

第 1.1.1.c-1 表 成功基準の一覧

	原子炉 トリップ	低圧注入		蓄圧 注入	高圧注入		格納容器 スプレイ注入		低圧再循環			高圧再循環		格納容器スプレイ 再循環			補助給水			非常用 所内交流 電源	主蒸気 隔離	破損側 SG の隔離	加圧器逃がし 弁/安全弁 LOCA なし	RCP シール LOCA なし
機能	制御棒	ポンプ	ループ	蓄圧 タンク	ポンプ	ループ	ポンプ	スプレイ ノズル	ポンプ	熱交 換器	ループ	ポンプ	ループ	ポンプ	熱交 換器	スプレイ ノズル	ポンプ	SG への 給水	主蒸気安全弁に よる蒸気放出	ディーゼル 発電機	隔離弁 動作	隔離弁 動作	弁閉止、 隔離弁動作	RCP シール 健全
大破断 LOCA	—	1/2 ①	健全 1/2 ①	健全 2/2 ①	—	—	—	—	1/2 ②	1/2 ②	健全 1/2 ②	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
中破断 LOCA	—	—	—	健全 1/2 ③	1/2 ③	健全 2/2 ③	2/4 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ⑥	1/2 ⑥	—	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	1/2 ⑥	3/4 ⑥	—	—	—	—	—	—	—	—
小破断 LOCA	○	—	—	—	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ⑥	1/2 ⑥	—	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	1/2 ⑥	3/4 ⑥	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1 SG ⑥	—	—	—	—	—
極小 LOCA	○	—	—	—	1/2 ⑥	充てん ライン or 健全 2/2 ⑥	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1 SG ⑥	—	—	—	—	—
インターフェイスシステム LOCA ※1	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
主給水 流量喪失	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	—	—
外部電源 喪失	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	1/2 ⑥	—	—	—	—
ATWS ※2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2 次冷却系 の破断	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ⑤	健全 1/2 ⑤	2 弁/1 SG ⑤	—	○	—	—	—
蒸気発生器 伝熱管破損	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ⑤	健全 1/2 ⑤	2 弁/1 SG ⑤	—	—	○	—	—
過渡事象	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	—	—
原子炉補機 冷却機能喪失	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	○	○
手動停止	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	—	—
DC 母線 1 系列喪失	—	—	—	—	健全 1/1 ⑥	2/3 ⑥	健全 2/2 ⑥	3/4 ⑥	健全 1/1 ⑥	健全 1/1 ⑥	—	健全 1/1 ⑥	2/3 ⑥	健全 2/2 ⑥	健全 1/1 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	○	—

※1 起回事象発生後の緩和手段（AM策）に期待していないため、原子炉トリップに成功しても RCS の流出が継続し、いずれ炉心損傷に至る。

※2 起回事象発生後の緩和手段（AM策）がなければ炉心損傷は避けられないため、成功基準の記載はない。

注）成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す。

- ①大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ②大破断 LOCA 時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析
- ③中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ④主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑤主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑥設計基準事象解析等

第 1.1.1.c-2 表 炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
大破断 L O C A 時の E C C S 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 L O C A 時に必要な低圧注入ポンプの台数と注入ループ数を確認	燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	• S A T A N - M • W R E F L O O D • B A S H - M • C O C O • L O C T A - M	使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。 なお、M A A P コードは MHI-NES-1056 「三菱 P W R 炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シナシスへの M A A P コードへの適用性について」にて検証されている。
大破断 L O C A 時の原子炉格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 L O C A 時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認	原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の 2 倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損には至らないことが確認できた。	• M A A P	
中破断 L O C A 時の E C C S 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断 L O C A 時に必要なアキュムレータの基数を確認	燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	• S A T A N - M (Small L O C A) • L O C T A - IV	
主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次冷却系の冷却機能が維持されることを確認できた。	• M A R V E L	
主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次冷却系の冷却機能が維持されることを確認できた。	• M A R V E L	

第 1.1.1.e-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

サポート系 (影響を与える側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
フロントライン系 (影響を受ける側)						
原子炉停止系						
燃料取替用水系						
充てん／高圧注入系※1,2	○	○	○	○		○
蓄圧注入系						
低圧注入系※3	○	○				○
格納容器スプレイ注入系※3	○	○				○
補助給水系／主蒸気圧力制御系※4	○	○		○		
破損 S G 隔離※5	○	○	○			
主蒸気隔離※6	○	○				

※1：充てん/高圧注入ポンプの継続運転のための換気空調系が必要。

※2：充てんラインの空気作動弁の閉維持に制御用空気系が必要。

※3：室温評価の結果、評価期間（内部事象：24時間）内であれば換気空調系は不要。

※4：電動補助給水ポンプの継続運転のための換気空調系が必要。

※5：主蒸気大気放出弁、タービンバイパス弁及び補助給水隔離弁の作動のための電源系／信号系／制御用空気系が必要

※6：主蒸気隔離弁及びタービン動補助給水ポンプ蒸気供給元弁閉止のための電源系／信号系が必要。

第 1.1.1.e-2 表 サポート系同士の依存性

サポート系 (影響を与える側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
フロントライン系 (影響を受ける側)						
電源系※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系※2	○	○		○		○
換気空調系※2, 3, 4, 5	○	○	○		○	○
原子炉補機冷却海水系※2	○	○				
原子炉補機冷却水系※2, 6	○	○			○	

※1：ディーゼル発電機の起動、継続運転のための信号系／換気空調系／原子炉補機冷却海水系が必要。

※2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

※3：空気作動ダンパの開状態維持のための制御用空気系が必要。

※4：充てんポンプ室冷暖房ユニット冷却コイルの冷却のための原子炉補機冷却水系が必要

※5：チラーユニットの冷却のための原子炉補機冷却海水系が必要

※6：室温評価の結果、評価期間（内部事象：24 時間）内であれば換気空調系は不要

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (1/6)

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ（純水） 空気圧縮機 空調用冷凍機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
電動ポンプ（海水）	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ディーゼル駆動ポンプ ガスタービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ファン/ブローア	起動失敗
	継続運転失敗（正常雰囲気）
	継続運転失敗（異常雰囲気）
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (2/6)

機器タイプ	故障モード
電動弁（純水）	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
電動弁（海水）	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (3/6)

機器タイプ	故障モード
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
安全弁	開失敗
	閉失敗
	誤開
	外部リーク
	内部リーク
真空逃し弁 (PWR)	作動失敗
電磁弁	開閉失敗 (作動失敗)
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	制御回路の作動失敗
配管 (3inch 未満) スプレイヘッダ	リーク
	閉塞
配管 (3inch 以上)	リーク
	閉塞
流体熱交換器 空気熱交換器 (流体式) 空気除湿装置 (熱交換有)	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
	外部リーク
オリフィス	外部リーク
	内部破損
	閉塞

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (4/6)

機器タイプ	故障モード
フィルタ/ストレーナ(純水等) フィルタ (空気) 吐出消音器 空気除湿装置(熱交換無)	外部リーク
	内部破損
	閉塞
フィルタ/ストレーナ(海水) サンプスクリーン	外部リーク
	内部破損
	閉塞
手動ダンパ 防火ダンパ 防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
タンク 制御用空気だめ	破損
	閉塞
ピット/サンプ	閉塞

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (5/6)

機器タイプ	故障モード
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー 電源切替用コンタクタ	不動作
	誤動作
遅延リレー	不動作
	誤動作
遮断器 NFB ドロップバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
圧力スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ トルクスイッチ	不動作
	誤動作
手動スイッチ	不動作
	誤動作
流量スイッチ	不動作
	誤動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
温度スイッチ	不動作
	誤動作
充電器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
変圧器	機能喪失
母線	機能喪失
インバータ(バイタル) 後備用低電圧装置	機能喪失
ヒューズ	誤断線

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (6/6)

機器タイプ	故障モード
配線／電線	断線
	地路
	短絡
制御ケーブル	短絡
	地路
	断線
MGセット (R P S, C R D M)	機能喪失
演算器 電流／電圧・電圧変換器	不動作
	高出力/低出力
カード(半導体ロジック回路) バイステープル	不動作
警報設定器	不動作
	誤動作
流量トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
圧力トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
水位トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
温度検出器	不動作
	高出力/低出力
放射能検出器	不動作
	高出力/低出力
コントローラ	不動作
	高出力/低出力
ヒーター ヒートトレース 空気熱交換器 (電気式)	機能喪失
アナライザ	機能喪失

第 1.1.1.e-4 表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(1/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
大破断 L O C A	大破断 L O C A+低圧注入失敗	燃料取替用水タンク 閉塞
	大破断 L O C A+蓄圧注入失敗	アキュムレータ B(C)閉塞
	大破断 L O C A+低圧再循環失敗	1 次冷却材喪失の発生診断失敗
中破断 L O C A	中破断 L O C A+高圧注入失敗	低温側高圧注入弁 8943B(C)閉塞
	中破断 L O C A+蓄圧注入失敗	アキュムレータ出口逆止弁 8956B,C 開失敗 CCF
	中破断 L O C A+格納容器スプレイ失敗	オリフィス 02A1(A2,A3,A4,B1,B2,B3,B4)外部リーク＋内部スプレポンプ C(A,B,D)試験による待機除外
	中破断 L O C A+格納容器スプレイ再循環失敗	内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）6400A,B 閉操作失敗
	中破断 L O C A+低圧再循環失敗	余熱除去ポンプ A,B 起動操作失敗
	中破断 L O C A+高圧再循環失敗	充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115B,D 閉操作失敗
小破断 L O C A	小破断 L O C A+補助給水失敗	復水タンク 閉塞
	小破断 L O C A+高圧注入失敗	低温側高圧注入弁 8943B(C)閉塞
	小破断 L O C A+格納容器スプレイ失敗	オリフィス 02A1(A2,A3,A4,B1,B2,B3,B4)外部リーク＋内部スプレポンプ C(A,B,D)試験による待機除外
	小破断 L O C A+格納容器スプレイ再循環失敗	内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）6400A,B 閉操作失敗
	小破断 L O C A+低圧再循環失敗	余熱除去ポンプ A,B 起動操作失敗
	小破断 L O C A+高圧再循環失敗	充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115B,D 閉操作失敗
極小 L O C A	極小 L O C A+補助給水失敗	復水タンク 閉塞
	極小 L O C A+充てん／高圧注入失敗	充てん／高圧注入ポンプ燃料取替用水タンク側入口弁 115B,D 開失敗 CCF

C C F : 共通要因故障

第 1.1.1.e-4 表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(2/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
	原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A	加圧器安全弁 8010A(B,C)再閉止失敗
	原子炉補機冷却機能喪失+R C P シール L O C A	RCP シール LOCA 発生
外部電源喪失	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	ディーゼル発電機 A(B)継続運転失敗+ディーゼル発電機 B(A)試験による待機除外
	外部電源喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
2 次冷却系の破断	2 次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	タービン動補助給水ポンプ蒸気元弁出口逆止弁 109A 閉失敗+タービン動補助給水ポンプ蒸気元弁 108A 閉操作失敗
	2 次冷却系の破断+補助給水失敗	2 次冷却系破断事象診断失敗による破断 SG ループへの給水停止失敗
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	復水タンク閉塞
	蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	蒸気発生器補助給水弁 562A 閉失敗+主蒸気管破断
主給水流量喪失	主給水流量喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
過渡事象	過渡事象+補助給水失敗	復水タンク閉塞
インターフェイス システム L O C A	インターフェイスシステム L O C A	余熱除去ポンプ吸込み側での事象発生
手動停止	手動停止+補助給水失敗	復水タンク閉塞
A T W S	A T W S	原子炉トリップ／トリップバイパスしゃ断器開失敗 CCF

CCF：共通要因故障

第 1.1.1.e-4 表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(3/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
D C 母線 1 系列喪失	D C 母線 1 系列喪失+補助給水失敗	制御建屋送気ファン B 起動操作失敗
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 高圧注入失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)再閉止失敗+1 次系冷却水配管外部リーク (B ヘッド)
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク+内部スプレポンプ (B トレン側) 試験による待機除外敗
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 高圧再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク+充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッド非常用補給水弁 115B 閉失敗
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 低圧再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク+1 次系冷却水クーラ出口弁 5122C 開操作失敗
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 格納容器スプレイ再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク+よう素除去薬品タンク出口弁 6417B 閉失敗

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (1/6)

This image shows a completely blank white rectangular area. It is surrounded by a thin, solid black border that forms a frame around the white space. There are no markings, text, or illustrations within the white area.

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (2/6)

[illegible]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (3/6)

[illegible]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (4/6)

[illegible]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (5/6)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (6/6)

This image shows a completely blank white page. It is surrounded by a thin black border, which appears to be the edge of a scanner or a frame. There are no markings, text, or illustrations on the page itself.

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-2 表 共通要因故障パラメータ（抜粋）

機器タイプ	故障モード	CCF 要否	機器 総数	MGLパラメータ※2		
				β	γ	δ
電動ポンプ （純水）	起動失敗 制御回路の作動失敗 遮断器作動失敗	○	2	3.72E-02	—	—
			3	3.13E-02	3.63E-01	—
			4	2.93E-02	4.76E-01	2.99E-01
	継続運転失敗 遮断器誤作動	○	2	9.01E-02	—	—
			3	6.19E-02	5.00E-01	—
			4	4.72E-02	7.50E-01	3.33E-01
電動弁 （純水 ・Pooled※1）	開失敗 制御回路の作動失敗	○	2	1.62E-02	—	—
			3	1.37E-02	3.59E-01	—
			4	1.26E-02	5.10E-01	2.63E-01
	閉失敗 制御回路の作動失敗	○	2	4.13E-03	—	—
			3	8.18E-03	7.09E-03	—
			4	1.22E-02	1.29E-02	3.57E-02
	誤開又は誤閉	○	2	3.16E-02	—	—
			3	5.04E-02	1.43E-01	—
			4	5.83E-02	3.21E-01	5.89E-02
	外部リーク	—	—	—	—	—
	内部リーク	—	—	—	—	—
	閉塞	—	—	—	—	—

※1 Pooled機器：同種の機器をグループ化したもの

※2 「CCF Parameter Estimations 2010（NUREG/CR-5497の改訂版）」より

β ：2つ以上の機器が同時に故障する割合

γ ：2つ以上の機器が同時に故障した中で、3つ以上が同時に故障する割合

δ ：3つ以上の機器が同時に故障した中で、4つ以上が同時に故障する割合

第 1.1.1.h-1 表 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象 発生頻度 (／炉年)	条件付 炉心損傷確率 (C C D P)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	2.1E-01	4.3E-05	65.1%
手動停止	2.3E-01	3.6E-05	8.2E-06	12.5%
過渡事象	9.7E-02	3.6E-05	3.5E-06	5.3%
2 次冷却系の破断	4.3E-04	6.1E-03	2.6E-06	4.0%
D C 母線 1 系列喪失	2.2E-04	9.5E-03	2.1E-06	3.2%
小破断 L O C A	2.2E-04	9.3E-03	2.1E-06	3.1%
外部電源喪失	4.8E-03	4.0E-04	1.9E-06	2.9%
蒸気発生器伝熱管破損	2.4E-03	4.7E-04	1.1E-06	1.7%
中破断 L O C A	6.8E-05	9.3E-03	6.3E-07	1.0%
主給水流量喪失	1.1E-02	3.6E-05	3.9E-07	0.6%
極小 L O C A	2.1E-03	1.4E-04	2.8E-07	0.4%
大破断 L O C A	2.2E-05	6.4E-03	1.4E-07	0.2%
A T W S	2.0E-08	1.0E+00	2.0E-08	<0.1%
インターフェイス システム L O C A	3.0E-11	1.0E+00	3.0E-11	<0.1%
合計			6.6E-05	100%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(1/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合
1.1.1-85 2次冷却系 からの除熱 機能喪失	手動停止	補助給水失敗	8.2E-06	12.4%	① 復水タンク閉塞 ② 補助給水系各機器のリーク	2.8E-06 1.9E-06	34.6% 23.2%
	過渡事象	補助給水失敗	3.5E-06	5.2%	手動停止と同様		
	2次冷却系 の破断	補助給水失敗	2.6E-06	4.0%	① 2次冷却系破断事象診断失敗による破断SGループへの給 水停止失敗	1.2E-06	43.9%
					② 蒸気発生器補助給水弁562A閉失敗	1.1E-06	41.4%
					③ 蒸気発生器補助給水弁562A閉操作失敗	3.7E-07	14.0%
	DC母線 1系列喪失	補助給水失敗	2.1E-06	3.2%	① 制御建屋送気ファンB起動操作失敗	1.9E-07	9.1%
					② 制御建屋循環ファンB起動操作失敗	1.9E-07	9.1%
					③ 制御建屋送気ファン入口ダンパ6650開操作失敗	1.9E-07	9.1%
	主給水流量 喪失	補助給水失敗	3.9E-07	0.6%	手動停止と同様		
	外部電源 喪失	補助給水失敗	1.5E-07	0.2%	手動停止と同様		
	蒸気発生器 伝熱管破損	補助給水失敗	8.2E-08	0.1%	手動停止と同様		
	極小 LOCA	補助給水失敗	7.5E-08	0.1%	手動停止と同様		
	小破断 LOCA	補助給水失敗	7.7E-09	<0.1%	手動停止と同様		
	2次冷却系 の破断	主蒸気隔離 失敗	4.3E-11	<0.1%	① タービン動補助給水ポンプ蒸気元弁出口逆止弁109A閉失 敗+タービン動補助給水ポンプ蒸気元弁108A閉操作失敗	3.4E-11	78.6%
					② 主蒸気逆止弁540A閉失敗+主蒸気隔離弁537B(C)閉失敗	6.1E-12	14.2%
					③ 主蒸気隔離弁バイパス弁536B(C)内部リーク+主蒸気逆 止弁540A閉失敗	1.7E-12	3.9%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(2/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
全交流動力 電源喪失	外部電源 喪失	非常用 所内電源喪失	1.8E-06	2.7%	① ディーゼル発電機A(B)継続運転失敗+ディーゼル発電機 B(A)試験による待機除外	8.7E-08	5.0%
					② ディーゼル発電機A,B起動失敗 共通要因故障	7.8E-08	4.4%
					③ ディーゼル発電機室空調系手動ダンパ0001(0002)戻し忘 れ+ディーゼル発電機B(A)試験による待機除外	6.1E-08	3.5%
原子炉補機 冷却機能 喪失	原子炉補機 冷却機能 喪失	RCPシール LOCA	4.2E-05	63.8%	① RCPシールLOCA発生	4.2E-05	100%
		加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA	9.0E-07	1.4%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉失敗	9.0E-07	100%
		補助給水失敗	6.8E-09	<0.1%	① 復水タンク閉塞	2.5E-09	36.4%
					② 補助給水系各機器のリーク	2.3E-10	3.4%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(3/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
原子炉格納 容器の除熱 機能喪失	小破断 LOCA	スプレイ再循環 失敗	6.8E-07	1.0%	① 内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側） 6400A,B閉操作失敗	9.5E-08	13.9%
					② 内部スプレポンプ入口弁（格納容器サンプB側）6408A,B 開操作失敗	9.5E-08	13.9%
					③ 内部スプレポンプ起動操作失敗	9.5E-08	13.9%
	中破断 LOCA	スプレイ再循環 失敗	2.1E-07	0.3%	小破断LOCAと同様		
	小破断 LOCA	スプレイ注入失敗	1.6E-08	<0.1%	① オリフィス02A1(A2,A3,A4,B1,B2,B3,B4)外部リーク＋ 内部スプレポンプC(A,B,D)試験による待機除外	5.9E-09	36.2%
					② 内部スプレリング入口弁6407A(B,C,D)閉塞＋内部スプ レポンプC(A,B,D)試験による待機除外	2.0E-09	12.1%
					③ 格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン 共通要因故障	5.4E-10	3.3%
	中破断 LOCA	スプレイ注入失敗	5.2E-09	<0.1%	小破断LOCAと同様		
	DC母線 1系列 喪失	加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋スプレイ注入 失敗	3.0E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋内部スプレポン プ（Bトレン側）試験による待機除外	2.1E-12	7.0%
					② 加圧器逃がし弁444A再閉止失敗＋440Vパワーセンタ動 力変圧器（Bトレン）機能喪失	4.4E-13	1.5%
		加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋スプレイ再循環 失敗	1.7E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋よう素除去薬品 タンク出口弁6417B閉失敗	4.4E-13	2.7%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋内部スプレポン プ入口弁（格納容器サンプB側）6408B開失敗	4.4E-13	2.6%
					③ 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋内部スプレクー ラ冷却水出口弁5261B開失敗	4.4E-13	2.6%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(4/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
原子炉停止 機能喪失	ATWS	—	2.0E-08	<0.1%	① 原子炉トリップ／トリップバイパスしゃ断器開失敗 共通要因故障	2.0E-08	99.7%
ECCS注水 機能喪失	小破断 LOCA	高压注入失敗	3.7E-07	0.6%	① 低温側高压注入弁8943B(C)閉塞	1.6E-07	44.9%
					② 低温側高压注入ラインオリフィス05B(C)閉塞	6.2E-08	16.9%
					③ 低温側高压注入ラインオリフィス972(973)閉塞	6.2E-08	16.9%
	極小 LOCA	充てん／高压注入 失敗	2.1E-07	0.3%	① 充てん／高压注入ポンプ燃料取替用水タンク側入口弁115B,D開失敗 共通要因故障	4.3E-08	20.7%
					② 充てん／高压注入ポンプ入口ベントライン隔離弁8190,8191閉失敗 共通要因故障	3.6E-08	17.3%
					③ 燃料取替用水タンク閉塞	2.6E-08	12.3%
	中破断 LOCA	高压注入失敗	1.1E-07	0.2%	小破断LOCAと同様		
	大破断 LOCA	蓄圧注入失敗	9.2E-09	<0.1%	① アキュムレータB(C)閉塞	6.2E-09	67.6%
					② アキュムレータ出口弁8808B(C)閉塞	1.9E-09	20.5%
					③ アキュムレータ出口逆止弁8948B(C)開失敗	4.2E-10	4.5%
		低压注入失敗	1.2E-09	<0.1%	① 燃料取替用水タンク閉塞	2.7E-10	21.8%
					② 燃料取替用水タンク出口逆止弁8958開失敗	2.1E-10	17.2%
					③ 余熱除去ポンプA,B起動失敗 共通要因故障	1.0E-10	8.5%
	中破断 LOCA	蓄圧注入失敗	2.5E-11	<0.1%	① アキュムレータ出口逆止弁8956B,C開失敗共通要因故障	1.1E-11	43.7%
					② アキュムレータ出口逆止弁8948B,C開失敗共通要因故障	1.1E-11	43.7%
					③ アキュムレータB,C同時閉塞	1.4E-12	5.5%
	DC母線 1系列 喪失	加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋高压注入失敗	1.7E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)再開止失敗＋1次系冷却水配管外部リーク (Bヘッダ)	4.0E-12	23.7%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)再開止失敗＋1次系冷却水ポンプA,D継続運転失敗 共通要因故障	8.6E-13	5.1%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(5/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
ECCS 再循環 機能喪失	小破断 LOCA	低圧再循環失敗	7.7E-07	1.2%	① 余熱除去ポンプA,B起動操作失敗	9.5E-08	12.4
					② 余熱除去ポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側） 8809A,B閉操作失敗	9.5E-08	12.4
					③ 余熱除去ポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	12.4
	中破断 LOCA	低圧再循環失敗	2.4E-07	0.4%	小破断LOCAと同様		
	小破断 LOCA	高圧再循環失敗	2.3E-07	0.3%	① 充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115B,D閉操作失敗	9.5E-08	41.7%
					② 余熱除去系再循環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡） 8706A,B開操作失敗	9.5E-08	41.7%
					③ 余熱除去系再循環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡） 8706A,B開失敗 共通要因故障	4.5E-09	2.0%
	大破断 LOCA	低圧再循環失敗	1.3E-07	0.2%	① 1次冷却材喪失の発生診断失敗	5.9E-08	45.7%
					② 余熱除去ポンプA,B起動操作失敗	9.5E-09	7.3%
					③ 余熱除去ポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側） 8809A,B閉操作失敗	9.5E-09	7.3%
	中破断 LOCA	高圧再循環失敗	7.0E-08	0.1%	小破断LOCAと同様		
	DC母線 1系列 喪失	加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋低圧再循環失敗	4.5E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C) 内部リーク＋1次系冷却水ク ーラ出口弁5122C開操作失敗	1.9E-12	4.3%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋海水ポンプ出口 弁6501D戻し忘れ	1.6E-12	3.6%
		加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋高圧再循環失敗	7.1E-12	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋充てん／高圧注 入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁115B閉失敗	4.4E-13	6.2%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋余熱除去系再循 環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡）8706B開失敗	4.4E-13	6.2%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(6/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合
格納容器 バイパス	蒸気発生 器伝熱管 破損	破損側蒸気発生器 隔離失敗	1.1E-06	1.6%	① 蒸気発生器補助給水弁562A閉失敗＋主蒸気管破断	6.1E-07	58.0%
					② 蒸気発生器補助給水弁562A閉操作失敗＋主蒸気管破断	2.1E-07	19.6%
					③ 蒸気発生器伝熱管破損の発生診断失敗＋主蒸気管破断	6.5E-08	6.2%
	インター フェイス システム LOCA	—	3.0E-11	<0.1%	—		

第 1.1.1.h-3 表 起因事象別重要度評価結果（F V 重要度）

起因事象	F V 重要度
原子炉補機冷却機能喪失	6.5E-01
手動停止	1.3E-01
過渡事象	5.3E-02
2 次冷却系の破断	4.0E-02
D C 母線 1 系列喪失	3.2E-02
小破断 L O C A	3.1E-02
外部電源喪失	2.9E-02
蒸気発生器伝熱管破損	1.7E-02
中破断 L O C A	9.7E-03
主給水流量喪失	6.0E-03
極小 L O C A	4.3E-03
大破断 L O C A	2.1E-03
A T W S	3.0E-04
インターフェイスシステム L O C A	4.6E-07

第 1.1.1.h-4 表 起因事象別重要度評価結果（R A W）

起因事象	R A W 重要度
インターフェイスシステム L O C A	1.5E+04
A T W S	1.5E+04
原子炉補機冷却機能喪失	3.3E+03
D C 母線 1 系列喪失	1.5E+02
小破断 L O C A	1.4E+02
中破断 L O C A	1.4E+02
大破断 L O C A	9.8E+01
2 次冷却系の破断	9.5E+01
蒸気発生器伝熱管破損	8.2E+00
外部電源喪失	7.0E+00
極小 L O C A	3.1E+00
主給水流量喪失	1.5E+00
過渡事象	1.5E+00
手動停止	1.4E+00

第 1.1.1.h-5 表 緩和系の基事象別重要度評価結果（F V 重要度上位）

系統	基事象	F V 重要度
R C P	R C P シール L O C A 発生	6.4E-01
補助給水系	復水タンク閉塞	6.5E-02
補助給水系	電動弁 562A 制御回路の作動失敗	2.6E-02
補助給水系	2 次冷却系の破断 発生診断失敗	1.8E-02
主蒸気系	主蒸気管浸水時 S G 隔離失敗	1.4E-02
補助給水系	電動弁 562A 閉操作失敗	8.8E-03
補助給水系	復水タンク破損	6.1E-03
補助給水系	空気作動弁 3201-3 誤開	5.2E-03
加圧器安全弁	加圧器安全弁 B 閉失敗	4.6E-03
加圧器安全弁	加圧器安全弁 C 閉失敗	4.6E-03

第 1.1.1.h-6 表 緩和系の基事象別重要度評価結果（R A W 上位）

系統	基事象	R A W
補助給水系	復水タンク閉塞	5.3E+03
補助給水系	復水タンク破損	5.3E+03
補助給水系	空気作動弁 3201-3 誤開	5.3E+03
補助給水系	安全弁 328 内部リーク	5.3E+03
補助給水系	安全弁 329A 内部リーク	5.3E+03
補助給水系	安全弁 329B 内部リーク	5.3E+03
補助給水系	空気作動弁 3201-3 内部リーク	5.3E+03
補助給水系	安全弁 328 外部リーク	5.3E+03
補助給水系	安全弁 329B 外部リーク	5.3E+03
補助給水系	安全弁 329B 誤開	5.3E+03

第 1.1.1.h-7 表 全 C D F 及び事故シーケンス別不確実さ解析結果

事故シーケンス	下限値 (/炉年)	中央値 (/炉年)	上限値 (/炉年)	平均値 (/炉年)	EF
全CDF	1.1E-05	2.6E-05	1.5E-04	5.1E-05	3.7
大破断LOCA: 蓄圧注入失敗	9.9E-11	1.8E-09	3.2E-08	9.0E-09	18.1
大破断LOCA: 低圧注入失敗	2.0E-11	2.8E-10	4.5E-09	1.2E-09	15.2
大破断LOCA: 低圧再循環失敗	1.8E-09	2.8E-08	4.7E-07	1.3E-07	16.4
中破断LOCA: 蓄圧注入失敗	7.6E-14	1.9E-12	6.1E-11	2.0E-11	28.2
中破断LOCA: スプレイ注入失敗	4.7E-11	8.3E-10	1.7E-08	4.8E-09	19.1
中破断LOCA: スプレイ再循環失敗	3.1E-09	4.9E-08	7.9E-07	2.1E-07	15.9
中破断LOCA: 高圧注入失敗	1.3E-09	2.1E-08	4.0E-07	1.1E-07	17.5
中破断LOCA: 高圧再循環失敗	7.7E-10	1.3E-08	2.5E-07	6.5E-08	18.1
中破断LOCA: 低圧再循環失敗	3.7E-09	5.7E-08	8.6E-07	2.2E-07	15.3
小破断LOCA: 補助給水失敗	1.2E-10	1.8E-09	2.9E-08	7.7E-09	15.5
小破断LOCA: スプレイ注入失敗	1.4E-10	2.5E-09	5.2E-08	1.5E-08	19.2
小破断LOCA: スプレイ再循環失敗	1.0E-08	1.6E-07	2.4E-06	6.2E-07	15.7
小破断LOCA: 高圧注入失敗	4.3E-09	6.8E-08	1.2E-06	3.6E-07	16.8
小破断LOCA: 高圧再循環失敗	2.4E-09	4.4E-08	8.4E-07	2.1E-07	18.6
小破断LOCA: 低圧再循環失敗	1.2E-08	1.8E-07	2.8E-06	7.0E-07	15.1
極小LOCA: 補助給水失敗	2.0E-09	2.3E-08	2.8E-07	7.4E-08	11.7
極小LOCA: 高圧注入失敗	3.7E-09	4.4E-08	6.0E-07	2.0E-07	12.7
インターフェイスシステムLOCA: 炉心損傷直結	1.1E-13	3.6E-12	1.1E-10	3.1E-11	30.8
主給水喪失: 補助給水失敗	7.0E-08	2.5E-07	1.1E-06	3.9E-07	3.9
外部電源喪失: 補助給水失敗	1.7E-08	8.2E-08	4.7E-07	1.5E-07	5.2
外部電源喪失: 非常用所内電源の確立失敗	1.7E-07	8.5E-07	5.4E-06	1.7E-06	5.6
ATWS: 炉心損傷直結	1.8E-10	2.4E-09	5.4E-08	1.6E-08	17.3
2次冷却系の破断: 補助給水失敗	1.8E-08	3.9E-07	8.8E-06	2.4E-06	21.9
2次冷却系の破断: 主蒸気隔離失敗	1.1E-13	3.5E-12	1.3E-10	4.5E-11	34.3
SGTR: 補助給水失敗	2.1E-09	2.4E-08	3.0E-07	7.8E-08	11.8
SGTR: 破損SGの隔離失敗	5.3E-09	8.0E-08	1.7E-06	7.2E-07	18.1
過渡事象: 補助給水失敗	9.9E-07	2.5E-06	8.5E-06	3.4E-06	2.9
補機冷却水の喪失: 補助給水失敗	1.1E-10	1.6E-09	2.6E-08	7.0E-09	15.5
補機冷却水の喪失: 加圧器逃がし弁・安全弁LOCA	5.0E-09	1.3E-07	3.3E-06	9.0E-07	25.9
補機冷却水の喪失: RCPシールLOCA	1.5E-07	4.2E-06	1.2E-04	2.9E-05	28.3
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA無): 補助給水失敗	3.8E-08	5.4E-07	7.9E-06	2.0E-06	14.5
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): スプレイ注入失敗	2.7E-13	4.8E-12	9.7E-11	2.9E-11	19.0
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): スプレイ再循環失敗	1.6E-13	2.7E-12	5.4E-11	1.6E-11	18.3
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): 高圧注入失敗	7.3E-14	1.0E-12	5.2E-11	1.6E-11	26.7
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): 高圧再循環失敗	4.4E-14	9.1E-13	2.3E-11	6.6E-12	22.7
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): 低圧再循環失敗	4.5E-13	7.9E-12	1.5E-10	4.4E-11	18.4
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): 補助給水失敗	2.6E-14	7.2E-13	2.6E-11	8.1E-12	31.4
手動停止: 補助給水失敗	2.3E-06	5.8E-06	1.9E-05	8.0E-06	2.9

