

資料 2 - 3

泊発電所 3 号炉審査資料	
資料番号	SAE712 r. 8. 0
提出年月日	令和5年3月16日

泊発電所 3 号炉
重大事故等対策の有効性評価

7. 1. 2 全交流動力電源喪失

令和 5 年 3 月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

設置変更許可申請書の補正を予定しており、補正書の添付書類十 SA 有効性評価の章番号に合わせています。

目次

- 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
 - 7.1.2. 全交流動力電源喪失

添付資料 目次

- 添付資料7.1.2.1 1次冷却材漏えい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安定状態確認について
- 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について（全交流動力電源喪失）
- 添付資料7.1.2.10 有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について
- 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の設定の影響について
- 添付資料7.1.2.13 全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合）時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について
- 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 安定状態について①
- 添付資料7.1.2.16 安定状態について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）
- 添付資料7.1.2.21 全交流動力電源喪失と LOCA 事象が重畳する場合の対応操作について
- 添付資料7.1.2.22 補機冷却水の復旧について
- 添付資料7.1.2.23 全交流動力電源喪失における RCP シール部からの漏えい量及び主蒸気逃がし弁の流量の解析コードへの入力について
- 添付資料7.1.2.24 全交流動力電源喪失後 24 時間のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について

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」に含まれ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」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とを想定する。このため，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次冷却系の減温，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，緩和措置がとられない場合には，RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が生じ，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、外部電源及び全てのディーゼル発電機が喪失した状態において、蓄圧注入系以外の原子炉容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2次冷却系を強制的に減圧することにより1次冷却系を減温、減圧するとともに、代替非常用発電機から電源を給電した代替格納容器スプレイポンプにより炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、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による原子炉格納容器除熱を実施する。

(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、初期の対策として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次冷却系強制冷却、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B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備し、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蒸気発生器による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策としてC、

D－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による原子炉格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第7.1.2.1図に、手順の概要を第7.1.2.2図から第7.1.2.4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操作手順の関係を第7.1.2.1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生3時間までの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16名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び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7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。また、事象発生3時間以降に追加で必要な要員は、可搬型タンクローリーによる燃料補給を行うための参集要員2名である。必要な要員と作業項目について第7.1.2.5図及び第7.1.2.6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る炉心冷却を行う。

(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、格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並び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。

(添付資料7.1.2.5)

d. 1次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇，格納容器サンプル及び格納容器再循環サンプル水位の上昇，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7.1.2.1, 7.1.2.2, 7.1.2.21)

e. 補助給水系機能維持の判断

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操作

充てんポンプの起動時における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操作を行う。また，非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い，動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。

なお，隔離弁の電源が回復していない場合は，現場にて閉操作する。

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離しを行い、蓄電池（非常用）及び後備蓄電池による直流給電が事象発生の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操作することで、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補給を行う。

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7.1.2.4，7.1.2.6）

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（窒素ボンベ接続）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操作

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操作する。

蓄圧タンク出口弁閉操作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を確認後、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次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度及び圧力を維持する。

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、代替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次冷却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代替炉心注水が行えない場合、B－充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。

（添付資料 7.1.2.3）

n. 格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転

RCPシールLOCAが発生している場合、安定状態に向けた対策として、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代替再循環運転を行う。

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が再循環切替水位16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示71%以上で

あることを確認し，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代替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，高圧代替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

外部電源が回復すれば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。

以降，炉心冷却は A－高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は C，D－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継続的に行う。

p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業

参集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し，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の復旧を図る。

（添付資料 7. 1. 2. 22）

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

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故

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

COC0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、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) 起回事象

起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。

(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, 7.1.2.23)

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉トリップ信号

原子炉トリップは、1次冷却材ポンプ電源電圧低信号によるものとする。

(b) 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、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。

(c) 主蒸気逃がし弁

2 次冷却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。

(添付資料 7. 1. 2. 23)

(d) 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 次冷却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、最低保有水量を用いる。

蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力）

$4.04\text{MPa}[\text{gage}]$

蓄圧タンク保有水量（最低保有水量）

29.0m^3 (1 基当たり)

(添付資料 7. 1. 2. 12)

(e) 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 $0.7\text{MPa}[\text{gage}]$ 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、 $30\text{m}^3/\text{h}$ を設定する。

(添付資料7.1.2.7)

(f) 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 $0.83\text{MPa}[\text{gage}]$ 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次冷却系強制冷却は、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 30 分後に開始する。

(b) 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 60 分後、RCP シール LOCA が発生しない場合においては 24 時間使用できないものとして、事象発生 24 時間後に代替非常用発電機によって供給を開始する。

(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次冷却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次冷却系に窒素が注入される圧力である約 $1.2\text{MPa}[\text{gage}]$ に対して 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。

(添付資料7.1.2.4, 7.1.2.13)

(d) 蓄圧タンク出口弁の閉操作は、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。

(添付資料7.1.2.6)

(e) 2次冷却系強制冷却の再開は、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。

(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。

(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。

(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7.1.2.3図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.2.7図から第7.1.2.17図に、2次冷却系圧力、蒸気発

生器水位等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.2.18図から第7.1.2.23図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第7.1.2.24図及び第7.1.2.25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。事象発生後の1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生後の30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却系を減温、減圧することで、事象発生後の約39分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生後の約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、事象発生後の70分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止した後、事象発生後の80分後に2次冷却系強制冷却を再開する。事象発生後の約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次冷却系の保有水量は回復する。

RCPシール部から1次冷却材が原子炉格納容器内に漏えいすることにより、原子炉格納容器圧力及び温度は徐々に

上昇する。そのため、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による原子炉格納容器除熱を行う。

原子炉格納容器除熱は、事象発生から約81時間経過した時点で実施する。

(添付資料7.1.2.14, 7.1.2.24)

(b) 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第7.1.2.17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℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

1次冷却材圧力は第7.1.2.7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、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.2.24図及び第7.1.2.25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、高圧代替再循環運転を行うとともに、第7.1.2.26図及び第7.1.2.27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それぞれ約0.135MPa[gage]及び約102℃で維持される。

(添付資料7.1.2.8)

第7.1.2.15図及び第7.1.2.16図に示すとおり，代替格納容器スプレイポンプによる注水継続により炉心は露出することなく冷却が維持される。その後は，約51時間後にA－高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転を，約81時間後にC，D－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による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

(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。

(添付資料7.1.2.22)

本評価では，「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

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7.1.2.4図に，1次冷却材圧力，1次冷却材温度，1次冷却系保有水量，原子炉容器内水位，燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移

を第7.1.2.28図から第7.1.2.36図に、2次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.2.37図から第7.1.2.42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次冷却系は高圧で維持される。

事象発生 of 1分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生 of 30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却系を減温、減圧することで、事象発生 of 約60分後に蓄圧注入系が動作する。

蓄電池（非常用）及び後備蓄電池は、中央制御室及び中央制御室隣接箇所において簡易な操作で負荷の切離しを行うことで8時間、その後、必要な負荷以外を切離して残り16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。

(添付資料7.1.2.5)

事象発生から24時間経過した時点で、代替非常用発電機による交流電源の供給を開始する。

事象発生 of 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次冷却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, 7.1.2.24)

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るが、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は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による原子炉格納容器除熱を行う。

(b) 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第7.1.2.36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℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

1次冷却材圧力は第7.1.2.28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、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る。

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、第7.1.2.26図及び第7.1.2.27図に示す「全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約0.179MPa[gage]及び約110℃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7.1.2.34図及び第7.1.2.35図に示すとおり、蓄圧注入により炉心は露出することなく冷却が維持される。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（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。

本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

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

える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

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、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、事象発生の30分後に操作を行う2次冷却系強制冷却、2次冷却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操作、蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする2次冷却系強制冷却の再開、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試験解析等の結果から、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の低下が抑制されることから、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遅くなるが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、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次冷却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が，操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから，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が，操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の起動操作）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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次冷却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

るが、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、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。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試験解析等の結果から、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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却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，これらの条件設定を設計値等，最確条件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，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があることから，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

初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合，解析条件で設定している炉心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が，操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

事故条件のRCPシール部からの漏えい率を最確条件とした場合，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が、操作手順（1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開）に変わりはないことから、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

初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心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次冷却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。

事故条件のRCPシール部からの漏えい率を最確条件とした場合、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。

機器条件の蓄圧タンクの初期保有水量を最確条件とした場合、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次冷却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次冷却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7.1.2.26図及び第7.1.2.27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，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の2次冷却系強制冷却開始は，解析上の操作開始時間として事象発生30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから，実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。

このため運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の1次冷却材温度及び圧力の保持操作は、解析上の操作開始時間として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]）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

操作条件の蓄圧タンク出口弁の閉操作は、解析上の操作開始時間として1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]到達時及び代替交流電源確立時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられるが、当該操作は主蒸気逃がし弁の開度調整により1次冷却材圧力を調整しつつ蓄圧タンク出口弁を閉止するものであり、運転員等操作時間に与える影響はない。

操作条件の2次冷却系強制冷却再開は、解析上の操作開始時間として蓄圧タンク出口弁閉止から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイポンプの起動操作は、解析上の操作開始時間として1次冷却材圧力0.7MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であ

り，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の2次冷却系強制冷却開始は，運転員操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから，その場合1次冷却系からの漏えい量が少なくなり，1次冷却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。

操作条件の2次冷却系強制冷却による1次冷却材温度維持は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の蓄圧タンク出口弁の閉操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があるが，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の2次冷却系強制冷却再開は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があるが，操作開始が早くなる場合には1次冷却系からの漏えい量が少なくなり，1次冷却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等の不確かさにより，1次冷却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次冷却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、事象発生後の30分後の2次冷却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次冷却系強制冷却再開も、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)

操作条件の代替格納容器スプレイポンプの起動操作は、運転員操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があることから、その場合蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開と同様、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次冷却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

操作開始時間の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し，その結果を以下に示す。

操作条件の2次冷却系強制冷却開始については，2次冷却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の30分後であるのに対し，事象発生60分後に開始する場合の感度解析結果を第7.1.2.43図から第7.1.2.46図に示す。その結果，1次冷却系の減温，減圧が遅くなることで，1次冷却系からの漏えい量が多くなり，1次冷却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分の時間余裕がある。なお，本感度解析から蓄圧タンク出口弁閉止後の2次冷却系強制冷却再開についても同程度の時間余裕がある。

(添付資料7.1.2.18)

操作条件の蓄圧タンク出口弁閉止については，蓄圧タンク出口弁の閉操作の操作時間余裕としては，第7.1.2.47図に示すとおり，1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]から，蓄圧タンク内の窒素が1次冷却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分の時間余裕がある。

(添付資料7.1.2.13)

操作条件の代替格納容器スプレイポンプ起動については，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7.1.2.48図に示すとおり，1次冷却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次冷却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時間の時間余裕がある。

(添付資料7.1.2.19)

(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操作時間余裕を確認した。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，操作時間には時間余裕がある。

(添付資料7.1.2.17)

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おける事象発生3時間までに必要な要員は，「7.1.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり16名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員，災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）の33名で対処可能である。また，事象発生3時間以降に必要な参集要員は2名であり，発電所構外から3時間以内に参集可能な要員の2名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シナリオグループ「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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

なお、重要事故シナリオ「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（1,700m³：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より事象発生約51時間後に燃料取替用水ピット水位が16.5%となるが、この時点で格納容器再循環サンプル水位（広域）は71%以上となるため格納容器再循環サンプルを水源とした高圧代替再循環運転に移行することが可能である。したがって、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（570m³：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次冷却系の冷却については、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（約300m³/h（1台当たり））による海水補給を行う。

b. 燃料

代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約138.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約7.4kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの蒸気発生器注水用の海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水については、事象発生約7時間後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約11.6kLの軽油が必要となる。

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すると、7日間の運転継続に約11.1kLの軽油が必要となる。

ディーゼル発電機燃料油貯油槽にて約540kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、代替非常用発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給、可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの蒸気発生器注水用の海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水並びに格納容器内自然対流冷却について、7日間の継続が可能である（合計使用量約168.2kL）。

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

に必要な負荷として約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）未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

（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次冷却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、初期の対策として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次冷却系強制冷却、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B-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水、安定状態に向けた対策としてC、D-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、A-高圧注入ポンプによる高圧代替再循環を整備している。

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次冷却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、炉心損傷することはない。

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。また、安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間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は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、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次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水、C、D-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による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「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」の重大事故等対策について（1／6）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失及びブランチトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。 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る炉心冷却を行う。 	—	—	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"> 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。 	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"> 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、中央制御室非常用循環系のタンク開処置並び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の準備を開始する。 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。 	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	—

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第7.1.2.1表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（2/6）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
d. 1次冷却材漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び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リアモニタ（高レンジ）* 格納容器内高レンジエリアモニタ（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. 補助給水系機能維持の判断	<ul style="list-style-type: none"> すべての補助給水流量指示の合計が 80m³/h 以上であることを確認する。 	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*
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"> 充てんポンプの起動時における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操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。 隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。 	-	-	-

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第7.1.2.1表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（3/6）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備
g. 不要直流電源負荷切離し	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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（非常用）及び後備蓄電池による直流給電が事象発生の21時間後まで継続可能な処置を行う。 	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"> 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操作することで、1次冷却材圧力（広域）指示 1.7MPa [gauge]（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。 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補給を行う。 	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
i. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	蓄圧タンク*	-
			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*

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第7.1.2.1表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（4／6）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備
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	<ul style="list-style-type: none"> ・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（窒素ポンプ接続）及びタンクの自動開操作を行い、B-アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・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タンクの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 	B-アニュラス空気浄化ファン* B-アニュ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*	アニュラス全量排気弁操作可搬型窒素ガスポンプ 可搬型タンクローリー
k. 蓄圧タンク出口弁閉操作	<ul style="list-style-type: none"> ・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操作する。 	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）*

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（5 / 6）

判断及び操作		手順	重大事故等対処設備		
			常設設備	可搬型設備	計装設備
l. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開		<ul style="list-style-type: none"> 蓄圧タンク出口弁の閉を確認後、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 次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度及び圧力を維持する。 	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*	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*
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"> 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。 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、代替炉心注水を開始する。 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 次冷却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 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*	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
		<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。 	B-充てんポンプ*	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*

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 □：有効性評価上考慮しない操作

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

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
n. 格納容器内自然対流冷却及び 高圧代替再循環運転	<ul style="list-style-type: none"> • RCP シール LOCA が発生している場合、安定状態に向けた対策として、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代替再循環運転を行う。 • 海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。 • 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%以上であることとを確認し、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代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。 	燃料取替用水ピット* A-高圧注入ポンプ* 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	格納容器内温度* 原子炉格納容器圧力* 格納容器圧力 (AM用) 可搬型温度計測装置 (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"> • 安定状態に向けた対策として、外部電源が回復すればタービン駆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。 	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*
p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> • 参集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、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の復旧を図る。 	-	-	-

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

□：有効性評価上考慮しない操作

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シーロール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。
炉心熱出力 (初期)	100% (2,652MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするよう、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、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次冷却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、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次冷却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ルーブリュメ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。
蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。
原子炉格納容器自由体積	65,500m ³	評価結果を厳しくするよう、設計値に基づき小さい値を設定。
初期条件		

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シールド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
起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	全てのディーゼルの発電機の機能喪失を想定して設定。
外部電源	原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む。) 喪失 (原子炉補機冷却海水系を含む。) 喪失	原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む。) が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定。
	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定。
RCPシールドからの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約109m ³ /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 シールド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。
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 80m ³ /h (蒸気発生器3基合計)	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。
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)	タービン動補助給水ポンプの設計値115m ³ /hから、ミニフロー流量35m ³ /hを除いた値により設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa [gage] (最低保持圧力)	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。
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	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。
代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	最低の保有水量を設定。 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シールド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次冷却系強制冷却開始 (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、事象発生後の検知及び判断に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次冷却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次冷却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分を想定して設定。
2次冷却系強制冷却再開 (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分を想定して設定。
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	本重要事故シケ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	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次冷却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次冷却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ルーブ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。
蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。
初期条件		

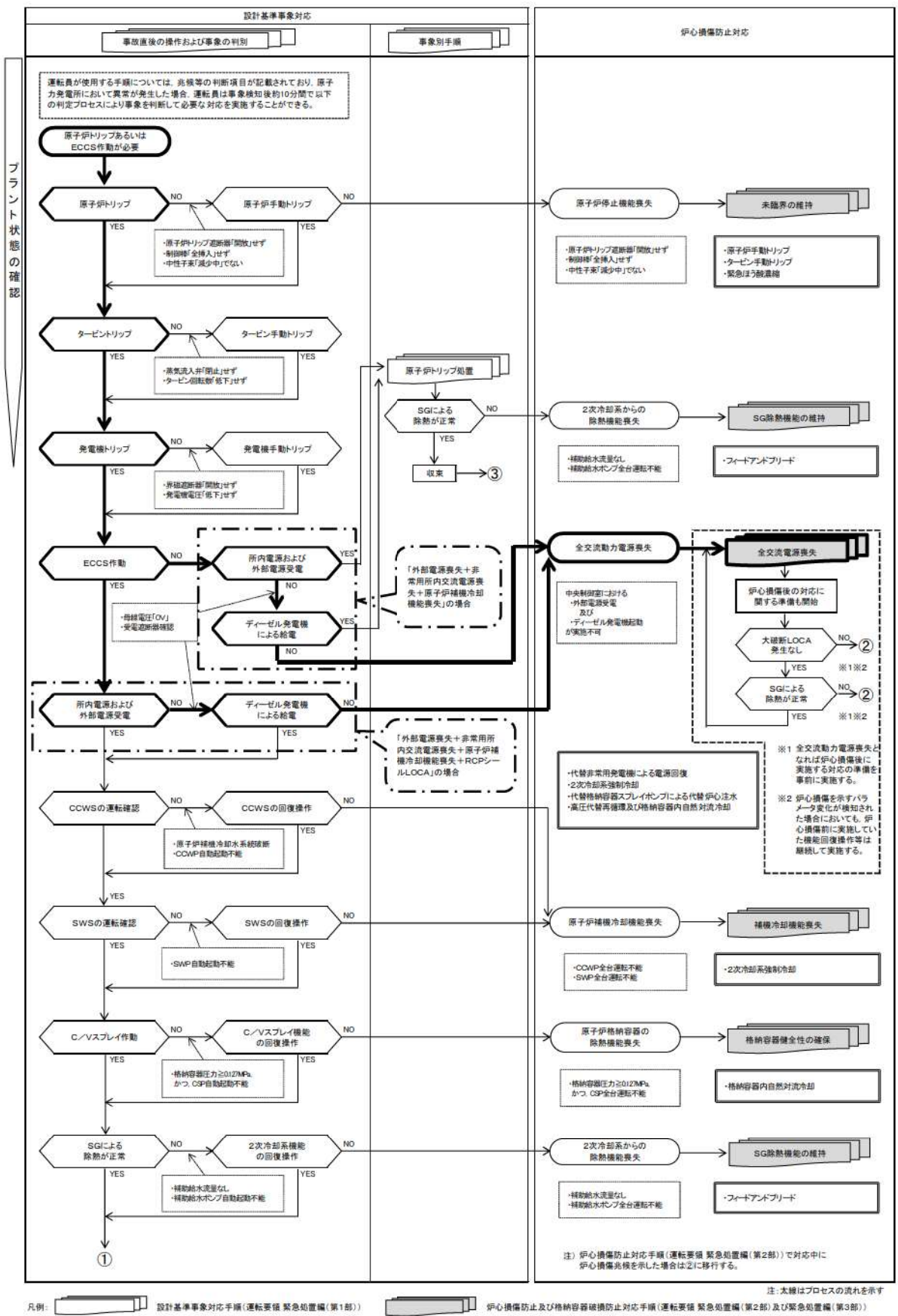
第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起回事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定。
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全てのディーゼルの発電機の機能喪失を想定して設定。
	原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む。) 喪失	原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む。) が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能を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、外部電源を喪失するものとして設定。
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 ³ /h (1 台あたり) 相当となる口径 約 0.2cm (約 0.07 インチ) (1 台あたり) (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。
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。
タービン動補給水ポンプ	事象発生後の 60 秒後に注水開始 80m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	タービン動補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。 タービン動補給水ポンプの設計値 115m ³ /h から、ミニフロー流量 35m ³ /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	4.0MPa [gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミ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 ³ (1 基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
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。

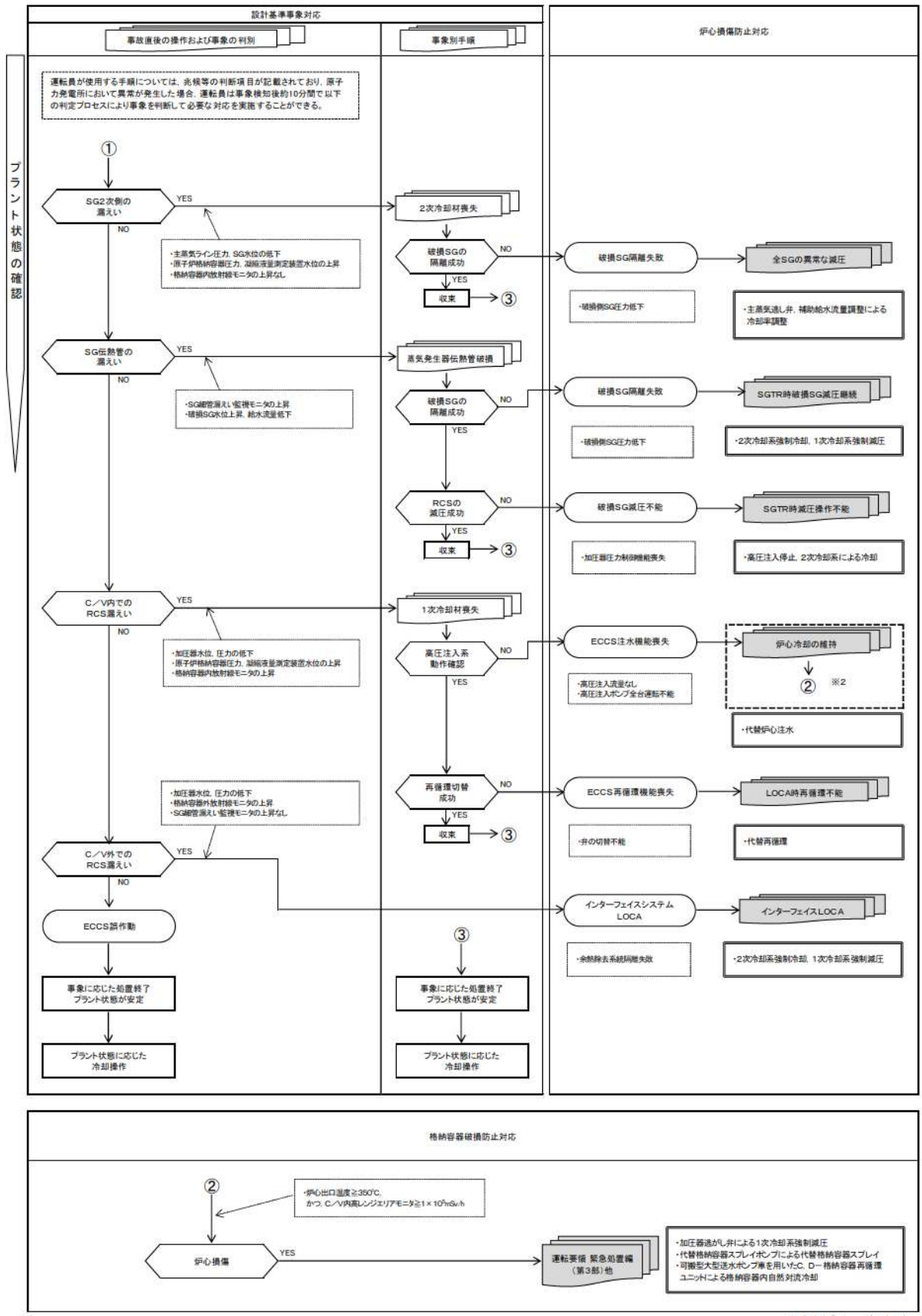
第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (3 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2 次冷却系強制冷却開始 (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 次冷却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 次冷却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 分を想定して設定。
2 次冷却系強制冷却再開 (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 分を想定して設定。
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。

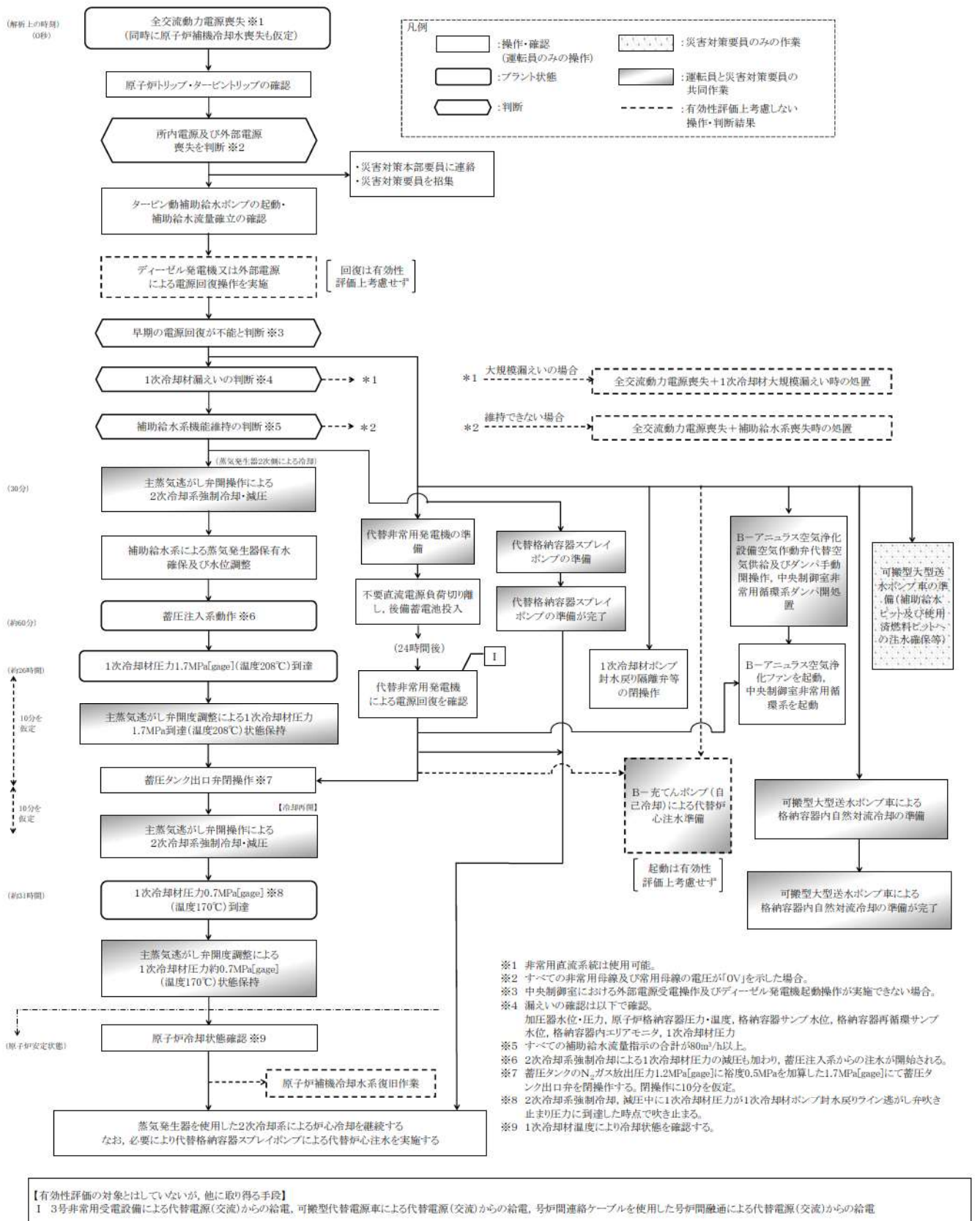
重大事故等対策に関連する操作条件



第 7.1.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1 / 2)



第 7.1.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2 / 2)



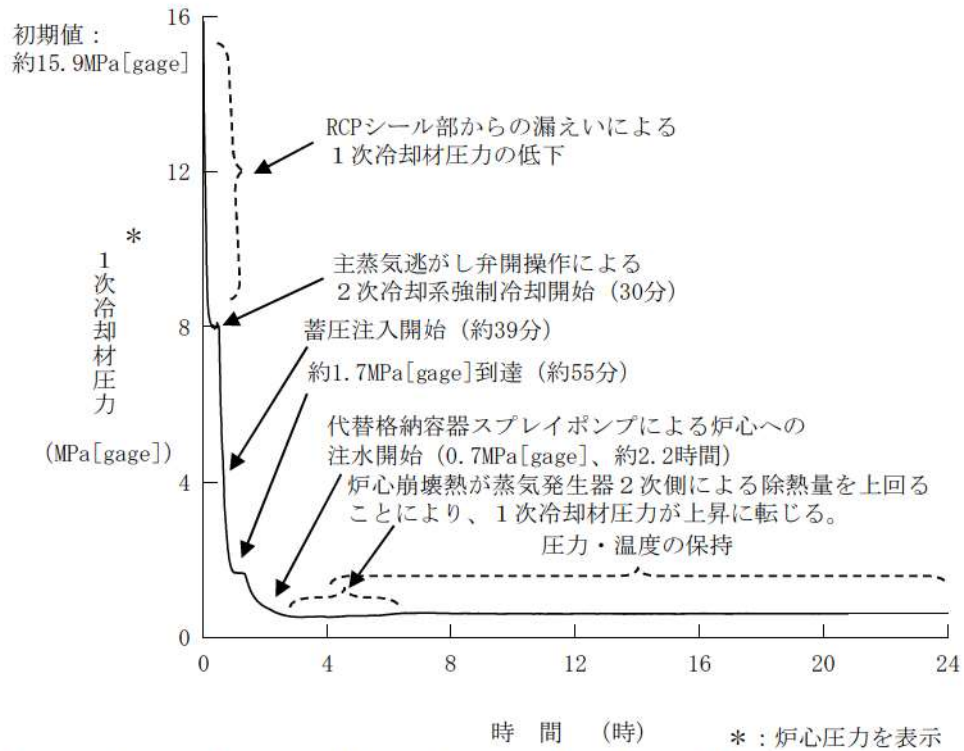
第7.1.2.4図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
 (「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、
 原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)

作業項目	必要の要員と作業項目			経過時間(分)										経過時間(時間)			備考
	責任者	補佐	作業の内容	10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m	2h	3h		
状態判断	2人 A,B	-	作業の内容 ・原子炉シフト・タービン・トリップ確認 ・タービン補助給水ポンプ運転・補助給水流量確認 ・初期電源及び外部電源確保状況確認 ・早期の電源回復手段の判断 ・1次冷却水の電圧・電流の監視													約2.2時間 1次冷却水圧力70.5MPa(表) (温度約170℃)到達 代替格納容器スプレイトンクによる 代替中心注水	
電源確保作業	1人 [A]	-	・代替非常用発電機からの給電準備・起動操作・起動確認 ・非常用母線受電準備及び受電 ・充電器受電		15分	15分											
1次冷却水ポンプシステム稼働	1人 [A]	-	・1次冷却水ポンプ/日本製の稼働・非常用母線			5分											
代替格納容器スプレイトンク起動操作	1人 [A]	-	・代替格納容器スプレイトンク起動準備 ・代替格納容器スプレイトンク起動準備 ・代替格納容器スプレイトンク起動準備 ・代替格納容器スプレイトンク起動準備			30分										代替格納容器スプレイトンクの注 水準備が、稼働上、注水を開始し ている約2.2時間まで作業でき る。	
蓄圧タンク出口弁閉鎖	1人 [A]	-	・蓄圧タンク出口弁閉鎖							5分						5分	
減圧タンク出口弁閉鎖	1人 [A]	-	・減圧タンク出口弁閉鎖														
減圧タンク出口弁閉鎖	1人 [A]	-	・減圧タンク出口弁閉鎖														
2次冷却水流量調整	1人 [A]	-	・補助給水ポンプ出口流量調整弁閉鎖調整 ・補助給水ポンプ出口流量調整弁閉鎖調整														
B-1冷却ポンプ(自己冷却)起動準備・起動操作(有効性判断上考慮せず)	1人 [A]	-	・B-1冷却ポンプ(自己冷却)系統構成・ベントラインク・通水 ・B-1冷却ポンプ(自己冷却)系統構成														
蓄電池至換気系タンクへ閉鎖	-	-	・蓄電池至換気系タンクへ閉鎖														
蓄電池至排気ファン起動	-	-	・蓄電池至排気ファン起動														
可搬型計測器稼働(有効性判断上考慮せず)	-	-	・可搬型計測器稼働														

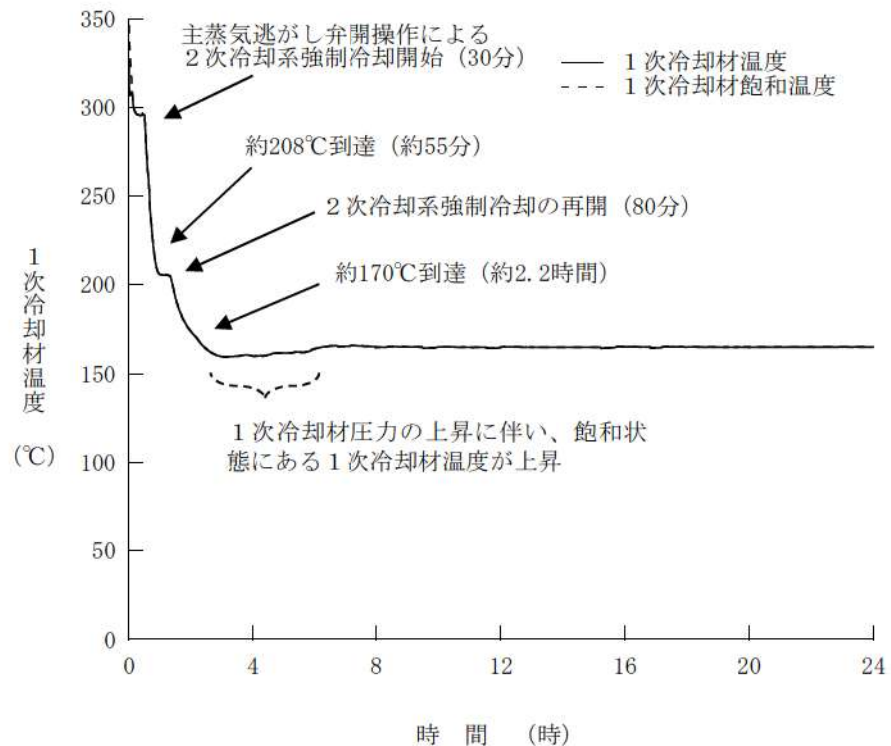
第7.1.2.5 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び
RCP シール LOCA が発生する事故) (1 / 2)

作業項目	実施担当者・必要人員数			作業の内容	経時時間(時刻)												備考
	責任者	補佐	必要人員数		0.5h	1h	1.5h	2h	2.5h	3h	3.5h	4h	4.5h	5h			
交代開始	主任者	副長	1人	作業の内容 1. 1次冷却設備 全交換機が正常稼働していることを確認 2. 2次冷却設備の稼働状況を確認 3. 3次冷却設備の稼働状況を確認 4. 4次冷却設備の稼働状況を確認 5. 5次冷却設備の稼働状況を確認 6. 6次冷却設備の稼働状況を確認 7. 7次冷却設備の稼働状況を確認 8. 8次冷却設備の稼働状況を確認 9. 9次冷却設備の稼働状況を確認 10. 10次冷却設備の稼働状況を確認 11. 11次冷却設備の稼働状況を確認 12. 12次冷却設備の稼働状況を確認	0.5h	1h	1.5h	2h	2.5h	3h	3.5h	4h	4.5h	5h	備考 1. 1次冷却設備の稼働状況を確認 2. 2次冷却設備の稼働状況を確認 3. 3次冷却設備の稼働状況を確認 4. 4次冷却設備の稼働状況を確認 5. 5次冷却設備の稼働状況を確認 6. 6次冷却設備の稼働状況を確認 7. 7次冷却設備の稼働状況を確認 8. 8次冷却設備の稼働状況を確認 9. 9次冷却設備の稼働状況を確認 10. 10次冷却設備の稼働状況を確認 11. 11次冷却設備の稼働状況を確認 12. 12次冷却設備の稼働状況を確認		
	補佐	副長	1人		0.5h	1h	1.5h	2h	2.5h	3h	3.5h	4h	4.5h	5h			
運転開始	主任者	副長	1人	作業の内容 1. 1次冷却設備の稼働状況を確認 2. 2次冷却設備の稼働状況を確認 3. 3次冷却設備の稼働状況を確認 4. 4次冷却設備の稼働状況を確認 5. 5次冷却設備の稼働状況を確認 6. 6次冷却設備の稼働状況を確認 7. 7次冷却設備の稼働状況を確認 8. 8次冷却設備の稼働状況を確認 9. 9次冷却設備の稼働状況を確認 10. 10次冷却設備の稼働状況を確認 11. 11次冷却設備の稼働状況を確認 12. 12次冷却設備の稼働状況を確認	0.5h	1h	1.5h	2h	2.5h	3h	3.5h	4h	4.5h	5h	備考 1. 1次冷却設備の稼働状況を確認 2. 2次冷却設備の稼働状況を確認 3. 3次冷却設備の稼働状況を確認 4. 4次冷却設備の稼働状況を確認 5. 5次冷却設備の稼働状況を確認 6. 6次冷却設備の稼働状況を確認 7. 7次冷却設備の稼働状況を確認 8. 8次冷却設備の稼働状況を確認 9. 9次冷却設備の稼働状況を確認 10. 10次冷却設備の稼働状況を確認 11. 11次冷却設備の稼働状況を確認 12. 12次冷却設備の稼働状況を確認		
	補佐	副長	1人		0.5h	1h	1.5h	2h	2.5h	3h	3.5h	4h	4.5h	5h			
運転終了	主任者	副長	1人	作業の内容 1. 1次冷却設備の稼働状況を確認 2. 2次冷却設備の稼働状況を確認 3. 3次冷却設備の稼働状況を確認 4. 4次冷却設備の稼働状況を確認 5. 5次冷却設備の稼働状況を確認 6. 6次冷却設備の稼働状況を確認 7. 7次冷却設備の稼働状況を確認 8. 8次冷却設備の稼働状況を確認 9. 9次冷却設備の稼働状況を確認 10. 10次冷却設備の稼働状況を確認 11. 11次冷却設備の稼働状況を確認 12. 12次冷却設備の稼働状況を確認	0.5h	1h	1.5h	2h	2.5h	3h	3.5h	4h	4.5h	5h	備考 1. 1次冷却設備の稼働状況を確認 2. 2次冷却設備の稼働状況を確認 3. 3次冷却設備の稼働状況を確認 4. 4次冷却設備の稼働状況を確認 5. 5次冷却設備の稼働状況を確認 6. 6次冷却設備の稼働状況を確認 7. 7次冷却設備の稼働状況を確認 8. 8次冷却設備の稼働状況を確認 9. 9次冷却設備の稼働状況を確認 10. 10次冷却設備の稼働状況を確認 11. 11次冷却設備の稼働状況を確認 12. 12次冷却設備の稼働状況を確認		
	補佐	副長	1人		0.5h	1h	1.5h	2h	2.5h	3h	3.5h	4h	4.5h	5h			

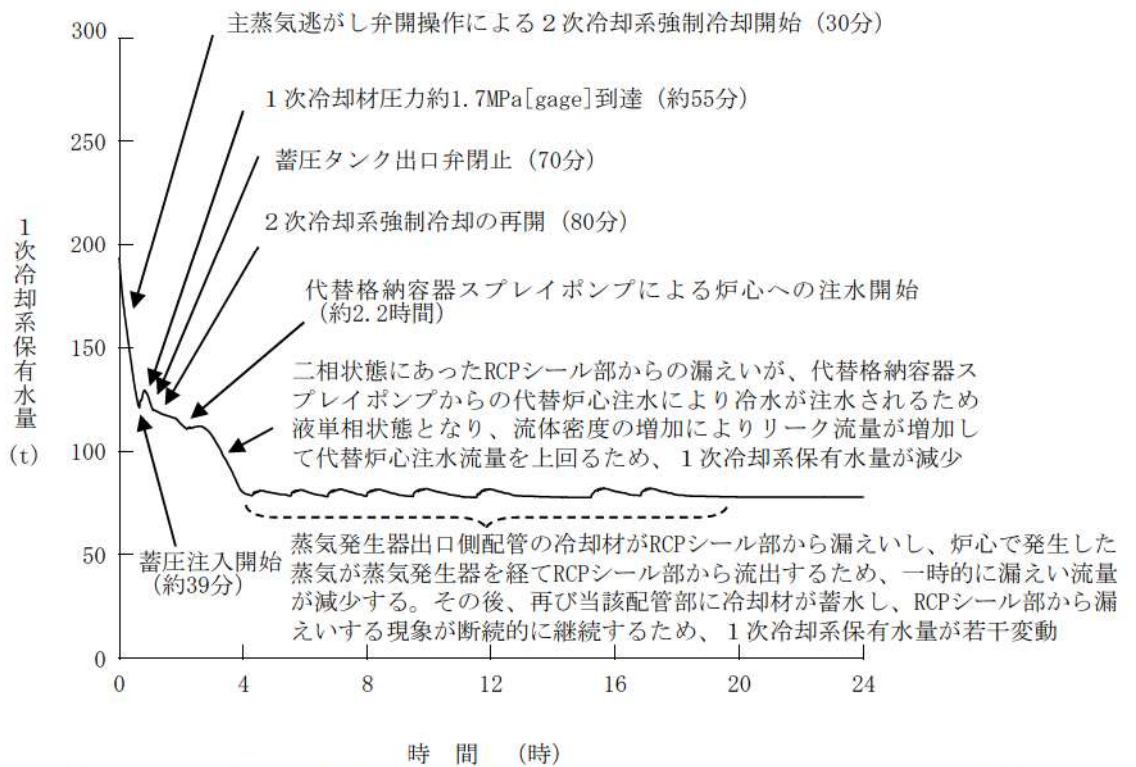
第7.1.2.6 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1/2)



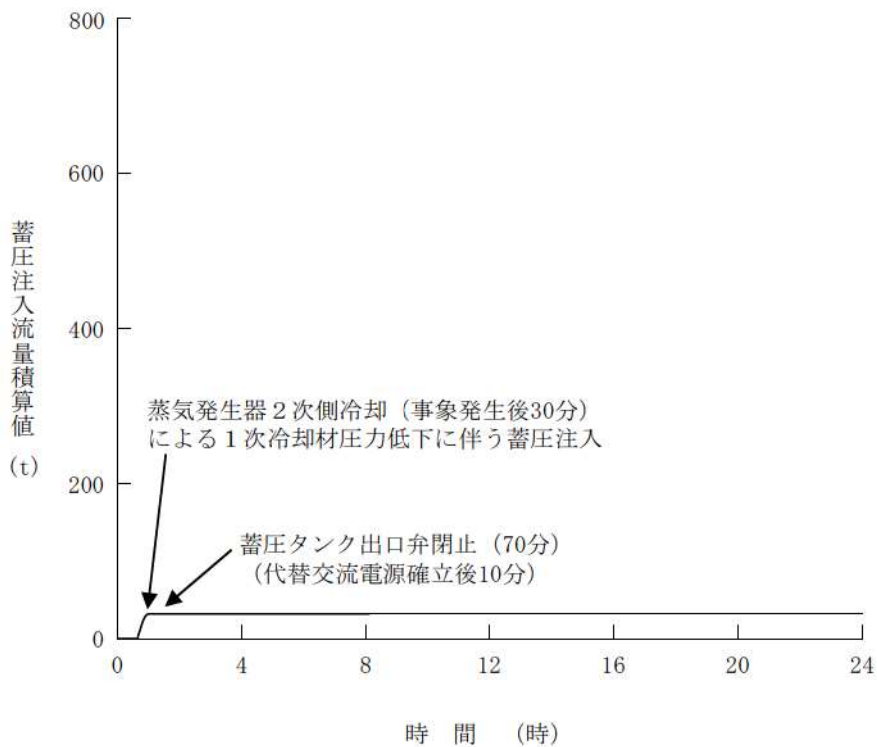
第 7. 1. 2. 7 図 1 次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



