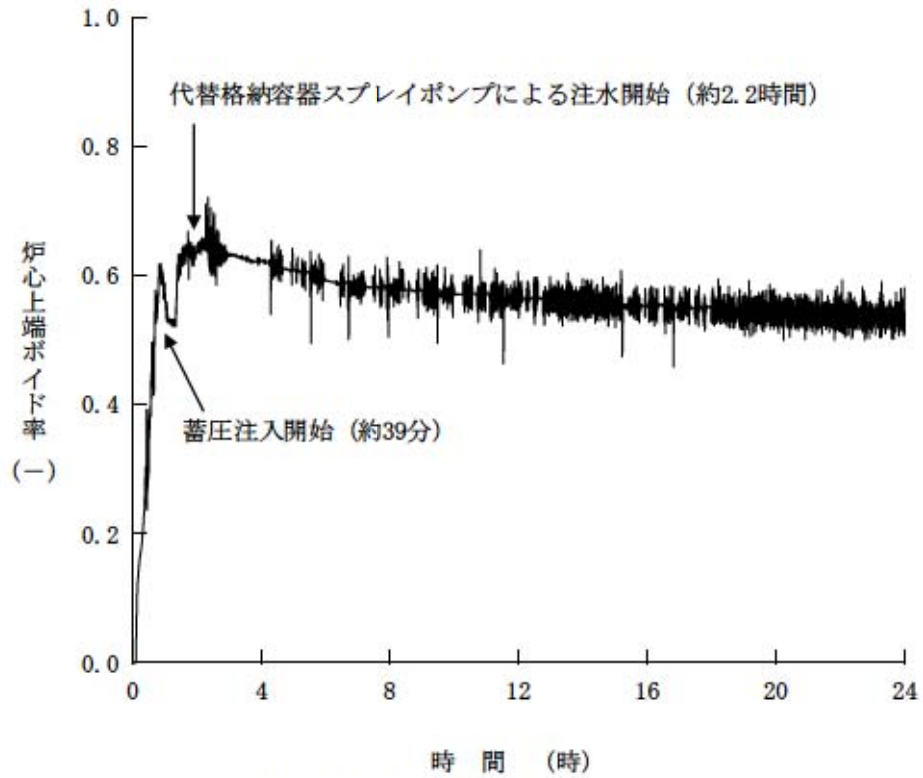
第 7. 1. 2. 11 図 RCP シール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



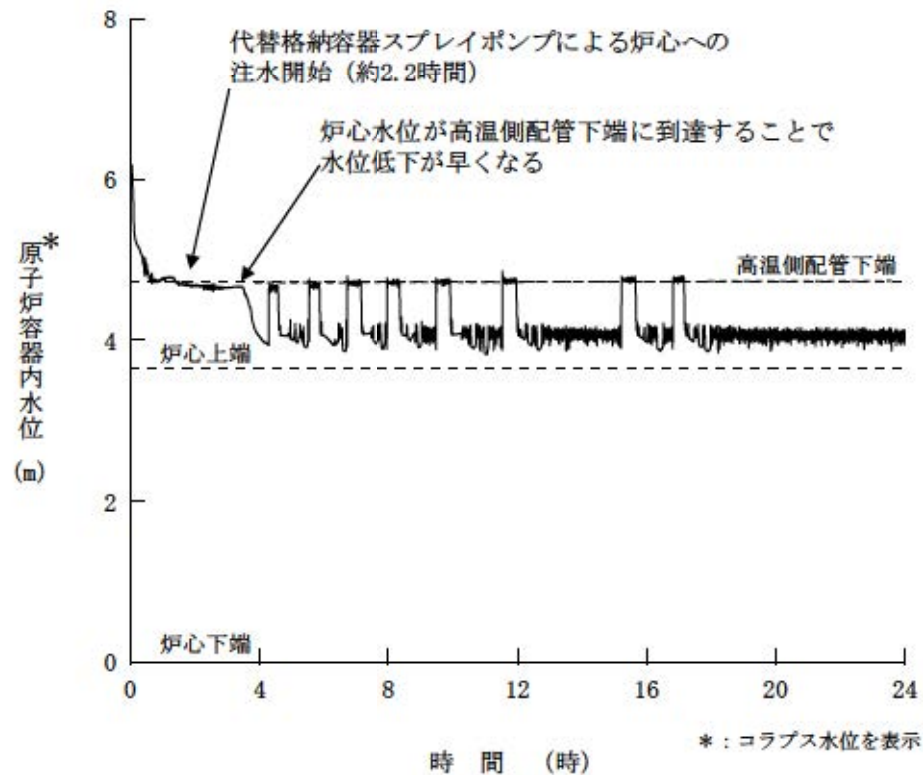
第 7. 1. 2. 12 図 1 次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



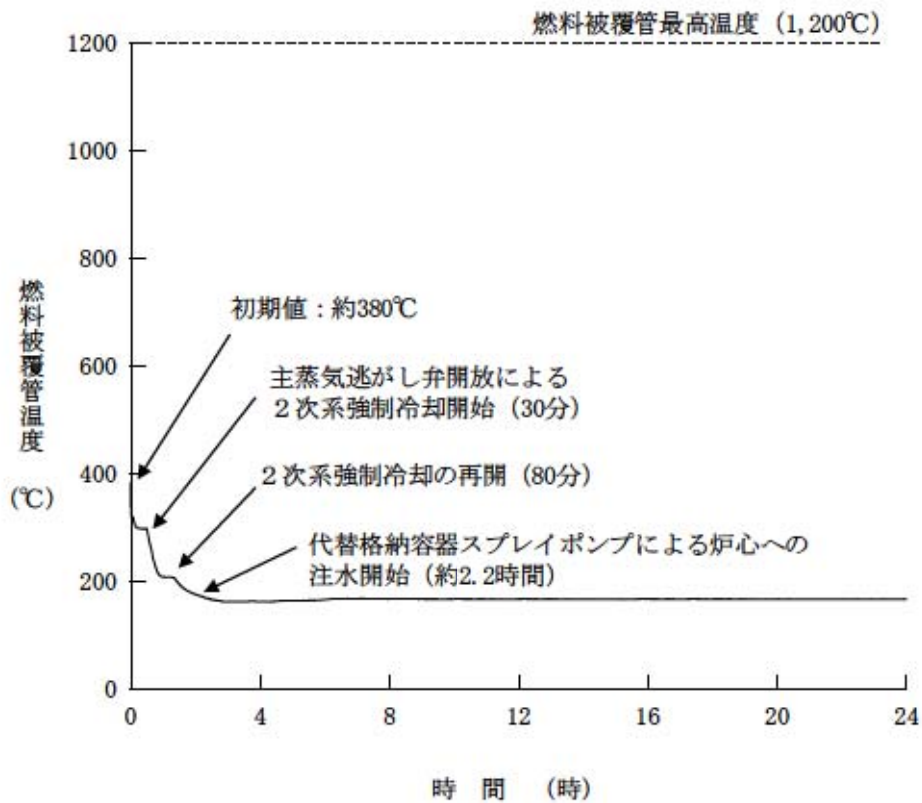
第 7. 1. 2. 13 図 炉心出口流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



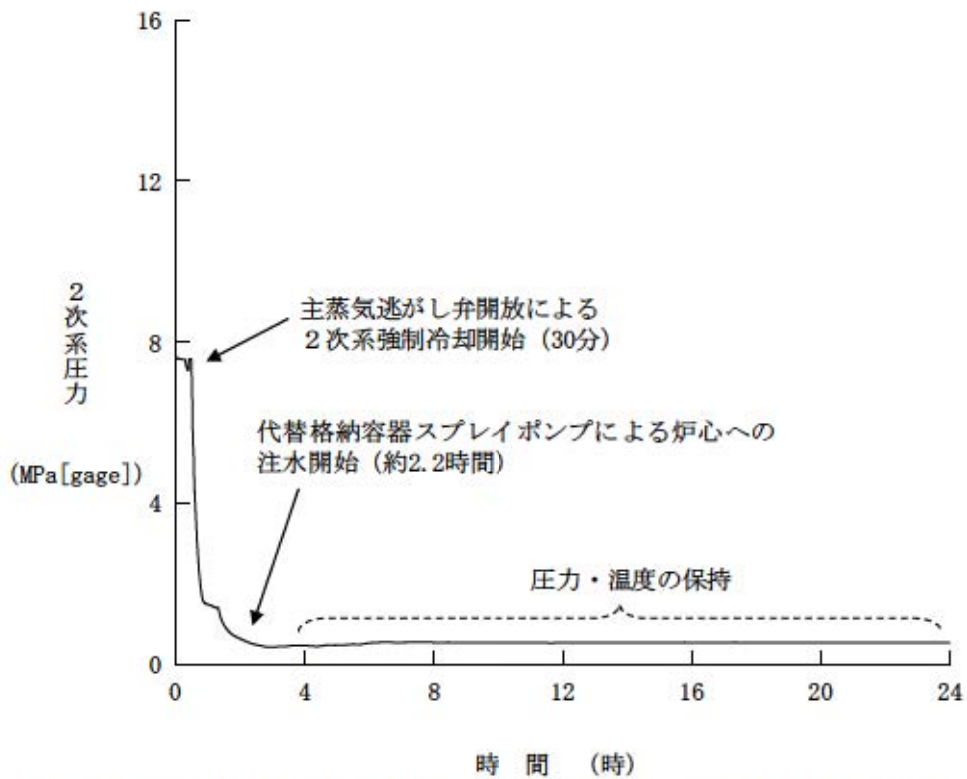
第 7. 1. 2. 14 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



第 7. 1. 2. 15 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

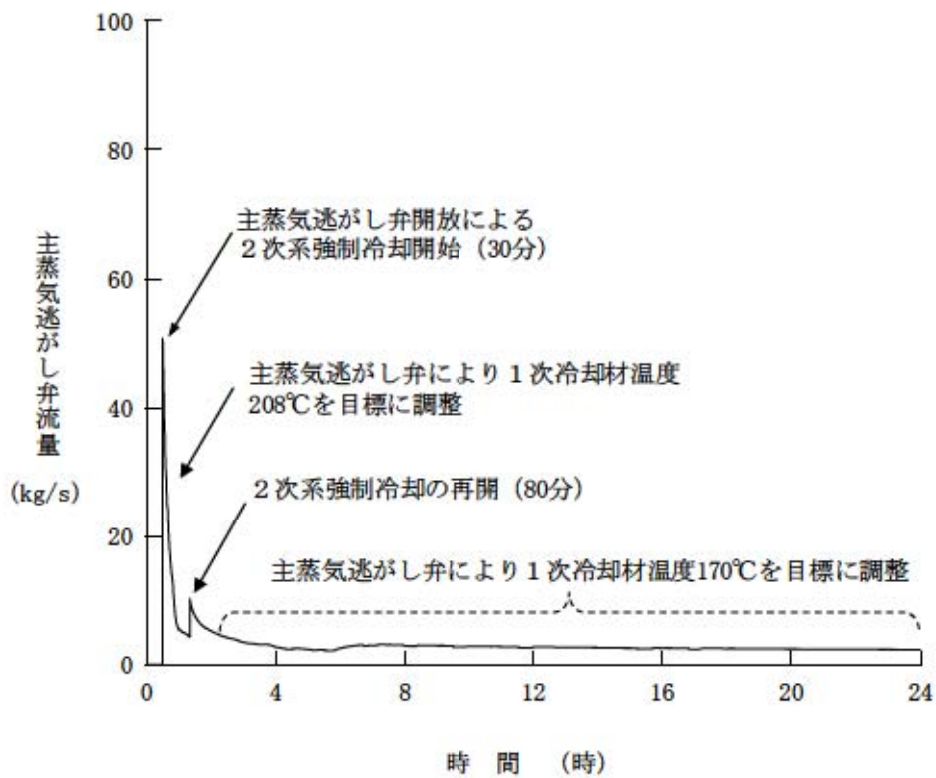


第 7. 1. 2. 16 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

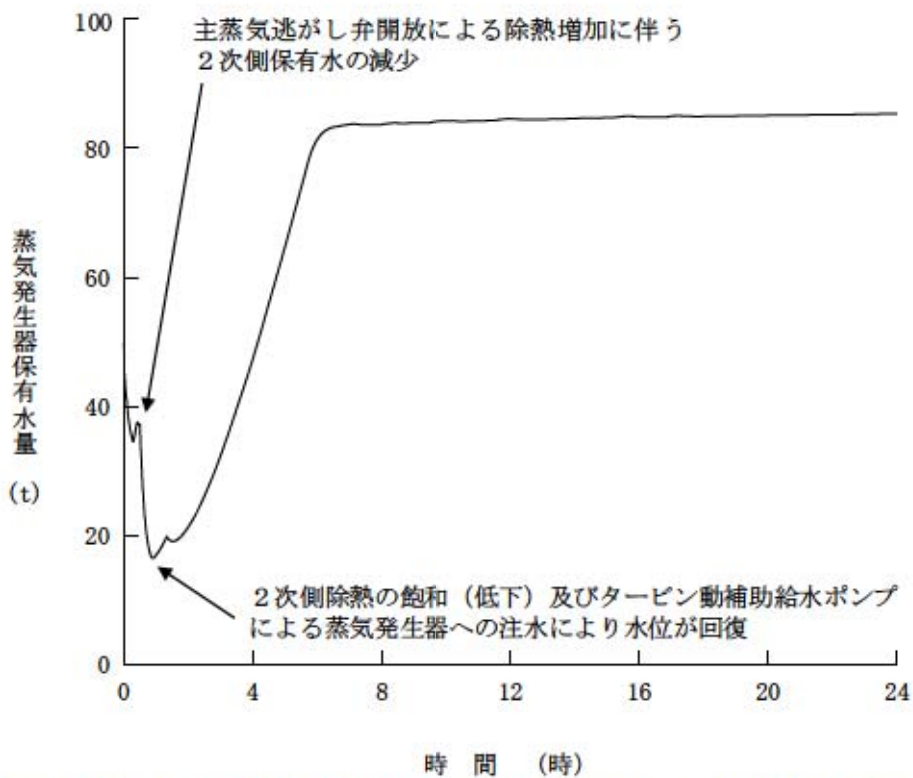


第 7. 1. 2. 17 図 2次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

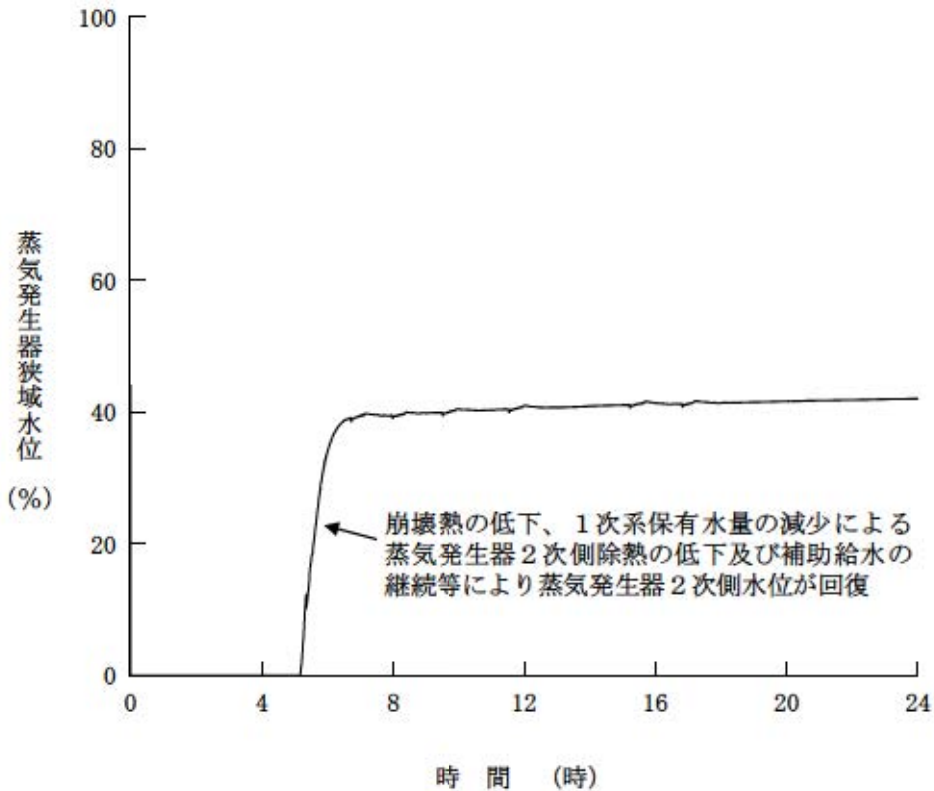




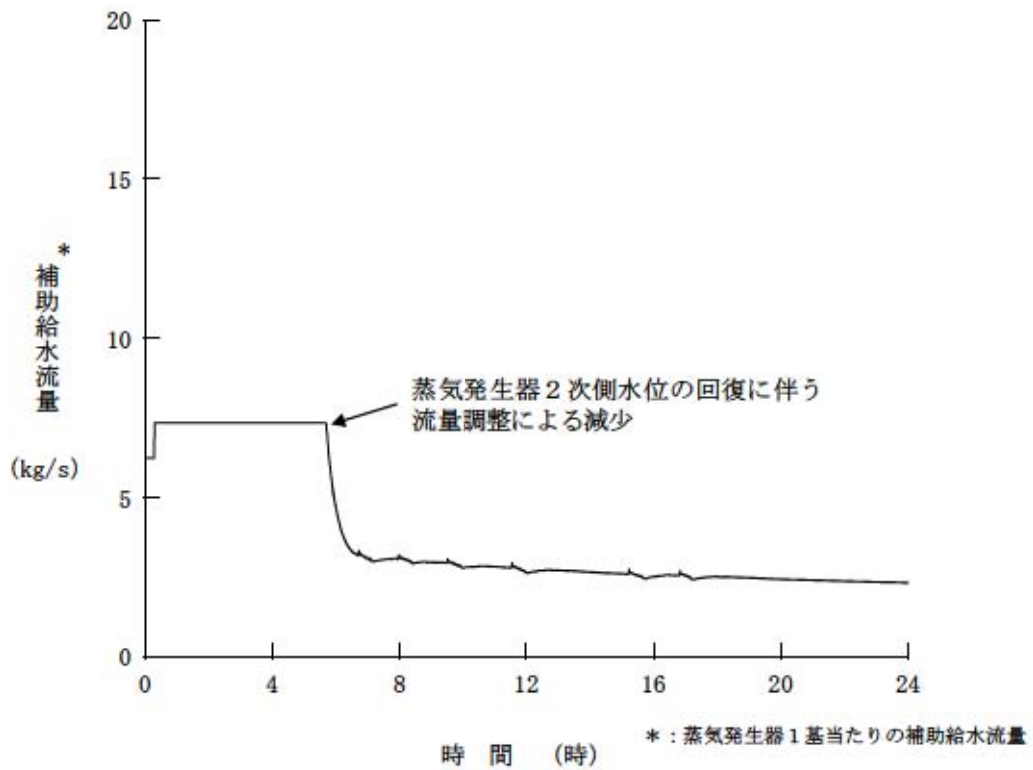
第 7. 1. 2. 18 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



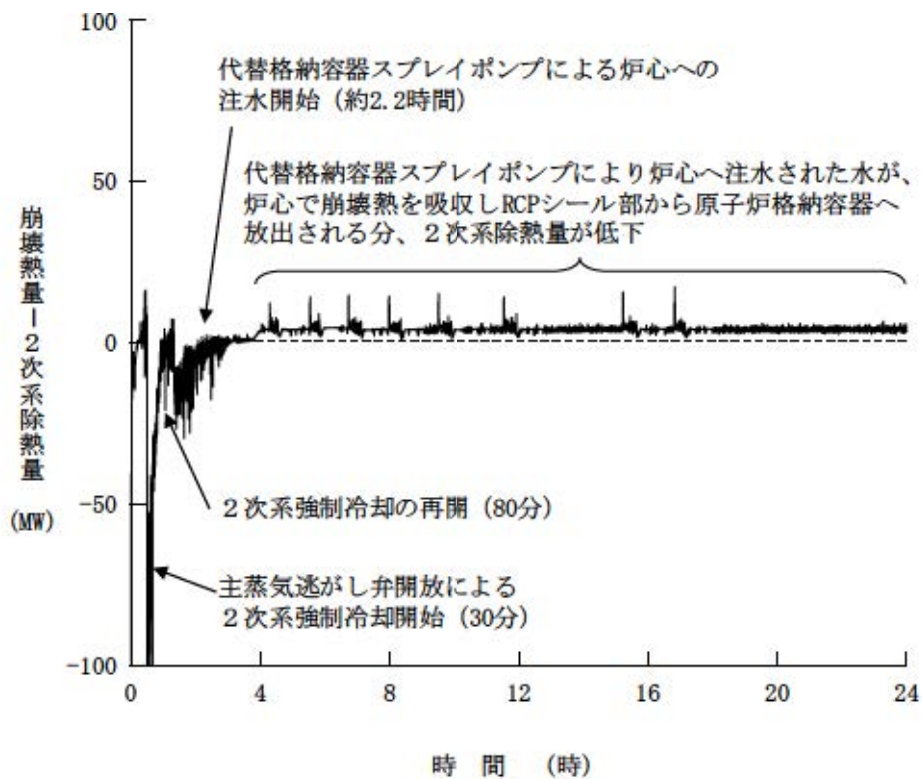
第 7. 1. 2. 19 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



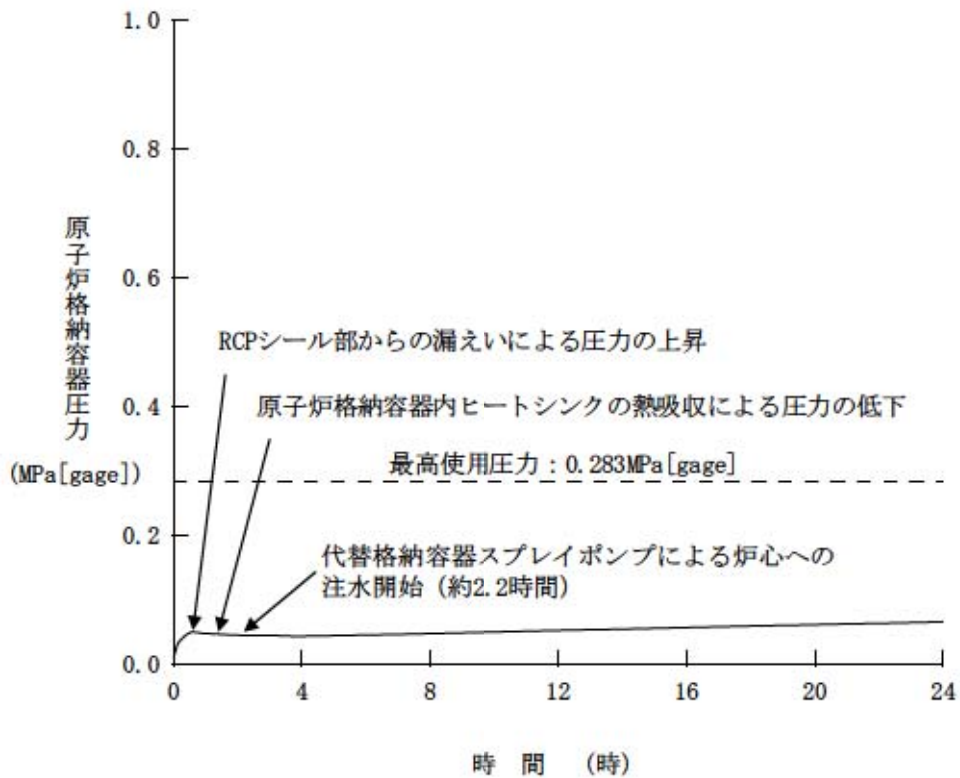
第 7. 1. 2. 20 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



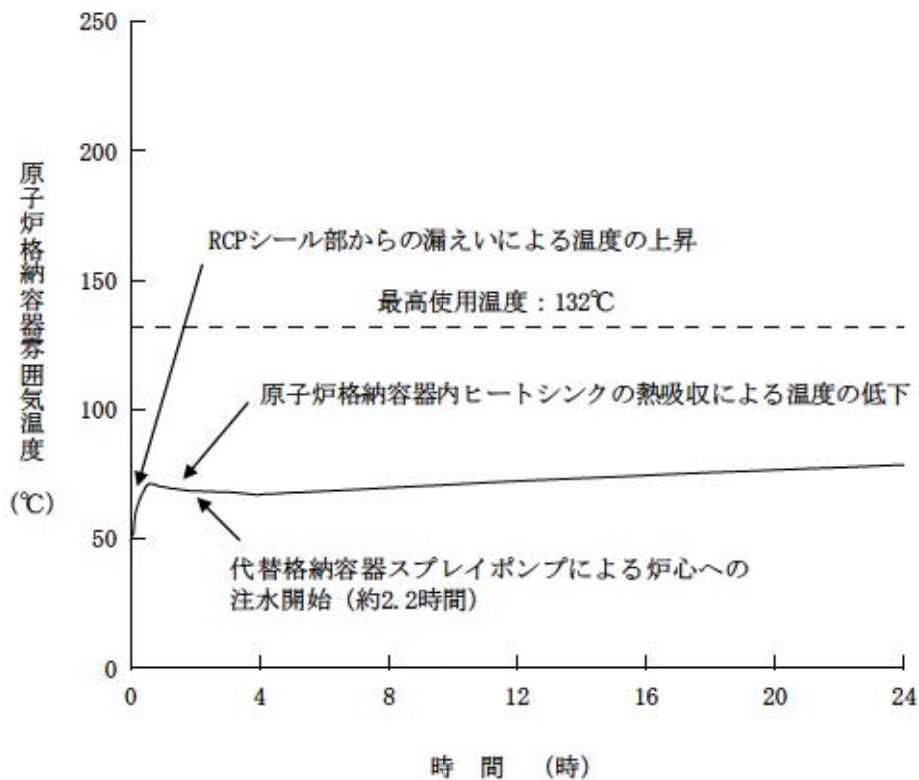
第 7. 1. 2. 21 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



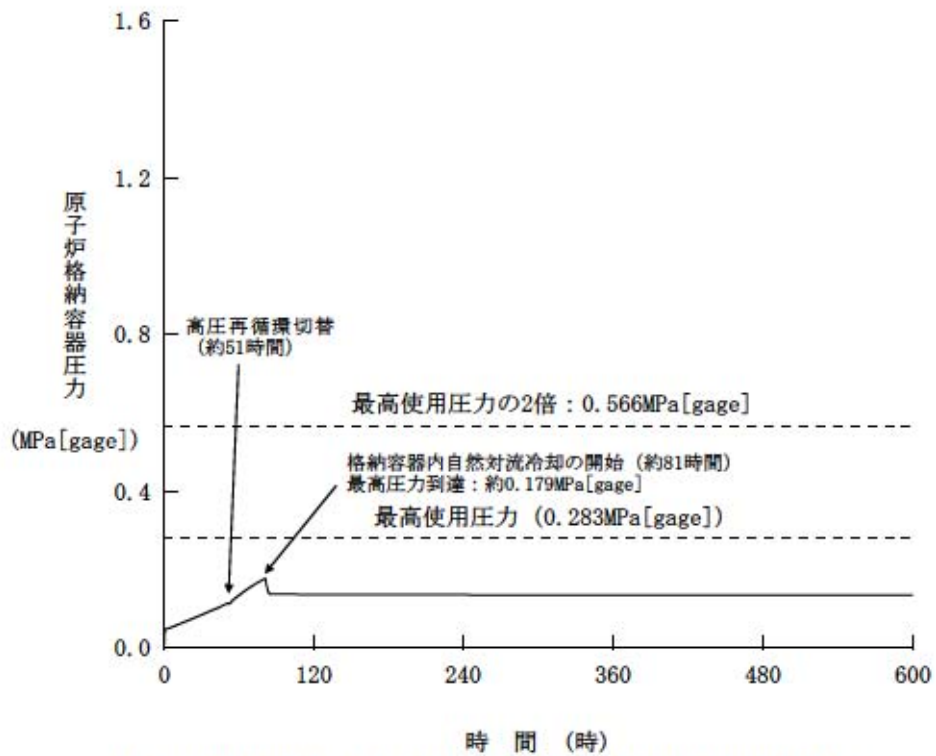
第 7. 1. 2. 22 図 崩壊熱量と2次系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



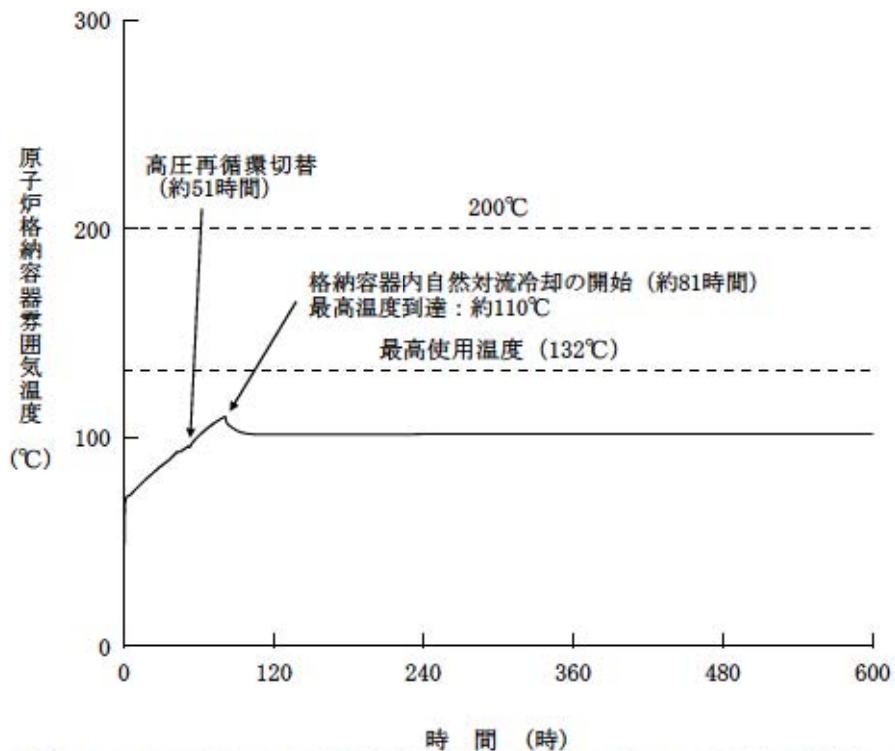
第 7. 1. 2. 23 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



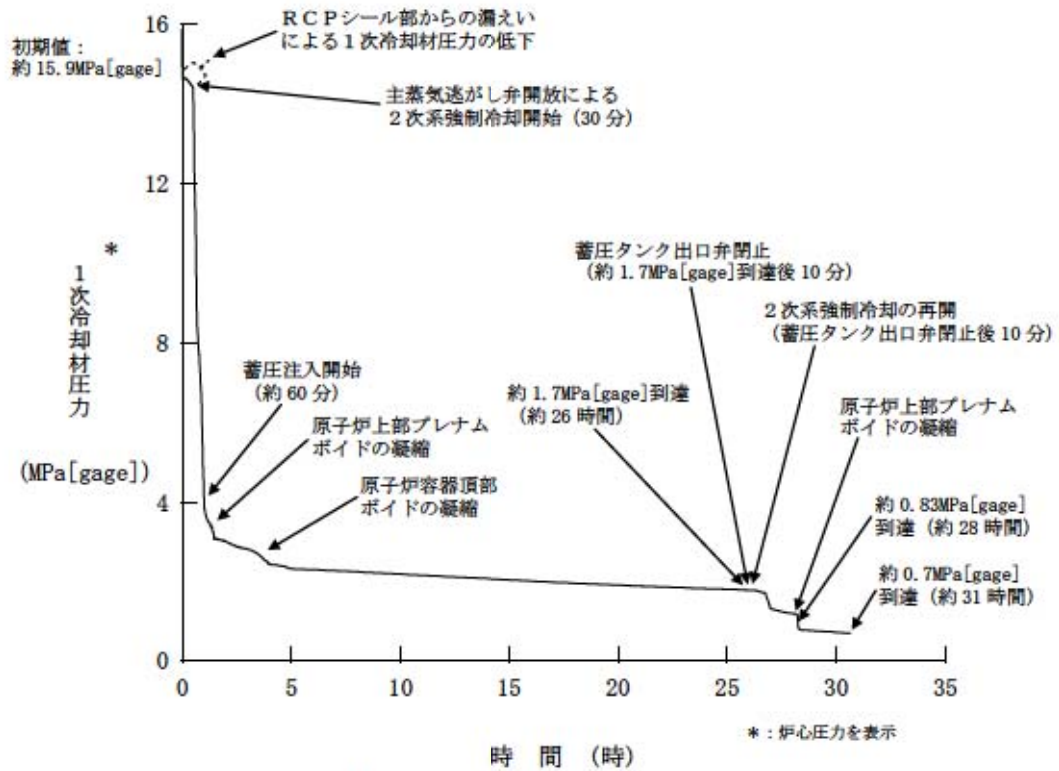
第 7. 1. 2. 24 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



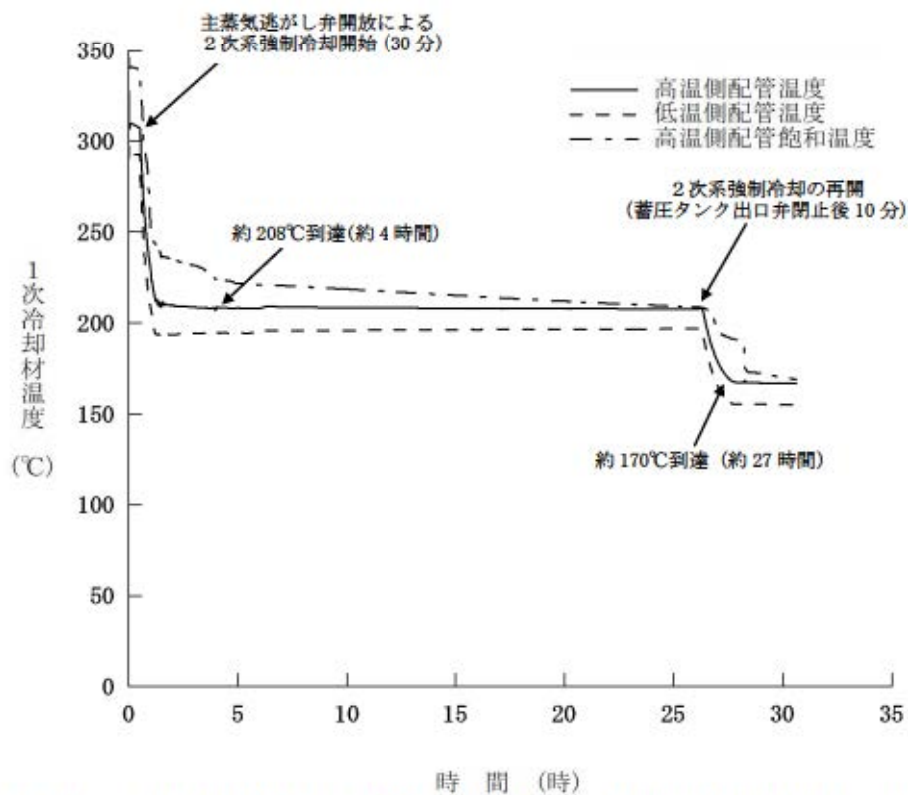
第 7. 1. 2. 25 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



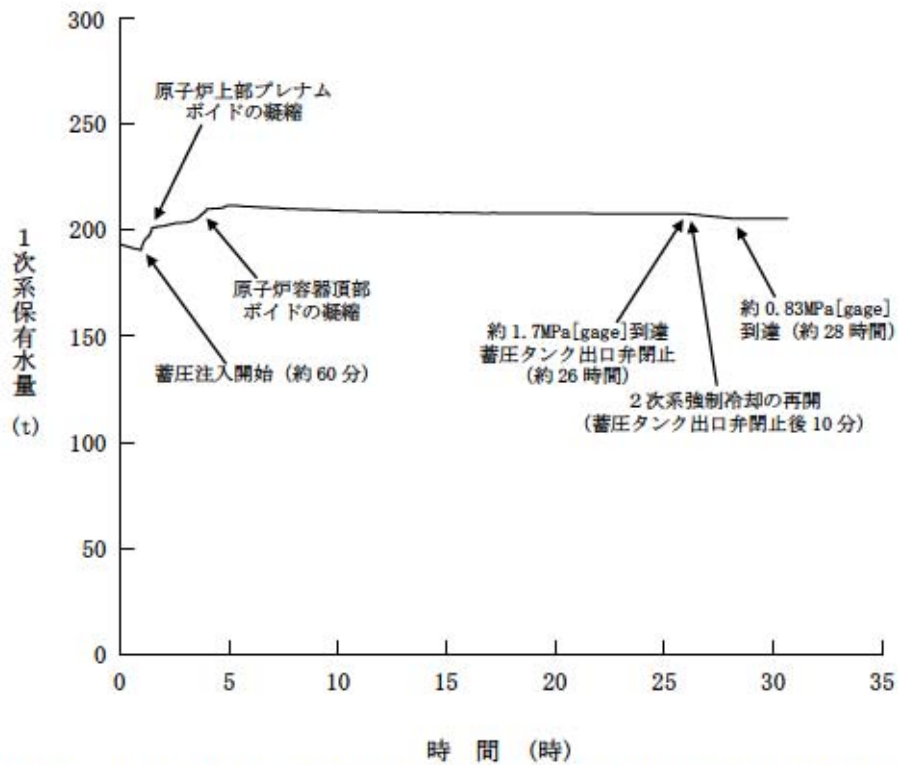
第 7. 1. 2. 26 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



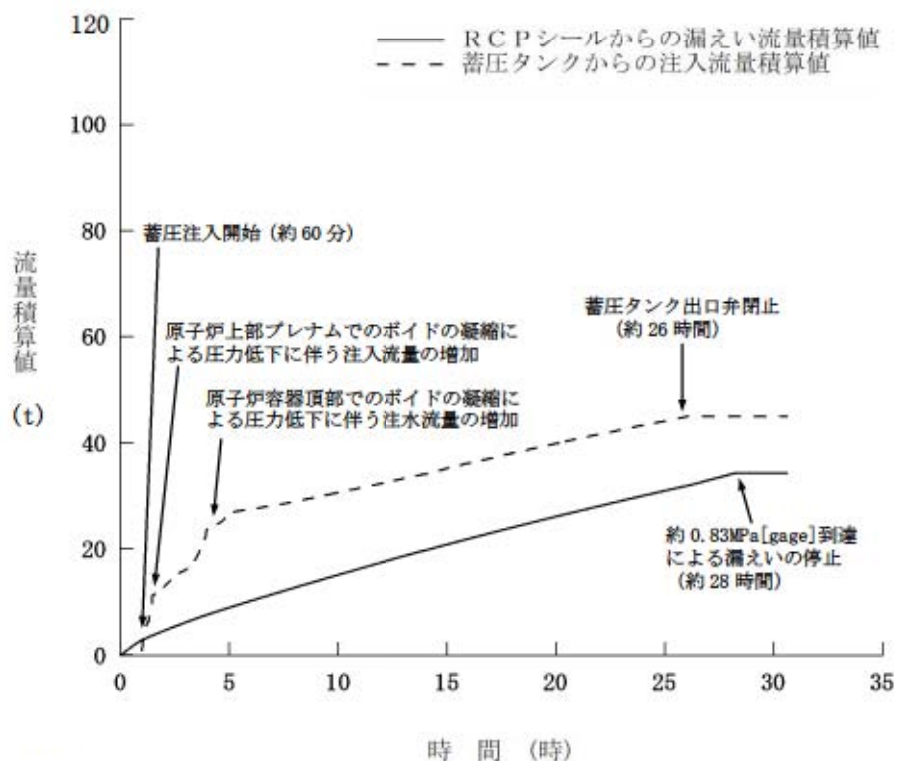
第 7. 1. 2. 27 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



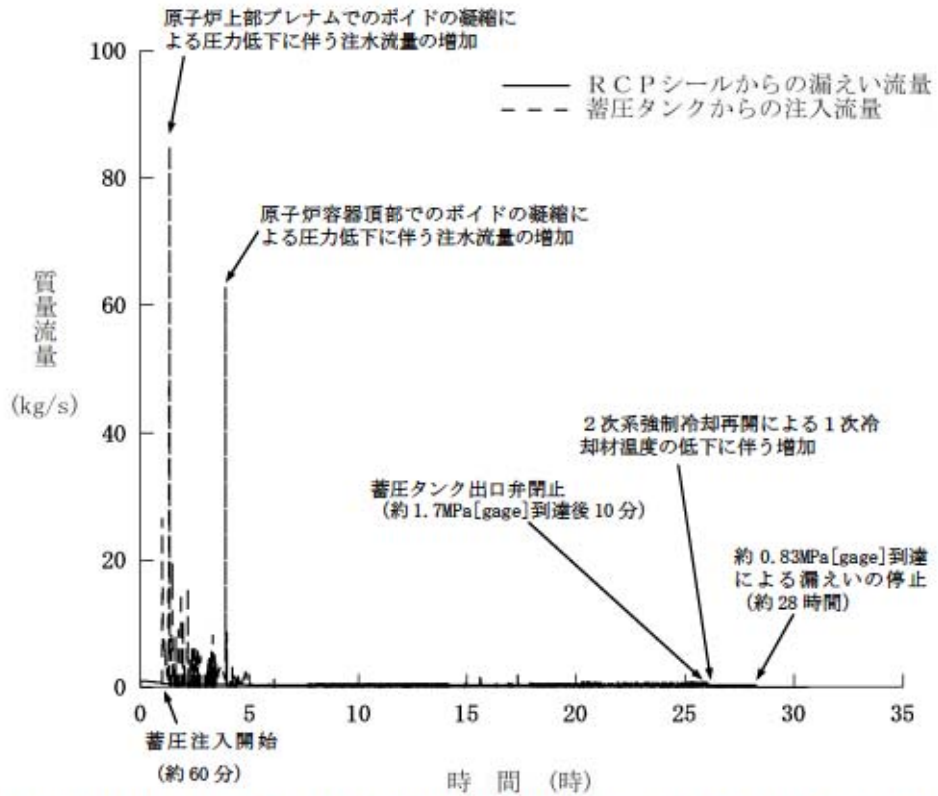
第 7. 1. 2. 28 図 1次冷却材温度の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