第1.1.1.h-8表 起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

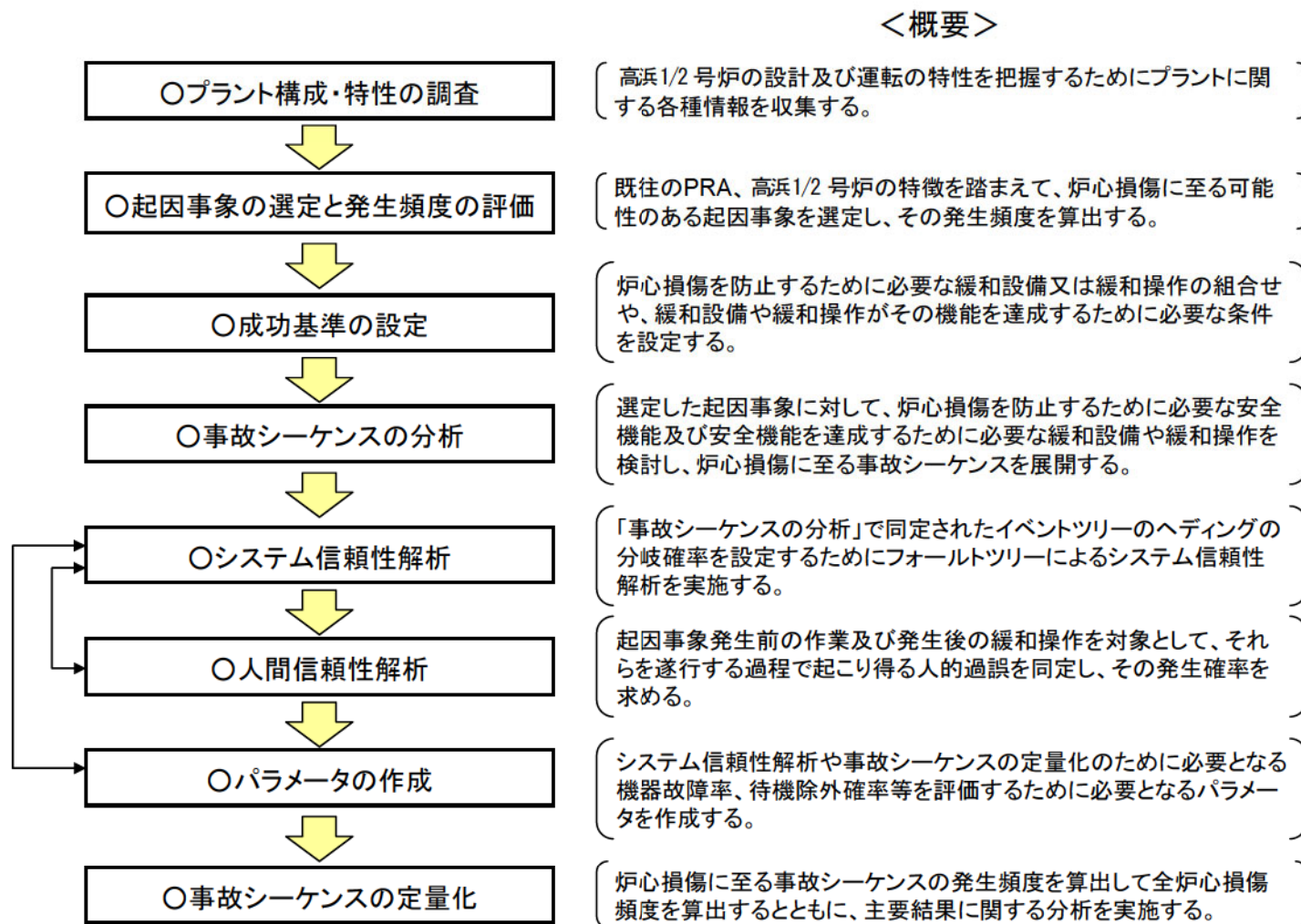
起因事象	基本ケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
手動停止	2.3E-01／炉年	4.1E-01／炉年	3.4E-01／炉年
過渡事象	9.7E-02／炉年	2.7E-01／炉年	1.7E-01／炉年
主給水流量喪失	1.1E-02／炉年	2.0E-02／炉年	1.1E-02／炉年

第1.1.1.h-9表 機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】

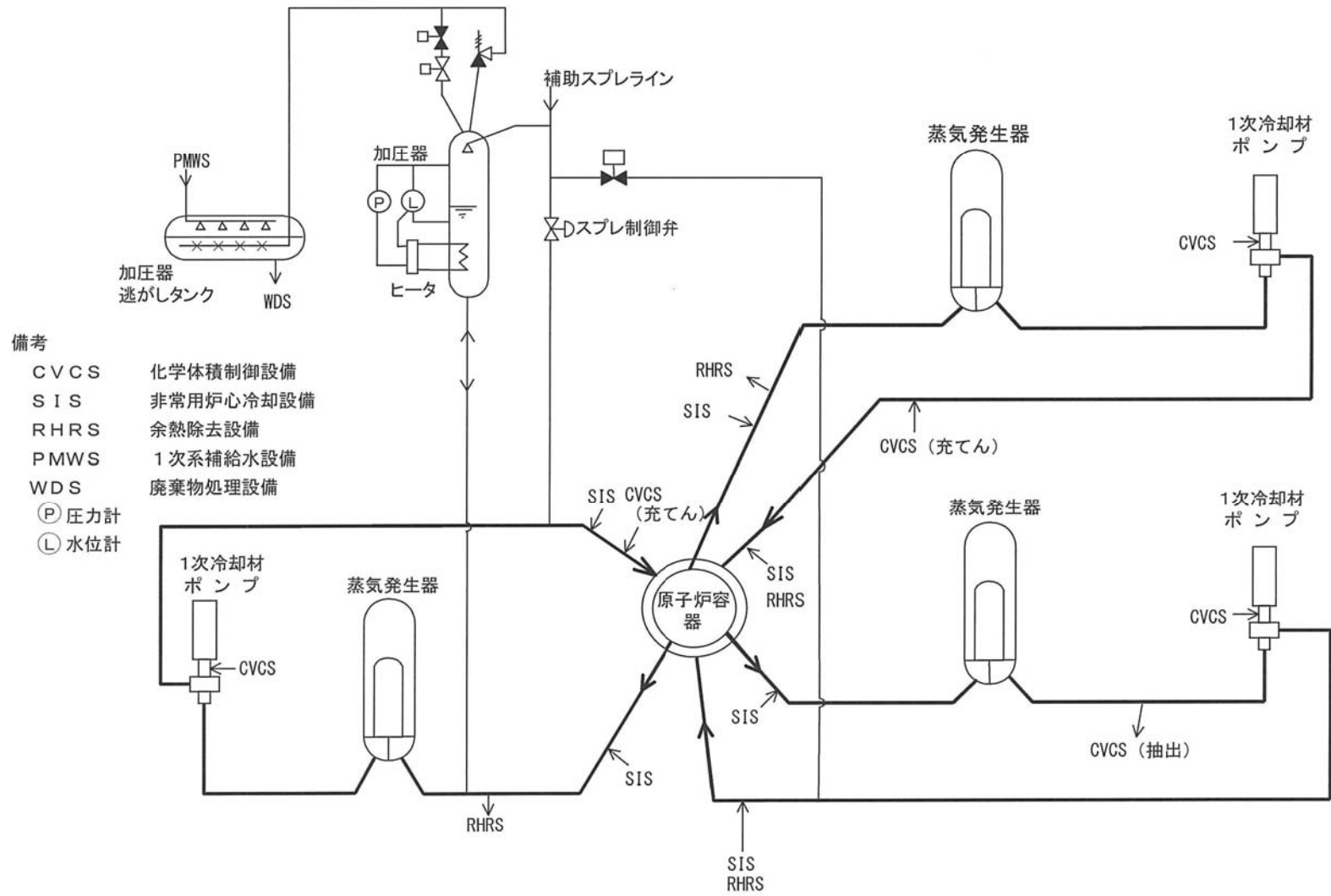
故障モード	基本ケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
ディーゼル発電機A 起動失敗 ディーゼル発電機B 起動失敗	1.5E-03／d	6.0E-04／d	2.1E-03／d
復水タンク閉塞	3.2E-08／h	9.3E-08／h	2.6E-08／h
復水タンク破損	3.2E-08／h	9.3E-08／h	2.6E-08／h

第1.1.1.h-10表 全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

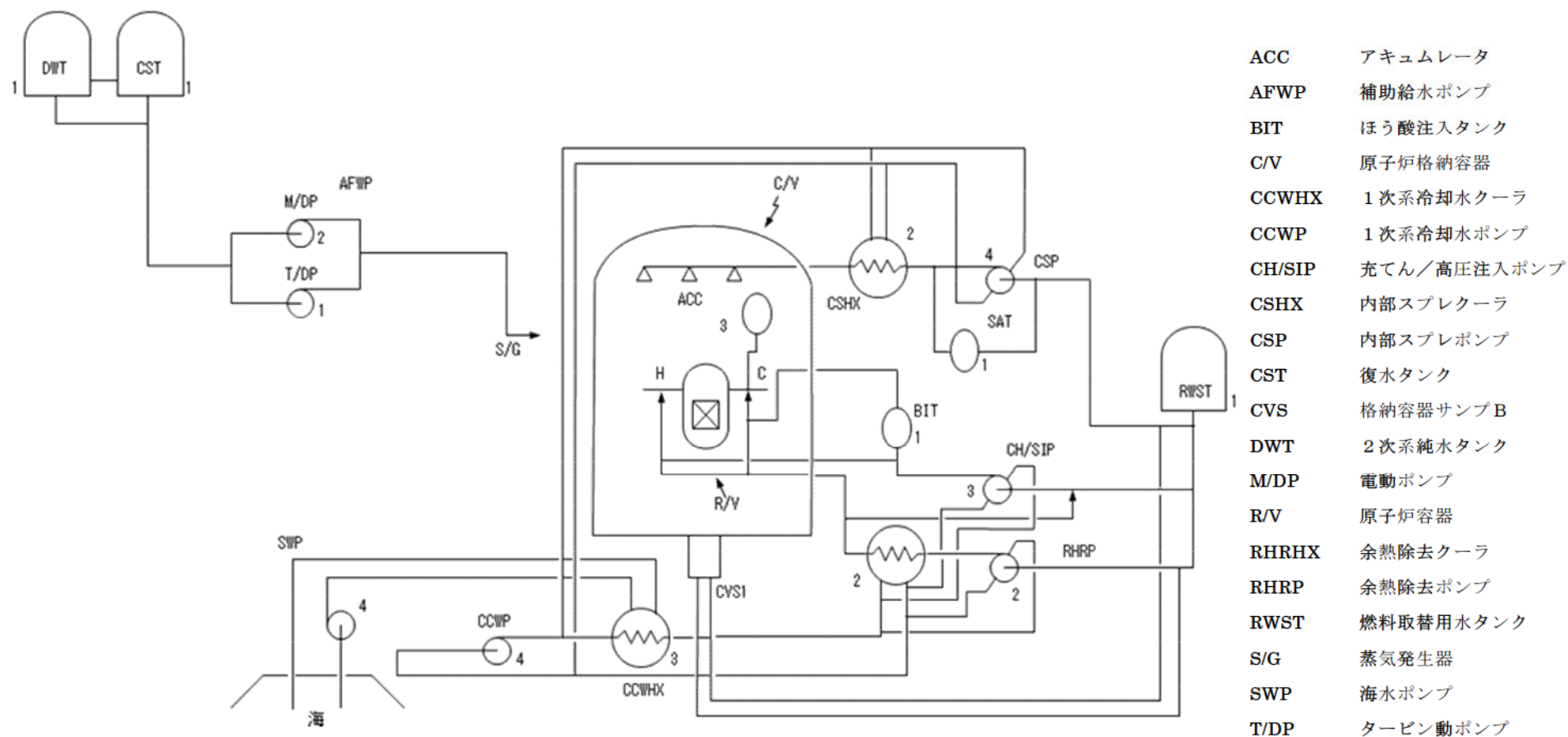
	基本ケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
全炉心損傷頻度	6.6E-05／炉年	9.7E-05／炉年	7.1E-05／炉年



