

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード(3/10)

機器タイプ	故障モード
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	内部リーク
	外部リーク
真空逃がし弁	内部リーク
	外部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	閉塞
	内部リーク
	外部リーク
機器搬入口	蓋内部リーク
	貫通部破損
	閉失敗

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード(4/10)

機器タイプ	故障モード
エアロック	内側／外側扉内部リーク
	貫通部破損
安全弁	開失敗
	閉失敗
	内部リーク
	誤開
	外部リーク
真空逃し弁	作動失敗
電磁弁	開閉失敗(作動失敗)
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
配管(3 インチ未満)	閉塞
	リーク
スプレイリング	閉塞
	リーク
配管(3 インチ以上)	閉塞
	リーク
格納容器貫通部	貫通部破損
液体熱交換器	伝熱管閉塞
	伝熱管破損
	外部リーク
空気熱交換器(流体式)	伝熱管閉塞
	伝熱管破損
	外部リーク

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード(5/10)

機器タイプ	故障モード
空気除湿装置(熱交換無)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
オリフィス	閉塞
	内部破損
	外部リーク
ストレーナ(純水等)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
フィルタ(純水等)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
フィルタ(空気)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
吐出サイレンサ	閉塞
	内部破損
	外部リーク
サンプルスクリーン	閉塞
ストレーナ(海水)	閉塞
	内部破損
	外部リーク
フィルタ(海水)	閉塞
	内部破損
	外部リーク

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード(6/10)

機器タイプ	故障モード
手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	閉塞
	内部リーク
	外部リーク
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	内部リーク
	外部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	制御回路の作動失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
防火ダンパ	開失敗
	閉失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード (7/10)

機器タイプ	故障モード
タンク	閉塞
	破損
制御用空気だめ	閉塞
	破損
ピット/サンプ	閉塞
窒素ポンペ	閉塞
	破損
中間受槽	閉塞
	破損
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー	不動作
	誤動作
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	開失敗
	閉失敗
	制御回路作動失敗
	誤閉
	誤開

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード(8/10)

機器タイプ	故障モード
ドロップバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤閉
	誤開
NFB	開失敗
	閉失敗
	誤閉
	誤開
断路器	開失敗
	閉失敗
	誤閉
	誤開
圧力スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ	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)	機能喪失

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード(9/10)

機器タイプ	故障モード
ヒューズ	誤断線
配線／電線	短絡
	地絡
	断線
制御ケーブル	短絡
	地絡
	断線
MG セット(RPS,CRDM)	機能喪失
演算器	不動作
	高出力／低出力
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)	不動作
	誤動作
バイステータブル	不動作
	誤動作
DC コントローラ	不動作
	誤動作
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

第 3.1.3.1-24 表 機器タイプ及び故障モード(10/10)

機器タイプ	故障モード
放射線検出器	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	機能喪失
イグナイタ	機能喪失
	制御回路の作動失敗
アナンシエータ	機能喪失
水中ポンプ	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
水中ポンプ用発電機	起動失敗
	制御回路の作動失敗
	継続運転失敗
高温焼却炉	伝熱管閉塞
	伝熱管破損
	外部リーク

第 3.1.3.1-25 表 非信頼度評価結果の例(低圧注入系(注入時))

起因事象	成功基準	内容	非信頼度
大破断 LOCA	2 台の余熱除去ポンプのうち 1 台のポンプで燃料取替用水ピットのほう酸水を健全な低温側配管 3 ループのうち 3 ループに注入可能なこと	低圧注入系(注入時) 機能喪失 (ポンプ 1/2、健全ループ 3/3、大破断 LOCA 時)	5.1E-04
中破断 LOCA 小破断 LOCA 極小 LOCA	高圧注入系(注入時)に失敗している時、2 次系強制冷却による 1 次系の減温/減圧を実施し、2 台の余熱除去ポンプのうち 1 台のポンプで、燃料取替用水ピットのほう酸水を健全な低温側配管 3 ループのうち 1 ループに注入可能なこと	低圧注入系(注入時) 機能喪失 (ポンプ 1/2、健全ループ 1/3、2 次系強制冷却時)	2.2E-04
上記以外	高圧注入系(注入時)による注入に失敗している時、2 台の余熱除去ポンプのうち 1 台のポンプで、燃料取替用水ピットのほう酸水を低温側配管 4 ループのうち 1 ループに注入可能なこと	低圧注入系(注入時) 機能喪失 (健全ポンプ 1/1、ループ 1/4、S 信号手動発信、6.6kV 4-4C 母線喪失時)	1.7E-02
		低圧注入系(注入時) 機能喪失 (ポンプ 1/2、ループ 1/4、S 信号自動発信)	2.2E-04
		低圧注入系(注入時) 機能喪失 (ポンプ 1/2、ループ 1/4、S 信号手動発信)	3.7E-03

第 3.1.3.1-26 表 評価対象機種

No.	機種
1	電動ポンプ(純水)
2	電動ポンプ(海水)
3	タービン駆動ポンプ
4	ディーゼル駆動ポンプ
5	ディーゼル発電機
6	ファン/ブロー
7	電動弁(純水)
8	電動弁(海水)
9	空気作動弁
10	油圧作動弁
11	逆止弁
12	手動弁
13	安全弁
14	真空逃し弁
15	電磁弁
16	配管(3 インチ未満)
17	配管(3 インチ以上)
18	熱交換器
19	オリフィス
20	ストレーナ/フィルタ(純水等)
21	ストレーナ/フィルタ(海水)
22	ダンパ
23	タンク
24	制御棒駆動装置
25	リレー
26	遅延リレー
27	遮断器

No.	機種
28	圧力スイッチ
29	リミットスイッチ
30	手動スイッチ
31	流量スイッチ
32	水位スイッチ
33	温度スイッチ
34	充電器
35	蓄電池
36	変圧器
37	母線
38	インバータ(バイタル)
39	ヒューズ
40	配線/電線
41	制御ケーブル
42	MG セット(RPS、CRDM)
43	演算器
44	カード(半導体ロジック回路)
45	警報設定器
46	流量トランスミッタ
47	圧力トランスミッタ
48	水位トランスミッタ
49	温度検出器
50	放射線検出器
51	コントローラ
52	ヒーター
53	アナンシエータ

第 3.1.3.1-27 表 内部事象出力運転時 PRA の人的過誤確率の設定方針

項目	設定方針
診断失敗確率	運転基準緊急処置編:下限値* ¹ 運転基準緊急処置編(第二部):ノミナル値* ¹ 運転基準緊急処置編(第三部):ノミナル値* ¹
操作・読取失敗における ストレスレベル	Moderately high

*1:ヒューマンエラーハンドブックの時間信頼性曲線を参照して設定

第 3.1.3.1-28 表 従属レベルごとの人的過誤確率

従属性レベル			従属性レベルを考慮した 人的過誤確率
低従属	LD	Low Dependency	5.0E-02
中従属	MD	Moderate Dependency	1.5E-01
高従属	HD	High Dependency	5.0E-01
完全従属	CD	Complete Dependency	1.0

第 3.1.3.1-29 表 起因事象別の炉心損傷頻度

起因事象	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
原子炉容器破損	7.1E-08	2.9
大破断 LOCA	9.4E-09	0.4
中破断 LOCA	3.3E-07	13.6
小破断 LOCA	4.5E-07	18.5
加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA	1.2E-09	<0.1
極小 LOCA	1.2E-08	0.5
インターフェイスシステム LOCA	3.8E-09	0.2
主給水流量喪失	1.7E-09	<0.1
負荷の喪失	6.5E-09	0.3
過渡事象	1.1E-08	0.4
外部電源喪失	2.1E-07	8.7
制御用空気系の部分喪失	6.1E-10	<0.1
制御用空気系の全喪失	4.1E-08	1.7
主給水管破断	3.1E-08	1.2
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁上流)	3.0E-08	1.2
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁下流)	1.2E-09	<0.1
蒸気発生器伝熱管破損(SGTR)	6.7E-08	2.7
原子炉補機冷却水系の部分喪失(A ヘッド喪失)	4.5E-09	0.2
原子炉補機冷却水系の部分喪失(B ヘッド喪失)	3.3E-11	<0.1
原子炉補機冷却水系の部分喪失(C ヘッド喪失)	2.1E-12	<0.1
原子炉補機冷却海水系の部分喪失	3.3E-10	<0.1
原子炉補機冷却水系の全喪失	4.5E-08	1.8
原子炉補機冷却海水系の全喪失	6.1E-07	24.9
安全系高圧交流母線の部分喪失	1.5E-07	6.1
安全系高圧交流母線の全喪失	3.0E-10	<0.1
安全系低圧交流母線の部分喪失	3.1E-07	12.6
安全系低圧交流母線の全喪失	ε	<0.1
安全系直流電源の部分喪失	1.6E-08	0.7
安全系直流電源の全喪失	1.5E-11	<0.1
手動停止	3.1E-08	1.2
ATWS1(タービントリップが必要な事象)	7.4E-10	<0.1
ATWS2(タービントリップが不要な事象)	5.0E-10	<0.1
合計	2.5E-06	100

ε: カットオフ値 (1.0E-12 (/炉年)) 未満

第 3.1.3.1-30 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
2次冷却系からの除熱機能喪失	5.1E-07	20.6
全交流動力電源喪失	1.9E-07	7.6
原子炉補機冷却機能喪失	7.6E-07	30.7
原子炉格納容器の除熱機能喪失	1.6E-08	0.7
原子炉停止機能喪失	1.2E-09	<0.1
ECCS 注水機能喪失	4.0E-07	16.4
ECCS 再循環機能喪失	5.4E-07	22.0
格納容器バイパス	4.9E-08	2.0
合計	2.5E-06	100

第3.1.3.1-31表 プラント損傷状態別の発生頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
AED	1.7E-09	<0.1
AEW	1.6E-07	6.3
AEI	2.5E-07	10.3
ALC	3.9E-09	0.2
SED	3.0E-07	12.3
SEW	6.8E-10	<0.1
SEI	7.7E-08	3.1
SLW	7.3E-07	29.5
SLI	3.6E-08	1.5
SLC	3.2E-08	1.3
TED	3.4E-07	13.7
TEW	1.6E-08	0.6
TEI	4.5E-07	18.2
V	3.8E-09	0.2
G	6.7E-08	2.7
合計	2.5E-06	100

第 3.1.3.1-32 表 不確かさ解析結果

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度(／炉年)					エラーファクタ
	点推定値	5%下限値	中央値	平均値	95%上限値	
2次冷却系からの除熱機能喪失	5.1E-07	9.5E-08	2.8E-07	4.8E-07	1.3E-06	3.7
全交流動力電源喪失	1.9E-07	1.9E-09	1.3E-08	4.9E-08	1.9E-07	10.1
原子炉補機冷却機能喪失	7.6E-07	1.3E-07	4.1E-07	6.2E-07	1.7E-06	3.6
原子炉格納容器の除熱機能喪失	1.6E-08	5.5E-10	4.8E-09	1.6E-08	6.0E-08	10.5
原子炉停止機能喪失	1.2E-09	5.5E-11	3.8E-10	9.6E-10	3.5E-09	8.0
ECCS 注水機能喪失	4.0E-07	3.2E-08	1.9E-07	3.6E-07	1.2E-06	6.0
ECCS 再循環機能喪失	5.4E-07	1.3E-08	2.1E-07	5.6E-07	2.1E-06	12.6
格納容器バイパス	4.9E-08	2.1E-09	1.2E-08	3.1E-08	1.0E-07	7.0
全炉心損傷頻度	2.5E-06	6.2E-07	1.6E-06	2.1E-06	5.0E-06	2.9

第 3.1.3.1-33 表 人的過誤に係る感度解析結果

解析ケース	ベースケースからの変更点	炉心損傷頻度 (/炉年)	ベースケース との比
ベースケース	—	2.5E-06	—
解析ケース 1	全ての人的過誤確率(独立) = 0	5.3E-07	2.2E-01
解析ケース 2	全ての人的過誤確率(独立) = 1	1.4E-02	5.8E+03
解析ケース 3	HRA Calculator 手法を適用	4.6E-06	1.8E+00

第 3.1.3.1-34 表 感度解析における SA 対策の条件

No	内部事象出力運転時 レベルIPRAで 評価対象としている 緩和設備	SA対策の解析条件*		
		①解析ケース1 (SA対策設備無し)	②解析ケース2 (新設SA対策設備無し)	③ベースケース (SA対策設備有り)
1	フィードアンドブリード	×	○	○
2	2次系強制冷却	×	○	○
3	大容量空冷式発電機	×	×	○
4	常設電動注入ポンプによる代替炉心注入	×	×	○
5	移動式大容量ポンプ車の確立による高圧再循環及び格納容器内自然対流冷却	×	×	○
6	2次系水源補給	×	○	○
7	格納容器内自然対流冷却	×	○	○
8	多様化自動作動設備	×	×	○
9	緊急ほう酸注入	×	○	○
10	2次系強制冷却による低圧注入／低圧再循環	×	○	○
11	代替再循環(格納容器スプレイポンプ)	×	×	○
12	クールダウンアンドリサーキュレーション	×	○	○
13	代替給水(主給水回復)	×	○	○
14	電源系の復旧(外部電源の復旧)	×	○	○
15	代替制御用空気供給(所内用空気系)	×	○	○

*:○:有効、×:無効

第 3.1.3.1-35 表 SA 対策に係る感度解析結果(1/3)

起回事象	①解析ケース1 (SA 対策設備無し)		②解析ケース2 (新設 SA 対策設備無し)		③ベースケース (SA 対策設備有り)		主な SA 対策設備
	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	
原子炉容器破損	7.1E-08	0.2	7.1E-08	1.4	7.1E-08	2.9	—
大破断 LOCA	9.8E-09	<0.1	9.6E-09	0.2	9.4E-09	0.4	・ 代替再循環
中破断 LOCA	2.4E-06	6.9	3.4E-07	7.0	3.3E-07	13.6	・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
小破断 LOCA	5.6E-06	16.1	4.8E-07	9.7	4.5E-07	18.5	・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環 ・ フィードアンドブリード
加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA	2.6E-09	<0.1	1.3E-09	<0.1	1.2E-09	<0.1	・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環 ・ フィードアンドブリード
極小 LOCA	7.6E-07	2.2	1.3E-08	0.3	1.2E-08	0.5	・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環 ・ フィードアンドブリード
インターフェイスシステム LOCA	1.3E-08	<0.1	3.8E-09	<0.1	3.8E-09	0.2	・ クールダウンアンドリサーキュレーション
主給水流量喪失	1.1E-07	0.3	1.7E-09	<0.1	1.7E-09	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
負荷の喪失	3.0E-07	0.9	6.7E-09	0.1	6.5E-09	0.3	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2 次系強制冷却 ・ 代替再循環
過渡事象	6.8E-07	2.0	1.1E-08	0.2	1.1E-08	0.4	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
外部電源喪失	5.9E-06	17.0	8.4E-07	17.2	2.1E-07	8.7	・ フィードアンドブリード ・ 大容量空冷式発電機 ・ 2 次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車 ・ 外部電源の復旧

第 3.1.3.1-35 表 SA 対策に係る感度解析結果(2/3)

起因事象	①解析ケース1 (SA 対策設備無し)		②解析ケース2 (新設 SA 対策設備無し)		③ベースケース (SA 対策設備有り)		主な SA 対策設備
	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	
制御用空気系の部分喪失	7.0E-10	<0.1	6.1E-10	<0.1	6.1E-10	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
制御用空気系の全喪失	7.1E-06	20.4	4.1E-08	0.8	4.1E-08	1.7	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
主給水管破断	5.1E-07	1.5	3.1E-08	0.6	3.1E-08	1.2	・ フィードアンドブリード ・ 2次系強制冷却 ・ 代替再循環
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁上流)	5.1E-07	1.5	3.0E-08	0.6	3.0E-08	1.2	・ フィードアンドブリード
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁下流)	5.9E-08	0.2	1.2E-09	<0.1	1.2E-09	<0.1	・ フィードアンドブリード
蒸気発生器伝熱管破損(SGTR)	6.2E-07	1.8	6.7E-08	1.4	6.7E-08	2.7	・ クールダウンアンドリサーキュレーション ・ フィードアンドブリード
原子炉補機冷却水系の部分喪失 (A ヘッド喪失)	5.7E-08	0.2	5.4E-09	0.1	4.5E-09	0.2	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車 ・ 代替再循環
原子炉補機冷却水系の部分喪失 (B ヘッド喪失)	5.4E-10	<0.1	3.7E-11	<0.1	3.3E-11	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復 ・ 2次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車 ・ 代替再循環
原子炉補機冷却水系の部分喪失 (C ヘッド喪失)	1.1E-09	<0.1	2.1E-12	<0.1	2.1E-12	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
原子炉補機冷却海水系の部分喪失	6.1E-09	<0.1	3.4E-10	<0.1	3.3E-10	<0.1	・ フィードアンドブリード ・ 主給水回復
原子炉補機冷却水系の全喪失	5.8E-07	1.7	1.7E-07	3.4	4.5E-08	1.8	・ 2次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車
原子炉補機冷却海水系の全喪失	5.9E-06	17.0	1.7E-06	35.0	6.1E-07	24.9	・ 2次系強制冷却 ・ 常設電動注入ポンプ ・ 移動式大容量ポンプ車

第 3.1.3.1-35 表 SA 対策に係る感度解析結果(3/3)

起因事象	①解析ケース1 (SA 対策設備無し)		②解析ケース2 (新設 SA 対策設備無し)		③ベースケース (SA 対策設備有り)		主な SA 対策設備
	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	CDF (/炉年)	寄与割合 (%)	
安全系高圧交流母線の部分喪失	7.0E-07	2.0	7.0E-07	14.2	1.5E-07	6.1	<ul style="list-style-type: none"> ・フィードアンドブリード ・主給水回復 ・2次系強制冷却 ・常設電動注入ポンプ ・移動式大容量ポンプ車 ・代替再循環
安全系高圧交流母線の全喪失	3.0E-10	<0.1	3.0E-10	<0.1	3.0E-10	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> ・フィードアンドブリード ・主給水回復
安全系低圧交流母線の部分喪失	5.5E-07	1.6	3.1E-07	6.3	3.1E-07	12.6	<ul style="list-style-type: none"> ・フィードアンドブリード ・主給水回復 ・2次系強制冷却 ・代替再循環
安全系低圧交流母線の全喪失	ε	<0.1	ε	<0.1	ε	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> ・フィードアンドブリード ・主給水回復
安全系直流電源の部分喪失	1.6E-08	<0.1	1.6E-08	0.3	1.6E-08	0.7	<ul style="list-style-type: none"> ・フィードアンドブリード ・主給水回復 ・2次系強制冷却 ・代替再循環
安全系直流電源の全喪失	1.5E-11	<0.1	1.5E-11	<0.1	1.5E-11	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> ・フィードアンドブリード ・主給水回復
手動停止	2.2E-06	6.5	3.1E-08	0.6	3.1E-08	1.2	<ul style="list-style-type: none"> ・フィードアンドブリード ・主給水回復
ATWS1 (タービントリップが必要な事象)	1.6E-08	<0.1	1.6E-08	0.3	7.4E-10	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> ・多様化自動作動設備 ・緊急ほう酸注入
ATWS2 (タービントリップが不要な事象)	1.2E-08	<0.1	5.0E-10	<0.1	5.0E-10	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> ・多様化自動作動設備 ・緊急ほう酸注入
合計	3.5E-05	100	4.9E-06	100	2.5E-06	100	

ε: カットオフ値 (1.0E-12 (/炉年)) 未満

第 3.1.3.1-36 表 多様性拡張設備等を考慮した感度解析で評価対象とした対策 (1/2)

手順	概要
手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	直流電源が喪失した場合において、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な場合、まず現場でタービン動補助給水ポンプ注油器により軸受けへ潤滑油を供給する。そして、タービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び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して復水ピット水を蒸気発生器へ注水する。
大容量空冷式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に、大容量空冷式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、復水ピット水を蒸気発生器へ注水する。
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出来ない場合に、常用系設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。
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に、常用系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、2次冷却系からの除熱機能による1次冷却材の冷却及び1次冷却系統の減圧を行う。
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により、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合に、加圧器補助スプレイ弁を中央制御室にて開操作し、1次冷却系統を減圧する。
AM 用代替再循環ポンプによる代替再循環	再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環サンプル水を炉心へ注水する機能が喪失する。さらに、高圧注入ポンプによる炉心への注水が実施できない場合、系統構成を行い、AM 用代替再循環ポンプによる代替再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する。

第 3.1.3.1-36 表 多様性拡張設備等を考慮した感度解析で評価対象とした対策 (2/2)

手順	概要
B 充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注入	1 次冷却材喪失事象(漏えい規模が大きい LOCA)と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水ができない場合、系統構成を行い、B 充てんポンプ(自己冷却)により燃料取替用水ピット水を炉心へ注水する。
A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)による代替再循環	1 次冷却材喪失事象(RCP シール LOCA 又は漏えい規模が大きい LOCA)と原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合において、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプル水が確保された場合、A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)を用いた代替再循環による原子炉冷却及び格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の冷却を行う。空調用冷水が健全な場合、系統構成を行い、空調用冷水系により余熱除去ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプル水を A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内を冷却する。
予備変圧器 2 次側電路を使用した号炉間融通による代替電源(交流)からの給電	全交流動力電源喪失時に、大容量空冷式発電機による代替電源(交流)からの給電ができない場合において、他号炉の交流電源が健全であることが確認できた場合に、予備変圧器 2 次側電路を用いて他号炉から非常用高圧母線へ給電する。
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	全交流動力電源喪失時に、蓄電池(重大事故等対処用)からの給電にて非常用直流母線電圧が低下する前(事象発生後 24 時間)に、直流電源用発電機及び可搬型直流変換器を起動し、直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による非常用直流母線への給電を行う。

第 3.1.3.1-37 表 評価対象設備の炉心損傷頻度低減値

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度 (/炉年) ①	対策	対策が有効となる事象	FV 重要度 上位の合計* ②	炉心損傷頻度 低減値 (/炉年) ①×②
2 次冷却系からの 除熱機能喪失	5.1E-07	手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	直流電源喪失	1.3E-02	6.7E-09
		大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復	ディーゼル発電機故障	-	-
全交流動力電源 喪失	1.9E-07	B 充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注入	常設電動注入ポンプの故障及び操作失敗	5.3E-02	1.0E-08
		予備変圧器 2 次側電路を使用した号炉間融通による代替電源(交流)からの給電	大容量空冷式発電機の故障及び操作失敗	1.4E-01	2.6E-08
		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	蓄電池(重大事故等対処用)の故障	1.3E-02	2.5E-09
原子炉補機冷却 機能喪失	7.6E-07	B 充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注入	常設電動注入ポンプの故障及び操作失敗	6.5E-02	4.9E-08
		A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)による代替再循環	高圧再循環(海水)の故障及び操作失敗	1.8E-02	1.4E-08
		予備変圧器 2 次側電路を使用した号炉間融通による代替電源(交流)からの給電	大容量空冷式発電機の故障及び操作失敗	1.2E-02	9.2E-09
		電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	補助給水系の故障	2.2E-01	1.7E-07
		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失敗	7.9E-02	6.0E-08
原子炉格納容器 の除熱機能	1.7E-08	-	-	-	-
原子炉停止機能	1.4E-09	-	-	-	-
ECCS 注水機能 喪失	4.1E-07	-	-	-	-
ECCS 再循環機 能喪失	5.4E-07	AM 用代替再循環ポンプによる代替再循環	再循環系の機能喪失及び代替再循環の操作失敗	3.9E-03	2.1E-09
格納容器バイパス	5.0E-08	電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	補助給水系の故障	8.4E-02	4.2E-09
		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失敗	4.1E-02	2.0E-09
		加圧器補助スプレイ弁による減圧	加圧器逃がし弁による 1 次系の減圧失敗	1.3E-02	6.4E-10
		手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	直流電源喪失	-	-
		大容量空冷式発電機による電動補助給水ポンプの機能回復	ディーゼル発電機故障	-	-
合計	2.5E-06		合計		3.5E-07

*:FV 重要度上位の合計値が 0.005 未満の場合は「-」と表記。

第 3.1.3.1-38 表 多様性拡張設備等を考慮した感度解析結果

解析ケース	炉心損傷頻度(／炉年)
ベースケース	2.5E-06
感度解析ケース(多様性拡張設備等考慮)	2.1E-06

第3.1.3.1-39表 原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷による破損形態の抽出

機能喪失状態	破損形態	記号	破損形態の解説
格納容器破損	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が破損
	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	水蒸気蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が炉心損傷前に破損
	ベースマツト溶融貫通	ε	MCCIでベースマツトが溶融貫通
	格納容器過温破損	τ	原子炉格納容器の貫通部が過温で破損
	原子炉容器内水蒸気爆発	α	原子炉容器内の水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損
	原子炉容器外水蒸気爆発	η	原子炉容器外での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによって原子炉格納容器が破損
	水素燃焼(原子炉容器破損前)	γ	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損前)によって原子炉格納容器が破損
	水素燃焼(原子炉容器破損直後)	γ'	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損直後)によって原子炉格納容器が破損
	水素燃焼(原子炉容器破損後後期)	γ''	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損後後期)によって原子炉格納容器が破損
	格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって原子炉格納容器が破損
	格納容器直接接触	μ	原子炉格納容器の構造物へ溶融炉心が直接接触して原子炉格納容器が破損

第3.1.3.1-40表 事故のタイプと発生時期及び負荷による破損形態の整理結果

事故のタイプ	炉心損傷まで	原子炉容器破損まで	原子炉容器破損直後	原子炉容器破損以降
大中破断LOCA (A) 小破断LOCA (S) トランジェント (T)	格納容器先行破損 (θ) (A又はSのみ可能性あり)	水素燃焼 (γ) 原子炉容器内水蒸気 爆発 (α)	水素燃焼 (γ') 原子炉容器外水蒸気爆発 (η) 格納容器直接接触 (μ) (S又はTのみ可能性あり) 格納容器雰囲気直接加熱 (σ) (S又はTのみ可能性あり)	水素燃焼 (γ'') 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積 による過圧破損 (δ) 格納容器過温破損 (τ) ベースマット溶融貫通 (ε)

第3.1.3.1-41表 負荷の同定(1/2)

	負荷(部位)	負荷に対する知見	備考
静的圧力荷重	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損 (格納容器壁全体/原子炉格納容器に設置されている開口部(機器搬入口、エアロック)、格納容器貫通部(配管貫通部、電気配線貫通部)、格納容器隔離弁)	鋼製格納容器:BWR Mark IIの1/10縮尺モデルの窒素ガス加圧による実証試験で、常温での漏えい耐力は、機器ハッチフランジ部耐力とほぼ同じ約6Pd(Pd:原子炉格納容器の最高使用圧力)あることを確認し、試験結果をほぼ模擬可能な解析モデルが構築された。PWR実炉スケールでは、構築された解析モデル化技術を適用した有限要素法解析を実施した結果、最高温度200℃時で2Pd程度までは十分な耐力があると判断されている。 PCCV:縮尺モデル試験結果に基づく実炉スケール解析評価によって、200℃でも2.5Pd以上の気密漏えい耐力が確認されている。	日米共同事業「格納容器信頼性実証試験構造挙動計画」
動的圧力荷重、局所的動的圧力荷重、ミサイル	水素燃焼 (爆燃:格納容器壁全体/原子炉格納容器に設置されている開口部(機器搬入口、エアロック)、格納容器貫通部(配管貫通部、電気配線貫通部)、格納容器隔離弁、爆轟:原子炉格納容器内一般部)	水素爆燃については、既存の研究により、ドライ型格納容器に対しては重大な影響を及ぼすことはないと考えられている。水素爆轟については、NUPEC大規模燃焼試験では、水素濃度15vol%(ドライ条件)でも爆轟に至らないことが確認されている。また、NUPEC/NRC/BNLの高温燃焼試験では、水素濃度15vol%以下の領域において水蒸気濃度25vol%以上では650K(約377℃)の高温でも爆轟に至らないことなどが確認されている。	NUPEC大規模燃焼試験、NUPEC/NRC/BNL高温燃焼試験
	水蒸気爆発 (原子炉容器内:ドーム部、原子炉容器外:原子炉下部キャビティ)	大規模な水蒸気爆発は起きにくいとされている。NUPECのUO ₂ 混合物を用いた水蒸気爆発実験では、水蒸気爆発の発生は確認されていない。イスプラ研究所のKROTOS実験、韓国原子力研究所のTROI実験では、UO ₂ 混合物を用いて水蒸気爆発の発生が確認されたが、外部トリガにより水蒸気爆発を誘発させている又は実機で想定されるより高過熱度の溶融物を用いており実機の条件と異なる。日本原子力研究所の水蒸気爆発実験では、高雰囲気圧力又は高冷却水温度の場合に水蒸気爆発の発生が抑制されることが確認されている。一方、UO ₂ 混合物を用いないが、近年のPULiMS試験においては水深が浅いプール水中に溶融物を落下させた場合における水蒸気爆発の発生が確認されている。	NUPECの水蒸気爆発実験、イスプラ研究所のKROTOS実験、韓国原子力研究所のTROI実験、日本原子力研究所の水蒸気爆発実験、PULiMS試験
	格納容器雰囲気直接加熱 (格納容器壁全体/原子炉格納容器に設置されている開口部(機器搬入口、エアロック)、格納容器貫通部(配管貫通部、電気配線貫通部)、格納容器隔離弁)	格納容器雰囲気直接加熱の起こる確率は極めて小さいとされている。SNLのWCプロジェクトでは、テルミット反応による溶融物を用いた試験が行われ、格納容器の温度上昇、圧力上昇は設計基準内に抑えられたことが確認されている。COREXIT試験では、実炉溶融物を用いて試験を行いテルミット反応による試験と比較して格納容器の最大圧力上昇が低く加圧効率も低いことが確認されている。	米国SNLのWCプロジェクト、COREXIT試験

第3.1.3.1-41表 負荷の同定(2/2)

	負荷(部位)	負荷に対する知見	備考
熱荷重、局所的な熱荷重	格納容器過温破損 (格納容器壁全体/原子炉格納容器に設置されている開口部(機器搬入口、エアロック)、格納容器貫通部(配管貫通部、電気配線貫通部)、格納容器隔離弁)	NUPEC試験では、電気配線貫通部で266～324℃、フランジガasketの場合には279～349℃で微少漏えいが観測されている。高電圧モジュールの場合には、400℃までに漏えいの発生は観測されていない。SNLの試験では圧力0.92MPaで371℃でも漏えいが生じていない。	NUPEC試験 SNLの試験
	格納容器直接接触 (原子炉下部キャビティ出口近傍格納容器壁)	この現象はBWR Mark I特有の問題として捉えられていたものであり、米国PWRでの格納容器雰囲気直接加熱評価でも熔融炉心分散量は少ないという評価結果が得られていることから、この現象により格納容器破損に至る確率は極めて小さいと考えられている。	
	ベースマツト熔融貫通 (原子炉下部キャビティ床)	実験的研究においても不確かさが高く負荷評価は難しいが、実際の熔融燃料を用いたCOTELS B/C-5試験では、粒子状デブリベッドに浸透した冷却水により、MCCIが抑制された。また、MCCIに関する実験及び研究から、クラストが形成されても自重あるいは熱応力によって破砕されることやコンクリートと熔融炉心の境界のギャップの発生により冷却が促進されることが考えられる。	米国MACE実験 NUPEC : COTELS 実験 CCI実験 クラスト強度のJNES解析研究

第3.1.3.1-42表 原子炉格納容器の構造健全性に影響を与える負荷に対する耐性及び判断基準

格納容器機能喪失カテゴリ	対応する格納容器機能喪失モード*	判断基準
水蒸気(崩壊熱)による過圧	δ, θ	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること
コンクリート侵食	ε	熔融炉心によるコンクリート侵食深さがベースマット厚さを上回ること
貫通部過温	τ	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が200℃を上回ること
水蒸気爆発 (水蒸気スパイク)	α, η	原子炉容器内水蒸気爆発によってミサイルとなった原子炉容器上ふたのエネルギーが原子炉格納容器の破損エネルギーを上回ること 原子炉容器外水蒸気爆発によって発生した機械的エネルギーが1次遮蔽壁スリーブ若しくは原子炉下部キャビティ壁の破損エネルギーを上回ること 水蒸気スパイクによって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること
格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること
可燃性ガスの高濃度での燃焼	$\gamma, \gamma', \gamma''$	可燃性ガスの高濃度での燃焼によって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を上回ること、又は爆轟が発生し原子炉格納容器に動的な荷重がかかり原子炉格納容器が破損すること
格納容器への直接接触	μ	原子炉容器破損時に分散放出した熔融炉心が原子炉格納容器本体に付着して原子炉格納容器が破損すること

*: 第3.1.3.1-43表に示す格納容器機能喪失モード

第3.1.3.1-43表 格納容器機能喪失モードの選定

項目	放出	原子炉格納容器の状態	格納容器機能喪失モード	記号	概要	
格納容器機能喪失モード分類	漏えい	格納容器健全	格納容器健全	ψ	原子炉格納容器が健全に維持されて事故が収束	
			格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損	ξ	蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
	TI-SGTR	炉心損傷後の蒸気発生器伝熱管クリープ破損による格納容器バイパス				
	インターフェイスシステムLOCA	ν		インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス		
	早期放出	格納容器隔離失敗	格納容器隔離失敗	β	事故後に原子炉格納容器の隔離に失敗	
			早期格納容器破損	原子炉容器内水蒸気爆発	α	原子炉容器内の水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損
				水素燃焼(原子炉容器破損前)	γ	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損前)によって原子炉格納容器が破損
				水素燃焼(原子炉容器破損直後)	γ'	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損直後)によって原子炉格納容器が破損
				原子炉容器外水蒸気爆発	η	原子炉容器外での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによって原子炉格納容器が破損
				格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって原子炉格納容器が破損
				格納容器直接接触	μ	原子炉格納容器の構造物へ溶融炉心が直接接触して原子炉格納容器が破損
			後期格納容器破損	水素燃焼(原子炉容器破損後後期)	γ''	水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損後後期)によって原子炉格納容器が破損
				ベースマット溶融貫通	ε	MCCIでベースマットが溶融貫通
				格納容器過温破損	τ	原子炉格納容器の貫通部が過温で破損
	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ		水蒸気・非凝縮性ガス蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が破損		
	後期放出	格納容器破損	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	水蒸気蓄積によって準静的加圧で原子炉格納容器が炉心損傷前に破損	

第3.1.3.1-44表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
炉心損傷	—	格納容器機能喪失の可能性
蒸気発生器伝熱管破損	・プラント損傷状態で定義される蒸気発生器伝熱管破損	gモードによる格納容器機能喪失
インターフェイスシステム LOCA	・プラント損傷状態で定義されるインターフェイスシステムLOCA	vモードによる格納容器機能喪失
格納容器先行破損	・プラント損傷状態で定義される格納容器先行破損	θモードによる格納容器機能喪失
配管クリーブ破損	・1次系高圧(高温側配管、サージライン破損)	1次系減圧
TI-SGTR	・1次系高圧(TI-SGTR)	gモードによる格納容器機能喪失
原子炉容器内水蒸気爆発	・溶融炉心が原子炉容器下部ヘッドへ落下 ・1次系低圧	αモードによる格納容器機能喪失の可能性
水素燃焼	・水素濃度4vol%上方、6vol%側方、8vol%下方伝ば ・水蒸気濃度55vol%以下	γ、γ'、γ''モードによる格納容器機能喪失の可能性
原子炉容器破損	・炉心溶融進展が炉心への注水により停止しない	溶融炉心の原子炉容器外への放出
溶融物分散放出	・原子炉容器破損時に1次系高圧	溶融炉心の原子炉下部キャビティ外への放出
原子炉下部キャビティ内 水量	・燃料取替用水が原子炉格納容器内に持ち込まれるプラント損傷状態	溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の接触
原子炉容器外水蒸気爆発	・原子炉容器破損時に溶融炉心が重力落下 ・溶融炉心落下質量大	ηモードによる格納容器機能喪失の可能性
格納容器雰囲気直接加熱	・溶融物分散放出あり	σモードによる格納容器機能喪失の可能性
格納容器直接接触	・溶融物分散放出あり	μモードによる格納容器機能喪失の可能性
溶融炉心冷却	・原子炉容器破損 ・原子炉下部キャビティ内に溶融炉心落下	MCCIの継続
ベースマット溶融貫通	・原子炉容器破損 ・原子炉下部キャビティ内の溶融炉心冷却に失敗	εモードによる格納容器機能喪失
格納容器過温破損	・原子炉容器破損 ・原子炉格納容器内への注水なし	τモードによる格納容器機能喪失
格納容器過圧破損	・崩壊熱による水蒸気生成 ・非凝縮性ガス生成	δ、θモードによる格納容器機能喪失

第3.1.3.1-45表 緩和手段の分析

主要な緩和手段	関連設備	主要な目的	運転操作タイミング	熱水力・放射能雰囲気条件下での運転操作可能性
格納容器隔離	格納容器隔離弁	放射性物質放出防止	・各種信号による自動作動 ・炉心損傷検知前に実施	可能
作業環境維持	アニュラス空気浄化系	放射性物質放出緩和	・各種信号による自動起動 ・所内電源及び外部電源喪失判断後実施	可能
	中央制御室非常用循環系(外気との隔離に係るバウンダリのみ)		—	なし
1次系強制減圧	加圧器逃がし弁 (制御用空気系使用)	・蒸気発生器伝熱管の健全性維持 ・熔融炉心の分散放出防止	炉心損傷検知後実施	可能
	加圧器逃がし弁 (窒素ポンプ使用)			
炉心への注水	非常用炉心冷却設備	・未臨界の維持 ・炉心損傷の進展防止と緩和 ・原子炉容器破損の防止及び遅延	非常用炉心冷却設備作動信号(S 信号)による自動起動	可能
格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	格納容器スプレイポンプ (中央制御室における手動起動)	・熔融炉心冷却 ・原子炉格納容器圧力上昇抑制 ・放射性物質放出緩和	炉心損傷検知後実施	可能
	常設電動注入ポンプ (水源補給前)			
格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水)	格納容器再循環ユニット (原子炉補機冷却水通水)	格納容器破損防止	最高使用圧力到達後実施	操作現場が高線量下で操作不可の場合がある。
格納容器内注水(格納容器内液相部への蓄熱)	常設電動注入ポンプ (水源補給後)	原子炉格納容器圧力上昇抑制	燃料取替用水枯渇後実施	操作現場が高線量下で操作不可の場合がある。
格納容器内自然対流冷却(海水通水)	格納容器再循環ユニット (海水通水)	格納容器破損防止	事故後24時間後実施	操作現場が高線量下で操作不可の場合がある。
水素濃度制御	電気式水素燃焼装置	水素濃度低減(短期)	炉心損傷検知前に実施	可能
	静的触媒式水素再結合装置	水素濃度低減(長期)	—(受動的安全設備)	なし
電源の確保	外部電源の回復	交流電源の復旧	所内電源及び外部電源喪失判断後実施	操作現場が高線量下で操作不可の場合がある。
	大容量空冷式発電機			可能

第3.1.3.1-46表 物理化学現象と関連する緩和手段の整理 (1/2)

物理化学現象	関連する緩和手段	備考
炉心損傷	—	—
蒸気発生器伝熱管破損	—	—
インターフェイスシステム LOCA	—	—
格納容器先行破損	格納容器隔離	格納容器隔離に失敗した場合、格納容器先行破損に至らない。
配管クリープ破損	1次系強制減圧	1次系強制減圧により配管クリープ破損発生を防止する。
TI-SGTR	1次系強制減圧	1次系強制減圧によりTI-SGTR発生を防止する。
原子炉容器内水蒸気爆発	1次系強制減圧	配管クリープ破損又は1次系強制減圧により原子炉容器内水蒸気爆発の発生可能性が増大する。
水素燃焼	炉心への注水	過熱炉心への注水により水素が追加発生する。
	電気式水素燃焼装置	電気式水素燃焼装置により、水素燃焼による格納容器破損を防止する。
	静的触媒式水素再結合装置	静的触媒式水素再結合装置により、水素燃焼による格納容器破損を防止する。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)により、原子炉下部キャビティ内熔融炉心冷却による追加水素発生を抑制する。
	格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水、海水通水)	格納容器内自然対流冷却による格納容器減圧に伴い、水素燃焼の発生可能性が増大する。
原子炉容器破損	炉心への注水	炉心への注水により原子炉容器破損を防止する。但し、本評価では炉心損傷後の再循環運転に期待しないため原子炉容器破損防止は考慮しない。
熔融物分散放出	1次系強制減圧	1次系強制減圧により熔融物分散放出の発生を防止する。
原子炉下部キャビティ内水量	炉心への注水	炉心への注水により、原子炉容器破損時の原子炉下部キャビティ水量が増大する可能性がある。
原子炉容器外水蒸気爆発	1次系強制減圧	1次系強制減圧によって熔融炉心が重力落下することで水蒸気爆発の発生可能性が増大する。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	原子炉下部キャビティに水がたまる場合、原子炉容器外水蒸気爆発の発生可能性が増大する。

第3.1.3.1-46表 物理化学現象と関連する緩和手段の整理 (2/2)

物理化学現象	関連する緩和手段	備考
格納容器雰囲気直接加熱	1次系強制減圧	1次系強制減圧により、熔融炉心を重力落下させることで格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止する。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	原子炉下部キャビティに水がたまる場合、格納容器雰囲気直接加熱の発生可能性が低減する。
格納容器直接接触	1次系強制減圧	1次系強制減圧により、熔融炉心を重力落下させることで格納容器直接接触の発生を防止する。
熔融炉心冷却	1次系強制減圧	1次系強制減圧により、熔融炉心を重力落下させることで熔融炉心の冷却失敗可能性が増大する。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)により原子炉下部キャビティ内水量が増大し、熔融炉心冷却を促進する。
ベースマツト熔融貫通	1次系強制減圧	1次系強制減圧により、熔融炉心を重力落下させることで熔融炉心の冷却ができず、ベースマツト熔融貫通の可能性増大。
	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り)	格納容器内注水により原子炉下部キャビティ内水量が増大し、熔融炉心の冷却が促進されることで、ベースマツト熔融貫通を抑制する。
格納容器過温破損	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り、格納容器内液相部への蓄熱)	格納容器内注水により格納容器過温破損を防止する。
	格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水、海水通水)	格納容器内自然対流冷却により格納容器過温破損を防止する。
格納容器過圧破損	格納容器内注水(原子炉下部キャビティ水張り、格納容器内液相部への蓄熱)	格納容器内注水により格納容器過圧破損を防止する。
	格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水、海水通水)	格納容器内自然対流冷却により格納容器過温破損を防止する。

第3.1.3.1-47表 ヘディングの選定及び定義(1/2)

No.	ヘディング	記号	ヘディングの定義	
原子炉容器破損前 (T1)	1	バイパス	BP	格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損、インターフェイスシステムLOCA)の場合、失敗とする。
	2	CV隔離	CI	事故後の格納容器隔離が正常に実施されなかった場合、失敗とする。
	3	先行破損	PF	格納容器先行破損の場合、失敗とする。
	4	1次系強制減圧	FD	炉心損傷後、加圧器逃がし弁(制御用空気系、窒素ポンプ)による1次系強制減圧に失敗した場合、失敗とする。
	5	配管クリープ破損	HCF	配管クリープ破損が発生せず1次系が高圧である場合、失敗とする。
	6	TI-SGTR	ITR	TI-SGTRが発生した場合、失敗とする。
	7	炉心への注水	LR	過熱炉心に注水したときの水素生成量増大の観点から、炉心損傷後に高圧注入又は低圧注入が継続していない場合、失敗とする。
	8	炉内水蒸気爆発	ISX	原子炉容器内水蒸気爆発によって原子炉格納容器の破損が生じた場合、失敗とする。
	9	イグナイタ	IG	電気式水素燃焼装置(イグナイタ)の起動に失敗した場合、失敗とする。
	10	水素燃焼	HP1	原子炉容器破損前に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生し、格納容器破損に至った場合、失敗とする。
原子炉容器破損直後 (T2)	11	溶融物分散放出	RPV	原子炉容器破損の時点で1次系圧力が2.0MPa(gage)未満であった場合、失敗(溶融炉心が重力落下する)とする。
	12	キャビティ内水量	DC	原子炉容器破損の時点で、原子炉下部キャビティに十分に水がたまっておらず溶融炉心が冠水しない場合、失敗とする。
	13	CV内注水(キャビティ水張り)	CF	格納容器スプレイ(中央制御室における手動起動)による格納容器内注水又は常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ(水源補給前)に失敗した場合、失敗とする。
	14	炉外水蒸気爆発	ESX	原子炉容器破損直後に、原子炉容器外水蒸気爆発による格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
	15	CV雰囲気直接加熱	DCH	原子炉容器破損直後に、格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
	16	CV直接接触	MA	原子炉容器破損直後に、格納容器直接接触による格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
	17	水素燃焼	HP2	原子炉容器破損直後に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生し、格納容器破損に至った場合、失敗とする。