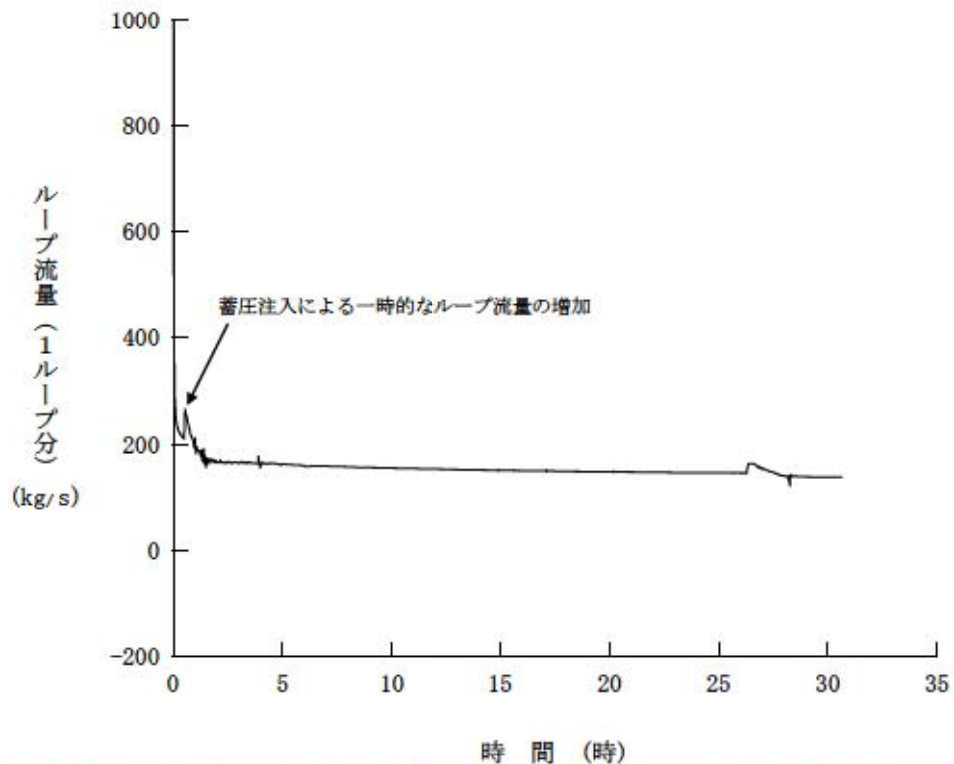
第 7. 1. 2. 29 図 1 次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



第 7. 1. 2. 30 図 漏えい流量と注入流量の積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

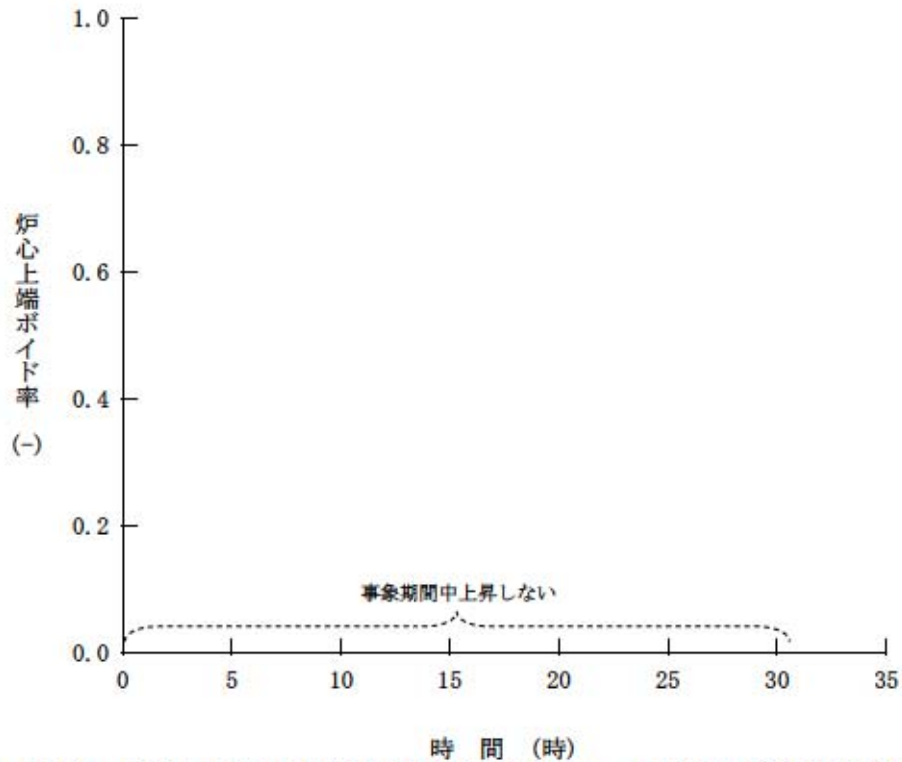


第 7. 1. 2. 31 図 漏えい流量と注入流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

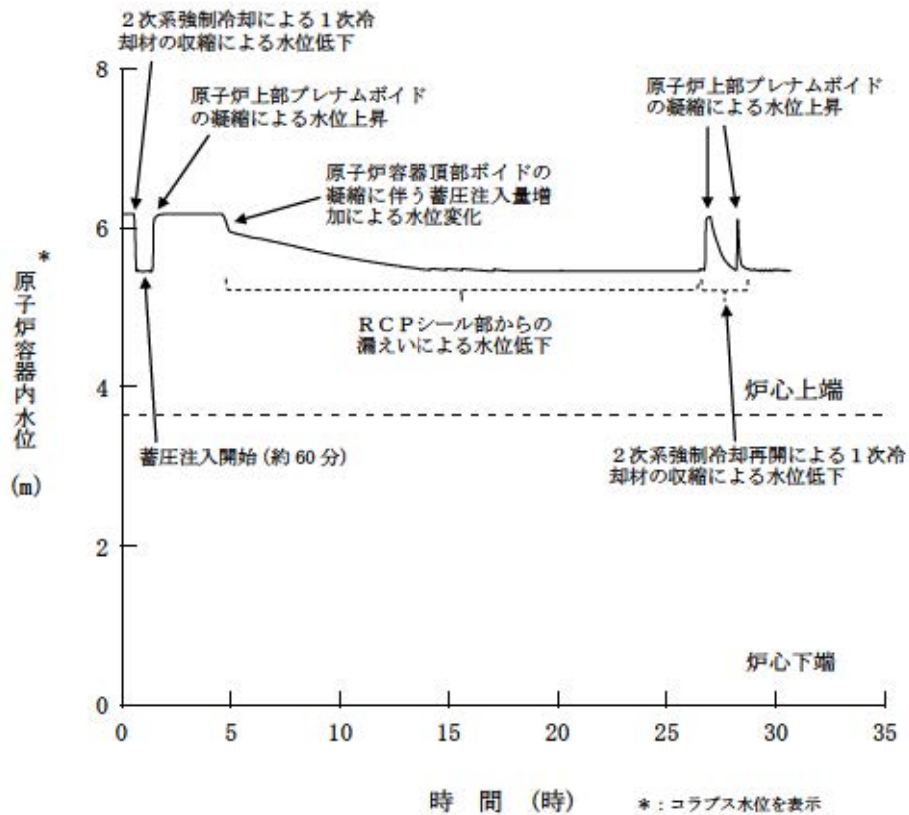


第 7. 1. 2. 32 図 1 次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

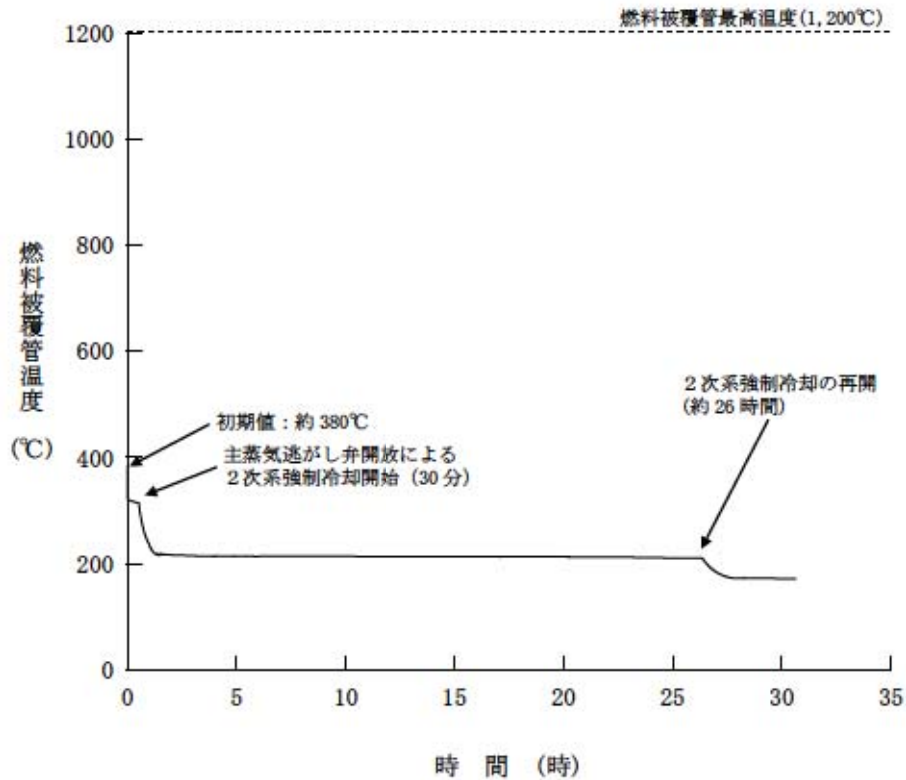




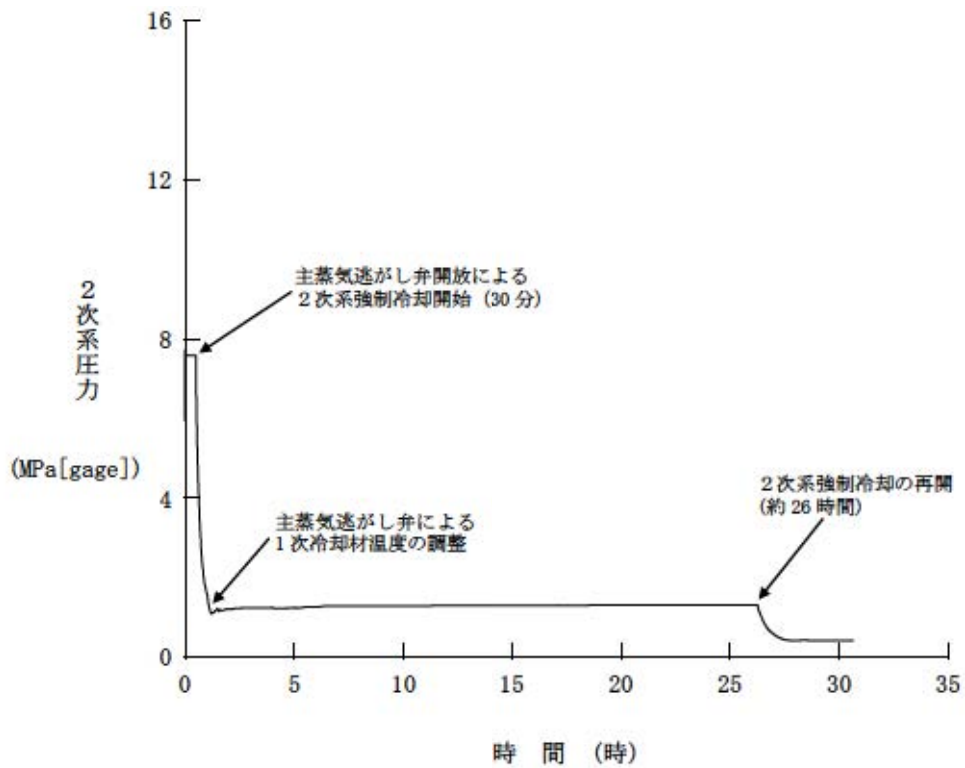
第 7.1.2.33 図 炉心上端ポイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



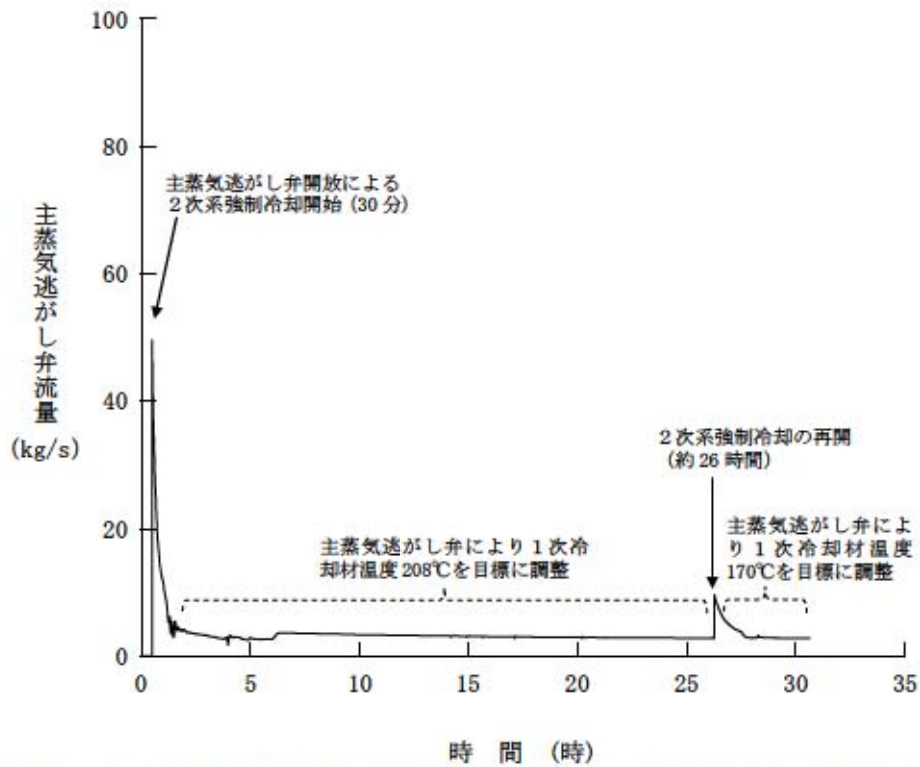
第 7.1.2.34 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



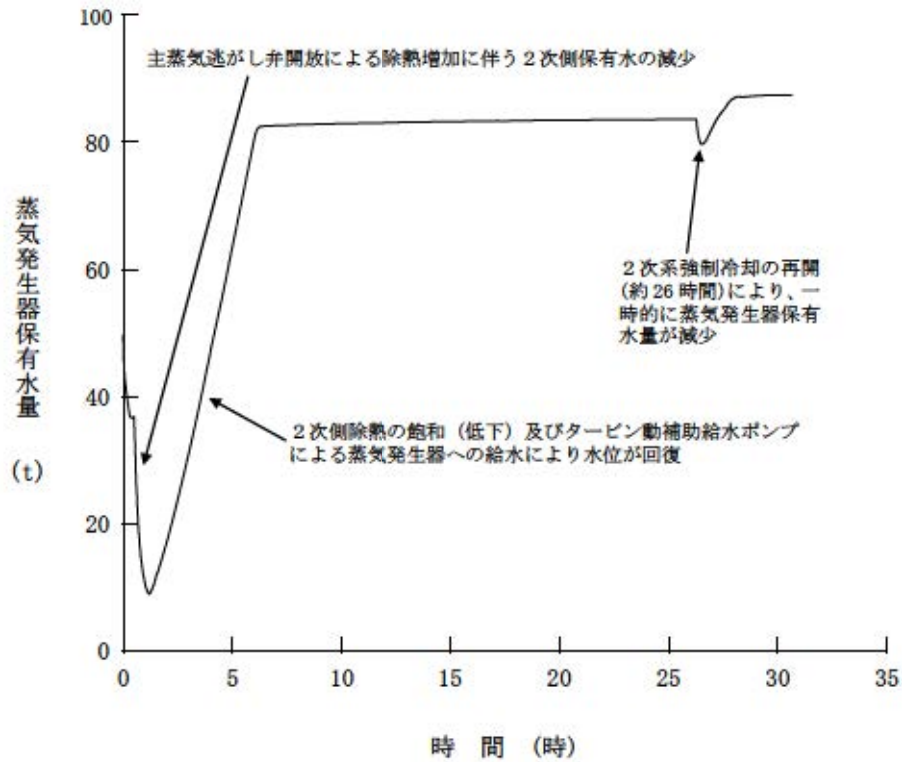
第 7. 1. 2. 35 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



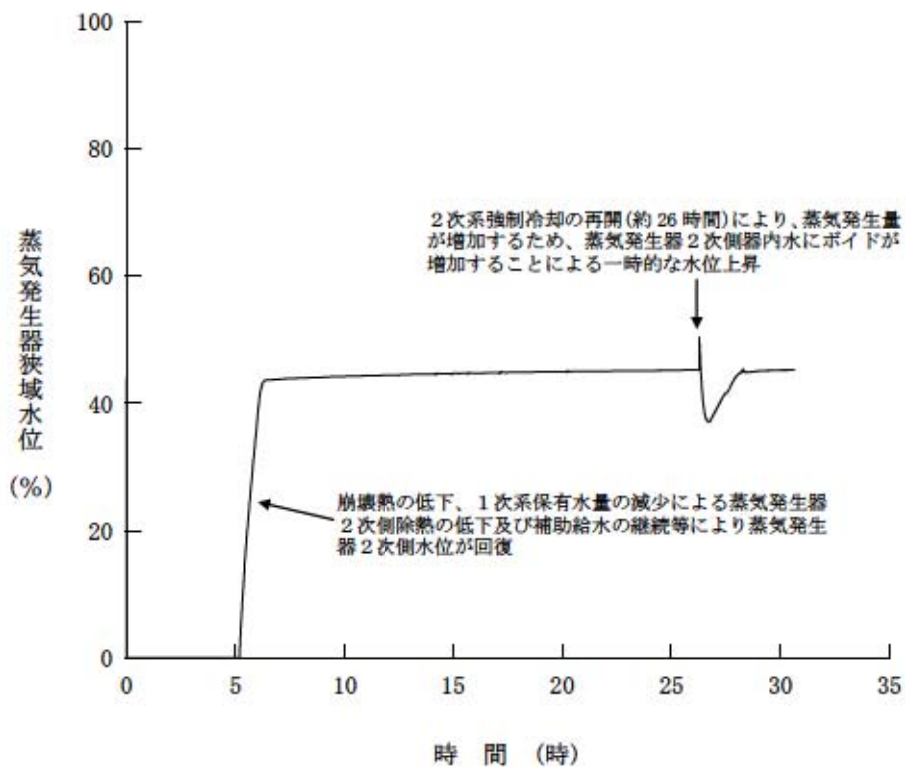
第 7. 1. 2. 36 図 2次系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



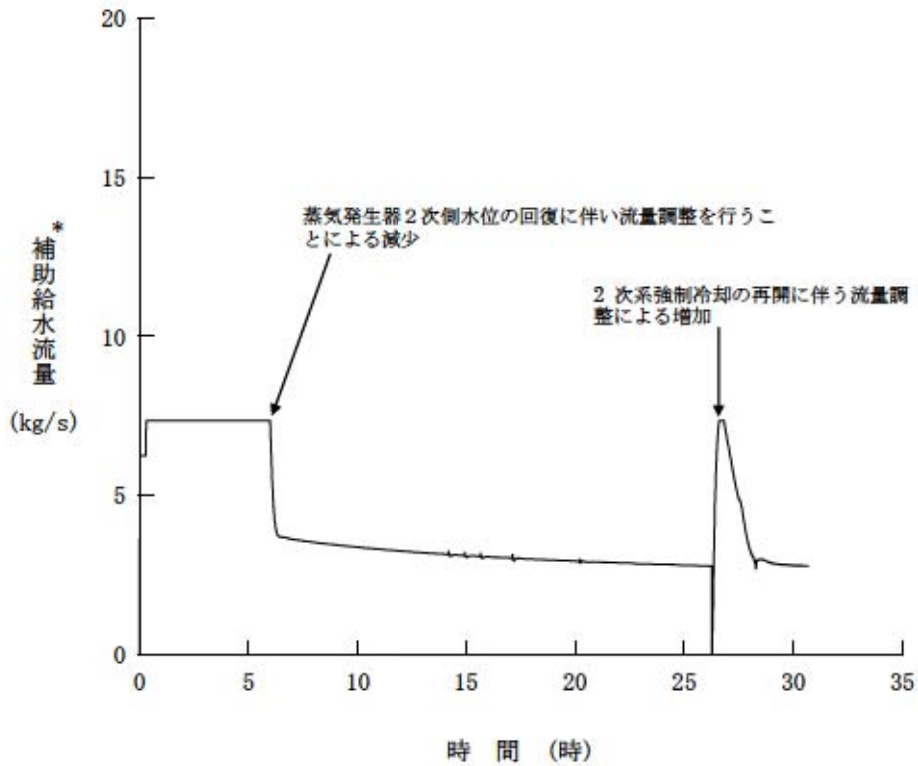
第 7. 1. 2. 37 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



第 7. 1. 2. 38 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

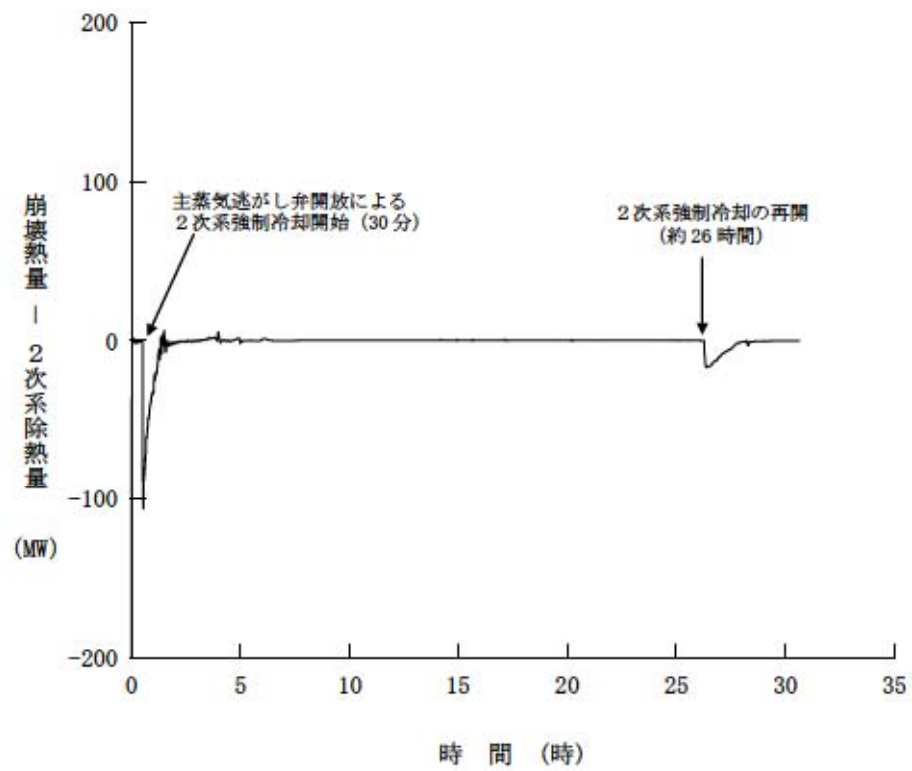


第 7. 1. 2. 39 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

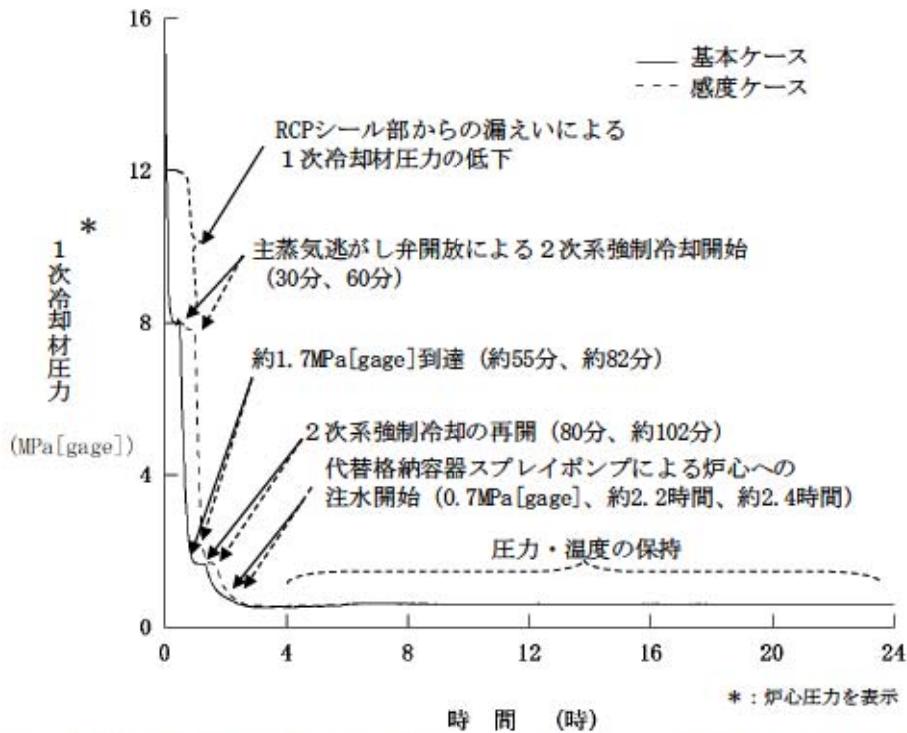


\* : 蒸気発生器1基当たりの補助給水流量

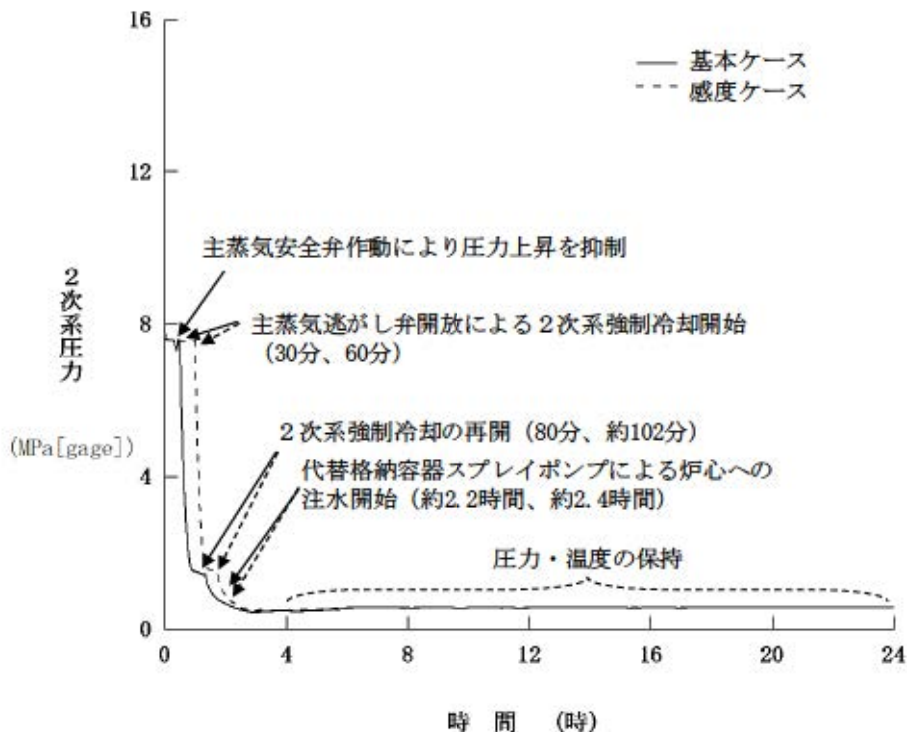
第 7. 1. 2. 40 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



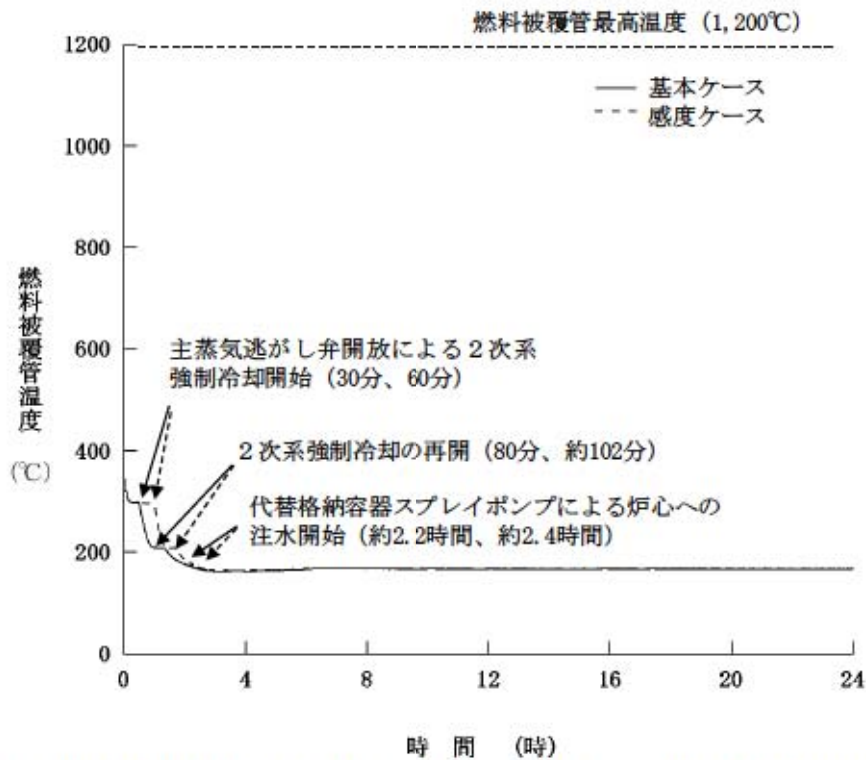
第 7.1.2.41 図 崩壊熱量と 2 次系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



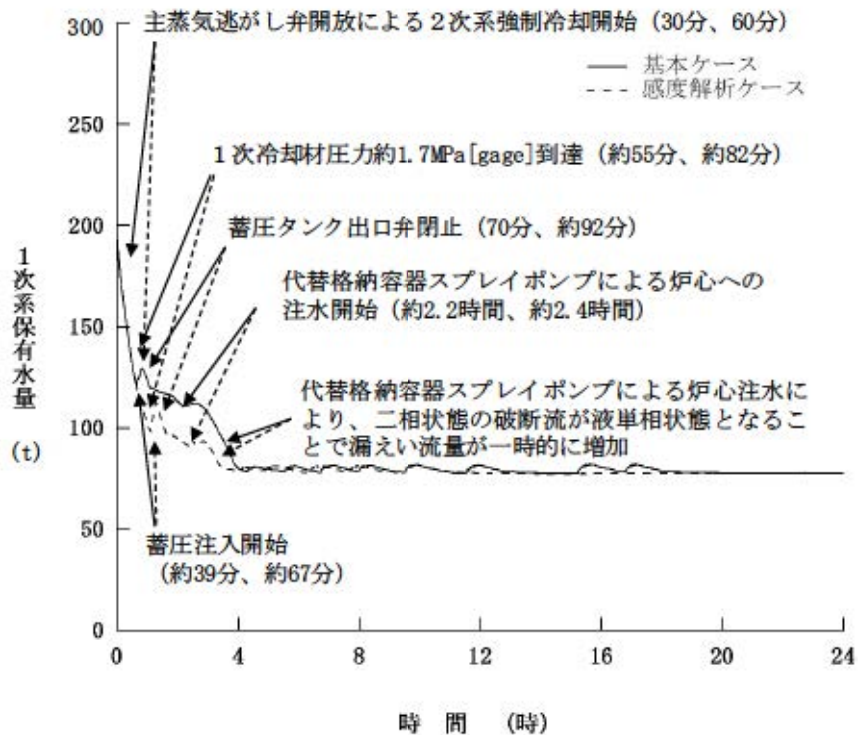
第 7. 1. 2. 42 図 1 次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



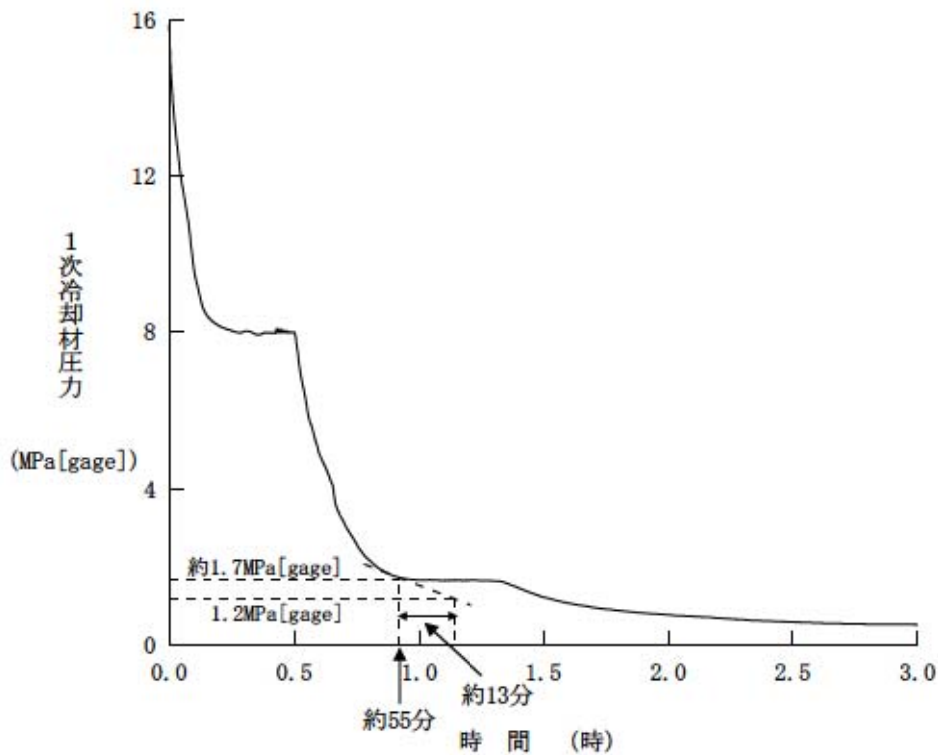
第 7. 1. 2. 43 図 2 次系圧力の推移比較 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



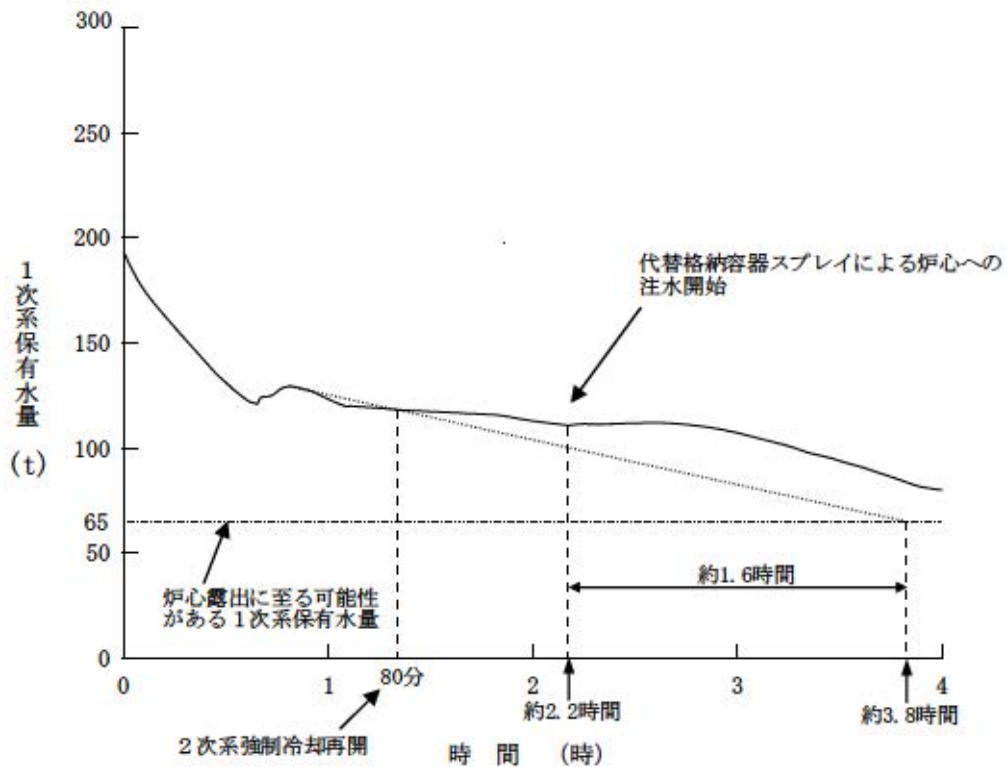
第 7. 1. 2. 44 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



第 7. 1. 2. 45 図 1 次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



第 7.1.2.46 図 1次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認)



第 7.1.2.47 図 1次系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)  
(代替炉心注水操作時間余裕確認)



泊発電所 3 号炉審査資料	
資料番号	SAE712H r. 3. 0
提出年月日	令和3年10月1日

## 泊発電所 3 号炉

### 重大事故等対策の有効性評価 添付資料

令和 3 年 1 0 月  
北海道電力株式会社

## 添付資料目次

### (6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方)

- 添付資料 6.1.1 重大事故等対策の有効性評価における解析入力条件について
- 添付資料 6.2.1 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について
- 添付資料 6.2.2 定期検査工程の概要について
- 添付資料 6.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 添付資料 6.3.2 運転員操作余裕時間に対する解析上の仮定について
- 添付資料 6.3.3 有効性評価における作業と所用時間（タイムチャート）の基本的考え方について
- 添付資料 6.4.1 シビアアクシデント解析に係る当社の関与について
- 添付資料 6.5.1 重大事故等対策の有効性評価の一般データ（事象共通データ）
- 添付資料 6.5.2 原子炉停止機能喪失における有効性評価の初期条件の考え方について
- 添付資料 6.5.3 有効性評価に用いた崩壊熱について
- 添付資料 6.5.4 有効性評価におけるLOCA事象における破断位置の考え方について
- 添付資料 6.5.5 解析に使用する反応度添加曲線について
- 添付資料 6.5.6 加圧器逃がし弁／安全弁及び主蒸気逃がし弁／安全弁作動圧力の設定の考え方について
- 添付資料 6.5.7 使用済燃料ピットの水位低下及び遮へいに関する評価条件について
- 添付資料 6.5.8 3ループ標準値を用いた解析から泊3号炉の個別評価に見直した経緯及び見直しに伴う影響について
- 添付資料 6.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フローについて
- 添付資料 6.7.2 解析コードにおける重要現象の不確かさを確認する際に標準プラントの解析結果を使用することの妥当性について

(7. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)

(7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失)

- 添付資料 7.1.1.1 フィードアンドブリード時の炉心冷却状態の確認について
- 添付資料 7.1.1.2 2次冷却系からの除熱機能喪失における長期対策について
- 添付資料 7.1.1.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件(2次冷却系からの除熱機能喪失)
- 添付資料 7.1.1.4 2次冷却系からの除熱機能喪失における操作開始条件について
- 添付資料 7.1.1.5 「2次冷却系からの除熱機能喪失」の挙動について
- 添付資料 7.1.1.6 「2次冷却系からの除熱機能喪失」における1次系保有水量の収支について
- 添付資料 7.1.1.7 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.1.1.8 安定停止状態について
- 添付資料 7.1.1.9 フィードアンドブリード運転における高温側配管と加圧器サージ管を接続する流路の模擬について
- 添付資料 7.1.1.10 2次冷却系からの除熱機能喪失におけるフィードアンドブリード運転時の高圧注入ポンプ運転台数について
- 添付資料 7.1.1.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(2次冷却系からの除熱機能喪失)
- 添付資料 7.1.1.12 燃料評価結果について

(7.1.2 全交流動力電源喪失)

- 添付資料 7.1.2.1 蒸気発生器細管の健全性に係る初期判断パラメータ
- 添付資料 7.1.2.2 RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響
- 添付資料 7.1.2.3 代替格納容器スプレイポンプの注入先切替え操作及びB-充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注水操作について
- 添付資料 7.1.2.4 2次系強制冷却における温度目標について
- 添付資料 7.1.2.5 蓄電池の給電時間評価
- 添付資料 7.1.2.6 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて
- 添付資料 7.1.2.7 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定につ

		いて
添付資料	7.1.2.8	全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の長期安定確認について
添付資料	7.1.2.9	重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件(全交流動力電源喪失)
添付資料	7.1.2.10	RCPシール部からの漏えい量の設定根拠について
添付資料	7.1.2.11	RCPシール部からの漏えい量による炉心露出への影響
添付資料	7.1.2.12	全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件設定の影響
添付資料	7.1.2.13	全交流動力電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止に関する窒素混入の影響について
添付資料	7.1.2.14	重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
添付資料	7.1.2.15	安定停止状態について①
添付資料	7.1.2.16	安定停止状態について②
添付資料	7.1.2.17	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失)
添付資料	7.1.2.18	全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)の感度解析について
添付資料	7.1.2.19	全交流動力電源喪失時の代替炉心注水操作の時間余裕について
添付資料	7.1.2.20	水源、燃料、電源負荷評価結果について(全交流動力電源喪失)

#### (7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失)

添付資料	7.1.4.1	CV内漏えいにおけるCVサンプル水位上昇の時間遅れの考え方について
添付資料	7.1.4.2	燃料取替用水ピットの補給方法について
添付資料	7.1.4.3	MAAPの大破断LOCAへの適用性について
添付資料	7.1.4.4	重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件(原子炉格納容器の除熱機能喪失)
添付資料	7.1.4.5	重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
添付資料	7.1.4.6	安全停止状態について
添付資料	7.1.4.7	格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去した場合の

#### 事象進展について

- 添付資料 7.1.4.8 原子炉格納容器の除熱機能喪失時における原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍、200℃到達までの時間余裕について
- 添付資料 7.1.4.9 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉格納容器の除熱機能喪失）
- 添付資料 7.1.4.10 原子炉格納容器の除熱機能喪失時における事象初期の応答について

#### (7.1.5 原子炉停止機能喪失)

- 添付資料 7.1.5.1 ATWSにおける炉外核計測装置（NIS）追従性と運転操作について
- 添付資料 7.1.5.2 ATWS事象におけるプラント整定後から事象収束までの運転操作の成立性について
- 添付資料 7.1.5.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（原子炉停止機能喪失）
- 添付資料 7.1.5.4 原子炉停止機能喪失解析に使用する炉心データの取り扱い
- 添付資料 7.1.5.5 「原子炉停止機能喪失」における反応度の評価について
- 添付資料 7.1.5.6 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗）における反応度フィードバックについて
- 添付資料 7.1.5.7 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.1.5.8 安定停止状態について
- 添付資料 7.1.5.9 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）
- 添付資料 7.1.5.10 原子炉停止機能喪失の有効性評価における1次冷却材圧力評価において解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合の影響について
- 添付資料 7.1.5.11 水源、燃料評価結果について（原子炉停止機能喪失）

#### (7.1.6 ECCS注水機能喪失)

- 添付資料 7.1.6.1 「大破断LOCA+低圧注入機能喪失」に対する国内外の先進的な対策について

- 添付資料 7.1.6.2 「大LOCA+低圧注入機能喪失」のシナリオにおいて、炉心損傷防止対策として格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を選択しない理由について
- 添付資料 7.1.6.3 「大破断LOCA+低圧注入失敗」の有効性評価での取扱いについて
- 添付資料 7.1.6.4 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件(ECCS注水機能喪失)
- 添付資料 7.1.6.5 ECCS注水機能喪失時における蓄圧タンクの初期条件設定の影響
- 添付資料 7.1.6.6 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.1.6.7 「ECCS注水機能喪失」における注入水源の水温の影響について
- 添付資料 7.1.6.8 安定停止状態について
- 添付資料 7.1.6.9 ECCS注水機能喪失事象の破断スペクトルについて
- 添付資料 7.1.6.10 ECCS注水機能喪失時における2次系強制冷却機能操作の時間余裕について
- 添付資料 7.1.6.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(ECCS注水機能喪失)

(7.1.7 ECCS再循環機能喪失)

