

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAT103 r.3.0
提出年月日	令和3年10月1日

泊発電所3号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合状況説明資料

令和3年10月
北海道電力株式会社

目 次

1. 重大事故等対策

1.0 重大事故等対策における共通事項

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

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

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等

1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等

1.14 電源の確保に関する手順等

1.15 事故時の計装に関する手順等

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

1.17 監視測定等に関する手順等

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

1.19 通信連絡に関する手順等

2. 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応

2.1 可搬型設備等による対応

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. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水
- c. S G 直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水
- d. 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水
- e. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸

気発生器への注水

f. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車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) 加圧器補助スプレイ弁による減圧

(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駆動蒸気入口弁（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. 代替非常用発電機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. 主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンプによる主蒸気逃がし弁の機能回復

c. 可搬型大型送水ポンプ車を用いた A-制御用空気圧縮機（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. 加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンプによる加圧器逃がし弁の機能回復

b. 加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる加圧器逃がし弁の機能回復

c. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機（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 復旧に係る手順等

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手順

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LOCA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 加圧器補助スプレイ弁電源入
- 添付資料 1.3.6 現場手動操作による主蒸気逃がし弁開放操作
- 添付資料 1.3.7 主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンベによる主蒸気逃がし弁開放操作
- 添付資料 1.3.8 加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベによる加圧器逃がし弁開放操作
- 添付資料 1.3.9 加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる加圧器逃がし弁開放操作
- 添付資料 1.3.10 炉心損傷後の1次冷却系減圧操作について
- 添付資料 1.3.11 蒸気発生器伝熱管破損時の概略図
- 添付資料 1.3.12 破損蒸気発生器隔離操作
- 添付資料 1.3.13 化学体積制御系統漏えい発生時の運転員の処置の流れについて
- 添付資料 1.3.14 インターフェイスシステムLOCA時の概略図
- 添付資料 1.3.15 余熱除去系統の分離、隔離操作
- 添付資料 1.3.16 インターフェイスシステムLOCA発生時の余熱除去系統隔離操作の成立性について
- 添付資料 1.3.17 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作の成立性について
- 添付資料 1.3.18 原子炉補助建屋内の滞留水の処理
- 添付資料 1.3.19 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) S G T R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) I S L O C A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、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次系と2次系を均圧することで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。）、補助給水ピット、主蒸気逃がし弁及び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他に、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。）の要求機能を満

足する設備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, サポート系の機能喪失として, 全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失を想定する。

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 次側への注水設備及び蒸気放出設備の機能喪失により蒸気発生器 2 次側による炉心冷却ができない場合は, 1 次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
- ・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

- ・余熱除去ポンプ
- ・余熱除去冷却器
- ・燃料取替用水ピット
- ・充てんポンプ

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。

- ・電動主給水ポンプ
- ・脱気器タンク
- ・S G 直接給水用高圧ポンプ
- ・補助給水ピット
- ・可搬型大型送水ポンプ車
- ・代替給水ピット
- ・原水槽
- ・2 次系純水タンク
- ・ろ過水タンク

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

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
- ・ 補助給水ピット
- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ S G 直接給水用高圧ポンプ
- ・ 可搬型大型送水ポンプ車
- ・ 代替給水ピット
- ・ 原水槽
- ・ 2 次系純水タンク
- ・ ろ過水タンク
- ・ 蒸気発生器

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。

- ・ 加圧器補助スプレイ弁

(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 次系のフィードアンドブリードで使用する設備のうち，加圧器逃がし弁，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，余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器及び燃料取替用水ピットは，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設備のうち，電動補助給水ポンプ，タービン動補助給水ポンプ，補助給水ピット及び蒸気発生器は，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設備のうち，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 次冷却系の減圧を可能とする。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。

- ・ 充てんポンプ，燃料取替用水ピット

注水流量が少ないため，プラント停止直後の崩壊熱を除去することは困難であるが，温度上昇を抑制する効果や崩壊熱が小さい場合においては有効である。

- ・ 電動主給水ポンプ，脱気器タンク

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。

- ・ S G 直接給水用高圧ポンプ，補助給水ピット

蒸気発生器への注水開始までに最短でも約 1 時間の時間を要し，蒸気発生器ドライアウトまでには間に合わないが，補

助給水ポンプの代替手段として有効である。

- ・可搬型大型送水ポンプ車，代替給水ピット，原水槽，2次系純水タンク，ろ過水タンク

ポンプ吐出圧力が約 1.3MPa [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。

- ・タービンバイパス弁

常用母線及び復水器真空が健全であれば，主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

- ・加圧器補助スプレイ弁

常用母線及び化学体積制御系統の充てんラインが健全であれば，充てんポンプ起動により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駆動蒸気入口弁（現場手動操作）を使用した手段により，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，代替非常用発電機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駆動蒸気入口弁（現場手動操作）

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。

- ・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
- ・ディーゼル発電機燃料油移送ポンプ

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、主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンベ又は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）
- ・主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンベ
- ・可搬型大型送水ポンプ車
- ・A - 制御用空気圧縮機（海水冷却）

また、主蒸気逃がし弁が作動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、加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベ、加圧器逃がし弁操作用バッテリー、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。

- ・加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベ

- ・加圧器逃がし弁操作用バッテリー
- ・可搬型大型送水ポンプ車
- ・A-制御用空気圧縮機（海水冷却）

また、加圧器逃がし弁が作動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駆動蒸気入口弁（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、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及びディーゼル発電機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主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンペ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、加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンペ及び加圧器逃がし弁操作用バッテリーは、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

流電源が喪失しても1次冷却系を減圧するために必要な設備を回復できる。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。

- ・主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンペ

主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンペの容量から使用時間に制限があるものの、事故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、中央制御室から遠隔操作が可能となり、運転員の負担軽減となる。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が可能である。

- ・可搬型大型送水ポンプ車、A-制御用空気圧縮機（海水冷却）

可搬型大型送水ポンプ車を用いて補機冷却水（海水）を通水するまでに約4時間30分を要するが、A-制御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。

- ・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，加圧器逃がし弁は，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、発電課長（当直）、運転員及び災害対策要員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）。

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 次系のフィードアンドブリードであり、燃料取替用水ピット水を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。

高圧注入ポンプの機能喪失により運転できない場合において、注入流量が少なく事象を収束できない可能性があるが、崩壊熱が小さい場合においては有効である充てんポンプを運転して燃料取替用水ピット水を原子炉へ注入する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により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（広域）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ピットの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(1)「1次系のフィードアンドブリード」にて整備する。

(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

加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、補助給水ピット水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、蒸気発生器2次側による炉心冷却による1次冷却系の減圧のため、中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧機能の喪失を1次冷却材圧力（広域）等により確認した場合に、すべての補助給水ポンプが運転されておらず補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されていない場合。また、蒸気発生器へ注水する

ために必要な補助給水ピットの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.4(2)「補助給水ポンプの作動状況確認」にて整備する。

b. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

c. S G直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプが使用できない場合、補助給水ピット水をS G直接給水用高圧ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

電動主給水ポンプの故障等により、蒸気発生器への注水を主給水ライン流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な補助給水ピット水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) b.

「S G直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

d. 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプ及びS G直接給水用高圧ポンプが使用できない場合に、主蒸気ライン圧力が約 1.3MPa [gage]まで低下している場合、可搬型大型送水ポンプ車により海水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) c.

「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」にて整備する。

e. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプ及びSG直接給水用高圧ポンプが使用できない場合に、主蒸気ライン圧力が約 1.3MPa [gage]まで低下している場合、可搬型大型送水ポンプ車により代替給水ピットを水源として蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合において、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する場合に、代替給水ピットの水位が確保され、使用できることを確認した場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) d.

「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」にて整備する。

f. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプ及びSG直接給水用高圧ポンプが使用できない場合に、主蒸気ライン圧力が約 1.3MPa [gage]まで低下している場合、可搬型大型送水ポ

ンプ車により原水槽を水源として蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

蒸気発生器へ注水する場合，蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため，蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により，補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合において，海水の取水ができない場合に，原水槽の水位が確保され，使用できることを確認した場合。

(b) 操作手順

操作手順は，「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち，1.2.2.1(2) e .

「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」にて整備する。

(3) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）

蒸気放出経路の故障等による 2 次冷却系の除熱機能喪失の場合は，タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は，多重化及び多様化していること，主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから，その機能がすべて喪失する可能性は低いが，以下の操作を実施することを考慮する。

また，主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損の場合は，放射線モニタ等で確認するが，全交流動力電源が喪失した場合は，放射線モニタが使用できないため，蒸気発生器水位及

び主蒸気ライン圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。

なお、蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

(添付資料 1.3.4)

a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧機能が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の開を確認し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却による 1 次冷却系の減圧が開始されていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開放していなければ中央制御室にて開操作し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却及び 1 次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧機能の喪失を 1 次冷却材圧力（広域）等により確認した場合に、補助給水流量等により、蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第 1.3.3 図に示す。

b. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器の蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気ライン圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり復水器真空が維持されている場合。

(b) 操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第1.3.4図に示す。

(4) 加圧器補助スプレイ弁による減圧

加圧器逃がし弁の故障等により、1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器補助スプレイ弁を中央制御室で開操作し減圧を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁の故障等による1次冷却系の減圧機能喪失を1次冷却材圧力（広域）等により確認した場合に、充てんポンプ運転及び燃料取替用水ピット又は体積制御タンクの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

加圧器補助スプレイ弁による減圧手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.5図に、タイムチャートを第1.3.6図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に加圧器補助スプレイ弁による減圧操作を指示する。
- ② 運転員は、中央制御室で加圧器補助スプレイ弁による減圧操作のための系統構成を実施する。
- ③ 運転員は、現場で加圧器補助スプレイ弁の電源を入とする。
- ④ 運転員は、中央制御室で加圧器補助スプレイ弁による減圧

操作を開始し、1次冷却材圧力が低下することを確認する。

c. 操作の成立性上記の対応は、中央制御室にて運転員1名、現場は運転員1名により作業を実施し、所要時間は約20分と想定する。

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。

(添付資料 1.3.5)

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

補助給水ピット、燃料取替用水ピットの枯渇時の補給手順は、

「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び補助給水ピットへの供給に係る手順等」、1.13.2.2「炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水ピットへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

フロントライン系の機能喪失時に、1次冷却系の減圧機能が喪失している場合の減圧手段の優先順位を以下に示す。

蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた減圧時の蒸気発生器への注水は、重大事故等対処設備である電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを優先する。電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの優先順位は、駆動用の外部電源又はディーゼ

ル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、代替電源からの給電時は、燃料消費量の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、多様性拡張設備である電動主給水ポンプ、SG直接給水用高圧ポンプ及び可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水を行う。操作の容易性から電動主給水ポンプを優先し、電動主給水ポンプが使用できなければSG直接給水用高圧ポンプを使用する。

可搬型大型送水ポンプ車は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

水源の切替による注水の中断が発生しない海水を優先して使用し、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する場合には、準備時間が最も短い代替給水ピットを使用する。海水の取水ができない場合は、保有水量が大きい原水槽を使用する。原水槽への補給は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。ただし、ろ過水タンクは、重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がない場合に使用する。

蒸気発生器2次側による炉心冷却時の蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。

上記手段のとおり、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁を開操作し1次系のフィードアンドブリードを行う。

高圧注入ポンプの機能喪失により運転できない場合には、充てんポンプによる原子炉への注水を行う。

1次系のフィードアンドブリードができない場合は、余熱除去ポンプが運転しており、1次冷却系の減圧により、蓄圧タンクの注水及び余熱除去ポンプの注水による原子炉の冷却が可能であれば加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁機能喪失時は、加圧器補助スプレイ弁を用いて1次冷却系の減圧を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.7図に示す。

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

常設直流電源系統喪失時によりタービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ（以下「非常用油ポンプ等」という。）、並びにタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復するため、現場でタービン動補助給水ポンプへ潤滑油を供給するとともに、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁及びタービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、代替非常用発電機により交流電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

また、全交流動力電源喪失時でかつ、タービン動補助給水ポンプ

が機能喪失した場合であって、タービン動補助給水ポンプの機能回復ができないと判断した場合には、フロントライン系機能喪失時の対応手段であるSG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水を行う手順を整備する。タービン動補助給水ポンプの機能回復ができないと判断してからの準備開始となることから、蒸気発生器ドライアウトに間に合わない可能性があるが、高揚程のポンプであり、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

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駆動蒸気入口弁（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

非常用油ポンプ等の機能が喪失した場合、現場で専用工具であるタービン動補助給水ポンプ潤滑油供給器を使用し軸受に潤滑油を供給するとともに、現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁の開操作及び専用工具を使用し現場でタービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁を開操作することによりタービン動補助給水ポンプを起動し、補助給水ピット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、補助給水ピットから2次系純水タンクへの切替又は補助給水ピットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流動力電源喪失時において1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及び補助給水ポンプ出口流量調節弁の開度を調整し、1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃が

し弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で補助給水ピットの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1) 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駆動蒸気入口弁（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」にて整備する。

b. 代替非常用発電機による電動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、代替非常用発電機により非常用高圧母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、補助給水ピット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、電動補助給水ポンプは、補助給水ピットから2次系純水タンクへの切替又は補助給水ピットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系統又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の炉心冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

代替非常用発電機により非常用高圧母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で補助給水ピットの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1) b.

「代替非常用発電機による電動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、主蒸気逃がし弁は駆動源喪失により閉止する構造であるため、中央制御室からの遠隔による開操作ができなくなる。

これらの駆動源が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の機能を回復させ、1次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

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

主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉止するとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合に現場で手動によ

り主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を用いた 1 次冷却系を減圧する手順を整備する。

主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び主蒸気ライン圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。なお、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際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、個人線量計を携帯する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、1 次冷却材喪失事象が同時に発生していない場合又は 1 次冷却材喪失事象が同時に発生しても 1 次冷却材圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下しない場合において、主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを主蒸気ライン圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

現場手動開操作による主蒸気逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.3.8 図に、タイムチャートを第 1.3.9 図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運

転員及び災害対策要員に蒸気発生器 2 次側による炉心冷却操作を指示する。

- ② 運転員は、中央制御室で補助給水流量により、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。
- ③ 発電課長（当直）は、主蒸気隔離を実施した時点から継続して蒸気発生器伝熱管破損がないことを蒸気発生器水位及び主蒸気ライン圧力により確認する。
- ④ 運転員及び災害対策要員は、現場で主蒸気逃がし弁を手動により開操作し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を開始する。
- ⑤ 運転員は、中央制御室で主蒸気ライン圧力の低下により蒸気が放出できていることを確認するとともに、1 次冷却材圧力及び 1 次冷却材温度より原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。また、必要により、現場にて手動による主蒸気逃がし弁の開度調整を実施する。
- ⑥ 運転員は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員と連絡を密にし、現場にて補助給水ポンプ出口流量調節弁を手動で操作することで開度を調整し蒸気発生器水位を調整する。

なお、常設直流電源系統が健全であれば、中央制御室にて補助給水ポンプ出口流量調節弁を操作し蒸気発生器水位を調整する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、中央制御室にて運転員 1 名、現場は運転員 1

名及び災害対策要員 2 名により作業を実施し、所要時間は約 20 分と想定する。

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。主蒸気管室は蒸気の流れにより騒音が発生するが、運転員は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(添付資料 1.3.6)

b. 主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンベにより駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室から遠隔操作を可能とすることで、運転員の負担軽減を図る。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。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気が回復しない状態が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベによる主蒸気逃がし弁開操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.3.10 図に、タイムチャートを第 1.3.11 図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベによる主蒸気逃がし弁の開操作を指示する。
- ② 運転員は、現場で主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベより、主蒸気逃がし弁へ空気を供給できるように系統構成を行う。
- ③ 運転員は、現場で制御用空気配管の接続口に主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベを接続し、減圧弁により配管を充気させるとともに、必要設定圧力^{*2}に調整する。
- ④ 運転員は、中央制御室で主蒸気逃がし弁の開度調整操作により 1 次冷却材圧力及び 1 次冷却材温度を調整し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

※2 空気ポンベの設定圧力は、主蒸気逃がし弁の動作に必要な設計圧力 0.59MPa[gage]に余裕を見た圧力としている。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、中央制御室にて運転員 1 名、現場は運転員 1 名により作業を実施し、所要時間は約 35 分と想定する。

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。

(添付資料 1.3.7)

c. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源が喪失した場合，可搬型大型送水ポンプ車を用いてA-制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し，主蒸気逃がし弁の機能を回復する手順を整備する。

この手順は，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を可能とすることで，運転員の負担軽減を図る。

なお，中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく，これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気が回復しない状態が継続した場合に，主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機の補機冷却水(海水)通水により制御用空気系統を回復する手順は，「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち，1.5.2.1(5) b. 「可搬型大型送水ポンプ車によるA-制御用空気圧縮機（海水冷却）への補機冷却水（海水）通水」にて整備する。

A-制御用空気圧縮機は，中央制御室からの遠隔操作が可能であり，通常の運転操作により対応する。

主蒸気逃がし弁の開度調整は，1.3.2.2(2) b. (b)④と同様。

(3) 加圧器逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、加圧器逃がし弁は駆動源喪失により閉止する構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作が不能となる。

これらの駆動源が喪失した場合、加圧器逃がし弁の機能を回復させ、1次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

a. 加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベによる加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作が不能となる。加圧器逃がし弁の機能回復（駆動用空気回復）として、加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベを空気配管に接続し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧する手順を整備する。

加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベは、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に作動する容量及び圧力^{※3}のポンベを配備している。

なお、加圧器逃がし弁1回の動作に必要な窒素量は、ポンベ容量に対し少量であり、事故時の操作回数も少ないことから、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

※3 窒素ポンベの設定圧力は、加圧器逃がし弁全開時の設計圧力 0.485MPa [gage]及び有効性評価における原子炉容器破損前の格納容器圧力 0.283MPa [gage]を考慮し、余裕を見て 0.77MPa [gage]としている。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時において、1次冷却材圧力（広域）等により加圧器逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベによる加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.3.12 図に、タイムチャートを第 1.3.13 図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベによる加圧器逃がし弁への窒素供給の準備作業と系統構成を指示する。
- ② 運転員及び災害対策要員は、現場で加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベの使用準備を行い、窒素を供給するための系統構成を行う。
- ③ 運転員及び災害対策要員は、現場及び中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉止を確認後、加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベより窒素を供給し、加圧器逃がし弁の空気供給配管に充気する。充気が完了すれば、加圧器逃がし弁へ窒素を供給する。
- ④ 発電課長（当直）は、加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベによる窒素供給が完了し、加圧器逃がし弁による減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、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手順」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、中央制御室にて運転員 1 名、現場は運転員 1 名及び災害対策要員 1 名により作業を実施し、所要時間は約 35 分と想定する。

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。

(添付資料 1.3.8)

b. 加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、常設直流電源が喪失した場合は、電磁弁が作動せず開操作が不能となる。そのため、加圧器逃がし弁機能回復（直流電源回復）として、加圧器逃がし弁操作用バッテリーにより直流電源を供給し、加圧器逃がし弁により 1 次冷却系を減圧する手順を整備する。

加圧器逃がし弁操作用バッテリーは、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に作動する電源容量^{*4}のバッテリーを配備している。なお、加圧器逃がし弁用電磁弁消費電力は、バッテリー容量に対し少量であり、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

※4 有効性評価における加圧器逃がし弁開放時間 5 時間の間、給電できる容量 194Wh を考慮し、余裕を見て 780Wh の容量のバッテリーとしている。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失時において、1次冷却材圧力（広域）等により加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.3.14 図に、タイムチャートを第 1.3.15 図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる電源供給の準備作業及び系統構成を指示する。
- ② 運転員は、現場で加圧器逃がし弁の常設直流電源を隔離する。
- ③ 災害対策要員は、現場で加圧器逃がし弁操作用バッテリーをソレノイド分電盤に接続する。
- ④ 災害対策要員は、加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる電源供給を開始する。
- ⑤ 発電課長（当直）は、加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる電源供給が完了し、1次冷却系の減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、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手順」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、中央制御室にて運転員 1 名、現場は運転員 1 名及び災害対策要員 2 名により作業を実施し、所要時間は約 50

分と想定する。

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。

(添付資料 1.3.9)

c. 可搬型大型送水ポンプ車を用いた A-制御用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作ができなくなる。そのため、全交流動力電源が喪失した場合に、可搬型大型送水ポンプ車を用いて A-制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、中央制御室からの操作による 1 次冷却系を減圧する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合において、長期的に制御用空気圧縮機の起動が必要と判断し、補機冷却水（海水）が供給されている場合で、かつ加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬型大型送水ポンプ車を用いた A-制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用空気系統を回復する手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5) b. 「可搬型大型送水ポンプ車による A-制御用空気圧縮機（海水冷却）への補機冷却水（海水）通水」にて整備

する。

A-制御用空気圧縮機は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

加圧器逃がし弁の開操作は、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手順」にて整備する。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

補助給水ピットへの補給手順は、「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び補助給水ピットへの供給に係る手順等」にて整備する。

代替非常用発電機の代替電源に関する手順、又は常設直流電源系統喪失時の代替電源確保等に関する手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「代替非常用発電機による代替電源（交流）からの給電」、1.14.2.2(3)「可搬型直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源（直流）からの給電」にて整備する。また、代替非常用発電機の燃料補給の手順は、1.14.2.4「代替非常用発電機等への燃料補給の手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧の状態において、サポート系機能喪失時に、原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段として、以上の手段を用いて炉心の著しい損傷を防止する。これらの冷却手

段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備である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駆動蒸気入口弁（現場手動操作）にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。

代替非常用発電機からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、代替非常用発電機の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器 2 次側へ注水を行う。

また、全交流動力電源喪失時でかつ、タービン動補助給水ポンプが機能喪失した場合であって、タービン動補助給水ポンプの機能回復ができないと判断した場合には、フロントライン系機能喪失時の対応手段である S G 直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、タービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。

主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系からの除熱は、現場での手動に

よる主蒸気逃がし弁開操作により行う。また、その後制御用空気が回復しない状態が継続する場合において、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンベによる主蒸気逃がし弁の開操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ、可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系統を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

なお、全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合にも対応するため、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の開操作準備を行う。

加圧器逃がし弁の機能回復として、制御用空気が回復しない状態が継続した場合は現場で重大事故等対処設備である加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベによる窒素供給作業を行う。

なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系統を回復し加圧器逃がし弁の開操作を行う。

また、常設直流電源が喪失している場合は、現場で重大事故等対処設備である加圧器逃がし弁操作用バッテリーにより給電操作を行う。

上記の作業については、機能喪失に至る要因が異なり、それぞれの機能回復のための作業を同時には実施しないと想定しており相互の対応操作間に影響はない。

なお、制御用空気及び直流電源の両方が喪失した場合においては、

代替空気にて駆動用空気を回復した後、電磁弁を動作させるため加圧器逃がし弁操作用バッテリーにより直流電源を回復する。

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次冷却系からの除熱による減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作は、対応する要員及び操作する系統が異なるため、相互の対応操作間に影響はない。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.16図に示す。

1.3.3 復旧に係る手順等

常設直流電源喪失時において、加圧器逃がし弁操作用バッテリーにより加圧器逃がし弁へ給電することで中央制御室からの遠隔操作が可能である。その手順は1.3.2.2(3) b. (b)と同様。

主蒸気逃がし弁については、現場での手動による開閉操作が可能である。その手順は1.3.2.2(2) a. (b)と同様であり、代替電源による復旧と同等以上の容易性及び確実性を有している。

常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順等は、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.2「直流電源及び代替電源（直流）による給電手順等」にて整備する。

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手順

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において、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り1次冷却系を減圧する。

(添付資料 1.3.10)

(1) 手順着手の判断基準

炉心損傷時，1次冷却材圧力（広域）が2.0MPa[gage]以上の場合。

(2) 操作手順

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手順は以下のとおり。概略系統を第1.3.17図に，対応手順のフローチャートを第1.3.18図に示す。

- ① 発電課長（当直）は，炉心出口温度及び格納容器内高レンジモニタ（高レンジ）の指示値により，炉心が損傷したことを確認する。
- ② 発電課長（当直）は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を指示する。
- ③ 運転員は，中央制御室で1次冷却材圧力（広域）を確認し，2.0MPa[gage]以上である場合，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。
- ④ 運転員は，中央制御室で1次冷却材圧力（広域）が2.0MPa[gage]未満まで減圧したことを確認する。

(3) 操作の成立性

上記の対応は，中央制御室にて運転員1名で実施する。

操作については，中央制御室で通常の運転操作にて対応する。

1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順

蒸気発生器伝熱管破損発生時は，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の早期の1次冷却系の減温，減圧を行う必要がある。

破損側蒸気発生器を1次冷却材圧力（広域）、主蒸気ライン圧力、蒸気発生器水位、高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し、破損側蒸気発生器を隔離する。

破損側蒸気発生器の隔離完了後、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作及び加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系と破損側蒸気発生器2次側の圧力を均圧することで、1次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。

全交流動力電源喪失発生時においては、高感度型主蒸気管モニタ等による監視が不能となるが、破損側蒸気発生器は1次冷却材圧力、主蒸気ライン圧力及び蒸気発生器水位により判断する。

また、破損側蒸気発生器の隔離ができない場合においても、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却及び1次冷却系の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次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。

(1) 手順着手の判断基準

1次冷却材圧力の低下、破損側の蒸気発生器水位及び主蒸気ライン圧力の上昇等により蒸気発生器伝熱管破損発生と判断した場合。また、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側主蒸気ライン圧力の低下が継続していることにより破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合。

(2) 操作手順

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の減圧が継続した場合の手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.18図に、対応手順のフローチャートを第1.3.19図に示す。

（添付資料 1.3.11, 1.3.12）

- ① 発電課長（当直）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、低圧注入系及び電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。
- ② 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、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を判定し、運転員に破損側蒸気発生器の隔離を指示する。
- ③ 運転員は、中央制御室で破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁の閉止等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。主蒸気隔離弁閉止後、運転員は現場で主蒸気隔離弁の増し締め操作を実施する。
- ④ 発電課長（当直）は、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側主蒸気ライン圧力を確認する。破損側主蒸気ライン圧力の低下が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断し、運転員に健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開操作による1次冷却系の減温、減圧開始を指示する。
- ⑤ 運転員は、中央制御室で健全側主蒸気逃がし弁を全開とし蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始する。
- ⑥ 運転員は、中央制御室及び現場で1次系純水タンク、ほう酸タンク及び2次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水ピットへの補給を開始する。
- ⑦ 発電課長（当直）は、非常用炉心冷却設備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、運転員に1次冷却系の減圧を指示する。
- ⑧ 運転員は、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、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。
- ⑩ 発電課長（当直）は、非常用炉心冷却設備停止条件を確認し、運転員に高圧注入ポンプによる原子炉への注水から充てんポンプによる原子炉への注水に切替えるよう指示する。
- ⑪ 運転員は、中央制御室で高圧注入ポンプによる原子炉への注水から充てんポンプによる原子炉への注水に切替を行う。
- ⑫ 発電課長（当直）は、余熱除去系の運転条件を満足していることを確認し、長期対策も含めて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 2 名、現場は運転員 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 L O C A 発生時の手順

インターフェイスシステム L O C A 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、健全側余熱除去系により原子炉の冷却を行う。

化学体積制御系統から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LOCAと同様の徴候を示すが、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 1.3.13)

(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LOCA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の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.21図に、対応手順のフローチャートを第1.3.22図に示す。

(添付資料 1.3.14, 1.3.15)

- ① 発電課長（当直）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、低圧注入系及び電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。
- ② 発電課長（当直）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LOCAの発生を判断し、運転員に破損箇所の隔離等を指示する。
- ③ 運転員は、中央制御室で余熱除去ポンプを全台停止する。また、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系の隔離を行う。1次冷却

系の保有水量減少を抑制するために、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、ほう酸タンク及び2次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水ピットへの補給を行う。
- ⑤ 発電課長（当直）は、余熱除去系統の破損箇所の隔離ができない場合、運転員に主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧を指示する。
- ⑥ 運転員は、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 発電課長（当直）は、非常用炉心冷却設備停止条件を早期に確立すること及び1次冷却系から漏えい量を抑制するため、運転員に加圧器逃がし弁開による1次冷却系の減圧を指示する。
- ⑧ 運転員は、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 運転員は、中央制御室で1次冷却材圧力（広域）が約0.6MPa[gage]に下がった場合又は非常用炉心冷却設備停止条件が満足していることを確認した場合は、蓄圧タンク出口弁を閉止する。
- ⑩ 運転員は、中央制御室で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、高圧注入ポンプによる原子炉への注水を充てんポンプによる原子炉への注水に切替える。
- ⑪ 運転員は、中央制御室で1次冷却材圧力が余熱除去系配管の最高使用圧力以下となれば、現場で破損側余熱除去系の弁を閉止す

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 運転員は、中央制御室で1次冷却材温度177℃未満、1次冷却材圧力2.7MPa[gage]以下を確認し、健全側余熱除去系による原子炉の冷却を行う。

(3) 操作の成立性

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

インターフェイスシステムLOCA発生時において、現場での隔離操作は、アクセスルート及び操作場所の環境性等を考慮して、遠隔駆動機構である余熱除去ポンプ入口弁駆動用空気ポンベを用いて行う。

余熱除去ポンプ入口弁駆動用空気ポンベ出口弁操作の専用工具は速やかに操作できるように操作場所近傍に配備する。

余熱除去ポンプ入口弁駆動用空気ポンベ、余熱除去ポンプ入口弁遠隔操作場所及び操作場所への通路部は、インターフェイスシステムLOCAにより漏えいが発生する機器からの溢水、並びに溢水によって悪化した雰囲気温度の影響を受けなく、また放射線の影響が少ない場所である。

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建屋及び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、漏水検知器及び火災報知器により、漏えい場所を特定するための参考情報の入手並びに原子炉建屋及び原子炉補助建屋の状況を確認することが可能である。

(添付資料, 1.3.16, 1.3.17, 1.3.18, 1.3.19)

第 1.3.1 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
(フロントライン系機能喪失時) (1 / 2)

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 * 7	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は補助給水ピット * 1 又は主蒸気逃がし弁	1 次系のフィードアンドブリード * 2	加圧器逃がし弁	重大事故等対処設備	a, b	
			高圧注入ポンプ * 3			
	格納容器再循環サンブ					
格納容器再循環サンブスクリーン						
余熱除去ポンプ * 3 * 4						
余熱除去冷却器 * 4						
燃料取替用水ピット						
			充てんポンプ * 3	拡張設備		
			燃料取替用水ピット			
	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は補助給水ピット * 1	蒸気発生器 2 次側による炉心冷却 (注水)	電動主給水ポンプ	多様性拡張設備		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等
脱気器タンク						
SG 直接給水用高圧ポンプ * 2 * 3						
補助給水ピット						
可搬型大型送水ポンプ車 * 2 * 5						
可搬型大型送水ポンプ車 * 2						
代替給水ピット						
可搬型大型送水ポンプ車 * 2						
			原水槽 * 6	多様性拡張設備		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
			2 次系純水タンク * 6			
			ろ過水タンク * 6			
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器 2 次側による炉心冷却 (蒸気放出)	タービンバイパス弁	多様性拡張設備		

* 1 : 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

* 2 : 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

* 3 : ディーゼル発電機等により給電する。

* 4 : 1 次系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。

* 5 : 可搬型大型送水ポンプ車により海水を蒸気発生器へ注水する。

* 6 : 原水槽への補給は、2 次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。

* 7 : 重大事故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 1.3.1 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
(フロントライン系機能喪失時) (2 / 2)

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 * 5	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	加圧器逃がし弁	蒸気発生器 2 次側による炉心冷却(注水)	電動補助給水ポンプ * 2	重大事故等 対処設備	蒸気発生器伝熱管破損時の 対応手順等	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
			タービン動補助給水ポンプ			
			補助給水ビット			
			蒸気発生器			
			電動主給水ポンプ	多様性拡張設 備		
			脱気器タンク			
			SG 直接給水用高圧ポンプ * 1 * 2			
			補助給水ビット			
			可搬型大型送水ポンプ車 * 1 * 3			
			可搬型大型送水ポンプ車 * 1 代替給水ビット			
		可搬型大型送水ポンプ車 * 1 原水槽 * 4 2 次系純水タンク * 4 ろ過水タンク * 4				
		炉心冷却(蒸気放出)	主蒸気逃がし弁	重大事故等 対処設備	a, b	
タービンバイパス弁	拡張設 備		多様性			
加圧器補助 スプレイ	加圧器補助スプレイ弁	拡張設 備	多様性			

* 1 : 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

* 2 : ディーゼル発電機等により給電する。

* 3 : 可搬型大型送水ポンプ車により海水を蒸気発生器へ注水する。

* 4 : 原水槽への補給は、2 次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。

* 5 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条項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 1.3.2 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
(サポート系機能喪失時)

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*6	整備する手順書	手順の分類		
サポート系機能喪失時	タービン動補助給水ポンプ 直流電源	補助給水ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ (現場手動操作) * 1	重大事故等 対処設備	全交流動力電源喪失時における対応手順	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		
			タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁 (現場手動操作) * 1					
	電動補助給水ポンプ 全交流動力電源		代替非常用発電機 * 2	重大事故等 対処設備				
			ディーゼル発電機燃料油貯油槽 * 3					
			可搬型タンクローリー * 3					
			ディーゼル発電機燃料油移送ポンプ * 3 * 5					
	主蒸気逃がし弁 全交流動力電源 (制御用空気) 又は 直流電源		主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁 (現場手動操作)			重大事故等 対処設備	a, b
				主蒸気逃がし弁操作用 可搬型空気ポンプ				
				可搬型大型送水ポンプ車 * 4			拡張設備 多様性	
				A-制御用空気圧縮機 (海水冷却)				
	加圧器逃がし弁 全交流動力電源 (制御用空気) 又は 直流電源		加圧器逃がし弁の機能回復	加圧器逃がし弁操作用 可搬型窒素ガスポンプ			重大事故等 対処設備	a, b
				加圧器逃がし弁操作用バッテリ				
可搬型大型送水ポンプ車 * 4		拡張設備 多様性						
A-制御用空気圧縮機 (海水冷却)								

- * 1 : 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
- * 2 : 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
- * 3 : 代替非常用発電機の燃料補給に使用する。燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
- * 4 : 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
- * 5 : ディーゼル発電機燃料油移送ポンプは、可搬型タンクローリーによるディーゼル発電機燃料油貯油槽からの燃料汲み上げができない場合に使用する。
- * 6 : 重大事故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 1.3.3 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
格納容器高圧溶融物雰囲気直接加熱及び防止	-	1 加圧器逃がし弁の減圧	加圧器逃がし弁	重大事故等対処設備 a, b	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順	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発生時)

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
伝熱管破損	-	1 加圧器逃がし弁の減圧	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備 a, b	蒸気発生器伝熱管破損時の対応手順	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					
システムLOCA	-	1 加圧器逃がし弁の減圧	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	
	加圧器逃がし弁					

* : 重大事故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 1.3.5 表 重大事故等対処に係る監視計器

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

監視計器一覧 (1 / 12)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等		
(1) 1次系のフィードアンドブリード	判断 基準	最終ヒートシンク の確保
		水源の確保
	操作	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 補助給水流量 ・ 燃料取替用水ピット水位 「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(1)「1次系のフィードアンドブリード」にて整備する。

監視計器一覧 (2 / 12)

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	
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (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	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位 (広域)
			・ 蒸気発生器水位 (狭域)
			・ 補助給水流量
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力 (広域)
水源の確保	・ 補助給水ピット水位		
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.4(2)「補助給水ポンプの起動状況確認」にて整備する。		
b. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	電源	・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 甲母線電圧, 乙母線電圧
			・ 6-C 1, C 2, D 母線電圧
		最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位 (広域)
			・ 蒸気発生器水位 (狭域)
	・ 補助給水流量		
水源の確保	・ 脱気器タンク水位		
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) a. 「電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。		
c. SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位 (広域)
			・ 蒸気発生器水位 (狭域)
			・ 主給水ライン流量
			・ 蒸気発生器水張り流量
		水源の確保	・ 補助給水ピット水位
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) b. 「SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。		

監視計器一覧（3 / 12）

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器										
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）												
d. 海水を用いた 可搬型大型送水ポンプ車による 蒸気発生器への注水	判断 基準	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="783 450 995 495">最終ヒートシンク の確保</td> <td data-bbox="995 450 1444 495">・ 蒸気発生器水位（広域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="995 495 1444 539">・ 蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="995 539 1444 584">・ 補助給水流量</td> </tr> </table>	最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位（広域）		・ 蒸気発生器水位（狭域）		・ 補助給水流量				
	最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位（広域）										
	・ 蒸気発生器水位（狭域）											
	・ 補助給水流量											
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) c. 「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」にて整備する。											
e. 代替給水ピットを水源とした 可搬型大型送水ポンプ車による 蒸気発生器への注水	判断 基準	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="783 712 995 801">原子炉圧力容器内の 温度</td> <td data-bbox="995 712 1444 757">・ 1次冷却材温度（広域－高温側）</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="995 757 1444 801">・ 1次冷却材温度（広域－低温側）</td> </tr> <tr> <td data-bbox="783 801 995 846">最終ヒートシンク の確保</td> <td data-bbox="995 801 1444 846">・ 蒸気発生器水位（広域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="995 846 1444 891">・ 蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="995 891 1444 931">・ 補助給水流量</td> </tr> </table>	原子炉圧力容器内の 温度	・ 1次冷却材温度（広域－高温側）		・ 1次冷却材温度（広域－低温側）	最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位（広域）		・ 蒸気発生器水位（狭域）		・ 補助給水流量
	原子炉圧力容器内の 温度	・ 1次冷却材温度（広域－高温側）										
	・ 1次冷却材温度（広域－低温側）											
最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位（広域）											
	・ 蒸気発生器水位（狭域）											
	・ 補助給水流量											
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) d. 「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」にて整備する。											
f. 原水槽を水源とした 可搬型大型送水ポンプ車による 蒸気発生器への注水	判断 基準	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="783 1066 995 1155">原子炉圧力容器内の 温度</td> <td data-bbox="995 1066 1444 1111">・ 1次冷却材温度（広域－高温側）</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="995 1111 1444 1155">・ 1次冷却材温度（広域－低温側）</td> </tr> <tr> <td data-bbox="783 1155 995 1200">最終ヒートシンク の確保</td> <td data-bbox="995 1155 1444 1200">・ 蒸気発生器水位（広域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="995 1200 1444 1245">・ 蒸気発生器水位（狭域）</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="995 1245 1444 1285">・ 補助給水流量</td> </tr> </table>	原子炉圧力容器内の 温度	・ 1次冷却材温度（広域－高温側）		・ 1次冷却材温度（広域－低温側）	最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位（広域）		・ 蒸気発生器水位（狭域）		・ 補助給水流量
	原子炉圧力容器内の 温度	・ 1次冷却材温度（広域－高温側）										
	・ 1次冷却材温度（広域－低温側）											
最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位（広域）											
	・ 蒸気発生器水位（狭域）											
	・ 補助給水流量											
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) e. 「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」にて整備する。											