第3.1.3.1-47表 ヘディングの選定及び定義(2/2)

No.	ヘディング	記号	ヘディングの定義	
原子炉容器破損後後期 (T3)	18	CV内自然対流冷却 (CCW通水)	NCC1	格納容器再循環ユニット(原子炉補機冷却水通水)による格納容器内自然対流冷却により格納容器除熱が行えない場合、失敗とする。
	19	CV内注水(液相蓄熱)	HSL	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ(水源補給後)に失敗した場合、失敗とする。
	20	CV内自然対流冷却 (海水通水)	NCC2	格納容器再循環ユニット(海水通水)による格納容器内自然対流冷却により格納容器除熱が行えない場合、失敗とする。
	21	デブリ冷却	EVC	溶融炉心の冷却に失敗し、MCCIが継続する場合、失敗とする。
	22	水素燃焼	HP3	原子炉容器破損後後期に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生し、格納容器破損に至った場合、失敗とする。
	23	ベースマツト溶融貫通	BM	溶融炉心冷却に失敗した場合に、CV過圧破損、CV過温破損より先行してベースマツトが溶融貫通に至る場合、失敗とする。
	24	CV過温破損	OT	原子炉格納容器内温度が上昇し、原子炉格納容器が過温破損する場合、失敗とする。

第3.1.3.1-48表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を与える側)	バイパス (BP)	CV隔離 (CI)	先行破損 (PF)	1次系強制減圧 (FD)	配管クリープ破損 (HCF)	TI-SGTR (ITR)	炉心への注水 (LR)	炉内水蒸気爆発 (ISX)	イグナイタ (IG)	水素燃焼 (HP1)	溶融物分散放出 (RPV)	キャビティ内水量 (DC)	CV内注水 (キャビティ水張り) (CF)	炉外水蒸気爆発 (ESX)	CV 雰 囲 気 直 接 加 熱 (DCH)	CV直接接点 (MA)	水素燃焼 (HP2)	CV内自然対流冷却 (CCW 通水) (NCC1)	CV内注水 (液相蓄熱) (HSL)	CV内自然対流冷却 (海水通水) (NCC2)	デブリ冷却 (EVC)	水素燃焼 (HP3)	ベースマツト溶融貫通 (BM)	CV過温破損 (OT)	備考	
ヘディング (影響を受ける側)																										
バイパス (BP)																										—
CV隔離 (CI)																										—
先行破損 (PF)																										—
1次系強制減圧 (FD)																										—
配管クリープ破損 (HCF)																										1次系強制減圧(FD)失敗時に発生可能性有
TI-SGTR (ITR)																										1次系強制減圧(FD)失敗時、配管クリープ破損(HCF)失敗時に発生可能性有
炉心への注水 (LR)																										中高圧シーケンス(S**, T**)では、1次系強制減圧(FD)成功時、配管クリープ破損(HCF)成功時に炉心への注水可能性有
炉内水蒸気爆発 (ISX)																										中高圧シーケンス(S**, T**)では、1次系強制減圧(FD)成功時、配管クリープ破損(HCF)成功時に発生可能性有
イグナイタ (IG)																										—
水素燃焼 (HP1)																										炉心への注水(LR)に従属(Zr-水反応による水素発生) イグナイタ(IG)失敗時に発生可能性有
溶融物分散放出 (RPV)																										中高圧シーケンス(S**, T**)では、1次系強制減圧(FD)、配管クリープ破損(HCF)に従属
キャビティ内水量 (DC)																										炉心への注水(LR)に従属
CV内注水 (キャビティ水張り) (CF)																										キャビティ内水量(DC)失敗(キャビティ水少量)時に、操作を実施
炉外水蒸気爆発 (ESX)																										溶融物分散放出(RPV)、キャビティ内水量(DC)、CV内注水(キャビティ水張り)(CF)に従属
CV 雰 囲 気 直 接 加 熱 (DCH)																										溶融物分散放出(RPV)成功(分散放出)時に発生可能性有。キャビティ内水量(DC)に従属
CV直接接点 (MA)																										溶融物分散放出(RPV)成功(分散放出)時に発生可能性有
水素燃焼 (HP2)																										炉心への注水(LR)に従属(Zr-水反応による水素発生)。イグナイタ(IG)失敗時に発生可能性有。過去の水素燃焼の有無に従属
CV内自然対流冷却 (CCW 通水) (NCC1)																										キャビティ内水量(DC)成功(キャビティ水多量)時又はCV内注水(キャビティ水張り)(CF)成功時に操作を実施
CV内注水 (液相蓄熱) (HSL)																										キャビティ内水量(DC)失敗(キャビティ水少量)時及びCV内注水(キャビティ水張り)(CF)成功時に操作を実施 CV内自然対流冷却(CCW通水)(NCC1)失敗時に操作を実施
CV内自然対流冷却 (海水通水) (NCC2)																										CV内注水(液相蓄熱)(HSL)成功時に操作を実施
デブリ冷却 (EVC)																										溶融物分散放出(RPV)、キャビティ内水量(DC)、CV内注水(キャビティ水張り)(CF)に従属
水素燃焼 (HP3)																										炉心への注水(LR)に従属(Zr-水反応による水素発生) イグナイタ(IG)失敗時に発生可能性有 過去の水素燃焼の有無、CV内注水(キャビティ水張り)(CF)、CV内自然対流冷却(CCW通水)(NCC1)、CV内自然対流冷却(海水通水)(NCC2)、デブリ冷却(EVC)に従属
ベースマツト溶融貫通 (BM)																										溶融物分散放出(RPV)、CV内自然対流冷却(CCW通水)(NCC1)、CV内自然対流冷却(海水通水)(NCC2)に従属 デブリ冷却(EVC)失敗時に発生可能性有
CV過温破損 (OT)																										溶融物分散放出(RPV)、CV内注水(キャビティ水張り)(CF)に従属 CV内自然対流冷却(CCW通水)(NCC1)、CV内自然対流冷却(海水通水)(NCC2)失敗時に発生可能性有

- : 影響を与える側が成功した場合に影響を受ける側が従属
- : 影響を与える側が失敗した場合に影響を受ける側が従属
- ◎ : 影響を与える側が成功・失敗によらず影響を受ける側が従属
- × : 影響を与える側が失敗した場合に格納容器機能喪失
- * : 過去に水素燃焼が発生したがCV破損に至らなかった場合、従属

第3.1.3.1-49表 事故進展解析の対象とした事故シーケンス

No.	PDS	PDSごとに選定した 事故シーケンス	緩和操作
1	AED	大破断LOCA + ECCS注入失敗 + CV スプレイ注入失敗	なし
2	AED+AM		常設電動注入ポンプ CV内自然対流冷却(海水通水)
3	AEW	大破断LOCA + ECCS再循環失敗 + CVスプレイ再循環失敗	なし
4	AEW+AM		CV内自然対流冷却(CCW通水)
—	AEI	大破断LOCA + ECCS注入失敗	—
5	SED	小破断LOCA + ECCS注入失敗 + CV スプレイ注入失敗	なし
6	SED+AM		1次系強制減圧 常設電動注入ポンプ CV内自然対流冷却(海水通水)
7	SEW	小破断LOCA + ECCS注入失敗 + CV スプレイ再循環失敗	なし
8	SEW+AM		1次系強制減圧 CVスプレイポンプ(手動) CV内自然対流冷却(CCW通水)
—	SEI	小破断LOCA + ECCS注入失敗	—
9	SLW	小破断LOCA + ECCS再循環失敗 + CVスプレイ再循環失敗	なし
10	SLW+AM		1次系強制減圧 CV内自然対流冷却(CCW通水)
11	SLI	小破断LOCA + ECCS再循環失敗	なし
12	TED	全交流動力電源喪失 + 補助給水系作 動失敗	なし
13	TED+AM		1次系強制減圧 常設電動注入ポンプ CV内自然対流冷却(海水通水)
14	TEW	全給水喪失 + CVスプレイ再循環失敗	なし
15	TEW+AM		1次系強制減圧 CVスプレイポンプ(手動) CV内自然対流冷却(CCW通水)
—	TEI	全給水喪失	—

注) ハッチング箇所のAEI、SEI、TEIについては、本評価では炉心損傷後の格納容器スプレイ再循環に期待しておらず、それぞれAEW、SEW、TEWと格納容器内雰囲気条件が類似することになるため、これらについては事故進展解析を行っていない。

第3.1.3.1-50表 解析コードの基本解析条件

項目	条件	備考
燃料(UO ₂)重量	1.02×10 ⁵ kg	
被覆管(ジルカロイ)重量	2.45×10 ⁴ kg	
炉心崩壊熱	炉心平均評価用	日本原子力学会推奨の崩壊熱曲線*
炉心熱出力	3,411×1.02 MWt	102%出力運転
1次冷却材圧力	15.41+0.21MPa[gage]	設計値+計測誤差
1次冷却材平均温度	307.1+2.2℃	設計値+計測誤差
ループ全流量	60.1×10 ⁶ kg/h	100%T.D.F.ベース
蒸気発生器伝熱管施栓率	10%	
原子炉格納容器区画室分割	4分割	
原子炉格納容器区画全自由体積	72,900 m ³	最小評価値
原子炉格納容器初期圧力	9.8 kPa[gage]	最大値(保安規定値考慮)
原子炉格納容器初期温度	49℃	通常運転時格納容器内最高温度
原子炉格納容器ヒートシンク温度	49℃	通常運転時格納容器内最高温度
蓄圧タンク作動基数	4基	
蓄圧タンク保持圧力	4.04 MPa[gage]	最小値
蓄圧タンク保有水量	26.9 m ³ /基	最小値

*:「PWRの安全解析用崩壊熱について」MHI-NES-1010改4(平成25年7月)

第3.1.3.1-51表 事故進展解析の解析条件

PDS	起回事象	高压注入	低压注入	蓄圧注入	格納容器スプレイ注入	高压再循環	低压再循環	格納容器スプレイ再循環	補助給水
AED	高温側配管 完全両端破断	不作動	不作動	4基	不作動	不作動	不作動	不作動	作動
AED+緩和策									
AEW	高温側配管 完全両端破断	2系統	2系統	4基	2系統	不作動	不作動	不作動	作動
AEW+緩和策									
AEI	高温側配管 完全両端破断	不作動	不作動	4基	2系統	不作動	不作動	2系統	作動
SED	高温側配管 2inch 破断	不作動	不作動	4基	不作動	不作動	不作動	不作動	作動
SED+緩和策									
SEW	高温側配管 2inch 破断	不作動	不作動	4基	2系統	不作動	不作動	不作動	作動
SEW+緩和策									
SEI	高温側配管 2inch 破断	不作動	不作動	4基	2系統	不作動	不作動	2系統	作動
SLW	高温側配管 2inch 破断	2系統	2系統	4基	2系統	不作動	不作動	不作動	作動
SLW+緩和策									
SLI	高温側配管 2inch 破断	2系統	2系統	4基	2系統	不作動	不作動	2系統	作動
TED	全交流動力電源喪失	不作動	不作動	4基	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
TED+緩和策									
TEW	全給水喪失	不作動	不作動	4基	2系統	不作動	不作動	不作動	不作動
TEW+緩和策									
TEI	全給水喪失	不作動	不作動	4基	2系統	不作動	不作動	2系統	不作動

注1) 緩和操作なしの解析条件を記載。

注2) ハッチング箇所のAEI、SEI、TEIについては、本評価では炉心損傷後の格納容器スプレイ再循環に期待しておらず、それぞれAEW、SEW、TEWと格納容器内雰囲気条件が類似することになるため、これらについては事故進展解析を行っていない。

第3.1.3.1-52表 事故進展解析結果(1/2)

主要事象	AED	AED+AM	AEW	AEW+AM	SED	SED+AM	SEW	SEW+AM
原子炉トリップ	0.0秒	0.0秒	0.5秒	0.5秒	0.0秒	0.0秒	2.8分	2.8分
補助給水系作動	1.0分	1.0分	1.0分	1.0分	1.0分	1.0分	4.1分	4.1分
充てん系作動	—	—	—	—	—	—	—	—
高圧注入系作動	—	—	0.5秒	0.5秒	—	—	—	—
低圧注入系作動	—	—	13秒	13秒	—	—	—	—
蓄圧注入作動	11秒	11秒	11秒	11秒	1.5時間	1.5時間	1.6時間	1.6時間
蓄圧注入終了	1.0分	1.0分	1.0分	1.0分	3.4時間	6.2時間	3.6時間	6.3時間
ラプチャーディスク破損	—	—	—	—	—	1.6時間	—	1.7時間
格納容器スプレイ作動*1	—	52分	6.6秒	6.6秒	—	1.9時間	3.0時間	1.5時間
再循環切替	—	—	—	—	—	—	—	—
炉心露出	5.6分	5.6分	26分	26分	53分	53分	56分	56分
被覆管破損	13分	14分	37分	37分	1.2時間	1.2時間	1.2時間	1.2時間
炉心溶融開始	22分	22分	47分	47分	1.4時間	1.4時間	1.5時間	1.5時間
下部ヘッドへ溶融炉心移動開始	59分	58分	1.5時間	1.5時間	2.3時間	6.6時間	2.4時間	6.7時間
原子炉容器破損	1.4時間	1.4時間	2.2時間	2.2時間	3.4時間	8.5時間	3.6時間	8.6時間
原子炉格納容器最高使用圧力到達	4.6時間	4.5時間	10時間	10時間	5.4時間	15時間	14時間	14時間
2Pd(原子炉格納容器最高使用圧力の2倍)到達*2	20時間	—	22時間	—	26時間	—	27時間	—
原子炉格納容器内温度200℃到達*3	25時間	—	—	—	34時間	—	—	—

*1:代替格納容器スプレイを考慮した解析ケースでは、代替格納容器スプレイ作動時刻(炉心溶融開始+30分)を示す。

*2:原子炉格納容器圧力2Pd到達時間を格納容器過圧破損時間とする。

*3:原子炉格納容器内温度200℃到達時間を格納容器過温破損時間とする。

第3.1.3.1-52表 事故進展解析結果(2/2)

主要事象	SLW	SLW+AM	SLI	TED	TED+AM	TEW	TEW+AM
原子炉トリップ	2.8分	2.8分	2.8分	0.0秒	0.0秒	50秒	50秒
補助給水系作動	4.1分	4.1分	4.1分	—	—	—	—
充てん系作動	—	—	—	—	—	—	—
高圧注入系作動	3.1分	3.1分	3.1分	—	—	—	—
低圧注入系作動	—	—	—	—	—	—	—
蓄圧注入作動	1.6時間	1.6時間	1.6時間	4.2時間	3.6時間	2.6時間	2.2時間
蓄圧注入終了	9.1時間	7.4時間	9.1時間	4.2時間	6.8時間	2.6時間	4.4時間
ラプチャーディスク破損	—	6.5時間	—	1.8時間	1.7時間	34分	34分
格納容器スプレイ作動 ^{*1}	2.5時間	2.5時間	2.5時間	—	3.6時間	2.5時間	1.6時間
再循環切替	—	—	2.8時間	—	—	—	—
炉心露出	4.9時間	4.9時間	4.9時間	2.2時間	2.3時間	1.1時間	1.1時間
被覆管破損	5.6時間	5.6時間	5.6時間	2.6時間	2.6時間	1.3時間	1.3時間
炉心溶融開始	6.3時間	6.3時間	6.3時間	3.1時間	3.1時間	1.6時間	1.6時間
下部ヘッドへの溶融炉心移動開始	7.8時間	8.0時間	7.8時間	4.2時間	5.5時間	2.5時間	3.2時間
原子炉容器破損	9.1時間	9.6時間	9.1時間	4.2時間	6.7時間	2.5時間	4.3時間
原子炉格納容器最高使用圧力到達	12時間	13時間	—	8.8時間	17時間	15時間	14時間
2Pd(原子炉格納容器最高使用圧力の2倍)到達 ^{*2}	24時間	—	—	36時間	—	28時間	—
原子炉格納容器内温度200℃到達 ^{*3}	—	—	—	31時間	—	—	—

*1:代替格納容器スプレイを考慮した解析ケースでは、代替格納容器スプレイ作動時刻(炉心溶融開始+30分)を示す。

*2:原子炉格納容器圧力2Pd到達時間を格納容器過圧破損時間とする。

*3:原子炉格納容器内温度200℃到達時間を格納容器過温破損時間とする。

第3.1.3.1-53表 事故進展解析結果(シビアアクシデント負荷)

PDS	原子炉容器破損前		原子炉格納容器破損前			原子炉容器破損前			原子炉容器破損直後(30分)			原子炉容器破損後後期 ^{*1}		
	1次系圧力 (MPa[gage])	原子炉下部キャビティ内水量(t)	原子炉格納容器内温度(°C)	原子炉格納容器圧力(MPa[gage])	ベースマント侵食深さ(mm)	水素濃度(vol%) (ウエット条件)	水蒸気濃度(vol%)	水素濃度(vol%) (ウエット条件) Zr-水反応割合75% ^{*2}	水素濃度(vol%) (ウエット条件)	水蒸気濃度(vol%)	水素濃度(vol%) (ウエット条件) Zr-水反応割合75% ^{*2}	水素濃度(vol%) (ウエット条件)	水蒸気濃度(vol%)	水素濃度(vol%) (ウエット条件) Zr-水反応割合75% ^{*2}
AED	0.2	32.6	192.8	0.78	1.7	2.6	53.6	5.7	2.1	63.9	4.4	5.7	76.0	<u>5.7</u>
AED+AM	0.2	67.9	—	—	—	2.4	54.9	5.5	2.0	64.3	4.4	3.6	38.2	7.5
AEW	0.1	341.8	169.3	0.78	0.0	4.1	27.7	8.7	3.3	44.9	6.7	1.1	81.5	2.3
AEW+AM	0.1	341.8	—	—	—	4.1	28.0	8.6	3.3	44.9	6.7	2.8	53.8	5.7
SED	2.4	1.4	192.0	0.78	1.7	3.7	52.9	5.6	2.9	64.7	4.3	5.8	75.9	<u>5.8</u>
SED+AM	0.2	323.1	—	—	—	5.3	51.7	5.7	4.1	64.2	4.3	6.0	47.0	6.3
SEW	2.4	340.7	168.9	0.78	0.0	7.0	10.8	10.5	7.4	40.6	<u>7.4</u>	2.4	80.7	<u>2.4</u>
SEW+AM	0.2	337.9	—	—	—	6.4	44.8	6.5	5.2	56.7	<u>5.2</u>	5.7	52.4	<u>5.7</u>
SLW	1.2	339.0	168.5	0.78	0.0	4.7	54.1	5.4	4.9	60.0	<u>4.9</u>	2.4	80.7	<u>2.4</u>
SLW+AM	0.2	338.8	—	—	—	4.7	52.1	5.8	4.0	60.3	4.8	4.7	53.3	5.6
SLI	1.2	344.8	—	—	—	9.5	9.2	10.7	11.0	10.8	<u>11.0</u>	11.5	6.9	<u>11.5</u>
TED	17.0	1.0	200.0	0.71	1.4	4.6	53.0	6.2	4.8	52.0	5.7	5.6	74.0	<u>5.6</u>
TED+AM	1.8	323.5	—	—	—	4.5	53.6	5.6	4.8	62.4	<u>4.8</u>	7.1	44.9	<u>7.1</u>
TEW	15.7	1.0	171.4	0.78	0.0	4.6	58.2	5.8	9.1	11.7	10.5	2.0	80.7	2.3
TEW+AM	1.9	342.4	—	—	—	6.2	34.5	7.8	7.2	41.4	<u>7.2</u>	6.0	51.9	<u>6.0</u>

*1:AED、AEW、SED、SEW、SLW、TED及びTEWは原子炉格納容器破損時点の値。AED+AM、AEW+AM、SED+AM、SEW+AM、SLI、TED+AM及びTEW+AMは原子炉格納容器が破損しないため解析終了時点の値。

*2:発生する水素量を補正するに当たっては、炉外での水素生成にあたるMCCIによる水素量も含む。但し、発生水素量の合計が全炉心Zr量の75%を上回る場合は補正を行っていない。

第3.1.3.1-54表 事故進展解析結果のパラメータの確率評価への影響

パラメータ		影響するヘディング	確率評価への影響
原子炉容器破損前	1次系圧力	溶融物分散放出 (RPV)	原子炉容器破損前の1次系圧力により、原子炉容器破損直後の溶融物分散放出 (RPV) の分岐確率を設定しており、溶融物分散放出 (RPV) の成功、失敗によって、CV雰囲気直接加熱 (DCH)、原子炉格納容器への直接接触等による格納容器破損の可能性の有無が変わる。
	原子炉下部キャビティ水量	キャビティ内水量 (DC)	キャビティ内水量の成功、失敗により炉外水蒸気爆発による格納容器破損の可能性の有無が変わる。また、原子炉下部キャビティ内の溶融炉心が冷却される効果及び分散する溶融炉心が冷却される効果を想定するためキャビティ内水量の成功、失敗により溶融炉心冷却の成功の可能性及びCV雰囲気直接加熱 (DCH) による格納容器破損等の確率が変わる。
原子炉格納容器破損前	原子炉格納容器雰囲気温度 原子炉格納容器圧力	格納容器過温破損 (OT)	格納容器破損直前は「原子炉格納容器圧力が最高使用圧力の2倍に到達又は原子炉格納容器内温度が200℃到達」としている。格納容器破損直前の原子炉格納容器内温度及び原子炉格納容器圧力を参照することで原子炉容器破損後後期の過温破損 (OT) の分岐確率を変える。
	ベースマツト侵食深さ	ベースマツト溶融貫通 (BM)	格納容器破損直前のベースマツト侵食深さを参照することで、原子炉容器破損後後期のベースマツト溶融貫通 (BM) の分岐確率を変える。
原子炉容器破損前／ 原子炉容器破損直後 (30分)／ 原子炉容器破損後後期	水素濃度	水素燃焼 (HP1、HP2及びHP3)	各時期の水素濃度、水蒸気濃度を参照することで、各時期の水素燃焼 (HP1、HP2及びHP3) の分岐確率を設定する。炉心への注水 (LR) に成功した場合には、炉心への注水によるジルコニウム-水反応の促進を想定しジルコニウム-水反応割合75%の水素濃度を参照して分岐確率を設定する。
	水蒸気濃度		
	水素濃度 (ジルコニウム-水反応割合75%)		

第3.1.3.1-55表 各ヘディングの分岐確率の設定の考え方(1/2)

No.	ヘディング	記号	ヘディングの分岐確率の設定の考え方	分類
1	バイパス	BP	プラント損傷状態が格納容器バイパスの場合失敗	レベル1PRA結果
2	CV隔離	CI	システム信頼性解析によりCV隔離に失敗する確率を算出	システム信頼性解析
3	先行破損	PF	プラント損傷状態が格納容器先行破損の場合失敗	レベル1PRA結果
4	1次系強制減圧	FD	システム信頼性解析により加圧器逃がし弁(制御用空気系、窒素ポンプ)による1次系強制減圧に失敗する確率を算出	システム信頼性解析
5	配管クリーブ破損	HCF	NUREGレポート等を基に設定	過去の知見(文献) 工学的判断
6	TI-SGTR	ITR	TI-SGTRに至る可能性がある事故シーケンスに対し、NUREGレポート等を基にAPET評価により設定	レベル1PRA結果 APET 評価 過去の知見(文献) 工学的判断
7	炉心への注水	LR	炉心損傷に至る事故シーケンスのうち、炉心損傷後も炉心に注水される事故シーケンスの割合から設定	レベル1PRA結果 工学的判断
8	炉内水蒸気爆発	ISX	米国での専門家の評価(NUREGレポート等)を基に設定	過去の知見(文献) 工学的判断
9	イグナイタ	IG	システム信頼性解析により電気式水素燃焼装置(イグナイタ)の作動に失敗する確率を算出	システム信頼性解析
10	水素燃焼	HP1	事故進展解析結果の水素濃度、水蒸気濃度*から水素燃焼及び水素燃焼による格納容器破損の可能性を判定して設定	事故進展解析 過去の知見(文献) 工学的判断
11	溶融物分散放出	RPV	事故進展解析のRV破損前の1次系圧力から溶融物分散放出の可能性を判定して設定	事故進展解析 過去の知見(文献) 工学的判断
12	キャビティ内水量	DC	事故進展解析のRV破損前のキャビティ内水量から設定	事故進展解析 工学的判断

*:水素が着火するタイミングについては不確かさがあることから、第3.1.3.1-53表に示す原子炉容器破損前の水素濃度、水蒸気濃度を代表的に用いて水素燃焼及び水素燃焼による格納容器破損の分岐確率を設定する。

第3.1.3.1-55表 各ヘディングの分岐確率の設定の考え方(2/2)

No.	ヘディング	記号	ヘディングの分岐確率の設定の考え方	分類
13	CV内注水(キャビティ水張り)	CF	システム信頼性解析によりCVスプレイ(手動起動)及び常設電動注入ポンプによる代替CVスプレイに失敗する確率を算出	システム信頼性解析 工学的判断
14	炉外水蒸気爆発	ESX	DET評価により炉外水蒸気爆発によるCV破損の確率を設定	DET評価 過去の知見(文献) 工学的判断
15	CV雰囲気直接加熱	DCH	DET評価によりDCHによるCV破損の確率を設定	DET評価 過去の知見(文献) 工学的判断
16	CV直接接触	MA	BWR Mark I特有の問題として捉えられていることを踏まえ、工学的判断で設定	過去の知見(文献) 工学的判断
17	水素燃焼	HP2	事故進展解析結果の水素濃度、水蒸気濃度*から水素燃焼及び水素燃焼による格納容器破損の可能性を判定して設定	事故進展解析 過去の知見(文献) 工学的判断
18	CV内自然対流冷却(CCW通水)	NCC1	システム信頼性解析によりCV内自然対流冷却(CCW通水)に失敗する確率を算出	システム信頼性解析 工学的判断
19	CV内注水(液相蓄熱)	HSL	システム信頼性解析により常設電動注入ポンプによる代替CVスプレイ(水源補給後)に失敗する確率を算出	システム信頼性解析 工学的判断
20	CV内自然対流冷却(海水通水)	NCC2	システム信頼性解析によりCV内自然対流冷却(海水通水)に失敗する確率を算出	システム信頼性解析 工学的判断
21	デブリ冷却	EVC	DET評価により熔融炉心冷却に失敗する確率を設定	DET評価 過去の知見(文献) 工学的判断
22	水素燃焼	HP3	事故進展解析結果の水素濃度、水蒸気濃度*から水素燃焼及び水素燃焼による格納容器破損の可能性を判定して設定	事故進展解析 過去の知見(文献) 工学的判断
23	ベースマツト熔融貫通	BM	事故進展解析結果の熱水力挙動及び熔融炉心冷却の条件を考慮して設定	事故進展解析 工学的判断
24	CV過温破損	OT	事故進展解析結果の熱水力挙動及び過温破損の生じやすさに関して熔融炉心分散、キャビティ冠水の条件を考慮して設定	事故進展解析 工学的判断

*:水素が着火するタイミングについては不確かさがあることから、第3.1.3.1-53表に示す原子炉容器破損直後又は原子炉容器破損後後期の水素濃度、水蒸気濃度を代表的に用いて水素燃焼及び水素燃焼による格納容器破損の分岐確率を設定する。

第3.1.3.1-56表 各ヘディングの分岐確率の不確かさの分布設定の考え方

No.	ヘディング	記号	ヘディングの分岐確率の分布設定の考え方	備考
1	バイパス	BP	PDSにより分岐の成否が決まるため、設定不要である。	固定値
2	CV隔離	CI	システム信頼性解析に従う。	システム評価
3	先行破損	PF	PDSにより分岐の成否が決まるため、設定不要である。	固定値
4	I次系強制減圧	FD	システム信頼性解析に従う。	システム評価
5	配管クリープ破損	HCF	文献を参考に設定する。	連続分布
6	TI-SGTR	ITR	APETのヘディングの不確かさ分布を設定し、APET評価値の不確かさ分布を算出して設定する。	APET評価
7	炉心への注水	LR	炉心損傷後も炉心に注水される事故シーケンスの割合の不確かさ分布を算出して設定する。	システム評価
8	炉内水蒸気爆発	ISX	文献を参考に設定する。	対数正規分布
9	イグナイタ	IG	システム信頼性解析に従う。	システム評価
10	水素燃焼	HP1	事故進展解析結果と文献を参考に設定する。	離散分布
11	溶融物分散放出	RPV	事故進展解析結果、プラントパラメータ、文献を参考に設定する。 FD成功の場合は2.0MPa[gage]未満の場合、固定値を設定する。	離散分布 固定値
12	キャビティ内水量	DC	PDSにより分岐の成否が決まるため、設定不要である。	固定値
13	CV内注水(キャビティ水張り)	CF	システム信頼性解析に従う。	システム評価
14	炉外水蒸気爆発	ESX	DET評価値の不確かさ解析を実施して設定する。 DET評価値を参考に設定している条件については工学的判断から固定値を設定する。	DET評価 固定値
15	CV雰囲気直接加熱	DCH	DET評価値の不確かさ解析を実施して設定する。 DET評価値を参考に設定している条件については工学的判断から固定値を設定する。	DET評価 固定値
16	CV直接接触	MA	工学的判断から固定値を設定する。	固定値
17	水素燃焼	HP2	HP1と同じ。過去の水素燃焼ありの条件については工学的判断から固定値を設定する。	離散分布 固定値
18	CV内自然対流冷却(CCW通水)	NCC1	システム信頼性解析に従う。	システム評価
19	CV内注水(液相蓄熱)	HSL	システム信頼性解析に従う。	システム評価
20	CV内自然対流冷却(海水通水)	NCC2	システム信頼性解析に従う。	システム評価
21	デブリ冷却	EVC	DET評価値の不確かさ解析を実施して設定する。 DET評価値を参考に設定している条件については工学的判断から離散分布を設定する。その他の条件については工学的判断から固定値を設定する。	DET評価 離散分布 固定値
22	水素燃焼	HP3	HP1と同じ。過去の水素燃焼ありの条件については工学的判断から固定値を設定する。その他の条件については工学的判断から固定値を設定する。	離散分布 固定値
23	ベースマツト溶融貫通	BM	工学的判断から固定値を設定する。	固定値
24	CV過温破損	OT	工学的判断から固定値を設定する。	固定値

第3.1.3.1-57表 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器機能喪失頻度

PDS	CDF(／炉年)	寄与割合 (%)	条件付き 格納容器 機能喪失確率	CFF(／炉年)	寄与割合 (%)
AED	1.7E-09	<0.1	0.94	1.6E-09	0.2
AEW	1.6E-07	6.3	0.07	1.1E-08	1.1
AEI	2.5E-07	10.3	0.05	1.3E-08	1.3
ALC	3.9E-09	0.2	1.00	3.9E-09	0.4
SED	3.0E-07	12.3	0.53	1.6E-07	16.3
SEW	6.8E-10	<0.1	0.11	7.2E-11	<0.1
SEI	7.7E-08	3.1	0.30	2.3E-08	2.3
SLW	7.3E-07	29.5	0.37	2.7E-07	27.3
SLI	3.6E-08	1.5	0.05	1.8E-09	0.2
SLC	3.2E-08	1.3	1.00	3.2E-08	3.2
TED	3.4E-07	13.7	0.37	1.2E-07	12.6
TEW	1.6E-08	0.6	0.26	4.0E-09	0.4
TEI	4.5E-07	18.2	0.60	2.7E-07	27.4
V	3.8E-09	0.2	1.00	3.8E-09	0.4
G	6.7E-08	2.7	1.00	6.7E-08	6.8
合計	2.5E-06	100.0	0.40*	9.9E-07	100.0

*: PDS別条件付き格納容器機能喪失確率を合計したものではなく、CFFの合計をCDFの合計で除した値。

第3.1.3.1-58表 格納容器機能喪失モード別の格納容器機能喪失頻度

格納容器機能喪失モード	CFF (／炉年)	寄与割合 (%)
α(原子炉容器内水蒸気爆発)	5.5E-11	<0.1
β(格納容器隔離失敗)	3.6E-07	36.6
γ(水素燃焼(原子炉容器破損前))	1.3E-12	<0.1
γ'(水素燃焼(原子炉容器破損直後))	1.4E-10	<0.1
γ''(水素燃焼(原子炉容器破損後後期))	1.5E-09	0.2
δ(水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)	4.4E-07	45.1
ε(ベースマツト溶融貫通)	7.9E-09	0.8
θ(水蒸気蓄積による格納容器先行破損)	3.6E-08	3.6
η(原子炉容器外水蒸気爆発)	1.1E-09	0.1
σ(格納容器雰囲気直接加熱)	0	0
ν(インターフェイスシステムLOCA)	3.8E-09	0.4
g(蒸気発生器伝熱管破損)	6.7E-08	6.8
τ(格納容器過温破損)	6.3E-08	6.4
μ(格納容器直接接触)	ε	<0.1
合 計	9.9E-07	100.0

ε: カットオフ値 (1.0E-12 (／炉年)) 未満

第3.1.3.1-59表 放出カテゴリの選定

原子炉格納容器の状態		内的／ 外的	大規模放出開始 のタイミング	No.	放出カテ ゴリ記号	格納容器機能喪失 モード	PDS
格納 容器 機能 喪失	格納容器 バイパス	内的	炉心損傷時又は 炉心損傷後	①	F1	g(SGTR、TI-SGTR) ν	G(起因)、S**/T**(TI-SGTR) V
		外的	炉心損傷時	②	F2	g(SGTR(複数本破 損))	G(起因)
	格納容器 破損	内的(エナ ジェティク ク)	炉心損傷後	③-a	F3A	α 、 γ 、 γ' 、 γ'' 、 η 、 σ 、 μ	S**/T**(σ 、 μ モード) 全て(α 、 γ 、 γ' 、 γ'' 、 η モード)
		内的(先行 破損)	炉心損傷時	③-b	F3B	θ	ALC、SLC
		内的(その 他)	炉心損傷後	③-c	F3C	ε 、 τ 、 δ	全て
		外的	炉心損傷時	④	F4	χ	B
	隔離 失敗	内的及び 外的	炉心損傷時	⑤	F5	β	全て
健全(設計漏えい)	内的及び 外的	— (大規模放出なし)	⑥	F6	ϕ	AED、AEW、AEI、SED、SEW、SEI、 SLW、SLI、TED、TEW、TEI	

注)ハッチング箇所は内部事象出力運転時PRAにて考慮しない放出カテゴリ

第3.1.3.1-60表 放出カテゴリ別発生頻度

原子炉格納容器の状態		分類	放出カテゴリ 記号	発生頻度 (/炉年)	寄与 割合 (%)
格納容器 機能喪失	格納容器 バイパス	—	F1	7.1E-08	3.0
	格納容器 破損	エナジェティック	F3A	2.8E-09	0.1
		先行破損	F3B	3.6E-08	1.5
		その他	F3C	5.2E-07	21.5
	隔離失敗	—	F5	3.6E-07	15.0
健全(設計漏えい)		—	F6	1.4E-06	58.9

第3.1.3.1-61表 不確実さ解析結果(プラント損傷状態別)

PDS	CFF(／炉年)				エラー ファクタ
	5%値	50%値	95%値	平均値	
AED	1.1E-12	2.1E-10	5.5E-09	1.3E-09	7.2E+01
AEW	2.6E-11	2.0E-09	4.5E-08	1.0E-08	4.1E+01
AEI	6.4E-11	3.9E-09	4.4E-08	1.2E-08	2.6E+01
ALC	2.4E-12	3.6E-10	1.5E-08	3.9E-09	7.9E+01
SED	9.7E-09	4.1E-08	2.6E-07	8.6E-08	5.2E+00
SEW	1.9E-12	2.3E-11	2.4E-10	6.7E-11	1.1E+01
SEI	1.2E-09	9.2E-09	5.9E-08	1.8E-08	7.1E+00
SLW	2.1E-08	9.7E-08	5.4E-07	1.7E-07	5.1E+00
SLI	3.3E-11	4.5E-10	6.5E-09	1.7E-09	1.4E+01
SLC	2.8E-09	1.3E-08	7.8E-08	2.5E-08	5.3E+00
TED	2.1E-08	6.0E-08	2.3E-07	9.2E-08	3.3E+00
TEW	4.1E-10	1.6E-09	1.1E-08	3.7E-09	5.2E+00
TEI	4.7E-08	1.5E-07	7.0E-07	2.7E-07	3.9E+00
V	1.3E-10	1.0E-09	9.4E-09	2.5E-09	8.4E+00
G	1.8E-09	1.6E-08	1.5E-07	4.2E-08	9.1E+00
合計	2.4E-07	5.4E-07	1.7E-06	7.3E-07	2.7E+00

第3.1.3.1-62表 不確実さ解析結果(格納容器機能喪失モード別)

格納容器 機能喪失 モード	CFF(／炉年)				エラーファクタ
	5%下限値	中央値	95%上限値	平均値	
α	2.3E-12	2.4E-11	2.0E-10	5.6E-11	9.4E+00
β	6.8E-08	1.9E-07	8.0E-07	3.0E-07	3.4E+00
γ	5.9E-17	2.6E-14	1.1E-12	2.9E-13	1.4E+02
γ'	1.0E-14	5.9E-13	4.3E-10	1.5E-10	2.1E+02
γ''	1.5E-10	8.1E-10	4.9E-09	1.5E-09	5.7E+00
δ	5.9E-08	1.9E-07	7.9E-07	2.9E-07	3.7E+00
ε	1.1E-09	4.4E-09	1.9E-08	6.9E-09	4.1E+00
θ	3.2E-09	1.5E-08	9.1E-08	2.8E-08	5.3E+00
η	4.8E-11	4.5E-10	4.6E-09	1.2E-09	9.7E+00
σ	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	-
ν	1.3E-10	1.0E-09	9.4E-09	2.5E-09	8.4E+00
g	2.4E-09	2.1E-08	1.7E-07	5.0E-08	8.5E+00
τ	4.2E-09	2.5E-08	1.2E-07	4.3E-08	5.4E+00
μ	-	-	-	-	-
合計	2.4E-07	5.4E-07	1.7E-06	7.3E-07	2.7E+00

第3.1.3.1-63表 不確かさ解析結果(放出カテゴリ別)

原子炉格納容器の状態		分類	放出カテゴリー記号	発生頻度(／炉年)				エラーファクタ
				5%下限値	中央値	95%上限値	平均値	
格納容器 機能喪失	格納容器 バイパス	—	F1	3.8E-09	2.4E-08	1.9E-07	5.5E-08	7.1E+00
	格納容器 破損	エナジエ ティック	F3A	3.7E-10	1.7E-09	8.9E-09	2.9E-09	4.9E+00
		先行破損	F3B	3.2E-09	1.5E-08	9.1E-08	2.8E-08	5.3E+00
		その他	F3C	8.4E-08	2.3E-07	8.7E-07	3.3E-07	3.2E+00
	隔離失敗	—	F5	6.8E-08	1.9E-07	8.0E-07	3.0E-07	3.4E+00
健全(設計漏えい)		—	F6	2.6E-07	8.4E-07	3.6E-06	1.3E-06	3.8E+00

第 3.1.3.1-64 表 人的過誤に係る感度解析結果

解析ケース	ベースケースからの変更点	CFF(／炉年)
ベースケース	—	9.9E-07
解析ケース 1	全人的過誤確率(独立)= 0	2.4E-07
解析ケース 2	全人的過誤確率(独立)= 1	1.4E-02

第3.1.3.1-65表 SA対策に係る感度解析結果

格納容器機能喪失モード	ベースケース (SA対策あり)		感度解析ケース (SA対策なし)	
	CFF(／炉年)	寄与割合 (%)	CFF(／炉年)	寄与割合 (%)
α(原子炉容器内水蒸気爆発)	5.5E-11	<0.1	2.3E-10	<0.1
β(格納容器隔離失敗)	3.6E-07	36.6	3.1E-05	88.9
γ(水素燃焼(原子炉容器破損前))	1.3E-12	<0.1	4.0E-11	<0.1
γ'(水素燃焼(原子炉容器破損直後))	1.4E-10	<0.1	1.7E-10	<0.1
γ''(水素燃焼(原子炉容器破損後後期))	1.5E-09	0.2	1.7E-11	<0.1
δ(水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)	4.4E-07	45.1	2.9E-06	8.4
ε(ベースマット溶融貫通)	7.9E-09	0.8	5.7E-10	<0.1
θ(水蒸気蓄積による格納容器先行破損)	3.6E-08	3.6	3.3E-07	0.9
η(原子炉容器外水蒸気爆発)	1.1E-09	0.1	2.9E-09	<0.1
σ(格納容器雰囲気直接加熱)	0	0	0	0
ν(インターフェイスシステムLOCA)	3.8E-09	0.4	1.3E-08	<0.1%
g(蒸気発生器伝熱管破損)	6.7E-08	6.8	6.2E-07	1.8
τ(格納容器過温破損)	6.3E-08	6.4	2.8E-10	<0.1
μ(格納容器直接接触)	ε	<0.1	ε	<0.1
合計	9.9E-07	100.0	3.5E-05	100.0

ε: カットオフ値(1.0E-12(／炉年))未満

第 3.1.3.1-66 表 多様性拡張設備等に係る感度解析で評価対象とした対策

手順	概要
電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合、常用系設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水することで、電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行い、2次冷却系からの除熱機能を回復させる。

第 3.1.3.1-67 表 多様性拡張設備等に係る感度解析結果

解析ケース	CFF (／炉年)
ベースケース	9.9E-07
感度解析ケース (多様性拡張設備等考慮)	9.3E-07

第 3.1.3.1-68 表 MAAP コードにおける核種グループの分類

グループ	代表核種
1	希ガス
2	CsI
3	TeO ₂
4	SrO
5	MoO ₂
6	CsOH
7	BaO
8	La ₂ O ₃
9	CeO ₂
10	Sb
11	Te ₂
12	UO ₂

第 3.1.3.1-69 表 ソースターム(放出量)評価条件表(格納容器健全) (1/2)

項目	評価条件	選定理由
評価事象	大破断LOCA+ECCS注入失敗+CVスプレイ注入失敗 (全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却水喪失を考慮する)*1	原子炉格納容器の機能が維持されているシーケンスのうち、炉心損傷が早く、事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質量が多くなり、被ばく評価上厳しくなる事象
炉心熱出力	100%(3,411MWt)×1.02	定格値に定常誤差(+2%)を考慮した値を設定
原子炉運転時間	最高30,000時間	燃料を1/3ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考慮し、最高時間を設定
サイクル数 (バッチ数)	3 $\left(\begin{array}{l} \text{(装荷比率)*2} \\ \text{ウラン燃料:3/4} \\ \text{MOX 燃料:1/4} \end{array} \right)$	
炉心内蓄積量	ORIGEN2.1に基づく	—
原子炉格納容器内への放出割合	MAAP解析に基づく	—
よう素の形態	粒子状よう素:5% 元素状よう素:91% 有機よう素:4%	化学形態を考慮し、R.G.1.195*3の再浮遊割合を考慮して設定
原子炉格納容器等への無機よう素の沈着率	9.0E-4 (1/s)	CSE実験*4に基づき無機よう素の自然沈着率を設定
原子炉格納容器等へのエアロゾルの沈着速度	MAAP解析に基づく	—
スプレイによるエアロゾルの除去	MAAP解析に基づく	—
原子炉格納容器からの漏えい率	MAAP解析に基づく	—
原子炉格納容器からの漏えい割合	アニュラス部:97% アニュラス部外:3%	原子炉格納容器は健全であるため、設計基準事故時と同じ設定

*1:SA 対策として代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却を考慮

*2:本評価では、玄海 3 号機の炉心を使用

*3:米国 Regulatory Guide 1.195 “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light-Water Nuclear Power Reactors”

*4:BNWL-1244, “Removal of Iodine and Particles from Containment Atmospheres by Sprays-Containment Systems Experiment Interim Report”

第 3.1.3.1-69 表 ソースターム(放出量)評価条件表(格納容器健全) (2/2)