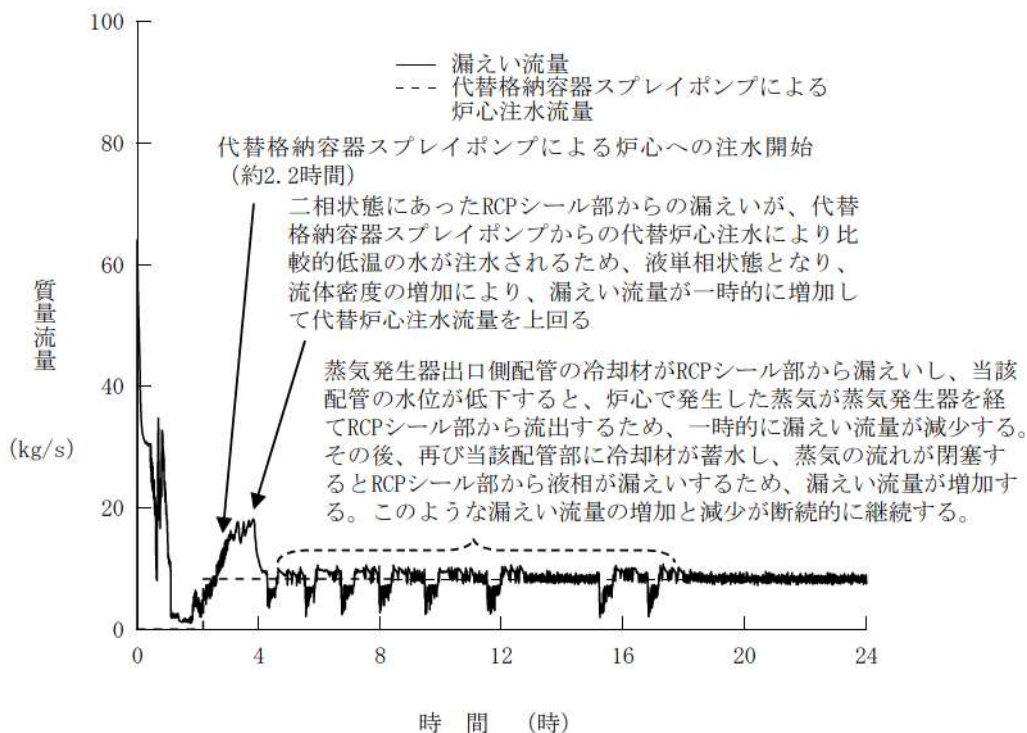
第 7. 1. 2. 8 図 1 次冷却材温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



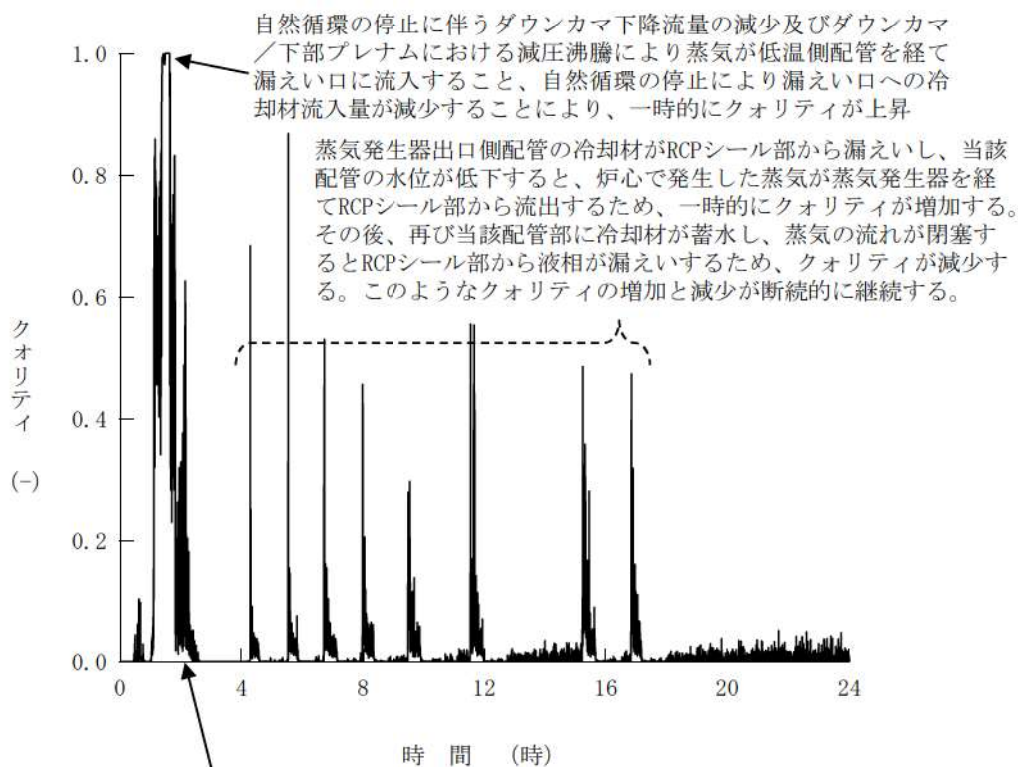
第 7.1.2.9 図 1次冷却系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



第 7.1.2.10 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)

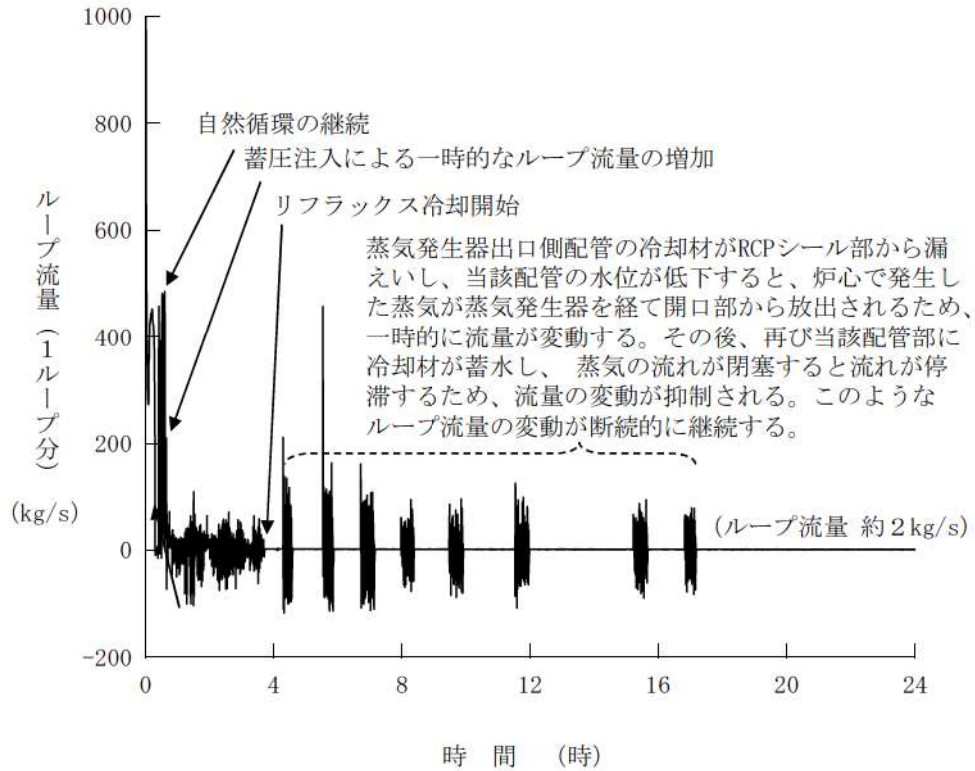


第 7.1.2.11 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

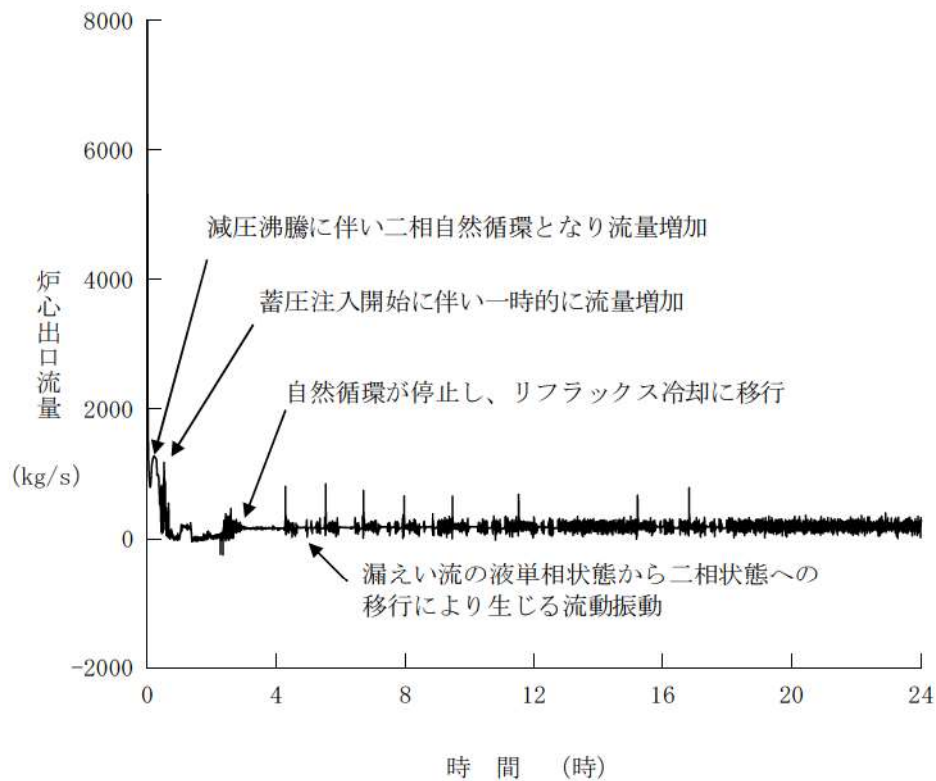


代替格納容器スプレイポンプによる炉心への注水開始による低下 (約2.2時間)

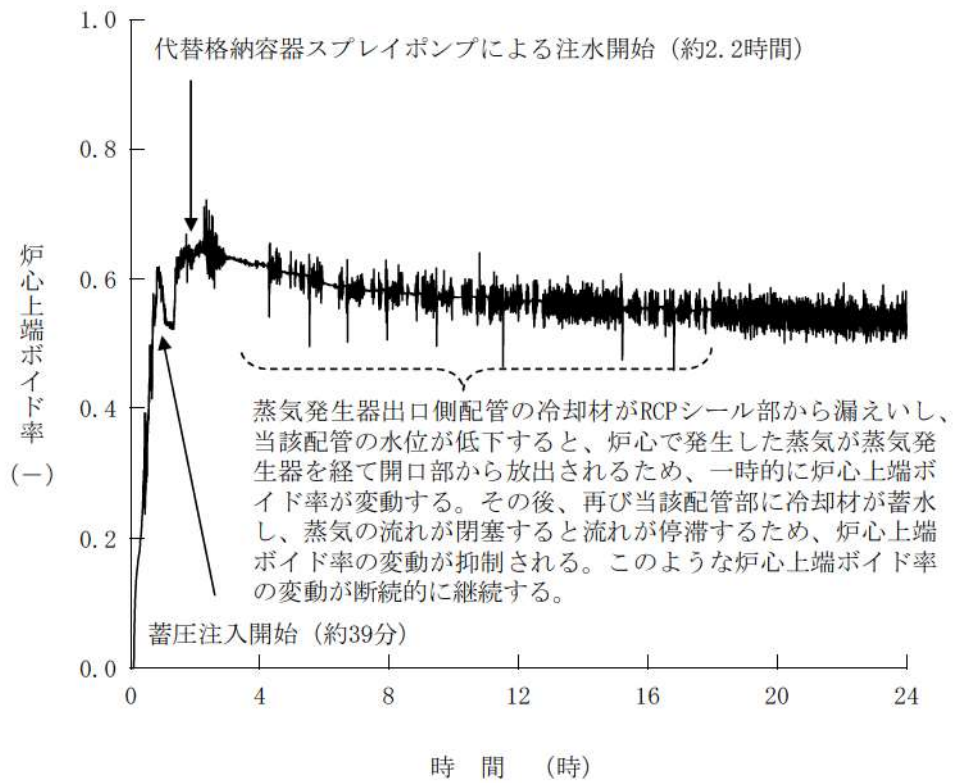
第 7.1.2.12 図 RCP シール部からの漏えいのクオリティの推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



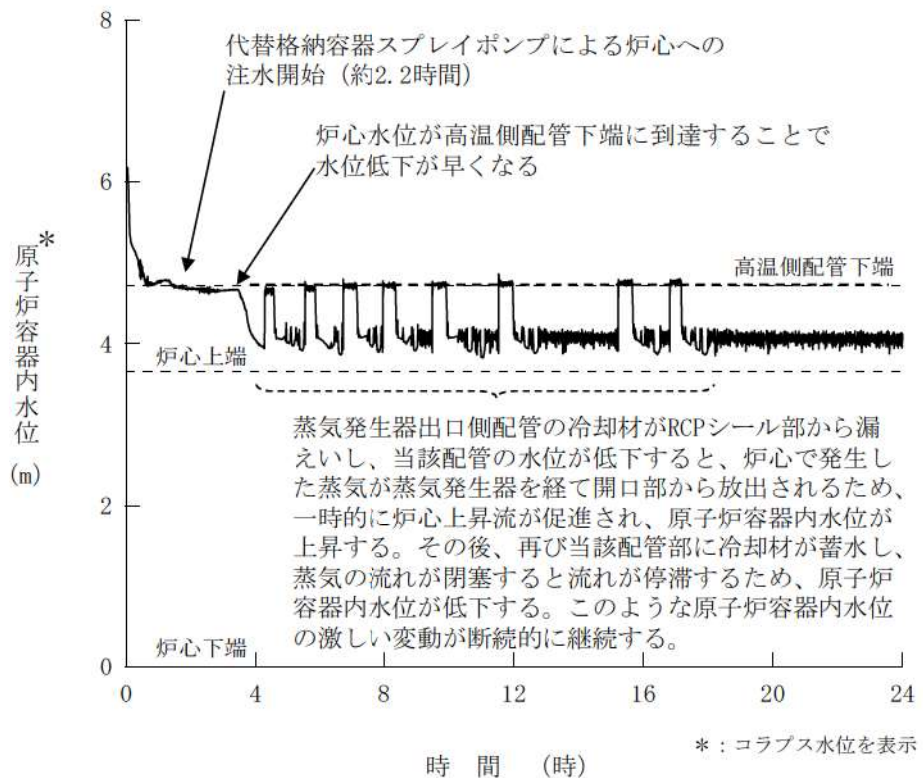
第 7. 1. 2. 13 図 1 次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



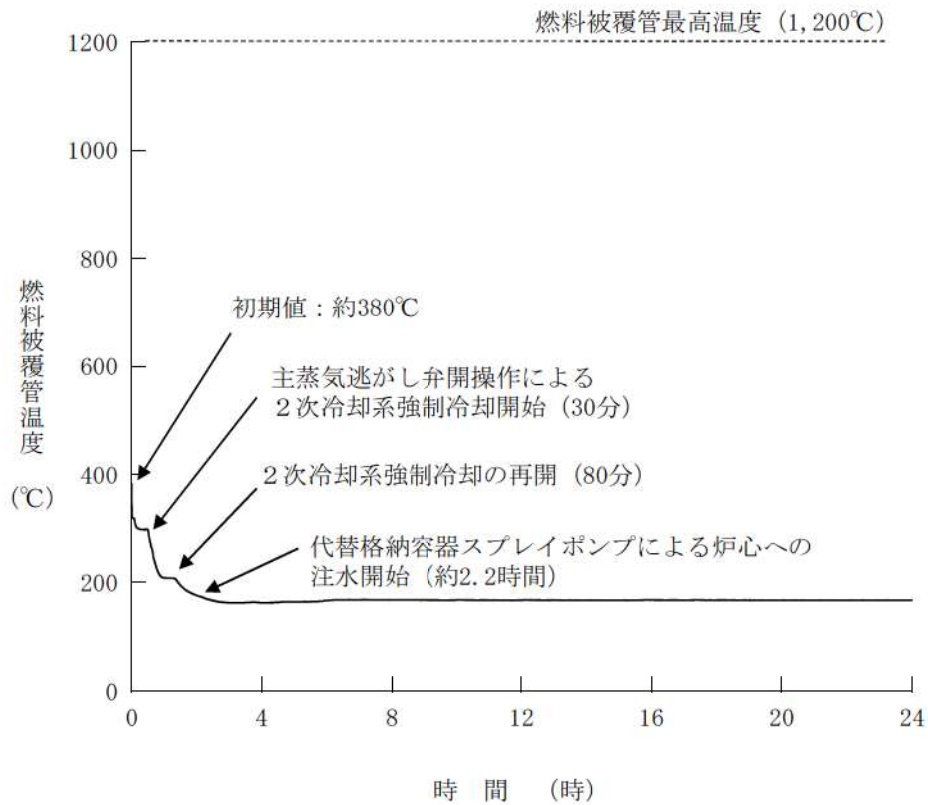
第 7. 1. 2. 14 図 炉心出口流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



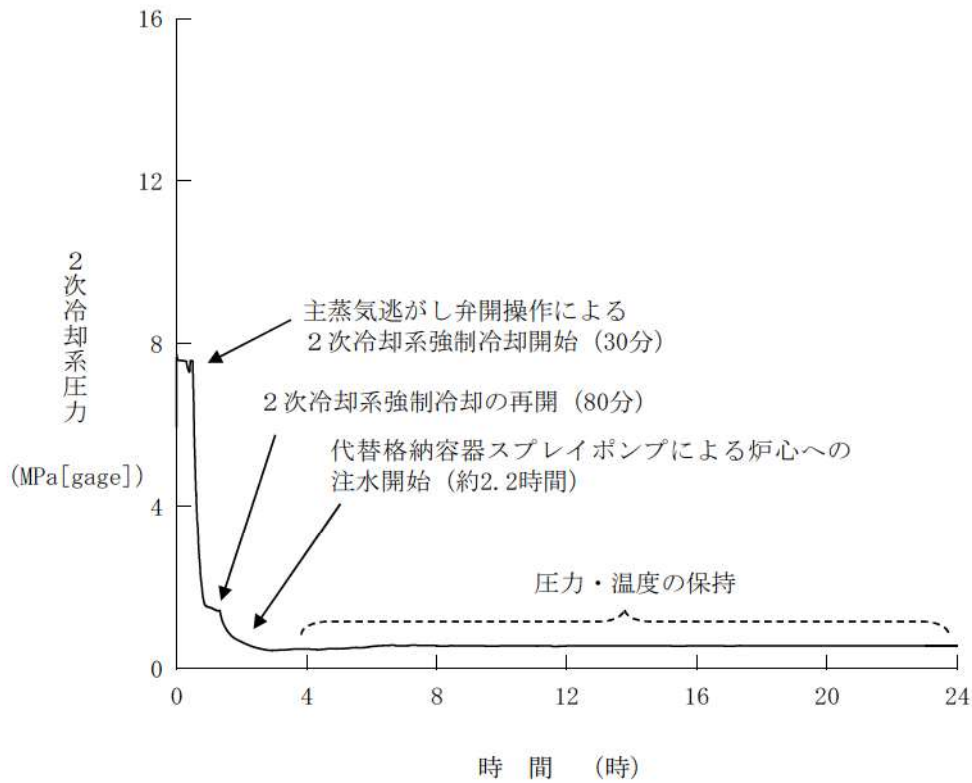
第 7.1.2.15 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



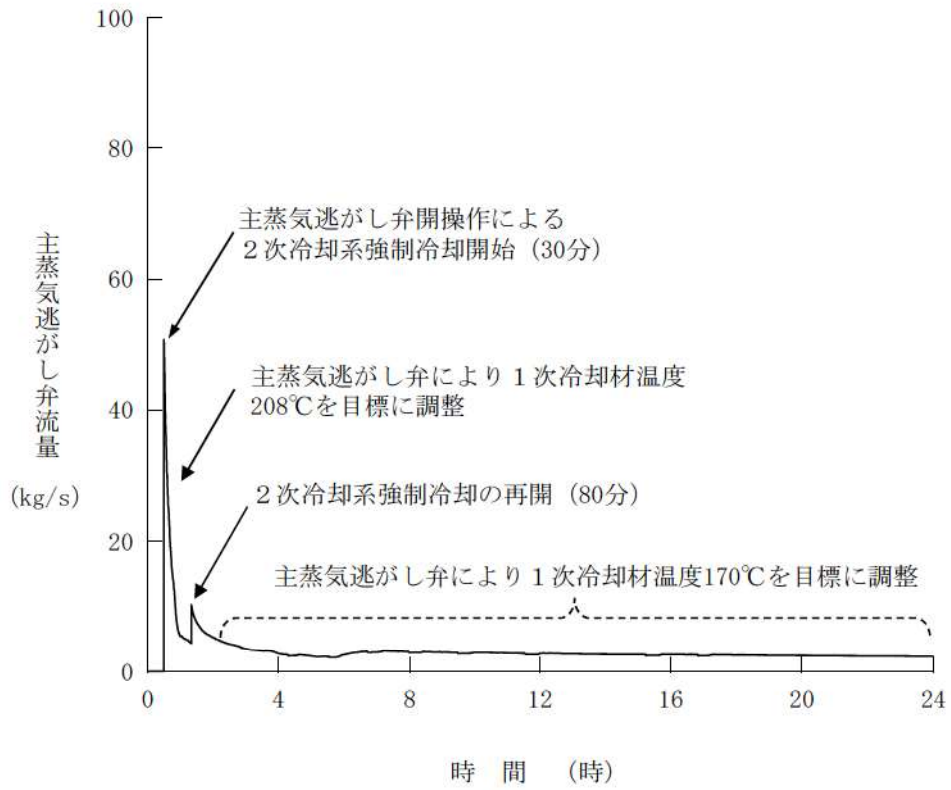
第 7.1.2.16 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



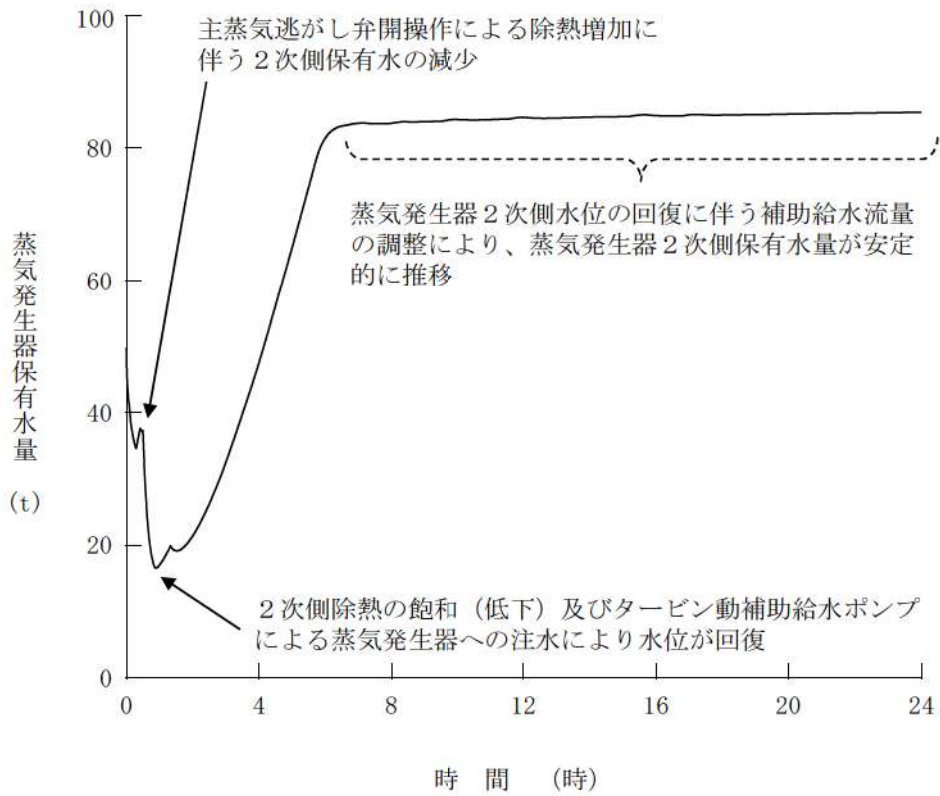
第 7. 1. 2. 17 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



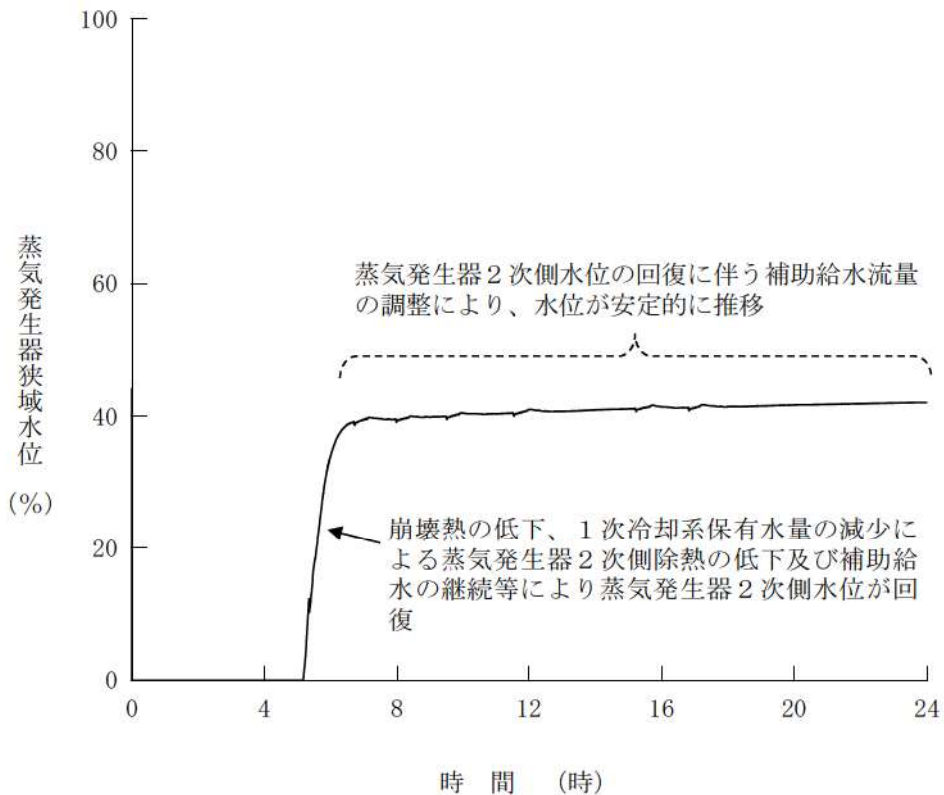
第 7. 1. 2. 18 図 2次冷却系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



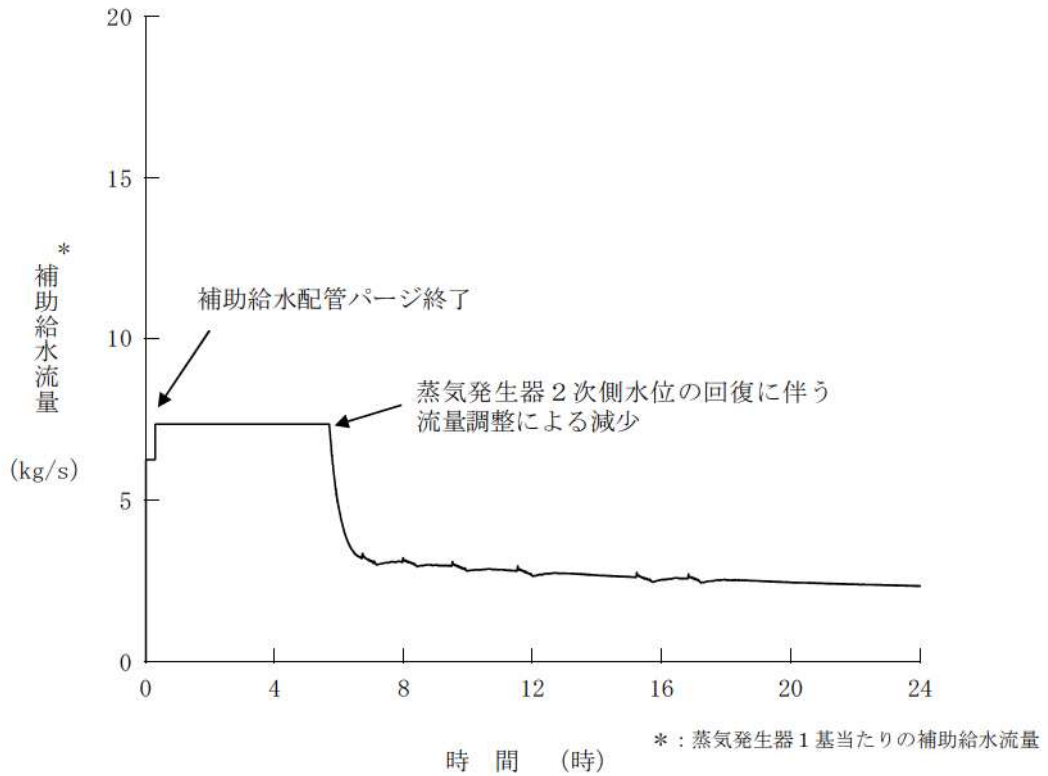
第 7.1.2.19 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



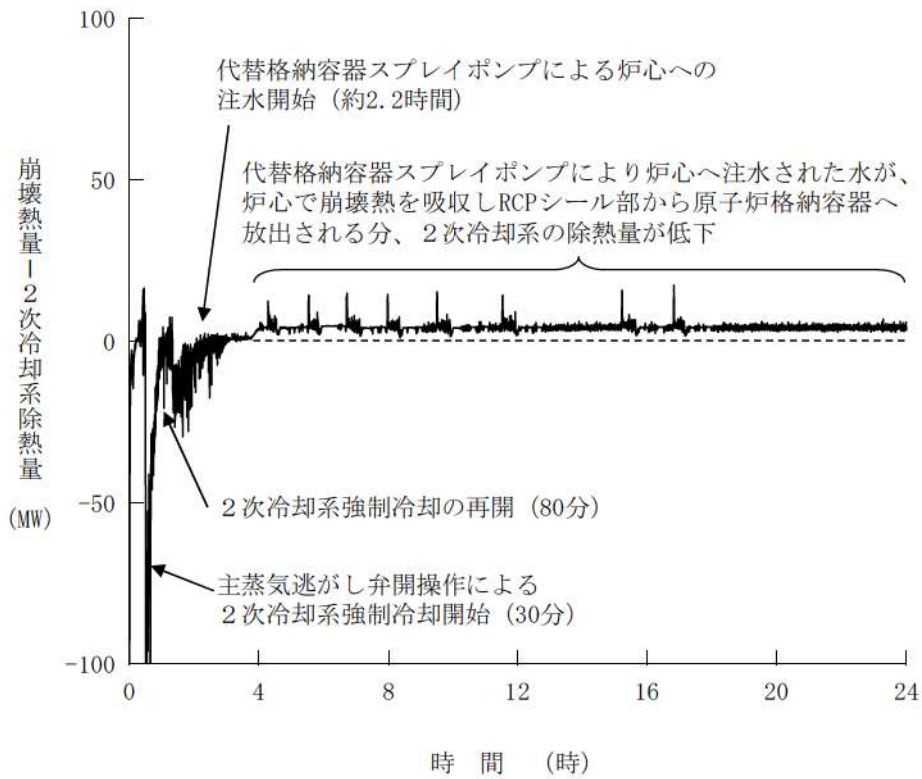
第 7. 1. 2. 20 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



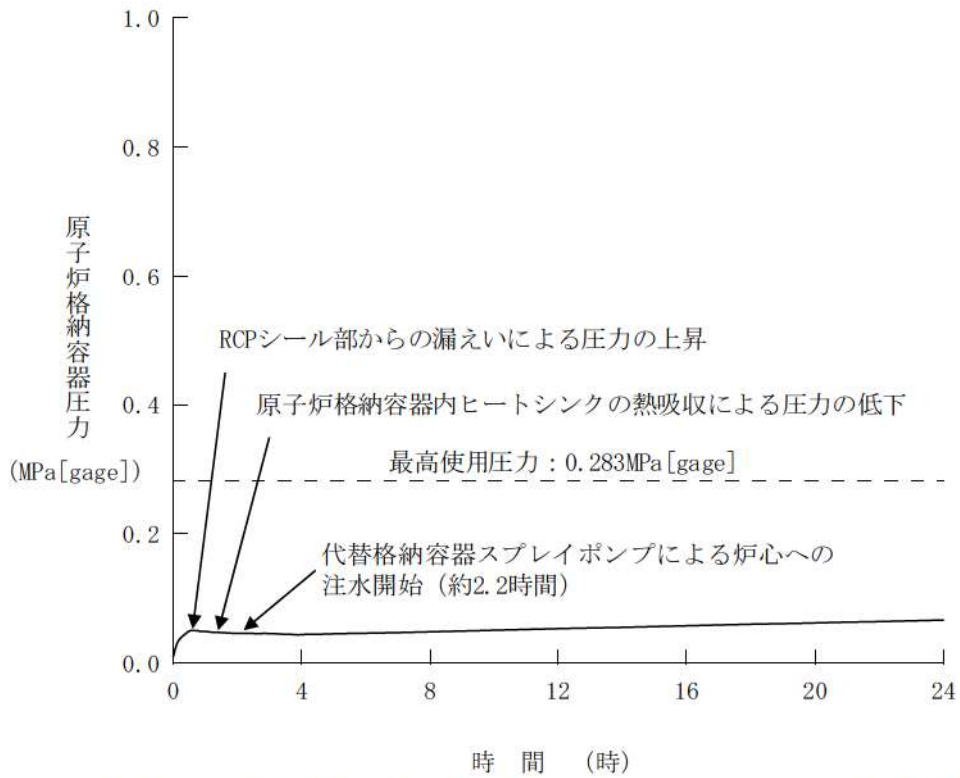
第 7. 1. 2. 21 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



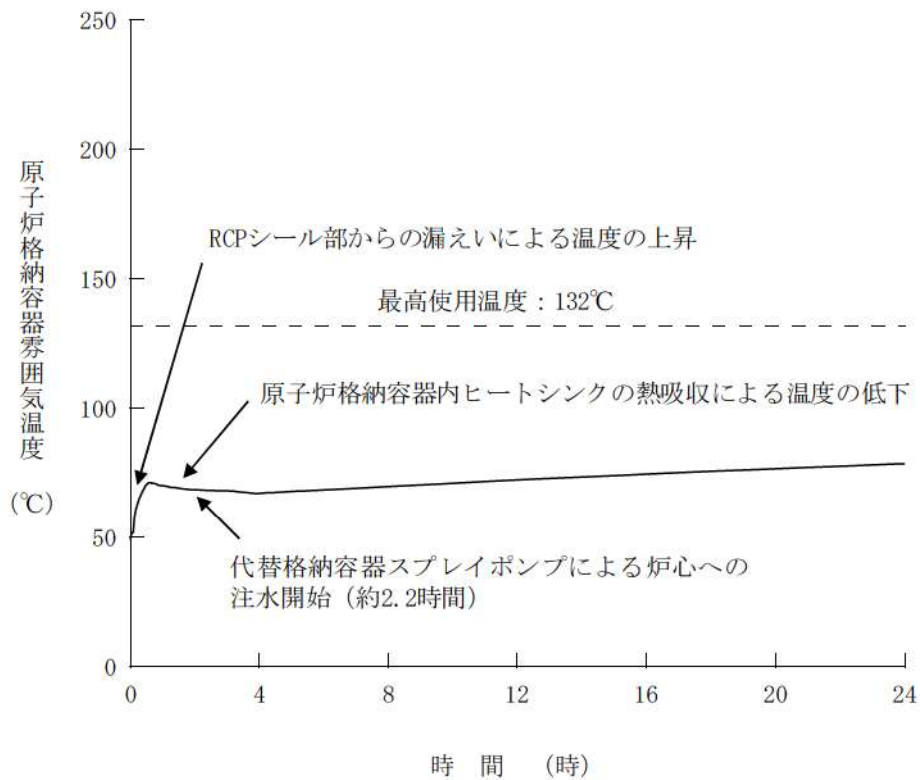
第 7.1.2.22 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



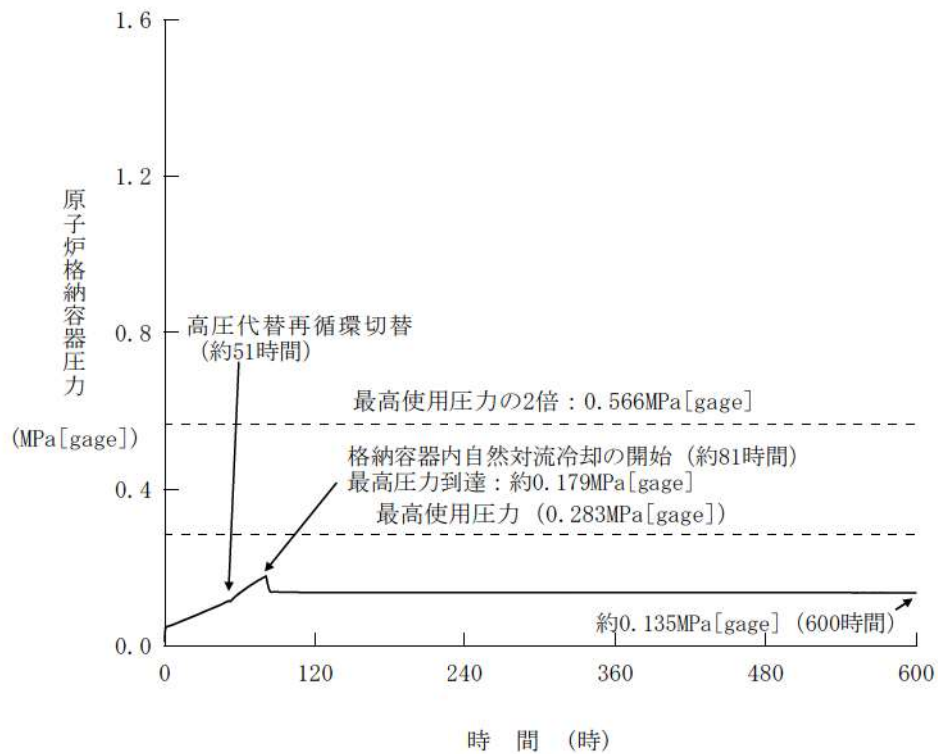
第 7.1.2.23 図 崩壊熱量と2次冷却系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



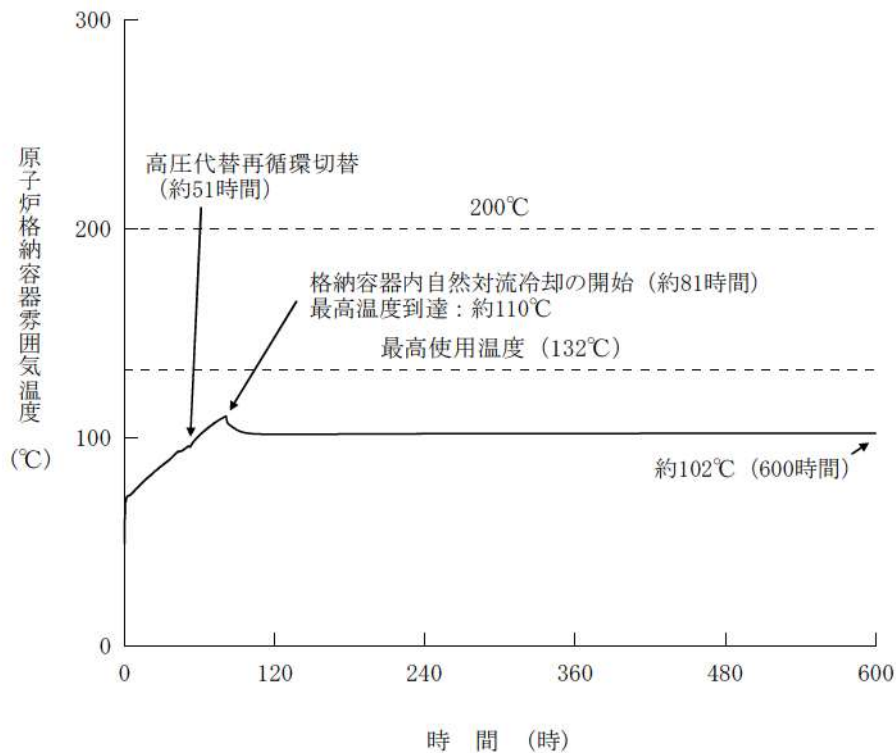
第 7. 1. 2. 24 図 原子炉格納容器圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



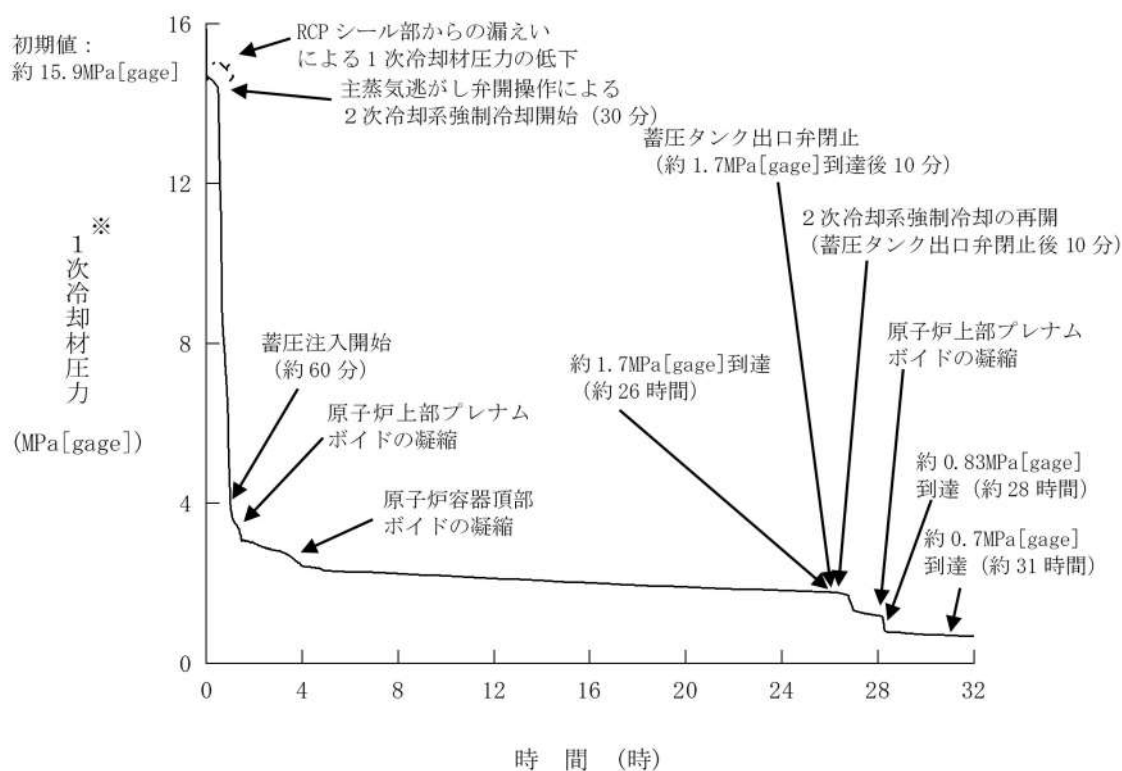
第 7. 1. 2. 25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)



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)

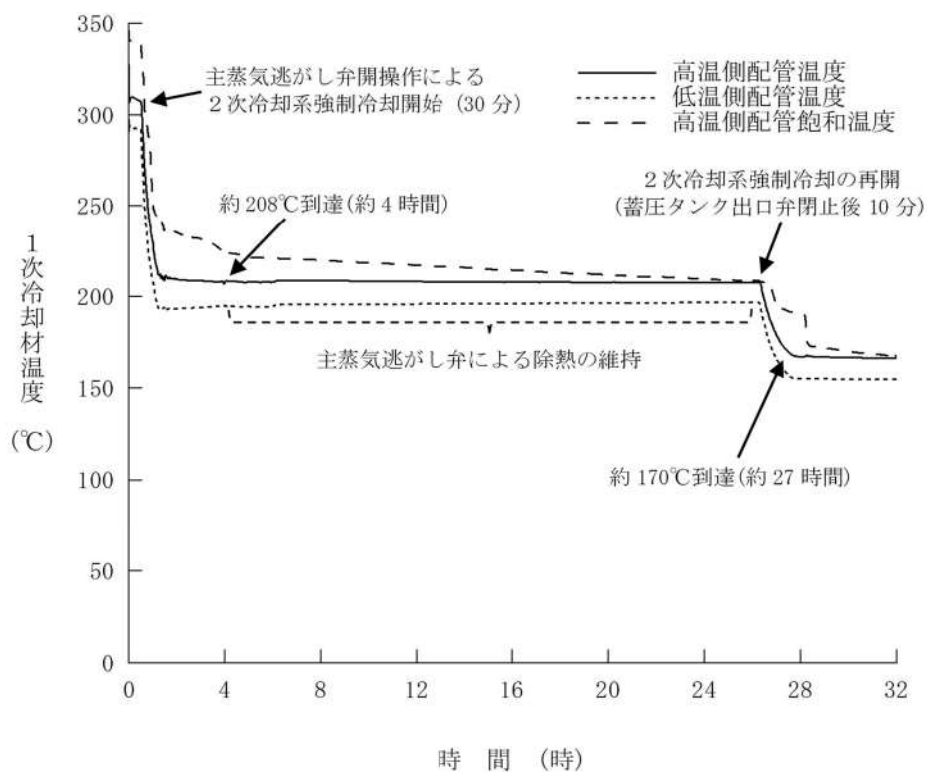


第 7. 1. 2. 27 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)