監視計器一覧 (4 / 12)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (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	判断基準	原子炉压力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力 (広域)
		最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量
	操作	—	—
b. タービンバイパスによる蒸気放出	判断基準	電源	・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 甲母線電圧, 乙母線電圧
			・ 6-C 1, C 2, D 母線電圧
	最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気ライン圧力	
		・ 蒸気発生器水位 (広域)	
・ 蒸気発生器水位 (狭域)			
操作	—	—	
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(4) 加圧器補助スプレイによる減圧	判断基準	原子炉压力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力 (広域)
		原子炉压力容器内への注水量	・ 充てん流量
		水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位 ・ 体積制御タンク水位
	操作	原子炉压力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力 (広域)
		原子炉压力容器内への注水量	・ 充てん流量

監視計器一覧（5 / 12）

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	
1.3.2.2 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駆動蒸気 入口弁 (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	判断基準	電源	・ A, B-直流コントロールセンタ母線 電圧
		最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量
		水源の確保	・ 補助給水ピット水位
		操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を 冷却するための手順等」のうち, 1.2.2.2(1) 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 ポンプ駆動蒸気入口弁 (現場手動操作) によるタービン補助給 水ポンプの機能回復」にて整備する。
	b. 代替非常用発電機による 電動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	電源
最終ヒートシンク の確保			・ 代替非常用発電機電圧, 電力, 周波数
水源の確保			・ 蒸気発生器水位 (広域) ・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 補助給水流量
操作		—	—

監視計器一覧（6 / 12）

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等 (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	判断基準	原子炉压力容器内の 圧力	・ 1次冷却材圧力（広域）
		原子炉压力容器内の 水位	・ 加圧器水位
		原子炉格納容器内の 温度	・ 格納容器内温度
		原子炉格納容器内の 圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（AM用）
		原子炉格納容器内の 水位	・ 格納容器再循環サンプル水位（狭域）
		最終ヒートシンク の確保	・ 主蒸気ライン圧力
			・ 蒸気発生器水位（広域）
			・ 蒸気発生器水位（狭域） ・ 補助給水流量
		電源	・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧
	・ 甲母線電圧, 乙母線電圧		
	・ 6-A, B, C 1, C 2, D 母線電圧		
	補機監視機能	・ 制御用空気圧力	
	操作	原子炉压力容器内の 温度	・ 1次冷却材温度（広域－高温側）
			・ 1次冷却材温度（広域－低温側）
		原子炉压力容器内の 圧力	・ 1次冷却材圧力（広域）
		原子炉压力容器内の 水位	・ 加圧器水位
		最終ヒートシンク の確保	・ 主蒸気ライン圧力
			・ 蒸気発生器水位（広域）
			・ 蒸気発生器水位（狭域） ・ 補助給水流量
格納容器パイパス の監視		・ 復水器排気ガスモニタ	
		・ 蒸気発生器ブローダウン水モニタ	
		・ 主蒸気ライン圧力	
	・ 蒸気発生器水位（狭域）		

監視計器一覧（7 / 12）

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	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等 (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
b. 主蒸気逃がし弁操作用可搬型 空気ポンベによる 主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	最終ヒートシンク の確保	・ 主蒸気ライン圧力
		・ 蒸気発生器水位（広域）	
		・ 蒸気発生器水位（狭域）	
		・ 補助給水流量	
	補機監視機能	・ 制御用空気圧力	
	操作	原子炉圧力容器内 の温度	・ 1次冷却材温度（広域－高温側）
		・ 1次冷却材温度（広域－低温側）	
		原子炉圧力容器内 の圧力	・ 1次冷却材圧力（広域）
最終ヒートシンク の確保		・ 主蒸気ライン圧力	
・ 蒸気発生器水位（広域）			
・ 蒸気発生器水位（狭域） ・ 補助給水流量			
c. 可搬型大型送水ポンプ車を用いた A-制御用空気圧縮機（海水冷却） による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	補機監視機能	・ 制御用空気圧力
		最終ヒートシンク の確保	・ 主蒸気ライン圧力
		・ 蒸気発生器水位（広域）	
		・ 蒸気発生器水位（狭域） ・ 補助給水流量	
	操作	A-制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用 空気系統を回復する手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を 輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5) b. 「可搬型大 型送水ポンプ車によるA-制御用空気圧縮機（海水冷却）へ の補機冷却水（海水）通水」にて整備する。	
		主蒸気逃がし弁の開度調整は、1.3.2.2(2) b. (b)④と同様。	

監視計器一覧（8 / 12）

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
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等 (3) 加圧器逃がし弁の機能回復		
a. 加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンベによる加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	電源 <ul style="list-style-type: none"> ・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 甲母線電圧, 乙母線電圧 ・ 6-A, B, C 1, C 2, D 母線電圧
		原子炉圧力容器内の圧力 <ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力（広域）
操作	加圧器逃がし弁の開操作は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手順」にて整備する。	
b. 加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	電源 <ul style="list-style-type: none"> ・ A, B-直流コントロールセンタ母線電圧
		原子炉圧力容器内の圧力 <ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力（広域）
操作	加圧器逃がし弁の開操作は、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手順」にて整備する。	
c. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたA-制御用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	電源 <ul style="list-style-type: none"> ・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 甲母線電圧, 乙母線電圧 ・ 6-A, B, C 1, C 2, D 母線電圧
		補機冷却 <ul style="list-style-type: none"> ・ A-制御用空気圧縮機補機冷却水流量
操作	A-制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用空気系統を回復する手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5) b. 「可搬型大型送水ポンプ車によるA-制御用空気圧縮機（海水冷却）への補機冷却水（海水）通水」にて整備する。	
加圧器逃がし弁の開操作は、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手順」にて整備する。		

監視計器一覧（9 / 12）

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	
1.3.4 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手順			
—	判断 基準	原子炉压力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉压力容器内の 圧力	・ 1次冷却材圧力（広域）
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ （高レンジ）
	操作	原子炉压力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉压力容器内の 圧力	・ 1次冷却材圧力（広域）
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ （高レンジ）

監視計器一覧（10／12）

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順			
—	判断基準	信号	・ ECCS 作動
		最終ヒートシンクの確保	・ 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
			・ 主蒸気流量
		原子炉圧力容器内の水位	・ 加圧器水位
		格納容器バイパスの監視	・ 1次冷却材圧力（広域）
			・ 復水器排気ガスモニタ
			・ 蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・ 高感度型主蒸気管モニタ
	・ 蒸気発生器水位（狭域）		
	・ 主蒸気ライン圧力		
	操作	最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気ライン圧力
			・ 補助給水流量
			・ 蒸気発生器水位（狭域）
			・ 蒸気発生器水位（広域）
		原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材温度（広域－高温側）
			・ 1次冷却材温度（広域－低温側）
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・ 加圧器水位
原子炉圧力容器内への注水量		・ 高圧注入流量	
		・ 充てん流量	
水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位		
	・ ほう酸タンク水位		
	・ 1次系純水タンク水位		
	・ 2次系純水タンク水位		
	・ ろ過水タンク水位		

監視計器一覧 (1 1 / 1 2)

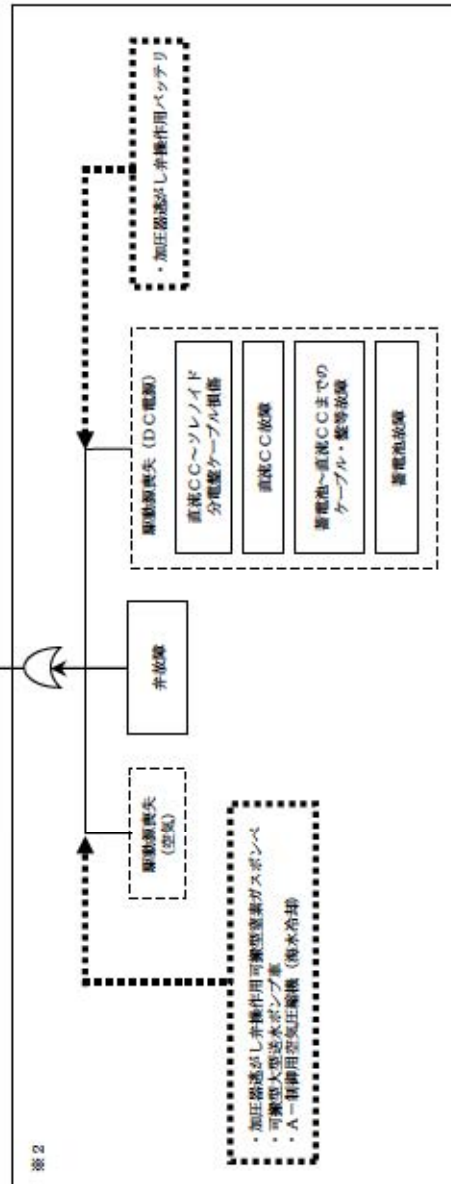
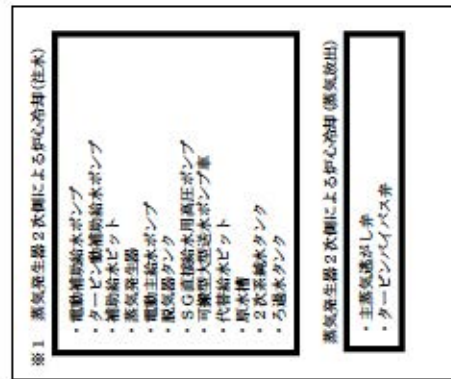
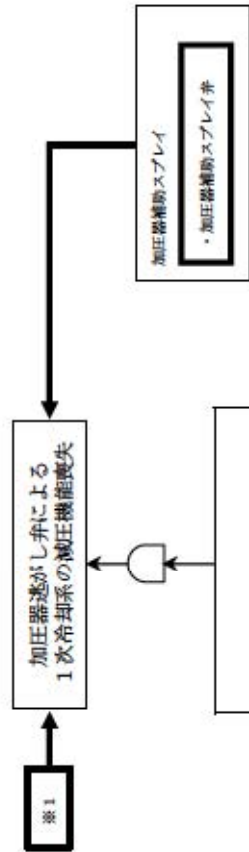
対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順			
—	判断基準	信号	
		・ E C C S 作動	
		原子炉压力容器内の 水位	
		・ 加圧器水位	
		格納容器パイパス の監視	・ 1次冷却材圧力 (広域)
			・ 補助建屋サンプタンク水位
			・ 排気筒ガスモニタ
			・ 排気筒高レンジガスモニタ (低レンジ)
			・ 排気筒高レンジガスモニタ (高レンジ)
			・ 復水器排気ガスモニタ
			・ 蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・ 高感度型主蒸気管モニタ
			・ 蒸気発生器水位 (狭域)
			・ 主蒸気ライン圧力
			・ 余熱除去ポンプ出口圧力
・ 余熱除去冷却器入口温度			
・ 余熱除去冷却器出口温度			
・ 加圧器逃がしタンク水位			
・ 加圧器逃がしタンク圧力			
・ 加圧器逃がしタンク温度			

監視計器一覧 (12 / 12)

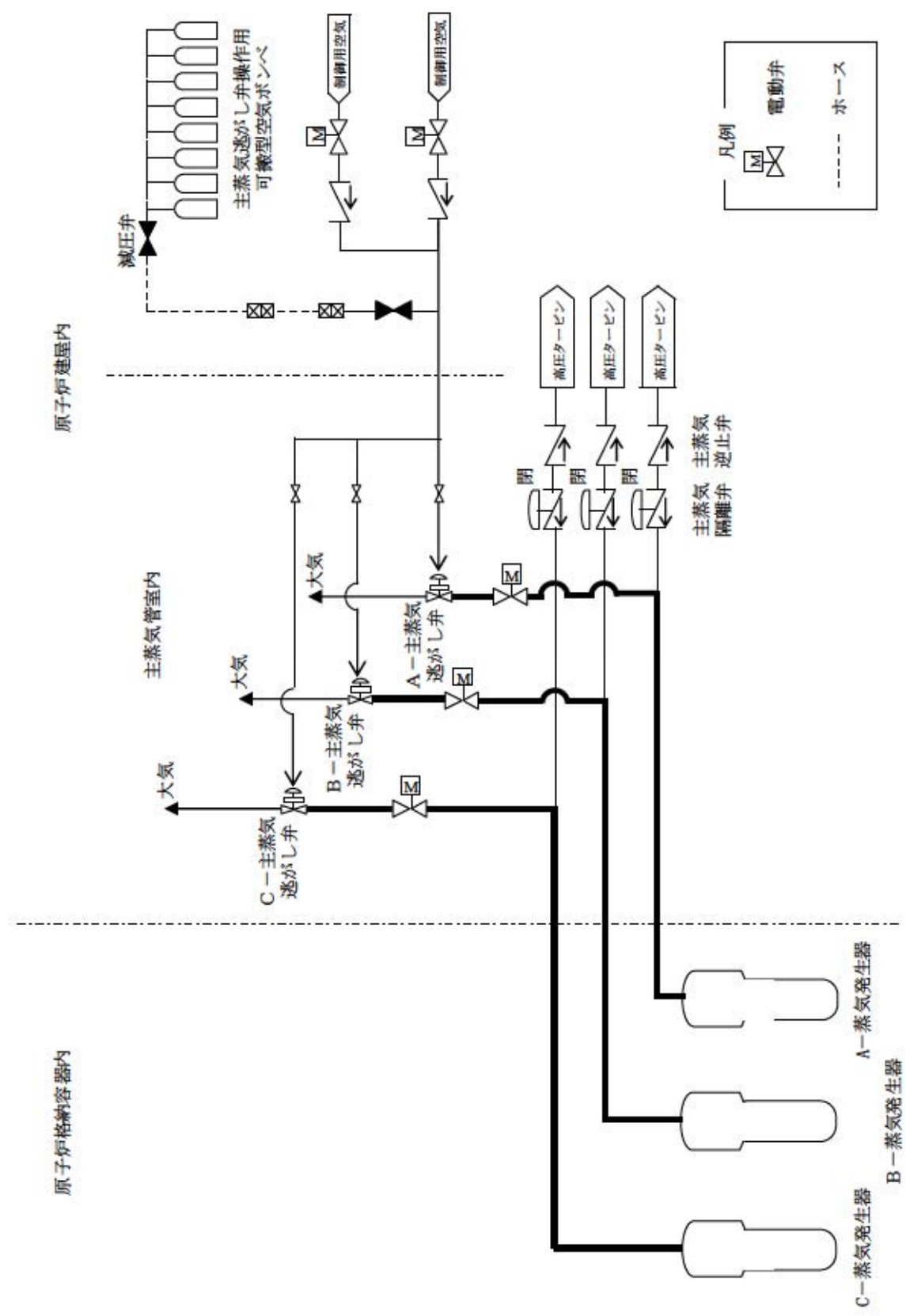
対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順			
—	操作	原子炉压力容器内の 水位	・ 加圧器水位
		原子炉压力容器内の 温度	・ 1次冷却材温度 (広域-高温側) ・ 1次冷却材温度 (広域-低温側)
		原子炉压力容器内の 圧力	・ 1次冷却材圧力 (広域)
		最終ヒートシンク の確保	・ 補助給水流量
			・ 蒸気発生器水位 (広域)
			・ 蒸気発生器水位 (狭域) ・ 主蒸気ライン圧力
		原子炉压力容器内の 注水量	・ 高圧注入流量 ・ 充てん流量
		水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位
			・ ほう酸タンク水位
			・ 1次系純水タンク水位
・ 2次系純水タンク水位 ・ ろ過水タンク水位			

第 1.3.6 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

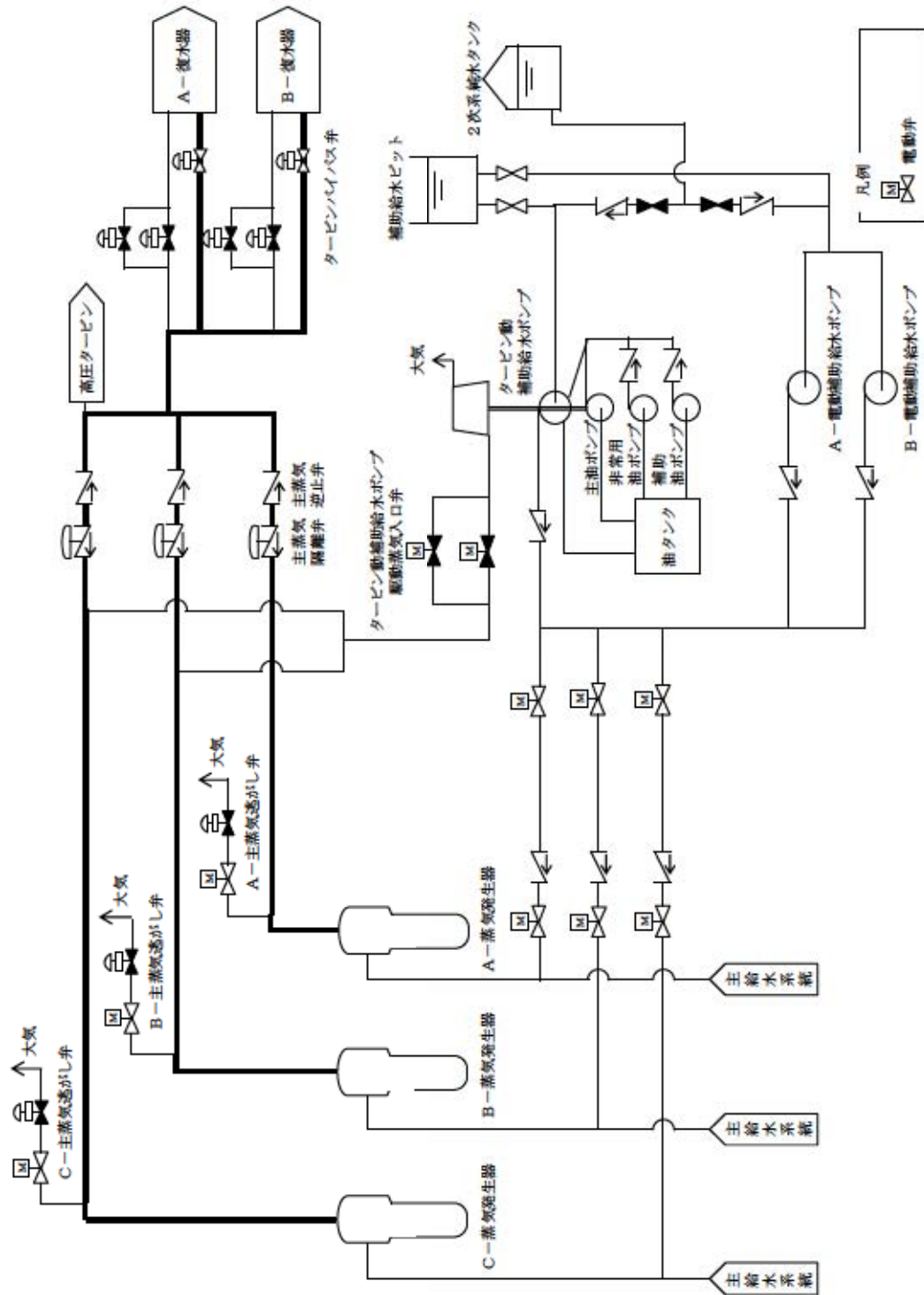
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.3】 原子炉冷却材圧力バウン ダリを減圧するための手 順等	A－高圧注入ポンプ	6－A 非常用高圧母線
	B－高圧注入ポンプ	6－B 非常用高圧母線
	A－電動補助給水ポンプ	6－A 非常用高圧母線
	B－電動補助給水ポンプ	6－B 非常用高圧母線
	A－余熱除去ポンプ	4－A 1 非常用低圧母線
	B－余熱除去ポンプ	4－B 1 非常用低圧母線
	A－主蒸気逃がし弁	ソレノイド分電盤 A 1
	B－主蒸気逃がし弁	ソレノイド分電盤 A 2
	C－主蒸気逃がし弁	ソレノイド分電盤 B 2
	A－加圧器逃がし弁	ソレノイド分電盤 A 1
	B－加圧器逃がし弁	ソレノイド分電盤 B 1
	A－ディーゼル発電機 燃料油移送ポンプ	A－ディーゼル発電機 コントロールセンタ
	B－ディーゼル発電機 燃料油移送ポンプ	B－ディーゼル発電機 コントロールセンタ



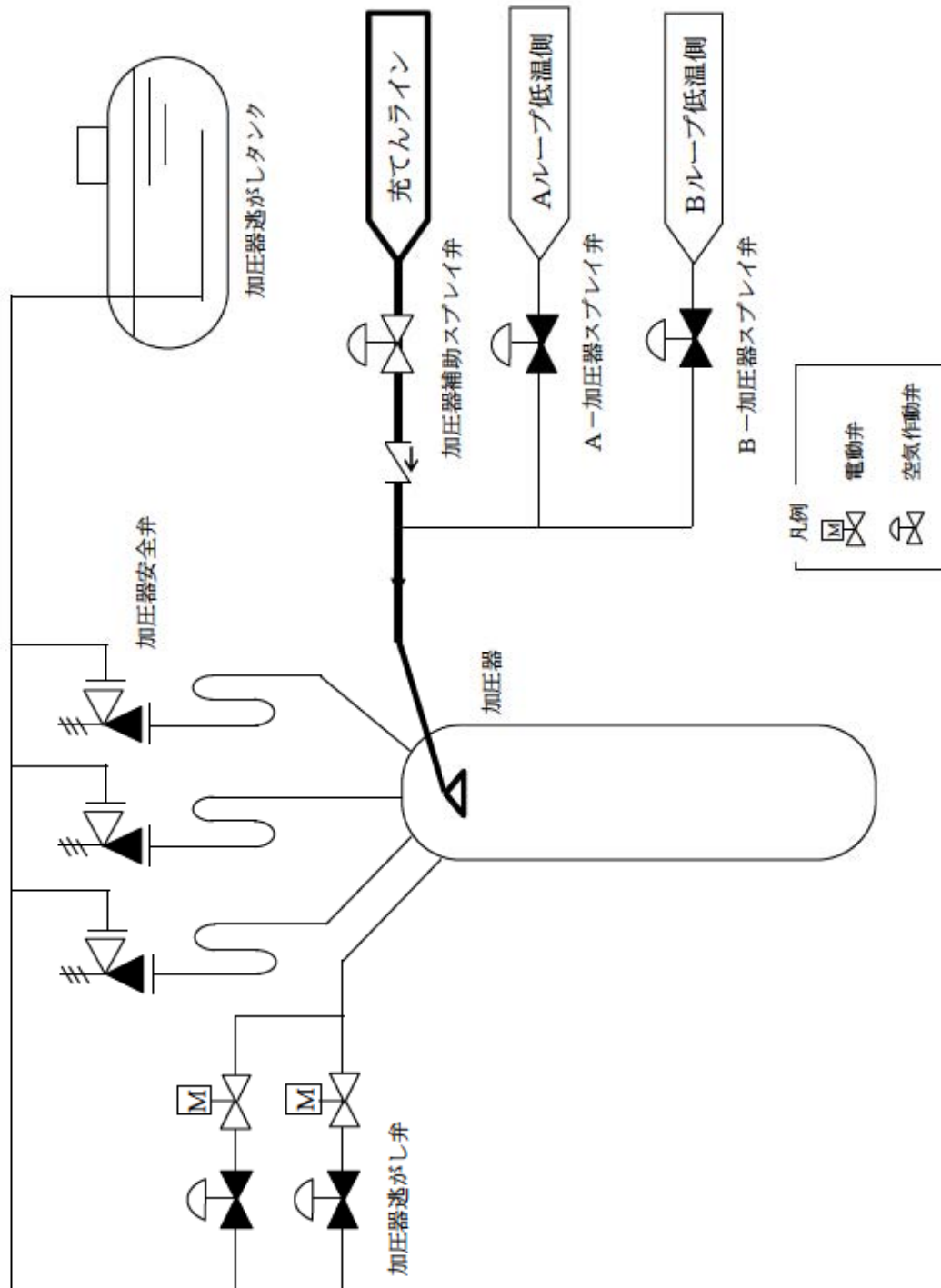
第 1.3.2 図 機能喪失原因対策分析 (加圧器逃がし弁による減圧機能喪失)



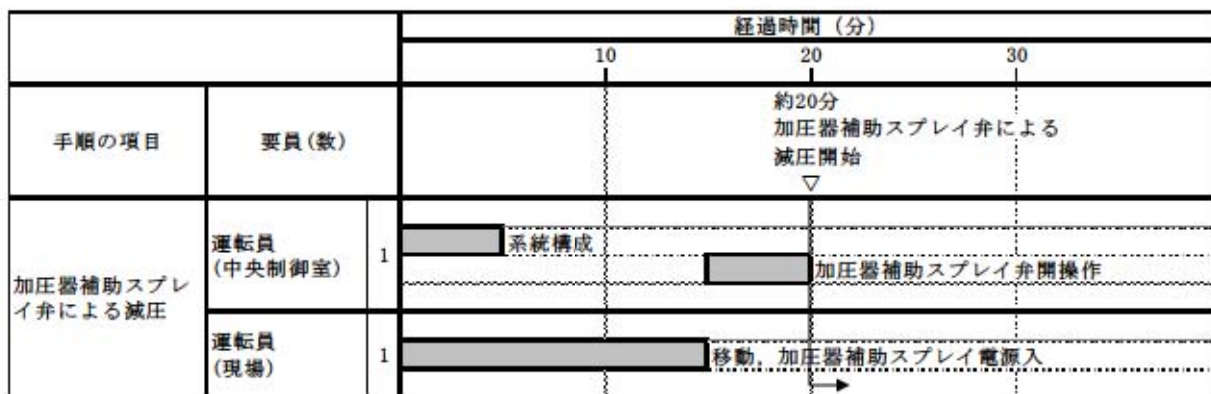
第 1.3.3 図 主蒸気逃がし弁による蒸気放出 概略系統



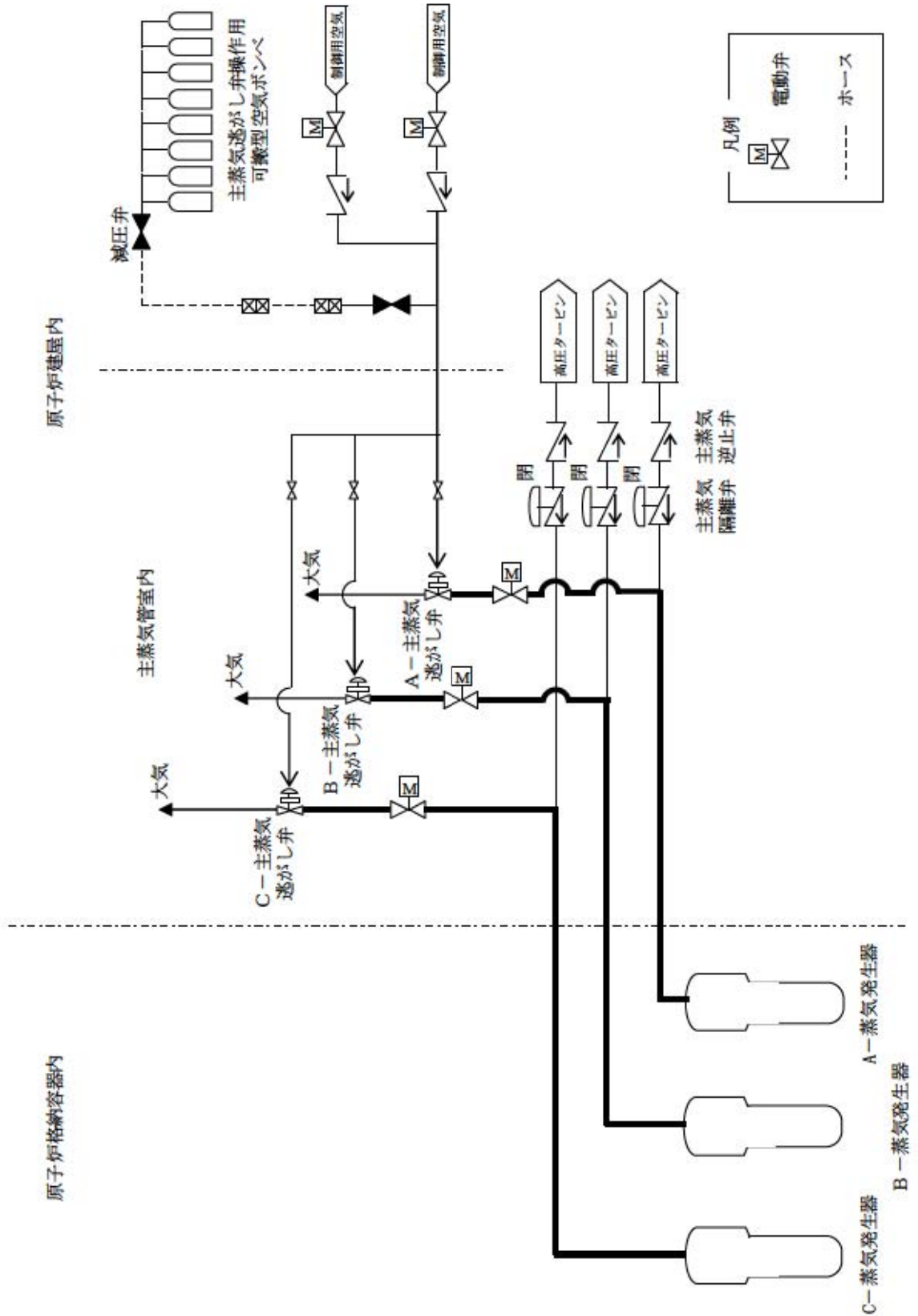
第 1.3.4 図 タービンバイパス弁による蒸気放出 概略系統



第 1.3.5 図 加圧器補助スプレイ弁による減圧 概略系統



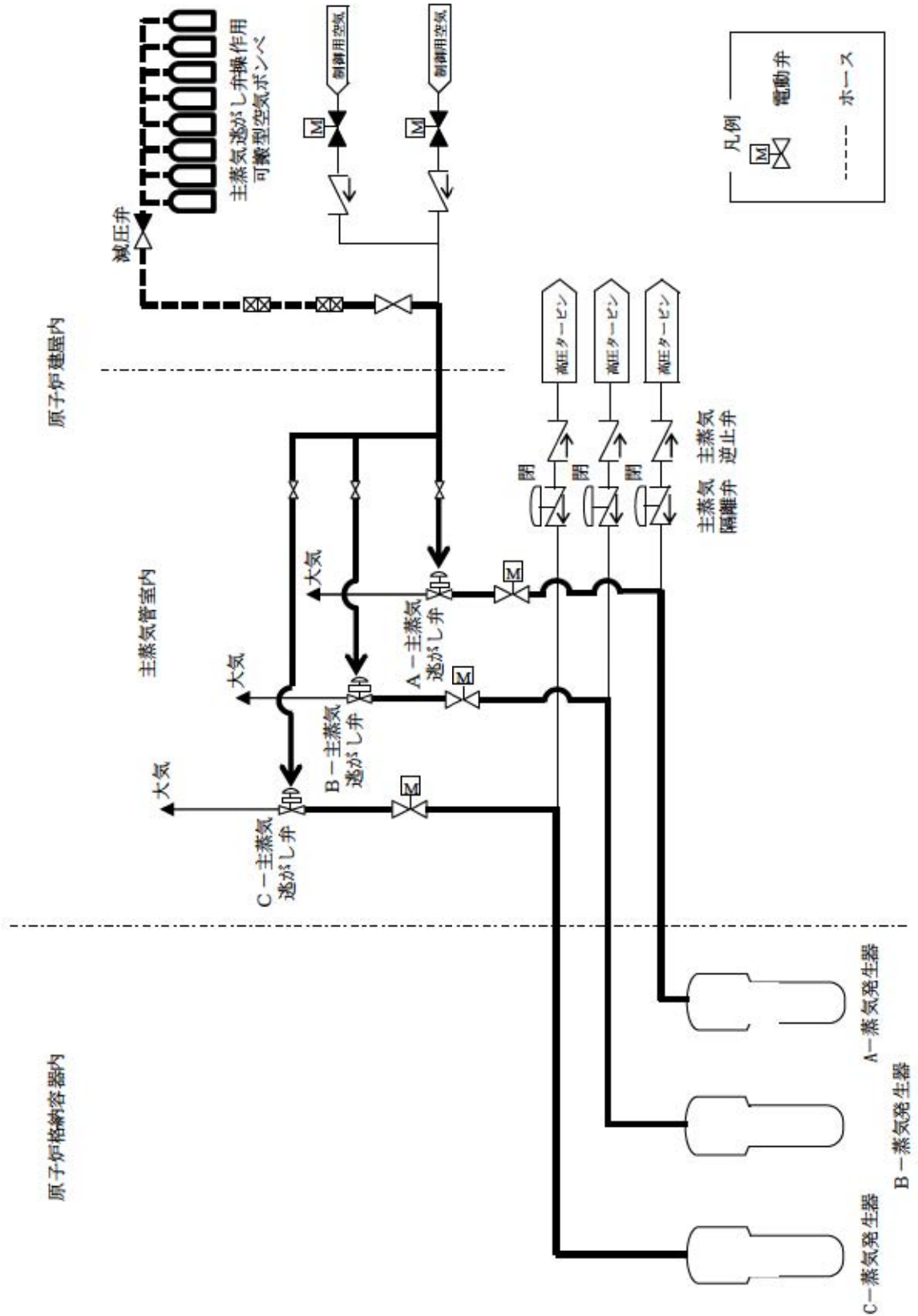
第 1.3.6 図 加圧器補助スプレイ弁による減圧 タイムチャート



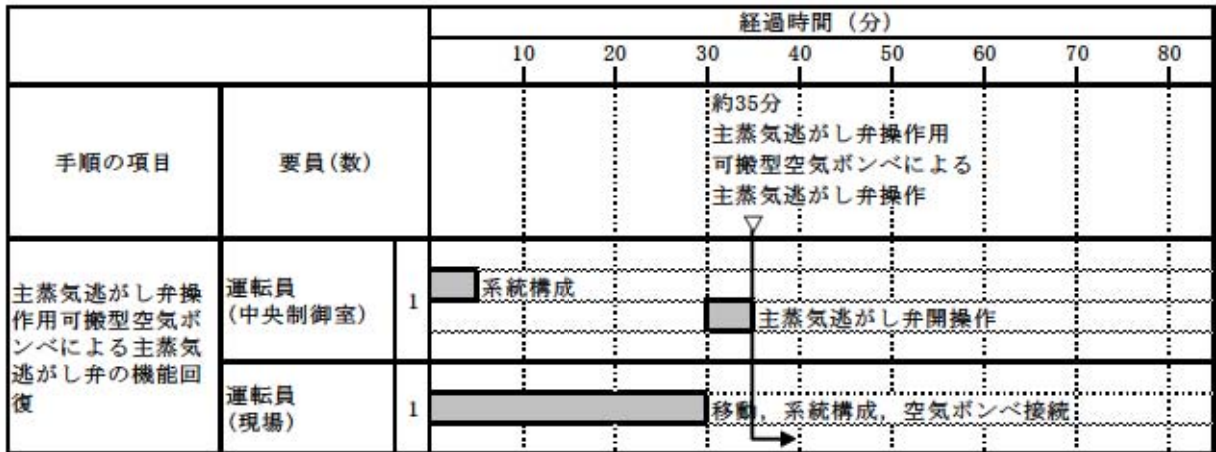
第 1.3.8 図 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復 概略系統



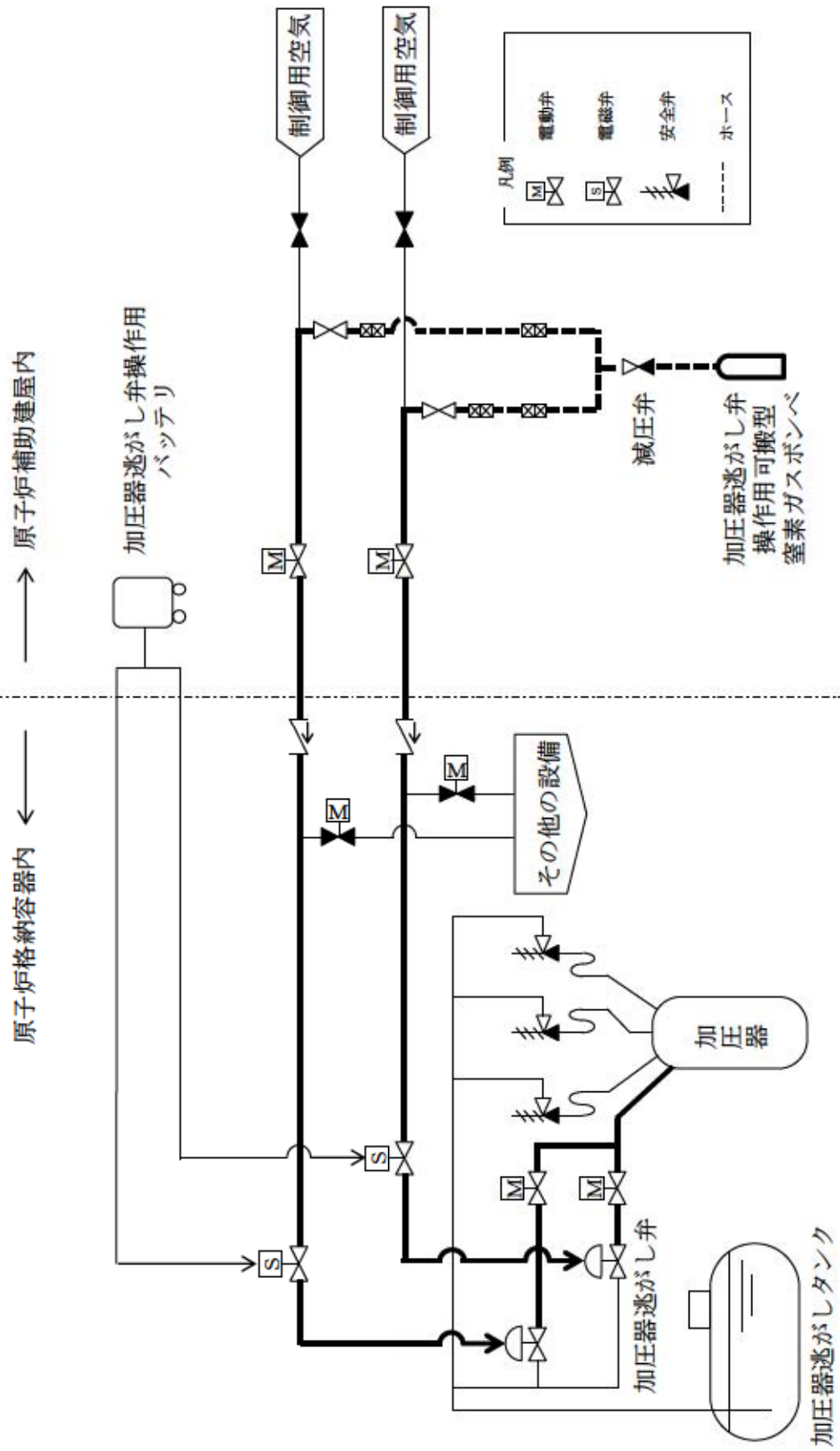
第 1.3.9 図 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁
の機能回復 タイムチャート