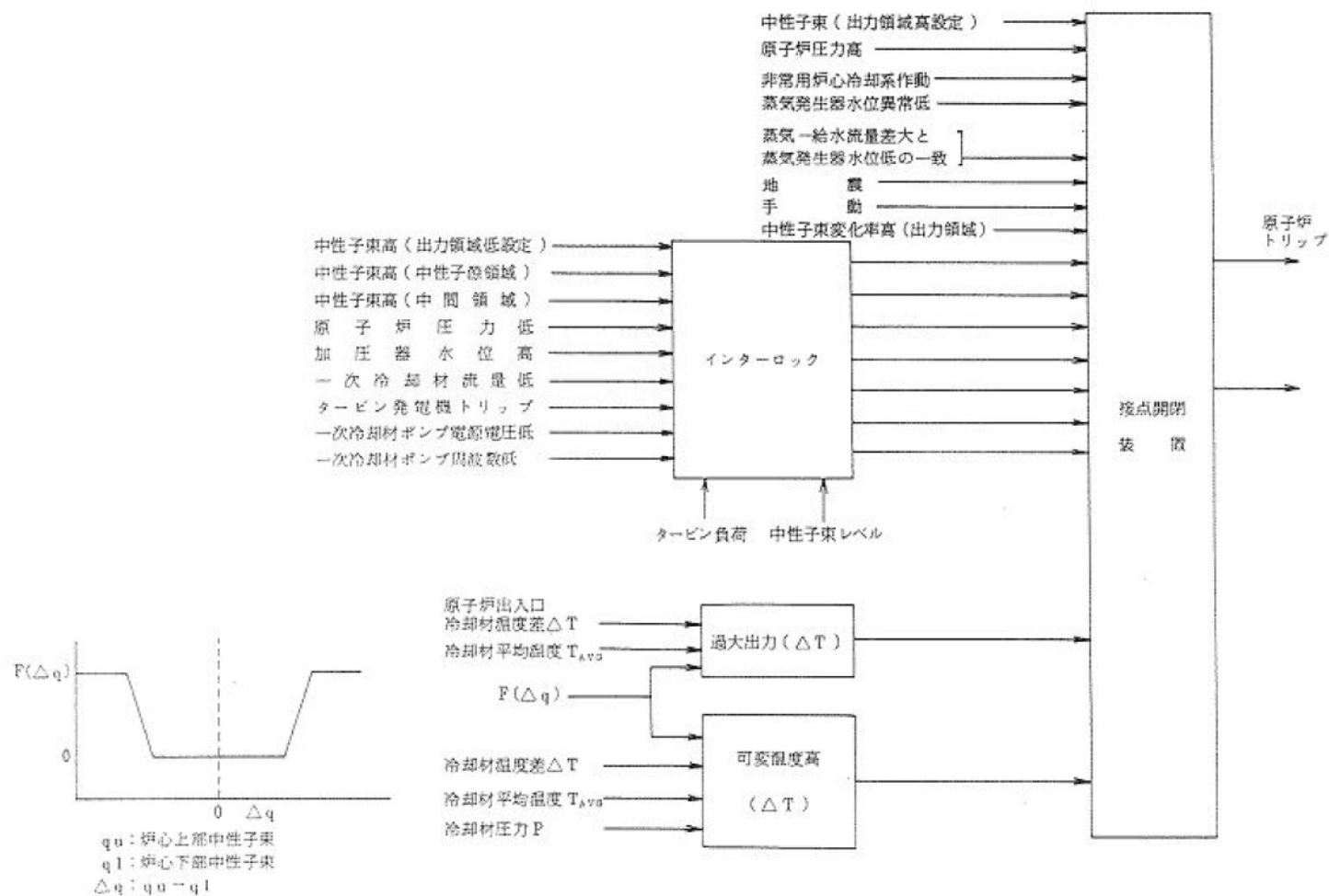
第 1.1.1-1 図 内部事象レベル 1 PRA 評価フロー



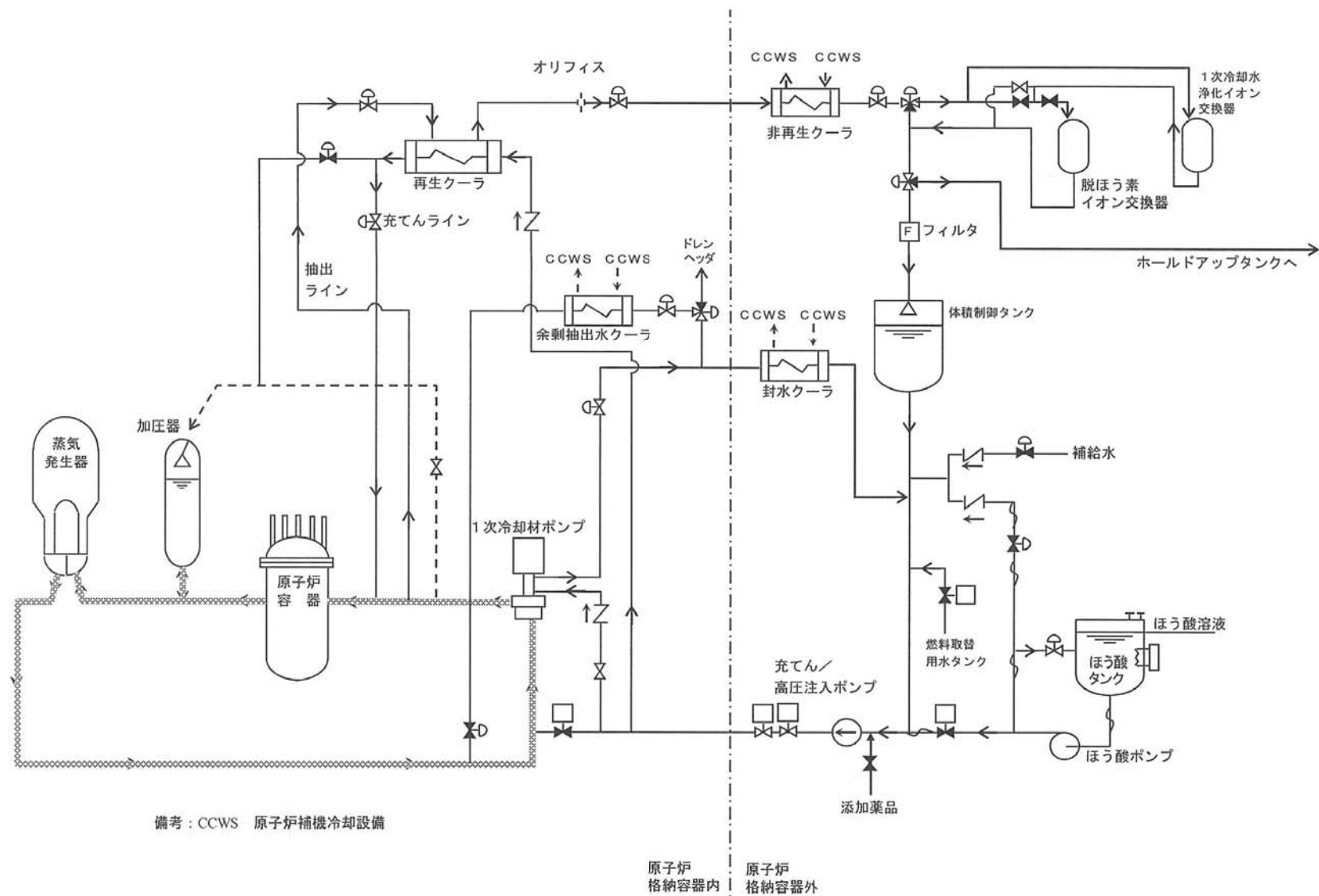
第 1.1.1.a-1 図 1 次冷却設備系統説明図



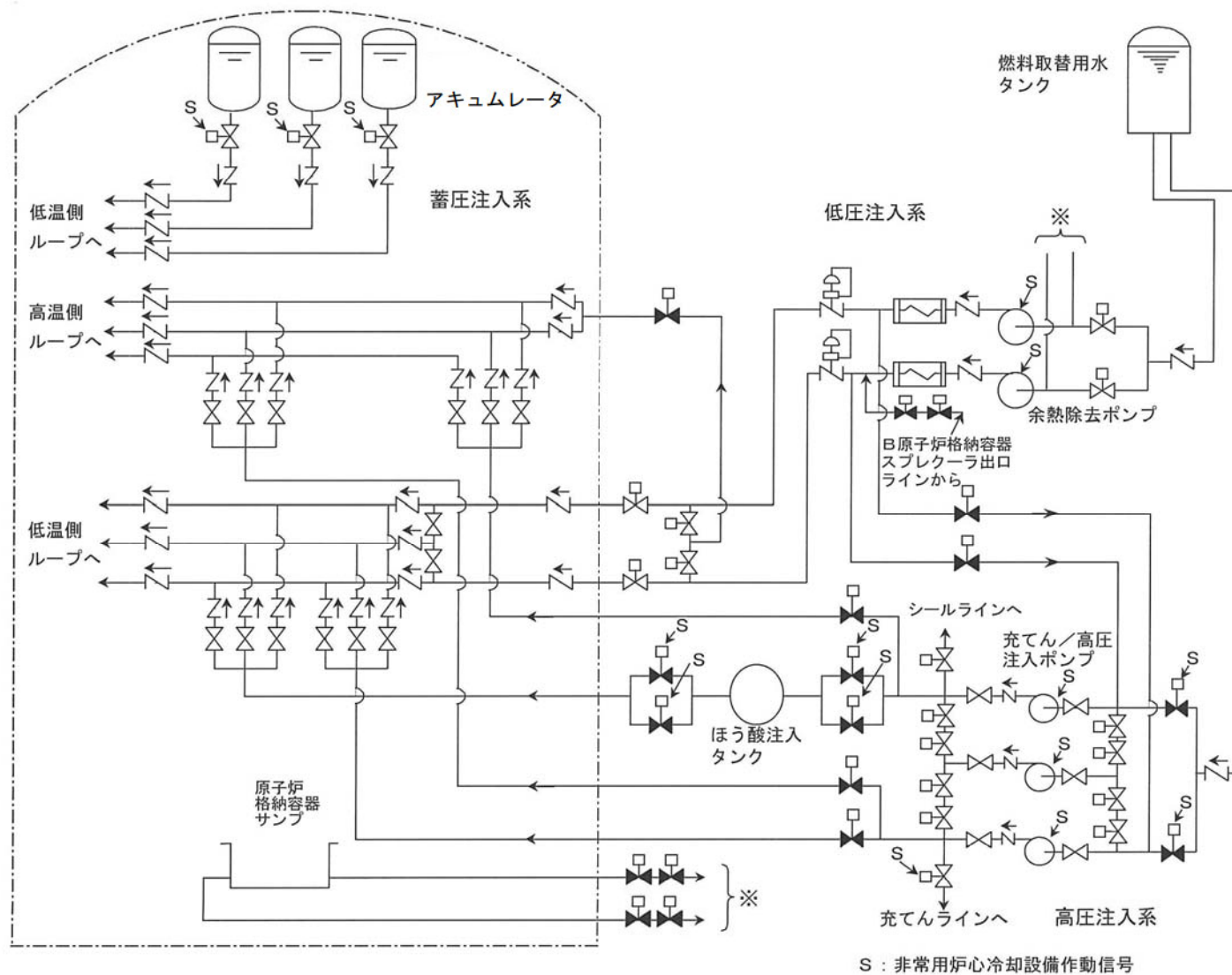
第 1.1.1.a-2 図 工学的安全施設の概要



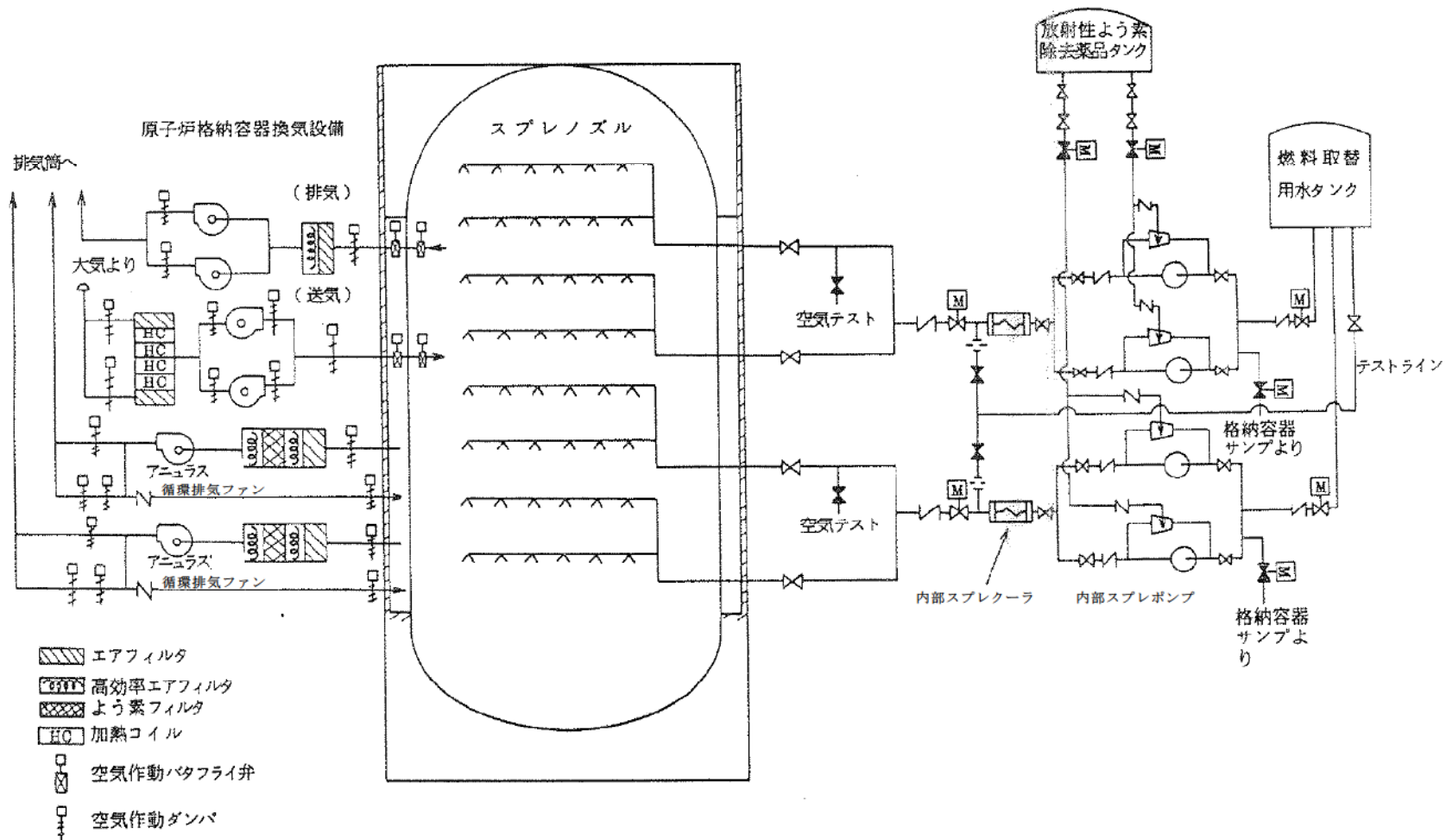
第 1.1.1.a-3 図 原子炉保護系設備系統説明図



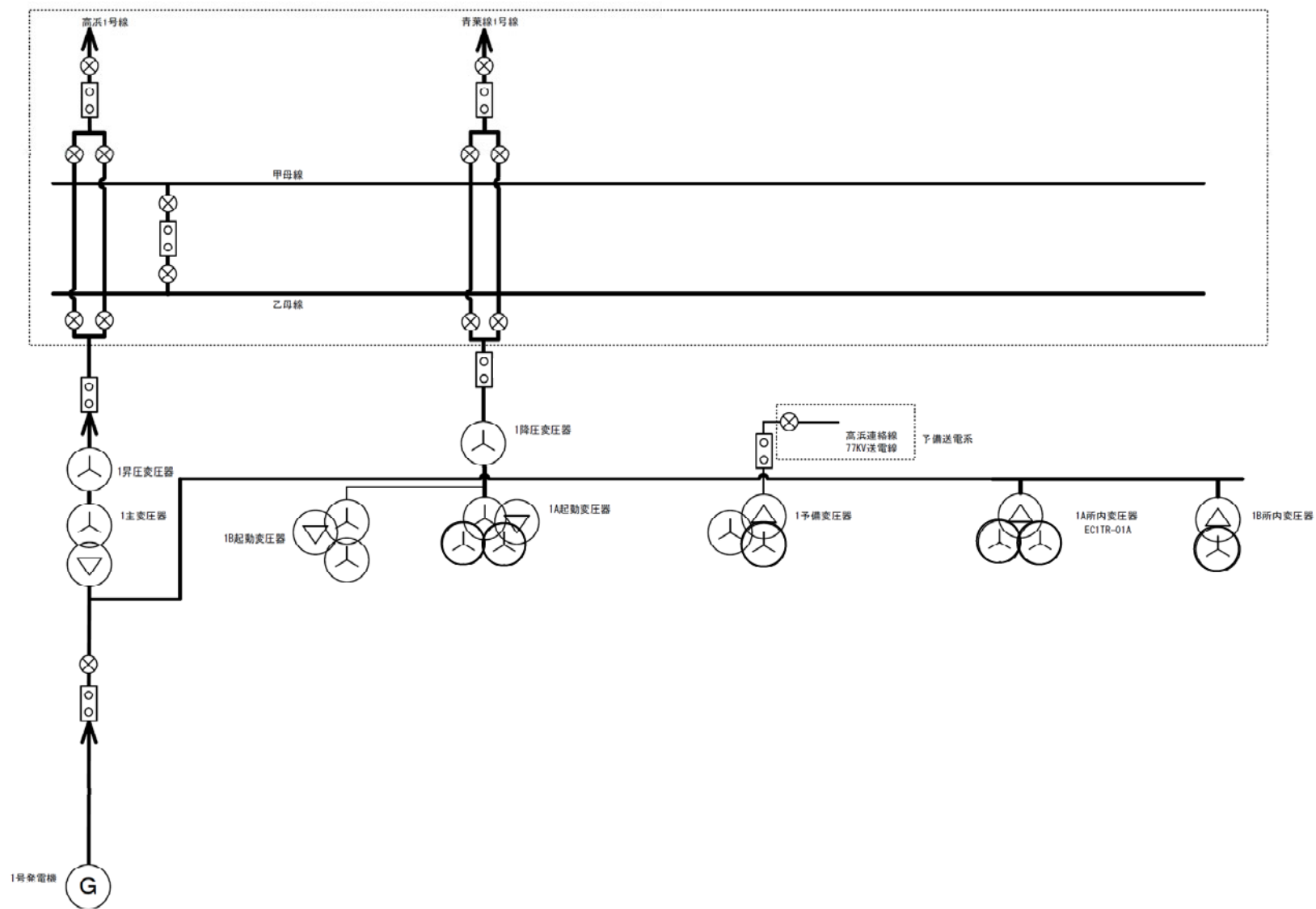
第 1.1.1.a-4 図 化学体積制御設備系統説明図



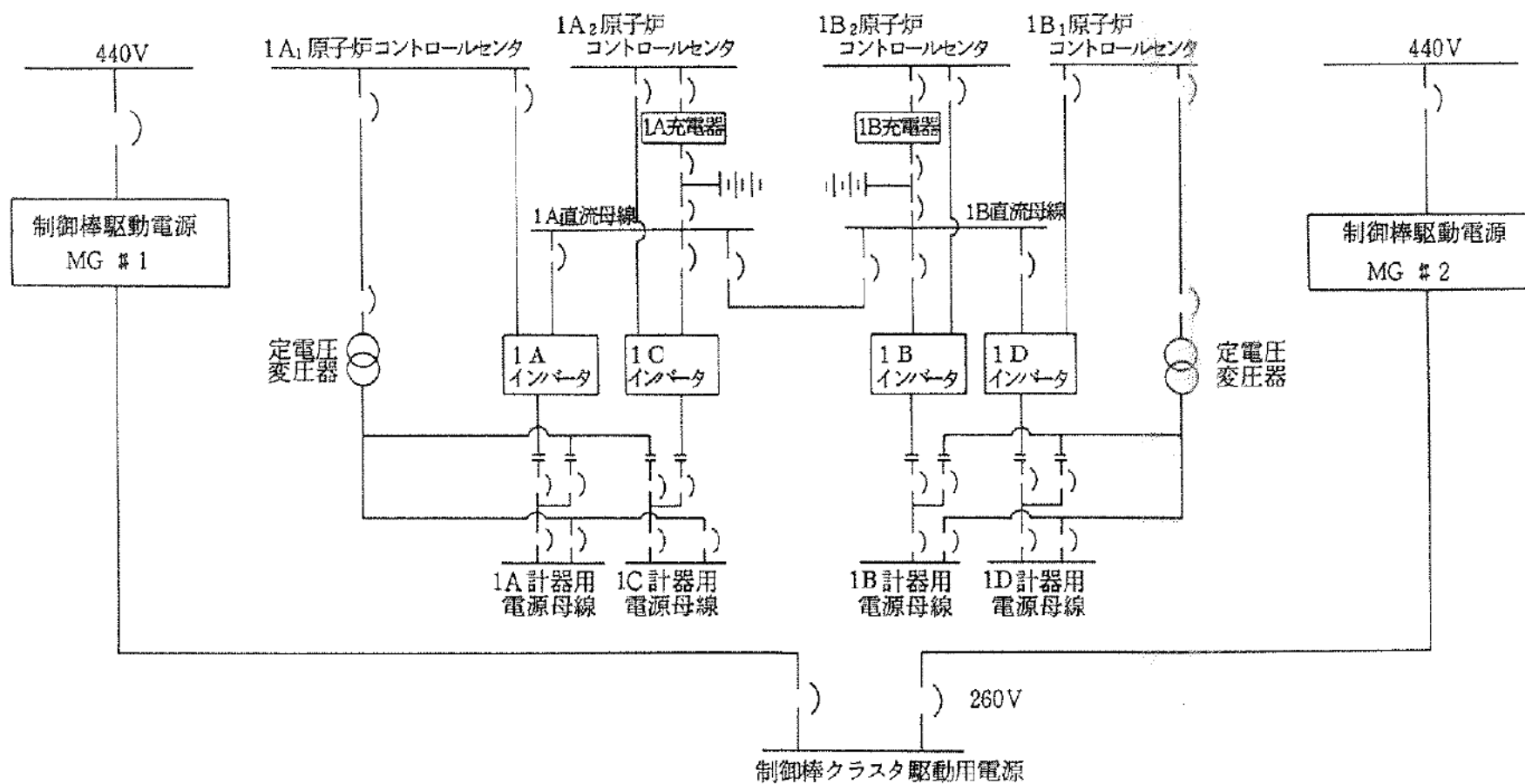
第 1.1.1.a-5 図 非常用炉心冷却設備系統説明図



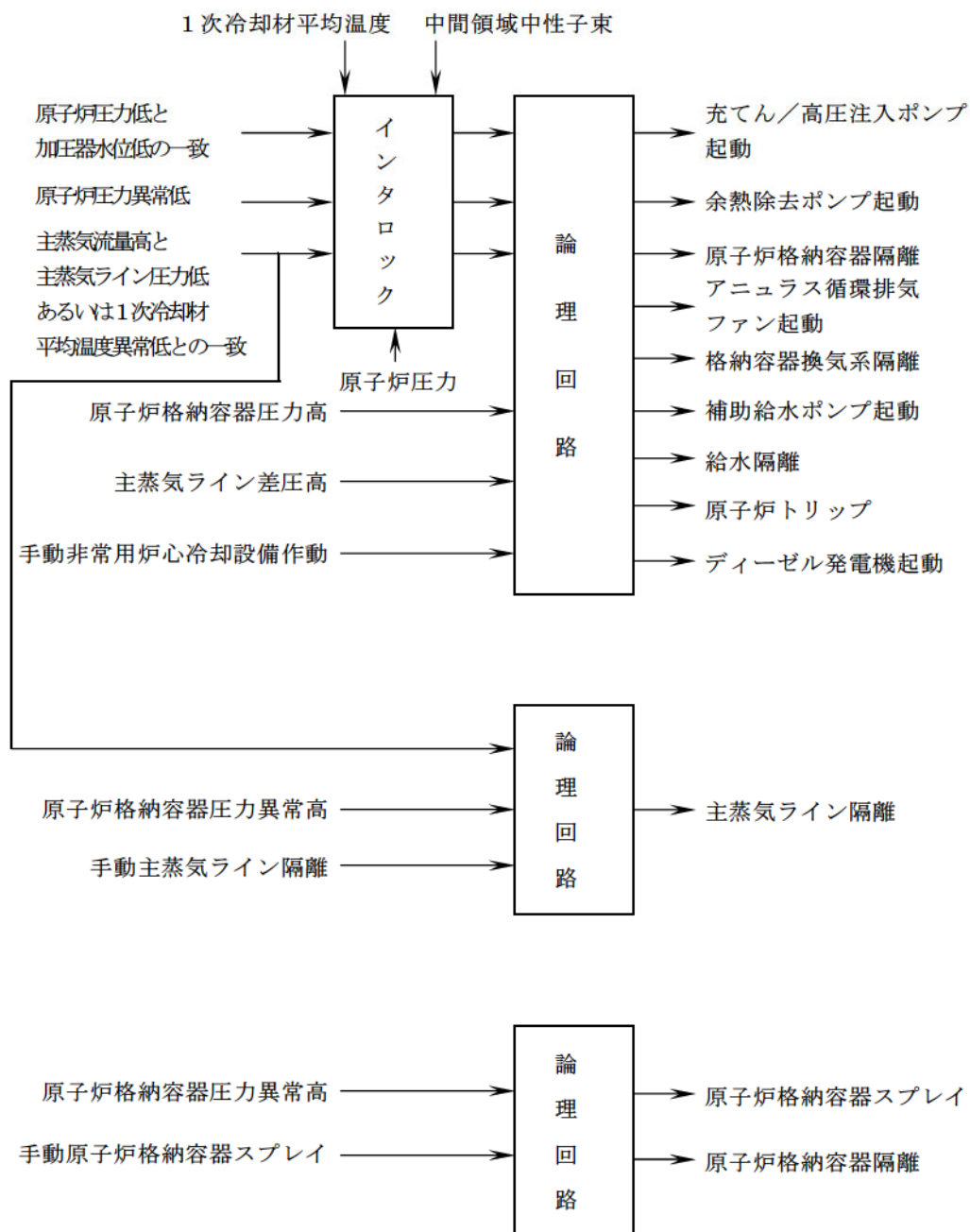
第 1.1.1.a-6 図 原子炉格納容器スプレイ設備及びアニュラス空気浄化設備系統説明図



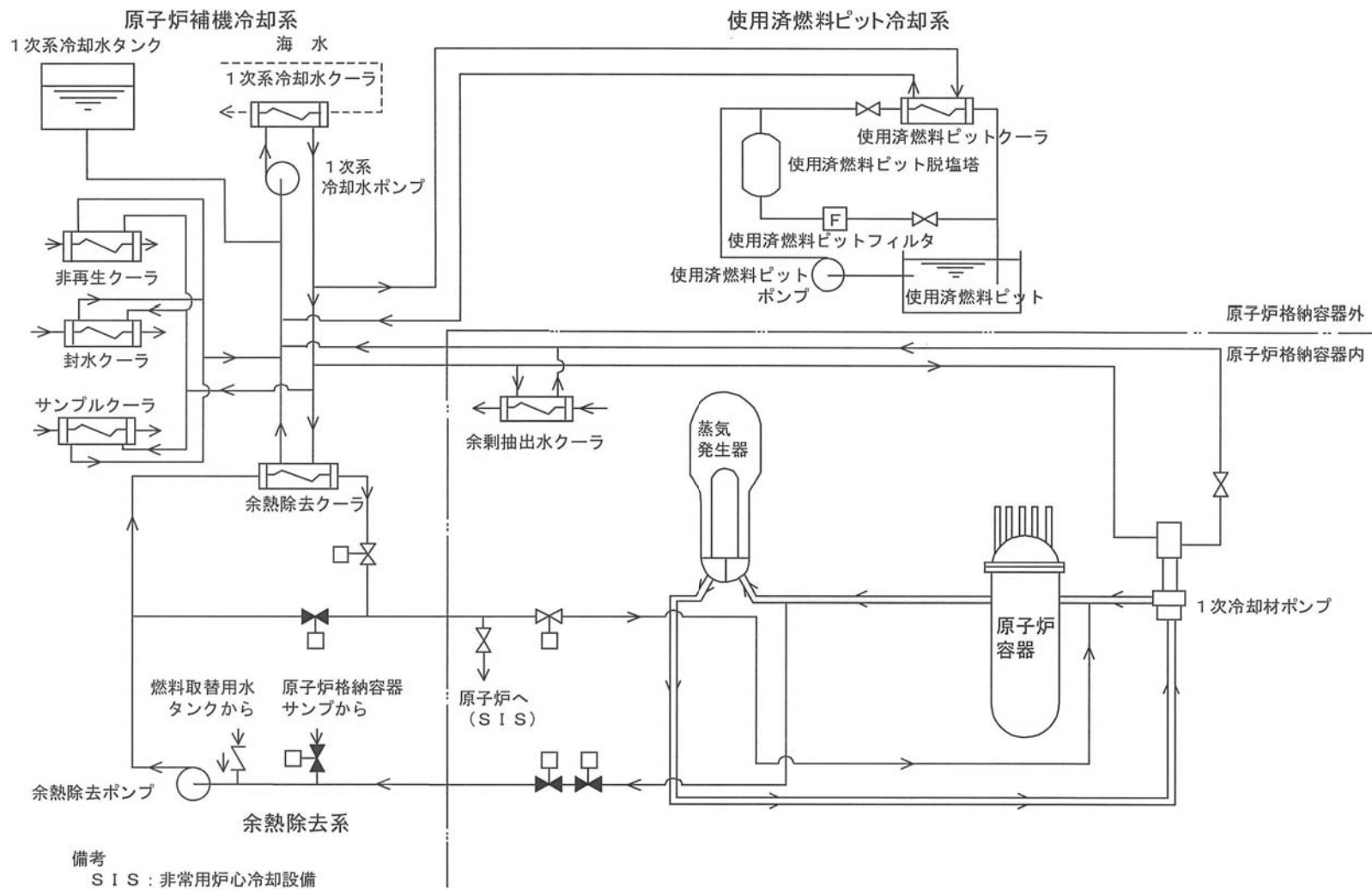
第 1.1.1.a-7 図 開閉所單線結線図



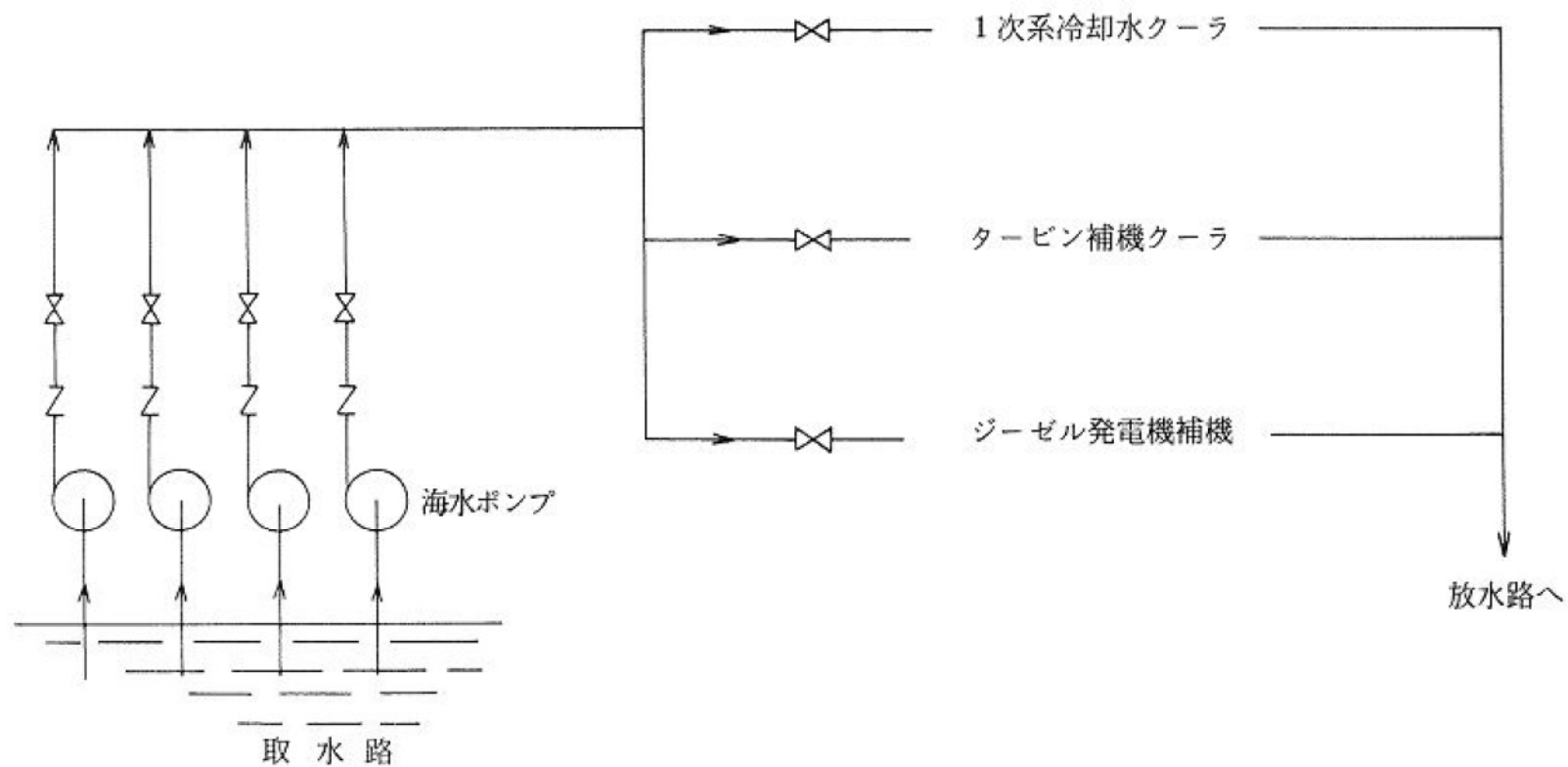
第 1.1.1.a-9 図 所内単線結線図(2)



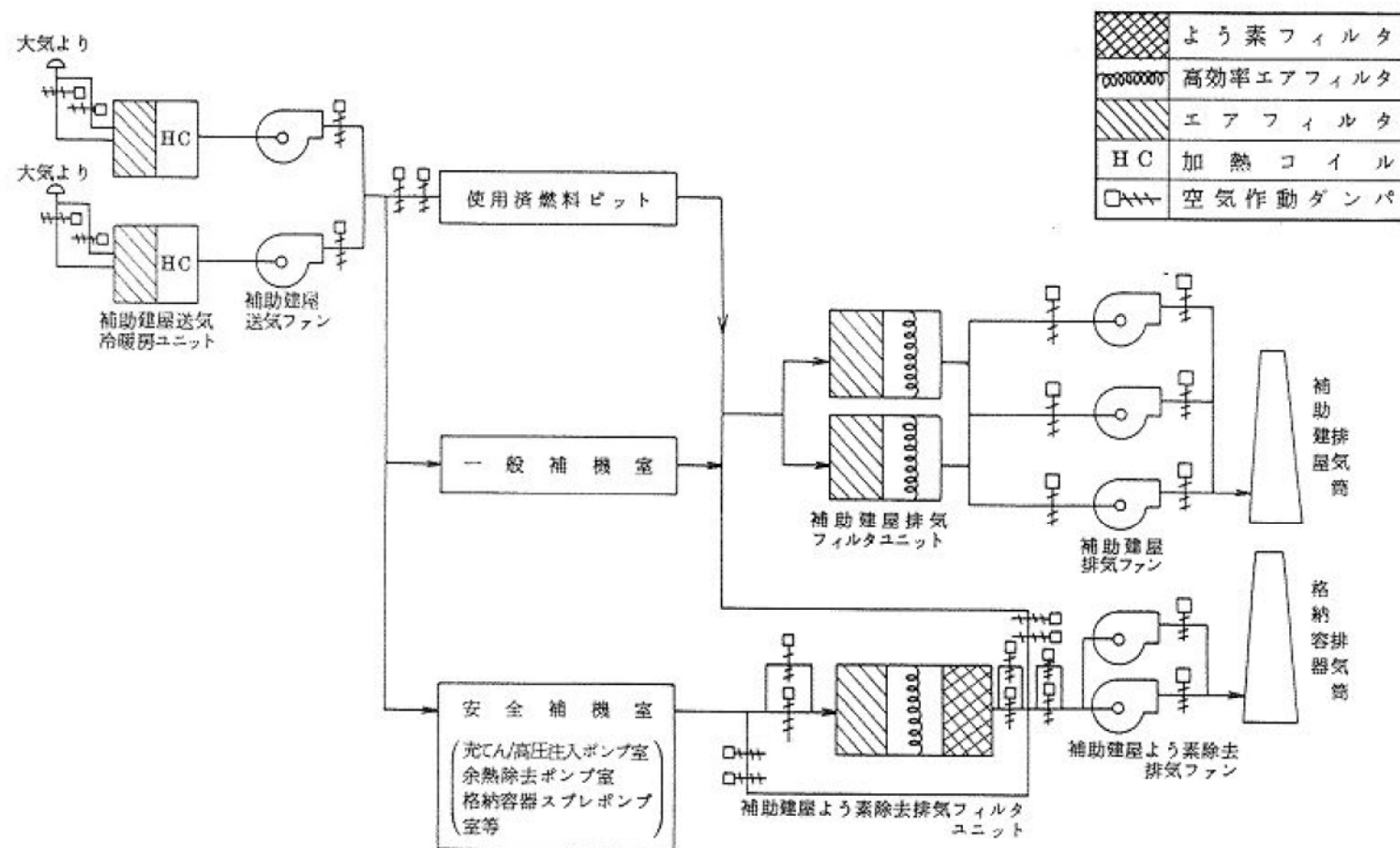
第 1.1.1.a-10 図 工学的安全施設作動設備説明図



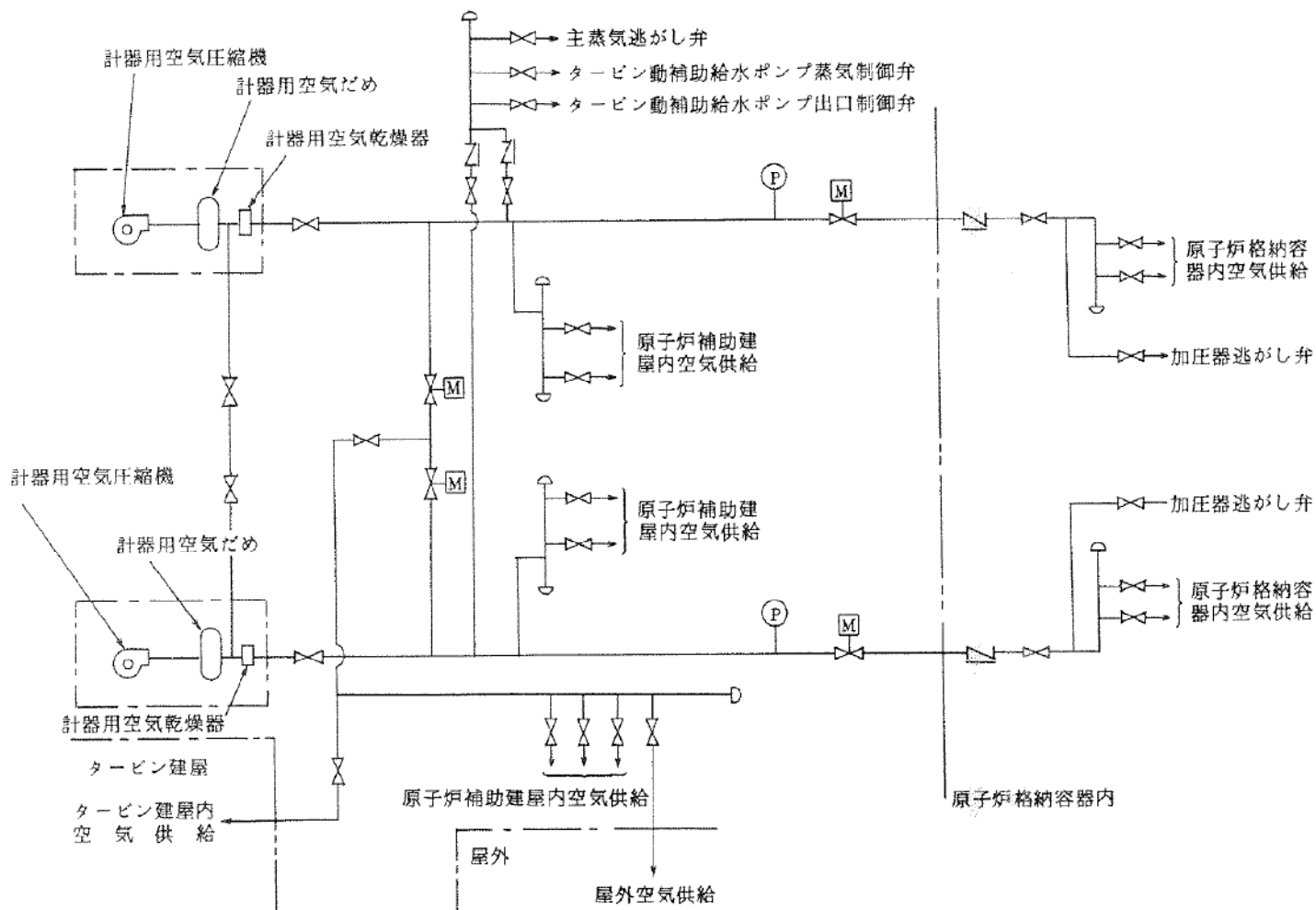
第 1.1.1.a-11 図 余熱除去設備及び原子炉補機冷却水設備系統説明図



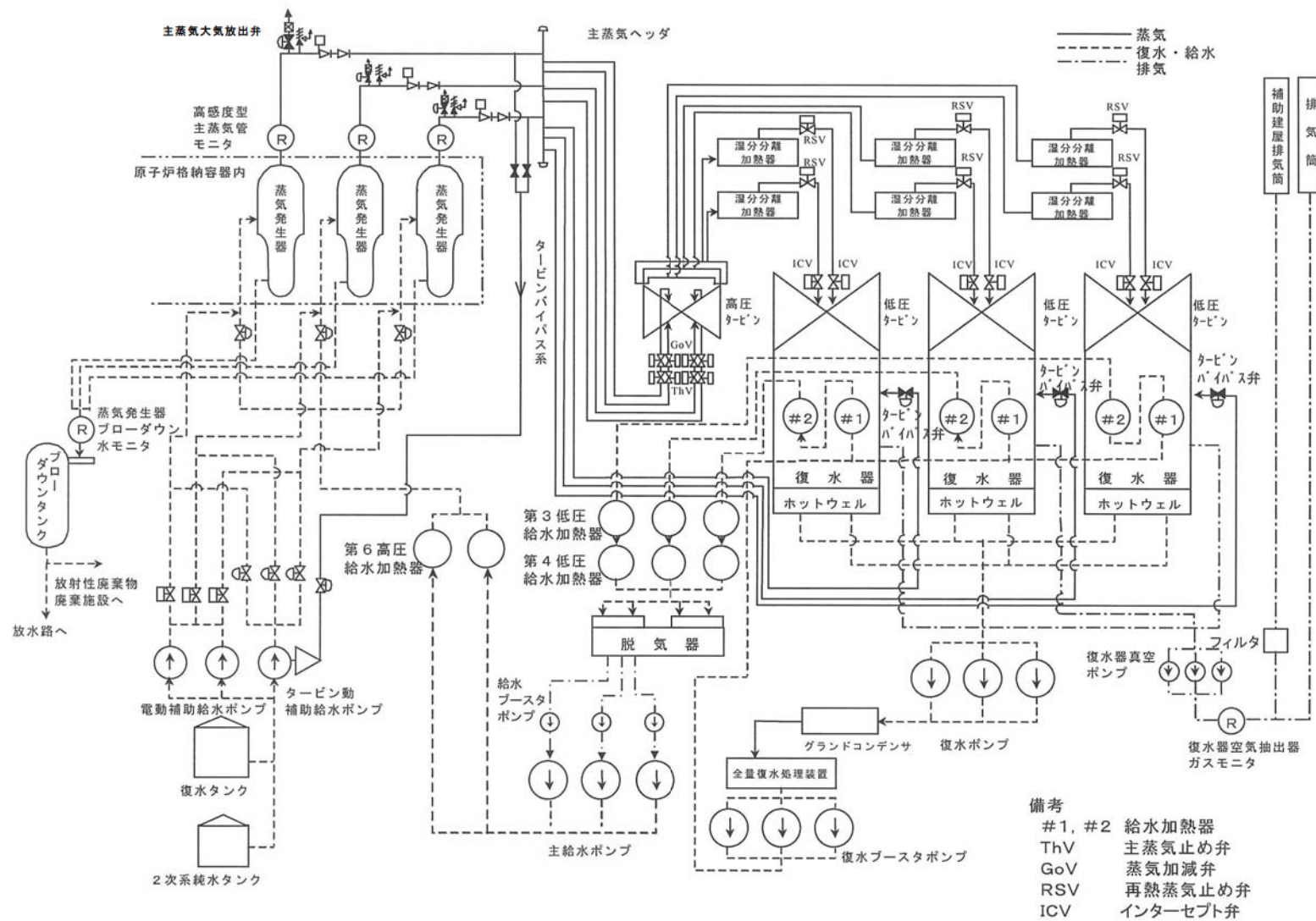
第 1.1.1.a-12 図 原子炉補機冷却海水設備系統説明図



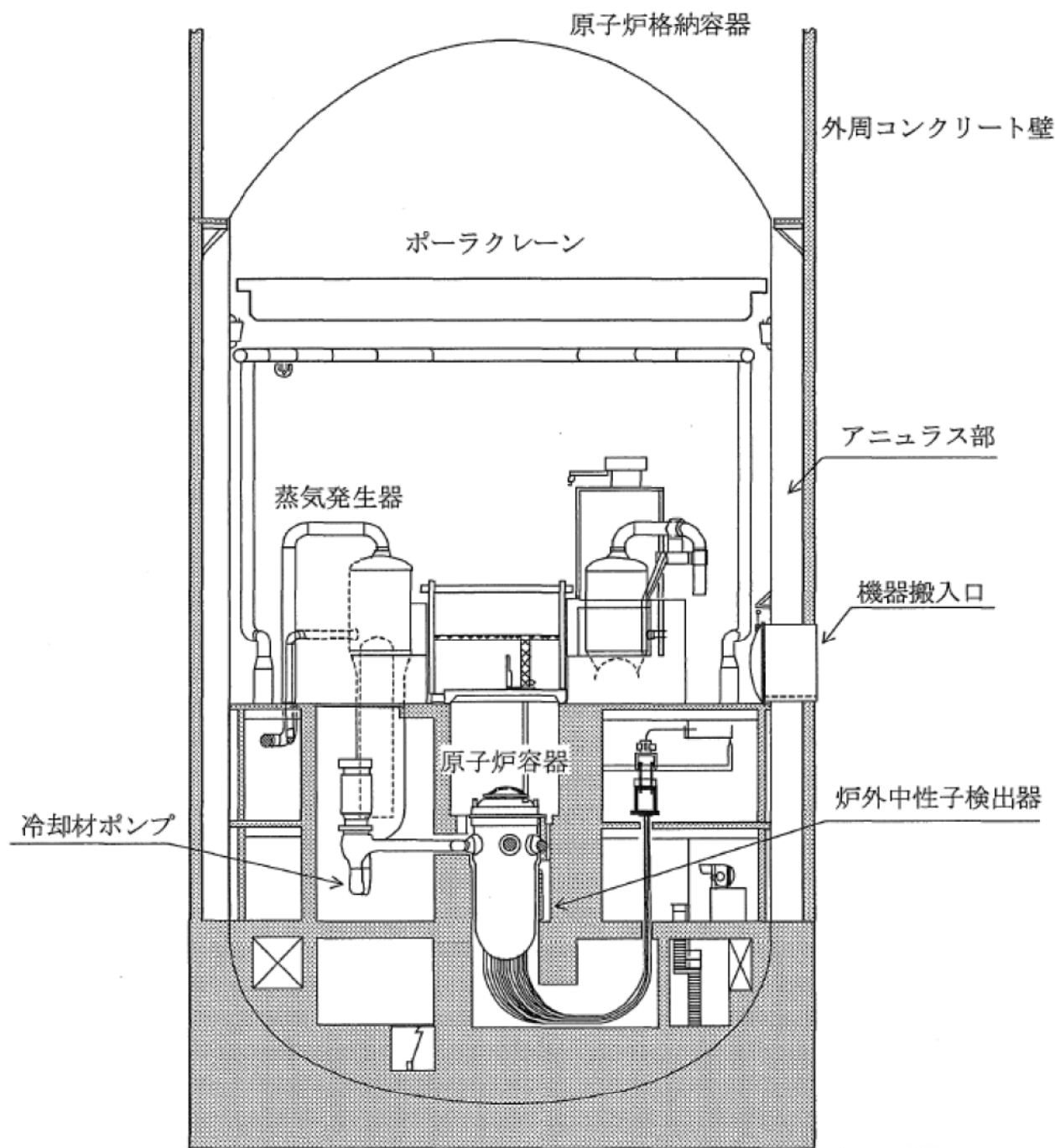
第 1.1.1.a-13 図 補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）



