

年月日	2021年11月25日(木)
面談名	美浜発電所の原子力規制検査における指摘を踏まえた インターフェイスシステムLOCAに係る今後の対応

資料番号	資料名称
1	美浜発電所の原子力規制検査における指摘(インターフェイスシステムLOCAに係るもの)を踏まえた今後の対応について
2	美浜発電所3号機 新規制基準に係る原子炉設置変更許可申請 技術的能力まとめ資料1.3(原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための 手順)に係る関連資料抜粋
3	美浜発電所3号機 新規制基準に係る原子炉設置変更許可申請 添付書類十 7.1.8 格納容器バイパス
4	美浜発電所3号機 インターフェイスシステムLOCAに係る 手順成立性に係る説明資料
5	美浜発電所3号機 インターフェイスシステムLOCAに係る 機器の耐環境性に係る説明資料
6-1	高浜発電所1、2号機 インターフェイスシステムLOCAに係る 手順成立性に係る説明資料
6-2	高浜発電所3、4号機 インターフェイスシステムLOCAに係る 手順成立性に係る説明資料
6-3	大飯発電所3、4号機 インターフェイスシステムLOCAに係る 手順成立性に係る説明資料
7	美浜発電所3号機以外のインターフェイスシステムLOCAに係る 機器の耐環境性に係る説明資料
8	原子炉設置変更許可申請における記載の適正化例について

9 - 1	美浜発電所 3 号機の原子炉設置許可申請書の適正化案
9 - 2	美浜発電所 3 号機以外の原子炉設置許可申請書の適正化案

美浜発電所の原子力規制検査における指摘

(インターフェイスシステム LOCA に係るもの) を踏まえた今後の対応について

1. 原子力規制検査における経緯

美浜発電所 3 号機の令和 2 年度第 4 四半期の原子力規制検査報告書において、「美浜発電所 3 号機の原子炉格納容器外の電気計装品等に係るインターフェイスシステム LOCA 時の耐環境評価について」は検査継続案件として報告され、令和 3 年度第 1 四半期の原子力規制検査において議論を重ねてきた。令和 3 年度第 1 四半期に議論してきた内容としては、インターフェイスシステム LOCA 時の事象収束に必要な操作の 1 つである「余熱除去ポンプ入口弁閉止」記載について、発電用原子炉設置変更許可申請書及び新規制基準に係る審査時に提示している技術的能力のまとめ資料において齟齬が見受けられるのではないか、という点である。

	機器の環境条件の設定根拠 (添付書類十 技術的能力 まとめ資料 添付資料)	有効性評価における 対応手順の概要図(手順フロー) (添付書類十)	(備考) 有効性評価解析上の扱い (添付書類十)
美浜 3 号機	実際の操作可能時間を考慮し、 事象発生の 30 分後に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止	事象発生の約 64 分後以降 ^{※1} に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止	炉心冷却の観点で厳しい条件 となるよう、解析の評価期間である 3 時間以内に閉止を考慮せず ^{※2}
高浜 1、2 号機	実際の操作可能時間を考慮し、 事象発生の 30 分後に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止	事象発生の約 64 分後以降 ^{※1} に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止	炉心冷却の観点で厳しい条件 となるよう、解析の評価期間である 3 時間以内に閉止を考慮せず ^{※2}
高浜 3、4 号機	実際の操作可能時間を考慮し、 事象発生の 60 分後に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止	事象発生の約 62 分後以降 ^{※1} に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止	炉心冷却の観点で厳しい条件 となるよう、事象発生の 7 時間後に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止 ^{※2}
大飯 3、4 号機	実際の操作可能時間を考慮し、 事象発生の 60 分後に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止	事象発生の約 63 分後以降 ^{※1} に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止	炉心冷却の観点で厳しい条件 となるよう、事象発生の 7 時間後に 余熱除去ポンプ入口弁を閉止 ^{※2}

※1：手順フローにおいて、高圧注入から充てん注入に切り替える手順の後に、余熱除去ポンプ入口弁を閉止するように読み取れるフローとなっていた。

※2：有効性評価解析上の考慮有無については、申請書に明記していない。

本件については、原子力規制検査において原子力検査官殿に対し、機器の環境条件の設定根拠において想定している操作時間（美浜第 3 号機の場合は事象発生後 30 分後）をもとに各種訓練や手順書を整備していること、当該操作の成立性等について説明し、『関西電力株式会社美浜発電所令和 3 年度（第 1 四半期）原子力規制検査報告書（令和 3 年 7 月）』において、「検査による事実確認等を実施した結果、指摘事項に該当しないと判断した。」と記載され、令和 2 年度第 4 四半期の原子力規制検査報告書において検査継続事案件となっていた本件の確認が終了した。

2. 原子力規制検査における指摘を踏まえた今後の対応について

今回の原子力規制検査対応を踏まえ、誤解を与えることとなった発電用原子炉設置変更許可申請書の記載については、「余熱除去ポンプ入口弁の閉止」を機器の環境条件の設定根拠において想定している操作時間内で実施できること、また、有効性評価手順フローの記載については、実際の手順のとおり当該弁を閉止可能となれば、その他の操作との関連はなく速やかに当該弁の閉止操作に移行する旨が明確となるように適正化すべきと考えている。そのため、適正化する内容及び時期についてご説明させていただきたい。

① 適正化する内容

添付資料十について適正化することを考えている。

② 適正化する時期

過去の適正化実績を踏まえ、今後、添付資料十を含む申請を行う際に、併せて適正化を実施することとしたい。

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

< 目次 >

1.3.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
 - a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
 - b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
 - c. 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備
 - d. 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備
 - e. インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応手段及び設備
 - f. 手順等

1.3.2 重大事故等時の手順等

1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

- (1) 1 次冷却系のフィードアンドブリード
- (2) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）
 - a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水
 - b. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水
 - c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水
 - d. 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水
 - e. 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水
- (3) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）
 - a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

- b. タービンバイパス弁による蒸気放出
- (4) 加圧器補助スプレ止弁による減圧
- (5) その他の手順項目にて考慮する手順
- (6) 優先順位

1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

- (1) 補助給水ポンプの機能回復
 - a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復
 - b. 空冷式非常用発電装置によるタービン動補助給水ポンプの機能回復（タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプへの給電）
 - c. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復
- (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復
 - a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復
 - b. 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復
 - c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復
 - d. 大容量ポンプを用いたB計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復
- (3) 加圧器逃がし弁の機能回復
 - a. 窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復
 - b. 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復
 - c. 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復
 - d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復
 - e. 大容量ポンプを用いたB計器用空気圧縮機（海水冷却）による加圧

器逃がし弁の機能回復

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

(5) 優先順位

1.3.3 復旧に係る手順

1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順

1.3.6 インターフェイスシステム L O C A 発生時の手順

- 添付資料1.3.1 重大事故等対処設備の電源構成図
- 添付資料1.3.2 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備整理表
- 添付資料1.3.3 多様性拡張設備仕様
- 添付資料1.3.4 1次冷却材喪失事故時の蒸気発生器伝熱管破損監視について
- 添付資料1.3.5 現場手動操作による主蒸気逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.6 補助給水流量制御弁出口弁開度調整
- 添付資料1.3.7 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.8 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.9 大容量ポンプを用いたB計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.10 窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.11 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.12 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.13 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.14 大容量ポンプを用いたB計器用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁開操作
- 添付資料1.3.15 炉心損傷後の1次冷却系減圧操作について
- 添付資料1.3.16 蒸気発生器伝熱管破損時の概略図
- 添付資料1.3.17 破損蒸気発生器隔離操作
- 添付資料1.3.18 化学体積制御系漏えい発生時の運転員の処置の流れについて
- 添付資料1.3.19 インターフェイスシステムLOCA時の概略図
- 添付資料1.3.20 インターフェイスシステムLOCA発生時の余熱除去系隔離操作の成立性について
- 添付資料1.3.21 インターフェイスシステムLOCA時の漏えい確認方法

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

< 要求事項 >

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 可搬型重大事故防止設備

- a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWRの場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWRの場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。
- b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。
- c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。

(2) 復旧

- a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。

(3) 蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR)

a) SGTR発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。(PWRの場合)

(4) インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA)

a) ISLOCA発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁(BWRの場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWRの場合)を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉(以下「原子炉」という。)の減圧機能は、2次冷却系の除熱による減圧機能又は加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する機能である。なお、加圧器逃がし弁による減圧は、2次冷却系の除熱によりサブクール度を確保した上で実施する。2次冷却系の除熱機能が喪失した場合は、充てん/高圧注入ポンプによる原子炉への注水機能を確保した後に加圧器逃がし弁による減圧を実施する。

蒸気発生器伝熱管破損発生時は、破損した蒸気発生器の隔離を行い、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作により1次冷却系と2次冷却系を均圧させることで1次冷却材の漏えいを抑制する。

インターフェイスシステムLOCA発生時は、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作を行うとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで1次冷却材の漏えいを抑制する。

なお、どちらの事象も隔離できない場合は、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却材の漏えいを抑制する。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態にある場合には、1次冷却系の減圧が必要である。1次冷却系を減圧するための設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、復水タンク、主蒸気逃がし弁並びに加圧器逃がし弁を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.3.1図、第1.3.2図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

また、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損の防止、蒸気発生器伝熱管破損及びインターフェイスシステムL O C Aの対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六条及び技術基準規則第六十一条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

（添付資料1.3.1、1.3.2、1.3.3）

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器2次側による炉心冷却に使用する設備又は加圧器逃がし弁

の機能喪失を想定する。また、サポート系機能喪失として、全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.3.1表～第1.3.4表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、1次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

1次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 充てん／高圧注入ポンプ
- ・ 燃料取替用水タンク
- ・ 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
- ・ 余熱除去ポンプ
- ・ 余熱除去クーラ

蒸気発生器2次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器2次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主給水ポンプ

- ・ 蒸気発生器水張りポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- ・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）
- ・ 復水タンク

蒸気発生器 2 次側への注水設備である復水タンク及び 2 次系純水タンクが使用できない場合に海水ポンプ又は送水車等を使用して蒸気発生器 2 次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 海水ポンプ
- ・ 送水車
- ・ 蒸気発生器
- ・ 軽油用ドラム缶

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器 2 次側の蒸気放出を行う手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する常用設備は以下のとおり。

- ・ タービンバイパス弁

加圧器逃がし弁の故障等により開操作できない場合は、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）、加圧器補助スプレイにより 1 次冷却系を減圧する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 復水タンク
- ・ 蒸気発生器
- ・ 主給水ポンプ
- ・ 蒸気発生器水張りポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- ・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ タービンバイパス弁

加圧器補助スプレイに使用する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器補助スプレ止弁

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、1 次冷却系のフィードアンドブリードで使用する加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク、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、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器 2 次側への注水に使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、送水車及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出に使用する主蒸気逃がし弁は、重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審

査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、加圧器逃がし弁の機能喪失時又は蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合においても、1 次冷却系を減圧することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、脱気器タンク
耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク
ポンプ吐出圧力が約3.0MPa [gage] であるため、1 次冷却材圧力及び温度が低下し、蒸気発生器 2 次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。
- ・ 電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、海水ポンプ
復水タンク及び燃料取替用水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に蒸気発生器へ注水を行う代替手段として有効である。
- ・ タービンバイパス弁
耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。
- ・ 加圧器補助スプレ止弁
化学体積制御系の充てんラインが健全であれば、充てん／高压注入ポンプ起動により 1 次冷却系の減圧が可能であ

り、加圧器逃がし弁の代替手段として有効である。

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器 2 次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）による手段又はタービン動補助給水ポンプ補助油ポンプの使用により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、1 次冷却系の減圧を行う手段がある。

また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）
- ・ タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 可搬式オイルポンプ
- ・ タンクローリー
- ・ 燃料油移送ポンプ

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 可搬式オイルポンプ
- ・ タンクローリー
- ・ 燃料油移送ポンプ

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能

が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、1次冷却系の減圧を行う手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
- ・ 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）
- ・ 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）
- ・ 大容量ポンプ
- ・ B計器用空気圧縮機（海水冷却）

また、主蒸気逃がし弁が動作可能な環境条件を明確にする。

1次冷却系の減圧設備である加圧器逃がし弁の機能が喪失した場合は、窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）、可搬式整流器及び制御用空気により加圧器逃がし弁の機能を回復させることで、1次冷却系の減圧を行う手段がある。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）
- ・ 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）
- ・ 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 可搬式整流器
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 可搬式オイルポンプ
- ・ タンクローリー
- ・ 燃料油移送ポンプ
- ・ 大容量ポンプ
- ・ B計器用空気圧縮機（海水冷却）

また、加圧器逃がし弁が動作可能な環境条件を明確にする。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は機能回復のため現場において窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）を接続するのと同様以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。

加圧器逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）、空冷式非常用発電装置、可搬式整流器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源系統が喪失しても1次冷却系を減圧するために必要な設備の機能を回復できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）

窒素ボンベの容量から使用時間に制限があるものの、事

象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

- ・ 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）

交流電源の回復までに時間を要するが、事象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

- ・ 大容量ポンプ、B計器用空気圧縮機（海水冷却）

大容量ポンプを用いて補機冷却水（海水）を通水するまでに約6時間を要するが、B計器用空気圧縮機の機能回復により、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

c. 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

(a) 対応手段

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁による1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系を減圧する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準及び基準規則の要求により選定した、加圧器逃がし弁を

重大事故等対処設備と位置づける。

d. 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器伝熱管破損発生時に、破損側蒸気発生器を隔離できない場合、1次冷却材が格納容器外へ漏えいする。格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

e. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

インターフェイスシステムLOCA発生時に、漏えい箇所を隔離できない場合、1次冷却材が格納容器外へ漏えいする。格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

f. 手順等

上記のa.、b.、c.、d.及びe.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.3.5表、第1.3.6表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.3.1表～第1.3.4表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.3.2 重大事故等時の手順等

1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード

蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器逃がし弁を用いて1次冷却系を減圧する手順を整備する。ただし、この手順は1次冷却系のフィードアンドブリードであり、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開操作する。

a. 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器水位計（広域）指示値が10%未満）になった場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

- ⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立し、1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、運転員等に1次冷却系の減圧を指示する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系の減圧を開始する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室で破損側蒸気発生器2次側への漏えい量抑制のため、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。
- ⑩ 当直課長は、安全注入停止条件を確認し、運転員等に充てん／高圧注入ポンプによる注水を安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替えるよう指示する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室で安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替える。
- ⑫ 運転員等は、余熱除去系の運転条件を満足していることを確認し、長期的に余熱除去系による冷却を行う。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等2名、現場にて運転員等2名により作業を実施する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、1次冷却材の格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するため早期の1次冷却系の減温、減圧及び保有水量を確保するための原子炉への注水が必要となる。

格納容器外への1次冷却材の漏えいを停止するため、破損箇所を早期に発見し隔離する。

隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系を減圧することにより1次冷却材の漏えい量を抑制する。

低温停止に移行する場合、余熱除去系による原子炉の冷却が困難であれば、蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。

化学体積制御系から 1 次冷却材が格納容器外へ漏えいした場合においてもインターフェイスシステム L O C A と同様の兆候を示すが、対応手順は設計基準事故の対象として整備している。

(添付資料 1.3.18)

(1) 手順着手の判断基準

1 次冷却材圧力、加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイスシステム L O C A の発生を判断した場合。

(2) 操作手順

格納容器外で 1 次冷却材の漏えいが生じた場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第 1.3.20 図に、フローチャートを第 1.3.21 図に示す。

(添付資料 1.3.19)

- ① 当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号の作動による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき格納容器外で余熱除去系の漏えいによるインターフェイスシステム L O C A の発生を判断し、運転員等に、破損箇所の隔離等を指示する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で余熱除去ポンプを全台停止する。また、中央制御室で燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系の隔離を行う。1 次冷却系の保有水量低下を抑制するために、1 次冷却系と余熱除去系の隔離を行う。
- ④ 運転員等は、中央制御室及び現場で 1 次系純水タンク、ほう酸タンク

ク、2次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの補給を行う。

- ⑤ 当直課長は、余熱除去系の破損箇所の隔離ができない場合、運転員等に主蒸気逃がし弁開操作による1次冷却系の減温、減圧を指示する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁を開操作し、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度により、1次冷却系が減温、減圧できていることを確認する。
- ⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立すること及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、運転員等に加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系の減圧を指示する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却材圧力により1次冷却系が減圧できていることを確認する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力が約0.6MPa〔gage〕に下がった場合又は安全注入停止条件が満足していることを確認した場合は、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室で安全注入停止条件を満足していることを確認し、充てん／高圧注入ポンプによる注水を安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替える。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室で破損側余熱除去系の弁を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系からの漏えいを停止する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁及び電動補助給水ポンプにより、蒸気発生器を用いた冷却が可能であることを確認し、長期的に蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等2名、現場にて運転員等2名により作業を実施する。

また、インターフェイスシステムLOCA発生時は格納容器内外のパラメータ等によりインターフェイスシステムLOCAと判断するが、余

熱除去系は原子炉補助建屋内において各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ、火災報知器等により、漏えい場所を特定するための参考情報の入手及び原子炉補助建屋の状況を確認する。

(添付資料 1.3.20、1.3.21)