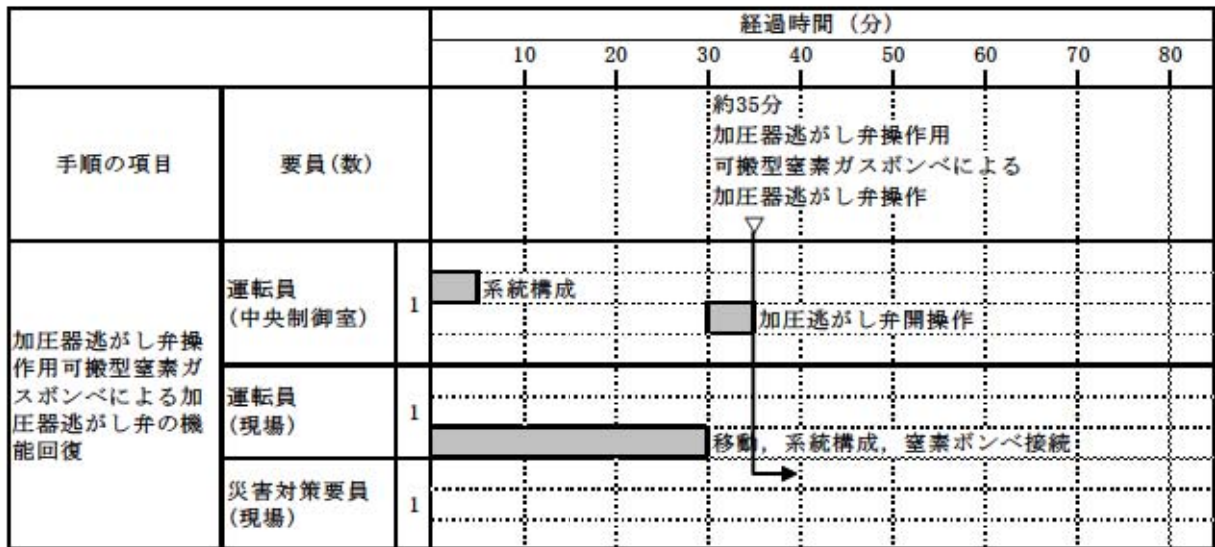
第 1.3.10 図 主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ポンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復 概略系統



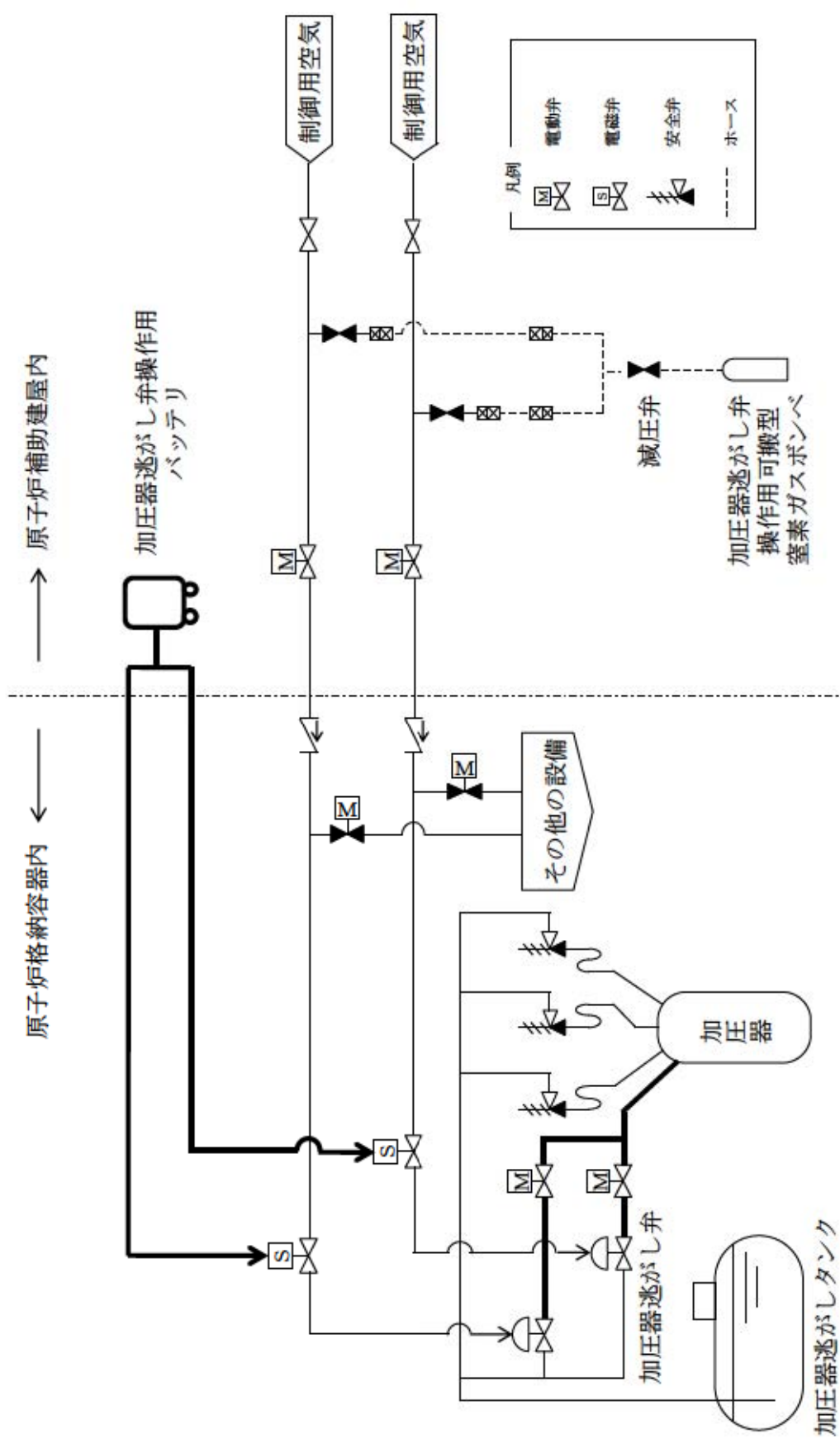
第 1.3.11 図 主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンペによる主蒸気逃がし弁の機能回復 タイムチャート



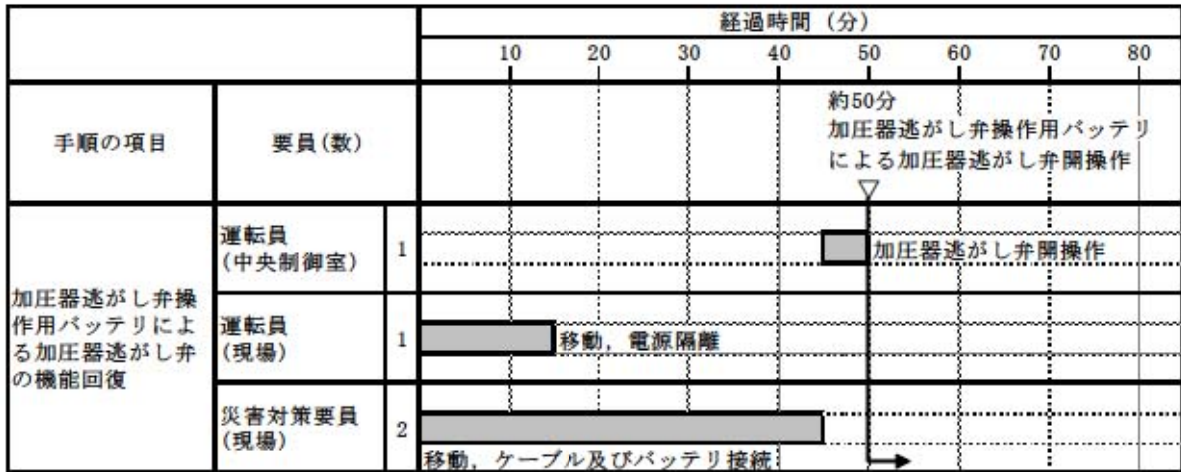
第 1.3.12 図 加圧器逃がし弁操作可能型窒素ガスボンベによる加圧器逃がし弁の機能回復 概略系統



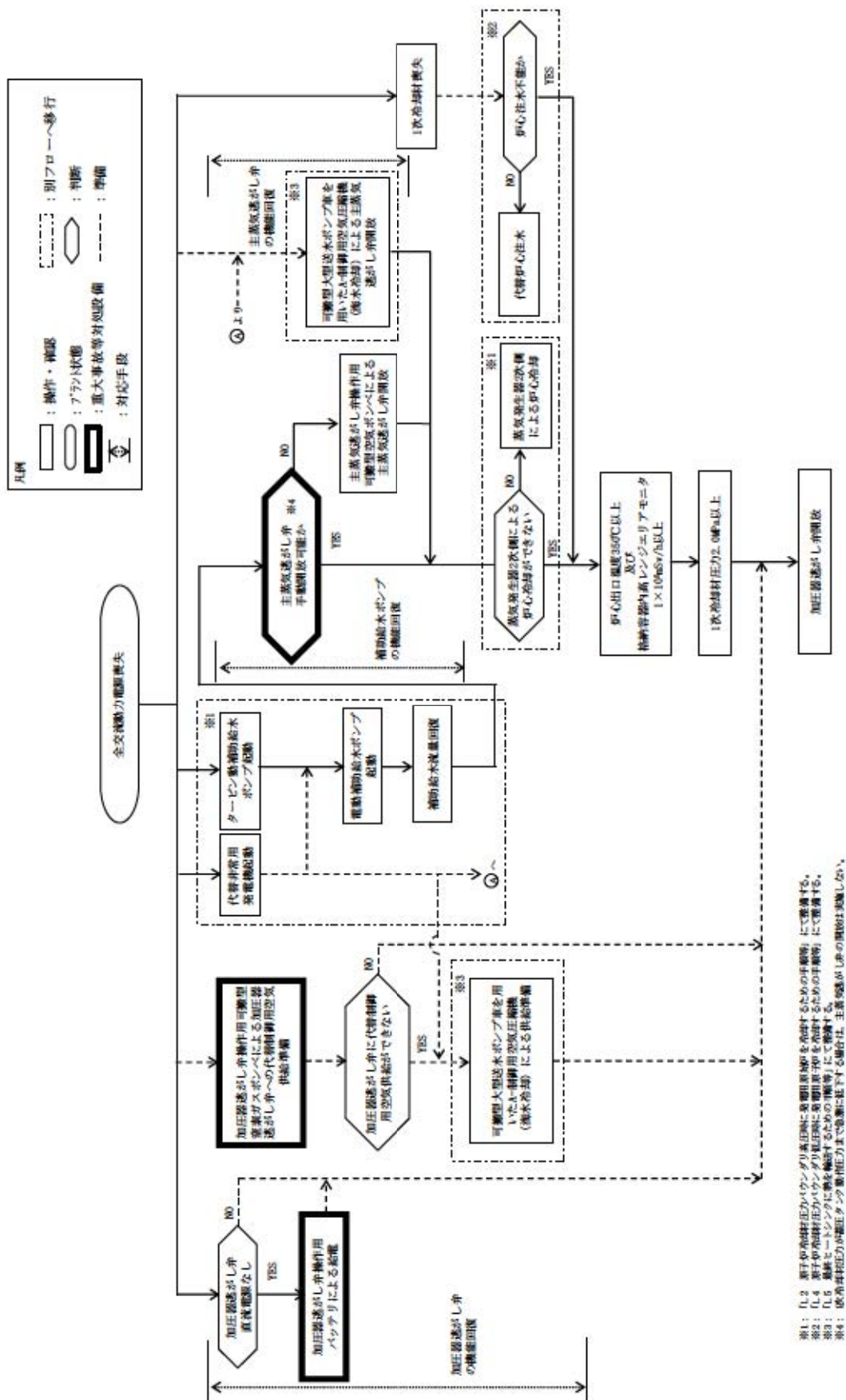
第 1.3.13 図 加圧器逃がし弁操作作用可搬型窒素ガスボンベによる
加圧器逃がし弁の機能回復 タイムチャート



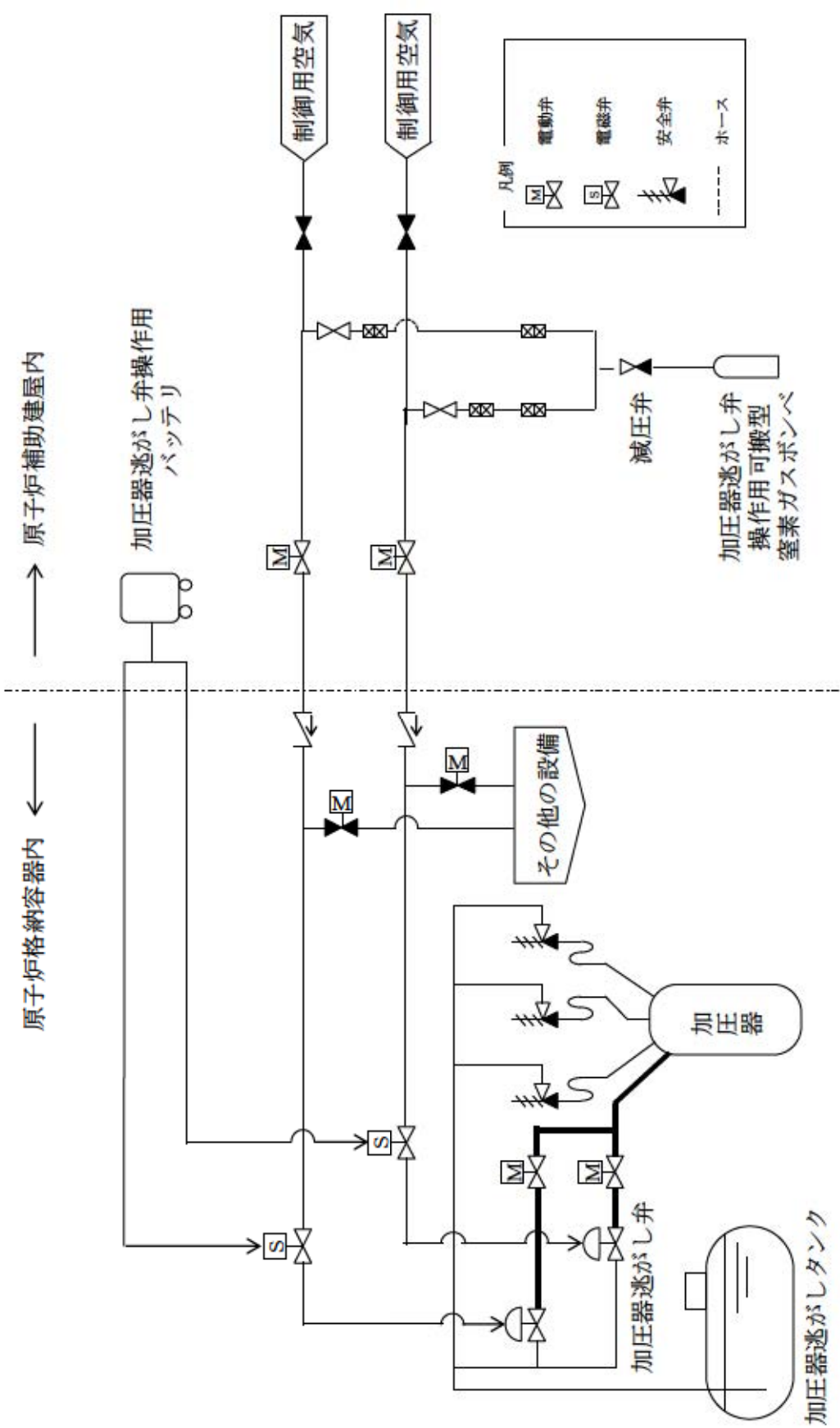
第 1.3.14 図 加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる加圧器逃がし弁の機能回復 概略系統



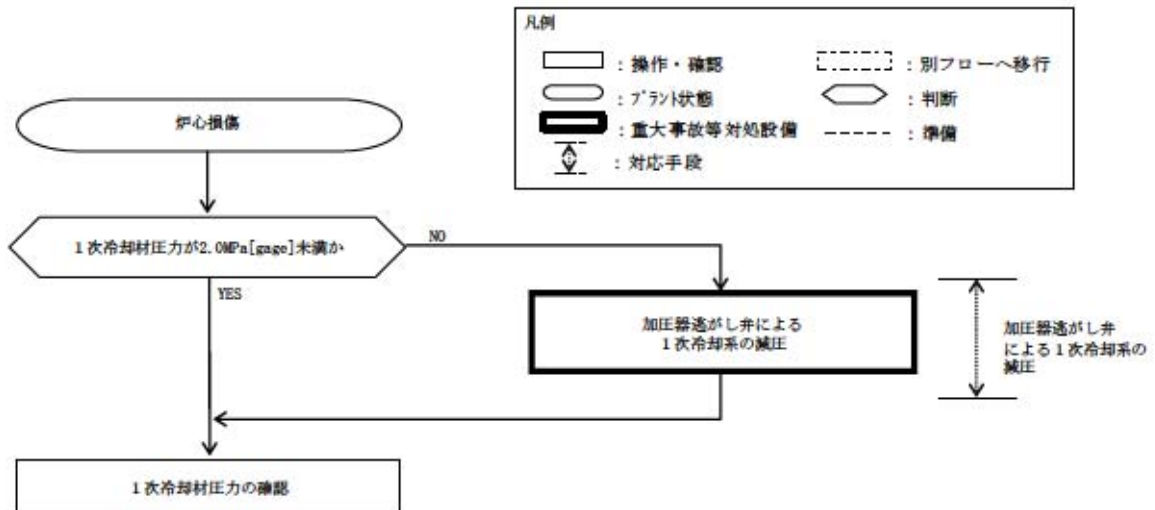
第 1.3.15 図 加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる加圧器逃がし弁の機能回復 タイムチャート



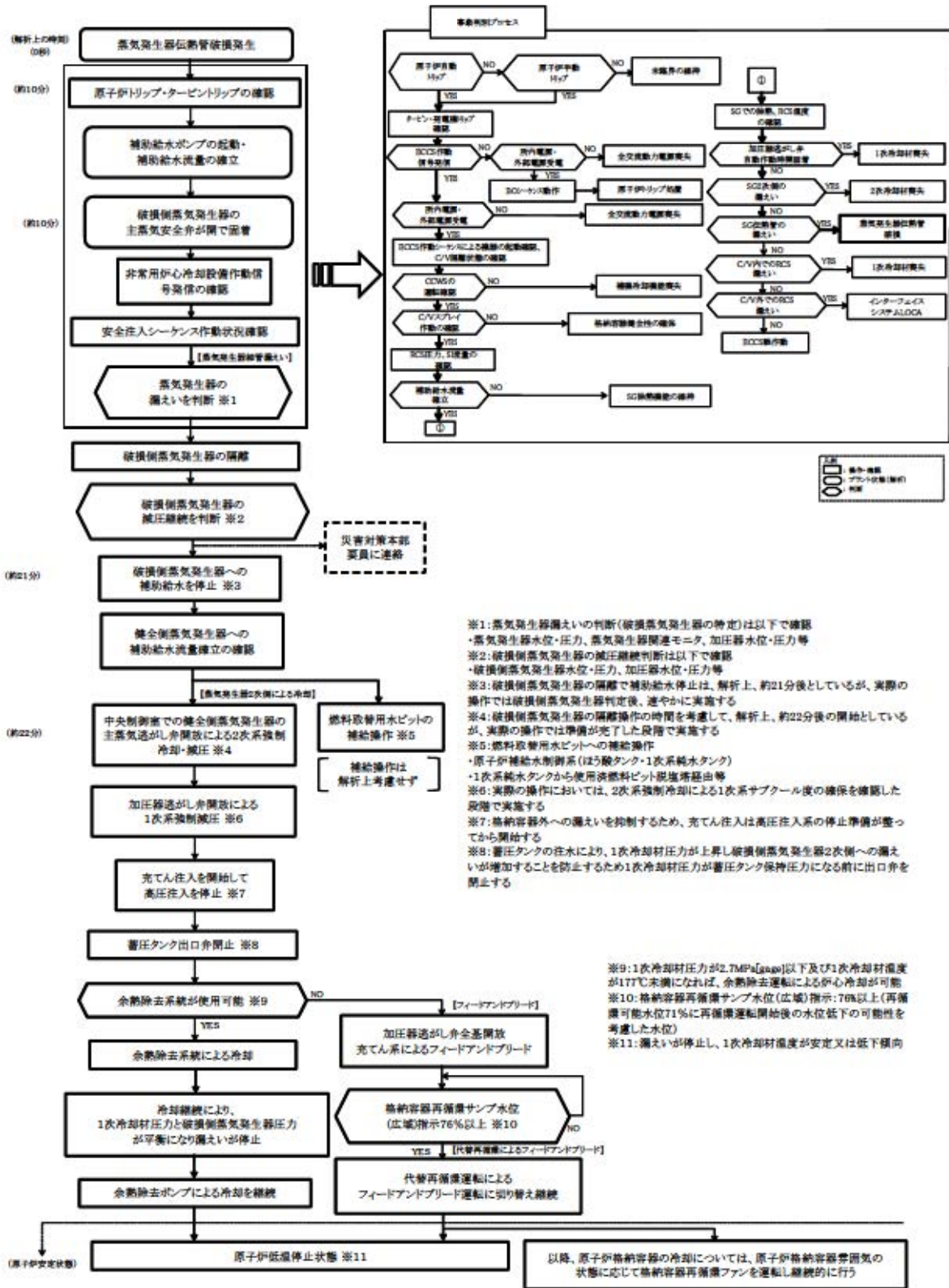
第 1.3.16 図 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順 (サポート系機能喪失時)



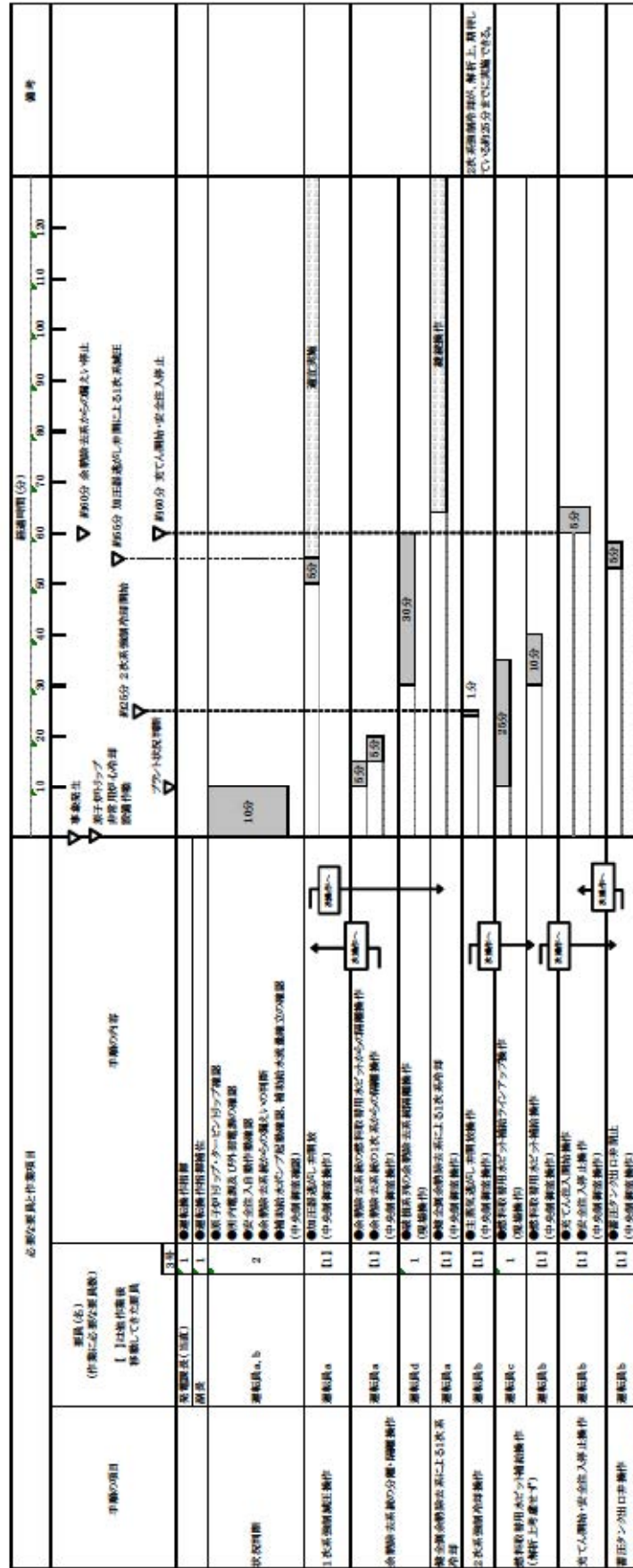
第 1.3.17 図 加圧器逃がし弁による 1 次冷却系統の減圧 概略系統



第 1.3.18 図 加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧
(高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止)

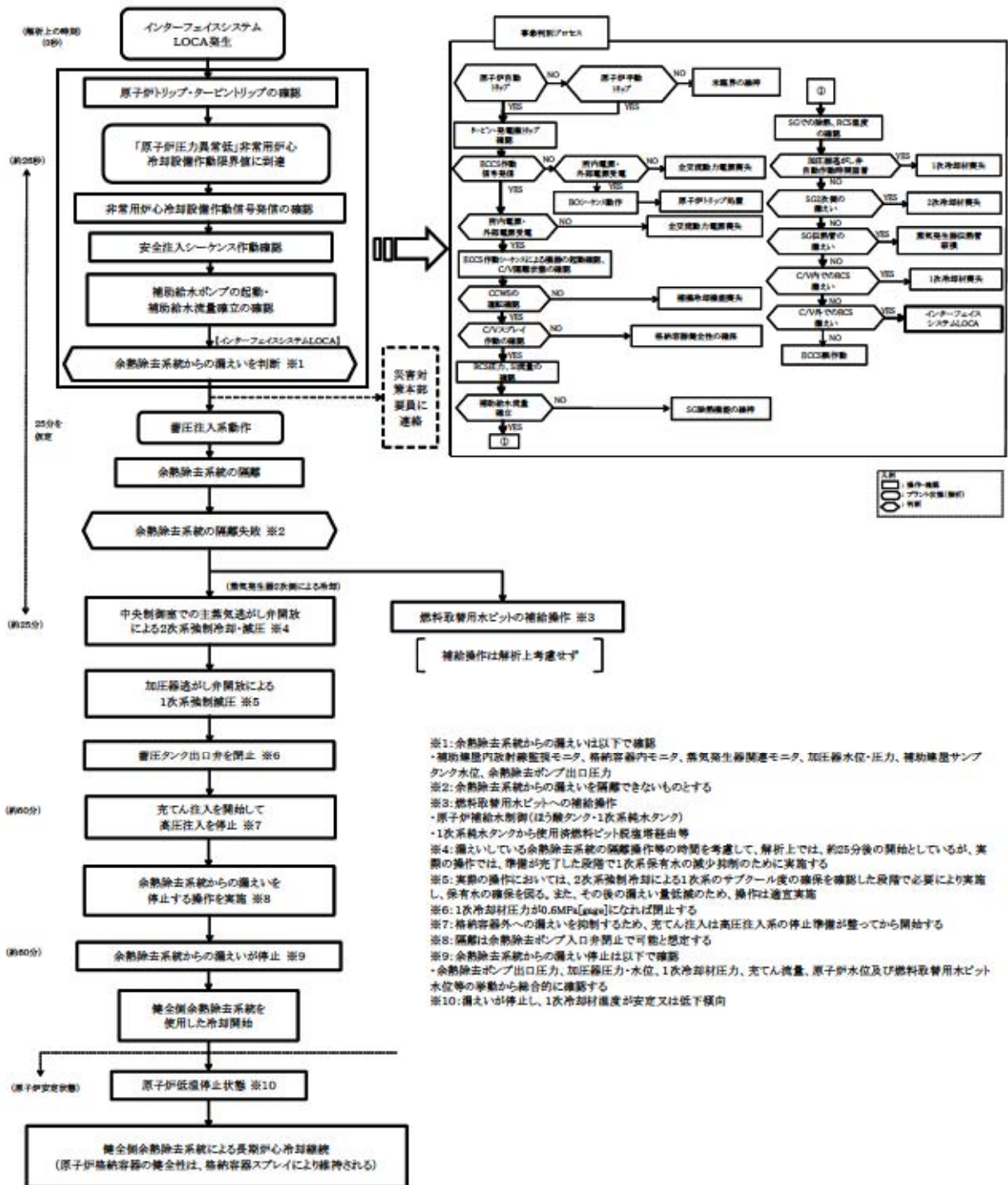


第 1.3.20 図 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手順

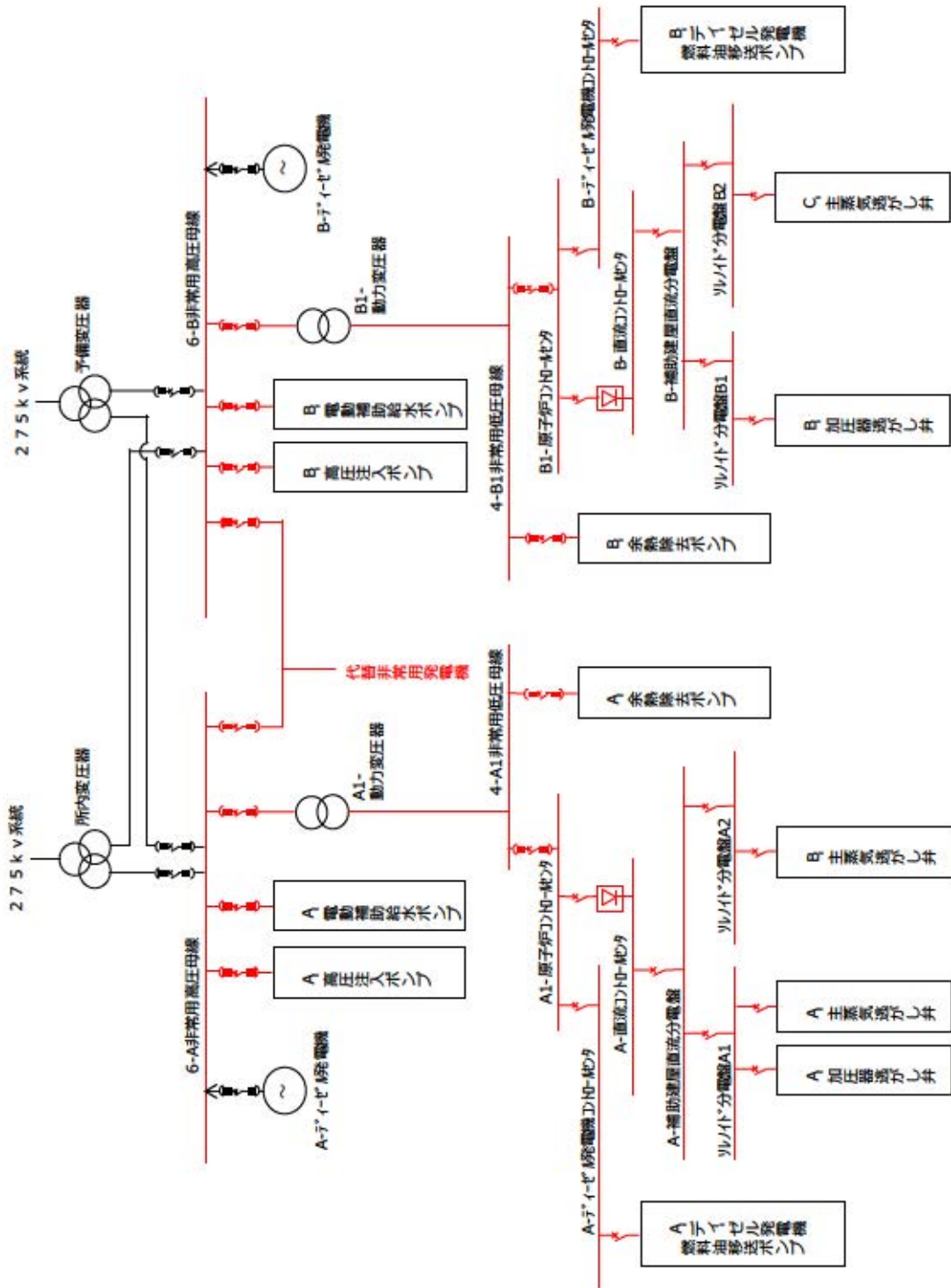


・上記要員に加え、当該作業本要員3名にて当該各所に監視業務を行う。
 ・移行監視施設には当該作業本要員3名のほか必要場合は、上記要員に加え、上記要員以外の必要要員も増設を行う。
 ・増設ポンプは単行運転、単行先作業並びに当該の運転時動作の作業時間等を考慮し、上での増設作業は想定したものであり、運転員は作業員に比べて作業員を減らす場合は作業員を減らす。
 また、運転員の増員と必要作業員時間内に対応することは困難であることには留意している。(一部の機組については想定時間には対応)

第 1.3.21 図 インターフェイスシステム LOCA 発生時の手順 タイムチャート



第 1.3.22 図 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順



重大事故等対処設備の電源構成図

重大事故等対処設備及び多様性拡張設備整理表 (2/2)

設備の名称 / 位置 / 用途	設備の概要	設備の位置	設備の構造	設備の仕様		設備の性能		設備の備考
				設備の仕様	設備の性能			
緊急通報装置 / 緊急通報装置 / 緊急通報装置	緊急通報装置の概要	緊急通報装置の位置	緊急通報装置の構造	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の備考
				緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	
緊急通報装置 / 緊急通報装置 / 緊急通報装置	緊急通報装置の概要	緊急通報装置の位置	緊急通報装置の構造	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の備考
				緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	
緊急通報装置 / 緊急通報装置 / 緊急通報装置	緊急通報装置の概要	緊急通報装置の位置	緊急通報装置の構造	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の備考
				緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	
緊急通報装置 / 緊急通報装置 / 緊急通報装置	緊急通報装置の概要	緊急通報装置の位置	緊急通報装置の構造	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の備考
				緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	緊急通報装置の仕様	緊急通報装置の性能	

添付資料 1.3.2-(2)

多様性拡張設備仕様

機器名称	常設 /可搬	耐震性	容量	揚程	台数
充てんポンプ	常設	Sクラス	約45m ³ /h (1台当たり)	約1,770m	3台
燃料取替用水ピット	常設	Sクラス	約2000m ³	—	1基
電動主給水ポンプ	常設	Cクラス	約3,400m ³ /h	620m	1台
脱気器タンク	常設	Cクラス	約400m ³	—	1基
SG直接給水用高圧ポンプ	常設	免震	90m ³ /h	900m	1台
補助給水ピット	常設	Sクラス	約660m ³	—	1基
可搬型大型送水ポンプ車	可搬	転倒評価	約300m ³ /h (1台当たり)	吐出圧力 約1.3MPa[gage]	4台+予備2台
代替給水ピット	常設	Cクラス	約473m ³	—	1基
原水槽	常設	—	約5000m ³ /基	—	2基
2次系純水タンク	常設	Cクラス	約1,500m ³ (1基当たり)	—	2基
ろ過水タンク	常設	Cクラス	約1,500m ³ (1基当たり)	—	2基
タービンバイパス弁	常設	Cクラス	約350t/h (1個当たり)	—	6個
主蒸気逃がし弁操作用可搬型 空気ポンプ	可搬	—	約7Nm ³	—	8個
A-制御用空気圧縮機 (海水冷却)	常設	Sクラス	約17m ³ /min[normal]	—	1台

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

1. はじめに

地震等により、1次冷却材喪失事故（以下、「LOCA」という）と蒸気発生器伝熱管破損が重畳した場合の運転パラメータの動きと主蒸気逃がし弁を開放する判断基準について、以下に整理した。

2. LOCA及び蒸気発生器伝熱管破損事象

原子炉トリップや安全注入が作動すれば、運転要領緊急処置編「事故直後の操作および事象の判別」に従い、あらかじめ定めたパラメータを確認し事象の判別を行う。

LOCA及び蒸気発生器伝熱管破損の事象判別を行う際に用いる確認パラメータと判断基準は以下のとおりである。

(1) LOCAが生じた場合

「加圧器水位・圧力の低下」, 「格納容器内温度・圧力の上昇」, 「格納容器内放射線モニタの指示上昇」, 「格納容器サンプ水位の指示上昇」, 「凝縮液量測定装置水位の指示上昇」が確認されればLOCAと判断する。

(2) 蒸気発生器伝熱管破損が重畳した事象

「復水器排気ガスモニタの指示上昇」, 「蒸気発生器ブローダウン水モニタの指示上昇」, 「高感度型主蒸気管モニタの指示上昇」, 「蒸気発生器水位・主蒸気ライン圧力の上昇」が確認されれば蒸気発生器伝熱管破損と判断する。

3. LOCAと蒸気発生器伝熱管破損が重畳した事象

所内非常用高圧母線に電源が有る場合にLOCAと蒸気発生器伝熱管破損が重畳した場合は、前項に示したLOCAの徴候と蒸気発生器伝熱管破損の徴候が同時に現れるため事象判別が可能である。

一方、全交流動力電源が喪失している場合は、放射線モニタが使用できず、蒸気発生器水位及び主蒸気ライン圧力で監視する。この時の漏えい破損蒸気発生器の水位・破損側主蒸気ライン圧力はLOCAの規模によって以下のような挙動を示すと考えられる。

(1) LOCAの規模が小さい場合

事象発生直後は、1次系圧力が主蒸気ライン圧力よりも高い状態であるが、1次冷却材の漏えいに伴い、徐々に主蒸気ライン圧力と均圧する。この間に蒸気発生器に漏えいした1次冷却材により、破損蒸気発生器の水位は健全蒸気発生器と比べ上昇傾向を示す。

(2) LOCAの規模が大きい場合

1次冷却材漏えいによる1次系圧力の低下が大きく、1次系圧力に対して破損側主蒸気ライン圧力が高いため、破損蒸気発生器の2次冷却水が1次系に流入し、破損蒸気発生器の水位・破損側主蒸気ライン圧力は、健全な蒸気発生器に比べて低下傾向を示す。

以上のように1次系圧力と主蒸気ライン圧力の変化に着目し、3基の蒸気発生器の水位・主蒸気ライン圧力のパラメータを比較することにより、LOCAと蒸気発生器伝熱管破損が重畳しているか否かを判断する。

なお、運転員は、事象判別時において「原子炉トリップ」や「ECCS作動」の原因を抽出す

るため、LOCAや蒸気発生器伝熱管破損だけではなく複数の事象を想定して運転パラメータを確認する。

また、事象の重畳や計器の単体故障も想定して計器間の偏差を確認する方法を用いて複数の計器を確認し、総合的に事象を判別する訓練を継続している。

4. 主蒸気逃がし弁開放の判断

LOCAと蒸気発生器伝熱管破損が重畳していると判断した場合には、上記2. 及び3. 項により判別した結果を基に破損蒸気発生器を特定する。特定した破損蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁を開放することなく、健全側の蒸気発生器を使用した冷却を実施する。

加圧器補助スプレイ弁電源入

1. 操作概要

加圧器補助スプレイ弁による減圧のために、加圧器補助スプレイ弁の電源を入とする。

2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数： 1名

操作時間（想定）： 15分

操作時間（模擬）： 10分（移動、放射線防護具着用含む）

3. 操作の成立性について

アクセス性： LEDヘッドランプ・LED懐中電灯を携行していることからアクセスできる。また、アクセスルートに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においてもアクセスできる。

作業環境： 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、作業エリアに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においても作業できる。汚染が予想される場合は、個人線量計を携帯し、放射線防護具等を着用する。

操作性： 通常行う電源操作と同じであり、容易に操作できる。

連絡手段： 通常時の通信手段として電力保安通信用電話設備の携帯電話端末（PHS）を携行しており連続通話で約6時間使用可能である。また、事故環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し中央制御室との連絡を行う。