- 添付資料 7.1.7.1 大破断LOCA時における再循環運転不能の判断及びその後の操作の成立性について
- 添付資料 7.1.7.2 「中小破断LOCA+高圧再循環失敗」の取り扱いについて
- 添付資料 7.1.7.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件(ECCS再循環機能喪失)
- 添付資料 7.1.7.4 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.1.7.5 安定停止状態について
- 添付資料 7.1.7.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(ECCS再循環機能喪失)
- 添付資料 7.1.7.7 「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPコードの不確かさについて
- 添付資料 7.1.7.8 ECCS再循環機能喪失時の代替再循環操作の時間余裕について

添付資料 7.1.7.9 ECCS再循環機能喪失時における事象初期の応答について

(7.1.8 格納容器バイパス)

添付資料 7.1.8.1 インターフェイスシステムLOCA時における高圧注入ポンプから充てんポンプへの切替えについて

添付資料 7.1.8.2 破損側SGの隔離操作を実施の際に補助給水の停止操作の妥当性について

添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件(格納容器バイパス)

添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステムLOCA発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について

添付資料 7.1.8.5 インターフェイスシステムLOCA時における蓄圧タンク初期条件設定の影響

添付資料 7.1.8.6 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について

添付資料 7.1.8.7 安定停止状態について①

添付資料 7.1.8.8 蒸気発生器伝熱管破損時における長期炉心冷却について

添付資料 7.1.8.9 蒸気発生器伝熱管破損+破損蒸気発生器隔離失敗時の放射性物質の放出について

添付資料 7.1.8.10 破損SGの違いによる事象収束の違いについて

添付資料 7.1.8.11 安定停止状態について②

添付資料 7.1.8.12 「蒸気発生器伝熱管破損+破損蒸気発生器隔離失敗」における格納容器スプレイの作動について

添付資料 7.1.8.13 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(格納容器バイパス)

添付資料 7.1.8.14 クールダウンアンドリサーキュレーション操作の時間余裕について

添付資料 7.1.8.15 「蒸気発生器伝熱管破損+破損蒸気発生器隔離失敗」における1次系保有水量と加圧器水位について

添付資料 7.1.8.16 格納容器バイパス事象における再循環運転開始水位について

## (7.2 重大事故)

### (7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）)

#### (7.2.1.1 格納容器過圧破損)

- 添付資料 7.2.1.1.1 炉心損傷の判断基準の設定根拠等について
- 添付資料 7.2.1.1.2 原子炉格納容器の水素濃度測定について
- 添付資料 7.2.1.1.3 炉心損傷前後における代替格納容器スプレイポンプの注水先について
- 添付資料 7.2.1.1.4 MAAPコードでの原子炉格納容器モデルについて
- 添付資料 7.2.1.1.5 炉心溶融開始の燃料温度の根拠について
- 添付資料 7.2.1.1.6 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）、溶融炉心・コンクリート相互作用及び原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用）
- 添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気中への放出放射エネルギー評価について
- 添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について
- 添付資料 7.2.1.1.9 原子炉格納容器等へのエアロゾルの沈着効果について
- 添付資料 7.2.1.1.10 スプレイによるエアロゾルの除去速度の設定について
- 添付資料 7.2.1.1.11 原子炉格納容器漏えい率の設定について
- 添付資料 7.2.1.1.12 アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタ除去効率の設定について
- 添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について
- 添付資料 7.2.1.1.14 評価事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.2.1.1.15 Cs-137放出量評価の評価期間について
- 添付資料 7.2.1.1.16 原子炉格納容器内水素処理装置（PAR）による水素処理に伴う発熱に対する原子炉格納容器圧力及び温度への影響について
- 添付資料 7.2.1.1.17 安定状態について
- 添付資料 7.2.1.1.18 溶融炉心・コンクリート相互作用が発生した場合の原子炉格納容器圧力及び温度への影響について
- 添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料 7.2.1.1.20 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素濃度に対する影響について



- 添付資料 7.2.1.1.21 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ時間の感度解析について
- 添付資料 7.2.1.1.22 格納容器過圧破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について
- 添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））
- 添付資料 7.2.1.1.24 水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損）

#### （7.2.1.2 格納容器過温破損）

- 添付資料 7.2.1.2.1 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）及び高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
- 添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について
- 添付資料 7.2.1.2.3 加圧器逃がしタンクの解析上の取り扱いについて
- 添付資料 7.2.1.2.4 評価事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.2.1.2.5 安定状態について
- 添付資料 7.2.1.2.6 加圧器逃がし弁による1次系強制減圧時間の感度解析について
- 添付資料 7.2.1.2.7 格納容器過温破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について
- 添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について
- 添付資料 7.2.1.2.9 炉心損傷後の事故影響緩和操作の考え方について
- 添付資料 7.2.1.2.10 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））
- 添付資料 7.2.1.2.11 水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過温破損）

(7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

- 添付資料 7.2.2.1 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における原子炉格納容器内の溶融炉心の飛散について
- 添付資料 7.2.2.2 蓄圧タンク保持圧力の不確かさの影響評価について
- 添付資料 7.2.2.3 1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍にて停滞する現象について
- 添付資料 7.2.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

(7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

- 添付資料 7.2.3.1 原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の評価について
- 添付資料 7.2.3.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)
- 添付資料 7.2.3.3 JASMINEによる格納容器破損確率の評価について

(7.2.4 水素燃焼)

- 添付資料 7.2.4.1 格納容器スプレイが停止した場合における対応手順について
- 添付資料 7.2.4.2 水素燃焼評価における評価事故シーケンスの選定について
- 添付資料 7.2.4.3 GOTHICにおける水素濃度分布の評価について
- 添付資料 7.2.4.4 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について(水素燃焼)
- 添付資料 7.2.4.5 水の放射線分解等による水素生成について
- 添付資料 7.2.4.6 原子炉格納容器内水素処理装置の性能評価式のGOTHICへの適用について
- 添付資料 7.2.4.7 評価事故シーケンスでの重大事故等対策の概要系統図について
- 添付資料 7.2.4.8 原子炉格納容器内の水素混合について
- 添付資料 7.2.4.9 AICC評価について
- 添付資料 7.2.4.10 安定状態について
- 添付資料 7.2.4.11 溶融炉心・コンクリート相互作用による水素の発生を考

慮した場合の原子炉格納容器内水素濃度について

- 添付資料 7.2.4.12 事象初期に全炉心内の75%のジルコニウム-水反応が生じた場合のドライ水素濃度について
- 添付資料 7.2.4.13 格納容器水素イグナイタの水素濃度低減効果について
- 添付資料 7.2.4.14 格納容器水素イグナイタの原子炉格納容器上部への追加設置
- 添付資料 7.2.4.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（水素燃焼）

（7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用）

- 添付資料 7.2.5.1 格納容器破損防止対策の有効性評価における原子炉下部キャビティ水量及び水位について
- 添付資料 7.2.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（熔融炉心・コンクリート相互作用）
- 添付資料 7.2.5.3 コンクリート侵食の侵食異方性について

（7.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故）

（7.3.1 想定事故1）

- 添付資料 7.3.1.1 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について
- 添付資料 7.3.1.3 安定状態について
- 添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）
- 添付資料 7.3.1.5 燃料評価結果について

（7.3.2 想定事故2）

- 添付資料 7.3.2.1 使用済燃料ピットに接続する冷却系配管の破断時の水位低下量およびサイフォンブレーカの健全性について
- 添付資料 7.3.2.2 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.3.2.3 安定状態について
- 添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

- (7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)
- (7.4.1 崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失))
- 添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について
- 添付資料 7.4.1.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について(崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失))
- 添付資料 7.4.1.3 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について
- 添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について
- 添付資料 7.4.1.6 運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について
- 添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サンプル水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失)
- 添付資料 7.4.1.8 安定状態について
- 添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について
- 添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について
- 添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について
- 添付資料 7.4.1.12 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について(崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失))
- 添付資料 7.4.1.13 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」のM-RELAP5コードの不確かさについて
- 添付資料 7.4.1.14 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時または全交流動力電源喪失時の炉心注水時間の時間余裕について
- 添付資料 7.4.1.15 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失))
- 添付資料 7.4.1.16 水源、燃料評価結果について(崩壊熱除去機能喪失)

#### (7.4.2 全交流動力電源喪失)

- 添付資料 7.4.2.1 運転停止中の全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失時の炉心注水手段
- 添付資料 7.4.2.2 R C Sへの燃料取替用水ピット重力注入について
- 添付資料 7.4.2.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について (全交流動力電源喪失)
- 添付資料 7.4.2.4 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.4.2.5 安定状態について
- 添付資料 7.4.2.6 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について (全交流動力電源喪失)
- 添付資料 7.4.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流動力電源喪失)
- 添付資料 7.4.2.8 水源、燃料、電源負荷評価結果について (全交流動力電源喪失)

#### (7.4.3 原子炉冷却材の流出)

- 添付資料 7.4.3.1 ミッドループ運転中における冷却材流出の想定と対応について
- 添付資料 7.4.3.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について (原子炉冷却材の流出)
- 添付資料 7.4.3.3 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.4.3.4 格納容器再循環サンプル水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について (原子炉冷却材の流出)
- 添付資料 7.4.3.5 安定状態について
- 添付資料 7.4.3.6 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について (原子炉冷却材の流出)
- 添付資料 7.4.3.7 原子炉冷却材の流出時の炉心注水時間の時間余裕について
- 添付資料 7.4.3.8 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (原子炉冷却材の流出)

#### (7.4.4 反応度の誤投入)

- 添付資料 7.4.4.1 R C S ほう酸希釈時の交流電源喪失における反応度事故の懸念について
- 添付資料 7.4.4.2 反応度の誤投入の事象想定について
- 添付資料 7.4.4.3 反応度の誤投入における時間評価及び警報設定値の影響について
- 添付資料 7.4.4.4 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について (反応度の誤投入)
- 添付資料 7.4.4.5 臨界ほう素濃度の設定について
- 添付資料 7.4.4.6 反応度の誤投入における警報設定値の影響について
- 添付資料 7.4.4.7 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料 7.4.4.8 緊急濃縮により事象発生時のほう素濃度に戻すまでの所要時間について
- 添付資料 7.4.4.9 安定状態について
- 添付資料 7.4.4.10 評価条件の不確かさの影響評価について (反応度の誤投入)

#### (7.5 必要な要員及び資源の評価)

- 添付資料 7.5.2.1 重大事故等対策時の確保及び所要時間について
- 添付資料 7.5.2.2 重要事故 (評価事故) シーケンス以外の事故シーケンスの要員の評価について
- 添付資料 7.5.3.1 水源、燃料、電源負荷評価結果について

## 蒸気発生器伝熱管の健全性に係る初期判断パラメータ

事象判別	判断パラメータ	チャンネル数 ( ) 内はPAM	全交流動力 電源喪失時 監視可否	電 源	バックアップ	備 考
蒸気発生器 伝熱管 漏えい	加圧器水位	4 (2)	○	A, B, C, D計装用電源 (A, B計装用電源)	—	PAM以外については、中央制御室での指示に必要なE計装用電源が喪失するため監視不可となる。
	加圧器圧力	4 (0)	×	A, B, C, D 計装用電源	1次冷却材 圧力	
	主蒸気ライン圧力	4/ループ (2/ループ)	○	A, B, C, D計装用電源 (C, D計装用電源)	—	
	蒸気発生器水位 (狭域)	4/ループ (2/ループ)	○	A, B, C, D計装用電源 (A, B計装用電源)	蒸気発生器 水位 (広域)	
	復水器排気ガス モニタ	1	×	E計装用電源	—	
	蒸気発生器ブロー ダウン水モニタ	1	×	E計装用電源	—	
	高感度型主蒸気管 モニタ	1/ループ	×	E計装用電源	—	

## RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の運転員操作等への影響

## 1. RCPシールLOCAが発生する場合としない場合の差異について

RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合との差異としては、以下のとおりである。

RCPシールLOCAが発生する場合については、RCPシール部からの漏えい量が多いため、1次系保有水量は減少するが、蓄圧注入及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水により1次系保有水量を維持することができ、図1及び図2に示すとおり、炉心は冠水している。

RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシール部からの漏えい量が少ないため、蓄圧注入により十分な1次系保有水量を維持することができ、図3及び図4に示すとおり、炉心は冠水している。

本事象に対する炉心冷却は、蒸気発生器を介した2次系強制冷却により実施することから、破断サイズが小さいほど1次系の保有水量が多くなり、炉心冷却の観点で有利な傾向となることが確認できる。

なお、RCPシールLOCAが発生する場合とRCPシールLOCAが発生しない場合の解析上の相違点は、以下の表1に示すとおりであり、解析条件に関連する項目としては、RCPシール部からの漏えい量、電源復旧の取扱い、RCPシール部からの漏えい停止に関する取扱い及び炉心注水の考慮となる。

## 2. RCPシールLOCAが事象進展中に発生した場合の対応操作について

RCPシールLOCAが発生しない場合における短期の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合における短期の対応操作に差異はなく、2次系強制冷却を実施することとなる。

RCPシールLOCAが発生しない場合の事象進展中にRCPシールLOCAが発生した場合には、1次冷却材圧力の低下等によりRCPシールLOCAと判断する。その後、リーク量の増加に伴う圧力低下速度の上昇に対応するために、1次冷却材圧力を共通の目標設定圧力（1.7MPa [gage] 又は0.7MPa [gage]）への整定に向けて、主蒸気逃がし弁開度を絞る等の対応操作をとる。

なお、RCPシールLOCAなしの対応操作とRCPシールLOCAありの対応操作は、長期対策が異なる。

RCPシールLOCAありの場合の長期対策は、高圧再循環運転と格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却であり、その長期対策へ向かって操作対応ができるように手順を整備している。



RCPシールLOCAなしの場合の長期対策は、蒸気発生器による炉心冷却継続である。LOCAが発生していないことによりLOCAありの対応操作よりも時間的余裕\*があり、外部電源の復旧による既設設備の復旧や事故対応の重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）による最終ヒートシンクの復旧を想定した手順として整備している。また、LOCAが発生していないことより、通常の停止操作に移行する手順として整備している。（図5及び図6参照）

※：解析では24時間後に交流電源が復旧することとしているが炉心損傷には至らない。

表1 RCPシールLOCAあり及びRCPシールLOCAなしの解析上の相違点

	RCPシールLOCAあり	RCPシールLOCAなし
RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m <sup>3</sup> /h相当（1台当たり）	定格圧力で約1.5m <sup>3</sup> /h相当（1台当たり）
交流電源確立	事象発生60分後（代替非常用発電機）	事象発生24時間後（代替非常用発電機、外部電源）
漏えい停止圧力	考慮しない	0.83MPa[gage]
代替格納容器スプレイポンプ起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	考慮しない
① 初期のRCS圧力低下量	大きい	小さい
② 1.7MPa[gage]までの到達時間	約55分	約26時間
③ 0.7MPa[gage]までの到達時間	約2.2時間	約31時間

○ RCPシールLOCAが発生する場合

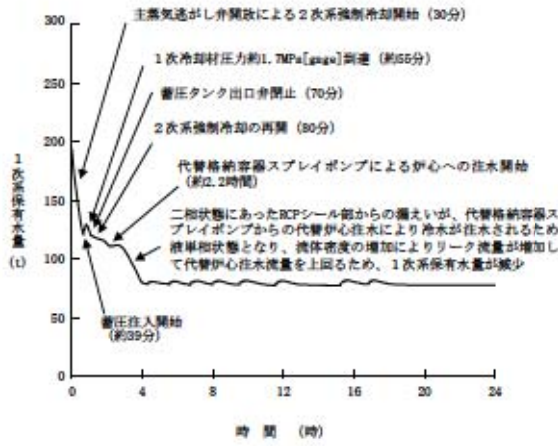


図1 1次系保有水量の推移

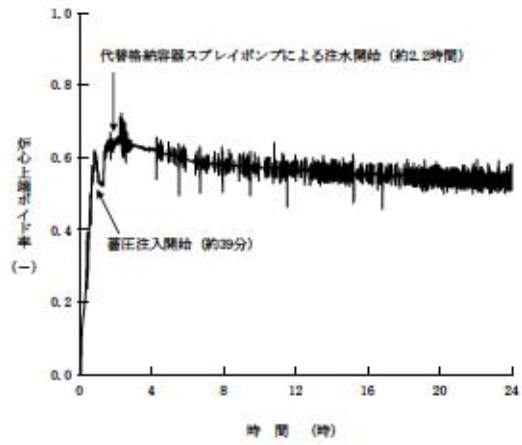


図2 炉心上端ボイド率の推移

○ RCPシールLOCAが発生しない場合

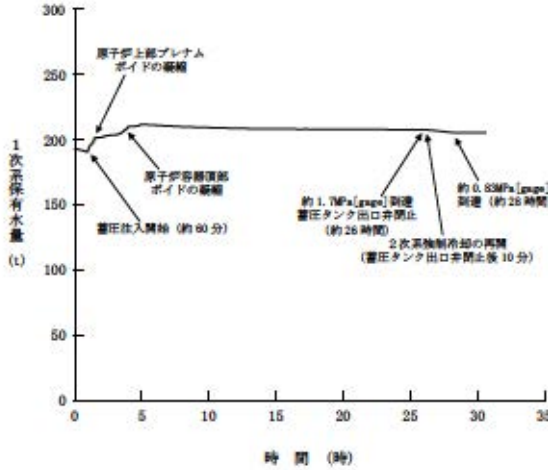


図3 1次系保有水量の推移

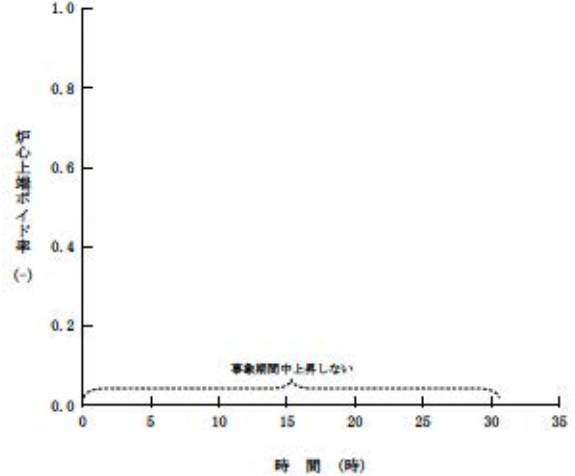


図4 炉心上端ボイド率の推移

○ RCPシールLOCAが発生する場合

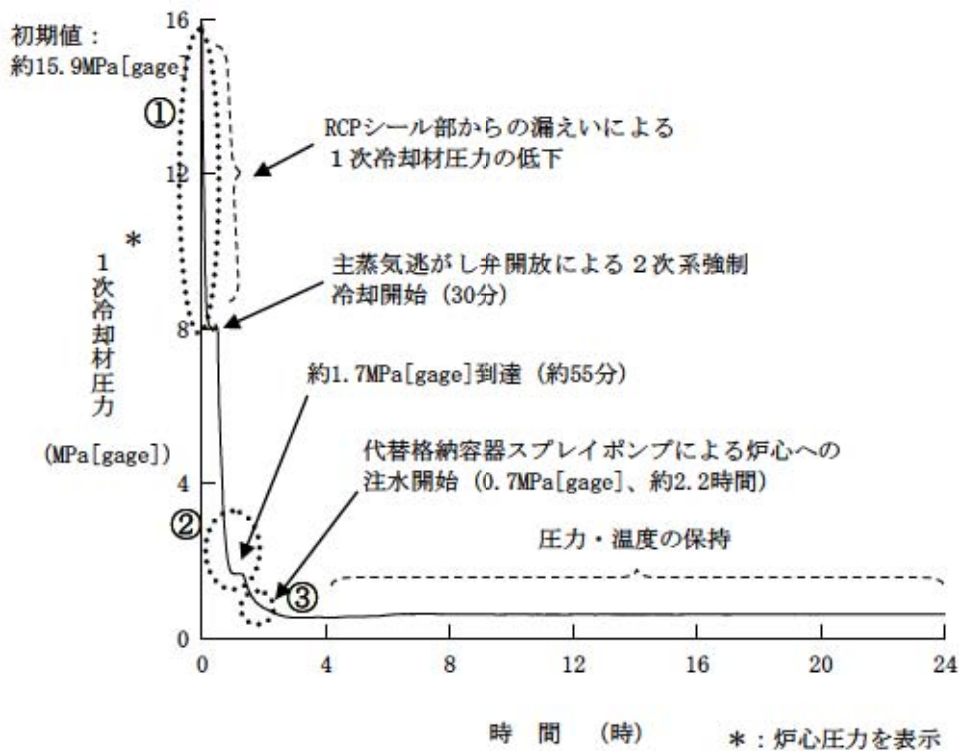


図5 1次冷却材圧力の推移

○ RCPシールLOCAが発生しない場合

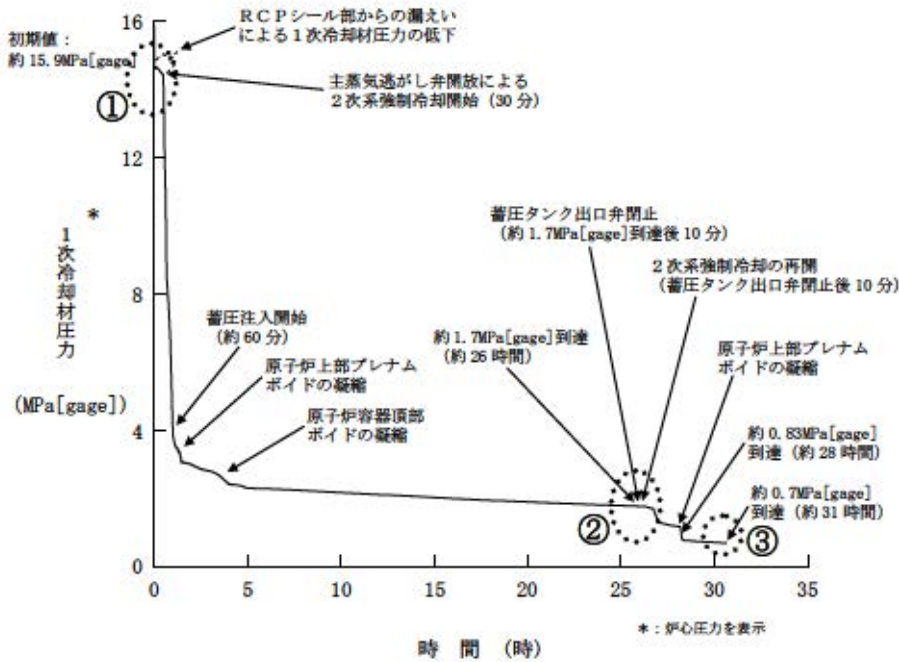


図6 1次冷却材圧力の推移

代替格納容器スプレイポンプの注入先切替え操作及びB-充てんポンプ（自己冷却）による  
代替炉心注水操作について

1. 操作概要

全交流動力電源喪失時において1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施する。

炉心注水を行っている間に炉心出口温度指示 $350^{\circ}\text{C}$ 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B-充てんポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

- (1) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え手順
  - a. 中央制御室及び現場にて代替格納容器スプレイポンプの系統構成（炉心注入）実施する。
  - b. 代替格納容器スプレイポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。
  - c. 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。
  - d. 事象進展により炉心損傷と判断した場合は、代替格納容器スプレイポンプの注入先を炉心注水から格納容器スプレイへ切り替える
    - (a) 中央制御室にてB-格納容器スプレイ冷却器出口C/V外側隔離弁を開弁する。
    - (b) 現場にて代替格納容器スプレイポンプ出口ラインの切替えを行う。
    - (c) 中央制御室にて余熱除去BラインC/V外側隔離弁を閉弁する。
    - (d) 中央制御室にて原子炉格納容器の冷却状態を継続的に監視する。
- (2) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水手順
  - a. 中央制御室及び現場にてB-充てんポンプ（自己冷却）の系統構成実施する。
  - b. 系統構成完了後は、事象進展に備える。
  - c. 炉心損傷を判断した場合は、代替格納容器スプレイポンプの注入先を格納容器スプレイに切替え後、代替炉心注水を開始する。
    - (a) 中央制御室にてB-充てんポンプを起動し、代替炉心注水を開始する。
    - (b) 中央制御室にて炉心の冷却状態を継続的に監視する。

2. 必要要員数及び操作時間

(1) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水

a. 現場

(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成（炉心注水）

必要要員数：2名

操作時間（想定）：30分

操作時間（実績）：27分

(b) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成・起動操作

必要要員数：1名

操作時間（想定）：5分

操作時間（実績）：3分

b. 中央制御室

(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成

必要要員数：1名

操作時間（想定）：5分

操作時間（実績）：3分

(2) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水準備

a. 現場

(a) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成

必要要員数：2名

操作時間（想定）：35分

操作時間（実績）：30分

b. 中央制御室

(a) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成

必要要員数：1名

操作時間（想定）：10分

操作時間（実績）：3分

(3) 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から代替格納容器スプレイへの切替え

a. 現場

(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成

必要要員数：1名

操作時間（想定）：20分

操作時間（実績）：12分

b. 中央制御室

(a) 代替格納容器スプレイポンプ系統構成

必要要員数：1名

操作時間（想定）：5分

操作時間（実績）：2分

(4) B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水

a. 中央制御室

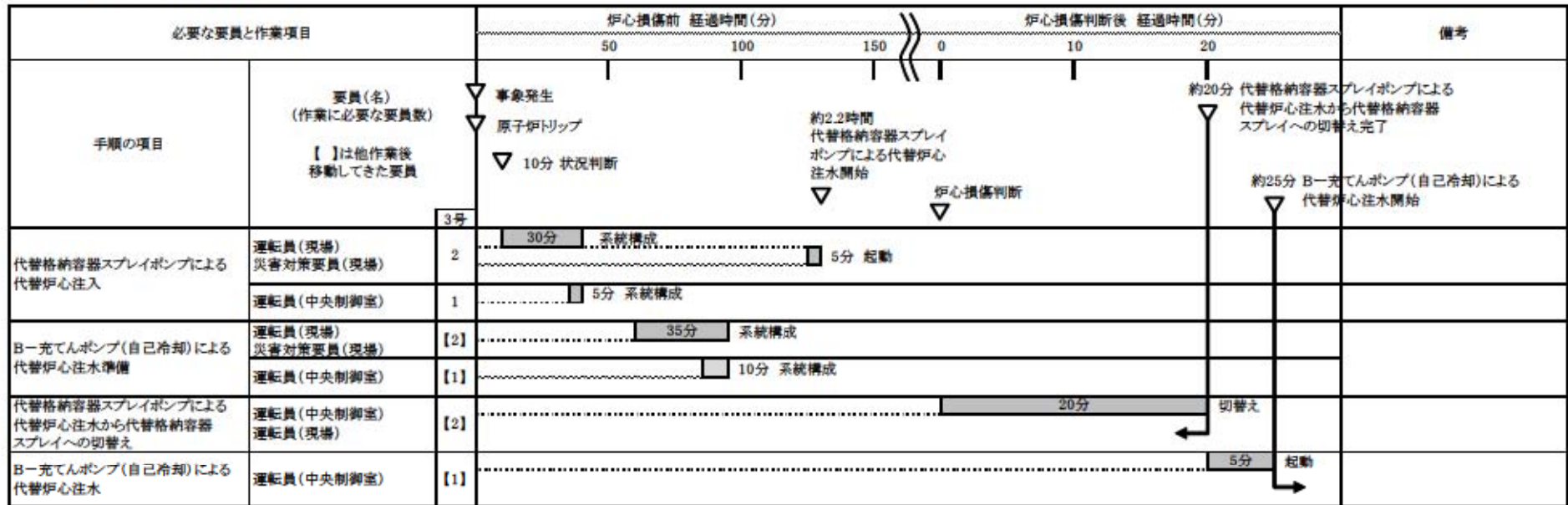
(a) B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成

必要要員数：1名

操作時間（想定）：5分

操作時間（実績）：3分

### 3. 必要な要員と作業項目



## 2次系強制冷却における温度目標について

全交流動力電源喪失時のプラント停止(1次系の減温・減圧)操作は、2次系強制冷却により1次系の減温・減圧を実施する。この際、いくつかの温度状態(208℃及び170℃)にて状態を保持することとしている。これらの目標温度設定の考え方と解析上の取扱を以下にまとめた。

## 1. 2次系強制冷却における温度目標について

全交流動力電源喪失+補機冷却水の喪失事象が発生した際の2次系強制冷却操作に関する1次系温度目標値を208℃としている。

1次系温度の目標を208℃とする理由は、蓄圧タンク出口弁閉止による1次系への窒素ガス混入防止である。蓄圧タンク出口弁閉止圧力は、1次系への窒素ガス混入圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPa[gage]の余裕を考慮した1.7MPa[gage]とし、この飽和温度である約208℃を2次系強制冷却における目標温度としている。これにより、1次冷却材圧力の低下に応じて蓄圧タンク保有水を可能な限り1次系へ注入するとともに窒素ガスの混入を防止する。

主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却を開始した後、1次冷却材温度208℃を目標として当該弁の弁開度を調整して冷却を継続する。解析上の取扱いとしては、1次系高温側配管温度と目標温度である208℃の偏差に基づくPI制御\*により主蒸気逃がし弁の開度調整を行っている。RCPシールLOCAが発生しない場合の解析結果を図1及び図2に示す。また、当該模擬と運転操作の関係について別紙に示す。

## 2. 2次系強制冷却再開後における目標温度170℃について

1.7MPa[gage]の飽和温度である約208℃の状態温度維持し、代替非常用発電機等からの電源供給により蓄圧タンク出口弁を閉止した後、1次系温度170℃を目標として2次系強制冷却を再開する。

2次系強制冷却再開後における1次系温度の目標を170℃とする理由は、以下のとおり。

- ①0.7MPa[gage]の飽和温度である約170℃を目標温度とすることで、RCP封水戻りラインに設置している逃がし弁からの漏えいを停止(吹き止まり圧力0.83MPa[gage])することができる。
- ②1次系と同様に2次系の圧力も0.7MPa[gage]となることから、タービン動補助給水ポンプが継続的に運転することが可能。
- ③170℃は、余熱除去系への接続が可能な温度である(プラントをスムーズに低温停止に移行、維持するためには、余熱除去系を使用した冷却手段を確保する必要がある)。

※：PI制御とは、目標値との偏差に基づき、あるパラメータが目標値を達成する制御のことである。PはProportional、IはIntegralの略であり、それぞれが示すとおり、比例要素と積分要素を組み合わせて制御を行う

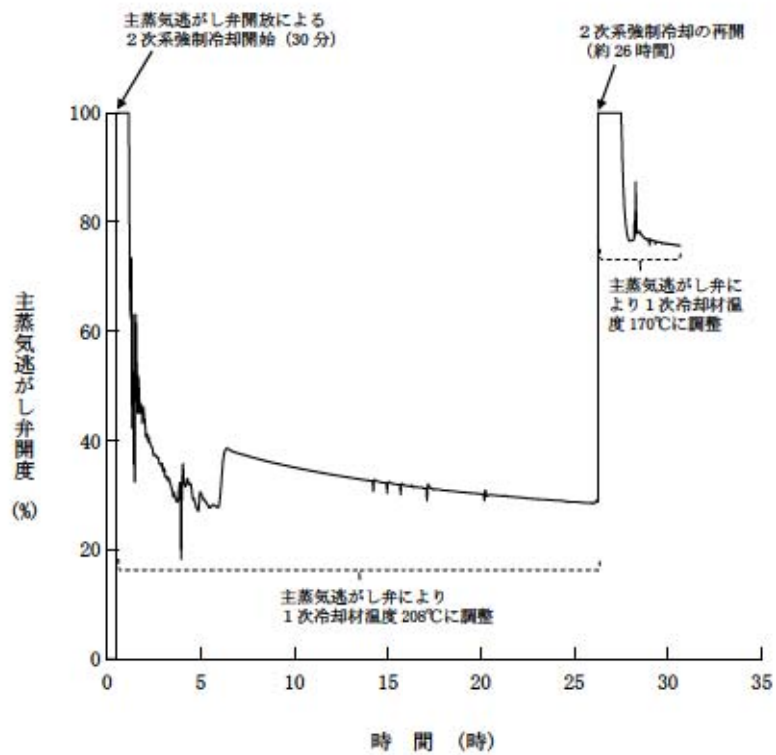


図 1 主蒸気逃がし弁開度の推移

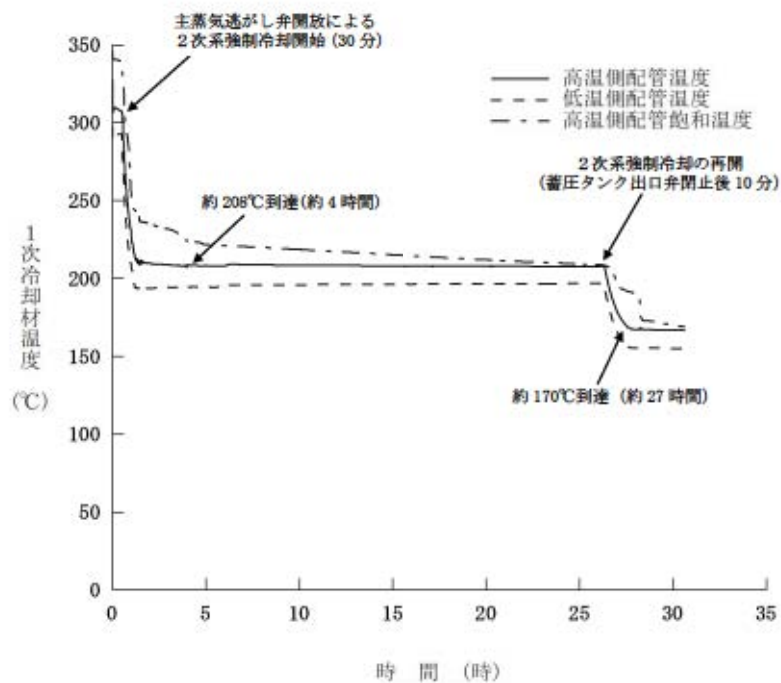


図 2 1次系温度の推移



## 主蒸気逃がし弁の手動操作の解析上の模擬と実際の運転員操作について

## 1. 主蒸気逃がし弁の手動操作の解析上の模擬

運転員による主蒸気逃がし弁の手動操作は、目標温度との偏差や温度の変化に応じて逃がし弁開度の調整を行う。このため、人的操作の模擬をPI制御として解析を実施している。

解析においては、運転員が実施する高温側配管温度と目標温度と温度偏差の大きさに応じた弁開度の調整を比例(P)制御とし、温度偏差の推移状況に対する調整を積分(I)制御として評価を行い、評価の結果から、裕度を持った運転員操作が可能な模擬であり、実際の運転操作の検討等にあたり参考指標とするデータとして十分妥当なものとして判断している。

図3の1次冷却材温度の短期応答に示す通り、事象発生30分後の2次系による強制冷却開始(約310℃)から目標温度(約208℃)付近まで低下するには、1時間以上かかる比較的緩慢な温度挙動である。このため、運転員による主蒸気逃がし弁操作によって容易に目標温度まで減温することが可能であり、また、目標温度到達以降の温度維持も崩壊熱の漸減分に対応する操作となることから調整は容易に行える。したがって、SBO時の収束シナリオに従う運転員操作により、安定な冷却状態へ移行することは十分可能である。

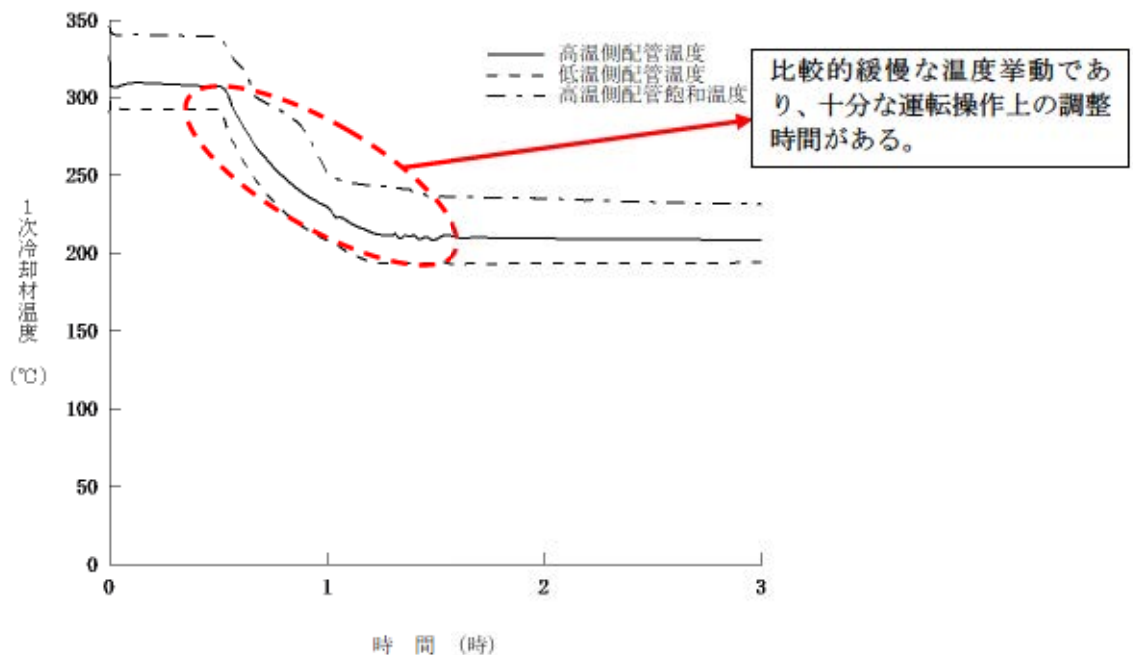


図3 1次系温度の推移（短期応答図）

## 2. 解析評価と運転員操作手順の関連について

解析評価と運転操作手順検討の関連を図4に示す。本図に示すとおり、解析評価および運転手順等の検討にあたっては、解析評価担当と運転手順検討部署間で相互確認を行った上で評価の実施、手順の整備を行っている。

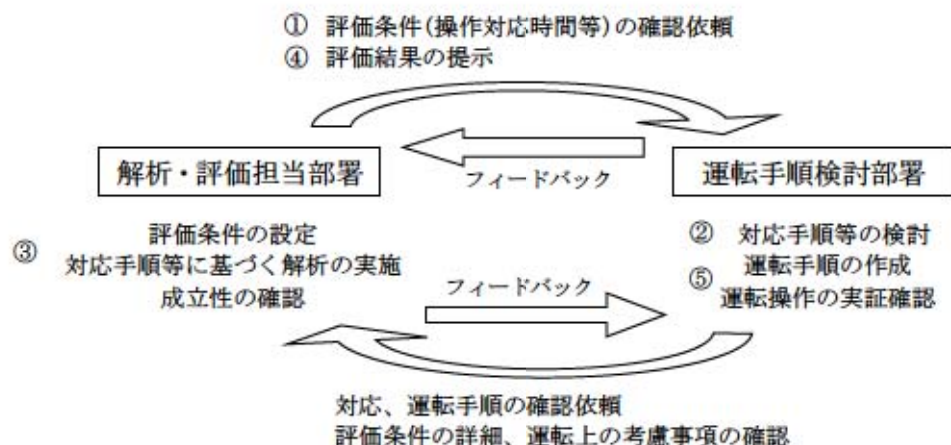


図4 解析評価と運転間で相互確認の概念図

発電所において、新たに制定する運転手順については、解析評価を参考とした上で、中央操作員及び現場操作員が連携したシミュレータにより、確認・検証しながら作成する。

また、運転員は、手順の制定に際し、運転手順の内容に関する教育により、操作目標や挙動等に関する机上学習を実施し、さらに、定期的にシミュレータ訓練を実施することから、本シーケンスにおける主要な運転操作である、主蒸気逃がし弁開度調整操作に伴う1次冷却系の温度、圧力の応答・挙動の確認等を通じ、事故収束に必要な適切な操作の実施が十分可能と判断している。

## 長期にわたり余熱除去系への切り替えが実施できない場合の対応について

原子炉補機冷却水システムの故障継続等により、余熱除去系を使用した冷却手段の確保ができない状況が長引いた場合の、プラントのあり方については、そのときの状況と実施に伴う影響を十分に検討し対応する。

## ●外部電源が確保されていない場合

タービン動補助給水ポンプによる給水と主蒸気逃がし弁による2次系冷却操作により、1次冷却材圧力、温度を0.7MPa[gage]、170°Cの安定した状態に維持し続ける。長期的に崩壊熱の減少に伴い、2次側での圧力を0.7MPa[gage]に維持することが困難な状況となれば、蒸気発生器への給水手段をタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプに切り替える。この給水切替については、補助給水流量等の変動によるプラントへの影響、供給電源システムの信頼性に注意を払うこととなる。外部電源が無い場合、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする代替非常用発電機となるため、万一を考慮してタービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせずバックアップとして待機させる。タービン動補助給水ポンプが使用可能な期間は活用し、放出蒸気を活用した効果的な1次系冷却を保持することとしている。

## ●外部電源が確保された場合

外部電源が復旧すれば、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まることから、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切り替えを検討する。電動補助給水ポンプは、タービン動補助給水ポンプのように2次側の圧力を0.7MPa[gage]に維持する必要がないことから、2次側の圧力をさらに低下させることが可能となり、電動補助給水ポンプによる給水および主蒸気逃がし弁の開放により、可能な範囲で1次系を170°Cよりさらに冷却する。

## ●更なる長期対応

更なる長期対応として、1次系の温度、圧力が安定している状況を確認し、蒸気発生器および主蒸気配管を満水操作し可搬型大型送水ポンプ車による給水と主蒸気管ドレン弁によるフィード&ブリードにより1次系を冷却することにより、低温停止(93°C以下)に移行することができる。

以上

## 蓄電池の給電時間評価

## 1. 評価の概要

泊発電所 3 号機は、設置許可基準第 57 条の常設直流電源設備として、蓄電池（非常用）2 組（A、B）および後備蓄電池 1 組を有している。

後備蓄電池については、重大事故に対処するための主な設備（代替 CV スプレイポンプ、代替再循環設備等）を B 系列に設置していることから、これらの補機操作に必要な操作機器および監視計器への直流電源を極力長期間確保するため、B 系列に接続することとしている。

B 系列については、全交流動力電源喪失（以下、SBO とする。）後 1 時間で中央制御室に隣接する安全系計装盤室、8.5 時間で中央制御室の 1 階下の安全補機開閉器室で不要な負荷切離しを行うこと、更には 13.0 時間後に後備蓄電池を接続することにより 24 時間以上の給電が可能である。

A 系列については、B 系列同様の不要負荷切り離しに加えて、1 時間で安全系計装用インバータ 2 台中 1 台を中央制御室から遠隔操作にて切離しを行うことにより、24 時間以上の給電が可能である。

## 2. 負荷切離しの考え方

表-1 に A、B 系列の直流コントロールセンタにおいて切離す対象の負荷およびその考え方を、表-2 に直流コントロールセンタの下流の計装用インバータにおいて切離す対象の負荷およびその考え方を示す。

切離す直流負荷としては、主に以下を選定している。

- ・ SBO 時に機能喪失する補機の操作に必要な制御機器等  
（非常用ディーゼル発電機、制御用空気圧縮機等の制御盤他）
- ・ SBO への対応に機能が要求されない保護計装等  
（制御用地震計、電気式タービン保安装置、炉外核計測装置（NIS 出力領域）他）
- ・ 他系列または他チャンネルにより代替可能な機能または機器  
（C-計装用インバータ（主に安全保護系Ⅲチャンネルの監視機能）、安全系 FDP（保守用））