第 1.3.3 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類*	整備する手順書	手順の分類
格納容器雰囲気直接加熱防止	—	加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧	加圧器逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書

※：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.4 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(蒸気発生器伝熱管破損、インターフェイスシステムLOCA)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類*	整備する手順書	手順の分類
蒸気発生器伝熱管破損	—	1次冷却系の減圧	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	蒸気発生器伝熱管損傷時の対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
	加圧器逃がし弁						
インターフェイスシステムLOCA	—	1次冷却系の減圧	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	インターフェイスシステムLOCA時の対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
	加圧器逃がし弁						

※：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

監視計器一覧（15 / 16）

対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器
1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順		
—	判断基準	信号
		・安全注入作動警報
		格納容器バイパス の監視
		・冷却材圧力計（広域）
		・加圧器水位計
		・補助建屋サンプル水位計
		・補助建屋排気筒ガスモニタ
		・余熱除去ポンプ出口圧力計
		・加圧器逃がしタンク水位計
・加圧器逃がしタンク圧力計		
・加圧器逃がしタンク温度計		

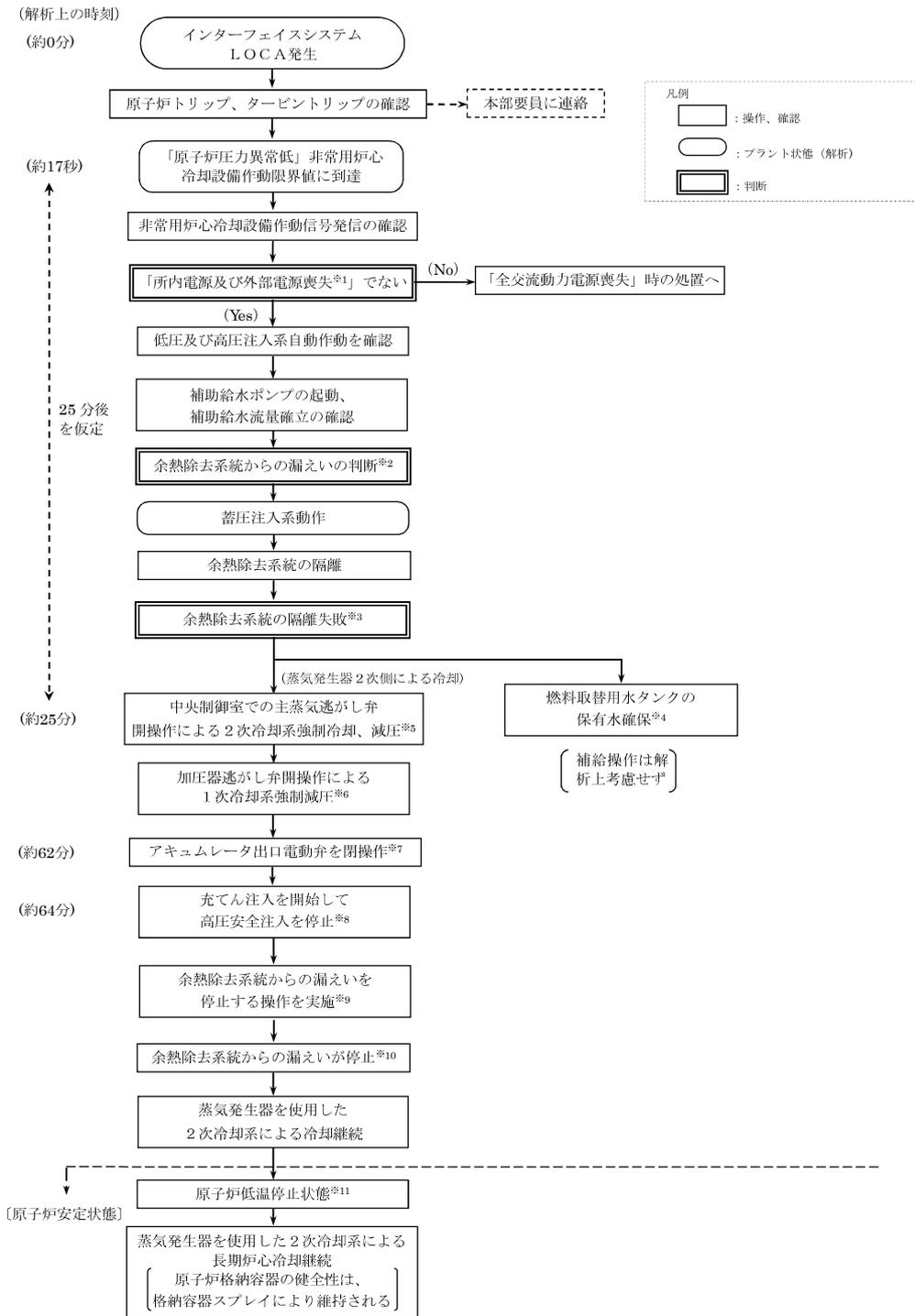
監視計器一覧（16 / 16）

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順			
—	操作	格納容器バイパス の監視	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内 の温度	・1次冷却材高温側広域温度計 ・1次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内 の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンク の確保	・補助給水流量計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・主蒸気圧力計
		原子炉圧力容器内 への注水量	・安全注入流量計 ・充てん流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・1次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
・2次系純水タンク水位計 ・復水タンク水位計			

手順の項目	必要な要員と作業項目	手順の内容	経過時間(分)		備考
			経過時間(分)	経過時間(時間)	
手続の項目	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	手順の内容	10 20 30 40 50 60 70	1 2 3 4 5 6	
状況判断	当直課長	<ul style="list-style-type: none"> ●運転操作指揮 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●安全注入シケウケ動作確認 ●余熱除去系統からの滞えいの判断(中央制御室確認) 	約62分 アキュムレータ隔離 約25分 2次冷却系強制冷却開始 約64分 充てん開始、安全注入停止		
1次冷却系強制減圧操作	運転員A	<ul style="list-style-type: none"> ●加圧器過かし弁開操作 ※1(中央制御室操作) 	1分		※1:1次冷却系のサブプール度を確保した段階で必要により実施する。今回の解析においては、操作条件に適しないため実施していない。
余熱除去系統の分離、隔離	運転員B	<ul style="list-style-type: none"> ●余熱除去系統の燃料取替用水タンクからの隔離操作 	5分		
2次冷却系強制冷却操作	運転員B	<ul style="list-style-type: none"> ●補助給水ポンプ起動確認、補助給水流量確立の確認 ●主蒸気過かし弁開操作(中央制御室操作) 	4分 1分		2次冷却系強制冷却が、解析上、期待している約25分までに実施できる。
燃料取替用水タンク補給操作(解析上考慮せず)	運転員D	<ul style="list-style-type: none"> ●燃料取替用水タンク補給系統構成(現場操作) 	25分		※2:余熱除去系群隔離操作を適宜実施する。
充てん開始、安全注入停止操作	運転員B	<ul style="list-style-type: none"> ●燃料取替用水タンク補給操作(中央制御室操作) ●充てん注入開始操作 ●高圧安全注入停止操作(中央制御室操作) 	10分 5分 5分		
アキュムレータ出口電動弁操作	運転員A	<ul style="list-style-type: none"> ●アキュムレータ出口電動弁開操作(中央制御室操作) 	5分		
電源盤確認、復旧操作	運転員C	<ul style="list-style-type: none"> ●電源盤確認、復旧操作 ※3(現場操作) 	30分		復旧に失敗 ※3:電源盤確認操作に要する時間はのちに補修される。その後は他に考えられる原因を調査し回復を試みる。
機器の復旧作業	保修班等	<ul style="list-style-type: none"> ●電源盤確認、機能喪失した機器の復旧作業 ※4(現場操作) 			※4:通常の交通状態での作業を期待。

上記要員に加え、緊急時対応本部要員(名)にて関係各所に通報連絡を行う。なお、各設定時間は現場移動を含む作業時間等を考慮したものであり、運転員は手書きに従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。また、運転員が解析上設定した操作条件時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については設定時間により算出。)

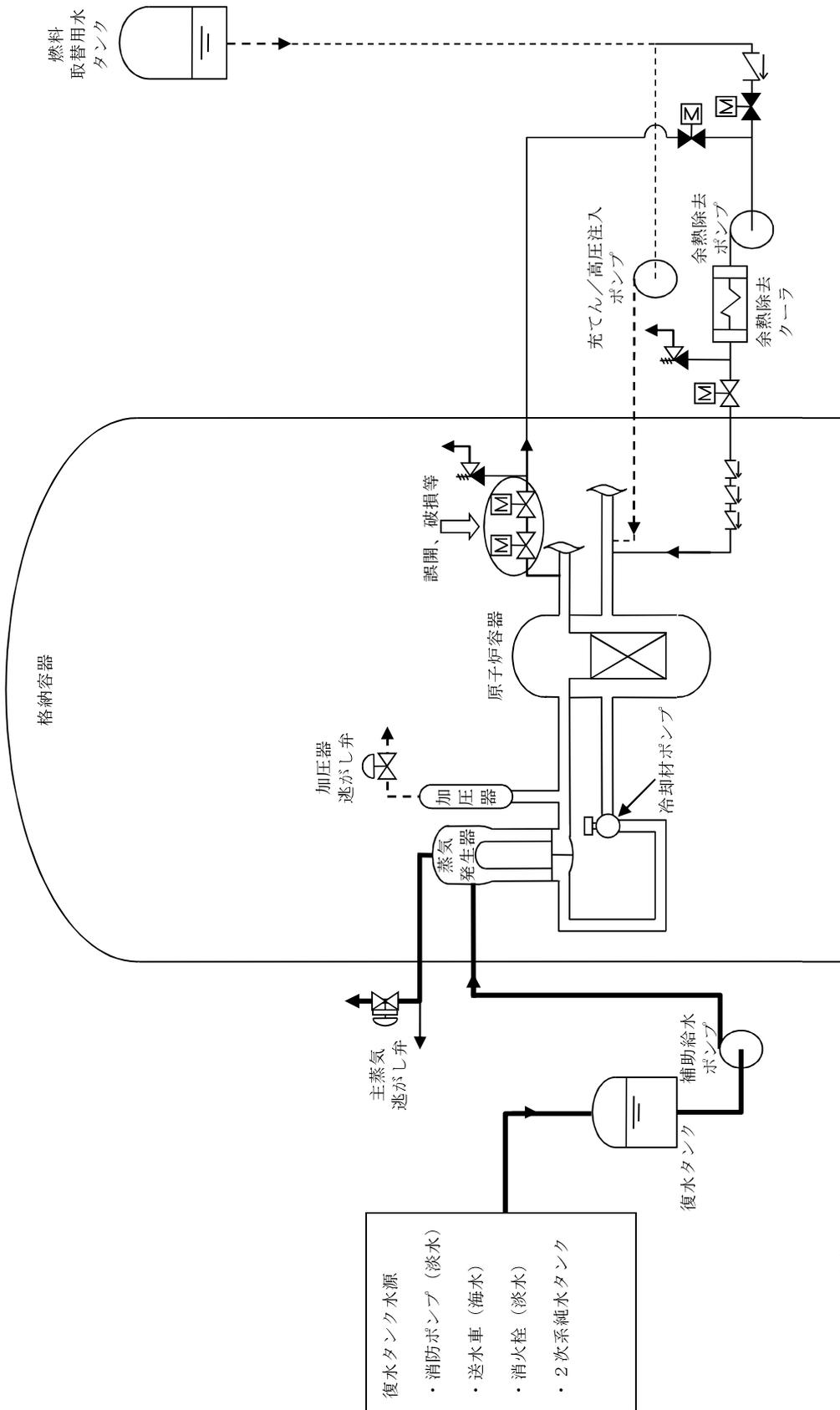
第1.3.20図 インターフェェイスシステムLOCA発生時の手順 タイムチャート



- ※1 : すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
- ※2 : 余熱除去系統からの漏えいは以下で確認。
 ・補助建屋内放射線監視モニタ、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ、加圧器水位及び圧力、補助建屋サンプル水位、余熱除去ポンプ出口圧力
- ※3 : 余熱除去系統からの漏えいを隔離できないものとする。
- ※4 : 燃料取替用水タンクへの補給操作。
 ・原子炉補給水制御系 (ほう酸タンク、1次系純水タンク)
 ・1次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由等。
- ※5 : 漏えいしている余熱除去系統の隔離操作等の時間を考慮して、解析上では、約25分後の開始としているが、実際の操作では、準備が完了した段階で1次冷却系保有水の減少抑制のために実施する。
- ※6 : 実際の操作においては、2次冷却系強制冷却による1次冷却系のサブクール度の確保を確認した段階で必要により実施し、保有水の確保を図る。
 また、その後の漏えい量低減のため、操作は適宜実施。
- ※7 : 冷却材圧力(広域)計指示が0.6MPa[gage]になれば開操作する。
- ※8 : 原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、充てん注入は高圧注入系の停止準備が整ってから開始する。
- ※9 : 隔離は余熱除去ポンプ入口弁閉操作で可能と想定する。
- ※10 : 余熱除去系統からの漏えい停止は以下で確認。
 ・余熱除去ポンプ出口圧力、加圧器圧力及び水位、1次冷却材圧力、充てん流量、原子炉水位及び燃料取替用水タンク水位等の挙動から総合的に確認する。
- ※11 : 漏えいが停止し、1次冷却材温度が安定または低下傾向。

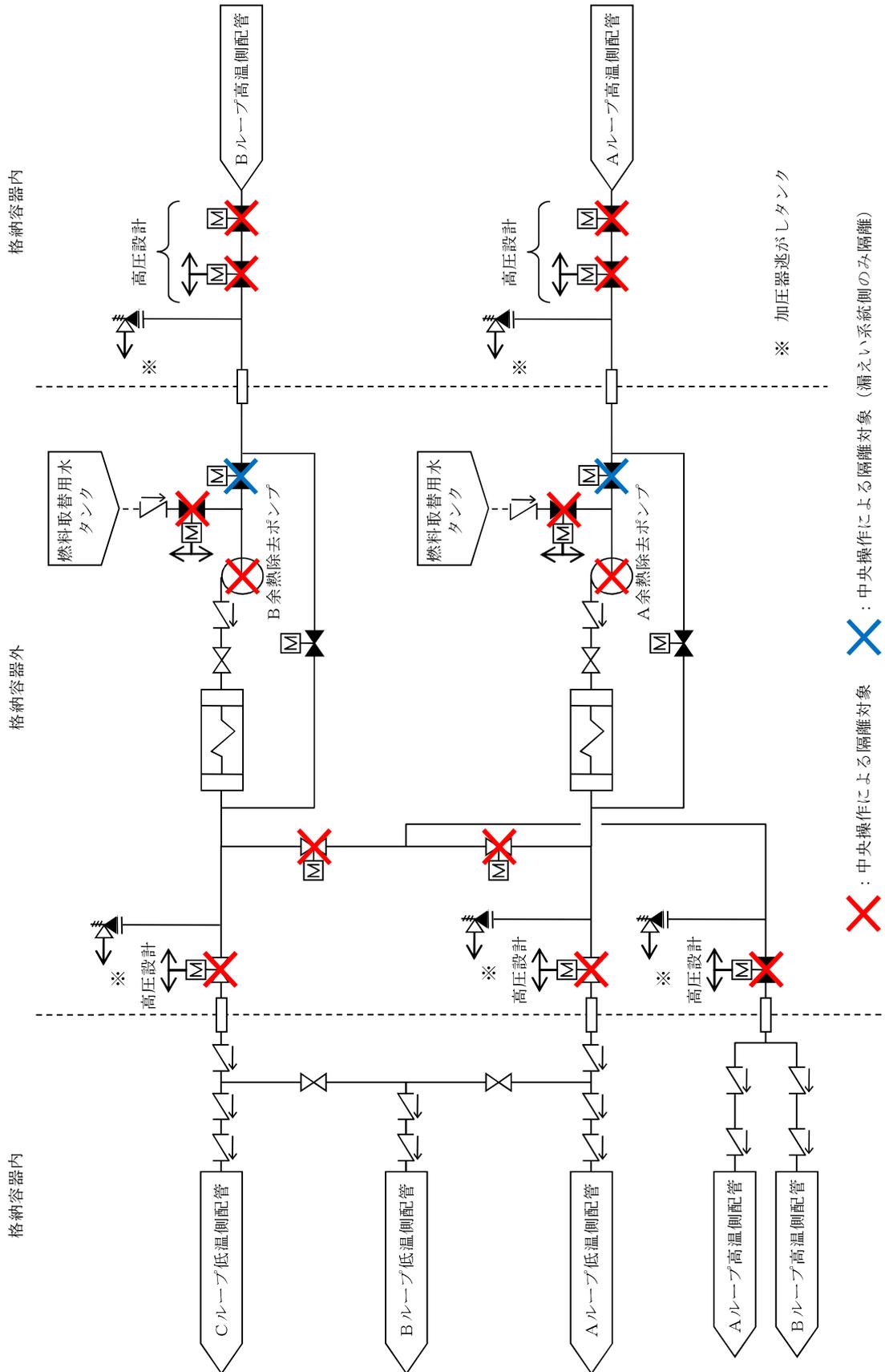
第 1.3.21 図 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順