加圧器補助スプレイ弁電源入
（原子炉補助建屋 T.P. 10.3m）

現場手動操作による主蒸気逃がし弁開放操作

1. 操作概要

全交流動力電源喪失事象において、2次系強制冷却のために現場で主蒸気逃がし弁を開放する。

(注) RCS圧力1.7MPa保管時の注意事項

RCS圧力はRCS温度に依存し、主蒸気逃がし弁を閉操作することでRCS圧力はゆっくりと安定する。これは系統が持つ熱容量による遅れ時間によるもので、運転員はその遅れ時間を勘案し設定圧力（温度）到達前から徐々に調整を開始することから、調整が可能である。さらに、蓄圧タンク出口弁は電動弁であり、中央制御室から遠隔操作により約16秒/台（3台）で閉止可能であることから、RCSに窒素ガスが放出されることはない。

2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数： 3名

操作時間（想定）： 20分

操作時間（実績）： 12分（A・B・Cループ同時間、移動含む、常用照明切にて実施）

3. 操作の成立性について

アクセス性： LEDヘッドランプ・LED懐中電灯を携行していることからアクセスできる。また、アクセスルートに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においてもアクセスできる。

作業環境： 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、操作エリアに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においても操作できる。

操作性： ハンドル回転数は約130回転。手動ハンドル操作は足場が設置されており支障なく操作できる。

連絡手段： 通常時の通信手段として電力保安通信用電話設備の携帯電話端末（PHS）を携行しており連続通話で約6時間使用可能である。また、事故環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し中央制御室との連絡を行う。



主蒸気逃がし弁設置エリア
(原子炉建屋 T. P. 33. 1m)



常用照明消灯時
(バッテリー内蔵型照明点灯)

主蒸気逃がし弁開放操作
(原子炉建屋 T. P. 33. 1m)

主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベによる主蒸気逃がし弁開放操作

【系統構成，空気ポンベ接続】

1. 操作概要

制御用空気が喪失した場合，主蒸気逃がし弁操作可搬型空気ポンベにより駆動源を確保し，中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開放する。

2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数： 1名

操作時間（想定）： 30分

操作時間（模擬）： 22分（移動，放射線防護具着用含む）

3. 操作の成立性について

アクセス性： LEDヘッドランプ・LED懐中電灯を携行していることからアクセスできる。また，アクセスルートに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり，事故環境下においてもアクセスできる。

作業環境： 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また，作業エリアに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり，事故環境下においても作業できる。汚染が予想される場合は，個人線量計を携帯し，放射線防護具等を着用する。

操作性： 通常行う弁操作と同じであり，容易に操作できる。また，ホースの接続についてはカップラ接続により容易かつ確実に接続できる。ポンベ元弁を開とするための工具はポンベ付近に設置している。

連絡手段： 通常時の通信手段として電力保安通信用電話設備の携帯電話端末（PHS）を携行しており連続通話で約6時間使用可能である。また，事故環境下において，通常の連絡手段が使用不能となった場合でも，携行型通話装置を使用し中央制御室との連絡を行う。



主蒸気逃がし弁操作
可搬型空気ポンベ
(原子炉建屋 T. P. 10. 3m)



主蒸気逃がし弁
代替制御用空気供給操作
(原子炉建屋 T. P. 10. 3m)

加圧器逃がし弁操作可搬型窒素ガスポンペによる加圧器逃がし弁の開放操作

【加圧器逃がし弁代替制御用空気供給操作】

1. 操作概要

全交流動力電源喪失＋補助給水失敗時、原子炉格納容器が溶融炉心の崩壊熱等による熱的及び機械的負荷により破損に至ることを防止するため、加圧器逃がし弁開放のための弁駆動空気の切替え操作を行う。

2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数： 2名

操作時間（想定）： 30分

操作時間（実績）： 21分（移動、放射線防護具着用含む）

3. 操作の成立性について

アクセス性： LEDヘッドランプ・LED懐中電灯を携行していることからアクセスできる。また、アクセスルートに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においてもアクセスできる。

作業環境： 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、操作エリアに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においても操作できる。

操作性： 通常行う弁操作と同じであり、容易に操作できる。また、ホースの接続についてはカップラ接続により容易かつ確実に接続できる。ポンペ元弁を開とするための工具はポンペ付近に設置している。

連絡手段： 通常時の通信手段として電力保安通信用電話設備の携帯電話端末（PHS）を携行しており連続通話で約6時間使用可能である。また、事故環境下において、通常連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し中央制御室との連絡を行う。



加圧器逃がし弁
代替制御用空気供給操作
(原子炉建屋 T. P. 17. 8m)



加圧器逃がし弁
代替制御用空気供給操作
(原子炉建屋 T. P. 17. 8m)

加圧器逃がし弁操作用バッテリーによる加圧器逃がし弁開放操作

【加圧器逃がし弁操作用バッテリー接続作業】

1. 作業概要

加圧器逃がし弁の代替駆動源としての加圧器逃がし弁操作用可搬型バッテリーの接続を行い、加圧器逃がし弁用電磁弁へ電源を供給し開閉操作を可能とする。

2. 必要要員数及び作業時間

必要要員数： 2名

作業時間（想定）： 45分

作業時間（模擬）： 31分（移動、放射線防護具着用含む）

3. 作業の成立性について

アクセス性： LEDヘッドランプ・LED懐中電灯を携行していることからアクセスできる。また、アクセスルートに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においてもアクセスできる。

作業環境： 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、操作エリアに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においても操作できる。汚染が予想される場合は、個人線量計を携帯し、放射線防護具等を着用する。

作業性： 可搬型バッテリーの接続は一般的な工具を用いることで容易かつ確実に接続できる。

連絡手段： 通常時の通信手段として電力保安通信用電話設備の携帯電話端末（PHS）を携行しており連続通話で約6時間使用可能である。また、事故環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し中央制御室との連絡を行う。



加圧器逃がし弁操作用バッテリー
（原子炉補助建屋 T.P. 10.3m）

炉心損傷後の1次冷却系減圧操作について

運転要領（第3部）の対応操作の順序と目的を以下に示す。

順序	項目	目的
1	C/V隔離弁の閉止	放射能放出防止及び緩和のため、C/V隔離弁の閉止を確認する。
2	C/Vへの注水	原子炉下部キャビティ室への水張りを行い、原子炉容器破損後の溶融炉心冷却に備える
3	C/V減圧	C/Vスプレイ、C/V再循環ユニットにより減圧を行いC/Vの健全性を確保する。
4	S/Gへの給水	S/G伝熱管保護と2次系による除熱手段確保のため、S/G 2次側保有水を確保する。
5	1次系の減圧	溶融炉心の激しい噴出による飛散防止のため、1次系を減圧する。
6	1次系へのほう酸注水	炉心損傷進展防止のため、1次系へほう酸水を注水する。
7	燃料取替用水ピットの水源補給	C/Vへの注水及び1次系への注水のための水源を確保する。

1. 炉心損傷後の「1次系の減圧」操作について

「1次系の減圧」の操作は、1次系の圧力を2.0MPa未満に下げることにより「溶融炉心の激しい噴出による飛散防止」を目的に以下の優先順位で操作を行う。

- ① 主蒸気逃がし弁による減圧
- ② タービンバイパス弁による減圧
- ③ 加圧器逃がし弁による減圧

この優先順位は、「1次系の減圧」に加圧器逃がし弁を使用した場合、1次系には加熱された蒸気や水素が存在しており、それらを原子炉格納容器内へ放出することとなる。そのため、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を使用した2次冷却系による「1次系の減圧」のみで目的が達成されれば、その方が望ましいためである。

ただし、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を使用する場合は、十分な給水流量（補助給水もしくは主給水）が確保されていることが必要である。

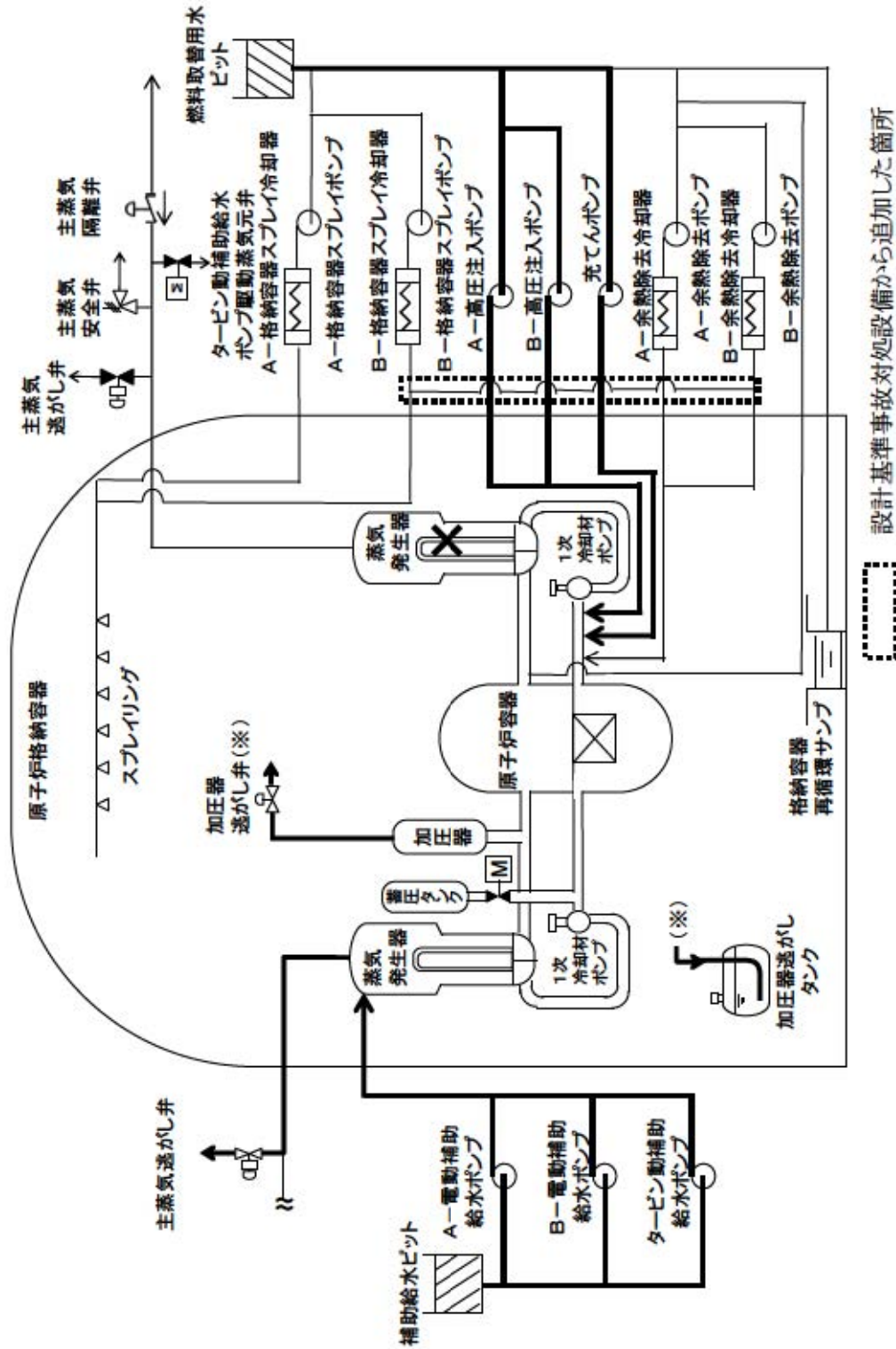


図1 「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の重大事故等対策の概略系統図
(短期対策) (事象発生～余熱除去系統接続)

設計基準事故対処設備から追加した箇所

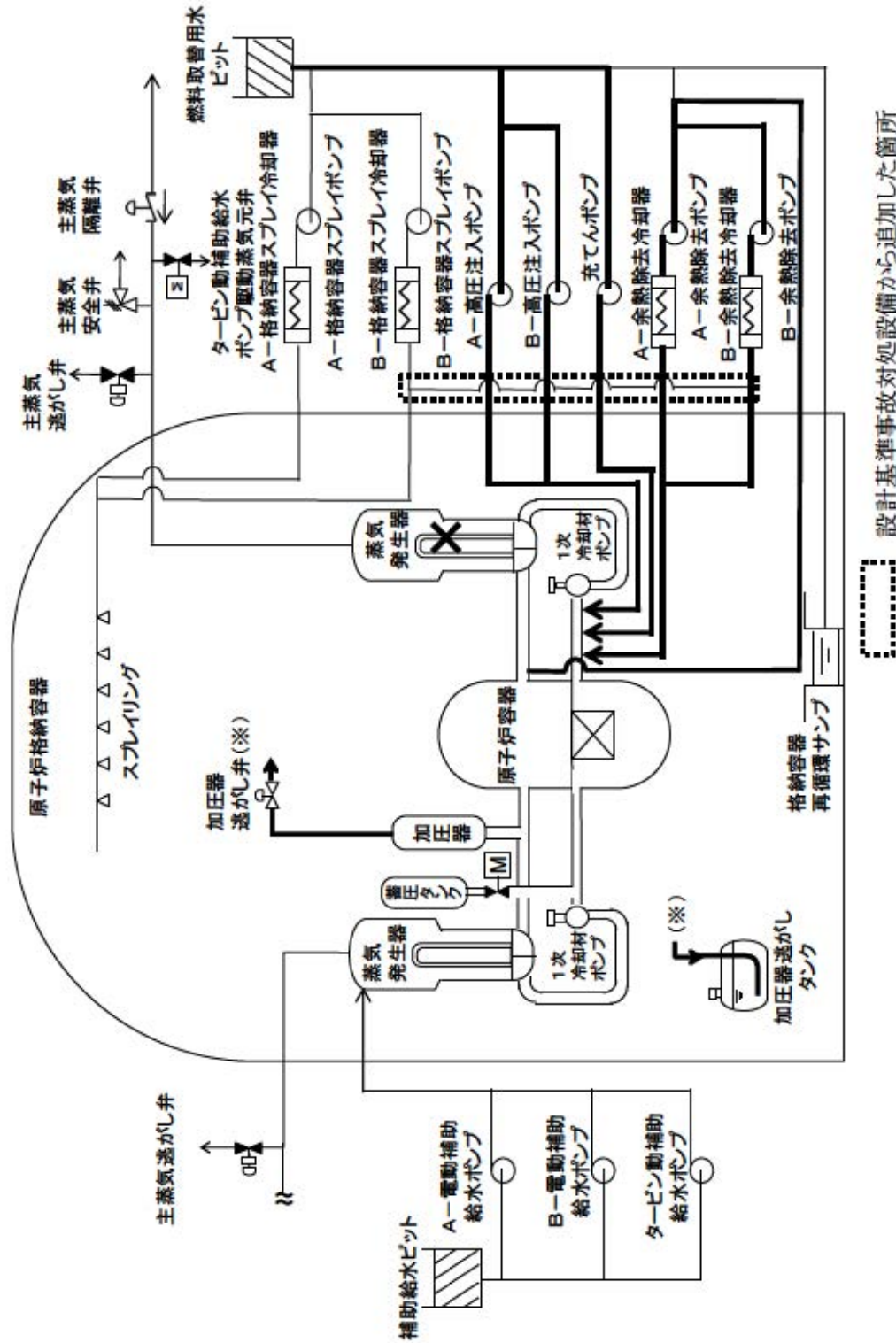
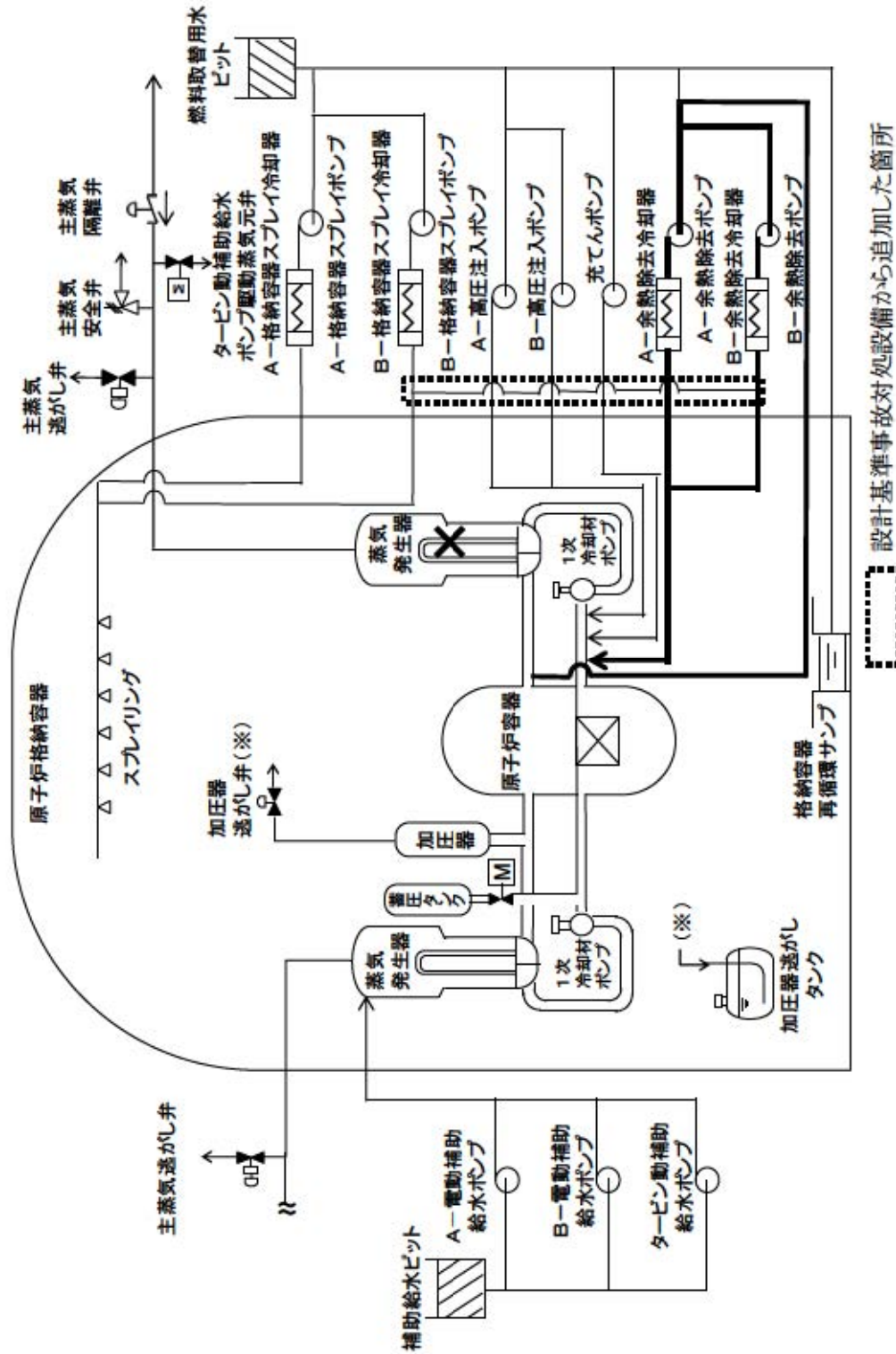
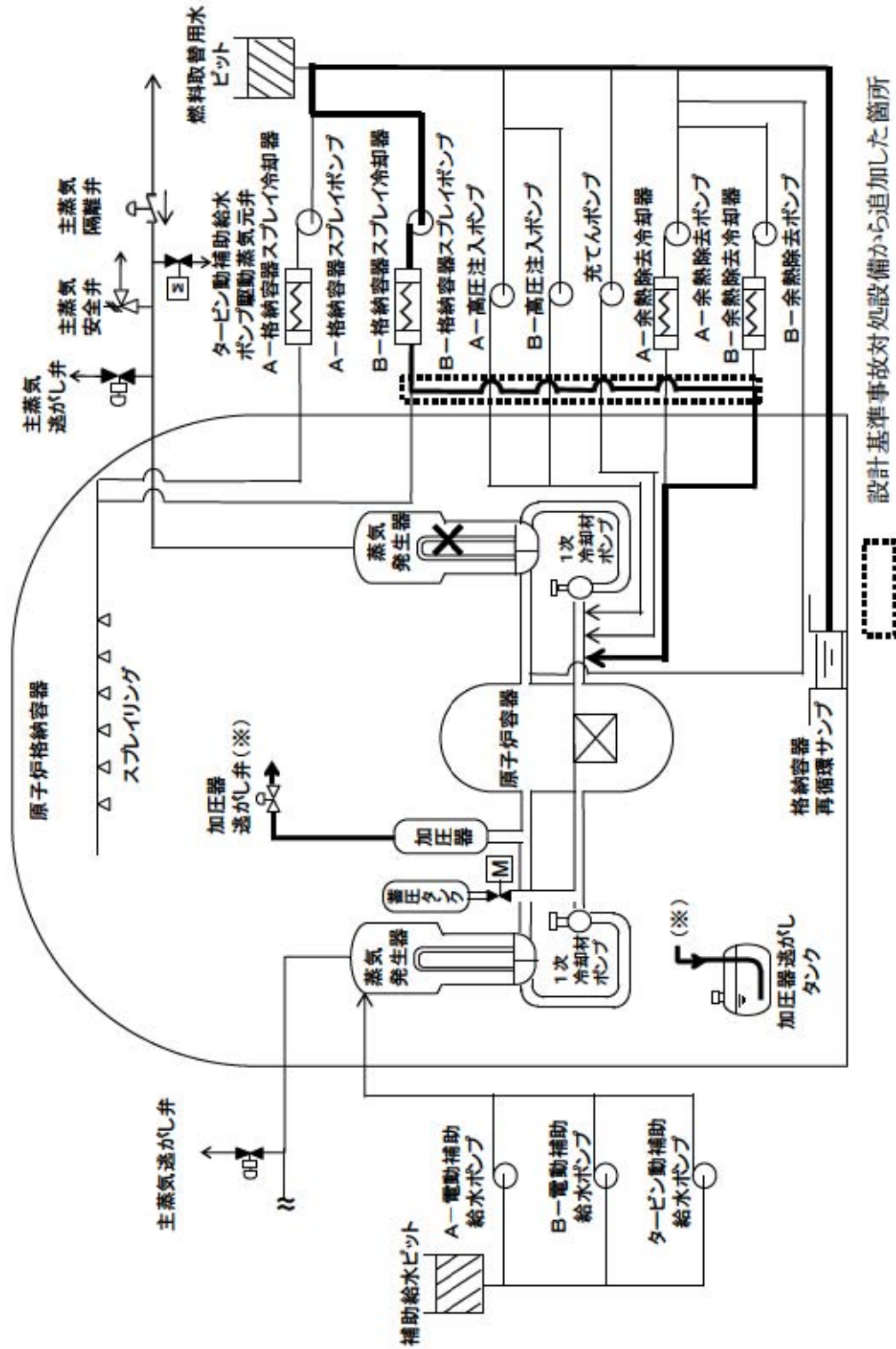


図2 「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の重大事故等対策の概略系統図
(短期対策) (余熱除去系統接続以降)



設計基準事故対処設備から追加した箇所

図3 「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」の重大事故等対策の概略系統図
(長期対策) (原子炉安定以降の対策 (余熱除去運転時))



設計基準事故対処設備から追加した箇所

図4 「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」の重大事故等対策の概略系統図
(長期対策) (原子炉安定以降の対策 (余熱除去運転失敗時))

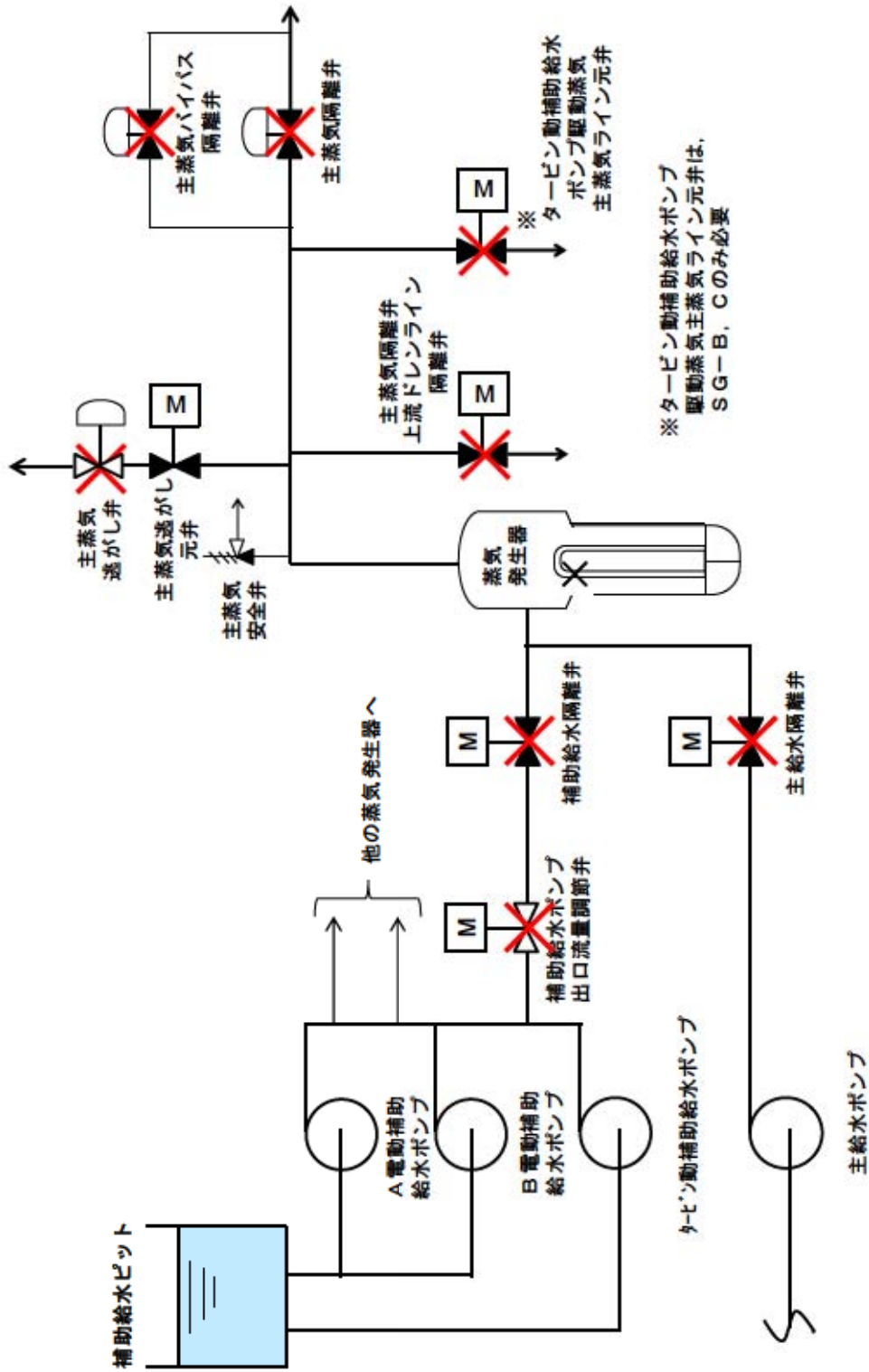


図5 蒸気発生器伝熱管破損時の破損蒸気発生器隔離の概略図

破損蒸気発生器隔離操作

【破損蒸気発生器隔離弁増締め操作】

1. 操作概要

伝熱管が破損した蒸気発生器を隔離するため、閉止された主蒸気隔離弁を手動により増締めを実施する。

2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数： 1名

操作時間（想定）： 15分

操作時間（実績）： A 12分（移動，放射線防護具着用含む）

B 12分（移動，放射線防護具着用含む）

C 12分（移動，放射線防護具着用含む）

3. 操作の成立性について

アクセス性： LEDヘッドランプ・LED懐中電灯を携行していることからアクセスできる。また、アクセスルートに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においてもアクセスできる。

作業環境： 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、操作エリアに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においても操作できる。汚染が予想される場合は、個人線量計を携帯し、放射線防護具等を着用する。

操作性： ハンドル回転数は約 16 回転。手動ハンドル操作はグレーチング上で行うため支障なく操作できる。

連絡手段： 通常時の通信手段として電力保安通信用電話設備の携帯電話端末（PHS）を携行しており連続通話で約 6 時間使用可能である。また、事故環境下において、通常時の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し中央制御室との連絡を行う。



主蒸気隔離弁増締め操作
（原子炉建屋 T.P. 33.1m）

化学体積制御系統漏えい発生時の運転員の処置の流れについて

化学体積制御系統（以下「CVCS」）は1次冷却材系統と接続しており、1次冷却水が格納容器外へ漏えいする可能性が否定できない系統である。CVCS系は余熱除去系と比較し配管径が小さく、漏えいした場合でも充てんライン流量調整により加圧器水位を維持できるが、余熱除去系は配管径が大きく低圧仕様であるため、漏えいした場合に原子炉トリップや安全注入を伴う。

ここでは、CVCSで漏えいが発生した場合の運転員が行う処置の流れについて説明する。

1. CVCSの抽出ラインで漏えいが発生した場合の処置の流れ

(1) 運転要領 警報処置編による対応

プラント運転中に抽出ラインで漏えいが発生すれば、中央制御室の運転コンソールに「抽出ライン流量高」「充てんライン流量高」の警報が発信する。中央制御室の運転員は発信した警報を確認し、発電課長（当直）に報告するとともに、運転要領警報処置編「1次系CS系1」又は「1次系CS系2」に従い、抽出ライン流量及び充てんライン流量を確認し、運転員を現場へ派遣し原因調査を開始する。CVCSで漏えいを確認すれば、運転要領緊急処置編「充てん抽出系の異常」に移行する。（表-1参照）

(2) 運転要領 緊急処置編による対応

発電課長（当直）は、CVCSの漏えいが発生したことを関係箇所へ連絡する。中央制御室の運転員は、緊急処置編に従い加圧器水位、RCP封水注入ライン流量、体積制御タンク水位、放射線モニタ指示値等のパラメータを確認しプラント状態を把握する。また、漏えいが原子炉格納容器内か外であるか確認するため、格納容器サンプ水位及び補助建屋サンプタンク水位を監視し、格納容器サンプ水位が上昇した場合は、格納容器内であること又は、補助建屋サンプ水位が上昇した場合は、格納容器外であることを判断する。運転員の報告等により漏えい箇所が特定されれば、充てん、抽出系を隔離する。隔離により漏えいが停止し加圧器水位及び圧力が維持され、1次冷却系が安定していることを確認する。その後、通常の降下率で出力を下げプラントの停止操作を行う。

また、充てん抽出系停止後も漏えいが継続する場合は、発電課長（当直）の許可を得て緊急時の降下率で出力を下げ、プラントの停止操作を行う。停止後は、漏えい量低減を目的として加圧器スプレイ弁を使用し1次冷却材圧力を11.3MPaまで減圧し、運転モード5までのほう酸濃縮を行い、冷却して原子炉を低温停止状態とする。

(例) C V C S (抽出系統) で漏えいが発生した場合の対応

「抽出ライン流量高」警報発信
「充てんライン流量高」警報発信



【警報処置編】
「抽出ライン流量高」・・・警報設定値：32m³/h
「充てんライン流量高」・・・警報設定値：29m³/h
＜対応操作＞
抽出ライン流量、充てんライン流量を確認する。
警報発信の原因が、制御系の故障か漏えいによるものかを確認する。
【緊急処置編】「充てん抽出系の異常」移行条件
抽出ラインの漏えいの場合、緊急処置編「充てん抽出系の異常（抽出系の漏えい）」により処置する。



【緊急処置編】
「充てん抽出系の異常（抽出系の漏えい）」
＜1次冷却系の運転状態確認＞
・加圧器水位、圧力を確認する。
・体積制御タンク水位、圧力を確認する。
・漏えい箇所がC/V内又は外であるかをサンプ^(※)水位の上昇により判断する。
C/V外の漏えいが発生した場合は以下の操作を実施する。
・抽出ラインを隔離する。
・充てんラインを隔離する。
・余剰抽出系を使用開始する。
(※)：C/V内は格納容器サンプ水位、C/V外は補助建屋サンプタンク水位が確認対象である。

表-1 C V C S で漏えいが発生した場合の処置の流れ

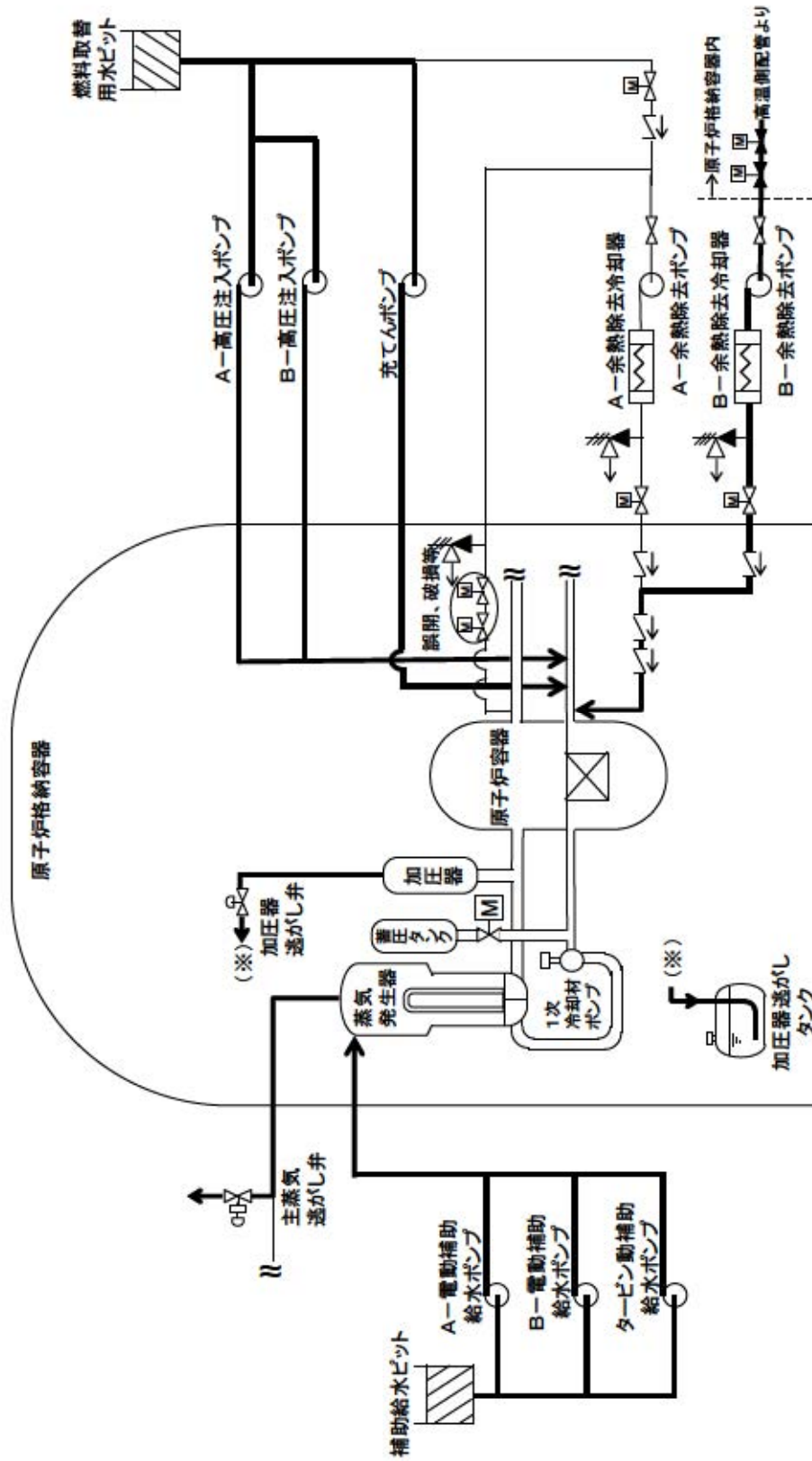


図1 「インターフェイスシステムLOCA」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）

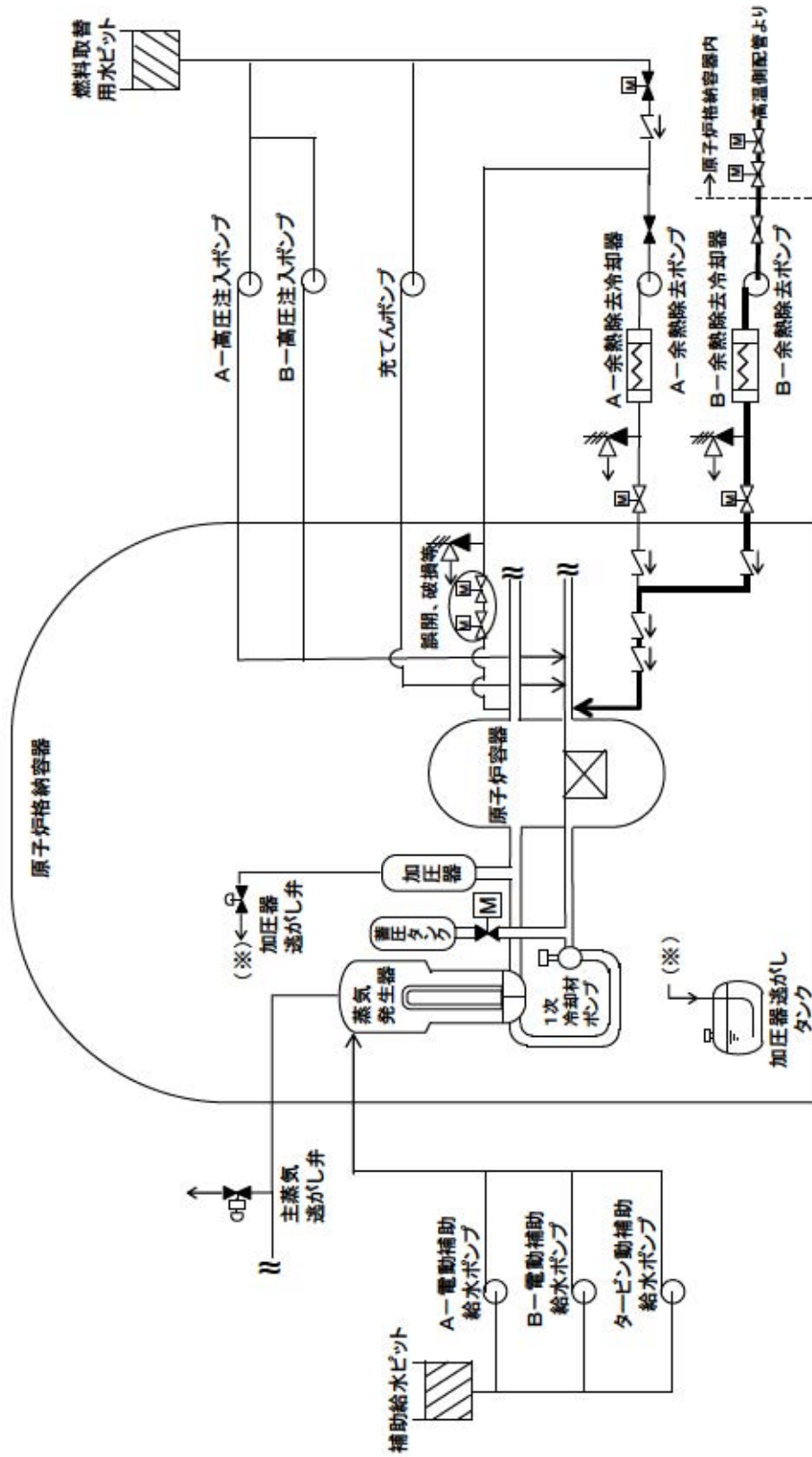


図2 「インターフェイスシステムLOCA」の重大事故等対策の概略系統図(長期対策) (原子炉安定以降の対策)