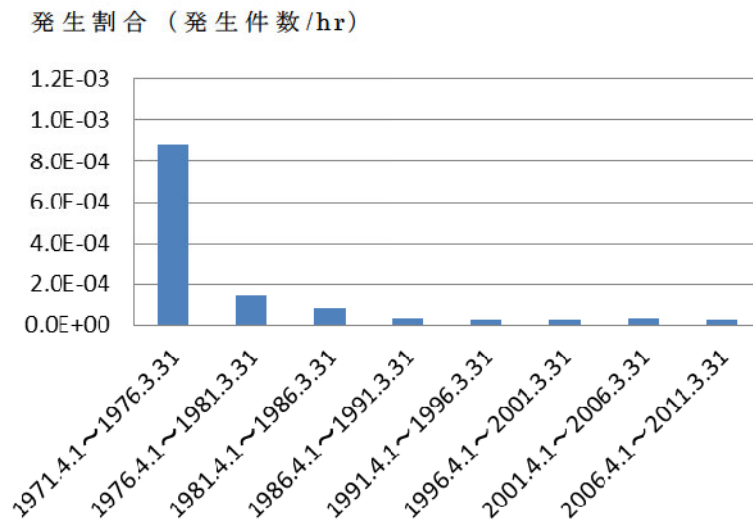
第 1.1.1.a-14 図 制御用空気設備系統説明図



第 1.1.1.a-15 図 タービン系統説明図



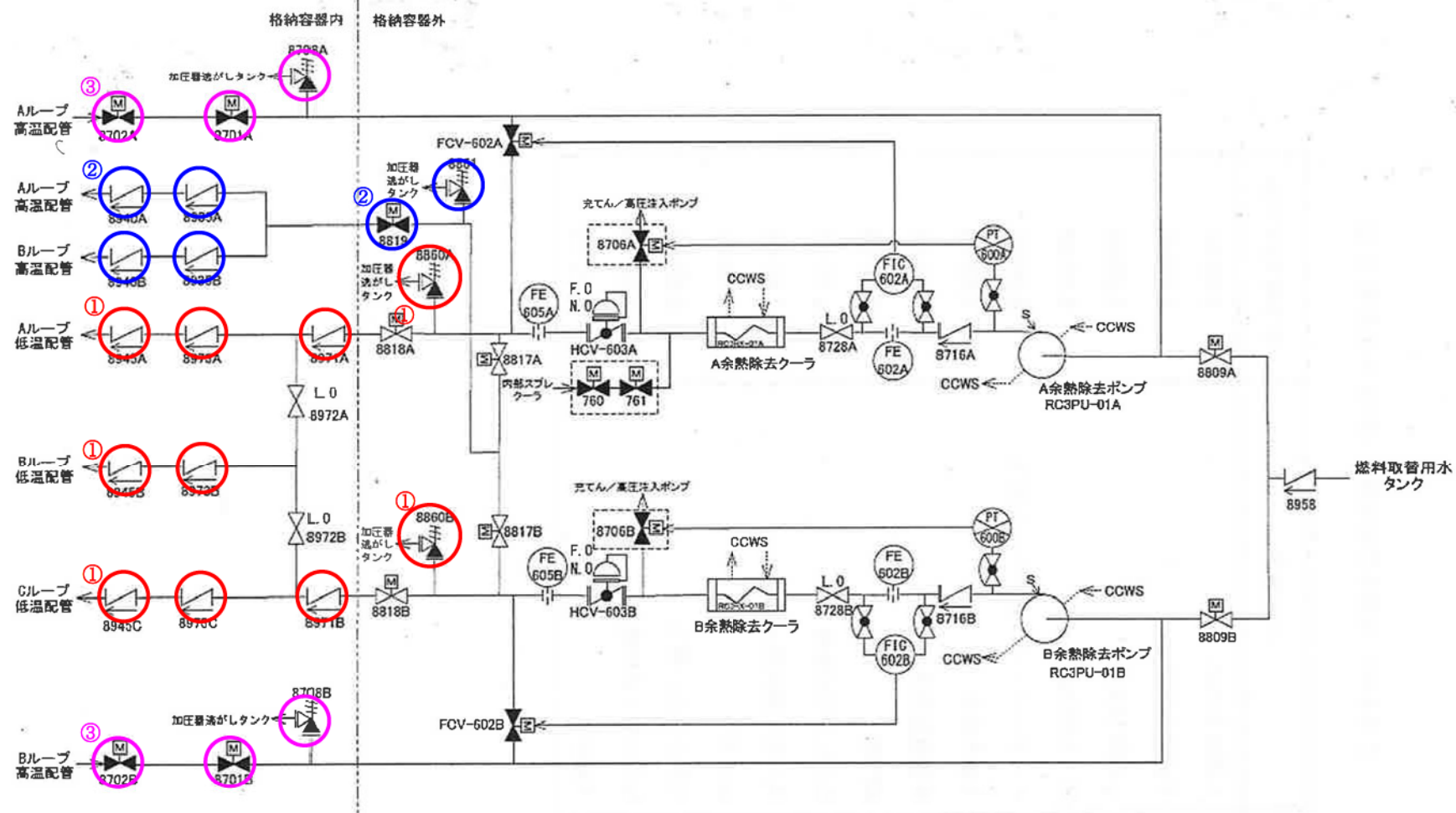
第 1.1.1.a-16 図 原子炉格納施設の構造概要図



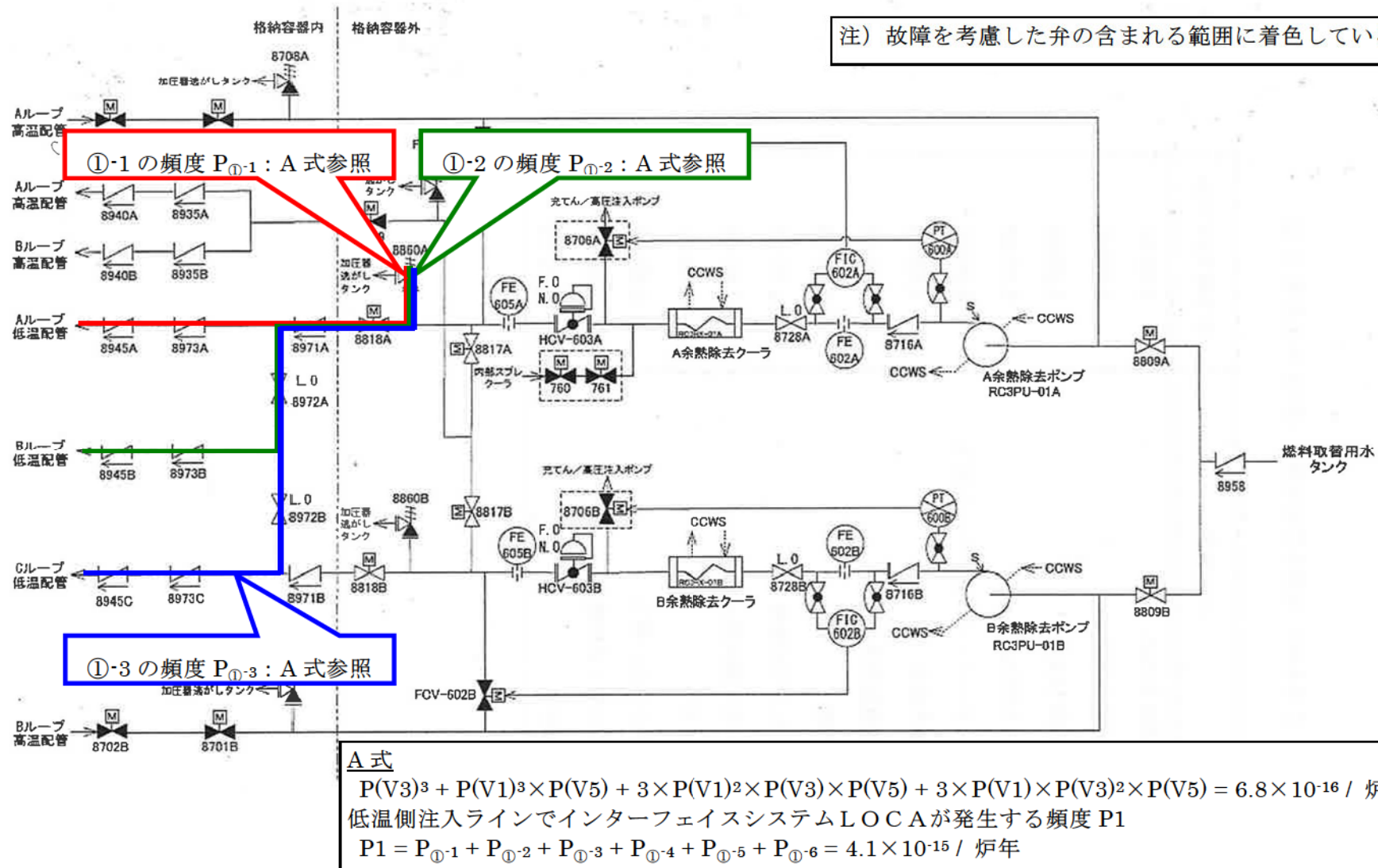
第 1.1.1.b-1 図 国内PWRプラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合

- 起因事象データの収集期間の設定については、日本原子力学会標準「原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」D.3.1 項に基づき行っている。
- 学会標準によると、起因事象データの収集期間の設定は一般的にはプラントの全運転年数のデータを考慮すべきであるが、プラントの起因事象の発生数はプラントの設計及び改良によって時間とともに減少することから、データには直近の運転経験を反映させることが望ましく、近年の運転データのみを考慮するのがよいとされる。
- 事象整理の結果から、1976年4月以前における起因事象発生件数はその他の期間から明らかに突出しており、起因事象データの収集期間としての近年の運転状況を反映するには適切ではないと考え除外している。なお、この期間に発生している起因事象としては、下表に示すように常用系の故障による手動停止や過渡事象が大半を占めている。

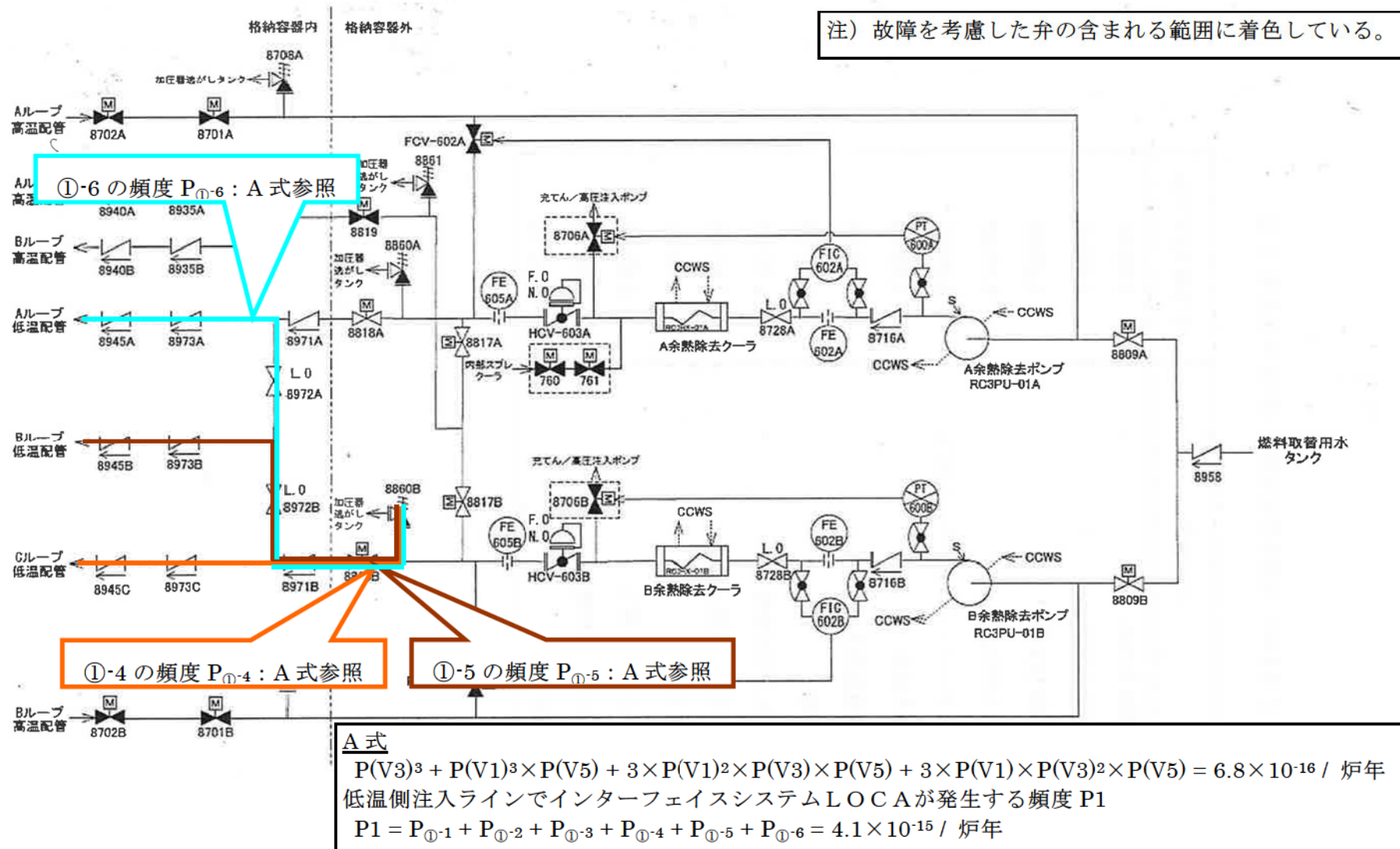
	主給水 流量喪失	外部電源 喪失	S G T R	過渡事象	手動停止
1970.11.28 ～1976.3.31	2	0	0	8	34



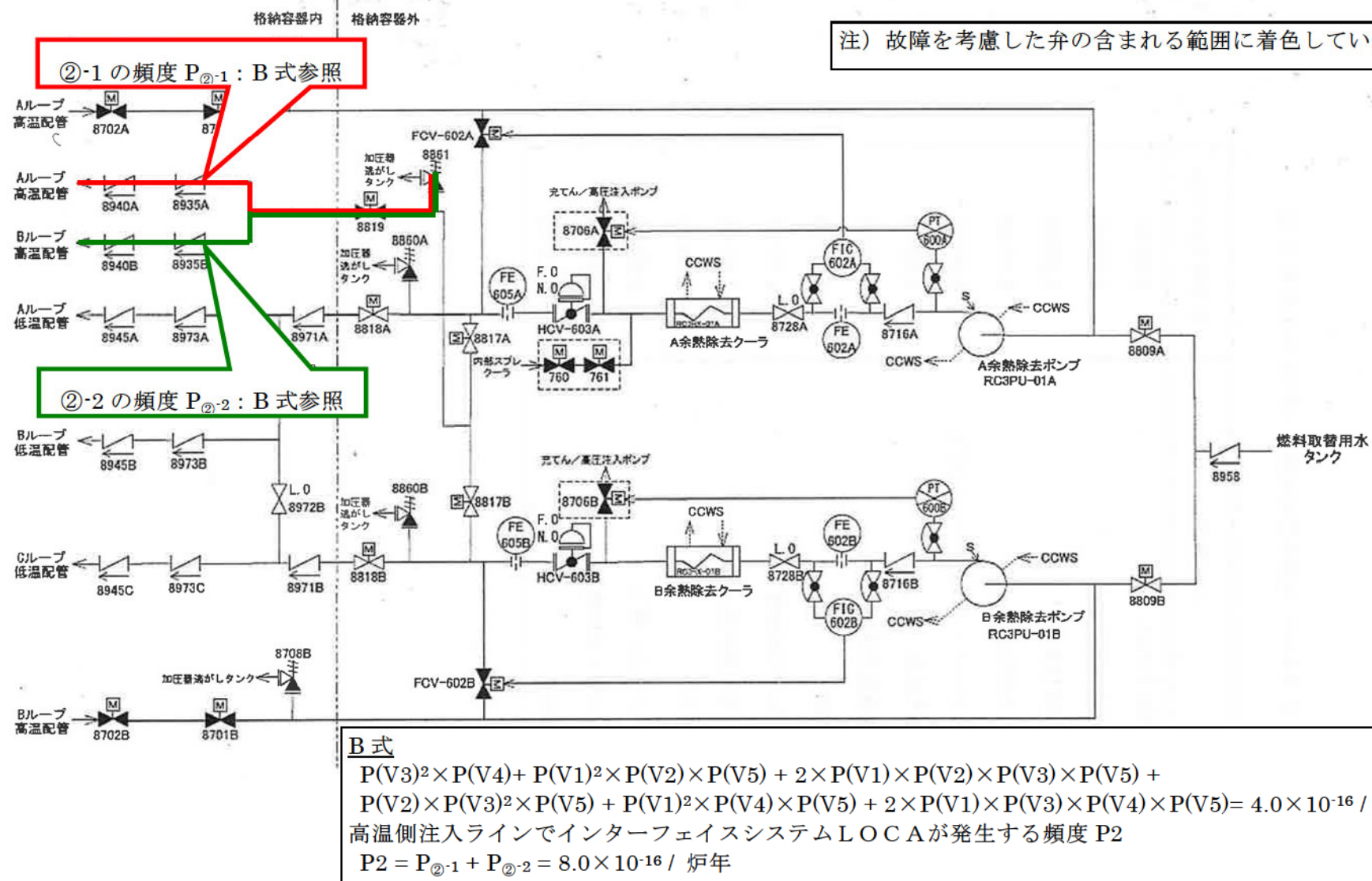
第 1.1.1.b-2 図 高浜 1 号炉及び 2 号炉 余熱除去系簡略図



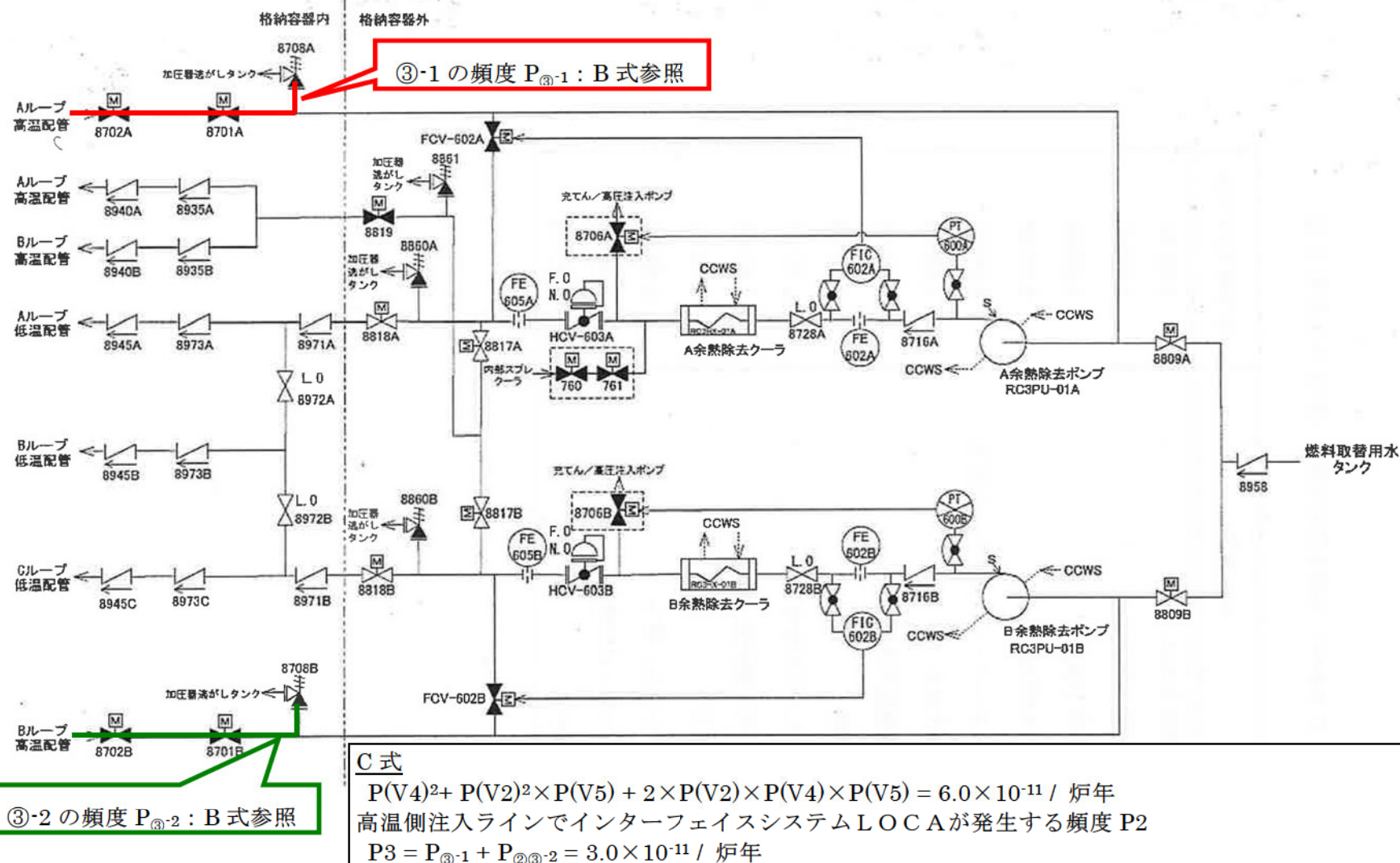
第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステム L O C A の想定 (1/4)



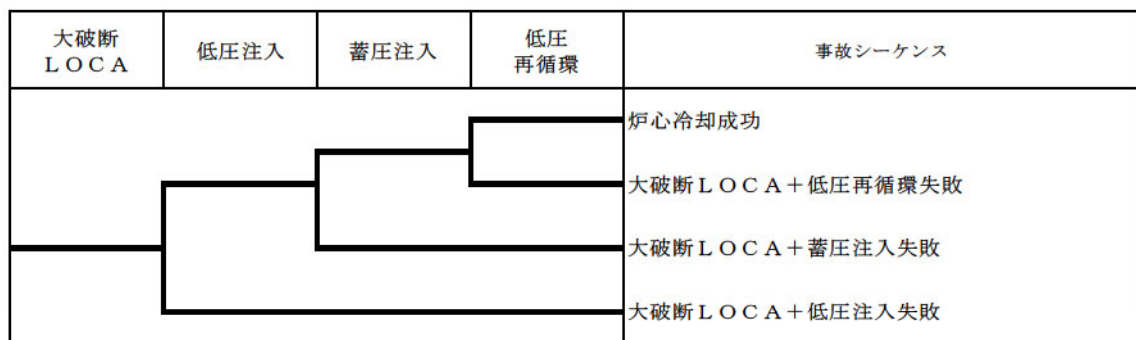
第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステムLOCAの想定 (2/4)



第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステム L.O.C.A.の想定 (3/4)



第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステムLOCAの想定 (4/4)



第 1.1.1.d-1(a) 図 大破断LOCAイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径6インチから両端破断相当（配管断面積の2倍）までと定義した。
- ・ 本評価ではAループ低温側配管破断を仮定した。
- ・ 大破断LOCA時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず、また1次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

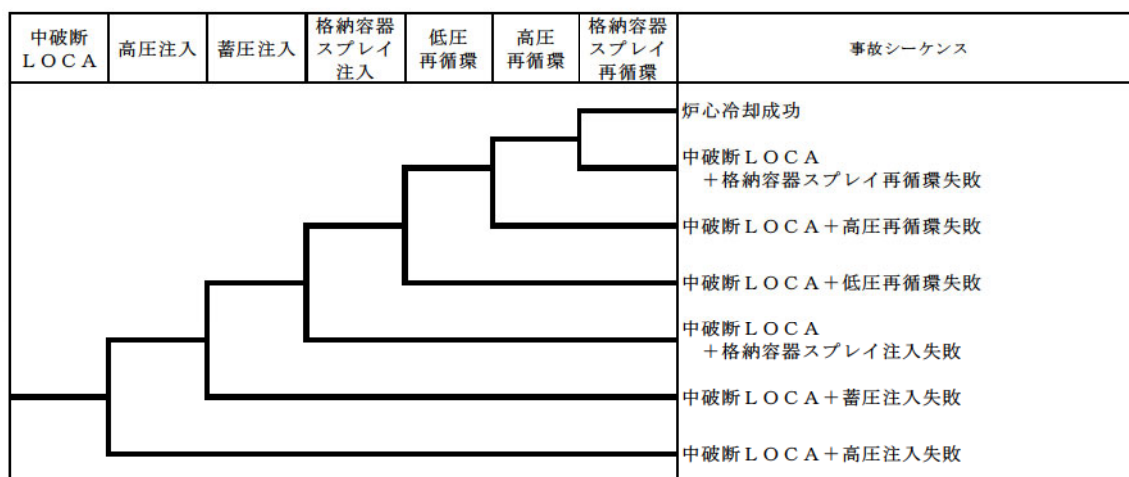
【イベントツリーの説明】

- ・ 大破断LOCA時は、「蓄圧注入」と「低压注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は短期の注入に引き続き「低压再循環」により確保される。
- ・ 高压注入も作動するが、注入流量は小さいため、炉心冷却の観点から必須ではない。

【成功基準】

大破断LOCA	低压注入	蓄圧注入	低压再循環
ポンプ	1/2	—	1/2
熱交換器	—	—	1/2
ループ	健全 1/2	健全 2/2	健全 1/2
その他	—	—	—
使命時間	24hr	24hr	24hr

（注）—：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (b) 図 中破断LOCAイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径2インチから6インチと定義した。
- ・ 本評価ではAループ低温側配管破断を仮定した。
- ・ 中破断LOCA時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず、また1次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

【イベントツリーの説明】

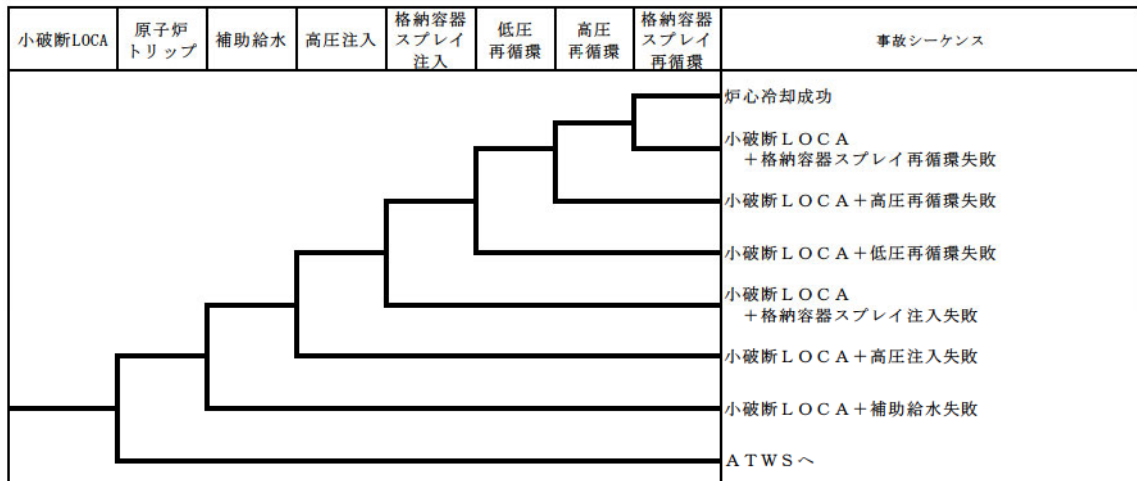
- ・ 中破断LOCA時は、「高压注入」と「蓄圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高压再循環」により確保されるが、高浜1号炉及び2号炉の場合、余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる（イベントツリー上は「低压再循環」で表現）。
- ・ 中破断LOCA時は破断流量が小さく、余熱除去クーラのみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

中破断LOCA	高压注入	蓄圧注入	格納容器 スプレイ 注入	低压 再循環	高压 再循環	格納容器 スプレイ 再循環
ポンプ	1/2	—	2/4	1/2	1/2	2/4
熱交換器	—	—	—	1/2	—	1/2
ループ	健全 2/2	健全 1/2	—	—	健全 2/2	—
その他	※1	—	—	—	※1	—
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

（注）—：不作動又は不要

※1：Cポンプはインターロックの関係で自動起動不可



第 1.1.1.d-1 (c) 図 小破断LOCAイベントツリー

【仮定条件】

小破断LOCAは、以下の原因による1次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

- ・ 1次冷却材配管の破断
(破断口径が3/8インチから2インチの破断でAループ低温側配管破断を仮定)
- ・ 1次冷却系加圧事象による加圧器逃がし弁からの1次冷却材の流出 (PORV LOCA)

【イベントツリーの説明】

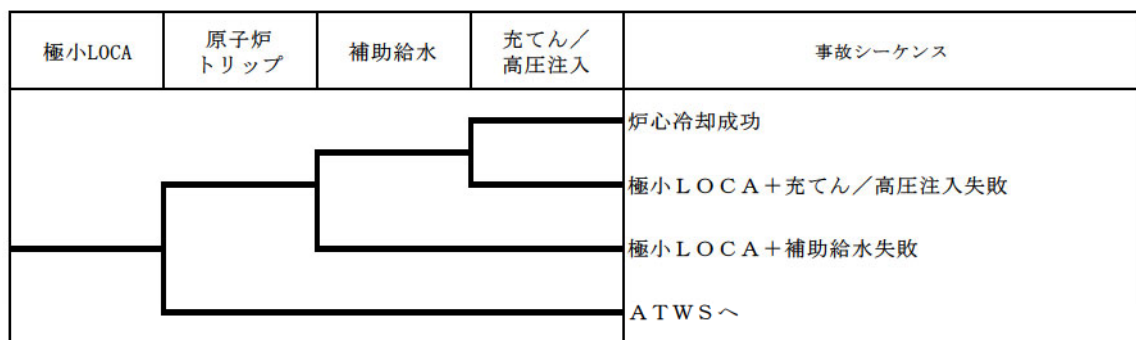
- ・ 小破断LOCA時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。
- ・ 破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは1次冷却系への発熱を系外に除去できないため、「高圧注入」と2次冷却系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保されるが、余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる(イベントツリー上では「低圧再循環」で表現)。
- ・ 破断流が小さく、余熱除去クーラのみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入/再循環」が必要となる。

【成功基準】

小破断LOCA	補助給水	高圧注入	格納容器スプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	格納容器スプレイ再循環
ポンプ	1/3	1/2	2/4	1/2	1/2	2/4
熱交換器	—	—	—	1/2	—	1/2
ループ	S G 2/3	健全 2/2	—	—	健全 2/2	—
その他	—	※1	—	—	※1	—
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

(注) —：不作動又は不要

※1：Cポンプはインターロックの関係で自動起動不可



第 1.1.1.d-1 (d) 図 極小LOCAイベントツリー

【仮定条件】

極小LOCAは、以下の原因による1次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

- ・ 充てんポンプで補填できる程度のリーク量（破断口径が 3/8 インチ未満）と定義した。
- ・ 本評価ではAループ低温側配管破断を仮定した。

【イベントツリーの説明】

- ・ 極小LOCA時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。
- ・ 破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは1次冷却系への発熱を系外に除去できないため、「充てん／高圧注入」と2次冷却系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。
- ・ 原子炉格納容器への蒸気放出は少ないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」は不要。

【成功基準】

極小LOCA	補助給水	充てん／高圧注入
ポンプ	1/3	1/2
熱交換器	—	—
ループ	S G 2/3	充てんライン or 健全 2/2
その他	—	※1
使命時間	24hr	24hr