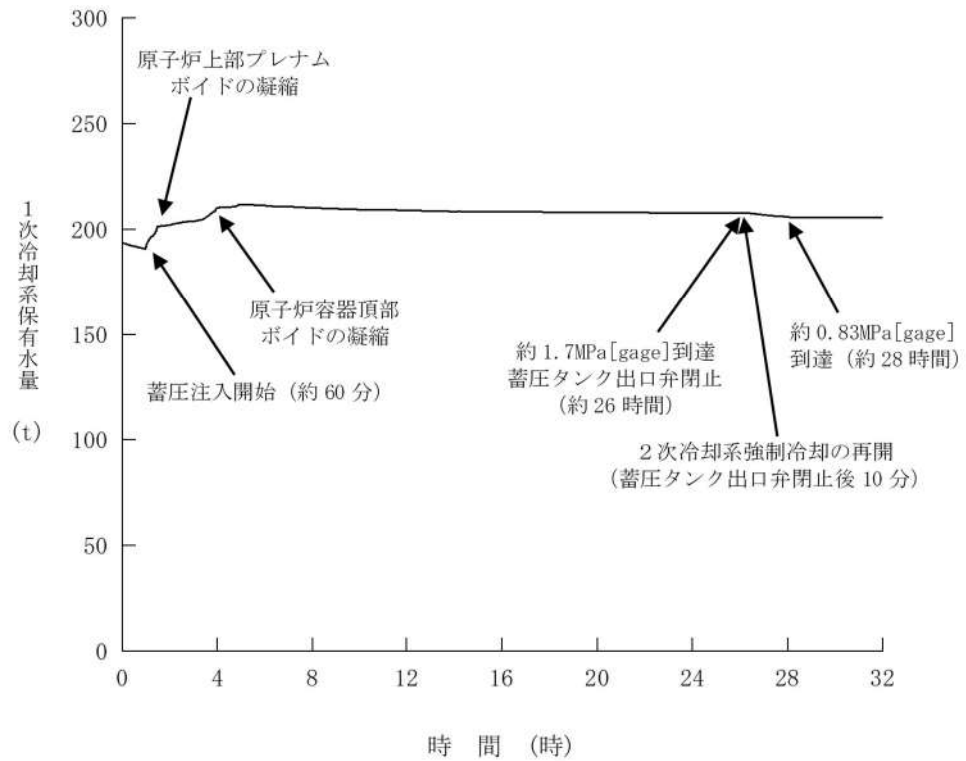


※：炉心圧力を表示

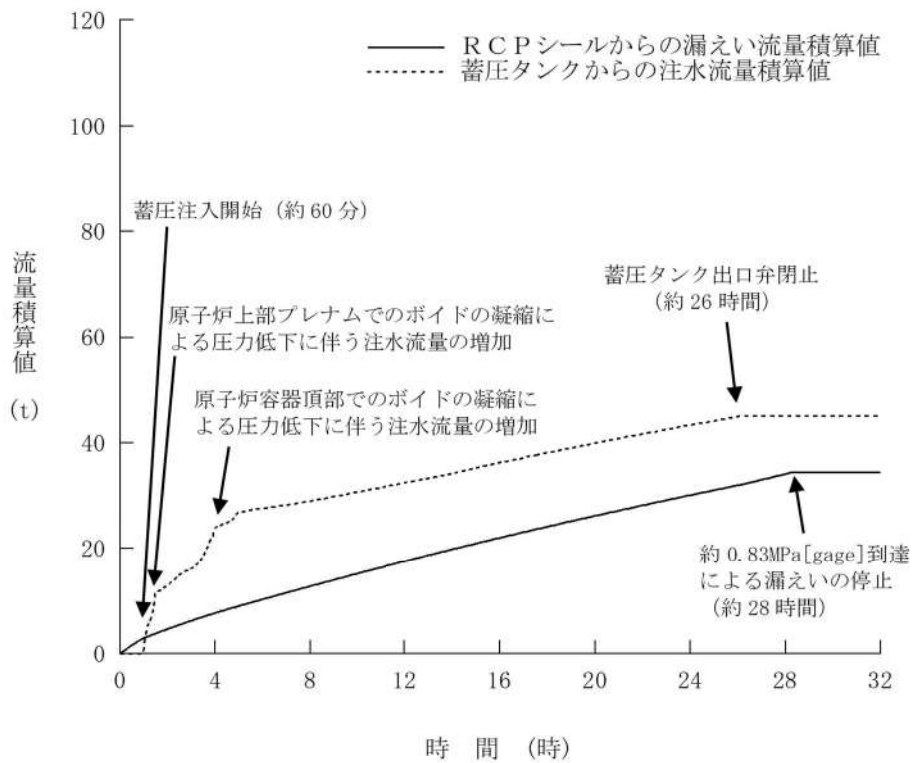
第 7.1.2.28 図 1次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



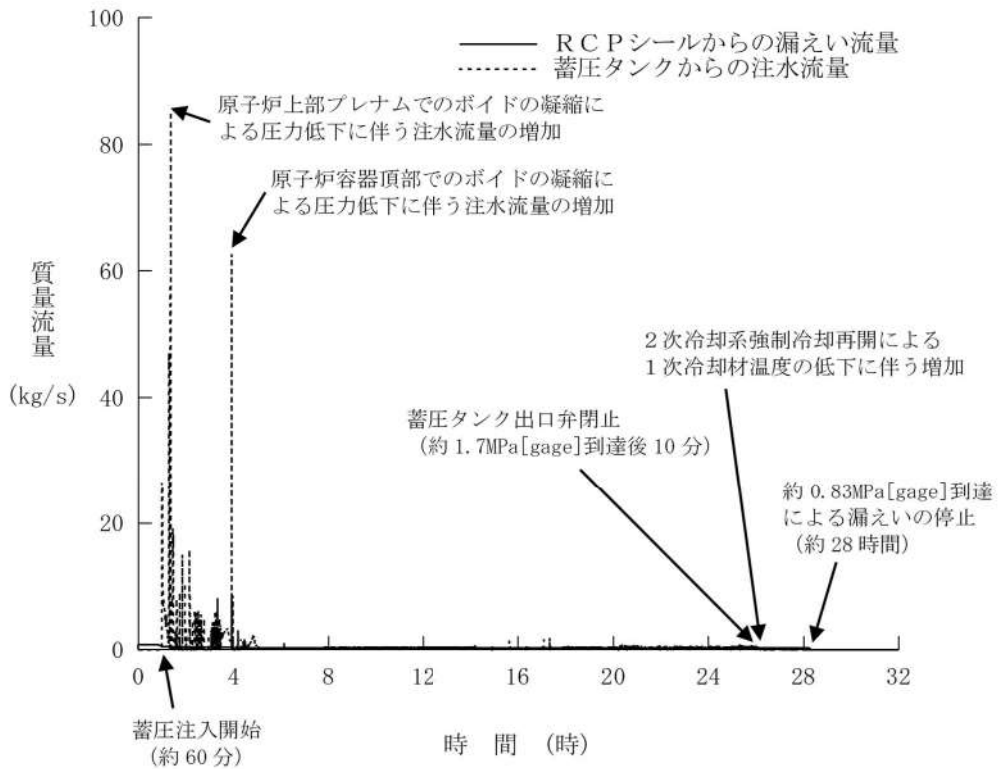
第 7.1.2.29 図 1次冷却材温度の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



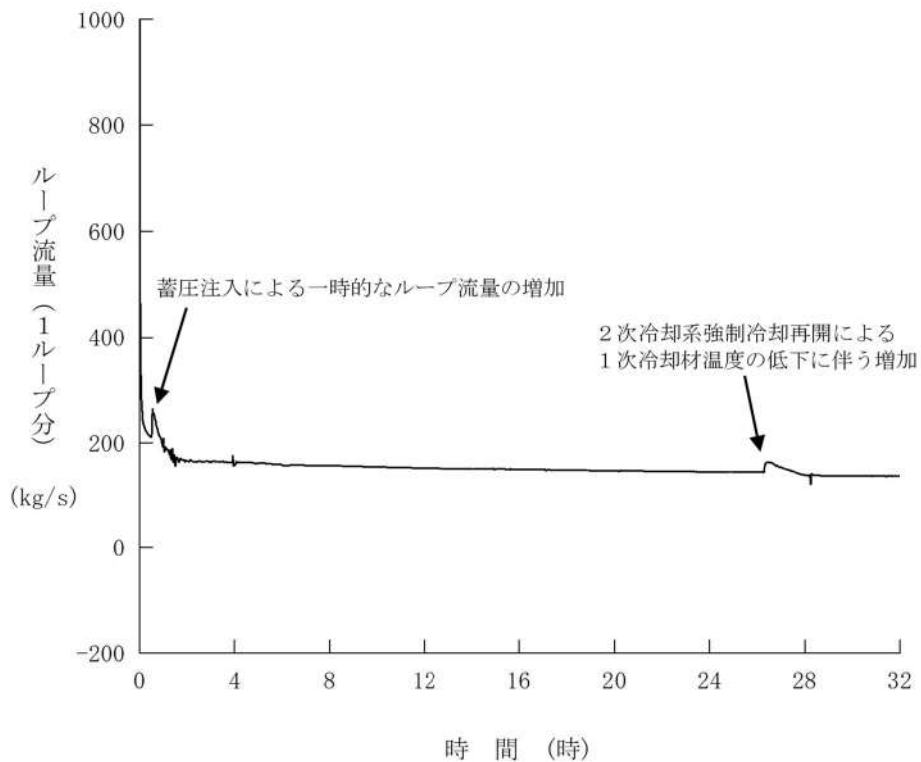
第 7. 1. 2. 30 図 1 次冷却系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



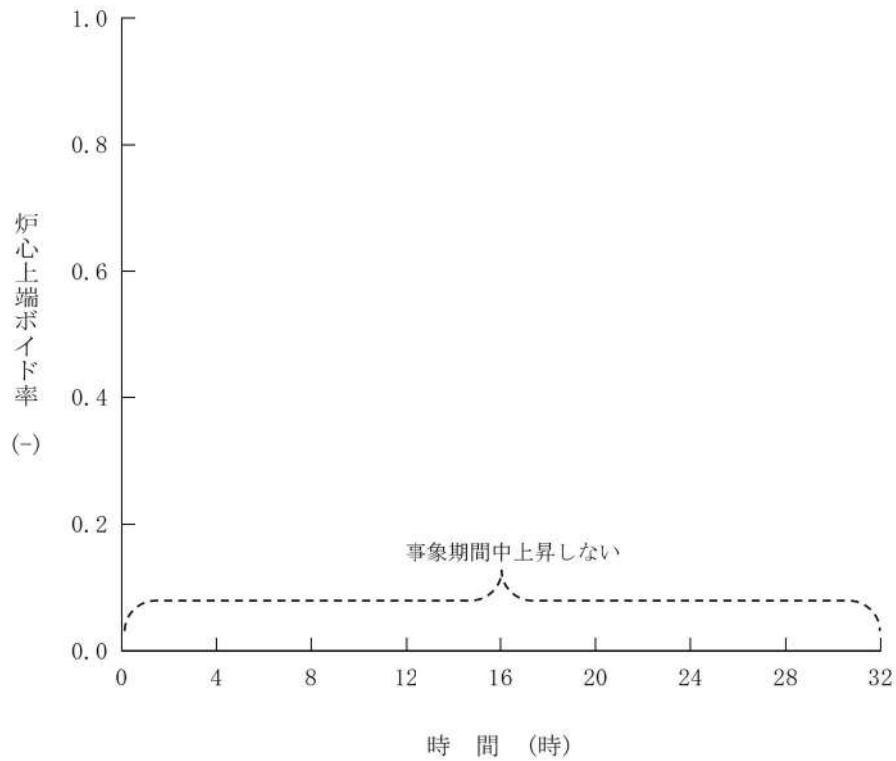
第 7. 1. 2. 31 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



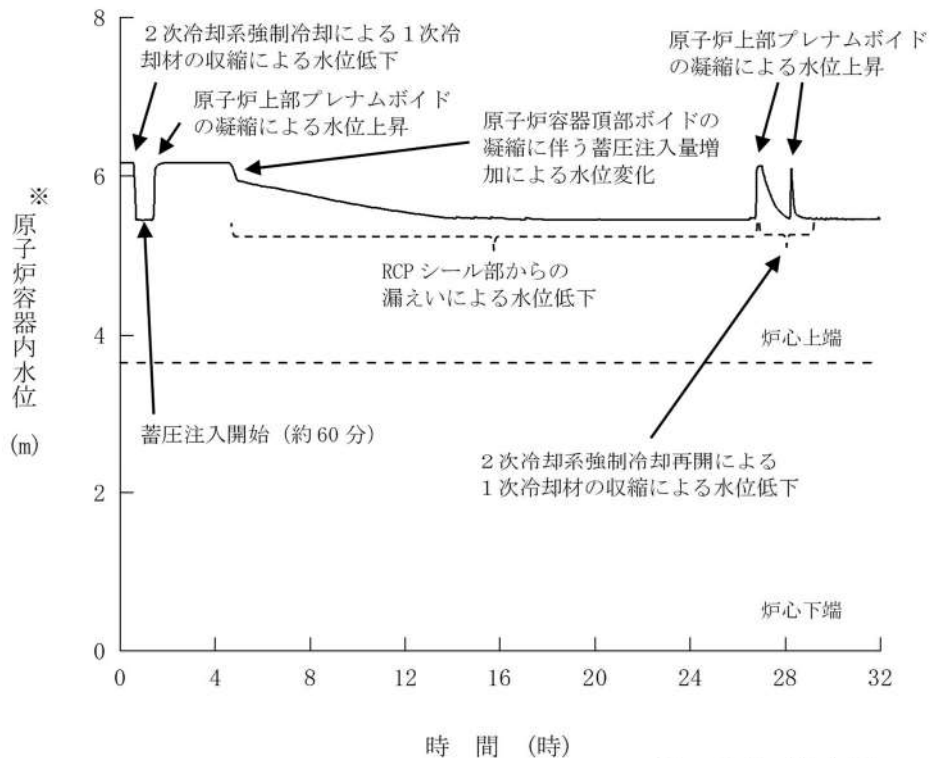
第 7.1.2.32 図 漏えい流量と注水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



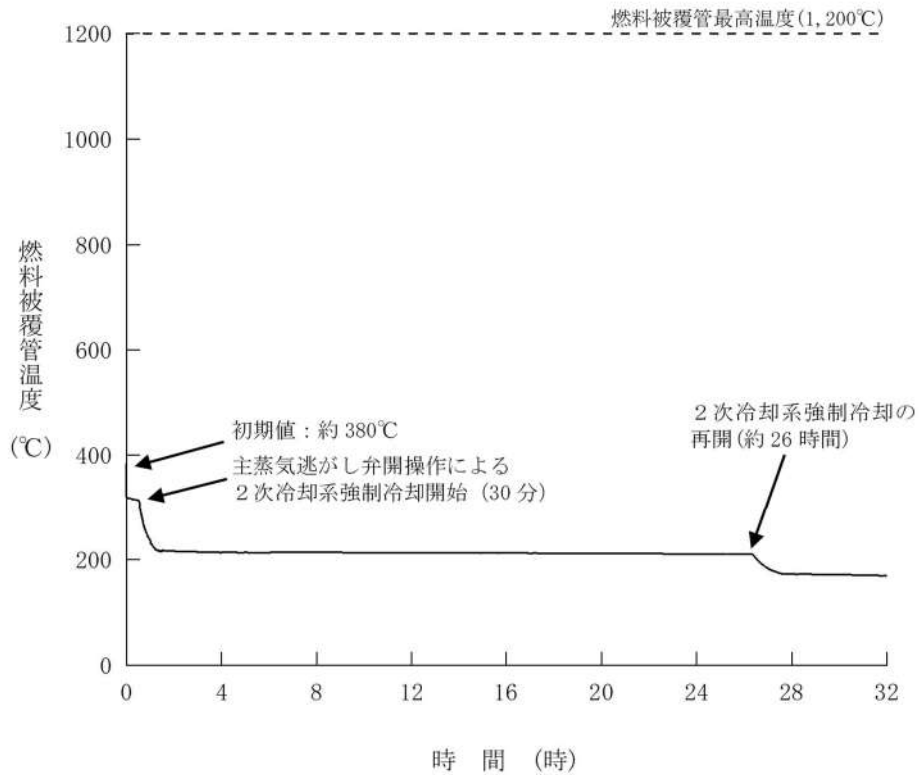
第 7.1.2.33 図 1 次冷却材流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



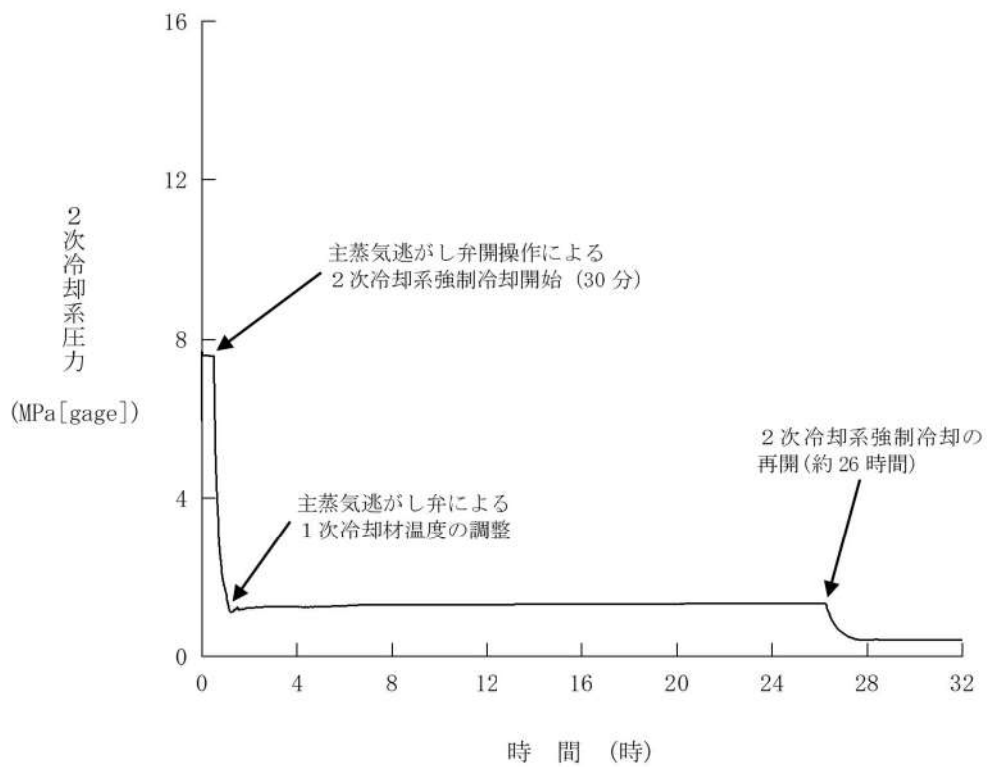
第 7.1.2.34 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



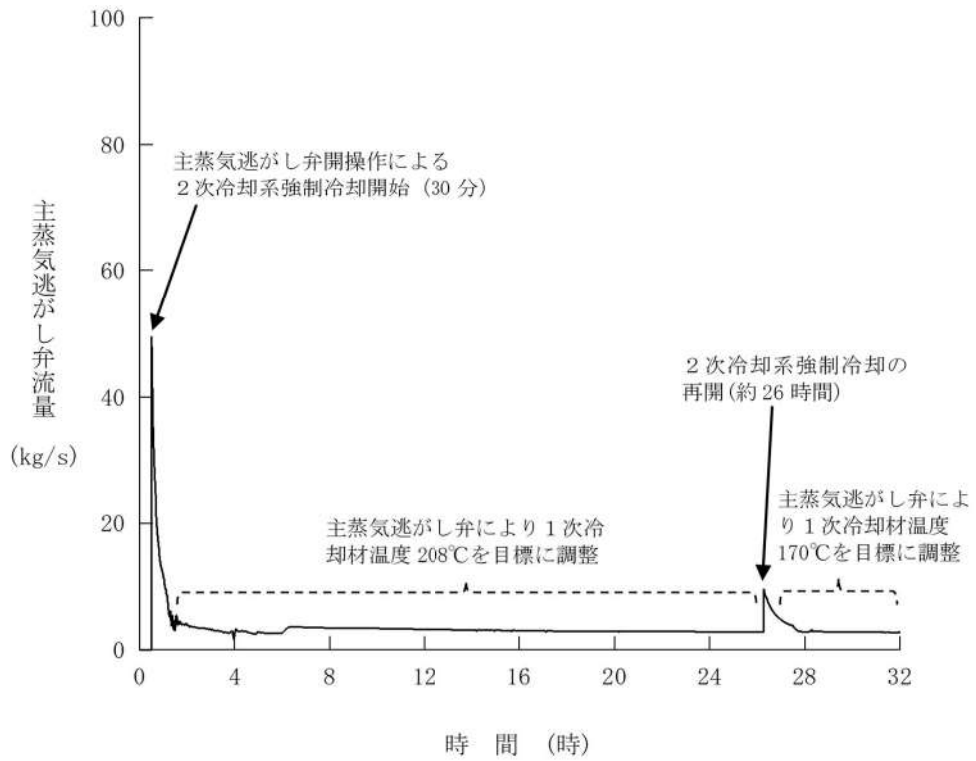
第 7.1.2.35 図 原子炉容器内水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



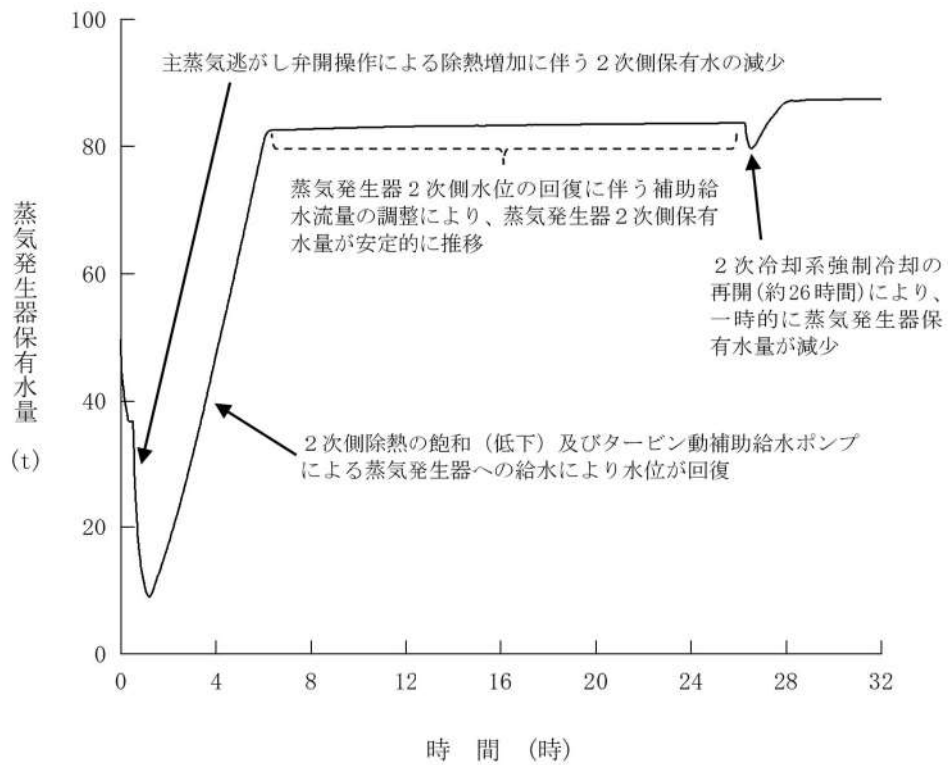
第 7. 1. 2. 36 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



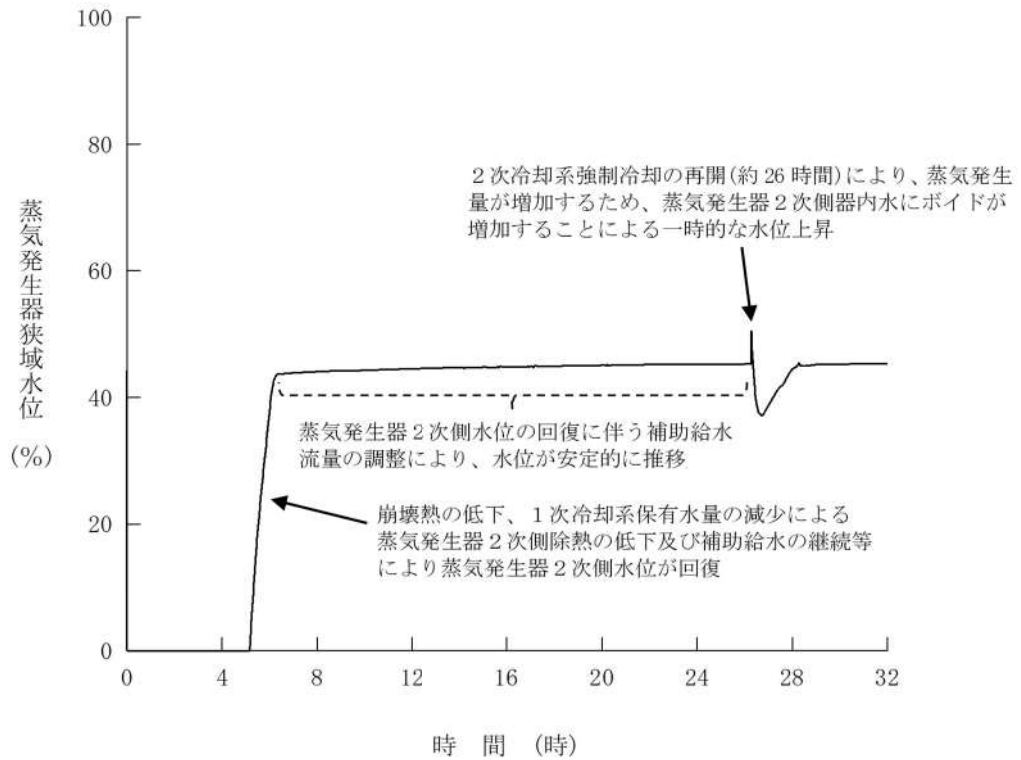
第 7. 1. 2. 37 図 2次冷却系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



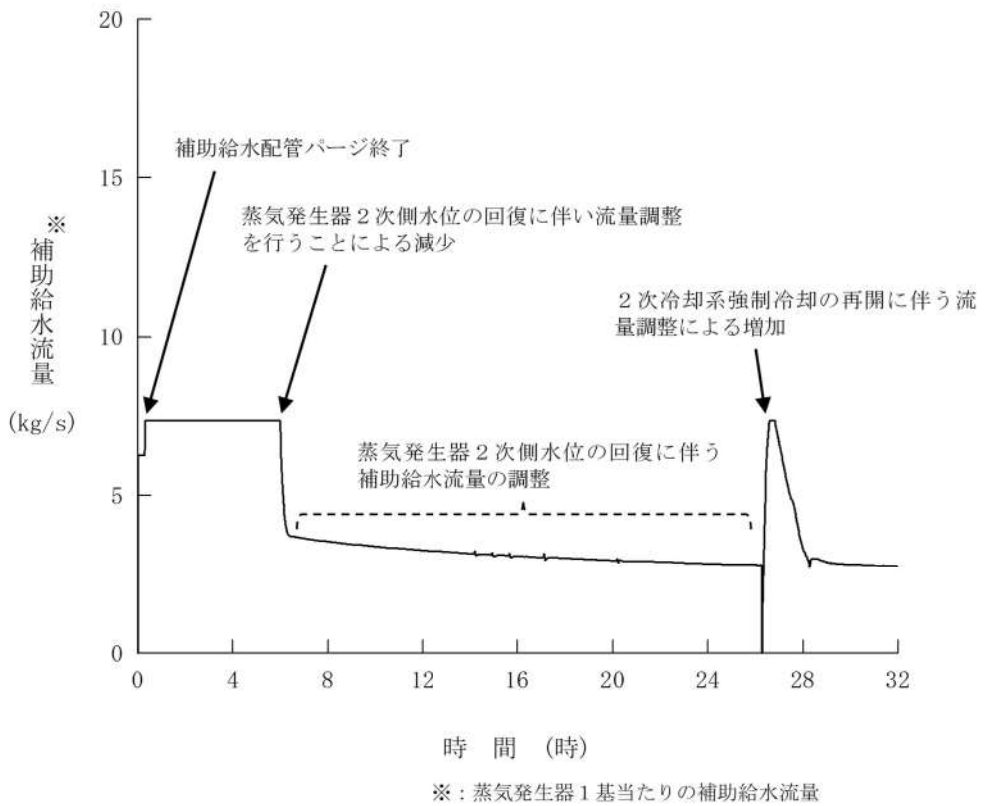
第 7. 1. 2. 38 図 主蒸気逃がし弁流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



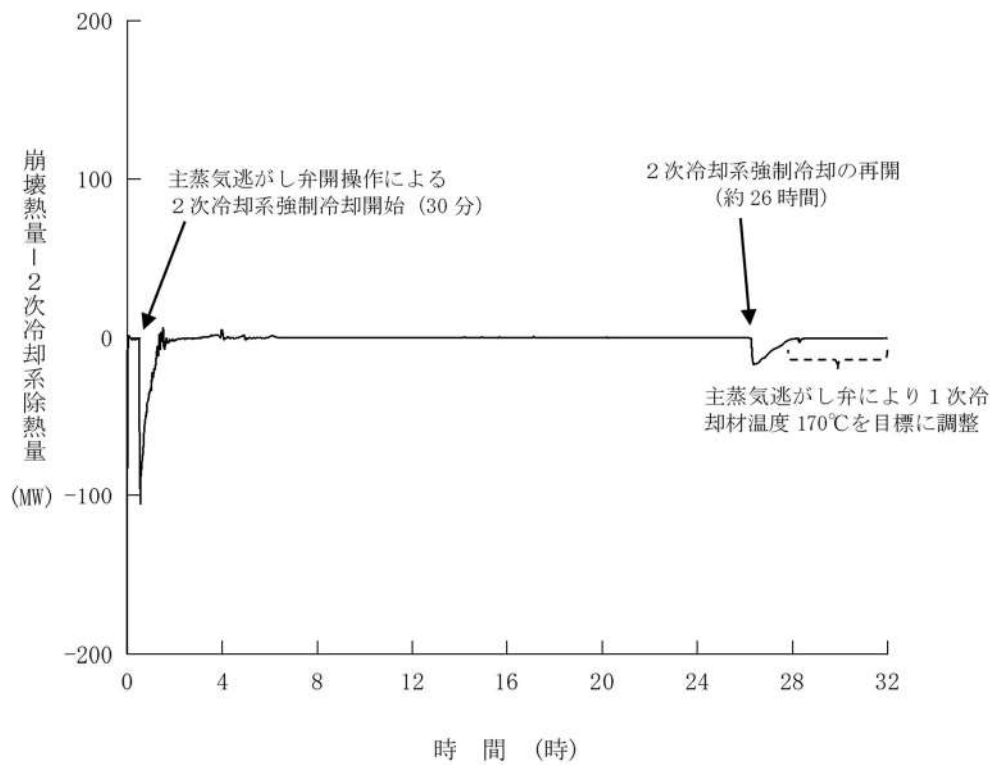
第 7. 1. 2. 39 図 蒸気発生器保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



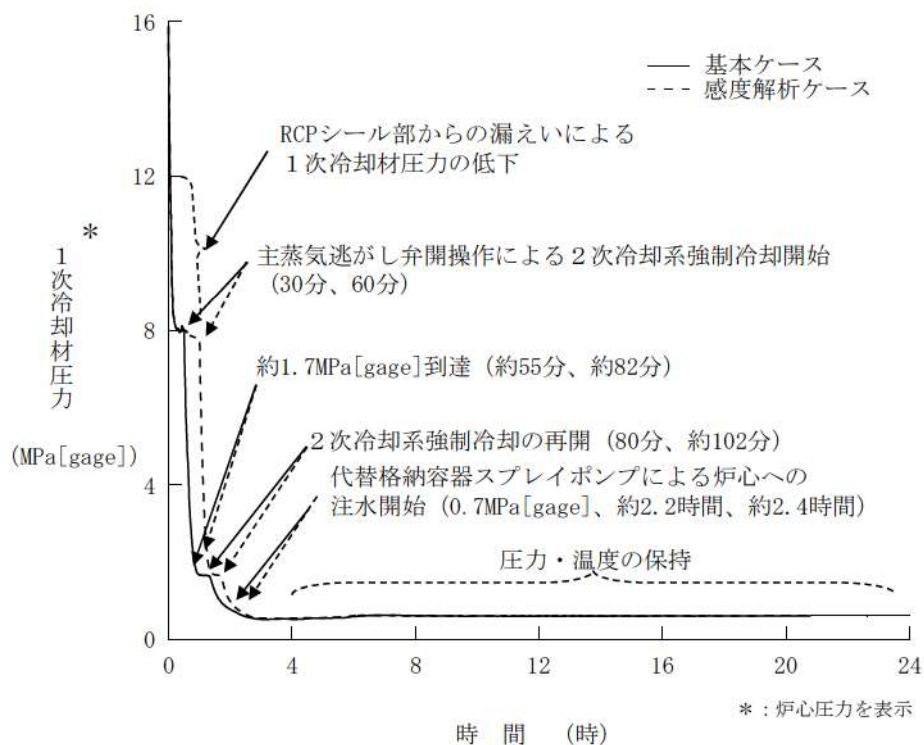
第 7.1.2.40 図 蒸気発生器狭域水位の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



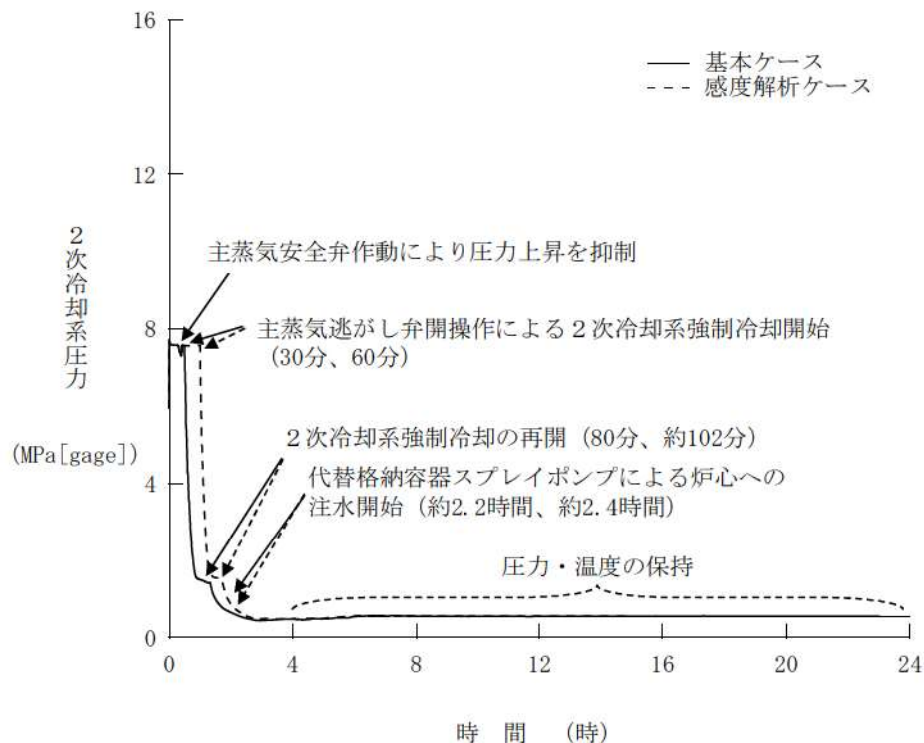
第 7.1.2.41 図 補助給水流量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



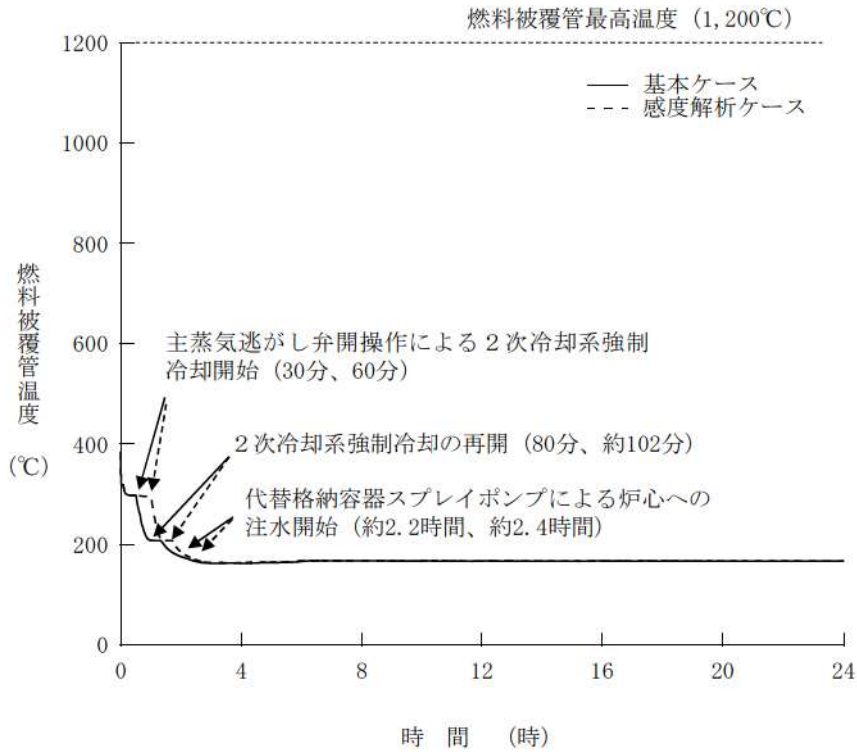
第7.1.2.42図 崩壊熱量と2次冷却系除熱量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)



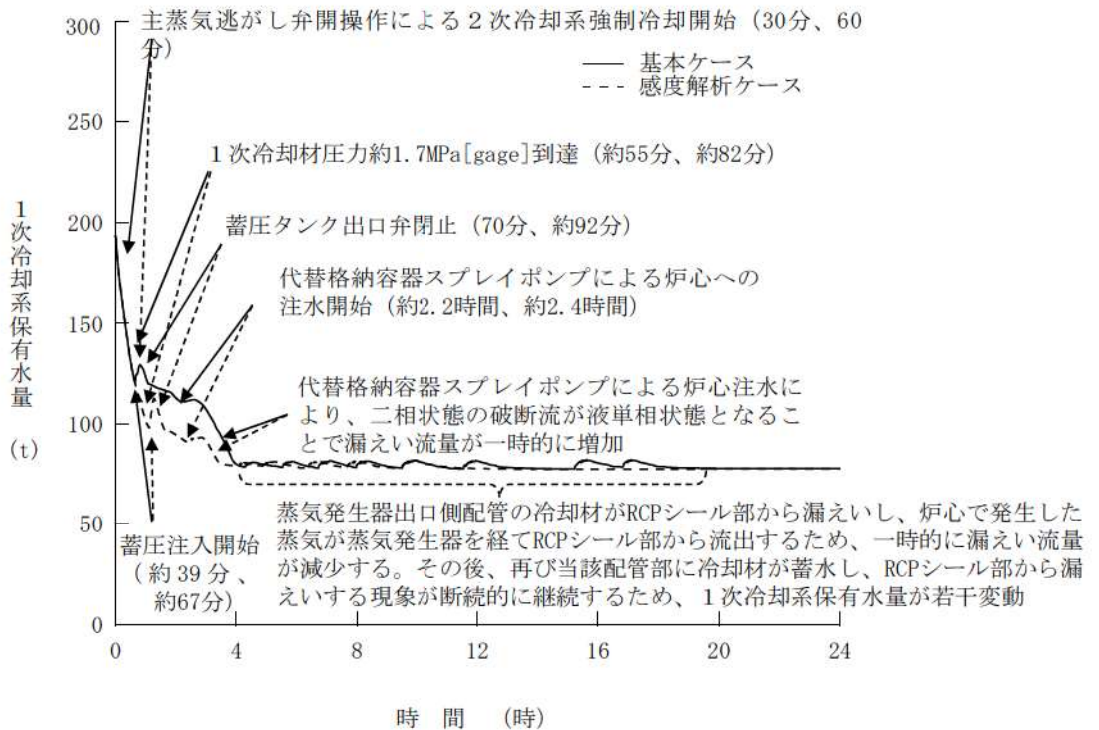
第 7.1.2.43 図 1 次冷却材圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



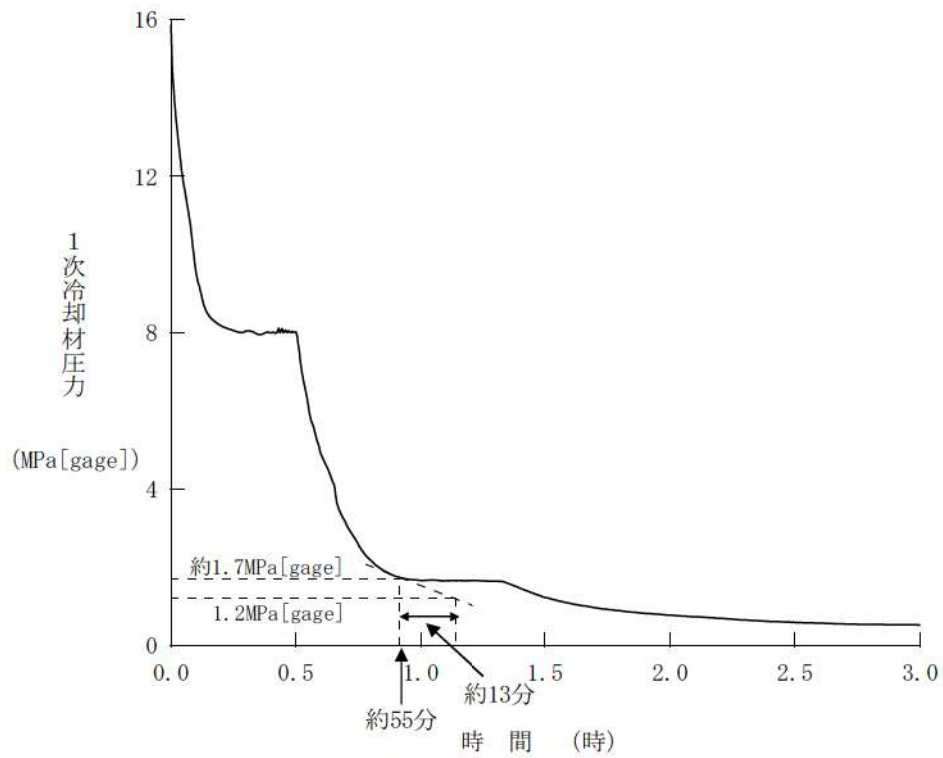
第 7.1.2.44 図 2 次冷却系圧力の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



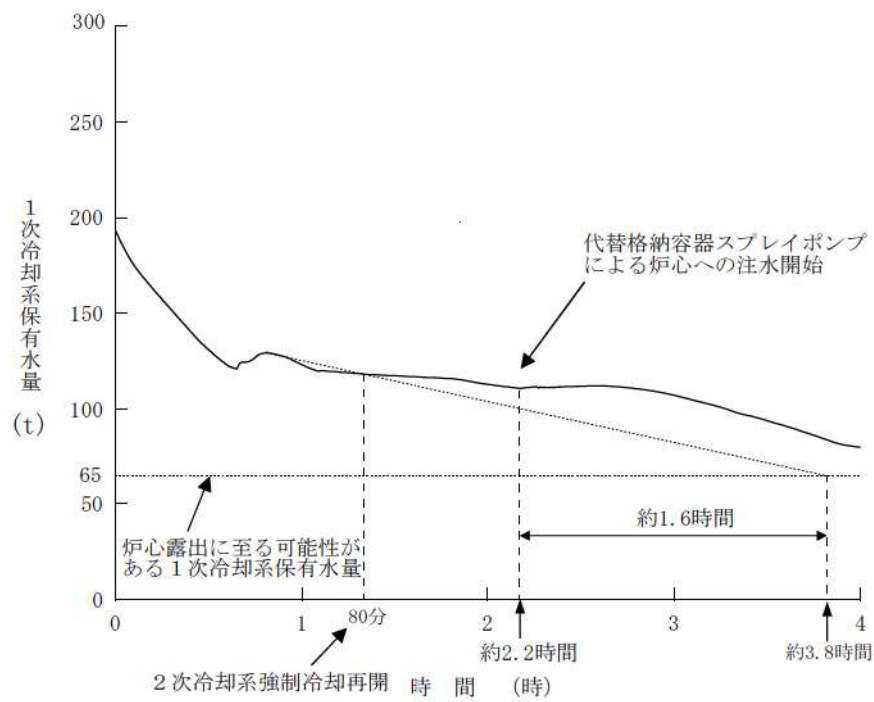
第 7.1.2.45 図 燃料被覆管温度の推移 (RCP シール LOCA が発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認)



第 7.1.2.46 図 1次冷却系保有水量の推移 (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7.1.2.47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7.1.2.48図 1次冷却系保有水量の推移 (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)