図-4 に蓄電池の設置場所、図-5、6 に不要負荷切離し場所を示す。

1 時間での切離しは中央制御室または中央制御室に隣接する安全系計装盤室で、8.5 時間での切離しは中央制御室の 1 階下の安全補機開閉器室で行う。

表-1、2 に示す負荷切離しを実施した場合の蓄電池の給電時間を評価した結果を図-2、3 に示す。

評価の結果、B 系列は既設の蓄電池（非常用）で 13.5 時間、後備蓄電池を 13.0 時間で接続することにより約 27.1 時間、A 系列は B 系列同様の不要負荷に加えて計装用インバータ 1 台を切り離すことにより既設の蓄電池（非常用）で約 25.5 時間の給電が可能である。

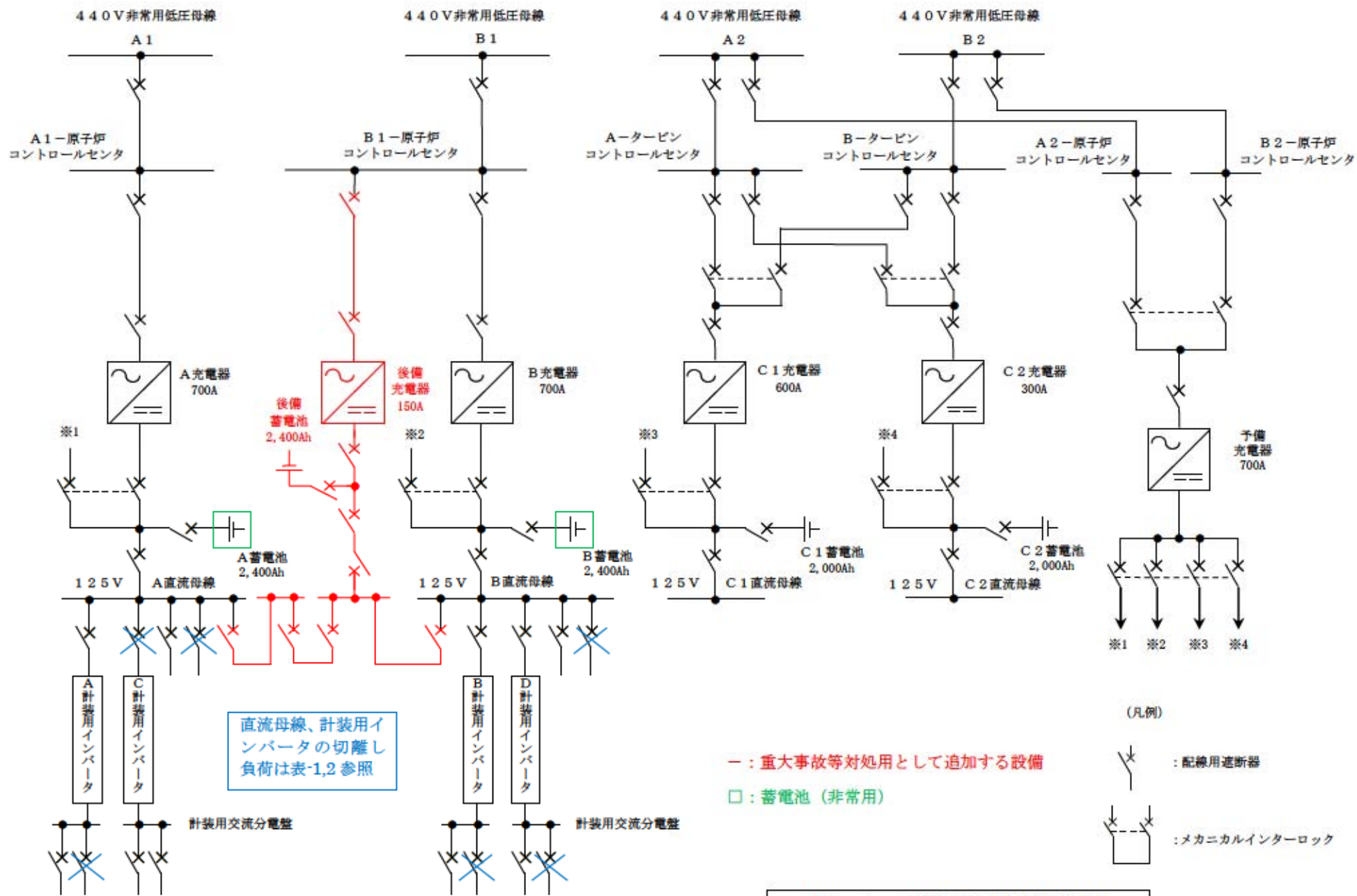


図-1 直流電源単線結線図

表-1 直流コントロールセンタ負荷積み上げ表

(1) A 直流コントロールセンタ (DCA)

負荷名称	負荷電流 (切離し前) (A)	負荷電流 (切離し後) (A)	DCAでの 負荷切離し	備考
3A-補助建屋直流分電盤	11.9	11.9	○	
3A-6.6kVメタクラ	1.6	1.6	○	
3-タービン動補助給水ポンプ起動盤トレンA	2.4	2.4	○	
3A-計装用インバータ	81.0	48.0	△	A計装用インバータの一部負荷を不要負荷として切離し実施 (切離し対象負荷は1-8-5頁「A計装用インバータの負荷切離し対象表」参照)
3C-計装用インバータ	67.0	0.0	×	C計装用インバータ本体を不要負荷として切離し実施
3A-ディーゼル発電機制御盤(発電機盤)	3.4	0.0	×	SBOではDG使用不能であるため不要
3A-ディーゼル発電機制御盤(励磁機盤)	0.1	0.0	×	SBOではDG使用不能であるため不要
3DCA共通電源	0.0	0.0	○	
3-補助給水ポンプ出口流量調節弁盤トレンA	6.9	6.9	○	
3A1-パワーコントロールセンタ	0.1	0.1	○	
3A2-パワーコントロールセンタ	0.3	0.3	○	
合計負荷電流(A)	174.7	71.2	-	

: 1時間で切離し
  : 8.5時間で切離し
  : 一部負荷を1時間または8.5時間で切離し  
 ○ : NFB「入」、× : NFB「切」、△ : 計装用インバータ負荷の一部を下流のNFBにて「切」

## (2) B 直流コントロールセンタ (DCB)

負荷名称	負荷電流 (切離し前) (A)	負荷電流 (切離し後) (A)	DCBでの 負荷切離し	備考
3 B - 補助建屋直流分電盤	23.7	23.7	○	
3 B - 6.6 kVメタクラ	1.6	1.6	○	
3 - タービン動補助給水ポンプ起動盤トレンB	2.4	2.4	○	
3 B - 計装用インバータ	78.0	47.0	△	B 計装用インバータの一部負荷を不要負荷として切離し実施 (切離し対象負荷は1-8-7 頁「B 計装用インバータの負荷切離し対象表」参照)
3 D - 計装用インバータ	79.0	47.0	△	D 計装用インバータの一部負荷を不要負荷として切離し実施 (切離し対象負荷は1-8-8 頁「D 計装用インバータの負荷切離し対象表」参照)
3 B - ディーゼル発電機制御盤 (発電機盤)	3.4	0.0	×	SBO では DG 使用不能であるため不要
3 B - ディーゼル発電機制御盤 (励磁機盤)	0.1	0.0	×	SBO では DG 使用不能であるため不要
3 DCB 共通電源	0.0	0.0	○	
3 - 補助給水ポンプ出口流量調節弁盤トレンB	3.5	3.5	○	
3 B 1 - パワーコントロールセンタ	0.1	0.1	○	
3 B 2 - パワーコントロールセンタ	0.2	0.2	○	
3 B - AM設備直流電源分電盤	6.2	6.2	○	
合計負荷電流 (A)	198.2	131.7	-	

: 8.5 時間で切離し
  : 一部負荷を1時間または8.5 時間で切離し  
 ○ : NFB「入」、× : NFB「切」、△ : 計装用インバータ負荷の一部を下流の NFB にて「切」

表-2 計装用インバータの負荷切離し対象

(1) A計装用インバータ

必要負荷：○、不要負荷：×

負荷名称	入力負荷容量 (VA)	入力負荷容量 (切離し後) (VA)	要否	備考	
3A1計装用交流分電盤	制御用地震計（下部階）	18	0	×	原子炉トリップ信号発信設備であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用地震計（上部階）	15	0	×	
	RCP母線計測盤	152	0	×	SBOではRCPは停止しているため不要
	原子炉安全保護盤N I S計装用	166	166	○	
	DG制御盤	125	0	×	SBOではDG使用不能であるため不要
	空調用冷凍機盤	49	0	×	SBOでは空調用冷凍機の動力電源を喪失しているため不要
	電気式タービン保安装置分電盤	32	0	×	タービントリップ後は不要
	直流コントロールセンター	8	8	○	
	6.6kVメタクラ（電圧計）	—	—	○	
	電圧計	—	—	○	
	AM設備計装用電源切換器盤	—	—	○	
3A2計装用交流分電盤	原子炉安全保護盤	2194	2194	○	
	原子炉安全保護盤N I S制御用	190	190	○	
	工学的安全施設作動盤	916	916	○	SBOでは作動機器電源がないため不要であるが、他の盤との連携のため必要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 1）	1435	1435	○	SBOではGr.1は補助給水流量制御に必要、Gr.2,3は動力電源を喪失しているため不要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 2）	1180	0	×	
	安全系現場制御監視盤（Gr. 3）	1471	0	×	
	安全系マルチプレクサ	318	318	○	
	安全系FDP（3SFOA1）	337	337	○	
	安全系FDP（3SFOA2）	337	337	○	
	安全系FDP（3SFMA1, 2）	568	0	×	定検作業等にて操作、監視に使用する保守用FDPであるため不要
安全系FDP（3SFMA5, 6）	566	0	×		
電圧計	—	—	○		
合計負荷容量（VA）	10077	5901	—		
計装用インバータ負荷電流換算（A）	81	48	—		

：1時間で当該盤にて切離し 8.5時間で計装用交流分電盤にて切離し



## (2) C計装用インバータ

必要負荷：○、不要負荷：×

負荷名称		入力負荷容量 (VA)	入力負荷容量 (切離し後) (VA)	要否	備考
3 C 1 計 装 用 交 流 分 電 盤	制御用地震計 (下部階)	16	0	×	原子炉トリップ信号発信設備であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用地震計 (上部階)	12	0	×	
	RCP母線計測盤	152	0	×	SBOではRCPは停止しているため不要
	原子炉安全保護盤N I S計装用	107	0	×	出力領域のみ監視する盤であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用空気圧縮機盤	51	0	×	SBOでは制御用空気圧縮機の動力電源を喪失しているため不要
	空調用冷凍機盤	45	0	×	SBOでは空調用冷凍機の動力電源を喪失しているため不要
	直流漏電検出器盤	139	0	×	設備保護はNFBで行う、地絡は地絡リレーにて検知可能であるため不要。
	電圧計	—	—	×	分電盤を切離すため不要
3 C 2 計 装 用 交 流 分 電 盤	原子炉安全保護盤	2098	0	×	BトレンにてB、D計装用インバータにより2ch監視可としたことから、Aトレンの1chは不要とした
	原子炉安全保護盤N I S制御用	63	0	×	出力領域のみ監視する盤であり、原子炉トリップ後は不要
	原子炉安全保護盤RMS信号処理用	218	0	×	高レンジエリアモニタはBトレンで監視可能であるため不要
	工学的安全施設作動盤	716	0	×	SBOでは作動機器電源がないため不要
	安全系現場制御監視盤 (Gr. 1)	838	0	×	A計装用インバータより給電されるため不要
	安全系現場制御監視盤 (Gr. 2)	987	0	×	SBOでは対象補機の動力電源を喪失しているため不要
	安全系現場制御監視盤 (Gr. 3)	1340	0	×	
	安全系マルチプレクサ	241	0	×	A計装用インバータより給電されるため不要
	安全系FDP (3SFOA3)	326	0	×	A計装用インバータより給電される安全系FDPが使用できるため不要
	安全系FDP (3SFMA3, 4)	569	0	×	定検作業等にて操作、監視に使用する保守用FDPであるため不要
	安全系FDP (3SFMA7)	338	0	×	
電圧計	—	—	×	分電盤を切離すため不要	
合計負荷容量 (VA)		8256	0	—	
計装用インバータ負荷電流換算 (A)		67	0	—	

：1時間でC計装用インバータ本体を切離し

## (3) B計装用インバータ

必要負荷：○、不要負荷：×

負荷名称		入力負荷容量 (VA)	入力負荷容量 (切離し後) (VA)	要否	備考
3 B 1 計 装 用 交 流 分 電 盤	制御用地震計（下部階）	16	0	×	原子炉トリップ信号発信設備であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用地震計（上部階）	14	0	×	
	RCP母線計測盤	153	0	×	SB0ではRCPは停止しているため不要
	原子炉安全保護盤N I S計装用	153	153	○	
	DG制御盤	128	0	×	SB0ではDG使用不能の想定であるため不要
	空調用冷凍機盤	56	0	×	SB0では空調用冷凍機の動力電源を喪失しているため不要
	電気式タービン保安装置分電盤	33	0	×	タービントリップ後は不要
	直流コントロールセンター	8	8	○	
	6.6kVメタクラ（電圧計）	—	—	○	
	電圧計	—	—	○	
AM設備計装用電源切換器盤	797	797	○		
3 B 2 計 装 用 交 流 分 電 盤	原子炉安全保護盤	2213	2213	○	
	原子炉安全保護盤N I S制御用	165	165	○	
	工学的安全施設作動盤	605	605	○	SB0では作動機器電源がないため不要であるが、他の盤との連携のため必要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 1）	855	855	○	SB0ではGr. 1は補助給水流量制御に必要、Gr. 2, 3は動力電源を喪失しているため不要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 2）	1118	0	×	
	安全系現場制御監視盤（Gr. 3）	1231	0	×	
	安全系マルチプレクサ	267	267	○	
	安全系FDP（3SFOB1）	343	343	○	
	安全系FDP（3SFOB2）	346	346	○	
	安全系FDP（3SFMB1, 2）	572	0	×	定検作業等にて操作、監視に使用する保守用FDPであるため不要
	安全系FDP（3SFMB5, 6）	566	0	×	
電圧計	—	—	○		
合計負荷容量（VA）	9639	5752	—		
計装用インバータ負荷電流換算（A）	78	47	—		

    ：1時間で当該盤にて切離し
     ：8.5時間で計装用交流分電盤にて切離し

## (4) D計装用インバータ

必要負荷：○、不要負荷：×

負荷名称		入力負荷容量 (VA)	入力負荷容量 (切離し後) (VA)	要否	備考
3 D 1 計 装 用 交 流 分 電 盤	制御用地震計（下部階）	16	0	×	原子炉トリップ信号発信設備であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用地震計（上部階）	15	0	×	
	原子炉安全保護盤N I S計装用	112	0	×	出力領域のみ監視する盤であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用空気圧縮機盤	50	0	×	SBOでは制御用空気圧縮機の動力電源を喪失しているため不要
	空調用冷凍機盤	56	0	×	SBOでは空調用冷凍機の動力電源を喪失しているため不要
	直流漏電検出器盤	136	0	×	設備保護はNFBで行う、地絡は地絡リレーにて検知可能であるため不要。
	電圧計	—	—	○	
	CMF対策盤	502	502	○	
3 D 2 計 装 用 交 流 分 電 盤	原子炉安全保護盤	2151	2151	○	
	原子炉安全保護盤N I S制御用	63	0	×	出力領域のみ監視する盤であり、原子炉トリップ後は不要
	原子炉安全保護盤RMS信号処理用	227	227	○	
	工学的安全施設作動盤	806	806	○	SBOでは作動機器電源がないため不要であるが、他の盤との連携のため必要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 1）	990	990	○	SBOではGr. 1は補助給水流量制御に必要、Gr. 2, 3は動力電源を喪失しているため不要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 2）	1134	0	×	
	安全系現場制御監視盤（Gr. 3）	1556	0	×	
	安全系マルチプレクサ	307	307	○	
	安全系FDP（3SFOB3）	345	345	○	
	安全系FDP（3SFMB3, 4）	567	0	×	定検作業等にて操作、監視に使用する保守用FDPであるため不要
	安全系FDP（3SFMB7）	341	0	×	
	電圧計	—	—	○	
	緊急時対策所用ゲートウェイ盤用切換器分電盤	495	495	○	
合計負荷容量（VA）	9869	5823	—		
計装用インバータ負荷電流換算（A）	79	47	—		

: 1時間で当該盤にて切離し
  : 8.5時間で計装用交流分電盤にて切離し

図-2 泊3号機 所内常設蓄電式直流電源による直流電源給電パターン (A直流 C/C 給電)

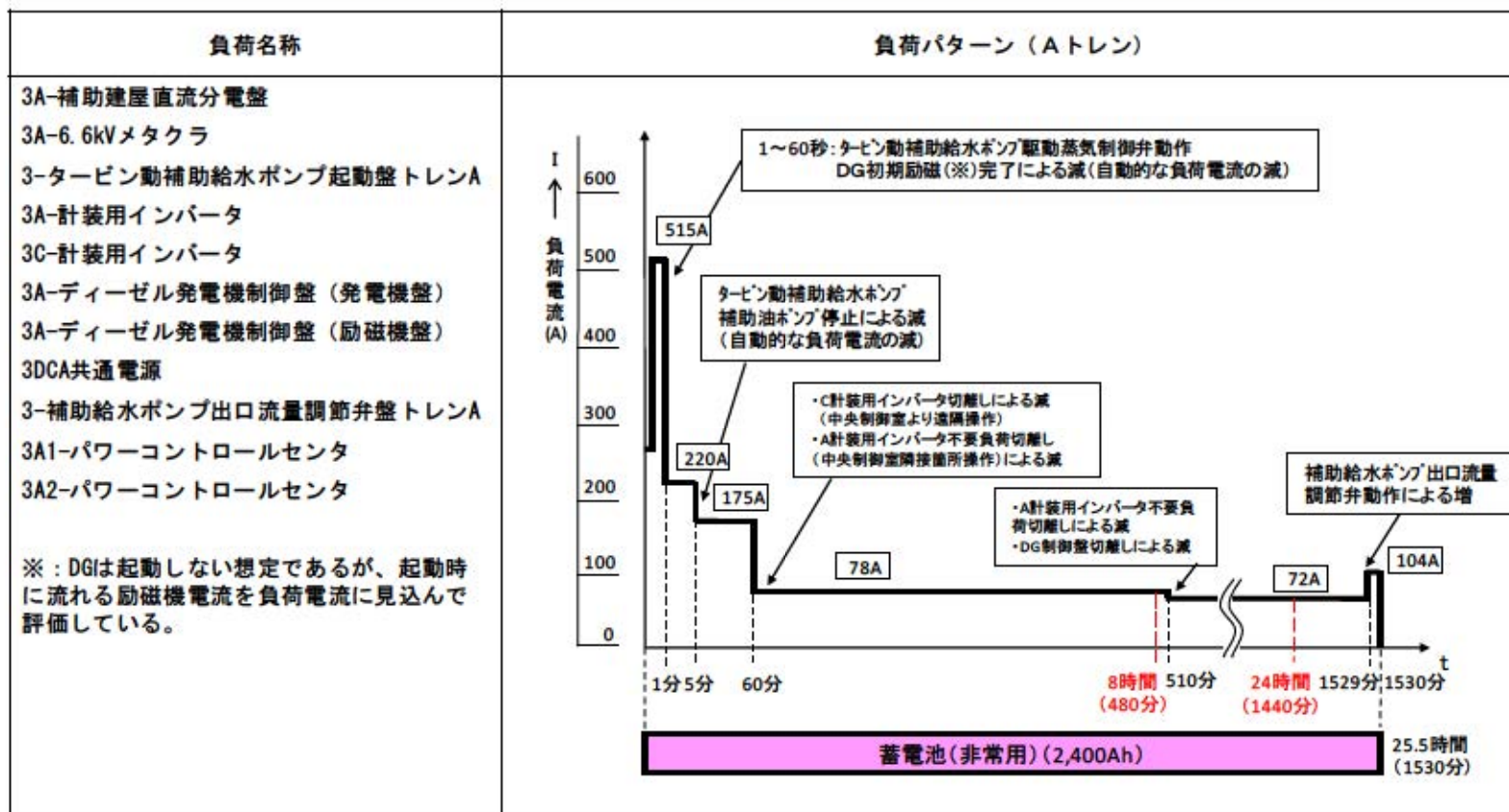
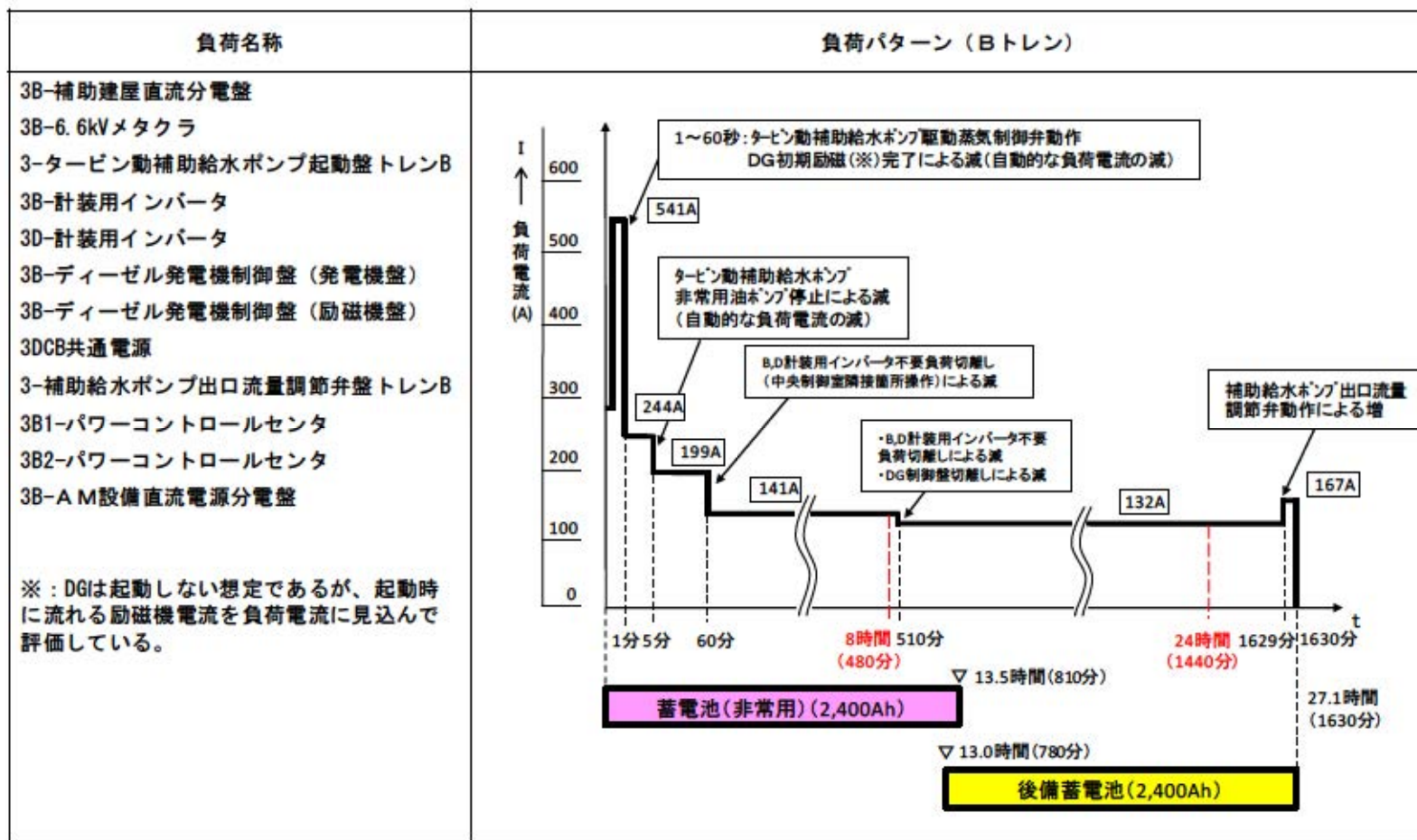


図-3 泊3号機 所内常設蓄電式直流電源による直流電源給電パターン (B直流 C/C 給電)



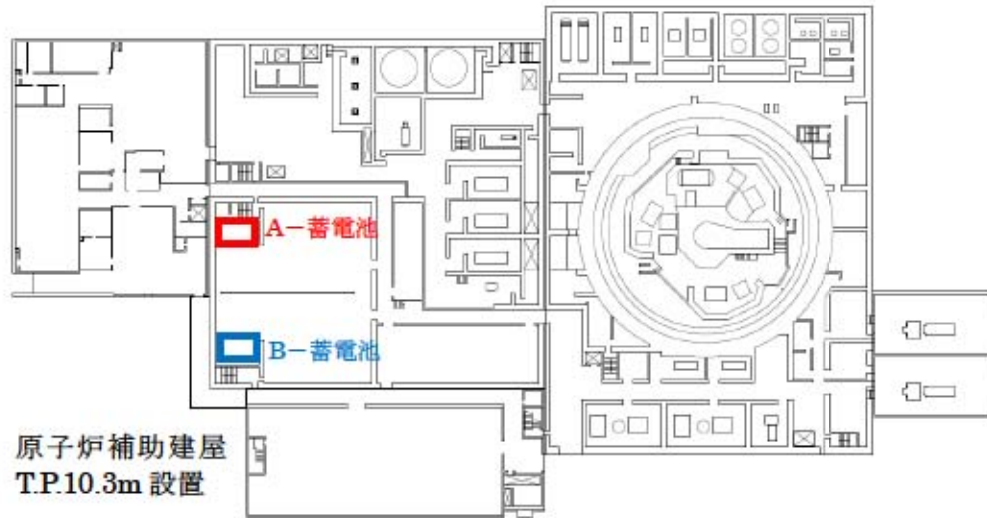
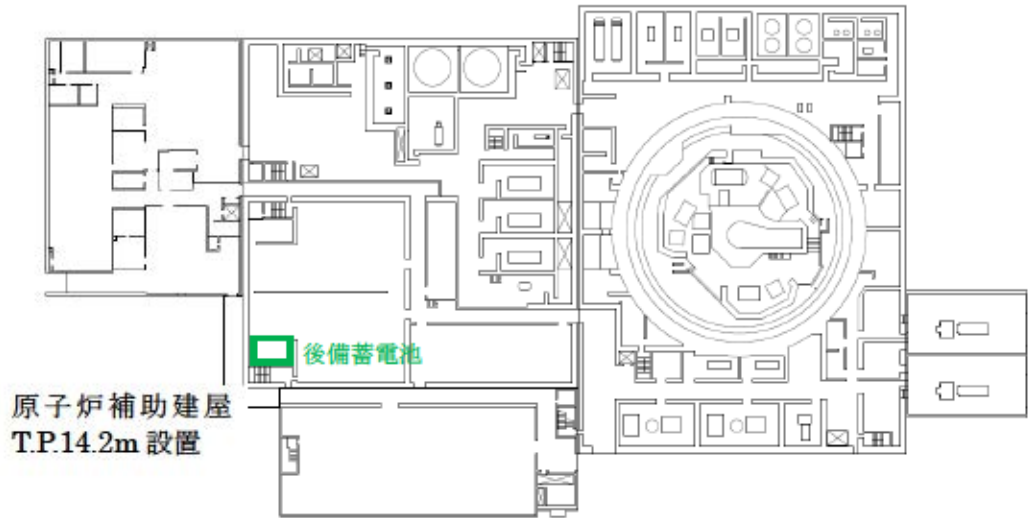


図-4 蓄電池配置図



蓄電池写真



原子炉補助建屋  
T.P.14.2m 設置

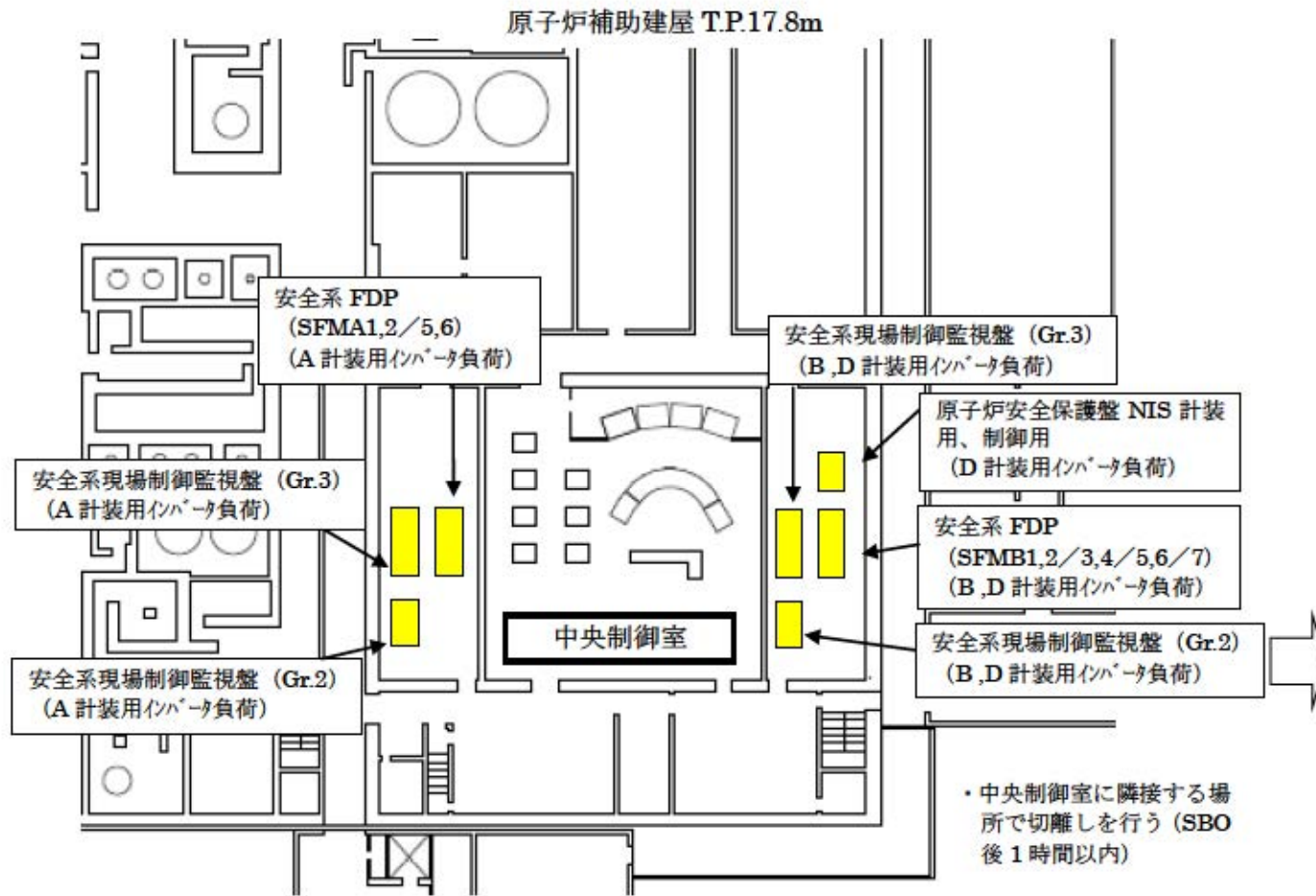
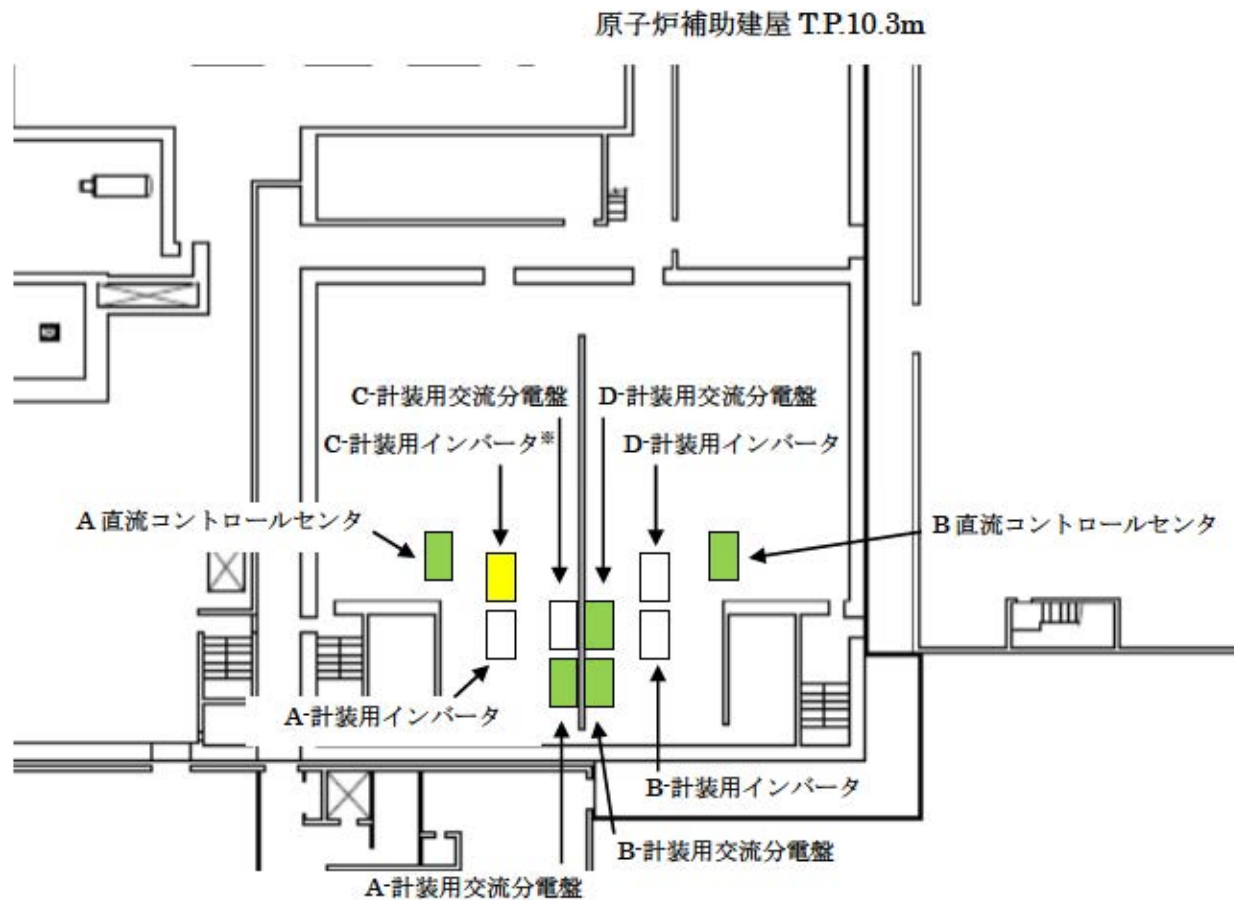


図-5 負荷切離し場所 (原子炉補助建屋 T.P.17.8m)





※：C-計装用インバータを中央制御室から遠隔操作により切離しを行う（SBO 後 1 時間以内）

・SBO 後 8 時間以降に切離す負荷は、中央制御室より 1 階下の原子炉補助建屋 T.P.10.3m 計装用交流分電盤および直流コントロールセンタの NFB を「切」とする。

図-6 負荷切離し場所（原子炉補助建屋 T.P.10.3m）





## 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングについて

## 1. 蓄圧タンク出口弁の閉止タイミングについて

プラント運転中、蓄圧タンクについては気相部が約 4.4MPa[gage]程度のN<sub>2</sub>ガスで加圧されており、出口弁は開状態であり待機状態にある。運転中の1次冷却材圧力は約 15.4MPa[gage]であることから、蓄圧タンクが注入されることはない（逆止弁を設置しており1次系からの逆流もない）。蓄圧タンクは非常用炉心冷却設備の一つであり、事故等で1次冷却材圧力が蓄圧タンク圧力以下となれば、注入が開始される。

外部からの動力を必要としないが、注入量は有限である。その機能が求められる状態が解消すれば出口弁を閉止して蓄圧機能を停止することとなる。特に、蓄圧タンク内の水が全て注入後も出口弁の開状態を継続すると、N<sub>2</sub>ガス（非凝縮性ガス）が1次系内に流入し、1次冷却材ポンプ停止後におけるSG2次側冷却による1次系自然循環が阻害されることとなるため、注入が終了すれば出口弁の閉止が求められる。出口弁を閉止するタイミングは機能要求に合わせて表1のようになる。

表1. 蓄圧タンク出口弁閉止タイミング一覧

蓄圧機能要求	蓄圧タンク出口弁閉止タイミング	事象例 (重大事故等事故シーケンス)	出口弁閉止理由 (設定根拠)	
要求なし	(1) 1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通常停止操作</li> <li>・小LOCA (ECCS正常) (高圧注入により1次冷却材圧力が6.9MPa[gage]以上で維持されECCS停止条件が確立できる事象。蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な漏えい量の少ない1次冷却材喪失。)</li> </ul>	不要注入防止 (制御可能)	
要求あり	安全注入による炉心冷却に期待する場合	(2) 1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止※1	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中破断LOCA + 高圧注入失敗</li> <li>・インターフェイスシステム LOCA</li> </ul>	N <sub>2</sub> 放出防止
要求あり	1次系自然循環冷却による炉心冷却に期待する場合	(3) 1次冷却材圧力 1.7MPa[gage]で閉止※1 (1.2MPa[gage]+余裕 0.5MPa)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流動力電源喪失 + RCPシールLOCAあり</li> <li>・全交流動力電源喪失 (24時間) + RCPシールLOCAなし</li> </ul>	N <sub>2</sub> 放出防止

※1：蓄圧注入速度を考慮して設定。大LOCAのような急速注入時は、断熱変化による器内温度低下を考慮し全量注入確認圧力は低めとし、確実な注入とN<sub>2</sub>放出防止を図る。全交流動力電源喪失時のように、2次系冷却操作により1次冷却材圧力を制御し蓄圧注入をゆっくりと確実に行う場合は、初期温度が保持されることを考慮し、等温変化と考え、高めの確認圧力とし、必要な注入量の確保とN<sub>2</sub>放出防止を図る。

2. 蓄圧タンク出口弁閉止タイミングの設定理由（1次冷却材圧力等）について（表1の解説）

(1) 1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する場合

1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する理由として、不要な注入を防止するため蓄圧タンク圧力約 4.4MPa[gage]に余裕をみた圧力 6.9MPa[gage]にて閉止するよう定めている。1次冷却材圧力 6.9MPa[gage]で閉止する事象は以下のとおり。

- a. 通常停止操作
- b. 小LOCA（ECCS正常）（蓄圧注入を必要とせず事故収束可能な1次冷却材喪失）

なお、小LOCAにおいては、1次系からの漏えい量が少ないことからECCS停止条件確立後、充てんポンプからの注入により1次冷却材圧力が安定するため、蓄圧タンクの注入前に事象が収束する。

(2) 1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する場合

1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する理由として、大LOCA時、1次系からの漏えい量が多いため、蓄圧タンク水は急速に注入される。この場合において、1次系へのN<sub>2</sub>ガス流入防止の観点から、1次冷却材圧力が 0.6MPa[gage]となれば出口弁を閉止する。1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]で閉止する事象は以下のとおり。（0.6MPa[gage]の根拠については、3項参照）

- a. 中破断LOCA+高圧注入失敗
- b. インターフェイスシステムLOCA

(3) 1次冷却材圧力（温度） 1.7MPa[gage]（208℃）で閉止する場合

1次冷却材圧力 1.7MPa[gage]（208℃）にて閉止する理由として、全交流動力電源喪失時（高・低圧注入系が使用不能）、蓄圧注入により一定量のほう酸水注入による反応度補償および、安定した冷却継続のための1次冷却材インベントリを確保する。確実に注水量を確保する観点から早すぎる閉止操作は適切でないこと、一方で1次系へのN<sub>2</sub>ガス流入防止の観点からは、蓄圧タンク注入開始後、適切なタイミングで蓄圧タンク出口弁を閉止する必要がある。したがって、閉止操作を行う1次冷却材圧力は、N<sub>2</sub>ガスが1次系内に流入する圧力約 1.2MPa[gage]に対し、運転操作上の余裕+0.5MPaをみて、1次冷却材圧力（温度）を 1.7MPa[gage]（208℃）としている。（1.7MPa[gage]の根拠については、3項参照）

具体的な操作として、主蒸気逃がし弁による急速冷却により1次系の減温・減圧を行う。やがて蓄圧タンクから注入されるが、電源復旧しなければ出口弁の閉止ができないため、1次冷却材圧力（温度）を 1.7MPa[gage]（208℃）にキープし、電源復旧後、出口弁を閉止する。1次冷却材圧力（温度）を 1.7MPa[gage]（208℃）で閉止する事象は以下のとおり。

- a. 全交流動力電源喪失+RCPシールLOCAあり
- b. 全交流動力電源喪失（24時間）+RCPシールLOCAなし

3. 蓄圧注入後の全量注入確認圧力（蓄圧タンク出口弁閉止圧力（0.6MPa[gage]、1.7MPa[gage]）の考え方について

蓄圧タンク加圧用の内部N<sub>2</sub>ガス放出が生じる圧力は以下の計算式で求められる。

$$P = P_i \times (V_i/V)^\gamma$$

P<sub>i</sub>：初期圧力（MPa）

V<sub>i</sub>：初期気相部体積（m<sup>3</sup>）

P：蓄圧タンク空の圧力（MPa）

V：蓄圧タンク空の気相部体積（m<sup>3</sup>）

γ：ポリトロープ指数（等温変化：1.0 断熱変化：1.4）

全量注入確認は、蓄圧タンク保有水量の 29.0m<sup>3</sup>/基が放出されたときの圧力として確認できる。注入速度によって、適用するポリトロープ指数が異なることから、この点を考慮して出口弁閉止圧力を以下のとおり設定している。

(1) 1次冷却材圧力0.6MPa[gage]で閉止する考え方

大LOCA等のように漏えい量が多く1次冷却材圧力が保持できない場合は、蓄圧タンクの圧力は早い変化であることから、蓄圧タンク内気相部の温度変化は外部の影響を受けないと考えられる。従って温度変化は外部と遮断した状態である断熱変化とみなされ、ポリトロープ指数は、断熱変化：1.4 を使用して計算する。この場合の蓄圧タンク加圧用の内部N<sub>2</sub>ガス放出が生じる圧力は約 0.6MPa となるため、蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力0.6MPa[gage] としている。また、炉心への注入を優先することから操作余裕は考慮しない。

(2) 1次冷却材圧力1.7MPa[gage]で閉止する考え方

全交流動力電源喪失のように高・低圧注入系が使用不能の場合は、2次系冷却操作により1次系の圧力を制御し蓄圧注入を確実に行っていく。このような事象では1次冷却材圧力の低下に応じて、蓄圧タンクの圧力は、ゆっくりとした変化であることから、蓄圧タンク内気相部の温度は外部の影響を受けると考えられる。従って、温度変化は初期温度を保持できる等温変化とみなされ、ポリトロープ指数は、等温変化：1.0 を使用して計算する。この場合の蓄圧タンク加圧用の内部N<sub>2</sub>ガス放出が生じる圧力は、約1.2MPa となる。そこに+0.5MPa（注）の運転操作余裕を持たせ、蓄圧タンク出口弁の閉止は、1次冷却材圧力約1.7MPa[gage] としている。