インターフェイスシステムLOCA時の概略図



インターフェイスシステムLOCA時の概略図

-----: 短期対策
 —————: 短期及び長期対策



✕ : 中央操作による隔離対象
✕ : 中央操作による隔離対象 (漏えい系統側のみ隔離)

※ 加圧器逃がしタンク

インターフェイスシステムLOCA時の余熱除去系隔離の概略図

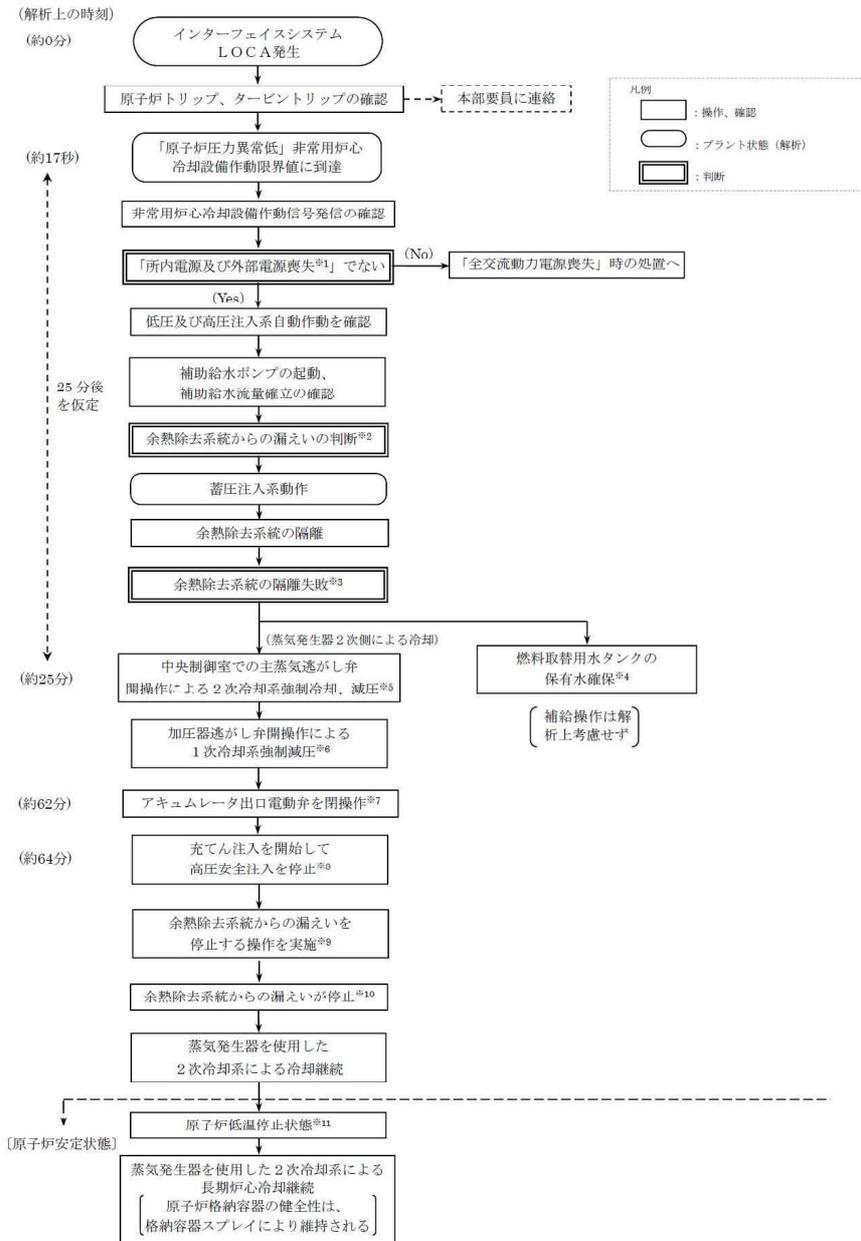
インターフェイスシステム L O C A 発生時の余熱除去系隔離操作の成立性について

美浜 3 号炉においてインターフェイスシステム L O C A（以下、「I S - L O C A」という。）が発生した場合、図 1 に示すとおり、主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による 1 次冷却系減圧操作のほか、余熱除去ポンプ入口に設置された電動弁（以下、「電動弁」という。）を遠隔で閉操作することにより余熱除去系を隔離し、事象を収束させるとともに、蒸気発生器による炉心冷却により長期的に冷却を継続する。

以下に、漏えいが発生している余熱除去系を隔離するための電動弁の閉操作の成立性及びその他の対応操作の成立性についてもあわせて説明する。

1. 電動弁の閉操作手順

I S - L O C A 発生時において必要な対応操作については、すべて中央制御室からの操作による。重大事故等対策の有効性評価の解析においては、図 1 の通り解析期間中において電動弁の閉止については想定していないが、実際の操作としては早期の流出停止を目的として、1 次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、中央制御室より操作を実施することとし、事象発生から 30 分以内に閉操作することが可能である。



- ※1 : すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
- ※2 : 余熱除去系統からの漏えいは以下で確認。
・ 補助建屋内放射線監視モニタ、蒸気発生器細管漏えい監視モニタ、加圧器水位及び圧力、補助建屋サンパ水位、余熱除去ポンプ出口圧力
- ※3 : 余熱除去系統からの漏えいを隔離できないものとする。
- ※4 : 燃料取替用水タンクへの補給操作。
・ 原子炉補給水制御系 (ほう酸タンク、1次系純水タンク)
・ 1次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由等。
- ※5 : 漏えいしている余熱除去系統の隔離操作等の時間を考慮して、解析上では、約25分後の開始としているが、実際の操作では、準備が完了した段階で1次冷却系保有水の減少抑制のために実施する。
- ※6 : 実際の操作においては、2次冷却系強制冷却による1次冷却系のサブクール度の確保を確認した段階で必要により実施し、保有水の確保を図る。
また、その後の漏えい量低減のため、操作は適宜実施。
- ※7 : 冷却材圧力(広域)計指示が0.6MPa[ゲージ]になれば閉操作する。
- ※8 : 原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、充てん注入は高压注入系の停止準備が整ってから開始する。
- ※9 : 隔離は余熱除去ポンプ入口弁開操作で可能と想定する。
- ※10 : 余熱除去系統からの漏えい停止は以下で確認。
・ 余熱除去ポンプ出口圧力、加圧器圧力及び水位、1次冷却材圧力、充てん流量、原子炉水位及び燃料取替用水タンク水位等の挙動から総合的に確認する。
- ※11 : 漏えいが停止し、1次冷却材温度が安定または低下傾向。

図1 I S - LOCA発生時の対応手順の概要
(重大事故等対策の有効性評価より抜粋)

2. 余熱除去系からの漏えい箇所及び漏えい量

余熱除去系からの漏えい箇所は、I S - L O C Aの有効性評価において想定したとおり、弁、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、余熱除去ポンプ入口ライン逃がし弁（3V-8708A,B、以下「入口逃がし弁」という。）、余熱除去クーラ出口逃がし弁（3V-8860A,B 及び 3V-8861（以下「出口逃がし弁」という。））を想定した。漏えいを想定する箇所を図 2 に示す。また、漏えい量は、I S - L O C Aの有効性評価における 30 分後までの解析結果から、以下のとおりに推移する。（図 3 参照）

- ① I S - L O C A発生時、高温、高圧の 1 次冷却材が余熱除去系に流入し、入口逃がし弁（吹出し圧力：、吹止り圧力：）及び出口逃がし弁（吹出し圧力：、吹止り圧力：）から流出するとともに、弁グランド部、余熱除去ポンプグランド部、余熱除去クーラマンホールフランジ部等から高温の蒸気と水が二相流となって噴出する。
- ② 2 次冷却系強制冷却、減圧操作により、出口逃がし弁及び入口逃がし弁からの漏えいが順次止まるとともに、原子炉補助建屋内での余熱除去系からの漏えい量も徐々に低下する。
- ③ その後、余熱除去系を 1 次冷却系から隔離するために、電動弁の閉操作を開始する。電動弁操作の完了は事象発生 30 分後を想定する。ここで、電動弁閉止後も隔離されていない漏えい弁が美浜 3 号炉の A 系で I S - L O C Aが発生した場合は 1 個存在するが（図 2 参照）、事象発生後 30 分時点で 1 次冷却系の圧力は弁の最高使用圧力（4.1MPa）を下回り（図 4 参照）、また現実的にはグランドパッキンの機能も期待できることから、弁のグランド部からの漏えいは無視できる状態になる。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

新設予定弁閉止後もループの温度と圧力が加わり続ける配管
 ISLOCA時に漏えいが発生すると想定される機器
 新設予定弁閉止後も漏えいが継続すると想定される機器

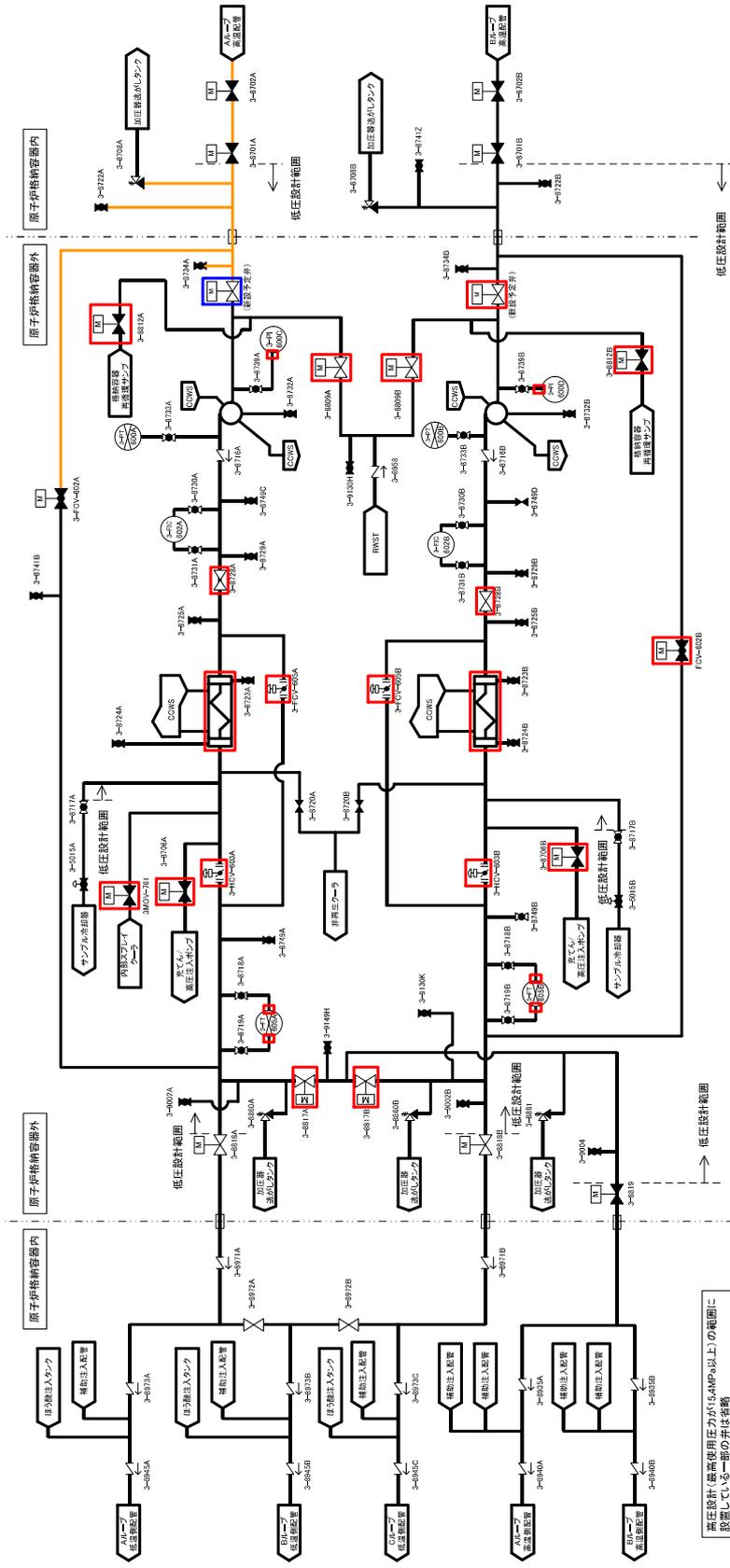


図2 美浜3号炉におけるIS-LOCA発生時に漏えいが発生すると想定される機器
 及び電動弁閉操作後も漏えいが継続すると想定される機器 (A系でIS-LOCA発生時)

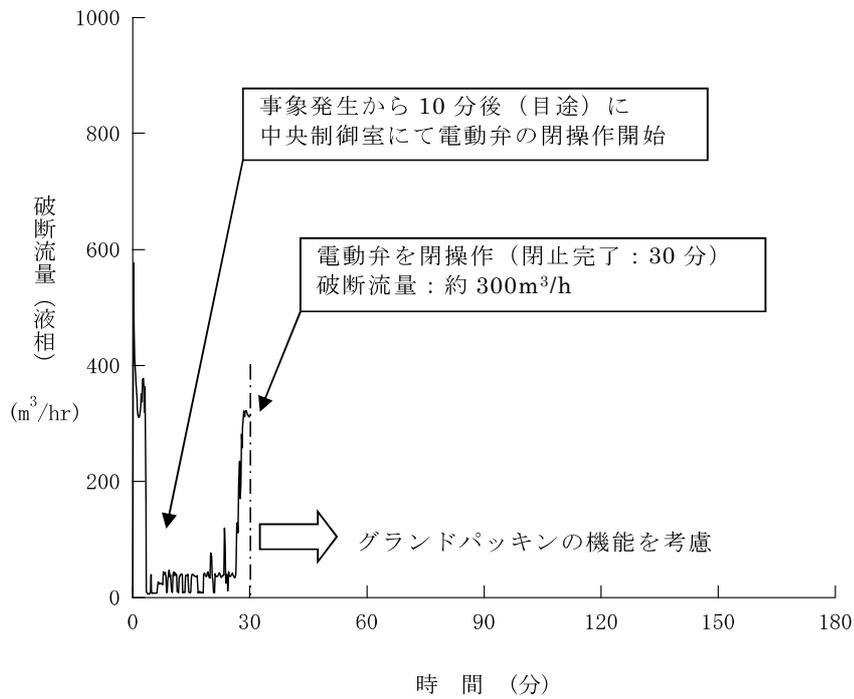


図3 余熱除去系からの漏えい量(原子炉格納容器外への漏えい量)

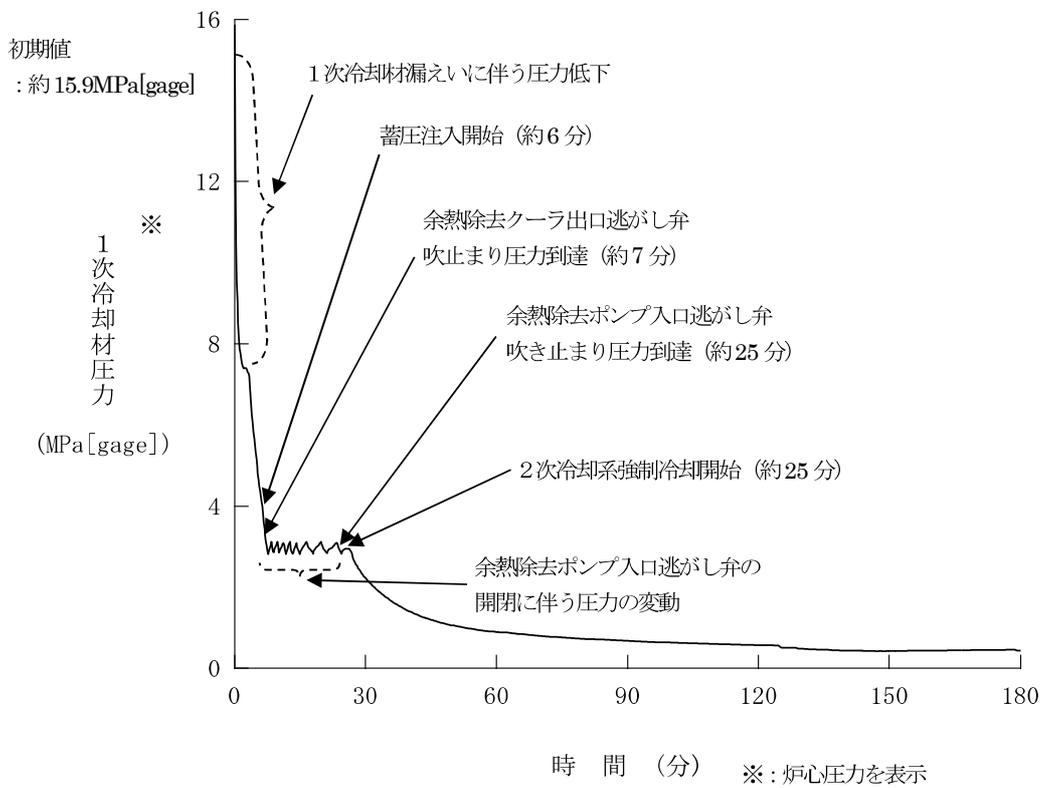


図4 1次冷却材圧力

3. I S - L O C A 発生時の対応操作の成立性

I S - L O C A 発生時においては、原子炉補助建屋内に漏えいした高温水の滞留及び蒸気による雰囲気温度の上昇及び放射線量の上昇が想定されることから、事象を収束し長期冷却を継続するために必要な電動弁の操作性や炉心冷却に関連する機器の機能に影響する可能性がある。