余熱除去系統の分離、隔離操作

【破損系列の余熱除去系統隔離操作】

1. 操作概要

インターフェイスシステムLOCA発生時に、破損系列の余熱除去系統隔離操作を行う。

2. 必要要員数及び操作時間

必要要員数： 1名

操作時間（想定）： 30分

操作時間（実績）： 24分（移動、放射線防護具着用含む）

3. 操作の成立性について

アクセス性： LEDヘッドランプ・LED懐中電灯を携行していることからアクセスできる。また、アクセスルートに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においてもアクセスできる。

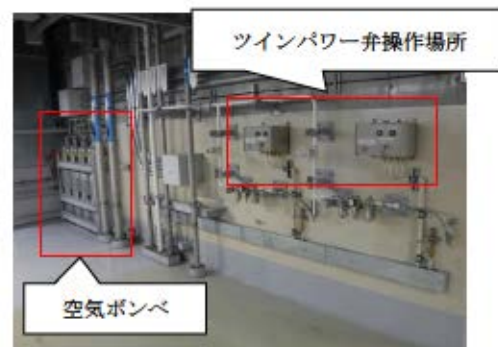
作業環境： 操作エリアに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり、事故環境下においても操作できる。

操作性： 汚染が予想される場合は、個人線量計を携帯し、放射線防護具等を着用する。ツインパワー弁の開操作は、駆動用空気ポンペをツインパワー弁への空気供給配管に接続することで、ツインパワー弁の操作箱の操作スイッチにより遠隔操作が可能となり、容易に操作できる。空気ポンペの接続のためのホース接続についてはカップラ接続であり容易に接続できる。ポンペ元弁を開とするための工具はポンペ付近に設置している。

連絡手段： 通常時の通信手段として電力保安通信用電話設備の携帯電話端末（PHS）を携行しており連続通話で約6時間使用可能である。また、事故環境下において、通常連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し中央制御室との連絡を行う。



余熱除去ポンプ入口弁
(原子炉補助建屋 T.P. 2.8m)



ツインパワー弁操作場所
空気ポンペ
余熱除去ポンプ入口弁駆動用空気ポンペ
(原子炉補助建屋 T.P. 10.3m)

インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統隔離操作の成立性について

泊 3 号炉においてインターフェイスシステム LOCA（以下、「ISLOCA」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 1 次冷却系急速冷却、加圧器逃がし弁の開放による 1 次系減圧操作の他、余熱除去ポンプ入口弁に設置されたツインパワー弁（以下、「ツインパワー弁」という。図 2 参照）を遠隔閉止することにより余熱除去系統を隔離し、事象を収束させるとともに、健全側余熱除去系による炉心冷却により長期に冷却を継続する。

以下に、漏えいが発生している余熱除去系統を隔離するためのツインパワー弁の閉止操作の成立性について説明する。また、その他の対応操作の成立性についても合わせて説明する。

1. ツインパワー弁の閉止操作手順

ISLOCA 発生時において必要な対応操作のうち、ツインパワー弁の閉止操作を除いては、全て中央制御室からの操作による。ツインパワー弁の閉止操作については、早期の流出停止を目的として、1 次系圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施することとし、事象発生から 1 時間での閉止操作完了を想定する。

その操作手順は以下のとおりであり、また、ツインパワー弁の遠隔操作場所を図 3 に、ツインパワー弁の設置場所および中央制御室から操作場所へのアクセスルートを図 4 に示す。

- ① 運転員 1 名が中央制御室から T.P. 10. 3m のツインパワー弁操作場所へ移動する。
- ② 操作場所において空気ポンペを接続し、空気ポンペのラインの弁を開放することによりツインパワー弁を遠隔閉止する。

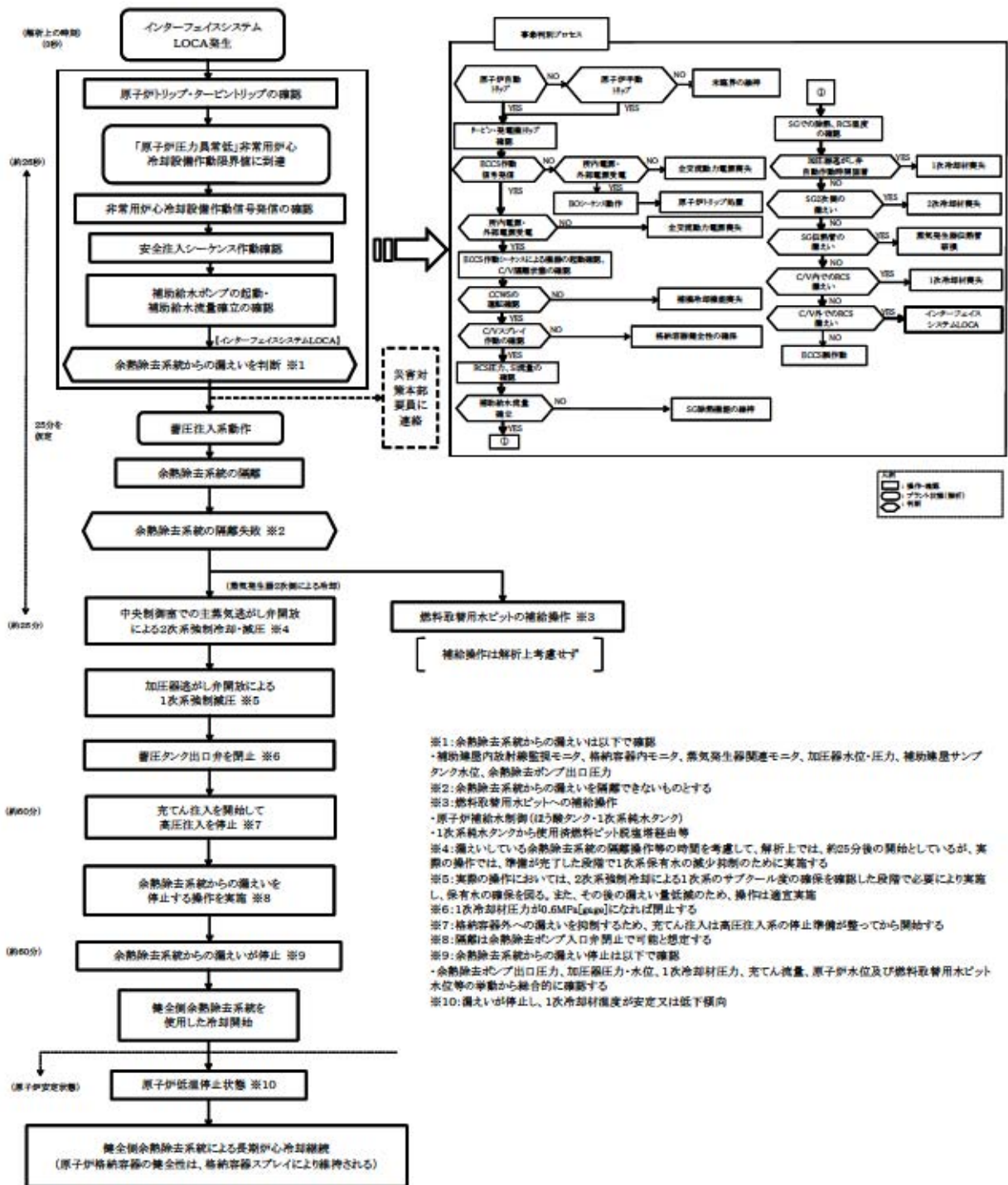
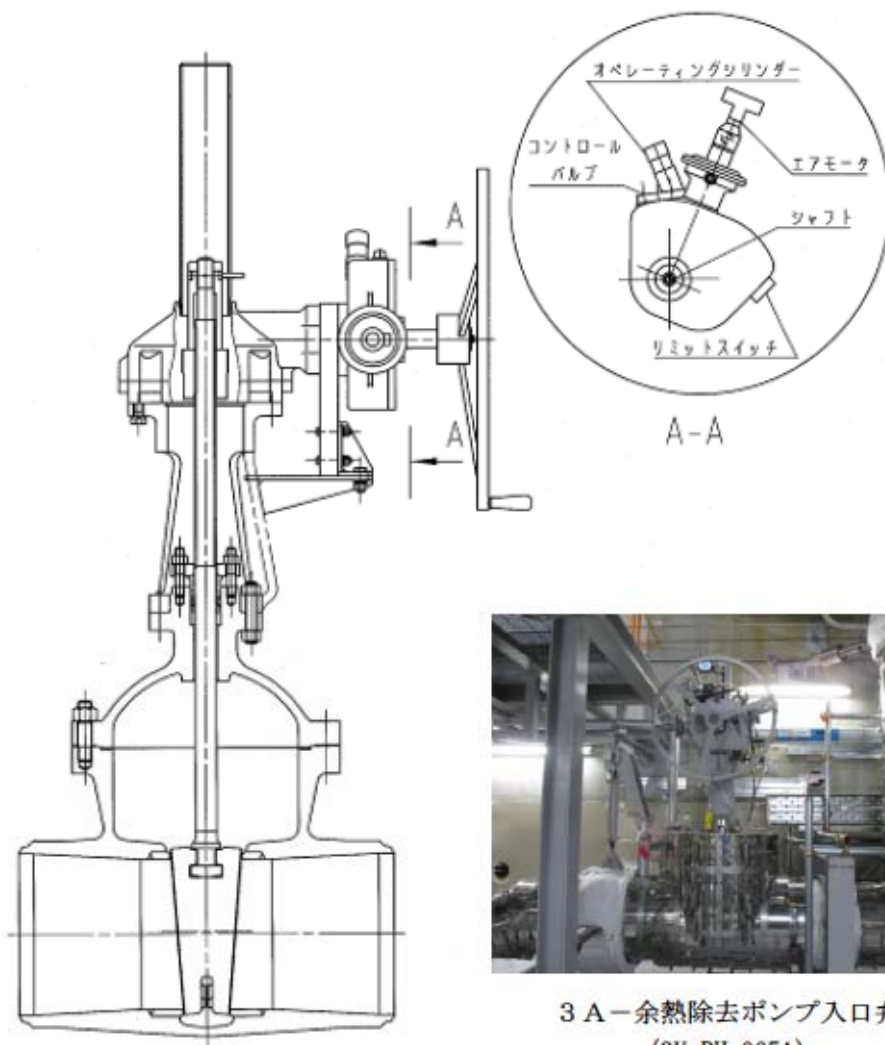


図1 ISLOCA発生時の対応手順の概要(重大事故等対策の有効性評価より抜粋)



3 A-余熱除去ポンプ入口弁
(3V-RH-005A)

図2 ツインパワー弁構造図

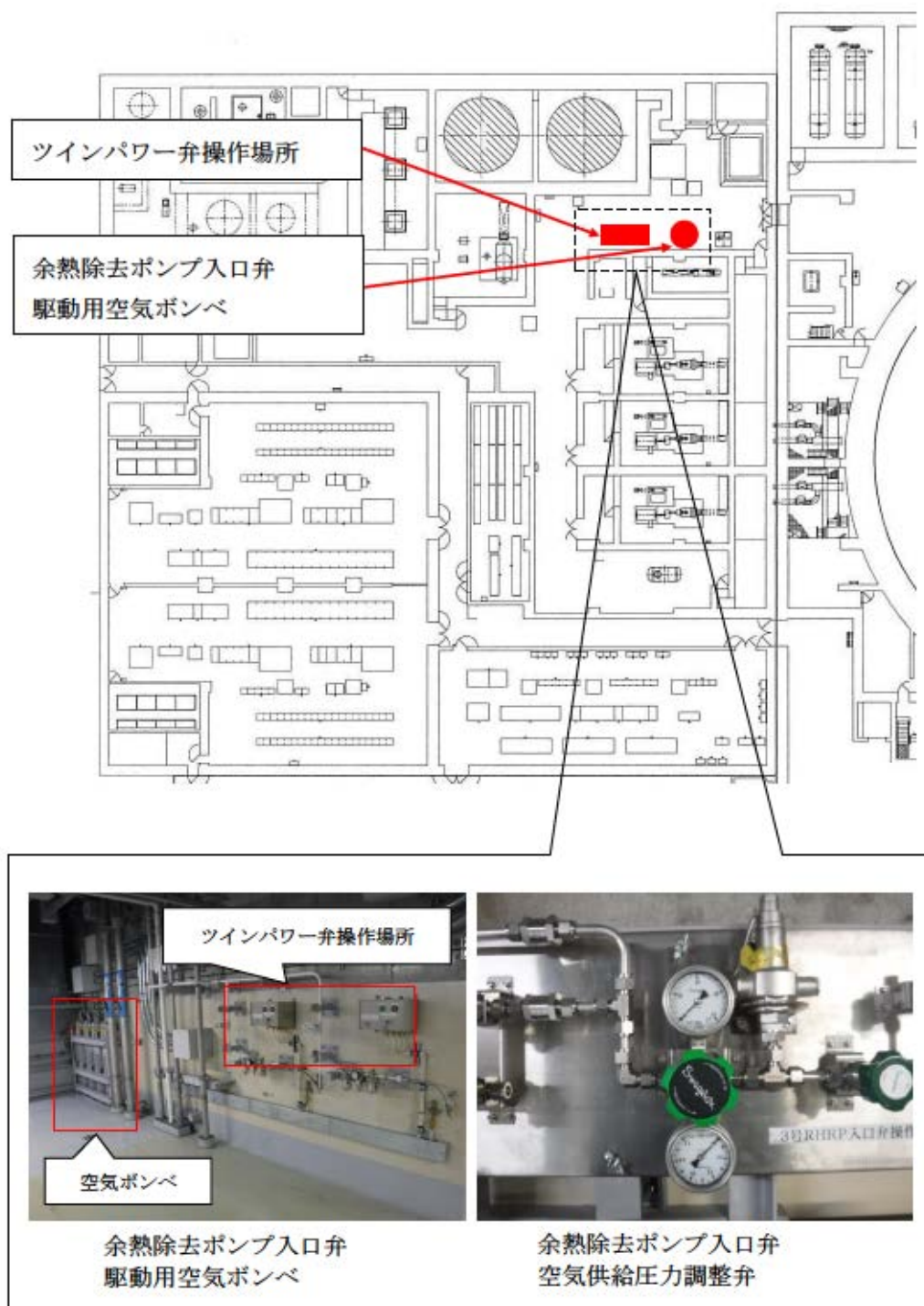


図3 ツインパワー弁操作場所及び駆動用空気ポンベ

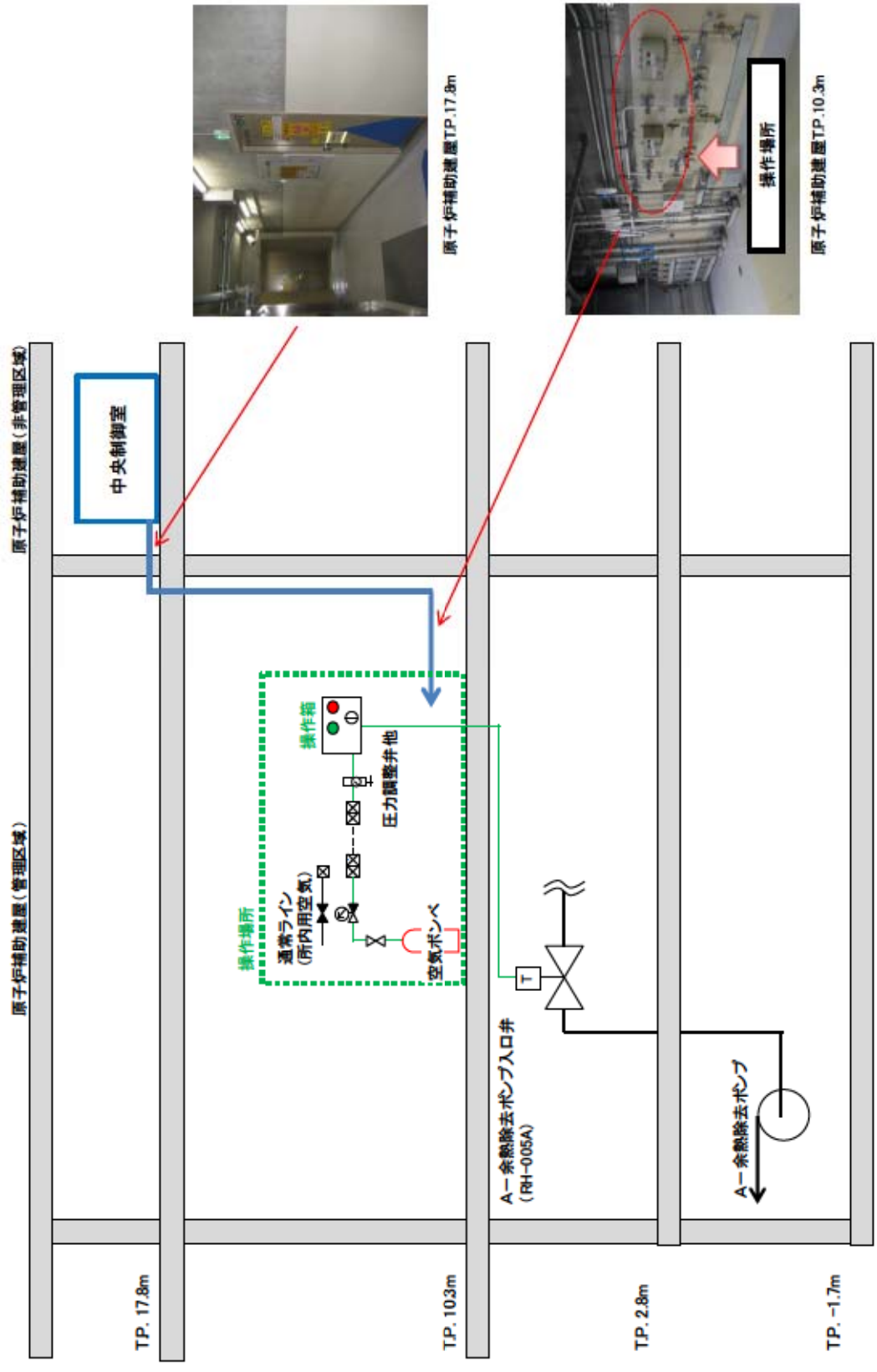


図4 ツインパワー弁操作場所へのアクセスルート

インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応操作の成立性について

1. 余熱除去系統からの漏えい箇所及び漏えい量

余熱除去系統からの漏えい箇所は、ISLOCA 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、余熱除去冷却器、余熱除去ポンプ入口逃がし弁（3V-RH-004A(B)、以下、「入口逃がし弁」という。）及び余熱除去冷却器出口逃がし弁（3V-RH-027A(B)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 1 に示す。また、漏えい量は、ISLOCA の有効性評価における 1 時間後までの解析結果から、以下のとおりに推移する。（図 2 参照）

- ① ISLOCA 発生時、高温・高圧の 1 次冷却材が余熱除去系統に流入し、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、余熱除去冷却器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、原子炉建屋及び原子炉補助建屋内での余熱除去系統からの漏えい量も徐々に低下する。
- ③ その後、余熱除去系統を 1 次冷却材系統から隔離するために、余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）の閉止操作を開始する。ツインパワー弁は、1 次冷却材系統の圧力が十分低下していることを確認した後、駆動用空気ポンベ操作を開始し、その約 30 分後に漏えいを停止することが可能である。ここで、ツインパワー弁閉止後も隔離されていない漏えい弁が 4 個存在するが、事象発生後 1 時間時点で 1 次冷却材系統内の圧力は弁の最高使用圧力 [] を十分下回る 1 MPa 程度に低下し、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。（図 3 参照）

[]内は機密に属する事項ですので公開できません

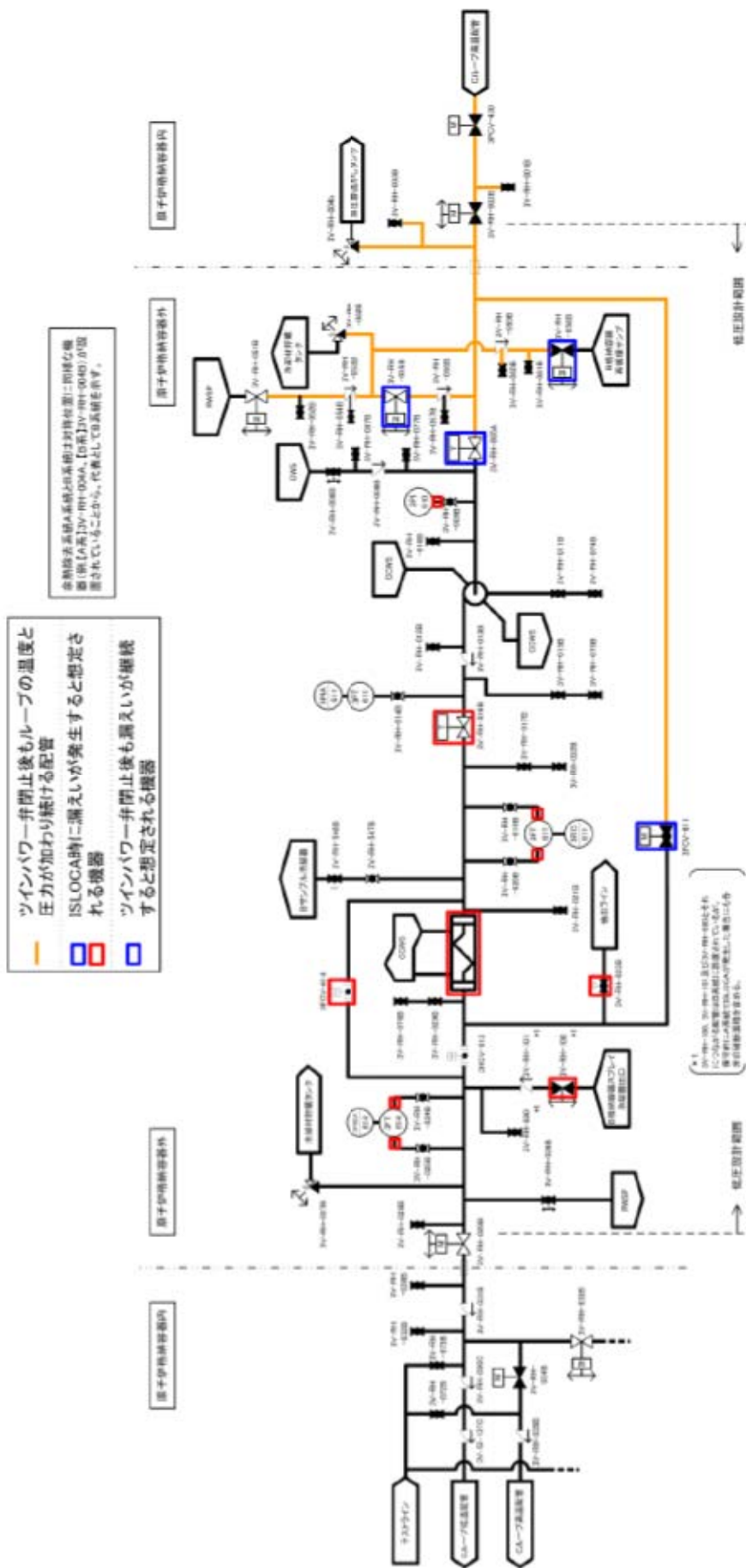


図1 泊3号炉における ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される機器及びツインパワー一弁閉止後も漏えいが継続すると想定される機器

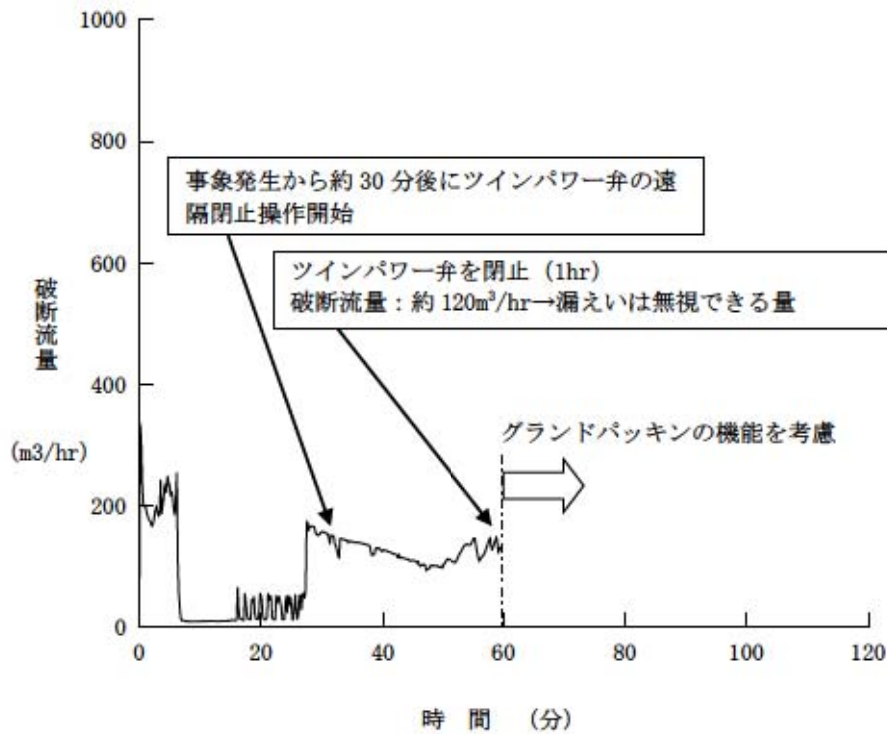


図2 余熱除去システムからの漏えい量 (格納容器外への漏えい量)

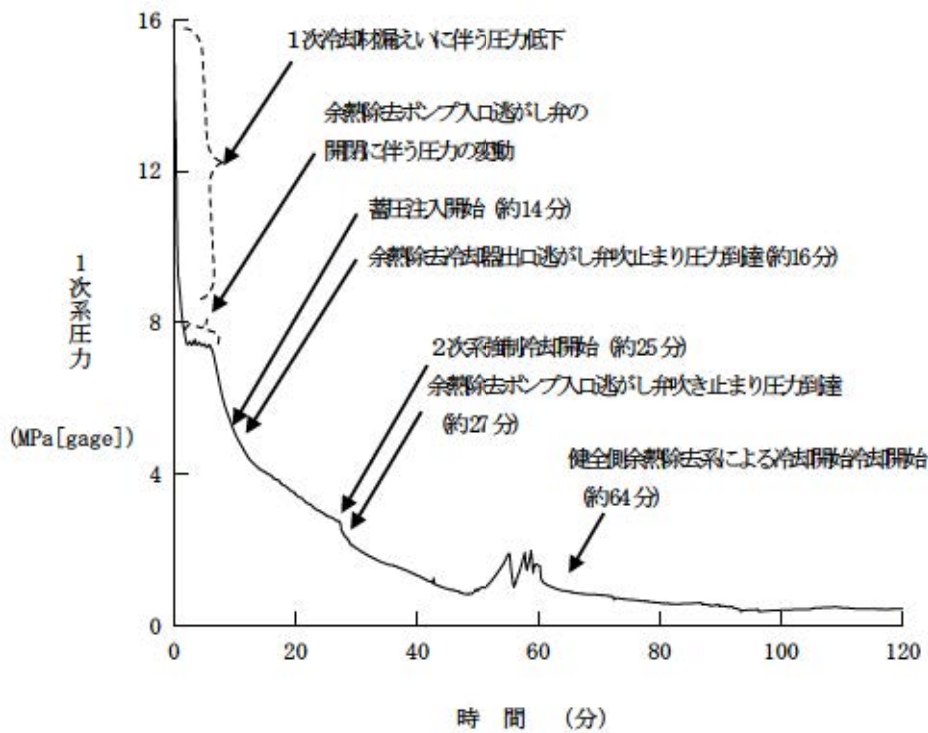


図3 1次冷却材圧力

2. ISLOCA 発生時の対応操作の成立性

ISLOCA 発生時には、事象収束及び長期冷却継続のため、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、充てんポンプ、健全側余熱除去ポンプ及び健全側余熱除去冷却器の他、破損側余熱除去系統の隔離のための余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）及びその駆動機構であるツインパワー装置の機能に期待している。

本事象発生時には、原子炉補助建屋内に漏えいした水の滞留、高温の水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健全側余熱除去ポンプ等の機能や隔離のためのツインパワー弁の操作性に影響する可能性がある。

そのため、別紙－1、2、3に示すとおり、溢水評価及び雰囲気温度評価及び線量評価を行うとともに、必要な対応操作の成立性及び健全側余熱除去ポンプ等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、隔離操作の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1時間後にツインパワー弁の閉止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

ISLOCA 発生時において必要な対応操作のうち、高圧注入ポンプによる注入、加圧器逃がし弁の開放による1次系減圧操作、充てんポンプによる注水開始および高圧注入ポンプの停止、健全側余熱除去ポンプによる冷却操作は、全て中央制御室からの操作によるため、ISLOCA 発生時の溢水、雰囲気温度及び線量の影響を受けずに操作可能である。

ツインパワー弁の閉止操作に関しても、以下のとおり溢水／雰囲気温度／放射線の影響を受けずに操作可能であることを確認した。

a. 溢水による影響（別紙－1 参照）

ツインパワー弁の遠隔操作場所は原子炉補助建屋 T.P. 10. 3m の通路であり、アクセスルートも含めて溢水の影響を受けないため、その操作は可能である。

b. 雰囲気温度の影響（別紙－2 参照）

ツインパワー弁の遠隔操作場所は原子炉補助建屋 T.P. 10. 3m の通路であり、アクセスルートも含めて溢水による建屋内雰囲気温度上昇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（別紙－3 参照）

ツインパワー弁の遠隔操作場所は原子炉補助建屋 T.P. 10. 3m の通路であり、アクセスルートも含めて放射線による影響が少ないため、その操作は可能である。

(2) 健全側余熱除去ポンプ等の機能維持

長期冷却を継続するためにその機能に期待する健全側余熱除去ポンプ等について、関連計装品を含め ISLOCA 発生時においてもその機能が維持されることを、以下のとおり確認した。

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）

健全側余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプは原子炉補助建屋の T.P. -1.7m に設置されており ISLOCA 発生後、他区画からの漏えい水により溢水が生じるが、その使命期間における没水水位は機能喪失高さ以下であるためこれらの機能は維持される。

充てんポンプは原子炉補助建屋の T.P. 10.3m に設置されており、他区画からの漏えい水による影響を受けない区画に設置されているため、機能は維持される。

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より高所に設置していることから、影響はない。

ツインパワー弁の駆動部は浸水レベルより十分高い位置に設置しており、溢水の影響を受けない。

b. 雰囲気温度の影響（別紙－2 参照）

健全側余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプは原子炉補助建屋の T.P. -1.7m に設置されており、原子炉補助建屋内における漏えい蒸気を考慮した場合においても、関連計装部品も含め機能維持されることを確認している。

充てんポンプは原子炉補助建屋の T.P. 10.3m に設置されており、原子炉補助建屋内における漏えい蒸気を考慮した場合においても、関連計装部品も含め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、漏えい箇所である加圧器逃がしタンクから隔離されていることに加え、関連計装部品も含め ISLOCA 発生時における動作を考慮した耐環境仕様品を使用していることから、弁の機能は維持される。

ツインパワー弁本体及び駆動部は原子炉補助建屋の T.P. 2.8m に設置されており、原子炉補助建屋内における漏えい蒸気を考慮した場合においても機能維持されることを確認している。

c. 放射線による影響（別紙－3 参照）

健全側余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ、及び関連計装品については、床ドレン配管の排水に期待しない条件で算出した線量率で1ヶ月間ばく露した場合でも、放射線量に対し機能維持されることを確認している。

なお、充てんポンプ及びその関連計装品については当該区画に線源がないため影響はない。

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、扉によ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、漏えい箇所である加圧器逃がしタンクからは隔離されていることに加え、関連計装部品も含め ISLOCA 発生時における動作を考慮した耐環境仕様品を使用していることから、弁の機能は維持される。

から、影響はない。

ツインパワー弁駆動部は金属部品等による機械的機構のみで構成されており、放射線による影響を受けないため、その機能に影響はない。

(3) 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 ISLOCA 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、中央制御室での操作の成立性やツインパワー弁の閉止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。

	ISLOCA 解析	実際の破断面積
破断面積 [inch ²] (cm ²)	1.04 (約 6.71)	0.56 (約 3.61)
等価直径 [inch] (cm)	1.15 (約 2.92)	0.84 (約 2.13)

表 1 ISLOCA 時の対応操作の成立性確認結果

対応手順	高圧注入ポンプによる注入	主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却	加圧器逃がし弁の開故による1次系減圧操作	充てんポンプによる注入ポンプの停止	健全側余熱除去ポンプによる冷却操作	余熱除去系統からの備えいを停止する操作
機器	高圧注入ポンプ	①主蒸気逃がし弁 ②補助給水ポンプ	加圧器逃がし弁	充てんポンプ	①余熱除去ポンプ ②余熱除去冷却器	①ツインパワー弁 ②ツインパワー弁操作場所
設置場所	原子炉補助建屋 T.P. 1.7m	①非管理区域 ②非管理区域	原子炉格納容器 T.P. 39.15m	原子炉補助建屋 T.P. 10.3m	原子炉補助建屋 ①T.P. 1.7m ②T.P. 2.5m	①原子炉補助建屋 T.P. 2.5m ②原子炉補助建屋 T.P. 10.3m
時間	0分～約5.9分(※1) ・中央制御室からの操作のため操作可能	約2.5分～(※1) 同左	約5.5分～(※1) 同左	約6.0分～(※1) 同左	約6.4分～(※1) 同左	～約1時間後(※2)
溢水評価	・溢水量は高圧注入ポンプ及び関連計装品の機器損失高さを下回り、機器損失高さは維持されることが確認。 浸水レベル：0.14m 機器損失高さ：0.55m	・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ない。 ・影響はない。	・加圧器逃がし弁は、関連計装品も含まない。 ・加圧器逃がし弁は、関連計装品も含まない。 ・加圧器逃がし弁は、関連計装品も含まない。 ・加圧器逃がし弁は、関連計装品も含まない。 ・加圧器逃がし弁は、関連計装品も含まない。 ・加圧器逃がし弁は、関連計装品も含まない。	・充てんポンプが設置された区域では、溢水は発生せず、関連計装品も含まれない。 ・影響はない。	・溢水量は余熱除去ポンプ及び関連計装品の機器損失高さを下回り、機器損失高さは維持されることが確認。 浸水レベル：0.14m 機器損失高さ：0.83m ・余熱除去冷却器は機器損失高さを下回り、機器損失高さは維持されることが確認。 機器損失高さ：1.69m	・ツインパワー弁操作場所への溢水は発生しないため、操作性に影響はない。 ・ツインパワー弁操作場所へのアクセルは発生しないため、アクセルに支障はない。 ・ツインパワー弁の駆動部は浸水レベルより十分高い位置に設置しており、溢水の影響を受けない。 機器損失高さ：1.69m
雰囲気温度評価	・中央制御室からの操作のため操作可能 ・高圧注入ポンプ電動機及び関連計装品が、機器損失高さを下回り、機器損失高さは維持されることが確認。 また、原子炉本体も冷却される。	同左	同左	同左	同左	・ツインパワー弁の駆動部は雰囲気温度に対して機器損失高さを下回り、機器損失高さは維持されることが確認。 ・ツインパワー弁の駆動部は雰囲気温度に対して機器損失高さを下回り、機器損失高さは維持されることが確認。
放射線量評価	・中央制御室からの操作のため操作可能 ・高圧注入ポンプ及び関連計装品が放射線量に対して機器損失高さを下回り、機器損失高さは維持されることが確認。	同左	同左	同左	同左	・ツインパワー弁操作に伴う運転員の受ける線量は約4.5mSvであり、被ばく線量上操作は十分可能。 ・ツインパワー弁駆動部は金属部品等による機械的機構のみで構成されており、放射線による影響を受けないため、その機能に影響はない。

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

(※1)：解析上の時間
(※2)：実際の操作可能時間

ISLOCA 時の溢水評価

ISLOCA 発生時には、事象収束及び長期冷却継続のため、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、充てんポンプ、健全側余熱除去ポンプ、健全側余熱除去冷却器、ツインパワー弁及びツインパワー装置の機能に期待しているが、ISLOCA 発生時の溢水評価を行い、必要な対応操作の成立性及び関連計装品も含めた各機器の機能維持に関し以下のとおり確認した。

1. 評価条件

有効性評価において想定したとおり、余熱除去系統の弁、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、入口逃がし弁及び出口逃がし弁から漏えいが発生するものと想定した。評価は、ISLOCA が余熱除去系統のA系統で発生する場合とB系統で発生する場合の2ケースを実施した。弁からの漏えいは、実機にて漏えいが想定される弁を想定し、有効性評価の漏えい量を破断面積比で按分した。

評価において余熱除去系統の機器からの原子炉補助建屋内での漏えいについては、ツインパワー弁の閉止操作により、事象発生1時間後に停止するものとした。

また、最下層階を除く各区画の溢水評価においては床ドレン配管による水の下層階への移送は期待しない評価とし、最下層階にある余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプなどの緩和機器への没水の影響確認は、上層階で生じた漏えい水が床ドレン配管からも含めてすべて流れ込むことを想定する保守的な評価とした。

なお、入口逃がし弁からの流出については、格納容器内に留まること、出口逃がし弁からの流出については、1次冷却材貯蔵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他、ツインパワー弁の操作環境、健全側余熱除去ポンプの機能に影響しないため考慮していない。

2. 各区画における漏えい量

各区画における漏えい量については、余熱除去系統のA系統で ISLOCA が発生する場合と B 系統で発生する場合は同じであり、各区画における漏えい量の積分値は、図 1 のとおり、漏えいを想定する余熱除去冷却器と弁が設置された余熱除去冷却器室での漏えい量が最大となった。

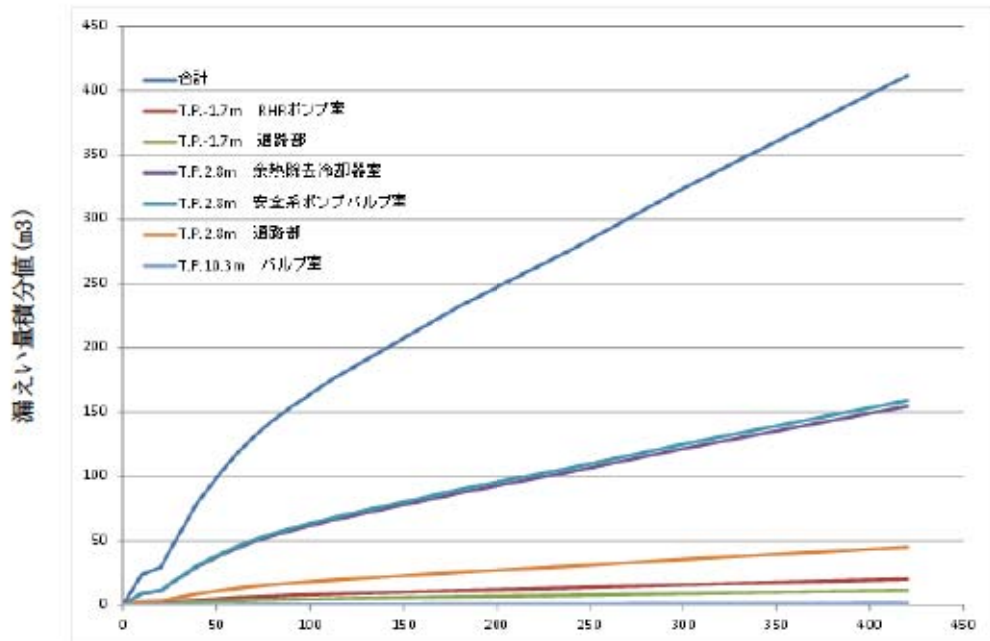


図 1 各区画における漏えい量積分値 (途中での隔離を無視した場合)