（注）—：不作動又は不要

※1：Cポンプはインターロックの関係で自動起動不可

インターフェイスシステム LOCA	原子炉 トリップ	事故シーケンス
		インターフェイスシステムLOCA
		ATWSへ

第 1.1.1.d-1 (e) 図 インターフェイスシステムLOCA
イベントツリー

【仮定条件】

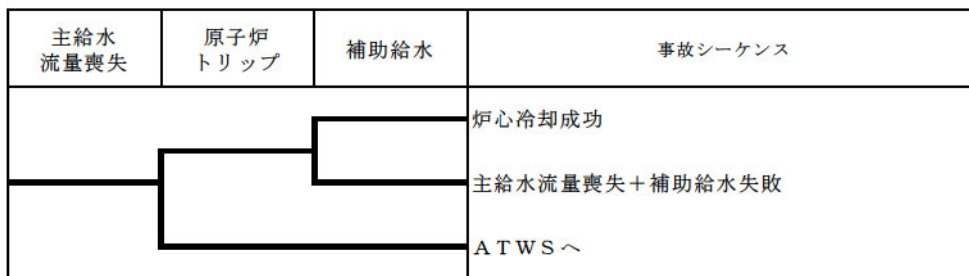
- ・ 余熱除去系の破断であり、低圧注入系が不能

【イベントツリーの説明】

- ・ インターフェイスシステムLOCAは破断規模に応じて大、中、小破断LOCA相当となるが、ECCS再循環が不能となるため炉心損傷に至る。

【成功基準】

- ・ なし



第 1.1.1.d-1 (f) 図 主給水流量喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 主給水流量喪失に至る原因としては、主給水ポンプ若しくは復水ポンプの故障又は電源喪失若しくは主給水制御系の誤動作が考えられる。

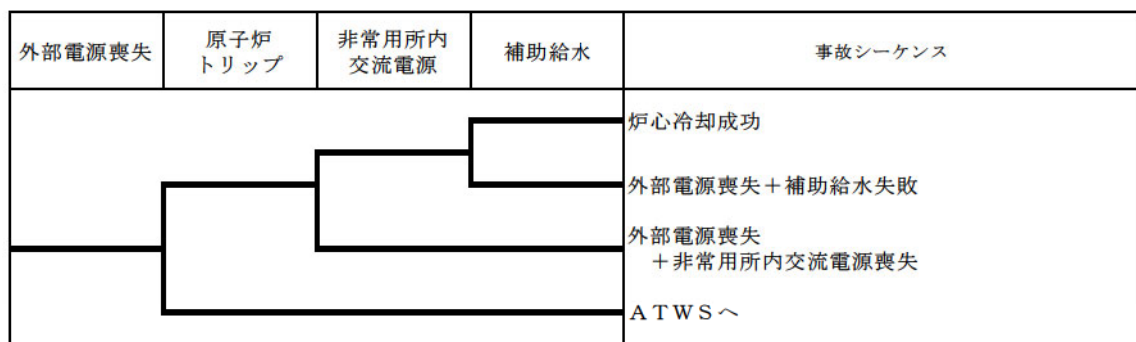
【イベントツリーの説明】

- ・ 主給水流量喪失の場合、原子炉トリップにより原子炉出力を抑制するとともに、補助給水により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

主給水流量喪失	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	—
ループ	S G 2/3
その他	—
使命時間	24hr

(注) —：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (g) 図 外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 送電系統の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象を考慮。
- ・ 所内用交流電源が喪失すると、1次冷却材ポンプ、復水ポンプ等がトリップし、1次冷却材流量や主給水流量の喪失が発生する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 外部電源喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により炉心冷却を確保する。さらに「非常用所内交流電源」が確保できれば安定した炉心冷却が確保される。
- ・ 「非常用所内交流電源」が確保できれば、サポート系が健全であるためその後に加圧器逃がし弁 L O C A 等が発生しても、事象進展は小破断 L O C A と同等である。

【成功基準】

外部電源喪失	非常用所内交流電源	補助給水
ポンプ	—	1/3
熱交換器	—	—
ループ	—	S G 2/3
その他	D G 1/2	—
使命時間	24hr	24hr

(注) —：不作動又は不要

A T W S	事故シーケンス
	起因事象＋原子炉トリップ失敗

第 1.1.1.d-1 (h) 図 A T W S イベントツリー

【仮定条件】

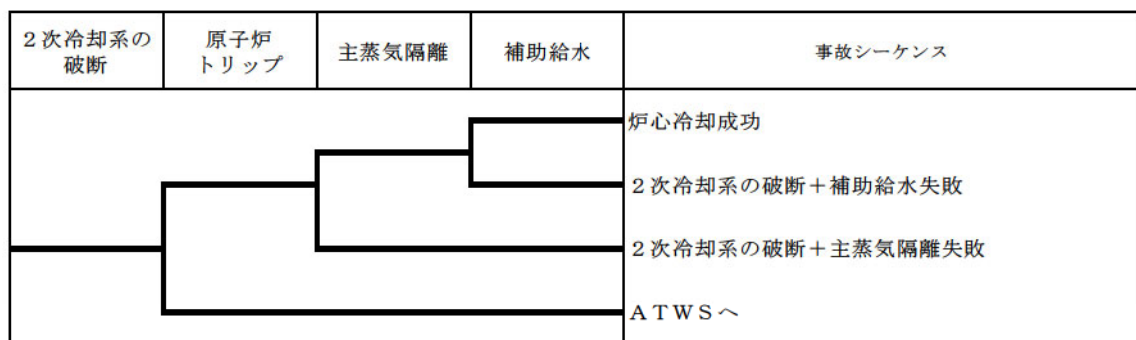
- ・ A T W S は起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ・ A T W S 事象は原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップに失敗することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

【成功基準】

- ・ なし



第 1.1.1.d-1 (i) 図 2 次冷却系の破断イベントツリー

【仮定条件】

2 次冷却系の破断としては以下の破断を含むものとし、原子炉格納容器内部での破断を仮定する。

- ・ 主蒸気管破断（完全両端破断）
- ・ 主給水管破断（完全両端破断）

【イベントツリーの説明】

- ・ 2 次冷却系破断においても、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保されるが、補助給水による 2 次冷却系の冷却を確保するために、破断した主蒸気管の隔離を行う。

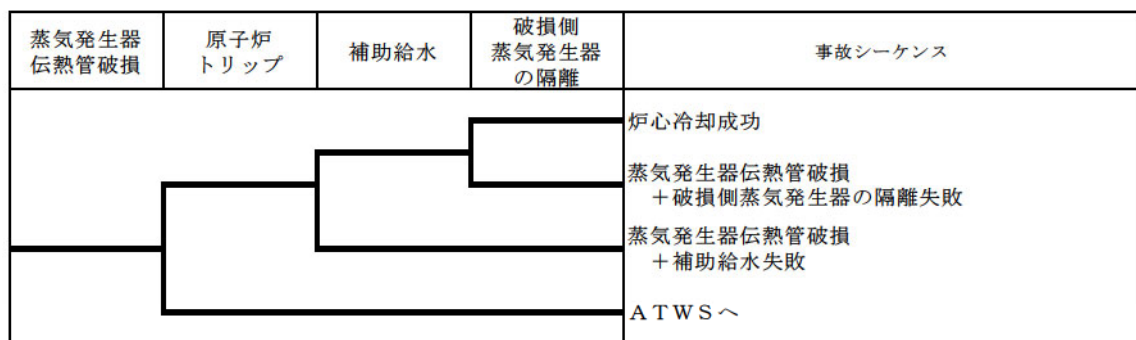
【成功基準】

2 次冷却系の破断	主蒸気隔離	補助給水
ポンプ	—	1/3
熱交換器	—	—
ループ	—	健全 S G 1/2
その他	※1	※2
使命時間	—	24hr

（注）—：不作動又は不要

※1：破断ループ主蒸気逆止弁閉止 or 健全ループ主蒸気隔離弁全閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン隔離

※2：破断ループへの補助給水隔離



第 1.1.1.d-1 (j) 図 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 蒸気発生器伝熱管破損は、原子炉設置許可申請書添付十と同様、伝熱管 1 本の完全両端破断を仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 蒸気発生器伝熱管破損時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。
- ・ 破損した蒸気発生器を隔離し、1 次冷却系の圧力と破損した蒸気発生器の 2 次側圧力とが均圧することで 1 次冷却系保有水の減少は防止できる。

【成功基準】

蒸気発生器伝熱管破損	補助給水	破損側 蒸気発生器の隔離
ポンプ	1/3	－
熱交換器	－	－
ループ	健全 S G 1/2	－
その他	－	※1
使命時間	24hr	－

(注) ー：不作動又は不要

※1: 破損側 S G 主蒸気大気放出弁閉止 or 元弁閉止、破損 S G 主蒸気安全弁閉止、補助給水の隔離、タービン動補助給水ポンプ蒸気供給弁閉止

過渡事象	原子炉 トリップ	補助給水	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			過渡事象＋補助給水失敗
			A T W S へ

第 1.1.1.d-1 (k) 図 過渡事象イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 原子炉トリップを伴う過渡事象一般を含む。
- ・ 主給水流量喪失等の独立した事象以外を対象とする。

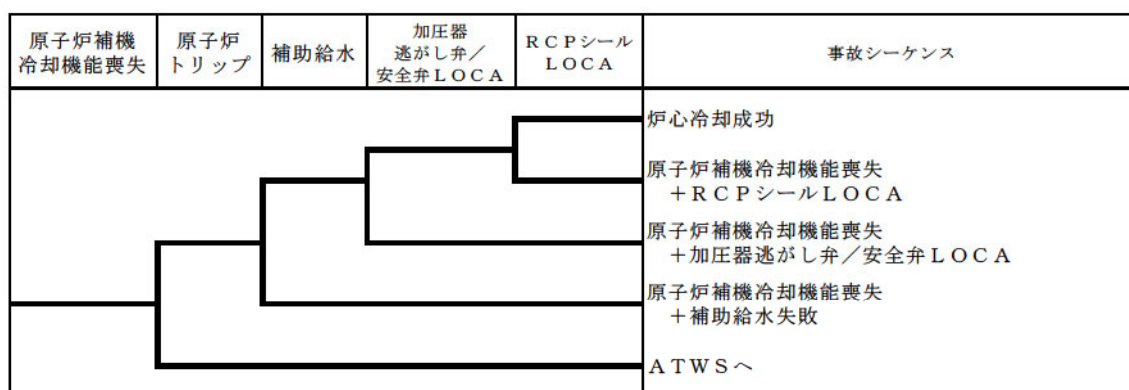
【イベントツリーの説明】

- ・ 過渡事象の場合、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

過渡事象	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	－
ループ	S G 2/3
その他	－
使命時間	24hr

(注) ー：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (1) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

原子炉補機冷却機能喪失としては次のものを考える。

- ・ 原子炉補機冷却水ポンプ全台又は海水ポンプ全台の故障による冷却能力の喪失
- ・ 原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の配管、弁等の破断による冷却能力の喪失

【イベントツリーの説明】

- ・ 原子炉補機冷却機能喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。
- ・ E C C S 機能が喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のある L O C A として「加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A」及び「R C P シール L O C A」を考慮している。

【成功基準】

原子炉補機冷却 機能喪失	補助給水	加圧器逃がし弁／ 安全弁 L O C A	R C P シール L O C A
ポンプ	1/3	—	—
熱交換器	—	—	—
ループ	S G 2/3	—	—
その他	—	※1	0.21 の確率で 発生
使命時間	24hr	—	—

(注) —：不作動又は不要

※1：加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止、加圧器安全弁再閉止

手動停止	補助給水	事故シーケンス
		炉心冷却成功
		手動停止＋補助給水失敗

第 1.1.1.d-1 (m) 図 手動停止イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 手動停止は過渡事象の一部であるが、原子炉トリップを伴わず運転員の手動による原子炉停止が行われる事象を想定する。

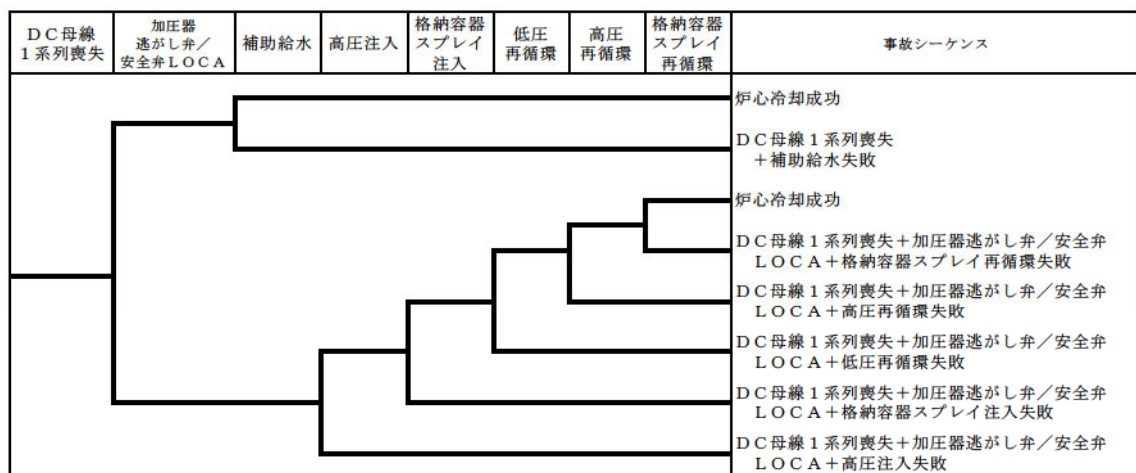
【イベントツリーの説明】

- ・ 手動停止の場合、起因事象として原子炉は停止できているため、補助給水により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

手動停止	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	—
ループ	S G 2/3
その他	—
使命時間	24hr

(注) —：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (n) 図 DC母線1系列喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ DC母線1系列喪失の場合、ECCSの機能が片系列喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のあるLOCAとして、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁が作動後の再閉止に失敗することによるLOCAを考慮する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 「加圧器逃がし弁/安全弁LOCA」が発生した場合は、小破断LOCAのイベントツリーと同様、LOCAが発生しない場合は過渡事象と同様のイベントツリーとなる。

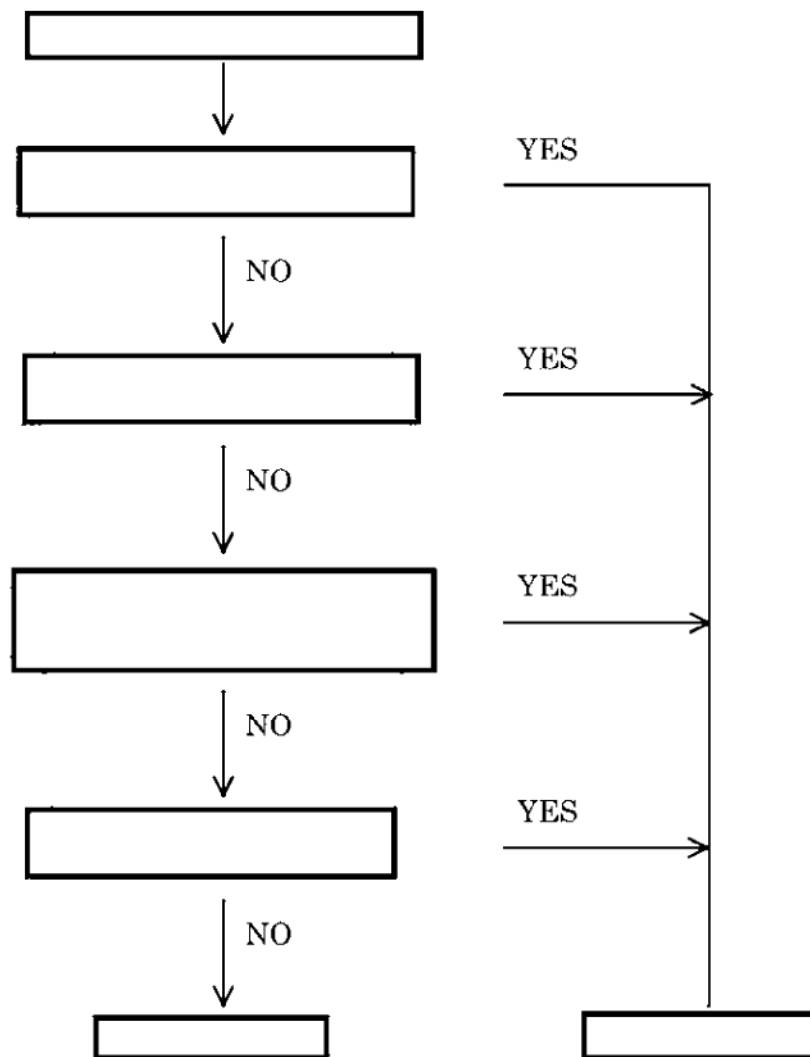
【成功基準】

DC母線 1系列喪失	加圧器 逃がし弁/ 安全弁 LOCA	補助給水	高圧注入	格納容器 スプレイ 注入	低圧 再循環	高圧 再循環	格納容器 スプレイ 再循環
ポンプ	—	健全1/2	健全1/1	健全2/2	健全1/1	健全1/1	健全2/2
熱交換器	—	—	—	—	1/1	—	1/1
ループ	—	SG2/3	2/3	—	—	2/3	—
その他	※1	—	※2	—	—	※2	—
使命時間	—	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

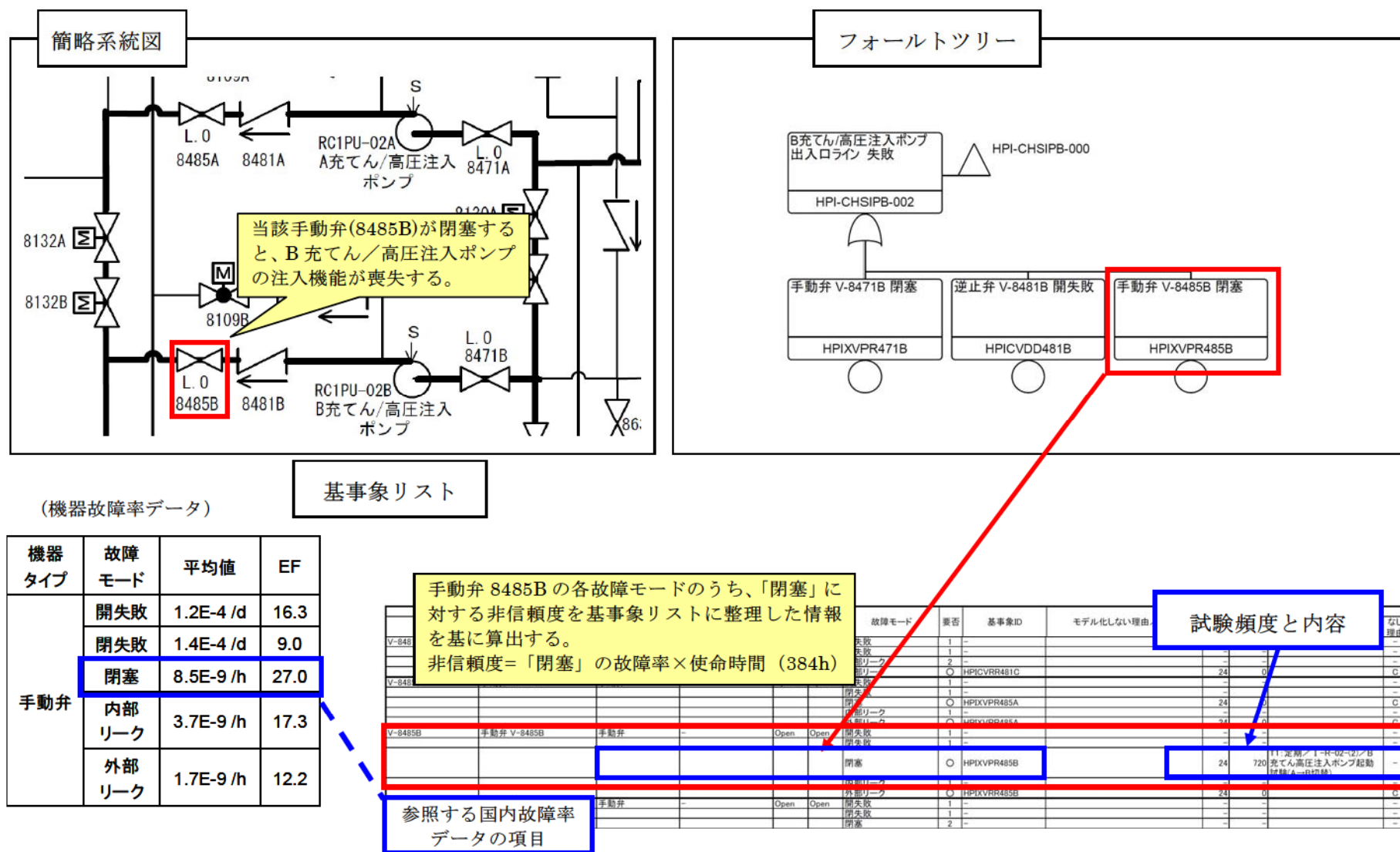
(注) —：不作動又は不要

※1：加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止、加圧器安全弁再閉止

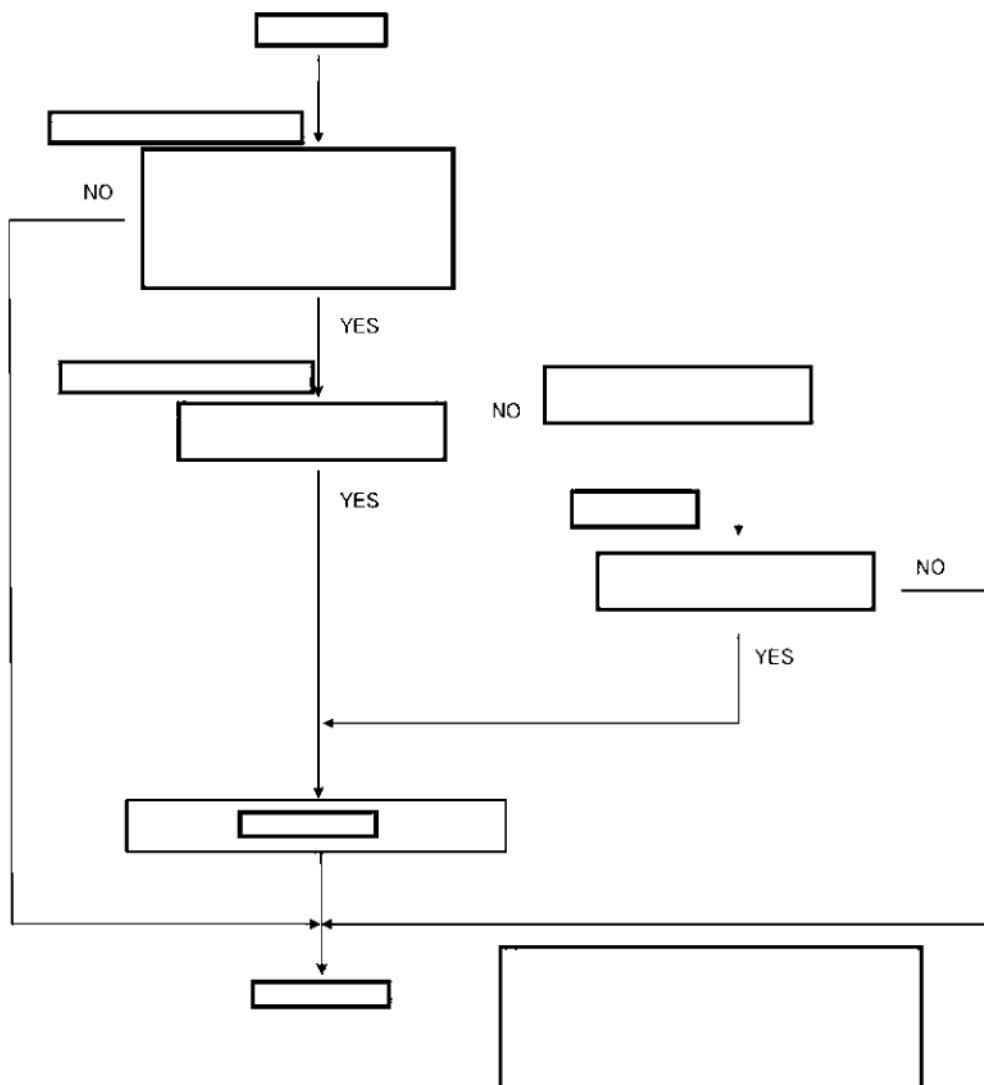
※2：Cポンプはインターロックの関係で自動起動不可



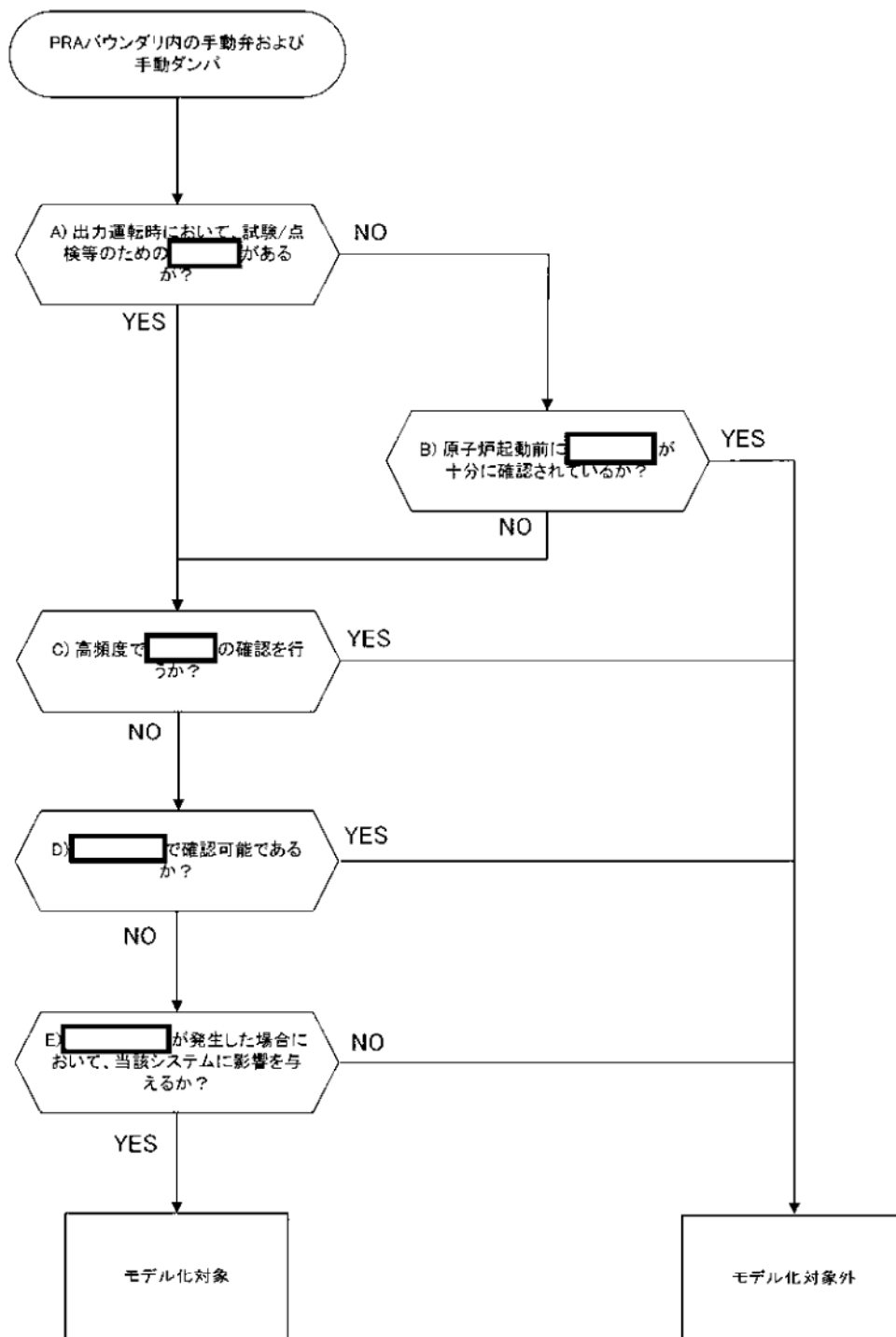
第 1.1.1.e-1 図 故障モードのスクリーニング手順



第 1.1.1.e-2 図 システム信頼性の評価例 (B 充てん／高圧注入機能喪失)