(注) 運転操作余裕+0.5MPaの妥当性について

閉止操作を行う1次冷却材圧力は、運転操作の余裕をみて設定する必要がある。また、確実に注水量を確保する観点からは、早すぎる閉止操作は適切でない。

## 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水流量の設定について

## 1. はじめに

全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失に重畳して、RCPシールLOCAが発生した場合、1次系の保有水量を確保することで炉心露出を防止する観点から、運転員等による炉心注水操作を実施するにあたっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次系の圧力及び温度の維持を行う、1次冷却材圧力0.7MPa[gage]に到達した後に、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施することとしており、その注水流量の設定の考え方について整理した。

## 2. 設定方法

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における炉心損傷防止対策である、代替格納容器スプレイポンプにおける代替炉心注水流量は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ としており、設置変更許可申請書添付書類十における、小破断LOCA事象の解析において実績のある、小破断ブローダウン解析コード「SATAN-M(Small LOCA)」を用いた確認解析を実施した結果から設定している。

## 3. 確認解析による設定結果

事前に実施した確認解析の結果から、確認解析において炉心露出に至ると想定される時刻(約4時間)に対して、余裕を考慮した時刻(約3時間)における漏えい流量(約 $25\text{m}^3/\text{h}$ )に、さらに余裕(約 $5\text{m}^3/\text{h}$ )を考慮した値として、 $30\text{m}^3/\text{h}$ を設定した。

事前に実施した確認解析における解析条件を表1に、解析結果を図1から図3に示す。

なお、確認解析によって設定した代替炉心注水流量である $30\text{m}^3/\text{h}$ については、重大事故等対策の有効性評価において、炉心損傷の防止が可能であることが確認されていることから妥当な設定である。

表1 主要解析条件

項目	有効性評価	確認解析
解析コード	M-RELAP5	SATAN-M(Small LOCA)
炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	100%(2,652MWt) <sup>※1</sup>
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	15.41MPa[gage] <sup>※1</sup>
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6+2.2℃	302.3℃ <sup>※1</sup>
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	同左
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]	同左
蓄圧タンク保有水量	29.0m <sup>3</sup> /基	同左
RCPからの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約109m <sup>3</sup> /h/台 (480gpm/台)相当となる口径約1.6cm(約 0.6inch)/台(RCP3台合計1.1inch)(事 象発生時からの漏えいを仮定)	同左
代替格納容器スプレイポンプ の原子炉への注水流量	30m <sup>3</sup> /h	考慮しない <sup>※2</sup>
2次系強制冷却開始	事象発生から30分後	同左
1次系温度圧力の保持	1次冷却材温度208℃ (約1.7MPa[gage]到達時)	考慮しない <sup>※2</sup>
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び 代替交流電源確立(60分)から10分後	考慮しない <sup>※2</sup>
2次系強制冷却再開	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	考慮しない <sup>※2</sup>
代替格納容器スプレイポンプ 起動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達 (約2.2時間後)	考慮しない <sup>※2</sup>

※1：炉心露出時間、漏えい流量に十分な余裕を考慮していることから影響は軽微。

※2：炉心露出までの挙動を確認する観点から考慮は不要。

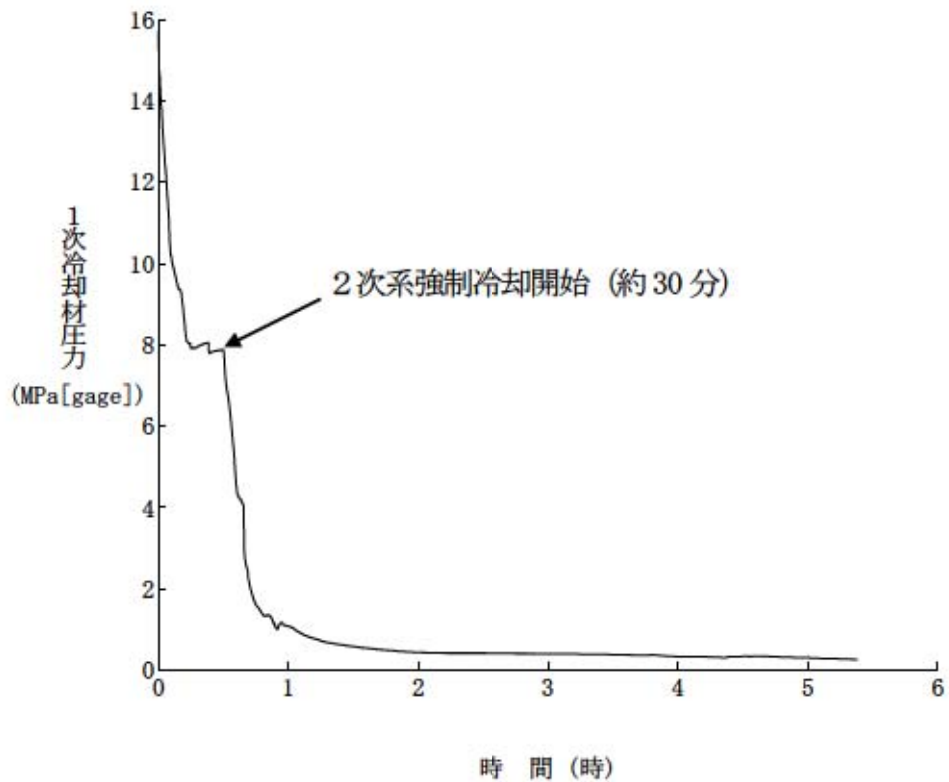


図1 1次冷却材圧力の推移

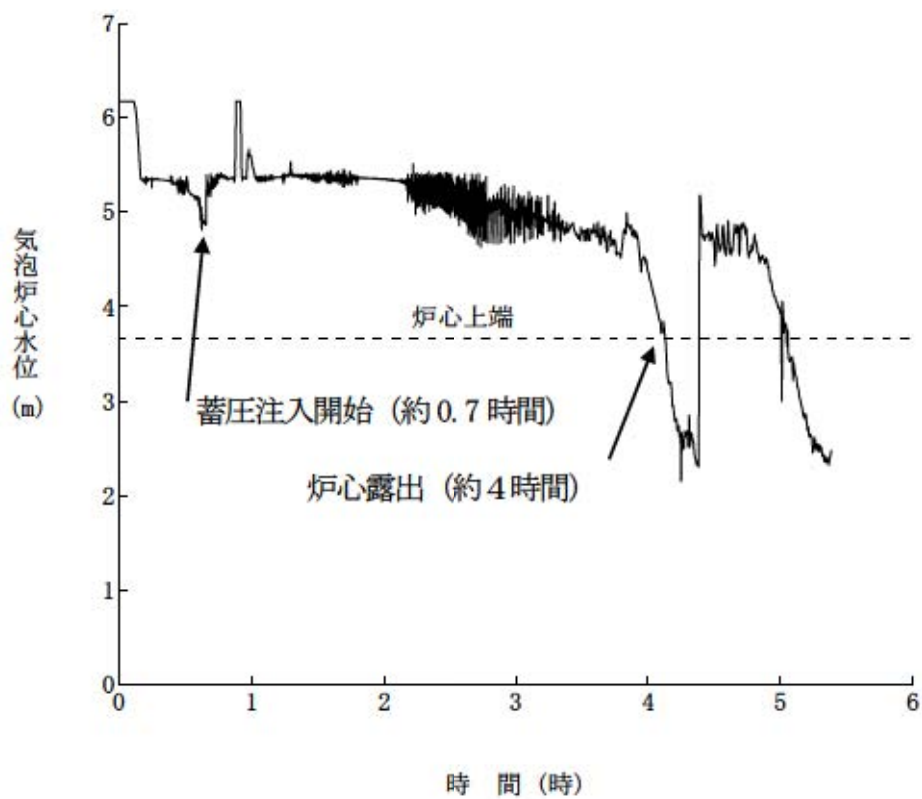


図2 気泡炉心水位の推移

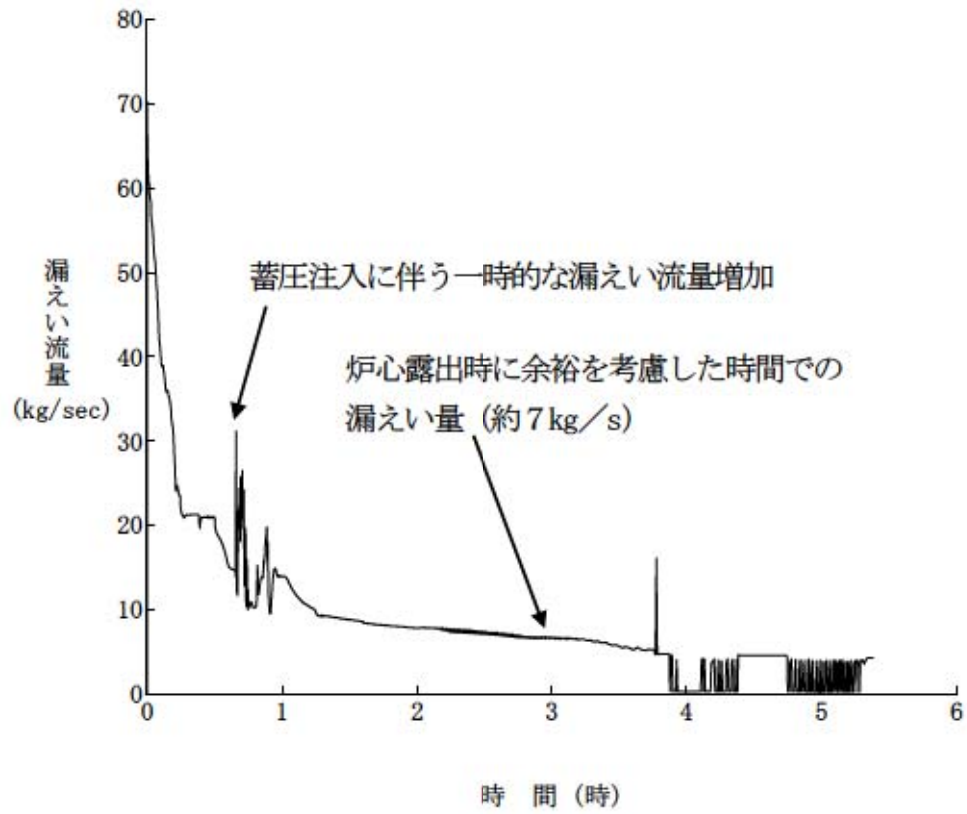


図3 漏えい流量の推移

## 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器圧力及び温度の長期安定確認について

## 1. はじめに

全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）が発生した場合、24時間後には可搬型大型送水ポンプ車から格納容器再循環ユニットへの冷却水通水準備が整い、格納容器再循環ユニットを用いた自然対流冷却が開始され、原子炉格納容器の圧力及び温度が低下する。

上記を確認するため、24時間以降の原子炉格納容器圧力・温度を評価した。

## 2. 確認結果

表1に示す全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）と同様の解析条件のもと評価を実施した。評価結果を図1～図4に示す。

事象発生後24時間以降も原子炉格納容器圧力及び温度は上昇するが、事象発生約81時間後に格納容器再循環ユニットのダクト開放機構作動温度である110℃に到達し、事象発生約229時間後に最高使用圧力に到達する。

他の事故シーケンスと同様に、最高使用圧力到達の30分後から、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を開始した場合、図1及び図2に示すとおり、格納容器内自然対流冷却の効果により、原子炉格納容器圧力及び温度が低下するため、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.566MPa[gage]）・温度（200℃）を上回ることなく、原子炉格納容器圧力及び温度が低下することを確認した。

実態としては、事象発生約81時間後に格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が作動するとともに、それまでに可搬型大型送水ポンプ車による冷却水（海水）通水が実施可能である。よって、事象発生約81時間後の原子炉格納容器雰囲気温度110℃到達時点で格納容器内自然対流冷却を開始した場合、図3及び図4に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度は最高使用圧力及び最高使用温度を上回ることはなく、原子炉格納容器圧力及び温度が低下することを確認した。



表1 主要解析条件一覧 (1/2)

項目	申請書解析	長期解析		ガイドへの適合状況	条件設定の考え方
		確認解析1	確認解析2		
解析コード	M-RELAP5/COCO	MAAP*	MAAP*	審査ガイド2.2.1(2)「実験等を基に検証されたモデル」	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド変化、気液分離・対向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。
炉心熱出力 (初期)	100%(2,652MWt)×1.02	同左	同左	審査ガイド2.2.1.(1)「保守的な仮定及び条件の適用を否定するものではない」	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	同左	同左	同上	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから、厳しい設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6+2.2℃	同左	同左	同上	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから、厳しい設定。
RCPからの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約109m <sup>3</sup> /h/台(480gpm)相当となる口径約1.6cm(約0.6インチ)/台(事象発生時からの漏えいを仮定)	同左	同左	審査ガイド2.2.3(2)b) iii 「全交流動力電源喪失に伴うサーマルバリアの冷却機能及びシール水注水機能喪失を仮定した漏えい」	米国NRCにて、保守的な漏えい率とされ、評価で使用されている値を使用。国内のRCPとNRCで評価された米国製RCPとで、漏えい量を決定する流路構造が同等であること及び臨界流モデルで評価した国内製RCPシールからの漏えい率が米国評価の使用値よりさらに小さいことを確認していることより、保守的な設定。
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	同左	同左	審査ガイド2.2.1.(1)「保守的な仮定及び条件の適用を否定するものではない」	17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮している。
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	同左	同左	同上	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
蓄圧タンク保有水量	29.0m <sup>3</sup> /基 (最小保有水量)	同左	同左	審査ガイド2.2.3 a 「設備の容量は設計値を使用する」	最小の保有水量を設定。
代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	30m <sup>3</sup> /h	同左	同左	審査ガイド2.2.2(5)b 「重大事故等対処設備の作動条件等を設計仕様に基づき設定する」	想定する流出流量に対して、1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点で炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。

\*：EPRIによって開発されたコード

表1 主要解析条件一覧(2/2)

項目	申請書解析	長期解析		ガイドへの適合状況	条件設定の考え方
		確認解析1	確認解析2		
2次系強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	事象発生から30分後	同左	同左	審査ガイド2.2.2(5)a.(c)「現場での操作時間については、訓練実績等に基づき設定する」	運転員等操作時間として、事象発生の検知・判断に10分、主蒸気逃がし弁の現地開操作に20分を想定して設定。
1次系温度圧力の保持	1次冷却材温度208℃ (約1.7MPa[gage]到達時) 及び 1次冷却材温度170℃ (約0.7MPa[gage]到達時)	同左	同左	審査ガイド2.2.2(5)f「炉心損傷防止対策に関連する操作手順の妥当性を示す」	208℃については、蓄圧タンクから1次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達 及び代替交流電源確立(60分)から 10分後	同左	同左	同上	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知・判断に10分を想定し設定。
2次系強制冷却再開 (主蒸気逃がし弁開)	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	同左	同左	同上	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
代替格納容器スプレイポンプ 作動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時	同左	同左	同上	運転員等による代替炉心注水操作を実施するにあたっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次系の温度及び圧力の維持を行う圧力である0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。
格納容器再循環ユニット	模擬していない	2基 1基あたりの 除熱特性 (100℃～約 155℃、 約3.6MW～約 6.5MW)	同左	審査ガイド2.2.2(5)b「重大事故等 対処設備の作動条件等を設計仕様 に基づき設定する」	格納容器再循環ユニット除熱特性の設計値として設定。
格納容器自然対流冷却開始	模擬していない	格納容器最高 使用圧力到達 +30分	格納容器内温 度110℃到達	審査ガイド2.2.2(5)a.(c)「現場での操作時間については、訓練実績等に基づき設定する」	運転員操作余裕時間として設定。
原子炉格納容器自由体積	65,500m <sup>3</sup>	同左	同左	審査ガイド2.2.1.(1)「保守的な仮定及び条件の適用を否定するものではない」	評価結果を厳しくするように、設計値に基づき小さめの値を設定。

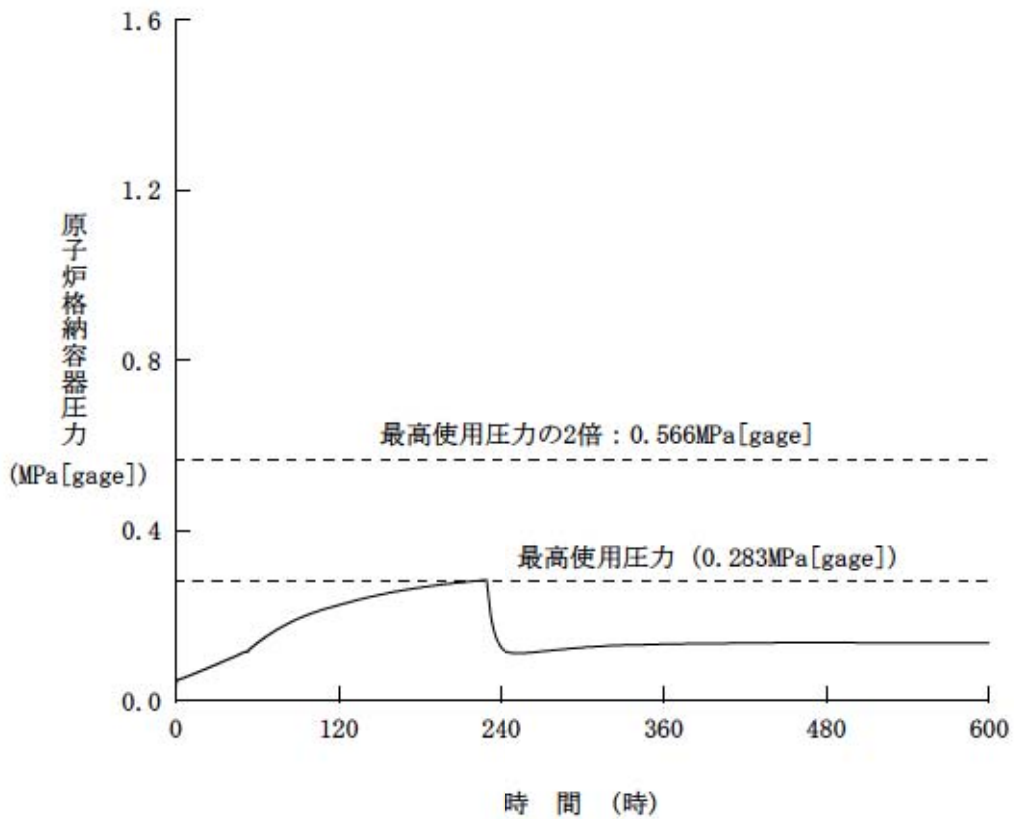


図1 原子炉格納容器圧力の推移 (確認解析1)

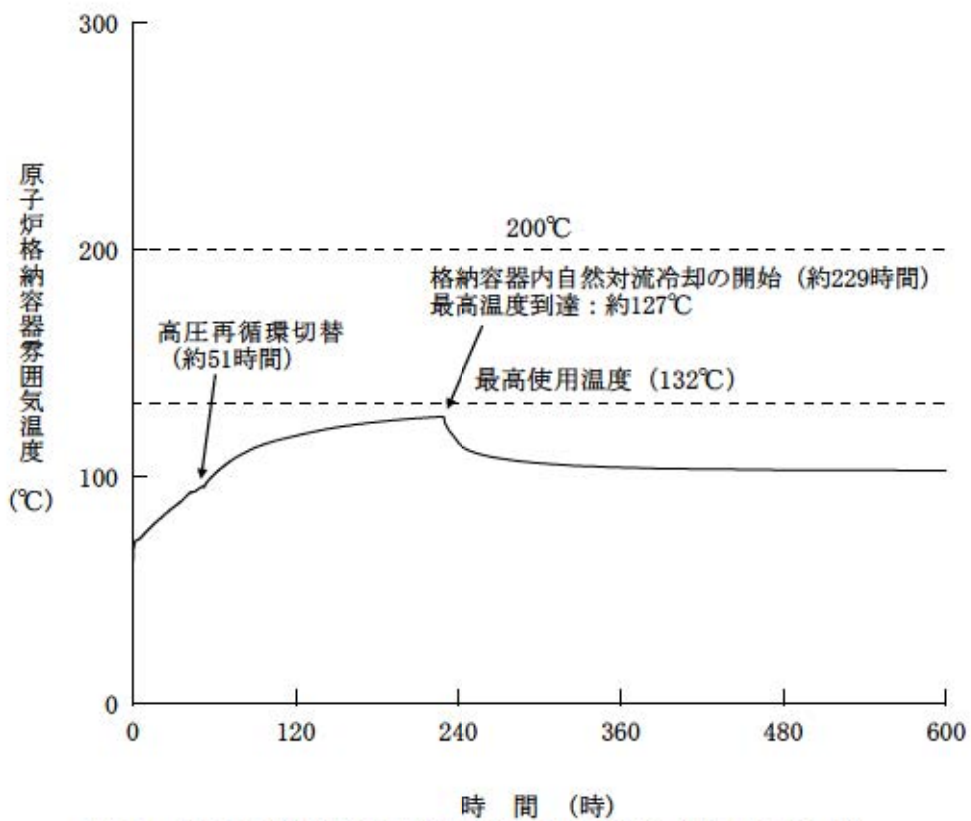


図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (確認解析1)

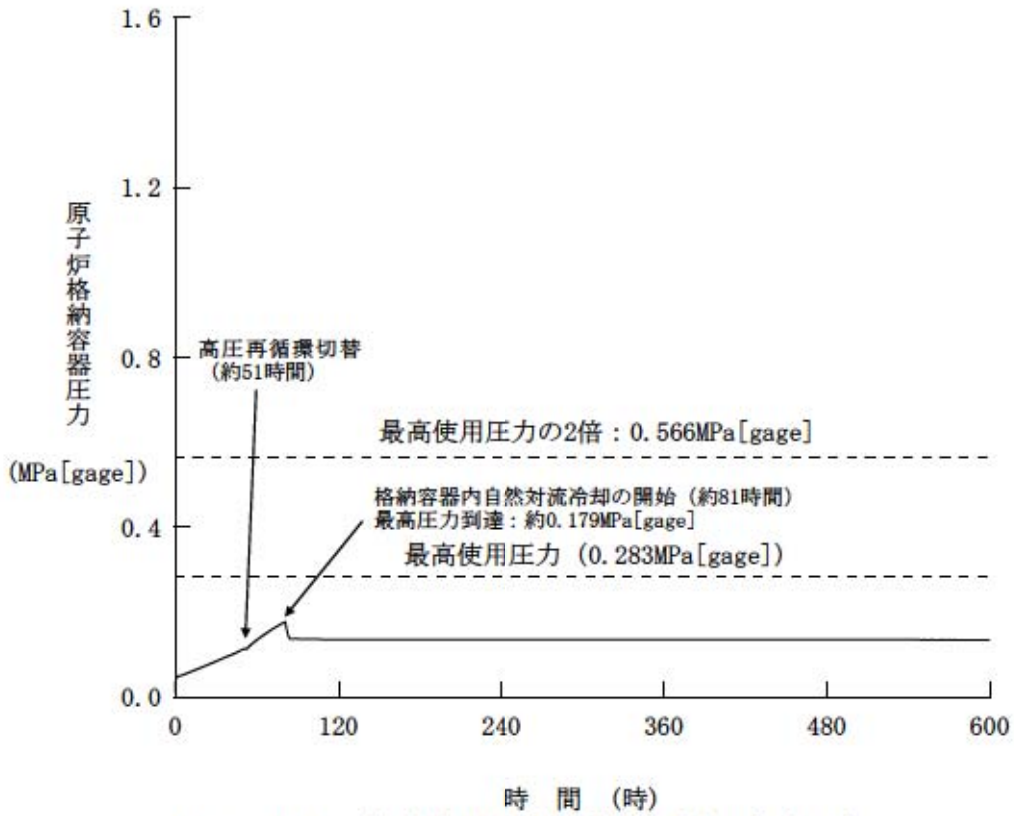


図3 原子炉格納容器圧力の推移 (確認解析2)

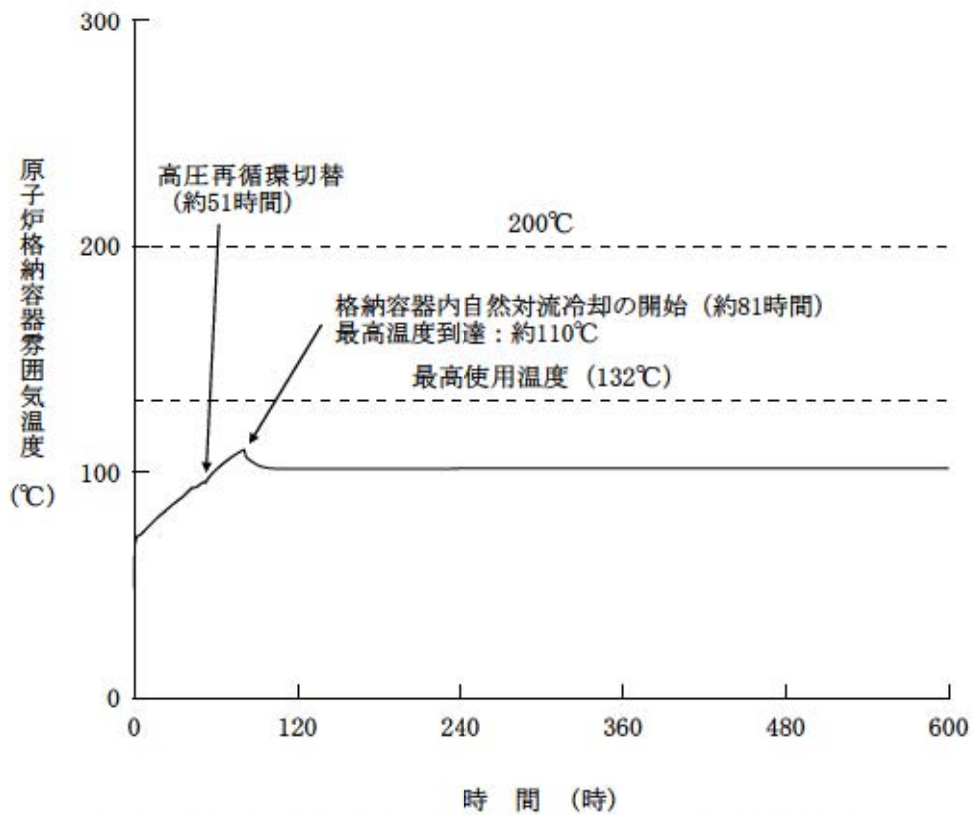


図4 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (確認解析2)

補足. COCOコードとMAAPコードの違い

格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の有効性を示すために、今回MAAPコードによる計算を行った。

一方、設置変更許可申請書の解析ではCOCOコードによる計算を行っていたため、COCOコードとMAAPコードの特徴を表2に示す。

また、両コードの事象発生後24時間までの原子炉格納容器圧力と温度の推移の比較を図5及び図6に示すが、事象発生後24時間時点の原子炉格納容器圧力と温度は、ほぼ同等となっている。

なお、全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の事故シーケンスの原子炉格納容器圧力及び温度の評価では、プラント応答を詳細に評価できるM-RELAP5コードとの親和性が高いCOCOコードを使用した。格納容器内自然対流冷却の有効性を示すにあたっては、自然対流冷却を適切に模擬できるMAAPコードを使用した。

表2 M-RELAP5/COCOコードとMAAPコードの特徴

	M-RELAP5/COCO コード	MAAP コード
用途	原子炉1次系、2次系及び格納容器を総合的に模擬	
原子炉1次系/ 2次系モデル	あり (M-RELAP5 コード)	あり
格納容器モデル	1区画モデル (COCO コード)	多区画モデル
主たる適用事象	格納容器内の自然対流の影響が少ない事象 (DBA の大破断 LOCA 含む)	シビアアクシデントを含む事故シーケンス全般 (自然対流冷却を模擬する事象含む)

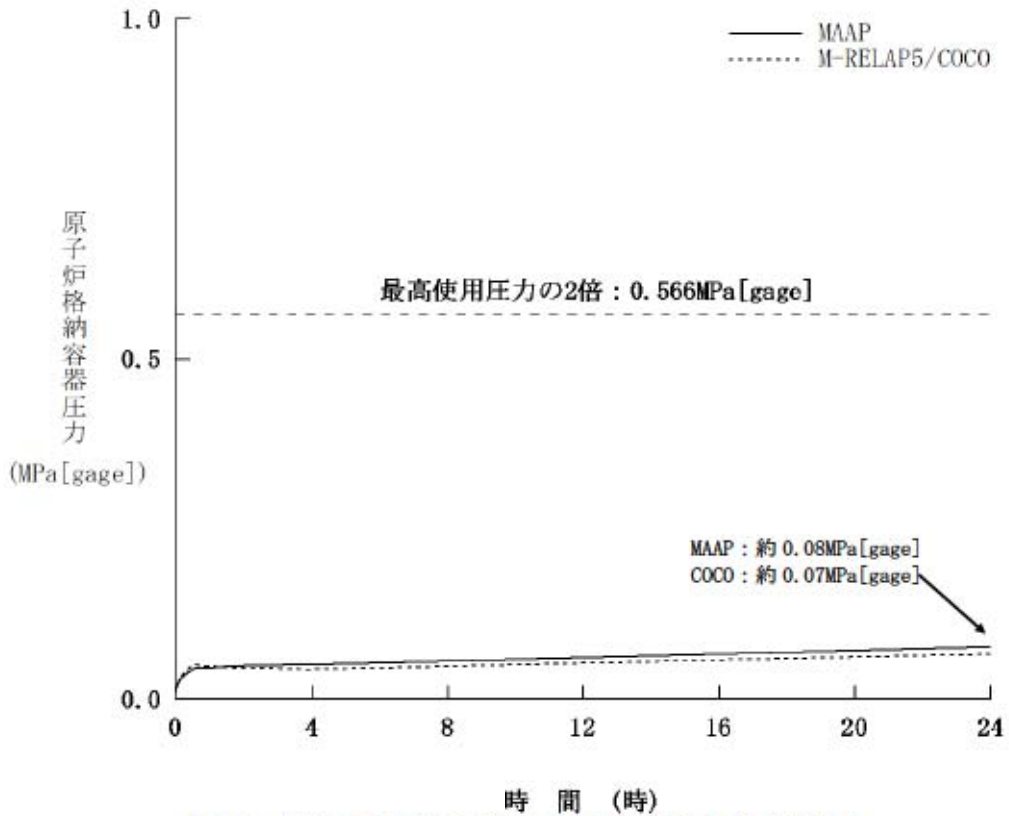


図5 原子炉格納容器圧力の推移比較(24時間)

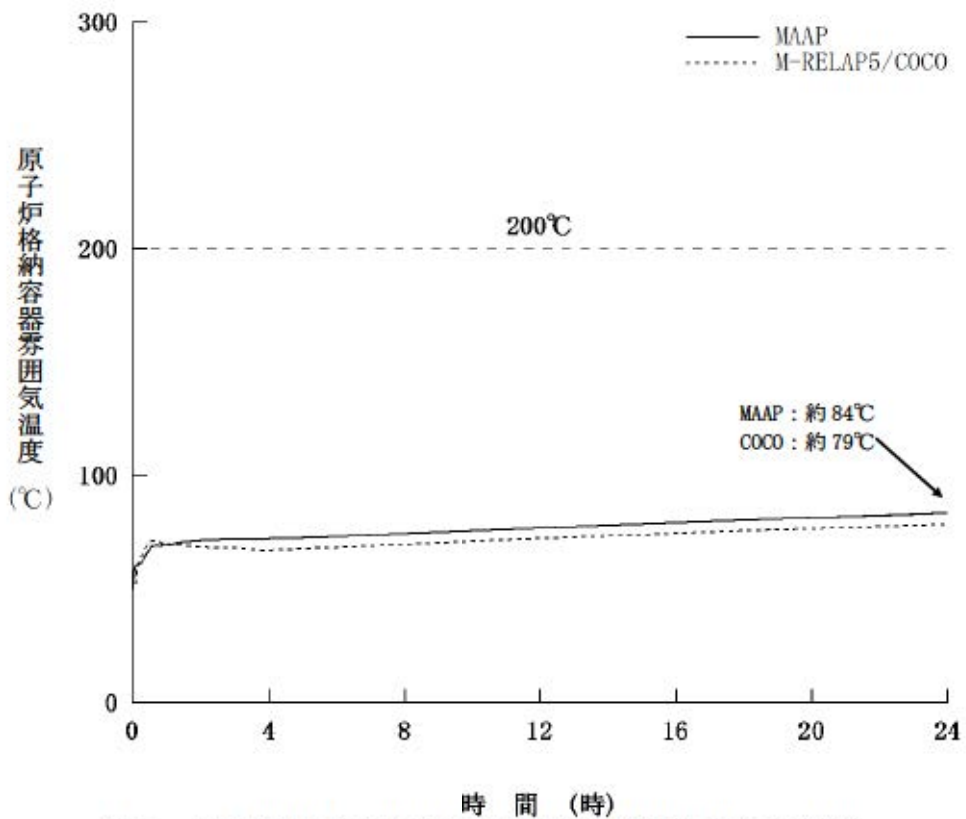


図6 原子炉格納容器雰囲気温度の推移比較(24時間)

重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件  
(全交流動力電源喪失)

重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故（以下「SBO+RCPシールLOCA」という）」及び「外部電源喪失時に非常用所内電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故（以下「SBO+RCPシールLOCA無し」という）」の個別解析条件を第1表に示す。

第1表 システム熱水力解析用データ（全交流動力電源喪失）

名 称	数 値	解析上の取り扱い
(1) 原子炉保護設備		
1) 1次冷却材ポンプ電源電圧低 原子炉トリップ		
i 設定点	65%定格点	設計値（トリップ限界値）
ii 応答時間	1.8秒後に制御棒落下開始	最大値（設計要求値）
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連		
1) RCPからの漏えい率 (定格圧力時)	約109m <sup>3</sup> /h/台(480gpm)(口径約1.6cm (約0.6インチ))* <sup>1</sup> 1.5m <sup>3</sup> /h/台(口径約0.2cm(約0.07 インチ))* <sup>2</sup>	最大値（実機評価値に余裕 を考慮した値） 最大値（実機評価値に基づ いた値）
2) タービン動補助給水ポンプ		
i 給水開始 (起動遅れ時間)	事象発生の60秒後 (自動起動)	最大値（設計値に余裕を考 慮した値）
ii 個数	1台	設計値
iii 容量	80m <sup>3</sup> /hr(蒸気発生器3基合計)	最小値（設計値に余裕を考 慮した値）
3) 主蒸気逃がし弁		
i 2次系強制冷却開始	1回目： 事象発生から30分後 2回目： 蓄圧タンク出口弁閉止10分後	運転員等操作余裕の考え方
ii 1次系温度の維持	208℃（1回目） 170℃（2回目）	運転員等操作条件
iii 個数	3個（1ループ当たり1個）	設計値
iv 容量	定格ループ流量の10%/個（定格運 転時）	設計値
4) 蓄圧タンク		
i 出口弁閉止	1次冷却材圧力1.7MPa[gage]到達及 び代替交流電源確立(60分* <sup>1</sup> /24時 間* <sup>2</sup> )から10分後	運転員等操作余裕の考え方
ii 個数	3基（1ループ当たり1基）	設計値
iii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力
iv 保有水量	29.0m <sup>3</sup> （1基当たり）	最小保有水量



名 称	数 値	解析上の取り扱い
5) 代替格納容器スプレイポンプ i 注水開始	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達及 び代替交流電源確立(60分)時点 <sup>※1</sup> / 考慮しない <sup>※2</sup>	運転員等操作余裕の考え方
ii 注水流量	30m <sup>3</sup> /h <sup>※1</sup> /考慮しない <sup>※2</sup>	
6) 漏えい停止圧力	考慮しない <sup>※1</sup> / 0.83MPa[gage] <sup>※2</sup>	設計値 (RCP封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力)

※1：SBO+RCPシールLOCAの条件

※2：SBO+RCPシールLOCA無しの条件

RCPシール部からの漏えい量の設定根拠について

1. 全交流動力電源喪失時におけるRCPシール部の挙動

(1) 通常運転時

通常運転中、RCPシール部は、充てんポンプによる封水注入ラインからの封水注入、およびサーマルバリアへの冷却水通水により、RCPシール部の熱的な防護が図られている。(図1)

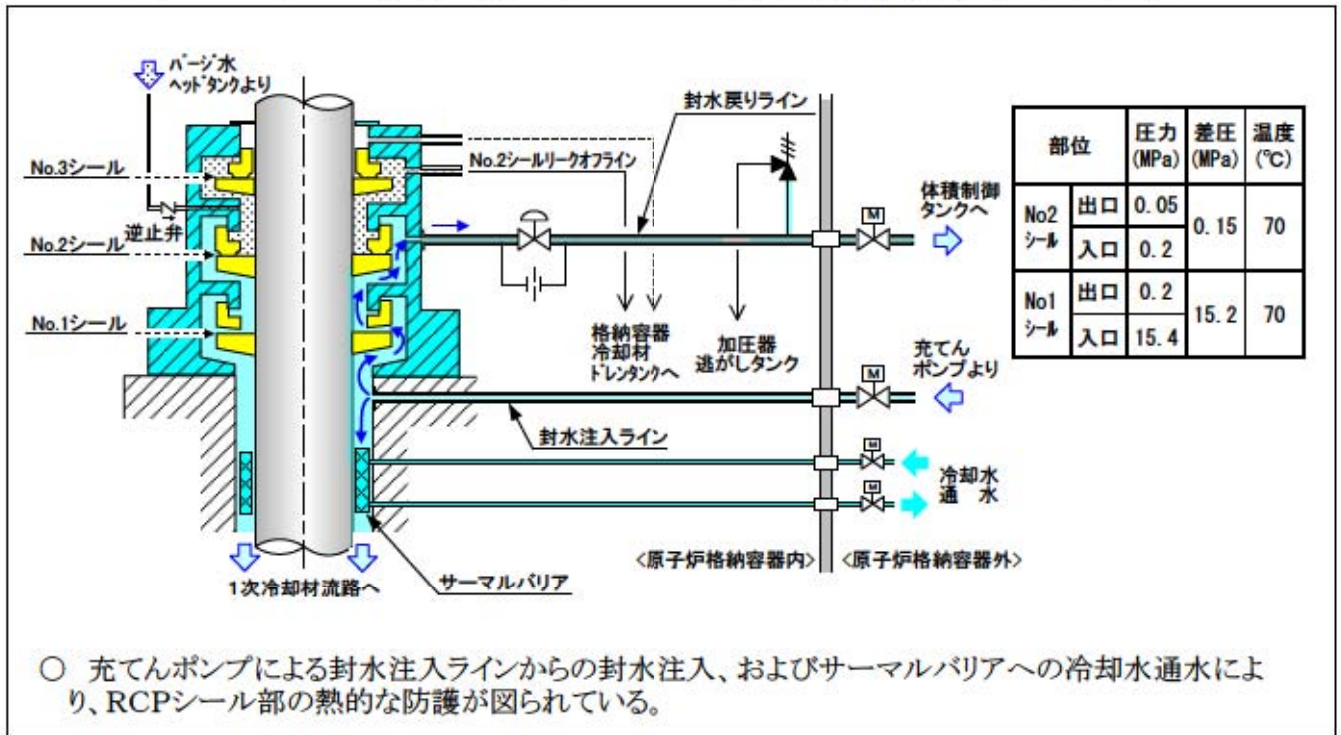


図1 RCPシールの状況 (通常運転時)

(2) 全交流動力電源喪失時

全交流動力電源喪失時 (以下、「SBO」という) には、充てんポンプおよび原子炉補機冷却水ポンプが停止し、封水の注入、サーマルバリアへの冷却水通水が停止するため、シール部は高温の1次冷却材にさらされる。

対応操作として、封水注入ライン弁および封水戻りライン弁を閉止することに伴い、封水戻りライン内部の圧力上昇により逃がし弁が作動し、RCPシール部へ到達した1次冷却材は加圧器逃がしタンク側へと導かれる。

加圧器逃がしタンクにはラブチャディスク (破壊板) が設置されており、規定圧力まで内圧が上昇するとラブチャディスクを通じて1次冷却材が格納容器内へ流出する。

また、SBO時は、封水戻りラインに設置されている止め弁が自動的に閉止し、当該弁をバイパスする形で設置されているバイパスオリフィスを経由することになり、封水戻り流量は制限される。

これに伴い、No.2シール入口の圧力が上昇し、No.2シールからの漏えい量増加が想定される。(図2)

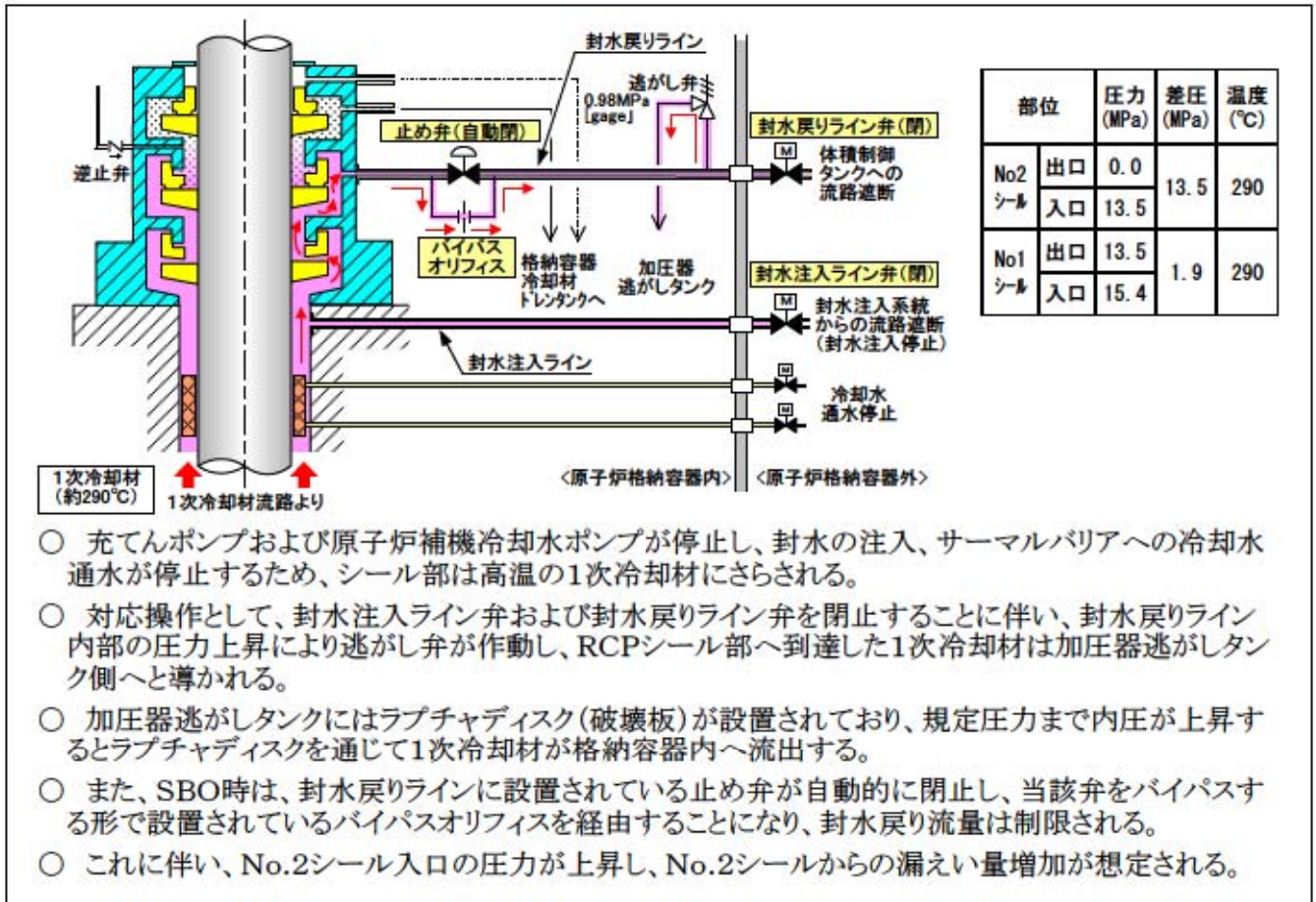


図2 RCPシールの状況 (SBO時)