3. 溢水評価結果

漏えいが想定される設備の配置と溢水状況について、図 2 に示す。

最下層以外の各区画における漏えい水は、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、水勾配や堰を超えて伝播し、機器ハッチまたは階段室等の床開口部を通じて下階へと流下していく。溢水の伝播の過程において、事象終息に必要な設備の設置されている区画の溢水量を保守的に設定しても、事象終息に必要な設備が没水する事は無い。

この漏えいが発生する各区画を含む各階の溢水評価を図 3～図 7 に示す。

また、補助建屋内等で発生した漏えい水は、全て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タンクに集まるが、その容量は約 10m³ であるため床ドレン配管を逆流し、原子炉補助建屋 T.P. -1.7m の全区画に溢水する。原子炉補助建屋 T.P. -1.7m の水位は徐々に上昇するが、ツインパワー弁を閉止することにより漏えい量は無視できる量に低減する。

(1) 健全側余熱除去ポンプへの影響

図 7 に示すとおり、余熱除去ポンプは原子炉補助建屋の最下階である T.P. -1.7m に設置されており、ISLOCA 発生後、他区画から漏えい水が床ドレン配管を逆流し溢水してくるが、ツインパワー弁を閉止することにより漏えい量は無視できる量に低減する。それにより図 7 に示すとおり、事象発生から 1 時間後にツインパワー弁の閉止操作が完了した場合、溢水量 (約 98.3m³、床面が

らの高さ：0.14m^{*1})は、余熱除去ポンプ及び関連計装品の機能喪失高さ（約624.5m³、床面からの高さ：0.83m）を下回り、健全側余熱除去ポンプの機能は維持される。

*1. 溢水量をポンプの土台面積等を除いた床面積で割った値

(2) 高圧注入ポンプへの影響

図7に示すとおり、高圧注入ポンプは原子炉補助建屋の最下階であるT.P. -1.7mに設置されており、ISLOCA発生後、他区画から漏えい水が床ドレン配管を逆流し溢水してくる。図7に示すとおり、事象発生から1時間後の溢水量（約98.3m³、床面からの高さ：0.14m^{*1})は、高圧注入ポンプ及び関連計装品の機能喪失高さ（約413.8m³、床面からの高さ：0.55m）を下回り、高圧注入ポンプの機能は維持される。

*1. 溢水量をポンプの土台面積等を除いた床面積で割った値

(3) 充てんポンプへの影響

図2及び図4に示すとおり、充てんポンプは原子炉補助建屋のT.P. 10.3mに設置されており、ISLOCA発生後、他区画からの漏えい水に影響を受けない区画（充てんポンプ室上層の中間床の溢水高さは、事故発生1時間で0.02mであり堰に留まる）に設置されていることから、溢水による影響はない。

(4) 補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁への影響

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、関連計装品も含めて漏えいの影響はなく、これらの機能は維持される。

(5) 加圧器逃し弁への影響

加圧器逃し弁は原子炉格納容器内に設置されているが、関連計装品も含めて漏えい個所である加圧器逃がしタンクより高所に設置していることから、影響はない。

(6) ツインパワー弁及びツインパワー装置への影響

図4に示すとおり、ISLOCAにより漏えいが発生する機器は、ツインパワー装置操作フロアには存在せず、またツインパワー装置操作場所へアクセスするために通行する階段室及び通路部にも溢水はないことから、ツインパワー弁の操作性に影響はない。また、図6に示すとおり、事故発生から1時間後にツインパワー弁の閉止操作が完了した場合、溢水高さは0.10m（床面からの高さ）であり、ツインパワー弁の駆動部の機能喪失高さ（床面からの高さ：1.69m（B系））を下回ることから、ツインパワー装置の機能は維持される。

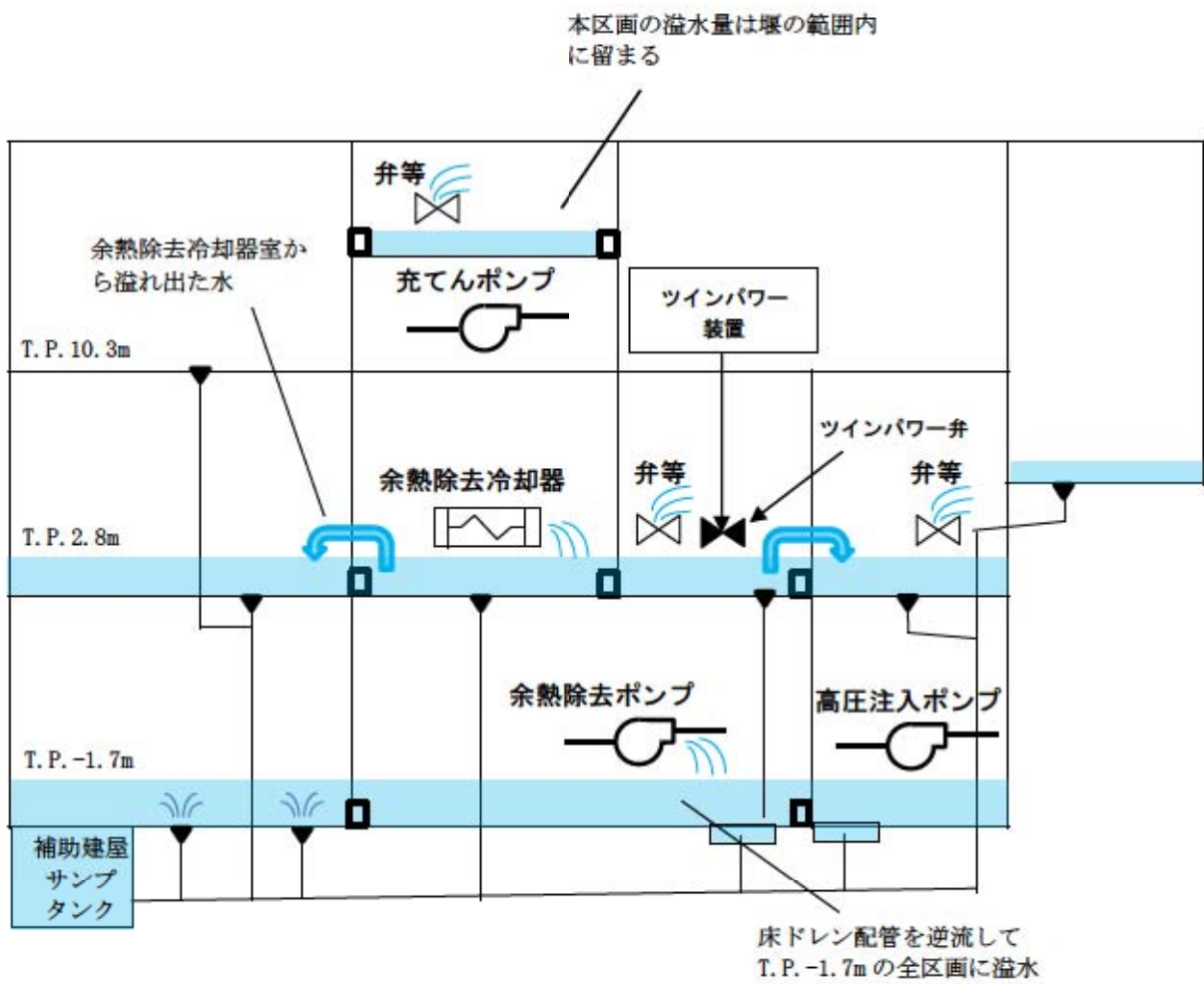


図2 溢水状況概要



図3 溢水評価 (T. P. 10. 3m 中間床)
 (ISLOCA が余熱除去系統のB系統で発生)

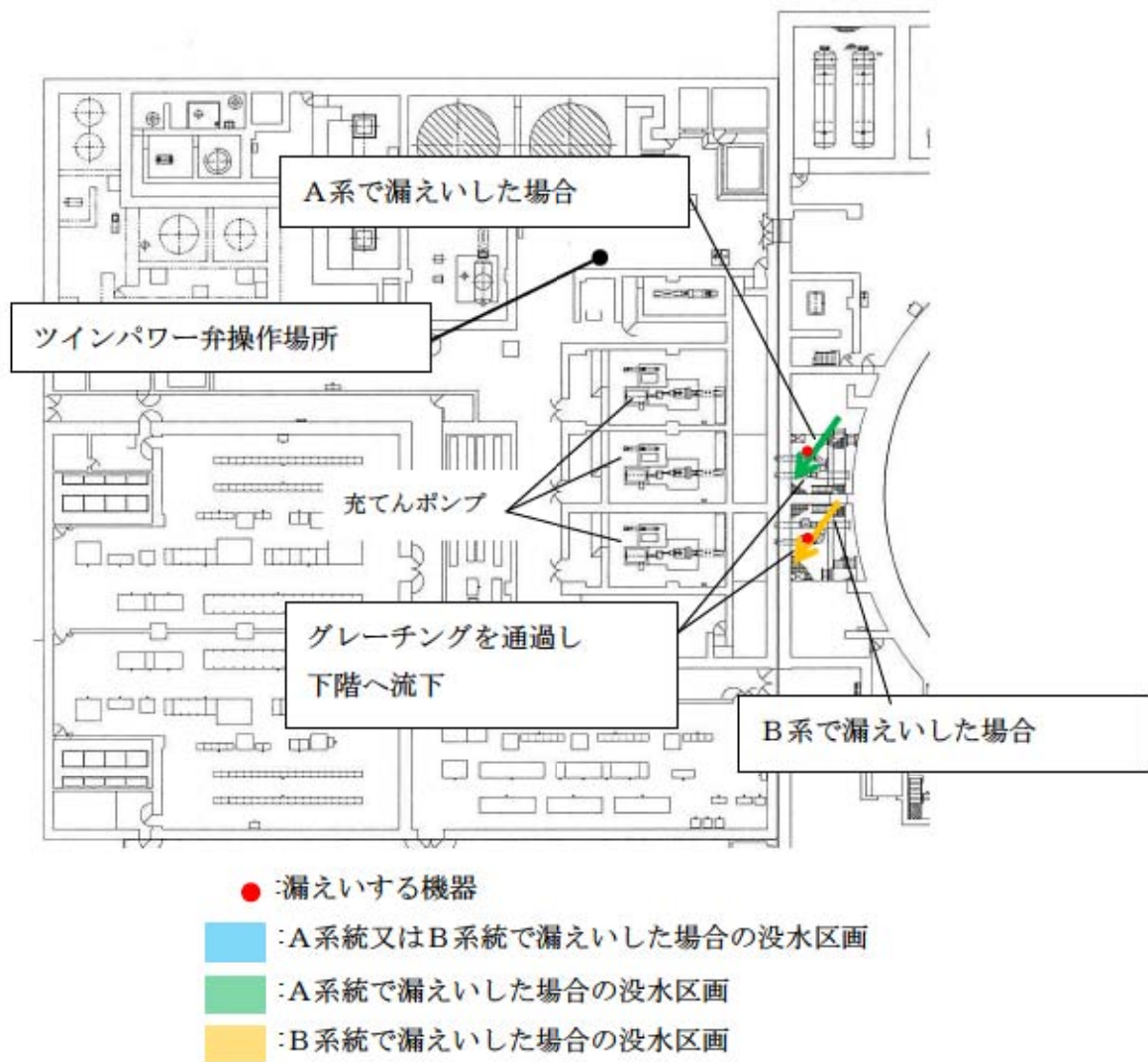


図4 溢水評価 (T.P. 10.3m) (ISLOCAが余熱除去系統のA又はB系統で発生)

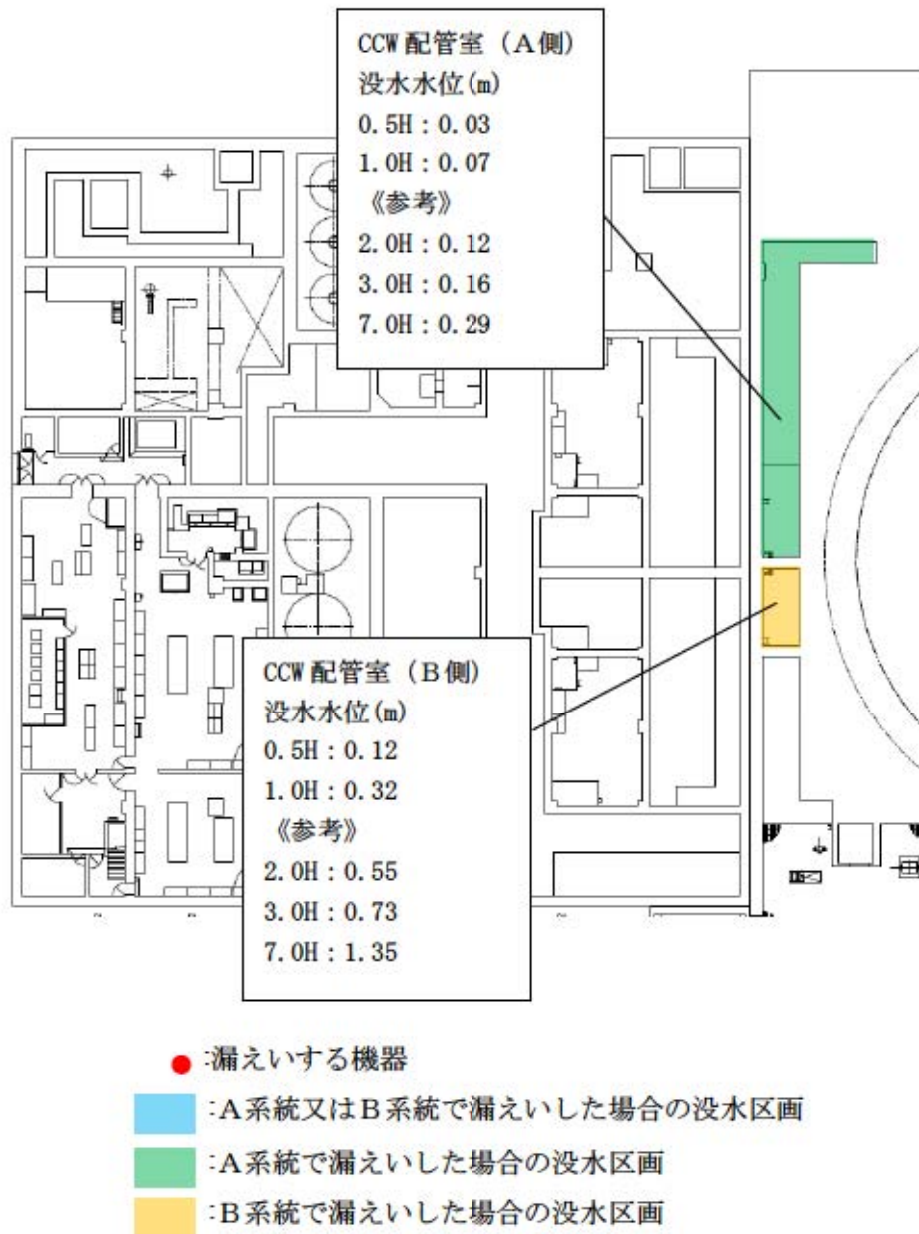


図5 溢水評価 (T.P. 2.3m 中間床)
 (ISLOCA が余熱除去系統の A 又は B 系統で発生)

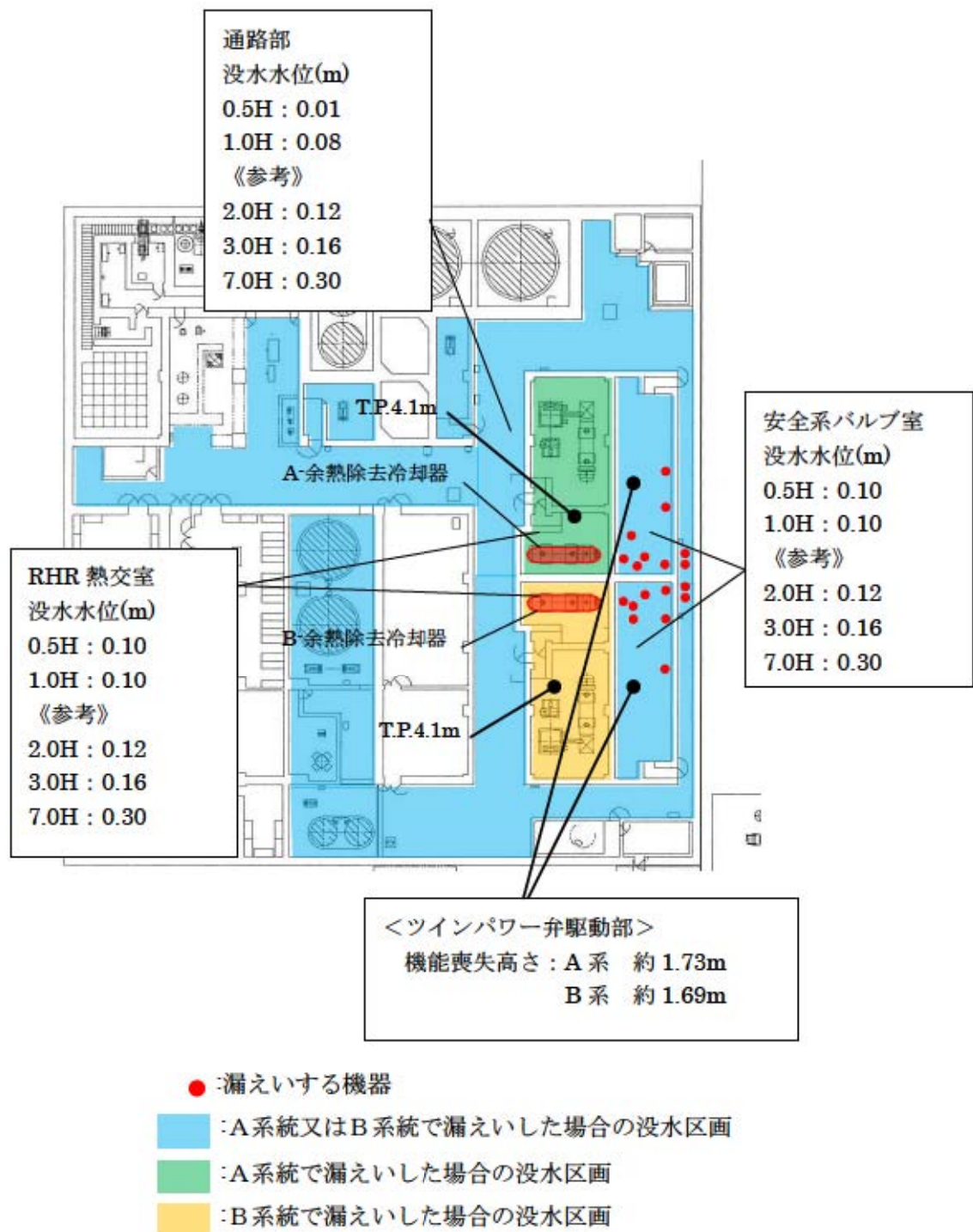


図6 溢水評価 (T. P. 2.8m) (ISLOCA が余熱除去系統のA系統で発生)

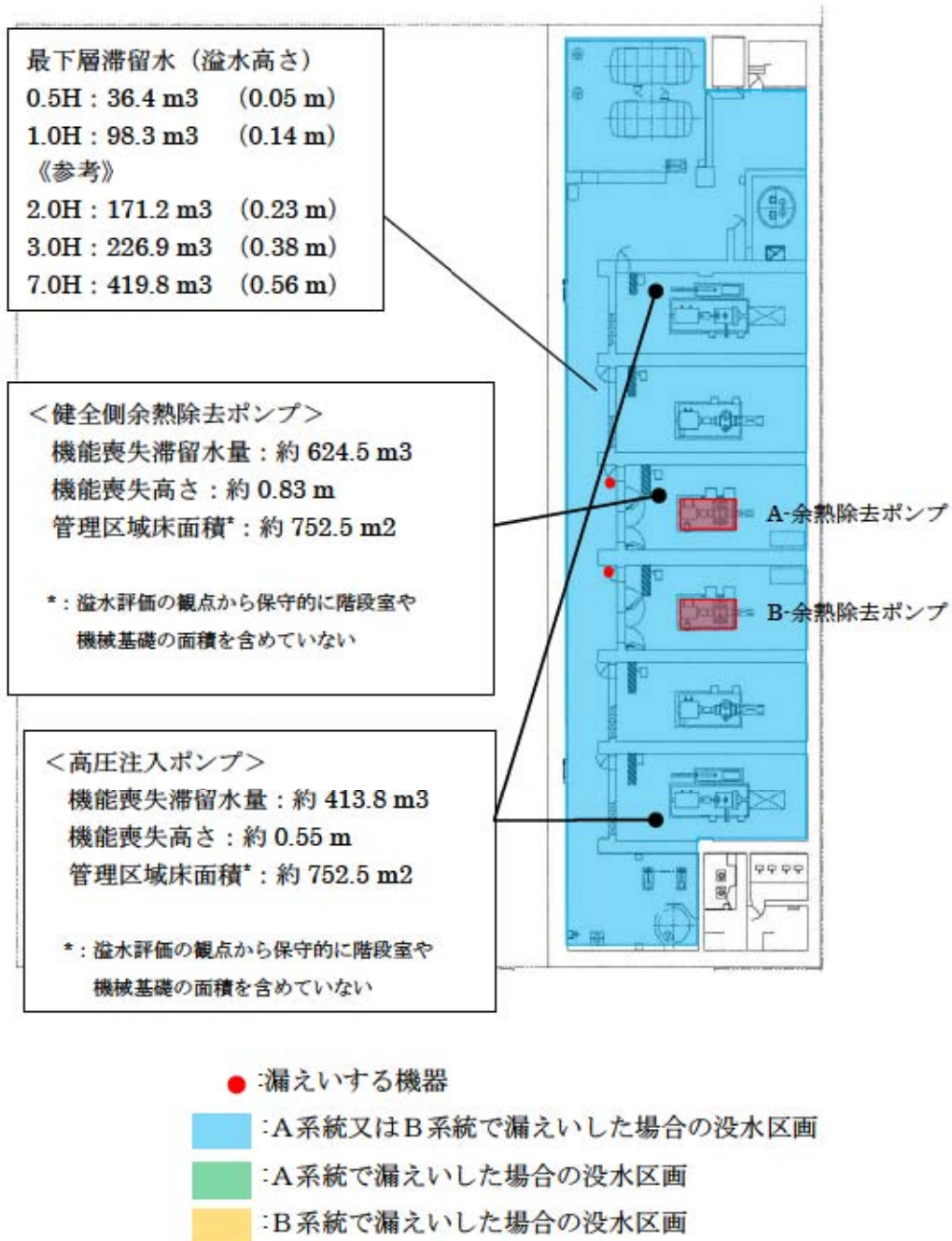


図7 溢水評価 (T.P. -1.7m) (ISLOCA が余熱除去系統のA又はB系統で発生)

ISLOCA 時の雰囲気温度評価

ISLOCA 発生時には、事象収束及び長期冷却継続のため、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、充てんポンプ、健全側余熱除去ポンプ、健全側余熱除去冷却器、ツインパワー弁及びツインパワー装置の機能に期待しているが、ISLOCA 発生時の雰囲気温度評価を行い、必要な対応操作の成立性及び関連計装品も含めた各機器の機能維持に関し以下のとおり確認した。

1. 評価条件

安全補機室内における雰囲気温度については、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 GOTHIC (参考資料 (1)) *により解析評価を実施した。

解析は、ISLOCA 時に漏えいが発生すると想定される区画の温度を高め評価するために、漏えい水及び蒸気が発生したその階に滞留するものとして安全補機室を階毎に分けたケースと、漏えい蒸気の安全補機室内での混合、及び凝縮水の下部サンプからの逆流による区画への影響を評価するために、安全補機室全体を 1 区画として漏えいが生じる区画とその他の区画の雰囲気が瞬時に混合すると仮定したケース (1 ノード評価) を実施した。1 ノード評価の結果は、安全補機室内において直接漏えいの無い区画及び 1 ノード評価の温度の方が高い区画での機器の影響評価に適用するものとする。

* GOTHIC (Generation of Thermal-Hydraulic Information for Containments) コードは、原子力発電プラントの格納システムの事故解析を主目的に、米国 NAI (Numerical Application Inc.) により開発された汎用熱流解析コードである。

【評価条件】 (図 1 参照)

- ・ 安全補機室内の機器は A 系統と B 系統で独立するように配置されているとともに、区画構造も A 系統と B 系統でほぼ同じである。本評価では、漏えいが A 系統で発生するものと仮定する。
- ・ ツインパワー弁の閉止が完了する事象発生から 1 時間後まで、漏えいは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。
- ・ 1 ノード評価では、安全補機室全体を 1 区画として、漏えいが生じる区画とその他の区画の雰囲気が瞬時に混合すると仮定する。

2. 雰囲気温度評価結果

(1) 健全側余熱除去ポンプへの影響

健全側余熱除去ポンプについて、図 4 に示すとおり、漏えい蒸気の安全補機室内での混合及び凝縮水の下部サンプからの逆流により、健全側余熱除去ポンプが設置された原子炉補助建屋 T.P. -1.7m の区画の雰囲気温度は約 112℃まで上昇するが、事象発生から 1 時間後のツインパワー弁閉止により低下し、余熱除去ポンプの機能は維持される。

また、余熱除去ポンプ電動機及び関連計装品が、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) 高圧注入ポンプへの影響

高圧注入ポンプについて、図4に示すとおり、漏えい蒸気の安全補機室内での混合及び凝縮水の下部サンプからの逆流により、高圧注入ポンプが設置された原子炉補助建屋 T.P. -1.7m の区画の雰囲気温度 ISLOCA 発生初期には、高温の水及び蒸気の漏えいに伴い建屋全体の雰囲気温度は約 112℃まで上昇するが、事象発生から 1 時間後のツインパワー弁閉止により低下し、高圧注入ポンプの機能は維持される。

また、高圧注入ポンプ電動機及び関連計装品が、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。

(3) 充てんポンプへの影響

充てんポンプについて、充てんポンプが設置された原子炉補助建屋 T.P. 10.3m の区画は、中間床の充てんポンプバルブ室からの漏えいにより雰囲気温度は上昇するが、1 ノード評価に包含され、事象発生から 1 時間後のツインパワー弁閉止により低下し、充てんポンプの機能は維持される。

また、充てんポンプ電動機及び関連計装品が、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。

(4) 補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁への影響

補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は非管理区域に設置されているため、漏えいによる影響が無いことから、雰囲気温度が上昇することはな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。

(5) 加圧器逃がし弁への影響

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、漏えい箇所である加圧器逃がしタンクから隔離されていることに加え、関連計装品も含め、LOCA 発生時における動作を考慮した耐環境仕様品を使用していることから、弁の機能は維持される。

(6) ツインパワー弁及びツインパワー装置への影響

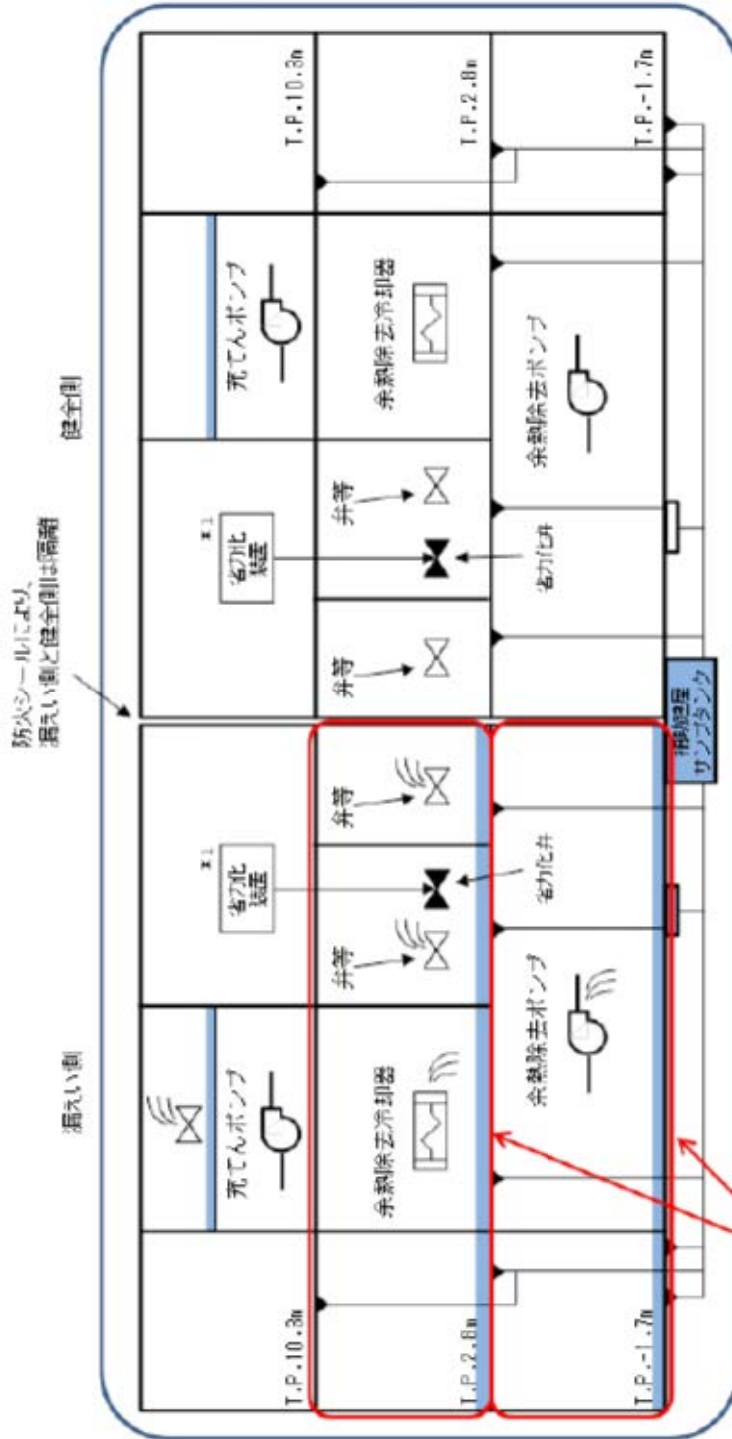
ISLOCA 発生初期には、高温の水及び蒸気の漏えいに伴い、図3に示すとおりツインパワー弁が設置された原子炉補助建屋 T.P. 2.8m の区画の雰囲気温度は約 163℃まで上昇するが、コンクリート壁のヒートシンクの効果及び事象発生から 1 時間後のツインパワー弁閉止完了以降は低下傾向となる。なお、ツインパワー弁駆動部は蒸気試験により閉止操作時において機能維持されることを確認している。(別添-1 参照)

また、ツインパワー弁の弁体部分の構造は手動弁と同様であり、弁閉止後の健全性(閉止状態の維持)に問題はない。

ツインパワー弁の遠隔操作場所は原子炉補助建屋 T.P. 10. 3m であり、アクセスルートも含めて
溢水による建屋内雰囲気温度上昇の影響を受けないため、その操作は可能である。

3. 参考資料

- (1) GOTHIC Code, Version 7. 2a-p5 Windows 2000/XP (with associated GOTHIC Documentation), EPRI
Palo Alto, CA, EPRI Product 1013072, 9-Feb-2006.



漏えいが生じる区画の温度評価

- ・漏えいが生じるフロアごとにモデル化
- ・S信号発信後の安全補機室冷却系の運転は考慮しない

※1 安全補機室外区画

**漏えい蒸気が安全補機室内で混合、及び凝縮水の下部
タンクからの逆流により悪化する区画の温度評価**

- ・全体を1ノードでモデル化
(漏えいが生じる区画と、それ以外の区画の蒸田気が
時に混合すると仮定)

図1 雰囲気温度評価の概要



図2 (1/2) 解析モデル

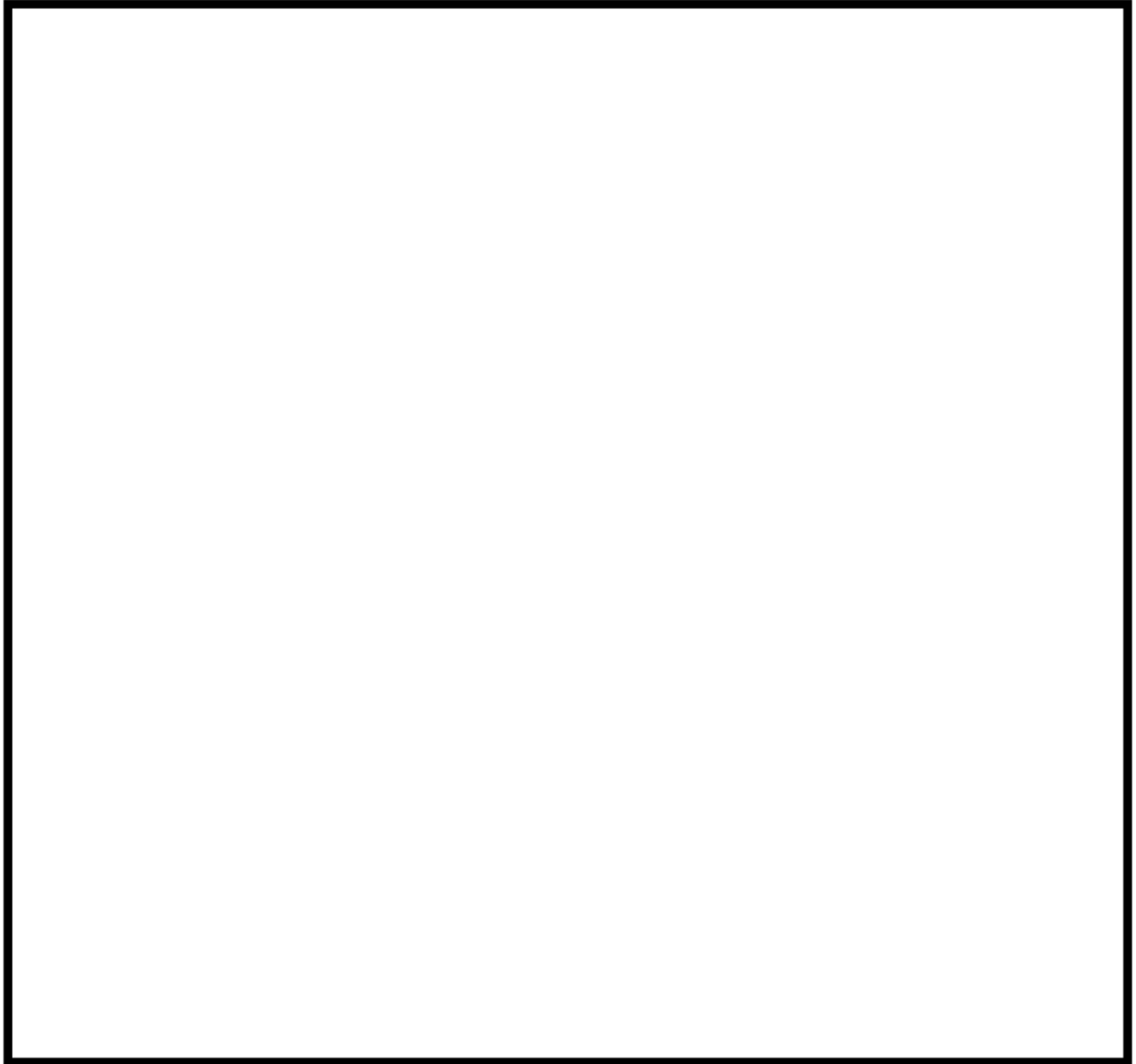


図2 (2/2) 解析モデル

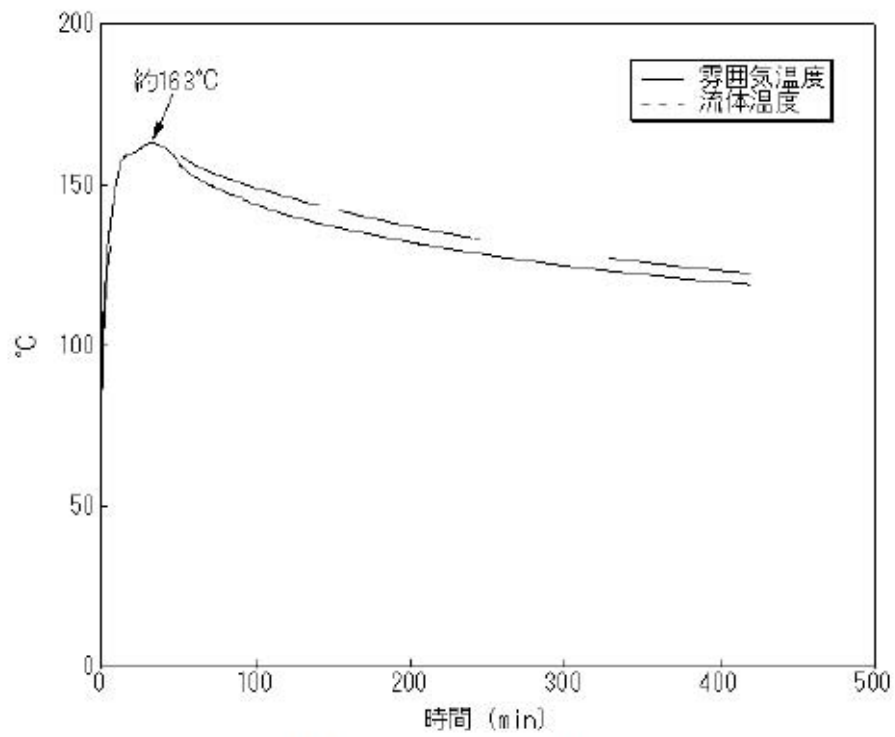


図3 温度評価結果(ツインパワー弁設置区画 (T.P. 2.8m))

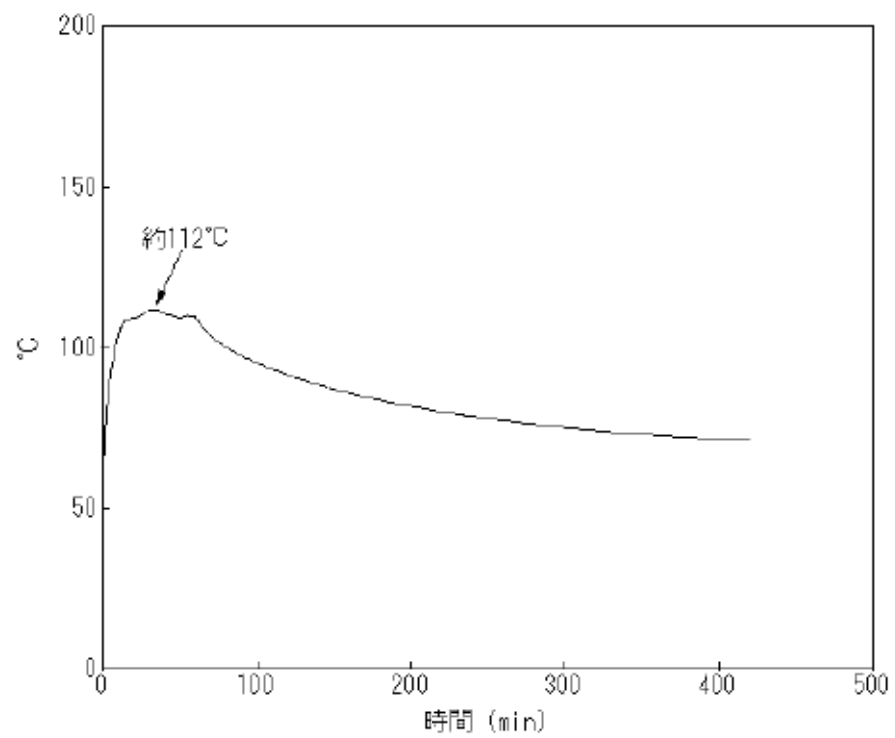


図4 温度評価結果 (1ノード評価)