1次冷却材漏えいに係る初期判断パラメータについて

1次冷却材漏えいに係る事象の判断は、添付-1～3のパラメータにより総合的に判断する。
なお、加圧器圧力および加圧器水位の低下は、共通事象として発生する。

○格納容器内での1次冷却材漏えいに係る判断パラメーター一覧

判断パラメーター	チャンネル数	全交流電源喪失時 監視可否	電源	備考
加圧器水位	4	○	A, B, C, D計装用電源	
加圧器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	
格納容器内高レンジエリアモニタ	4	○	C, D計装用電源	高レンジ, 低レンジ (各2台)
格納容器じんあいモニタ	1	×	E計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンターより給電されるため不可
格納容器ガスモニタ	1	×	E計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンターより給電されるため不可
エアロクエリアモニタ	1	○	E計装用電源	
炉内核計装区域エリアモニタ	1	○	E計装用電源	
格納容器サンプ水位	2	○	A, E計装用電源	
格納容器再循環サンプ水位	4	○	C, D計装用電源	広域, 狭域 (各2台)
凝縮液量測定装置水位	1	○	E計装用電源	
主蒸気ライン圧力	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	
原子炉格納容器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	広域
格納容器内温度	2	○	C, D計装用電源	

○蒸気発生器細管破損に係る判断パラメータ一覧

判断パラメータ	チャンネル数	全交流電源喪失時 監視可否	電源	備考
加压器水位	4	○	A, B, C, D計装用電源	
加压器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	
主蒸気ライン圧力	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	
蒸気発生器水位	4/ループ	○	A, B, C, D計装用電源	狭域
復水器排気ガスモニタ	1	×	E計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンターより給電されるため不可
蒸気発生器プロダクション水モニタ	1	×	E計装用電源	SBO時はサンプリングクーラ冷却水が喪失のため不可
高感度型主蒸気管モニタ	1/ループ	×	E計装用電源	低出力時には、放射線レベルが低下し、検出できない可能性があるため不可

○格納容器外での1次冷却材漏えいに係る判断パラメータ一覧

判断パラメータ	チャンネル数	全交流電源喪失時 監視可否	電源	備考
加压器水位	4	○	A, B, C, D計装用電源	
加压器圧力	4	○	A, B, C, D計装用電源	
1次冷却材圧力	2	○	C, D計装用電源	
格納容器サブ水位	2	○	A, E計装用電源	
補助建屋サブタンク水位	2	○	F計装用電源	
排気筒ガスモニタ	2	×	E計装用電源	サンプリング盤は原子炉コントロールセンタより給電されるため不可

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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却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が発生しない場合の対応操作とRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作は、長期対策が異なる。

RCPシールLOCAが発生する場合は、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により安定状態を確立し、また、安定状態を維持する。したがって、その安定状態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が発生しない場合は、蒸気発生器による炉心冷却継続である。RCP

シールLOCAが発生していないことによりRCPシールLOCAが発生する場合の対応操作よりも時間的余裕*があるため、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により安定状態を確立し、また、安定状態を維持する。したがって、これらの手順を整備をしている。また、RCPシール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

	RCPシールLOCAが発生する場合	RCPシールLOCAが発生しない場合
RCPシール部からの漏えい量	定格圧力で約109m ³ /h相当（1台当たり）	定格圧力で約1.5m ³ /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

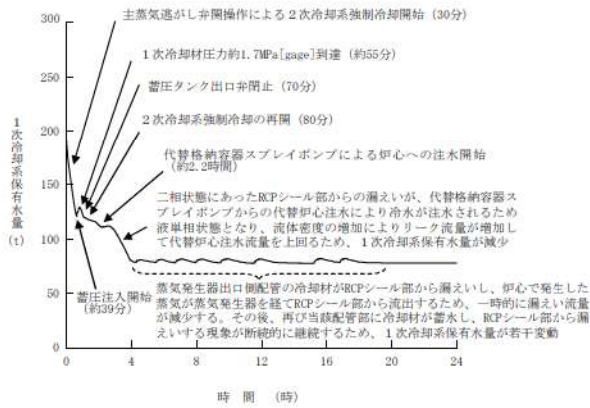


図1 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

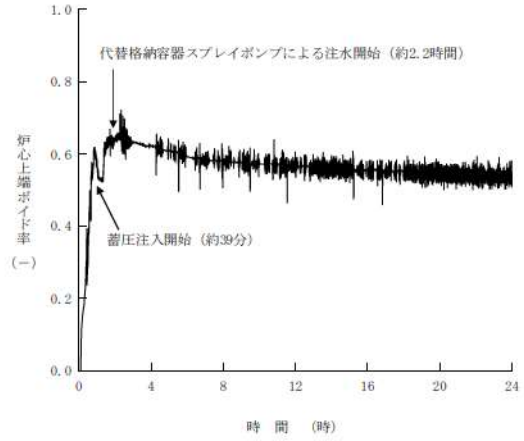


図2 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

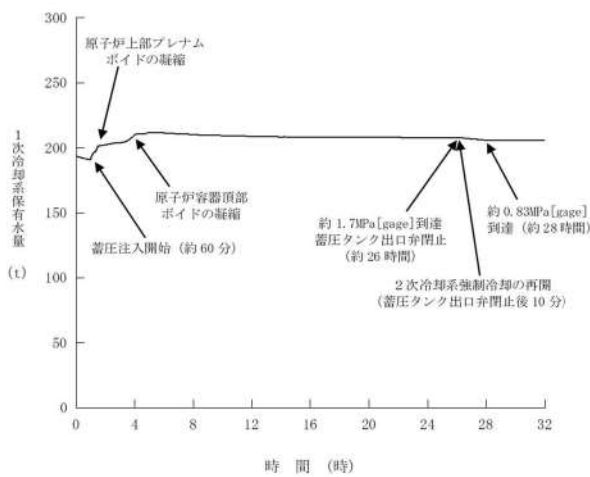


図3 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)

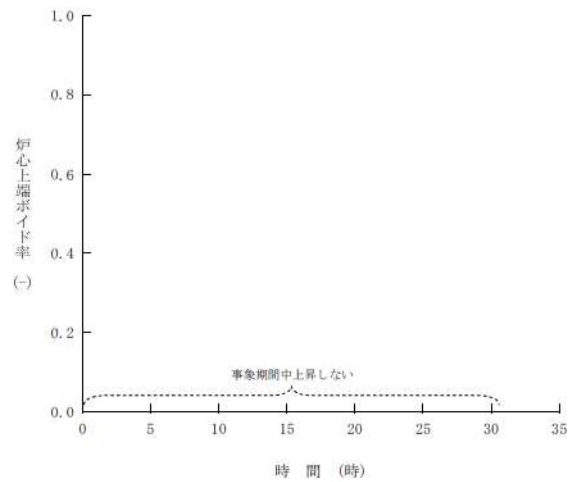


図4 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)

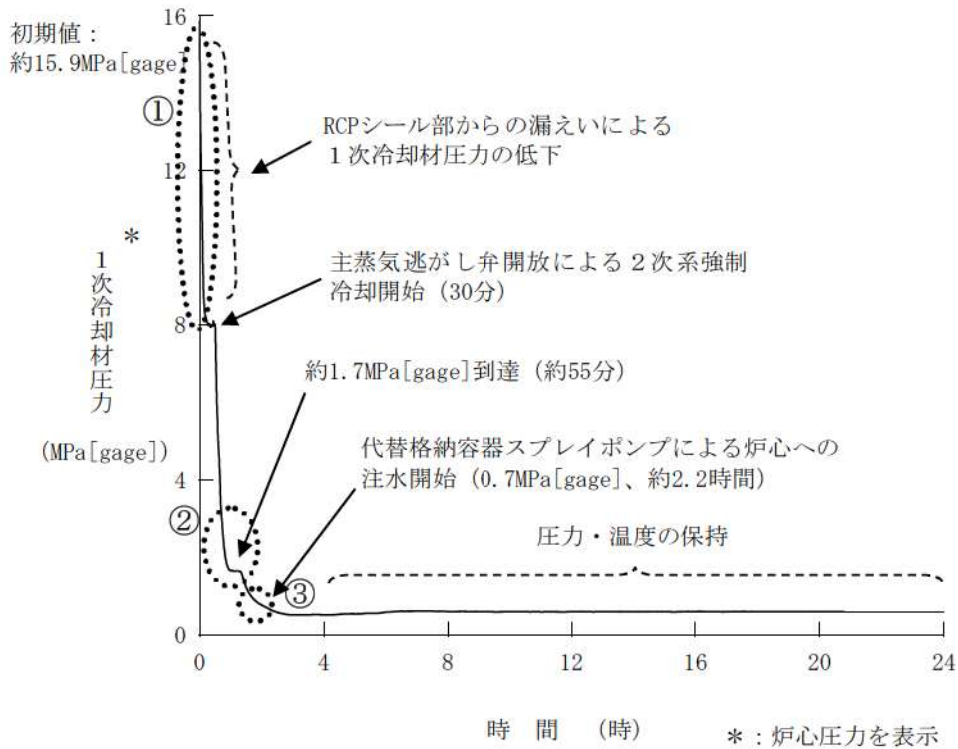


図5 1次冷却材圧力の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)

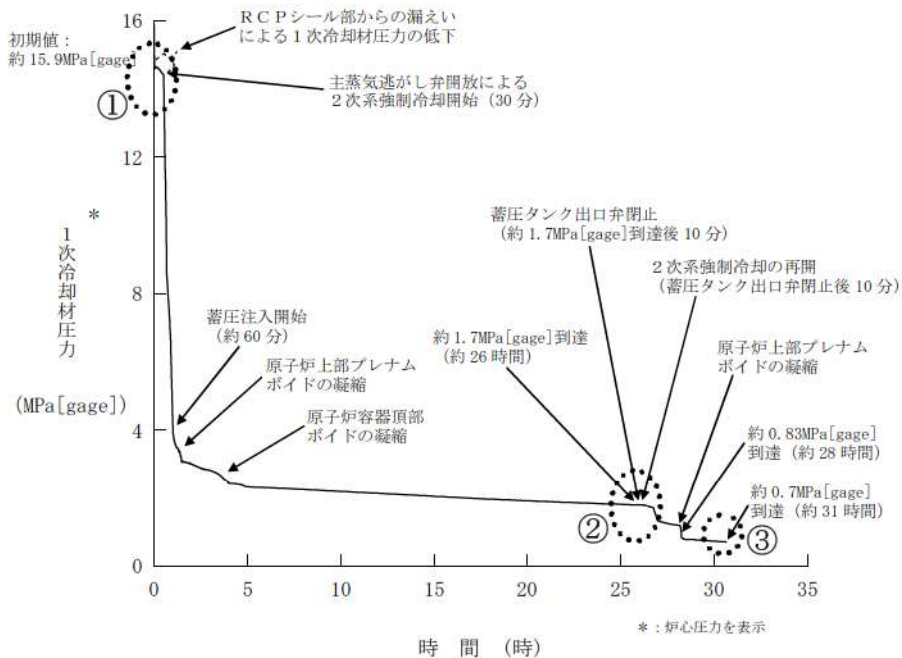


図6 1次冷却材圧力の推移
(RCPシールLOCAが発生しない場合)

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℃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 1×10^5 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代替炉心注水を行う。

- (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外側隔離弁を開操作する。
 - (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外側隔離弁を閉操作する。
 - (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

手順の項目	必要な要員と作業項目	炉心損傷前 経過時間(分)		炉心損傷判断後 経過時間(分)		備考
		50	100	150	20	
手順の項目	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					
	3号					
代替格納容器スプレイポンプによる 代替炉心注入	運転員(現場) 災害対策要員(現場)	30分 系統構成				
	2					
	1	5分 系統構成				
B-1充てんポンプ(自己冷却)による 代替炉心注水準備	運転員(現場) 災害対策要員(現場)	35分 系統構成				
	【2】					
	【1】	10分 系統構成				
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	運転員(中央制御室) 運転員(現場)				20分	切替え
	【2】					
B-1充てんポンプ(自己冷却)による 代替炉心注水	運転員(中央制御室)				5分	起動
	【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時のプラント停止(1次冷却系の減温・減圧)操作は、2次冷却系強制冷却により1次冷却系の減温及び減圧を実施する。この際、いくつかの温度状態(208℃及び170℃)で操作をホールド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り扱いをまとめた。

1. 2次冷却系強制冷却における温度目標 208℃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次冷却系強制冷却操作に関する1次冷却材温度目標値を208℃としている。

蓄圧タンク出口弁を閉止する際の1次冷却材圧力は、1次冷却系への窒素ガスの混入を防止する観点から、1次冷却系への窒素ガス混入圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して約1.7MPa[gage]としている。この約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃を2次冷却系強制冷却における目標温度とすることで、1次冷却材圧力が約1.7MPa[gage]以下となることを防止するとともに、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次冷却系へ注水することができる。

解析上の取り扱いとしては、主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却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開度を調整して冷却を継続する。解析においては、1次冷却系高温側配管温度と目標温度である208℃の偏差に基づくP I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次冷却系強制冷却再開後における目標温度 170℃について

約1.7MPa[gage]の飽和温度である208℃の状態温度維持した後、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すれば、1次冷却材温度170℃を目標として2次冷却系強制冷却を再開する。

2次冷却系強制冷却再開後における1次冷却材温度の目標温度を0.7MPa[gage]の飽和温度である約170℃とすることで、RCP封水戻りラインに設置している安全弁の閉止圧力よりも1次冷却材圧力を低くし、安全弁からの漏えいを停止することができるとともに、1次冷却系と同様に2次冷却系の圧力も0.7MPa[gage]となることから、タービン動補助給水ポンプを継続的に運転することが可能となる。また、170℃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状態に移行、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。従って、1次冷却材圧力及び温度を0.7MPa[gage]、170℃の安定した状態で、蒸気発生器による冷却状態から余熱除去系による冷却への切替について、プラント状況を十分に把握した上で早期に実施できるよう準備を行うものである。

※：P I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

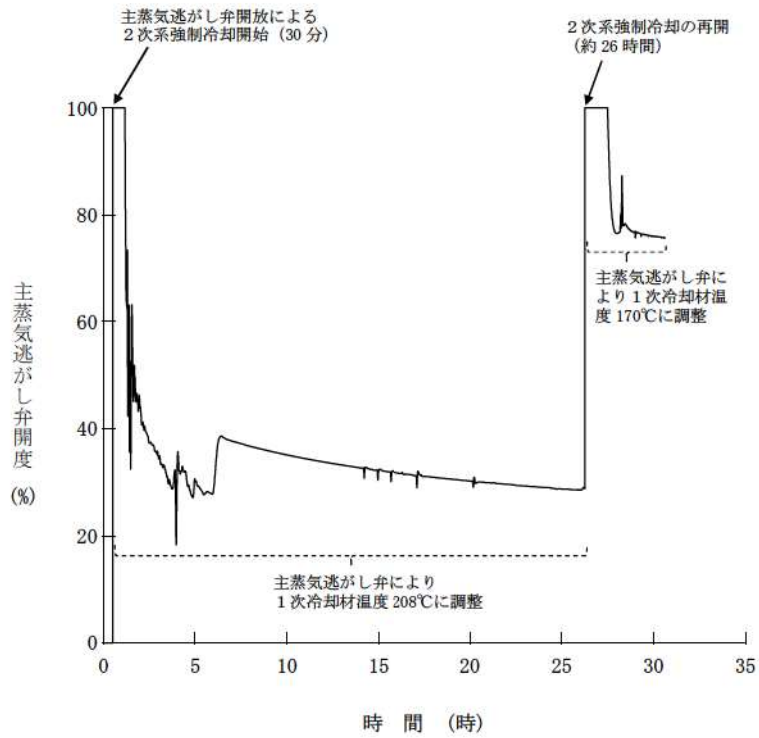


図1 主蒸気逃がし弁開度の推移
(RCPシールLOCAが発生しない場合)

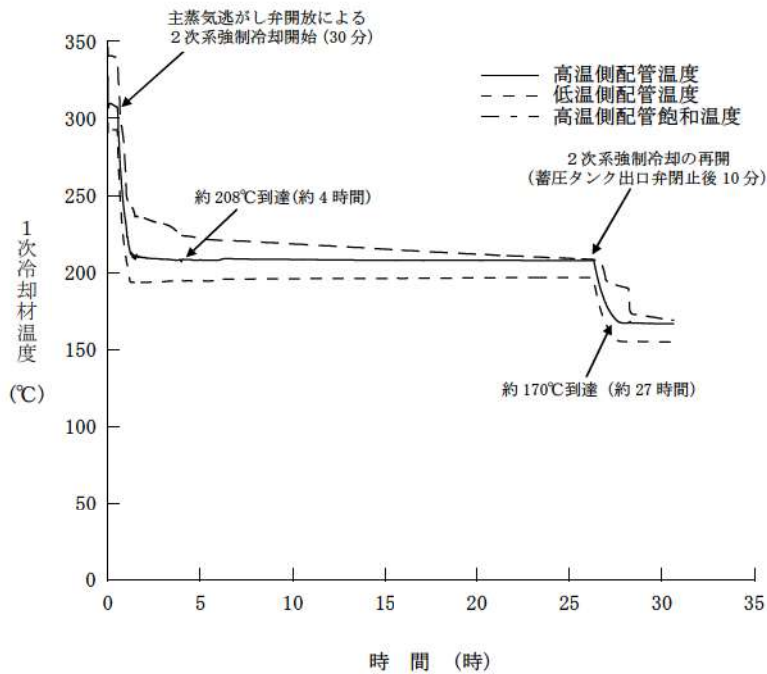


図2 1次冷却材温度の推移
(RCPシールLOCAが発生しない場合)

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。

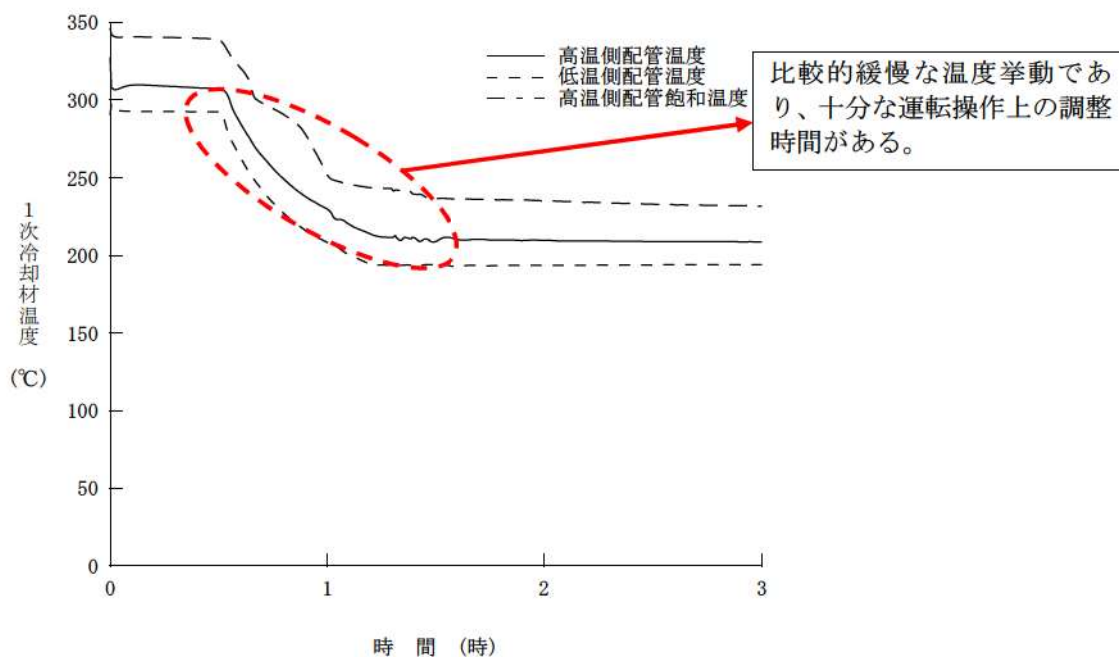


図3 1次冷却材温度の推移 (短期応答図)

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。

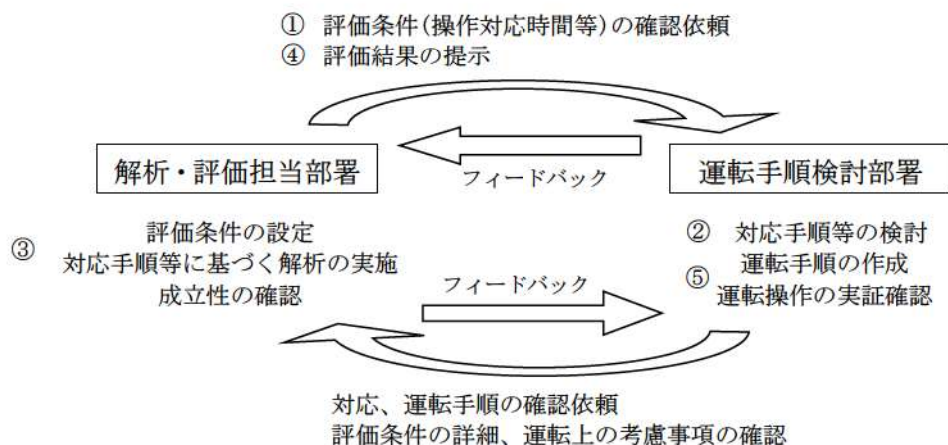


図4 解析評価と運転間で相互確認の概念図

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次冷却系冷却操作により、1次冷却材圧力、温度を0.7MPa[gage]、170℃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、蒸気発生器への注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次冷却系冷却を保持することとしている。

●外部電源が確保され場合

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次冷却系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次冷却系を170℃よりさらに冷却する。

●低温停止への移行

電動補助給水による給水および主蒸気逃がし弁による冷却の後、1次冷却材温度、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アンドブリードにより1次冷却系を冷却することにより、低温停止（93℃以下）に移行することができる。

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と言う。）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。

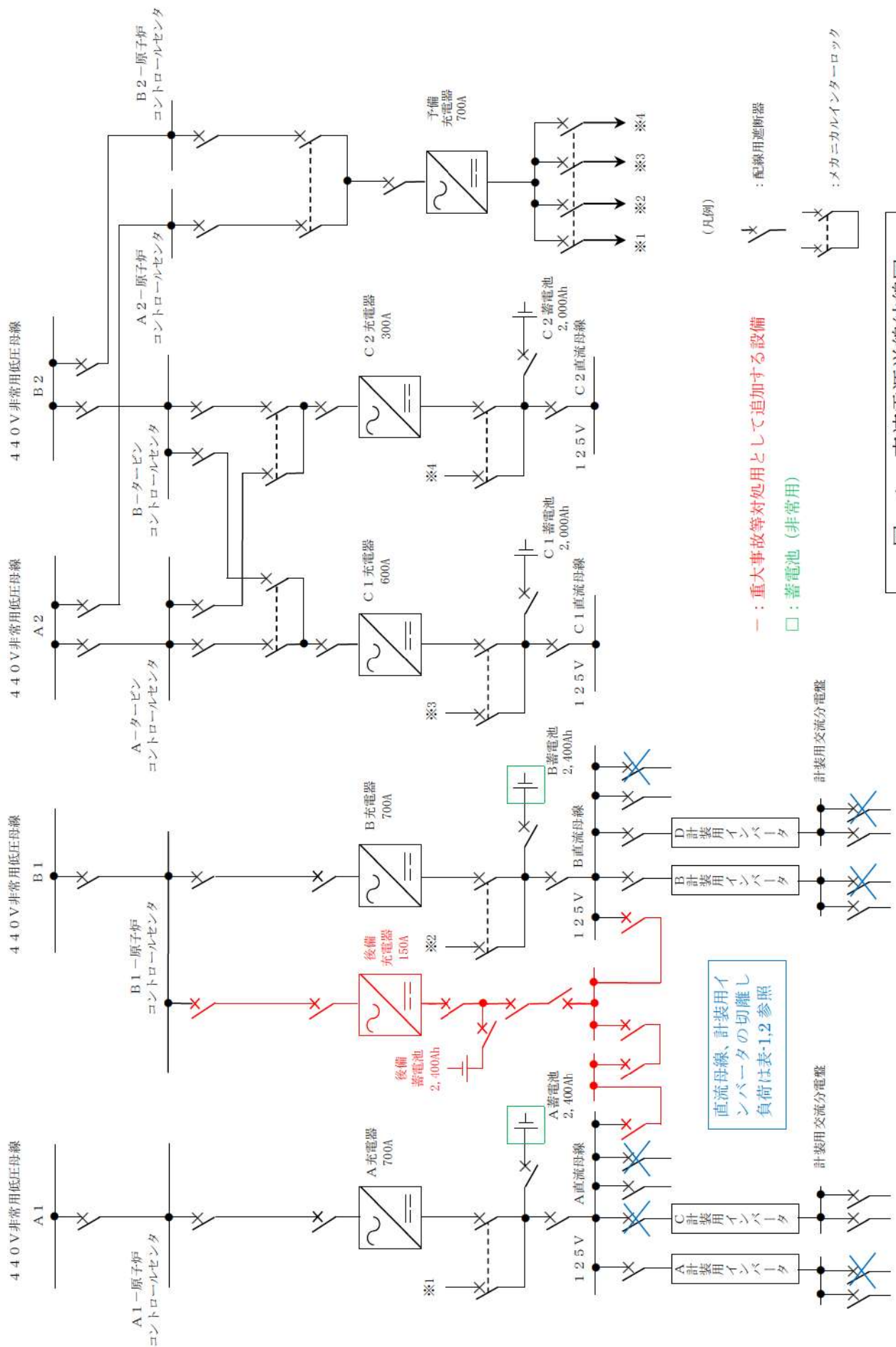


図-1 直流電源単線結線図

添 7.1.2.5-2

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 (切離し対象負荷は添 7.1.2.5-5 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	×	SB0 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	×	SB0 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
3B-補助建屋直流分電盤	23.7	23.7	○	
3B-6.6kVメタクラ	1.6	1.6	○	
3-タービン補助給水ポンプ起動盤トレンB	2.4	2.4	○	
3B-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 (切離し対象負荷は添7.1.2.5-7頁 「B計装用インバータの負荷切離し対 象表」参照)
3D-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 (切離し対象負荷は添7.1.2.5-8頁 「D計装用インバータの負荷切離し対 象表」参照)
3B-ディーゼル発電機制御盤 (発電機盤)	3.4	0.0	×	SB0 ではDG 使用不能であるため不要
3B-ディーゼル発電機制御盤 (励磁機盤)	0.1	0.0	×	SB0 ではDG 使用不能であるため不要
3DCB 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	○	
3B1-パワーコントロールセンタ	0.1	0.1	○	
3B2-パワーコントロールセンタ	0.2	0.2	○	
3B-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	
3 A 1 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	×	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	166	166	○	
	DG制御盤	125	0	×	SB0ではDG使用不能であるため不要
	空調用冷凍機盤	49	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	32	0	×	タービントリップ後は不要
	直流コントローラセンタ	8	8	○	
	6. 6 kVメタクラ (電圧計)	—	—	○	
	電圧計	—	—	○	
3 A 2 計装用交流分電盤	AM設備計装用電源切換器盤	—	—	○	
	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	○	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 (G r. 1)	1435	1435	○	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 (G r. 2)	1180	0	×	
	安全系現場制御監視盤 (G r. 3)	1471	0	×	
	安全系マルチブレイクサ	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

必要負荷：○、不要負荷：×

(2) C計装用インバータ

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	×	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	×		
	RCP母線計測盤	152	×	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	107	×	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	
	制御用空圧縮機盤	51	×	SB0では制御用空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	×	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	
	直流漏電検出器盤	139	×	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	
	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	×	SB0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
3 C 2 計装用交流分電盤	安全系現場制御監視盤 (Gr. 2)	987	×	SB0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	×	
	安全系マルチブレイクサ	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

必要負荷：○、不要負荷：×

(3) B計装用インバータ

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
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
直流コンローラセンター	8	8	○	
6. 6 kVメタクラ (電圧計)	—	—	○	
電圧計	—	—	○	
AM設備計装用電源切換器盤	797	797	○	
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 (G r. 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 (G r. 2)	1118	0	×	
安全系現場制御監視盤 (G r. 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 (3SFBM1, 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 (3SFBM5, 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)	備考
3 D 1 計装用交流分電盤	制御用地震計 (下部階)	16	×
	制御用地震計 (上部階)	15	×
	原子炉安全保護盤 N I S 計装用	112	×
	制御用空圧縮機盤	50	×
	空調用冷凍機盤	56	×
	直流漏電検出器盤	136	×
	電圧計	—	○
	CMF 対策盤	502	○
	原子炉安全保護盤	2151	○
	原子炉安全保護盤 N I S 制御用	63	×
3 D 2 計装用交流分電盤	原子炉安全保護盤 RMS 信号処理用	227	○
	工学的安全施設作動盤	806	○
	安全系現場制御監視盤 (G r. 1)	990	○
	安全系現場制御監視盤 (G r. 2)	1134	×
	安全系現場制御監視盤 (G r. 3)	1556	×
	安全系マルチプレクサ	307	○
	安全系 FDP (3 S F O B 3)	345	○
	安全系 FDP (3 S F M B 3, 4)	567	×
	安全系 FDP (3 S F M B 7)	341	×
	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	○	
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)

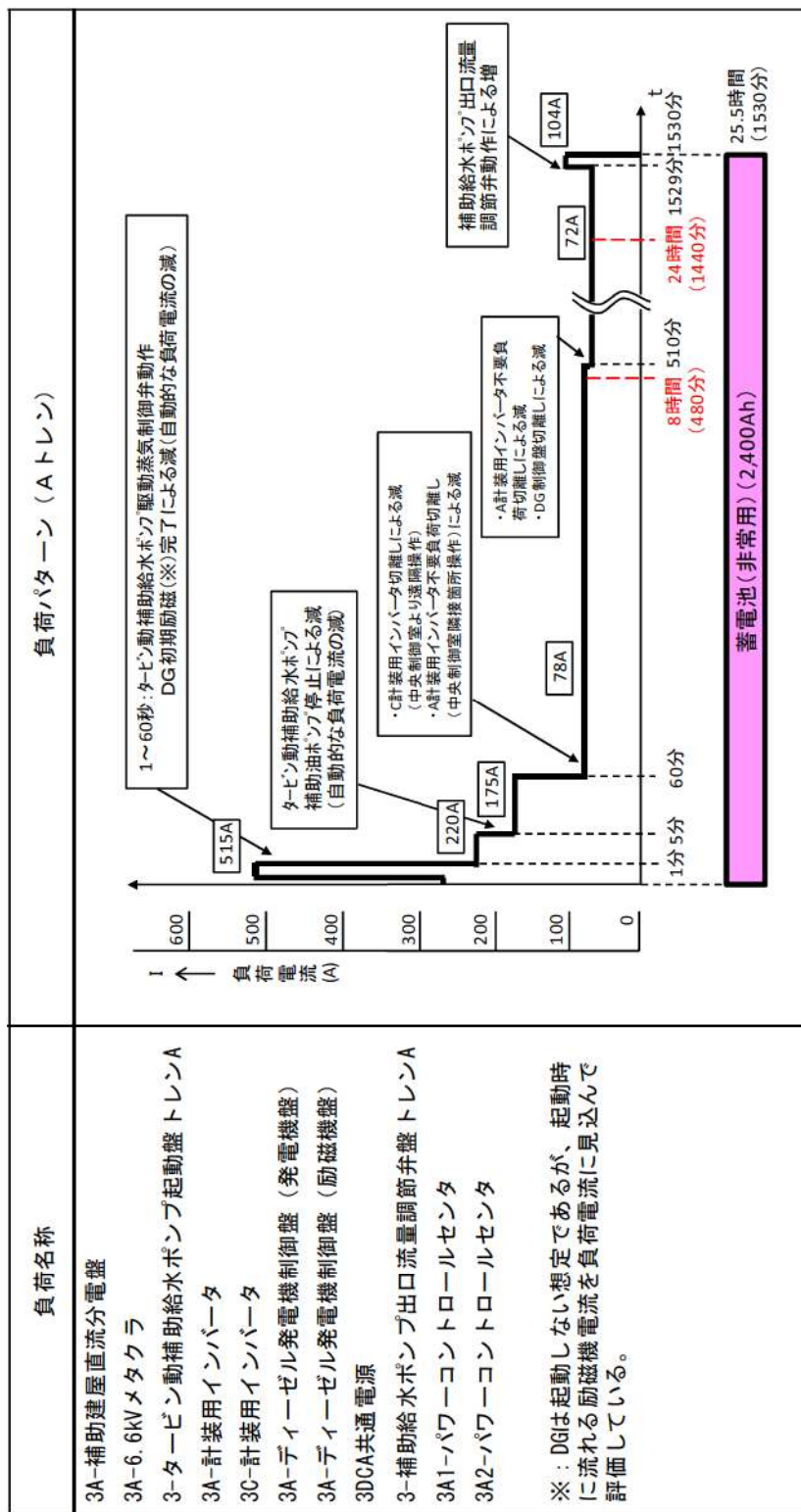


図-3 泊3号機 所内常設蓄電式直流電源による直流電源給電パターン (B 直流 C/C 給電)

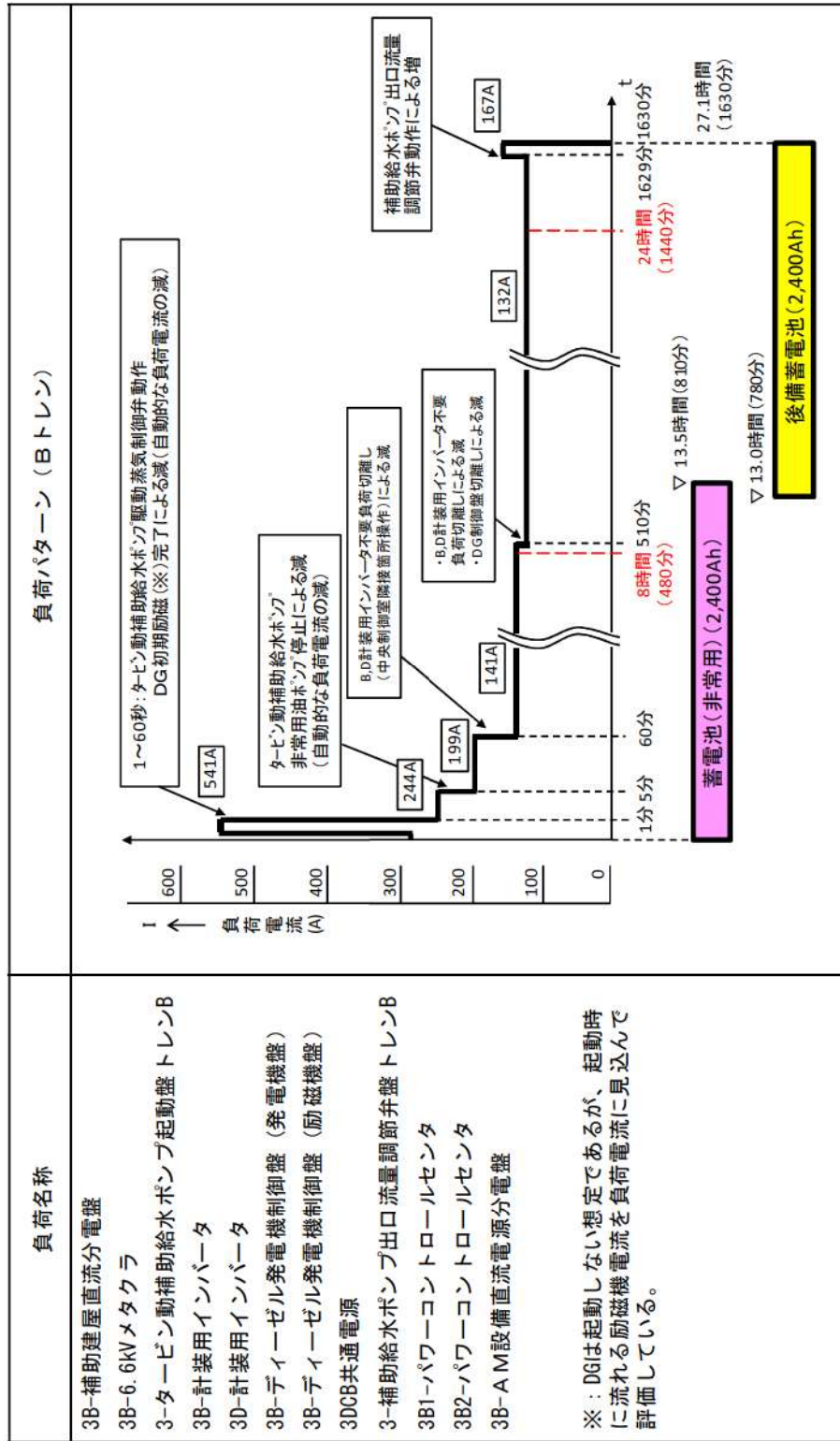
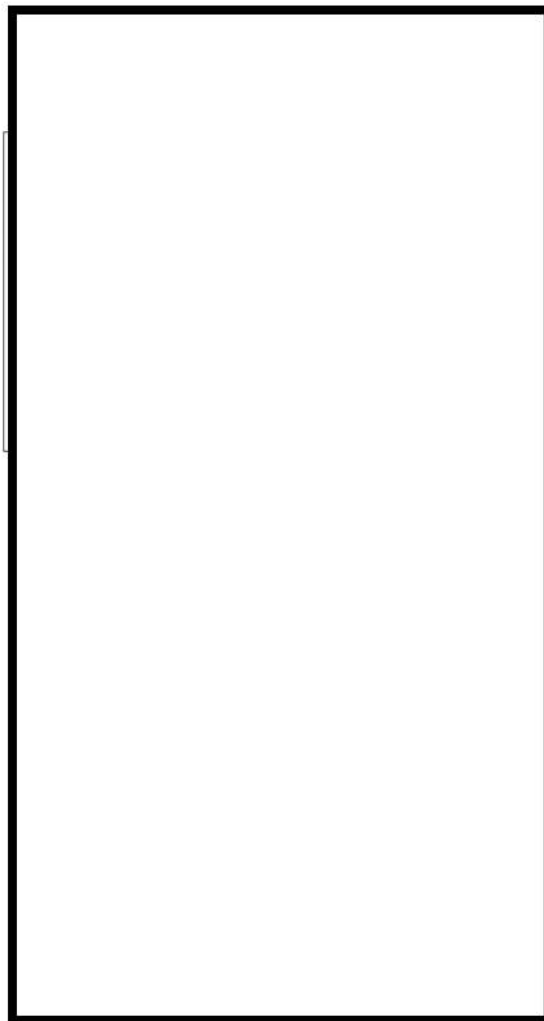
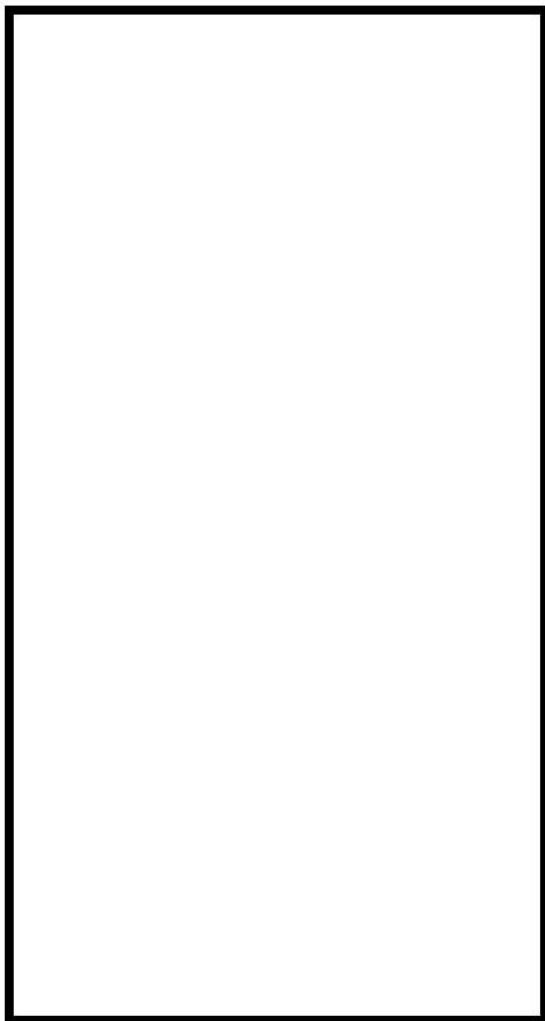


図-4 蓄電池配置図



蓄電池写真

枠囲みの内容は機密情報に属しますので
公開できません。



枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

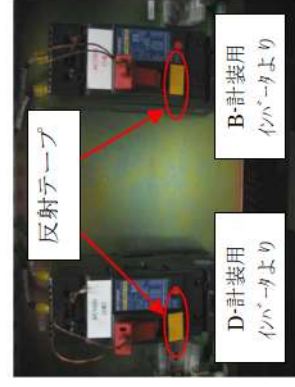
安全系現場制御監視盤 (Gr.2)
切離し箇所



【盤外観】



【盤扉開放状態】



【切離し対象 NFB】

図-5 負荷切離し場所 (原子炉補助建屋 T.P.17.8m)

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

原子炉補助建屋 T.P.10.3m



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N₂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次冷却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、N₂ガス（非凝縮性ガス）が1次冷却系内に流入し、1次冷却材ポンプ停止後における蒸気発生器2次側冷却による1次冷却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"> ・通常停止操作 ・小LOCA (ECCS正常) (高压注入により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。) 	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	<ul style="list-style-type: none"> ・中破断LOCA + 高压注入失敗 ・インターフェイスシステムLOCA 	N ₂ 放出防止
	1次系自然循環冷却による炉心冷却に期待する場合	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 + RCPシールLOCAあり ・全交流動力電源喪失 (24時間) + RCPシールLOCAなし 	N ₂ 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N₂放出防止を図る。全交流動力電源喪失時のように、2次冷却系冷却操作により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N₂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次冷却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次冷却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次冷却系へのN₂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）約1.7MPa[gage]（208℃）で閉止する場合

1次冷却材圧力約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次冷却系へのN₂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、N₂ガスが1次冷却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）を約1.7MPa[gage]（208℃）としている。（約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次冷却系の減温・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）を約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）を約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]、約1.7MPa[gage]））の考え方について

蓄圧タンク加圧用の内部N₂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_i : 初期圧力 (MPa[abs])

V_i : 初期気相部体積 (m^3)

P : 蓄圧タンク空の圧力 (MPa[abs])

V : 蓄圧タンク空の気相部体積 (m^3)

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 $29.0m^3$ (1基当たり) 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_2 ガス放出が生じる圧力は約 $0.6MPa$ [gage] 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次冷却材圧力約 $1.7MPa$ [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次冷却系冷却操作により1次冷却系の圧力を制御し蓄圧注入を確実にやっていく。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_2 ガス放出が生じる圧力は、約 $1.2MPa$ [gage] 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次冷却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次冷却材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%(2,652Wt)×1.02	100%(2,652MWt) ^{※1}
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	15.41MPa[gage] ^{※1}
1次冷却材平均温度 (初期)	306.6+2.2°C	302.3°C ^{※1}
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 ³ /基	同左
RCPからの漏えい率 (初期)	定格圧力において、約109m ³ /h/台 (480gpm/台)相当となる口径約1.6cm(約 0.6inch)/台(RCP 3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 ³ /h	考慮しない ^{※2}
2次冷却系強制冷却開始	事象発生から30分後	同左
1次冷却材温度、圧力の保持	1次冷却材温度208°C (約1.7MPa[gage]到達時)	考慮しない ^{※2}
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 ^{※2}
2次冷却系強制冷却再開	蓄圧タンク出口弁閉止から10分後	考慮しない ^{※2}
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 ^{※2}