## 2. RCPシール部からの漏えい量

### 2-1. シール部の機能が喪失している場合「RCPシールLOCAあり」における

#### 1次冷却材漏えい量

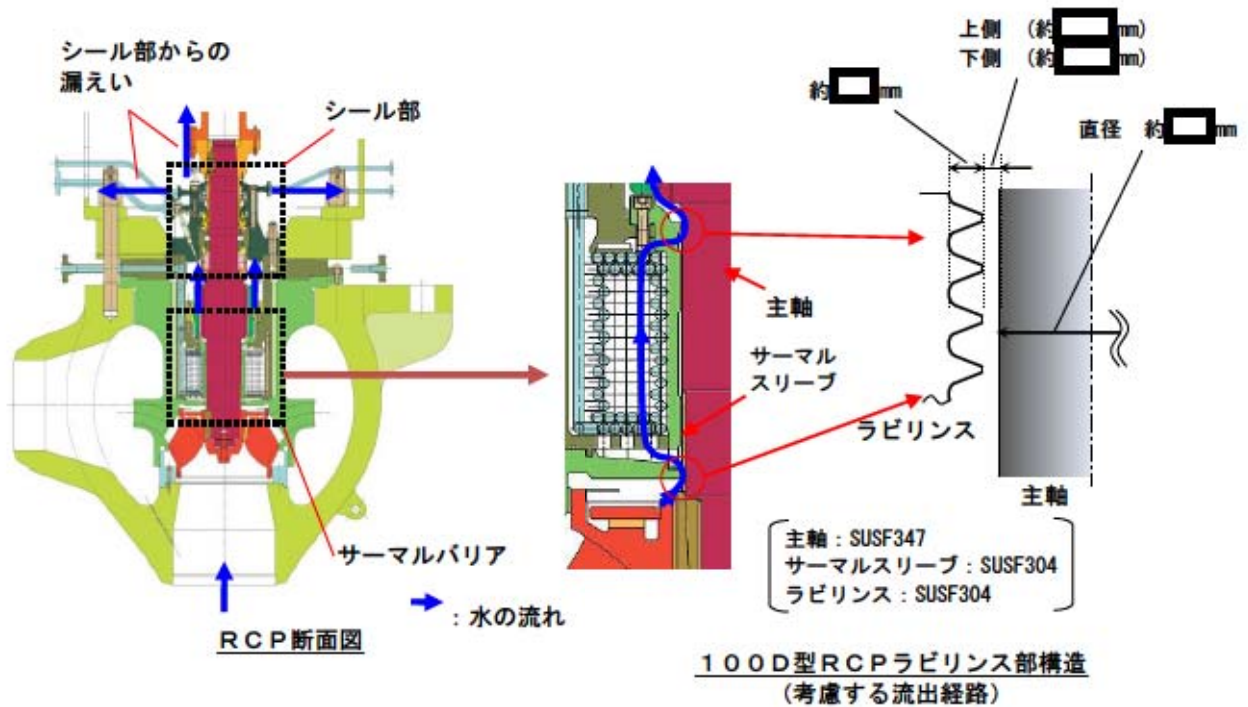
「RCPシールLOCAあり」の有効性評価における100D型RCPシール部からの漏えい量については、シール部が機能喪失した場合の最大の値として、約109m<sup>3</sup>/h (480gpm 相当) を設定している。

以下に漏えい量の算出方法及び有効性評価における使用値について説明する。

#### (1) 漏えい量評価方法

RCPシールLOCA時に漏えい量が最大となる全シール (No. 1、2、3) の機能喪失時の流出流量は、シール部や配管等の流出経路の構造によって決まるが、保守的に、シール部や配管等の抵抗は考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみ考慮して評価を行う。下図の通り、ラビリンス2箇所での抵抗で流量が制限される。なお、ラビリンス部の抵抗のみ考慮をした場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。(別紙1)

枠囲みの内容は機密情報に属します  
 ますので公開できません。



評価手順は以下の通りである。(別紙2, 3)

- ①ラビリンス部の圧損係数を評価
- ②ラビリンス出口で臨界流となることを確認
- ③Henry Fauske の式を用いて、臨界流量を算出し、漏えい量を評価

## (2) 評価結果

入力条件として、泊3号機の100D型RCPのラビリンス部隙間形状(ラビリンス2箇所の抵抗で流量が制限)および出入口条件(入口:290℃、15.4MPa[gage]、出口:0MPa[gage])を与え、上記評価手順にて算出した結果、100D型RCPシールの漏えい量は約99m<sup>3</sup>/h/台(約436gpm/台)となる。

## (3) 米国RCPシールリークモデル

米国WH社においては、RCPシールリークに係るリスクを評価するモデルとして、WOG2000モデルを開発し、トピカルレポートをNRCに提出した。(2000年12月)

NRCはこれに対し、安全評価書(SER: Safety Evaluation Report)を発行(2003年5月)し、その中で確率論的安全評価に用いるRCPシールリークモデルが示されており、シール機能喪失時の漏えい量を、480gpm/台と設定している。

TIMING AFTER LOSS OF ALL RCP SEAL COOLING		
0-13minutes	13minutes-2hours	>2hours
gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)	gpm/RCP (probability)
21 (1.0)	21 (0.79)	21 (0.79)
	76 (0.01)	76 (0.01)
	182 (0.1975)	182 (0.1975)
	480 (0.0025)	480 (0.0025)

(出展)

Safety Evaluation By The Office Of Nuclear Reactor Regulation WCAP-15603, Revision 1, "WOG2000 Reactor Coolant Pump Seal Leakage Model For Westinghouse PWRs" Westinghouse Owners Group Project No.694

#### (4) 漏えい量の設定

RCPシール部の漏えい量の評価結果(約 99m<sup>3</sup>/h/台(約 436gpm/台))と米国のシールリークモデルを参照した漏えい量(約 109 m<sup>3</sup>/h/台(480gpm/台))から、有効性評価においてはシール機能喪失時漏えい量として約 109m<sup>3</sup>/h/台(480gpm/台)を設定した。

なお、WH社が設定した漏えい量 480gpm/台は、泊3号機における評価方法と同様に、ラビリンス部の抵抗のみを考慮して算出されたものである。

2-2. シール部の機能が維持されている場合「RCPシールLOCAなし」における  
1次冷却材漏えい量

(1) 評価方法

SBO時は、タービン動補助給水ポンプ等を用いて炉心を冷却することにより、1次冷却材温度・圧力が低下するため、シールが機能することを確認している。従って、RCPシールリーク量の評価では、No. 1、No. 2シールが機能していることを前提としている。SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量（封水戻りラインバイパスオリフィス（以下、「バイパスオリフィス」と言う。）およびNo. 2シールからの漏えい量）を以下の手順により評価した。（図3）

① 差圧-流量特性評価

1次冷却材温度 290℃における各要素（No. 1シール/No. 2シール/バイパスオリフィス）の“差圧-流量特性”を評価する。

- ・No. 1シール（—）※単相流として評価（別紙4）
- ・No. 2シール（- - - - -）※シール出口における減圧沸騰を考慮して評価（別紙5）
- ・バイパスオリフィス（- · - · - ·）※オリフィス通過時の減圧沸騰を考慮して評価（別紙6）

② No. 2シールおよびバイパスオリフィスの“差圧-流量特性”を合成する。（—）

③ No. 1シール通過流量（ $Q_1$ ）が、（No. 2シール通過流量（ $Q_2$ ））+（バイパスオリフィス通過流量（ $Q_3$ ））に一致することから、各要素の前後差圧を評価する。

④ ③の評価結果により各要素の流量を算定する。

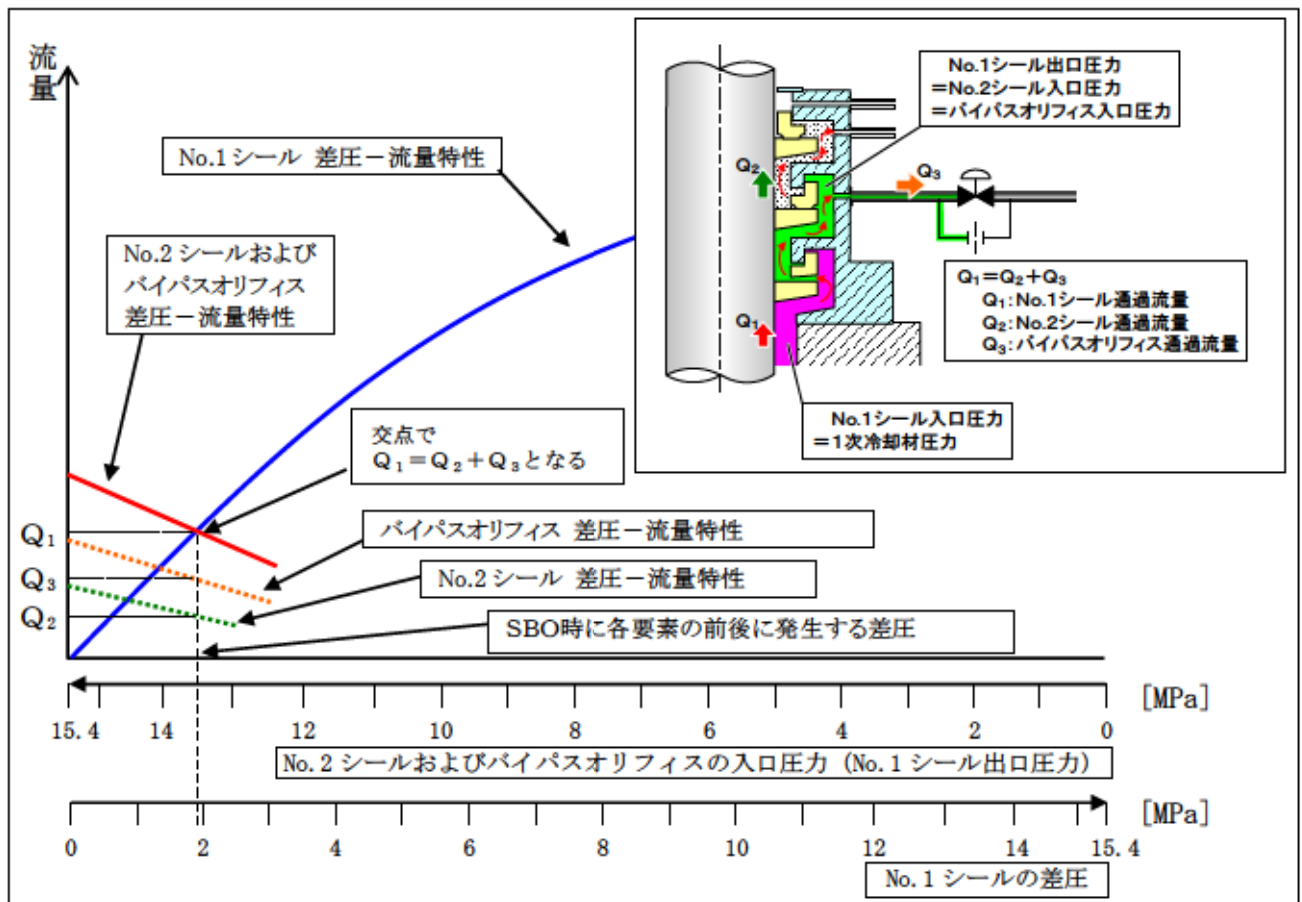


図3 RCPシール部からの漏えい量算定方法

## (2) 評価結果及び漏えい量の設定

(1) の手順に基づく評価を実施した結果、SBO環境条件となる1次冷却材圧力15.4MPa、1次冷却材温度290℃において、封水戻りライン（バイパスオリフィス）を通じた1次冷却材漏えい量（ $Q_3$ ）は約0.8m<sup>3</sup>/h、No.2シールからの漏えい量（ $Q_2$ ）は約0.4m<sup>3</sup>/hであり、シール部からの漏えい量（ $Q_1=Q_2+Q_3$ ）は合計で約1.2m<sup>3</sup>/h/台である。

なお、漏えい量の評価においては、No.2シール出口の圧力を大気圧、封水戻りライン（バイパスオリフィス）出口の圧力を封水戻りライン逃がし弁（吹出し圧力：0.98MPa、吹止り圧力：0.83MPa）の吹出し圧力（0.98MPa）として評価しており、実機と同等条件である。

有効性評価においては、上記の漏えい量に余裕を見込んだ値として、保守的に約1.5m<sup>3</sup>/h/台に相当する口径約0.2cm（約0.07inch/台）の開口を設定し解析している。ここで、口径の設定にあたっては、開口部の出口圧力は大気圧としたうえで、初期漏えい量が約1.5m<sup>3</sup>/h/台となるように設定している。

また、有効性評価においては、RCP封水戻りライン逃がし弁が1次冷却材圧力の低下により吹き止まった後は、封水戻りライン（バイパスオリフィス）及びNo.2シールともに漏えいが止まる（0m<sup>3</sup>/h）として評価している。

ここで、封水戻りライン（バイパスオリフィス）は、RCP封水戻りライン逃がし弁が吹き止まれば流出経路がなくなり漏えいは止まる。RCP封水戻りライン逃がし弁の吹き止まりについては、定期的に分解点検を実施し、吹き出し圧力を確認するとともに、吹き止まり圧力設定値以上の圧力にて漏えい量が判定基準 [ ] :窒素ガス) 以下であることを確認しており、信頼性を有している。

また、No.2シールについては、接触式であり、RCP封水戻りライン逃がし弁が吹き止まる圧力（0.83MPa）においては、シール面の接触状態が維持され、十分な押し付け荷重（閉止荷重）がかかることから、漏えいはにじみ程度と考えられる。なお、差圧0.83MPaで漏えい量の評価に用いた式\*1により漏えい量を算定した結果、0.001m<sup>3</sup>/h以下であり\*2有効性評価上無視できる。

\*1：別紙5 No.2シール 差圧一流量特性評価方法における（1）式

\*2：低差圧状態でのNo.2シール漏えい量算定にあたっては、シールの工場試験の実績から求められる摺動面間 [ ] を設定している。なお、1.2m<sup>3</sup>/hのシール漏えい量評価におけるNo.2シール漏えい量算定においては、保守的にNo.2シール入口圧力を15.4MPa、出口部では沸騰減圧し臨界流になると想定し、別紙5 No.2シール 差圧一流量特性評価方法における（1）式、（2）式を用いて求めた摺動面間 [ ] を設定している。

ラビリンスシールの健全性評価について

RCP シール LOCA 時に漏えい量が最大となる全シール (No. 1、2、3) の機能喪失時の流出流量は、シール部や配管等の流出経路の構造によって決まるが、保守的に、シール部や配管等の抵抗は考慮せず、それ以外で最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみ考慮して評価を行っている。

ラビリンス部の通過流量は、出入口条件 (入口温度 : 290℃、圧力 : 15.4MPa、出口圧力 : 0MPa) を与えて評価しているが、ラビリンス部に対し温度・圧力による影響、通過流体によるラビリンスの侵食が考えられる。それらにより、漏えい量の評価に有意な影響を及ぼさないことについて、以下の通り確認した。

1. 圧力差によるラビリンスの強度評価

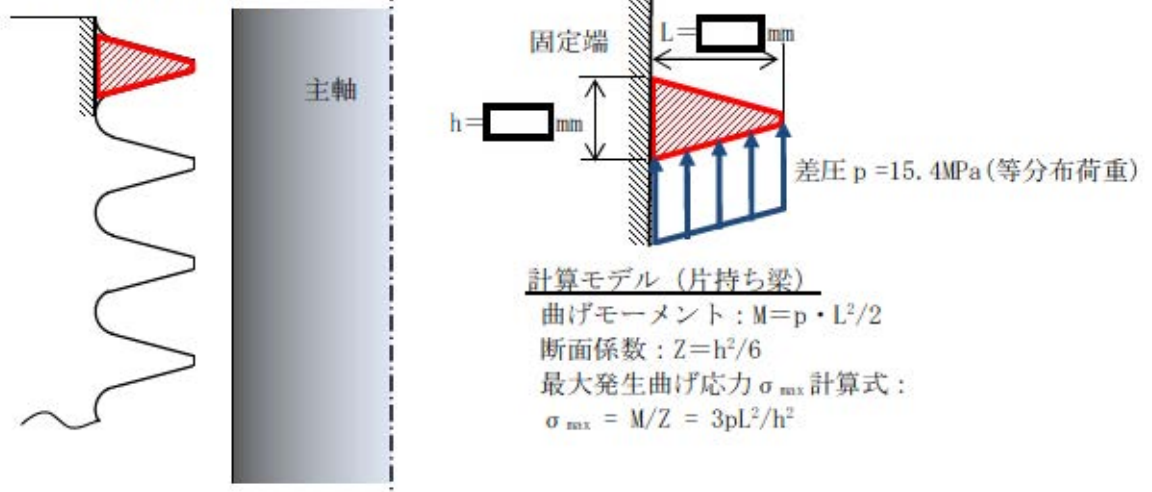
ラビリンス突起部の入口/出口の圧力差により発生する応力を評価する。漏えい量評価においては、ラビリンス入口に圧力 15.4MPa の 1 次冷却材が侵入し、複数のラビリンス突起部を通過し、徐々に減圧されることとなる。本評価においては、リング状のラビリンス部の断面を下図の通り、2 次元の片持ち梁としてモデル化し、保守的に 1 つの溝山に差圧 15.4MPa が等分布荷重として作用することとして評価を行った。

本形状での片持ち梁における最大曲げ応力発生部は、固定端付け根部となるため、付け根部の応力を右下の最大発生曲げ応力の  $\sigma_{max}$  の計算式に基づき評価した。

評価の結果、ラビリンス付け根部に発生する最大応力は、290℃における SUSF304 の降伏点以下の値となり、強度上健全であり、塑性変形は生じない。なお、ラビリンス突起先端部に発生する応力は、上記の  $\sigma_{max}$  より小さいことから、先端部がかかることはない。

差圧	最大発生応力 $\sigma_{max}$	SUSF304 の降伏点 $S_y$ (290℃)	発生応力の降伏点に対する比率 $\sigma_{max}/S_y$
15.4MPa	121MPa	128.6MPa	0.94

ラビリンス (材料 : SUSF304)





2. 温度及び圧力差によるラビリンスと主軸の隙間への影響

ラビリンスへの高温 (290℃) の1次冷却材の侵入に伴い、流路構成部材の温度が上昇する。この時の熱膨張差による主軸とラビリンスの隙間の広がり量を計算した結果、隙間の広がり量は、0.5%以下 (上側: 約  $\square^{*1}$ 、下側: 約  $\square^{*1}$ ) であり、算出流量に与える影響も 0.5%以下となり、漏えい量の評価に与える影響はごくわずかである。

\* 1 : 直径分の広がり量

[計算式]

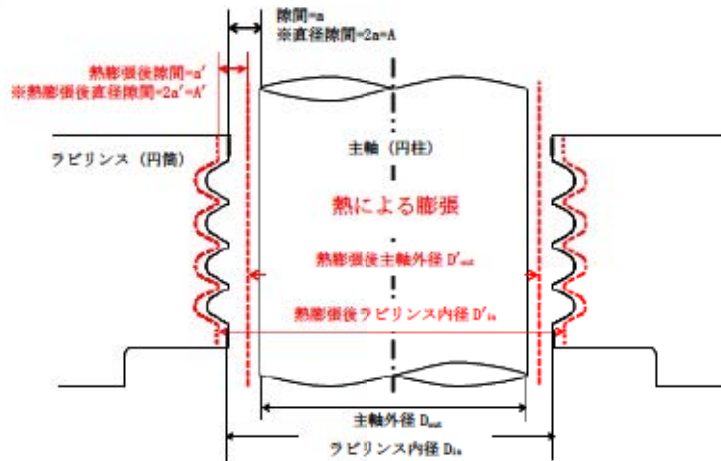
$$\text{熱膨張量 (mm)} = \alpha \times D \times (T_{\text{SBO}} - T_{\text{RT}})$$

$\alpha$  : 線膨張係数 (mm/mm℃)     $D$  : ラビリンス内径 or 主軸外径 (mm)

$T_{\text{SBO}}$  : 290℃

$T_{\text{RT}}$  : 20℃

[計算モデル]



[ラビリンス熱膨張計算]

			上側	下側
ラビリンス内径	$D_{in}$	mm		
主軸外径	$D_{out}$	mm		
直径隙間	$A = D_{in} - D_{out}$	mm		
熱膨張後ラビリンス内径	$D'_{in}$	mm		
熱膨張後主軸外径	$D'_{out}$	mm		
熱膨張後直径隙間	$A' = D'_{in} - D'_{out}$	mm		
隙間の広がり量	$B = A' - A$	mm		
変化率	$B/A$	%	0.46	0.46

SUSF304 の線膨張係数	$\times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$	17.018
SUSF347 の線膨張係数	$\times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$	17.554

上記の熱膨張差に加え、1次系圧力 15.4MPa がラビリンス部に作用した際に発生する変位に伴う隙間の広がり評価する。保守的に、前記 1. 項で求めたラビリンス部付け根部に発生する最大応力  $\sigma_{max}$  が、山の圧縮方向全体に発生すると仮定して、ラビリンス隙間の広がりを計算した結果、熱膨張差による変位との合計で 1.0%以下（上側：約 [ ]<sup>\*1</sup>、下側：約 [ ]<sup>\*1</sup>）であり、算出流量に与える影響も 1.0%以下となり、漏えい量の評価に与える影響はごくわずかである。

\* 1 : 直径分の広がり量

<計算式> 差圧による変位量(mm) =  $(L \times \sigma_{max} / E)$   
= [ ]  $\times 121 / 176400$   
= [ ] mm

L : ラビリンス長さ (mm)

$\sigma_{max}$  : ラビリンス付け根部の発生応力 (MPa) [ 1. 参照 ]

E : 縦弾性係数 (MPa)

### 3. 流体によるラビリンス形状への影響

漏えい量評価においては最終段ラビリンス部で臨界流となると評価しているが、臨界流の条件下ではラビリンス先端部の浸食が想定される。しかしながら、以下のことから、ラビリンス部の有意な侵食は生じないと考えられる。

- ・材料として耐浸食性に比較的優れた SUSF304 を使用している。
- ・事象発生後、1次系温度・圧力は速やかに減温・減圧され、ラビリンス部の通過流束も速やかに制限される。
- ・臨界流となるのは、最終段ラビリンス部の出口であり、ラビリンス本体に液滴が高速で衝突する割合は小さい。
- ・昭和 54 年の(財)発電熱機関協会「蒸気発生器信頼性実証試験 伝熱管破断試験」において、伝熱管の破断開口部を模擬した円孔、またはスリットより、1次系サブクール水（約 320℃、15.4MPa）を臨界流で噴出させ、開口部（材質：インコネル 600）のエロージョン状況を調査している。同調査によると、20 時間の噴出においても開口部の浸食は認められず、開口面積（流量）の変化は生じないことが確認されている。なお、エロージョン影響に対して支配的因子である材質の硬度は、インコネル 600 より RCP ラビリンス部材である SUSF304 の方が高い。

# RCPシール漏えい量評価におけるラビリンス通過流量算出方法

## 1. 計算の考え方

ラビリンスを通過する流れは、入口では水単相流であるが、圧力損失によって圧力が低下し、ラビリンス最下段手前では出口との圧力差の関係で臨界流となる(図1)。

計算では、水単相流または臨界流となるかを判別して流量を計算する。

## 2. 計算方法

計算フローを図2に示す。各計算式は以下の通りである。

### 2.1 ラビリンス通過時の圧力損失(水単相流)(文献1)

$$\xi = \frac{\Delta P}{\rho u^2 / 2} = 1 + \xi' + z \cdot (a + \xi' \cdot b) \quad (1)$$

式(1)右辺ξ'はラビリンス隙間幅が十分小さい場合、0.5となる。また、係数a, bは図3に示す線図から求める。

### 2.2 臨界流流量

臨界流流量は次式の Henry-Fauske の式(文献2)を用いて計算する。

$$\left(\frac{Q_c}{A}\right)^2 = \left[ \frac{x_0 v_g}{n P} + (v_g - v_{l0}) \left\{ \frac{(1-x_0)N ds_{lE}}{s_{gE} - s_{lE}} \frac{dP}{P(s_{g0} - s_{l0})} - \frac{x_0 C_{pE} \left(\frac{1}{n} - \frac{1}{\gamma}\right)}{P(s_{g0} - s_{l0})} \right\} \right]^{-1} \quad (2)$$

ここで、 $N = \frac{x_{gl}}{0.14}$  である。

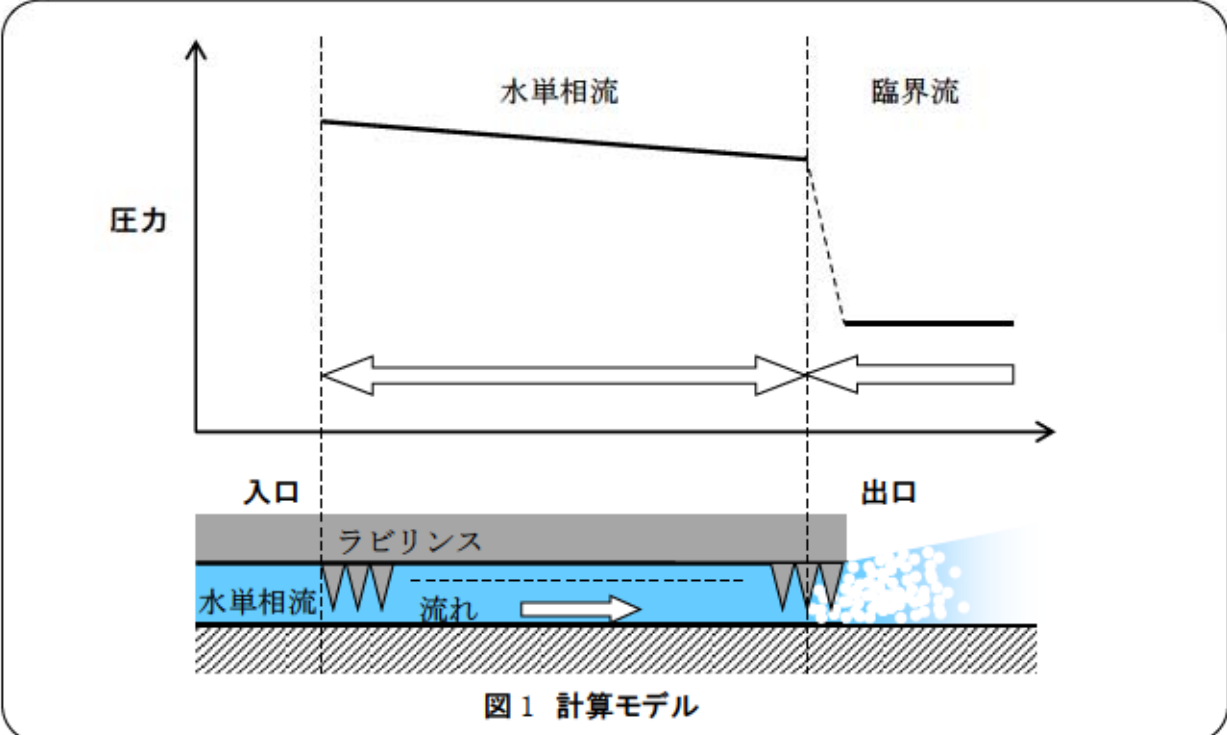


図1 計算モデル

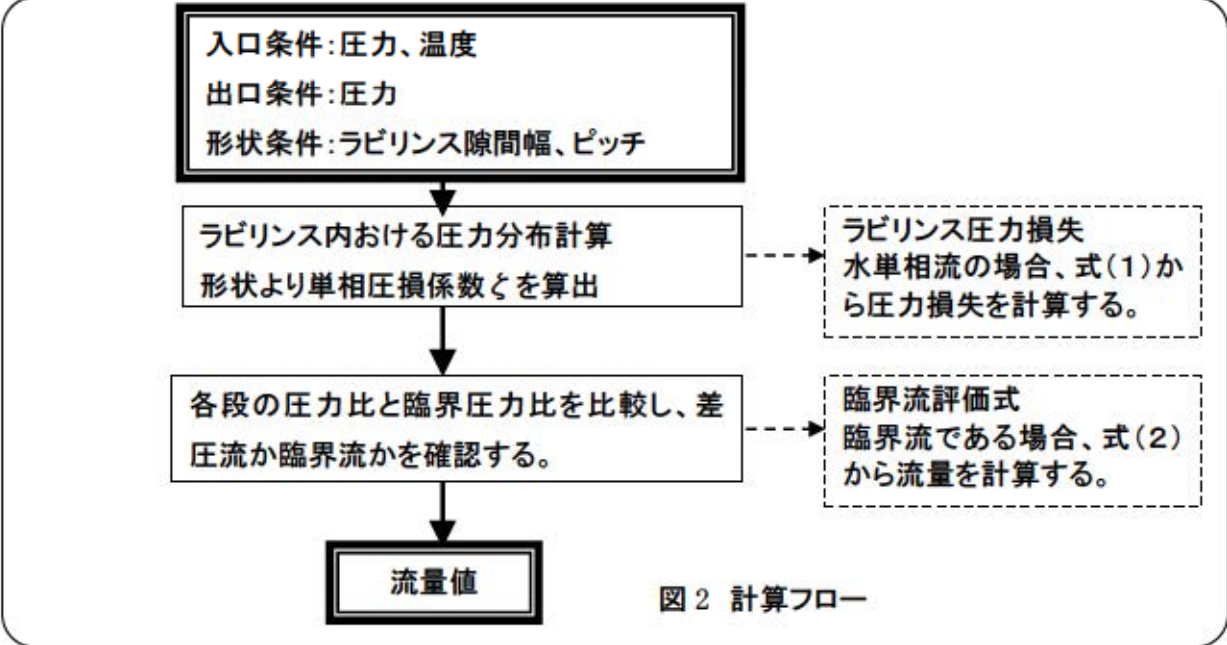


図2 計算フロー

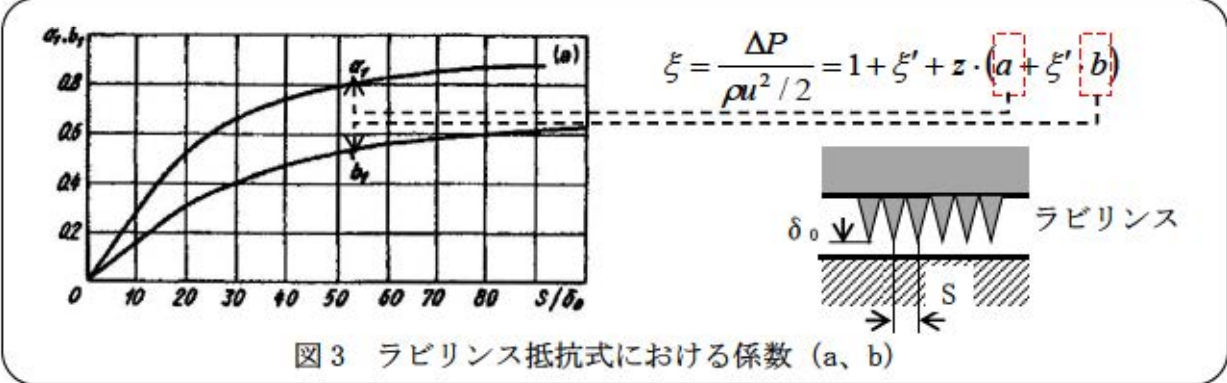


図3 ラビリンス抵抗式における係数 (a, b)

<p><b>記号</b></p> <p>A : 流路断面積[m<sup>2</sup>]</p> <p>g : 重力加速度[m/s<sup>2</sup>]</p> <p>P : 圧力[Pa]</p> <p>u : ラビリンス通過流速[m/s]</p> <p>S<sub>E</sub> : 液の熱平衡エントロピ[J/kgK]</p> <p>S<sub>l0</sub> : 液の淀み点エントロピ[J/kgK]</p> <p>v<sub>g</sub> : 気相の比体積[m<sup>3</sup>/kg]</p> <p>x : 蒸気乾き度[-]</p> <p>ξ : 抵抗係数[-]</p> <p>n : polytropic exponent[-]</p> <p><b>文献</b></p> <p>1: I. E. Idelchik, "Handbook of Hydraulic Resistance, 4<sup>th</sup> Edition", pp.655-656.</p> <p>2: Henry, R. E. and Fauske, H. K., "The Two-Phase Critical Flow of One-Component Mixtures in Nozzles, Orifices and Short</p>	<p>a, b : 係数[-]</p> <p>Q<sub>c</sub> : 臨界流量[kg/s]</p> <p>ΔP : 圧力損失[Pa]</p> <p>S<sub>E</sub> : 蒸気のエントロピ[J/kgK]</p> <p>S<sub>l0</sub> : 蒸気の淀み点エントロピ[J/kgK]</p> <p>t : スロート部</p> <p>v<sub>l</sub> : 液相の比体積[m<sup>3</sup>/kg]</p> <p>z : ラビリンス段数[-]</p> <p>ρ : 密度(液相)[kg/m<sup>3</sup>]</p> <p>γ : isentropic exponent[-]</p>
---	---

1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率の評価における Henry-Fauske の式の適用性について

### 1. はじめに

1次冷却材ポンプ（以下「RCP」という。）シール部からの漏えい率の評価においては、最終段のラビリンス部の通過流量を Henry-Fauske の式を適用して算出している。

ラビリンス部の流路断面は、図1の通り、幅の狭い円環形状であるが、そのような形状に対し Henry-Fauske の式を適用することの妥当性について次に示す。

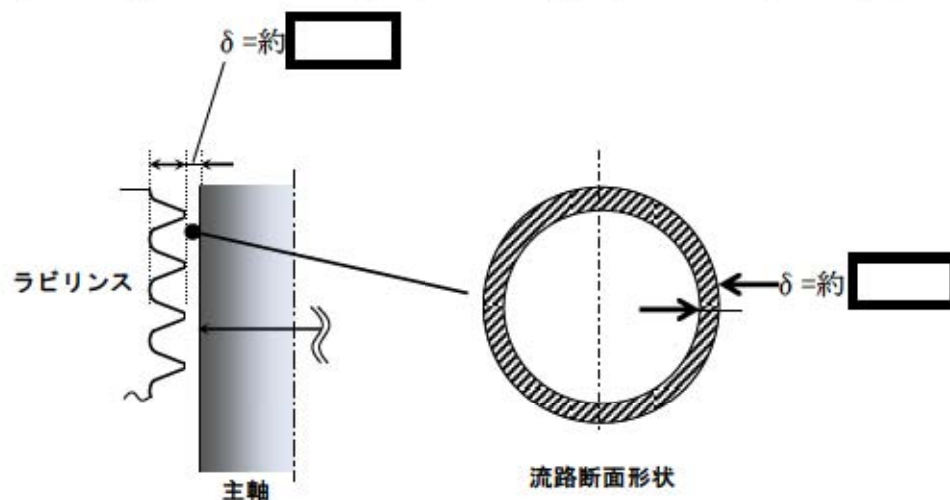


図1 RCPラビリンス部流路の断面形状

### 2. Henry-Fauske の式の適用性

#### (1) プラントメーカーにおける試験

平成 14 年にプラントメーカーにおいて、社内試験として、アングル弁下流の噴流挙動調査を目的にアングル弁の弁開度と通過流量（臨界流）の関係を試験・調査している。

図2に示すとおり、アングル弁を通過する流路は円環形状であり、弁開度を小さくすると流路面積が小さくなるとともにRCPシール部と同様に幅の狭い円環形状となる。同調査によると、アングル弁の流路面積と流量（試験値）の関係について図3の結果を得るとともに、Henry-Fauske の式を用いて算定した流量が試験値とよく一致することが確認されている。

また、図3には、横軸のアングル弁の流路面積に加え、隙間寸法（最小ギャップ： $\delta$ ）を今回付加して示しているが、RCPラビリンス部の隙間寸法は試験範囲に包絡されている。

以上のことから、RCPシール部からの漏えい率評価において、Henry-Fauskeの式を適用することは妥当といえる。

なお、同調査におけるアングル弁の流路面積は、RCPラビリンス部より小さいが、ごく小さい流路面積に Henry-Fauske の式を適用することの妥当性も示しているといえる。

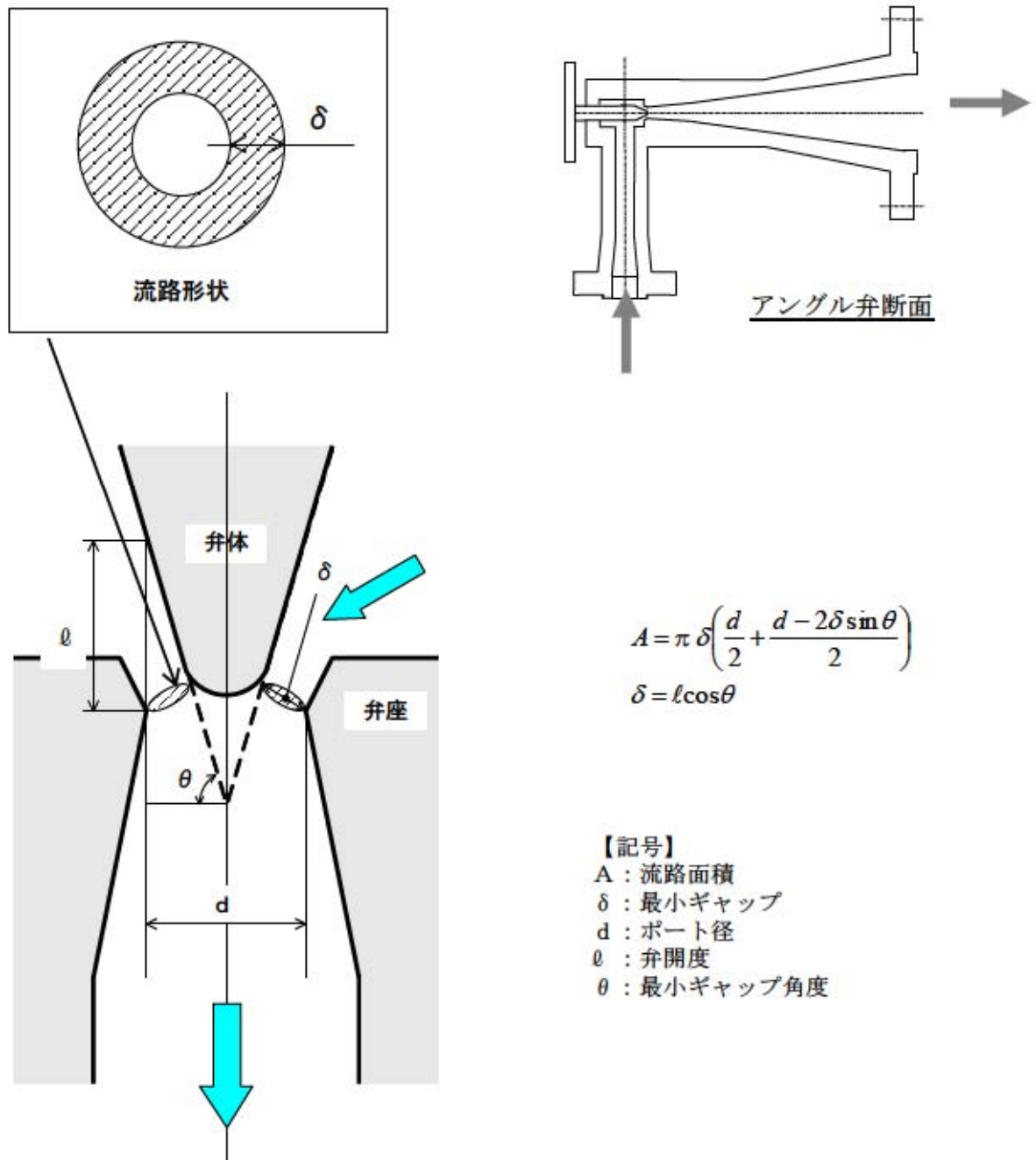


図2 流路形状模式図(アングル弁)

添 7.1.2.10-12

枠囲みの内容は機密情報に属します  
ますので公開できません。



図 3 アングル弁流路面積とすきま流量の関係

## (2) 公開文献における検証試験

Henry-Fauske の式については、公開文献<sup>※1</sup>において、PWR における LOCA による配管の微小隙間からの漏えい量の評価手法確立を目的に、直径 4 mm 及び 16 mm のノズルを通過する臨界流量の試験データとの検証を行った結果が示されている。それによると複数の温度・圧力ケースにおいて、Henry-Fauske の式より求められる臨界流量は、試験流量とよく一致することが確認されている。その面積は RCP ラビリンス部より小さい面積であり、(1) と同じく、ごく小さい流路面積に Henry-Fauske の式を適用することの妥当性を示しているといえる。

※1 : Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980

CRITICAL FLOW IN SMALL NOZZLES FOR  
SATURATED AND SUBCOOLED WATER AT HIGH PRESSURE

J. C. Lin, G. E. Gruen, W. J. Quapp

EG&G Idaho, Inc.

Idaho Falls, Idaho 83415

TABLE 3  
TEST CONDITIONS FOR WYLE AND LTSF SMALL NOZZLE CALIBRATION TESTS

TEST	PRESSURE	TEMPERATURE	NOZZLE SIZE
	(Test Section)	(Test Section)	
	MPa	K	mm
LOSI-IRRR	9.6	543	16
LOSI-2	6.20	543	16
LOSI-3	4.60	538	16
LOS2-1A	13.44	552	4
LOS2-2	10.5	550	4
LOS2-3	7.2	551	4
Wyle 3R	14.7	557	16
Wyle 06	14.7	557	4

LOSI and LOS2: Test Series 1 and 2 for LTSF small nozzle calibration tests.