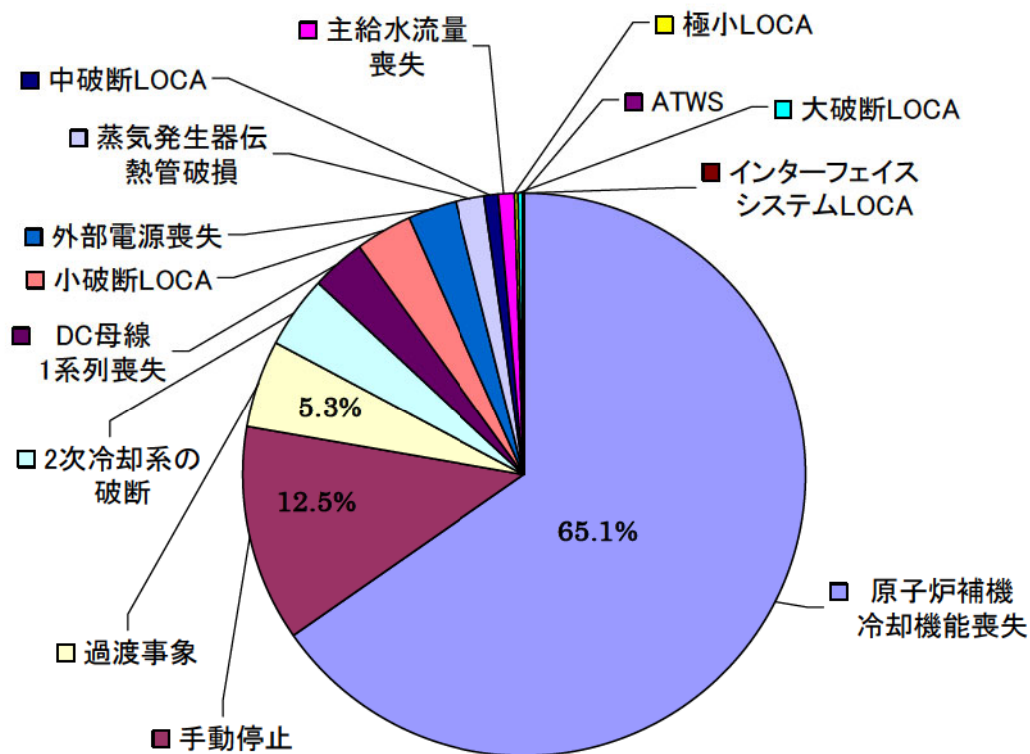


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

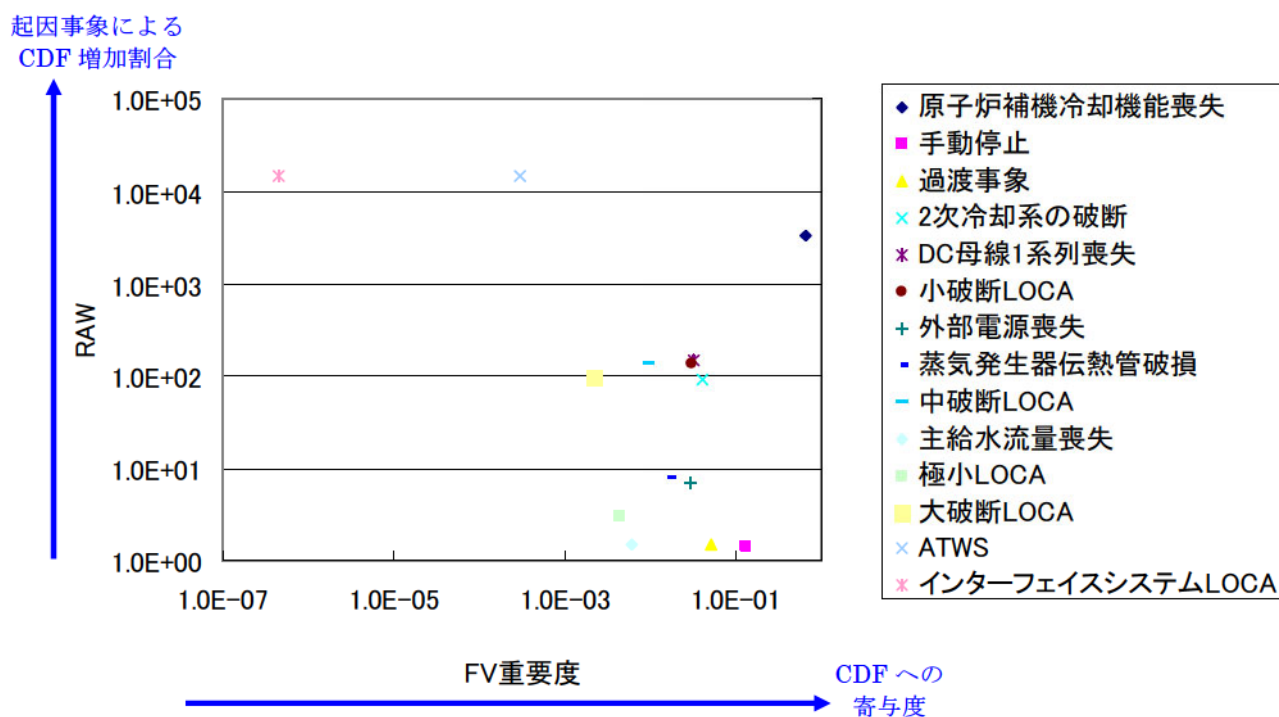


第 1.1.1.g-1 図 事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー

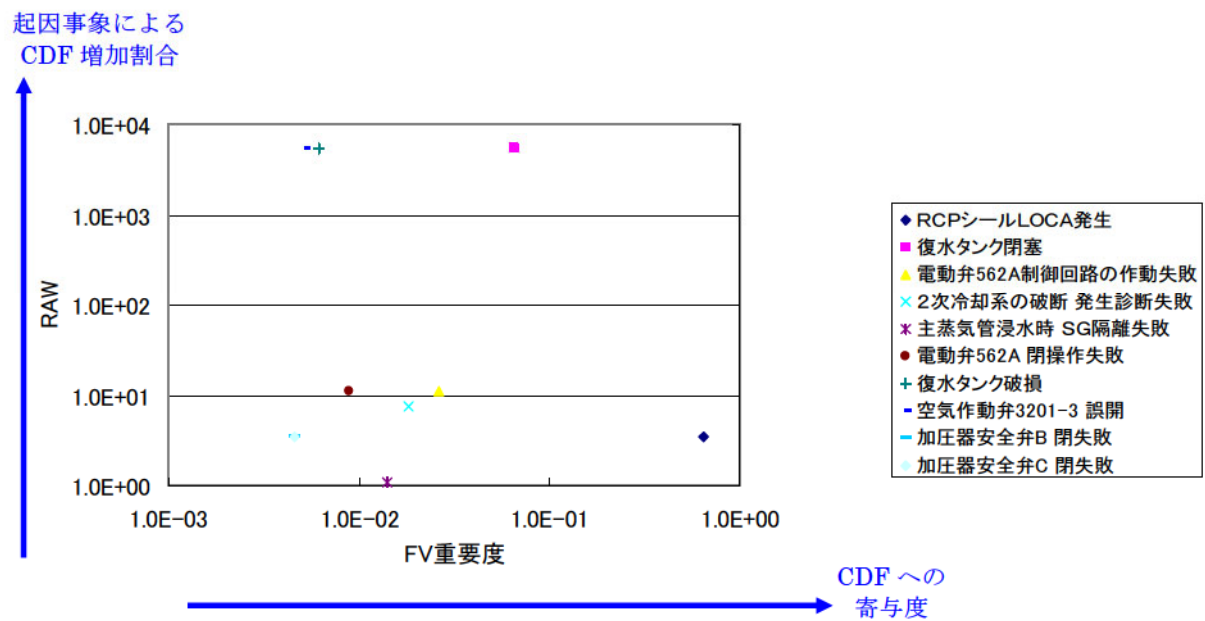
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



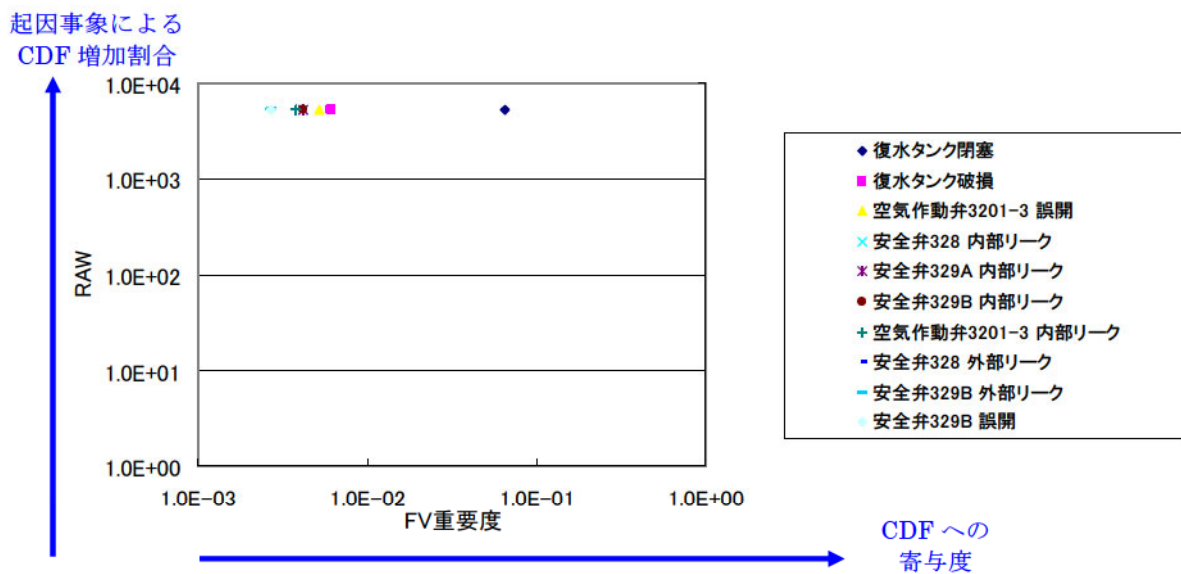
第 1.1.1.h-1 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



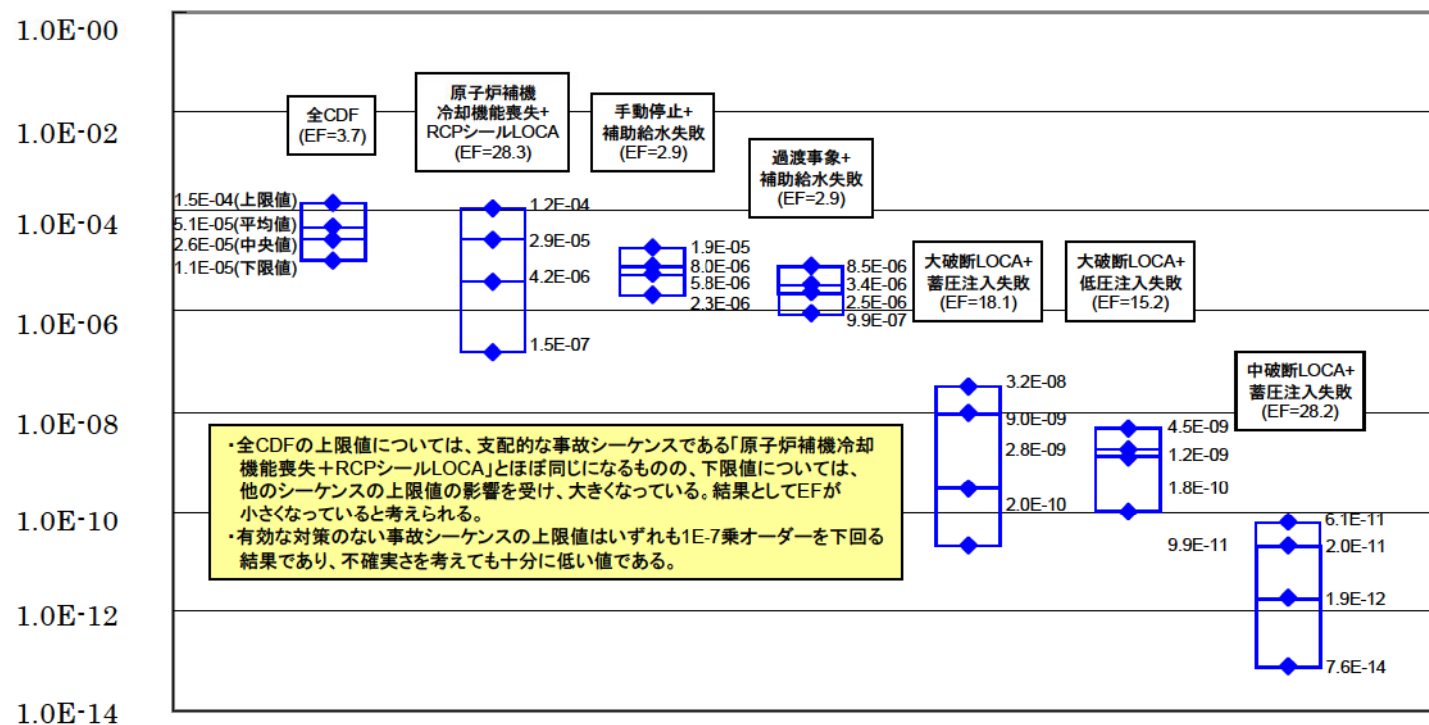
第 1.1.1.h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）



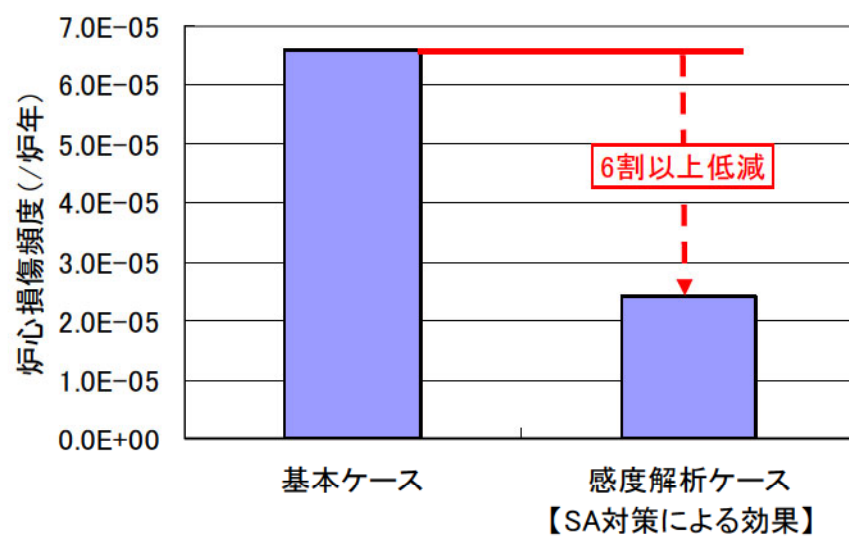
第 1.1.1.h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象-F V 重要度）



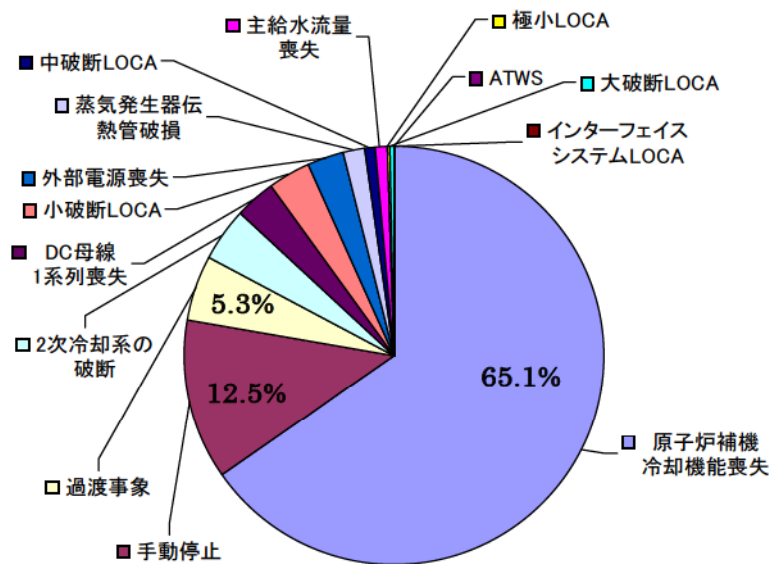
第 1.1.1.h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象-R A W）



第 1.1.1.h-5 図 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果

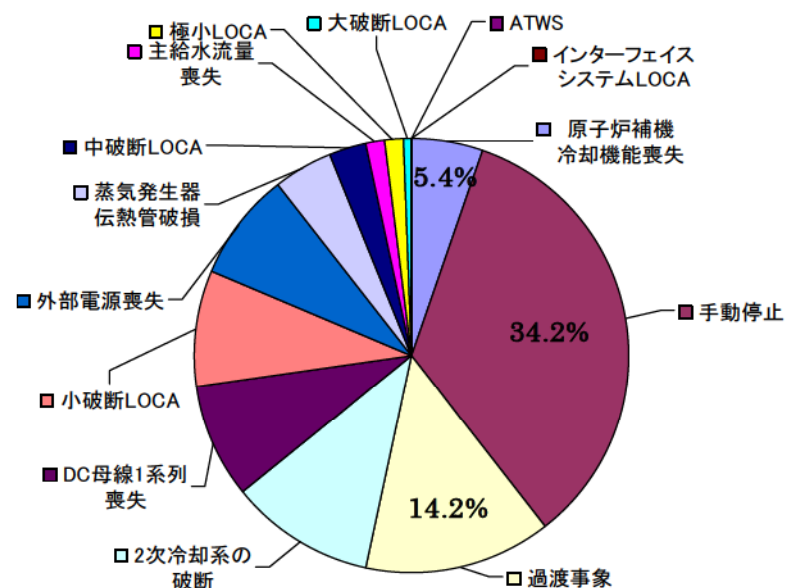


第 1.1.1.h-6 図 全炉心損傷頻度に対する感度解析結果
(ドミナントシーケンスに対する S A 対策の効果)



全 CDF : $6.6E-05$ /炉年

【基本ケース】



全 CDF : $2.4E-05$ /炉年

【感度解析】

(ドミナントシーケンスに対するSA対策の効果、
インターフェイスシステムLOCA発生頻度の変更)

第 1.1.1.h-7 図 起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

1.1.2 停止時 P R A

停止時 P R A は、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 P S A 編）：2010（以下「停止時 P S A 学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R A の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。

1.1.2.a. 対象プラント

① 対象とするプラントの説明

本プラントの基本仕様は、以下のとおりである。

- ・ 出力
 - － 熱出力 2,432MWt
 - － 電気出力 826MWe
- ・ プラント型式
 - － 加圧水型 3 ループプラント
- ・ 原子炉格納容器型式
 - － 上部半球形下部さら形鏡円筒型

以下に、停止時 P R A において重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

(1) 主要な設備の構成及び特性

本プラントの停止時 P R A に係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な安全系により構成される。第1.1.1.a-2図に本プラントの工学的安全施設の概要を示す。また、第1.1.2.a-1表に系統設備概要を示す。

a. 原子炉停止に関する系統

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度投入を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系）とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御系から構成される。停止時 P R A においては、制御棒及び 1 次冷却系のほう酸水により負の反応度が保たれている状態を想定しており、原子炉起動前以外においては、1 次冷却材の希釈操作も実施しない。

本評価では、反応度の誤投入が発生した場合の緩和手段には期待しておらず、原子炉停止に関する系統はモデル化していない。

b. 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備の系統図を第 1.1.1.a-5 図に示す。非常用炉心冷却設備のうち、本評価で対象とする系統は、運転モード 4、5 及び 6 の原子炉施設保安規定において運転上の制限として規定されている余熱除去系のみとしている。その他の系統については、非常用炉心冷却設備作動信号がブロックされているため、手動起動や減圧操作を必要とすることから、保守的に期待しないものとした。非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

また、テストライン等を用いた動作試験によってその健全性が確認できるようにしている。

(a) 余熱除去系

余熱除去系は、独立 2 系統の余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、各系統に 1 基ずつ設置する。余熱除去系は、原子炉補助建屋内に設置されている 2 台の余熱除去ポンプにより、原子炉冷却材喪失事故時等に燃料取替用水タンクのほう酸水を余熱除去クーラを経て 1 次冷却材低温側ラインを通して原子炉容器内に注水し、炉心の冷却を確保する。

c. 電源、原子炉補機冷却水系等のサポート系

事故時の基本的な安全機能を果たす系統（以下「フロントライン系」という。）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

(a) 電源系（非常用所内交流電源、所内直流電源、計装用電源）

(b) 計装設備

(c) 原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系）

(d) 換気空調設備

(e) 制御用空気設備

第 1.1.1.a-7 図に本プラントの開閉所単線結線図、第 1.1.1.a-8 図～第 1.1.1.a-9 図に所内単線結線図、第 1.1.1.a-11 図に余熱除去設備及び原子炉補機冷却水設備系統説明図並びに第 1.1.1.a-12 図に原子炉補機冷却海水設備系統説明図を示す。

② 停止時のプラント状態の推移

停止時 P R A の対象期間である定期検査中は、プラントの停止起動に伴う運転員操作やメンテナンスに伴う 1 次冷却系の水位操作、機器の待機除外等によりプラント状態が様々に変化する。

プラント状態の変化に伴って、崩壊熱除去に関連する機器の状態やパラメータも変化するため、停止時 P R A においては、このようなプラント状態を適切に分類して評価を行う必要がある。

定期検査中のプラント状態は、上述の観点から、以下のとおり分類できる。これらのプラント状態を、状態ごとのプラントの主要パラメータと共に第 1.1.2.a-1 図に示す。

(1) 部分出力運転状態

(2) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロックまで）

(3) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から余熱除去系運転開始まで

(4) 余熱除去系による冷却状態①（1 次冷却系は満水状態）

(5) 余熱除去系による冷却状態②（1 次冷却系は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）

(6) 原子炉キャビティ満水状態①（燃料の取出し時）

(7) 燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）

(8) 原子炉キャビティ満水状態②（燃料の装荷時）

- (9) 余熱除去系による冷却状態③（１次冷却系は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）
- (10) 余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）
- (11) １次冷却系の漏えい試験（余熱除去系は一時的に隔離される。）
- (12) 余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）
- (13) 余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）まで
- (14) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降）
- (15) 部分出力運転状態

原子炉の安全性の観点から見ると、非常用炉心冷却設備作動信号のブロックを実施する以前とブロック解除以降は、安全系の待機状態は出力運転時と同一であり、仮に何らかの異常事象が発生した場合でも、安全系の自動起動によって、事象は終結される。したがって、非常用炉心冷却設備作動信号のブロック以前とブロック解除以降は出力運転時の評価に包含されることから、既往の停止時 P R A 及び停止時 P S A 学会標準においても非常用炉心冷却設備作動信号のブロック以降から、非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除までが評価対象とされている。

以上より、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に定められる運転停止中の期間は、「主発電機の解列から原子炉起動の過程における主発電機の並列」までとされているが、停止時 P R A で対象とするプラント状態は、プラント状態(3)からプラント状態(13)までとしている。

本評価の目的を鑑みると、評価対象とする定検工程としては、過去の運転実績を代表するものとする必要があるため、以下の手順にしたがって実定検工程を確認し、評価対象工程を選定した。

- ・至近数サイクル分の当該プラントの定検工程について、各プラント状態の時間を比較する。
- ・トラブルや大型改造工事等により長期定検となった定検工程を除き、至近の一般的な定検工程を選定する。

高浜 1 号炉の至近の定検における、工程継続時間の比較結果を第 1.1.2.a-2 表に示す。この結果、長期定検でなく、崩壊熱除去の観点でリスクが大きい前半ミッドループ運転期間の継続時間がより長い、高浜 1 号炉第 26 回定検（平成 21 年 9 月～平成 21 年 11 月）を選定した。

③ プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では、以下のように状態が変化する。

- ・ 運転中の設備や待機状態、待機除外状態にある設備が工程と共に変化する。
- ・ 原子炉内の保有水量が工程と共に変化する。
- ・ 炉心の崩壊熱が時間の経過と共に減少する。

このため、プラント状態について、1 次冷却系の保有水量、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、時間余裕に関する類似性の観点から、分類を行った。

(2) プラント状態の分類結果

(1)の考え方にしたが、②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態(Plant Operational State)(以下「POS」という。)に分類した。各 POS について、以下に概説する。

【POS 3：高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から余熱除去系運転開始まで】

非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降も、タービンバイパ

ス系（又は主蒸気大気放出弁）を使用して原子炉の冷却を継続する。1次冷却系が2.7MPa[gage]、177℃以下となれば余熱除去系を使用した冷却に切り替える。2次冷却系で冷却している期間をPOS 3とし、余熱除去系の運転開始からの期間と区別する。なお、当該POSについては、1次冷却系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、評価の対象外とした。

【POS 4：余熱除去系による冷却状態①（1次冷却系は満水状態）】

1次冷却系が2.7MPa[gage]、177℃以下となれば余熱除去系を起動し1次冷却系の冷却を行う。余熱除去系の運転状態として、1次冷却系の保有水量の観点から、満水状態をPOS 4とし、ミッドループ運転状態の期間と区別する。

【POS 5：余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）】

1次冷却系の酸化運転や蒸気発生器伝熱管の探傷試験実施のための蒸気発生器ノズル蓋の取付け、原子炉容器ふた取外し準備等のために、1次冷却系の水位を原子炉ノズルセンター付近まで低下させたPOSである。1次冷却系の保有水量が減少している状態にあることから、余熱除去ポンプのキャビテーションを生じる可能性がある。また、原子炉停止後の経過期間が短く崩壊熱が大きいことから余熱除去系による冷却が停止した場合の燃料損傷までの時間余裕が他の状態に比べて小さいため、停止時PRAにおいて、特に重要となるプラント状態である。ミッドループ運転の概要図を第1.1.2.a-2図に示す。

【POS 6：原子炉キャビティ満水状態①（燃料の取出し時）】

燃料交換のために、原子炉キャビティを満水にした状態である。

原子炉キャビティが満水状態では余熱除去系による冷却が停止した場合でも、1次冷却系が飽和状態となり、さらに蒸発によって燃料が露出状態となるまでには多大な時間余裕が存在し、機器の復旧に期待できることから、本評価の対象外とした。

【POS 7：燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）】

燃料交換及び燃料検査のために燃料が原子炉容器から使用済燃料ピットへ移送されている状態である。この間は炉内に燃料が存在しないことから本評価の対象外とした。

【POS 8：原子炉キャビティ満水状態②（燃料の装荷時）】

新燃料及び検査の終了した燃料を炉心に装荷するために原子炉キャビティを満水にしている状態である。POS 6と同様に余熱除去系による冷却が停止した場合でも燃料損傷に至るまでには多大な時間余裕が存在し、機器の復旧に期待できることから、本評価の対象外とした。

【POS 9：余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）】

原子炉容器ふた取付け、蒸気発生器ノズル蓋の取外し等のために1次冷却系の水位を原子炉ノズルセンター付近まで低下させたPOSである。

前述したように水位の低下により余熱除去ポンプがキャビテーションを生じる可能性があり、また1次冷却系の保有水量が少なく、POS 5と比較して、崩壊熱は小さくなるものの、燃料損傷までの時間余裕が他の状態に比べて少ないことが特徴である。

【POS 10：余熱除去系による冷却状態④（1次冷却系は満水状態）】

1次冷却系の漏えい試験を実施するに先立って、1次冷却系を

満水状態とする。

【 P O S 1 1 : 1 次冷却系の漏えい試験（余熱除去系は一時的に隔離される。） 】

プラント起動に先立って、1 次冷却系の漏えい試験を実施する。1 次冷却系の圧力は定格圧力まで加圧されることから、余熱除去系は一時的に隔離される。漏えい試験実施後は再び 1 次冷却系の減圧を行い、余熱除去系による冷却状態に復帰させる。なお、当該 P O S については、1 次冷却系が高压であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、本評価の対象外とした。

【 P O S 1 2 : 余熱除去系による冷却状態⑤（1 次冷却系は満水状態） 】

余熱除去系による冷却状態に復帰した後、原子炉の起動に先立って原子炉は昇温、昇圧される。177℃以下では余熱除去系を運転しながら昇温を実施する。

【 P O S 1 3 : 余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）まで】

1 次冷却材温度が177℃に達すると余熱除去系を隔離し、主蒸気大気放出弁を使用しながら、高温停止状態まで原子炉の昇温、昇圧を実施し、非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除に至る。なお、当該 P O S については、1 次冷却系が高压であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、本評価の対象外とした。

【 P O S 1 4 : 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降） 】

非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除後の昇温、昇圧状態

から高温停止状態を1つのP O Sとして分類する。L O C Aが生じた場合には非常用炉心冷却設備は自動起動し、燃料の健全性を確保する。上述したとおり、非常用炉心冷却設備作動信号のブロック解除以降は出力運転時の評価に包含されるため、基本的に評価対象外としたが、反応度の誤投入については、本P O Sにおいてのみ発生の可能性があるため、反応度の誤投入のみ特別に本P O Sを評価対象とした。

また、緩和設備の使用可能性については、原子炉施設保安規定の要求事項を基に保守的に設定した。

分類したP O Sごとの継続時間を第1.1.2.a-3表に、緩和設備の使用可能性を第1.1.2.a-4表に示す。

1.1.2.b. 起回事象

起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、燃料損傷や格納容器破損へ波及する可能性のある事象のことである。

① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定方法

本プラントに適用する起回事象を以下の手法から検討し、選定を行った。

a. 原子力施設運転管理年報等による、当該プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー

国内P W Rプラントにおけるトラブル事例について、原子力施設運転管理年報及び原子力安全基盤機構（J N E S）で公開されているトラブル情報を基に調査した。

b. マスターロジックダイアグラムに基づく分析

マスターロジックダイアグラムを用いて起回事象の分析を行った。分析結果について第 1.1.2.b-1 図に示す。

燃料の過大な損傷要因としては、燃料棒や器物の落下に伴う「機械的損傷」と「燃料の過熱損傷」が考えられる。このうち「機

械的損傷」は、重量物の落下等損傷範囲が想定事象で一意的に同定されるものであり、停止時 P R A として取り扱う要素は少ない。

一方、「燃料の過熱損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不能」が考えられる。

「燃料の過出力」をもたらす事象として、「反応度の誤投入事象」が考えられる。一方、「燃料の冷却不能」をもたらす事象としては、「1 次冷却材流出」及び「崩壊熱除去失敗」が考えられる。

前者の「1 次冷却材流出」をもたらす事象として、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」、「水位維持失敗」及び「オーバードレン」事象が考えられる。

ここで、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」事象としては、配管破断（いわゆる L O C A）と、運転員による弁の誤操作等による 1 次冷却材の系外への流出が考えられる。このうち配管破断については、プラント停止中に 1 次冷却材圧力が低圧状態 (2.7MPa[gage]) 又は大気圧状態に置かれている場合では発生の可能性が極めて低いと考えられるため、本評価では、1 次冷却材圧力が低圧状態又は大気圧状態における弁の誤操作等による「1 次冷却材流出」を対象とする。

後者の「崩壊熱除去失敗」をもたらす事象としては、「余熱除去機能喪失」事象、「外部電源喪失」事象及び「原子炉補機冷却機能喪失」事象が考えられるため、これらも燃料損傷に至る起因事象として考慮する。

c. 国内外での既往の P R A による知見の活用

既往の P R A 研究で選定された起因事象について調査を実施した。調査結果について第 1.1.2.b-1 表に示す。

以上により同定した起因事象は以下のとおりである。

- ・余熱除去機能喪失
- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

- ・ 水位維持失敗
- ・ オーバードレン
- ・ 外部電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 反応度の誤投入
- ・ インターフェイスシステム L O C A
- ・ 低温過加圧事象
- ・ 主給水流量喪失
- ・ 過渡事象
- ・ 2 次冷却系の破断
- ・ 蒸気発生器伝熱管破損

(2) 同定した起因事象の除外

同定した起因事象のうち、以下に示す起因事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。

a. インターフェイスシステム L O C A

停止時 P R A の評価対象期間においては、長時間にわたり原子炉容器が開放されている。また、原子炉容器が開放されていない期間においても、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて 1 次冷却材圧力が高圧になることはなく、インターフェイスシステム L O C A の発生する確率は非常に小さい。また、本評価においては、1 次冷却系が高圧の状態は出力運転時の評価に包絡されとの判断で評価対象外としているため、起因事象から除外した。

b. 低温過加圧事象

低温過加圧事象は、停止時に 1 次冷却系が低温にあり、かつ閉止状態において、加圧事象が生じた場合に発生する。加圧事象の原因となり得る設備については、運転モードごとに使用できる状

態の系統、トレンを制限して、発生の可能性を低減している。また、加圧事象に至る原因としては高圧注入系の誤起動等が考えられるが、低温時には加圧器逃がし弁動作圧力は低圧設定となる低温過加圧防止装置が設置されており、低温過加圧事象が生じるには、加圧事象発生と過加圧防止設備不動作の重畳が必要となること、また、加圧器安全弁の取外しや加圧器逃がし弁の動作台数の確保等の過加圧防止対策を実施することから、その発生確率は非常に低いと考えられるため、起因事象から除外した。

c. 過渡事象、2次冷却系の破断、蒸気発生器伝熱管破損、主給水流量喪失

本評価においては1次冷却系が低圧の状態でも余熱除去系による冷却を行っている期間を評価対象としており、仮にこれらの事象が発生した場合でも、余熱除去系による冷却機能を喪失することは無いと考えられることから、これらの事象は評価対象とする起因事象から除外した。また、起因事象の選定に当たって参考とした、プラント停止状態におけるPRAの既往研究においては、これらの起因事象も対象とされている例^{1,2}があったが、炉心損傷頻度に対する寄与が非常に小さい結果が得られている。

¹ IPSN, "A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900MWe Pressurized Water Reactor", Main Report, April 1990.

² EDF, "A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300MWe)", Overall Report, May 31, 1990.