項 目	評 価 条 件	選 定 理 由
アニュラス部体積	15,300m ³	アニュラス部体積から配管等の体積を除いて保守的に設定
アニュラス空気浄化ファン流量	100m ³ /min	設計上期待できる値を設定
アニュラス負圧達成時間	62分	選定した事故シーケンスに基づき、SBO+LUHSを想定した起動遅れ時間を見込んだ値(起動遅れ時間60分+起動後負圧達成時間2分) 起動遅れ時間60分は、大容量空冷式発電機による電源回復操作及びポンペによるアニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作を想定
アニュラス少量排気切替時間	切替えなし	設備設計に基づき、少量排気切替は考慮しない
事故の評価期間	7日	少なくとも外部支援がないものとして7日間と設定
アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去効率	0～62分: 0% 62分～ :99%	設計上期待できる値を設定
アニュラス空気浄化設備よう素フィルタによる除去効率	0～62分: 0% 62分～ :95%	設計上期待できる値を設定

第3.1.3.1-70表 炉心内蓄積量(被ばく線量評価対象核種)

核種グループ	炉心内蓄積量(Bq)
Xe 類	約 1.5E+19
I 類	約 3.0E+19
Cs 類	約 1.1E+18
Te 類	約 8.8E+18
Sr 類	約 1.1E+19
Ru 類	約 2.7E+19
La 類	約 5.6E+19
Ce 類	約 8.2E+19
Ba 類	約 1.2E+19
合計	約 2.4E+20

第3.1.3.1-71表 大気中への放出放射エネルギー(被ばく線量評価対象核種)

核種グループ	放出放射エネルギー(Bq)
Xe 類	約 5.4E+16
I 類	約 2.0E+14
Cs 類	約 2.6E+12
Te 類	約 1.3E+13
Sr 類	約 4.4E+11
Ru 類	約 1.3E+12
La 類	約 3.2E+10
Ce 類	約 3.6E+11
Ba 類	約 6.4E+11
合計	約 5.4E+16

第3.1.3.1-72表 大気中への放出放射エネルギー(Cs類内訳)

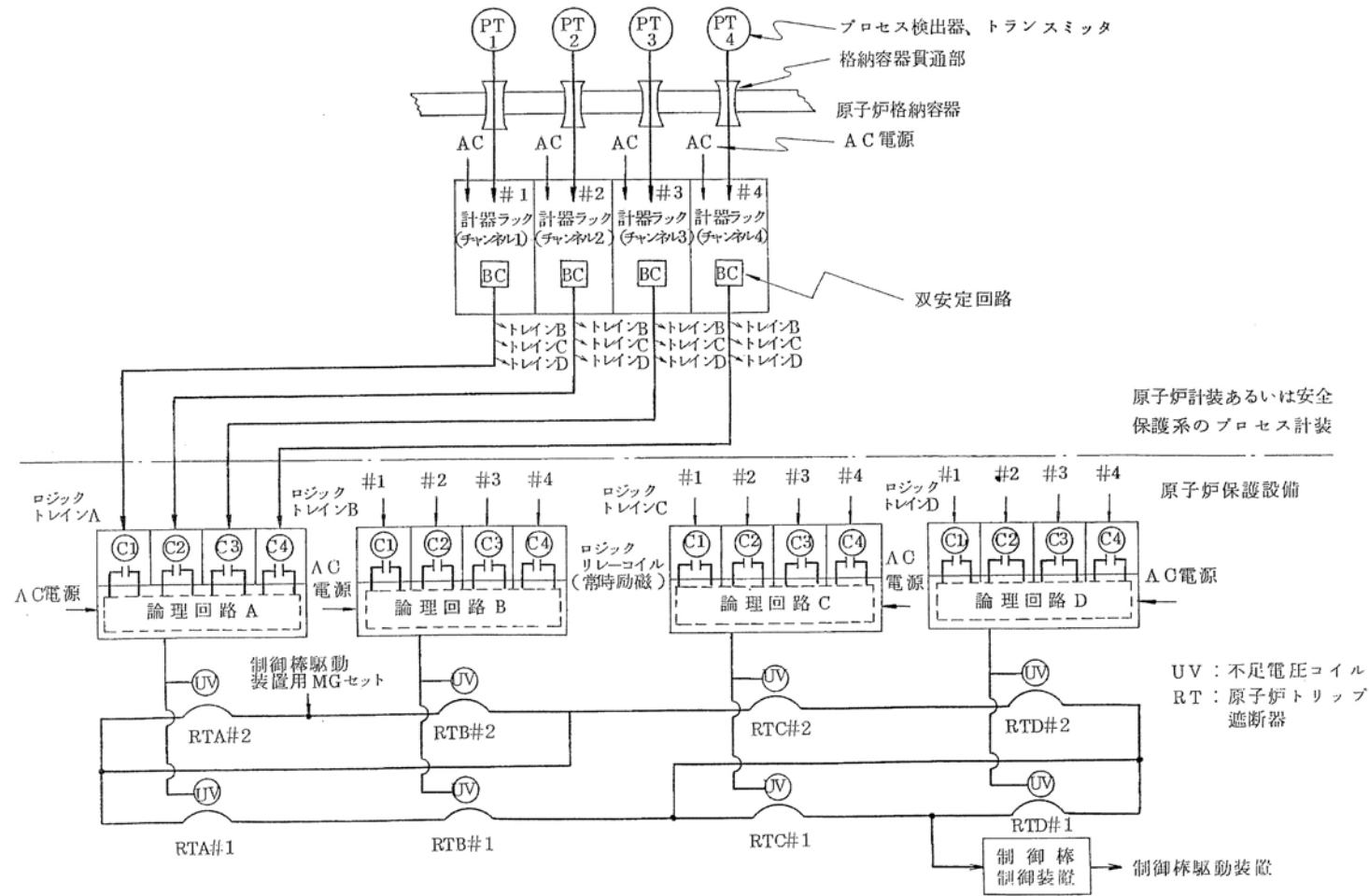
同位体	放出放射エネルギー(Bq)
Rb-86	約 2.2E+10
Cs-134	約 1.3E+12
Cs-136	約 4.9E+11
Cs-137	約 8.6E+11

第 3.1.3.1-73 表 放出カテゴリごとの Cs-137 放出量の評価結果

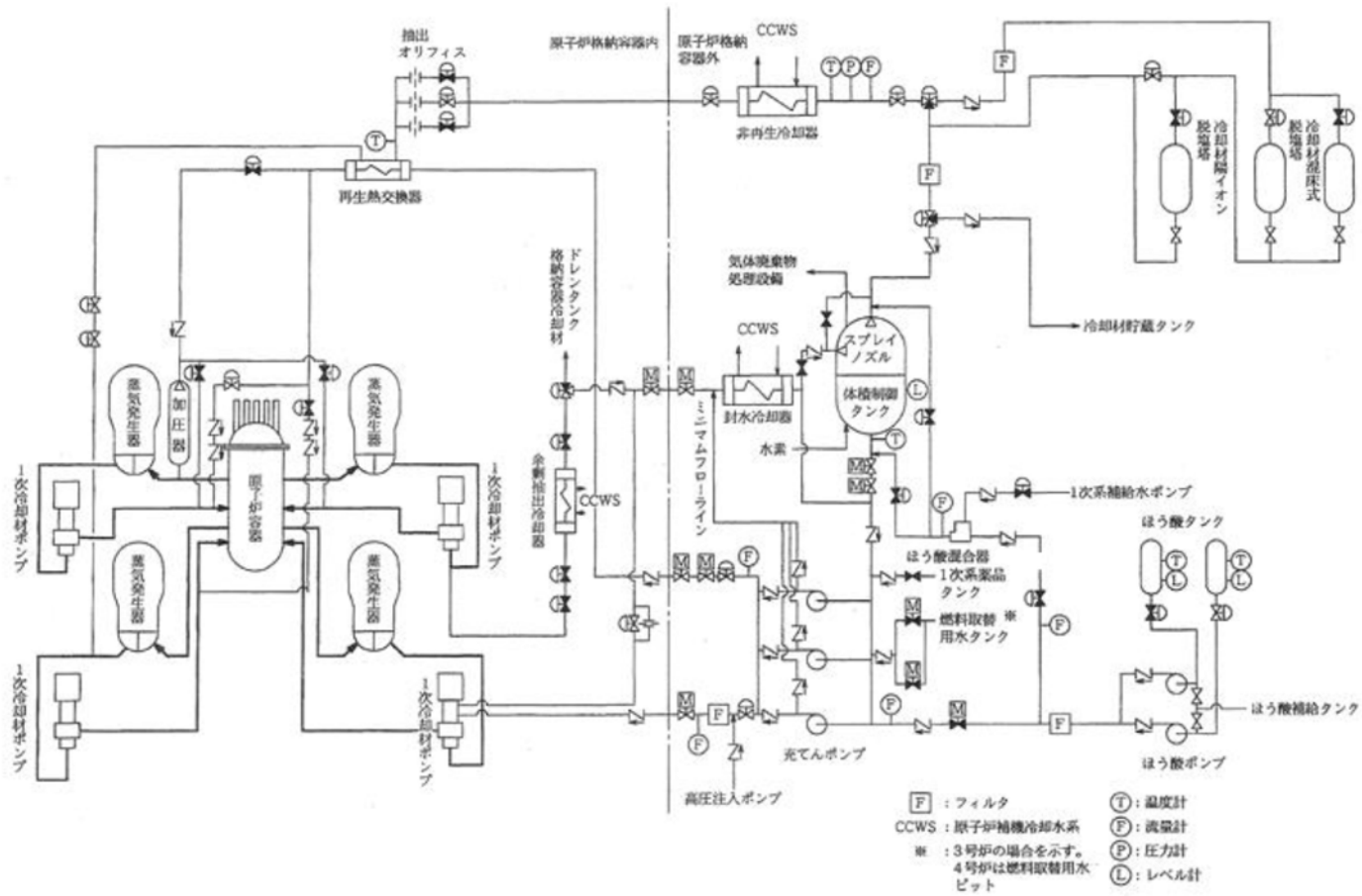
原子炉格納容器の状態		分類	放出 カテゴリ 記号	発生頻度 (/炉年)		ソースターム解析結 果(Cs-137放出量の 定量的結果又は定性 的结果)(TBq)
格納容器 機能喪失	格納容器 バイパス	—	F1	7.1E-08	9.9E-07	>100
	格納容器 破損	エナジェテ ィック	F3A	2.8E-09		>100
		先行破損	F3B	3.6E-08		>100
		その他	F3C	5.2E-07		>100
	隔離失敗	—	F5	3.6E-07		>100
健全(設計漏えい)		—	F6	1.4E-06		0.86

第3.1.3.1-74表 不確かさ解析結果(Cs-137放出量)

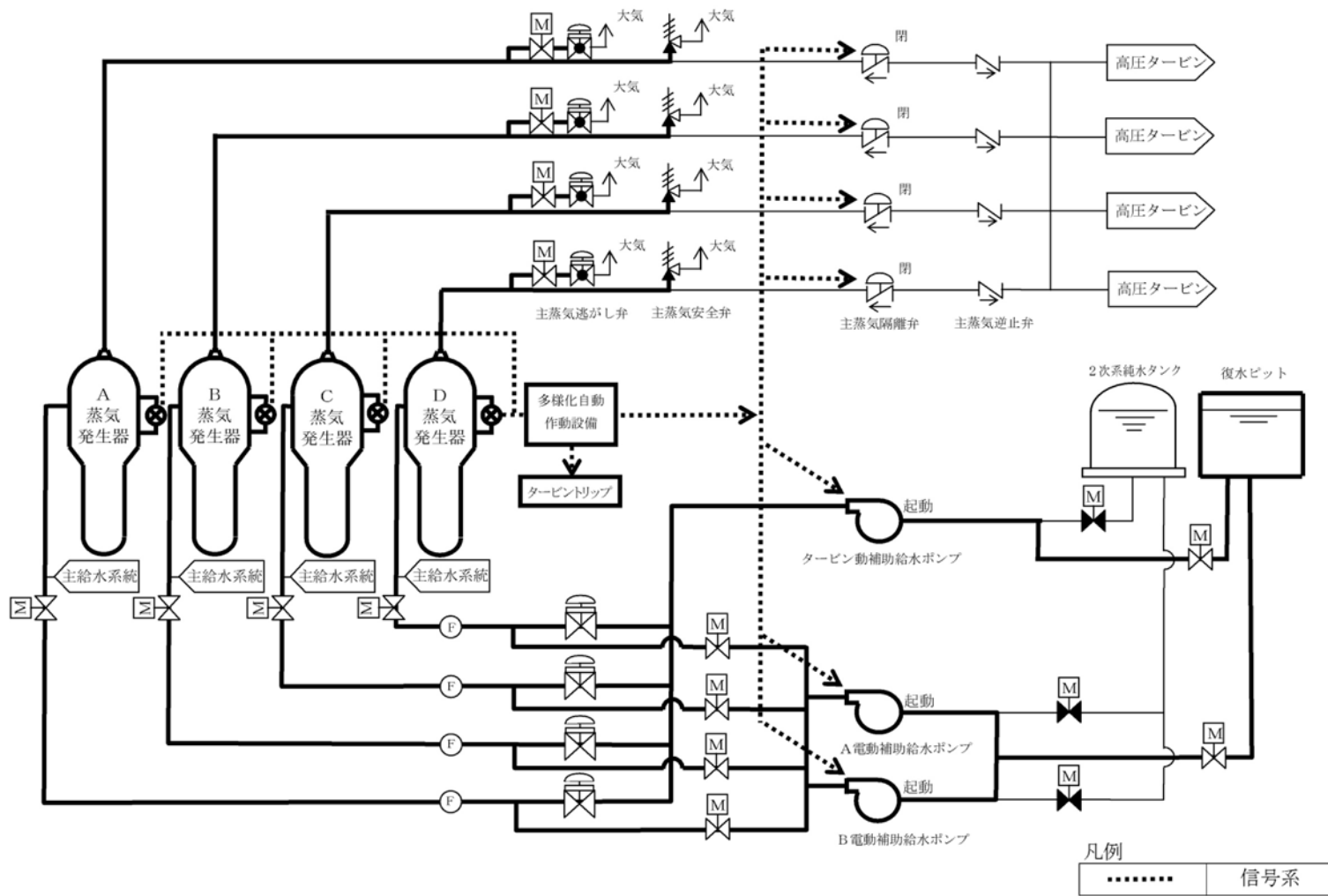
		放出量(TBq)
ベースケース		0.86
不確かさ解析	最大ケース	0.94
	最小ケース	0.65
	平均値	0.83
	5%下限値	0.73
	95%上限値	0.92



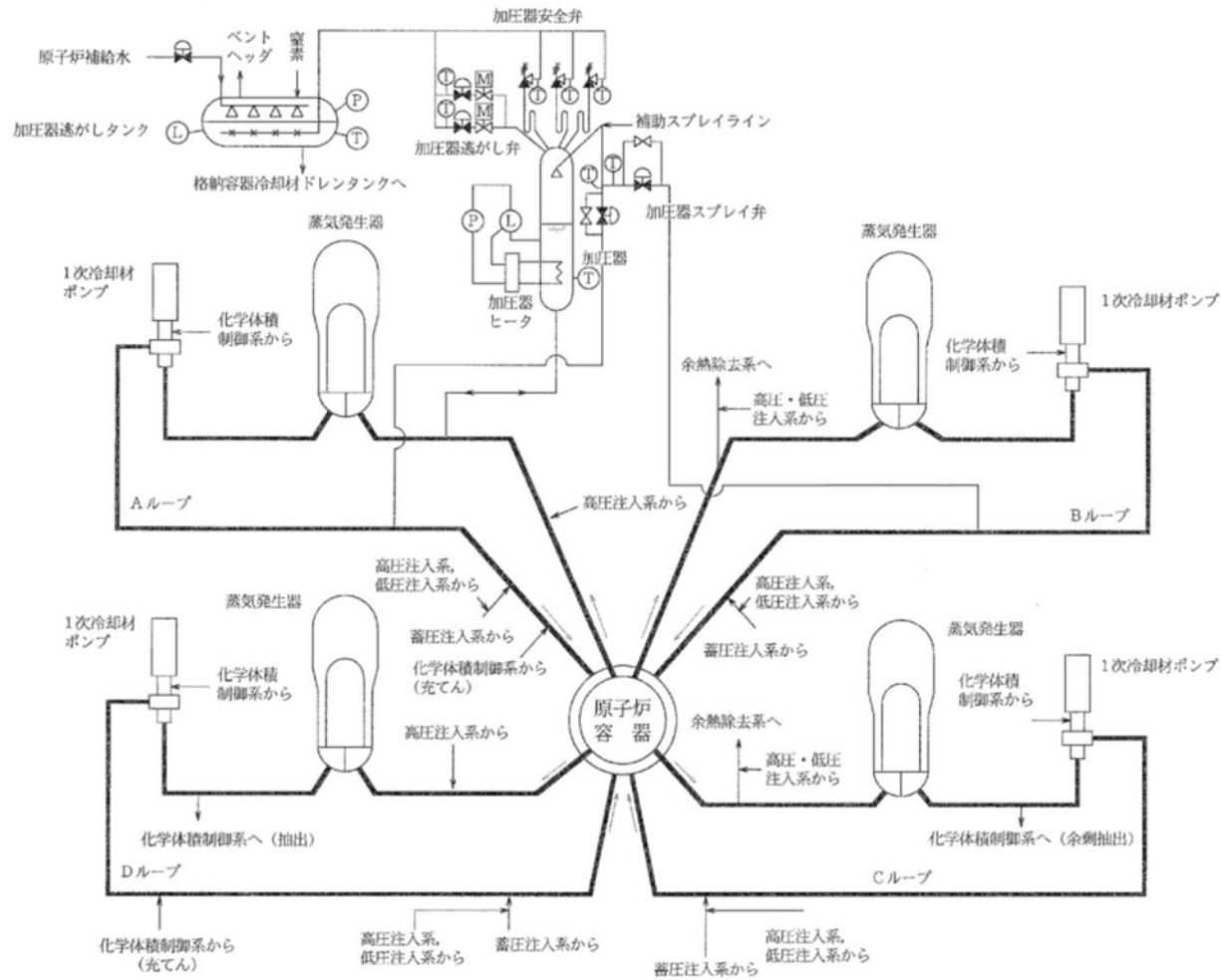
第 3.1.3.1-1 図 原子炉保護設備概略図



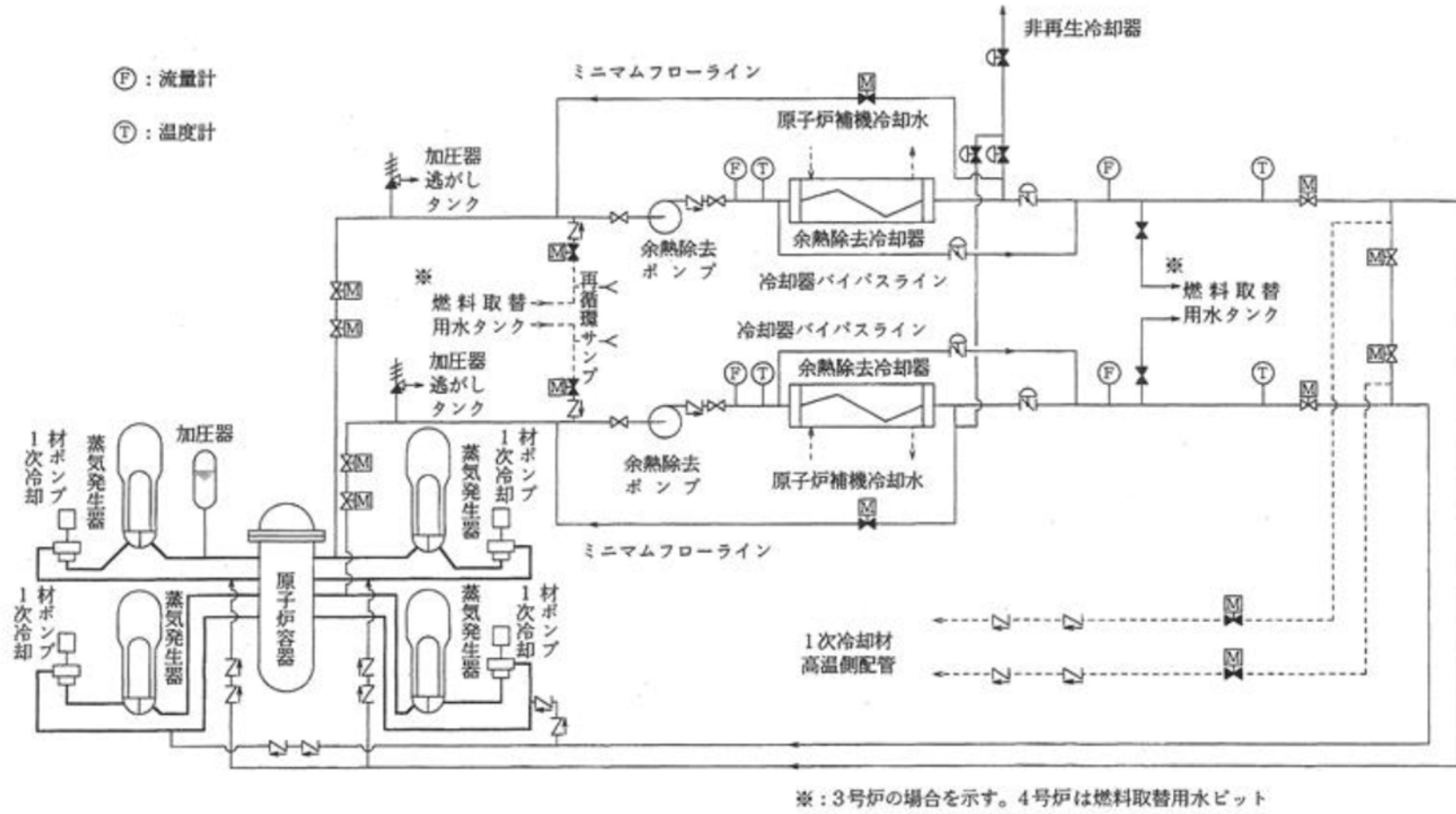
第 3.1.3.1-2 図 化学体積制御設備系統説明図



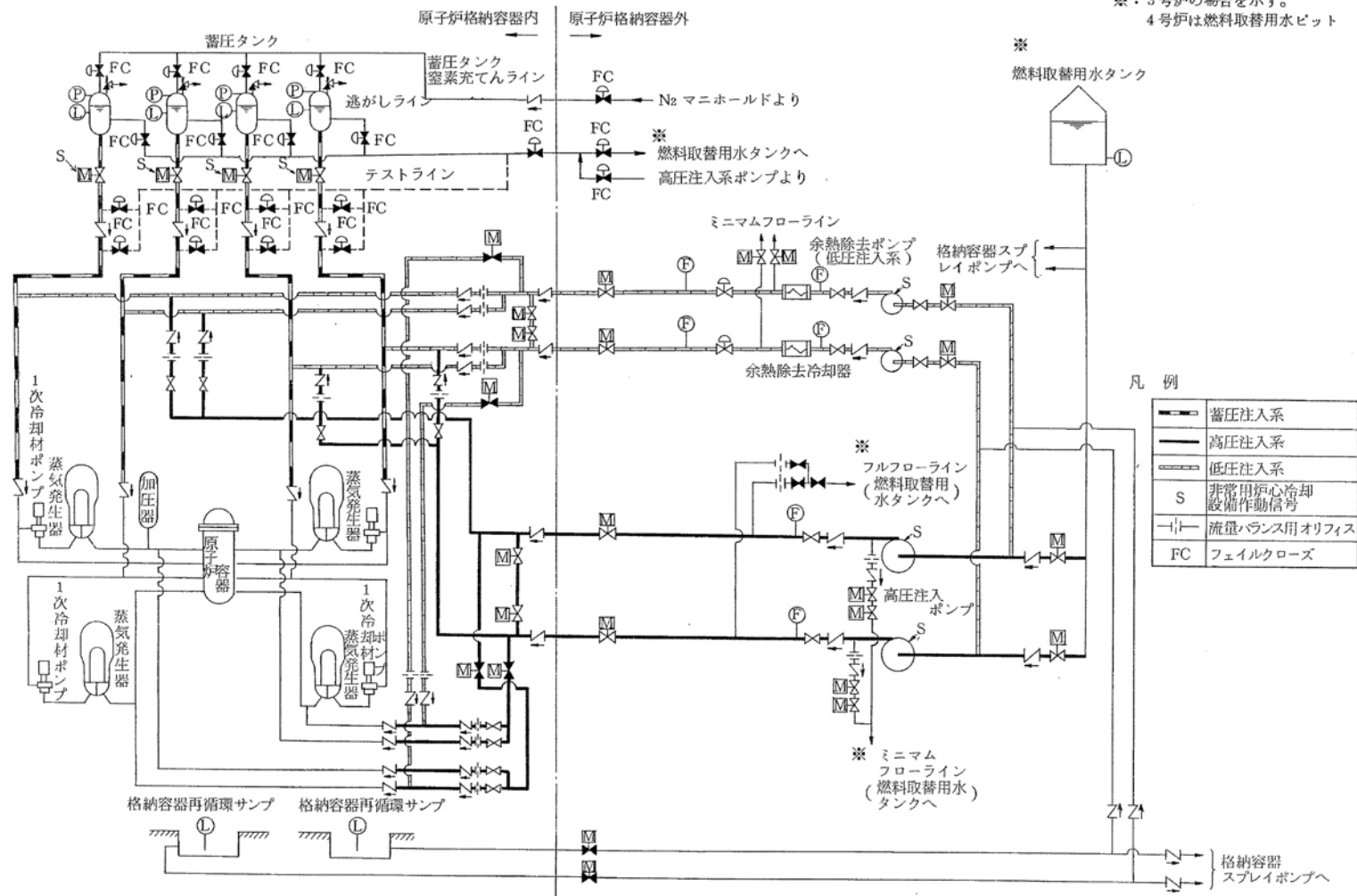
第 3.1.3.1-3 図 多様化自動作動設備 (ATWS 緩和設備) 概略図 (作動時)



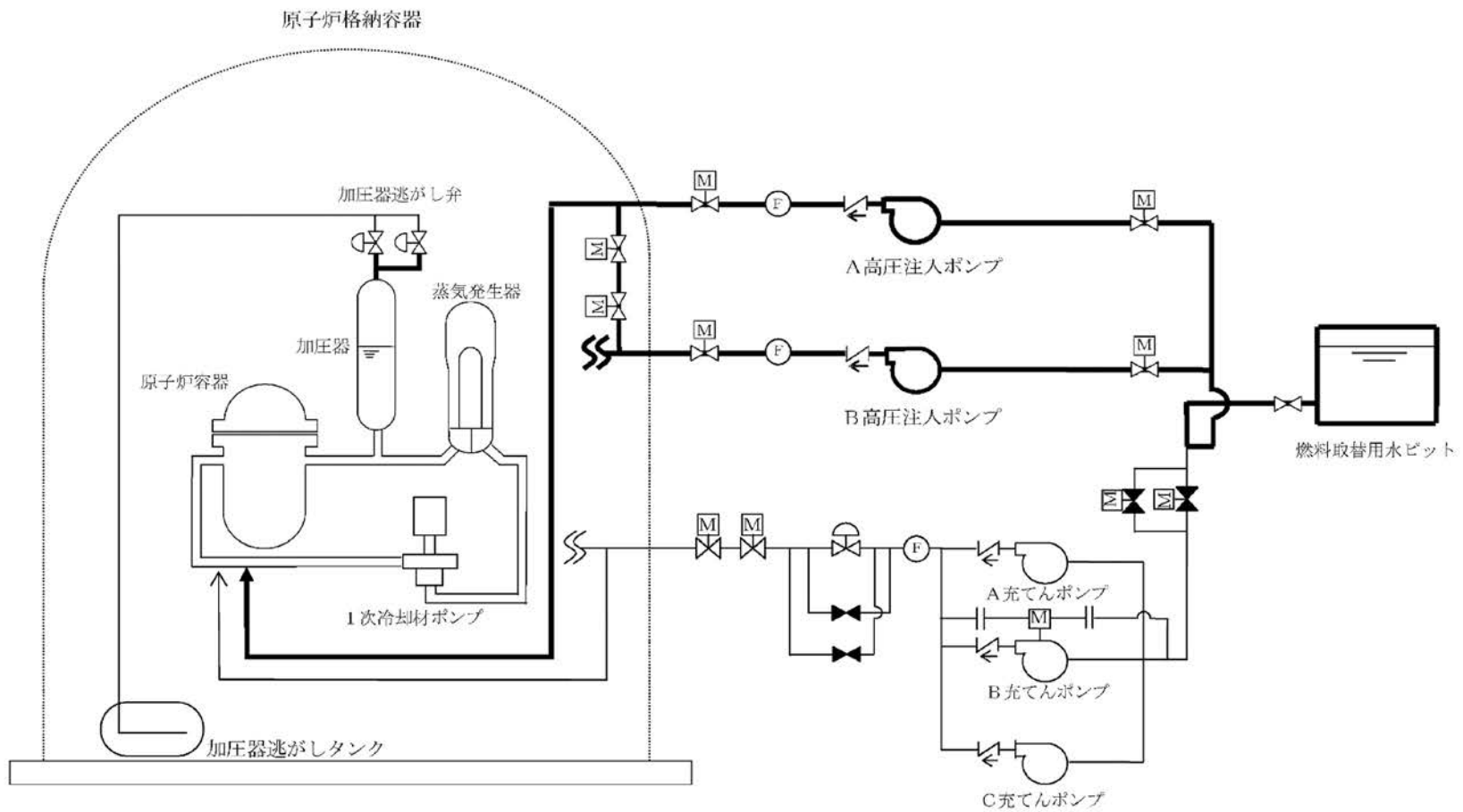
第 3.1.3.1-4 図 1次冷却設備系統説明図



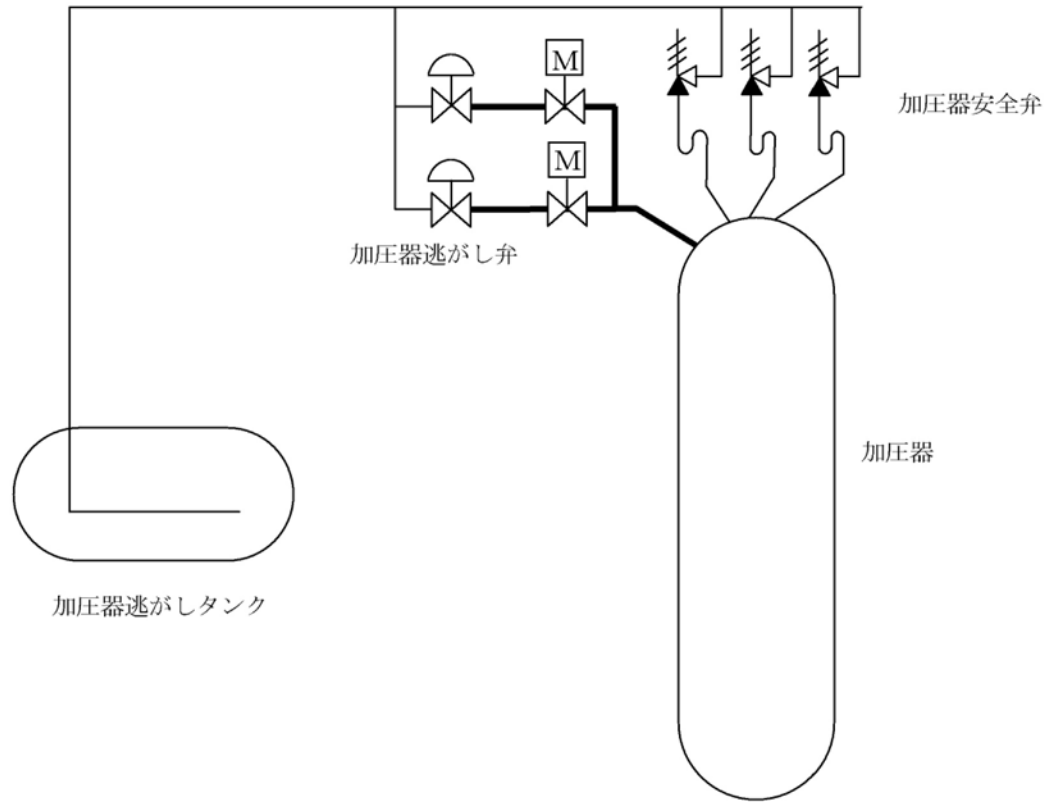
第 3.1.3.1-5 図 余熱除去設備系統説明図



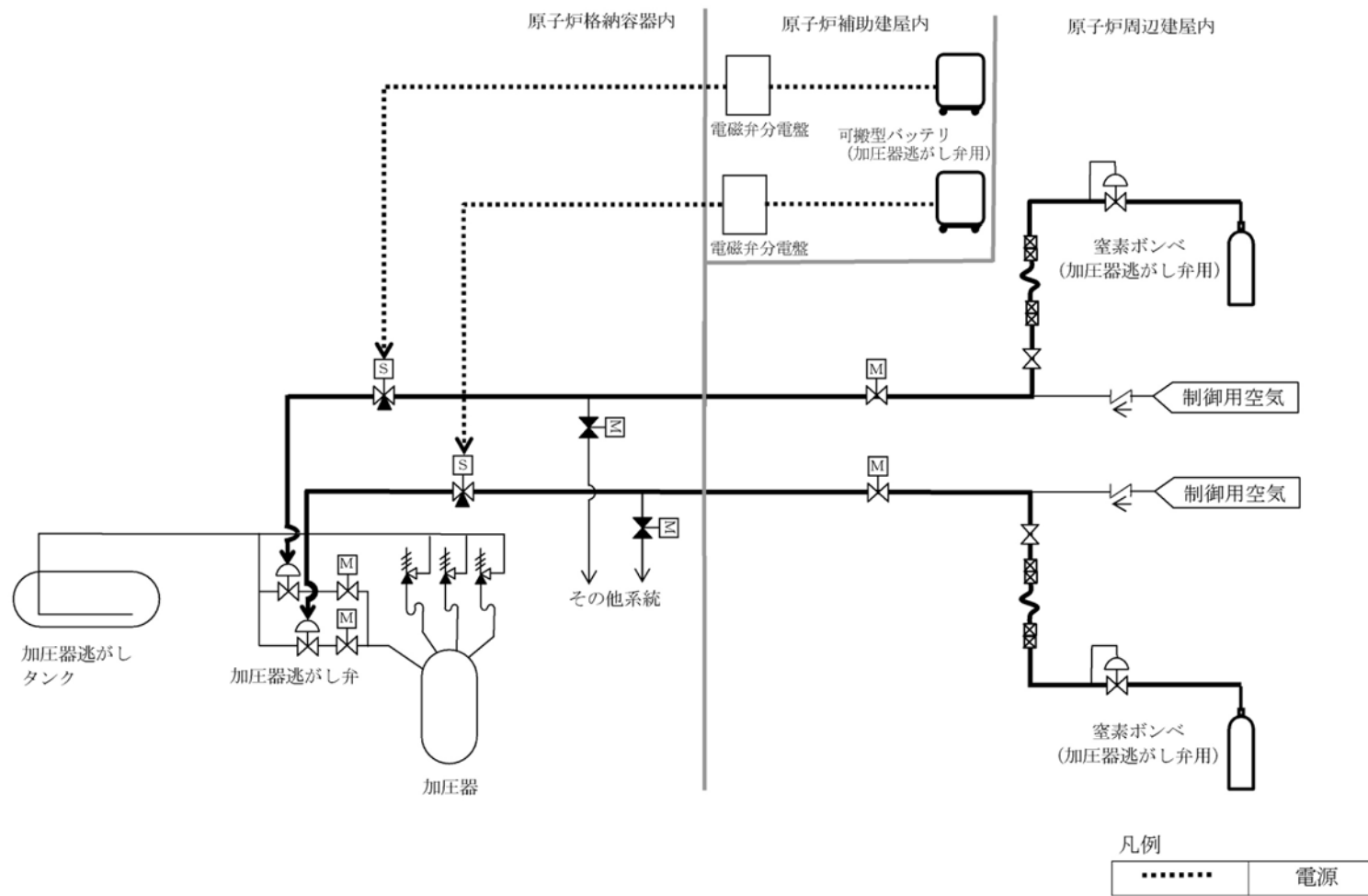
第 3.1.3.1-6 図 非常用炉心冷却設備系統説明図



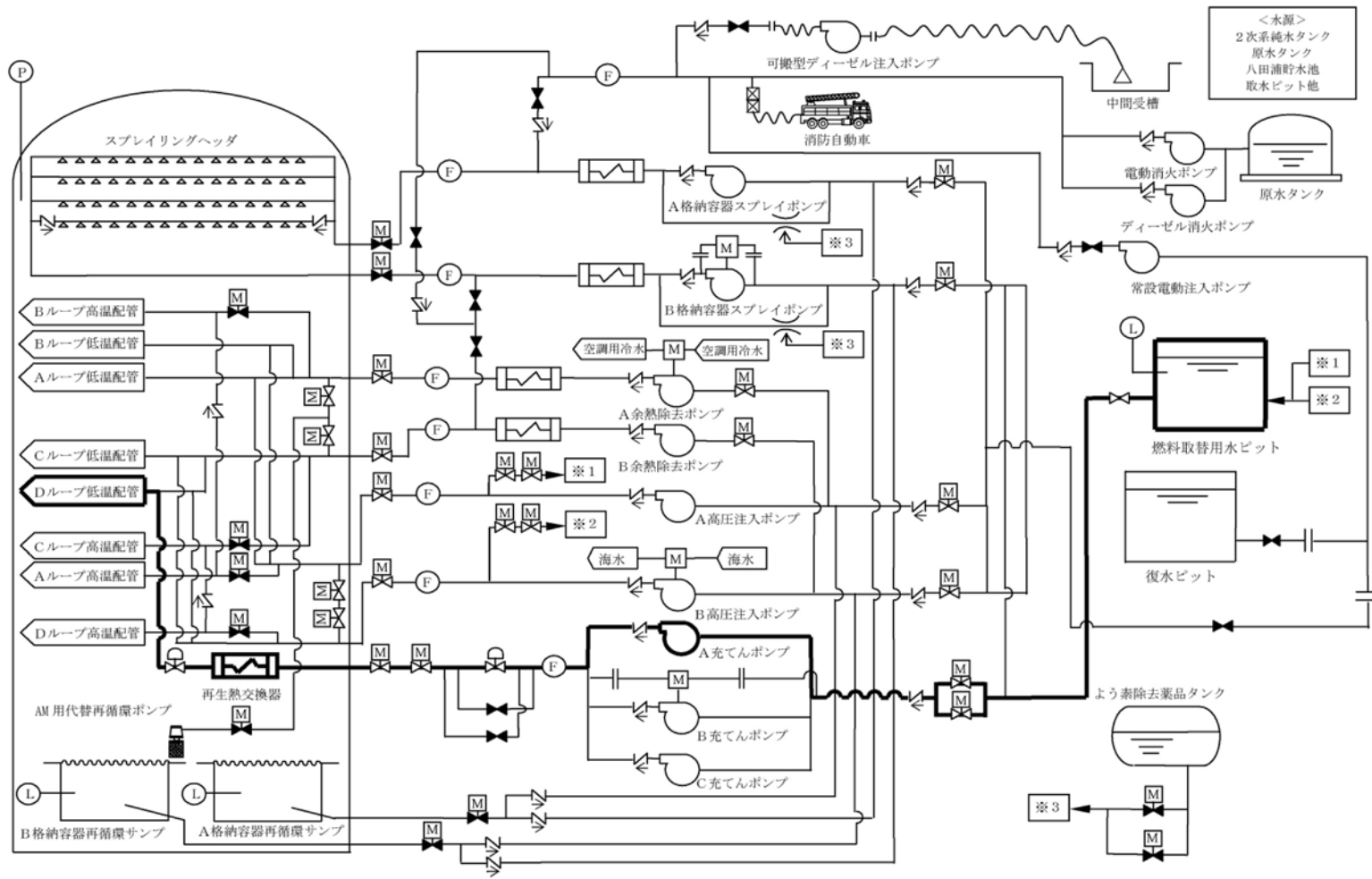
第 3.1.3.1-7 図 フィードアンドブリード概略図



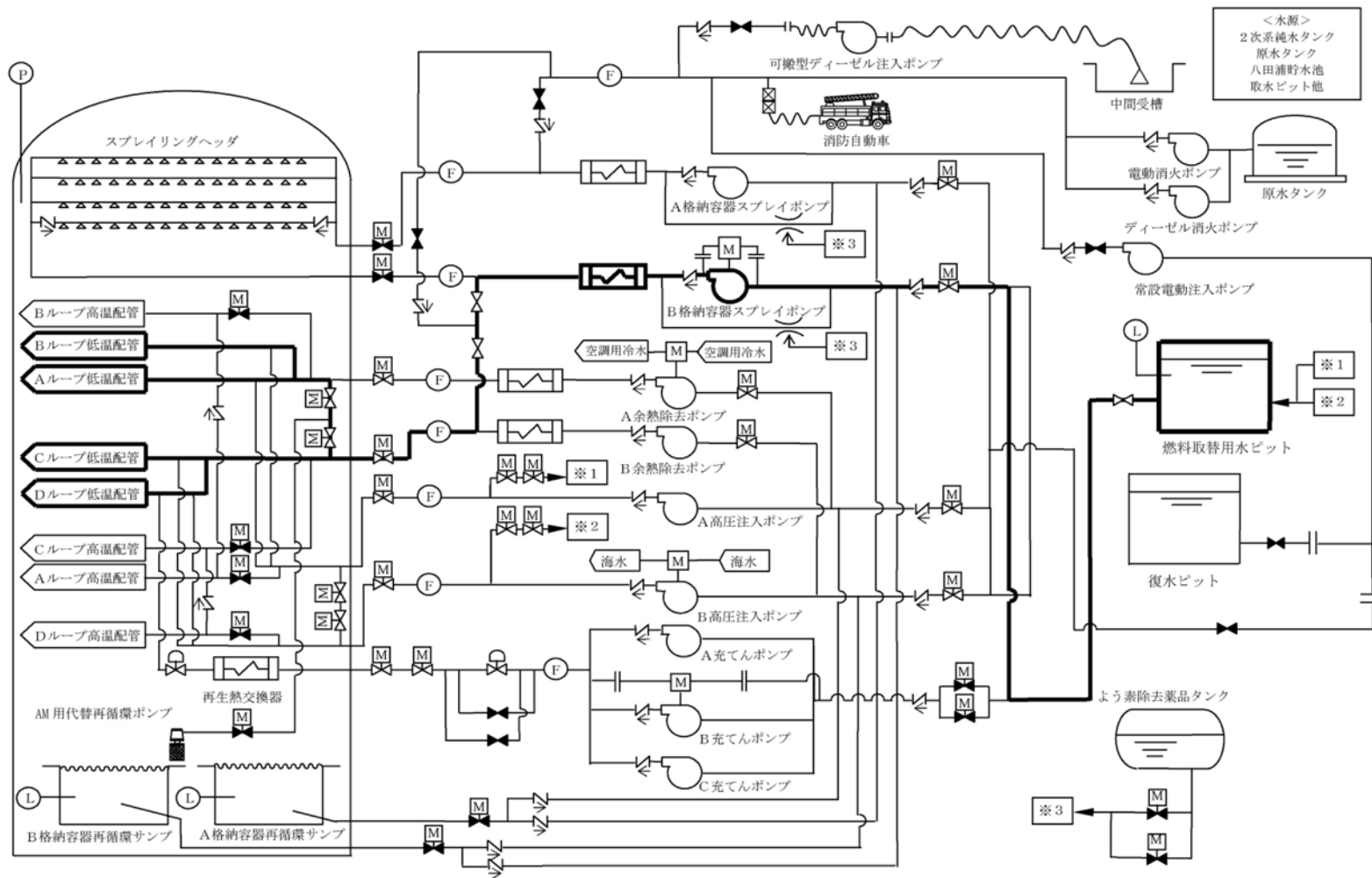
第 3.1.3.1-8 図 加圧器逃がし弁による 1 次冷却系統の減圧概略図



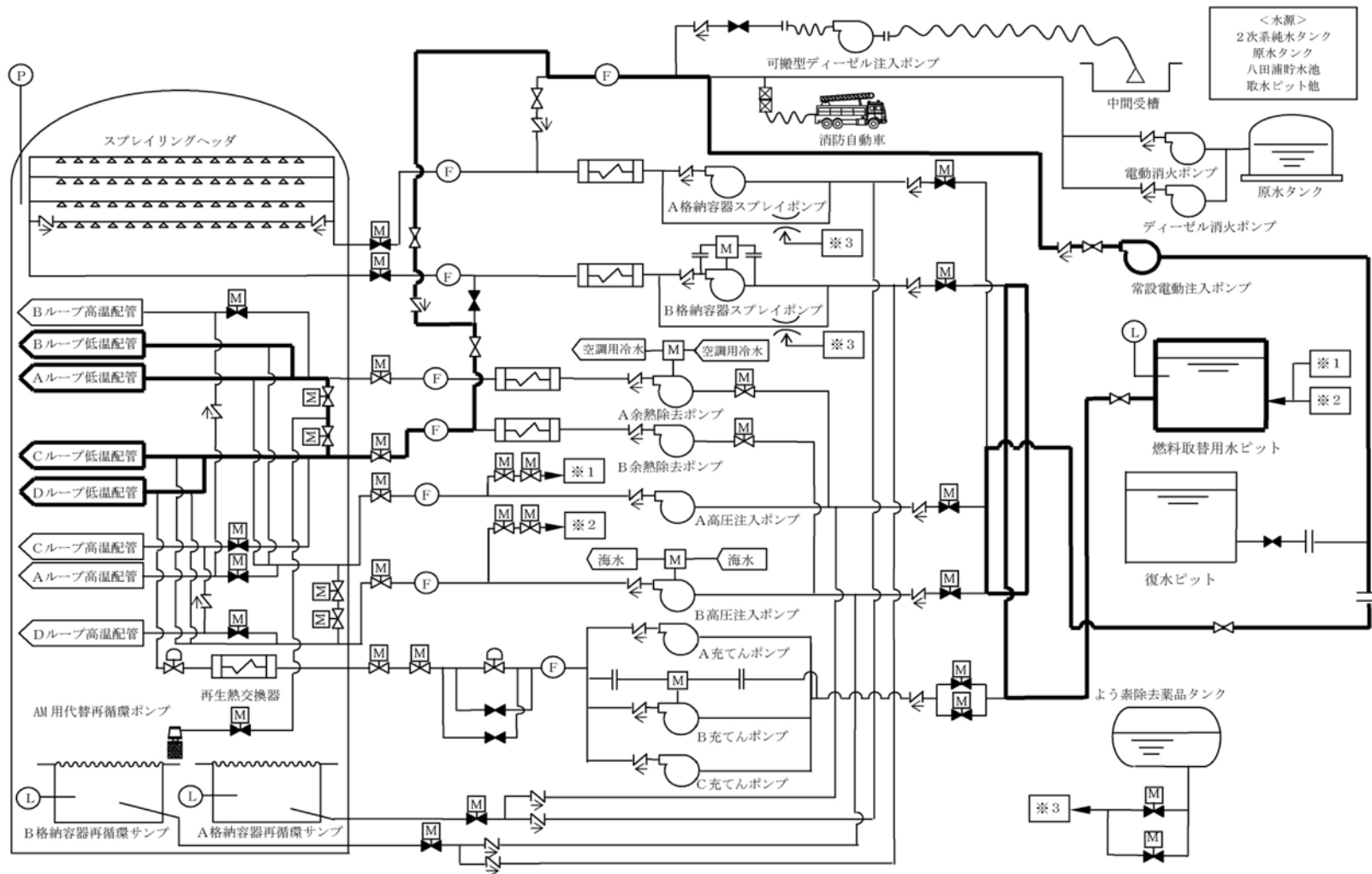
第 3.1.3.1-9 図 窒素ポンベによる加圧器逃がし弁への駆動用空気の供給概略図