そのため、別紙-1、2 に示すとおり、溢水評価及び雰囲気温度評価を行うとともに、必要な対応操作の成立性及び充てん／高圧注入ポンプの機能維持に関して確認した。その結果を以下に示すとともに表 1 に整理する。

なお、評価においては実際の操作可能時間を考慮し、事象発生から 30 分後に電動弁の閉操作が完了し漏えいが停止するものとした。

(1) 対応操作の成立性

I S - L O C A 発生時において必要な対応操作については、すべて中央制御室からの操作になるため、I S - L O C A 発生時においても操作できる。

(2) 充てん／高圧注入ポンプ等の機能維持

I S - L O C A 発生時においては、事象収束及び長期冷却継続のため、充てん／高圧注入ポンプ、主蒸気逃がし弁、補助給水ポンプ、加圧器逃がし弁のほか、電動弁の機能に期待している。

それらの機器のうち、長期冷却継続のためにその機能に期待する充てん／高圧注入ポンプについて関連計装品を含め I S - L O C A 発生時においてもその機能が維持されることを、以下 a.~c. のとおり確認した。

また、充てん／高圧注入ポンプ以外の機器についても、関連計装品を含め I S - L O C A 発生時においてもそれらの機能が維持されることを確認しており、それらの結果を表 1 に整理する。

a. 溢水による影響（別紙-1 参照）

充てん／高圧注入ポンプは原子炉補助建屋の E.L.+17.0m に設置されており、上階である E.L.+20.0m で発生する漏えい水が伝播する事を考慮しても、同機器室入口に設置されている水切りを超える溢水は生じない事から、溢水による影響は生じない。また、関連計装品についても機能維持されることを確認

している。

補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は区画として分離されている非管理区域に設置されており、関連計装部品も含め漏えいの影響は無く、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁の機能は維持される。

加圧器逃がし弁は原子炉格納容器内に設置されているが、関連計装部品も含め、漏えい箇所である加圧器逃がしタンクと離れていることから、影響は少ない。

電動弁は I S - L O C A にて発生する漏えい水の影響を受ける箇所に設置されているものの電動弁の機能喪失高さは没水水位以上であることから溢水の影響は受けない。また、操作場所については中央制御室での操作であることから溢水の影響は受けない。

b. 雰囲気温度の影響（別紙-2 参照）

充てん／高圧注入ポンプの設置されている原子炉補助建屋 E.L.+17.0m では E.L.+20.0m からの漏えいと下階層からの蒸気の影響により、雰囲気温度は約 71℃まで上昇するが、事象発生後 30 分で漏えいが停止し雰囲気温度は低下する。ポンプ本体については、低温の原子炉補機冷却水が供給されており、ポンプ運転中、メカニカルシール及び軸受部の冷却がなされることから問題とはならない。また、関連計装品についても、機能維持されることを確認している。

補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は区画として分離されている非管理区域に設置されており、関連計装部品も含め漏えいの影響は無く、補助給水ポンプ等の機能は維持される。

加圧器逃がし弁は原子炉格納容器内に設置されているが、関連計装部品も含め、漏えい箇所である加圧器逃がしタンクと離れていることから、影響は少ない。

電動弁は原子炉補助建屋 E.L.+5.3m に設置されており、I S - L O C A 発生初期には、高温の水及び蒸気の漏えいにともない区画の雰囲気温度は、約 101℃まで上昇するが、事象発生後 30 分で漏えいが停止し雰囲気温度は低下する。

電動弁の駆動装置の耐熱性は雰囲気温度評価結果以上であることから、駆動

に問題ない。また、電動弁操作場所は中央制御室であり、漏えいの影響を受けないため、その操作は可能である。

c. 放射線による影響

充てん／高圧注入ポンプ及び関連計装品が、放射線量に対し機能維持されることを確認している。

補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は直接漏えいが発生しない区画（非管理区域）にあり、溢水箇所と分離されているため、放射線源は一切なく、その機能に影響はない。

加圧器逃がし弁は原子炉格納容器に設置されているが、関連計装品も含め、漏えい箇所である加圧器逃がしタンクとは離れていることから、影響は少ない。

電動弁の駆動機構は放射線量に対して機能維持されることから、その機能に影響はない。

(3) 実際の対応操作

a. 対応が早くなる場合の成立性

I S - L O C A発生時においては、解析では解析期間中において電動弁の閉止については想定していないが、実際は中央制御室での操作であることから溢水／雰囲気／放射線の影響は受けなため 30 分以内で閉操作を完了できる。

b. 現実的な漏えい量を想定した場合の成立性

実機において I S - L O C Aが発生した場合、解析で用いた破断面積は下表のとおり保守的に設定されていることから、実際の漏えい量が少なくなり、事象進展も遅くなることから、中央制御室での電動弁の閉操作の成立性の観点では余裕が増える方向であり、成立性に問題はない。

	I S - L O C A解析	実際の破断面積
破断面積 (inch ²)	2.08	1.6
等価直径 (inch)	1.6	1.4

表1 I S - L O C A 時の対応操作の成立性確認結果

対応手順	主蒸気逃がし弁による 2次冷却系強制冷却	加圧器逃がし弁による 1次冷却系減圧操作	充てん/高圧注入ポンプによる 炉心注水	破断箇所の隔離
機器	①主蒸気逃がし弁 ②補助給水ポンプ	加圧器逃がし弁	充てん/高圧注入ポンプ	電動弁
設置場所	①非管理区域 ②非管理区域	原子炉格納容器内	原子炉補助建屋 E.L.+17.0m	原子炉周辺建屋 E.L.+5.3m
時間	約25分～(※1) ・中央制御室からの操作である。 るため、操作可能である。	適宜実施(※1) 同左	約42秒～約62分(※1) 同左	30分後(※2) 同左
溢水 評価	主蒸気逃がし弁及び補助給 水ポンプは非管理区域に設 置されており、関連計装品 も含まれ影響はない。	加圧器逃がし弁は原子炉格 納容器に設置されている が、関連計装品も含め、漏 えし箇所である加圧器逃が しタンクと離れていること から、影響は少ない。	充てん/高圧注入ポンプ が設置された区画階層 では上階での漏水の発生 による溢水の伝播が養生 により高さが同室入口の水 切り高さ以上であるため、 関連計装品も影響はない。	・電動弁の機能喪失高さは没水水 位以上であることから溢水の影 響は受けけない。
雰囲気温度 評価	・中央制御室からの操作であ るため、操作可能である。	同左	同左	同左
雰囲気温度 評価	主蒸気逃がし弁及び補助給 水ポンプは非管理区域に設 置されており、関連計装品 も含まれ影響はない。	加圧器逃がし弁は原子炉格 納容器に設置されており、漏 えし箇所である加圧器逃が しタンクと離れていることか ら、影響を受けけない。	充てん/高圧注入ポンプ 及び関連計装品が、雰囲気 温度に対して機能維持(雰 囲気温度の最高値：約 71℃)	・電動弁の駆動機構は雰囲気温度 に対して機能維持されることを確 認。
放射線量 評価	・中央制御室からの操作であ るため、操作可能である。	同左	同左	同左
放射線量 評価	主蒸気逃がし弁及び補助給 水ポンプは非管理区域に設 置されており、関連計装品 も含まれ影響はない。	加圧器逃がし弁は原子炉格 納容器に設置されている が、関連計装品も含め、漏 えし箇所である加圧器逃が しタンクと離れていること から影響は少ない。	充てん/高圧注入ポンプ が、放射線量に対して機能 維持されることを確認。	・電動弁は金属部品で構成されて おり、溢水の影響を受けない。

(※1)：有効性評価解析上の時間
(※2)：実際の操作可能時間を考慮

各評価	上段：機器の操作性 下段：機器の機能維持
-----	-------------------------

I S - L O C A 時の溢水評価

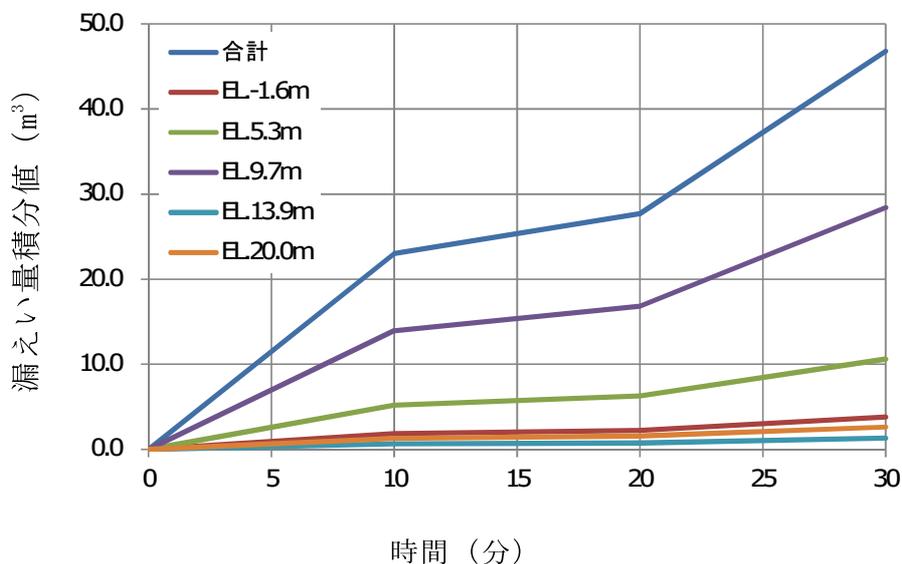
1. 漏えい量評価

1.1 漏えい量評価における評価条件

- ・ 有効性評価において想定したとおり、余熱除去系の弁、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、入口逃がし弁及び出口逃がし弁から漏えいするものと想定する。
- ・ 弁からの漏えいについては、実機にて漏えいが想定される弁を想定し、漏えい量は I S - L O C A の有効性における漏えい量を破断面積比で按分する。
- ・ 評価において余熱除去系の機器からの原子炉補助建屋内での漏えいについては、電動弁の閉操作を事象発生 30 分後に停止するものとした。
- ・ 入口逃がし弁及び出口逃がし弁からの流出については、加圧器逃がしタンクに貯留されることから、原子炉補助建屋内の溢水評価のほか、電動弁の操作環境に影響しないため考慮しない。

1.2 各区画における漏えい量評価結果

各区画における漏えい量については、別図 1-1 のとおり漏えいを想定する余熱除去クーラと弁が設置された E.L.+9.7m での漏えい量が最大となった。



別図 1-1 各区画における漏えい量積分値

※E.L.+17.0m には漏えい機器なし

2. 水没評価

2.1 水没評価における評価の条件

漏えいが想定される設備の配置と溢水状況について、別図 1-2 に示す。また、機器等の水没評価における主な解析条件は次の通り。

- ・ 「1.2 各区画における漏えい量」にて評価した漏えい水は、目皿による排水効果を考慮せずに漏えい発生区画で溢水したのちに、水勾配や堰を超える場合には伝播する事を考慮し、機器ハッチや階段室等の床開口部を通じて流下していく。
- ・ 原子炉補助建屋内で発生した漏えい水は全て原子炉補助建屋最下層に集液され、その後に床ドレン配管により補助建屋サンプに集まるが、補助建屋サンプは満水である事を想定し、原子炉補助建屋 E.L. - 1.6m の全区画に溢水する。
- ・ 水没評価においては電動弁の閉操作が完了することにより漏えいが停止する 30 分後時点における漏えい量での評価を行う。

2.2 水没評価結果

美浜 3 号炉の各区画を含む各階の溢水評価を別図 1-3～1-8 に示すとともに、事象収束及び長期冷却継続のために必要な充てん／高圧注入ポンプ、主蒸気逃がし弁、補助給水ポンプ、加圧器逃がし弁のほか、電動弁の評価結果について以下に示す。

(1) 充てん／高圧注入ポンプ

充てん／高圧注入ポンプは E.L. + 17.0m に設置されており、上階である E.L. + 20.0m で発生する漏えい水が伝播する事を考慮しても、別図 1-4 に示すとおり、同機器室入口に設置されている水切りを超える溢水は生じない事から、溢水による影響は生じない。

(2) 補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁

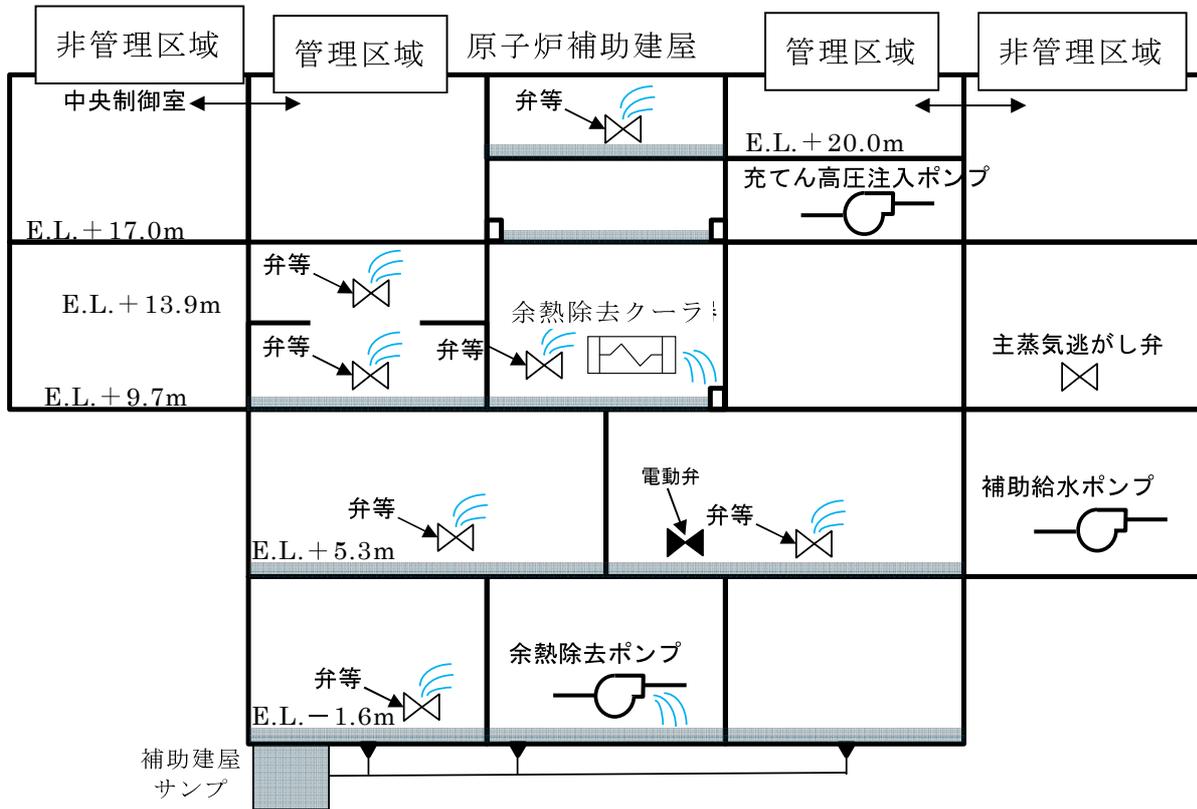
補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は区画として分離されている非管理区域に設置されており、関連計装品も含め漏えいの影響は無く、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁の機能は維持される。