(3) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化するには、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり、同一グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起因事象であるため、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることの

できる起因事象をグループ化することとしている。ただし、本評価においては、「水位維持失敗」及び「オーバードレン」を「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」内にグループ化することが可能であるが、詳細な評価を実施するために個別に算出した。

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象は以下の7事象とした。

- ・ 余熱除去機能喪失

余熱除去系の弁やポンプの故障により余熱除去機能が喪失する事象。運転中の余熱除去系1系列が機能喪失し、さらに待機側の運転に失敗することで余熱除去機能が喪失する事象を想定する。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

配管破断か運転員の弁の誤操作等により1次冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には、配管破断による1次冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作等による1次冷却材の流出を対象とする。

- ・ 水位維持失敗

ミッドループ運転中に何らかの原因により炉心水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象。

- ・ オーバードレン

1次冷却材水抜き操作時に、炉心水位がミッドループまで低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低下が継続する事象。

- ・ 外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内交流電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・ 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系の弁やポンプ等の故障により、原子

炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・ 反応度の誤投入

希釈操作時に、必要な希釈量の算出又は設定に失敗し、異常の察知にも失敗する事象。

(4) 起回事象の発生頻度評価

起回事象の発生頻度は、次のa.～c.の手法を用いて算出した。

a. 出力運転時及び停止時の運転実績より算出

次に示す起回事象は、出力運転状態に関係なく発生する事象であるため、出力運転時及び停止時の運転経験から得られた起回事象の発生件数と運転期間（運転時間又は暦日等）を用いて算出した発生頻度を適用した。

- ・ 外部電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失

具体的な発生頻度の評価方法については、出力運転時 P R A と同様である。

b. 停止時の運転実績より算出

a.以外の停止時特有の起回事象のうち次の起回事象については、停止時のプラントの運転経験から得られた起回事象の発生件数と運転期間（運転時間又は暦日等）を用いて算出した。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
- ・ 余熱除去機能喪失

これらのうち、余熱除去機能喪失は余熱除去系の故障として平成 23 年 3 月 31 日までに国内で 1 件の発生実績があるが、原子炉冷却圧力材バウンダリ機能喪失は発生実績が無く、発生件数を 0.5 件として評価した。

○原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / 612,397 = 8.2 \times 10^{-7} \text{ (/h)}$$

612,397 : 余熱除去系運転時間(h)

○余熱除去機能喪失の発生頻度※

$$= 1 / 612,397 = 1.6 \times 10^{-6} \text{ (/h)}$$

612,397 : 余熱除去系運転時間(h)

※本起因事象としては、運転中の余熱除去系の故障頻度 ($1.6 \times 10^{-6} \text{ (/h)}$) に、システム解析にて算出した待機中の余熱除去系による冷却失敗確率を乗じた頻度が発生頻度となる。

待機中の余熱除去ポンプ起動失敗確率は、時間的な余裕を考慮して、POS ごとに次の値となる。

POS 4、5 $2.7 \times 10^{-1} \text{ (/demand)}$

POS 9 $6.5 \times 10^{-3} \text{ (/demand)}$

POS 10、12 $4.7 \times 10^{-3} \text{ (/demand)}$

したがって、POS ごとの本起因事象発生頻度は、

POS 4、5 $4.3 \times 10^{-7} \text{ (/h)}$ (150h)

POS 9 $1.0 \times 10^{-8} \text{ (/h)}$ (101h)

POS 10、12 $7.6 \times 10^{-9} \text{ (/h)}$ (139h)

となる。ここで、()内の時間は当該POSの継続時間であり、重み付けして平均すると、

$$1.7 \times 10^{-7} \text{ (/h)}$$

となる。

c. システム解析により算出

発生がミッドループ運転時又は原子炉起動操作時に限定される次の3つの起因事象については、発生実績が0件である上に運転実績がb.の起因事象に比べても極めて少なくなり、発生件数を0.5件と仮定すると過度に保守的な評価となる。したがって、システム信頼性解析による評価を実施した。

- ・ 水位維持失敗
- ・ オーバードレン
- ・ 反応度の誤投入

○水位維持失敗の発生頻度

ミッドループ運転中の水位低下事象の発生を起点として、水位計の監視に基づく通常のドレン停止（水位回復）操作及び（バックアップとして）警報発信に基づくドレン停止（水位回復）操作に対して、人的過誤確率及び機器故障率を見込むことで評価を行った。

具体的には、ミッドループ運転中の抽出流量の調整に係る機器故障率、調整失敗及び水位計読取り失敗の人的過誤確率を考慮した結果、 2.4×10^{-3} の確率で水位低警報が発信するとし、また、警報発信後の操作失敗の人的過誤確率、機器故障率を考慮した結果、水位維持失敗発生頻度は

$$4.1 \times 10^{-6} \quad (\text{/ミッドループ})$$

となった。

○オーバードレンの発生頻度

停止時の1次冷却材水抜き操作はPOS5及びPOS9において必ず（確率1で）実施されることを起点として、通常のミッドループ水位での停止操作及び（バックアップとして）警報発信に基づくドレン停止操作に対して、人的過誤確率及び機器故障率を見込むことで評価を行った。本評価の考え方については、水位維持失敗と同じであり、評価の結果、オーバードレン発生頻度は

$$4.1 \times 10^{-6} \quad (\text{/demand})$$

となった。

○反応度の誤投入の発生頻度

反応度の誤投入としては、「臨界到達までの時間余裕が厳しい条件として原子炉起動前の停止状態において、1次冷却系への純水注入により、1次冷却材が希釈される」事象の発生が想定される1次冷却系への純水注水として、「希釈ラインの故障」及び「希釈中の操作誤り」が考えられる。「希釈ラインの故障」については、希釈ライン上の複数の弁において内部リークが発生し、1次冷却系に純水が大量流入することにより事象が発生するが、その頻度は 1.0×10^{-10} （／炉年）を大きく下回り十分小さい。一方、「希釈中の操作誤り」については希釈量設定及び係数率監視のための運転員操作を考慮し、THERP解析によりヒューマンエラーを評価した結果、反応度の誤投入の発生頻度は、

$$5.3 \times 10^{-8} \text{ (/demand)}$$

と評価した。

制御棒による反応度の誤投入については、PWRの制御棒は自重で炉心に挿入される設計であり、定期検査時には制御棒は燃料に挿入された状態となるとともに、起動時を除く期間については、ほう酸水により未臨界度が確保された状態となる。また、起動時の制御棒操作に際しては事前に手順の十分な確認のうえ操作を実施するとともに、核計装系による監視、制御棒引き抜き阻止のインターロック及び関連する警報が独立に設けられていることを踏まえ、事象が発生する確率は非常に小さいと考え本評価においては評価対象外と判断した。

以上の算出結果をまとめて、第1.1.2.b-2表に示す。また、POSごとの起因事象発生頻度について、第1.1.2.b-3表に示す。

なお、高浜1号炉及び2号炉においては、本評価で挙げた起因事象はいずれも発生しておらず、起因事象発生頻度の観点でプラント固有の特徴は見受けられない。

1.1.2.c. 成功基準

既往のPRAや熱水力解析結果を反映し、燃料損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

① 成功基準の一覧表

【燃料損傷判定条件】

○一般的な燃料損傷判定条件

有効燃料長頂部が露出した状態とする。

○反応度の誤投入時の燃料損傷判定条件

臨界に達した状態とする。

（本評価では反応度の誤投入に対する緩和策に期待しないため、保守的に上記のように設定する。）

【起因事象ごとの成功基準】

○安全機能として期待できるか否かの判断基準を以下に示す。

1) 除熱機能：熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回るか

2) 注水機能：蒸発量を補うだけの注水が可能か（除熱機能）
又は流出力を補うだけの注水が可能か（冷却材流出時）

○余熱除去系及び非常用所内交流電源の成功基準は、単一故障が発生しても、系統全体の機能は喪失しないという条件で設定。

起因事象「外部電源喪失」の成功基準は、以下のとおりである。

イベントヘディング	機能	成功基準
非常用所内交流電源	ディーゼル発電機	1/2台
余熱除去系による冷却	ポンプ	1/2ポンプ
	熱交換器	1/2熱交換器
	ループ	1/3ループ

なお、「外部電源喪失」以外は有効な緩和系が存在しないため、成功基準も存在しない。

【対処設備動作までの余裕時間及び使命時間】

○余裕時間

事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間を、以下のとおり設定した。

対象操作	待機側ポンプ起動による余熱除去回復				
POS	POS 4	POS 5	POS 9	POS 10	POS 12
余裕時間 (分)	10	10	30	60	60

その設定根拠について以下に示す。

(1) 余熱除去機能喪失（1系統運転時）又は外部電源喪失の発生時

対象操作：待機側ポンプ起動による余熱除去系回復

余裕時間：以下のとおり

a. 前半ミッドループ運転時（POS 5）

第 1.1.2.c-1 図に示す崩壊熱曲線に基づき、以下のとおり 1 次冷却系保有水沸騰時間を算出した。崩壊熱曲線は、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年 7 月 20 日原子力安全委員会決定、平成 4 年 6 月 11 日一部改訂）」において使用が認められている日本原子力学会推奨値（不確定性（ 3σ ）込み）を用いた。アクチニド崩壊熱に関しては十分実績のある ORIGEN2 コード評価値（不確定性（20%）込み）を用い、保守的に崩壊熱を設定した。

・燃料取替えを考慮した崩壊熱

11：崩壊熱曲線から予測される崩壊熱(MW)

・1次冷却系保有水昇温率

1次冷却系保有水昇温率

= 評価上の崩壊熱 ÷ (保有水量 × 水の比熱)

= $11 \times 60 \div (7.3 \times 10^4 \times 4.2 \times 10^{-3})$

$$= 2.2(^{\circ}\text{C}/\text{min})$$

7.3×10^4 : 保有水量 (ミッドループ運転時)
(kg)

- ・ 1 次冷却系保有水沸騰時間

1 次冷却系保有水沸騰時間

= 沸点との温度差 ÷ 予測される昇温率

$$= 30 \div 2.2$$

$$= 14(\text{min})$$

(水抜き開始時に 65°C 以下に維持するが、保守的に初期の水温を 70°C と設定)

すなわち、沸騰までの時間は、14 分と評価したが、診断失敗確率に使用する時間は、10 分と設定した。

b. 後半ミッドループ運転時 (POS9)

第 1.1.2.c-1 図に示す崩壊熱曲線に基づき、以下のとおり 1 次冷却系保有水沸騰時間を算出した。

- ・ 燃料取替えを考慮した崩壊熱

5.0 : 崩壊熱曲線から予測される崩壊熱(MW)

- ・ 1 次冷却系保有水昇温率

1 次冷却系保有水昇温率

= 評価上の崩壊熱 ÷ (保有水量 × 水の比熱)

$$= 5.0 \times 60 \div (7.3 \times 10^4 \times 4.2 \times 10^{-3})$$

$$= 0.98(^{\circ}\text{C}/\text{min})$$

- ・ 1 次冷却系保有水沸騰時間

1 次冷却系保有水沸騰時間

= 沸点との温度差 ÷ 予測される昇温率

$$= 30 \div 0.98$$

$$= 31(\text{min})$$

すなわち、沸騰までの時間は、31 分と評価したが、診断失敗確率に使用する時間は、30 分と設定した。

c. 炉停止後余熱除去系隔離解除から水抜き開始まで（POS 4）

POS 4においては、崩壊熱は高いレベルにあるが1次冷却系保有水が多く、また、余熱除去系隔離解除後の1次冷却材温度及び圧力が比較的高い時点では1次冷却材ポンプを運転し蒸気発生器での除熱も行っている。当該状態については、1次冷却系が満水状態であり、蒸気発生器による除熱も期待されるため、POS 5より十分時間余裕があると考えられるため、保守側の判断として診断失敗確率に使用する時間は10分とした。

d. 後半ミッドループ運転後の1次冷却系満水から余熱除去系隔離まで

（POS 10、POS 12）

POS 10及びPOS 12においては、崩壊熱レベルが低く、また、1次冷却系満水で保有水量も多いため少なくとも60分以上の許容時間が見込める。保守側の判断として診断失敗確率に使用する時間は60分とした。

○使命時間

本評価では、事故後24時間までの安定冷却が可能であれば、それ以降の時間で仮に不具合が発生したとしても、ある程度崩壊熱は除去されており、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できると工学的に判断し、24時間を使命時間として設定した。

【熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性】

成功基準のために熱水力解析を実施していない。

1.1.2.d. 事故シーケンス

事故シーケンスとは、燃料損傷等に至るまでの、起因事象の発生

及び各種安全機能喪失の組合せのことである。

① イベントツリー

各起因事象に対して、燃料損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、燃料損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を燃料損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第1.1.2.d-1 (a)図～第1.1.2.d-1 (g)図に示す。

1.1.2.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功、失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功、失敗確率を決めるために、フォールトツリー法によるシステム信頼性解析を実施した。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.2.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.2.e-2表に示す。

【サポート系】

1. 外部電源系
2. 交流電源系
3. 直流電源系

4. 計器用電源系
5. 信号系
6. 制御用空気系
7. 換気空調系
8. 原子炉補機冷却海水系
9. 原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

10. 余熱除去系

【その他の系統】

11. RCS注入逆止弁周辺機器

② システム信頼性評価手法

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき、評価対象としたシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。

定量化に当たっては、起因事象と緩和設備の従属性や、緩和設備間の従属性を考慮した。これらの従属性により発生しうる共通要因故障を、条件付分岐確率イベントツリー法を用いて評価した。また、同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられている複数機器の故障については、型式、機能、環境、運用方法等に基づく共通要因故障を、MGL法を用いて評価した。システム信頼性評価の例を第1.1.2.e-1図に示す。

③ システム信頼性評価の結果

システム信頼性評価の結果について、事故シーケンスの定量化

においては、条件付分岐確率イベントツリー法を用いるため、サポート系の状態ごとに、アンアベイラビリティを定量化した。

- ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠
本評価において、フォールトツリー法を用いずに、技術的判断で非信頼度を求めたものはない。

1.1.2.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通要因故障パラメータ並びに試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

① 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保修による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会（J A N S I）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA（<http://www.nucia.jp/>）で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月）、電中研報告P00001、

（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリにしたがっている。

なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。

③ 機器復帰の取り扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価においては、故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④ 待機除外確率

定期検査期間中には、出力運転時と異なり、検査や保守を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。この期間は定期検査によって変わり得るが、本評価では原子炉施設保安規定で定める運転上の制限を考慮し、設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して、保守的に各POSに対する待機状態を設定した。

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

共通要因故障パラメータについては、NUREG/CR-5497（停止時PSA学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用する。MGLモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通要因故障パラメータである。

1.1.2.g. 人的過誤

人間信頼性解析は、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。本作業では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過

程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック
(NUREG/CR-1278)の T H E R P (Technique for Human Error
Rate Prediction)手法を使用して評価した。

(1) 起因事象発生前人的過誤

起因事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験、保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

運転操作エラー項目	操作場所	操作過誤確率	E F
弁の操作忘れ	現場	1.6E-03	4

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は運転基準（手順書）に記載されている手順にしたがって、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。本評価においては、運転員が行う以下の行為を人的過誤の評価対象とする。

a. 診断失敗

運転基準（手順書）へのエントリー失敗を、診断過誤として取り扱う。なお、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。なお、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転基準（手順書）の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率は下表のとおりである。

診断項目	診断過誤確率
外部電源喪失時の余熱除去系再起動 (P O S 4、5)	2.7E-2
外部電源喪失時の余熱除去系再起動 (P O S 9)	2.7E-4
外部電源喪失時の余熱除去系再起動 (上記以外)	8.5E-4

b. 操作失敗及び読取り失敗

操作失敗については、運転基準（手順書）に記載された操作の中で、燃料損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定する。

読取り失敗については、運転基準（手順書）に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取り」として扱い、同定対象とする。読取りに失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取り失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が十分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の操作失敗に係る人的過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー項目	操作場所	操作過誤確率	E F
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8
計器の読取失敗 (デジタル表示)	中央制御室	8.3E-04	4

(3) 起因事象発生に係わる人的過誤

水位維持失敗、オーバードレン及び反応度の誤投入の起因事象発生において、人的過誤を考慮した。本人的過誤では(2)b.と同様の考え方にに基づき、操作失敗及び読取り失敗を取り扱っている。

1.1.2.h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤確率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計

算する。

炉心損傷頻度の算出のため、事故シーケンスの定量化を行った。事故シーケンスの定量化は、R I S K M A Nコードにより実施し、大イベントツリー／小フォールトツリー法で作成されたモデルに適用される、条件付分岐確率イベントツリー法を用いた。

また、停止時 P R Aにおける炉心損傷頻度は、分類された各 P O S の燃料損傷確率を合算することによって1回の停止当たりの燃料損傷確率を算出しており、1回の停止は通常時約1年に1回行われるため、算出した燃料損傷確率を年当たりの炉心損傷頻度（／炉年）とみなすことで得ることができる。

② 炉心損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 4.2×10^{-4} （／炉年）となった。起因事象別・P O S 分類別の炉心損傷頻度の内訳並びに主要事故シーケンス及び主要カットセットを、第1.1.2.h-1表及び第1.1.2.h-2表に示す。また、事故シーケンス別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.2.h-3表に示し、P O S 別、起因事象別の炉心損傷頻度割合を第1.1.2.h-1図及び第1.1.2.h-2図に示す。

P O S 分類別の時間当たりの炉心損傷頻度では、第1.1.2.h-1表で示すとおり崩壊熱が高く燃料損傷までの許容時間の短い前半 P O S （P O S 4 及び P O S 5）において、炉心損傷頻度が高くなっている。全炉心損傷頻度については第1.1.2.h-1図に示すとおり、ミッドループ運転の期間である、P O S 5、P O S 9で大きくなっている。

起因事象別の結果では、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の寄与が最も大きくなっている。次いで、余熱除去機能喪失となっている。原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は、停止時の各プラント状態を通じて、緩和策無く発生する起因事象であり、頻度が大きい。また、余熱除去機能喪失は、炉心燃料からの崩壊熱量と1次冷却系保有水量のバランスにより運転操作に係る余裕時

間が異なる。

評価結果の分析として余熱除去機能喪失事象に対して、POS別の炉心損傷頻度を導出した。

POS別の余熱除去機能喪失の炉心損傷頻度割合を第1.1.2.h-3図に示す。原子炉停止後の期間が比較的短いPOS 4、POS 5での炉心損傷頻度が高い傾向となっていることを確認した。また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度割合を第1.1.2.h-4図に示す。

この結果を基に、事故シーケンスグループ別で分析すると、原子炉冷却材の流出が支配的となっている。次いで、余熱除去機能喪失が分類される崩壊熱除去機能喪失となっている。

③ 重要度解析

全炉心損傷頻度に対するFussel-Vesely（以下「FV」という。）重要度及びリスク増加価値（以下「RAW」という。）を評価し、全炉心損傷頻度への寄与の大きい因子を分析した。

(1) FV重要度

FV重要度は、燃料損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標である。FV重要度の評価結果を、第1.1.2.h-4表に示す。

評価の結果、第1位は「運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 10分）（POS 4、5：余熱除去機能喪失時）」の約15%、第2位は「運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 10分）（POS 4、5：外部電源喪失時）」の約0.5%、第3位は「青葉線及び高浜線(500kV) 送電線 喪失」「運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 30分）（POS 9：余熱除去機能喪失時）」の約0.1%となった。

第1位のFV重要度が約15%、第2位以降は、0.5%以下となっていることから、全炉心損傷頻度の大部分は、緩和系の失敗ではなく、緩和系に期待できない起因事象の発生によるものであるこ

とが分かる。

(2) R A W

R A Wは、対象となる事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標である。R A Wの評価結果を、第1.1.2.h-5表に示す。

評価の結果、R A Wの上位は約3で同等の値を示していることから、機器故障やヒューマンエラーの発生で、燃料損傷に至るものが多数存在することがわかる。

④ 不確実さ解析

起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤等のパラメータが持つばらつき（不確実さ）が炉心損傷頻度に与える影響（炉心損傷頻度の平均値及びエラーファクター（E F））を評価した。不確実さ解析の結果を、第1.1.2.h-6表に示す。

評価の結果、全炉心損傷頻度（点推定値）は 4.2×10^{-4} （／炉年）であったが、不確実さ解析の結果、炉心損傷頻度（平均値）は 4.3×10^{-4} （／炉年）、不確実さ幅を示すエラーファクター（E F）は5.9となり、各パラメータの不確実さの影響により、上限値と下限値の間に約35倍の不確実さ幅がある結果となった。

⑤ 感度解析

炉心損傷頻度に影響する因子として、運転中の充てん／高圧注入ポンプに期待できるとした場合に着目し、全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きい原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を対象に感度解析を実施した。感度解析の結果を第1.1.2.h-7表に示す。

感度解析の結果、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の炉心損傷頻度は 3.2×10^{-7} （／炉年）となり基本ケースから約1/1000に低減し、全炉心損傷頻度は 9.7×10^{-5} （／炉年）となり基本ケースから約1/4に低減した。

運用上は運転が継続している充てん系に期待するだけでも、炉心損傷頻度が上記の程度まで低減することが分かった。

第 1.1.2.a-1 表 系統設備概要

原子炉保護系	2 トレン リレー方式 制御棒 48 本
余熱除去系	余熱除去ポンプ 2 台（うず巻型） ポンプ容量 約 850 m ³ /h/台
ディーゼル発電機	横置回転界磁・三相同期発電機 2 台 発電容量 約 4,875kVA/台
直流電源設備	蓄電池 2 組 容量 約 2,200A・h/組
原子炉補機冷却水系	1 次系冷却水ポンプ 4 台（うず巻型） ポンプ容量 約 1,100 m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ 4 台（縦置斜流式） ポンプ容量 約 3,200 m ³ /h/台

第 1.1.2.a-2 表 高浜 1 号炉定検の工程継続時間の比較

P O S	工程	工程継続時間(h)			
		第 23 回定検	第 24 回定検	第 25 回定検※	第 26 回定検
P O S 4	余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系満水）	43	50	429	42
P O S 5	余熱除去系による冷却状態② （ミッドループ運転状態、燃料取出し前）	98	92	173	108
P O S 9	余熱除去系による冷却状態③ （ミッドループ運転状態、燃料取出し後）	117	276	112	101
P O S 1 0	余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系満水）	53	109	250	85
P O S 1 2	余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系満水）	57	108	42	54
	合計	368	635	1006	390

※高浜 1 号炉第 25 回定検は長期定検。

第 1.1.2.a-3 表 各プラント状態の分類

プラント状態 (POS)	POSの継続時間(h)
4	42
5	108
9	101
1 0	85
1 2	54
合計	390

第 1.1.2.a-4 表 緩和設備の使用可能性

系統	上段:プラント状態／下段:運転モード														
	(1) 部分出力 状態	(2) 高温停止 状態(SI ブロックま で)	(3) 高温停止 状態 (RHR運 転開始ま で)	(4) RHRによ る冷却① (RCS満 水)	(5) RHRによ る冷却② (前半ミッ ドループ)	(6) 原子炉 キャビティ 満水	(7) 燃料取り 出し状態	(8) 原子炉 キャビティ 満水	(9) RHRによ る冷却③ (後半ミッ ドループ)	(10) RHRによ る冷却④ (RCS満 水)	(11) 1次冷却 系の漏え い試験	(12) RHRによ る冷却⑤ (RCS満 水)	(13) 高温停 止状態 (RHR隔 離以降)	(14) 高温停 止状態 (SIブロッ ク以降)	(15) 部分出 力状態
	1,2	3	3	4,5	5,6	6	—	6	6,5	5	4	5	3	3	2,1
主変圧器	—	—	—	1/0/0	1/0/0	—	—	—	1/0/0	1/0/0	—	1/0/0	—	—	—
予備変圧器	—	—	—	0/1/0	0/0/1	—	—	—	0/0/1	0/0/1	—	0/0/1	—	—	—
非常用AC電源	—	—	—	2/0/0	2/0/0	—	—	—	2/0/0	2/0/0	—	2/0/0	—	—	—
ディーゼル発電機	—	—	—	0/2/0	0/1/1	—	—	—	0/1/1	0/1/1	—	0/1/1	—	—	—
バッテリー	—	—	—	0/2/0	0/2/0	—	—	—	0/2/0	0/2/0	—	0/2/0	—	—	—
海水ポンプ	—	—	—	2/0/2	2/0/2	—	—	—	2/0/2	2/0/2	—	2/0/2	—	—	—
1次系冷却水ポンプ	—	—	—	2/0/2	2/0/2	—	—	—	2/0/2	2/0/2	—	2/0/2	—	—	—
余熱除去ポンプ	—	—	—	1/1/0	1/1/0	—	—	—	1/1/0	1/1/0	—	1/1/0	—	—	—

凡例：運転台数／待機台数／待機除外台数

第 1.1.2.b-1 表 考慮している起因事象の比較

起因事象	NSAC-84(Zion)	NUREG/CR-5015(Zion)	フランス P R A ※1,2	JNES 検討※3	本評価 (高浜 1 号炉及び 2 号炉)
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失 (配管破断)	—	—	○	—	—
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失 (弁の誤開)	○	○	—	○	○
インターフェイスシステム L O C A	—	—	○	—	—
2 次冷却系の破断	—	—	○	—	—
蒸気発生器伝熱管破損	—	—	○	—	—
ヒートシンク喪失	—	—	○	—	○ (原子炉補機冷却機能喪失)
主給水流量喪失	—	—	○	—	—
外部電源喪失	○ (余熱除去機能喪失で評価)	○	○	○	○
過渡事象	—	—	○	—	—
反応度の誤投入	—	—	○	○	○
余熱除去機能喪失	○	○	—	○	○
低温過加圧事象	○	—	—	—	—
水位維持失敗／オーバー dren	—	—	—	○	○

※ 1 : IPSN, " A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor" ,Main Report, April 1990.

※ 2 : EDF, " A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre(1300 MWe)" ,Overall Report, May 31, 1990.

※ 3 : JNES, " JNES における PSA 手法の標準化＝停止時内の事象レベル 1 PSA 手法＝に関する報告書" , 別冊 1, 平成 20 年 8 月.

第 1.1.2.b-2 表 起因事象発生頻度（平成 23 年 3 月 31 日迄）

起因事象	対象期間	発生頻度
余熱除去機能喪失※	余熱除去系 1 系列運転時	1.7E-07 (/h)
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	1 次冷却系低圧時	8.2E-07 (/h)
水位維持失敗	ミッドループ運転時	4.1E-06 （/ミッドループ）
オーバードレン	水抜き中	4.1E-06 (/demand)
外部電源喪失	出力運転時を含めた全期間	5.5E-07 (/h)
原子炉補機冷却機能喪失	出力運転時を含めた全期間	2.3E-08 (/h)
反応度の誤投入	出力運転時を含めた全期間	5.3E-08 (/demand)

※起因事象発生頻度は、待機中のポンプ起動失敗も含む値として評価した。

第 1.1.2.b-3 表 P O S 別起因事象発生頻度（／炉年）

プラント状態		期間 (h)	原子炉 冷却材圧力 バウンダリ 機能喪失	水位維持 失敗	オーバー ドレン	余熱除去 機能喪失※	外部電源 喪失	原子炉 補機冷却 機能喪失	反応度の 誤投入
P O S 4	余熱除去系による冷却状態 ①（１次冷却系は満水状態）	42	3.4E-05	—	—	1.8E-05	2.3E-05	9.6E-07	—
P O S 5	余熱除去系による冷却状態 ②（ミッドループ運転状態）	108	8.8E-05	4.1E-06	4.1E-06	4.6E-05	5.9E-05	2.5E-06	—
P O S 9	余熱除去系による冷却状態 ③（ミッドループ運転状態）	101	8.3E-05	4.1E-06	4.1E-06	1.1E-06	5.6E-05	2.3E-06	—
P O S 1 0	余熱除去系による冷却状態 ④（１次冷却系は満水状態）	85	7.0E-05	—	—	6.5E-07	4.7E-05	2.0E-06	—
P O S 1 2	余熱除去系による冷却状態 ⑤（１次冷却系は満水状態）	54	4.4E-05	—	—	4.1E-07	3.0E-05	1.2E-06	—
P O S 1 4	高温停止状態（非常用炉心冷 却設備作動信号ブロック解 除以降）	63	—	—	—	—	—	—	5.3E-08

※起因事象発生頻度は、待機中のポンプ起動失敗も含む値として評価した。

第 1.1.2.e-1 表 相互依存表(1/2)

サポート系 (影響を与える側) フロントライン系 (影響を受ける側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
	○	○				○

※ 使命時間内においては、換気空調系が喪失しても余熱除去系は喪失しないため、相互依存は無いと判断した。

第 1.1.2.e-2 表 相互依存表(2/2)

サポート系（影響を与える側） サポート系 （影響を受ける側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
電源系 ※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系	○	○		○		○
換気空調系 ※2,3	○	○	○		○	
原子炉補機冷却海水系 ※2	○	○				
原子炉補機冷却水系 ※2	○	○			○	

※1 ディーゼル発電機の起動、継続運転のための信号系／換気空調系（ディーゼル発電機換気装置）／原子炉補機冷却海水系が必要であるため、モデル化を実施した。

※2 通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要であるため、モデル化を実施した。

※3 空調用冷水系には原子炉補機冷却海水系が必要であるためモデル化を実施した。

第 1.1.2.h-1 表 POS 分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度（／炉年）

プラント状態		期間 (h)	原子炉冷却材 圧力バウンダリ 機能喪失	水位維持 失敗	オーバー ドレン	余熱除去 機能喪失	外部電源 喪失	原子炉補機 冷却機能 喪失	反応度の 誤投入	合計
POS 4	余熱除去系による 冷却状態①（１次冷 却系は満水状態）	42	3.4E-05 (8.2E-07/h)	—	—	1.8E-05 (4.3E-07/h)	8.4E-07 (2.0E-08/h)	9.6E-07 (2.3E-08/h)	—	5.4E-05
POS 5	余熱除去系による 冷却状態②（ミッド ループ運転状態）	108	8.8E-05 (8.2E-07/h)	4.1E-06	4.1E-06	4.6E-05 (4.3E-07/h)	2.2E-06 (2.0E-08/h)	2.5E-06 (2.3E-08/h)	—	1.5E-04
POS 9	余熱除去系による 冷却状態③（ミッド ループ運転状態）	101	8.3E-05 (8.2E-07/h)	4.1E-06	4.1E-06	1.1E-06 (1.0E-08/h)	6.1E-07 (6.0E-09/h)	2.3E-06 (2.3E-08/h)	—	9.5E-05
POS 10	余熱除去系による 冷却状態④（１次冷 却系は満水状態）	85	7.0E-05 (8.2E-07/h)	—	—	6.5E-07 (7.6E-09/h)	5.4E-07 (6.3E-09/h)	2.0E-06 (2.3E-08/h)	—	7.3E-05
POS 12	余熱除去系による 冷却状態⑤（１次冷 却系は満水状態）	54	4.4E-05 (8.2E-07/h)	—	—	4.1E-07 (7.6E-09/h)	3.4E-07 (6.3E-09/h)	1.2E-06 (2.3E-08/h)	—	4.6E-05
POS 14	高温停止状態（非常 用炉心冷却設備自 動信号ブロック解 除以降）	—	—	—	—	—	—	—	5.3E-08	5.3E-08
合計（／炉年）		—	3.2E-04	8.2E-06	8.2E-06	6.6E-05	4.5E-06	9.0E-06	5.3E-08	4.2E-04

第 1.1.2.h-2 表 主要カットセット

(POS 5 における事故シーケンス：ディーゼル発電機 A、海水ポンプ A／B 待機除外)

事故シーケンス		条件付き炉心 損傷確率	非信頼度	寄与率	カットセット
起因事象	緩和手段				
外部電源喪失	非常用所内交流電源失敗	9.3E-3	2.3E-03	24.6%	①ディーゼル発電機 B 継続運転失敗
			1.6E-03	17.3%	②B ディーゼル発電機室排気口手動ダンパ戻し忘れ
			1.5E-03	16.2%	③ディーゼル発電機 B 起動失敗
			8.6E-04	9.3%	④海水ポンプ D 起動操作失敗
			8.3E-04	9.0%	⑤海水ヘッド圧力低警報読取失敗
外部電源喪失	余熱除去系による 冷却失敗	2.8E-2	2.7E-02	94.8%	①診断失敗
			8.6E-04	3.1%	②余熱除去系 B 系起動操作失敗
			3.5E-04	1.3%	③B 余熱除去クーラバイパス流量制御弁内部リーク
			8.0E-05	0.3%	④余熱除去ポンプ B 起動失敗
			4.8E-05	0.2%	⑤余熱除去ポンプ B シャ断器閉失敗