※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。

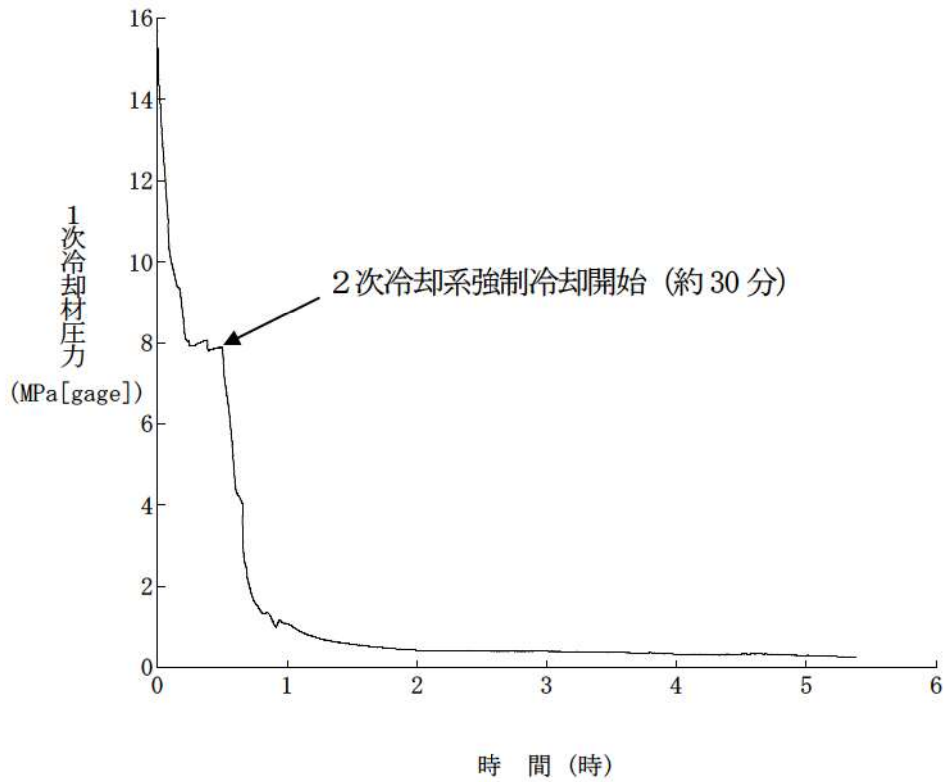


図1 1次冷却材圧力の推移

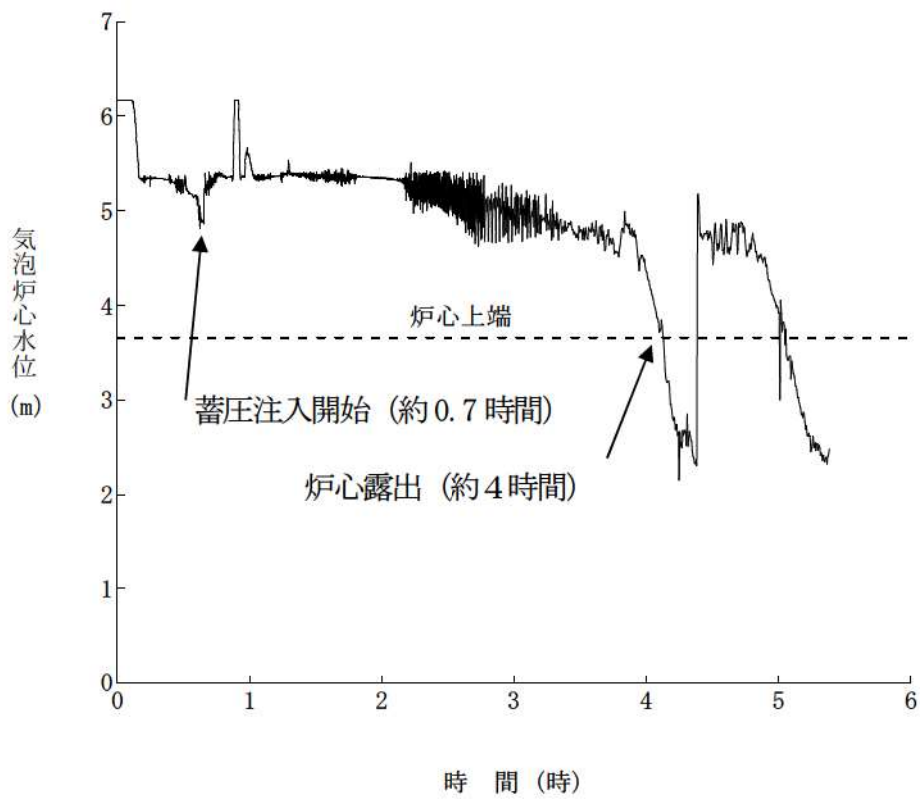


図2 気泡炉心水位の推移

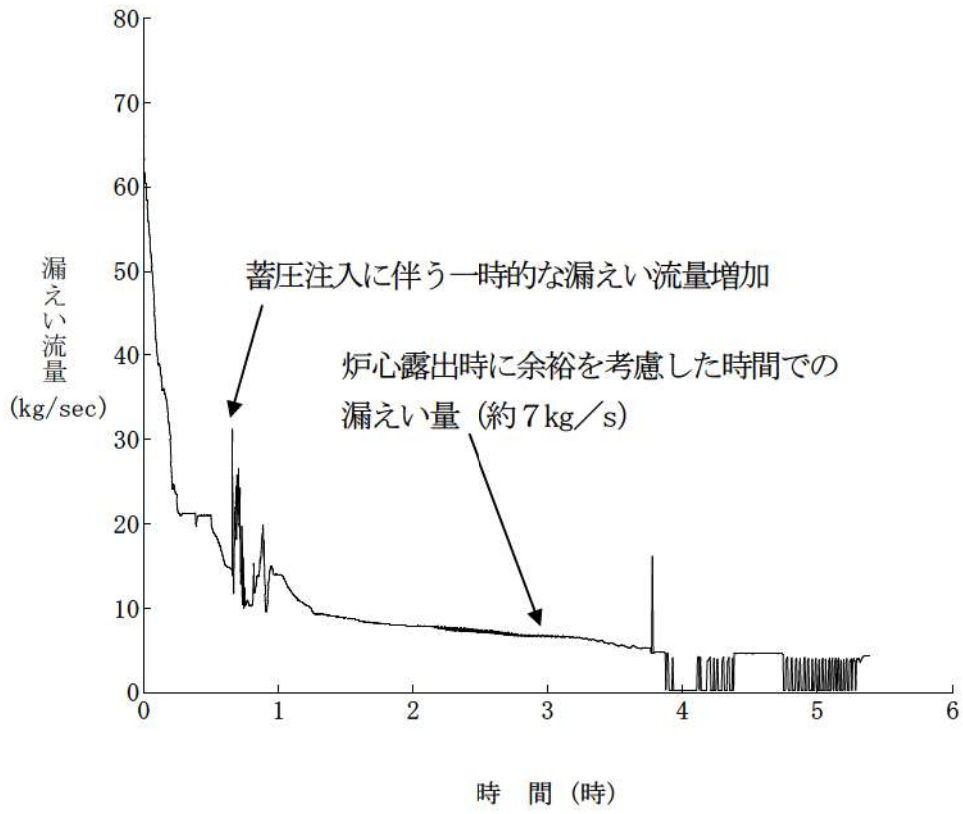


図3 漏えい流量の推移

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安定状態確認について

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、事象発生約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格納容器内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格納容器再循環ユニットへの冷却水（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上昇を抑制できることを確認した。

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	確認解析 1	確認解析 2		
解析コード	MAAP*	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」	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド変化、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)	同左	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)	同左	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次冷却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)	同左	306.6+2.2°C	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次冷却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)	同左	定格圧力において、約109m ³ /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 「全交代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境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	同左	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ルーブ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燃料の装荷を考慮している。
蓄圧タンク保持圧力	同左	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	同左	29.0m ³ /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	同左	30m ³ /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 次冷却系強制冷却開始 (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、事象発生後の検知・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 次冷却材温度及び圧力の保持	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次冷却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分を想定して設定。
2 次冷却系強制冷却再開 (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次冷却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。
格納容器内自然対流冷却開始	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 ³	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。

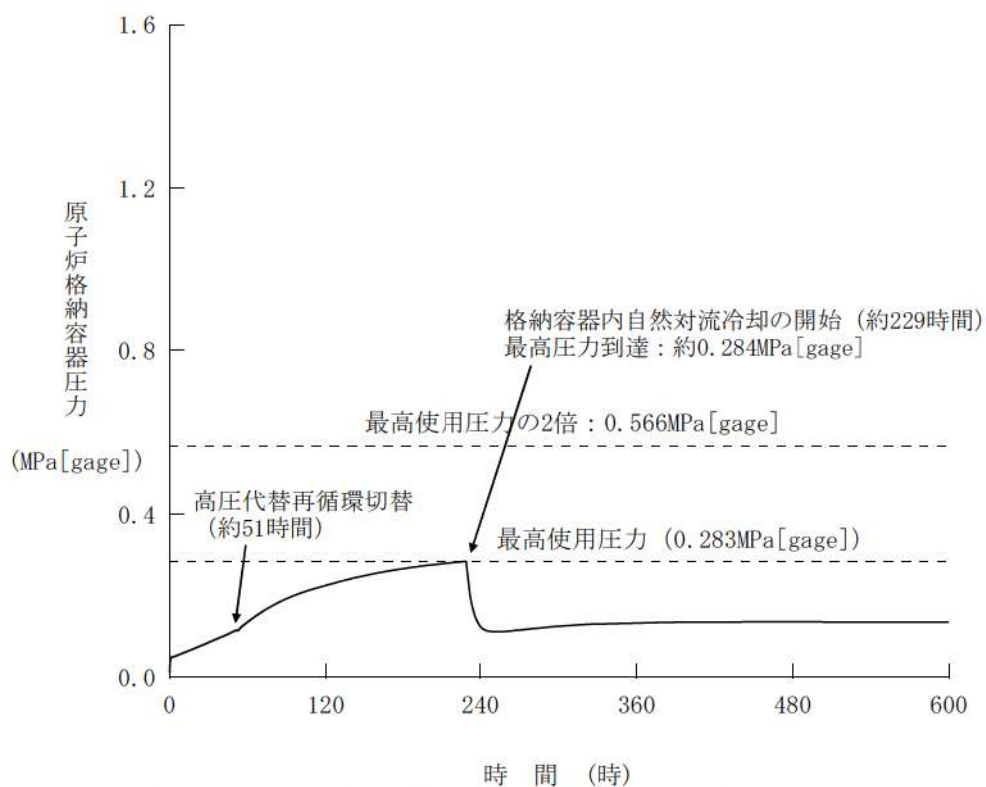


図1 原子炉格納容器圧力の推移 (確認解析1)

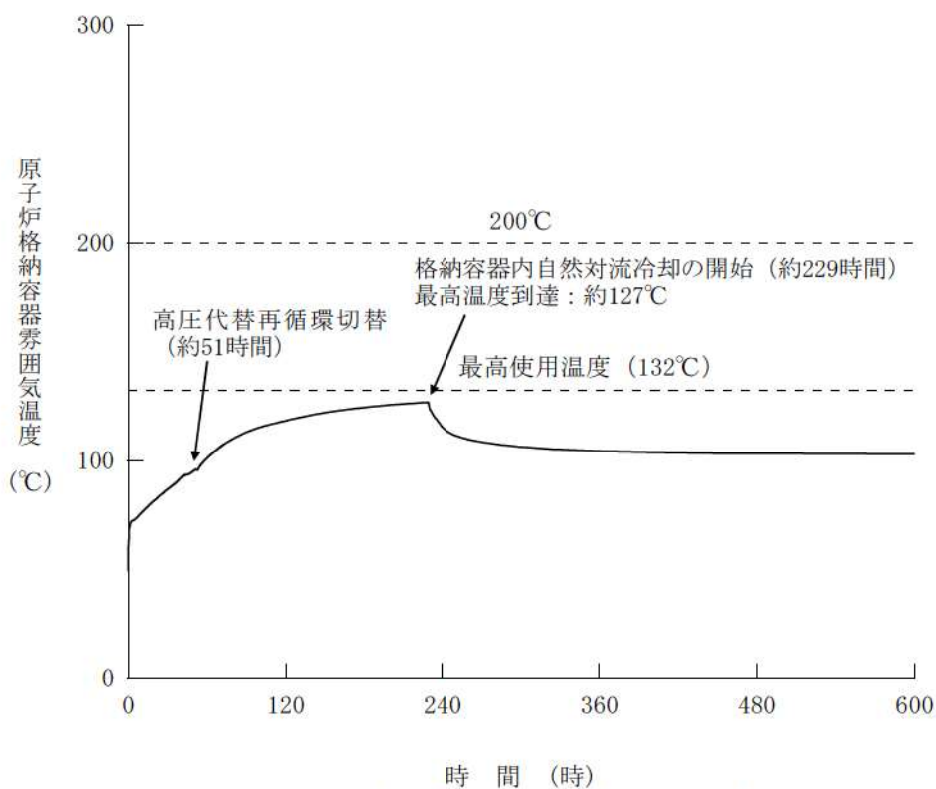


図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (確認解析1)

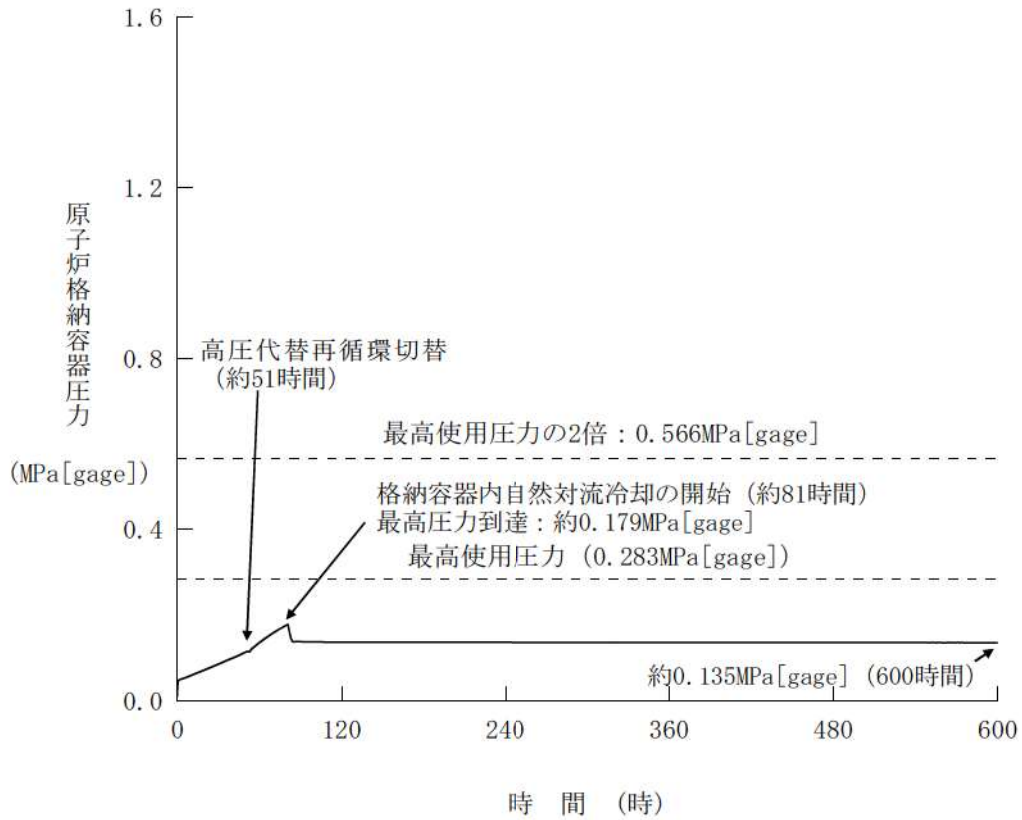


図3 原子炉格納容器圧力の推移 (確認解析2)

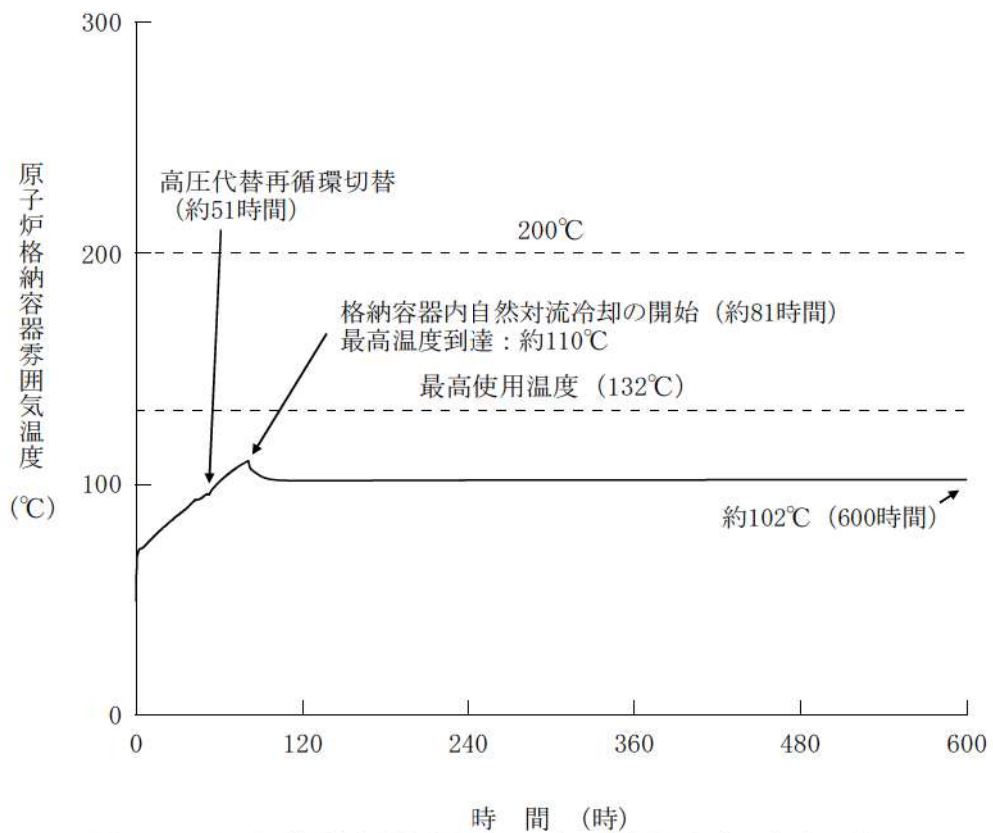


図4 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (確認解析2)

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の24時間後までの原子炉格納容器圧力及び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次冷却系、2次冷却系及び格納容器を総合的に模擬	
原子炉1次冷却系/ 2次冷却系モデル	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)

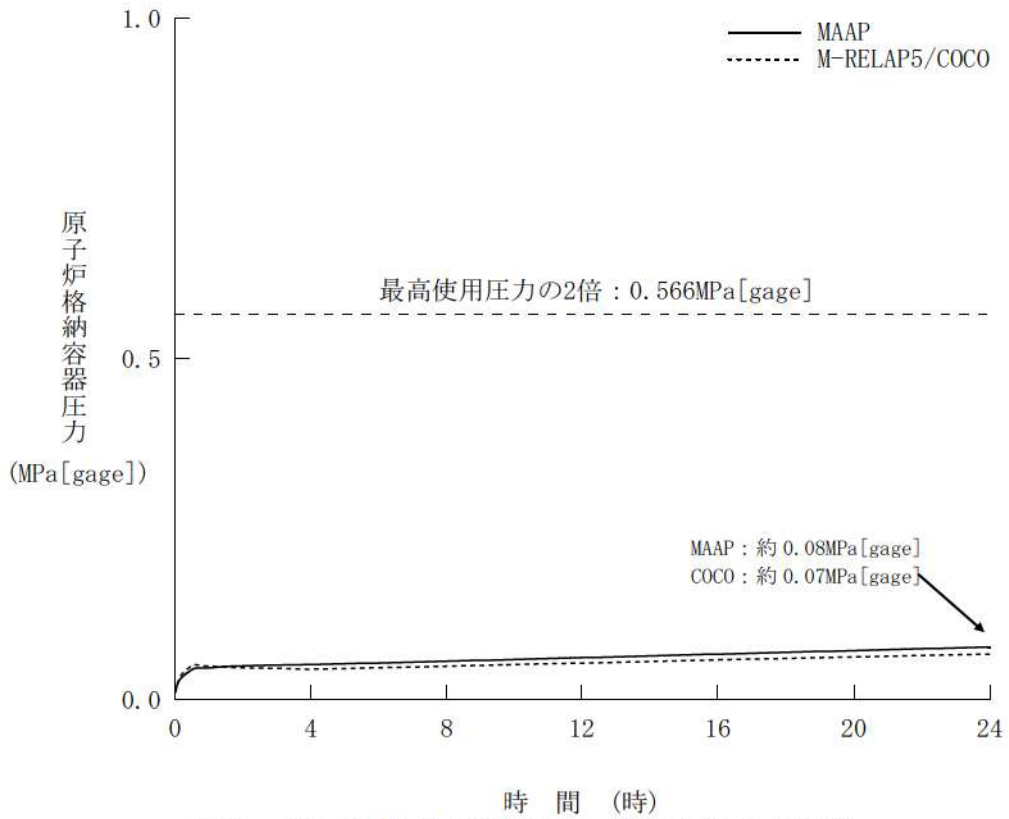


図5 原子炉格納容器圧力の推移比較(24時間)

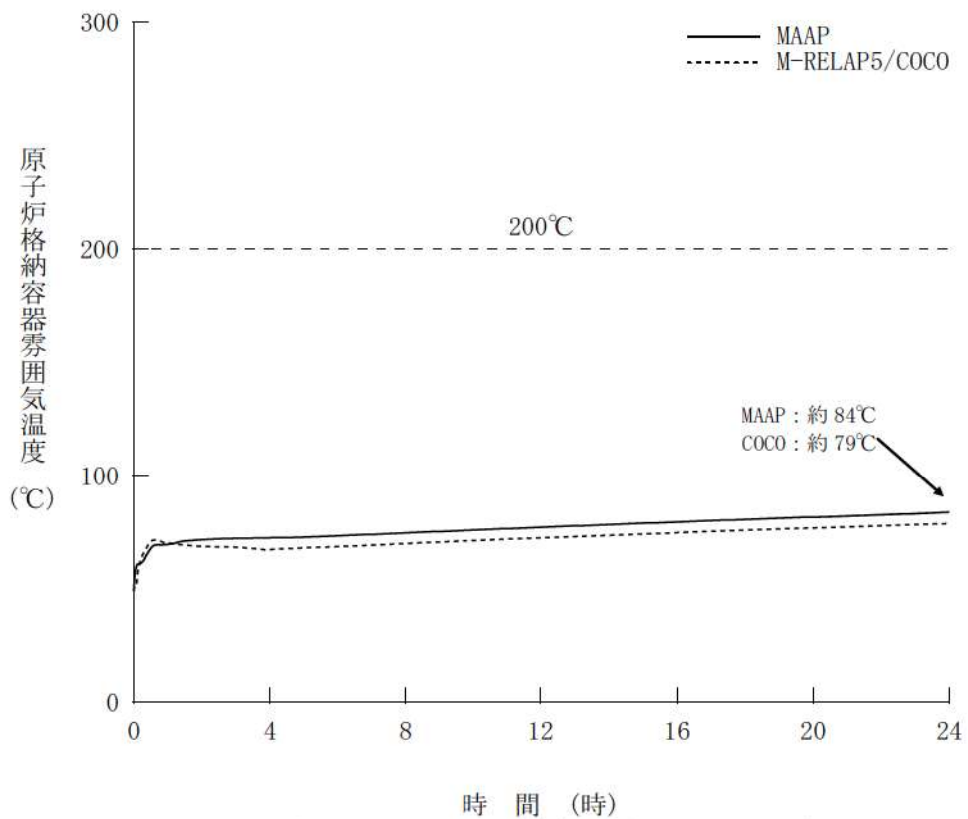


図6 原子炉格納容器雰囲気温度の推移比較(24時間)

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（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交流電源が喪失し、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 ³ /h/台(480gpm)(口径約 1.6cm (約 0.6 インチ)) * ¹ 1.5m ³ /h/台 (口径約 0.2cm (約 0.07 インチ)) * ²	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 of 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 ³ /h (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次冷却系強制冷却開始	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次冷却材温度の維持	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* ¹ /24 時 間* ²)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 ³ （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 ^{※1} /考慮しない ^{※2}	運転員等操作余裕の考え方
ii 注水流量	30m ³ /h ^{※1} /考慮しない ^{※2}	
6) 漏えい停止圧力	考慮しない ^{※1} /1次冷却材圧力0.83MPa[gage] ^{※2}	
		設計値 (RCP封水戻りライン逃がし弁の吹き止まり圧力)

※1：SBO+RCPシールLOCAの条件

※2：SBO+RCPシールLOCA無しの条件

有効性評価における1次冷却材ポンプシール部からの漏えい率について

1. 全交流動力電源喪失時における1次冷却材ポンプシール部の挙動

通常運転中、1次冷却材ポンプ（以下「RCP」という。）のシール部は、充てんポンプによる封水注入ラインからの封水注入、および原子炉補機冷却水系による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）

なお、RCPシール部の細部構造について別紙-1に示す。

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、封水注入および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。

SBO時の運転手順としては、RCP封水戻りによる原子炉格納容器外での1次冷却材漏えいの防止等のため、封水注入ライン弁及び封水戻りライン弁を閉止するとともに、原子炉補機冷却水系を閉止する。

これに伴い、封水戻りライン内部の圧力上昇によりRCP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）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プチャディスク（破壊板）が設置されており、規定圧力（約0.7MPa）まで内圧が上昇するとラプチャディスクを通じて1次冷却材が原子炉格納容器内へ流出する。（図-2）

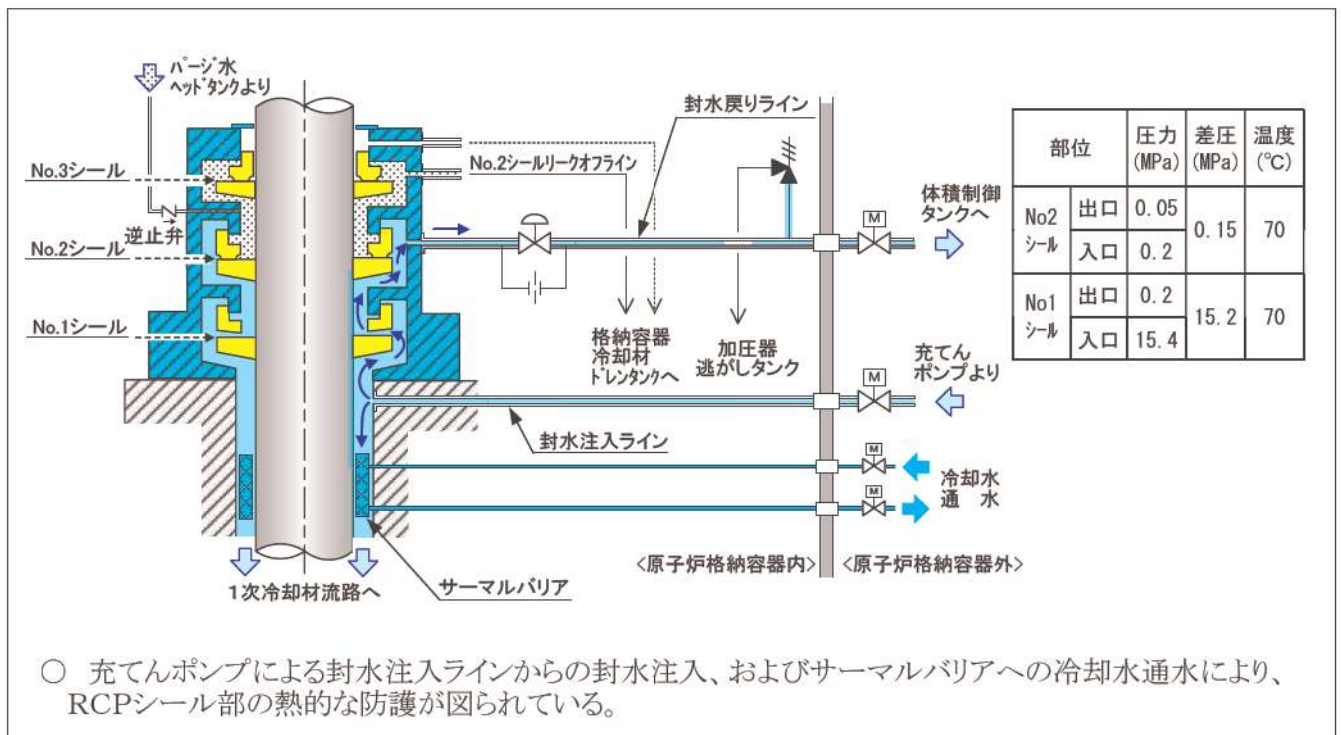


図1 RCPシールの状況（通常運転時）

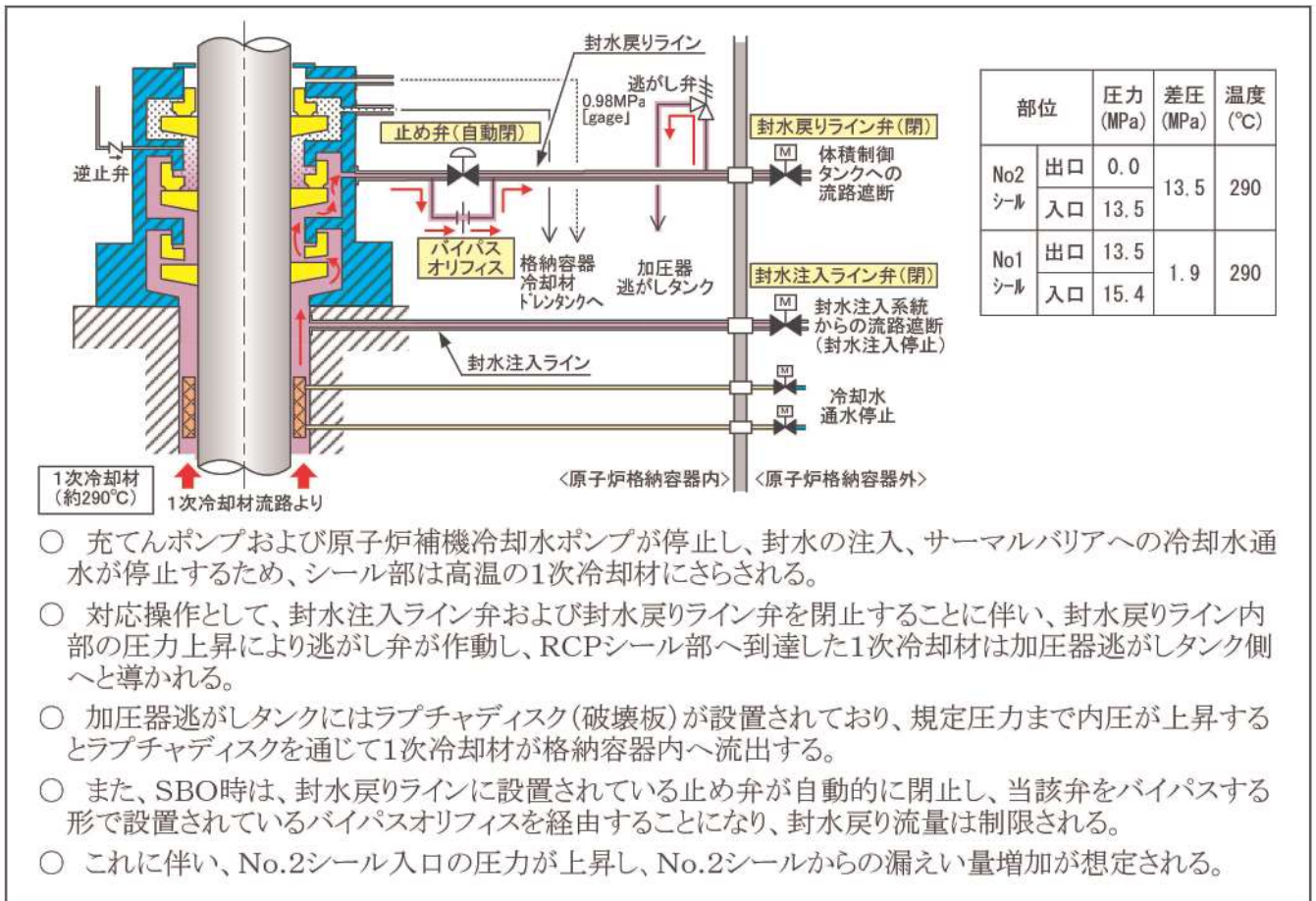


図2 RCPシールの状況 (SBO時)

2. 有効性評価に用いたRCPシール部からの漏えい率

SBO時においては、前記のとおり、RCPシール部から1次冷却材が漏えいする。有効性評価においては、1次系保有水量確保の観点から厳しい条件としてシール部が機能喪失した場合 (RCPシールLOCAが発生する場合) と、国産RCPの品質を考慮しシール部の機能が維持され漏えい量が少ない場合 (RCPシールLOCAが発生しない場合) を評価している。

「RCPシールLOCAが発生する場合」における1次冷却材漏えい率については、RCPシール部が大気開放状態になるとして評価するとともに、米国のRCPシールリークモデルを参照し、109m³/h/台 (480gpm/台) を設定し、その漏えい率相当となる口径約1.6cm (約0.61inch/台) の開口として解析に用いている。

「RCPシールLOCAが発生しない場合」における1次冷却材漏えい率については、国産RCPに関してSBO時の環境条件 (1次系圧力 15.4MPa、1次系温度 290°C) を考慮して評価した結果より、約1.5m³/h/台 (6.6gpm/台) を設定し、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07inch/台) の開口として解析に用いている。

以下に「RCPシールLOCAが発生する場合」及び「RCPシールLOCAが発生しない場合」の漏えい率の設定根拠について説明する。

2. 1 「RCPシールLOCAが発生する場合」におけるRCPシール部からの漏えい率

SBO時、RCPシールLOCAが発生する場合の有効性評価における漏えい率については、国産RCPシール部の漏えい率を評価するとともに、米国のRCPシールリークモデルを参照し、 $109\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$ （ $480\text{gpm}/\text{台}$ ）を設定している。

以下に漏えい率の設定根拠について説明する。

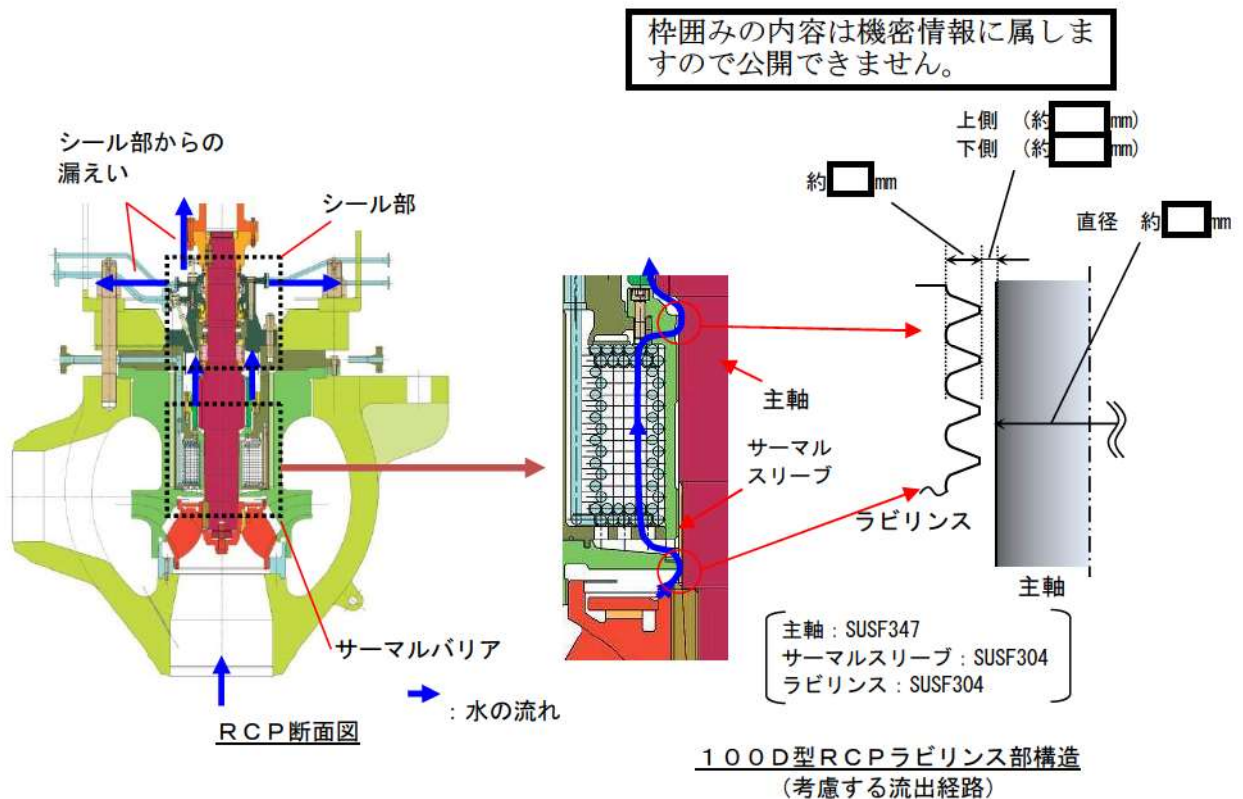
(1) 漏えい率評価

以下により国産のRCPシールについて、漏えい率の評価を行った。

a. 評価方法

シールLOCA時に漏えい率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、流路構造及びその機能喪失形態ともに複雑であることから、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り、上流側に位置するサーマルバリア付近のラビリンズ部の抵抗のみ考慮して評価を行った。また、ラビリンズ部の出口の圧力についても、保守的に大気圧として評価した。

下図のとおり、ラビリンズ2箇所の抵抗で流量が制限され、ラビリンズ出口では臨界流となることから、Henry Fauske の式を用いて臨界流量を算出し、漏えい率を評価した。なお、本評価における Henry Fauske の式の適用性について別紙-2に、1次冷却材が通過することによるラビリンズ部への影響について別紙-3に示す。



b. 評価結果

入力条件として、ラビリンスと主軸の隙間部の設計寸法及び出入口条件（入口温度：290℃、圧力：15.4MPa、出口圧力：0MPa）を与えて評価した結果、ラビリンス部においては、入口から最終段手前までは水単相流の差圧流、最終段については臨界流となったことから、同条件にて最終段手前までは単相流の差圧流として、最終段については上側ラビリンス先端部と主軸の隙間部の設計寸法による断面積及び最終段の入口温度・圧力、出口圧力（0MPa）から臨界流の式（Henry Fauske の式）を用いて流量を算出した。その結果、RCPシール部からの漏えい率は約99m³/h/台（約436gpm/台）となった。

(2) 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。

RCPシール漏えい率

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

(3) 漏えい量の設定

RCPシール部の漏えい量の評価結果(約 99m³/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 m³/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 109m³/h/台(480gpm/台)を設定した。

2. 2 「RCPシールLOCAが発生しない場合」におけるRCPシール部からの漏えい率

SBO時、RCPシール部の機能が維持されている場合の有効性評価における漏えい率については、国産RCPに関してSBO時の環境条件(1次系圧力15.4MPa、1次系温度290℃)を考慮して評価した結果より、封水戻りライン(バイパスオリフィス)を通じての漏えい率が約0.8m³/h、No.2シールからの漏えい率が約0.4m³/hであり合計で約1.2m³/hであり、RCPシール部からの漏えい率は保守的に約1.5m³/h/台(6.6gpm/台)を設定している。

(別紙-4)

SBO時のRCPシールからの漏洩については、過去国内で実証試験がおこなわれており、評価結果と同等の結果が得られている。

(別紙-5)

なお、漏えい率の評価においては、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RCP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、上記の漏えい率約1.5m³/h/台(6.6gpm/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上で、初期の漏えい率が約1.5m³/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次系圧力の低下により吹き止った後は、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停止する(0m³/h)として評価としている。

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れば流出経路がなくなり漏えいは停止する。RCP封水戻りライン逃がし弁の吹き止りについては、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。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

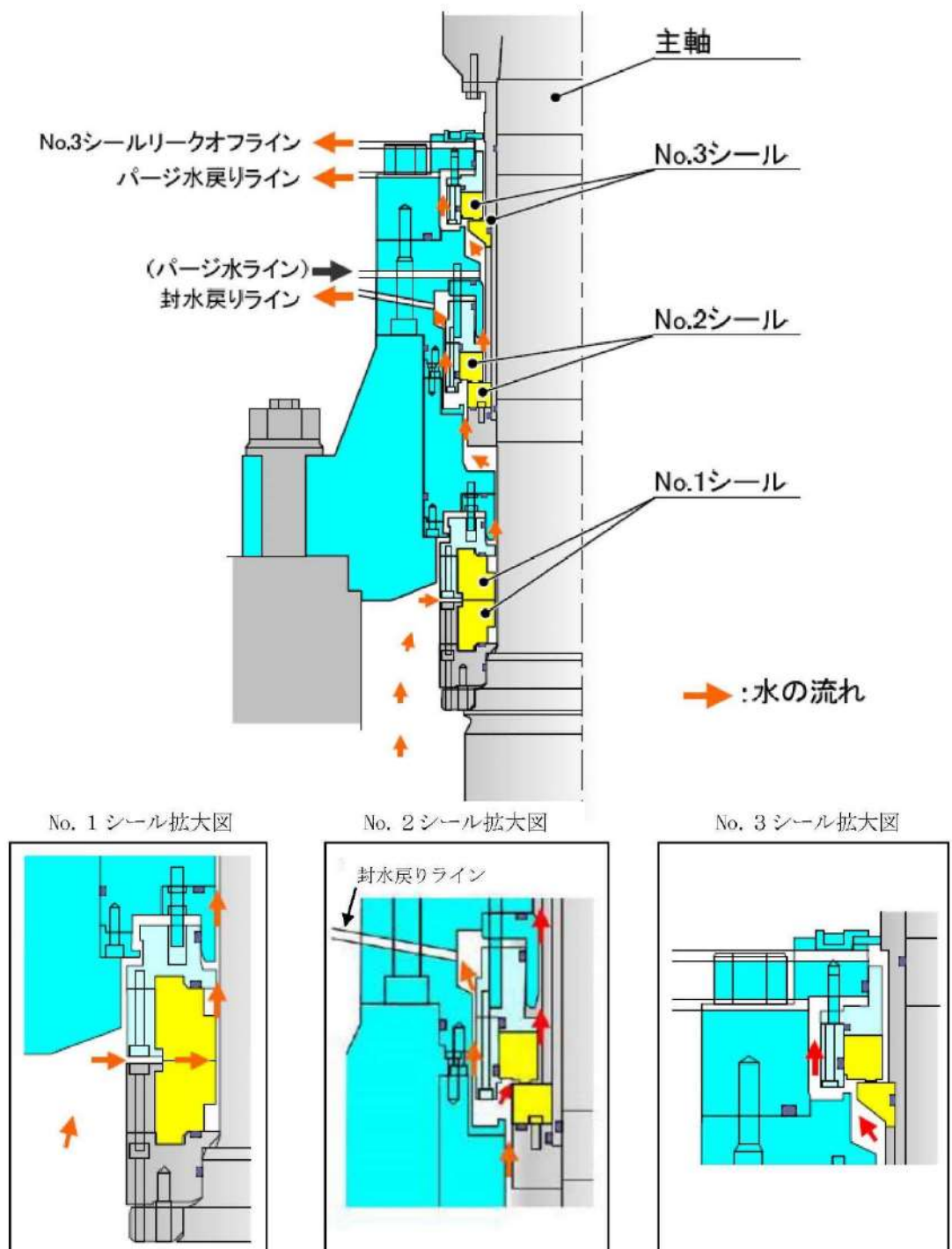
また、No.2 シールについては、接触式であり、RCP封水戻りライン逃がし弁が吹き止まる圧力（0.83MPa）においては、シール面の接触状態が維持され、十分な押し付け荷重（閉止荷重）がかかることから、漏えいはにじみ程度と考えられる。なお、差圧 0.83MPa で漏えい率の評価に用いた式*1により漏えい率を算定した結果、1L/h 以下であり*2有効性評価上無視できる。

*1. 別紙-4（3/4）「No.2 シール通過流量評価」（1）式

*2. 低差圧状態での No.2 シール漏えい率算定にあたっては、シールの工場試験の実績から求められる摺動面隙間 を設定している。なお、1.5m³/h のシール漏えい率評価における No.2 シール漏えい率算定においては、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-4（3/4）「No.2 シール通過流量評価」（1）式、（2）式を用いて求めた摺動面隙間 を設定している。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

RCPシール部構造図



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。

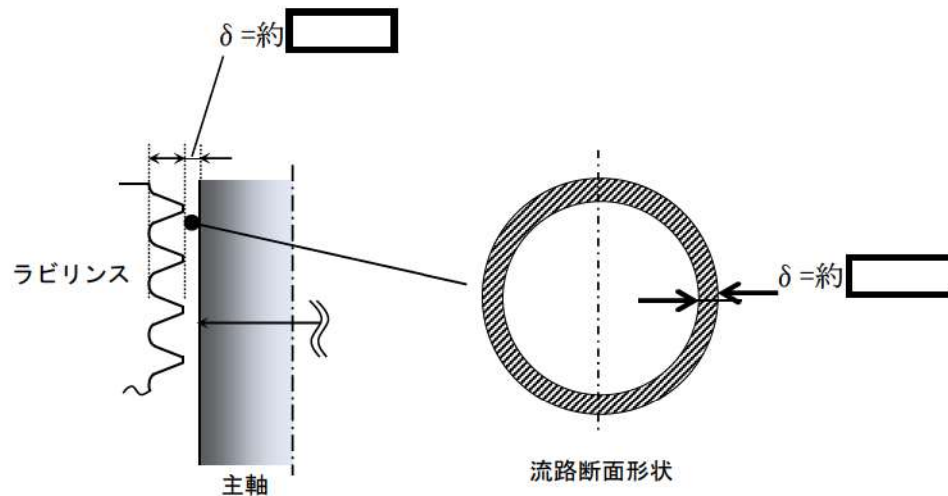


図1 RCPラビリンス部流路の断面形状

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： δ ）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。