(3) 加圧器逃がし弁

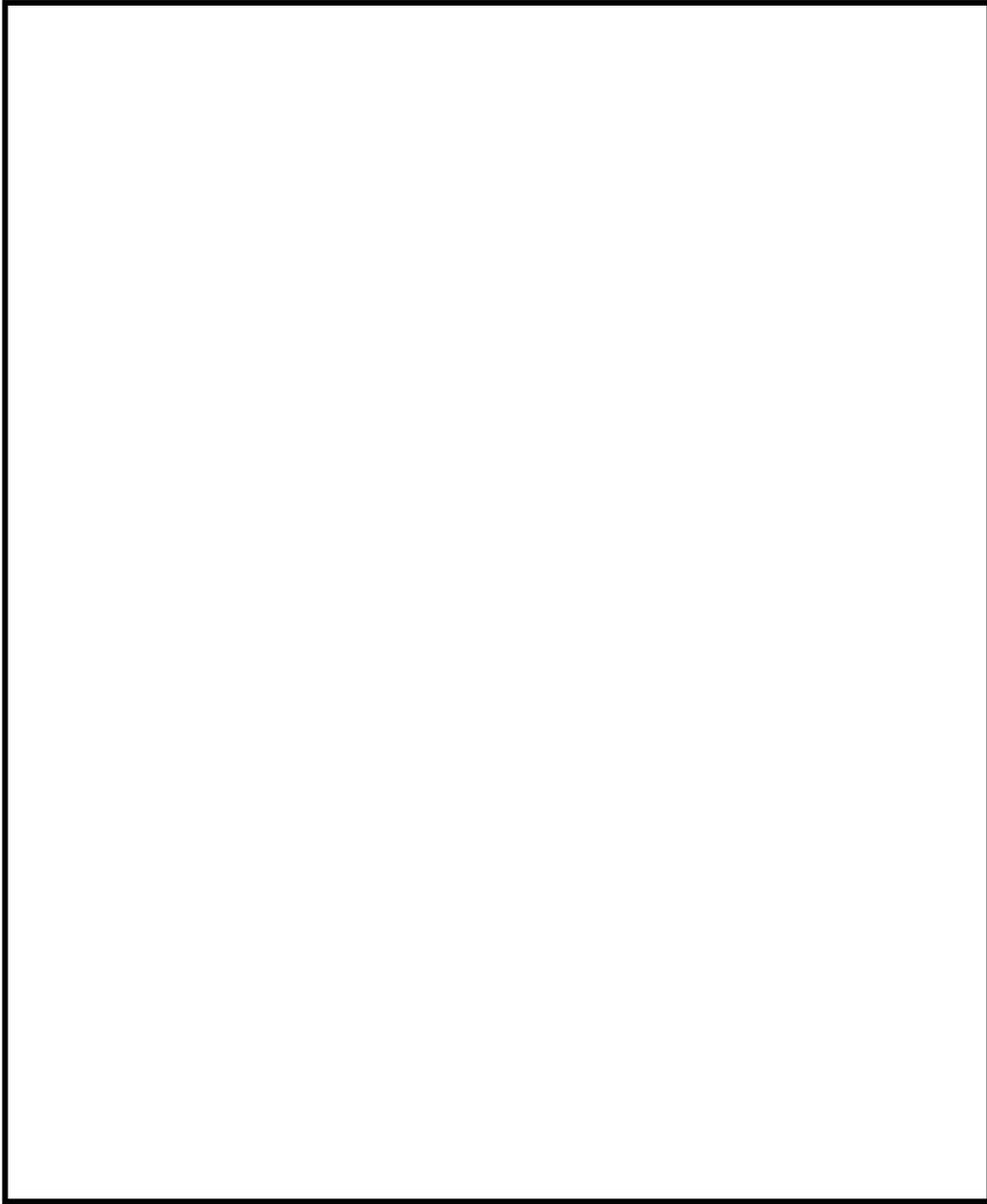
加圧器逃がし弁は原子炉格納容器内に設置されているが、関連計装品も含め、漏えい箇所である加圧器逃がしタンクと離れていることから、影響は少ない。

(4) 電動弁

IS-LOCAにて発生する漏えい水の影響を受けない場所に電動弁を設置しており、電動弁の操作性に影響は生じない。

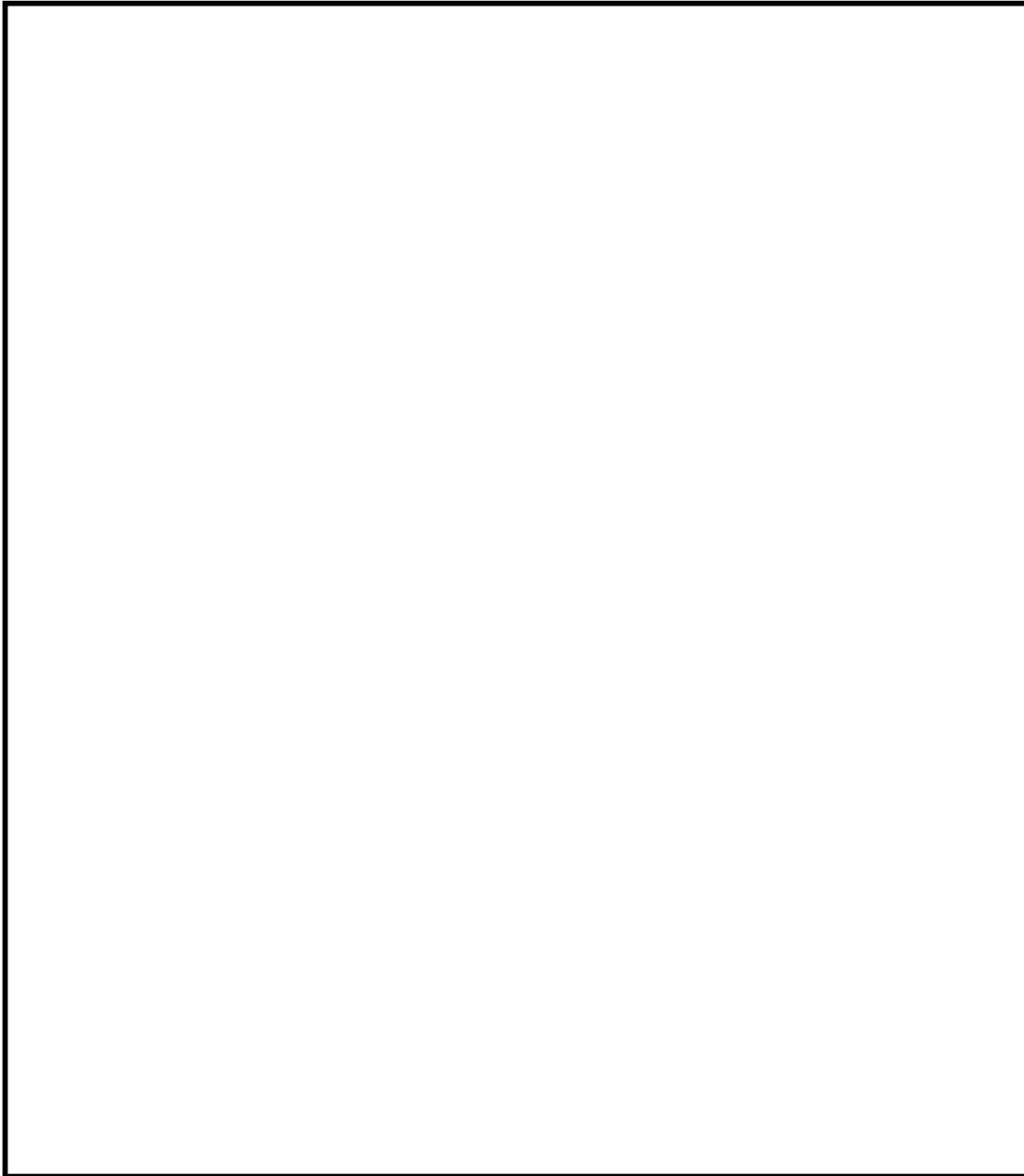


別図 1-2 溢水状況概念図



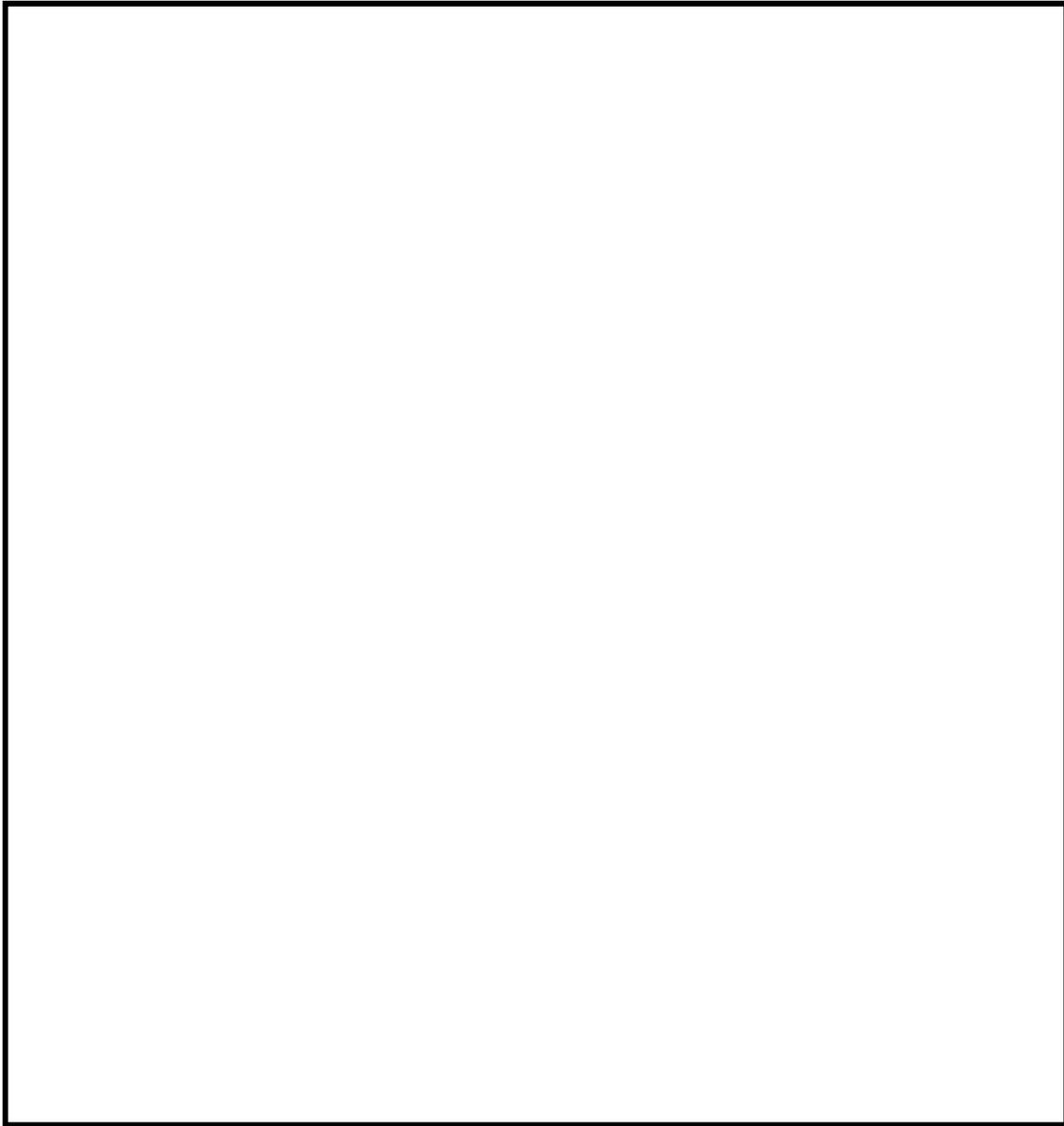
別図 1-3 溢水評価 (E.L.+20.0m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



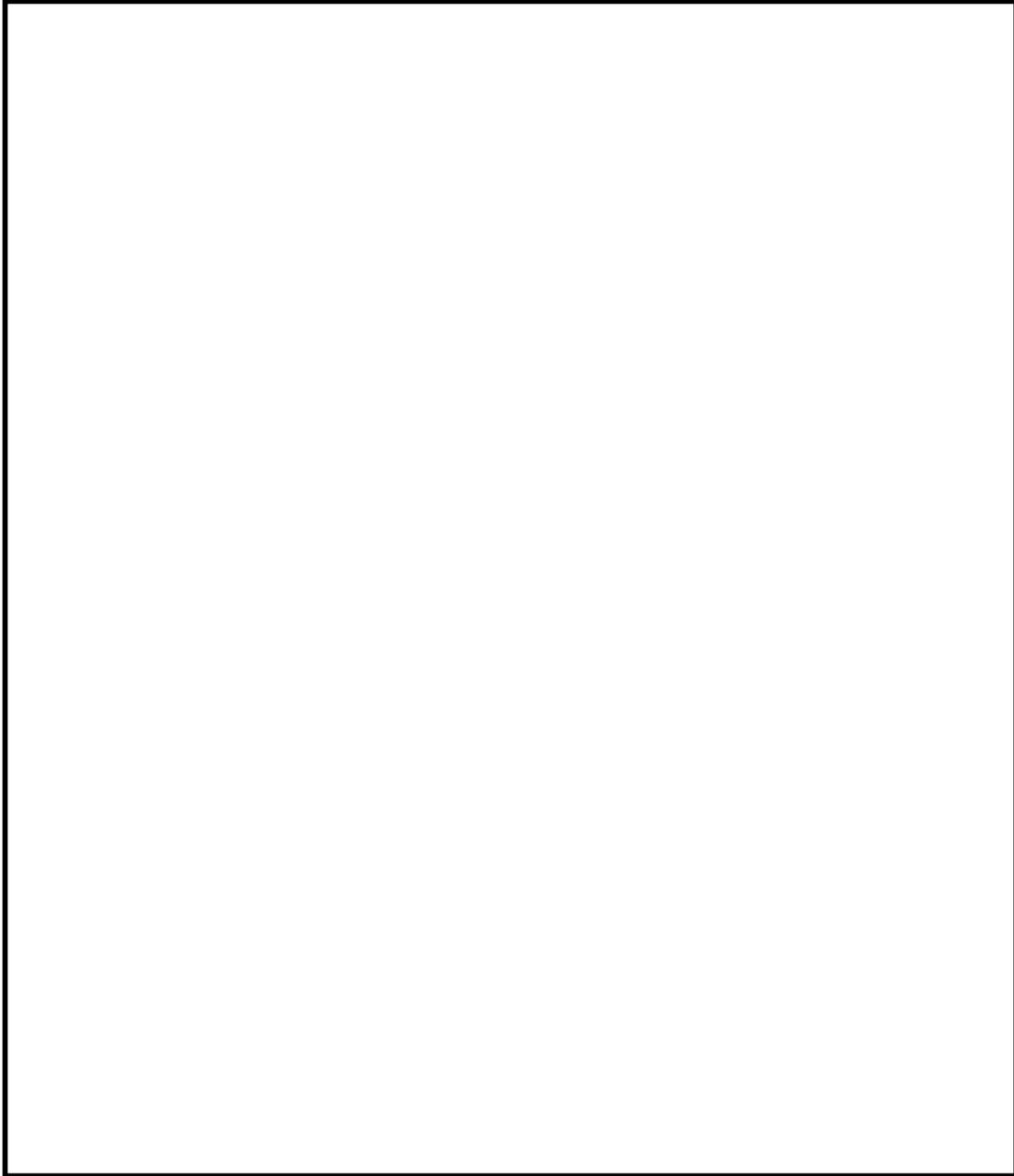
別図 1-4 溢水評価 (E.L.+17.0m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



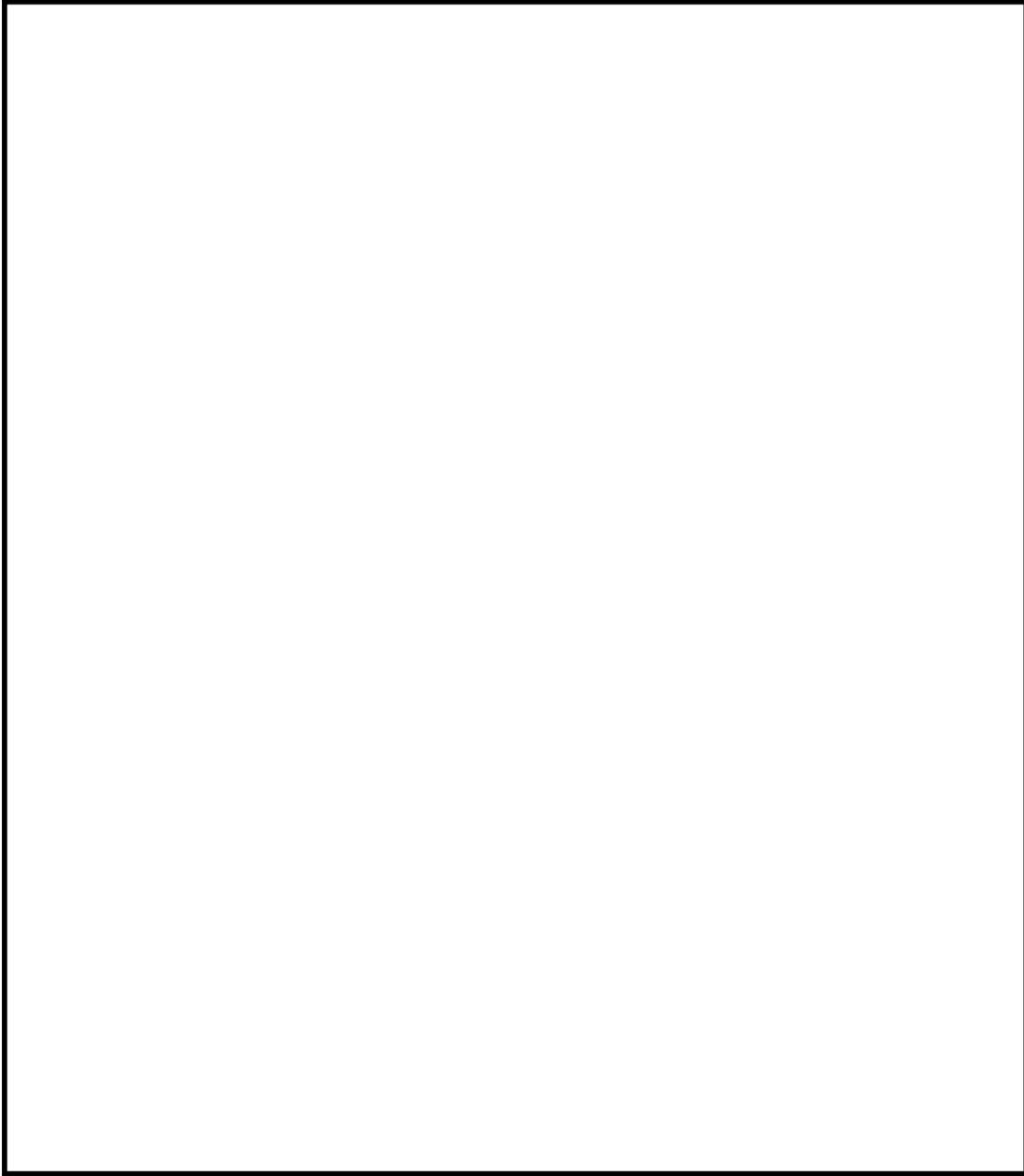
別図 1-5 溢水評価 (E.L. + 13.9m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