(出典)

Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980



TABLE 4 SUBCOOLED FLOW MASS FLOW MASS FLUX L1SF AND WYLE CALIBRATION DATA

TEST	PRESSURE	DENSITY	STAGANATION QUALITY	DISCHARGE MASS FLUX	HEARY-FAUSKE MASS FLUX	MODIFIED BURNELL MASS FLUX	GE DATA
	MPa	kg/m <sup>3</sup>	--	kg/s-m <sup>2</sup> x10 <sup>4</sup>	kg/s-m <sup>2</sup> x10 <sup>4</sup>	kg/s-m <sup>2</sup> x10 <sup>4</sup>	kg/s-m <sup>2</sup> x10 <sup>4</sup>
LOS1-1RRR <sup>a</sup>	9.60	770	-0.008	8.2±0.4	6.4	8.6	--
LOS1-2	6.20	740	0.001	3.9±0.2	4.4	3.7	4.1
LOS1-3	4.60	700	0.004	3.0±0.15	3.7	3.3	--
LOS2-1A <sup>a</sup>	13.44	737	-0.022	11.7±3.2	10.9	11.4	--
LOS2-2	10.59	719	-0.005	7.8±1.6	8.5	8.5	--
LOS2-3	7.27	727	0.0006	6.0±1.2	5.2	5.3	5.6
WYLE 3R <sup>b</sup>	6.50	700	0.0033	4.7±0.4	4.6	3.6	4.6
WYLE 06 <sup>b</sup>	6.85	815	-0.0044	7.4±0.4	7.7	8.3	7.6
WYLE 06	6.66	821	-0.0044	7.0±0.4	7.8	8.2	7.6

a. LOS1 and LOS2: L1SF 16 mm and 4 mm nozzles test data, respectively.

b. WYLE 3R and WYLE 06: WYLE 16 um and 4 mm nozzle test data, respectively.

(出典)

Lin J.C., Gruen G.E., Quapp W.J. "Critical flow in small nozzles for saturated and subcooled water at high pressure" ASME winter annual meeting, 1980

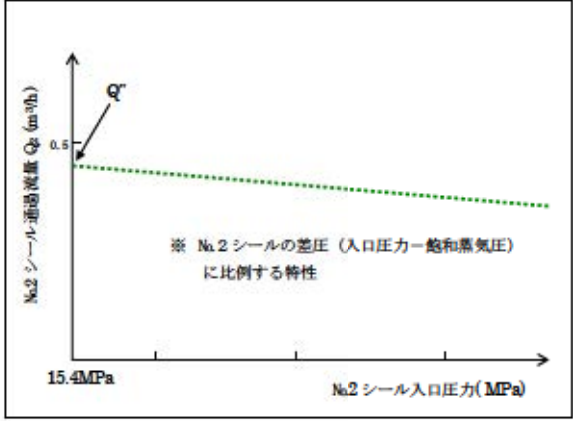
No.1 シール 差圧-流量特性評価方法

評価フロー	算出過程	入力値
<p>変形解析を実施し、No.1 シール差圧毎のテーパ量 <math>e</math> を求める。</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>シール構造データ</li> <li>部材の物性値等</li> </ul>
<p>シール差圧を 0MPa から 2MPa ピッチ設定し、No.1 シール流量を求める。</p>	<p>シール差圧を仮定し <math>W_2 = W_1</math> となる <math>h0</math> を設定</p> $W_2 = 2\pi \int_{Rm}^{R2} pr dr$ $W_1 = \pi \cdot (R2^2 - R3^2) \cdot P1$ $W_2 = W_1$ $h = h0 + e \cdot \frac{r - Rm}{R2 - Rm}$ $Q = \frac{\pi \cdot r \cdot h^3}{6 \cdot \mu} \frac{dp}{dr} = \frac{\pi \cdot (P1 - P0)}{6 \cdot \mu \int_{Rm}^{R2} \frac{dr}{r \cdot h^3}} = \frac{\pi \cdot (P1 - P0)}{6 \mu \left[ \int_{Rm}^{R2} \frac{dr}{r \cdot h^3} + \frac{1}{h0^3} \ln \left( \frac{Rm}{R1} \right) \right]}$	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>p</math>: 圧力 [Pa]</li> <li><math>Q</math>: 流量 [m<sup>3</sup>/s]</li> <li><math>h</math>: 隙間 (<math>h0</math>: バランスする隙間) [m]</li> <li><math>r</math>: 半径位置 [m]</li> <li><math>W_1</math>: リフトイングフォース [N]</li> <li><math>W_2</math>: シーティングフォース [N]</li> <li><math>\mu</math>: 粘性係数 [Pa·s]</li> <li><math>e</math>: テーパー量 [m]</li> <li><math>P1</math>: 高圧側圧力 [Pa]</li> <li><math>P0</math>: 低圧側圧力 [Pa]</li> <li><math>Rm</math>: テーパー開始部の半径寸法 [m]</li> <li><math>Rn</math>: 半径寸法 (<math>n=1, 2, 3</math>) [m]</li> </ul>
<p>差圧毎に求められた通過流量を元にプロットし、差圧-流量特性を求める。</p>		

(出典)

(出典)  
 機械工学便覧 (流体工学) : 日本機械学会

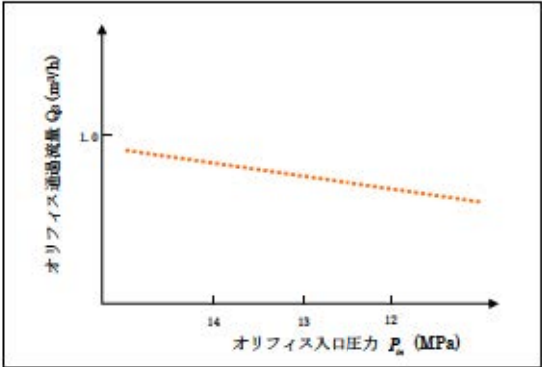
No. 2 シール 差圧-流量特性評価方法

評価フロー	算出過程	入力値
<p>No.2 シール入口圧力 15.4MPa における <math>Q_2=Q_2'</math> となる <math>h</math> を繰返し計算により求める。</p>	$Q_2 = \frac{bh^3}{12 \cdot \mu \cdot l} \Delta P$ $b = 2\pi \cdot r$	<p> <math>Q_2</math>: 摺動面通過流量[m<sup>3</sup>/s]  <math>Q_2'</math>: 減圧沸騰時の摺動面通過流量[m<sup>3</sup>/s]  <math>b</math>: 摺動部の長さ[m]  <math>l</math>: 摺動部の幅[m]  <math>h</math>: 摺動部隙間[m]  <math>\mu</math>: 水の粘性率[Pa·s]  <math>r</math>: シール摺動部の内半径[m]  <math>\Delta P</math>: No.2シール差圧[Pa]                      (No.2シール入口圧力-飽和蒸気圧)                 </p>
	$Q_2' = A \times C \times \frac{\rho'}{\rho''}$ $A = 2\pi \times r \times h$	<p> <math>A</math>: 摺動部出口面積  <math>C</math>: 水蒸気の音速[m/s]  <math>\rho'</math>: 水蒸気の密度[kg/m<sup>3</sup>]  <math>\rho''</math>: 水の密度[kg/m<sup>3</sup>]                 </p>
	$Q_2 = Q_2'$ となる $h$ を求める	
<p>No.2 シール入口圧力 15.4MPa の通過流量 <math>Q'</math> を元に No.2 シールの差圧-流量特性を求める。</p>	<div style="text-align: center;">↓</div> 	

(出典)

機械工学便覧 (流体工学): 日本機械学会

バイパスオリフィス 差圧-流量特性評価方法

評価フロー	算出過程	入力値
<p>各段の抵抗係数<math>\zeta_i</math>を算出（オリフィスの急縮小<math>\zeta_1</math>と急拡大<math>\zeta_2</math>の抵抗係数の和）</p>	$\zeta_i = \zeta_1 + \zeta_2 = 0.5 \times \left( 1 - \left( \frac{d}{D} \right)^2 \right) + \left( 1 - \left( \frac{d}{D} \right)^2 \right)^2$	<p><math>\zeta_i</math>: 抵抗係数[-]  <math>D</math>: 配管径[m]  <math>d</math>: オリフィス孔径[m]  <math>i</math>: オリフィス係数</p>
<p>各段のオリフィスの圧力損失の合計値が、出入口の圧力差と整合する流量<math>Q_0</math>を求める。（繰返し計算）</p>	$P_{out} - P_{in} = \sum_{i=1}^N \Delta P_i$ $P_{in} = 0.98 \times 10^5 + \sum_{i=1}^N \Delta P_i$ $\Delta P_i = \phi_{L0}^2 \zeta_i \frac{Q_0^2}{2 \rho_f A_i^2}$ $\phi_{L0}^2 = \phi_L^2 (1-x)^{2.75}$ $\phi_L^2 = -1 + \frac{C}{X} + \frac{1}{X^2}$ $X^2 = \left( \frac{1-x}{x} \right)^{1.75} \cdot \left( \frac{\rho_g}{\rho_f} \right) \cdot \left( \frac{\mu_f}{\mu_g} \right)^{0.25}$ <p> <small>単相時：圧損は単相圧損係数に依存              二相時：圧損は二相増倍係数を考慮</small> </p>	<p><math>P_{in}</math>: 入口圧力[Pa]  <math>P_{out}</math>: 出口圧力[Pa]  <math>\Delta P</math>: 圧力損失[Pa]</p> <p><math>A</math>: 流路断面積[m<sup>2</sup>]  <math>C</math>: 係数（乱流かつスリオーダの穴径のため20）[-]  <math>Q_0</math>: 質量流量[kg/s]  <math>x</math>: 乾き度[-]  <math>\phi_{L0}</math>: 二相圧損増倍係数（全流量）[-]  <math>\phi_L</math>: 二相増倍係数（液単相、Chisholmの式）[-]  <math>X</math>: マルチネリパラメータ[-]  <math>\rho_g</math>: 密度（気相）[kg/m<sup>3</sup>]  <math>\rho_f</math>: 密度（液相）[kg/m<sup>3</sup>]  <math>\mu_f</math>: 粘性係数（気相）[Pa·s]  <math>\mu_g</math>: 粘性係数（液相）[Pa·s]</p>
<p>流量<math>Q_0</math>-オリフィス入口圧力<math>P_{in}</math>をプロットし、差圧-流量特性を求める。</p>		

(出典)

管路・ダクトの流体抵抗：日本機械学会  
 気液二相流技術ハンドブック：日本機械学会

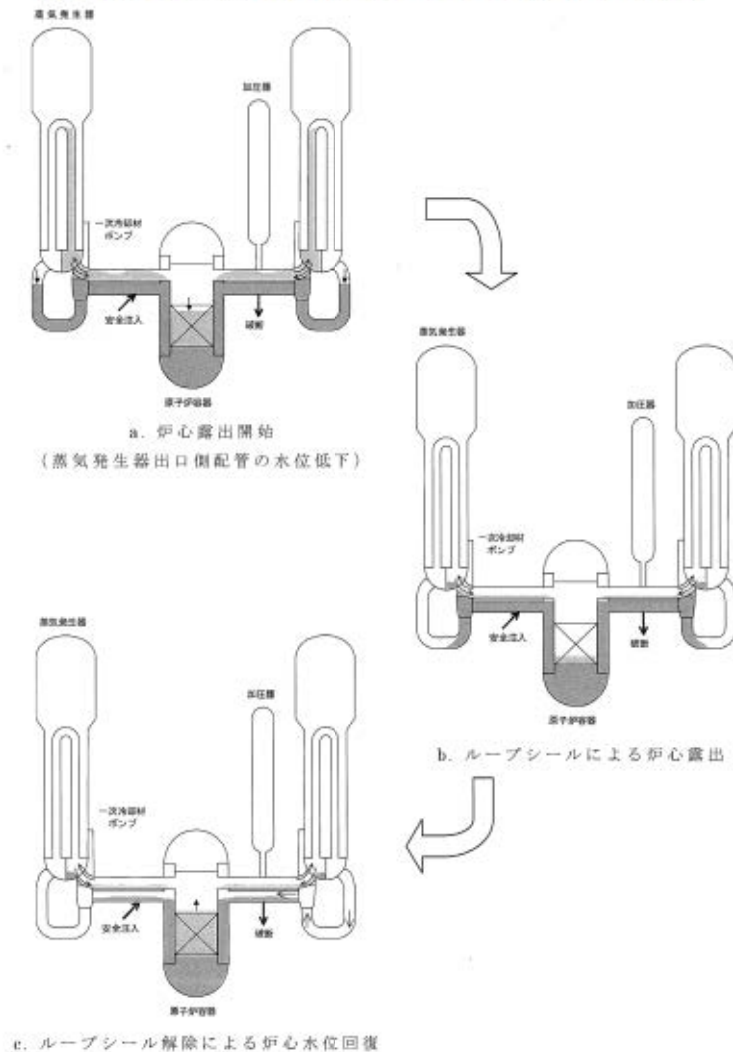
## RCPシール部からの漏えい量による炉心露出への影響

一般的に1次冷却材の漏えい量が大きくなると、1次系保有水量が早期に減少するため炉心露出の観点で厳しくなる。

小破断LOCAでは約4～6インチ相当で、燃料被覆管温度が最も高くなる現象が見られる。これはループシール<sup>※</sup>により炉心が露出し、燃料被覆管温度が増加する現象が生じるためであり、これよりも破断サイズが増加すると蓄圧注入等の注水が早まることにより燃料被覆管温度は低下するためである。

これに対しRCPシールLOCAでの破断流量約109m<sup>3</sup>/hは、破断サイズがRCP 3台分合計で約1.1インチ相当の漏えいであり、この領域ではループシールによる炉心露出が発生することはないため、RCPシールからの漏えい量が大きい方が早期に炉心露出する想定となり、保守的な設定となる。

※ループシール：漏えいにより1次冷却水が流出する過程で蒸気発生器出口側配管に水が残り、シールが形成されることにより、炉心で発生した蒸気が破断口から抜けず、炉心水位が低下する現象。（下図参照）



## 全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件設定の影響

## 1. 有効性評価における初期条件設定

重大事故等対策の有効性評価において、蓄圧タンク圧力及び保有水量の初期条件として、蓄圧注入に期待する全ての事故シーケンスにおいて以下の設定としている。

- ・ 初期圧力（最低保持圧力）：4.04MPa [gage]
- ・ 初期保有水量（最小保有水量）：29.0 [m<sup>3</sup>]

## 2. 条件設定

LOCA事象等の蓄圧タンク保有水全量の1次系注水を期待する事象及び全交流動力電源喪失事象等1次系自然循環冷却を阻害する窒素ガスの混入を防止するため、圧力条件で蓄圧注入を停止する事象に分類でき、それぞれ以下の考え方をもとに設定している。

## a. 大破断LOCA事象等の蓄圧タンク保有水全量の1次系注水を期待する事象

## (a) 初期圧力

蓄圧注入のタイミングが遅くなることに伴い、1次系保有水の回復が遅れ、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなる「最低保持圧力」としている。

## (b) 初期保有水量

炉心への注水量が少なくなり、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなるよう「最小保有水量」としている。

## b. 全交流動力電源喪失事象等1次系自然循環冷却を阻害する窒素ガスの混入を防止するため、圧力条件で蓄圧注入を停止する事象

## (a) 初期圧力

蓄圧注入のタイミングが遅くなることに伴い、1次系保有水の回復が遅れ、燃料被覆管温度評価の観点から余裕が小さくなる「最低保持圧力」としている。

## (b) 初期保有水量

最小保有水量とした場合、初期の気相部体積が大きくなることに伴い、蓄圧注入開始から、出口弁閉止圧力にて注入停止するまでに1次系へ注水される水量は、初期保有水量が多い場合よりもわずかに多くなり、厳しい条件とならないが、蓄圧タンクの最大及び最小保有水量を考慮した場合の注水量に与える影響は、別紙1に示すとおりであり、炉心露出又は燃料被覆管温度1,200℃に対して十分な余裕があることから、標準的に「最小保有水量」としている。

## 全交流動力電源喪失時における蓄圧タンク初期保有水量の差異による影響検討

## 1. はじめに

蓄圧タンクの初期条件設定として標準的に採用している「最小保有水量」とした場合、「最大保有水量」とした場合と比較すると、「最小保有水量」とした方が注水量がわずかに多くなり、「最小保有水量」の設定が必ずしも保守的とはならないことから、その影響について「全交流動力電源喪失」を対象に考察した。

## 2. 影響確認

## a. RCPシールLOCAが発生する場合

RCPシールLOCAが発生する場合に、蓄圧タンク初期保有水量の設定の差異が、注水量に与える影響としては、3基合計で約5[m<sup>3</sup>]の注水量の差異が考えられる。しかし、図1及び図2に示すとおり、1次系保有水量及び蓄圧注入流量積算値の解析結果から確認できるとおり、蓄圧注入開始時点（事象発生後約39分：約121[t]）から蓄圧タンク出口弁閉止（事象発生後70分：約120[t]）までの蓄圧タンクからの注水が行われている期間における1次系保有水量は、その後の安定状態に至る時点の1次系保有水量（約78[t]）に対して十分余裕がある。

## b. RCPシールLOCAが発生しない場合

RCPシールLOCAが発生しない場合に、蓄圧タンク初期保有水量の設定の差異が、注水量に与える影響としては、3基合計で約8[m<sup>3</sup>]の注水量の差異が考えられる。しかし、図3及び図4に示すとおり、1次系保有水量及び蓄圧注入流量積算値の解析結果から確認できるように、蓄圧注入開始時点（事象発生後約60分：約191[t]）から、蓄圧タンク出口弁閉止（事象発生後約26時間：約208[t]）までの蓄圧タンクからの注水が行われている期間における1次系保有水量は、RCPシールLOCAが発生する場合の安定状態到達時点の1次系保有水量（約78[t]）に対して十分余裕がある。

## 3. 確認結果

RCPシールLOCAが発生する場合については、安定状態維持時点の1次系保有水量よりも蓄圧タンクの注水開始時点から出口弁閉止までの期間中の1次系保有水量が十分に多いことから、蓄圧タンクの初期保有水量の設定による注水量への影響を考慮しても炉心露出に至ることはない。

RCPシールLOCAが発生しない場合については、RCPシールLOCAが発生する場合の安定状態維持時点の1次系保有水量よりも蓄圧タンクの注水開始時点から出口弁閉止までの期間中の1次系保有水量が十分に多いことから、蓄圧タンクの初期保有水量の設定による注水量への影響を考慮しても炉心露出に至ることはない。

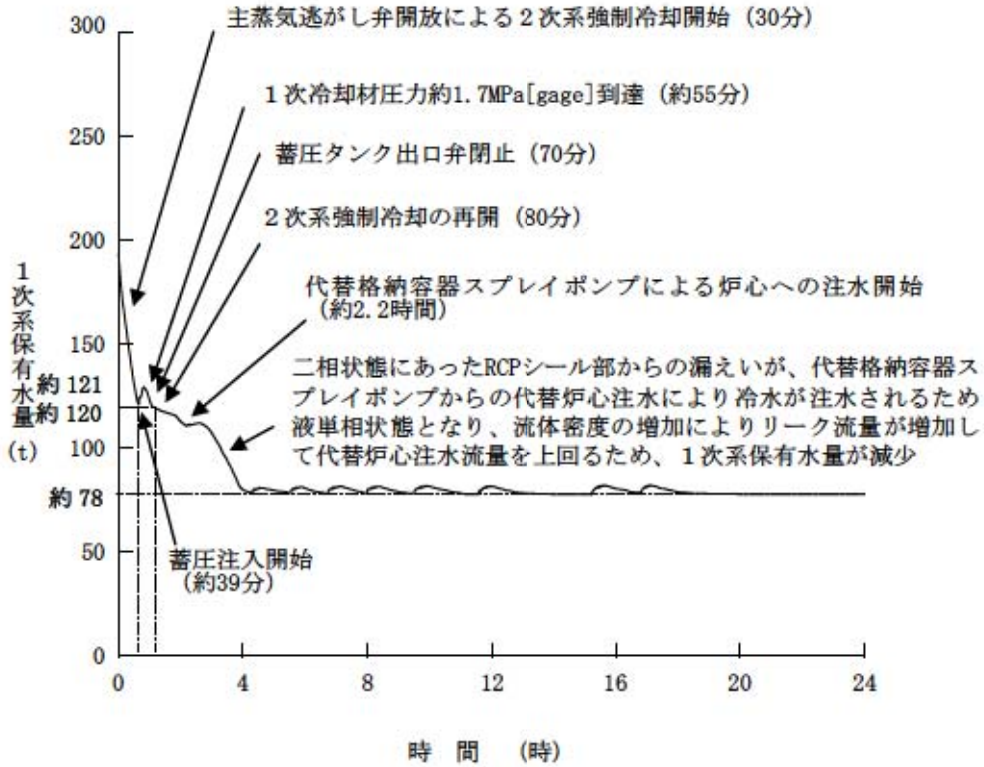


図1 1次系保有水量の推移（全交流動力電源喪失：RCPシールLOCAが発生する場合）

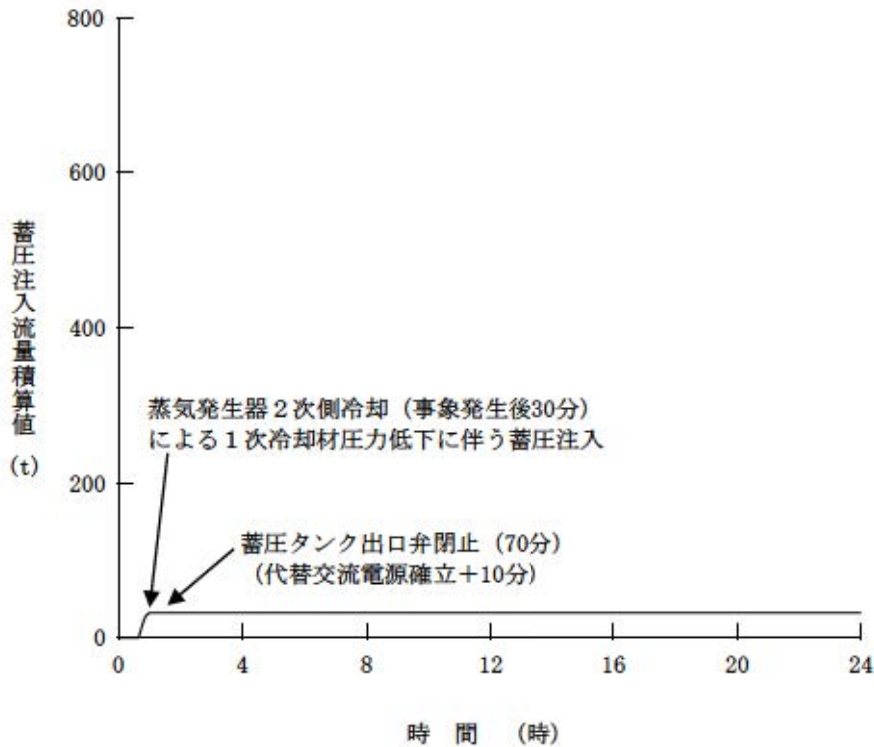


図2 蓄圧注入流量積算値の推移（全交流動力電源喪失：RCPシールLOCAが発生する場合）



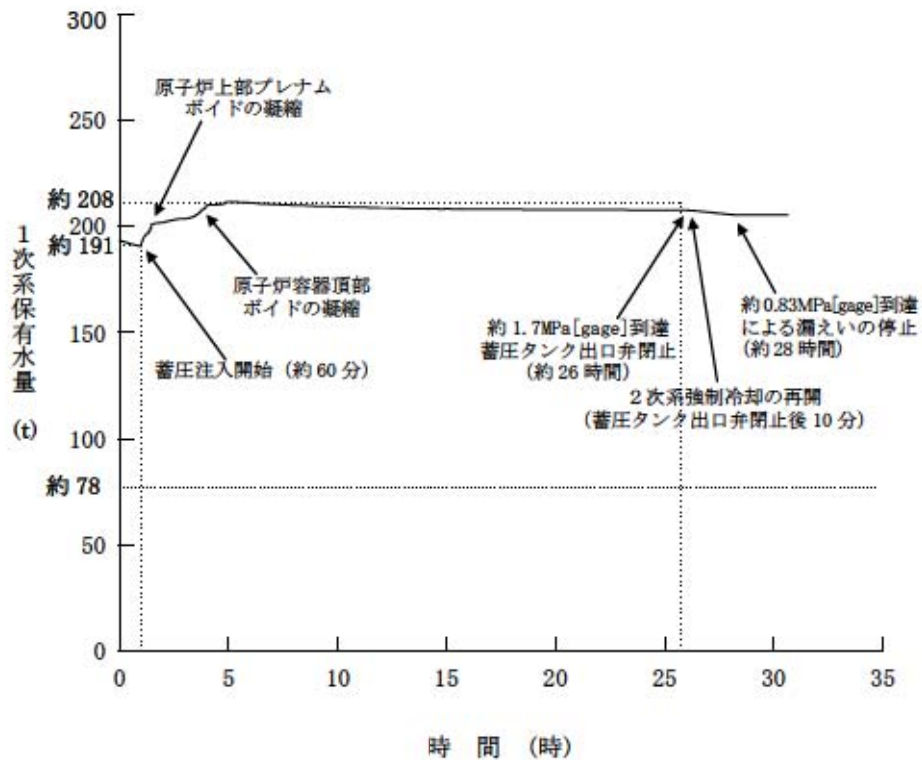


図3 1次系保有水量の推移 (全交流動力電源喪失: RCP シール LOCA が発生しない場合)

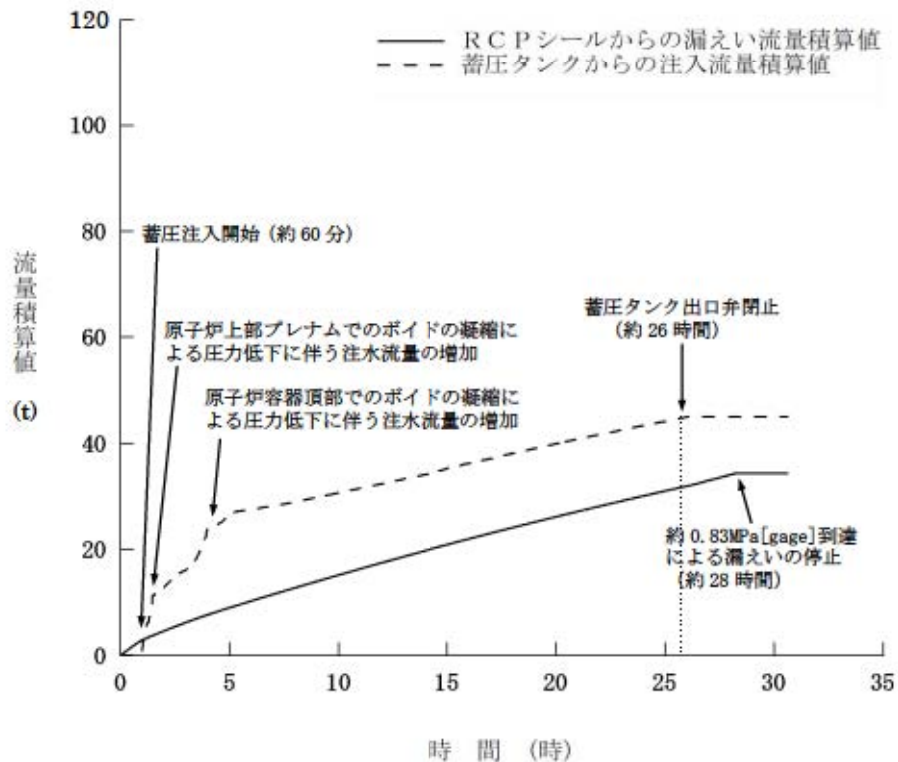


図4 漏えい量と注水量の推移 (全交流動力電源喪失: RCP シール LOCA が発生しない場合)

## 蓄圧タンク内の圧力変化に伴う注水量の差異について

蓄圧タンク内の圧力変化は、窒素ガスの膨張に伴い、以下の式で求められる。

$$P_i \times V_i^\gamma = P \times V_T^\gamma$$

ただし、

$P_i$  : 初期圧力 (MPa[abs])

$V_i$  : 初期気相部体積 (m<sup>3</sup>)

12.0m<sup>3</sup> (最小保有水量 (1基あたり))

10.0m<sup>3</sup> (最大保有水量 (1基あたり))

$P$  : 蓄圧タンク出口弁閉止時の圧力 (MPa[abs])

$V_T$  : 蓄圧タンク出口弁閉止時の気相体積 (m<sup>3</sup>)

$\gamma$  : ポリトロープ指数

1.0 : 等温変化時

1.4 : 断熱変化時

蓄圧タンク容積 (1基あたり) : 41.0m<sup>3</sup>

最小保有水量 (1基あたり) : 29.0m<sup>3</sup>

最大保有水量 (1基あたり) : 31.0m<sup>3</sup>

初期圧力 : 4.04MPa[gage]

蓄圧タンク出口弁閉止時の圧力

: 1.7MPa[gage] (全交流動力電源喪失)

: 0.6MPa[gage] (ECCS 注水機能喪失、格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA))

とする。

上記評価式より、全交流動力電源喪失事象等、1次系自然循環冷却を阻害するガスの混入を防止するため、圧力変化で蓄圧注入を停止する事象に対して、以下の通りの注水量に対する影響がある。

## ①全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCAあり)

比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最小保有水量時の注水量と最大保有水量時の注水量の差異は1基あたり約1.6[m<sup>3</sup>]となり、3基合計で約5[m<sup>3</sup>]となる。

## ②全交流動力電源喪失 (RCPシールLOCAなし)

事象進展が遅いことから、等温変化として考慮しており、上記式より最小保有水量時の注水量と最大保有水量時の注水量の差異は1基あたり約2.6[m<sup>3</sup>]となり、3基合計で約8[m<sup>3</sup>]となる。

③ECCS注水機能喪失

比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最小保有水量時の注水量と最大保有水量時の注水量の差異は1基あたり約3.4[m<sup>3</sup>]となり、2基合計で約7[m<sup>3</sup>]となる。

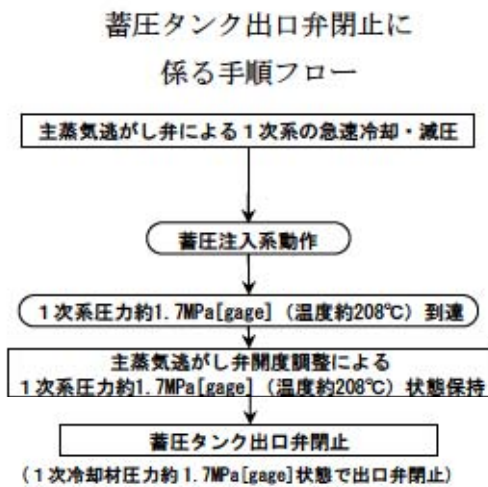
④格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最小保有水量時の注水量と最大保有水量時の注水量の差異は1基あたり約3.4[m<sup>3</sup>]となり、3基合計で約10[m<sup>3</sup>]となる。

## 全交流動力電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止に関する 窒素混入の影響について

### 1. 蓄圧タンク出口弁閉止に対する余裕について

全交流動力電源喪失の事故シナリオにおいては、以下のフローに基づく手順としており、そのうち蓄圧タンク出口弁閉止の操作については、以下の事項から蓄圧タンクからの窒素が流入する前に確実に出口弁を閉止できる運用としている。



- ・窒素が流入しだす圧力を保守的な評価(等温変化を仮定)により高めの1.2MPa[gage]と求め、さらに不確かさを考慮し、0.5MPaを余裕として加えた1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止(隔離)する。
- ・運転員は、運転手順に基づき操作を実施することから、操作の注意事項として圧力の挙動に十分注意して冷却操作を行う。
- ・蓄圧注入系作動以後の1次冷却材圧力の低下は、蓄圧タンクからの流入水により比較的緩慢に推移する。

### 2. 窒素混入の影響について

1項にて述べたように、1次冷却材圧力1.7MPa[gage]状態にて蓄圧タンク出口弁の閉止操作を実施するが、評価における圧力推移の結果から窒素混入となる圧力(約1.2MPa[gage])まで到達する可能性は非常に小さい。

過去の試験<sup>1</sup>においては、蒸気発生器のU字管曲げ部の体積を上回る窒素ガスを注入した場合でも自然循環が維持されていることが確認されており、本試験の結果から、泊3号炉において蒸気発生器伝熱管U字管曲げ部の体積(約6.3m<sup>3</sup>)に相当する窒素が混入される状況となっても、自然循環による冷却は維持されるものと推測される。

蓄圧タンク出口弁の閉止操作前の状況における1次冷却材圧力の低下は非常に緩慢なことから、本体積に相当する窒素が混入する圧力の低下(約0.06MPa程度)までには、十分な時間余裕がある。

<sup>1</sup>非凝縮性ガス存在下での蒸気発生器伝熱管内自然循環熱特性, 内海ら (三菱重工)、日本混相流学会年会講演会論文集 (2004年08月)

### 3. 蓄圧タンク出口弁閉止操作の時間余裕について

1項にて述べたように、蓄圧タンク出口弁閉止操作は、蓄圧タンク内の窒素ガスが1次系に混入される際の圧力である1.2MPa[gage]までに実施する必要がある。図1の全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生する場合)時の1次冷却材圧力応答から確認できるとおり、1次系の圧力低下に伴いRCPシール部からの漏えい率が低下することで、以降の1次系の圧力低下が緩慢になるが、保守的に1次冷却材圧力1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した結果、13分程度の時間余裕があることが確認できる。

なお、RCPシールLOCAが発生しない場合においては、さらに漏えい量が少ないことから、同等以上の時間余裕がある。

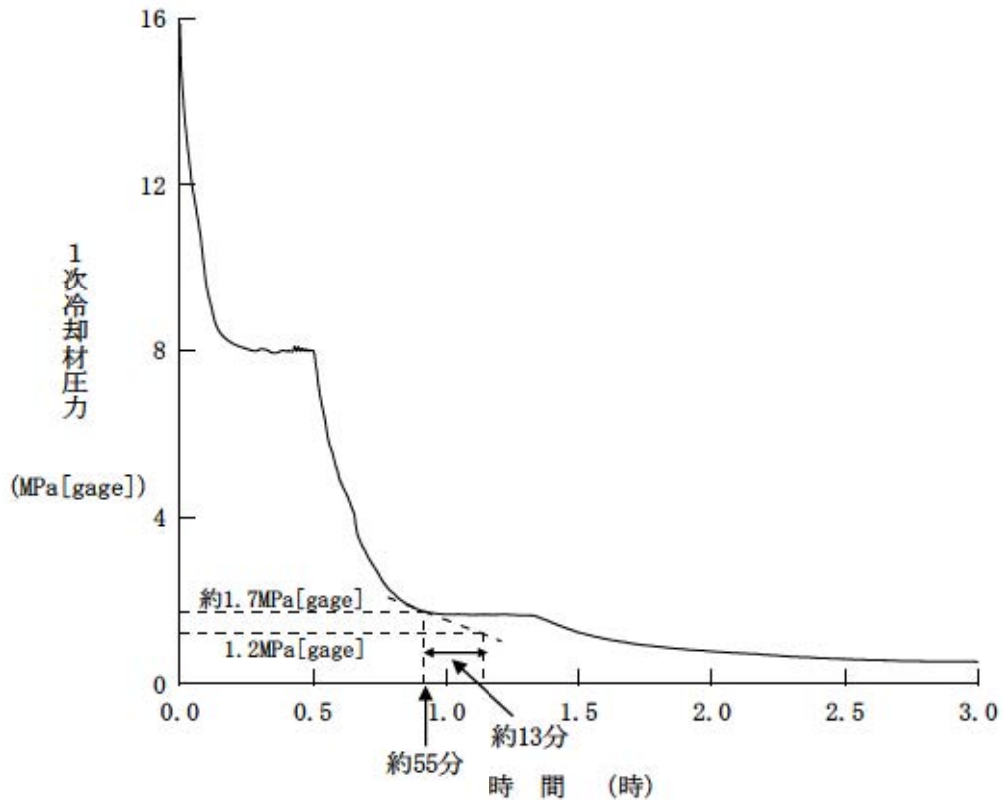


図1 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について

「全交流動力電源喪失」における重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。

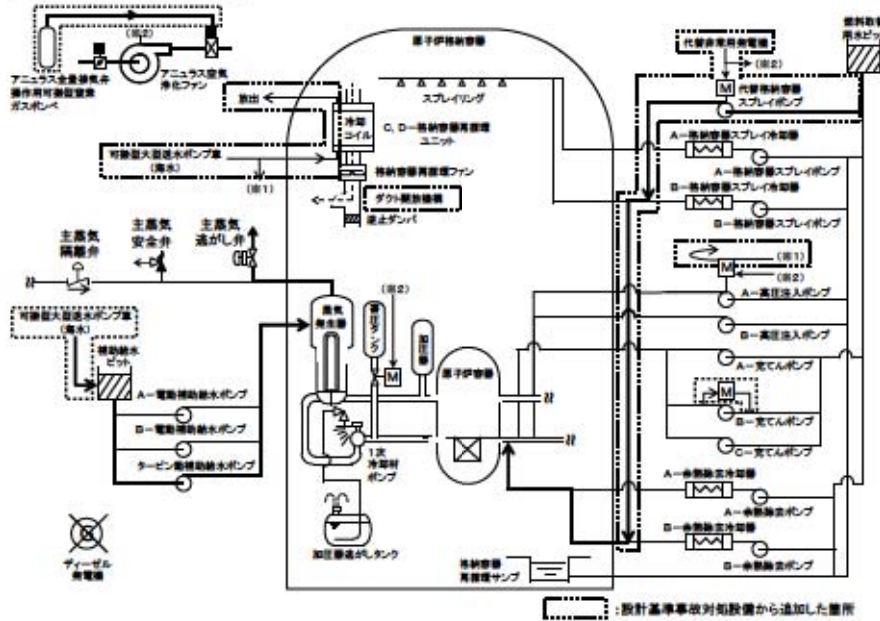


図 1 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）

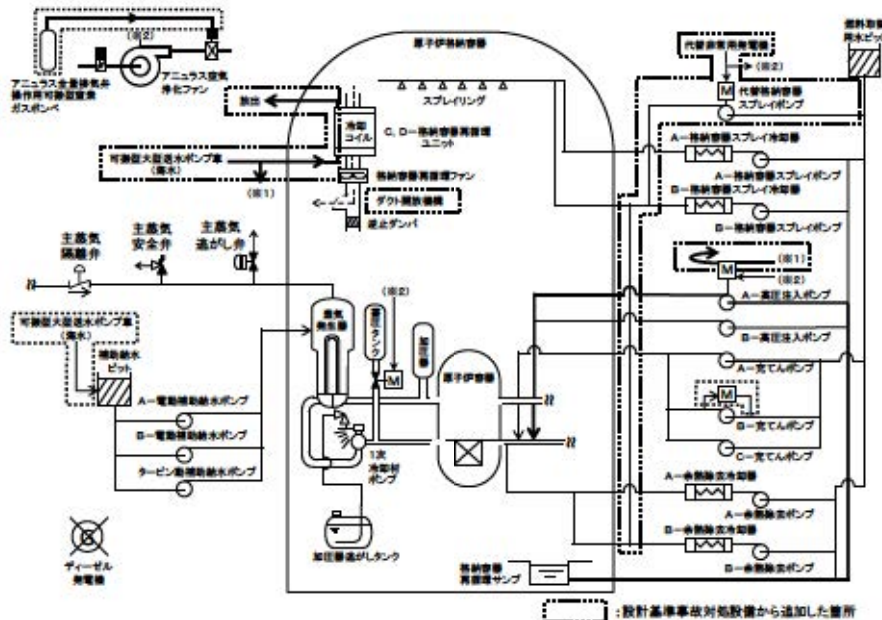


図 2 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）  
（原子炉安定以降の対策）

また、重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。

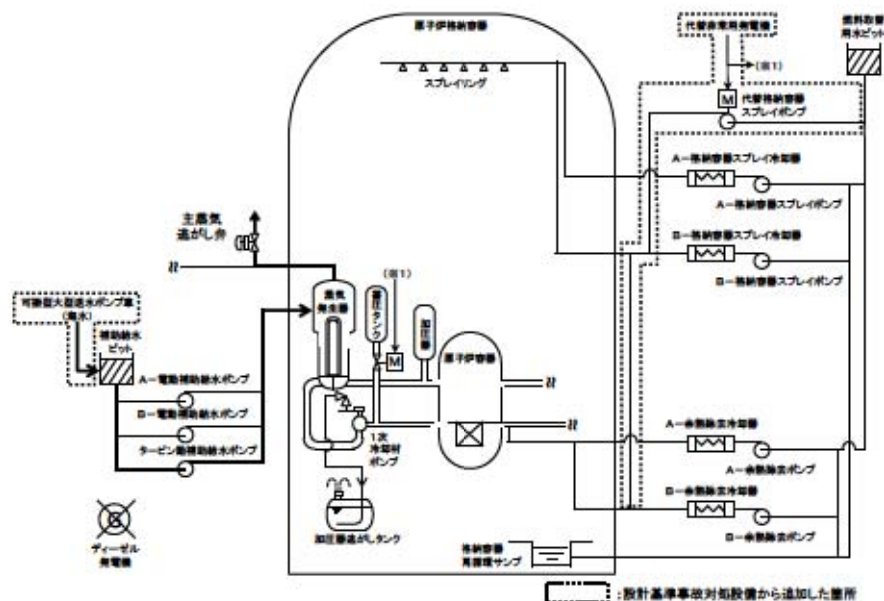


図 3 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）

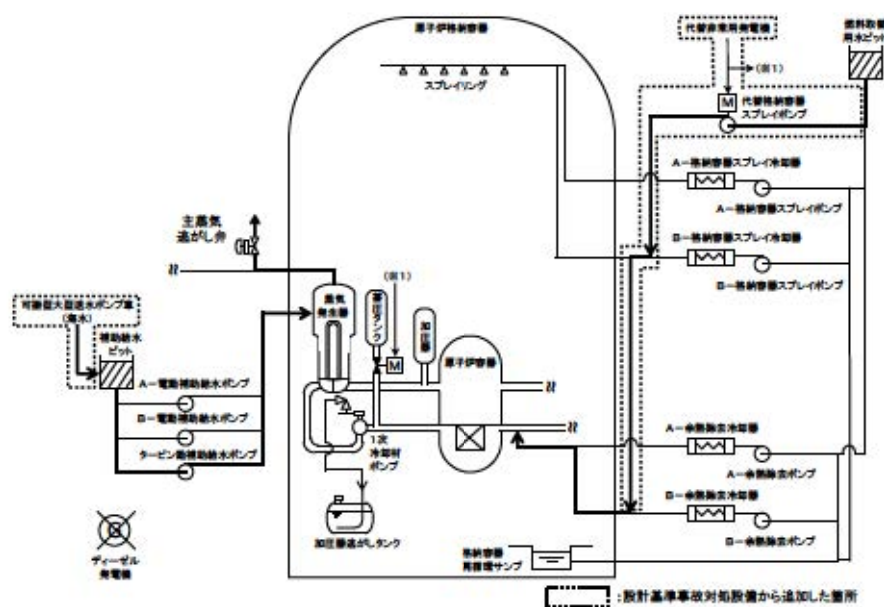


図 4 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）（原子炉安定以降の対策）

## 安定停止状態について①

全交流動力電源喪失（全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA）時の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：1次冷却材圧力0.7MPa、温度170℃保持及び加圧器水位維持

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生後30分から主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を開始し、1次冷却材圧力0.7MPa、温度170℃に到達すれば主蒸気逃がし弁開度を調整し、1次冷却材圧力、温度を保持する。