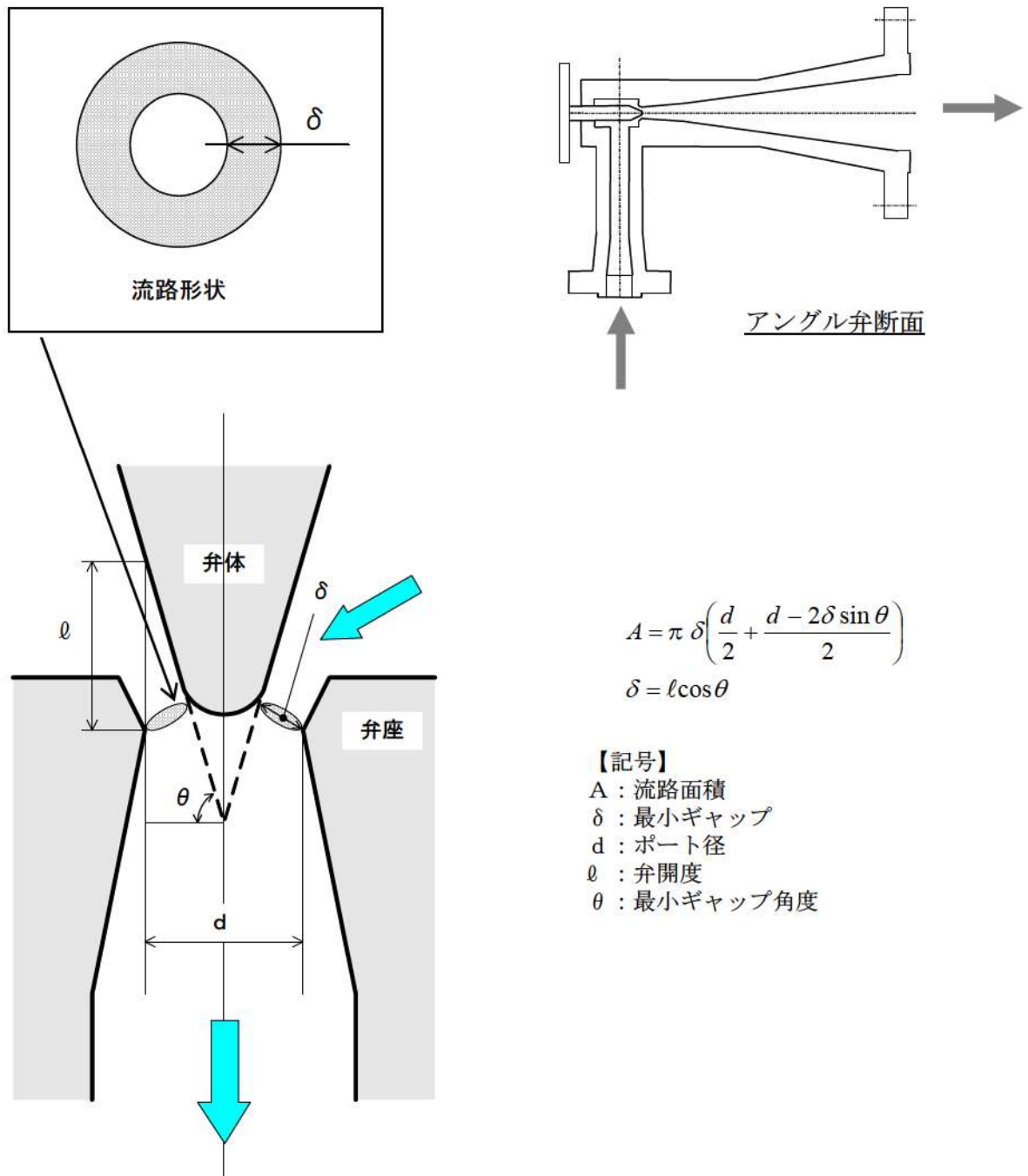


図2 流路形状模式図(アングル弁)

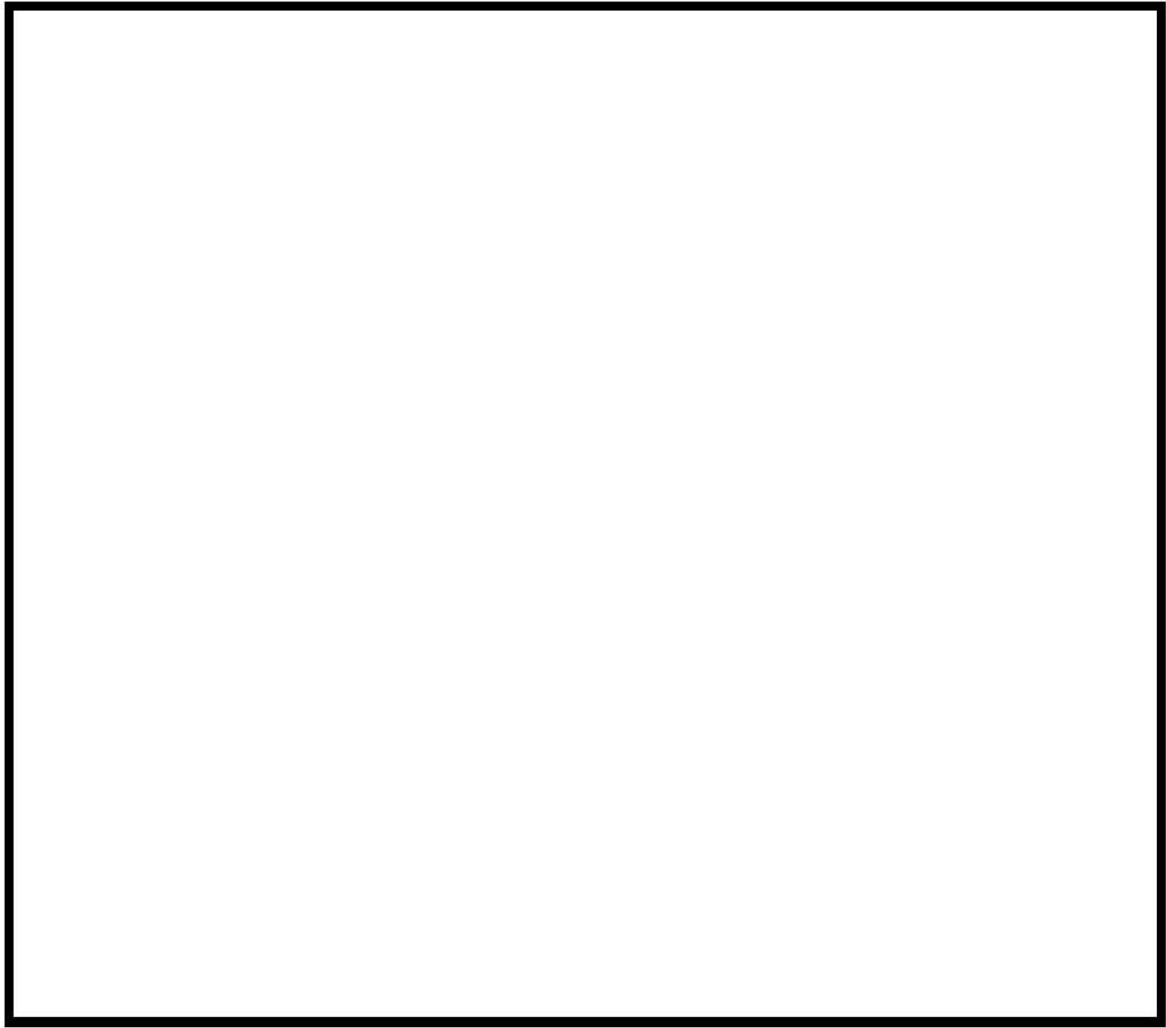


図3 アンクル弁流路面積とすきま流量の関係

(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^{※1}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 R C P 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 LTSF AND WYLE CALIBRATION DATA

TEST	PRESSURE	DENSITY	STAGANATION QUALITY	DISCHARGE MASS FLUX	HENRY-FAUSKE MASS FLUX	MODIFIED BURNELL MASS FLUX	GE DATA
	MPa	kg/m ³	--	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴	kg/s-m ² x10 ⁴
LOS1-1RRR ^a	9.60	770	-0.008	8.2±0.4	8.4	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 ^a	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 ^b	6.50	700	0.0033	4.7±0.4	4.6	3.6	4.6
WYLE 06 ^b	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: LTSF 16 mm and 4 mm nozzles test data, respectively.

b. WYLE 3R and WYLE 06: WYLE 16 mm 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

1 次冷却材ポンプのラビリンスシールの健全性評価について

1 次冷却材ポンプのシール 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

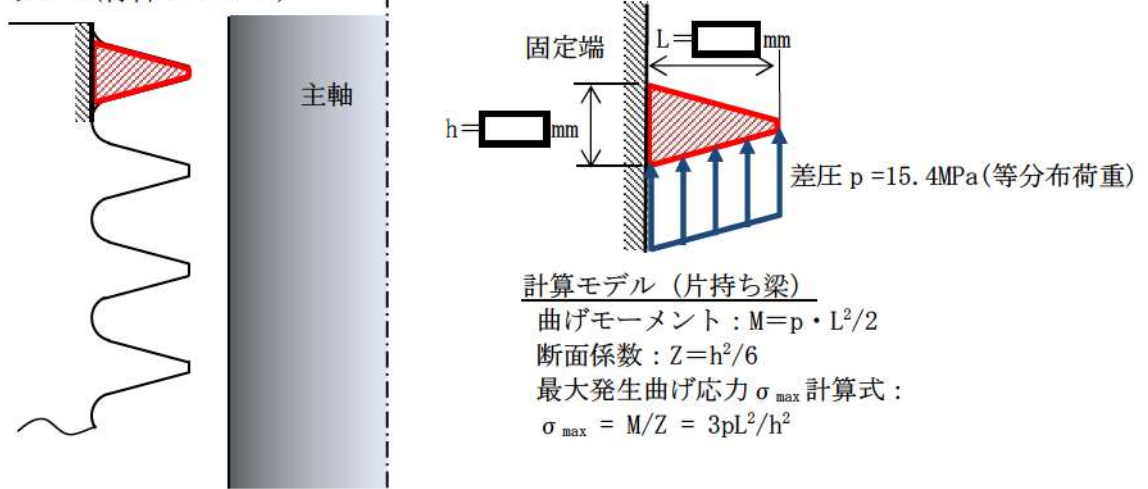
ラビリンス突起部の入口/出口の圧力差により発生する応力を評価する。漏えい量評価においては、ラビリンス入口に圧力 15.4MPa の 1 次冷却材が侵入し、複数のラビリンス突起部を通過し、徐々に減圧されることとなる。本評価においては、リング状のラビリンス部の断面を下図の通り、2次元の片持ち梁としてモデル化し、保守的に 1つの溝山に差圧 15.4MPa が等分布荷重として作用することとして評価を行った。

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 σ_{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 σ_{max} より小さいことから、先端部がかけることはない。

差圧	最大発生応力 σ_{max}	SUSF304 の降伏点 S_y (290℃)	発生応力の降伏点に対する比率 σ_{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 *1、下側：約 *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]

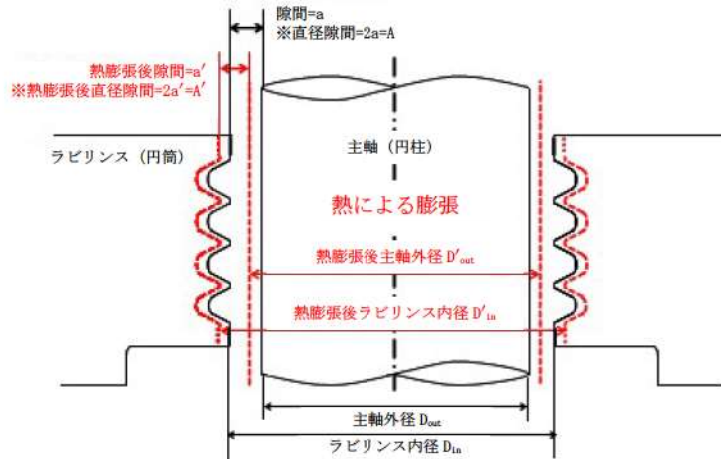
$$\text{熱膨張量 (mm)} = \alpha \times D \times (T_{\text{SBO}} - T_{\text{RT}})$$

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

T_{SBO} ：290℃

T_{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	%		

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 σ_{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 \square *1、下側：約 \square *1）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

$$\begin{aligned} \text{＜計算式＞ 差圧による変位量 (mm)} &= (L \times \sigma_{max} / E) \\ &= \square \times 121 / 176400 \\ &= \square \text{ mm} \end{aligned}$$

L : ラビリンス長さ (mm)

σ_{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。

全交流電源喪失(SBO)時におけるRCPシール部からの漏えい量評価

漏えい量評価方法

No.1シール通過流量は、No.2シール及び封水戻りバイパスオリフィスの通過流量の合計(=RCP系外への漏えい量)に等しい。No.1シール出口部の圧力はNo.2シール及び封水戻りバイパスオリフィスの入口圧力と等しい。
上記の関係をもとに、それぞれの流量と差圧を求め、RCPからの系外への漏えい量を評価する。

評価条件

温度 290℃、圧力 15.4 MPa

評価結果

約 1.5 m³/h

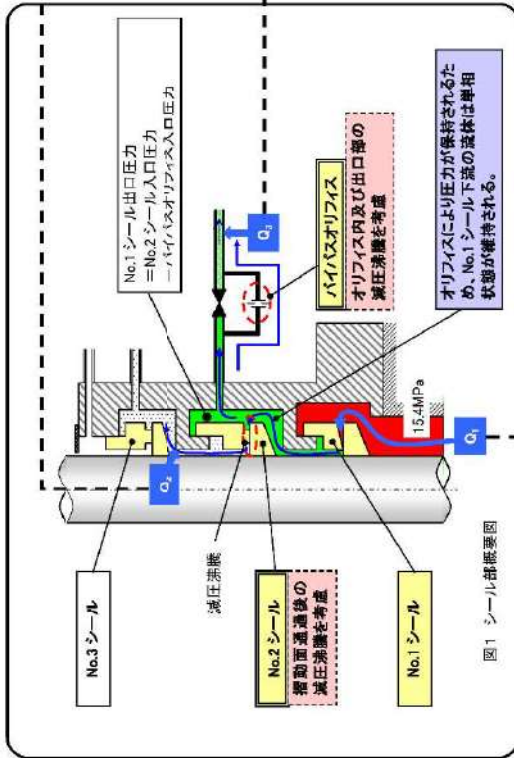


図1 シール部概要図

漏えい量 Q_1 : No.1シール通過流量

- No.1シールは、非接触固定漏えい型のメカニカルシールであるため、シール駆動面の形状により漏えい量が決まる特性となる。
- 温度・圧力からNo.1シールの変形解析から、流体が通過する駆動断面(ランナ、シールリングの表面形状)を求める。
- No.1シールの差圧と漏えい量の特性を求める(単相流として評価)。

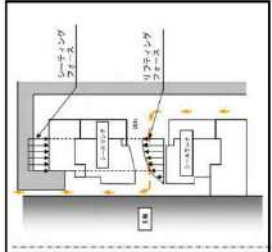


図2 計算モデルの考え方(オリフィス)

Q_2 : No.2シール通過流量

- 入口側は高圧条件。狭い駆動面間を通過後出口側の低圧領域で減圧潰滅する。
- 駆動面間隙を通過中は水の状態で通過することから、シール出口前後で圧力比がある値以上になるとそれ以上流量が流れない臨界流として流量を評価。

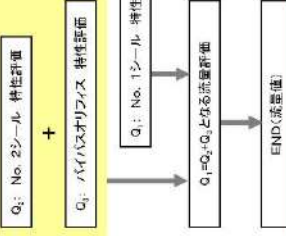
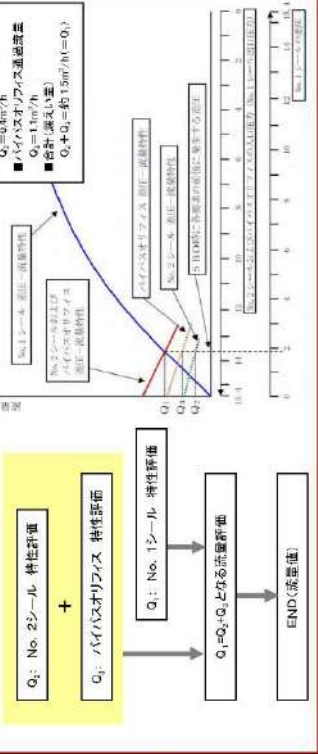
Q_3 : バイパスオリフィス通過流量

- オリフィス入口及び出口の質量、エネルギーバランスを計算。
- オリフィスで圧力が低下して飽和温度が水の温度より下回ると、水の一部分が蒸気に変化(相変化)するため二相流として流量を評価。



RCPシール漏えい量の算出

- 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。
- No.1シール通過流量が、No.2シール通過流量+バイパスオリフィス通過流量に一致することから、各要素の前後差圧を評価。
- ②の評価結果により各要素の流量を算定し、RCPシール漏えい量を求める。



No. 1 シール通過流量評価

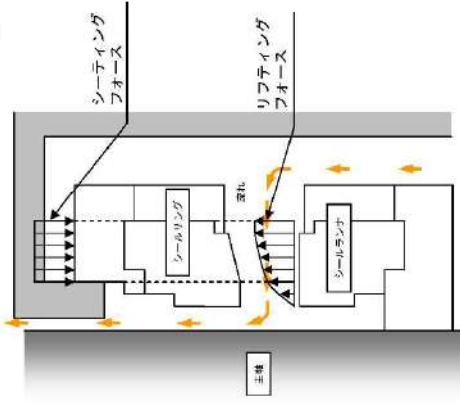


図1 No. 1シールの作動原理模式図

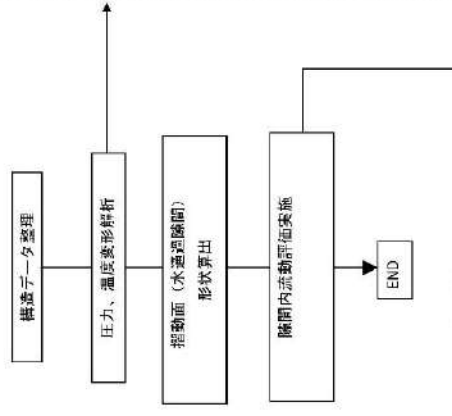


図2 計算フロー

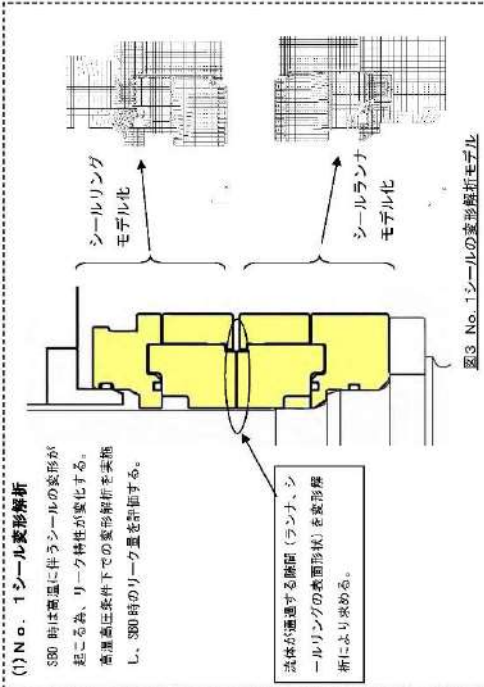


図3 No. 1シールの変形解析モデル

(2) 摺動隙間流量評価

下式に示す式（静圧シールの基礎式）を用いて流量を算出した。SBO時にポンプは停止しているため、静止状態を考慮した。

また、隙間の流れは実現象として層流状態となるため、以下の層流の計算式を用いる。

$$Q = \frac{\pi \cdot r \cdot h^3}{6 \cdot \mu} \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{\pi \cdot (P1 - P0)}{6 \cdot \mu \cdot \int_{R0}^{R2} r \cdot h^3} \cdot \pi \cdot (P1 - P0)$$

$$h = h0 + e \cdot \frac{r - R0n}{R2 - R0n}$$

$$W_L = 2\pi \cdot \int_{R0}^{R2} p \cdot r \cdot dr = 2\pi \cdot \left(\int_{R0}^{R2} p \cdot r \cdot dr + \int_{R0n}^{R2n} p \cdot r \cdot dr \right)$$

$$W_S = \pi \cdot (R2^2 - R0^2) \cdot P1$$

$$W_L = \beta / S$$

- p : 圧力
- Q : 流量
- h : 隙間 (h0: バランスする隙間)
- r : 半径位置
- W_L : リフティングフォアース
- W_S : シールリングフォアース
- μ : 粘性係数
- β : テーパー量
- P1 : 高圧側圧力
- P0 : 低圧側圧力
- R0n : テーパー開始部の半径寸法
- R0 : 半径寸法 (r=1, 2, 3)

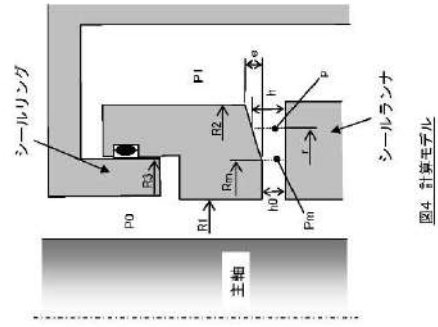


図4 計算モデル

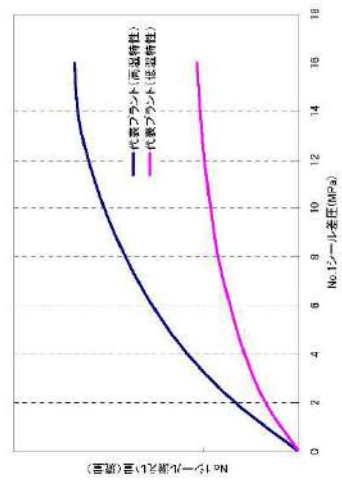


図5 No. 1シールの差圧と漏れ量の関係

文献

- 1: 流体計算式・機械工学便覧(流体力学), 日本機械学会 ppA5-40

No. 2 シール通過流量評価

1. 計算の考え方
 No.2シールは接触式のメカニカルシールで、シールを構成するシールランナ(回転環)とシールリング(静止環)の摺動部分は接触し、1~2μm程度の狭い隙間を保持した状態を維持している。ここでは、摺動面を水が通過することで、広い隙間が形成され、高温水が出口側に運ばれた状態で減圧沸騰したと仮定した流量で評価する。

2. 計算方法
 シール摺動部通過時の流量計算
 摺動部通過中は液体単相での流れとなることから、出口側で飽和蒸気圧までの減圧する状態の流量を評価する。

$$Q_2 = \frac{bh^3}{12\mu} \frac{\Delta p}{l} \quad (1)$$
 (ポアズイユ流れの圧力損失式)
 摺動部は液層で通過し、出口で減圧沸騰(ここでは気相単相)を想定した流量計算式

$$Q_2' = A \times C \times \frac{p}{\rho''} \quad (2)$$

$$A = 2\pi r \times h \quad (3)$$

 摺動部通過流量と摺動部出口での流量は等しくなることから、 $Q_2 = Q_2'$ となる流量を評価する。

- 記号
- Q_2 : 摺動部通過流量[m³/s]
 - Q_2' : 減圧沸騰時の摺動部通過流量[m³/s]
 - b : 摺動部の長さ[m]
 - l : 摺動部の幅[m]
 - h : 摺動部隙間[m]
 - μ : 水の粘性率[Pa・s]
 - A : 摺動部出口面積
 - r : シール摺動部の内半径[m]
 - C : 水蒸気の流速[m/s]
 - ρ' : 水蒸気の密度[kg/m³]
 - ρ'' : 水の密度[kg/m³]

文献
 1: 流体計算式・機械工学便覧(流体工学), 日本機械学会 ppA5-40

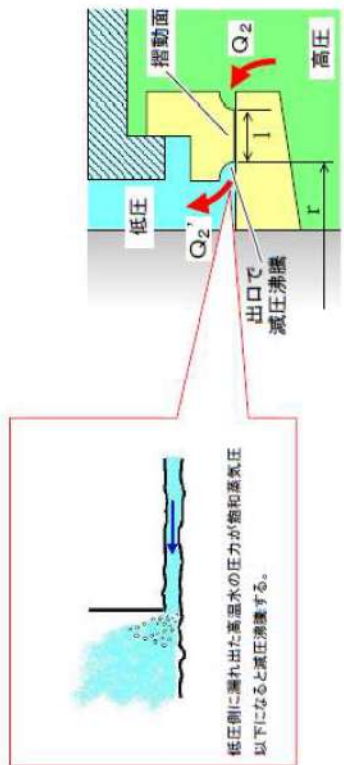


図1 計算モデル

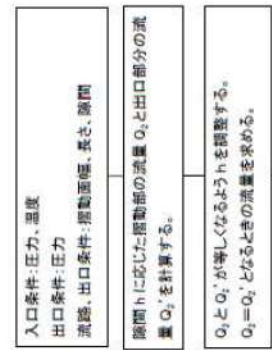


図2 計算フロー

バイパスオリフィス通過流量評価

1. 計算の考え方
オリフィスを通過する流れは、孔の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、その圧力における飽和温度が流体の温度と同じになると水の一部分が沸騰して気液二相流になる。
計算では、水単相または二相流となるかを判別して、圧力損失計算に用いる式を水単相流、二相流で使い分ける。

2. 計算方法
オリフィス通過時の圧力損失

$$\Delta P = \phi_{2\phi} \zeta_1 \frac{Q_1^2}{2\rho_1 A_1^3} \quad (1)$$

抵抗係数 ζ_1 はオリフィスの急縮小 ζ_0 と急拡大 ζ_2 の抵抗係数の和から求める(文献1)。

$$\zeta_1 = \zeta_0 + \zeta_2 = 0.5 \times \left[1 - \left(\frac{d}{D} \right)^2 \right] + \left[1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right] \quad (2)$$

二相増倍係数 $\phi_{2\phi}$: (水単相流の場合1)(文献2)

$$\phi_{2\phi} = \phi_1 (1-x)^{0.5} + \phi_2 = 1 + \frac{C}{X} + \frac{1}{X^2} + \frac{1-x}{X^2} \cdot X^2 = \left(\frac{1-x}{X} \right)^{0.25} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\rho_G} \right) \cdot \left(\frac{\mu_L}{\mu_G} \right) \quad (3)$$

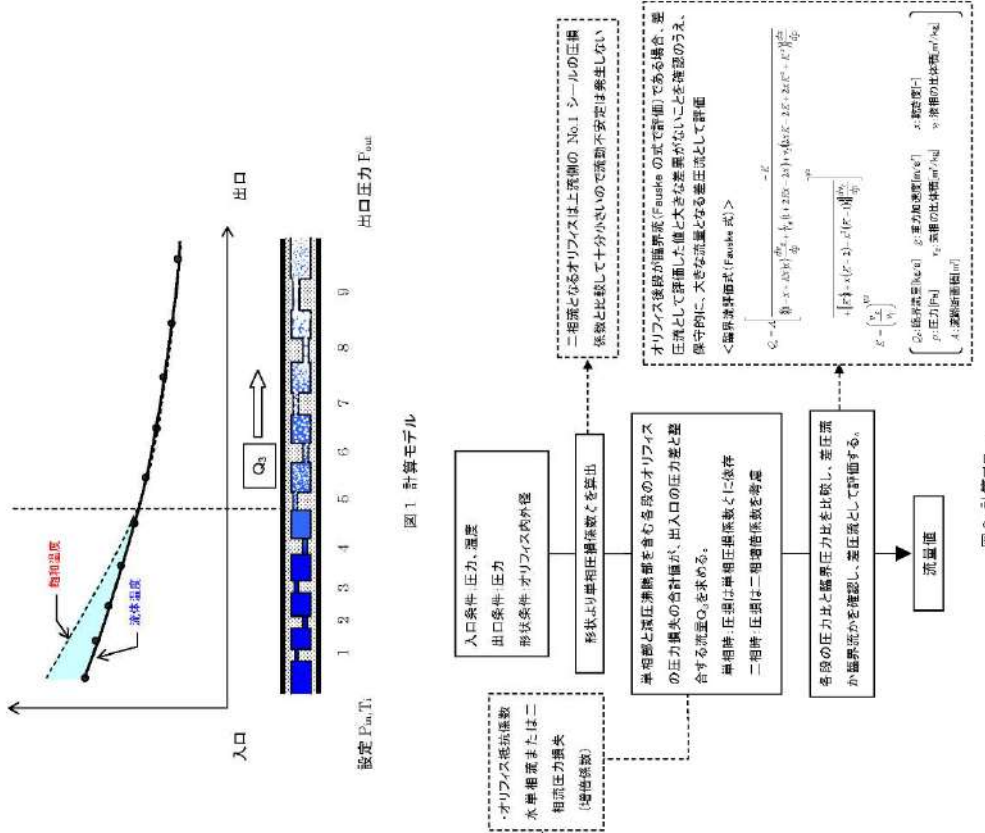
出口圧力

$$P_{out} = P_{in} - \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (4)$$

各段の吹き戻しは、放熱の影響が無視しうることから断熱の等エンタルピー変化として求めた。

A: 流路断面積[m²]
 D: 配管径[m]
 Q₀: 質量流量[kg/s]
 x: 乾き度[-]
 φ_{2φ}: 二相増倍係数(渡単相、Chisholmの式)[-]
 φ₁: 二相増倍係数(液相)
 φ₂: 二相増倍係数(気相)[-]
 μ_L: 粘性係数(液相)[Pa·s]
 μ_G: 粘性係数(気相)[Pa·s]
 添字: in=オリフィス番号, in=入口, out=出口

文献
1: 菅筒・ダクトの流体抵抗, 日本機械学会, pp.64-65



漏えい量評価方法の妥当性確認に用いた
RCPシールフルスケールモックアップによる実証試験の概要

泊3号炉で使用している国産シールと基本的構造が同じ試験装置を使用し、SBO時を模擬した試験条件で実施された。

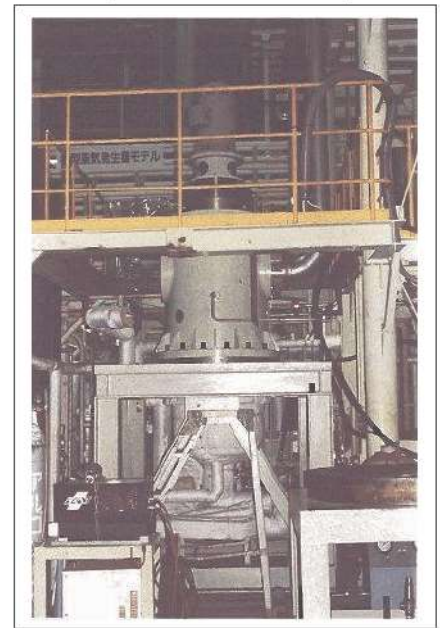
[実証試験の概要]

- ① 実施日 : 2001年1月18日
- ② 実施場所 : 三菱重工業株式会社 高砂研究所
- ③ 試験装置 : RCPフルスケールモックアップ
- ④ 系統構成 : 国産シールの系統構成を模擬
- ⑤ 試験方法 : RCPシール部の温度圧力条件を、通常運転時の状態から、SBO時の過渡条件を模擬して推移させ、試験装置シール部からの漏えい量を計測する。
RCPはSBO発生と同時に停止(コーストダウンを模擬)する。

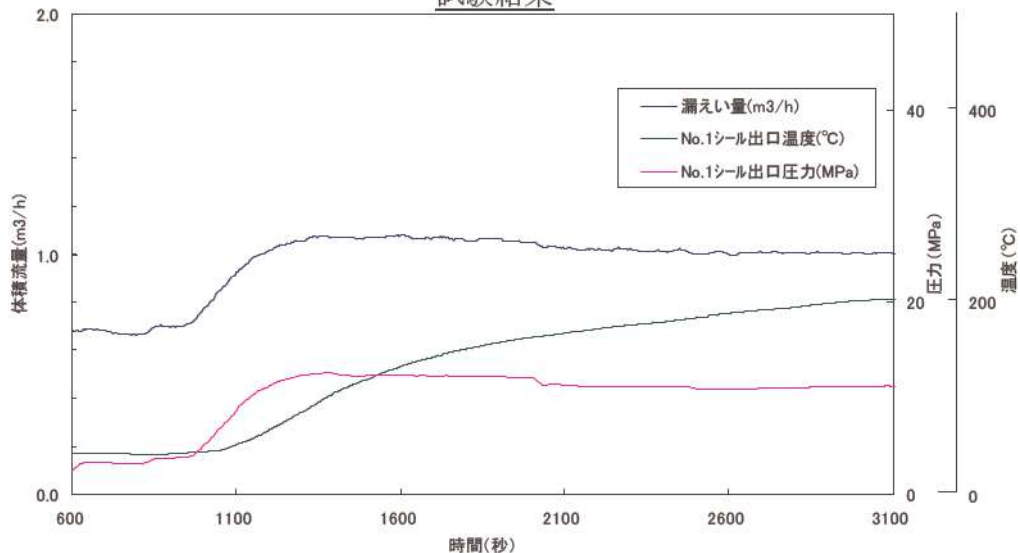
試験条件

圧力	<p>170 kg/cm²からステップ状に降下させる</p> <p>入口圧力 (kg/cm²)</p> <p>時間(分)</p>
温度	300℃ (一定)
試験時間	8時間
Oリング	耐熱Oリング
バイパス オフ	有り

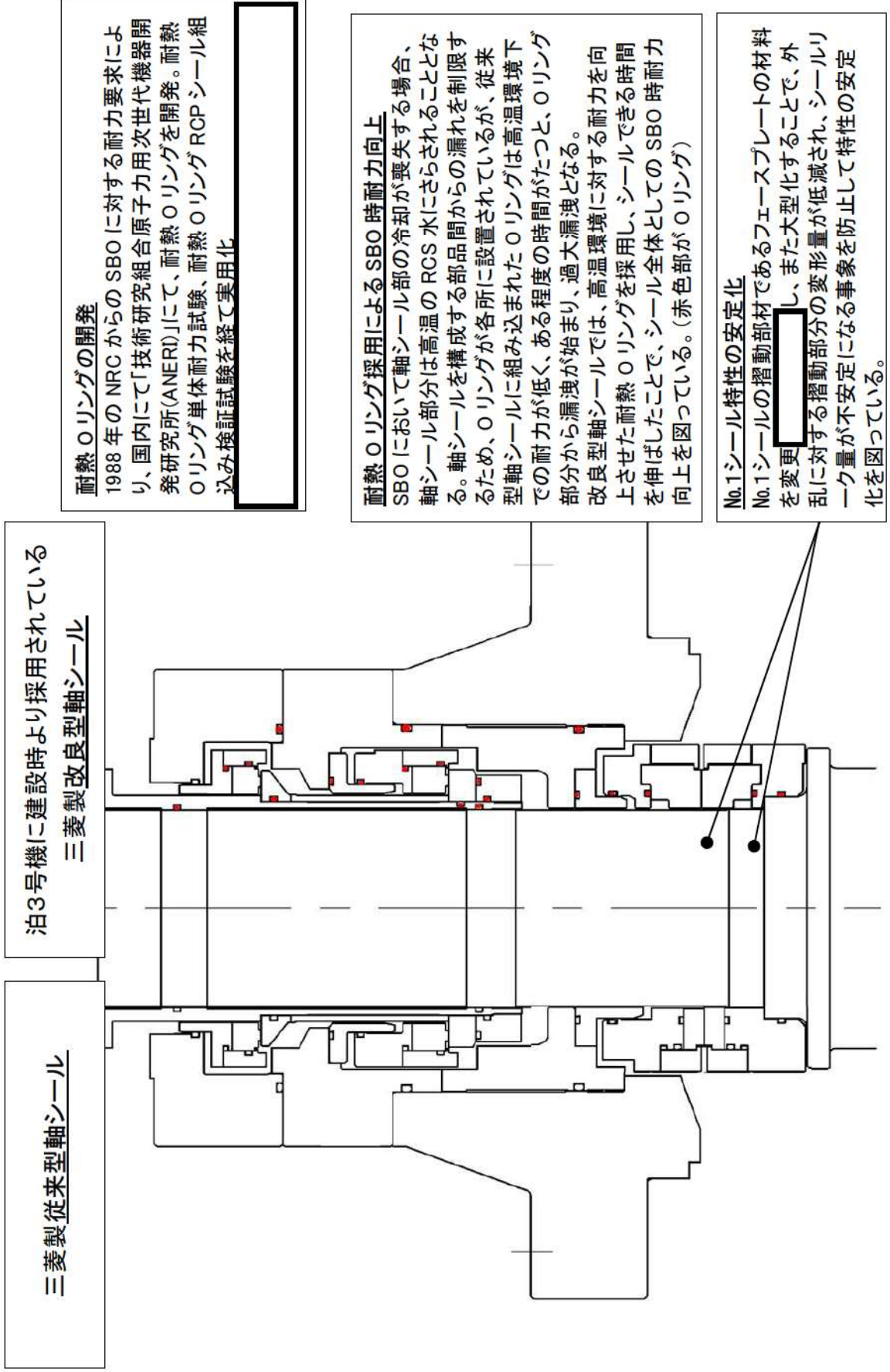
試験装置外観写真



試験結果



泊3号機 100D 型 RCP 改良型軸シールの特徴



泊3号機に建設時より採用されている
三菱製改良型軸シール

三菱製従来型軸シール

耐熱 O リングの開発
1988 年の NRC からの SBO に対する耐力要求により、国内にて「技術研究組合原子力用次世代機器開発研究所 (ANERI)」にて、耐熱 O リングを開発。耐熱 O リング単体耐力試験、耐熱 O リング RCP シール組み込み検証試験を経て実用化

耐熱 O リング採用による SBO 時耐力向上
SBO において軸シール部の冷却が喪失する場合、軸シール部分は高温の RCS 水にさらされることとなる。軸シールを構成する部品間からの漏れを制限するため、O リングが各所に設置されているが、従来型軸シールに組み込まれた O リングは高温環境下での耐力が低く、ある程度の時間がたつと、O リング部分から漏洩が始まり、過大漏洩となる。改良型軸シールでは、高温環境に対する耐力を向上させた耐熱 O リングを採用し、シールできる時間を伸ばしたことで、シール全体としての SBO 時耐力向上を図っている。(赤色部が O リング)

No.1 シール特性の安定化
No.1 シールの摺動部材であるフェースプレートの材料を変更し、また大型化することで、外乱に対する摺動部分の変形量が低減され、シールリウク量が不安定になる事象を防止して特性の安定化を図っている。

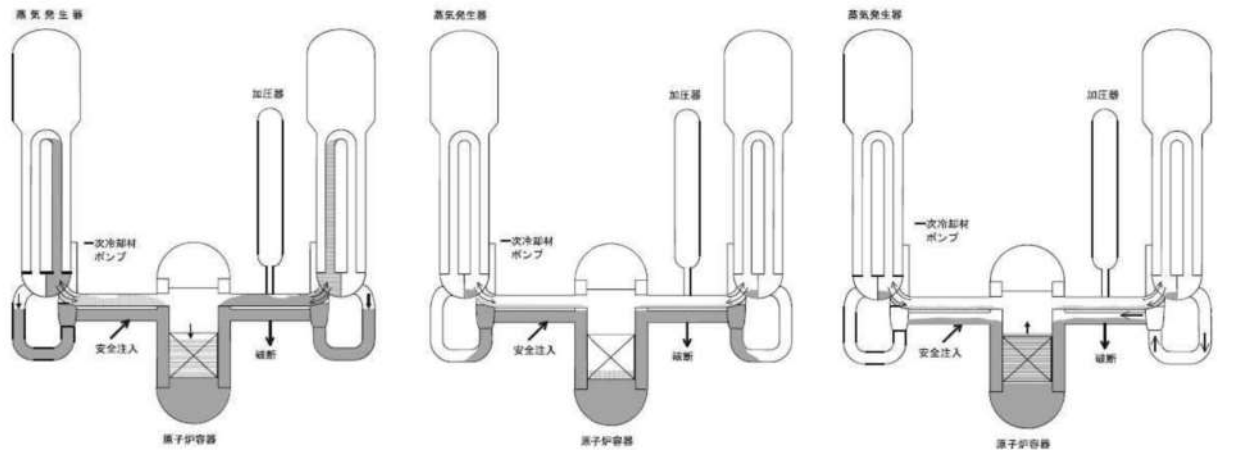
RCPシール部からの漏れい量による炉心露出への影響

一般的に1次冷却材の漏れい量が大きくなると、1次冷却材の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*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る。また、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。

これに対しRCPシールLOCAでの破断流量約109m³/hは、破断サイズがRCP 3台分合計で約1.1インチ相当の漏れいであり、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シールからの漏れ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：漏れいにより1次冷却材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）



○炉心露出開始
（蒸気発生器出口側配管の水位低下）
炉心からの蒸気が1次冷却系の炉心より上に蓄積することにより炉心が露出開始する。

○ループシールによる炉心露出
炉心発生蒸気は蒸気発生器伝熱管下降側及び蒸気発生器出口側配管に残存する水により破断口から抜けず、炉心水位が低下する。

○ループシール解除による炉心水位回復
蒸気発生器伝熱管出口配管及び低温側配管の残水が破断口から流出し、低温側配管の破断口から蒸気が流出するようになるとループシール解除し炉心水位が回復する。

図 ループシールについて

全交流動力電源喪失における蓄圧タンク初期条件の設定の影響について

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 (最低保有水量) : 29.0m³ (1基あたり)

2. 条件設定

蓄圧タンクによる炉心注水については、LOCA事象等の蓄圧タンク保有水全量の1次冷却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次冷却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次冷却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

(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「最低保有水量」として

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次冷却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

(b) 初期保有水量

最低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次冷却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、蓄圧タンクの最高及び最低初期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「最低初期保有水量」として

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「最低保有水量」とした場合、「最高保有水量」とした場合と比較すると、「最低保有水量」とした方が注水量がわずかに多くなり、「最低保有水量」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[m³]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次冷却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次冷却系保有水量は、その後の安定状態に至る時点の1次冷却系保有水量（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[m³]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次冷却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次冷却系保有水量は、RCPシールLOCAが発生する場合の安定状態到達時点の1次冷却系保有水量（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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却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。