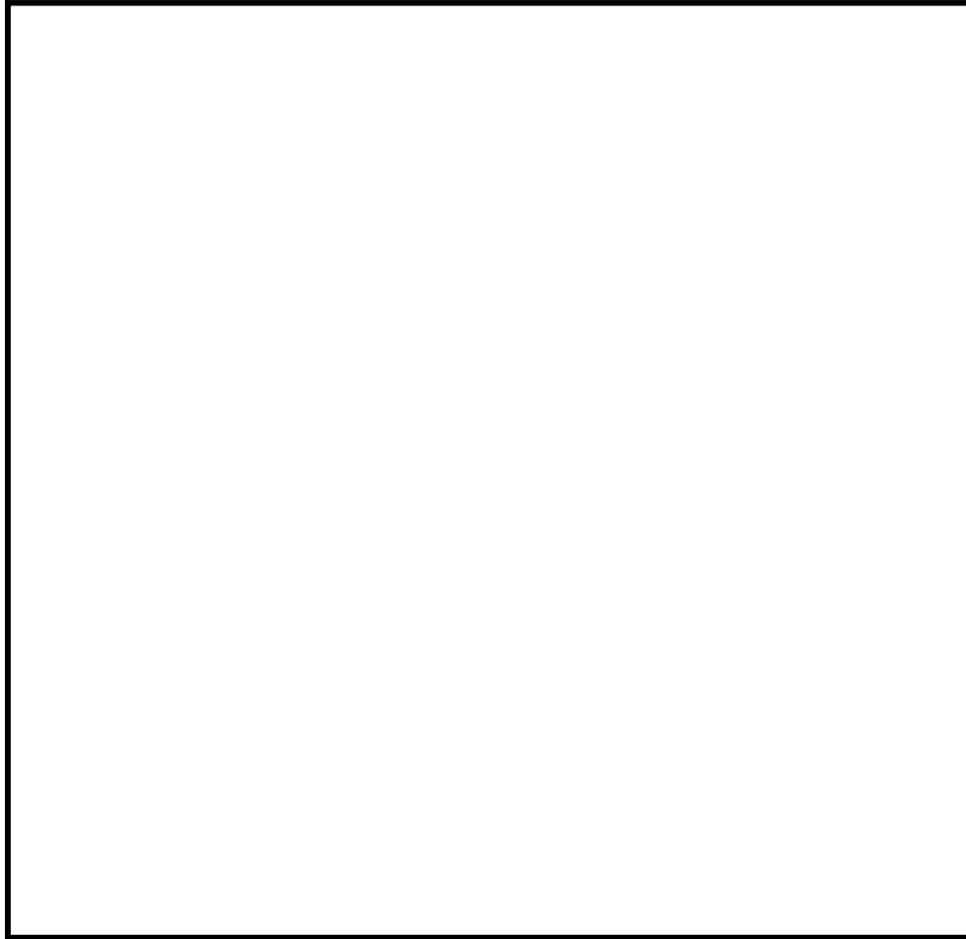
別図 1-6 溢水評価 (EL.9.7m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



別図 1-7 溢水評価 (E.L. + 5.3m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



別図 1-8 溢水評価 (E.L.-1.6m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

I S－L O C A時の雰囲気温度評価

1. 評価条件

原子炉補助建屋における雰囲気温度については、I S－L O C A時に機能維持が必要な機器に対する健全性評価を実施するため、別紙－1で述べた各区画の漏えい量データを用いて、解析コードG O T H I Cにより解析評価を実施した。

【評価条件】

- ・ 美浜3号炉の原子炉補助建屋のうち、扉、階段、機器ハッチ等の開口を介して漏えいの影響が及ぶ範囲を評価対象範囲とする。評価モデルを別図2-1に示す。
- ・ 余熱除去系のA系とB系の2系で漏えいが発生するものと仮定する。
- ・ 漏えいは、電動弁の閉止完了時間（事象発生の30分後）まで継続するものとする。
- ・ コンクリート壁をヒートシンクとして考慮する。

2. 雰囲気温度評価結果

(1) 充てん／高圧注入ポンプ

充てん／高圧注入ポンプは原子炉補助建屋E.L.+17.0mに設置されており、E.L.+20.0mからの漏えいと下階層からの蒸気の影響により、美浜3号炉では別図2-2に示すとおり雰囲気温度は約71℃まで上昇するが、事象発生後30分で電動弁の閉操作が完了することにより漏えいが停止し雰囲気温度は低下する。充てん／高圧注入ポンプ及び関連計装品について、雰囲気温度に対し機能維持されることを確認している。なお、ポンプ本体には、低温の原子炉補機冷却水が供給されており、ポンプ運転中、メカニカルシール及び軸受部の冷却がなされることから問題とはならない。

(2) 補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁

補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は区画として分離されている非管理区域に設置されており、関連計装部品も含め漏えいの影響は無く、補助給水ポンプ等の機能は維持される。

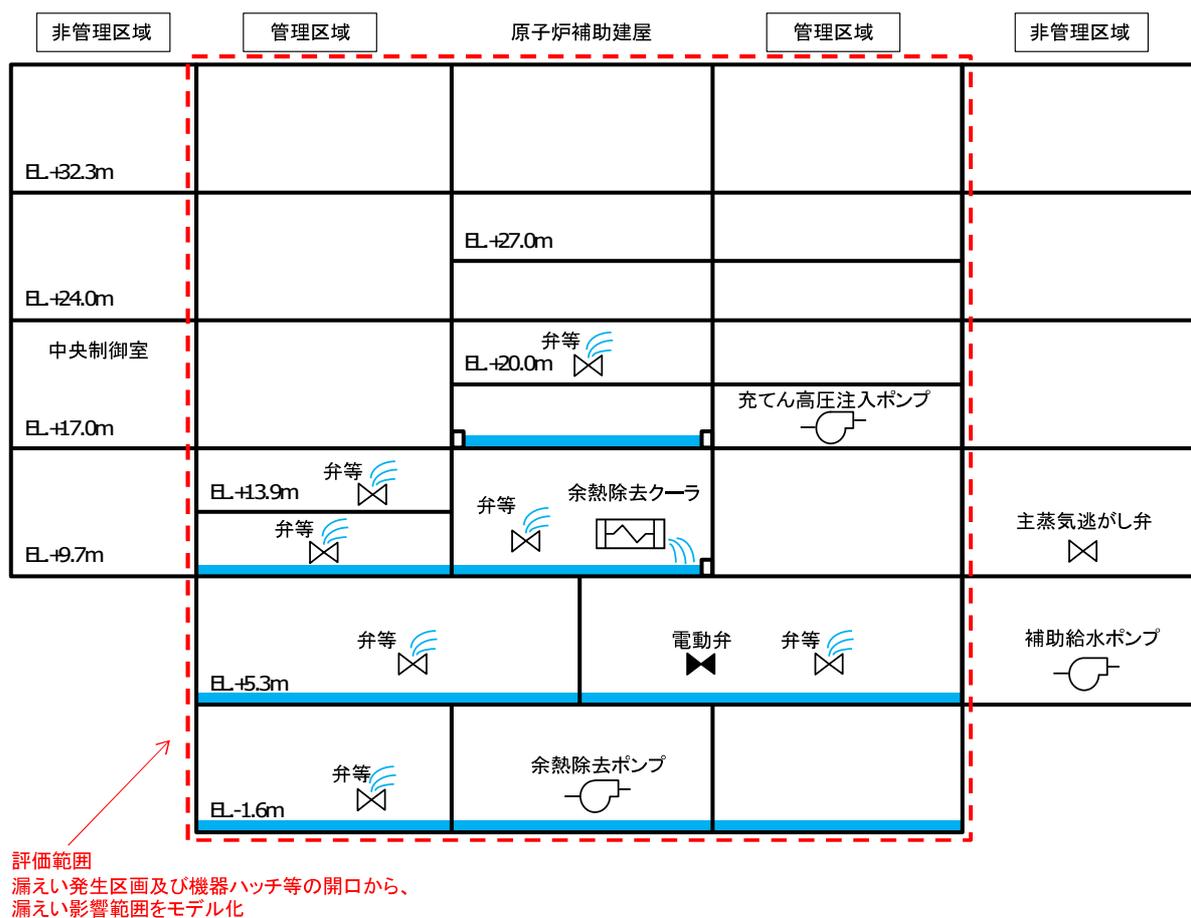
(3) 加圧器逃がし弁

加圧器逃がし弁は原子炉格納容器内に設置されているが、関連計装部品も含め、

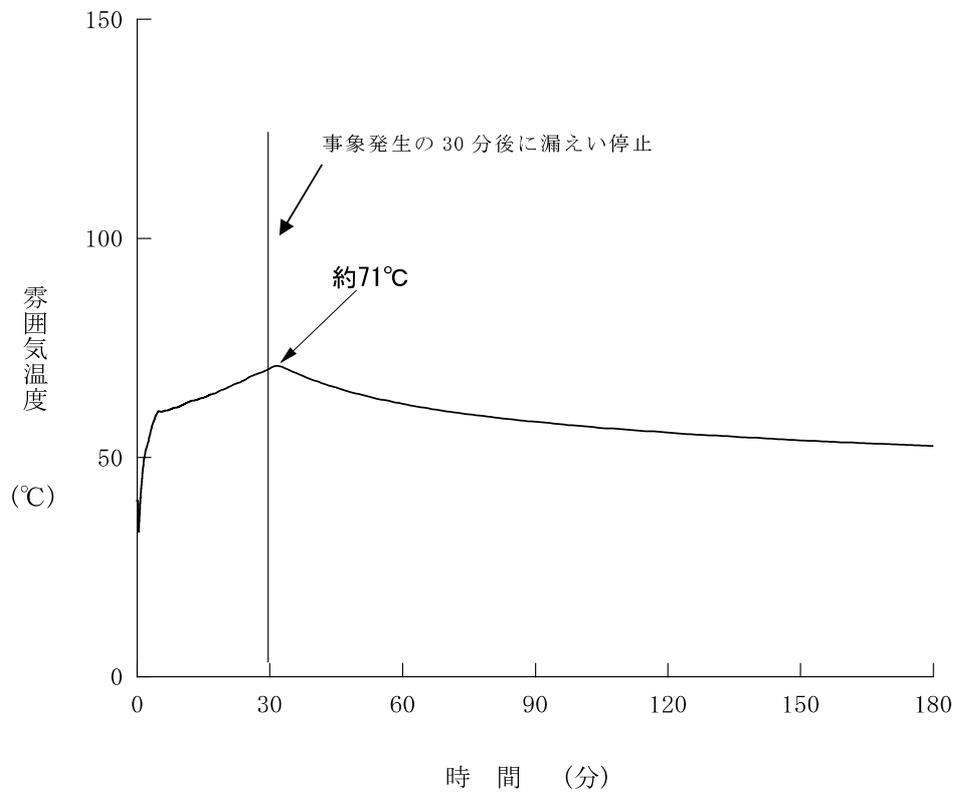
漏えい箇所である加圧器逃がしタンクと離れていることから、影響は少ない。

(4) 電動弁

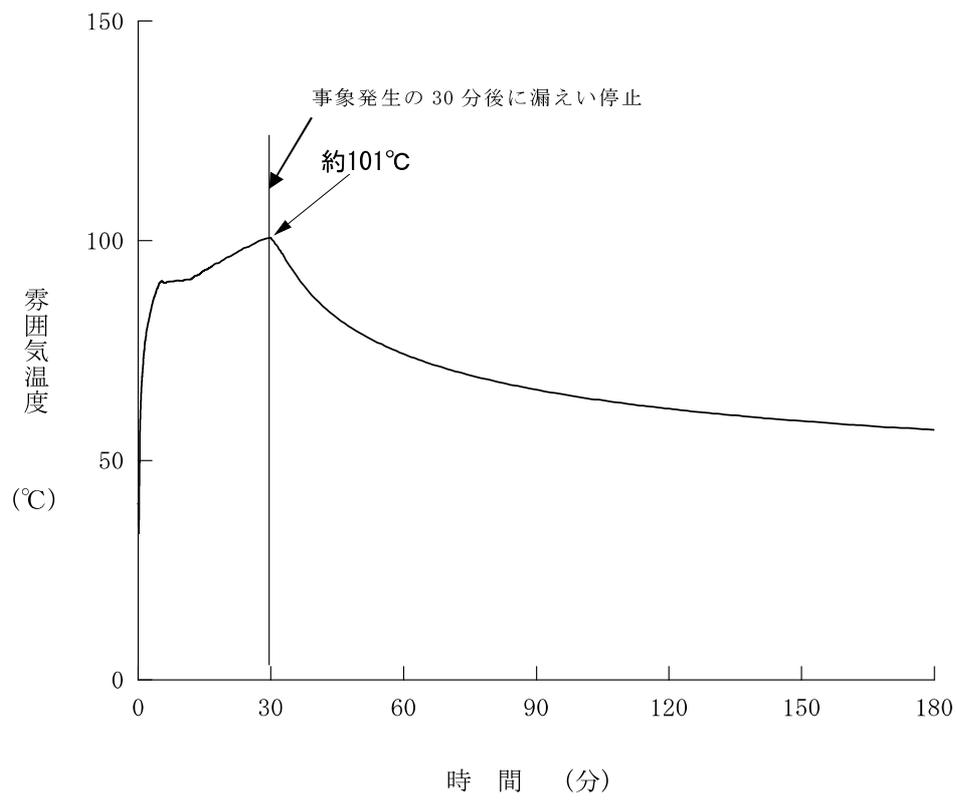
電動弁は原子炉補助建屋 E.L.+5.3m に設置されており、I S - L O C A に伴う高温の水及び高温の蒸気漏えいの影響により、美浜 3 号炉では別図 2-3 に示すとおり雰囲気温度は約 101℃まで上昇するが、事象発生後 30 分で電動弁の閉操作が完了することにより漏えいが停止し雰囲気温度は低下する。電動弁の駆動装置の耐熱性は雰囲気温度評価結果以上であることから、駆動に問題ない。また、電動弁操作場所は中央制御室であり、漏えい影響を受けないため、その操作は可能である。



別図 2-1 美浜 3 号機 I S - L O C A 雰囲気温度評価モデル概念図



別図 2-2 充てん／高圧注入ポンプ設置区画雰囲気温度評価結果



別図 2-3 電動弁設置区画の雰囲気温度評価結果

余熱除去ポンプ入口弁として電動弁を採用する理由について

弊社のプラントでも高浜3，4号炉においては余熱除去ポンプ入口弁としてはツインパワー弁を採用し遠隔操作を可能としたが、美浜3号炉においては以下の理由から電動弁を採用する。

1. 建屋構造の違いによる機器健全性の確保について

美浜3号炉と高浜3，4号炉との大きな相違点としては、I S－L O C A時の漏えい発生箇所である安全補機室の区画分離の有無が挙げられる。高浜3，4号炉については安全補機室が扉等により区画分離されているのに対し、美浜3号炉については区画が分離されているものの扉については格子状の扉で区画分離されているだけであり、I S－L O C A時においては、安全補機室内に拡散した蒸気は原子炉補助建屋全域に蒸気が拡散することとなる。したがって、美浜3号炉は、蒸気放出に伴う雰囲気温度上昇が多区画に及ぶこととなるため、機器の健全性確保の観点からも早期の隔離を実施することが望ましい。

ツインパワー弁による遠隔操作においては、高浜3，4号炉同様に非管理区域に遠隔操作場所を確保できたとしても、遠隔操作場所までの移動時間、遠隔操作場所における作業時間及び弁閉止時間がかかることから、作業開始から弁閉止までの時間についてはある程度の時間がかかることとなる（高浜3，4号炉においては30分を想定）。

一方、電動弁とした場合においては、中央制御室における弁閉止操作が可能となることから、遠隔操作場所までの移動時間、遠隔操作場所における作業時間を大幅に削減できることから、早期隔離の観点から電動弁の方がツインパワー弁に比べ優位であると言える（弁閉止については5分を想定）。

2. 美浜3号炉におけるツインパワー弁工事の施工性について

美浜3号炉においては、ツインパワー弁駆動用の空気供給配管を設置した場合、ツインパワー弁から遠隔操作場所までの空気供給配管ルートにおいては、遮蔽設計区分I（管理区域外）の区画と遮蔽設計区分IV（通常は立ち入り不要のところ）の区画の境界壁を貫通させる必要があり、貫通に伴い遮蔽設計区分の再評価、管理方法の変更や必要に応じて遮蔽壁の設置が必要となる可能性があり、施工性の観点から不確定要素が大きい。