ISLOCA時におけるツインパワー弁の健全性について

ツインパワー弁が確実に作動することについては、以下のとおり設計段階でツインパワー弁の操作に必要なトルクを確保できるように設計しており、現地据付完了後において通常状態で弁が円滑に開閉操作できることを確認する。また、ISLOCAに伴う高温蒸気雰囲気下においてツインパワー弁が開閉できることを試験により確認している。

1. 設計段階及び現地据付完了後の確認

ツインパワー弁の作動原理は圧縮空気が低ひん度単動形4ポート空気式切換弁を介してエアモータに供給され、エアモータのピストン運動によりツインパワーアクチュエータへトルクが伝達されることで、ツインパワー弁を開閉する。ツインパワー弁の閉止操作に必要なトルク（29N・m）以上になるように圧縮空気の設計をしており、現地据付完了後、弁が円滑に開閉操作できることを確認する。

2. ISLOCA発生時の温度環境下における駆動部構成品の健全性

ツインパワー弁の構成品は図1から図6に示すとおり、金属材料と高分子材料（Oリング、オイルシール、樹脂類）で作られている。ツインパワー弁駆動部の構成品は、ISLOCAに伴う高温の蒸気漏えいにより、保守的な評価の場合、最高で163℃の温度環境に曝される。

金属材料については、ISLOCA発生時の温度環境において著しい変形や化学反応による非可逆的な変化はないと考えられる。また、ツインパワー弁の閉止操作は事象発生から1時間後までに完了としており、ツインパワー弁の構造及びツインパワー弁の閉止後は図7に示すとおり雰囲気温度は低下傾向にあることから、ツインパワー弁閉止後の弁の健全性（閉止状態の維持）に問題はない。

ツインパワー弁駆動部の構成品には高分子材料を使用していることから、次項のとおり事象発生後1時間の時点におけるツインパワー弁の作動性について試験的に確認を実施している。



図1 ツインパワーアクチュエータ構造図



図2 エアモータ構造図



図3 オペレーティングシリンダー構造図



図4 空気式リミットスイッチ構造図



図5 コントロールバルブ構造図

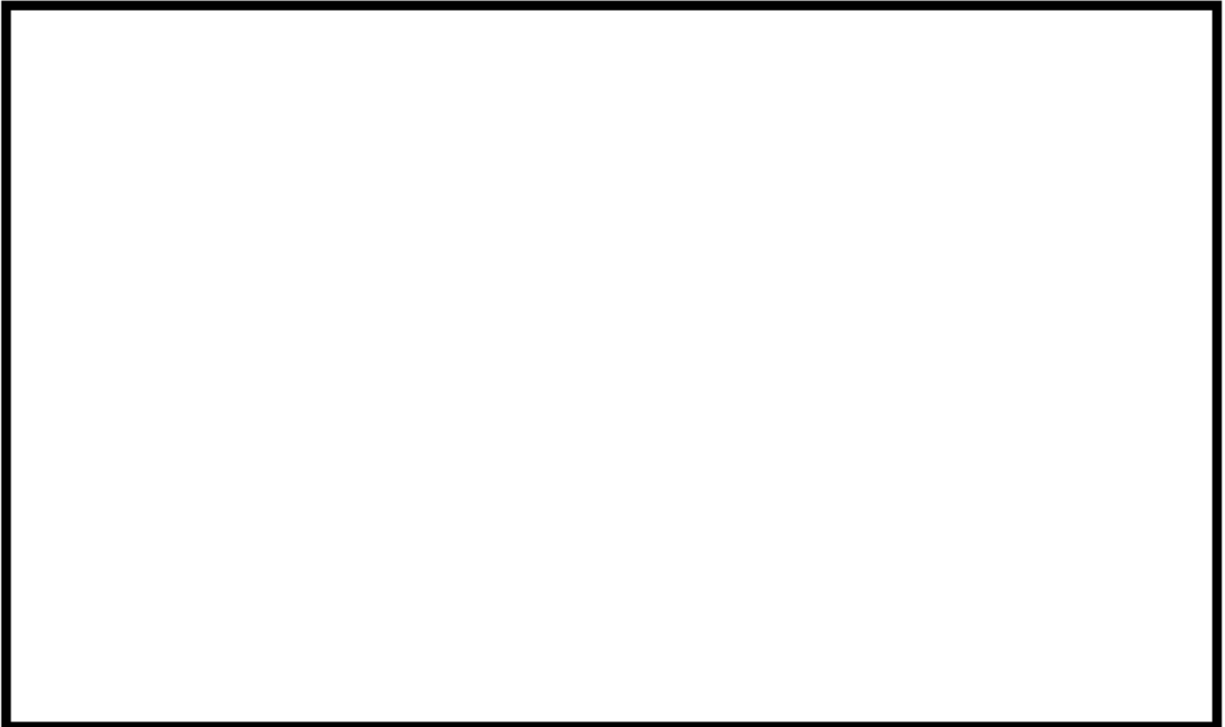


図6 低ひん度単動形4ポート空気式切換弁構造図

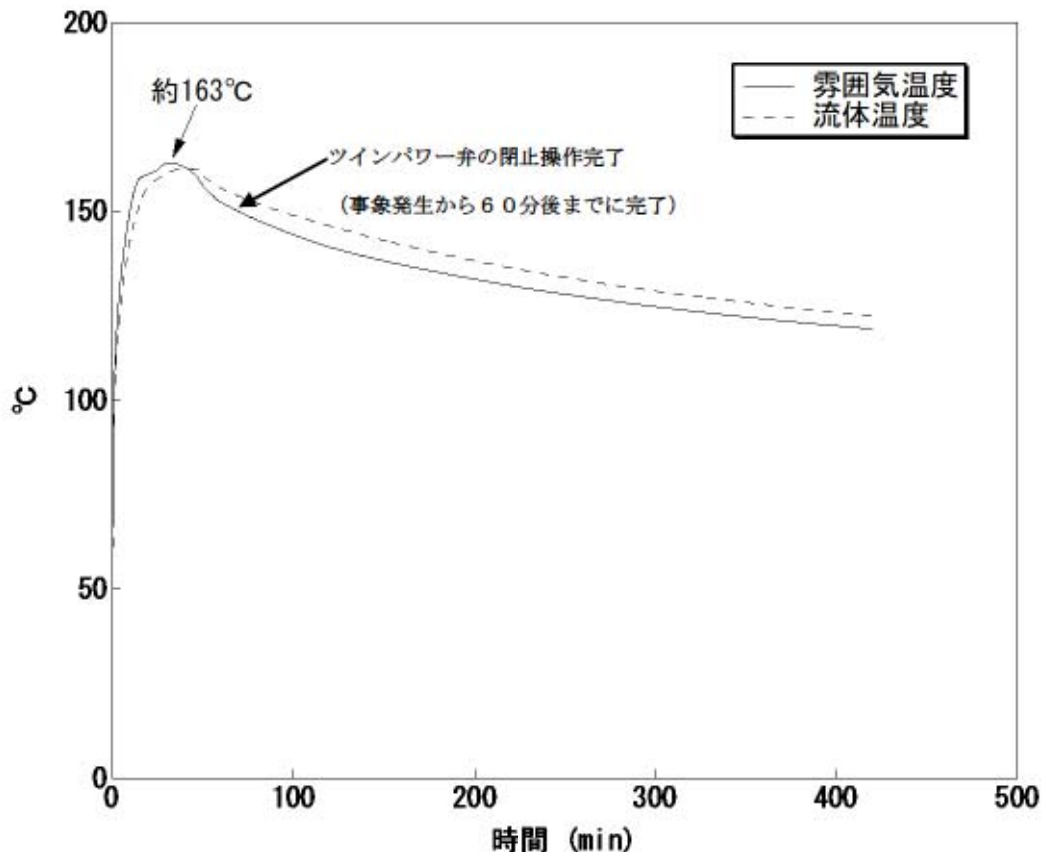


図7 ISLOCA時のツインパワー弁の環境条件

3. 試験による確認

ISLOCA発生時においても、事象発生後1時間におけるツインパワー弁の作動性は確保できると考えられるが、念のため、次に示すとおり、蒸気試験及び高温作動試験を組み合わせ、ISLOCAに伴う高温の蒸気雰囲気模擬し、ツインパワー弁がISLOCA発生時に確実に作動することを確認した。

3.1 蒸気暴露試験

<試験内容>

ツインパワー弁の駆動部を試験装置内に設置し、最高165℃以上の蒸気雰囲気中で合計8時間^{*1}保持した後、試験装置から取り出し常温まで冷えた状態で、規定の負荷に対して円滑に動作することを確認する。また、外観観察を行い、作動性に影響を及ぼすような過大な変形、割れ等がないことを確認する。

※1：ISLOCAの有効性評価で想定した事象発生からツインパワー弁閉止完了までの時間である1時間を越えるものとして設定している。

3.2 高温試験

<試験内容>

ツインパワー弁の駆動部について3.1の蒸気試験に供した後、手入をせずに高温試験を実施する。ツインパワー弁の構成品を加熱容器内に収納し、最高165℃以上の高温雰囲気中で合計8時間^{*2}保持する。保持開始1時間後^{*3}から、1時間ごとに高温状態でツインパワー弁が規定の負荷に対して円滑に動作することを確認する。また、高温雰囲気中で8時間保持後、外観観察を行い、作動性に影響を及ぼすような過大な変形、割れ等がないことを確認する。

※2：ISLOCAの有効性評価で想定した事象発生からツインパワー弁閉止完了までの時間である1時間を越えるものとして設定している。

※3：2次系強制冷却、減圧操作により、1次冷却材系統の圧力が十分低下し、ツインパワー弁の閉止操作が可能な時間。

○試験装置

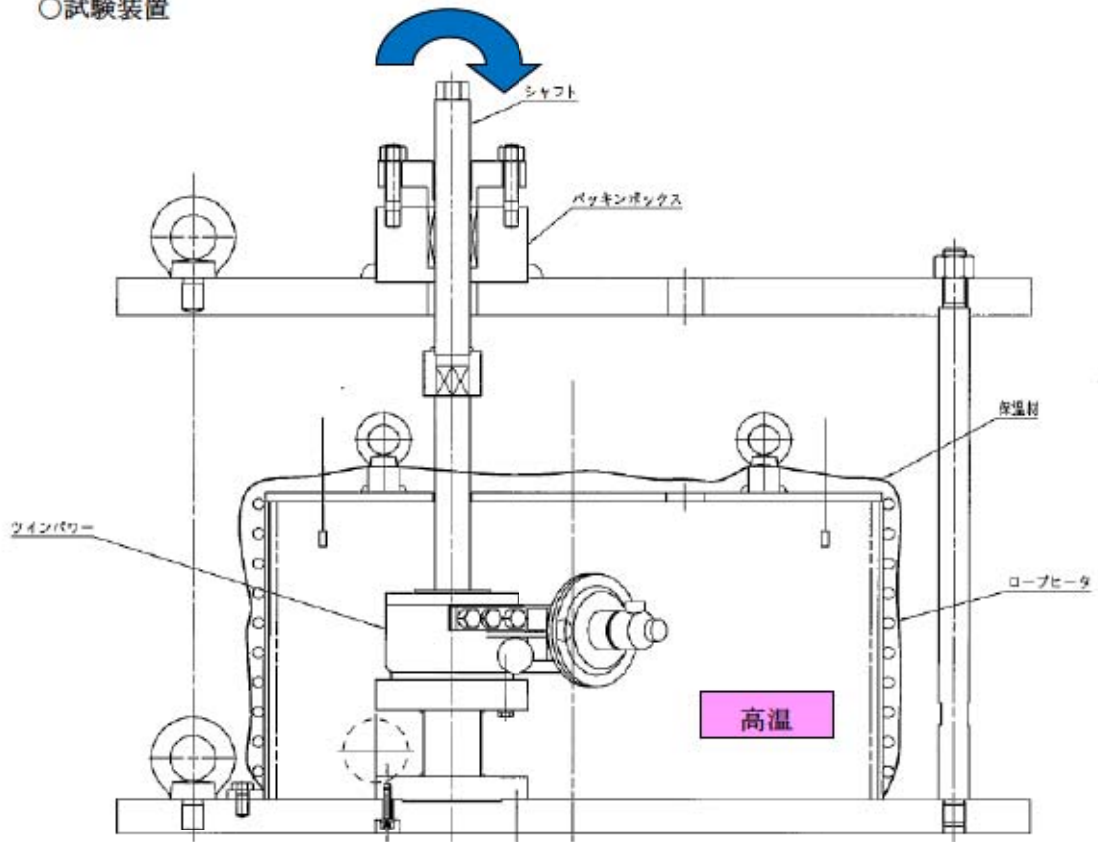


図8 試験装置概要

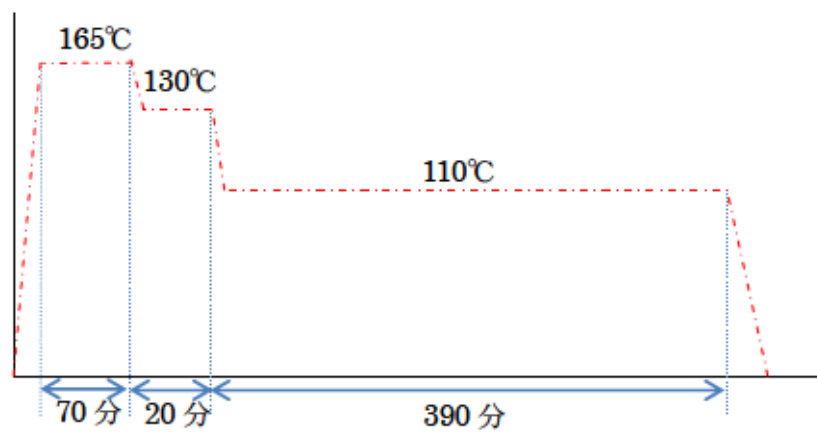


図9 試験時温度条件

3.3 試験結果

ISLOCA 発生時の環境条件を模擬し、蒸気暴露試験及び高温試験を行った結果、ISLOCA 時においても事象発生後 1 時間におけるツインパワー弁の動作は可能であることを確認した。

各試験結果について以下に示す。

【蒸気暴露試験】

8 時間蒸気雰囲気保持後に作動確認したところ、規定の負荷に対して円滑に動作した。また、外観観察においても作動に影響を及ぼすような過大な変形、割れ等はなかった。試験前後におけるツインパワー弁駆動部の外観及び内部の状況を図 10 に示す。

【高温試験】

温度保持開始 1 時間後から 1 時間ごとに高温状態で作動確認したところ、規定の負荷に対して円滑に動作した。また、外観観察においても作動に影響を及ぼすような過大な変形、割れ等はなかった。試験前後におけるツインパワー弁駆動部の外観及び内部の状況を図 10 に示す。

試験前



蒸気暴露試験後



高温試験後



図10 ツインパワー弁駆動部外観及び内部観察

ISLOCA 時の放射線量評価

ISLOCA 発生時には、事象収束及び長期冷却継続のため、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、充てんポンプ、健全側余熱除去ポンプ、健全側余熱除去冷却器、ツインパワー弁及びツインパワー装置の機能に期待しているが、ISLOCA 発生時の放射線量評価を行い、必要な対応操作の成立性及び関連計装品も含めた各機器の機能維持に関し以下のとおり確認した。

1. 対応操作の成立性

(1) 評価条件

余熱除去系統からの漏えいを停止するために、ツインパワー弁を閉止し、漏えい箇所を隔離する必要がある。ツインパワー弁の閉止操作を行う場所は、図 1 に示すとおり、原子炉補助建屋 T.P. 10.3m の通路部であり、当該区画には漏えいする機器等は存在しないが、上下階に漏えいする機器等が複数存在し、目皿の排水に期待しない場合上下階区画に漏えい水が滞留することになる。そこで、漏えいした 1 次冷却材に起因する線量を評価し、作業の成立性を確認する。

漏えい箇所の隔離は 1 時間以内に行うことから、評価としては、保守的に 1 時間漏えいが継続すると想定した。

なお、漏えいする系統に関しては、温度評価及び溢水評価と同様に A 系統からの漏えいを想定して放射能濃度を求める。

(2) 評価手法

ツインパワー弁操作区画（原子炉補助建屋 T.P. 10.3m の通路部）は、漏えいする機器等はない。一方、最下層区画（T.P. -1.7m）にも滞留水が存在するが、ツインパワー弁操作区画との間には T.P. 2.8m 及び T.P. 10.3m の合計 1.6m のコンクリートの床があるため、ガンマ線は十分減衰することから、その寄与は考慮しない。

ツインパワー弁操作時の線量評価について、以下の被ばく経路を想定して評価する。被ばく経路のイメージは、図 2 に示すとおりであり、評価の詳細については添付-1 に示す。なお、安全補機室空気浄化系は事故発生 1 時間後に起動することを想定しており、本評価では排気による減衰は考慮しない。

<経路①：下階区画（安全補機室内）における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与>

ツインパワー弁操作区画への影響として、安全補機室内である T.P. 2.8m の安全系ポンプバルブ室における漏えい水から気相部へ移行した放射性物質及び滞留水に含まれる放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質は、1 時間までの当該区画での漏えい水から核種毎の気相部への放出割合に応じて気相部へ移行したものが、安全補機室区画内に均一の濃度で分布しているものとする。

また、評価上目皿の排水に期待しないため、弁操作区画下階に滞留することから、この滞留水中の放射性物質からの寄与も考慮する。

評価にあたっては、当区画はツインパワー弁操作区画に対して斜め下区画に位置するが、壁及び天井が共に 0.6m であることから、コンクリートによる遮へい効果を 0.6m として実施する。

<経路②：下階区画（安全補機室外）における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与>

ツインパワー弁操作区画への影響として、安全補機室外である T.P. 2. 8m の通路部における漏えい水から気相部へ移行した放射性物質及び滞留水に含まれる放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質は、1 時間までの当該区画での漏えい水から核種毎の気相部への放出割合に応じて気相部に移行したものが、当区画内に均一の濃度で分布しているものとする。また、評価上目皿による排水に期待しないため、当該区画に滞留することから、この滞留水中の放射性物質からの寄与も考慮する。

評価にあたっては、区画間のコンクリート床（厚さ：0.6m）の遮へい効果を見込む。

<経路③：上階区画における気相部及び液相部の放射性物質からの寄与>

ツインパワー弁操作区画上階の充てんポンプバルブエリアは安全補機室外であるが、漏えいする機器が存在するため、漏えい水から気相部へ移行した放射性物質からの線量率を評価する。気相部の放射性物質は、1 時間時点までの当該区画での漏えい水から核種毎の気相部への放出割合に応じて気相部に移行したものが、当区画内に均一の濃度で分布しているものとする。

また、評価上目皿による排水に期待しないため、当該区画に滞留することから、この滞留水中の放射性物質からの寄与も考慮する。なお、

評価にあたっては、上階区画との間の天井コンクリート（充てんポンプバルブエリアに対してコンクリート厚さ：0.6 m）の遮へい効果を見込む。

(3) 評価結果

ツインパワー弁操作区画における 1 時間後の線量率を表 1 に示す。

ツインパワー弁操作場所での線量率は約 18.1mSv/h であるが、実際の操作に要する時間は余裕を含め 15 分程度であるため、運転員の受ける線量は約 4.5mSv となる。

したがって、ツインパワー弁の閉止操作は十分可能である。

表 1 泊 3 号炉 ツインパワー弁操作場所での線量率計算結果

項目	線量率 (mSv/h)
経路①（下階区画：安全補機室内）	11.1
経路②（下階区画：安全補機室外）	4.6
経路③（上階区画）	2.4
合計	約 18.1

2. 機器の機能維持

(1) 評価対象

IS-LOCA の緩和操作に必要な機器として、以下の機器を評価対象としている。

- ・余熱除去ポンプモータ
- ・余熱除去ポンプ流量計
- ・高圧注入ポンプモータ
- ・高圧注入ポンプ流量計

なお、IS-LOCA 時において、充てんポンプ室及び充てんポンプ流量計の存在する区画に漏えいする機器及び滞留水は存在しないため、当該区画には線源がなく、充てんポンプ及び充てんポンプ流量計の耐放射線性は問題にならない。

(2) 評価手法

IS-LOCA 時線量評価においては、漏えい機器等から漏えいした 1 次冷却材から気相に出た希ガス及びよう素及び区画内の滞留水に含まれる腐食生成物及び核分裂生成物を線源として考慮し、これらが区画体積を保存する球の中に一様に存在するとして、その球の中心の線量率を計算する。評価期間としては、事故収束後十分長い期間として、30 日間とする。

(3) 評価結果

計算の結果、各機器のある区画内の線量率は下表の通りとなった。

表 2 各機器のある区画内の線量率

T. P. (m)	区画	評価対象機器	線量率 [mSv/h]		
			1 時間後	1 日後	7 日後
-1.7	余熱除去ポンプ室	余熱除去ポンプモータ	1.88E+02	2.48E+01	6.34E+00
	高圧注入ポンプ室	高圧注入ポンプモータ	1.79E+02	2.36E+01	6.09E+00
2.8	通路部	余熱除去ポンプ流量計 高圧注入ポンプ流量計	3.27E+02	4.29E+01	1.29E+01

表 2 より、余熱除去ポンプモータ及び高圧注入ポンプモータの被ばく線量として 1 時間後の線量率が事故後 0~1 日、1 日後の線量率が事故後 1~7 日、7 日後の線量率が事故後 7~30 日の間継続すると仮定すると、積算線量は以下のとおりとなる。

余熱除去ポンプモータ：

$$(188 \times 24) + (24.8 \times 24 \times 6) + (6.34 \times 24 \times 23) = 1.16E+04 \text{mSv} = 11.6 \text{ Sv}$$

高圧注入ポンプモータ：

$$(179 \times 24) + (23.6 \times 24 \times 6) + (6.09 \times 24 \times 23) = 1.11E+04 \text{mSv} = 11.1 \text{ Sv}$$

ここで、1 Sv=1 Gy とすると、余熱除去ポンプモータの30日間の吸収線量は約12 Gy、高圧注入ポンプモータの30日間の吸収線量は約12 Gyであり、一般的なポンプモータの制限値である2 MGyよりも小さい。

また、表2より、余熱除去ポンプ流量計、高圧注入ポンプ流量計の線量として1時間後の線量率が事故後0～1日、1日後の線量率が事故後1～7日、7日後の線量率が事故後7～30日の間継続すると仮定すると、積算線量は以下のとおりとなる。

$$(327 \times 24) + (42.9 \times 24 \times 6) + (12.9 \times 24 \times 23) = 2.11 \times 10^4 \text{ mSv} = 21.1 \text{ Sv}$$

ここで、1 Sv=1 Gy とすると、余熱除去ポンプ流量計、高圧注入ポンプ流量計の30日間の吸収線量は約22 Gyであり、一般的な伝送器の制限値である100 Gyよりも小さい。



(T. P. 10. 3m 中間床)



(T. P. 10. 3m)  : 滞留水


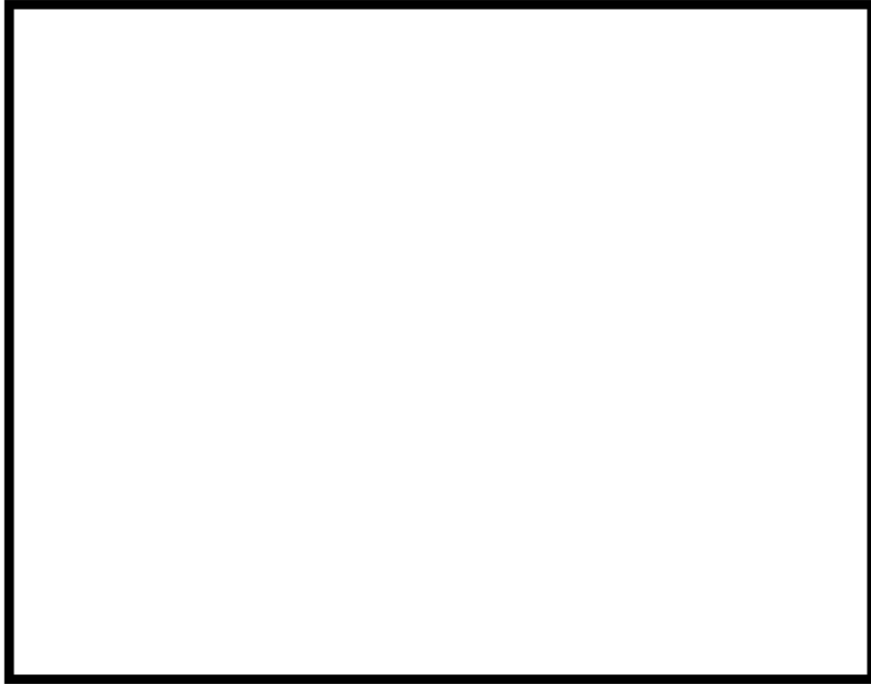
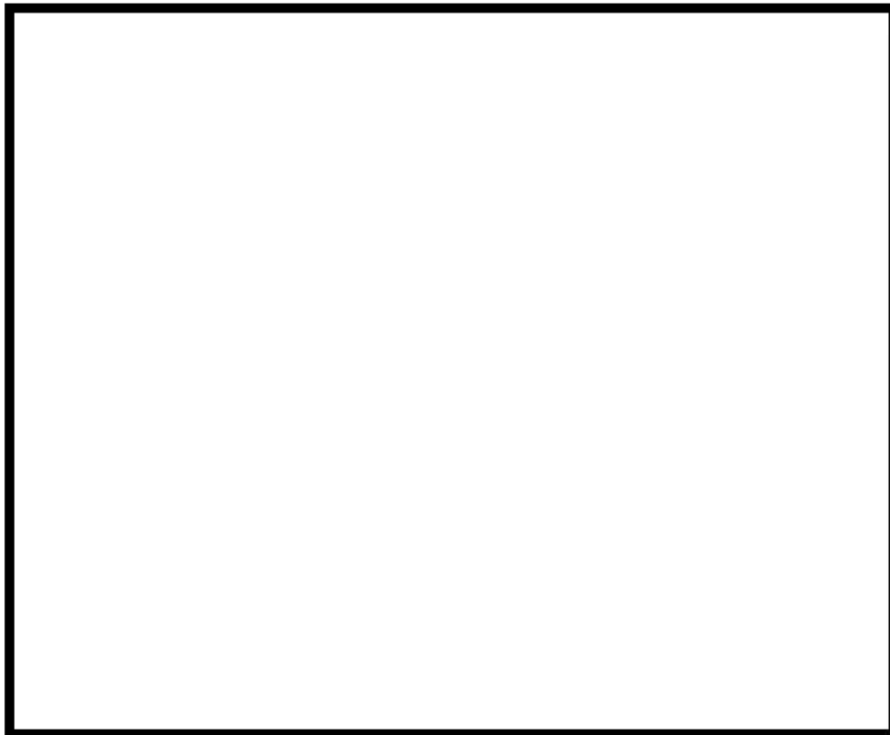
 : 安全補機室区画

図1(1/2) ツインパワー弁操作場所と漏えい場所(泊3号炉)



(T. P. 2. 8m)



(T. P. -1. 7m)  : 滞留水


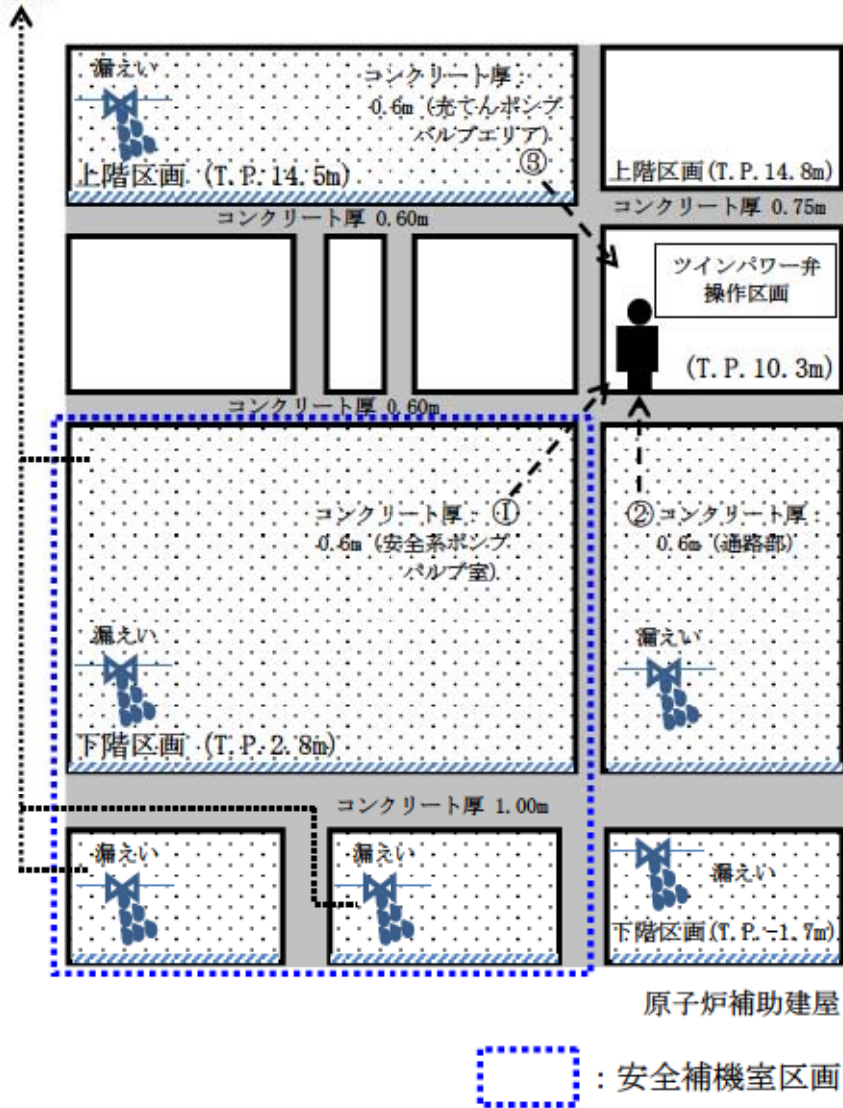
 : 安全補機室区画

図1(2/2) ツインパワー弁操作場所と漏えい場所(泊3号炉)

安全補機室空気浄化系
による排気*1



*1: 本評価では考慮しない

図2 ツインパワー弁操作場所 (泊3号炉) 断面イメージ図
(①、②及び③は被ばく経路を示す)

線量評価の詳細

1. 気相部又は液相部の放射性物質濃度の評価

(1) 評価条件

1次冷却材から漏えいする放射能濃度算出条件及び漏えい後の評価条件について添付表1に示す。放出過程は添付図1に示すとおりである。

各核種の1次冷却材中平衡濃度を添付表2～添付表4に示す。

添付表1 評価条件

評価条件	評価使用値	備考
炉心熱出力	2,705 MWt	定格出力の102%
運転時間	最高 40,000 時間	核分裂生成物が多くなるようサイクル末期を想定
燃料被覆管欠陥率	0.1%	添付-2に示すとおり
炉心内蓄積量に対する燃料ギャップ中の放射能割合	希ガス 1.0% よう素 0.5%	現行添付書類十に同じ
安全補機室区画への漏えい量積算値	約 97m ³ *1	ツインパワー弁操作閉止時間として1時間時点を想定
線量評価に用いる安全補機室区画体積	9100m ³	設計値
気相中に放出される放射性物質の割合	希ガス：100% よう素：10% 粒子状物質：0%	瞬時放出を想定。 気相中に放出されない放射性物質は液相部に滞留する。 (添付-3に示すとおり)
安全補機室空気浄化系による排気風量	—	事象発生1時間後の起動を想定しており、本評価では考慮せず

*1：積算漏えい量を水の密度 1g/cc として算出

(2) 濃度評価

上記評価条件から、以下の濃度計算式にて各区画での濃度評価を行った。

・安全補機室区画内

(下階区画 安全系ポンプバルブ室)

$$C(t) = \frac{Q_{RCS} + E \cdot G \cdot f}{V_1} \cdot \frac{L_{total}}{V_{RCS}} \cdot \left\{ \left(a \cdot e^{-\Lambda t} \cdot \frac{V_1}{V_2} \right) + \frac{d(t)}{L_{total}} \cdot (1-a) \cdot e^{-\lambda_1 t} \right\}$$

- $C(t)$: 区画内の放射能濃度 (Bq/m³)
- Q_{RCS} : 各核種の1次冷却材中放射エネルギー (Bq)
- E : 炉内蓄積量 (Bq)
- G : 炉心内蓄積量に対する燃料ギャップ中の放射能割合 (-)
希ガス : 0.01
よう素 : 0.005
- f : 燃料被覆管欠陥率 (= 0.1 %)
- V_{RCS} : 1次冷却材保有水量 (m³)
- V_1 : 各区画体積 (m³)
- V_2 : 安全補機室区画全体積 (m³)
- $d(t)$: 各区画内滞留水量 (m³) (ある場合)
- L_{total} : 作業終了までの総漏えい量 (m³)
- a : 気相への移行割合 (-)
希ガス : 1.0
よう素 : 0.1
粒子状物質 : 0.0
- λ_1 : 核種ごとの崩壊定数 (s⁻¹)
- λ_2 : 排気による除去定数 (s⁻¹) (= 排気風量 (m³/s) / 安全補機室区画体積 (m³))
- Λ : $\Lambda = \lambda_1 + \lambda_2$

・安全補機室区画外

(下階区画 通路部、上階区画 充てんポンプバルブ室)

$$C(t) = \frac{Q_{RCS} + E \cdot G \cdot f}{V_1} \cdot \frac{L_{total}}{V_{RCS}} \cdot \left\{ \frac{q(t)}{L_{total}} \cdot a \cdot e^{-\lambda_2 t} + \frac{d(t)}{L_{total}} \cdot (1-a) \cdot e^{-\lambda_1 t} \right\}$$

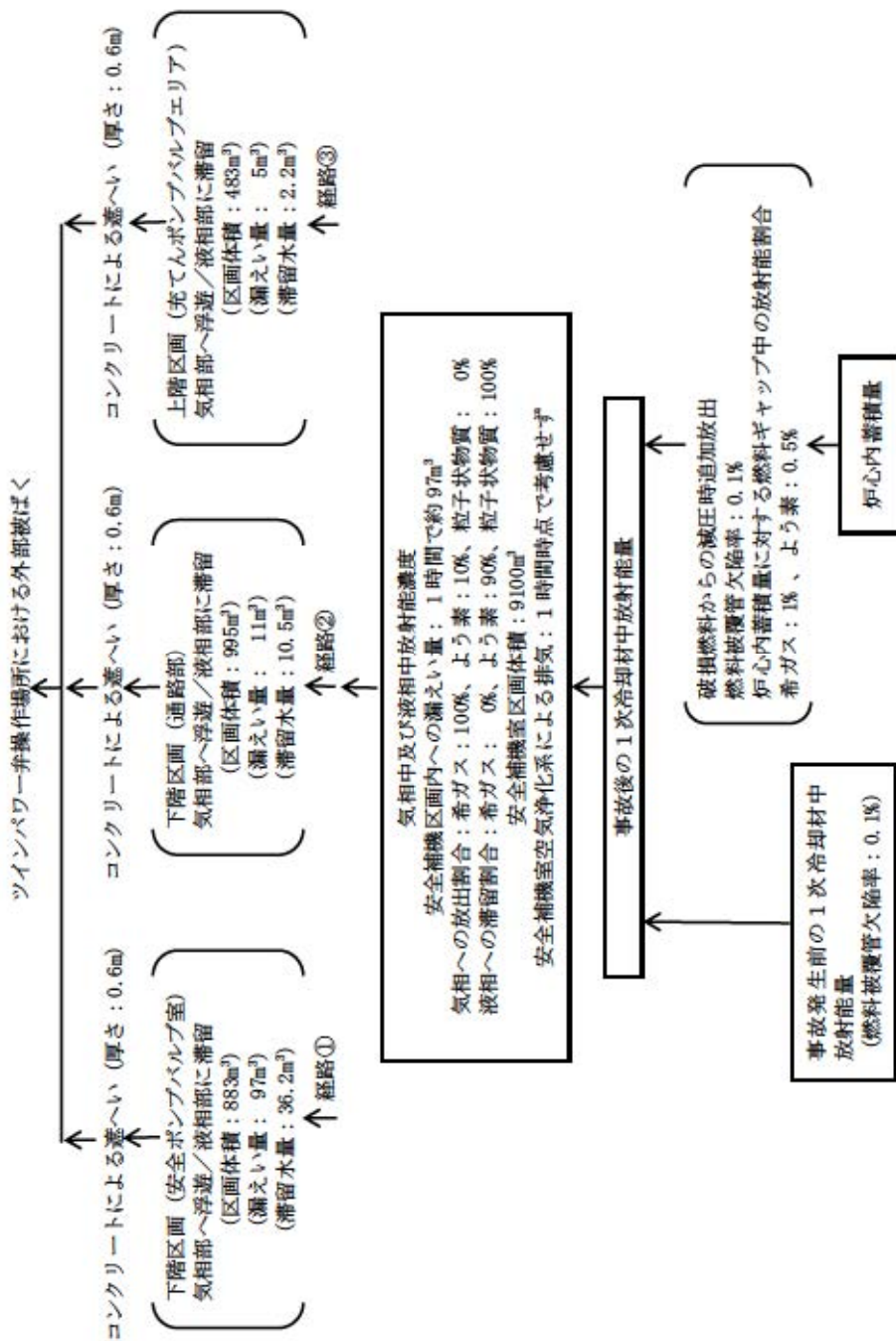
- $C(t)$: 区画内の放射能濃度 (Bq/m³)

- Q_{RCS} : 各核種の1次冷却材中放射能量 (Bq)
 E : 炉内蓄積量 (Bq)
 G : 炉心内蓄積量に対する燃料ギャップ中の放射能割合 (-)
 希ガス : 0.01
 よう素 : 0.005
 f : 燃料被覆管欠陥率 (= 0.1 %)
 V_1 : 各区画体積 (m³)
 a : 気相への移行割合 (-)
 希ガス : 1.0
 よう素 : 0.1
 粒子状物質 : 0.0
 $q(t)$: 各区画への漏えい水量 (m³)
 λ_1 : 核種ごとの崩壊定数 (s⁻¹)

(3) 濃度評価結果

(2)の濃度計算式により算出した濃度は、下表のとおりである。

	放射能濃度 (Bq/m ³) (0.5MeV 換算) (立入時間 : 事象発生 1 時間後)
	泊 3 号炉
下階区画	通路部 : 2.6 × 10 ¹⁰ 安全系ポンプバルブ室 : 6.5 × 10 ¹⁰
上階区画	充てんポンプバルブエリア : 1.7 × 10 ¹⁰