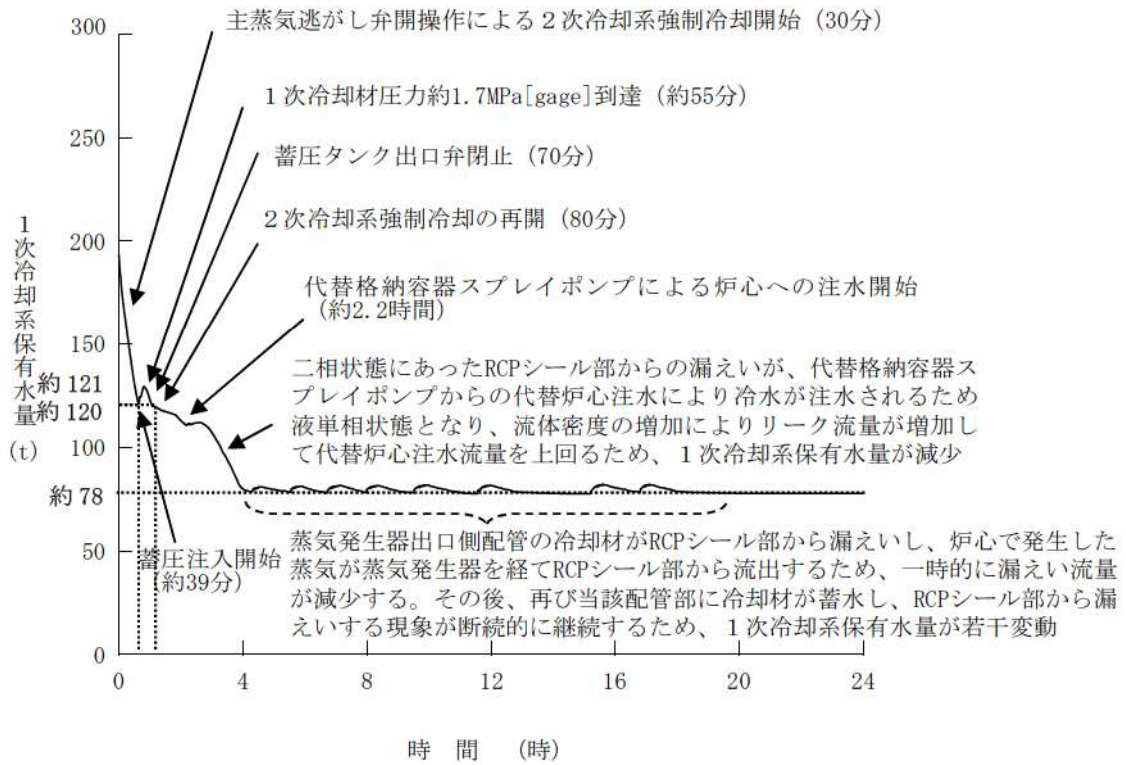


図1 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

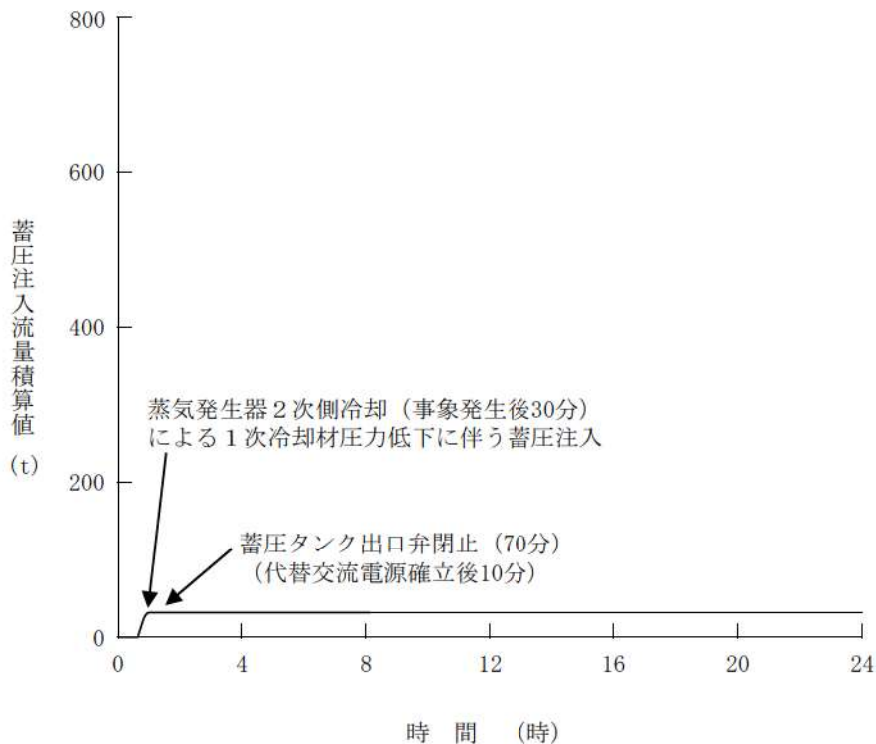


図2 蓄圧注入流量積算値の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

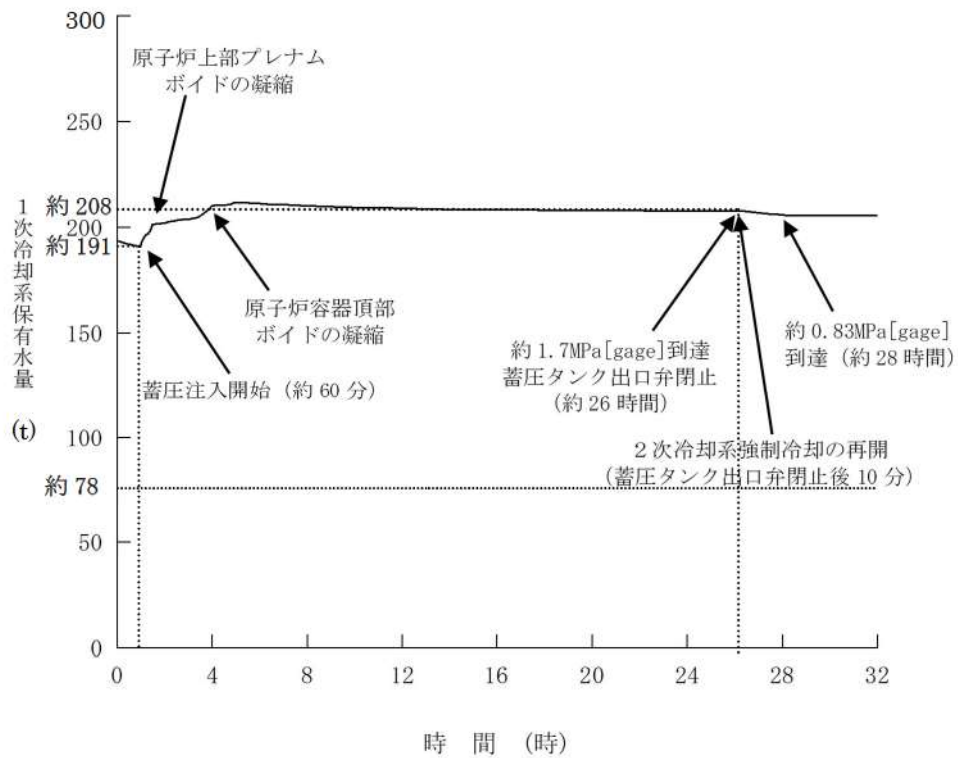


図3 1次冷却系保有水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

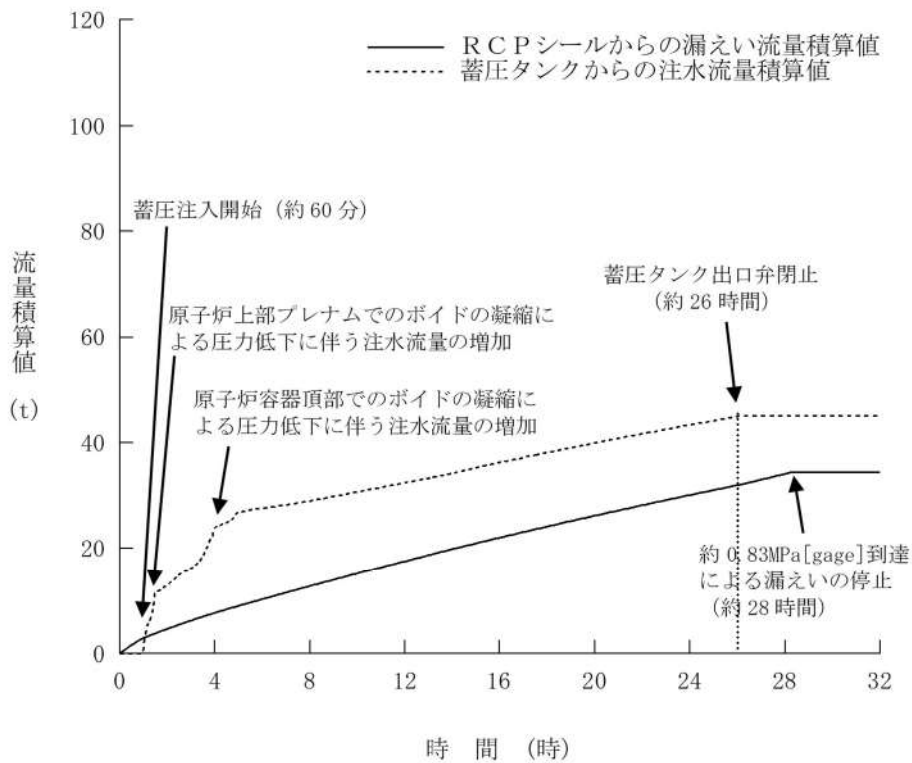


図4 漏えい量と注水量の推移 (RCP シール LOCA が発生しない場合)

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 (m³)

12.0m³ (最低保有水量 (1基あたり))

10.0m³ (最高保有水量 (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 (m³)

γ : 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) : 41.0m³

最低保有水量 (1基あたり) : 29.0m³

最高保有水量 (1基あたり) : 31.0m³

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次冷却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、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約1.6[m³]となり、3基合計で約5[m³]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、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約2.6[m³]となり、3基合計で約8[m³]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、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約3.4[m³]となり、2基合計で約7[m³]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）

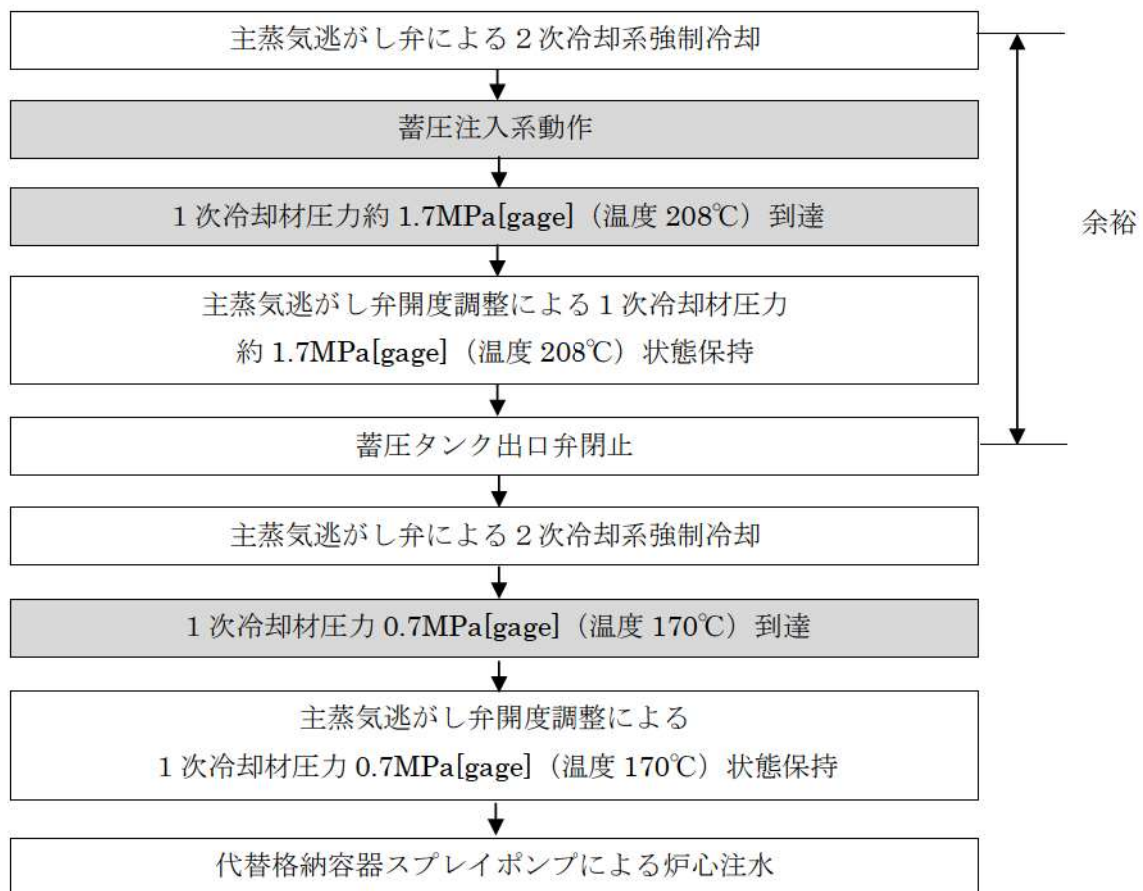
比較的事象進展が早いことから、断熱変化として考慮しており、上記式より最低保有水量時の注水量と最高保有水量時の注水量の差異は1基あたり約3.4[m³]となり、3基合計で約10[m³]となる。

全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合）時の蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について

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）の事故シナリオでは、2次冷却系強制冷却による自然循環冷却に期待しており、自然循環の妨げとなる窒素が1次冷却系に混入することを防止するため、下記フローに示す手順としている。

そのうち蓄圧タンク出口弁閉止の操作については、以下の余裕を有して約 1.7MPa[gage] で蓄圧タンク出口弁を閉止する運用としており、確実に閉止できることから炉心損傷防止が可能である。なお、LOCA 時に高圧注入系による注水が失敗する場合等、自然循環冷却に期待できず炉心保有水を維持する必要がある場合は蓄圧タンクの保有水をできる限り利用する観点から、0.6MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止する運用としている。



2. 蓄圧タンク出口弁閉止時の余裕について

以下のとおり、蓄圧タンク出口弁を閉止する基準を、余裕をもって設定し、確実に閉止できる運用としている。

- ・窒素が流入する際の圧力を、保守的な評価(等温変化を仮定)により高めの約 1.2MPa[gage]と求め、さらに不確実さを考慮し 0.5MPa を余裕として付加した約 1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止(隔離)する運用としている。

- ・なお、1次冷却材圧力及び温度が低下し、約 1.1MPa[gage]の蓄圧タンク内の窒素が1次冷却系に一定量混入したとしても、自然循環を阻害しないことを既往の試験結果に基づき評価している(参考1参照)

仮に約 1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止せず、主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を継続したとしても、以下のとおり運転員が対処することは可能である。

- ・蓄圧タンク出口弁は電動弁であり、中央制御室から速やかに閉止することが可能

- ・図1のとおり、1次冷却材圧力が 1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が1次冷却系内に注入される圧力 1.2MPa[gage]に到達するまでの時間を 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、操作時間余裕として約 13分は確保できる。

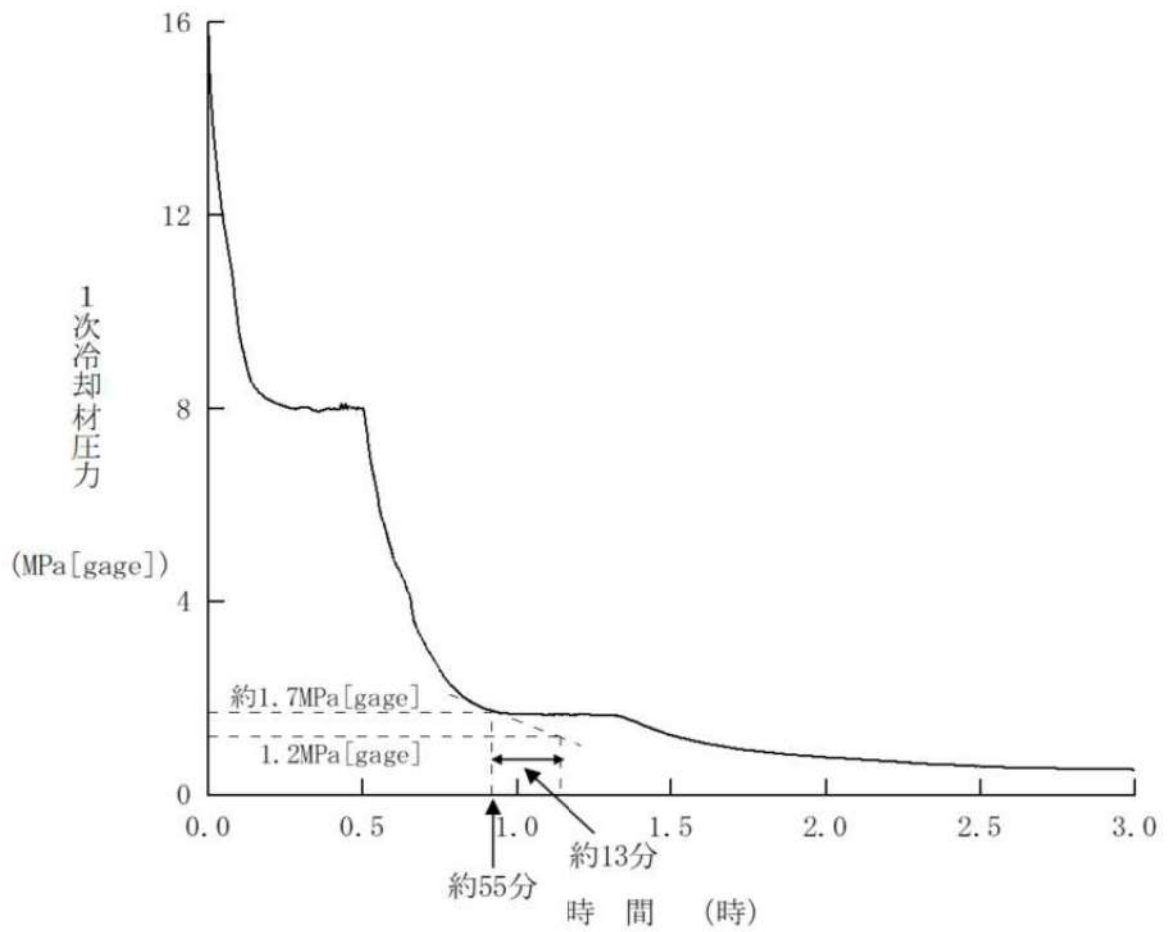


図1 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

【参考1】過去実験の知見を踏まえた実機での自然循環の成立性について

1. 過去の実験

1次冷却系へ窒素ガスが注入された場合の自然循環への影響について、過去に実験が行われており、蒸気発生器伝熱管内体積 0.063m^3 に対し窒素ガスを約 100NL 注入した場合でも自然循環が成立していることを確認している*。

※過去の実験での自然循環成立確認条件：蒸気発生器内体積 0.063m^3 に対し窒素ガスを約 100NL 注入

2. 泊3号炉での自然循環に対する影響評価

泊3号炉で、1次冷却材圧力が $1.2\text{MPa}[\text{gage}]$ まで低下した場合でも自然循環に影響のないことを、上記実験結果を踏まえ、以下のとおり確認している（参考図1参照）。

(1) 実験結果を踏まえた泊3号炉の窒素ガス注入量

・蒸気発生器伝熱管体積

①実験： 0.063m^3

②泊3号炉：約 $24\text{m}^3 / \text{基} \times 3 \text{基} = \text{約 } 72\text{m}^3$

・実験で注入された窒素ガスの約 1,143 倍 (=②÷①) が、泊3号炉における窒素ガス注入量相当

③ $100\text{NL} \times 1,143 = 114.3\text{m}^3$ @大気圧 (約 $0.1\text{MPa}[\text{abs}]$)

(2) 蓄圧タンクから窒素ガスが放出される場合の窒素ガス体積

・泊3号炉の窒素ガスが放出される圧力

約 $1.2\text{MPa}[\text{gage}]$ (=約 $1.3\text{MPa}[\text{abs}]$)

・上記圧力下における窒素ガス体積

④ 114.3m^3 (③) $\times (0.1\text{MPa}[\text{abs}] \div 1.3\text{MPa}[\text{abs}])$

=約 8.8m^3 @ $1.3\text{MPa}[\text{abs}]$

(3) 自然循環が成立する1次冷却材圧力

・泊3号炉の蓄圧タンク体積：約 $41\text{m}^3 / \text{基}$

・④の窒素ガスが蓄圧タンクより放出される際の1次冷却材圧力

⑤ $1.3\text{MPa}[\text{abs}] \times (41\text{m}^3 \times 3 \text{基}) = P \times (41\text{m}^3 \times 3 \text{基} + 8.8\text{m}^3)$

⑥ $P = 1.2\text{MPa}[\text{abs}] = 1.1\text{MPa}[\text{gage}]$

※：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講演論文集（2004年8月）

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。

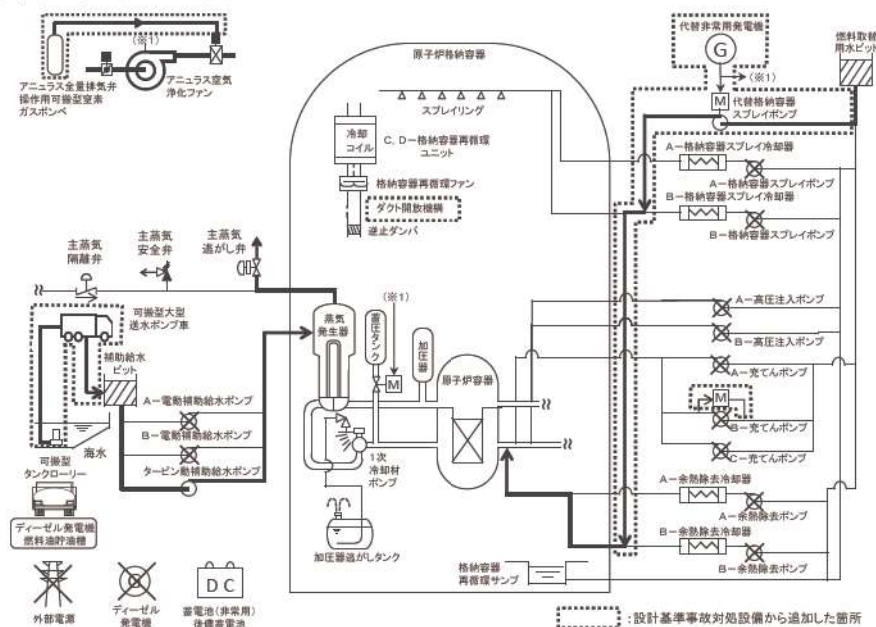


図1 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の重大事故等対策の概略系統図
(2次冷却系強制冷却及び代替炉心注水)

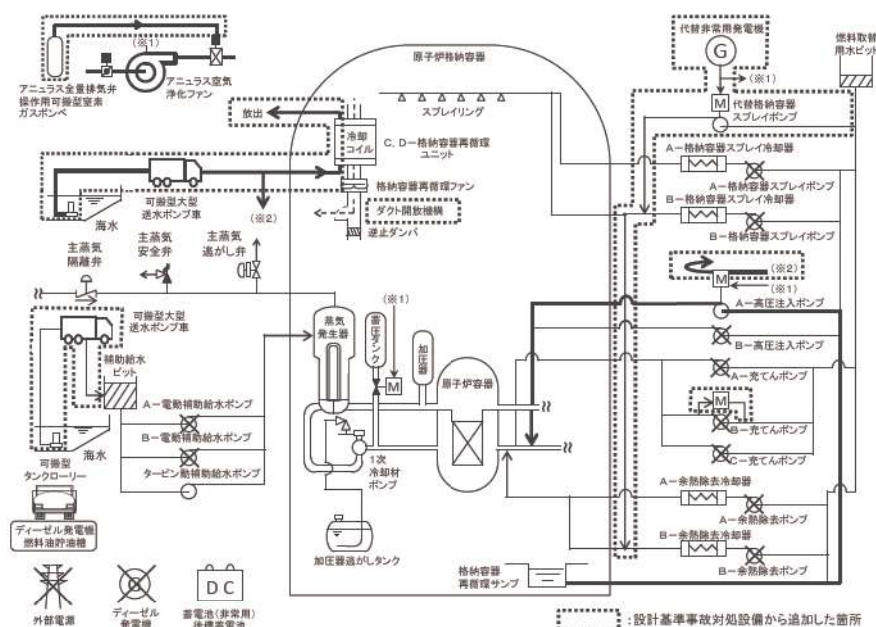


図2 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の重大事故等対策の概略系統図
(格納容器内自然対流冷却及び高压代替再循環)

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。

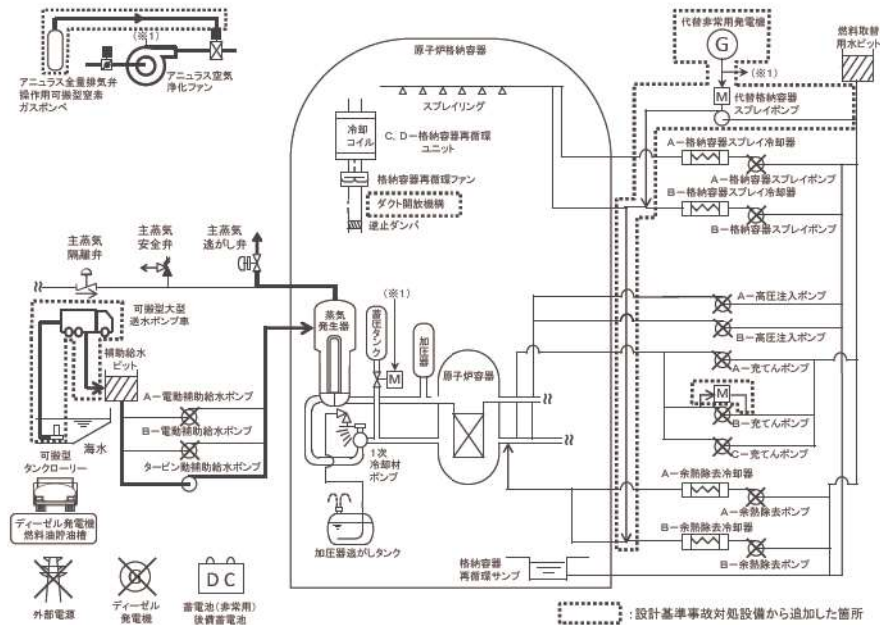


図3 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図
(2次冷却系強制冷却)

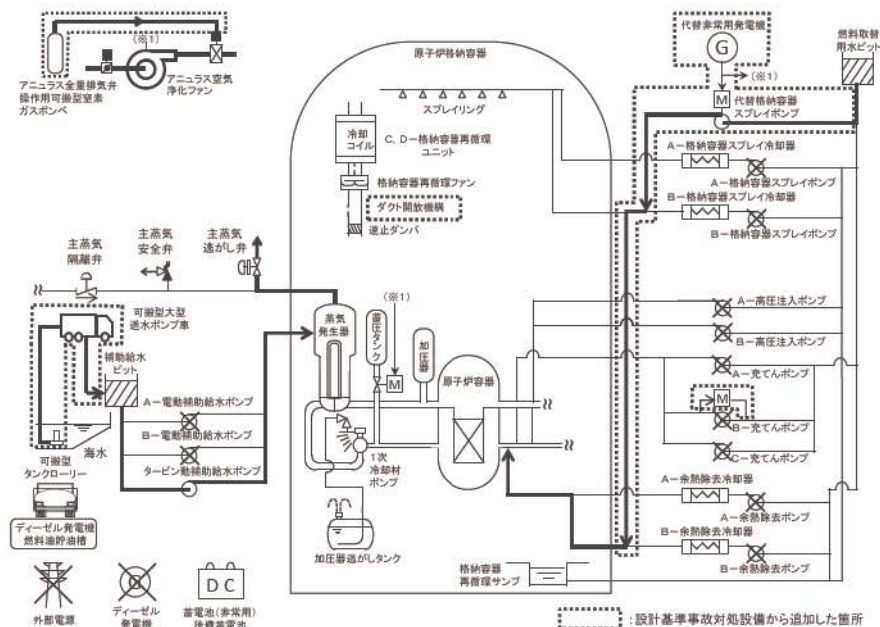


図4 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図
(2次冷却系強制冷却及び代替炉心注水)

安定状態について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）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能により、原子炉格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

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次冷却系強制冷却を開始し、1次冷却材圧力0.7MPa[gage]、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。

第7.1.2.6図から第7.1.2.8図の解析結果より、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次冷却系保有水量（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次冷却系保有水（加圧器水位）が安定し、代替格納容器スプレイポンプによる注水継続により、引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。その後、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%以上であることを確認し、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代替再循環運転へ切替え、炉心冷却を行う。

原子炉格納容器安定状態の確立について

第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図の解析結果より、事象発生の約81時間後に原子炉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、原子炉格納容器内温度及び圧力が低下傾向となるため、原子炉格納容器安定状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また、原子炉格納容器除熱機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態維持が可能となる。

安定状態について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）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されてものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能により、原子炉格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

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次冷却系強制冷却を行い、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。

第7.1.2.27図の解析結果より、事象発生の約28時間後に1次冷却材圧力0.83MPa[gage]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第2.2.29図のとおり1次冷却系保有水量（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、事象発生の約31時間後に1次冷却材圧力0.7MPa[gage]及び温度170℃に到達し、高温の停止状態となる。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でき、引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

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、第7.1.2.25図及び第7.1.2.26図に示す「全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約0.179MPa[gage]及び約110℃に比べ厳しくならない。

また、原子炉格納容器雰囲気温度が110℃に到達した場合、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るため、原子炉格納容器内温度及び圧力が低下傾向となるため、原子炉格納容器安定状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また、必要により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による原子炉格納容器除熱を行うことによって、安定状態維持が可能となる。

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（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交流電源が喪失し、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り、運転員等操作時間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り、運転員等操作時間となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
炉心	沸騰・ポイド率変化	ポイドモデル	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・ポイド率変化及び気液分離・対向流に係るポ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影響はない。	炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流に係るポ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影響はない。
	気液分離 (水位変化)・対向流	流動様式			
1次冷却系	冷却材流量変化 (自然循環時)	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、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の低下が抑制されることから、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遅くなるが、操作手順 (1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開) に変わりはないことから、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、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次冷却材温度及び圧力の低下が抑制されることから、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遅くなるが、操作手順 (1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
1次冷却系	沸騰・凝縮・ポイド率変化	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・ポイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析の結果から、2次冷却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が、操作手順 (1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	1次冷却系における沸騰・凝縮・ポイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析の結果から、2次冷却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次冷却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。

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
1次冷却系	気液分離・対向流	流動様式	1次冷却材圧力 (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考慮している。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ッドポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなるが、操作手順(1次冷却材圧力の目標値到達後の起動操作)に変わりはないことから、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考慮している。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次冷却系保水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。
蒸気発生器	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。
	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 : 0 MPa ~ +0.5 MPa ・加圧時 1次冷却材温度 : ±2℃ 1次冷却材圧力 : ±0.2 MPa	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次冷却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が、操作手順(1次冷却材圧力の目標値到達後の閉止操作及び閉止後の2次冷却系強制冷却の再開)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	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次冷却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次冷却系保水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	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考慮している。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考慮している。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と与える影響 (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と与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	炉心熱出力 ^{*1}	100%(2,652MWt) ×1.02	評価結果を厳しくするよう、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次冷却材温度及び炉心保有熱が小さくなり、蒸発量及び炉心熱出力が小さくなる。よって、1次冷却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。	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、蒸発量及び炉心熱出力が小さくなる。よって、1次冷却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 ^{*1}	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするよう、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次冷却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る。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、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。
	1次冷却材平均温度 ^{*1}	306.6+2.2℃	評価結果を厳しくするよう、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次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなり、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、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。
	炉心崩壊熱 ^{*1}	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型燃料集合体を装備した3ルーブリック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燃料の装備を考慮。	解析条件で設定している炉心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。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化燃料の装備を考慮。	解析条件で設定している炉心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。
事故条件	蒸気発生器2次側保有水量 ^{*1}	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い。
	原子炉格納容器自由体積 ^{*1}	65,500m ³	評価結果を厳しくするよう、設計値に基づき小さい値を設定。	解析条件で設定している自由体積より大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の温度を起点としている格納容器内自然対流冷却操作の開始が遅くなる。	解析条件で設定している自由体積より大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	起因事象 ^{*1}	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生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い。
	安全機能の喪失に対する仮定 ^{*1}	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い。

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

※2：「SBO+RCPPシールドLOCA」のみの条件

※3：「SBO+RCPPシールドLOCA無し」のみの条件

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

表3 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操作時間余裕(1/3)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
2次冷却系強制冷却開始(主蒸気速がし弁開) ^{※1}	解析上の操作開始時間	運転員等操作時間として、主蒸気速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、事象発生から30分後と設定。	<p>【認知】 中央制御室に状態表示、機器故障警報等により外部電源喪失、ディーゼル発電機等の受電失敗を確認することにより、早期の電源回復不能(全交流動力電源喪失)と判断する。これにより現場で実施する主蒸気速がし弁開操作を開始する手順としている。よって解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 現場で実施する主蒸気速がし弁開操作は、中央制御室操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員を配置している。本操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員は、主蒸気速がし弁開操作を行っている期間、他の作業を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の主蒸気管まで通常4分程度で移動可能であるが、それに時間余裕を考慮して操作所要時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 現場で実施する主蒸気速がし弁開操作は、手動ハンドルでの簡易な操作であり、移動時間及び時間余裕を含めて操作所要時間20分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する主蒸気速がし弁開操作時、当該操作に対応する運転員(現場)及び災害対策要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作を行う要員は、力量管理、教育・訓練を実施しており、主蒸気速がし弁開操作は手動ハンドルでの簡易な操作であることから認識操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>全交流動力電源喪失の認知時間は早まる可能性があることから、実態の操作開始時間が早くなる場合が考えられる。そのため運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>2次冷却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から30分後であるのに対して、解析上の開始時間は事象発生から30分後に開始する場合の感度解析を実施した結果、1次冷却系の減温、減圧が遅くなることで、1次冷却系保水水量が多くなり、1次冷却系保水量の減少が早くなるため、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)</p>	
				1次冷却材温度・圧力の保持(主蒸気速がし弁の開度調整) ^{※2}	<p>208℃については、蓄圧タンクから1次冷却系に窒素が注入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮している。また、170℃については、余熱除去系への切替設定等を考慮して設定。</p>	<p>【認知】 1次冷却材温度・圧力を継続監視することにより1次冷却材温度208℃及び170℃到達を十分に認識することができる。そのため、認識遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 現場で実施する主蒸気速がし弁の調整操作は、主蒸気速がし弁開操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員が引き続き操作を実施する。本操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員は、1次冷却材温度・圧力の保持を行っている期間、他の作業を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 主蒸気速がし弁の調整操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員は、主蒸気速がし弁の調整操作は手動ハンデルでの簡易な操作であることから認識操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> <p>【操作所要時間】 現場で実施する主蒸気速がし弁の調整操作は、手動ハンデルでの簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する主蒸気速がし弁の調整操作時に、当該操作に対応する運転員(現場)及び災害対策要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作を行う要員は、力量管理、教育・訓練を実施しており、主蒸気速がし弁の調整操作は手動ハンデルでの簡易な操作であることから認識操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>

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

※2：「SBO+RCPシールドLOC」のみの条件

※3：「SBO+RCPシールドLOC無し」のみの条件

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

表3 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操作時間余裕(2/3)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		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	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
蓄圧タンク出口弁閉止※4	<p>【認知】 1次冷却材圧力約1.7MPa [Gauge]到達を十分に認知することができ、また、代替交流電源の確立は、中央制御室の状態表示や監視計器等の確認により容易に認知可能である。そのため、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要目配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に滞在していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 蓄圧タンクの出口弁閉止操作は、中央制御室による簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 蓄圧タンクの出口弁閉止操作時に、当該操作に対処する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の中央制御室の操作器による簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>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。</p>	<p>代替交流電源の確立可能性があること、また、中央制御室の操作開始時間は早まる場合があるため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>蓄圧タンク出口弁の閉止操作は、蓄圧タンク内の窒素が1次冷却材に注入される圧力約1.2MPa [Gauge]に達するまでの時間を1次冷却材圧力が約1.7MPa [Gauge]到達しているところ、訓練時点の圧力低下を維持するものとして概算した結果、約13分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料7.1.2.13)</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレーションにて訓練実績を取得、訓練では、蓄圧タンクの出口弁閉止操作は所要時間5分を想定しているところ、訓練実績は2分。</p>
	<p>2次冷却系強制冷却手動弁閉止※1</p>	<p>【認知】 中央制御室にて蓄圧タンク出口弁の閉止を確認後、2次冷却系強制冷却を再開する手順としている。そのため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要目配置】 現場で実施する主蒸気速がし弁の開操作は、主蒸気速がし弁の調整操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員が引き継ぎ操作を実施する。本操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員は、主蒸気速がし弁開操作を行っている間、他の作業を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 主蒸気速がし弁の開操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員は、主蒸気速がし弁の調整操作に引き続き主蒸気速がし弁の調整操作を管内に留まっておき、主蒸気速がし弁の開操作は主蒸気速がし弁の調整操作に引き継ぎ操作を実施する。本操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員は、主蒸気速がし弁の開操作を行っている間、他の作業を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 現場で実施する主蒸気速がし弁開操作は、手動ハンドルでの簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する主蒸気速がし弁開操作時に、当該操作に対応する運転員及び災害対策要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作を行う要員は、力量管理、教育・訓練を実施しており、主蒸気速がし弁開操作は手動ハンドルでの簡易な操作であることから誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</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引き続き主蒸気速がし弁の調整操作に10分を想定して設定。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があるが、操作開始が早い場合、1次冷却系保水重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。冷却材放出における臨界流量モデルの不確かさ等により、1次冷却系からの漏えい率が少なくなるなど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る。操作開始が遅くなる場合は、1次冷却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が、事象発生の30分後の2次冷却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次冷却系強制冷却開始の遅れに対し、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、事象発生の30分後の2次冷却系強制冷却操作と同等ハンドルの操作を支援なく操作できるため、想定で意図している余裕が実現可能であることを確認した。</p>	<p>訓練実績より、現場で実施する主蒸気速がし弁開操作は、現場に足場が設置されており手動ハンドル操作を支援なく操作できるため、想定で意図している余裕が実現可能であることを確認した。</p>

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

※2:「SBO+RCPシールドLOCA」のみの条件

※3:「SBO+RCPシールドLOCA無し」のみの条件

※4:「SBO+RCPシールドLOCA」及び「SBO+RCPシールドLOCA無し」で異なる条件(上段:シールドLOCA、下段:シールド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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却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次冷却系強制冷却開始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°C	←
RCPからの漏えい率 (初期)	約1109m ³ /h (1台当たり)	←
炉心崩壊熟	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 ³ (1基当たり) (最低保有水量)	←
代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	←
2次冷却系強制冷却開始 (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	事象発生から約39分後	事象発生から約67分後
1次冷却材温度圧力の保持	1次冷却材温度約208°C (約1.7MPa[gage]) 到達時 【事象発生から約55分後】	← 【事象発生から約82分後】
蓄圧タンク出口弁閉止 [*]	代替交流電源確立+10分 【事象発生から70分後】	1次冷却材温度約208°C (約1.7MPa[gage]) 到達+10分 【事象発生から約92分後】
2次冷却系強制冷却再開 (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°C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°C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°C到達+10分【約92分後】に「蓄圧タンク出口弁閉止」としている。

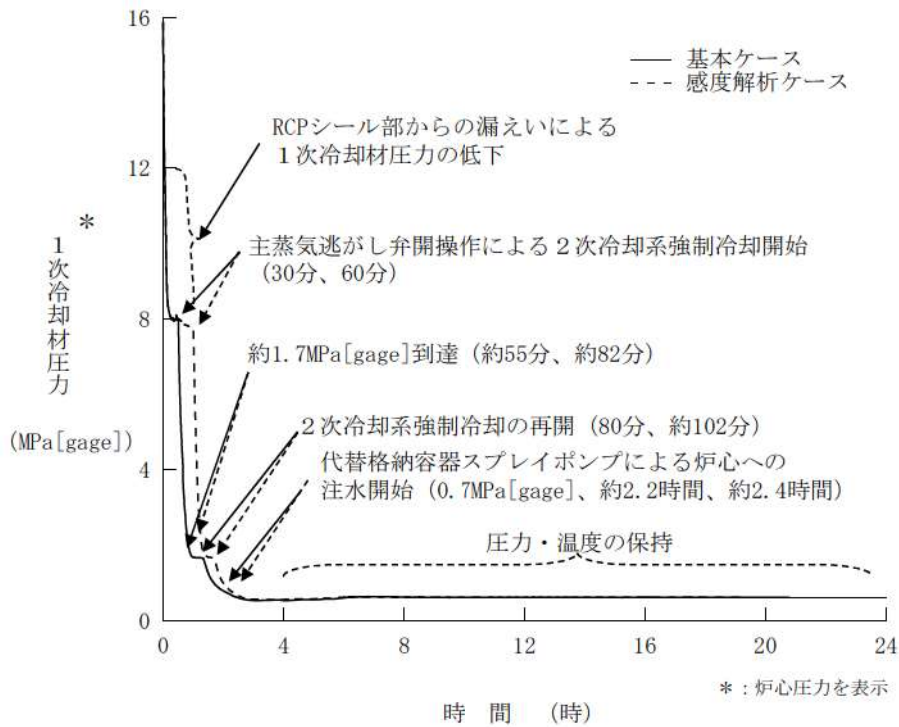


図1 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)

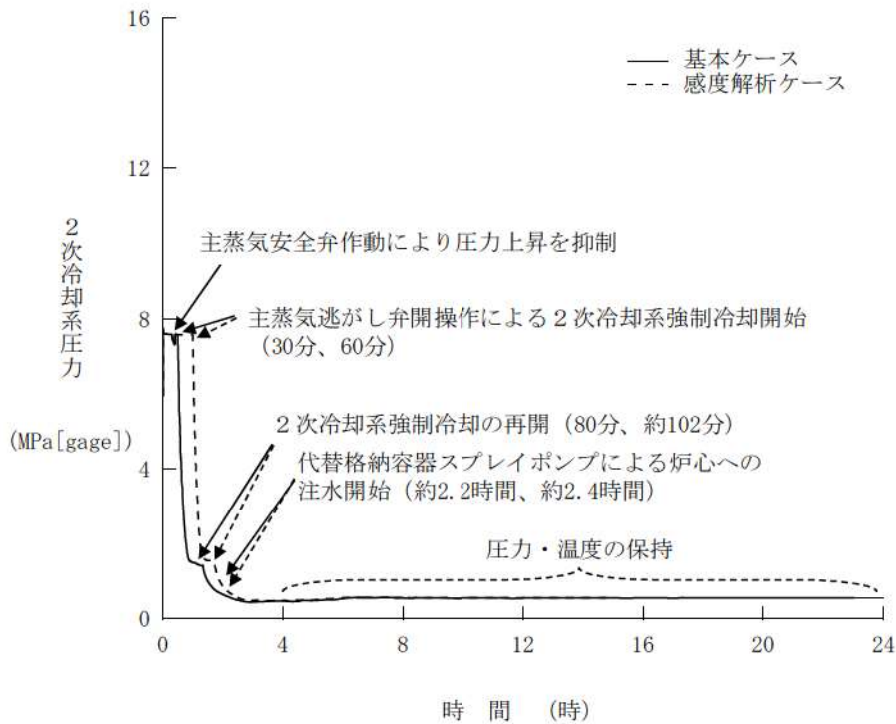


図2 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)

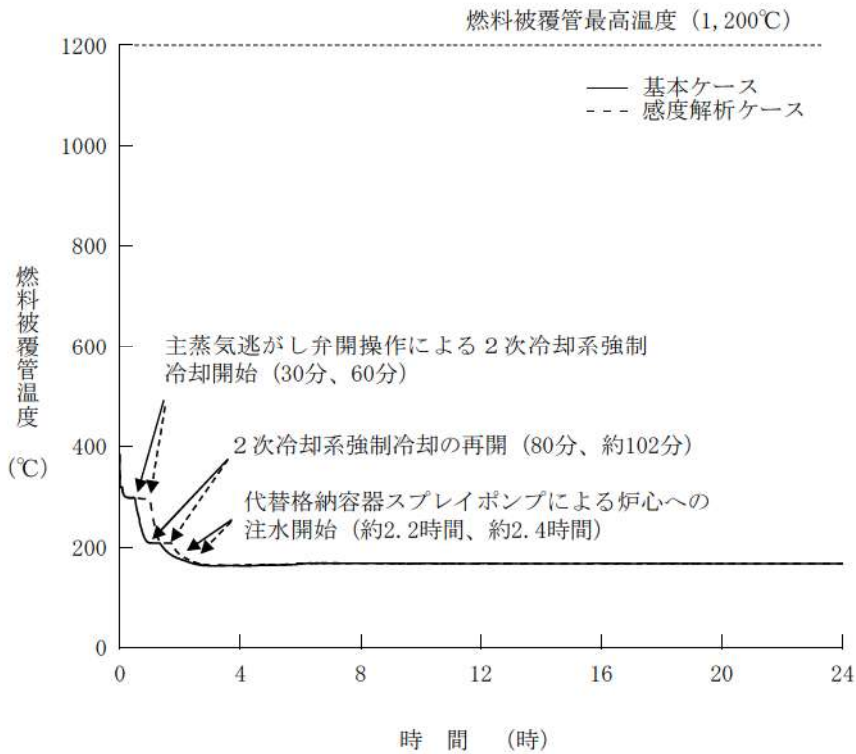


図3 燃料被覆管温度の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)

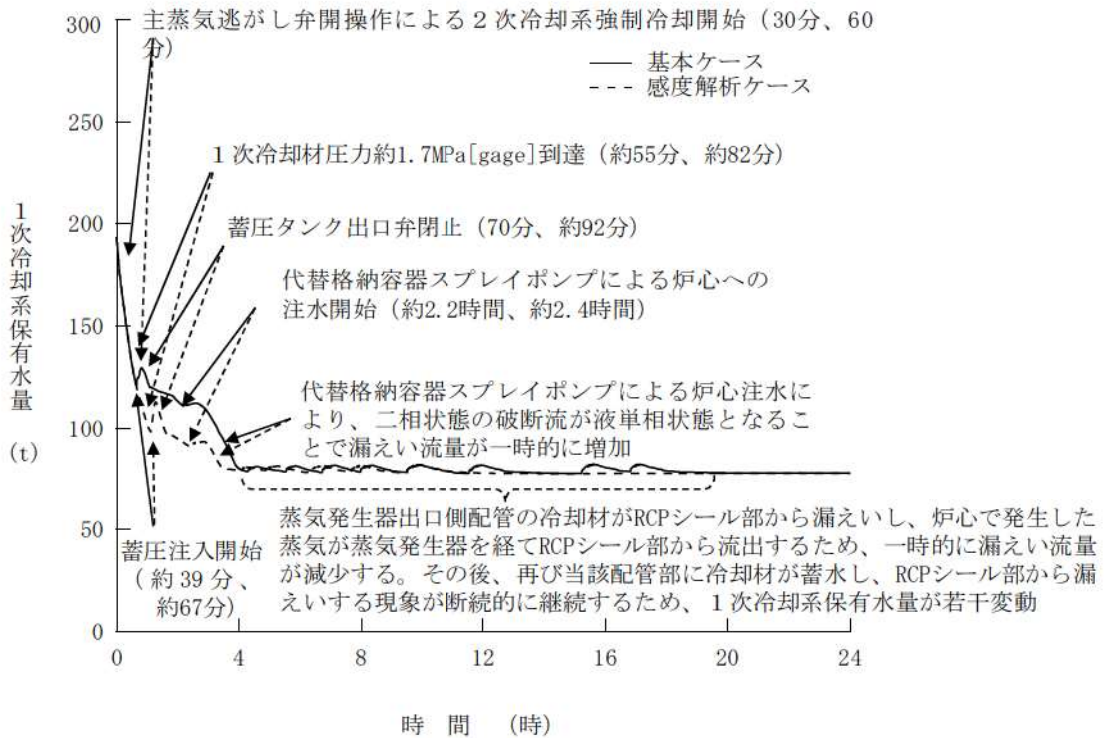


図4 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認)