事象発生約2.2時間後に代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を開始することで、1次系保有水量（加圧器水位）を維持することができる。また、第7.1.2.8図の解析結果より約4時間後から1次系保有水（加圧器水位）が安定するため、事象発生約4時間後を原子炉安定停止状態とした。

格納容器再循環ユニットによる長期安定状態の維持について

第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図の解析結果より、格納容器雰囲気温度が110℃に到達し、格納容器再循環ユニットダクト開放機構作動により格納容器内自然対流冷却が開始され、格納容器内温度、圧力が低下傾向となる時間（約81時間）を安定状態とした。

高圧再循環による長期冷却の継続について

事象発生約51時間後に代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水から高圧再循環運転へ切り替えることで、長期にわたる炉心の冷却が可能である。



## 安定停止状態について②

全交流動力電源喪失（全交流動力電源喪失（24時間）＋原子炉補機冷却機能喪失）時の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：1次冷却材圧力0.7MPa、温度170℃保持及び加圧器水位維持

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生約30分後から主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を行い、1次冷却材圧力が低下することにより、1次冷却材漏えい量も減少していく。

1次冷却材圧力0.83MPaにてRCP封水戻りライン逃がし弁からの漏えいが停止することにより保有水（加圧器水位）は維持される。

第7.1.2.27図及び第7.1.2.28図の解析結果より、事象発生約31時間後に1次冷却材圧力0.7MPa、温度170℃に到達し、主蒸気逃がし弁開度調整により、1次冷却材圧力、温度を維持でき、保有水量（加圧器水位）も安定することから事象発生約31時間後を原子炉安定停止状態とした。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(全交流動力電源喪失)

重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故（以下「SBO+RCPシールLOCA」という）」及び「外部電源喪失時に非常用所内電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故（以下「SBO+RCPシールLOCA無し」という）」における解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	0%～40%	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作時間には与える影響はない。	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面での熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	沸騰・ボイド率変化	ボイドモデル 流動様式	炉心水位：0～0.3m コードでは、炉心水位低下を数秒早く評価する可能性あり	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなるが、炉心水位を起点とする運転員等操作時間には与える影響はない。	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、炉心水位について、最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	気液分離（水位変化）・対向流				
1次冷却系	冷却材流量変化（自然循環時） 圧力損失	壁面熱伝達モデル 運動量保存則	約20%過大評価	1次冷却系における冷却材流量変化及び圧力損失に係る壁面熱伝達モデル及び運動量保存則の解析モデルは、自然循環流量について約20%過大に評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、自然循環の発生は流量の大小に係らず炉心で発生した崩壊熱を蒸気発生器で除熱できていることを示しており、1次冷却材流量を起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。	1次冷却系における冷却材流量変化及び圧力損失に係る壁面熱伝達モデル及び運動量保存則の解析モデルは、自然循環流量を約20%過大に評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、自然循環の発生は流量の大小に係らず炉心で発生した崩壊熱を蒸気発生器で除熱できていることを示していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	破断流モデル	サブクール臨界流： ±10% 二相臨界流： -10%～+50%	1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機的设计漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で大きく評価することを確認している。よって、漏えい量を大きく評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。	1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機的设计漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で大きく評価することを確認している。よって、漏えい量を大きく評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	2流体モデル 壁面熱伝達モデル	1次冷却材圧力： 0MPa～+0.5MPa	1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。	1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却操作等による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高めに評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	気液分離・対向流	流動様式	1次冷却材圧力： 0MPa～+0.5MPa （凝縮量又は熱伝達の不確かさについて、1次冷却材圧力で定量化）	1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材圧力を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。	1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ECCS 強制注入（充てん系含む）	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	ECCS 蓄圧タンク注入	蓄圧タンクの非凝縮性ガス	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
蒸気発生器	1次側・2次側の熱伝達	壁面熱伝達モデル	・減圧時 1次冷却材圧力 : 0MPa～+0.5MPa ・加圧時 1次冷却材温度 : ±2℃ 1次冷却材圧力 : ±0.2MPa	蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。	蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時の1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	2次側給水 (主給水・補助給水)	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
原子炉格納容器	構造材との熱伝達 及び 内部熱伝導	ヒートシンク熱伝達モデル ヒートシンク内熱伝導モデル	ピーク圧力: 0～約1.6倍 温度: 0℃～20℃	原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で約1.6倍高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で約20℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなるが、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で約1.6倍高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で約20℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/2)

項目	解析条件(初期条件、事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	炉心熱出力 <sup>※1</sup>	100%(2,652MWt) ×1.02	100%(2,652MWt)	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。	解析条件で設定している炉心熱出力より小さくなるため、崩壊熱及び炉心保有熱が小さくなり、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次系温度及び圧力の目標達成時間や1次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。	解析条件で設定している炉心熱出力より小さくなるため、崩壊熱及び炉心保有熱が小さくなり、蒸発率が小さくなる。よって、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	1次冷却材圧力 <sup>※1</sup>	15.41+0.21MPa[gage]	15.41MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなる。また、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注入されるタイミングが遅くなることから、厳しい設定。	解析条件で設定している初期の1次冷却材圧力より低くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標達成時間や1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。	解析条件で設定している初期の1次冷却材圧力より低くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、1次系からの漏えい流量が少なくなる。よって、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	1次冷却材平均温度 <sup>※1</sup>	306.6+2.2℃	306.6℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次系強制冷却による減温、減圧が遅くなる。また、蓄圧注入のタイミングも遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから、厳しい設定。	解析条件で設定している初期の1次冷却材温度より低くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標達成時間や1次冷却材温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。	解析条件で設定している初期の1次冷却材温度より低くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、1次系からの漏えい流量が少なくなる。よって、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	炉心崩壊熱 <sup>※1</sup>	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	装荷炉心毎	17×17型燃料集合体を装荷した3ループプラントを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮。	解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標達成時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。	解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率が低下することで、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	蒸気発生器2次側保有水量	50t(1基当たり)	50t(1基当たり)	蒸気発生器2次側保有水量の設計値として設定。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉格納容器自由体積	65,500m <sup>3</sup>	66,000m <sup>3</sup>	評価結果を厳しくするように、設計値に基づき小さい値を設定。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
事故条件	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失	起回事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。		
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。		

添 7.1.2.17-4

※1:「SBO+RCPシールLOCAあり」及び「SBO+RCPシールLOCA無し」で共通の条件  
 ※2:「SBO+RCPシールLOCA」のみの条件  
 ※3:「SBO+RCPシールLOCA無し」のみの条件  
 ※4:「SBO+RCPシールLOCA」及び「SBO+RCPシールLOCA無し」で異なる条件(上段:シールLOCA、下段:シールLOCA無し)

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/2)

項目	解析条件(機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	RCPからの漏えい率(初期) <sup>※4</sup>	定格圧力において、約109m <sup>3</sup> /h/台(480gpm/台)相当となる口径約1.6cm(約0.6インチ)/台(事象発生時からの漏えいを仮定)	約99m <sup>3</sup> /h/台(評価値)	米国NRCにて、保守的な漏えい率とされ、評価で使用されている値を使用。国内のRCPとNRCで評価された米国製RCPとで、漏えい量を決定する管路構造が同等であること及び臨界流モデルで評価した国内製RCPシールからの漏えい率が米国評価の使用値よりさらに小さいことを確認していることより、保守的な設定。	解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が遅くなる。	解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		定格圧力において、1.5m <sup>3</sup> /h/台相当となる口径約0.2cm(約0.07インチ)/台(事象発生時からの漏えいを仮定)	約1.2m <sup>3</sup> /h/台(評価値)	RCPシール部の機能が維持されている場合の漏えい率を評価した結果を上回る値として設定。		
機器条件	蓄圧タンク保持圧力 <sup>※1</sup>	4.04MPa[gage](最低保持圧力)	約4.4MPa[gage](通常運転時管理値中央)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。	解析条件で設定している蓄圧タンクの初期保持圧力より高くなるため、蓄圧注入開始が早くなるが、操作開始の起点とするパラメータに対しての影響はない。	解析条件で設定している蓄圧タンクの初期保持圧力より高くなるため、蓄圧注入開始が早くなり、1次系保有水量の減少が抑制される。よって、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	蓄圧タンク保有水量 <sup>※1</sup>	29.0m <sup>3</sup> (1基当たり)(最小保有水量)	約30.0m <sup>3</sup> (1基当たり)(通常運転時管理値中央)	最小の保有水量を設定。	解析条件で設定している蓄圧タンクの初期保有水量より多くなるため、初期の気相部体積が小さくなり、蓄圧タンク出口弁閉止時点での炉心注水量が少なくなるが、操作開始の起点とするパラメータに対しての影響はない。	解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧タンクによる1次系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料7.1.2.12)
	漏えい停止圧力 <sup>※3</sup>	0.83MPa[gage]	0.83MPa[gage]	RCP封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。	解析条件と設計値が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と設計値が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	タービン動補助給水ポンプ <sup>※1</sup>	事象発生60秒後に給水開始	事象発生35秒後に給水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速時間に余裕を考慮して設定。	解析条件で設定しているタービン動補助給水ポンプの作動時間より早くなるため、蒸気発生器水位の回復が早くなるが、操作開始の起点とするパラメータに対しての影響はない。	解析条件で設定しているタービン動補助給水ポンプの作動時間より早くなるため、蒸気発生器水位の回復が早くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		80m <sup>3</sup> /h/3 SG	80m <sup>3</sup> /h/3 SG	タービン動補助給水ポンプの設計値115m <sup>3</sup> /hから、ミニフロー流量35m <sup>3</sup> /hを除いた値により設定。	解析条件と設計値が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と設計値が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気逃がし弁 <sup>※1</sup>	定格ループ流量の10%/個(定格運転時)	定格ループ流量の10%/個(定格運転時)(設計値)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量(ループ当たり)の10%を処理できる流量として設定。	解析条件と設計値が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と設計値が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉トリップ信号 <sup>※1</sup>	1次冷却材ポンプ電源電圧低(定格値の65%)(応答時間1.8秒)	1次冷却材ポンプ電源電圧低(定格値の70%)(応答時間1.8秒以下)	トリップ設定値に計器誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。	解析条件で設定している原子炉トリップ時間より早くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による1次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や1次冷却材温度及び圧力を起点とする蓄圧タンク出口弁閉止等の操作開始が早くなる。	解析条件で設定している原子炉トリップ時間より早くなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、1次系からの漏えい流量が少なくなる。よって、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量 <sup>※2</sup>	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h	想定する流出流量に対して、1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時点で炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。	解析条件と重大事故等対策として設計した値が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と重大事故等対策として設計した値が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1:「SBO+RCPシールLOCA」及び「SBO+RCPシールLOCA無し」で共通の条件

※2:「SBO+RCPシールLOCA」のみの条件

※3:「SBO+RCPシールLOCA無し」のみの条件

※4:「SBO+RCPシールLOCA」及び「SBO+RCPシールLOCA無し」で異なる条件(上段:シールLOCA、下段:シールLOCA無し)

表3 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(1/2)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ				条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等		解析コードの不確かさによる影響	解析条件(操作条件を除く)の不確かさによる影響				
	解析上の操作開始時間	実際に見込まれる操作開始時間						
操作条件	2次系強制冷却開始(主蒸気逃がし弁開) <sup>※1</sup>	事象発生から30分後	事象発生から30分後(判断10分+操作20分)	パラメータを起点に開始する操作ではないことから影響はない。	パラメータを起点に開始する操作ではないことから影響はない。	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の現地開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮し、事象発生から30分後と設定。	2次系強制冷却は、現地での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。	2次系強制冷却の実施時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生から30分後であるのに対し、事象発生から60分後に開始する場合の感度解析を実施した結果、1次系の減温、減圧が遅くなることで、1次系からの漏えい量が多くなり、1次系保有水量の減少が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約60分の操作時間余裕があることを確認した。  (添付資料7.1.2.18)
	1次系温度圧力の保持 <sup>※1</sup>	1次冷却材温度208℃(約1.7MPa[gage]到達時)	1次冷却材温度208℃(約1.7MPa[gage]到達時)	蒸気発生器1次側・2次側の熱伝達等の不確かさにより調整操作時間が早くなる。	炉心崩壊熱等の不確かさにより調整操作時間が早くなる。	208℃については、蓄圧タンクから1次系に空気が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替え等を考慮して設定。	1次冷却材温度及び圧力の維持は、現地での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。	運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		170℃(約0.7MPa[gage]到達時)	170℃(約0.7MPa[gage]到達時)	1次冷却系における冷却材放出の不確かさにより、調整操作時間が遅くなる。	RCPからの漏えい率の不確かさにより調整操作時間が遅くなる。			
蓄圧タンク出口弁閉止 <sup>※4</sup>	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立(60分)から10分後	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立(60分)から5分後	蒸気発生器1次側・2次側の熱伝達等の不確かさにより調整操作時間が早くなる。	炉心崩壊熱等の不確かさにより調整操作時間が早くなる。	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知・判断に10分を想定し設定。	蓄圧タンク出口弁の閉止は、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び1次冷却材圧力1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]到達することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立(24時間)から10分後	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立(24時間)から5分後	1次冷却系における冷却材放出の不確かさにより、調整操作時間が遅くなる。	RCPからの漏えい率の不確かさにより調整操作時間が遅くなる。			蓄圧タンク出口弁の閉止の操作時間余裕としては、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の空気が1次系内に注入される圧力1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]到達することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。  (添付資料7.1.2.13)	

※1:「SBO+RCPシールLOCA」及び「SBO+RCPシールLOCA無し」で共通の条件

※2:「SBO+RCPシールLOCA」のみの条件

※3:「SBO+RCPシールLOCA無し」のみの条件

※4:「SBO+RCPシールLOCA」及び「SBO+RCPシールLOCA無し」で異なる条件(上段:シールLOCA、下段:シールLOCA無し)

表3 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(2/2)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ				条件設定の考え方	要員の配置による他の操作に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
	解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等		解析コードの不確かさによる影響	解析条件(操作条件を除く)の不確かさによる影響				
	解析上の操作開始時間	実際に見込まれる操作開始時間						
操作条件	2次系強制冷却再開(主蒸気速がし弁開) <sup>※1</sup>	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	蓄圧タンク出口弁閉止完了次第	<p>蒸気発生器1次側・2次側の熱伝達等の不確かさにより調整操作時間が早くなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出の不確かさにより、調整操作時間が遅くなる。</p>	<p>炉心崩壊熱等の不確かさにより調整操作時間が早くなる。</p> <p>RCPからの漏えい率の不確かさにより調整操作時間が遅くなる。</p>	<p>運転員等操作時間として、主蒸気速がし弁の調整操作に10分を想定して設定。</p>	<p>2次系強制冷却再開は、現地での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>2次系強制冷却再開は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気速がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい率が少なくなると主蒸気速がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、事象発生後の30分後の2次系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開も、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作時間余裕としては、事象発生後の30分後の2次系強制冷却操作と同等以上である。</p>
	代替格納容器スプレイポンプ起動 <sup>※2</sup>	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達(約2.2時間後)	準備完了次第(判断10分+操作他35分)	<p>蒸気発生器1次側・2次側の熱伝達等の不確かさにより調整操作時間が早くなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出の不確かさにより、調整操作時間が遅くなる。</p>	<p>炉心崩壊熱等の不確かさにより調整操作時間が早くなる。</p> <p>RCPからの漏えい率の不確かさにより調整操作時間が遅くなる。</p>			

※1:「SBO+RCPシールLOCA」及び「SBO+RCPシールLOCA無し」で共通の条件

※2:「SBO+RCPシールLOCA」のみの条件

※3:「SBO+RCPシールLOCA無し」のみの条件

※4:「SBO+RCPシールLOCA」及び「SBO+RCPシールLOCA無し」で異なる条件(上段:シールLOCA、下段:シールLOCA無し)



## 全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の感度解析について

## 1. はじめに

全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）の2次系強制冷却開始時刻の影響を確認するため、感度解析を実施した。

感度ケース：2次系強制冷却開始時間【事象発生+30分】⇒【事象発生+60分】

## 2. 影響確認

主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を図1～図4から、以下のことを確認した。

- ・図1、図2の結果から、2次系強制冷却開始時刻を遅らせることにより、圧力挙動に遅れが生じるものの、いずれのケースにおいても安定に至る挙動に大きな差異はない。
- ・図3の結果から、2次系強制冷却開始時刻を遅らせることにより、蓄圧注入、代替格納容器スプレイポンプによる注水開始時期に遅れが生じるものの、安定に至る挙動に大きな差異はない。
- ・図4の結果から、基本ケース（申請書解析）と同様に、燃料被覆管温度は初期より低下し、24時間時点での燃料被覆管温度の差異はない。

## 3. 結論

2. を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図5に示すが、主蒸気逃がし弁の操作時間に余裕があり、操作時間余裕として事象発生から60分程度は確保できることが確認できた。

表1 申請書解析と感度解析の主要解析条件・結果の相違

項目	基本ケース（申請書解析）	感度ケース （2次系強制冷却開始60分後）
解析コード	M-RELAP5/COCO	←
炉心熱出力（初期）	100% (2,652MWt) × 1.02	←
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	←
1次冷却材平均温度（初期）	306.6+2.2℃	←
RCPからの漏えい率（初期）	約109m <sup>3</sup> /h/台	←
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	←
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]（最低保持圧力）	←
蓄圧タンク保有水量	29.0m <sup>3</sup> /基（最小保有水量）	←
代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	30m <sup>3</sup> /h	←
2次系強制冷却開始（主蒸気逃がし弁開）	事象発生から30分後	事象発生から60分後
蓄圧タンク注入	事象発生から39分後	事象発生から約67分後
1次系温度圧力の保持	1次冷却材温度約208℃ (約1.7MPa[gage]) 到達時 【事象発生から55分後】	← 【事象発生から約82分後】
蓄圧タンク出口弁閉止*	<u>代替交流電源確立+10分</u> 【事象発生から70分後】	<u>1次冷却材温度約208℃ (約1.7MPa[gage]) 到達+10分</u> 【事象発生から約92分後】
2次系強制冷却再開（主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁閉止+10分 【事象発生から80分後】	← 【事象発生から約102分後】
代替格納容器スプレイポンプ作動	1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時 【事象発生から約2.2時間後】	← 【事象発生から約2.4時間後】

※基本ケース（申請書解析）は、1次冷却材温度約208℃到達【約55分後】時点では、代替交流電源が確立されていないことから【60分後】、代替交流電源確立+10分【70分後】に「蓄圧タンク出口弁閉止」としているが、感度ケースは、1次冷却材温度約208℃到達【約82分後】時点で代替交流電源が確立されていることから、1次冷却材温度約208℃到達+10分【約92分後】に「蓄圧タンク出口弁閉止」としている。

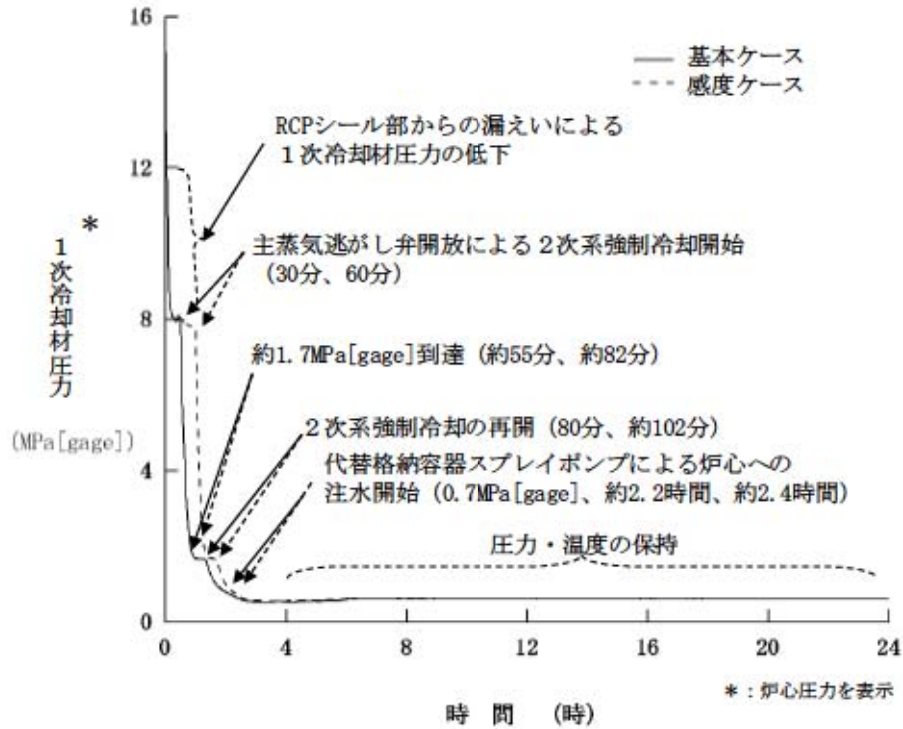


図1 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)

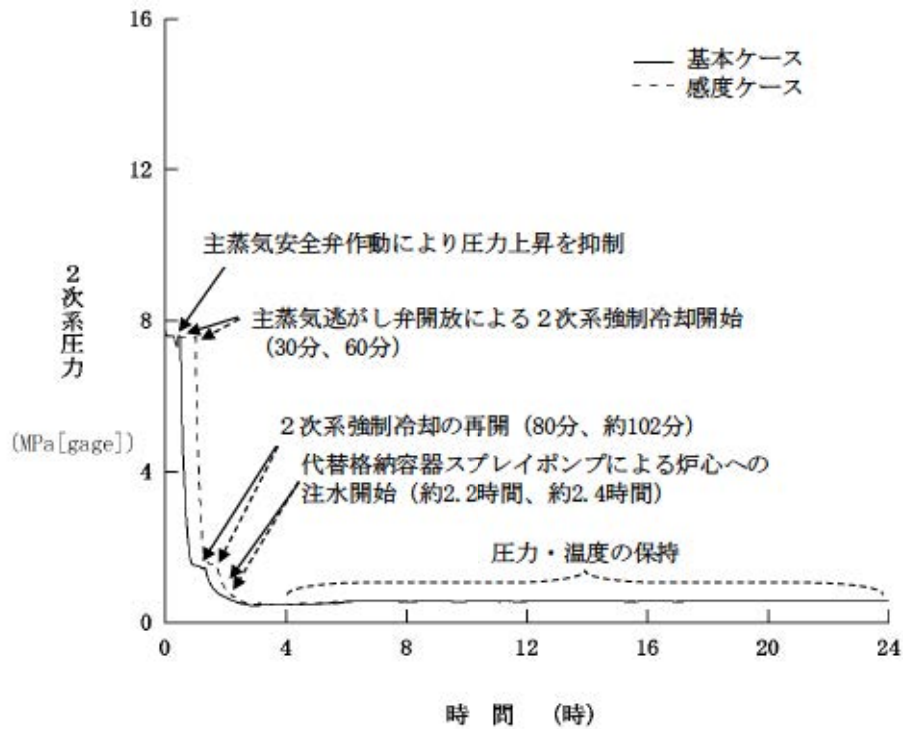


図2 2次系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)

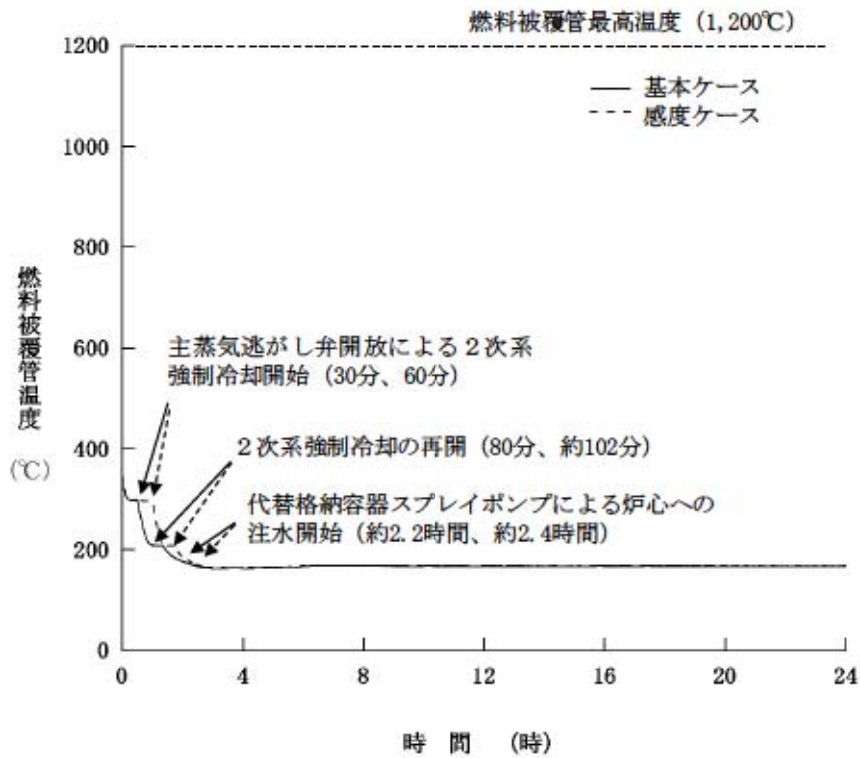


図3 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)

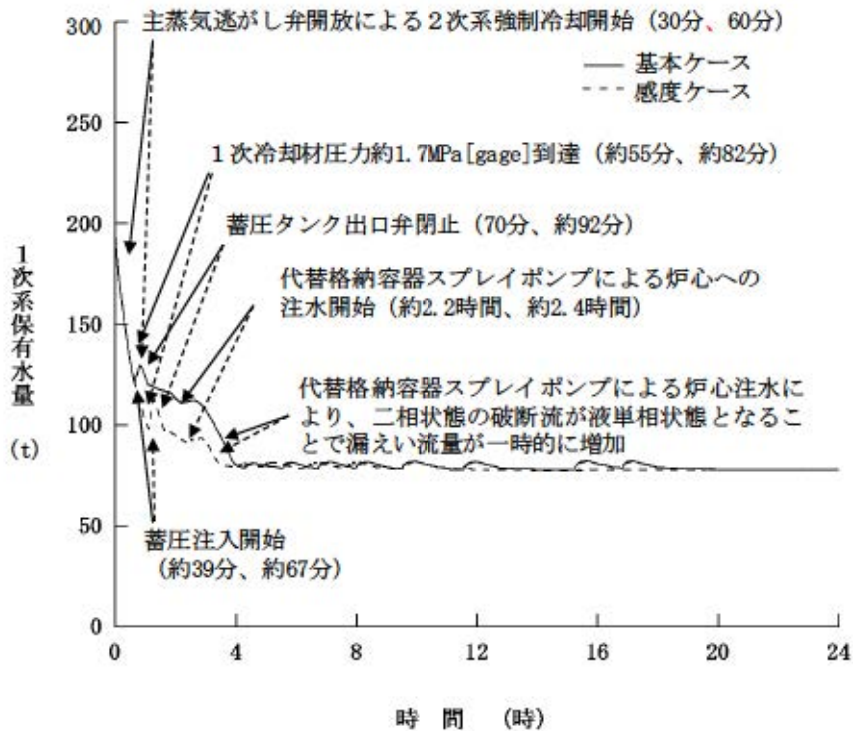


図4 1次系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)  
(主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)

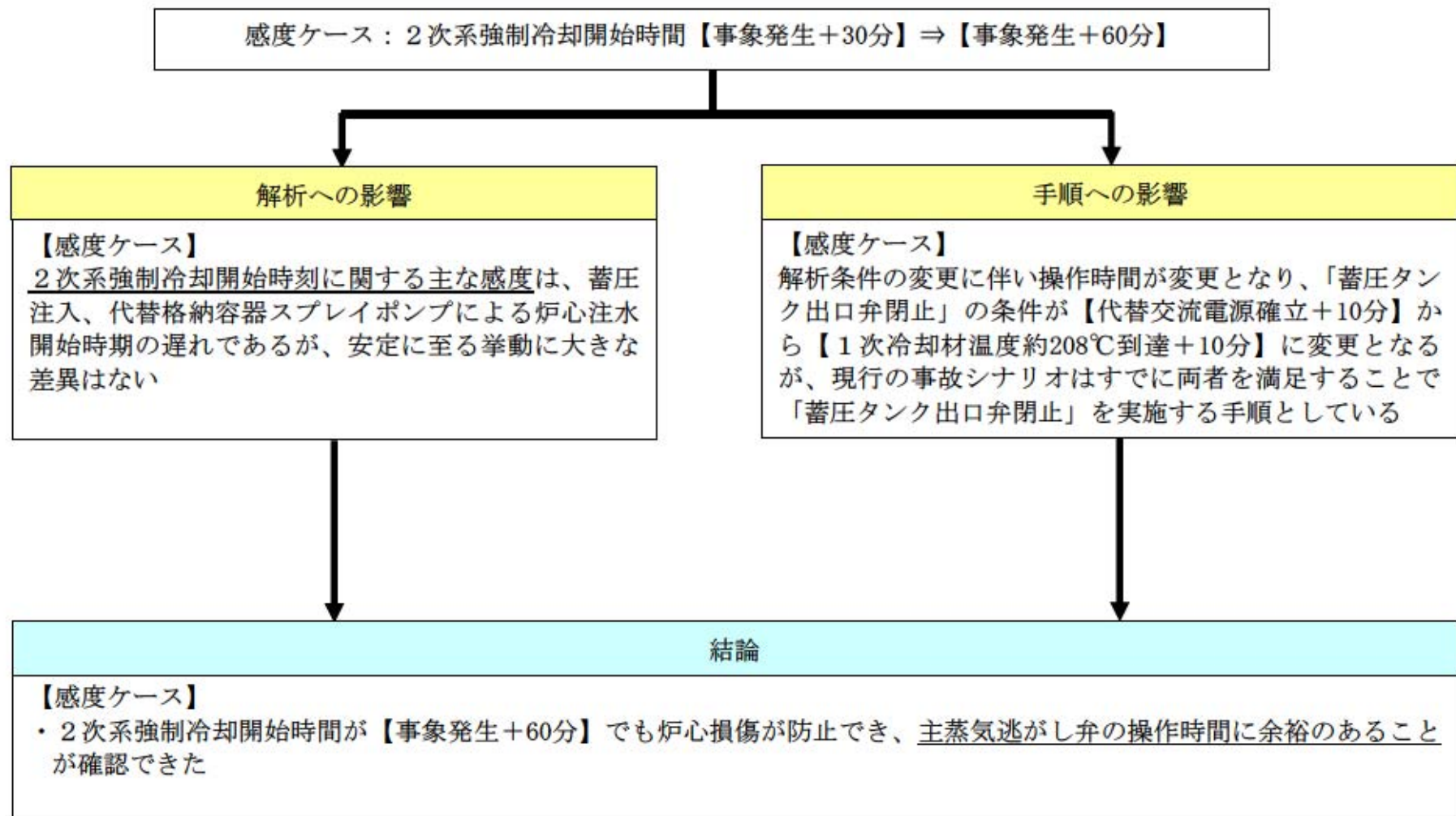


図5 感度ケースの解析、手順への影響確認結果

## 全交流動力電源喪失時の代替炉心注水操作の時間余裕について

## 1. はじめに

全交流動力電源喪失が発生するとともにRCPシールLOCAが発生した場合において、1次系保有水量を確保し炉心露出を防止する観点から1次冷却材圧力が0.7MPa[gage]到達後に代替炉心注水を実施することとしており、その操作の時間余裕について確認した。

## 2. 影響確認

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水操作は、炉心露出までに実施すれば問題ないことから、図1の全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）時の1次系保有水量の応答から確認できるとおり、2次系強制冷却操作の再開による1次系の減圧により1次系からの漏えい率は減少するが、保守的に1次系からの漏えい率を2次系強制冷却再開操作時点で維持するものとして概算した。その結果、全交流動力電源喪失時に炉心露出に至る可能性がある1次系保有水量である約65[t]となるまでには、約1.6時間程度の時間余裕があることから、操作時間余裕として、約1.6時間程度は確保できる。

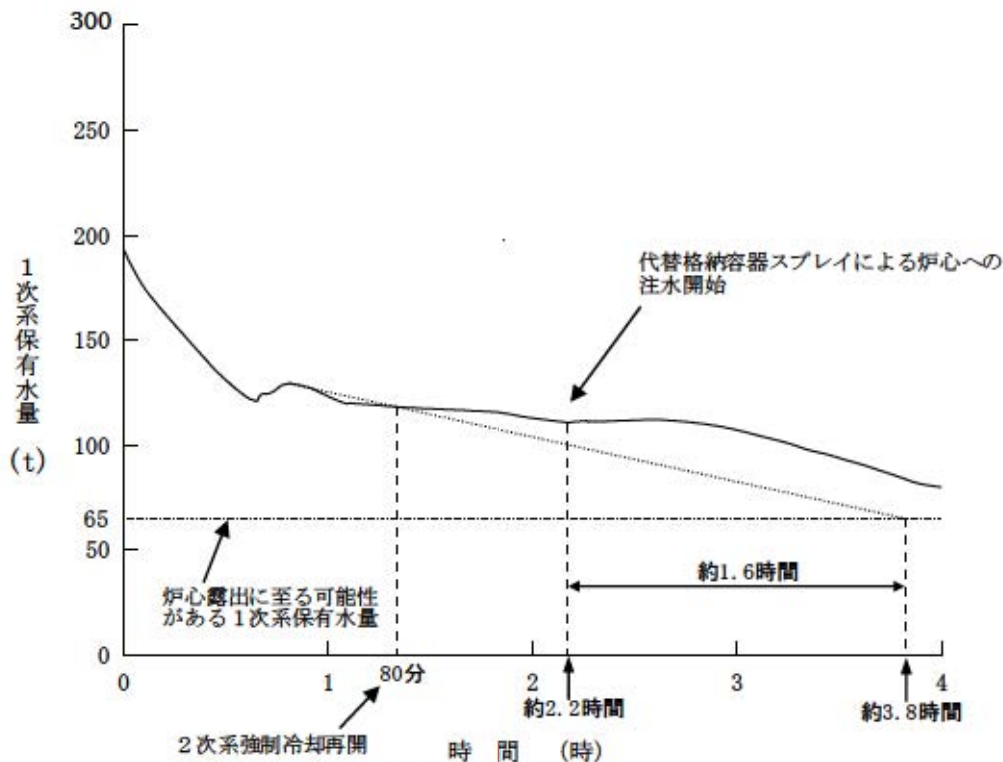


図1 1次系保有水量の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）

水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）

1. 水源に関する評価（炉心注水）

重要事故シーケンス

【全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA】

○水源

燃料取替用水ピット：1,700m<sup>3</sup>（有効水量）

○水使用パターン

代替格納容器スプレイポンプ：30m<sup>3</sup>/h 事故後 2.2 時間以降運転

○時間評価

燃料取替用水ピット容量（1,700m<sup>3</sup>）÷ 30m<sup>3</sup>/h ＋ 2.2hr ≒ 58.8 時間

○水源評価結果

事故後 58 時間までに可搬型大型送水ポンプ車、CV 再循環ユニットによる格納容器自然対流冷却＋高圧再循環運転に移行することで対応可能である。

58 時間までに可搬型大型送水ポンプ車で格納容器自然対流冷却＋高圧再循環運転への移行が可能なのは成立性評価（所要時間）にて確認した。

## 2. 水源に関する評価（蒸気発生器注水）

### 重要事故シーケンス

【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA】及び

【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA が発生しない場合】

### ○水源

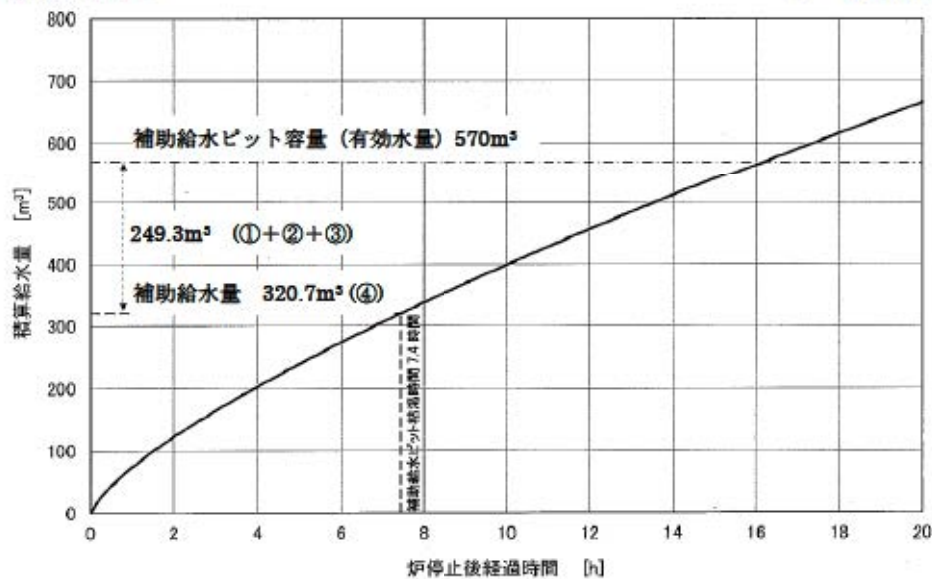
補助給水ピット：570m<sup>3</sup>（有効水量）

### ○水使用パターン

補助給水ピット枯渇時間の評価に用いる蒸気発生器への必要注水量を以下に示す。

【必要注水量内訳】注水温度 40℃

- |   |                       |
|---|-----------------------|
| ① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去<br>（原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）   | : -11.6m <sup>3</sup> |
| ② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去<br>（1次冷却材及び蒸気発生器保有水量等の顕熱） | : 156.5m <sup>3</sup> |
| ③ 蒸気発生器水位回復   | : 104.4m <sup>3</sup> |
| 上記①～③の合計  | : 249.3m <sup>3</sup> |
| ④ 崩壊熱除去   | : 320.7m <sup>3</sup> |



補助給水ピットの有効水量 570m<sup>3</sup>から、1次冷却材系統を出力運転状態から 170℃まで減温するために必要な給水量等（249.3m<sup>3</sup>）を差し引き、崩壊熱除去に使用可能な水量（320.7m<sup>3</sup>）を求め、崩壊熱曲線から使用可能水量が枯渇する時間を評価すると 7.4 時間後となる。

### ○水源評価結果

事故後、7.4 時間までに、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの補給を行うことにより、対応可能である。

7.4 時間までに、可搬型大型送水ポンプ車により補給が可能なことは成立性評価（所要時間）にて確認した。



### 3. 燃料消費に関する評価

#### 重要事故シーケンス

【全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA】及び

【全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA が発生しない場合】

燃料種別		軽油
時 系 列	事象発生直後～7日間 (=168 h)	代替非常用発電機起動。 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 411 ℓ/h (定格負荷) × 2 台 × 24h × 7 日間 = 約 138.1kℓ
	事象発生直後～7日間 (=168 h)	緊急時対策所用発電機(指揮所用及び待機所用各 1 台の計 2 台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 (24.4ℓ/h×1台+19.3ℓ/h×1台)×24h×7日間 = 7,342 ℓ = 約 7.4 kℓ
	事象発生 7h 後～7日間 (=161 h) <補助給水ピット及び使用済燃料ピットへの注水>	可搬型大型送水ポンプ車 (1 台) 起動。 燃費約 72 ℓ/h (最大負荷) × 1 台 × 161 h = 約 11.6kℓ
	事象発生 14h 後～7日間 (=154 h) <格納容器内自然対流冷却>	可搬型大型送水ポンプ車 (1 台) 起動。 燃費約 72 ℓ/h (最大負荷) × 1 台 × 154 h = 約 11.1kℓ
合計		7 日間で消費する軽油量の合計 約 168.2 kℓ
結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量 (540kℓ) にて供給可能

#### 4. 電源に関する評価

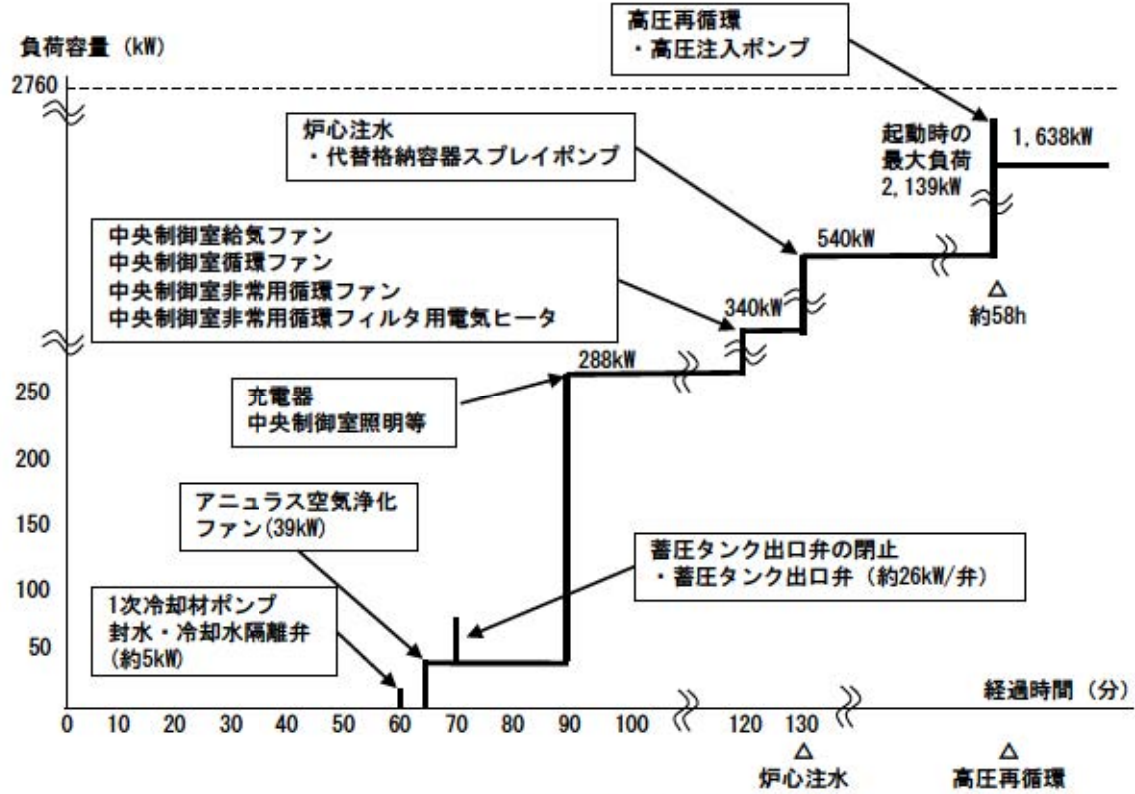
負荷リスト 代替非常用発電機 (1725 kVA×2台 (給電容量: 2,760 kW))

【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA】

(【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA が発生しない場合】 の場合も包絡される)

主要機器名称	容量 (kVA/kW)
高圧注入ポンプ	1,229/1,098
充電器 (A, B)	131/113
	131/113
計装用電源 (安全系) (A, B, C, D)	充電器 A に含む (27/22)
	充電器 B に含む (27/22)
	充電器 A に含む (27/22)
	充電器 B に含む (27/22)
代替格納容器スプレイポンプ	209/200
アニユラス空気浄化ファン	45/39
中央制御室給気ファン	27/21
中央制御室循環ファン	15/13
中央制御室非常用循環ファン	6/5
中央制御室照明等	23/23
中央制御室非常用循環フィル タ用電気ヒータ	13/13
合計 (kVA/kW)	1,829/1,638

主要負荷リスト



負荷積算イメージ