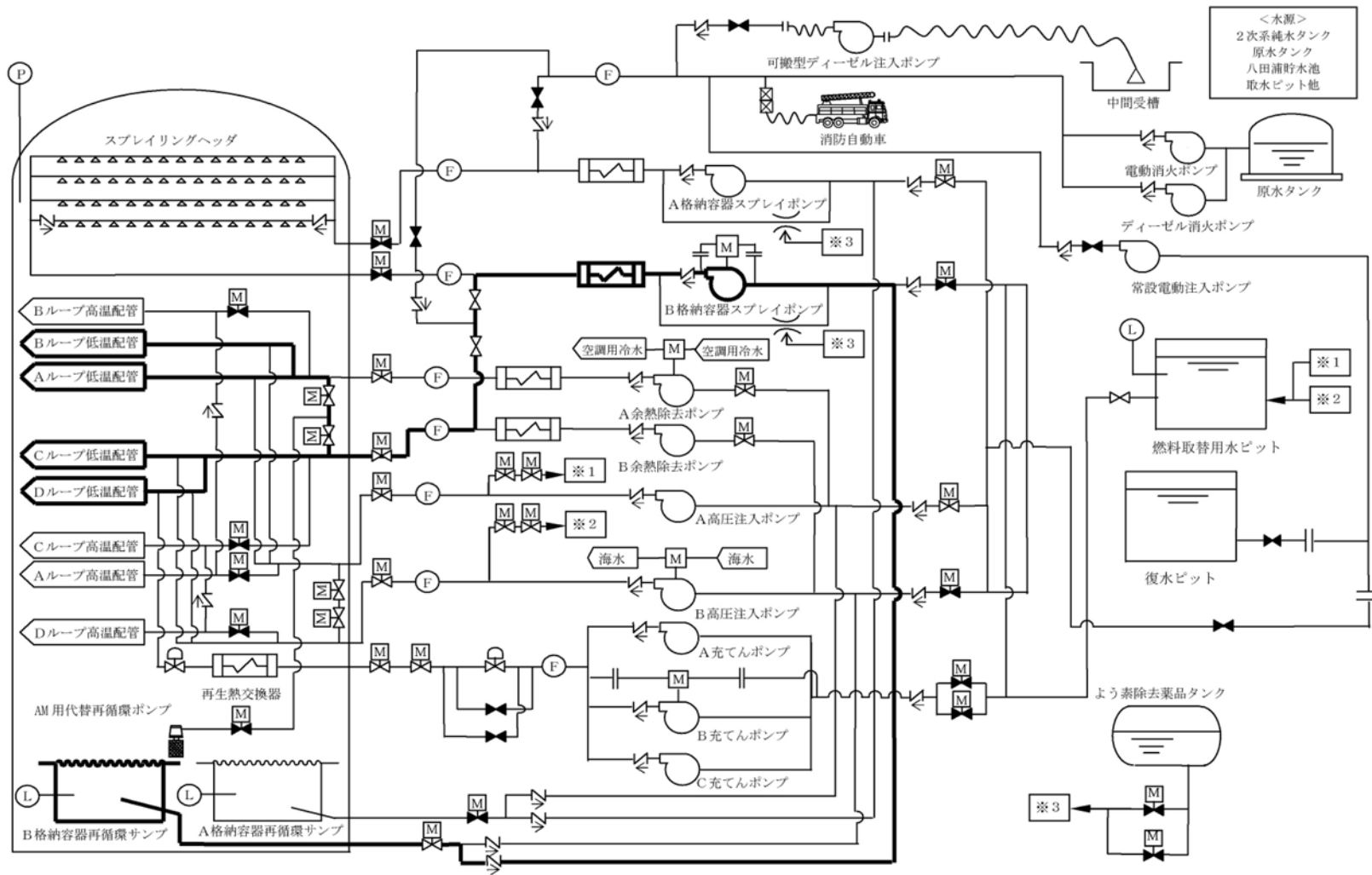
第 3.1.3.1-10 図 充てんポンプによる代替炉心注入概略図



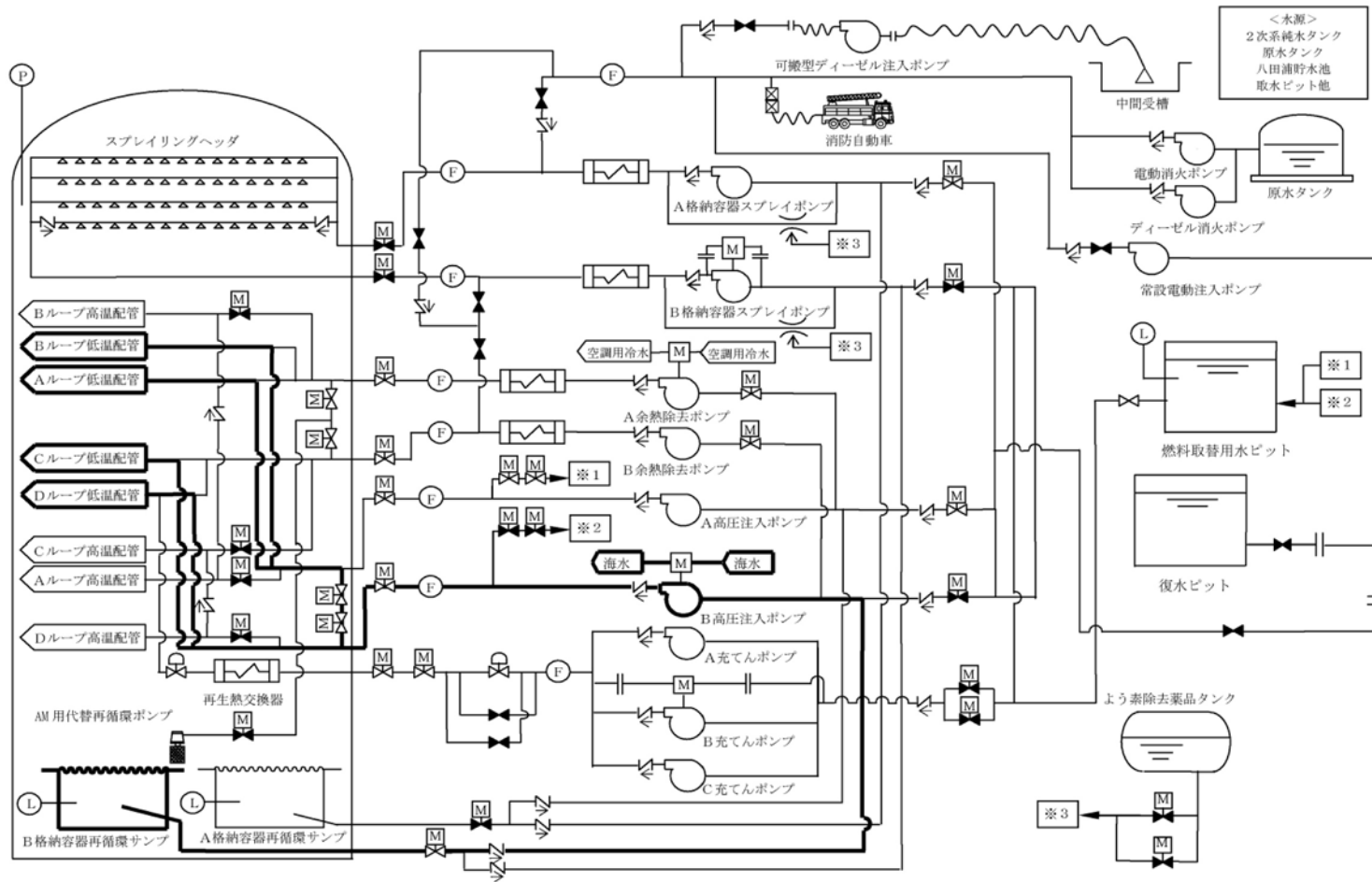
第 3.1.3.1-11 図 格納容器スプレィポンプによる代替炉心注入概略図



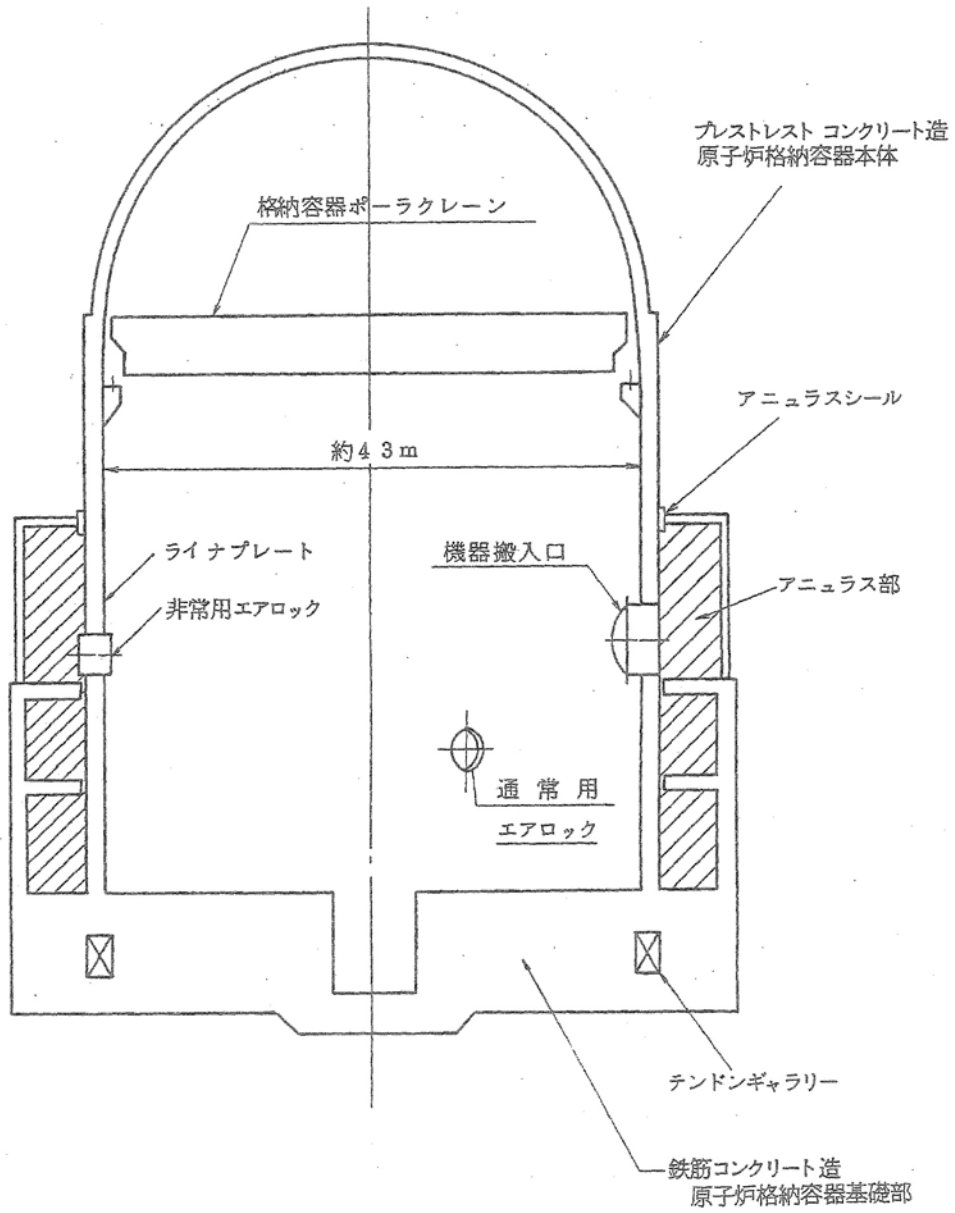
第 3.1.3.1-12 図 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入概略図



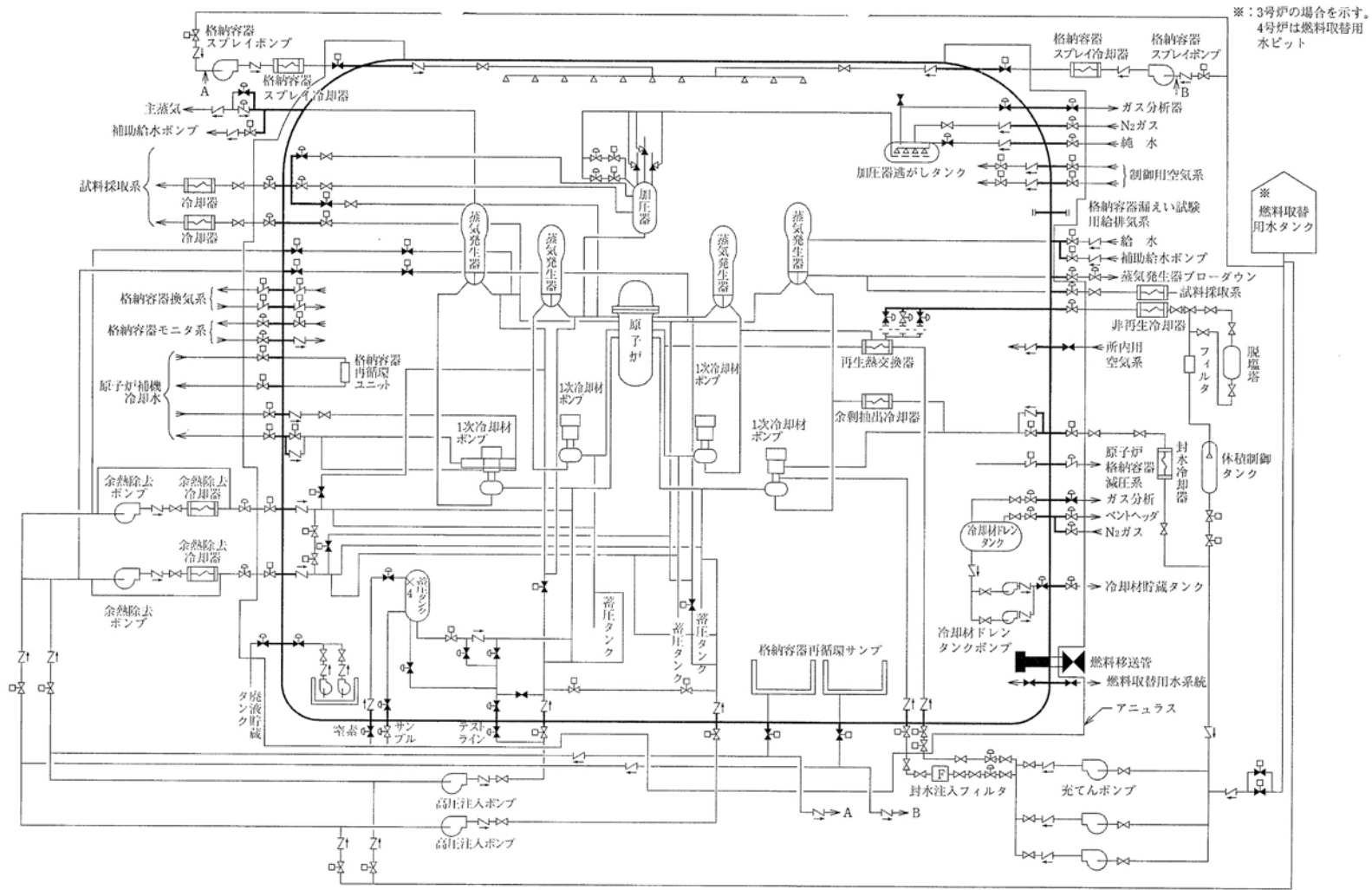
第 3.1.3.1-13 図 格納容器スプレイポンプによる代替再循環概略図



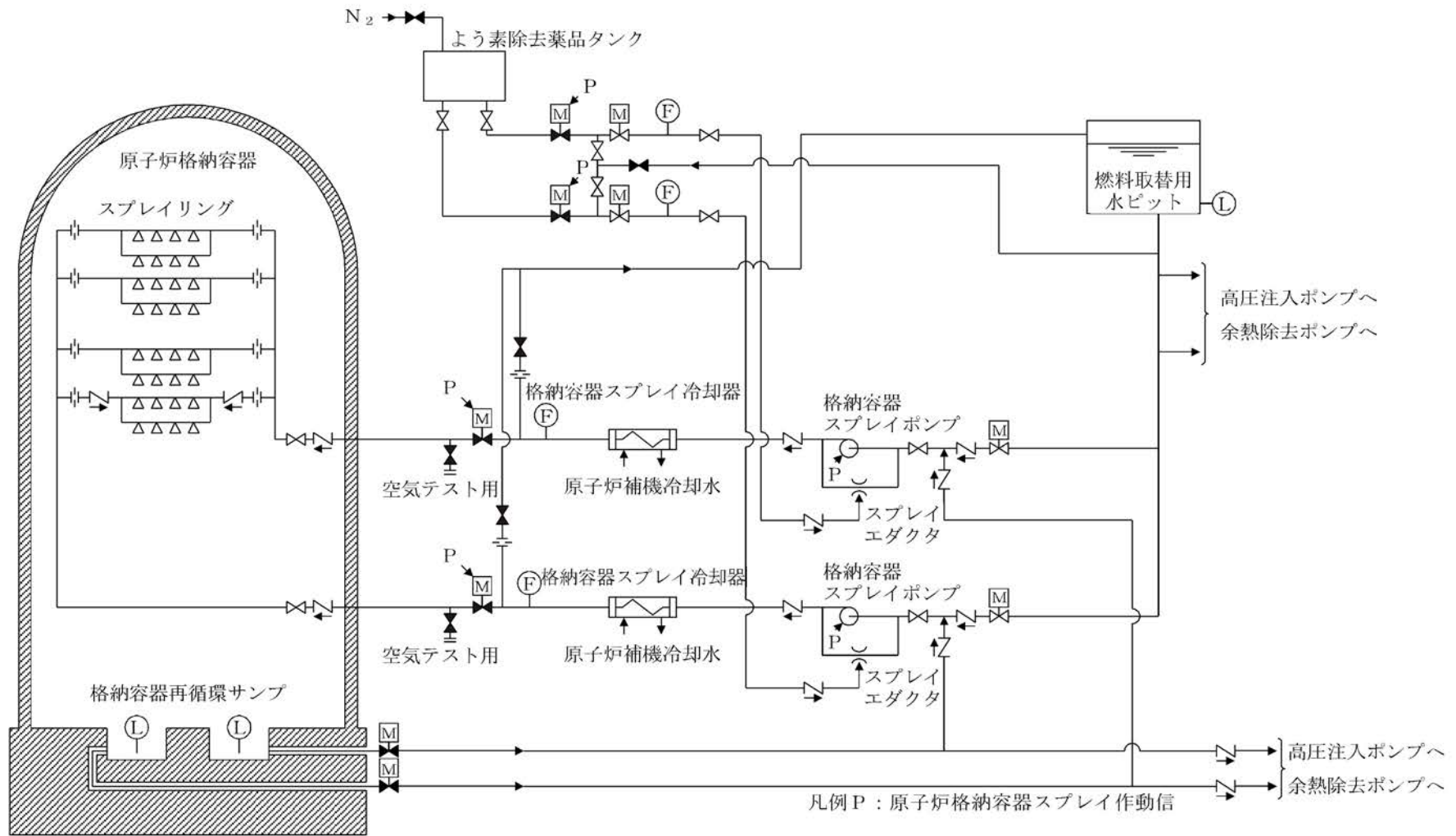
第 3.1.3.1-14 図 高圧注入ポンプ(海水冷却)による代替再循環概略図



第 3.1.3.1-15 図 原子炉格納容器説明図

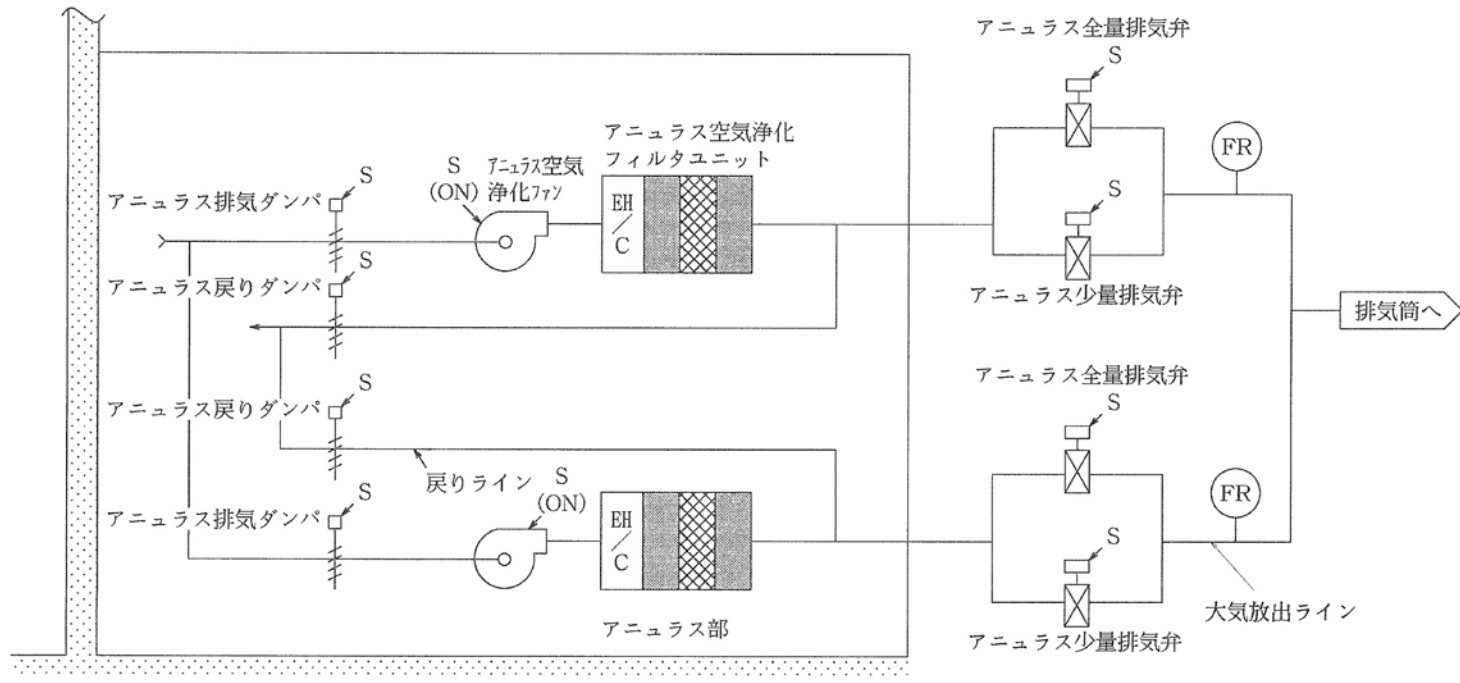


第 3.1.3.1-16 図 原子炉格納容器バウンダリ説明図

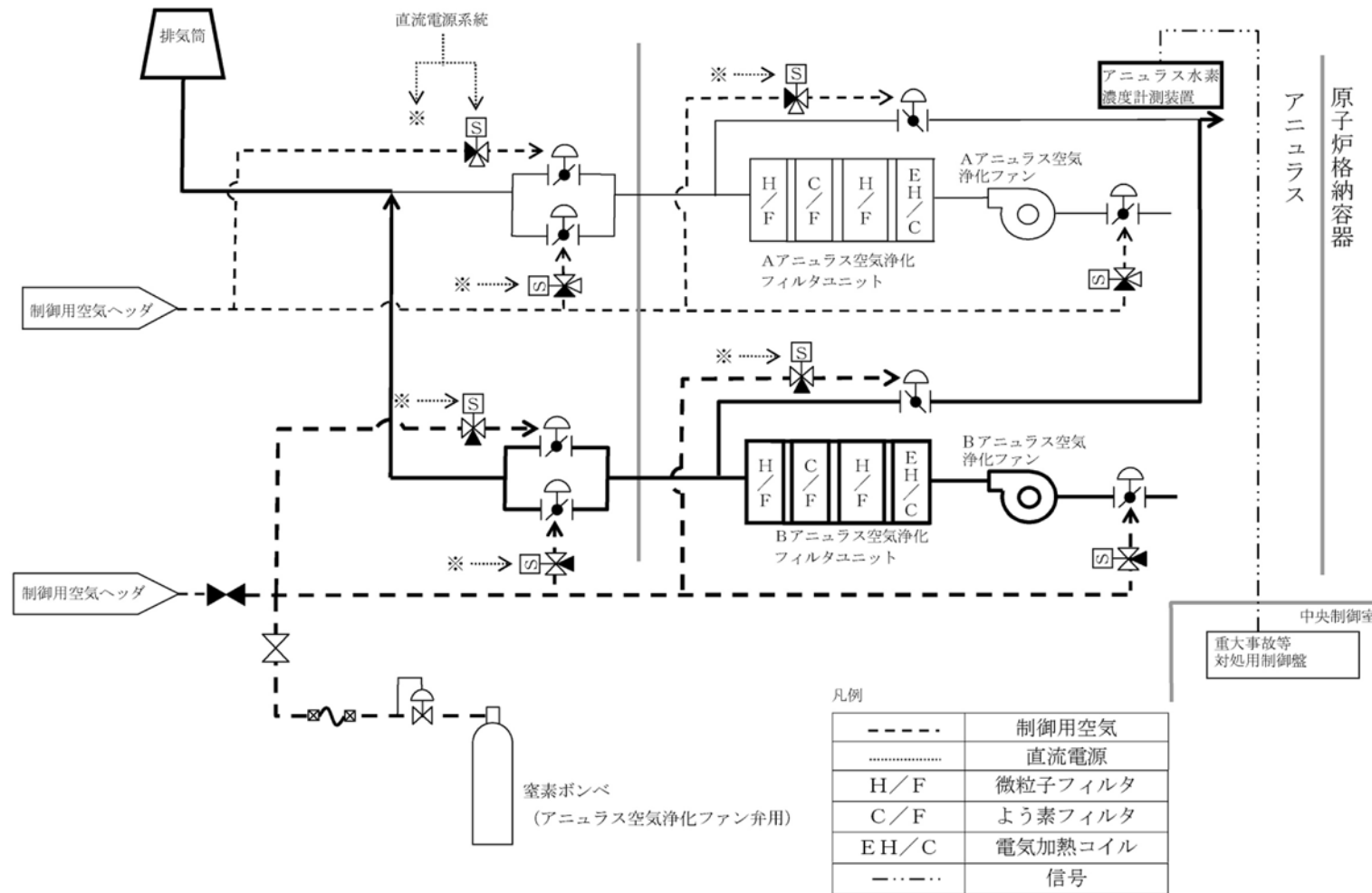


第 3.1.3.1-17 図 原子炉格納容器スプレー設備系統説明図

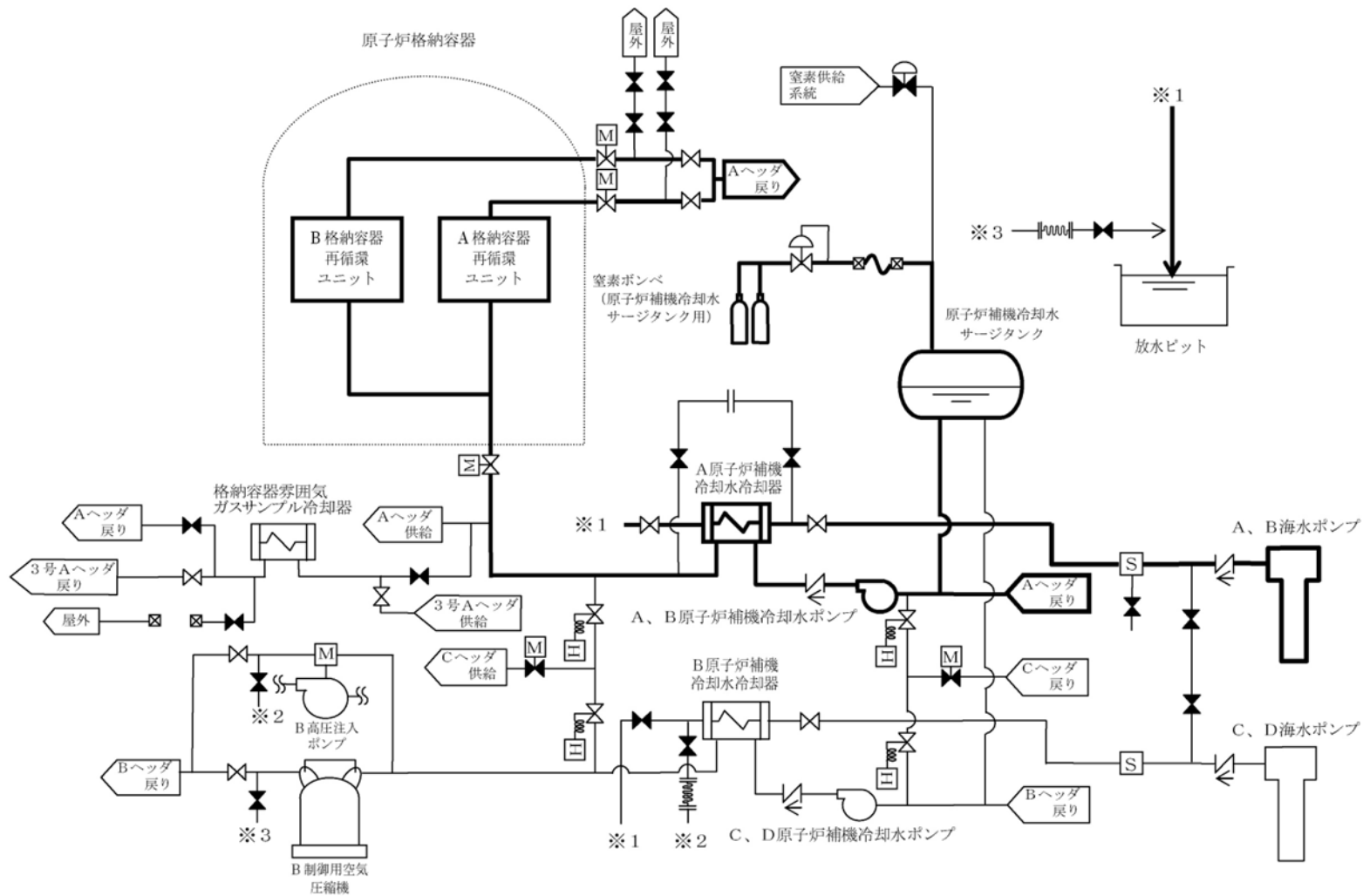
- 凡 例
- EH/C : 電気加熱コイル
 - : 微粒子フィルタ
 - ▨ : よう素フィルタ
 - : 自動バタフライ弁 (空気作動無漏洩型)
 - : 自動ダンパ (空気作動)
 - ⊙(FR) : 空気流量計
 - S : 非常用炉心冷却設備作動信号



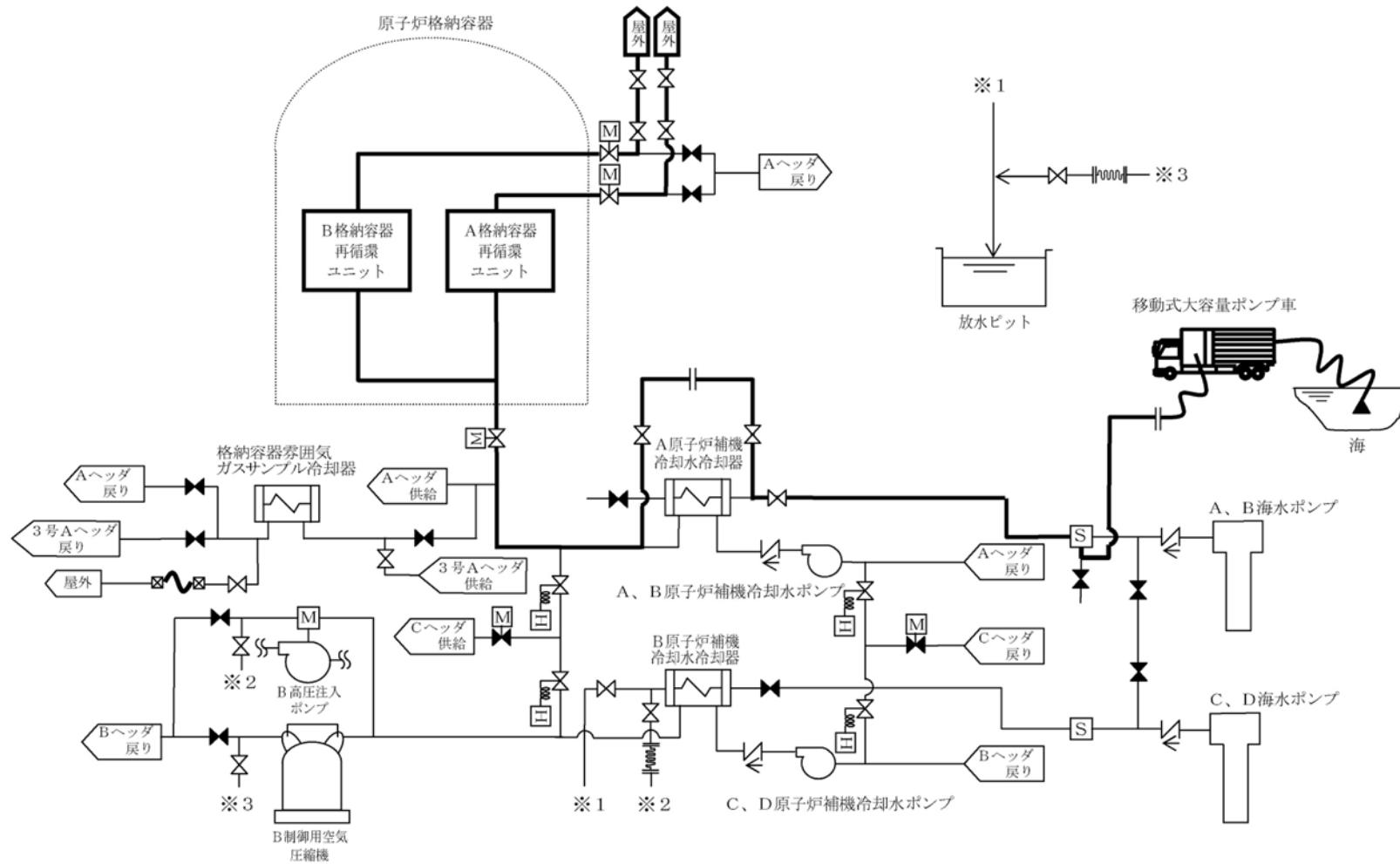
第 3.1.3.1-18 図 アニュラス空気浄化設備系統説明図



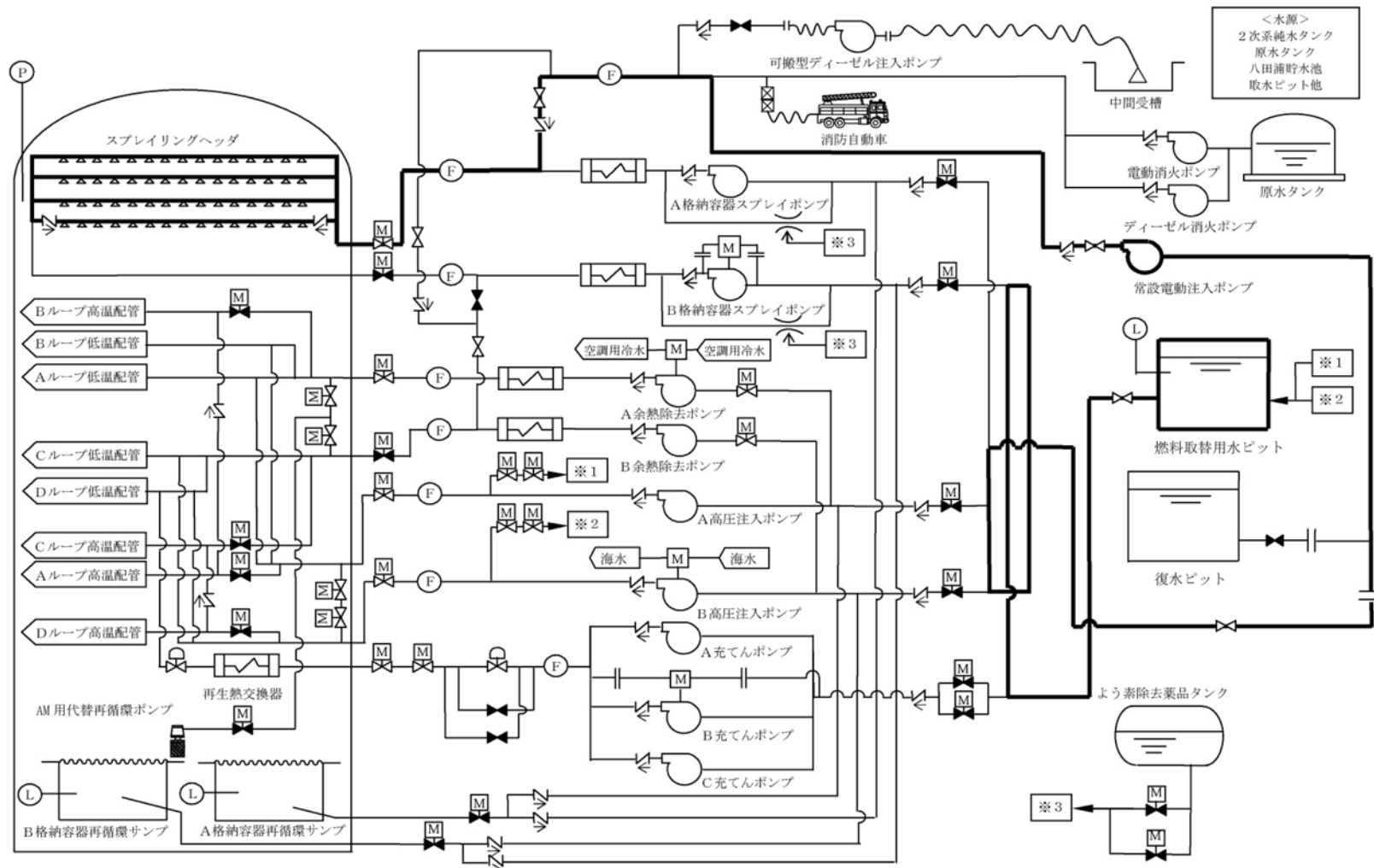
第 3.1.3.1-19 図 窒素ポンベによるアニュラス空気浄化系弁への駆動用空気の供給概略図



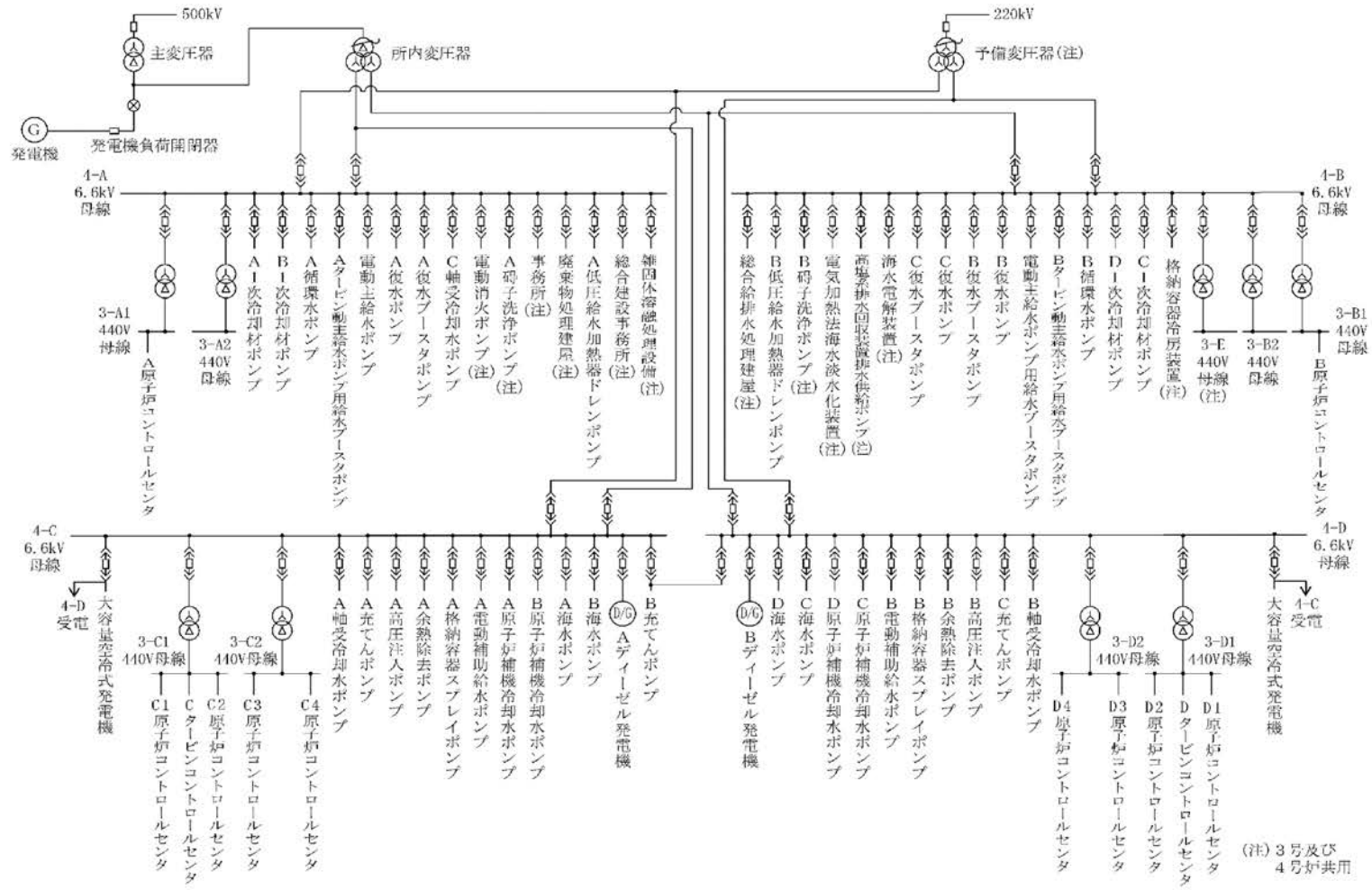
第 3.1.3.1-20 図 格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水時)概略図