添付図1 1次冷却材中の放射能の放出過程 (泊3号炉)

添付表2 1次冷却材中のよう素の平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率 (%)	半減期	γ 線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度 (Bq/g)	冷却材中蓄積量 (Bq)	炉心内蓄積量 (Bq)	追加放出寄与分 (Bq)
I-131	2.84	8.06 d	0.381	4.57×10^3	8.92×10^{11}	2.46×10^{18}	1.23×10^{13}
I-132	4.21	2.28 h	2.253	2.39×10^3	4.67×10^{11}	3.64×10^{18}	1.82×10^{13}
I-133	6.77	20.8 h	0.608	8.89×10^3	1.73×10^{12}	5.86×10^{18}	2.93×10^{13}
I-134	7.61	52.6 min	2.75	1.81×10^3	3.53×10^{11}	6.58×10^{18}	3.29×10^{13}
I-135	6.41	6.61 h	1.645	5.80×10^3	1.13×10^{12}	5.55×10^{18}	2.77×10^{13}
合計	—	—	—	2.35×10^4	4.57×10^{12}	2.41×10^{19}	1.20×10^{14}

添付表 3 1次冷却材中の希ガスの平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率 (%)	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度		冷却材中蓄積量	炉心内蓄積量 (Bq)	追加放出寄与分
				冷却材中濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー0.5MeV換算 (Bq/g)			
Kr-83m	0.53	1.83 h	0.0025	1.45×10^3	7.25×10^6	1.41×10^9	4.59×10^{17}	2.29×10^{10}
Kr-85m	1.31	4.48 h	0.159	7.07×10^3	2.25×10^7	4.38×10^{11}	1.13×10^{16}	3.61×10^{12}
Kr-85	0.29	10.73 y	0.0022	7.10×10^4	3.12×10^7	6.09×10^{10}	4.15×10^{16}	1.83×10^9
Kr-87	2.54	76.3 min	0.793	4.20×10^3	6.66×10^7	1.30×10^{12}	2.20×10^{18}	3.49×10^{13}
Kr-88	3.58	2.80 h	1.950	1.21×10^4	4.72×10^7	9.19×10^{12}	3.10×10^{18}	1.21×10^{14}
Xe-131m	0.040	11.9 d	0.020	1.08×10^4	4.33×10^7	8.45×10^{10}	3.44×10^{16}	1.38×10^{10}
Xe-133m	0.19	2.25 d	0.042	1.15×10^4	9.69×10^7	1.89×10^{11}	1.66×10^{17}	1.39×10^{11}
Xe-133	6.77	5.29 d	0.045	8.95×10^5	8.05×10^8	1.57×10^{13}	5.86×10^{18}	5.27×10^{12}
Xe-135m	1.06	15.65 min	0.432	2.18×10^3	1.89×10^7	3.68×10^{11}	9.15×10^{17}	7.91×10^{12}
Xe-135	6.63	9.083 h	0.250	2.43×10^4	1.21×10^8	2.36×10^{12}	5.75×10^{18}	2.87×10^{13}
Xe-138	6.28	14.17 min	1.183	2.12×10^3	5.02×10^7	9.79×10^{11}	5.44×10^{18}	1.29×10^{14}
合計	—	—	—	1.04×10^6	1.57×10^8	3.07×10^{13}	2.51×10^{19}	3.30×10^{14}

添付表 4 1次冷却材中の粒子状物質の平衡濃度 (1/2)

核 種	半減期	γ線実効 エネルギー (MeV/dis)	冷 却 材 中 濃 度		冷却材中蓄積量
			冷却材中 濃 度 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq/g)	
Br-83	2.39 h	0.0075	2.65×10^2	3.98×10^0	7.76×10^4
Br-84	31.8 min	1.742	1.41×10^2	4.90×10^2	9.56×10^{10}
Rb-88	17.8 min	0.57	1.45×10^4	1.66×10^4	3.23×10^{12}
Rb-89	15.4 min	2.2	3.57×10^2	1.57×10^3	3.06×10^{11}
Sr-89	52.7 d	8×10^{-4}	7.72×10^0	1.24×10^{-3}	2.41×10^5
Sr-90	27.7 y	—	4.89×10^{-1}	—	—
Sr-91	9.67 h	0.71	4.82×10^0	6.84×10^0	1.33×10^9
Sr-92	2.71 h	1.3	2.50×10^0	6.50×10^0	1.27×10^9
Y-90	64.0 h	—	6.21×10^{-1}	—	—
Y-91	58.9 d	0.0027	1.16×10^1	6.28×10^{-2}	1.23×10^7
Y-92	3.53 h	0.23	3.08×10^0	1.42×10^0	2.76×10^5
Zr-95	65.5 d	0.73	1.31×10^0	1.91×10^0	3.73×10^5
Nb-95	35 d	0.77	1.31×10^0	2.02×10^0	3.93×10^5
Mo-99	66.7 h	0.16	8.53×10^3	2.73×10^3	5.32×10^{11}
Te-132	77.7 h	0.22	5.01×10^2	2.20×10^2	4.30×10^{10}

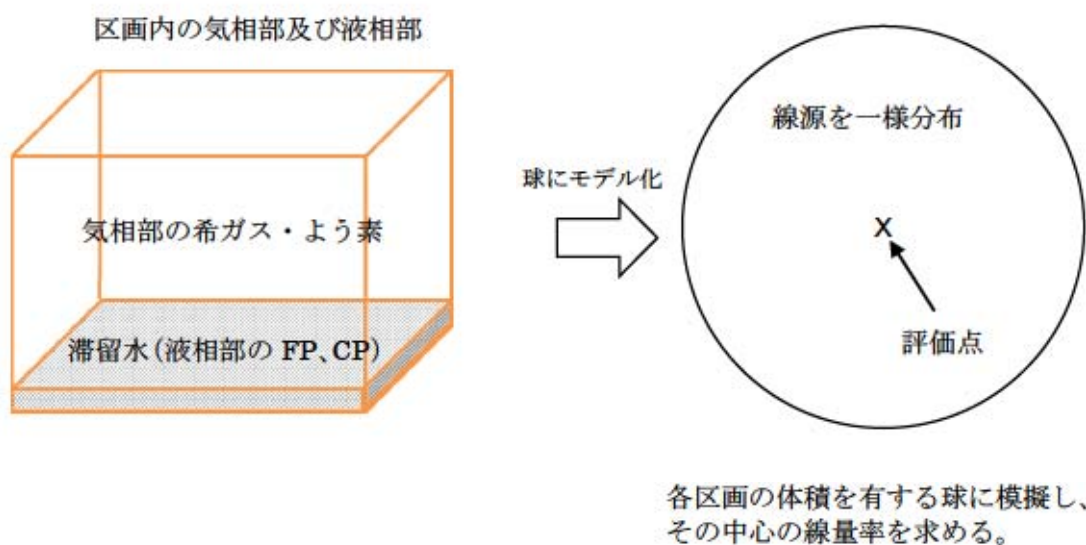
添付表 4 1次冷却材中の粒子状物質の平衡濃度 (2/2)

核種	半減期	γ線実効 エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度		冷却材中蓄積量
			冷却材中 濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV換算 (Bq/g)	
Te-134	42.0 min	0.1302	9.69×10^1	2.52×10^1	4.92×10^0
Cs-134	2.05 y	1.6	1.95×10^3	6.24×10^3	1.22×10^{12}
Cs-136	13.7 d	2.2	1.39×10^2	6.13×10^2	1.20×10^{11}
Cs-137	30.0 y	0.56	4.48×10^3	5.02×10^3	9.79×10^{11}
Cs-138	32.2 min	2.1	3.27×10^3	1.37×10^4	2.68×10^{12}
Ba-140	12.8 d	0.18	7.95×10^0	2.86×10^0	5.58×10^8
La-140	40.27 h	2.3	2.10×10^0	9.68×10^0	1.89×10^9
Ce-144	284 d	0.016	9.43×10^{-1}	3.02×10^{-2}	5.58×10^6
Pr-144	17.27 min	0.030	9.43×10^{-1}	5.66×10^{-2}	1.10×10^7
Cr-51	27.8 d	0.032	3.5×10^1	2.24×10^0	4.37×10^8
Mn-54	312 d	0.84	2.9×10^1	4.87×10^1	9.50×10^9
Mn-56	2.576 h	1.8	1.1×10^3	3.96×10^3	7.72×10^{11}
Fe-59	45.6 d	1.2	4.1×10^1	9.84×10^1	1.92×10^{10}
Co-58	71.3 d	0.97	9.6×10^2	1.86×10^3	3.63×10^{11}
Co-60	5.26 y	2.5	2.8×10^1	1.40×10^2	2.73×10^{10}

2. 各被ばく経路での線量評価

(1) 評価モデル

気相中に浮遊している放射能及び区画に溜まっている滞留水中の放射能は、各区画の体積を保存する等価全球モデルを用いて、その中心の線量率を求めて線量評価を行う。評価モデルのイメージを添付図2に示す。なお、今回評価に用いたモデルの妥当性について、添付-4に示すとおりである。



添付図2 評価モデルのイメージ図

球の中心での線量率の算出に用いた計算式は以下のとおりである。

$$D_{\gamma} = \frac{K}{\mu} \left[\frac{A}{1 + \alpha_1} \{1 - \exp(-(1 + \alpha_1) \cdot \mu \cdot R_0)\} + \frac{1 - A}{1 + \alpha_2} \{1 - \exp(-(1 + \alpha_2) \cdot \mu \cdot R_0)\} \right] \cdot \frac{E_{\gamma} \cdot A_{CT}}{0.5}$$

ここで、

- D_{γ} : ガンマ線による線量率 (mSv/h)
 K : 線量率換算係数 $0.5\text{MeV}:8.92 \times 10^{-6}$ ((mSv/h)/(g/cm²/s))
 A, α_1, α_2 : テーラー型ビルドアップ係数 (空气中 0.5MeV ガンマ線)
 $A = 24.0, \alpha_1 = -0.138, \alpha_2 = 0.0$
 μ : 線減衰係数 1.0×10^{-4} (cm⁻¹) (空气中 0.5MeV ガンマ線)
 R_0 : 球の半径 ($R_0 = (3V/4\pi)^{1/3}$) (cm)
 V : 外部ガンマ線による全身に対する

線量評価時の各区画の自由体積

- (cm³)
 E_{γ} : ガンマ線実効エネルギー (MeV/dis)
 A_{CT} : 区画内放射能濃度 (γ 線 0.5MeV 等価換算値*) (Bq/cm³)
 *Gross 値 (Bq/cm³) $\times \gamma$ 線エネルギー (MeV) / 0.5 (MeV)

(2) 遮へいによる減衰率

ツインパワー弁操作場所での線量評価にあたっては、各区画間の遮へいを考慮する。(1)で算出した球の中心での線量率に、添付表5に示す遮へいによる減衰率を乗じることで算出する。

添付表5 遮へい厚さ及び減衰率

遮へい厚さ (m)	減衰率 (-)**
	泊3号炉
0.6	3.02×10^{-2}

※：コンクリート減衰率の算出にあたっては、保守的にガンマ線エネルギー 2.5MeV での数値とする。以下に算出式を示す。

$$R = A \cdot \exp\{-(1 + \alpha_1) \cdot \mu \cdot t\} + (1 - A) \cdot \exp\{-(1 + \alpha_2) \cdot \mu \cdot t\}$$

R : コンクリートの減衰率

A, α_1, α_2 : テーラー型ビルドアップ係数 (2.5MeV ガンマ線)

$$A = 4.97, \alpha_1 = -0.0769, \alpha_2 = 0.1062$$

μ : 線減衰係数 $0.08536 \text{ (cm}^{-1}\text{)}$ (2.5MeV ガンマ線) (泊3号炉)

t : 遮蔽厚さ (cm)

(3) 各経路からの線量評価

(1)及び(2)により評価した、ツインパワー弁操作区画での線量評価は以下のとおりである。

線量率結果 (泊3号炉)

区画	体積 (m^3)	遮へい厚さ (m)	線量率 (mSv/h) (事象発生後1時間)
下階区画 (通路部) 安全補機室外	995	0.6	4.60×10^0
下階区画 (安全系ポンプバルブ室) 安全補機室内	883	0.6	1.11×10^1
上階区画 (充てんポンプバルブエリア) 安全補機室外	483	0.6	2.38×10^0

燃料被覆管欠陥率について

泊3号炉においては、国内PWRプラントでの過去の運転実績を勘案し、建設当初から建屋の遮へい設計や平常時被ばく評価における燃料被覆管欠陥率を0.1%として設定している。ISLOCA時ツインパワープラント装置操作に係る被ばく評価においても同様に燃料被覆管欠陥率を0.1%として、放射線源強度の算定の基となる1次冷却材中放射能濃度を設定している。

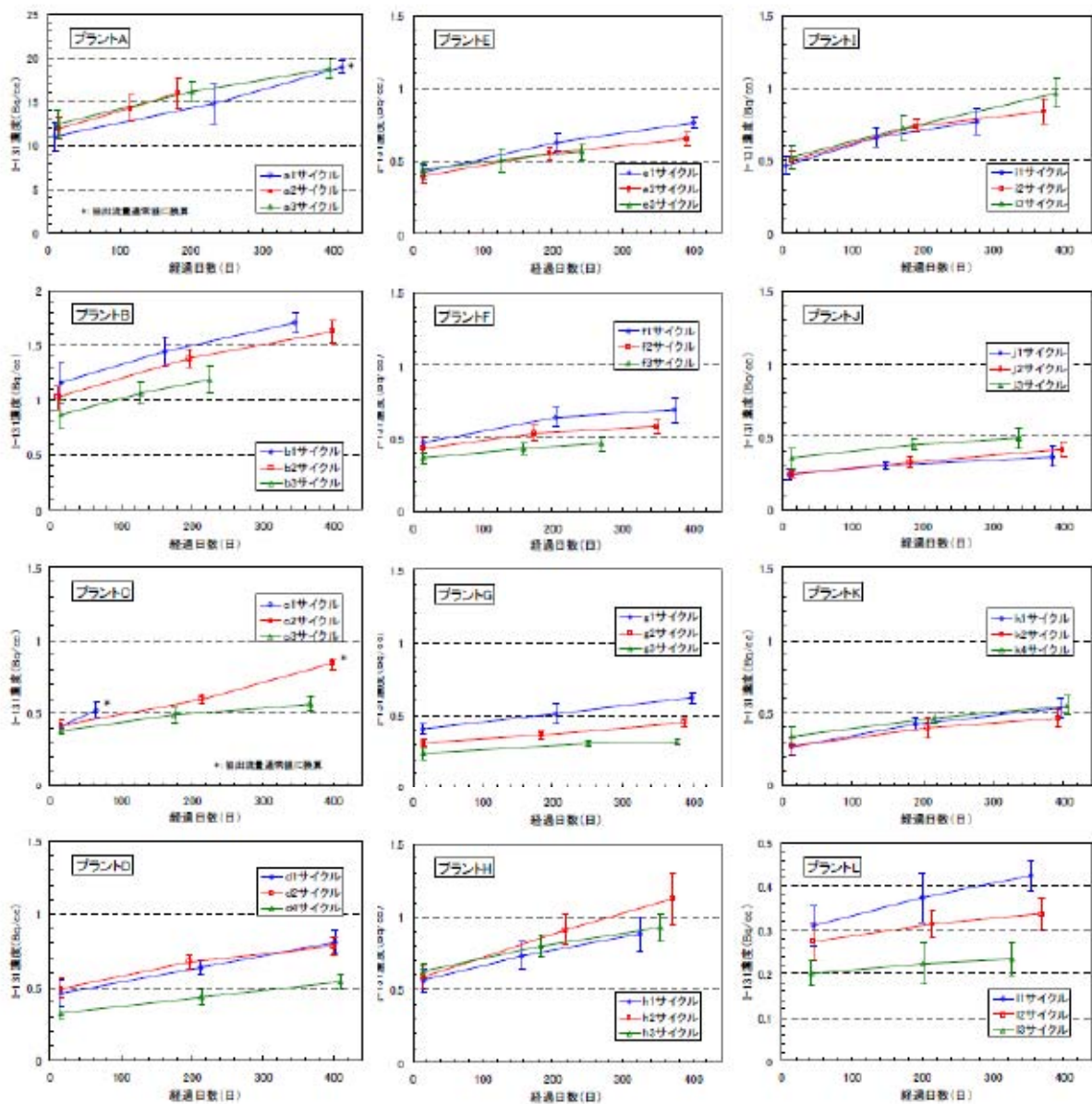
なお、本設定は、国内PWRプラントでの至近の運転実績^{※1}および泊3号炉の運転実績^{※2}を考慮しても、十分保守的な想定である。

※1：国内PWRプラントでの至近の運転実績において、1次冷却材中のI-131濃度は数Bq/cc～数10Bq/cc（添付図3）

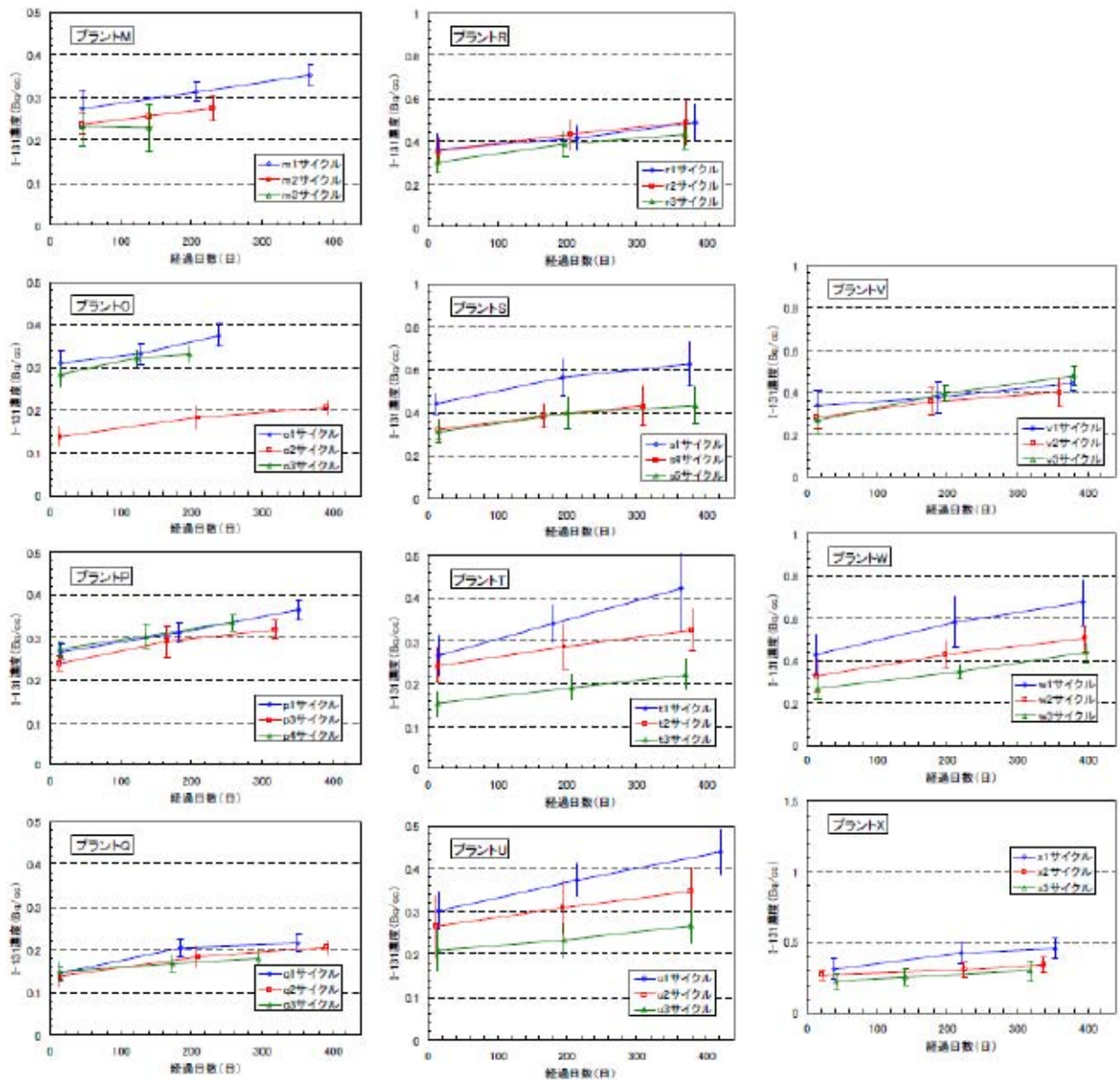
※2：泊3号炉の1次冷却材中のI-131濃度は、 10^{-1} Bq/ccのオーダーと十分低い（添付表6）

添付表6 泊3号炉 通常運転中の1次冷却材中I-131濃度実績
（サイクル毎最大値）

運転サイクル	I-131濃度 (Bq/cc)
第1サイクル	1.2E-1
第2サイクル	1.3E-1



添付図3 国内PWRプラントの1次冷却材中I-131濃度の実績事例(1/2)



添付図3 国内PWRプラントの1次冷却材中I-131濃度の実績事例(2/2)

出典)「PWRプラントにおける燃料リーク運転時のFP及び燃料挙動と監視方法について」(MNF-1006),
 (三菱原子燃料株式会社, 平成22年9月)

気相中に放出される放射性物質の割合設定

1. よう素の気相中への放出割合

本評価において、気相中へのよう素の移行割合を10%と設定している。その考え方を以下に示す。

(1) 線量目標値評価指針の考え方

「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」（以下、線量目標値評価指針という。）において、PWRの原子炉施設から放出される気体廃棄物中のよう素として、「100%出力運転時の温度、圧力の状態で漏えいするものとし、1次冷却材中のよう素が格納容器雰囲気中に0.1の割合で移行するものとする」と示されている。本評価においてはこれを踏まえ、気相中へのよう素の移行割合を10%としている。以下にその理由を示す。

- ・ ISLOCA の評価では、通常運転中において余熱除去系統の第一・第二隔離弁が誤開することを想定しており、線量目標値評価指針の状態(100%出力運転時の温度、圧力の状態で漏えい)と同じである。
- ・ 漏えい前の安全補機室雰囲気は、線量目標値評価指針の原子炉格納容器内の温度及び圧力と同程度である。

(2) Regulatory Guide 1.183 の考え方

米国では、Regulatory Guide 1.183において、漏えい水からのよう素の浮遊割合は、以下のフラッシング割合を用いて設定するよう示されている。

$$FF = \frac{h_{f1} - h_{f2}}{h_{fg}}$$

ここで、

FF	: フラッシング割合
h_{f1}	: 系から漏えいする液体のエンタルピー
h_{f2}	: 飽和状態 (1 気圧、100°C) での液体のエンタルピー : 約 419kJ/kg
h_{fg}	: 100°Cでの気化熱 : 約 2257kJ/kg

h_{f1} は、系から漏洩する水のエンタルピーであるが、漏えい元である1次冷却材圧力及び温度は時間変化するため、それに応じたエンタルピーを設定する必要がある。時間毎に設定したフラッシング割合と時間毎の漏えい量を乗じることによって、その時間毎に気相中へ移行した量を算出できる。

有効性評価における ISLOCA 解析に基づき気相中へ移行した量を算出した結果、事象発生1時間後までの積算量は約13m³である。積算漏えい量97m³に対する割合は約13.7%である。しかし、気相中へ移行しなかったよう素は液相中にとどまるとして、各区画において滞留水中に存在する放射性物質からの線量率も考慮しているため、気相中へ移行する割合は、本評価において重要なパラメータとはならない。

上記のとおり、気相中へのよう素の移行割合は、漏えい元である1次冷却材圧力及び温度の状態によって変化するもので固定値ではないが、本結果も踏まえ、(1)において示されてい

る線量目標値評価指針に基づき、事象発生後の時間に依らず気相中への移行割合として10%と設定する。本評価においては、評価条件として燃料被覆管欠陥率を0.1%とする等保守性を有しているため、気相中への移行割合を10%とすることは問題ないとする。

以上のとおり、本評価において気相中へのよう素の移行割合を10%と設定するのは妥当であるとする。

2. 粒子状物質の気相中への放出割合

ISLOCA時に想定される1次冷却材の温度条件(300℃程度)においては、希ガス及びよう素以外の核種は、金属やランタノイドからなる固体であると考えられる。これらは、水中に保持されている方が化学的に安定であり、漏えい時に気体になることは考えにくい。また、漏えい後の滞留水においては、ほう酸水のためpHが低く、主に固体よりもイオンとして存在する。イオン単体や固体では気相中へ移行できないことから、粒子状物質については液相中に保持されるとし、気相中に放出される割合を0%とする。なお、粒子状物質は滞留水中に存在することとなり、滞留水中に存在する放射性物質からの線量率を考慮している。

3. よう素の気相中への追加移行

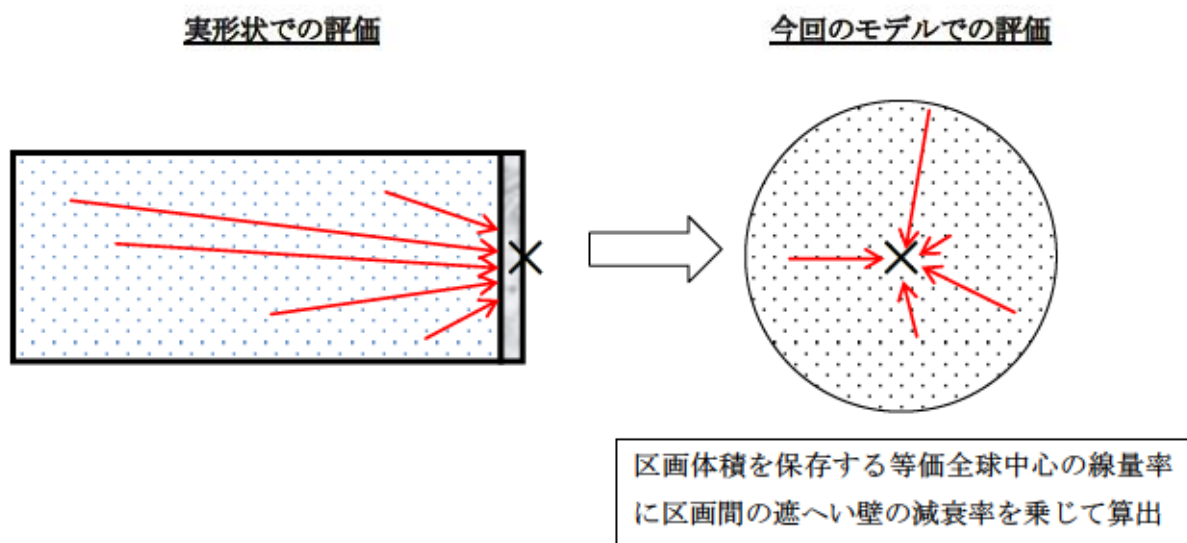
今回の線量評価において、事故発生前の冷却材中のよう素放射エネルギー及び既損傷の燃料棒から減圧に伴い1次冷却材中に新たに追加放出するよう素放射エネルギーは、事象初期に全量が瞬時に漏えい水に移行するとしている。さらに漏えい水に含まれる全よう素放射エネルギーのうち10%が気相中へ移行するとして評価している。

また、仮に液相中のよう素が気相中に移行したとしても、線量評価は、液相部の放射エネルギーも含めて空間に一様分布するとして等価全球モデルで評価しており、当該区画での気相部及び液相部の総放射エネルギーは同じであることから、各区画において、よう素が液相中から気相中へ追加移行したとしても線量評価への影響はない。

評価モデルの保守性

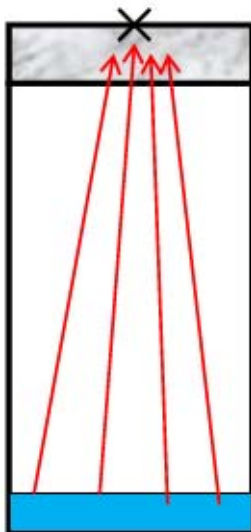
本評価において、気相中に浮遊している放射能及び区画に溜まっている滞留水中の放射能による操作場所における線量率として、各区画の体積を保存する等価全球の中心の線量率に、操作場所と当該区画を隔てる遮蔽壁の減衰率を乗じる（今回のモデルでの評価）ことで求めている。評価イメージは、添付図4及び添付図5に示す。実形状のとおり区画及び壁を直方体形状で模擬し、壁外面の線量率を計算する方法（実形状での評価）と比較すると、以下の保守性を有している。

- ・区画内の各位置の線源から評価点までの空間距離は、球の中心を評価点とする今回のモデルの場合、線源が評価点に最も近づいた形状であり、線量率の距離減衰の効果が最も小さい。
- ・区画内の各位置の線源から評価点までの壁透過距離は、実形状では、評価点軸上から離れた線源は、斜め透過により最小厚さ以上の距離を透過する。一方、今回のモデルの場合、一律最小厚さの減衰率を乗じており、線量率の遮蔽減衰効果が最も小さい。さらに、遮蔽壁の減衰率は、線源組成に応じた減衰率より小さいガンマ線エネルギー 2.5MeV に対する減衰率としており、線量率の遮蔽減衰効果をより小さく考慮している。
- ・液相部については、面線源ではなく、体積線源として球の中心を評価しているため、評価点と線源までの距離が離れておらず、全ての線源が評価点に近づいた評価となる。

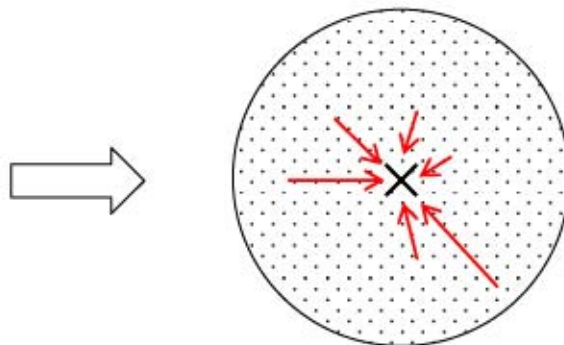


添付図4 評価イメージ（気相部）

実形状での評価



今回のモデルでの評価



区画体積を保存する等価全球中心の線量率に
区画間の遮へい壁の減衰率を乗じて算出

添付図5 評価イメージ (液相部)

原子炉補助建屋内の滞留水の処理

インターフェイスシステムLOCAに機能を期待している健全側余熱除去ポンプについては、前項で述べたとおり機能能失することはないものの、ツインパワー弁を閉止するまでに原子炉補助建屋最下層 (T.P. -1.7m) に溜まる水については、雰囲気温度、放射線量が十分低下した後に、参集要員により排水用の可搬型ポンプを設置し、燃料取替用水ピットへ移送する。(図1参照)

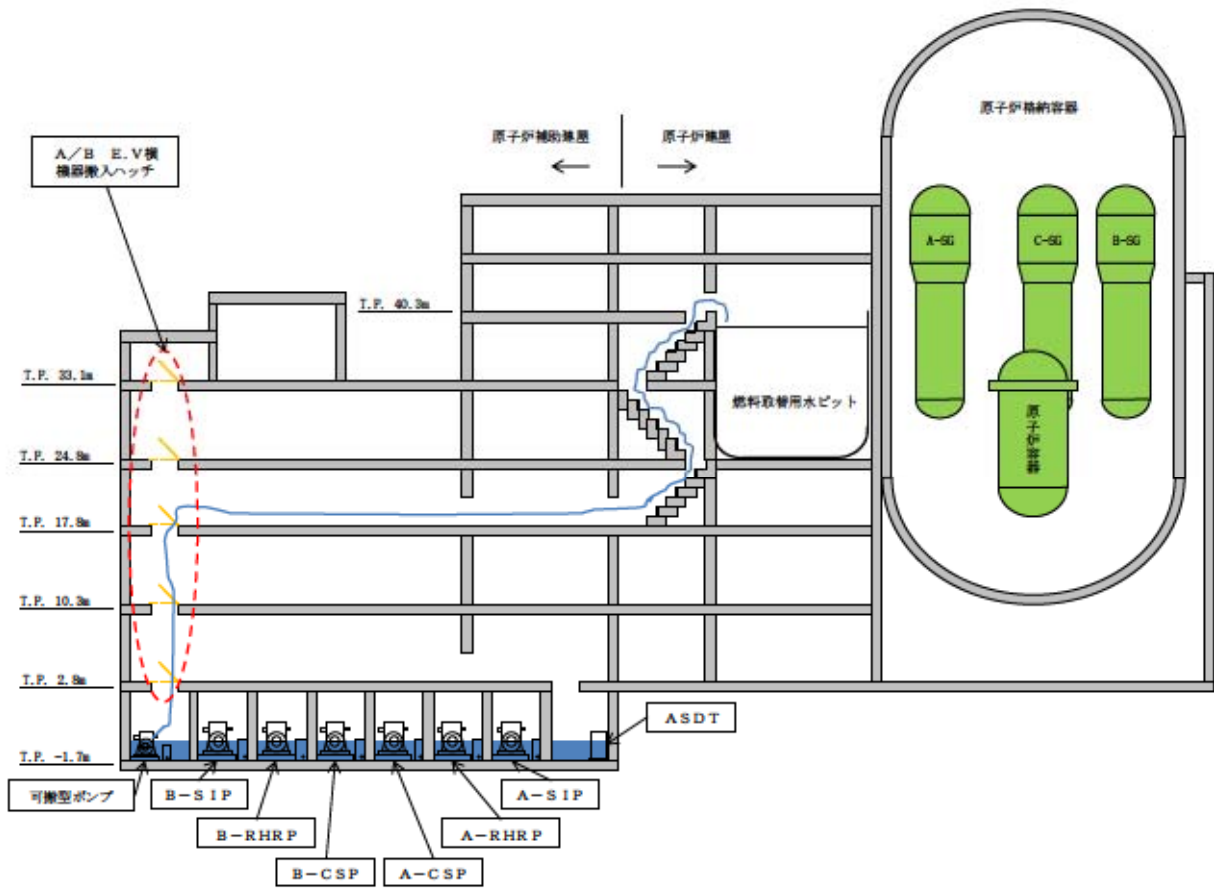


図1 可搬型ポンプ装置配置図

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、漏えい箇所が原子炉格納容器の内と外で異なるところである。表1に示す通り、どちらの事象も1次系保有水に関するパラメータは同様の徴候を示すが、原子炉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	←
原子炉格納容器	原子炉格納容器圧力	変化なし* ¹	上昇
	格納容器内温度	変化なし* ¹	上昇
原子炉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-40, 41） エアロックエリアモニタ（R-2） 炉内核計装区域エリアモニタ（R-7）	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逃がし弁動作時）	上昇	変化なし* ²
	補助建屋サンプル水位	上昇	変化なし
原子炉格納容器外パラメータ	排気筒ガスモニタ（R-21A, B）	上昇	変化なし
	排気筒高レンジガスモニタ（R-80A, B）	上昇	変化なし
	余熱除去冷却器入口温度	上昇	変化なし
	余熱除去冷却器出口温度		
	余熱除去ポンプ出口圧力		

*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リークした場合は上昇する。

2. インターフェイスシステムLOCA時の漏えい場所（エリア）の特定方法について

インターフェイスシステムLOCA発生時は、中央制御室から電動弁を閉弁し、1次冷却材系と系統分離を実施する。余熱除去系統は図1に示す通り、各部屋が分離され漏えい検知器等が設置されており、余熱除去ポンプ室、余熱除去冷却器室、安全補機系統配管室、再循環サンプ出口弁室、安全系ポンプバルブ室、安全系ポンプバルブ室及び格納容器貫通部室について漏えい場所（エリア）の特定が可能である。また、漏えい発生時は火災報知器が動作する可能性が高く、漏えい場所（エリア）特定の参考にすることが可能である。

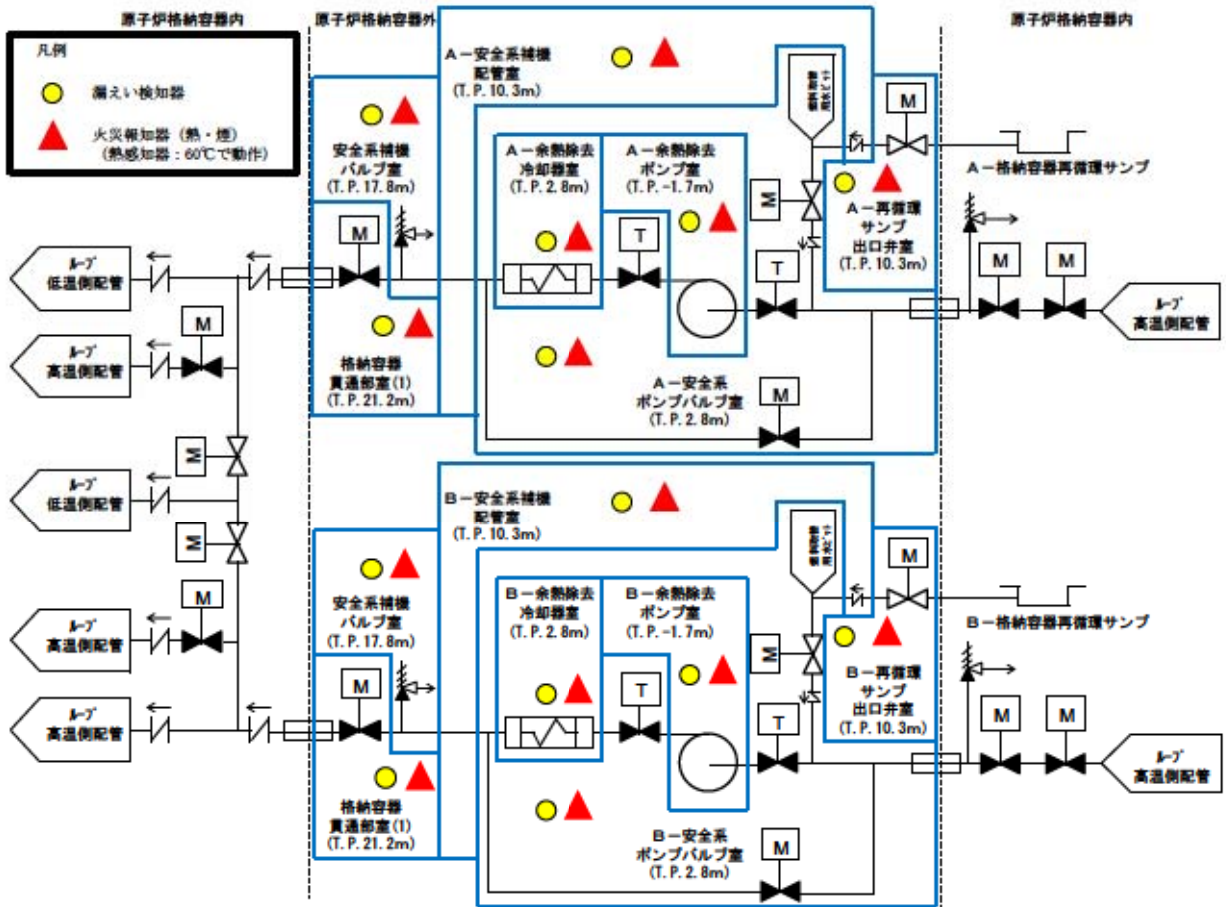


図1 泊3号炉 余熱除去漏えい確認概略図