以上の理由から、美浜3号炉においては、高浜3，4号炉の駆動方式であるツインパワ

一機構ではなく電動弁を選択した。

(参考1) 電動弁の電源について

I S - L O C Aが発生する場合においては、外部電源がない場合においても閉止できるようにする必要があることから、非常用母線から給電可能な設計とする。

(参考2) 電動弁設置に伴う影響について

電動弁の設置に伴う影響については、弁の誤動作や誤操作が懸念される。当該弁の誤動作については、信号発信に伴い動作する弁ではないことから誤動作による影響はない。

当該弁の誤操作については、その他作業同様弁操作時においては1操作1確認を実施することから、誤操作の可能性はほとんどないと考える。なお、当該弁については原子炉冷却材圧力バウンダリの外側の弁であり、当該弁の開閉が通常運転中のプラント挙動に直接影響を及ぼすものではないが、通常開運用とすることからプラント起動時に実施する系統前ラインアップにおいて、当該弁が開となっていることを所定のチェックシートにて確認できるように追加することとする。

インターフェイスシステムLOCA時の漏えい確認方法

1. インターフェイスシステムLOCA発生時の判断方法について

インターフェイスシステムLOCAと1次冷却材喪失（LOCA）は、どちらも1次冷却材の漏えい事象だが大きな違いは、漏えい箇所が格納容器の内と外で異なるところである。表1に示すとおり、どちらの事象も1次冷却系保有水に関するパラメータは同様の兆候を示すが、格納容器の内と外でサンプル水位や放射線モニタ等のパラメータに相違があるため、容易にインターフェイスシステムLOCAと判断することができる。

表1 インターフェイスシステムLOCAと1次冷却材喪失（LOCA）時のパラメータの比較について

	各パラメータ	インターフェイスシステムLOCA	1次冷却材喪失（LOCA）
1次冷却系保有水	体積制御タンク水位	低下	←
	充てん流量	増加	←
	加圧器圧力	低下	←
	加圧器水位	低下	←
格納容器	格納容器圧力	変化なし※1	上昇
	格納容器温度	変化なし※1	上昇
格納容器内パラメータ	格納容器サンプル水位	変化なし※1	上昇
	凝縮液量測定装置水位	変化なし※1	上昇
	格納容器じんあい、ガスモニタ（R-11、12） 格納容器入口エアモニタ（R-2）	変化なし※1	上昇
	加圧器逃がしタンク圧力、水位、温度 （余熱除去ポンプ入口ライン逃がし弁、余熱除去クーラ出口逃がし弁動作時）	上昇	変化なし※2
格納容器外パラメータ	補助建屋サンプル水位	上昇	変化なし
	補助建屋排気筒ガスモニタ（R-14）	上昇	変化なし
	余熱除去ポンプ出口圧力	上昇	変化なし

※1 加圧器逃がしタンクラブチャディスクが破損した場合は上昇する。

※2 加圧器安全弁又は加圧器逃がし弁が漏えいした場合は上昇する。

7.1.8 格納容器バイパス

7.1.8.1 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「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステム L O C A」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」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「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに 1 次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1 次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、1 次冷却系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」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、主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、内部スプレポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.8.1 図及び第 7.1.8.2 図に、対応

手順の概要を第 7.1.8.3 図から第 7.1.8.6 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.8.1 表及び第 7.1.8.2 表に示す。

a. インターフェイスシステム L O C A

事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム L O C A」における 3 号炉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及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 9 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 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、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.8.7 図に示す。

(a) プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

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。

(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

(c) 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、冷却材圧力（広域）である。

(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断

余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。

余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(e) 余熱除去系統の隔離

中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離を行う。

また、1次冷却系保有水量低下を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系と余熱除去系統の隔離操作を行う。

なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。

余熱除去系統の隔離に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作

1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンク補給操作を行う。

余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却

中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。

蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。

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次冷却材高温側広域温度等である。

(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧

非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏え

い量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1次冷却系の強制減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(i) 高圧注入から充てん注入への切替え

非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、安全注入流量等である。

(j) アクムレータ出口電動弁閉操作

冷却材圧力（広域）計指示が $0.6\text{MPa}[\text{gage}]$ になれば、アクムレータ出口電動弁を閉操作する。

アクムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(k) 余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認

漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（電動弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。

余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(l) 蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開操作により蒸気発生器2次側を使用した除熱を継続して行う。

蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する

事故

事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉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及び緊急時対策本部要員で構成され、合計9名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長1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、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.8.8図に示す。

(a) プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

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。

(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断

蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。

蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。

(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認

安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動

及び補助給水流量が確立していることを確認する。

補助給水ポンプ起動及び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。

(e) 破損側蒸気発生器の隔離

破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気止弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行う。

(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断

破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。

(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水タンク補給操作を行う。

健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧

非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、冷却材圧力(広域)等である。

(i) アキュムレータ出口電動弁閉操作

蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力がアキュムレータの保持圧力

(4.04MPa[gage])になる前にアキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

アキュムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(j) 高圧注入から充てん注入への切替え

非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、安全注入流量等である。

(k) 余熱除去系による炉心冷却

冷却材圧力（広域）計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側広域温度計指示 177℃以下となり余熱除去システムが使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

(l) 1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止

余熱除去系による冷却継続により、1次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。

破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

以降、長期対策として余熱除去システムによる炉心冷却を継続的に行う。

(m) 1次冷却系のフィードアンドブリード

余熱除去システムが使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。

1次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

(n) 代替再循環運転への切替え

長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位(59%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 64%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA、B内部スプレポンプを経てA内部スプレクーラで冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

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、加圧器における冷却材放出、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、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲とし

て、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 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。

a. インターフェイスシステム L O C A

(a) 事故条件

i. 起回事象

起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁の破断口径については実機における口径を基に、余熱除去クーラ出口逃がし弁の破断口径については口径の標準値として設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。なお、本設定は実機で想定される余熱除去系逃がし弁と余熱除去系機器等の破断口径として設定した合計値と同等である。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却材系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。

(i) 原子炉格納容器外の余熱除去クーラ出口逃がし弁（低温側 2 個、高温側 1 個）

（等価直径約 3.3cm（約 1.3 インチ）相当）

(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁（2 個）

（等価直径約 11cm（約 4.2 インチ）相当）

(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系統機器等

(等価直径約 4.1cm (約 1.6 インチ) 相当)

ii. 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去機能が喪失するものとする。

iii. 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

i. 充てん／高圧注入ポンプ

炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約 220m³/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）を用いるものとする。

ii. 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

iii. アキュムレータ

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。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、アキュムレータの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。

アキュムレータの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1基当たり）

iv. 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。

v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力

余熱除去クーラ出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。

(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。

i. 主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。

ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ. サブクール度 60℃以上で開操作

ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作

(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後

イ. サブクール度 20℃以上で開操作

ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作

iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、アキュムレータを隔離し、

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとして、4 分の操作時間を考慮するものとする。

(i) サブクール度 40℃以上

(ii) 加圧器水位 50%以上

(iii) 1 次冷却材圧力が安定又は上昇、かつアキュムレータ不動作又は隔離中

(iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ 1 台の設計流量以上で注水中

v. 運用上実際の操作では、充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(a) 事故条件

i. 起因事象

起因事象として、1 基の蒸気発生器の伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こすものとする。

ii. 安全機能の喪失に対する仮定

破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。

iii. 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

i. 充てん／高圧注入ポンプ

炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注

入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約220m³/h、0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）を用いるものとする。

ii. 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

iii. 主蒸気逃がし弁

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

(c) 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。

i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから 10 分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気止弁の閉操作を開始し、操作完了に約 2 分を要するものとする。

ii. 健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に 1 分を要するものとする。

iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ. サブクール度 60℃以上で開操作

- ロ. サブクール度 40°C以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作
- (ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後
 - イ. サブクール度 20°C以上で開操作
 - ロ. サブクール度 10°C以下で閉操作
- v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに 2 分の操作時間を考慮するものとする。
 - (i) サブクール度 40°C以上
 - (ii) 加圧器水位 50%以上
 - (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつアキュムレータ不動作又は隔離中
 - (iv) 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ 1 台の設計流量以上で注水中
- vi. 充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。
- vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。
 - (i) 1次冷却材温度 177°C以下
 - (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下

(3) 有効性評価の結果

a. インターフェイスシステム L O C A

インターフェイスシステム L O C A の事象進展を第 7.1.8.4 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、燃料被覆管温度等の 1次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.9 図から第 7.1.8.20 図、給水流量及び蒸気流量の 2次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.21 図及び第 7.1.8.22 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等から

の漏えいにより 1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生約 17 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

事象発生約 7 分後に 1 次冷却材圧力が余熱除去クーラ出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで 1 次冷却系保有水量が回復する。

事象発生約 25 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するとともに、1 次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生約 64 分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。

その後、余熱除去ポンプ入口弁（電動弁）を閉止することで漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.8.9 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから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。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」

における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.233MPa[gage]及び約122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度(122℃)を下回る。

第7.1.8.9図及び第7.1.8.10図に示すように、事象発生の180分後においても1次冷却材圧力及び温度は整定しており、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、事象発生の約380時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第7.1.8.6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、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.8.23図から第7.1.8.32図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.8.33図から第7.1.8.35図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約7分後に「過大温度 ΔT 高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約7分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約8分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することによ

り、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。

加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生の約35分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生の約51分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。その後、事象発生の約2.3時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.8.32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350℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次冷却材圧力は第7.1.8.23図に示すとおり、初期値（約15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから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。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子

炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]及び約 122℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度(122℃)を下回る。

第 7.1.8.23 図及び第 7.1.8.24 図に示すように、事象発生の約 5 時間後においても 1 次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生の約 13 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び内部スプレポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生の約 38 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も内部スプレポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、運転員等操作である 2 次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による 1 次冷却系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制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、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却、並びに 1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充て

ん注入への切替操作とする。

(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、インターフェイスシステム L O C A では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。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次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点と

する 2 次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1 次冷却系の減圧が遅くなることで 1 次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。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 次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1 次冷却系の減圧が遅くなることで 1 次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

1 次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る 2 流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2 次冷却系強制冷却等による減圧時に 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 次冷却材温度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（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

1 次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を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、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1 次冷却材温度が低くなることから、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を

起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を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1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

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、インターフェイスシステムLOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要

はない。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低下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。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低下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、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次冷却系強制冷却等による減圧時に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り、1次冷却系保有水量の低下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、インターフェイスシステムLOCAにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、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により、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下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における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り、漏えい量が少なくなることで1次冷却系保有水量の低下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。

(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7.1.8.3表及び第7.1.8.4表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステムLOCA時の破断口径、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アキュムレータ初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している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る。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却及び1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

インターフェイスシステムLOCA時の破断口径を最確値とした場合、事象初期における破断口径は最確値と同等であるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始に与える影響は小さい。一方、事象進展に伴い余熱除去系逃がし弁が閉止した後は、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入

への切替操作の開始が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータへの影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。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。

インターフェイスシステムLOCA時の破断口径を最確値とした場合、事象初期における破断口径は最確値と同等であるが、事象進展に伴い余熱除去系逃がし弁が閉止した後は、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。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。

アキュムレータの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。アキュムレータの初期保有水量が多い方がアキュムレータ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。その影響を事象推移から確認した結果、アキュムレータによる炉心注水より前に、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b. 操作条件

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

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

インターフェイスシステムLOCAにおける2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし

弁の開閉操作は、第 7.1.8.7 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（電動弁）の開操作は、第 7.1.8.7 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 7.1.8.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

2 次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより 1 次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように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低下が抑制されるため、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、インターフェイスシステム L O C A における 2 次冷却系強制冷却は、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量が少なくなり、1 次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操

作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなることが考えられるが、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように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低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

インターフェイスシステムLOCA時において、2次冷却系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第7.1.8.36図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第7.1.8.36図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第7.1.8.37図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約5時間の

操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.37 図に示す主蒸気逃がし弁開による 1 次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約 3 時間の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれら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、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1 次冷却系への注水、1 次冷却系の減温、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とを確認した。

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

7.1.8.4 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「格納容器バイパス」において、3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 9 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」及び、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。

a. 水源

重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」において、復水タンク（513m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約8.6時間の注水継続が可能であり、この間に送水車を用いた海水補給が可能である。また、燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約64分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。

その後、余熱除去システムからの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。

重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水タンク（513m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約8.6時間の注水継続が可能であり、事象発生の約2.3時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約51分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。

その後、1次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えるこ

とにより長期冷却が可能である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.8.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、1 次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、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「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、内部スプレポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム L O C A」及び「蒸気発生器伝熱管破損

時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」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クールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。

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

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

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション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り、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(インターフェイシステム L O C A) (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・ 非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 	—	—	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
b. 安全注入シークエンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シークエンスが作動していることを確認する。 	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん/高圧注入ポンプ	—	安全注入流量 余熱除去クローラ出口 流量 燃料取替用水タンク 水位 冷却材圧力 (広域)
c. 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。 	アキユムレータ	—	冷却材圧力 (広域)
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> ・ 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニターの上昇、格納容器内モニター及び蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニター指示正常等により、インターフェイシステム L O C A の発生を判断する。 	—	—	冷却材圧力 (広域) 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(インターフェースシナテム LOCA) (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設備	可搬設備	計装設備
e. 余熱除去系統の隔離	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制する。燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離を行う。 1次冷却系統の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。 隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。 	-	-	余熱除去タンク出口流量 燃料取替用水タンク水位
f. 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンク補給操作を行う。 	【燃料取替用水タンク】	-	冷却材圧力 (広域) 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
g. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器 2 次側による 1 次冷却系の減温、減圧を行う。 蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。 	主蒸気逃がし弁 タンク補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水器 デライゼーション 燃料貯蔵タンク	-	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力 (広域) 補助給水量 主蒸気発生器水位 (狭域) 蒸気発生器水位 (広域) 復水器水位
h. 加圧器逃がし弁開操作による 1 次冷却系強制減圧	<ul style="list-style-type: none"> 非常用炉心冷却設備停止条件確立及び 1 次冷却系の漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1 次冷却系の強制減圧を行う。 加圧器逃がし弁操作の際は、1 次冷却系のサブルール度を確保した段階で実施する。 	加圧器逃がし弁 デライゼーション 燃料貯蔵タンク	-	冷却材圧力 (広域) 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
(インターフエイスシステム LOCA) (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
i. 高圧注入から充てん注入への切替え	<ul style="list-style-type: none"> 非常用炉心冷却設備停止条件を満足して充てん注入へ切り替える。 	充てん/高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
j. アキムレタータ出口電動弁閉操作	<ul style="list-style-type: none"> 冷却材圧力(広域)計指示が 0.6MPa[gage]になれば、アキムレタータ出口電動弁を閉操作する。 	アキムレタータ出口電動弁	—	冷却材圧力(広域) 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度
k. 余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認	<ul style="list-style-type: none"> 漏えい側余熱除去ポンプの入口弁(電動弁)を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。 早期の流出停止を目的として、1 次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。 	余熱除去ポンプ入口弁	—	冷却材圧力(広域) 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器圧力(広域) 格納容器内温度
l. 蒸気発生器 2 次側を使用した除熱の確認	<ul style="list-style-type: none"> 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開操作により蒸気発生器 2 次側を使用した除熱を継続して行う。 	タンク 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力(広域) 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位(狭域) 復水タンク水位(広域)

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・ 非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 	—	—	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
b. 安全注入シケンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シケンスが作動していることを確認する。 	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん/高圧注入ポンプ	—	安全注入流量 余熱除去クローラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力 (広域)
c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。 	—	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (狭域) 加圧器水位 冷却材圧力 (広域)
d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 安全注入シケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。 	タービン電動補助給水ポンプ 蒸気発生器復水タンク	—	補助給水流量 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (狭域) 復水タンク水位
e. 破損側蒸気発生器の隔離	<ul style="list-style-type: none"> ・ 破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気発生器の閉鎖操作、タービン電動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉鎖操作等を行う。 	主蒸気止弁	—	—