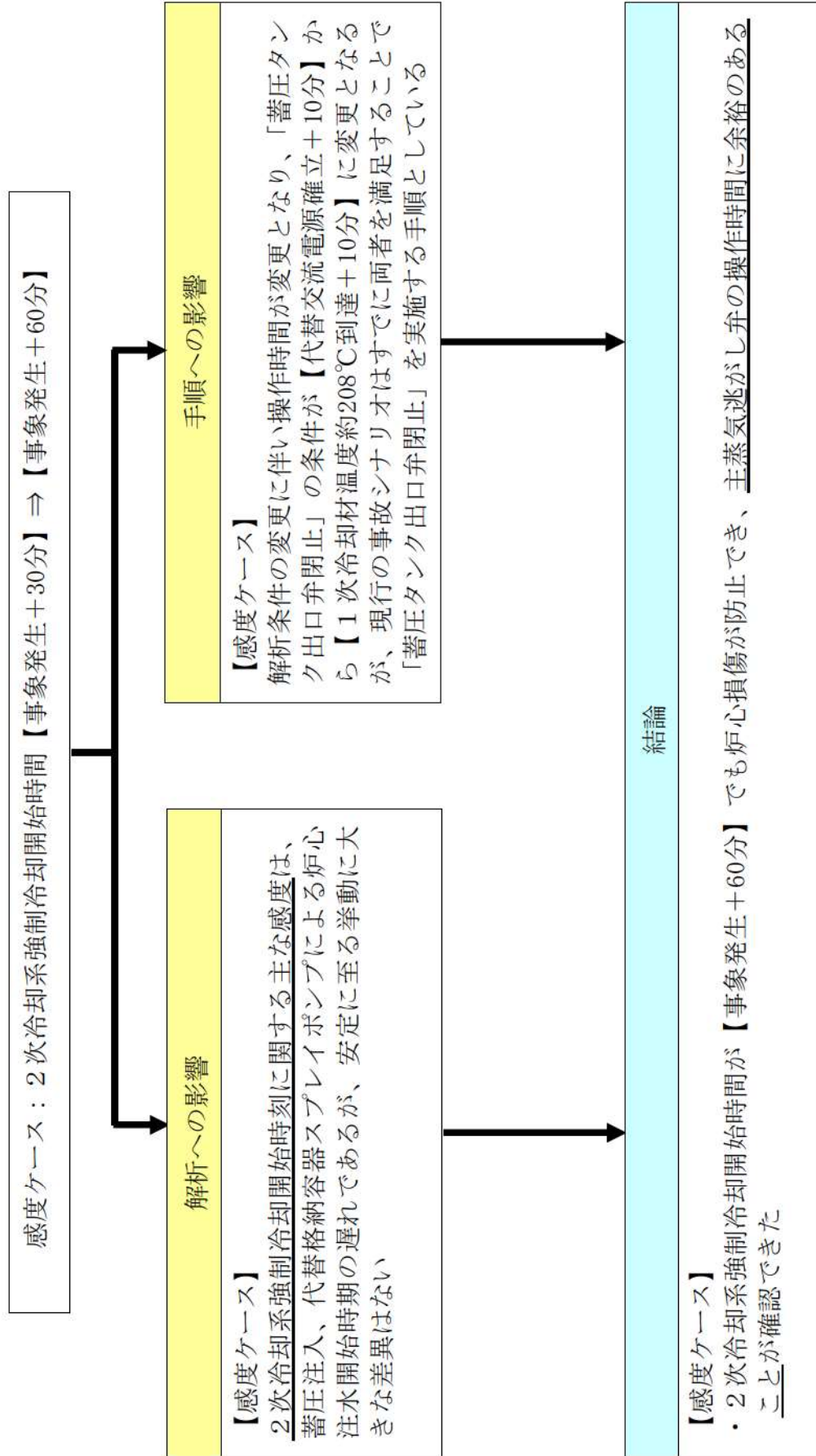


図5 感度ケースの解析、手順への影響確認結果

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次冷却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次冷却系保有水量の応答から確認できるとおり、2次冷却系強制冷却操作の再開による1次冷却系の減圧により1次冷却系からの漏えい率は減少するが、保守的に1次冷却系からの漏えい率を2次冷却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次冷却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ことを確認した。

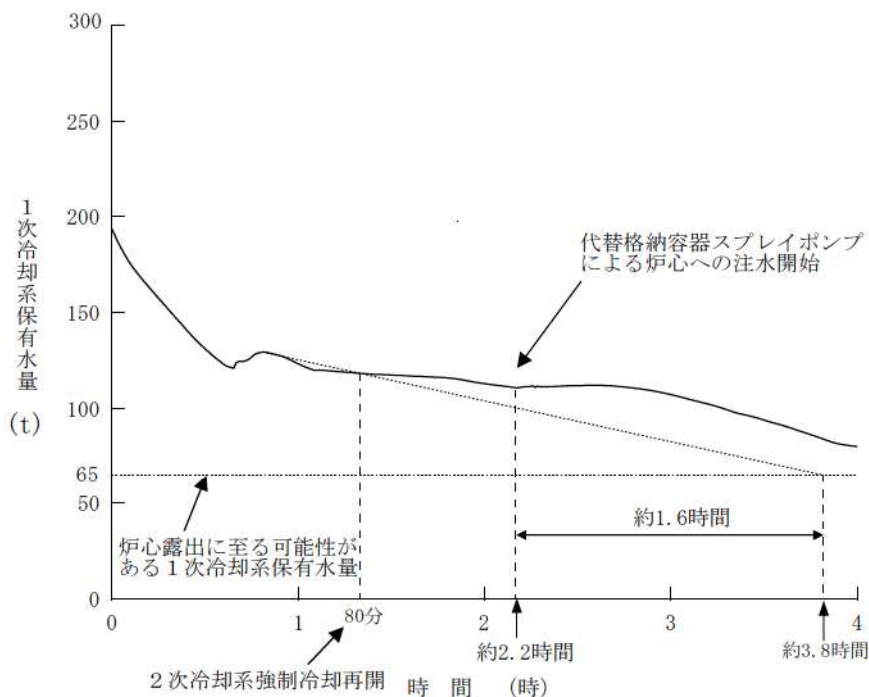


図1 1次冷却系保有水量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

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：1,700m³（有効水量）

○水使用パターン

代替格納容器スプレイポンプ：30m³/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 (1,700m³) ÷ 30m³/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、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＋高圧代替再循環運転への移行が可能なことは成立性評価（所要時間）にて確認した。

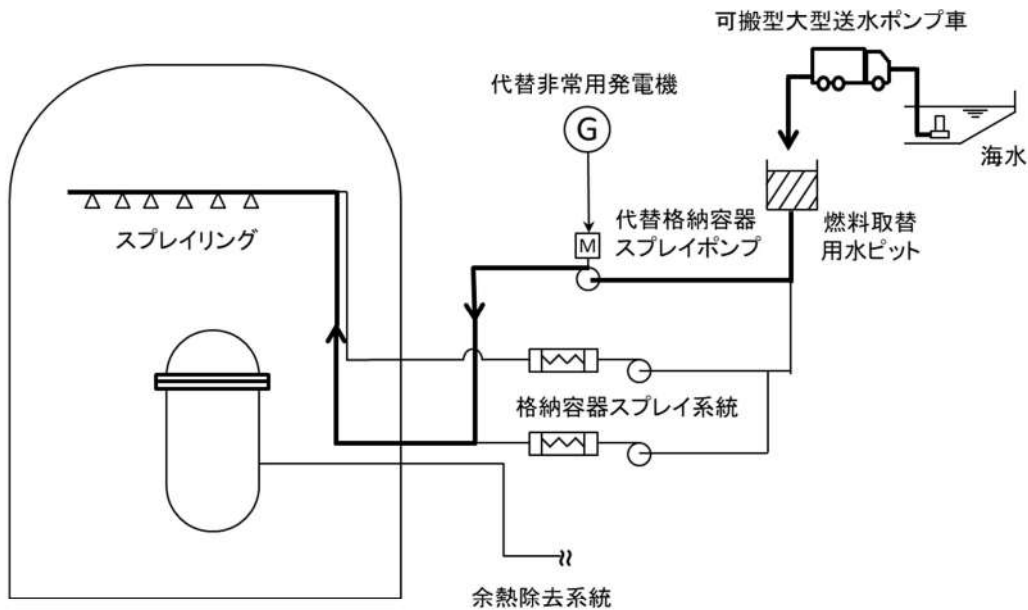


図 1 概略系統図

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

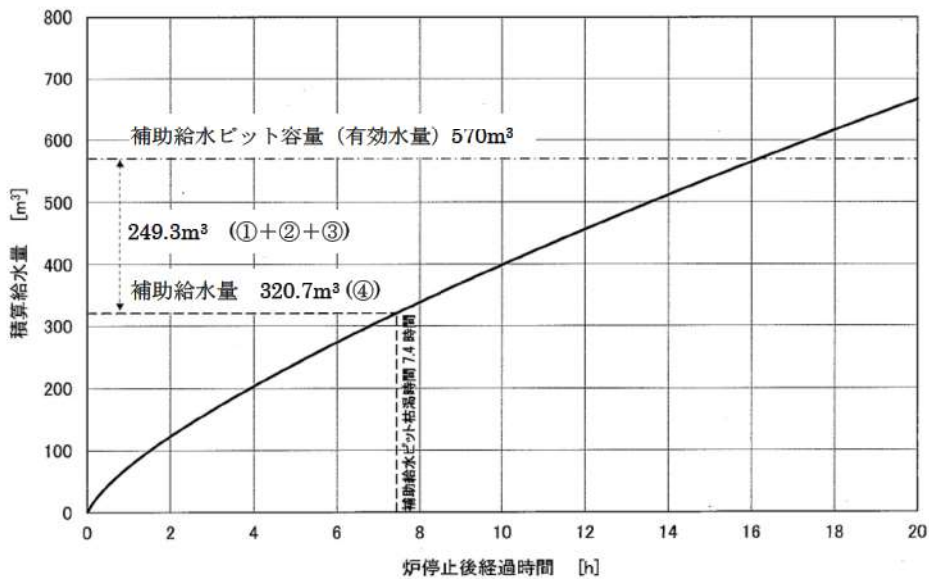
補助給水ピット：570m³（有効水量）

○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
（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 ³ |
| ② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去
（1次冷却材及び蒸気発生器保有水量等の顕熱） | ： 156.5m ³ |
| ③ 蒸気発生器水位回復 | ： 104.4m ³ |
| 上記①～③の合計 | ： 249.3m ³ |
| ④ 崩壊熱除去 | ： 320.7m ³ |



補助給水ピットの有効水量 570m³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（249.3m³）を引いた量（320.7m³）の水がなくなる時間を崩壊熱除去に応じた注水量カーブから求め、7.4時間後となる。

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。

補助給水ピットへの補給は、海から取水する。

○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

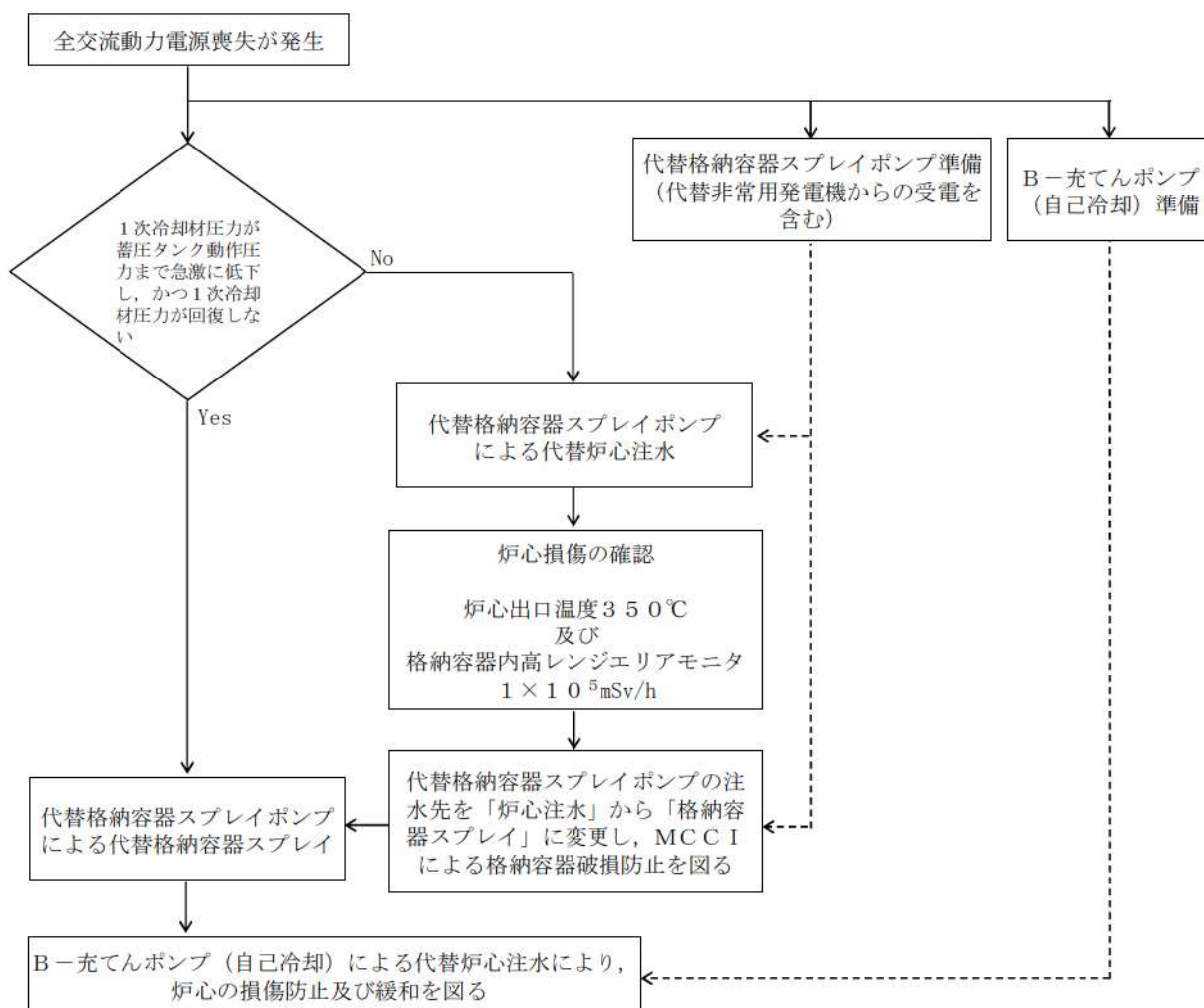
【全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA が発生しない場合】

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。 追而 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

全交流動力電源喪失時と LOCA 事象が重畳する場合の対応操作について

全交流動力電源喪失が発生した時点から代替格納容器スプレイポンプ及びB-充てんポンプ（自己冷却）の準備を開始する。大 LOCA でないと判断した場合は、代替格納容器スプレイポンプの準備が完了し炉心に注水が可能となれば、その段階で実施する。また、大 LOCA と判断した場合や事象の進展に伴い炉心損傷が確認されれば格納容器破損防止を優先し、代替格納容器スプレイポンプの注水先を「炉心注水」から「格納容器スプレイ」に変更する。なお、炉心の損傷防止及び緩和のためB-充てんポンプ（自己冷却）の準備が整い次第、代替炉心注水を開始する。

全交流動力電源喪失と LOCA 事象が重畳した場合の判断及び対応操作について以下のフローに示す。



補機冷却水の復旧について

全交流動力電源喪失が発生するとともに、原子炉補機冷却水の機能喪失及びRCPシールLOCAが発生した場合、事象発生24時間以降の長期の原子炉格納容器内圧力及び雰囲気温度は緩やかに上昇する。事象発生約81時間後（約3.4日後）に原子炉格納容器雰囲気温度は110℃に到達し、これ以降に格納容器内自然対流冷却が開始される。

このとき、格納容器再循環ユニットの冷却は可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水供給により実施され、可搬型大型送水ポンプ車の燃料（軽油）はディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量により供給可能であり、事象発生7日間以上は原子炉格納容器の冷却が継続できる。

一方、格納容器内自然対流冷却開始までの間に、原子炉補機冷却水の機能復旧が可能であれば、余熱除去システムによる炉心冷却が可能であることから、その成立性について以下に示す。

1. 補機冷却水喪失の復旧

補機冷却水喪失の要因として、原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失*又は原子炉補機冷却水システムの機能喪失が考えられる。

原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失としては、ポンプ不具合又はモータ不具合が考えられる。ポンプ不具合の場合は、可搬型大容量海水送水ポンプ車を設置し、当該ポンプ車により、海水を供給し、また、モータ不具合の場合は、原子炉補機冷却海水ポンプの予備モータに交換したのち原子炉補機冷却海水ポンプを復旧し、海水を供給することが可能である。なお、可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置作業時間は約15時間、海水ポンプ予備モータの設置作業時間は約26時間を要することから、可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置を優先的に実施し、その後、原子炉補機冷却海水ポンプモータに不具合がある場合は、予備モータへの取替えを実施する。

原子炉補機冷却水システムの機能喪失としては、配管・機器からの漏えい又は原子炉補機冷却水ポンプの運転不能が考えられる。これらの不具合に対しては、手順書に従い、配管・機器からの漏えいの場合は、当該配管・機器の隔離を行い、原子炉補機冷却水ポンプ運転不能の場合は、運転可能ポンプへの切替えを行う。

*自然現象に起因した機能喪失を想定し、原子炉補機冷却海水ポンプは全台喪失を想定する。

2. 炉心冷却及び炉心注入

補機冷却水喪失が復旧すれば、格納容器内の温度上昇抑制のための炉心冷却手段として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を使用する。

また、RCPシールLOCAに対する炉心注入手段としては、代替格納容器スプレイポンプ、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、電動機駆動消火ポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、余熱除去ポンプ及びB-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）が

考えられる。

このうち、SBOシールLOCAにおける炉心冷却及び炉心注入手段として、「余熱除去ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプ」、「余熱除去ポンプ2台」、「余熱除去ポンプ及びディーゼル駆動消火ポンプ」は、代替非常用発電機の容量内であり、使用可能である。「余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ」、「余熱除去ポンプ及びB-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）」、「余熱除去ポンプ及び充てんポンプ」は、他の必要負荷等を考慮した場合、代替非常用発電機の容量を超過する恐れがあることから、使用できない。

3. 補機冷却水喪失の復旧作業成立性

(1) 可搬型大容量海水送水ポンプ車による復旧

a. 概要

泊3号炉においては、原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失した場合に、可搬型大容量海水送水ポンプ車を用いて海水系統に海水を通水できる設計としている。

可搬型大容量海水送水ポンプ車は泊3号炉において2台（予備1台含む。）配備している。可搬型大容量海水送水ポンプ車で海水系統を通じて原子炉補機冷却水冷却器等に直接海水を通水することが可能である。

可搬型大容量海水送水ポンプ車の使用に際しては、可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置、既設管へのホース接続作業等が必要であり、運転員、災害対策要員、機械工作班員による作業を想定している。

なお、可搬型大容量海水送水ポンプ車は、可搬設備であり、高台の保管エリアに配置している。

b. 機器仕様

種類：可搬型大容量海水送水ポンプ車

容量：約1,320m³/h

約1,440m³/h

吐出圧力：1.4MPa

台数：2（予備1台含む。）


c. 保管場所（予定）及び設置場所

図1に保管場所及び設置場所を示す。



可搬型大容量
海水送水ポンプ車

図1 保管場所及び設置場所

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

d. 系統図

可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置、海水取水箇所への水中ポンプ設置等を行うとともに、可搬型大容量海水送水ポンプ車からの可搬型ホースを原子炉補機冷却海水系統へ接続するために配管の取り外し及びホース接続口の設置等を行い、海水を供給する。

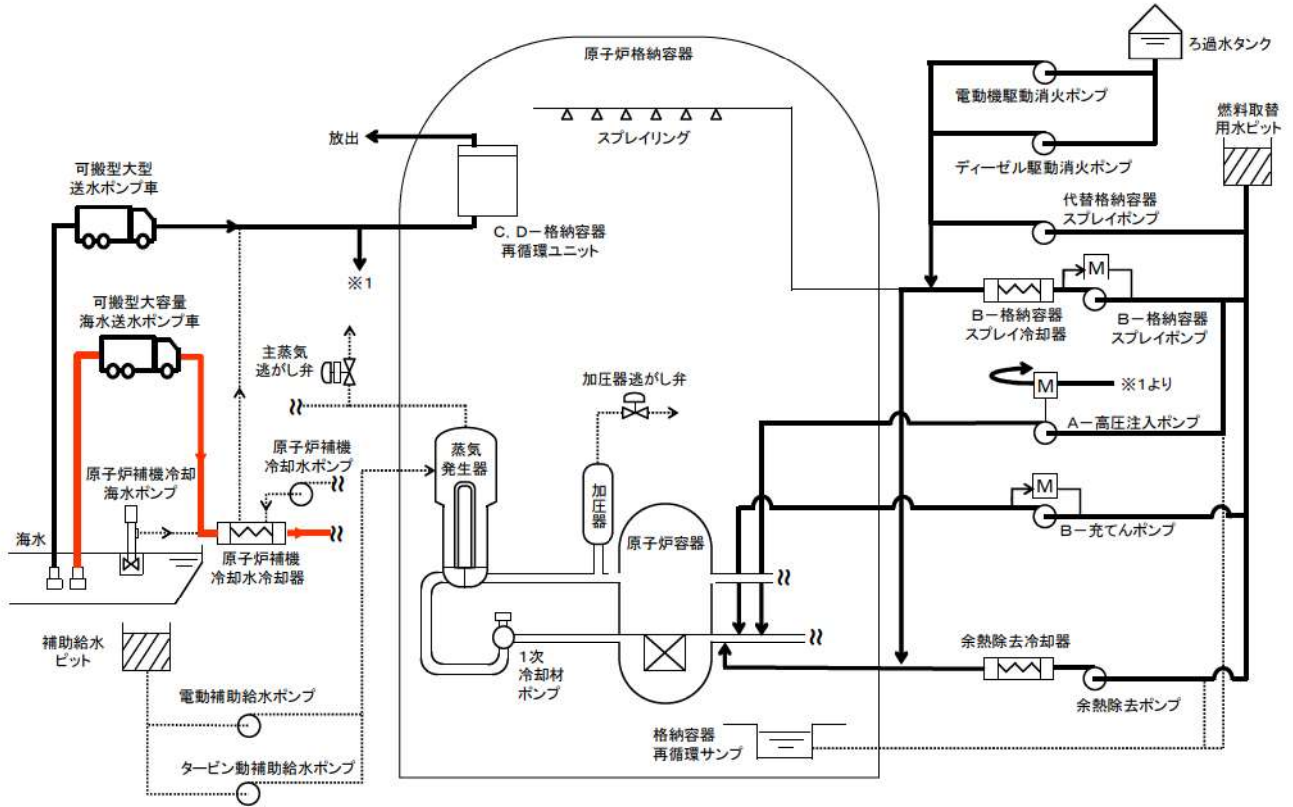


図2 概略系統図

e. 可搬型大容量海水送水ポンプ車設置手順及び所要時間等

表1に可搬型大容量海水送水ポンプ車設置作業毎の作業時間を示す。作業は、運転員、災害対策要員、機械工作班員により、開始から約15時間で完了する。原子炉補機冷却海水ポンプが運転不能の場合には、本手順により海水供給し、補機冷却機能を復旧する。

(作業手順)

- ①系統構成、ホース敷設等
- ②可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置、海水取水箇所への水中ポンプ設置
- ③配管取り外し、ホース接続口の設置、可搬型ホース接続

		経過時間 (時間)															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
手順の項目	要員(数)															約15時間 可搬型大容量海水送水ポンプ車 による海水通水開始	
補機冷却水(可搬型大容量海水送水ポンプ車冷却)による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却	運転員(中央制御室)	1	系統構成														
	運転員(現場)	2	移動, 系統構成, 海水系統水抜き					海水通水系統構成			海水通水系統構成						
	災害対策要員	3	移動, ホース延長・回収車によるホース敷設					可搬型大容量海水送水ポンプ車の設置 海水取水箇所への水中ポンプ設置			海水系統への可搬型ホース接続						
	機械工作班員	3	ディーゼル発電機冷却配管取り外し ホース接続口の設置														

表1 可搬型大容量海水送水ポンプ車設置等作業時間



図3 可搬型大容量海水送水ポンプ車等配置図

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(2) 原子炉補機冷却海水ポンプ予備モータによる復旧

a. 概要

泊3号炉においては、原子炉補機冷却海水ポンプモータの不具合により海水系統が機能喪失した場合には、原子炉補機冷却海水ポンプモータを予備品に取替えることで原子炉補機冷却海水系統設備を復旧することが可能である。

原子炉補機冷却海水ポンプモータの予備品への取替に際しては、モータの取外し及び設置、センタリング、ケーブル結線等が必要であり、作業は支援組織の協力の下、必要な体制、重機及び資機材が準備出来た上で実施する。

b. 機器仕様

種類 : 3相誘導電動機

出力 : 310kW


個数 : 2

c. 保管場所及び設置場所

図4に保管場所及び復旧作業場所を示す。



図4 保管場所及び復旧作業場所

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



(原子炉補機冷却海水ポンプモータ予備品)

d. 系統図

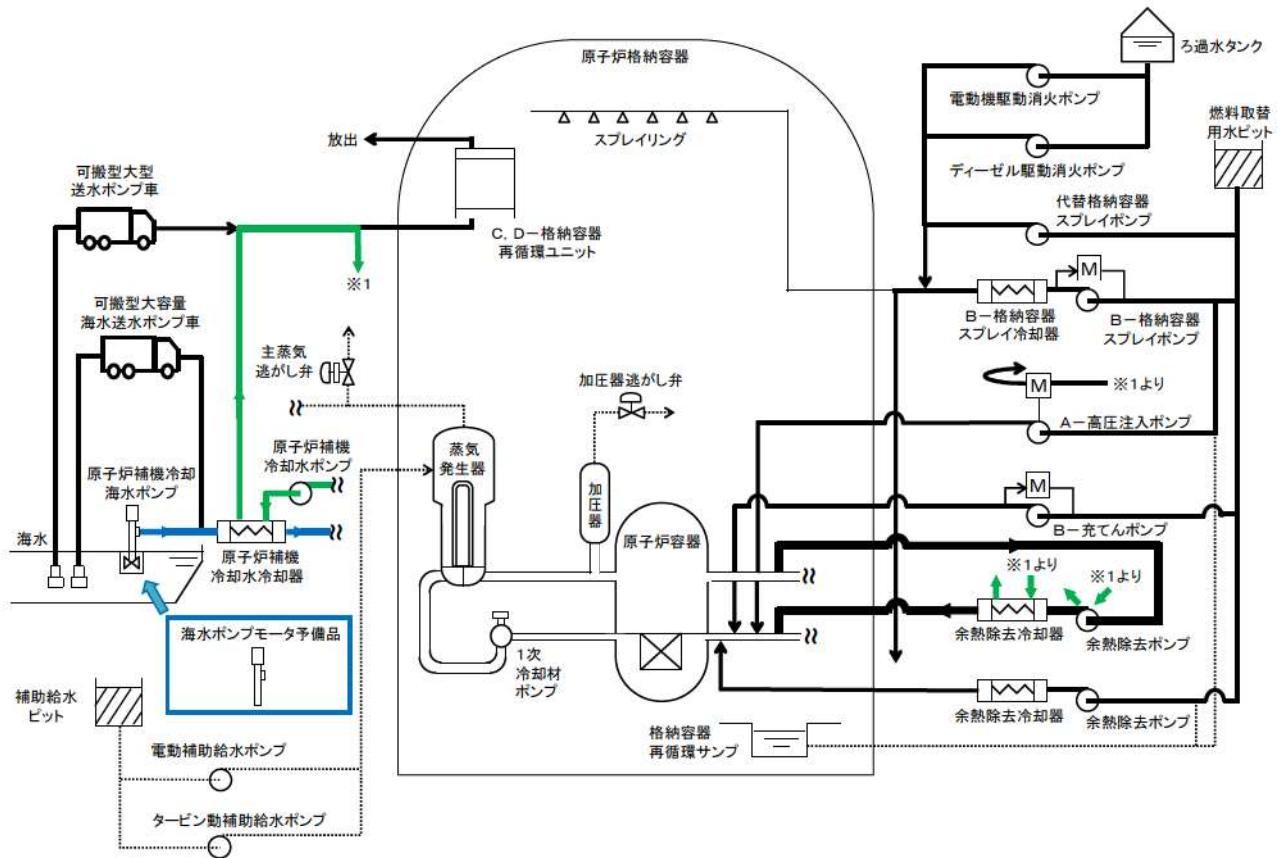


図5 概略系統図

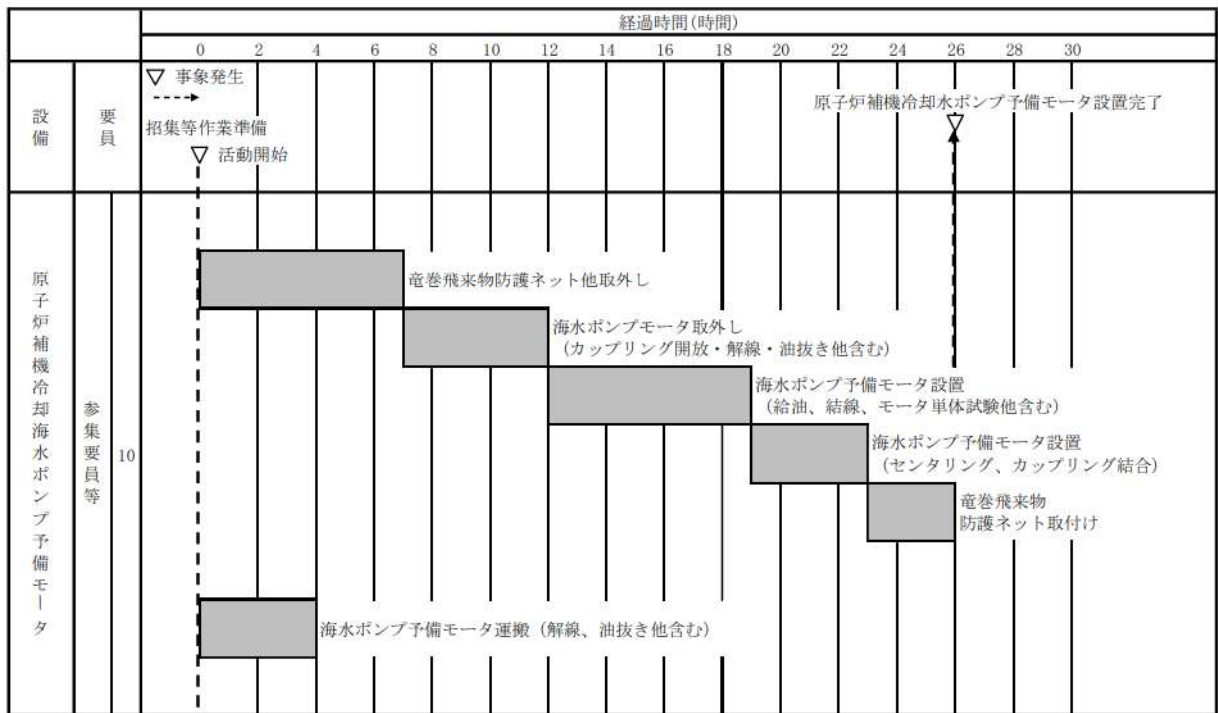
e. 原子炉補機冷却海水ポンプモータ予備品取替手順及び所要時間等

表2に原子炉補機冷却海水ポンプモータ予備品取替作業毎の作業時間を示す。作業は支援組織の協力の下、必要な体制、循環水ポンプ建屋の防潮壁及び搬入シャッター開放、重機及び資機材が準備出来た上で、開始から約26時間で完了する。

(作業手順)

- ①原子炉補機冷却海水ポンプ 竜巻飛来物防護ネット他取外し
- ②原子炉補機冷却海水ポンプ予備モータ運搬
- ③使用する海水ポンプに設置されているモータの取外し
- ④海水ポンプ予備モータ取付け
- ⑤海水ポンプとモータのセンタリング・カップリング結合
- ⑥原子炉補機冷却海水ポンプ 竜巻飛来物防護ネット他取付け

表2 原子炉補機冷却海水ポンプ予備モータ取替作業時間



4. 補機冷却水復旧と格納容器内自然対流冷却開始までの時間

以上のおり，可搬型大容量送水ポンプ車の設置により，作業開始約15時間後に海水供給が可能となり，原子炉補機冷却水が復旧できる。これにより，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（約3.4日後に原子炉格納容器雰囲気温度が110℃に到達し開始）によらず，余熱除去系統による炉心冷却を行うとともに，代替格納容器スプレイポンプ等による炉心注水が可能である。

全交流動力電源喪失における RCP シール部からの漏えい量
及び主蒸気逃がし弁の流量の解析コードへの入力について

1. RCP シール部からの漏えい量を模擬した漏えい口径の設定について

RCP シール部からの漏えい量は初期定常状態において約 $109\text{m}^3/\text{h}$ (480gpm) となるように漏えい口の面積を設定している。具体的には以下のとおり設定する。

<設定方法>

①漏えい口の破断口径を設定。

②初期定常状態における漏えい量を確認。

③解析コードでは臨界流モデルにより質量流量として算出されるため、流体密度を乗じることで体積流量に換算し約 $109\text{m}^3/\text{h}$ (480gpm) と一致していることを確認。

※③で一致していなければ再度①～③を実施し、解析条件と一致するように設定する。

2. 主蒸気逃がし弁流量の解析コードへの入力について

主蒸気逃がし弁の流量は定格蒸気流量（ループ当たり）の 10%以上が流れるように設計しているが、安全解析においては保守的に弁全開時において定格蒸気流量の 10%が流れるように弁口径を設定し、解析コードに予め入力している。

有効性評価解析では、設計圧力で設計流量が放出されるように入力で設定し、2次冷却系からは蒸気単相のみが臨界流として放出されるため、不確かさの影響はない。

全交流動力電源喪失後のタービン動補助給水ポンプの運転継続等の妥当性について

有効性の全交流動力電源喪失において、交流動力電源喪失(以下「SBO」という。)後、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器に対する給水、および代替格納容器スプレイポンプによる1次冷却システムへの注水に期待している。

SBO 後タービン動補助給水ポンプの運転継続のために必要な設備は、計測制御設備のほか、電動弁であり、直流電源設備より給電される。直流電源への給電が代替非常用発電機で担えるかは「添付資料 7.1.2.20」にて確認している。

事故時には直流電源設備の容量以外にも、タービン動補助給水ポンプ室の温度上昇や代替格納容器スプレイポンプ設置エリアの温度上昇がポンプの運転継続等に影響することも考えられるため、それらへの影響についても確認した(表1参照)。

表1に記載したそれぞれの要因*は、SBO 後のポンプ等の運転継続の制約とならないことから、本有効性評価においてこれらの機能に期待することは妥当と考える。

*制約要因と整理した項目の抽出方法について

「原子力発電所における全交流電源喪失事象について(平成5年6月11日、原子力施設事故・故障分析評価検討会 全交流電源喪失事象検討ワーキンググループ。)」において、以下の5項目がタービン動補助給水ポンプ等の運転継続の制約となりうる旨、記載されている。

- ① 蓄電池容量
- ② 2次系水源
- ③ タービン動補助給水ポンプ室温度
- ④ 中央制御室温度
- ⑤ インバーター室温度、リレー室温度

このうち①及び②については、解析結果や他の添付資料により運転継続の制約とならないことを確認していることから、③～⑤である「タービン動補助給水ポンプ室温度」、「中央制御室温度」、「インバーター室温度、リレー室温度」を制約要因として抽出した。

また、平成5年当時は考慮されていなかったSBO時の代替格納容器スプレイポンプによる1次冷却システムへの注水を考慮し「代替格納容器スプレイポンプエリア温度」を制約要因として抽出した。

表1 SBO 対応継続の影響評価

SBO 対応継続 制約要因		概要	評価
タービン動補助給水ポンプ		機器の発熱及びタービン動補助給水ポンプ室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する 24 時間後までに室温は約 52℃まで上昇するが、設備の許容温度は 80℃であり、SBO 対応継続に影響はない。
中央制御室		機器の発熱及び中央制御室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する 24 時間後までに室温は約 33℃まで上昇するが、設備の許容温度は 50℃であり、SBO 対応継続に影響はない。
インバータ室 温度、 リレー室温度	A、B-安全補器開閉器室	機器の発熱及び安全補器開閉器室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する 24 時間後までに室温は約 38℃まで上昇するが、設備の許容温度は 50℃であり、SBO 対応継続に影響はない。
	A、B-安全系計装盤室	機器の発熱及び安全系計装盤室外からの入熱を考慮した場合、換気空調系の復旧までに室温が設備の許容温度を上回るおそれがある。	事項発生から換気空調設備が復旧する 24 時間後までに室温は約 37℃まで上昇するが、設備の許容温度は 50℃であり、SBO 対応継続に影響はない。
代替格納容器スプレイポンプエリア		機器の発熱及び代替格納容器スプレイポンプエリア外からの入熱を考慮した場合、ポンプの指名期間にポンプの周囲温度がポンプの許容温度を上回るおそれがある。	事項発生からポンプの使命期間である 60 時間後までにポンプ設置エリアの温度は約 40℃まで上昇するが、設備の許容温度は 40℃であり、SBO 対応継続に影響はない。

全交流電源喪失時における
タービン動補助給水ポンプ室・代替格納容器スプレイポンプ設置エリア
及び中央制御室の温度上昇について

1 評価の流れ

SBO 時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象室の温度変化は、機器や配管等の室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図 1 参照）

換気空調系停止後、評価対象室の温度は上昇し始め、室温が評価対象室躯体の温度以上にならなければ評価対象から躯体への放熱が始まり、室温の上昇は抑制される。

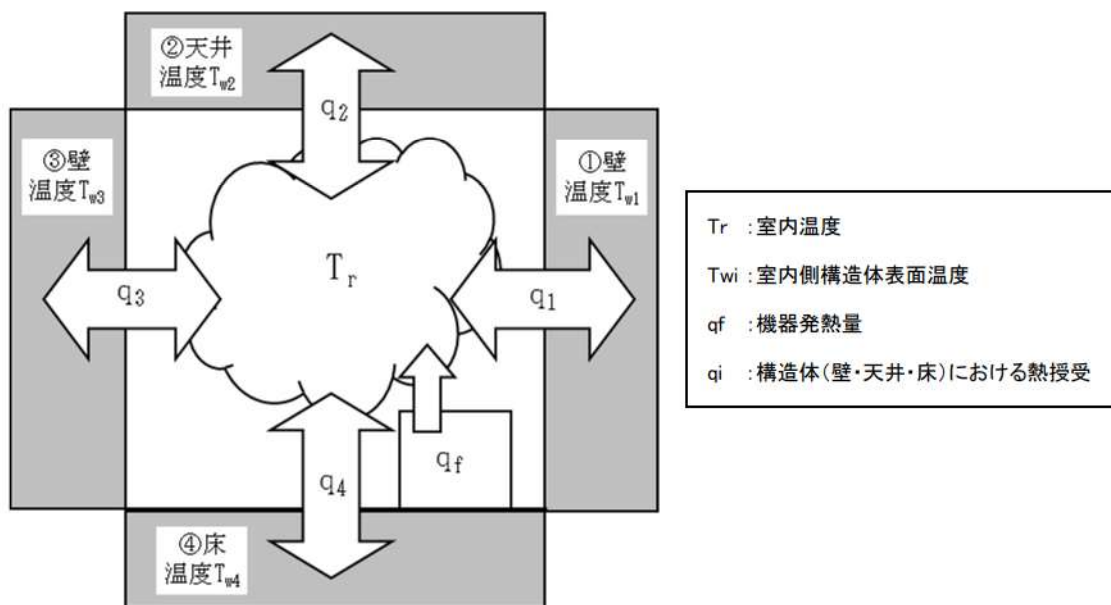


図 1 室内の熱収支の概念

2 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・対象エリアの評価条件 : 表1 参照
- ・対象エリアの評価期間 : 表1 参照
- ・対象エリアの隣接温度条件 : 2.1、2.2、2.3、2.4、2.5 項参照

表1 対象エリアの評価条件

評価条件	タービン動補助 給水ポンプ室	代替格納容器 スプレイポン プ設置エリア	中央制御室	A、B-安全補 器開閉器室	A、B-安全系 計装盤室
発熱量 [kW]	約 12	約 11	約 29	約 17	約 17
体積 [m ³]	約 340	約 950	約 2900	A: 約 2,350 B: 約 2,350	A: 約 850 B: 約 600
初期温度 [°C]	40	30	24	35	24
評価期間 [hr]	24 ^{※1}	60 ^{※2}	24 ^{※1}	24 ^{※1}	24 ^{※1}
許容温度[°C]	80	40	50	50	50

※1 : 事故時に空調設備による冷却に期待できるため、空調機能復旧までを評価期間とする。

※2 : 事故時に空調設備による冷却に期待できないエリアであるため、当該ポンプの使命期間のうち最も長いものを評価期間とする。

2.1 タービン動補助給水ポンプ室 隣接温度条件

タービン動補助給水ポンプ室の隣接温度条件を表 2 に示す。

表 2 タービン動補助給水ポンプ室 隣接温度条件

エリア名称	室温		備考
	通常時 [°C]	事故時 [°C]	
タービン動補助給水ポンプ室給気ファン室	40	45	空調停止時における 24 時間後の室温
CCW ポンプ室	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定
制御用空気圧縮機室	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定
通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定
タービン建屋	40	27	事故後外気相当になると想定

2.2 代替格納容器スプレイポンプ設置エリア 隣接温度条件

代替格納容器スプレイポンプ設置エリアの隣接温度条件を表 3 に示す。

表 3 代替格納容器スプレイポンプ設置エリア 隣接温度条件

エリア名称	室温		備考
	通常時 [°C]	事故時 [°C]	
安全補器室	35	55	空調停止時における 24 時間後の室温
制御建屋空気圧縮機室・通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定
インバータ室・制御棒駆動装置電源室	35	35	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定
風除室	27	27	事故後外気相当になると想定

2.3 中央制御室 隣接温度条件

中央制御室の隣接温度条件を表4に示す。

表4 中央制御室 隣接温度条件

エリア名称	室温		備考
	通常時 [℃]	事故時 [℃]	
屋外	27	27	設計外気温度
安全補機開閉器室	35	55	空調停止時における24時間後の室温
安全系計装盤室	24	40	空調停止時における24時間後の室温
資料室	25	25	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定
通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定
運転員控室、会議室	24	24	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定

2.4 A、B-安全補器開閉器室 隣接温度条件

A、B-安全補器開閉器室の隣接温度条件を表5に示す。

表5 中央制御室 隣接温度条件

エリア名称	室温		備考
	通常時 [℃]	事故時 [℃]	
中央制御室	24	33	空調停止時における24時間後の室温
運転員控室、会議室	24	26	空調停止時における24時間後の室温
安全系計装盤室	24	37	空調停止時における24時間後の室温
試料採取室	24	40	空調停止時における24時間後の室温
安全系蓄電池室、後備蓄電池室	35	40	空調停止時における24時間後の室温
安全補器開閉器室（逆トレン側）	35	38	空調停止時における24時間後の室温
通路、階段	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定

2.5 A、B-安全系計装盤室 隣接温度条件

A、B-安全系計装盤室の隣接温度条件を表6に示す。

表6 中央制御室 隣接温度条件

エリア名称	室温		備考
	通常時 [°C]	事故時 [°C]	
空調機器室 (A系のみ)	40	55	空調停止時における24時間後の室温
資料室 (B系のみ)	25	25	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定
安全補器開閉器室	35	38	空調停止時における24時間後の室温
中央制御室	24	33	空調停止時における24時間後の室温
運転員控室、会議室	24	26	空調停止時における24時間後の室温
通路	40	40	運転補機がないため、通常時から温度変化なしと想定

3 評価結果

SB0 時において、事故発生から24時間後のタービン動補助給水ポンプ室の最高温度は「約52°C」、中央制御室の最高温度は「約33°C」、A、B-安全補器開閉器室「約38°C」となり、A、B-安全系計装盤室「約37°C」となり、事故発生から60時間後の代替格納容器スプレイポンプ設置エリアの最高温度は「約40°C」となる。

従って、当該エリアに設置している設備の許容温度を超過しないため、タービン動補助給水ポンプ等の運転継続に与える影響はない。

以上