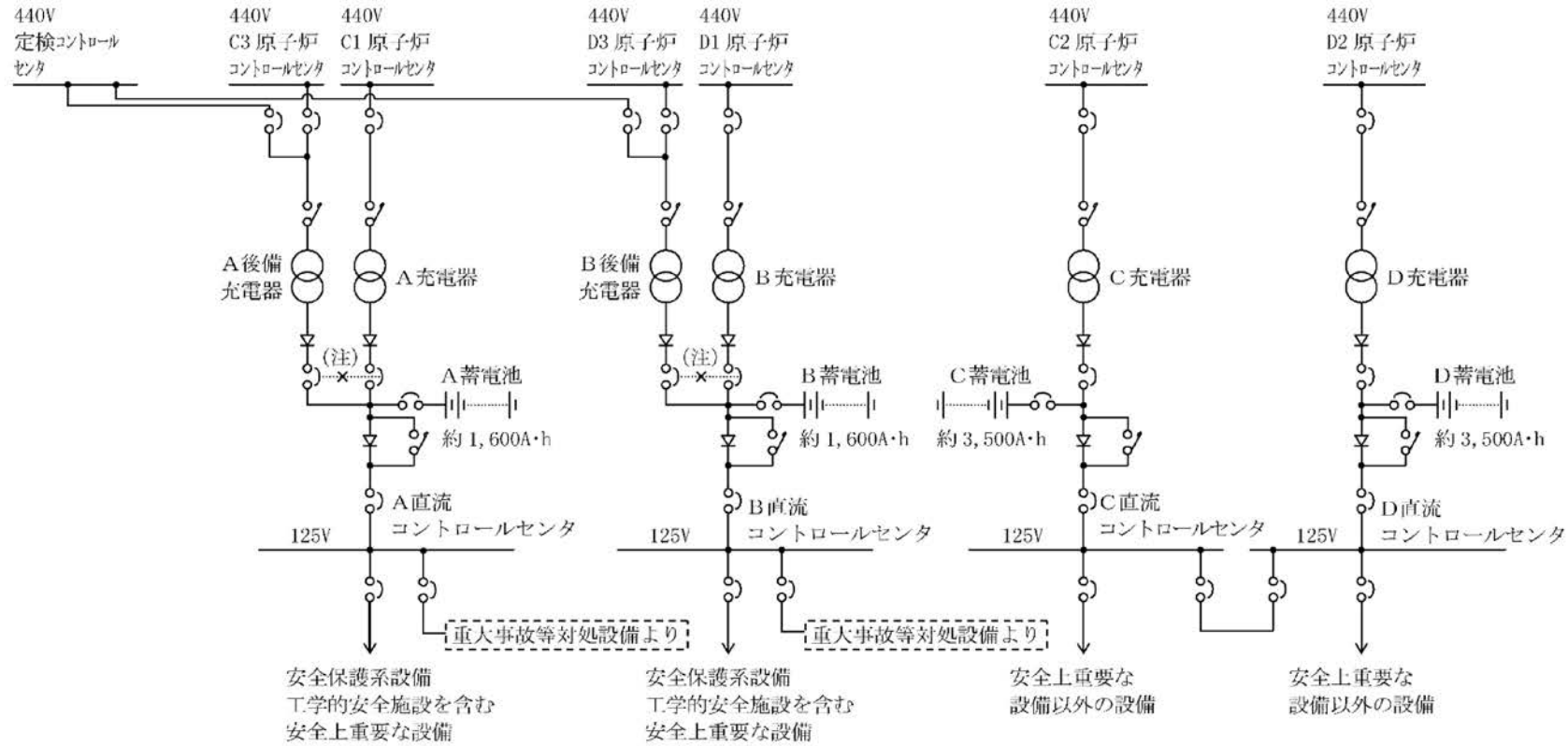
第 3.1.3.1-21 図 格納容器内自然対流冷却(海水通水時)概略図



第 3.1.3.1-22 図 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ概略図

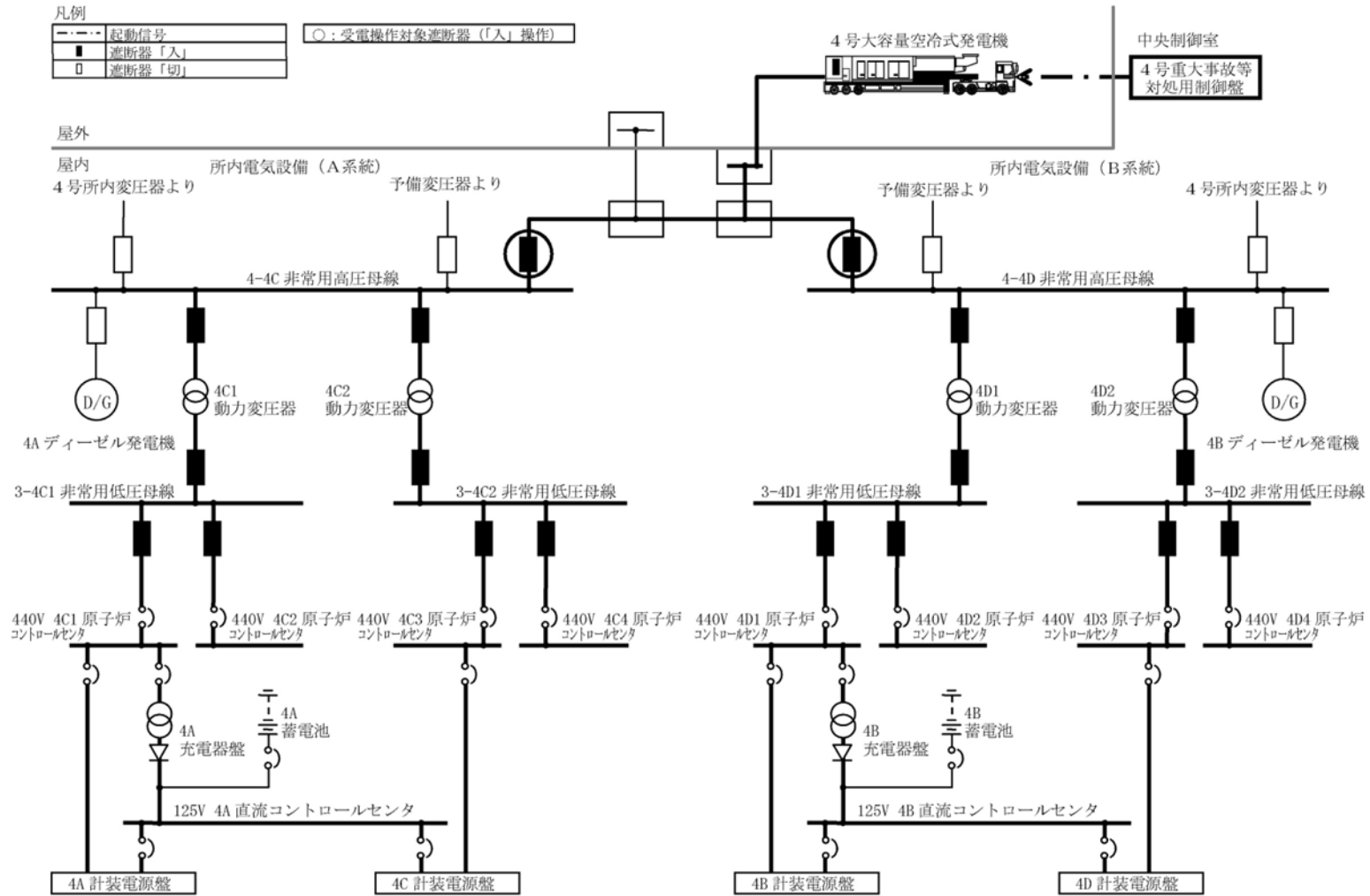


第 3.1.3.1-23 図 所内単線結線図

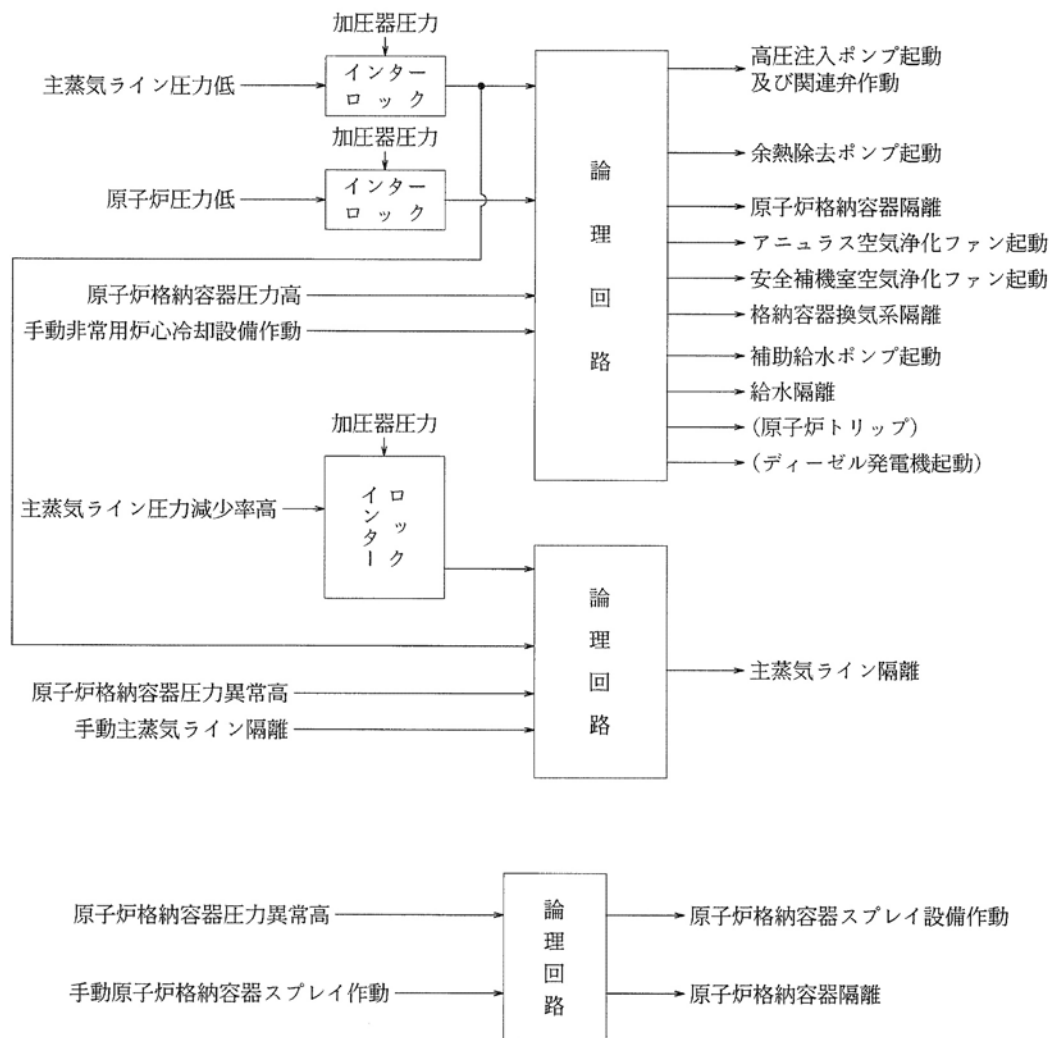


(注) メカニカルインターロック付

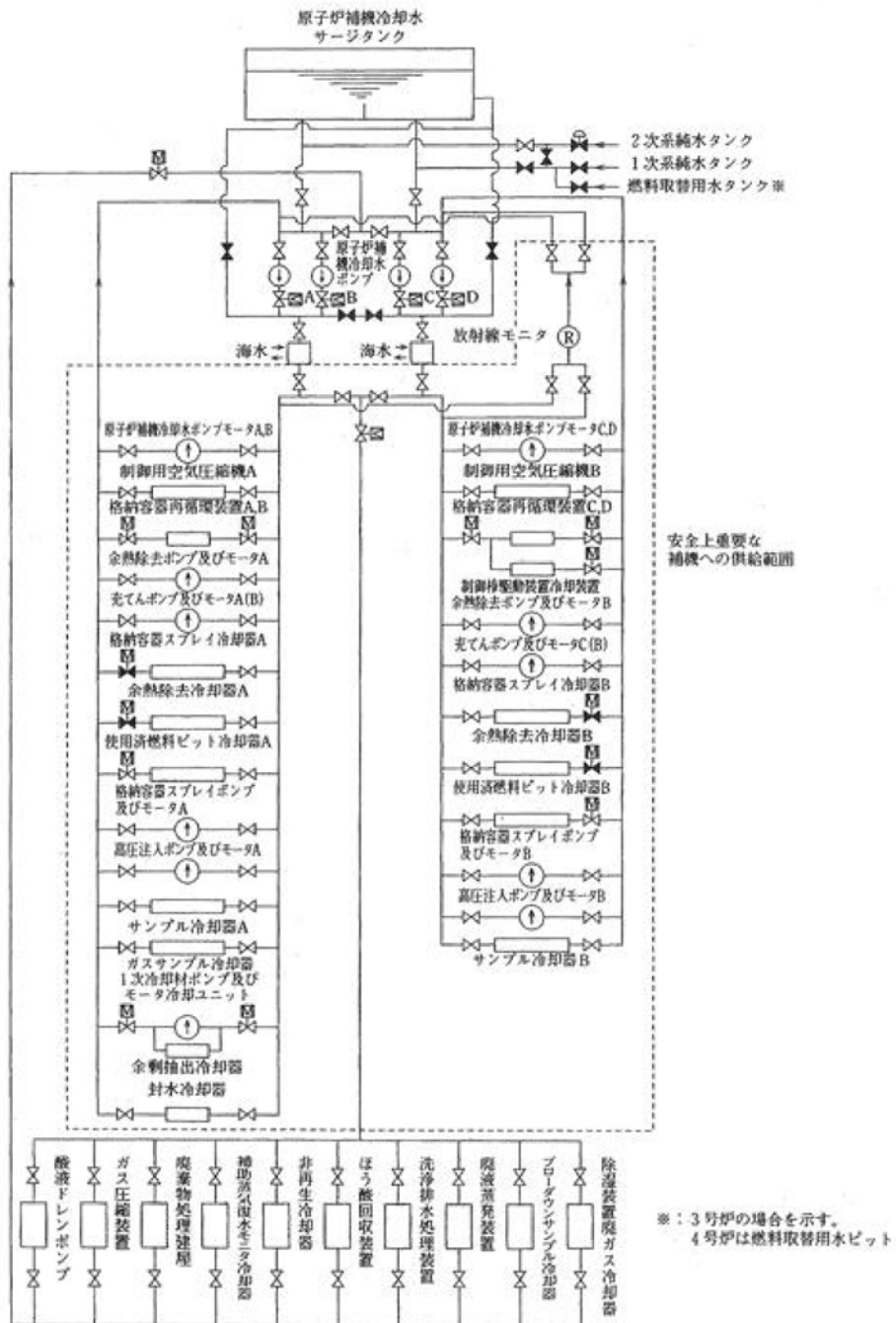
第 3.1.3.1-24 図 直流単線結線図



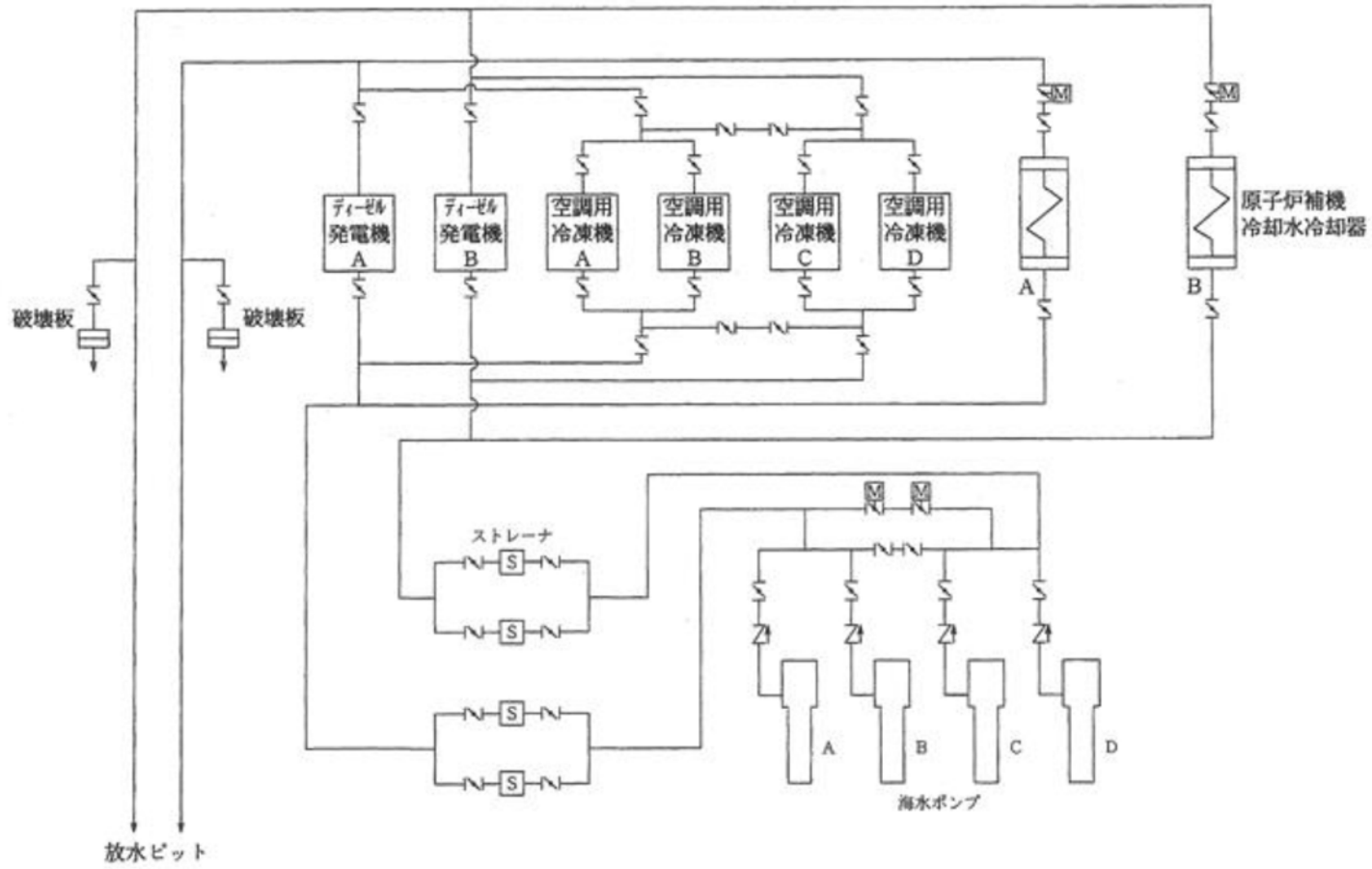
第 3.1.3.1-25 図 代替電源設備(大容量空冷式発電機)概略図



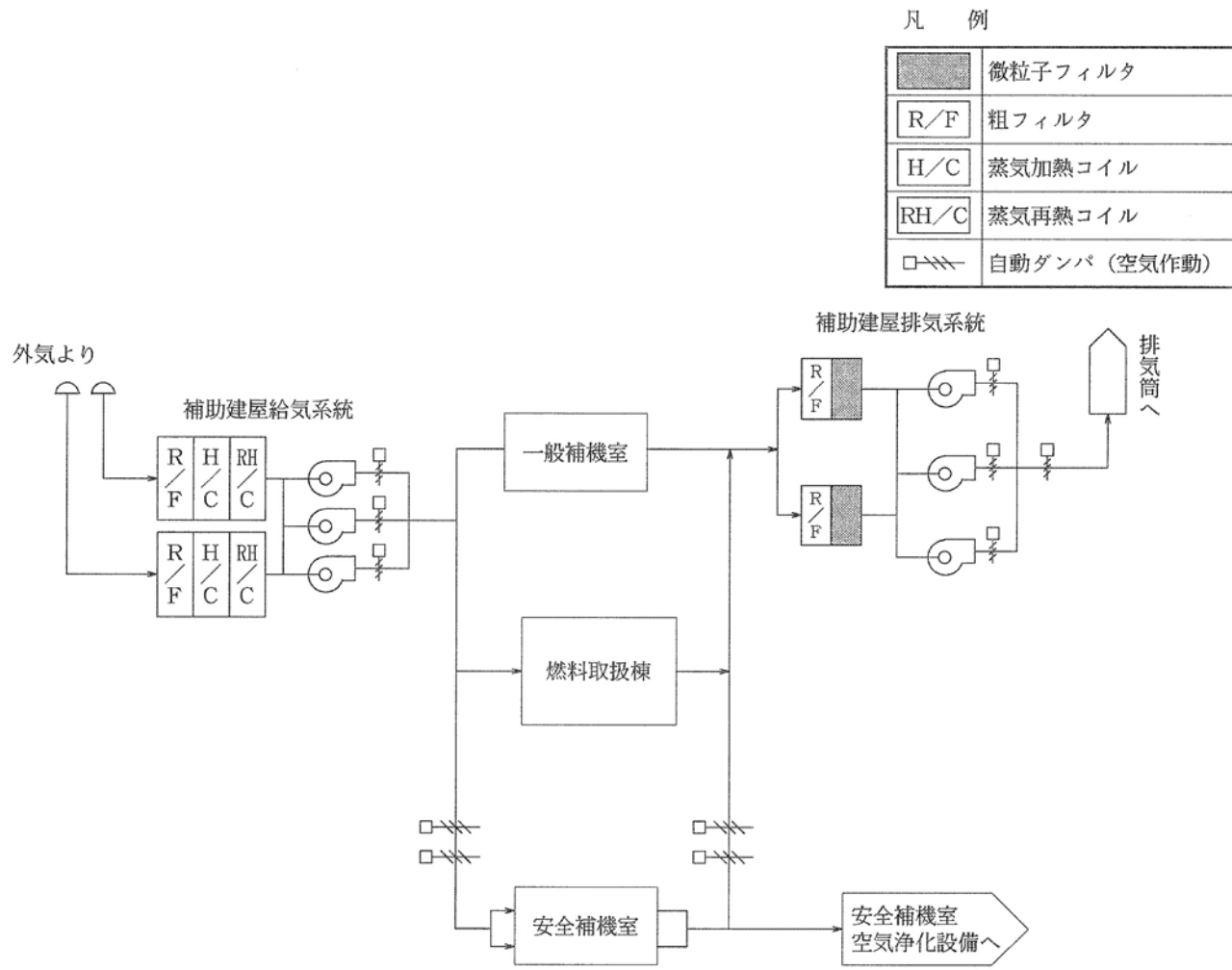
第 3.1.3.1-26 図 工学的安全施設作動説明図



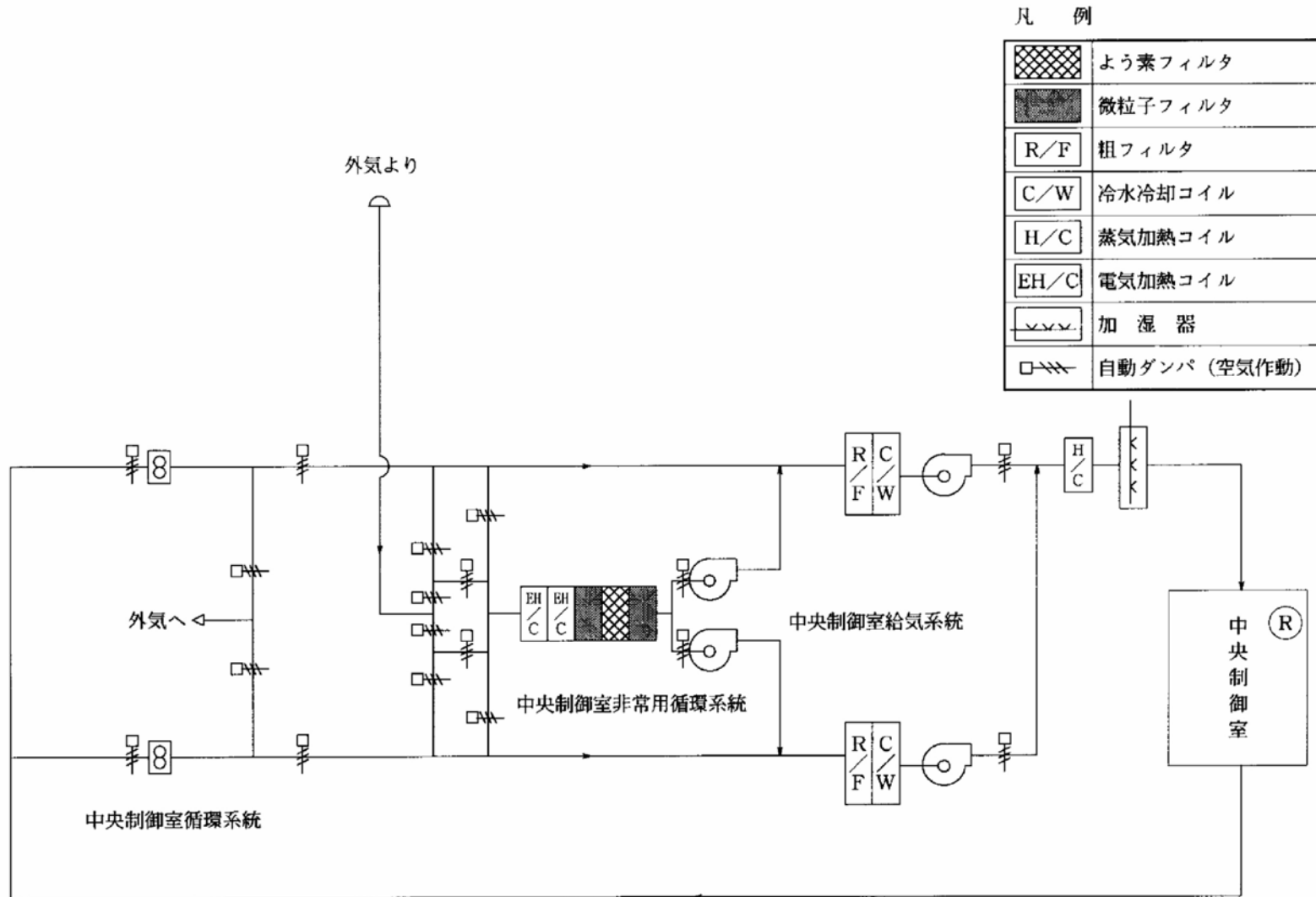
第 3.1.3.1-27 図 原子炉補機冷却水設備系統説明図



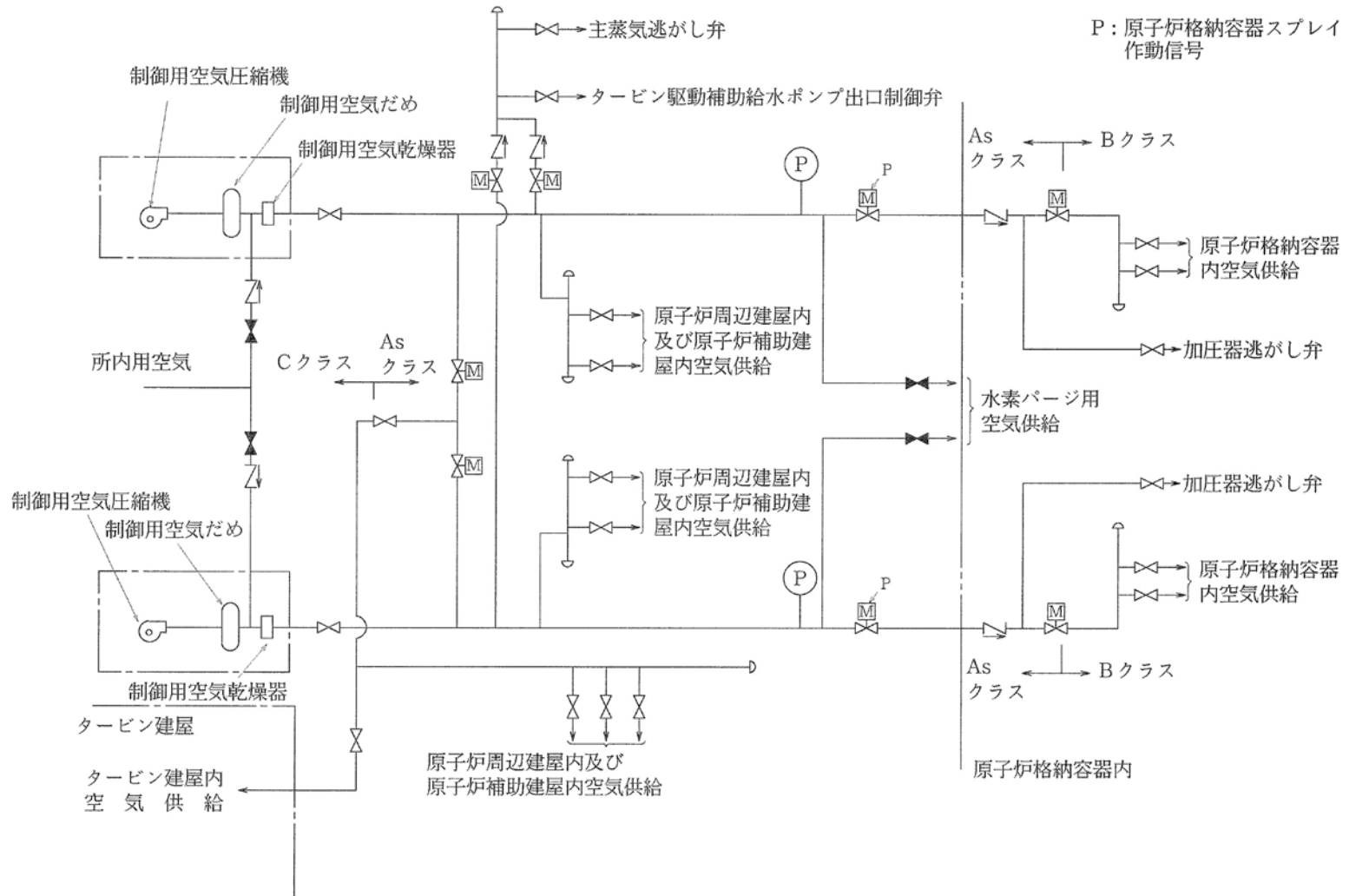
第 3.1.3.1-28 図 原子炉補機冷却海水設備系統説明図



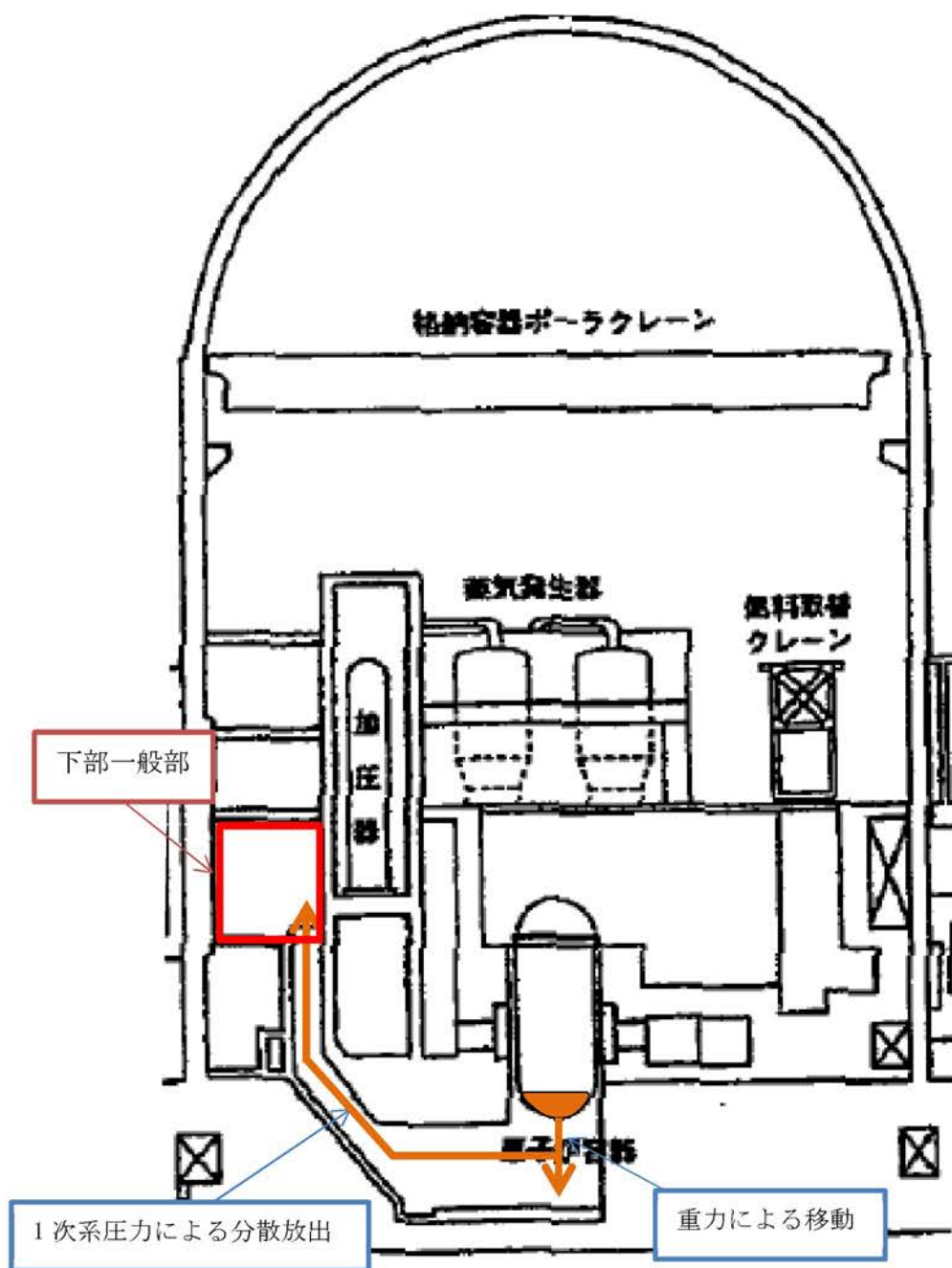
第 3.1.3.1-29 図 補助建屋換気空調設備系統(一般補機室及び安全補機室)概略図



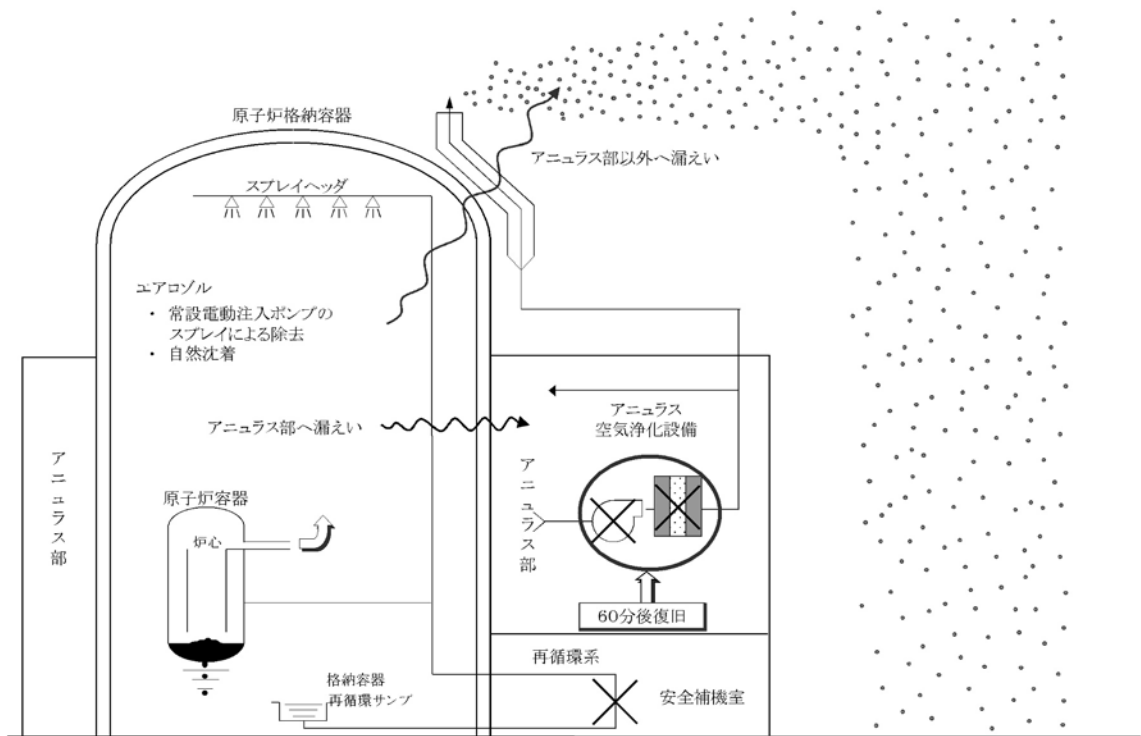
第 3.1.3.1-30 図 補助建屋換気空調設備系統(中央制御室)概略図



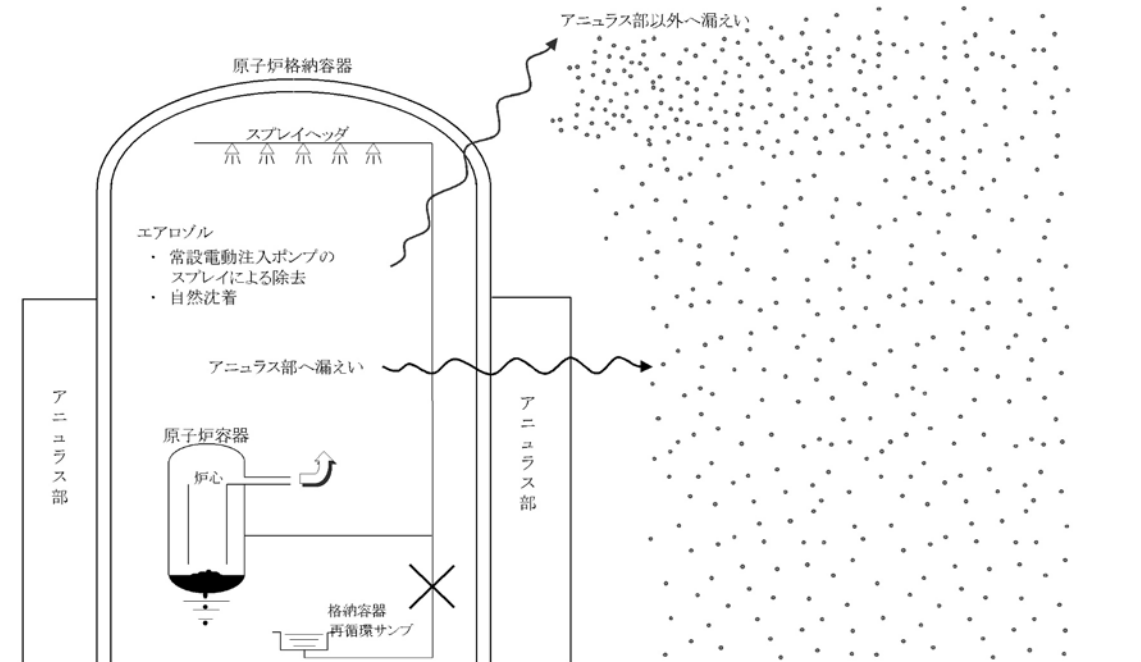
第 3.1.3.1-31 図 制御用空気設備系統説明図



第 3.1.3.1-32 図 燃料及び溶融炉心の移動経路の概念図

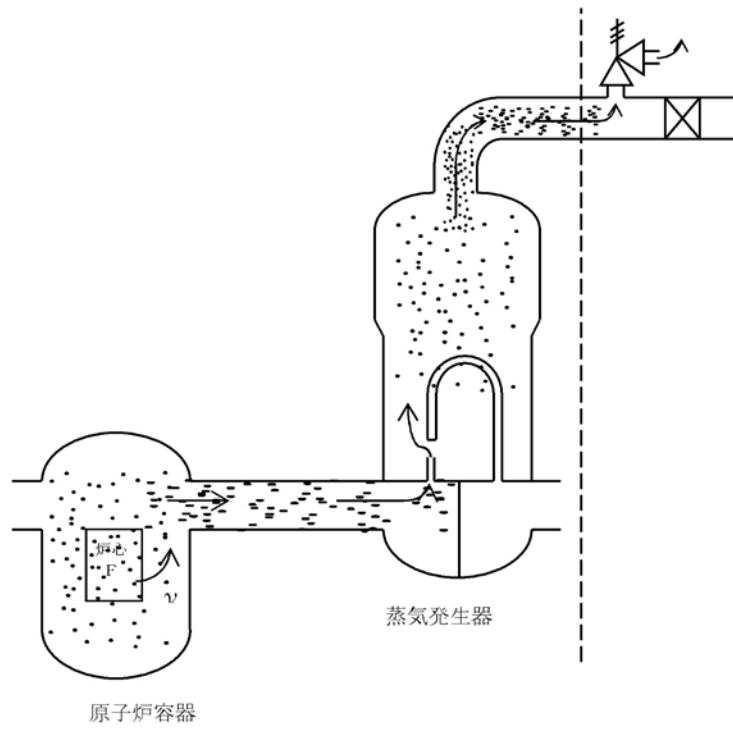


① 格納容器健全性が維持されている場合

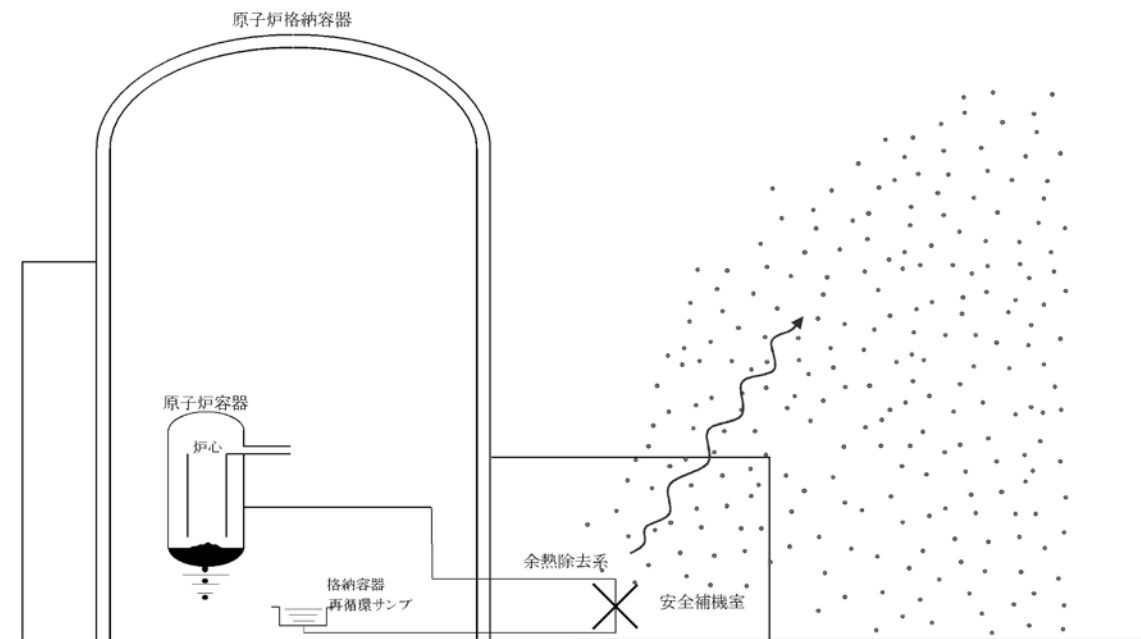


② 格納容器機能喪失が生じた場合 (③、④以外)