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	<ul style="list-style-type: none"> 破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。 	—	—	主蒸気圧力 冷却材圧力 (広域) 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (狭域) 加圧器水位
g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	<ul style="list-style-type: none"> 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水タンク補給操作を行う。 	タービン補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク デイゼン発電機 燃料油貯蔵タンク 【燃料取替用水タンク】	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (狭域) 補助給水量 復水タンク水位 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力 (広域) 燃料取替用水タンク水位
h. 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧	<ul style="list-style-type: none"> 非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することと1次冷却系の強制減圧を行う。 加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。 	加圧器逃がし弁 デイゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	冷却材圧力 (広域) 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
i. アキムレタータ出口電動弁開操作	<ul style="list-style-type: none"> 蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力がアキムレタータの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前にアキムレタータ出口電動弁を開操作する。 	アキムレタータ出口電動弁	—	冷却材圧力 (広域) 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. 高圧注入から充てん注入への切り替え	<ul style="list-style-type: none"> 非常用炉心冷却設備停止条件を満足して、注入へ切り替える。 	充てん/高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	-	安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
k. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 冷却材圧力(広域)計指示 2.7MPa[gage]以下及び 1 次冷却材高温側広域温度計指示 177℃以下となり、余熱除去系が使用可能になれば、1 次冷却材高温側配管から取水することにより、余熱除去系による炉心冷却を開始する。 	余熱除去ポンプ 余熱除去クローラ デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	-	冷却材圧力(広域) 余熱除去クローラ出口流量 加圧器水位 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度
l. 1 次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系による冷却継続により、1 次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。 以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。 	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去クローラ デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	-	冷却材圧力(広域) 加圧器水位 主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 余熱除去クローラ出口流量
m. 1 次冷却系のフイードアンドブリード	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフイードアンドブリードを行う。 	充てん/高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水タンク デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	-	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力(広域) 加圧器水位 安全注入流量 燃料取替用水タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (4/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 代替再循環運転への切替え	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位(広域)計指示が再循環運転可能水位(59%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位64%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。 代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA、B内部スポンジを経由してA内部スポンジで冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スポンジ系統に整備している連絡ラインより炉心注水すること、継続的な炉心冷却を行う。 原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環を運転し継続的に行う。 	A、B内部スポンジレボンプ A内部スポンジレボンプ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ サンプスクリーン 代替再循環配管 デイゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	—	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) 1次冷却材低温側広域温度 1次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力(広域) 余熱除去クロー出口流量 加圧器水位 燃料取替用タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件 (インターフェースシstem L O C A) (1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	炉心熱出力 (初期)	M - R E L A P 5 100%(2,432MWt)×1.02	重要事象シナリオの重要現象として評価することが可能であるコード。変換、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。
	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 次冷却設備注水のタイミミングが遅くなること、減圧が遅くなると 2 次冷却設備注水のタイミミングが遅くなること、低圧に伴い、比較的早い設定。
初期条件	1 次冷却材平均温度 (初期)	305.7 + 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くなり、非正常炉心冷却材注水が遅くなること、減圧に伴い、比較的早い設定。
	炉心崩壊熱	F P : 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)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。蓄積が多くなるため長期末期冷却時の崩壊熱が高くなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期冷却時点を対象に崩壊熱を設定。
事故条件	2 次冷却側保有水量 (初期)	51t (1 基当たり)	設計値として設定。
	起因事象	余熱除去システム入口弁の誤開又は破損 破断箇所 原子炉格納容器外余熱除去クローラ出口逃がし弁 (低温側 2 個、高温側 1 個) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (2 個) 原子炉格納容器外余熱除去系機器等	余熱除去システム入口弁の誤開又は破損による余熱除去システムの圧力上昇により、余熱除去システムからの漏えいが発生するものとして設定。 余熱除去クローラ出口逃がし弁 (1 個当たりの破断口径は、約 1.9cm (0.75 インチ) について破断口径の標準値として、余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (1 個当たりの破断口径は、約 7.6cm (3 インチ) については、実際にある破断口径を基に設定。 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (2 個) については、実機での破断面積に係る評価結果を上回る値を基に設定。なお、本設定は実機で想定した余熱除去系機器等の破断口径として設定。 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (2 個) については、実機での破断面積に係る評価結果を上回る値を基に設定。なお、本設定は実機で想定した余熱除去系機器等の破断口径として設定。 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (2 個) については、実機での破断面積に係る評価結果を上回る値を基に設定。なお、本設定は実機で想定した余熱除去系機器等の破断口径として設定。
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源	余熱除去機能喪失 外部電源なし	余熱除去機能が喪失するものとして設定。 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しい設定。

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェースシステムLOCA）(2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、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て、応答時間を設定。
非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力異常低 (10.97MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低い値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
充てん/高圧注入 ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性： 0 m ³ /h～約 220 m ³ /h、 0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage])	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。原子炉冷却材圧力パウンダリ外への 1 次冷却材の漏えい量が多くなるため、設備環境等に与える影響の観点から厳しい設定。
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値 到達から 60 秒後に注水開始 190 m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	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。
アキユムレータ 保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
アキユムレータ 保有水量	29.0 m ³ (1 基当たり) (最低保有水量)	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水量から設定。
主蒸気逃がし弁容量	定格主蒸気流量の 10% (1 個当たり)	最低の保有水量を設定。
余熱除去系逃がし弁 吹止まり圧力	余熱除去クローラ出口逃がし弁及び余熱 除去ポンプ入口逃がし弁の 設計値	定格運転時において、主蒸気逃がし弁 1 個当たり主蒸気流量（ルーブ当たり）の 10% を処理できる流量として設定。
		余熱除去系逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。

重大事故等対策に関連する機器条件

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェースシステム LOCA）（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	非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後	運転員等操作時間として、事象判断に 10 分、非常用炉心冷却設備作動信号のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去系統の中央制御室からの隔離操作等に 14 分、主蒸気逃がし弁開操作に 1 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
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。
加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
非常用炉心冷却設備の高圧注入からの充てん注入への切替え	非常用炉心冷却設備停止条件成立または原子炉トリップ後 1 時間経過から 4 分後	運転員等操作時間として、アキウムレタ隔離操作に 2 分、高圧注入から充てん注入への切替操作に 2 分を想定して設定。
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を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 7.1.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	炉心熱出力 (初期)	M-R-E-L-A-P-5 100%(2,432MWt)×1.02	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・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。 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次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度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1次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることにより、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	305.7 + 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くなり、2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることにより、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	F P : 日本原子力学会推奨値 アクチニド : ORIGEN2 (サイケル末期を仮定)	サイケ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ケル末期を対象に崩壊熱を設定。
蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)		51t (1基当たり)	設計値として設定。
	起因事象	1基の蒸気発生器の伝熱管 1本の両端破断	起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	主蒸気安全弁1個の開固着	破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとして設定。
外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しい設定。	
初期条件			
事故条件			

第 7.1.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒) あるいは 過大温度 ΔT 高 過大冷却材温度等の関数) (応答時間 6.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、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を考慮して、応答時間を設定。
非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 (11.66MPa[gage]、水位検出器下端) (応答時間 2.0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低い値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
充てん / 高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性： 0m ³ /h ~ 約 220m ³ /h、 0MPa[gage] ~ 約 19.4MPa[gage])	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 原子炉冷却材圧力パワウンダリ外への 1 次冷却材の漏えい量が大きく推移するため、設備環境等に与える影響の観点から厳しい設定。
補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60 秒後に注水開始 190m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	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	定格ループ流量の 10% (1 個当たり)	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全量から設定。 定格運転時において、主蒸気逃がし弁 1 個当たりの主蒸気流量 (ループ当たり) の 10% を処理できる流量として設定。

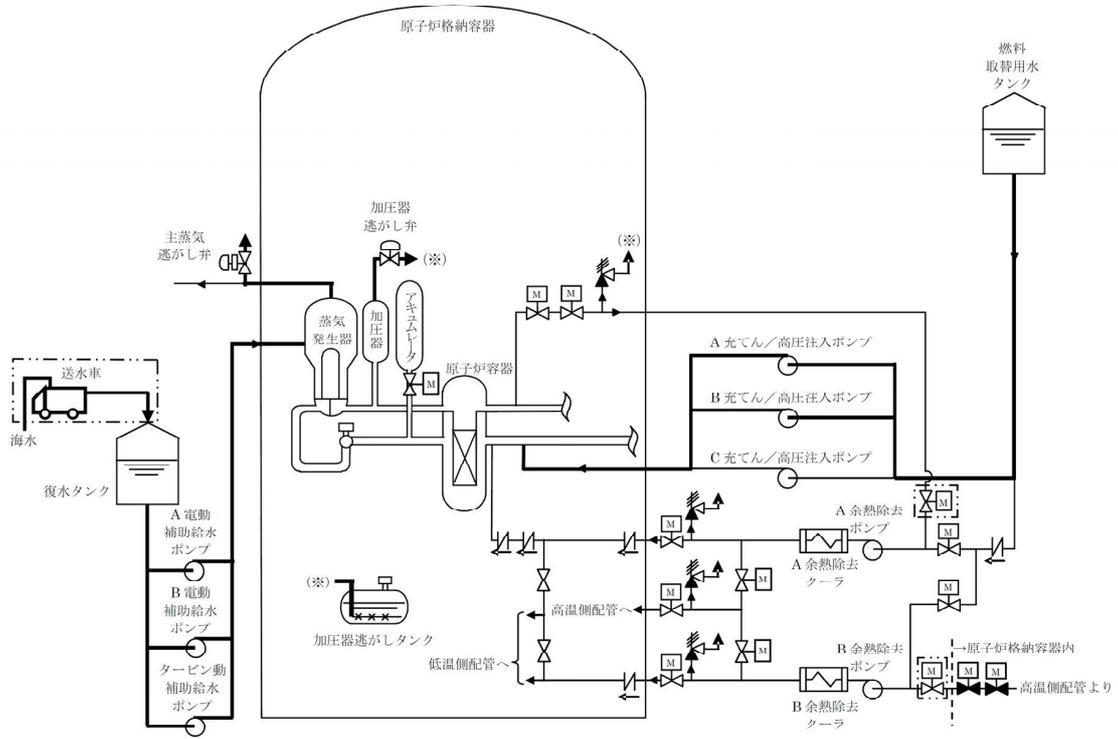
重大事故等対策に関連する機器条件

第 7.1.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
① 破損側蒸気発生器への補助給水停止 ② 破損側蒸気発生器からのタービン駆動蒸気元弁閉止 ③ 破損側蒸気発生器主蒸気止弁閉止	原子炉トリップ後 10 分で開始し、約 2 分で完了	運転員等操作時間として、事象発生を検知・判断に 10 分、①、②及び③の操作に約 2 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
健全側主蒸気逃がし弁開	破損側蒸気発生器隔離操作完了後 1 分で開始	運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気逃がし弁の中央制御室での開操作に 1 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
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設定。
加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
充てん / 高圧注入ポンプの高圧注入から充てん注入への切替操作	非常用炉心冷却設備停止条件成立から 2 分後	運転員等操作時間として、高圧注入から充てん注入への切替操作に 2 分を想定して設定。
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するよう設定。
余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系統による炉心冷却を開始するよう設定。

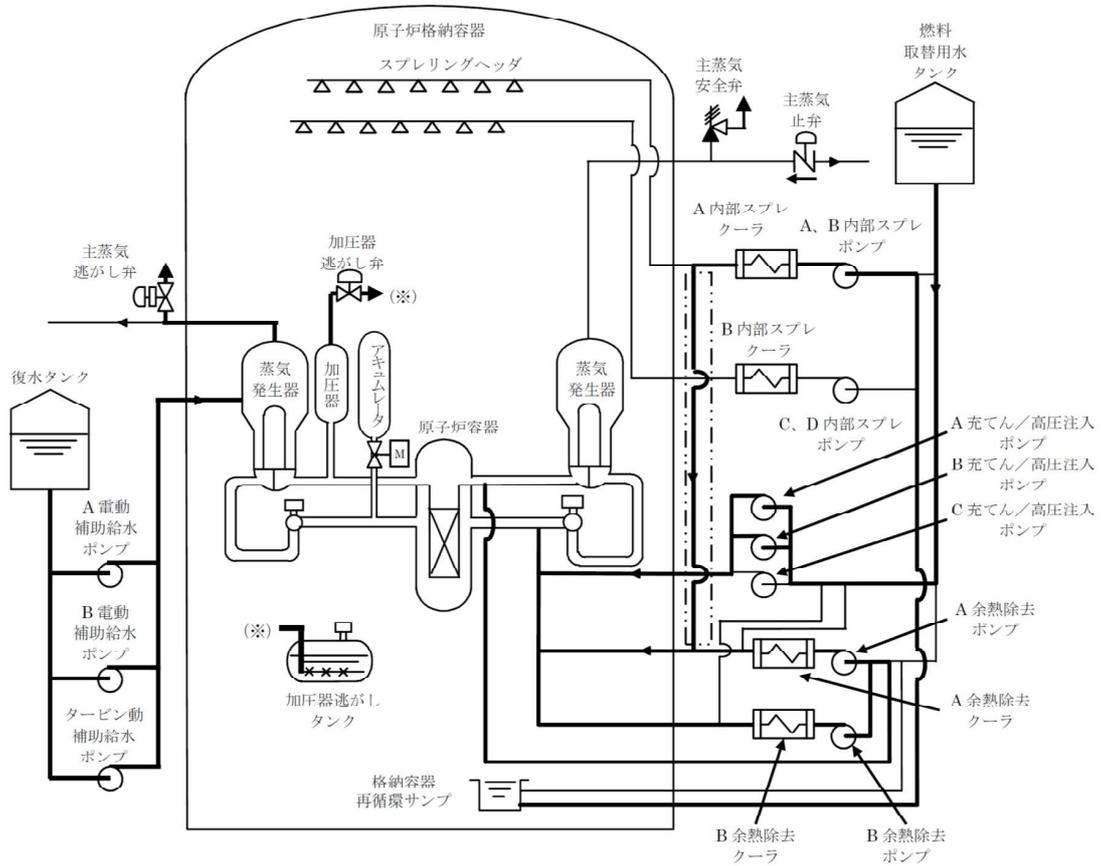
重大事故等対策に関連する操作条件

..... 設計基準事故対処設備から追加した箇所

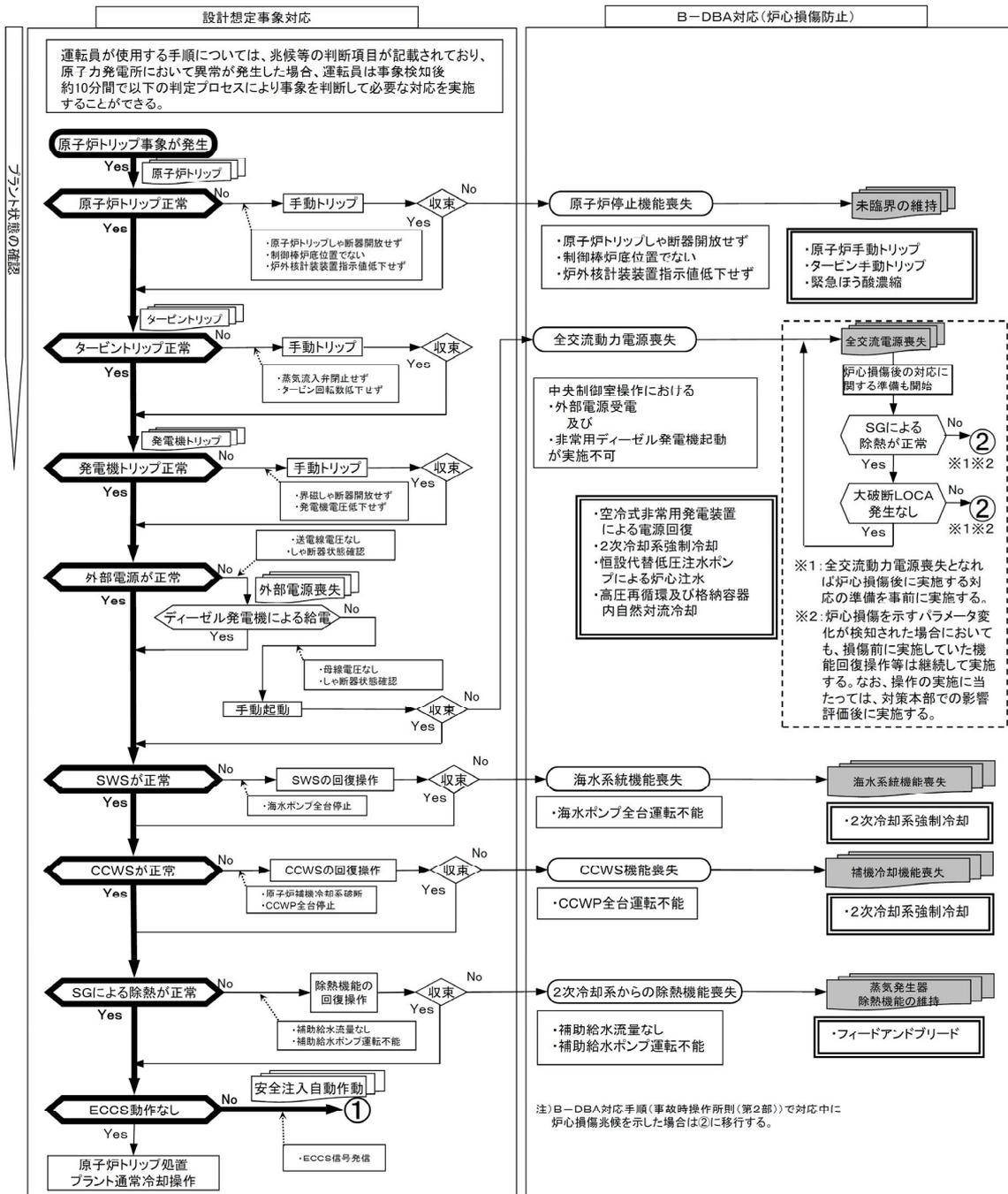


第 7.1.8.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図
(インターフェイスシステム L O C A)

----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所



第 7.1.8.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



凡例: [] 設計事象対応手順(事故時操作所則) [] B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部))

注: 太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス)

(インターフェイスシステム LOCA) (1/2)