第 1.1.2.h-3 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度（／炉年）（注）
崩壊熱除去機能喪失	7.8E-05(18.8%)
全交流動力電源喪失	2.0E-06(0.5%)
原子炉冷却材の流出	3.4E-04(80.7%)
反応度の誤投入	5.3E-08(<0.1%)
合計	4.2E-04(100%)

（注）カッコ内は、全炉心損傷頻度に占める割合(%)。

第 1.1.2.h-4 表 F V 重要度評価結果

基事象	FV 重要度
1. 運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 10 分） （POS 4、5：余熱除去機能喪失時）	0.15
2. 運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 10 分） （POS 4、5：外部電源喪失時）	0.005
3. 青葉線及び高浜線(500kV) 送電線 喪失	0.001
3. 運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 30 分） （POS 9：余熱除去機能喪失時）	0.001
5. 運転員操作余熱除去ポンプ A,B 起動失敗（共通要因）	0.001 未満
5. 運転員操作 B 余熱除去クーラ冷却水出口弁 開失敗	0.001 未満
5.ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	0.001 未満
5. 運転員操作 余熱除去冷却 診断失敗（時間余裕 60 分） （POS 10、12：外部電源喪失・余熱除去機能喪失時）	0.001 未満
5. A ディーゼル発電機室排気口手動ダンパ戻し忘れ	0.001 未満
5. 運転員操作余熱除去ポンプ B 起動失敗	0.001 未満

第 1.1.2.h-5 表 RAW評価結果

基事象	RAW
1.運転員操作 余熱除去ポンプ A,B 起動失敗（共通要因）	2.8
1.余熱除去ポンプ A,B 起動失敗（共通要因）	2.8
1.余熱除去ポンプ A,B 継続運転失敗（共通要因）	2.8
1.余熱除去ポンプ A,B シャ断器 閉失敗（共通要因）	2.8
1.1 次系冷却水ポンプ A,C 継続運転失敗（共通要因）	2.8
1.1 次系冷却水ポンプ A,D 継続運転失敗（共通要因）	2.8
1.1 次系冷却水ポンプ B,C 継続運転失敗（共通要因）	2.8
1.1 次系冷却水ポンプ B,D 継続運転失敗（共通要因）	2.8
1.海水ポンプ A,C 継続運転失敗（共通要因）	2.8
1.海水ポンプ A,D 継続運転失敗（共通要因）	2.8

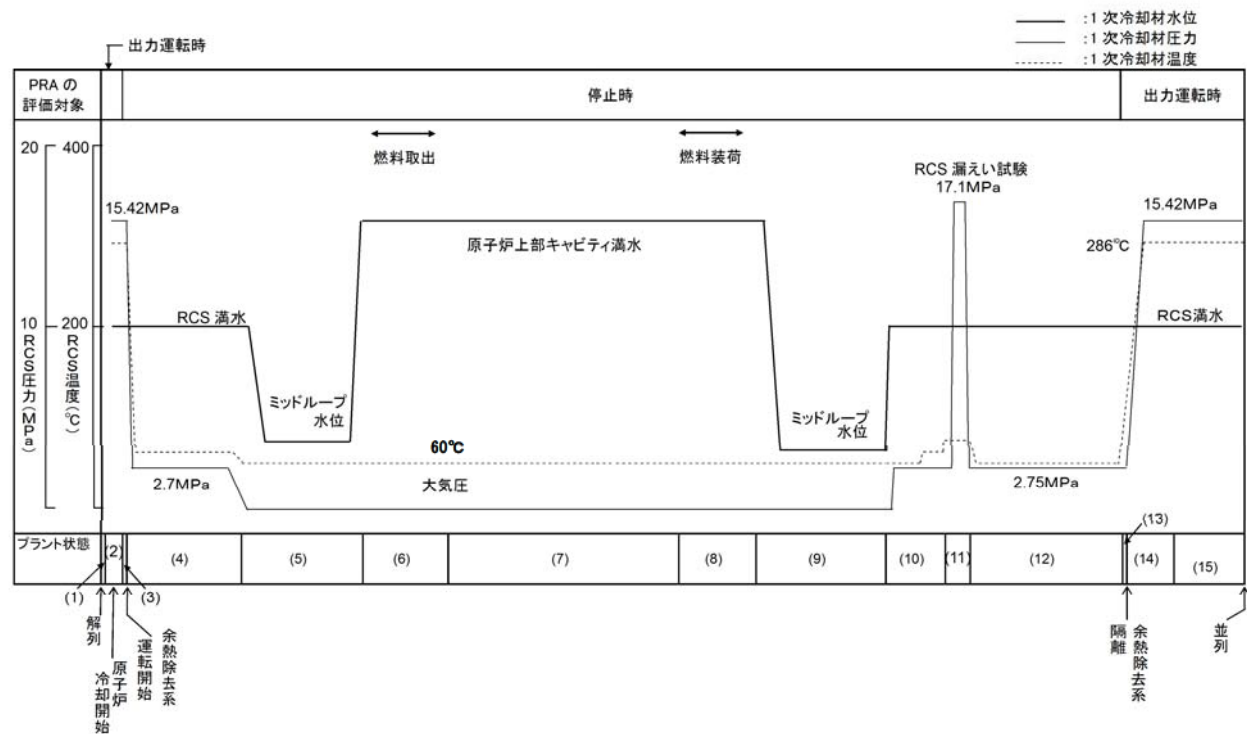
第 1.1.2.h-6 表 不確かさ評価結果

不確かさ	全炉心損傷頻度 (／炉年)
95%上限値	1.5E-03
平均値	4.3E-04
中央値	1.9E-04
5%下限値	4.3E-05
エラーファクター (E F)	5.9
点推定値	4.2E-04

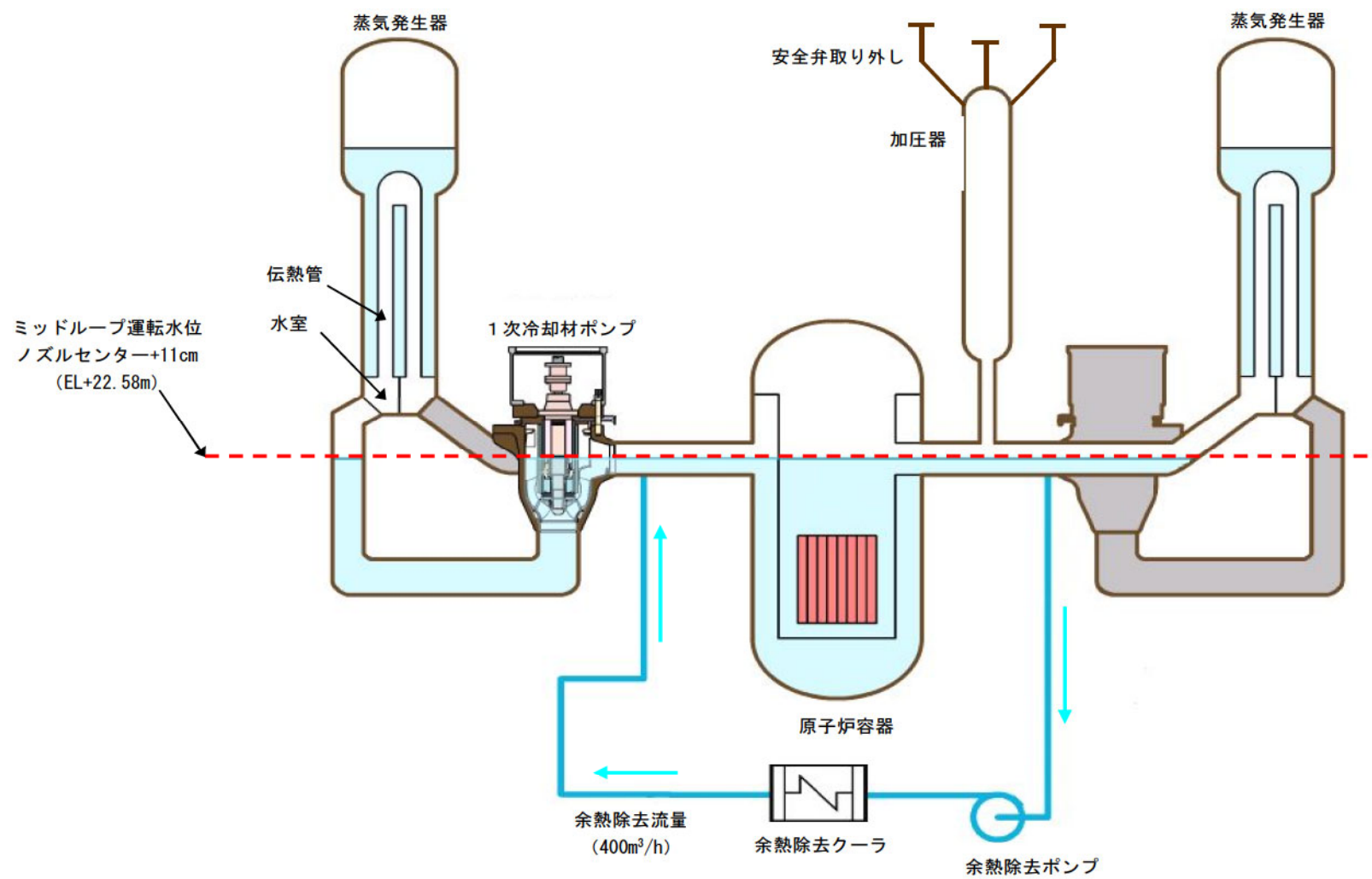
第 1.1.2.h-7 表 感度解析結果（POS 分類ごとの炉心損傷頻度）

プラント状態		期間 (h)	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失		合計	
			基本ケース	感度ケース	基本ケース	感度ケース
POS 4	余熱除去系による冷却状態①（1次冷却系は満水状態）	42	3.4E-05	3.4E-08	5.4E-05	2.0E-05
POS 5	余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	108	8.8E-05	8.8E-08	1.5E-04	5.9E-05
POS 9	余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	101	8.3E-05	8.3E-08	9.5E-05	1.2E-05
POS 10	余熱除去系による冷却状態④（1次冷却系は満水状態）	85	7.0E-05	7.0E-08	7.3E-05	3.2E-06
POS 12	余熱除去系による冷却状態⑤（1次冷却系は満水状態）	54	4.4E-05	4.4E-08	4.6E-05	2.0E-06
合計（／炉年）		—	3.2E-04	3.2E-07	4.2E-04	9.7E-05

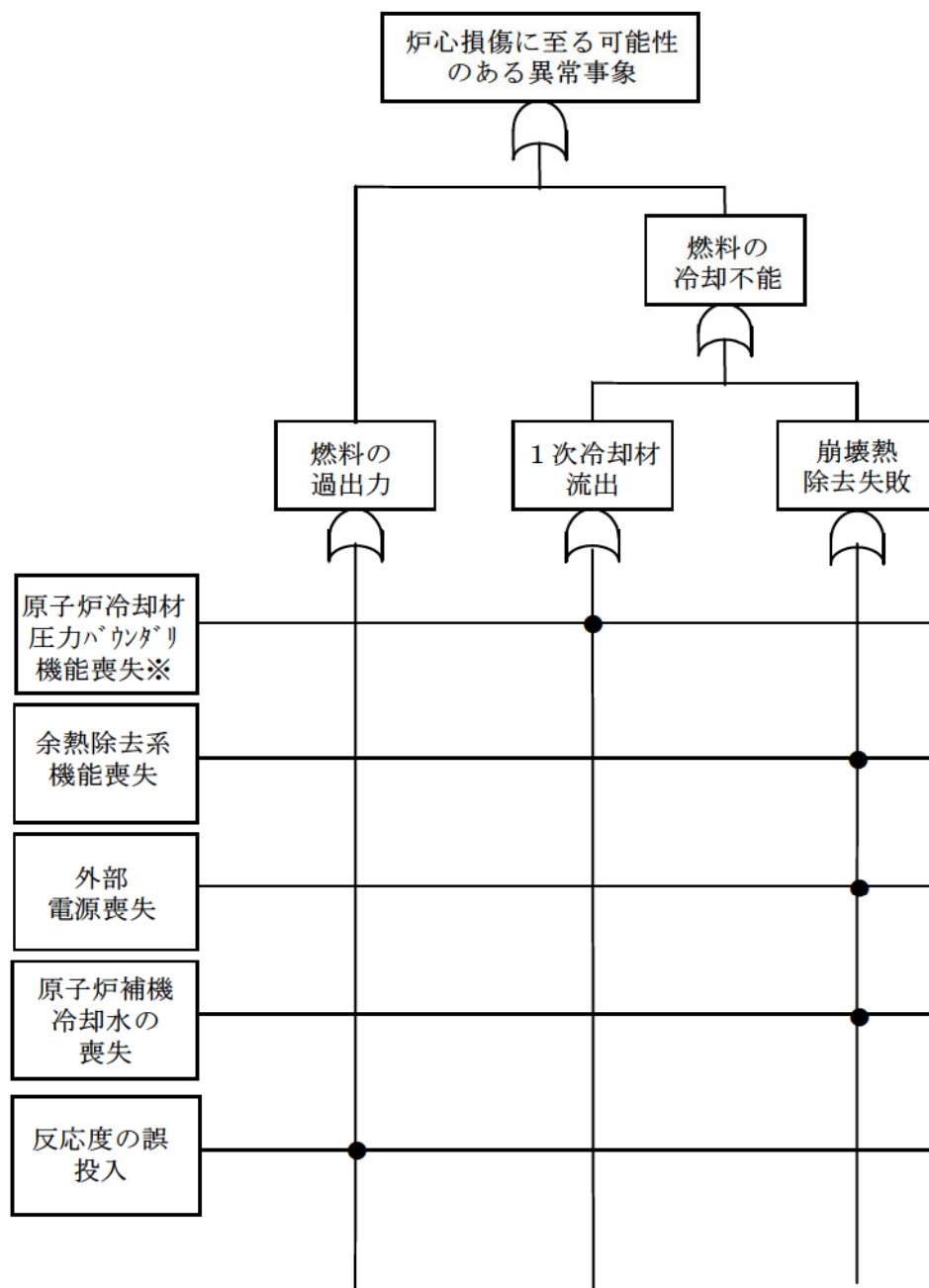
プラント 状態	高温停止 状態 (3)	RHR 運転① (4)	RHR 運転② (5)	原子炉上部 キャビティ 満水 (6)	燃料取り 出し状態 (7)	原子炉上部 キャビティ 満水 (8)	RHR 運転③ (9)	RHR 運転④ (10)	RCS 漏えい試験 (11)	RHR 運転⑤ (12)	高温停止 状態 (13)
原子炉冷却材 保有水量 (水位)	一次冷却系満水 ミッドループ 原子炉上部キャビティ満水 ミッドループ 一次冷却系満水										
電源系	電源系										
ディーゼル 発電機	A	ディーゼル発電機 A									
	B	ディーゼル発電機 B									
補機 冷却水系	A	補機冷却水系 A									
	B	補機冷却水系 B									
余熱除去系	A	余熱除去系 A									
	B	余熱除去系 B									



第 1.1.2.a-1 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

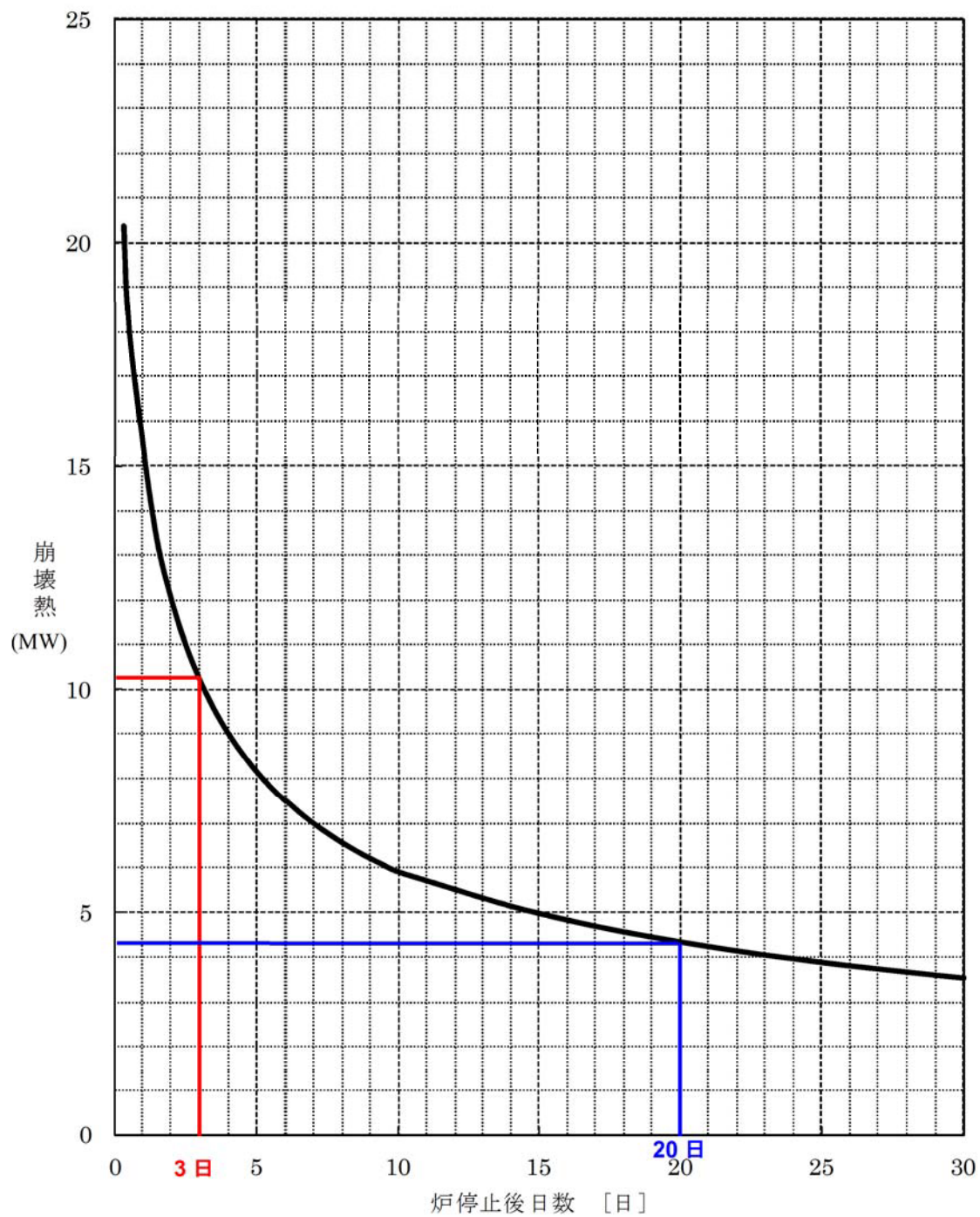


第1.1.2.a-2図 ミッドループ運転概要図



※原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失、水位維持失敗及び
オーバードレンを想定

第 1.1.2.b-1 図 燃料損傷に至る可能性のある異常事象の
マスターロジックダイアグラム



赤：前半ミッドループ検討

(今回設定の工程の水抜き開始は炉停止後 3 日を設定)

青：後半ミッドループ検討

(今回設定の工程では水抜き開始は炉停止後約 50 日であるが、保守的に 20 日とした)

第 1.1.2.c-1 図 崩壊熱曲線

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (a)図 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー

水位維持失敗	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (b)図 水位維持失敗イベントツリー

オーバードレン	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (c)図 オーバードレンイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失、水位維持失敗及びオーバードレンは、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって燃料損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失事象、水位維持失敗及びオーバードレンは、運転員による弁の誤操作又は過剰なドレン等による 1 次冷却材の系外への流出を起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

余熱除去機能喪失	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (d)図 余熱除去機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 運転中の余熱除去系 1 系列が機能喪失し、さらに待機側の運転に失敗することにより、余熱除去機能喪失になることを想定する。
- ・ 余熱除去機能喪失は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって燃料損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 余熱除去機能喪失事象は、余熱除去系の故障により崩壊熱の除去に失敗することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

外部電源喪失	非常用所内 交流電源	余熱除去系に よる冷却	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			外部電源喪失 ＋余熱除去系による冷却失敗
			外部電源喪失 ＋非常用所内交流電源喪失

第 1.1.2.d-1 (e)図 外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 外部電源喪失は、送電系の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し、崩壊熱の除去のための緩和系の運転状態が見出されるような事象を考慮している。

【イベントツリーの説明】

- ・ 外部電源喪失時には、非常用所内交流電源によってサポート系を健全にし、余熱除去系によって安定した崩壊熱の除去が確保される。

原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (f)図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 原子炉補機冷却機能喪失は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって燃料損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 原子炉補機冷却機能喪失は、1 次系冷却水ポンプ全台若しくは海水ポンプ全台の故障又は原子炉補機冷却水系若しくは原子炉補機冷却海水系の配管、弁等の破断によって冷却能力を喪失することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

反応度の誤投入	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

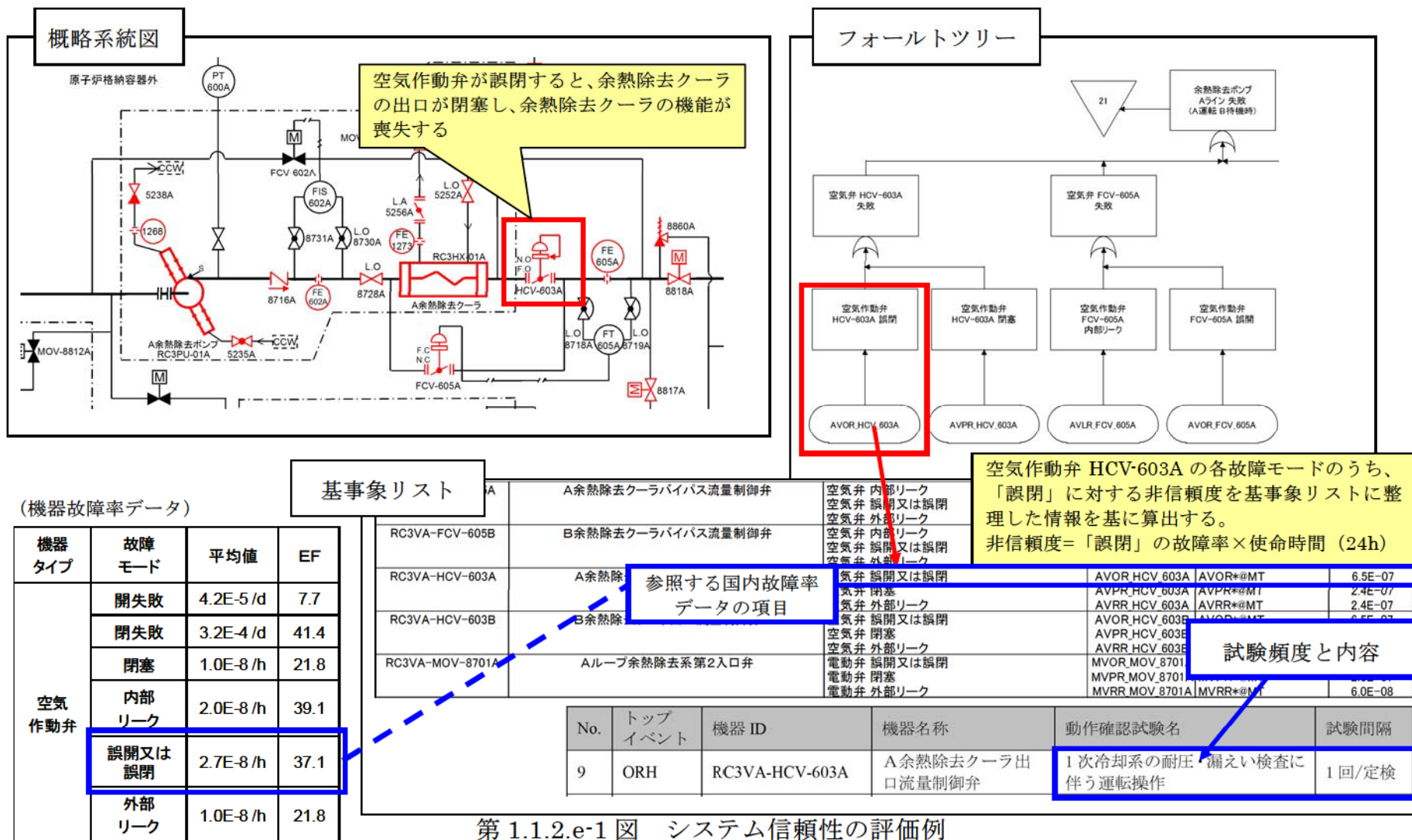
第 1.1.2.d-1 (g)図 反応度の誤投入イベントツリー

【仮定条件】

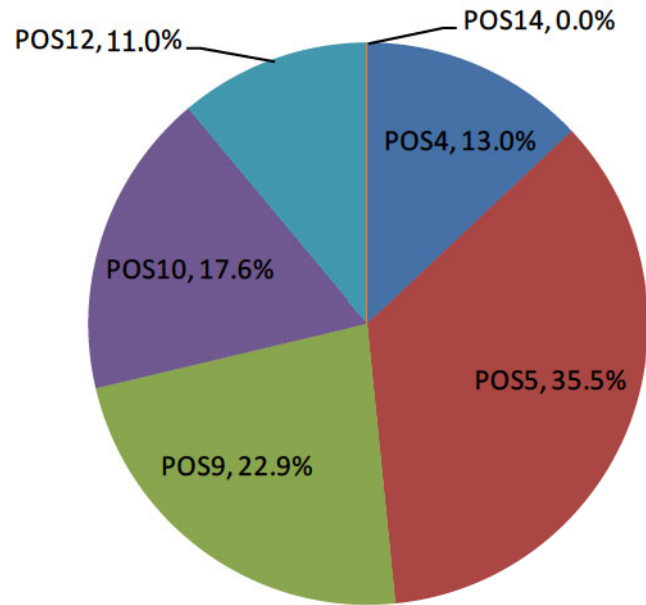
- ・ 反応度の誤投入は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって燃料損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 反応度の誤投入事象は、PWRプラントにおいて起動時に1次冷却系のほう素濃度の希釈を実施する際に希釈停止操作に失敗し、臨界に達することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

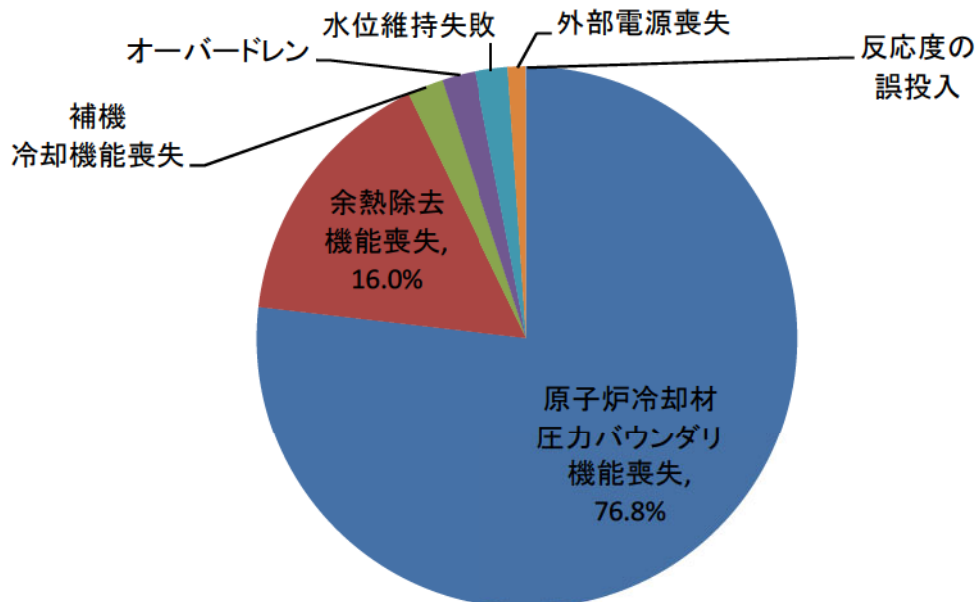


第 1.1.2.e-1 図 システム信頼性の評価例

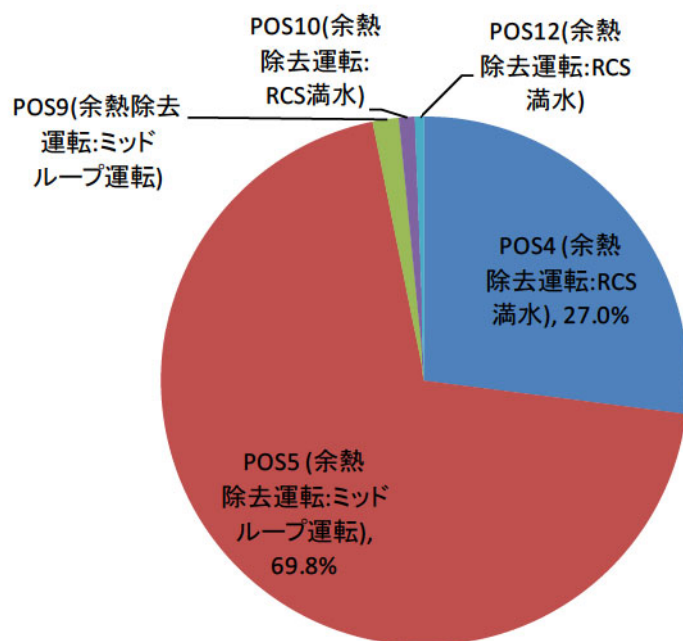


POS	(3)高温停止状態	(4)余熱除去系運転①	(5)余熱除去系運転②	(6)原子炉上部キャビティ満水	(7)燃料取り出し状態	(8)原子炉上部キャビティ満水	(9)余熱除去系運転③	(10)余熱除去系運転④	(11)RCS漏えい試験	(12)余熱除去系運転⑤	(13)高温停止状態
各プラント状態の継続時間(h)	19	42	108	64	874	83	101	85	15	54	9

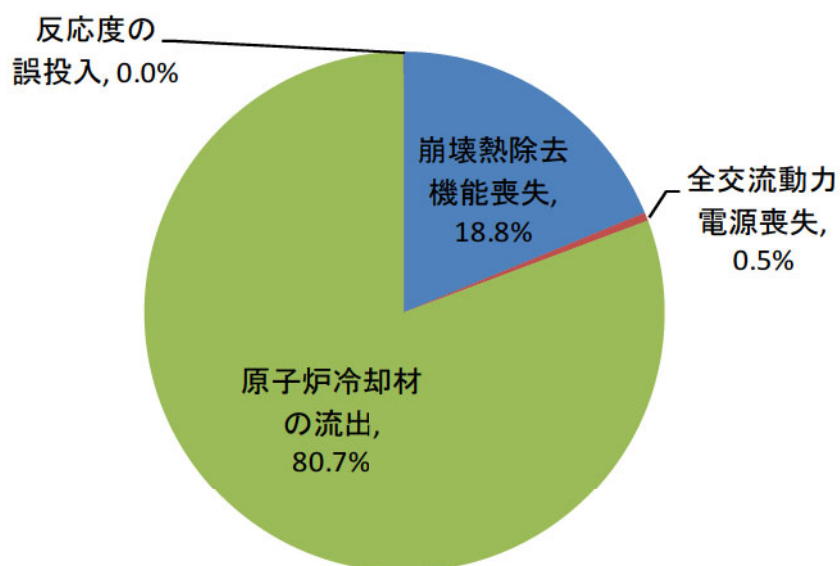
第 1.1.2.h-1 図 POS 別炉心損傷頻度



第 1.1.2.h-2 図 起因事象別炉心損傷頻度



第 1.1.2.h-3 図 POS別炉心損傷頻度(余熱除去機能喪失)



第 1.1.2.h-4 図 事故シーケンス別炉心損傷頻度