第 3.1.3.1-33 図 放出経路の概念図 (1/2)

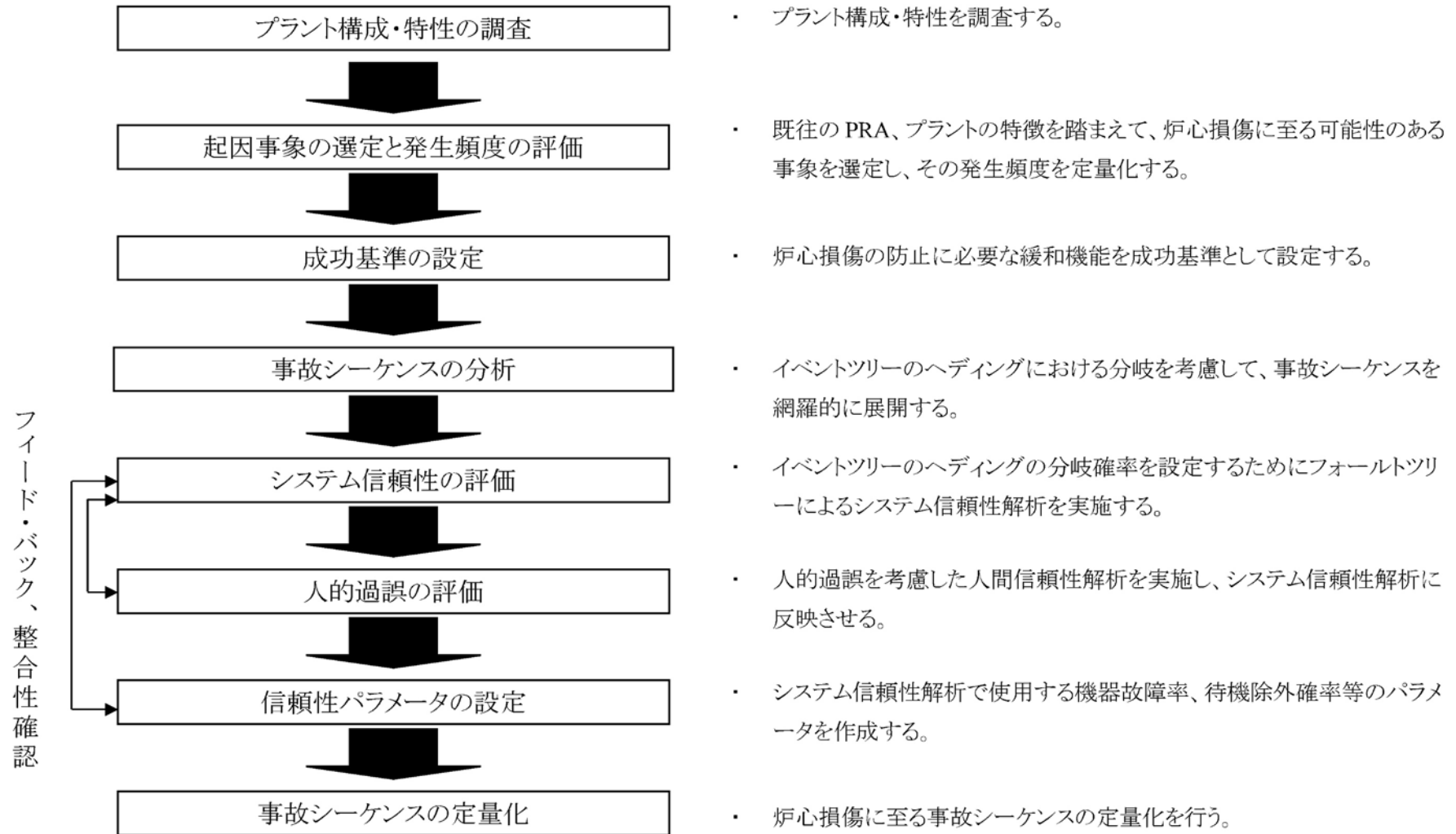


③ SGTR が生じた場合



④ インターフェイスシステム LOCA が生じた場合

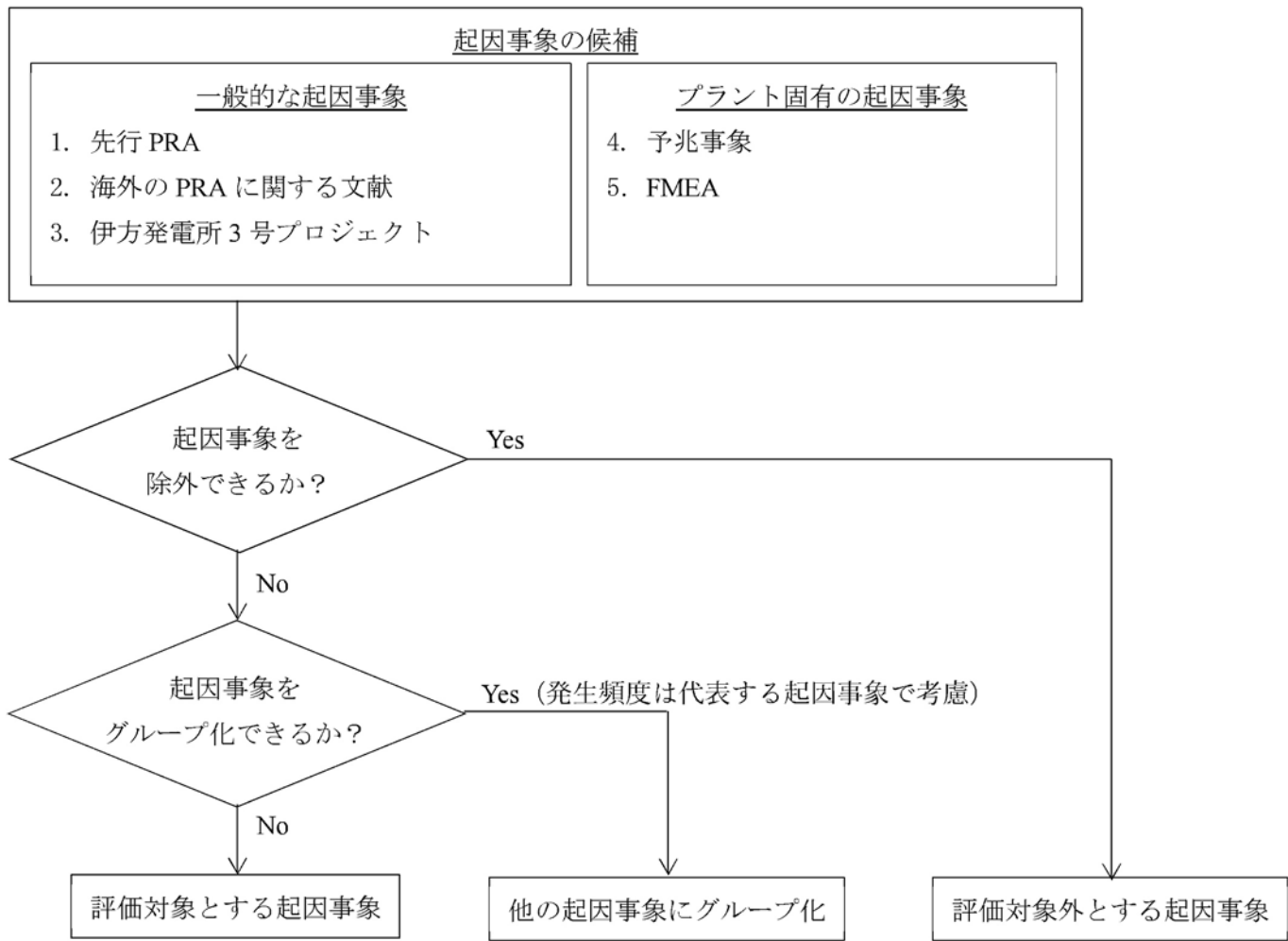
第 3.1.3.1-33 図 放出経路の概念図 (2/2)



第 3.1.3.1-34 図 内部事象出力運転時レベル 1PRA の評価フロー

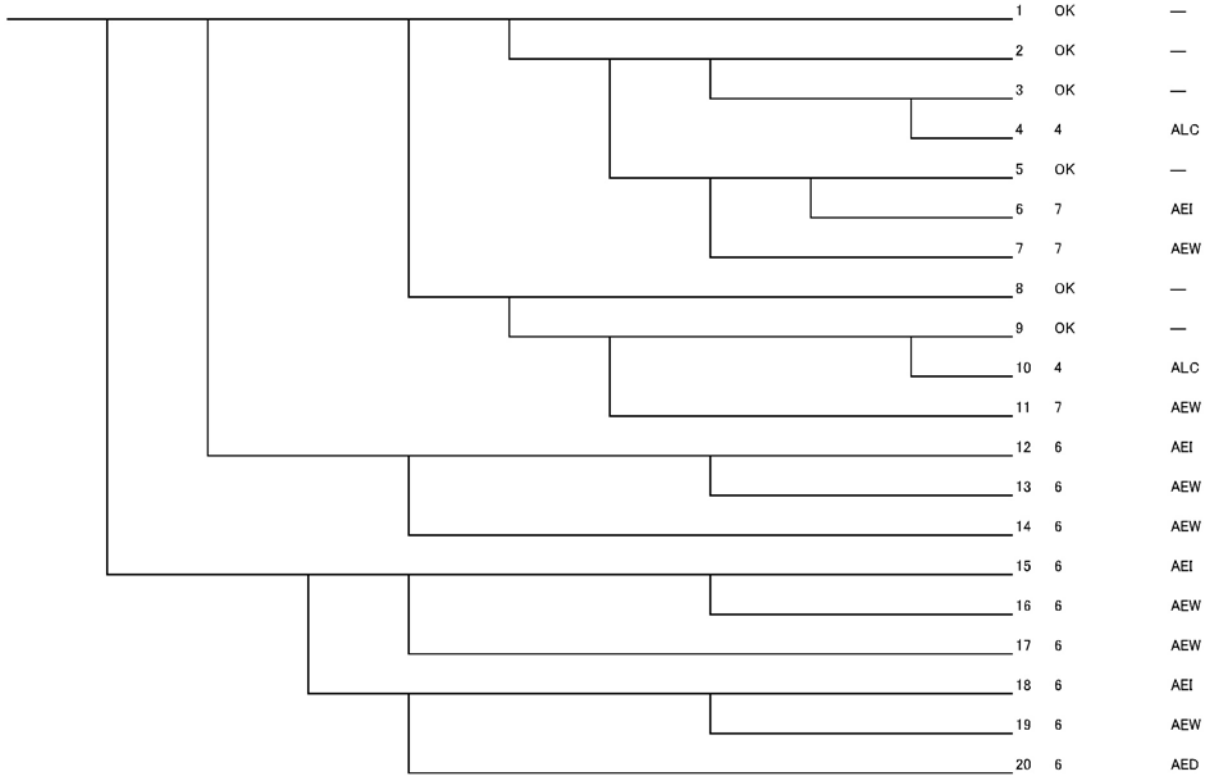
起
因
事
象
候
補
の
選
定

評
価
対
象
と
す
る
起
因
事
象
の
選
定

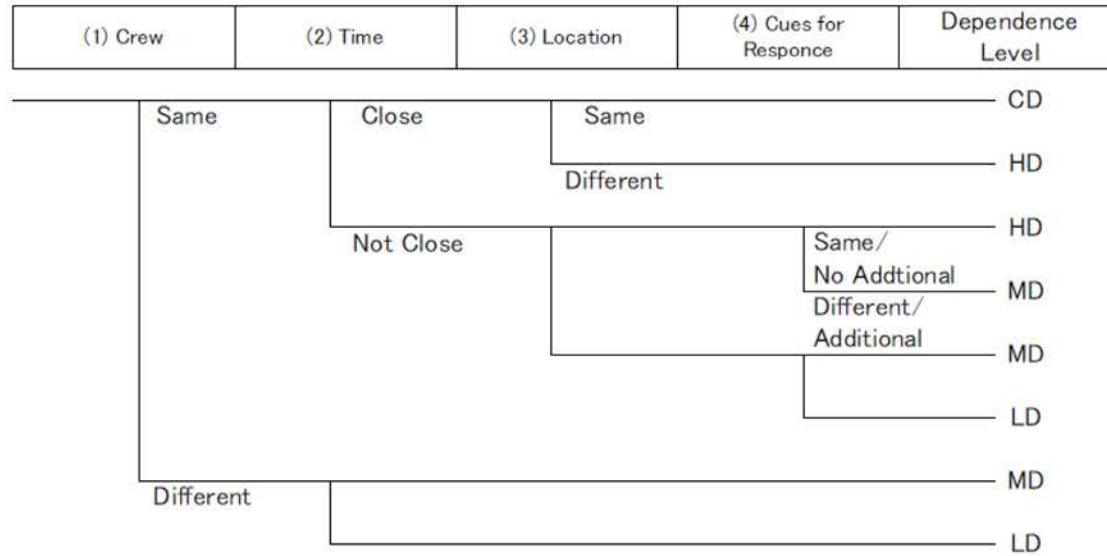


第 3.1.3.1-35 図 起因事象選定フロー

大破断 LOCA	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	代替再循環	格納容器内 自然対流冷却	SEQ	事故シーケンス グループ	PDS
-------------	------	------	------	----------------	-------	-------	-----------------	-------	-----------------	-----	-----------------	-----

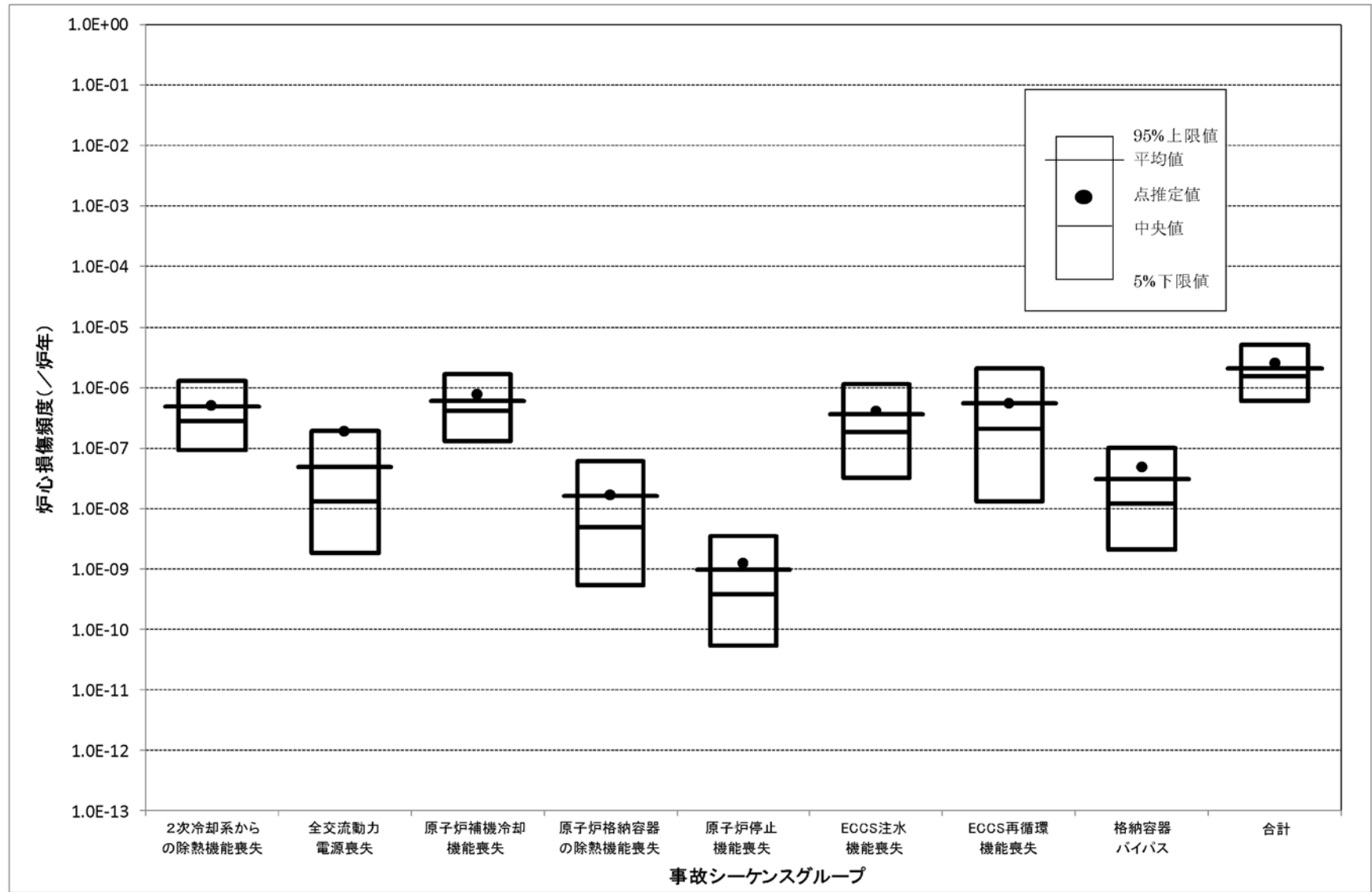


第 3.1.3.1-36 図 大破断 LOCA イベントツリー

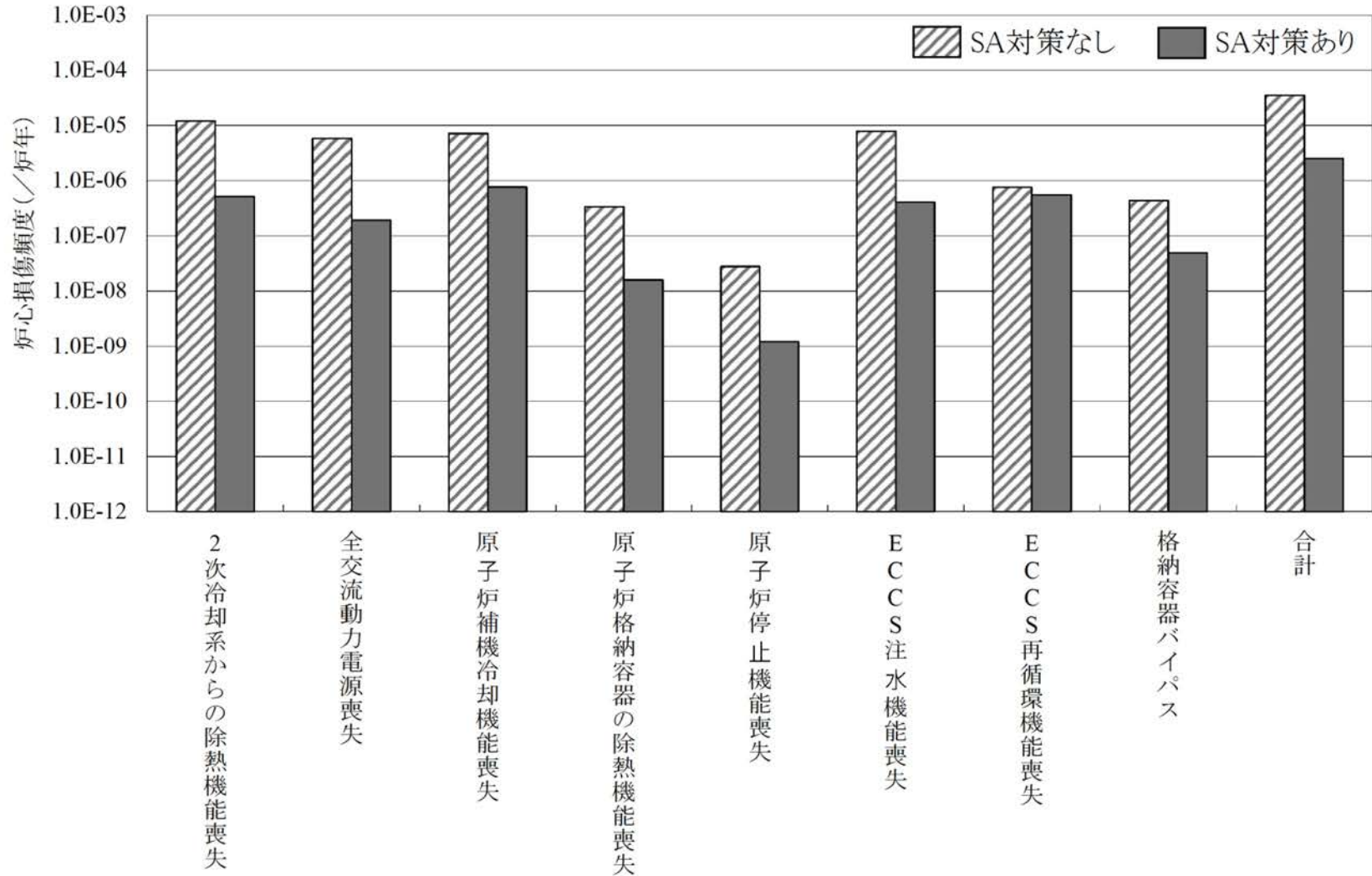


Notes; If this error is 3rd error in the sequence, then the dependency level is at least moderate, if this error is 4th error in the sequence, then the dependency level is at least high, and if this error is more in the sequence, then the dependency level is complete.

第 3.1.3.1-37 図 従属性評価用イベントツリー



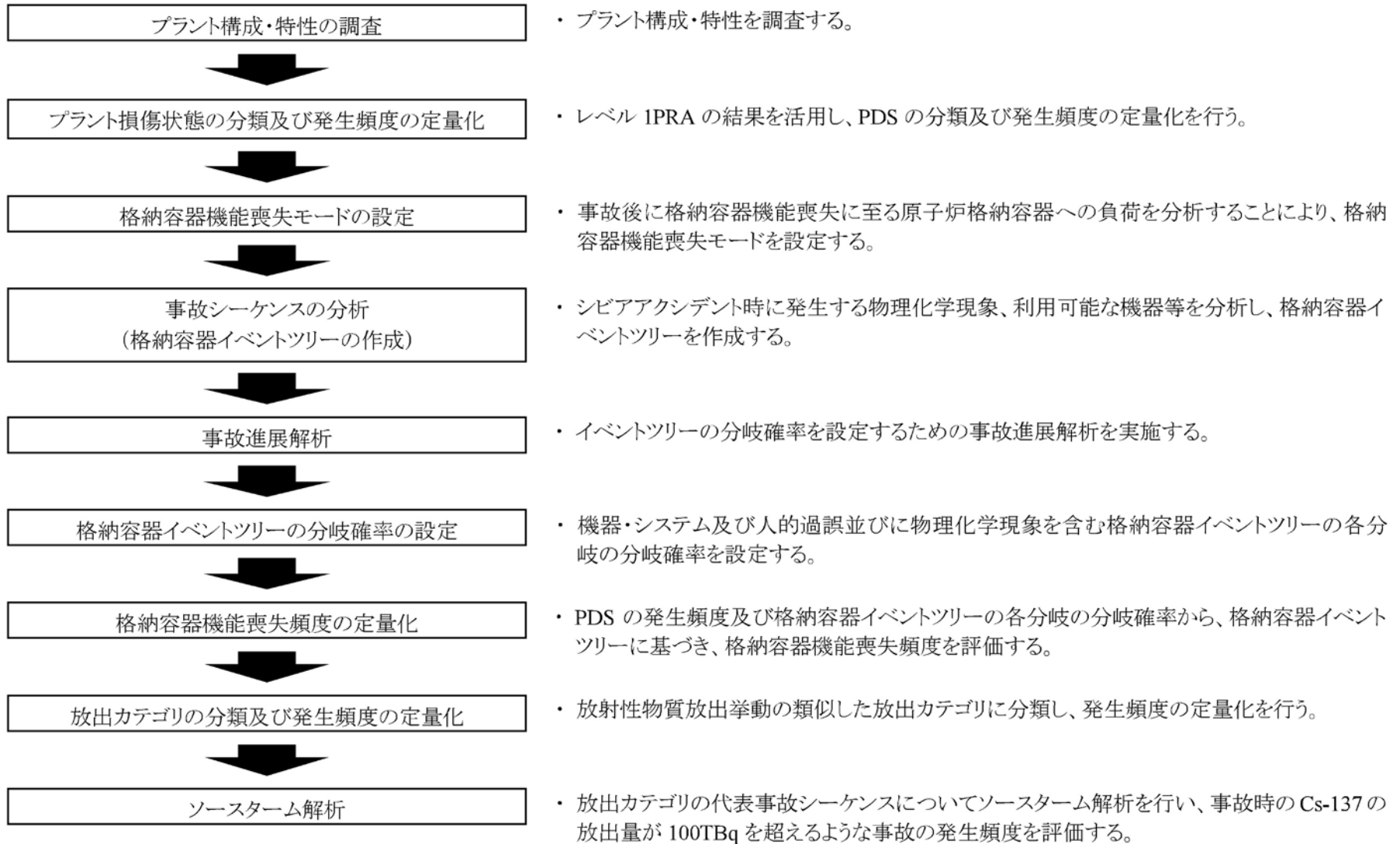
第 3.1.3.1-38 図 不確実さ解析結果



事故シナリオグループ

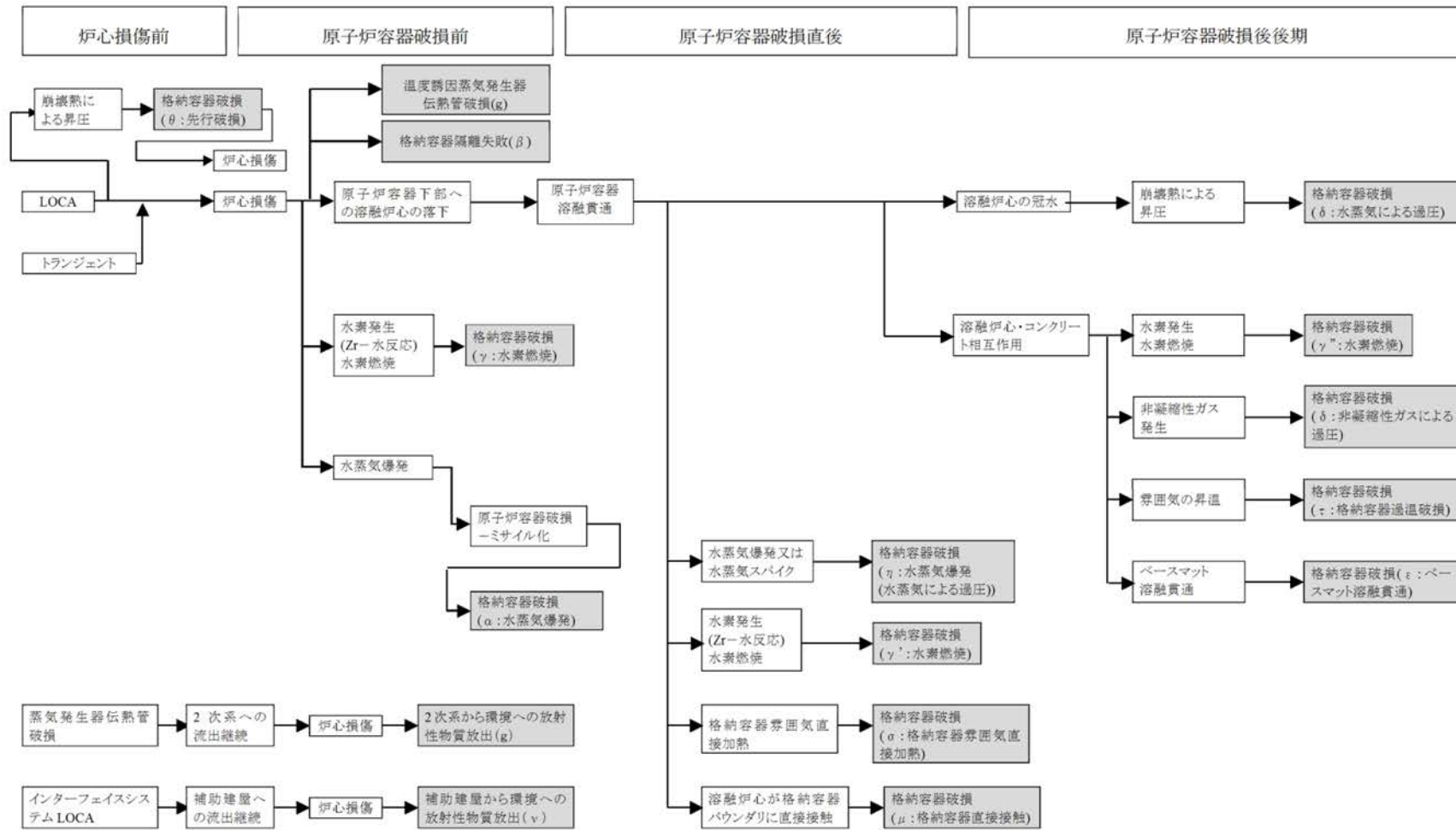
第 3.1.3.1-39 図 SA 対策に係る感度解析結果

●レベル 2PRA 学会標準を参考に、以下の手順で内部事象出力運転時レベル 2PRA を実施

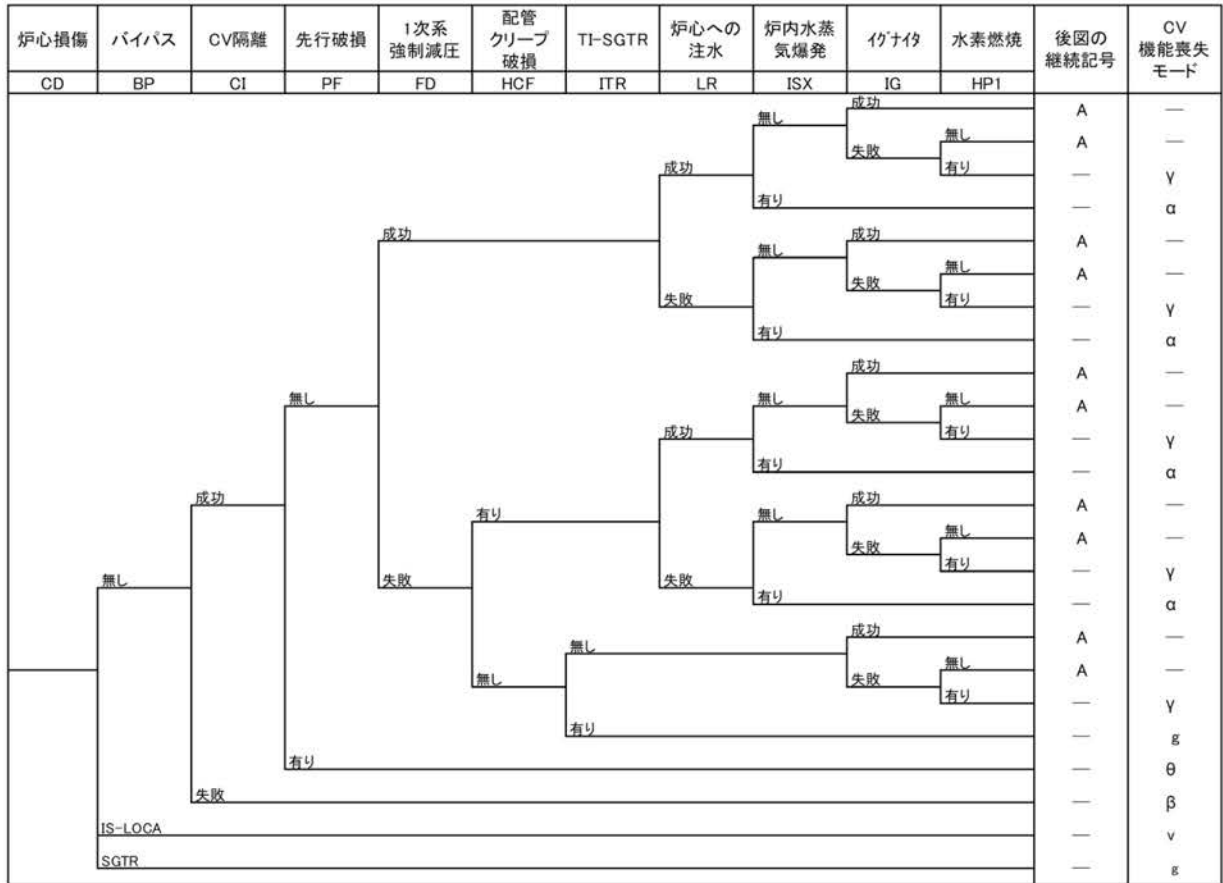


3.1.3-279

第 3.1.3.1-40 図 内部事象出力運転時レベル 2PRA の評価フロー



第 3.1.3.1-41 図 PWR のシビアアクシデントで考えられている事故進展



注 1) 後図の継続記号の—は、その時点での格納容器機能喪失を意味する。

注 2) 格納容器機能喪失モード:

- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後後期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマット溶融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- v = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

(a) 原子炉容器破損前

第 3.1.3.1-42 図 格納容器イベントツリー (1/3)

前図の 継続記号	溶融物 分散放出	キャビティ 内水量	CV内注水 (キャビティ 水張り)	炉外水蒸 気爆発	CV雰囲気 直接加熱	CV直接 接触	水素燃焼	後図の 継続記号	CV 機能喪失 モード
A	RPV	DC	CF	ESX	DCH	MA	HP2		
A	分散放出	多量	成功	無し	無し	無し	無し	B	-
				有り	有り	有り	有り	-	γ'
				無し	無し	無し	無し	-	μ
				有り	有り	有り	有り	-	σ
		少量	成功	無し	無し	無し	無し	B	-
				有り	有り	有り	有り	-	γ'
				無し	無し	無し	無し	-	μ
				有り	有り	有り	有り	-	σ
	失敗	失敗	無し	無し	無し	無し	B	-	
			有り	有り	有り	有り	-	γ'	
			無し	無し	無し	無し	-	μ	
			有り	有り	有り	有り	-	σ	
	重力落下	多量	成功	無し	無し	無し	無し	B	-
				有り	有り	有り	有り	-	γ'
				無し	無し	無し	無し	B	-
				有り	有り	有り	有り	-	γ'
少量		成功	無し	無し	無し	無し	B	-	
			有り	有り	有り	有り	-	γ'	
			無し	無し	無し	無し	B	-	
			有り	有り	有り	有り	-	γ'	
失敗	失敗	無し	無し	無し	無し	B	-		
		有り	有り	有り	有り	-	γ'		
		無し	無し	無し	無し	B	-		
		有り	有り	有り	有り	-	η		

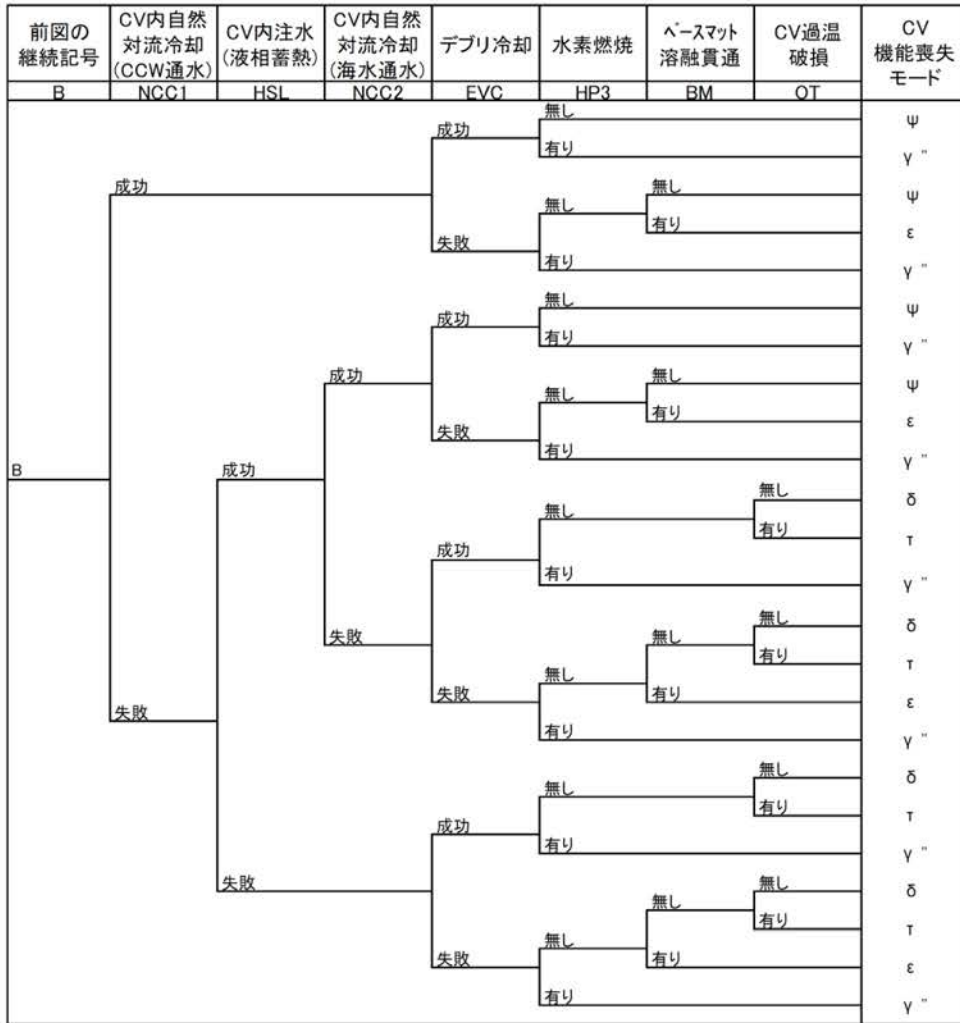
注 1) 後図の継続記号の-は、その時点での格納容器機能喪失を意味する。

注 2) 格納容器機能喪失モード:

- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後後期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマット熔融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- v = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

(b) 原子炉容器破損直後

第 3.1.3.1-42 図 格納容器イベントツリー (2/3)

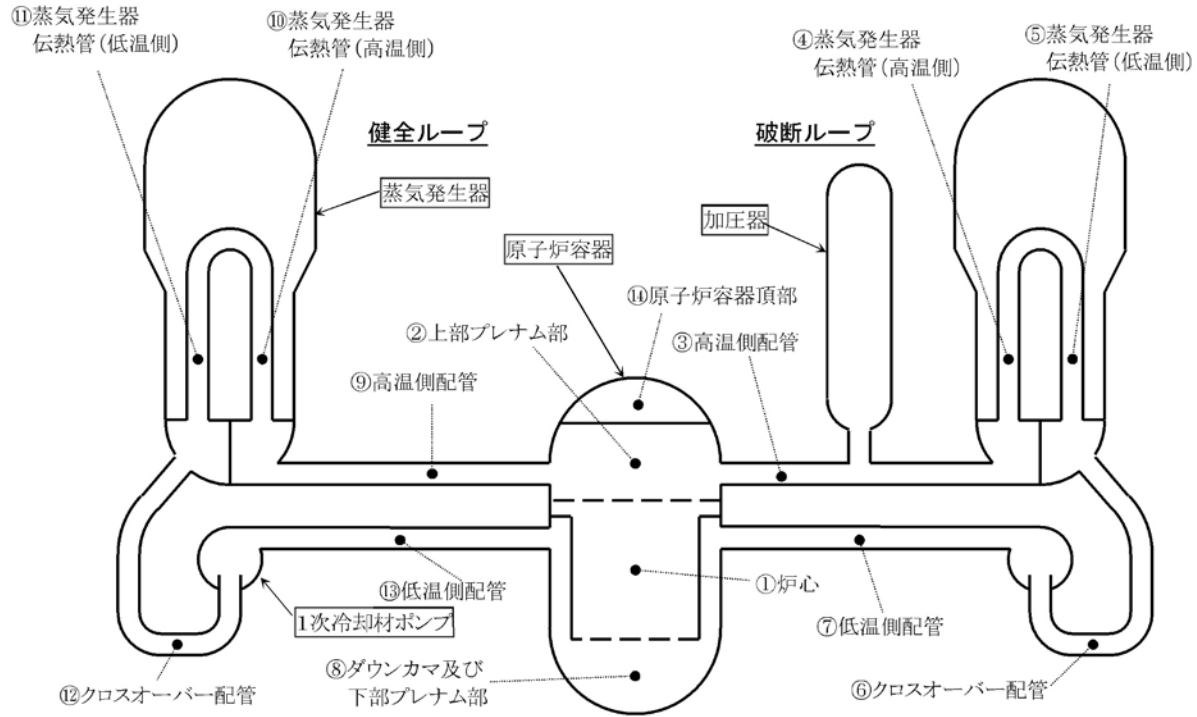


注) 格納容器機能喪失モード:

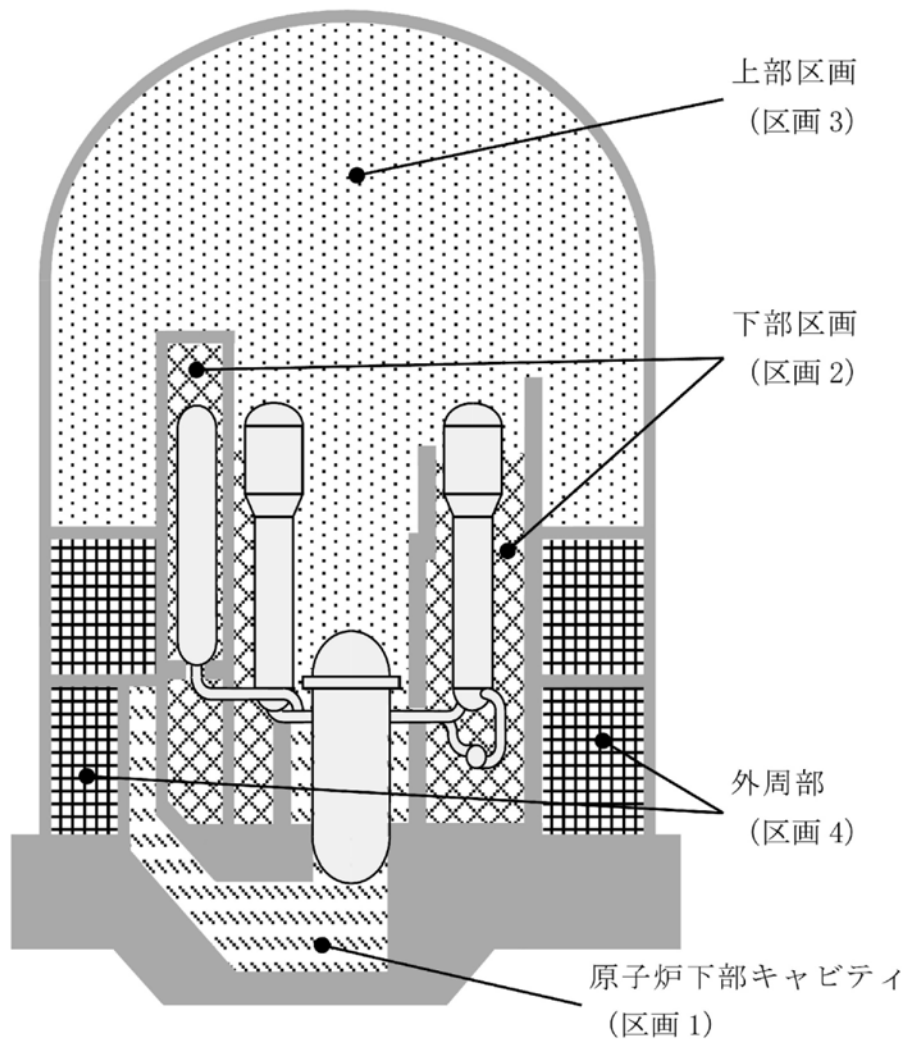
- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後後期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマツ溶融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- v = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

(c) 原子炉容器破損後後期

第 3.1.3.1-42 図 格納容器イベントツリー (3/3)



第 3.1.3.1-43 図 1 次系ノーディング



第 3.1.3.1-44 図 格納容器ノーディング

炉心損傷	バイパス	CV隔離	先行破損	1次系強制減圧	配管クリーブ破損	TI-SGTR	炉心への注水	炉内水蒸気爆発	ウナイト	水素燃焼	後図の継続記号	CV機能喪失モード	放出カテゴリ記号
CD	BP	CI	PF	FD	HCF	ITR	LR	ISX	IG	HP1			
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	無し	A	—	—
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	A	—	—
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	γ	F3A
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	α	F3A
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	無し	A	—	—
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	A	—	—
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	γ	F3A
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	α	F3A
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	無し	A	—	—
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	A	—	—
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	γ	F3A
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	α	F3A
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	A	—	—
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	A	—	—
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	γ	F3A
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	ε	F1
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	θ	F3B
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	β	F5
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	ν	F1
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	ε	F1
	無し	成功	無し	成功	無し	成功	有り	無し	成功	有り	—	—	—
IS-LOCA											—		
SGTR											—		

注1) 後図の継続記号の—は、その時点での格納容器機能喪失を意味する。

注2) 格納容器機能喪失モード:

- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後後期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマット溶融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- ν = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

注3) 放出カテゴリ記号

- F1 = 格納容器バイパス(内的)
- F2 = 格納容器バイパス(外的)
- F3A = 格納容器破損(内的)(エナジェティック)
- F3B = 格納容器破損(内的)(先行破損)
- F3C = 格納容器破損(内的)(その他)
- F4 = 格納容器破損(外的)
- F5 = 隔離失敗(内的及び外的)
- F6 = 健全(設計漏えい)(内的及び外的)

(a) 原子炉容器破損前

第 3.1.3.1-45 図 格納容器イベントツリーにおける放出カテゴリ分類 (1/3)

前図の 継続記号	溶融物 分散放出	キャビティ 内水量	CV内注水 (キャビティ 水張り)	炉外水蒸 気爆発	CV雰囲気 直接加熱	CV直接 接触	水素燃焼	後図の 継続記号	CV 機能喪失 モード	放出カテ ゴリ記号	
A	RPV	DC	CF	ESX	DCH	MA	HP2	B	—	—	
A	分散放出	多量	成功	無し	無し	無し	無し	B	—	—	
							有り	—	γ'	F3A	
							無し	—	μ	F3A	
							有り	—	σ	F3A	
		少量	成功	無し	無し	無し	無し	無し	B	—	—
								有り	—	γ'	F3A
								無し	—	μ	F3A
								有り	—	σ	F3A
	失敗	無し	無し	無し	無し	無し	無し	B	—	—	
							有り	—	γ'	F3A	
							無し	—	μ	F3A	
							有り	—	σ	F3A	
	重力落下	多量	成功	無し	無し	無し	無し	B	—	—	
							有り	—	γ'	F3A	
							無し	—	η	F3A	
							有り	—	η	F3A	
少量		成功	無し	無し	無し	無し	無し	B	—	—	
							有り	—	γ'	F3A	
							無し	—	η	F3A	
							有り	—	η	F3A	
失敗	無し	無し	無し	無し	無し	無し	B	—	—		
						有り	—	γ'	F3A		
						無し	—	η	F3A		
						有り	—	η	F3A		

注 1) 後図の継続記号の—は、その時点での格納容器機能喪失を意味する。

注 2) 格納容器機能喪失モード:

- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後後期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマツト溶融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- ν = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

注 3) 放出カテゴリ記号

- F1 = 格納容器バイパス(内的)
- F2 = 格納容器バイパス(外的)
- F3A = 格納容器破損(内的)(エナジェティック)
- F3B = 格納容器破損(内的)(先行破損)
- F3C = 格納容器破損(内的)(その他)
- F4 = 格納容器破損(外的)
- F5 = 隔離失敗(内的及び外的)
- F6 = 健全(設計漏えい)(内的及び外的)

(b) 原子炉容器破損直後

第 3.1.3.1-45 図 格納容器イベントツリーにおける放出カテゴリ分類 (2/3)

前図の 継続記号	CV内自然 対流冷却 (CCW通水)	CV内注水 (液相蓄熱)	CV内自然 対流冷却 (海水通水)	デブリ冷却	水素燃焼	ベースマツ 溶融貫通	CV過温 破損	CV 機能喪失 モード	放出カテ ゴリ記号
B	NCC1	HSL	NCC2	EVC	HP3	BM	OT		
B	成功	成功	成功	成功	無し	無し	無し	ψ	F6
					有り	無し	無し	γ''	F3A
					無し	無し	有り	ψ	F6
					有り	有り	有り	ε	F3C
					無し	無し	無し	γ''	F3A
					有り	無し	無し	ψ	F6
					有り	有り	有り	γ''	F3A
					無し	無し	有り	ψ	F6
					有り	有り	有り	ε	F3C
					無し	無し	無し	γ''	F3A
					有り	無し	有り	δ	F3C
					有り	有り	有り	τ	F3C
					無し	無し	有り	γ''	F3A
					有り	無し	有り	δ	F3C
					有り	有り	有り	τ	F3C
					無し	無し	有り	ε	F3C
有り	有り	有り	γ''	F3A					
無し	無し	有り	δ	F3C					
有り	有り	有り	τ	F3C					
無し	無し	有り	γ''	F3A					
有り	無し	有り	δ	F3C					
有り	有り	有り	τ	F3C					
無し	無し	有り	ε	F3C					
有り	有り	有り	γ''	F3A					

注 1) 格納容器機能喪失モード:

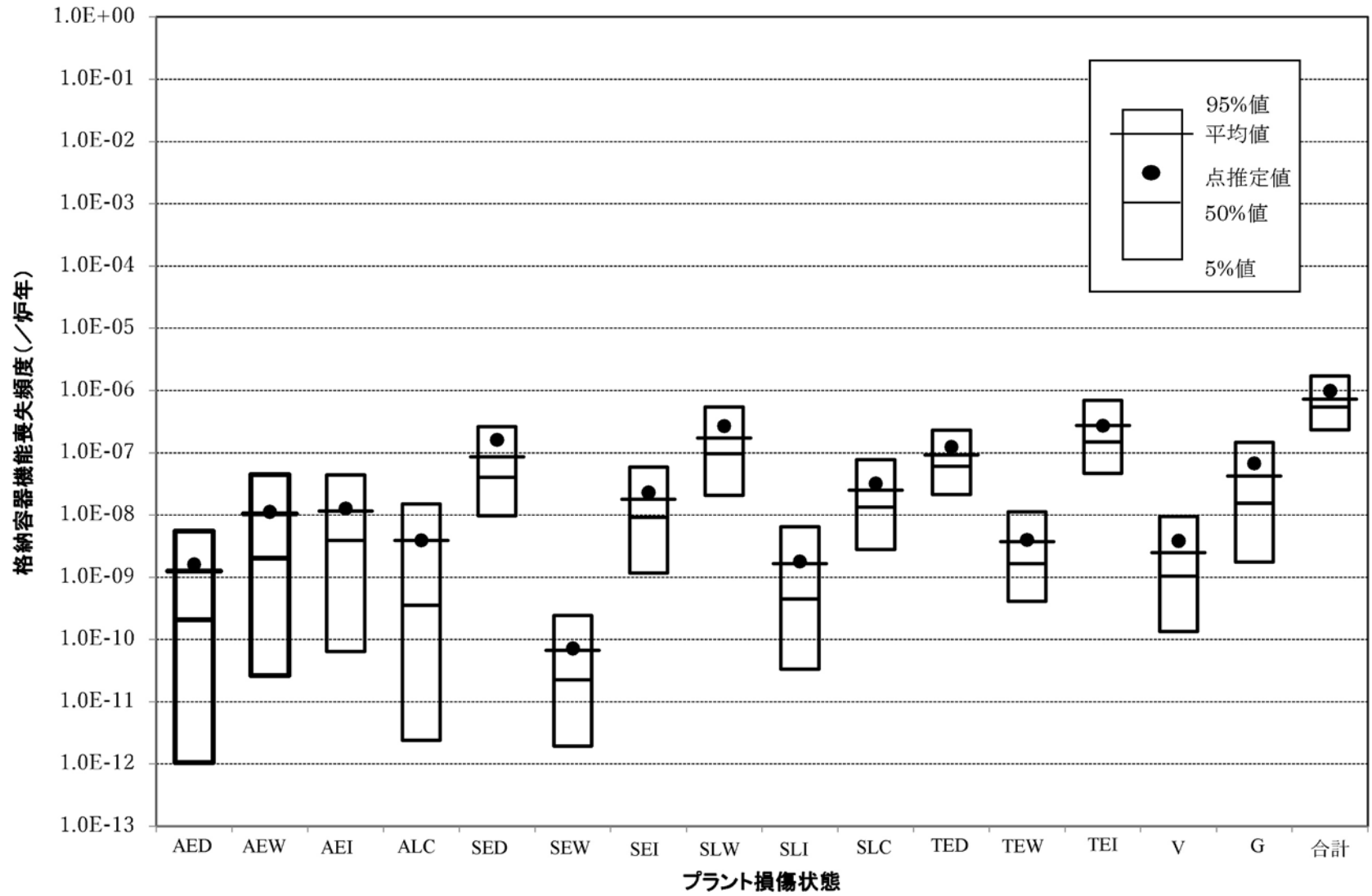
- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後後期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマツ溶融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- ν = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

注 2) 放出カテゴリ記号

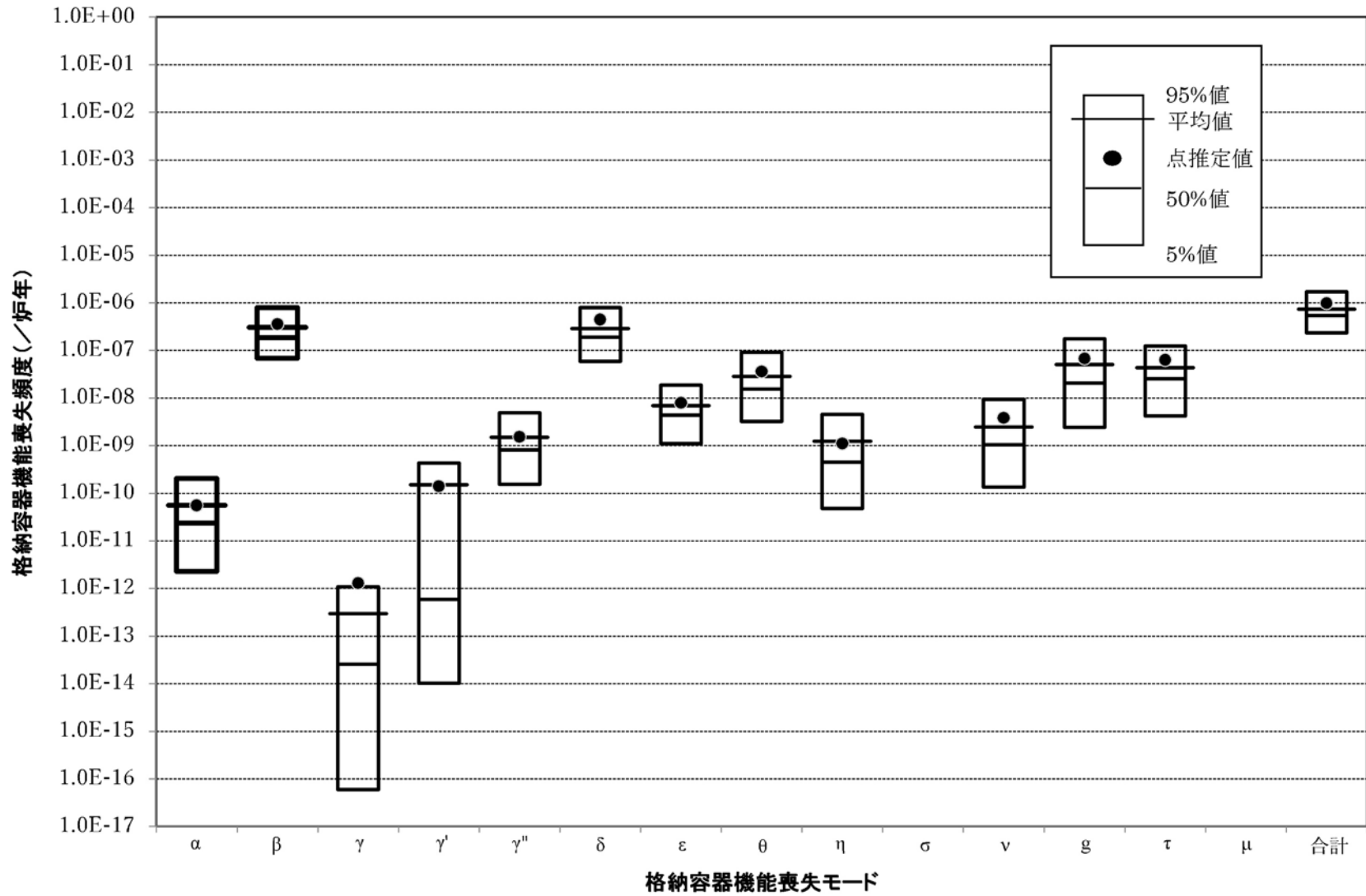
- F1 = 格納容器バイパス(内的)
- F2 = 格納容器バイパス(外的)
- F3A = 格納容器破損(内的)(エナジェティック)
- F3B = 格納容器破損(内的)(先行破損)
- F3C = 格納容器破損(内的)(その他)
- F4 = 格納容器破損(外的)
- F5 = 隔離失敗(内的及び外的)
- F6 = 健全(設計漏えい)(内的及び外的)

(c) 原子炉容器破損後後期

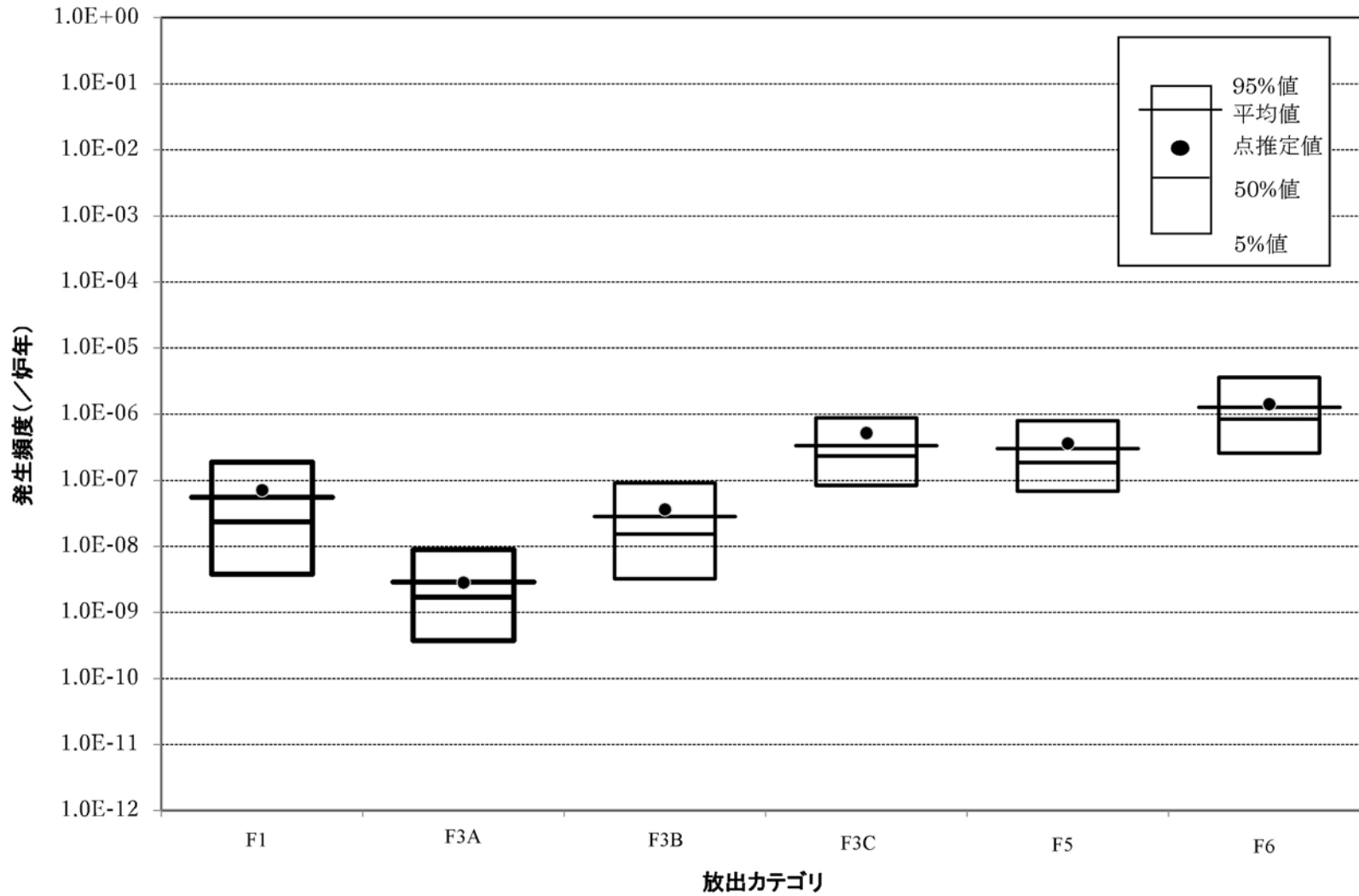
第 3.1.3.1-45 図 格納容器イベントツリーにおける放出カテゴリ分類 (3/3)



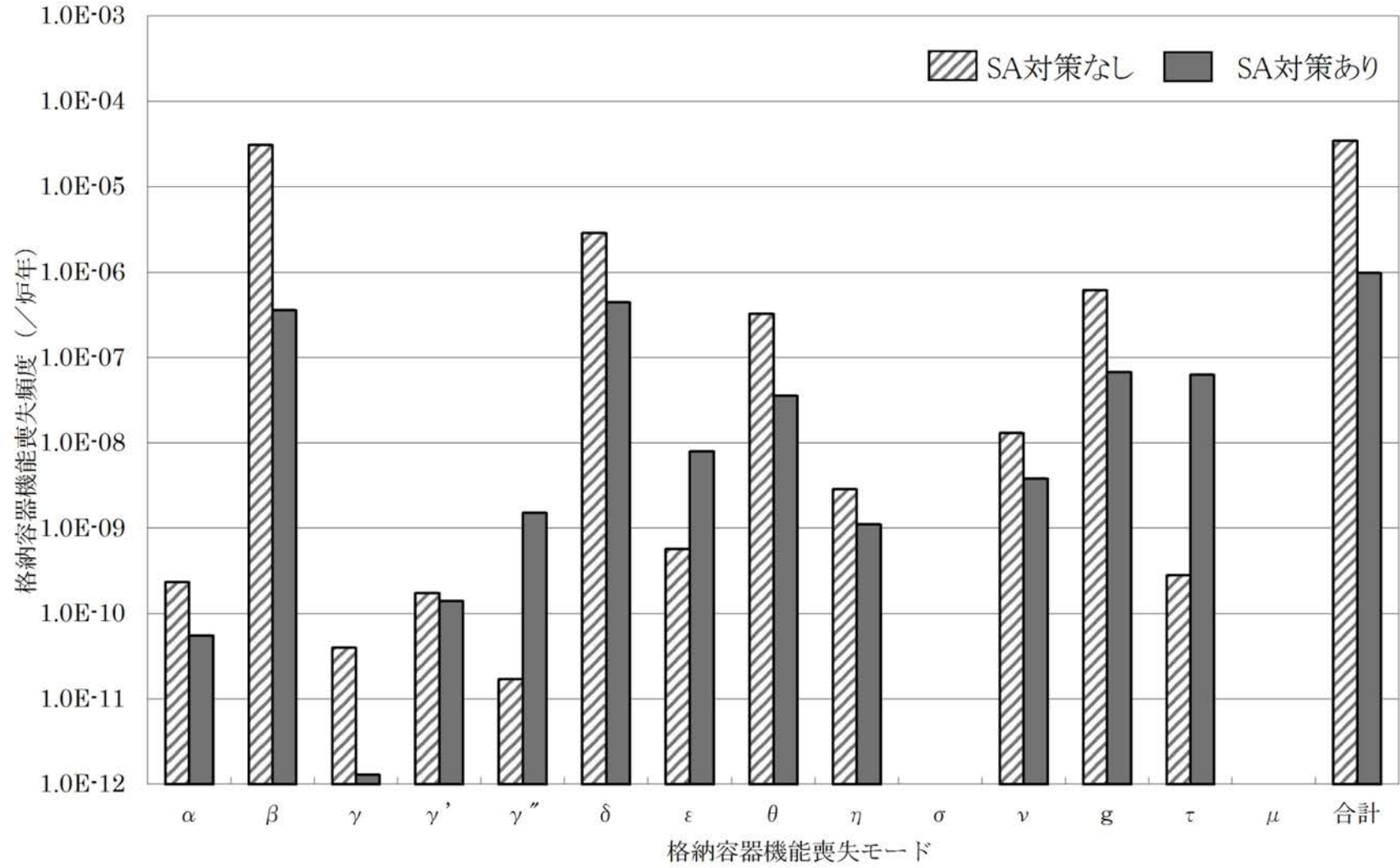
第 3.1.3.1-46 図 不確実さ解析結果(プラント損傷状態別)



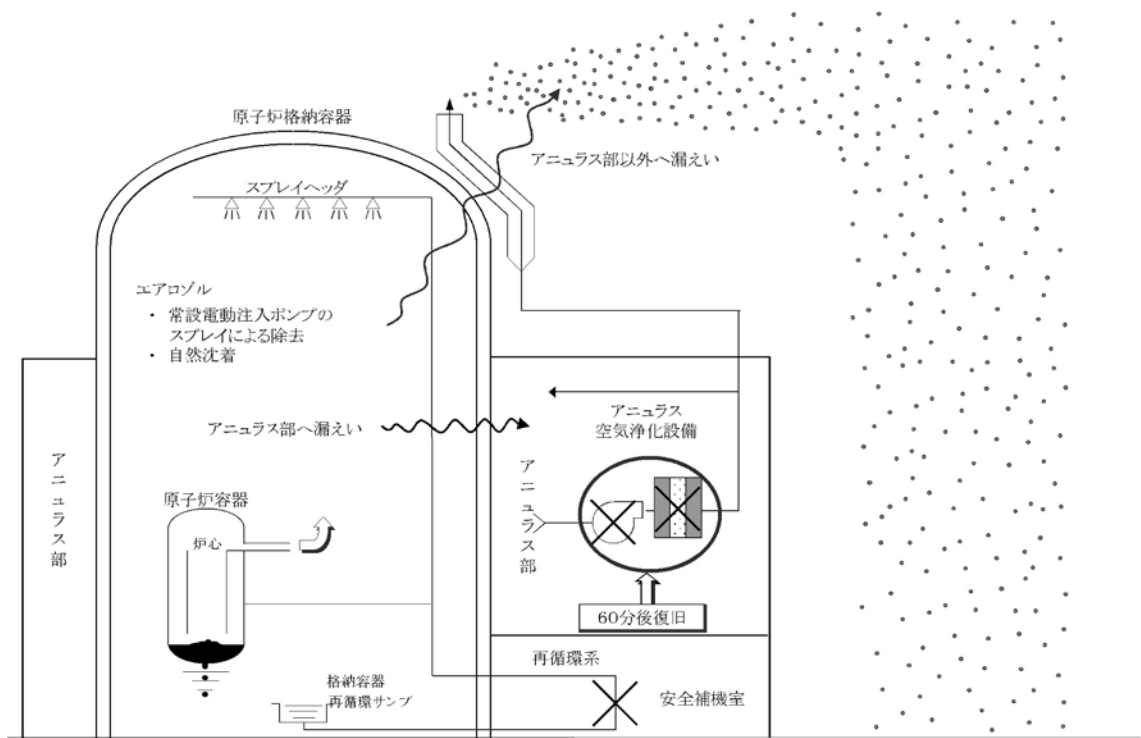
第 3.1.3.1-47 図 不確実さ解析結果 (格納容器機能喪失モード別)



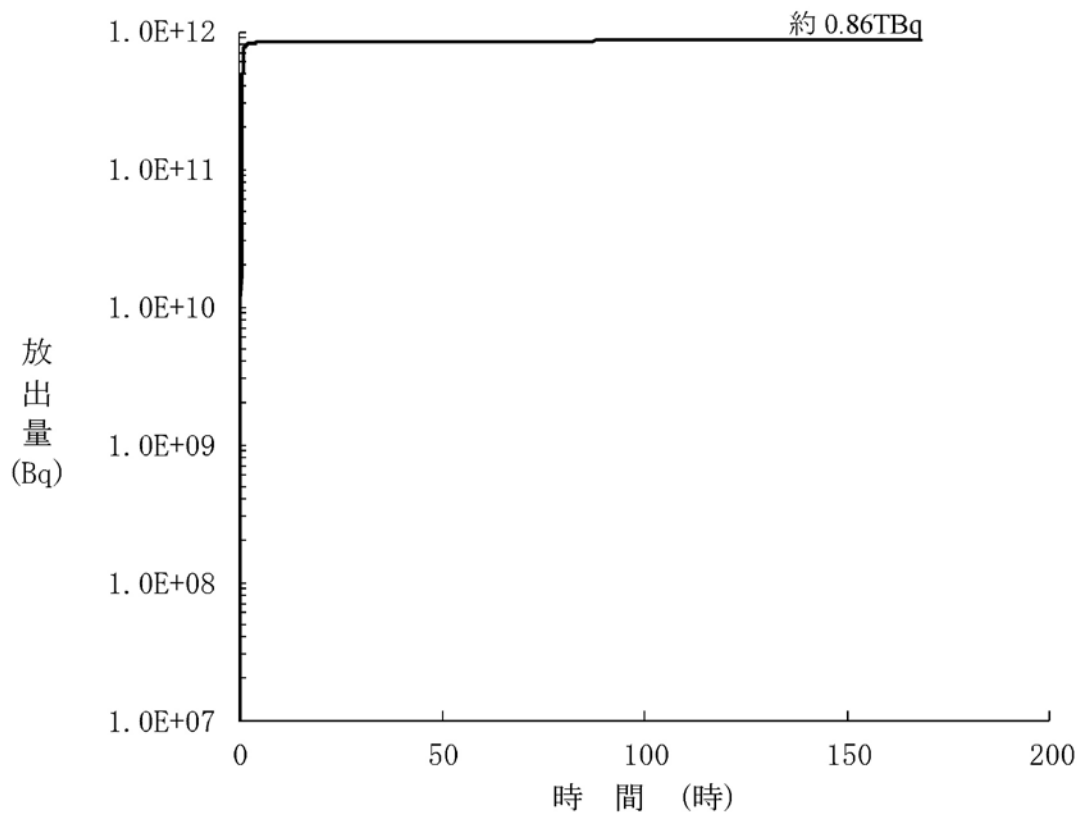
第 3.1.3.1-48 図 不確実さ解析結果 (放出カテゴリ別)



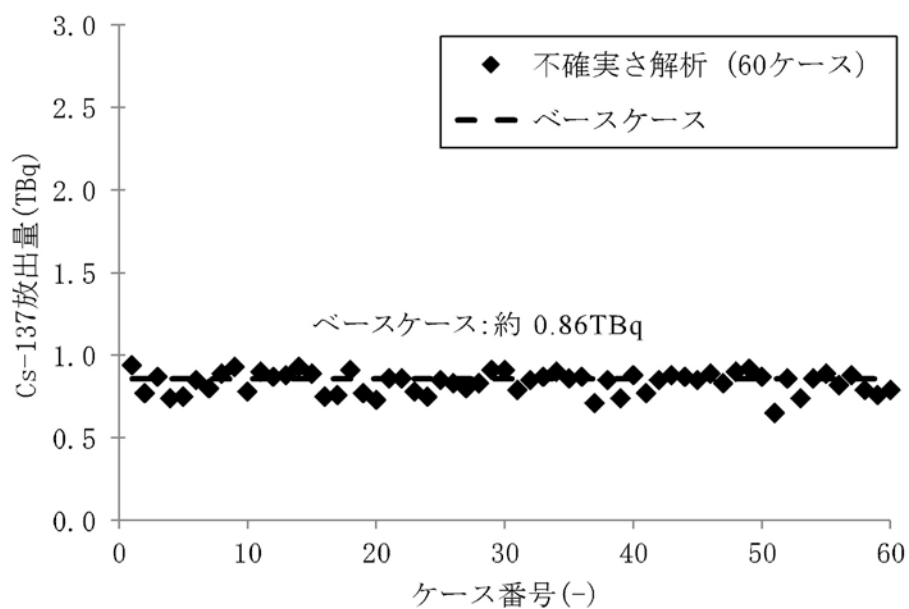
第 3.1.3.1-49 図 SA 対策に係る感度解析結果



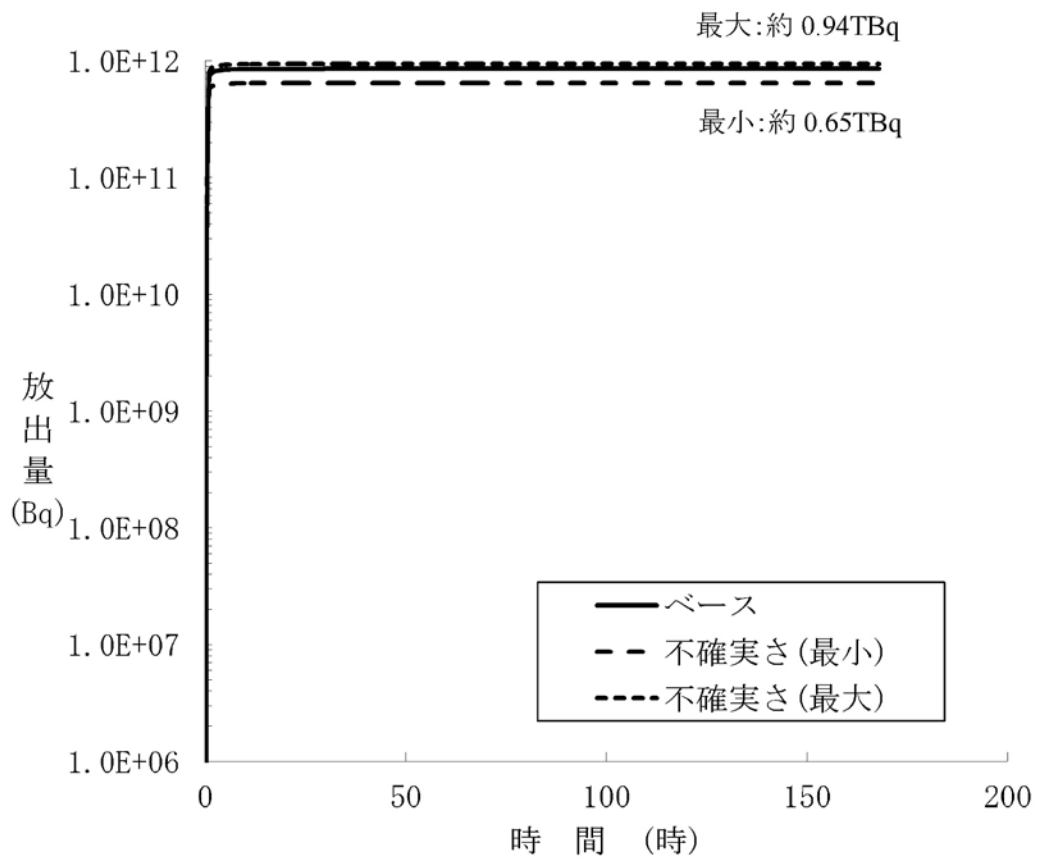
第 3.1.3.1-50 図 放出放射能量評価イメージ



第 3.1.3.1-51 図 Cs-137 積算放出量の推移



第 3.1.3.1-52 図 不確かさ解析結果 (60 ケース)



第 3.1.3.1-53 図 不確かさ解析結果 (Cs-137 放出量の最大/最小ケース)

3.1.3.2 内部事象停止時PRA

内部事象停止時レベル 1PRA 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 1PSA 編):2010」(以下「停止時 PSA 学会標準」という。)を参考に評価を実施した。内部事象停止時レベル 1PRA の評価フローを第 3.1.3.2-1 図に示す。

(1) 評価に必要な情報の収集及び分析

a. 発電用原子炉の情報の収集

内部事象停止時レベル1PRA実施に当たり必要な情報を把握するため、玄海4号機の設計、運転・保守管理の情報、国内機器故障率等のデータを調査・収集した。調査・収集した情報について、第3.1.3.2-1表に示す。

なお、運転員への聞き取り調査により、以下の事項を調査することで情報を補完した。

- ・ 健全性確認間隔
- ・ 起回事象発生前人的過誤

(a) 主要な設備の構成・特性

主要な設備の構成・特性については3.1.3.1(1)a.(a)に示す。

(b) 系統間の依存関係

本評価を実施するに当たり、系統間の依存関係を明確にするための情報を収集した。系統間の依存性については3.1.3.1(2)d.(a)に示す。

(c) プラント状態の分類

イ プラント状態の分類

内部事象停止時レベル1PRA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及び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の状態が様々に変化する。それに伴い崩壊熱除去に関連する機器の状態及びパラメータも変化するため、内部事象停止時レベル1PRAではこのようなプラント状態(Plant Operational State、以下「POS」という。)を適切に分類して評価を行う必要がある。

本評価では、停止時PSA学会標準におけるPOSの分類例と同様に、「出力降下開始から定格出力到達まで」の期間を15個のPOSに分類した。

定期検査中のプラントの状態は、上述の観点から以下のとおり分類できる。これらのPOSを状態ごとのプラントの主要パラメータとともに第3.1.3.2-2図に示す。

- POS1 : 部分出力運転状態
- POS2 : 高温停止状態 (ECCS作動信号ブロックまで)
- POS3 : 高温停止状態 (ECCS作動信号ブロック以降から余熱除去系運転開始まで)
- POS4 : 余熱除去系による冷却状態① (加圧器安全弁取外しまで)
- POS5 : 余熱除去系による冷却状態② (加圧器安全弁取外し後のミッドループ運転状態)
- POS6 : 原子炉上部キャビティ満水状態 (燃料の取出し時)
- POS7 : 燃料取出し状態 (燃料が原子炉容器内にない状態)
- POS8 : 原子炉上部キャビティ満水状態 (燃料の装荷時)
- POS9 : 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)
- POS10 : 余熱除去系による冷却状態④ (1次冷却系は満水状態)
- POS11 : 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ている状態)
- POS12 : 余熱除去系による冷却状態⑤ (1次冷却系は満水状態)
- POS13 : 余熱除去系隔離から高温停止状態 (ECCS作動信号ブロック解除まで)
- POS14 : 高温停止状態 (ECCS作動信号ブロック解除以降)
- POS15 : 部分出力運転状態

また、本評価では、これらのPOSのうち定量評価が必要なPOSを絞り込んだ上で評価を実施している。以下に、今回の評価の目的と照らし合わ

せて、定量評価の要否を検討した結果を示す。

(イ) ECCS作動信号ブロック期間外のPOS (POS1、2、14、15)の除外

内部事象停止時レベル1PRAの評価対象期間は、停止時PSA学会標準に記載されているとおり、内部事象出力運転時レベル1PRAと比較して特に緩和設備の状態が異なる「ECCS作動信号のブロックからブロック解除まで」としているため、POSの1、2、14及び15は内部事象停止時レベル1PRAの評価対象外とする。

(ロ) 燃料取出し状態及び原子炉上部キャビティ満水状態のPOS (POS6～8)の除外

POS7については原子炉容器内に燃料がないこと、POSの6及び8については保有水が原子炉上部キャビティまで満たされているため、余熱除去機能喪失及び1次冷却材の系外流出が発生した場合でも炉心露出に至るまでの時間余裕が非常に長く、この間における機器の復旧、リカバリー操作等は十分に期待できることから、内部事象停止時レベル1PRAの定量評価の対象外とする。

以上の考え方にに基づき、本評価で定量評価を実施するPOSは、POS3～5及びPOS9～13とした。但し、反応度の誤投入(原子炉起動中にヒューマンエラーにより制御されない異常な希釈が行われる事象)はPOS14のみで発生し得る事象であるため、本事象に限りPOS14を評価対象とした。

ロ 評価対象POSの概要

本評価において評価対象としたPOSについて、以下に概説する。

(イ) POS3

ECCS作動信号ブロック以降も、タービンバイパス系(又は主蒸気逃がし弁)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°C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POS3とし、余熱除去系の運転開始からの期間と区別する。

(ロ) POS4

1次冷却系が2.7MPa[gage]、177°C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次冷却系の開放状態の観点から、加圧器安全弁取外し完了までをPOS4とし、それ以降の期間と区別する。

(ハ) POS5

加圧器安全弁を取外した後、1次冷却系の酸化運転、原子炉容器上ふた取外し準備等のために、1次冷却系の水位を原子炉容器ノズルセンタ付近まで水抜きを行っている途中の状態、原子炉容器ノズルセンタ付近で維持している状態(ミッドループ運転状態)、原子炉容器ノズルセンタ付近からキャビティ満水まで水張りを行っている途中の状態を含むPOSである。1次冷却材の保有水量が減少している状態にあることから、起因事象により水位がさらに低下すれば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炉心損傷までの時間余裕が他の状態に比べて小さいため、内部事象停止時レベル1PRA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3.1.3.2-3図に示す。

(ニ) POS9

原子炉容器上ふた取付け等のために1次冷却系の水位を原子炉容器ノズルセンタ付近まで水抜きを行っている途中の状態、原子炉

容器ノズルセンタ付近で維持している状態、原子炉容器ノズルセンタ付近から1次冷却材満水まで水張りを行っている途中の状態を含むPOSである。

POS5と同様、起因事象により水位がさらに低下すれば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、POS5と比較して、崩壊熱は小さくなるものの、炉心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。

(ホ) POS10

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。

(へ) POS11

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。

(ト) POS12

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。

(チ) POS13

1次冷却材温度が177℃に達すると余熱除去系を隔離し、主蒸気逃がし弁を使用しながら、高温停止状態まで原子炉の昇温、昇圧を実施し、ECCS作動信号ブロック解除に至る。

(リ) POS14

ECCS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POSとして分類する。LOCAが生じた場合にはECCSは自動起動し、燃料の健全性を確保する。

ハ POSに関する情報

本評価におけるPOSの継続時間は、玄海3号機と玄海4号機で定期検査工程に大きな差異はないことから、再稼働後の初回定期検査である玄海3号機第14回定期検査(2019年5月13日～2019年7月22日)の工程策定時の情報を基に、第3.1.3.2-2表で想定する主要な定期検査工程の影響を加味して設定した。本評価におけるPOSの継続時間を第3.1.3.2-3表に示す。

また、緩和設備の使用可能性については、原則として保安規定の要求事項を基に設定しているが、過度に保守的となる場合及び現実的でない想定となる場合は、より現実的な想定となるよう、定期検査工程等に基づき設定した。緩和設備の使用可能性の例示を第3.1.3.2-4表に、定量化対象としたPOSの設定を第3.1.3.2-5表にまとめる。

(2) 炉心損傷頻度評価

a. 起回事象の選定及び発生頻度の評価

起回事象とは、当該事象の発生が、崩壊熱除去機能（SGによる冷却期間中はSGによる冷却機能、余熱除去運転期間中は余熱除去系による冷却機能）の喪失、又は未臨界維持機能の喪失のいずれかに繋がる可能性がある事象、又は通常の運転状態を妨げ緩和系への影響があり炉心損傷及び格納容器破損へ波及する可能性がある事象のことである。

(a) 起回事象の選定

本評価では、内部事象停止時レベル1PRAで評価すべき起回事象に見落としがないようにするため、以下の手法によって選定を行った。各手法から同定した起回事象の候補を第3.1.3.2-6表に示す。

イ 国内PWRプラントのトラブル事例のレビュー

国内PWR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NUCIAで公開されているトラブル情報を基に調査した。国内PWRプラントにおいては、余熱除去機能喪失事象が1件発生している。

ロ 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に基づき、燃料損傷に至る可能性のある異常事象の要因を分析した。その結果、崩壊熱除去失敗の要因となる事象としては、外部電源喪失、余熱除去機能喪失及び原子炉補機冷却機能喪失が抽出された。次に、原子炉冷却材流出の要因となる事象としては、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失、オーバードレン、水位維持失敗が抽出された。さらに、燃料の過出力事象としては、反応度の誤投入が抽出された。これらの分析結果を第3.1.3.2-4図に示す。

ハ 国内外での既往のPRA研究等による知見の活用

既往のPRA研究等から、国内外における起回事象に関する評価事例

の分析を行い、内部事象停止時レベル1PRAで評価対象とする起因事象の候補として同定した。

- ・ 国内電力共同委託
- ・ NSAC-84
- ・ NUREG/CR-5015
- ・ IPSN, “A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor”
- ・ EDF, “A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300 MWe)”
- ・ NUREG/CR-6144
- ・ EPRI1003113
- ・ EPRI1021176

ニ 内部事象出力運転時レベル1PRAの評価対象事象の分析

内部事象出力運転時レベル1PRAで評価対象とした起因事象を、内部事象停止時レベル1PRAで評価対象とする起因事象の候補として同定した。内部事象出力運転時レベル1PRAで評価対象とした起因事象は、出力運転状態に対してFMEAを実施し選定されたものであり、プラント固有の起因事象を見落としなく選定するため、これらを内部事象停止時レベル1PRAにおける起因事象の候補とした。

(b) 同定した起因事象の除外

停止時PSA学会標準の記載及び内部事象出力運転時レベル1PRAにおける除外判定基準を参考に、内部事象停止時レベル1PRAにおける起因事象の除外判定基準を以下のとおり設定した。また、選定した起因事象に対応する対象POSについても明確にした。

イ 内部事象停止時レベル1PRAでは起因事象とならない事象。

- ロ 起因事象発生頻度が 10^{-7} (/炉年)未満の事象。
- ハ 起因事象発生頻度が 10^{-6} (/炉年)未満で、少なくとも独立した2系統以上の緩和設備が機能喪失しない限り炉心損傷に至らない事象。
- ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象。
- ホ その他の理由で除外できる事象(イ項～ニ項が適用されない事象で、適切な理由(全CDFに対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)。
- へ PRAの目的、事象進展、期待できる緩和系の観点から、選定された起因事象が既にモデル化されている起因事象に包絡することができる事象。
但し、除外基準ロ項及びハ項は、起因事象発生頻度が評価基準より小さい場合であっても、評価結果への影響が有意な事象を除外する可能性があるため、本評価では適用しないこととした。
したがって、本評価においては、除外基準イ項、ニ項、ホ項及びへ項のみを適用した。スクリーニングの検討結果及び考え方を第3.1.3.2-7表に示す。

(c) 起因事象のグループ化

- POSごとに選定した起因事象については、体系的なプロセスを用いて起因事象のグループ化を行った。グループ化は停止時PSA学会標準に基づき、以下の項目のいずれかが確認できる事象に対して行った。
- イ プラントの応答、成功基準、事故進展及び炉心損傷に至るまでの時間余裕並びに必要とされる緩和設備及び緩和操作が類似する起因事象。
- ロ グループ内の全ての事象が、事故の進展に与える影響の最も大きな事象に包絡される事象。事故シーケンスの定量化に関する詳細な評価を

行う場合は、事故の進展に与える影響が同程度の事象のみとする。

以上の考え方にに基づき、評価対象とする起因事象のグループとして、以下の事象を選定した。

- ・ 加圧器逃がし弁／安全弁LOCA
- ・ 主給水流量喪失
- ・ 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
- ・ オーバードレン
- ・ 水位維持失敗
- ・ 外部電源喪失
- ・ 安全系高圧交流母線の部分喪失
- ・ 安全系高圧交流母線の全喪失
- ・ 安全系低圧交流母線の部分喪失
- ・ 安全系低圧交流母線の全喪失
- ・ 安全系直流母線の部分喪失
- ・ 安全系直流母線の全喪失
- ・ 原子炉補機冷却水系の部分喪失(Aヘッド喪失)
- ・ 原子炉補機冷却水系の部分喪失(Bヘッド喪失)
- ・ 原子炉補機冷却水系の全喪失
- ・ 原子炉補機冷却海水系の部分喪失
- ・ 原子炉補機冷却海水系の全喪失
- ・ 制御用空気系の部分喪失
- ・ 制御用空気系の全喪失
- ・ 反応度の誤投入

(d) 起因事象発生頻度の評価

起因事象発生頻度は、以下の考え方で算出する。

- イ プラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転時間(国内PWRプラントの余熱除去運転実績時間)を用いる。
- ロ 内部事象出力運転時レベル1PRAで算出した発生頻度を適用する。
- ハ フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

起因事象ごとに上記のいずれかの評価手法を適用し、発生頻度の評価を行った。各起因事象の評価手法の選定理由を以下に述べる。

なお、内部事象停止時レベル1PRAは定期検査期間におけるリスクを評価するものであるが、定期検査がほぼ1年に1回行われることから、本評価では起因事象発生頻度の単位として「/炉年」を用いることとする。また、起因事象発生頻度における「/炉年」とは、当該POSにおける年当たりの頻度を意味する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は、イ項の手法を用いて発生頻度を算出した。原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は、配管破断ではなく弁の誤操作などの1次冷却材の流出を対象としている。この事象は、国内において発生実績はない。また、起因事象発生頻度算出に使用する余熱除去運転時間は 6.34×10^5 (h)と算出した。

起因事象発生頻度は、運転実績を用いたベイズ更新によって推定した。具体的な算出方法を参考資料に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の発生頻度 = 1.9×10^{-5} (/日)

主給水流量喪失及び外部電源喪失は、プラント運転経験からの推定が可能で、かつ出力運転時と同じ条件で起因事象が発生すると考えられ

るため、ロ項の手法を用いて発生頻度を算出した。

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失、主給水流量喪失及び外部電源喪失以外の事象は、ハ項の手法を用いて発生頻度を算出した。これらの事象の発生頻度は、プラントごとの系統構成、運転状態に強く依存すること、起因事象と緩和系の従属性を適切に評価する必要がある等の理由から、システム信頼性解析で評価するのが適切と判断した。

上述した各起因事象の発生頻度に、POSごとの継続時間を乗じることでPOS別の起因事象発生頻度（/炉年）を算出した。評価結果を第3.1.3.2-8表にまとめる。

b. 成功基準の設定

既往のPRA及び熱水力解析結果を反映し、炉心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並びに緩和設備及び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。

(a) 炉心損傷判定条件

本評価では、蒸気発生器による冷却期間中（POS3、11、13）と余熱除去冷却期間中（POS4、5、9、10、12）を含めている。蒸気発生器による冷却期間については、内部事象出力運転時レベル1PRAのモデルをベースとしているため、内部事象出力運転時レベル1PRAと同様に、「炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1,200℃を超えると評価される状態」を一般的な炉心損傷の判定条件とする。

また、余熱除去冷却期間については、「有効燃料長頂部が露出した状態」を炉心損傷の判定条件として採用する。但し、反応度の誤投入については崩壊熱除去機能が喪失する事象と異なり上記の判定条件に基づき判定することが困難であるため、保守的に「臨界に達した状態」を炉

心損傷の判定条件とする。

(b) 炉心損傷を防止するために必要な安全機能

余熱除去冷却期間中 (POS4、5、9、10、12) 及びPOS14における安全機能を以下のとおり同定した。

なお、蒸気発生器による冷却期間中 (POS3、11、13) の安全機能については、内部事象出力運転時レベルIPRAと同様である。

イ 炉心冷却(崩壊熱除去及びヒートシンクの確保)

- (イ) 余熱除去冷却
- (ロ) 2次系からの冷却
- (ハ) 格納容器スプレイ系
- (ニ) 格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却

ロ 原子炉冷却材インベントリの確保

- (イ) 高圧注入
- (ロ) 充てん注入
- (ハ) 低圧注入
- (ニ) 常設電動注入ポンプによる注入
- (ホ) 代替再循環

ハ 反応度制御

- (イ) 純水注入停止

POSごと及び起因事象ごとに、同定した安全機能に対して成功基準を設定した。また、運転員操作については、時間余裕の成功基準を設定した。内部事象停止時レベルIPRAにおいて必要となる安全機能を満たす系統数及び余裕時間は、成功基準解析等の結果に基づき設定した。起因事象別の成功シーケンス及び成功基準を整理したものを、POS5を例に参考資料に示す。

(c) 診断時間

事象発生後の緩和操作開始までの余裕時間である診断時間については、成功基準解析等の結果を参照して設定している。診断時間について、POS5を例に参考資料に示す。

(d) 使命時間

緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転継続期間である使命時間については、各緩和設備の「安定したプラント停止状態をもたらす時間又は必要な安全機能を果たすことができる時間」及び「手段の多様性の確保に必要な時間」を検討した上で、24時間を設定している。

(e) 成功基準の設定に用いる解析コード

成功基準の設定に用いる解析コードについては3.1.3.1(2)b.(e)に示す。

c. 事故シーケンスの分析

事故シーケンスとは、炉心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。事故シーケンスの分析の目的は、選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能並びに安全機能を達成するために必要な緩和設備及び緩和操作を検討して、炉心損傷に至る事故シーケンスを網羅的に展開することである。

(a) 事故シーケンスの分析手法

炉心損傷に至る事故シーケンスを網羅的に展開するための体系的な分析と定量化が可能である手法として、イベントツリー法(小イベントツリー/大フォールトツリー手法)を用いる。

(b) ヘディングの設定

安全機能及び成功基準の同定に基づいてイベントツリーのヘディングを設定した。ここでは、事故シーケンスの論理展開を明確かつ簡潔に提示するため、事象の進展及び機能上の相互関係を考慮して、可能な限り事象進展に従いヘディングの順番を設定している。

(c) 事故シーケンスの展開

ヘディングにおける分岐の有無を、関連する全ての緩和設備の状態を考慮して決定し、事故シーケンスを網羅的に展開した。事故シーケンスの展開に際しては、起因事象、緩和設備の従属性及び緩和設備間の従属性を考慮している。

(d) 事故シーケンスの最終状態の分類

展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類し、炉心損傷に至る事故シーケンスについては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」に従い「事故シーケンスグループ」に分類した。

イ POS3、11、13における事故シーケンスグループ

・ グループ1:2次冷却系からの除熱機能喪失

起因事象発生時に補助給水機能が喪失する事故シーケンス、破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、PWRの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗する事故シーケンス。

・ グループ2:全交流動力電源喪失

外部電源が喪失して、サポート系である非常用所内交流電源が喪失する事故シーケンス。

・ グループ3:原子炉補機冷却機能喪失

起因事象の発生と同時にECCS等の緩和機能のサポート系であ

る原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系が喪失する事故シーケンス。

- ・ グループ4:原子炉格納容器の除熱機能喪失

LOCA事象の発生後に、格納容器スプレイ注入又は格納容器スプレイ再循環に失敗する事故シーケンス。

- ・ グループ5:原子炉停止機能喪失

原子炉トリップが必要な事象が発生した後に、原子炉トリップに失敗する事故シーケンス。

- ・ グループ6:ECCS注水機能喪失

LOCA事象が発生し、蓄圧注入、高圧注入又は低圧注入によるECCS注水に失敗する事故シーケンス。

- ・ グループ7:ECCS再循環機能喪失

LOCA事象の発生時に短期の1次系保有水量の回復に成功した後に、低圧再循環又は高圧再循環によるECCS再循環に失敗する事故シーケンス。

- ・ グループ8:格納容器バイパス

インターフェイスシステムLOCA又は蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故シーケンス。

なお、グループ5及びグループ8に分類される事故シーケンスはなかった。

- ロ POS4、5、9、10、12、14における事故シーケンスグループ

- ・ グループ1:崩壊熱除去機能喪失

運転中の余熱除去系又はそのサポート系の故障等によって崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンス。

- ・ グループ2:全交流動力電源喪失

外部電源の喪失と同時に、サポート系である非常用所内交流電源が喪失する事故シーケンス。

- ・ グループ3:原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事故シーケンス。

- ・ グループ4:反応度の誤投入

ほう素希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤作動等によって反応度が投入される事故シーケンス。

各起回事象のイベントツリーを参考資料に示す。

d. システム信頼性の評価

事故シーケンスの発生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緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いる。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及び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。

(a) 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の一覧を以下に示す。システム信頼性の評価に当たり、それぞれのシステムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。

評価においては、フロントライン系及びサポート系同士の間からの従属性を適切にモデル化するため、それぞれのシステム間に対して従属性マトリックスを作成し、それに基づいたモデル化を実施した。それぞれのシステム間の従属性マトリックスの例として、高圧注入系(注入時)の従属性マトリ

ックスを第3.1.3.2-9表に示す。また、フロントライン系同士の共用設備の従属性マトリックスを第3.1.3.2-10表に示す。

- ・ 電源系
- ・ 信号系
- ・ 制御回路
- ・ 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
- ・ 燃料取替用水系
- ・ 高压注入系(注入時)
- ・ 高压注入系(再循環時)
- ・ 蓄圧注入系
- ・ 低压注入系(注入時)
- ・ 低压注入系(再循環時)
- ・ 余熱除去系
- ・ 格納容器スプレイ系(注入時)
- ・ 格納容器スプレイ系(再循環時)
- ・ 補助給水系
- ・ 1次冷却水ポンプ封水LOCA
- ・ 加圧器逃がし弁／安全弁LOCA
- ・ 加圧器逃がし弁強制開
- ・ 代替再循環
- ・ 2次系強制冷却
- ・ 常設電動注入ポンプ

- ・ 移動式大容量ポンプ車の確立
- ・ 格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却海水系)
- ・ 格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水系)
- ・ 安全注入制御／充てん注入
- ・ ATWS緩和設備／CCF対策設備
- ・ 交流電源の回復
- ・ 大容量空冷式発電機／蓄電池切替操作
- ・ 主給水系
- ・ 純水注入停止操作

(b) システム信頼性評価手法

システム信頼性評価手法については3.1.3.1(2)d.(b)に示す。

(c) システム信頼性評価の結果

同じシステムであっても、起因事象及びPOSによって、必要となる機器の台数等、成功基準が異なる場合がある。そのような場合は、それぞれに対応したフォールトツリーを作成し、非信頼度を評価している。システム信頼性評価結果の例として、高圧注入系(注入時)の非信頼度を第3.1.3.2-11表に示す。

e. 信頼性パラメータの設定

システム信頼性解析、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、共通原因故障パラメータ及び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。

(a) 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、共通原因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守作業による待機除外デ

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。

(b) 機器故障率パラメータ

システム信頼性解析及び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、国内故障率データを使用する。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)(2001年2月)、電中研報告P00001、(一財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

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ている。

上記の機器故障率を用いて、以下の評価式により基事象発生確率を算出した。

イ 状態変更失敗確率

$$Q=Q_d$$

Q_d : デマンド故障率

ロ 機能維持失敗確率

$$Q=1-\exp(-\lambda_r T_m) \doteq \lambda_r T_m$$

λ_r : 機能維持失敗の故障率

T_m : 時間パラメータ※

※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用する。

待機期間中の故障確率算出には(健全性確認間隔×1/2)を使用す

る。

ハ 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・保守を実施するために系統及び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、本評価では原則として、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。但し、過度に保守的となる場合及び現実的でない想定となる場合は、より現実的な想定となるよう、定期検査工程等に基づき待機状態を設定した。

(c) 機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率

機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率については3.1.3.1(2)e.(c)に示す。

(d) 共通原因故障の評価

共通原因故障の評価については3.1.3.1(2)e.(d)に示す。

f. 人的過誤の評価

人的過誤の評価については3.1.3.1(2)f.に示す。

g. 事故シーケンスの定量化

(a) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

起因事象、展開したイベントツリー及び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。事故シーケンスの定量化は、国内外で使用実績のある計算コードであるRiskSpectrum® PSAを使用し

て行った。

また、内部事象停止時レベル1PRAにおけるCDFは、分類された各POSの炉心損傷確率を合算することによって1回の定期検査に伴う停止当たりの炉心損傷確率を算出しており、定期検査に伴う停止は通常時約1年に1回行われるため、算出した炉心損傷確率を年当たりのCDF(／炉年)とみなす。

(b) 事故シーケンスの発生頻度及び炉心損傷頻度の定量化結果

事故シーケンスの定量化を行った結果、全CDFは 2.5×10^{-7} (／炉年)となった。

イ 起回事象別炉心損傷頻度及びプラント状態別炉心損傷頻度

起回事象別、POS別のCDFを第3.1.3.2-12表に示す。全CDFに占める各起回事象の寄与は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失が最も大きい結果となった。次いで、外部電源喪失、余熱除去機能喪失が大きい結果となった。

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は、POS4、9、10、12において起回事象が発生した後、複数の人的過誤が従属的に発生することで、緩和設備の操作に失敗して炉心損傷に至るシナリオの影響が大きい。

外部電源喪失は、POS9において起回事象が発生した後、外部電源の復旧に失敗し、4A制御用空気圧縮機の待機除外と、4Bディーゼル発電機からの給電失敗の組み合わせにより制御用空気系が全喪失となることで、2次系強制冷却に失敗するシナリオの影響が大きい。

余熱除去機能喪失は、POS9において起回事象が発生し、Aトレン側による余熱除去運転の操作失敗に続いて複数の人的過誤が従属的に発生することで緩和設備の操作に失敗して炉心損傷に至るシナリオの影響が大きい。

全CDFに占める各POSの寄与は、POS5が最も大きい結果となった。全POSについて、概ねPOSの継続時間に応じて寄与が大きい結果となったが、その中でもPOS5の寄与が大きくなったのは、以下に示すような安全系高圧交流母線の部分喪失のシナリオの影響が大きいことが主な要因と考えられる。

- ①起因事象(4-4D母線機能喪失)に伴い、運転中のB余熱除去ポンプが機能喪失する。
- ②A余熱除去ポンプへの切り替えを想定するが、余熱除去系Aトレン側の機器故障(A余熱除去冷却器へのCCW通水弁の開失敗等)又は人的過誤(余熱除去系Aトレン側の手動弁戻し忘れ等)により、余熱除去運転に失敗する。
- ③その後、代替低圧注入には成功するが、A及びB余熱除去ポンプは前述の余熱除去系Aトレン機能喪失と4-4D母線機能喪失により使用できず、低圧再循環に失敗する。また、格納容器スプレイポンプは、Bポンプが4-4D母線機能喪失により使用できず、代替再循環にも失敗する。さらに、A及びB高圧注入ポンプは、Aポンプが待機除外、Bポンプが4-4D母線機能喪失により使用できず、高圧再循環にも失敗する。
- ④以上により、全ての長期的な安定冷却手段に失敗して炉心損傷に至る。

ロ 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別のCDFを第3.1.3.2-13表に示す。全CDFに占める各事故シーケンスグループの寄与は、POS4、5、9、10、12の崩壊熱除去機能喪失、全交流動力電源喪失及び原子炉冷却材の流出が大部分を占める結果になった。

(c) 重要度解析

重要度解析では、CDFに有意な寄与を持つ機器故障及び人的過誤等を対象に、FV重要度及びRAWを算出した。FV重要度及びRAWの定義については、3.1.3.1(2)g.(c)に示す。

基事象のFV重要度評価結果及びRAW評価結果を参考資料に示す。その中で主要なFV重要度について、それぞれの内容と影響を以下に示す。

・ RHR冷却操作失敗と2次系強制冷却操作失敗の従属性

内容: POS4、9、10、12において、余熱除去操作に失敗した際、従属して2次系強制冷却操作に失敗する。

影響: POS4、9、10、12において、余熱除去系及び2次系強制冷却に失敗した場合、長期的な冷却には注入及び再循環が必要となり、考慮しなければならない緩和系が多くなる。

・ 外部電源の復旧失敗

内容: POS10、12において外部電源喪失から120分以内(RHR併入条件逸脱までの時間内)の外部電源の復旧に失敗する。

影響: 「外部電源喪失」事象において、特に非常用所内電源に失敗した場合に、期待できる緩和設備が限定される。

・ RHR冷却操作失敗

内容: POS5、9において、余熱除去操作に失敗する。

影響: 低圧POSではA系統の待機除外を想定している系統が多いが、余熱除去系は両系に期待できるため、余熱除去操作に失敗した場合、期待できる緩和設備は共通の

故障で喪失するおそれがある。

- ・ 6.6kV 4-4D母線機能喪失

内容:6.6kV 4-4D母線が機能喪失する。

影響:低圧POSではA系統の補機の待機除外を想定している系統が多いため、6.6kV 4-4D母線が喪失すると期待できる緩和設備が限定される。

- ・ 蒸気発生器冷却(補助給水)操作失敗と加圧器逃がし弁強制開操作失敗の従属性

内容:POS4、9、10、12の原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失時において、補助給水操作に失敗した際、従属して加圧器逃がし弁強制開操作に失敗する。

影響:POS4、9、10、12の原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失時において、補助給水系及び加圧器逃がし弁強制開に失敗した場合、1次系の温度・圧力を十分に下げることができず、炉心損傷に至る。

(d) 不確実さ解析

起因事象発生頻度並びにフォールトツリーに含まれる機器故障、人的過誤及び共通原因故障等の基事象の発生確率を確率変数とみなして、それぞれのパラメータ作成において設定した確率分布を入力としてモンテカルロ手法を用いて、炉心損傷頻度の平均値及びエラーファクタを評価した。エラーファクタの定義については、3.1.3.1(2)g.(d)に示す。

なお、解析条件については内部事象出力運転時レベルIPRAにおいて実施した不確実さ解析と同様である。

不確実さ解析の結果を第3.1.3.2-14表及び第3.1.3.2-5図に示す。全CDFのエラーファクタは2.6となった。これは、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7倍のエラーファクタがあることを意味する。

(e) 感度解析

感度解析は、評価結果に有意な影響を与えると考えられるモデル、データに関する不確実さ要因又は解析上の仮定、条件、機器故障、人的過誤等の因子を選定して、結果への潜在的な影響を把握するために実施する。本評価では、重要度解析及び既往のPRAの結果を参考にして、以下の3項目について感度解析を実施した。

イ 人的過誤に係る感度解析

ロ SA対策に係る感度解析

ハ 新設SA対策に係る感度解析

イ 人的過誤に係る感度解析

(イ) 解析条件

人的過誤確率を全て0とし、人的過誤確率の最大の振れ幅の感度を確認することで、人的過誤確率の感度を確認する。人的過誤を除いた評価を行うことで、人的過誤に依存しないプラント設計における脆弱性を確認し、インターロックの追設等の設計の観点から、将来の安全性向上に資する情報とする。

(ロ) 感度解析結果

感度解析結果を第3.1.3.2-15表に示す。全CDFは 7.7×10^{-8} (／炉年)となり、ベースケース(2.5×10^{-7} (／炉年))から約7割低減した。この結果から、事象発生前及び事象発生後の人的過誤が全CDFに対して約7割寄与していることが確認できる。今後の継続的な安全性向上の取り組みの中で、事象発生前及び事象発生後の人的過誤発生防止に係る対策(手順)の整備、設備の自動化あるいは訓

練強化・運用変更等を行った場合に、それだけの低減効果が得られる可能性があるということを示す。

ロ SA対策に係る感度解析

(イ) 解析条件

SA対策によるリスク低減効果を把握することを目的として、全てのSA対策に期待しない場合のCDFを算出する。本感度解析におけるSA対策の条件を第3.1.3.2-16表に示す。

(ロ) 感度解析結果

感度解析結果を第3.1.3.2-17表及び第3.1.3.2-6図に示す。本感度解析の全CDFは 6.4×10^{-4} (／炉年)であり、ベースケース(2.5×10^{-7} (／炉年))と比較すると、SA対策によって9割以上のリスク低減効果があることを確認した。また、第3.1.3.2-6図に示すとおり、全ての事故シーケンスグループにおいて、SA対策によるCDFの低減効果を確認した。

なお、SA対策なしの評価において最も寄与が大きい「原子炉冷却材の流出」に対しては、常設電動注入ポンプによる炉心注水等により、CDFが低減することを確認した。

ハ 新設SA対策に係る感度解析

(イ) 解析条件

新設SA対策によるリスク低減効果を把握することを目的として、新設SA対策に期待しない場合のCDFを算出する。新設SA対策設備として、以下のSA対策設備を無効とした。

- ・ 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
- ・ 大容量空冷式発電機
- ・ 移動式大容量ポンプ車の確立による高圧再循環及び格納容

器内自然対流冷却

- ・ 代替再循環(格納容器スプレイポンプ)

本感度解析における新設SA対策の条件を第3.1.3.2-16表に示す。

(ロ) 感度解析結果

感度解析結果を第3.1.3.2-17表に示す。本感度解析の全CDFは 6.5×10^{-7} (/炉年)であり、ベースケース(2.5×10^{-7} (/炉年))と比較すると、新設SA対策に期待することによって約6割のリスク低減効果があることを確認した。起因事象別では、外部電源喪失、原子炉補機冷却水系の全喪失及び原子炉補機冷却海水系の全喪失に対して、新設SA対策によるリスク低減効果が大きい結果となった。これは、全交流動力電源喪失時及び原子炉補機冷却機能の全喪失時には使用できる緩和設備が限定されるため、これらのサポート系喪失時にも使用できる新設SA対策を整備したことにより、有意なリスク低減効果が得られたと考えられる。

第 3.1.3.2-1 表 内部事象停止時レベル IPRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (1/3)

PRAの実施項目		収集すべき情報	主な情報源
1.プラントの設計・運転 管理の把握	プラント情報の調査	PRA 実施に関わる全体的な情報	1) 原子炉設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図 4) 単線結線図 5) 展開接続図 (EWD) 6) ファンクショナルダイヤグラム 7) 計装ブロック図 8) プラント機器配置図 ・ 機器配置図 ・ 電気盤配置図 9) 系統設計仕様書 ・ 系統説明書 ・ 容量根拠書 10) 機器設計仕様書 11) 原子炉施設保安規定 12) 運転基準
2.停止期間中のプラント の状態調査	プラント状態 (POS) の分類	プラント停止期間をプラントの状態が類似した期間ごとに分類するための情報	1) 上記1の情報源 2) 定期検査工程表
		プラント停止中に使用可能な設備を POSごとに整理するための情報	1) 上記1の情報源

第 3.1.3.2-1 表 内部事象停止時レベル IPRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (2/3)

PRAの実施項目		収集すべき情報	主な情報源
3.炉心損傷頻度の 定量化	起因事象の選定	崩壊熱除去機能喪失、原子炉冷却材の流出、外部電源喪失などに関する事例	1) 原子炉設置許可申請書 2) 国内PWR プラント運転実績 <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子力施設運転管理年報 ・ 原子力施設情報公開ライブラリ(NUCIA) 3) 先行PRA 報告書 <ul style="list-style-type: none"> ・ PSR報告書 ・ 原子炉設置許可申請書 4) 起因事象発生頻度に関する文献 <ul style="list-style-type: none"> ・ NSAC-84, "Zion Nuclear Plant Residual Heat Removal PRA" ・ NUREG/CR-5015, "Improved Reliability of Residual Heat Removal Capability in PWRs as Related to Resolution of Generic Issue 99" ・ IPSN, "A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor" ・ EDF, "A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300 MWe)" ・ NUREG/CR-6144, "Evaluation of Potential Severe Accidents During Low Power and Shutdown Operations at Surry, Unit 1" ・ EPRI1003113, "An Analysis of Loss of Decay Heat Removal Trends and Initiating Event Frequencies (1989 - 2000)" ・ EPRI1021176, "An Analysis of Loss of Decay Heat Removal and Loss of Inventory Event Trends (1990-2009)"

第 3.1.3.2-1 表 内部事象停止時レベル IPRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (3/3)

PRAの実施項目		収集すべき情報	主な情報源
3.炉心損傷頻度の 定量化	成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> ・安全系などのシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作 ・崩壊熱レベル、設備構成などを考慮した各POS における成功基準を設定するための情報 	<ol style="list-style-type: none"> 1) 上記1の情報源 2) 成功基準解析結果
	事故シーケンスの分析		
	システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード、運転形態など	
	<ul style="list-style-type: none"> ・起因事象発生頻度の評価 ・パラメータの作成(機器故障率) ・システム信頼性解析(共通原因故障パラメータ) ・人間信頼性解析 	対象プラントに適用可能なデータ	<ol style="list-style-type: none"> 1) 上記1 の情報源 2) 国内PWR プラント運転実績 3) 国内機器故障率データ <ul style="list-style-type: none"> ・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(1982 年度～2010 年度29 ヶ年56 基データ) 2016年6月、原子力安全推進協会 ・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 2001年2月、(一財)電力中央研究所 4) 共通原因故障データ <ul style="list-style-type: none"> ・NUREG CCF Parameter Estimations 2015 ・NUREG/CR-5497,“Common cause failure parameter estimations” 5) 人間信頼性解析に関する報告書 <ul style="list-style-type: none"> ・NUREG/CR-1278, “Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications” ・NUREG/CR-6883, “The SPAR-H Human Reliability Analysis Method” 6) 起因事象発生前人的過誤に関わる調査結果

第3.1.3.2-2表 内部事象停止時レベル1PRAにおいて想定する主要な定検工程

工程	実施時期	備考
ミッドループ運転	燃料交換前(POS5)及び 燃料交換後(POS9)	—
SGマンホールの開放	炉心に燃料がない期間 (POS7)	1次系開口部の大きさに応じて、期待できる緩和設備が異なる可能性がある。
加圧器安全弁3台を取り外し	燃料交換前の1次冷却系水 抜き開始後(POS4終了時)	
加圧器安全弁3台を取り付け	燃料交換後のキャビティ満 水時(POS8)	
機器搬入口を25時間開放し、原子炉容器機材等を搬入	燃料交換前の1次冷却系水 抜き開始後(POS4)	保安規定変更の影響を考慮。従来の定検工程と比べ、POSの継続時間が長くなる可能性がある。
機器搬入口を30時間開放し、原子炉容器機材等を搬出 機器搬入口を最終点検	燃料交換後の1次冷却系水 張り完了後 (POS10)	

第3.1.3.2-3表 各プラント状態の継続時間

プラント状態	継続時間(h)
POS3	9.0
POS4	85.5
POS5	79.0
POS9	161.0
POS10	75.5
POS11	13.5
POS12	93.0
POS13	10.0
POS14	69.0

第 3.1.3.2-4 表 緩和設備の使用可能性(例)

	(1) 部分出 力運転	(2) 高温停 止状態 (ECCS 作動信 号プロ ックま で)	(3) 高温停 止状態 (RHR運 転開始ま で)	(4) RHR 運転① RCS満 水	(5) RHR 運転 ②シドル ープ	(6) 原子 炉上 部降パ レ満 水	(7) 燃料 取出し 状態	(8) 原子 炉上 部降パ レ満 水	(9) RHR 運転 ③シドル ープ	(10) RHR 運転 ④RCS 満水	(11) 1次冷却 系の漏 えい試 験	(12) RHR 運転 ⑤RCS 満水	(13) 高温停 止状態 (RHR隔 離以降)	(14) 高温停 止状態 (ECCS 作動信 号プロ ック解 除以 降)	(15) 部分出 力運転
プラント状態															
運転モード	1,2	3	3,4	4,5	5,6	6	—	6	6,5	5,4	5,4	5,4	4,3	3	2,1
6.6kV 安全系M/C母線	—	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	—	—	—	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	—	—
440V 安全系P/C母線	—	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	—	—	—	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	—	—
440V 安全系RCC母線	—	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	—	—	—	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	—	—
125V 安全系直流母線	—	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	—	—	—	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	2/0/0	—	—
115V 安全系計装用母線	—	4/0/0	4/0/0	4/0/0	4/0/0	—	—	—	4/0/0	4/0/0	4/0/0	4/0/0	4/0/0	—	—
予備変圧器	—	0/1/0	0/1/0	0/1/0	0/1/0	—	—	—	0/1/0	0/1/0	0/1/0	0/1/0	0/1/0	—	—
ディーゼル発電機	—	0/2/0	0/2/0	0/2/0	0/2/0	—	—	—	0/2/0	0/1/1	0/2/0	0/1/1	0/2/0	—	—
非常用直流電源 (蓄電池及び充電器)	—	0/2/0	0/2/0	0/2/0	0/2/0	—	—	—	0/2/0	0/2/0	0/2/0	0/2/0	0/2/0	—	—
原子炉補機冷却海水ポンプ	—	2/2/0	2/2/0	2/2/0	2/2/0	—	—	—	2/2/0	2/2/0	2/2/0	2/2/0	2/2/0	—	—
原子炉補機冷却水ポンプ+ 原子炉補機冷却水冷却器	—	2/2/0	2/2/0	2/2/0	2/2/0	—	—	—	2/2/0	2/2/0	2/2/0	2/2/0	2/2/0	—	—
余熱除去ポンプ+余熱除去冷却器	—	0/2/0	1/1/0	1/1/0	1/1/0	—	—	—	1/1/0	1/1/0	0/2/0	1/1/0	0/2/0	—	—

注) 凡例: 運転台数/待機台数/待機除外台数

第 3.1.3.2-5 表 内部事象停止時レベル 1PRA におけるプラント状態の分類

POS	POS の内容	定量化対象	1 次系開口部	重力注入	2 次系除熱	
1	部分出力運転状態	解列から原子炉停止まで				
2	高温停止状態	原子炉停止から ECCS 作動信号ブロックまで				
3	高温停止状態	ECCS 作動信号ブロックから余熱除去系による冷却状態開始まで	○	なし	不可	可
4	余熱除去系による冷却状態	余熱除去系による冷却状態開始から加圧器安全弁取り外しまで	○	なし	不可	可
5	ミッドループ運転状態	加圧器安全弁取り外し～ミッドループ運転水位～キャビティ水張り完了まで	○	小(加圧器安全弁 3 台取外し)	不可	不可
6	原子炉上部キャビティ満水	原子炉上部キャビティ満水から燃料取出完了まで				
7	燃料取り出し状態	燃料取出完了から燃料装荷開始まで(炉心に燃料がない状態。この期間に SG-ECT 及び加圧器安全弁取り付けを実施)				
8	原子炉上部キャビティ満水	燃料装荷開始からキャビティ水抜き開始まで				
9	ミッドループ運転状態	キャビティ水抜き開始～ミッドループ運転水位～RCS 水張り完了まで	○	なし	不可	可
10	余熱除去系による冷却状態	RCS 水張り完了から余熱除去系隔離まで	○	なし	不可	可
11	1 次冷却系の漏えい試験	余熱除去系隔離から余熱除去系による冷却状態再開まで	○	なし	不可	可
12	余熱除去系による冷却状態	余熱除去系による冷却状態再開から余熱除去系隔離まで	○	なし	不可	可
13	高温停止状態	余熱除去系隔離から ECCS 作動信号ブロック解除まで	○	なし	不可	可
14	高温停止状態	ECCS 作動信号ブロック解除から原子炉臨界まで	○*	なし	不可	可
15	部分出力運転状態	原子炉臨界から並列まで				

*:反応度の誤投入のみ定量化対象

第3.1.3.2-6表 起因事象候補の同定

停止時に発生し得る起因事象	国内トラブル事例	マスターロジック ダイアグラム	国内電力 共同研究	NSAC-84	NUREG/CR- 5015	フランスPRA	NUREG/CR- 6144	EPRI-1003113、 EPRI-1021176	内部事象出力運転時 レベル1PRA評価対 象起因事象
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失 (オーバードレン、水位維持失敗を含む)	-	○	○	○	○	-	○	○	-
LOCA	-	-	-	-	-	○	○	-	○
インターフェイスシステムLOCA	-	-	-	-	-	○	○	-	○
余熱除去機能喪失	○	○	○	○	○	-	○	○	-
原子炉補機冷却機能喪失(原子炉補機 冷却水系の喪失、海水系の喪失を含む)	-	○	○	-	-	○	○	○	○
外部電源喪失	-	○	○	○	○	○	○	○	○
安全系母線の喪失(高圧交流母線の喪失、 低圧交流母線の喪失、直流母線の 喪失を含む)	-	-	-	-	-	-	○	○	○
制御用空気喪失	-	-	-	-	-	-	○	-	○
空調喪失	-	-	-	-	-	-	○	-	-
主給水流量喪失	-	-	-	-	-	○	○	-	○
2次冷却系の破断(主蒸気管破断(主蒸 気隔離弁上流)、主蒸気管破断(主蒸気 隔離弁下流)、主給水管破断を含む)	-	-	-	-	-	○	-	-	○
蒸気発生器伝熱管破損	-	-	-	-	-	○	○	-	○
過渡事象(負荷の喪失、主蒸気隔離弁 の誤閉止、手動停止、ATWS、工学的安 全施設作動信号の誤動作を含む)	-	-	-	-	-	○	○	-	○
原子炉容器破損	-	-	-	-	-	-	-	-	○
反応度の誤投入	-	○	-	-	-	○	○	-	-
低温過加圧事象	-	-	-	○	-	-	○	-	-
燃料集合体の落下	-	-	-	-	-	-	○	-	-
加圧熱衝撃	-	-	-	-	-	-	○	-	-

注) ○:各分析・調査から抽出された事象

第3.1.3.2-7表 起回事象候補のスクリーニング検討結果(1/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
大 破 断 LOCA	1次冷却系の圧力が高压に維持されている期間において、配管破断により原子炉冷却材が系外へ流出する事象である。破断口径によって使用可能な緩和策が異なるため、出力運転時と同様に破断口径に応じて分類する。	×	—	ホ 備考欄参照	<p>以下のとおり配管破断によるLOCAは停止時PSA学会標準において除外可能な起回事象として挙げられており、POS3、4、5、9、10、11、12、13で評価対象外とすることは妥当と判断する。</p> <p>【停止時 PSA 学会標準から抜粋】 原子炉冷却材流出を生じさせる起回事象として、保守点検における人的過誤に起因する冷却材流出事象の他に、配管破断による冷却材流出事象が挙げられる。しかし、後者については、次の点を考慮することができる。</p> <p>—停止時においては、出力運転時と異なり原子炉冷却材バウンダリの内部にある冷却材の圧力が低いことから、出力運転時の圧力で設計されている原子炉冷却材圧力バウンダリの配管が破断することによる冷却材流出の発生率は十分小さいと考えられる。また、冷却材圧力バウンダリの配管は、供用期間中検査が行われており、減肉などによる破損も考え難い。</p> <p>—停止時 PSA が対象とする定期検査期間は、年間に概略1ヶ月あまりであることから、配管破断の年間の発生確率は、出力運転時に比べて、オーダーで小さくなる。</p> <p>—格納容器外の配管破断の場合に、原子炉冷却材バウンダリとの間に2弁以上の隔離弁が設置されている。隔離操作を行うための時間余裕が大きいことから、その失敗確率は非常に小さい。格納容器内の配管破断の場合に、配管破断を想定する箇所が多くは、隔離弁による隔離操作が行われ、その失敗確率は小さい。一部の箇所に関して、破断時の隔離操作が難しい場合も想定されるが、原子炉冷却材バウンダリの全体に占める割合は僅かである。このように、破断箇所の隔離操作によって、事象を収束する効果を考慮に入れると、緩和系による冷却材補給を必要とする配管破断の発生確率は、一般に小さくなる。</p> <p>PSA ではプラントのリスクをより正確に求める観点から現実的なモデルとするべきであり、このためにこれらの効果を組み合わせて考える。停止期間中の配管破断の発生確率は出力運転時の配管破断の年間発生確率に比べて、停止時の評価期間における配管破断の発生確率は小さくなると考えられ、また、保守点検における人的過誤に起因する冷却材流出事象の発生確率に比べても十分小さいなど、人的過誤を起因とする冷却材流出事象で代表できる場合には、停止期間中の配管破断に起因する冷却材流出事象を起回事象から除外できる。</p>
中 破 断 LOCA		×	—	ホ 備考欄参照	
小 破 断 LOCA		×	—	ホ 備考欄参照	
極 小 LOCA		×	—	ホ 備考欄参照	

【凡例】起回事象の除外判定理由

イ 内部事象停止時レベル IPRA では起回事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ～ニが適用されない事象で、適切な理由(全 CDF に対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRA の目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起回事象が既にモデル化されている起回事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起回事象候補のスクリーニング検討結果(2/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA	加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁が1台以上開固着することで1次冷却材が系外へ流出する事象である。	○	3、11、13	—	<p>・POS5: 1次系圧力は大気圧相当であり、加圧器逃がし弁／安全弁が開放されても漏えいは発生しない。停止時では起回事象とならないことから対象外とする。(除外判定イ)</p> <p>・POS4、9、10、12: 当該事象発生による漏えいの可能性はあるが、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」で事象の影響及び事象進展は包絡されるため対象外とする。(除外判定へ)</p>
1次冷却材ポンプ封水リーク	化学体積制御系、充てんポンプ故障等による1次冷却材ポンプ封水注入機能が喪失する事象である。	×	—	イ、ニ 備考欄参照	<p>・POS3、11、13: 1次冷却材ポンプ1台当たりのリーク量は1.5m³/h であり、事象進展は緩やかであることから、崩壊熱除去機能が喪失するまでには十分に時間があり、当該事象の発生によって炉心損傷に至る可能性は小さいと判断できるため、評価対象外とする。(除外判定ニ)</p> <p>・POS4、9、10、12: 当該事象が発生してもRHR 運転を継続することが可能であり、1次系圧力・温度の低下に伴い事象は自動的に収束するため、評価対象外とする。(除外判定イ)</p> <p>・POS5: 初期圧力が大気圧程度のPOSでは漏えいは発生せず、余熱除去機能に影響を与えないため、評価対象外とする。(除外判定イ)</p>
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	運転員の弁の誤操作及びブリークにより原子炉冷却材が系外(CV内)へ流出する事象である。	○	4、5、9、10、12	—	<p>・POS4、5、9、10、12: 機器の保守点検は主に余熱除去運転期間中又は燃料取り出し期間中に行われるため、評価対象とする。</p> <p>・POS3、11、13: 1次冷却材圧力が比較的高いPOS3、11、13 において、原子炉冷却材圧力バウンダリに関連する弁の誤操作が発生することは考えにくい。また、リークはLOCAで考慮されている。従い、POS3、11、13 は評価対象外とする。(除外判定ホ)</p>
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失(格納容器バイパス)	運転員の弁の誤操作及びブリークにより原子炉冷却材が系外(CV外)へ流出する事象である。 冷却材の流出先がCV 内の場合とCV外の場合で事象進展が異なると考えられるため、CV外への流出事象は原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失(格納容器バイパス)と名付けて区別している。	×	—	へ 備考欄参照	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失と同様にPOS4、5、9、10、12を想定する。</p> <p>・POS4、5、9、10、12: 本評価では、CV内への流出事象の方がCV外への流出事象よりも厳しと判断し、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失はCV 内への流出事象で代表させて評価を行った。(除外判定へ)</p>

【凡例】起回事象の除外判定理由

イ 内部事象停止時レベル IPRA では起回事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ〜ニが適用されない事象で、適切な理由(全 CDF に対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRA の目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起回事象が既にモデル化されている起回事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起回事象候補のスクリーニング検討結果(3/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
オーバードレン	RCS水抜き操作時に、水抜きを停止する操作に失敗し、水位低下が継続する事象である。(水位低下が継続するため、原子炉冷却材の流出に分類)	○	5, 9	—	<p>・POS5、9: ミッドループ運転水位を目標として水抜き操作を行うPOS5、9を評価対象とする。</p> <p>・POS3、4、10、11、12、13: 水抜き作業がない、或いは、水抜き作業がある場合も目標水位が高いため、オーバードレンの発生から余熱除去機能喪失に至るまでに抽出隔離等を行い水位を回復する十分な時間余裕があり、本事象の発生頻度は非常に小さいため対象外とする。(除外判定ホ)</p>
水位維持失敗	ミッドループ運転中に化学体積制御系の故障が発生し、充てん流量と抽出流量のアンバランスが生じることでRCS水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象である。(水位低下が継続するため、原子炉冷却材の流出に分類)	○	5, 9	—	<p>・POS5、9: ミッドループ運転中の水位維持失敗を想定し、POS5、9を評価対象とする。</p> <p>・POS3、4、10、11、12、13: 1次系水位が十分あるため、水位維持失敗の発生から余熱除去機能喪失に至るまでに抽出隔離等を行い水位を回復する十分な時間余裕があり、本事象の発生頻度は非常に小さいため対象外とする。(除外判定ホ)</p>
インターフェイスシステムLOCA	1次冷却系と余熱除去系の隔離弁の故障によって、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。	×	—	ホ 備考欄参照	<p>・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 以下のとおりインターフェイスシステムLOCAは停止時PSA学会標準において除外可能な起回事象として挙げられている。また、POS3、11、13には1次系圧力が高い期間も含まれるが、期間が短く全炉心損傷頻度への寄与は非常に小さい。そのため評価対象外とする。(除外判定ホ)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【停止時 PSA 学会標準から抜粋】 停止時 PSA の評価対象範囲においては、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、原子炉冷却材バウンダリ漏れ検査を除いて、原子炉圧力が高圧になることはなく、インターフェイス LOCA の発生する確率は非常に小さい。</p> <p>検査時には、原子炉圧力を通常運転圧力以上まで上昇させてこれを保持する。検査の性格上、原子炉冷却材バウンダリを構成する隔離弁を閉鎖し加圧すること、またその場合、現場での監視がなされていることから、隔離弁の多重故障を伴わないと発生しないインターフェイス LOCA が発生する確率は非常に小さい。</p> <p>さらに、検査時において原子炉が高圧に保持される期間は数時間程度と短い期間である。出力運転時 PSA における LOCA について、1年間を対象にしたインターフェイス LOCA の発生頻度が非常に小さいことを考え合わせると、この期間におけるインターフェイス LOCA の発生頻度を起回事象から除外できる。</p> </div>

【凡例】起回事象の除外判定理由

イ 内部事象停止時レベルIPRA では起回事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ～ニが適用されない事象で、適切な理由(全CDFに対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRAの目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起回事象が既にモデル化されている起回事象に包絡することができる事象

第 3.1.3.2-7 表 起因事象候補のスクリーニング検討結果 (4/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
余熱除去機能喪失	余熱除去系の弁及びポンプの故障により余熱除去系の運転中の系統が全て機能喪失する事象である。	○	4、5、9、10、12	—	・POS3、11、13(SG による冷却期間)： 余熱除去運転を行っておらず本事象は発生しないため対象外とする。(除外判定イ)
原子炉補機冷却水系の全喪失	原子炉補機冷却水系の全喪失事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、11、13(SGによる冷却期間) 当該事象が発生した場合には、制御用空気系が機能喪失し、SG水張弁が閉止し、SGへの給水が停止するため、SGによる冷却機能が喪失する。 ・POS4、5、9、10、12(RHR運転期間) 当該事象が発生した場合には、余熱除去系による崩壊熱除去は不可能となる。
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Aヘッド喪失)	原子炉補機冷却水系のAヘッドへの給水機能が喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、11、13(SG による冷却期間) 本事象に伴い、制御用空気系の1系統が喪失する。制御用空気系の運転状態によっては、制御用空気が喪失し、SG水張弁が閉止し、SGへの給水が停止し、SGによる冷却機能が喪失する。 ・POS4、5、9、10、12(RHR 運転期間) 本事象に伴い、余熱除去系の1系統の冷却が不能となる。余熱除去系の運転状態によっては、運転中の余熱除去系が喪失する。
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Bヘッド喪失)	原子炉補機冷却水系のBヘッドへの給水機能が喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、11、13(SG による冷却期間) 本事象に伴い、制御用空気系の1系統が喪失する。制御用空気系の運転状態によっては、制御用空気が喪失し、SG水張弁が閉止し、SGへの給水が停止し、SGによる冷却機能が喪失する。 ・POS4、5、9、10、12(RHR 運転期間) 本事象に伴い、余熱除去系の1系統の冷却が不能となる。余熱除去系の運転状態によっては、運転中の余熱除去系が喪失する。
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Cヘッド喪失)	原子炉補機冷却水系のCヘッドへの給水機能が喪失する事象である。	×	—	イ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13 本事象が発生した場合においても、安全系補機は健全であるため、有意なリスク増加を伴わないことから、評価対象外とする。(除外判定イ)

【凡例】起因事象の除外判定理由

イ 内部事象停止レベル IPRA では起因事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ～ニが適用されない事象で、適切な理由(全 CDF に対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRA の目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起因事象が既にモデル化されている起因事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起因事象候補のスクリーニング検討結果(5/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
原子炉補機冷却海水系の全喪失	原子炉補機冷却海水系の両ヘッドへの給水機能が喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 本事象により従属的に原子炉補機冷却海水系の全喪失となる。
原子炉補機冷却海水系の部分喪失	原子炉補機冷却海水系の片ヘッドへの給水機能が喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 本事象により従属的に原子炉補機冷却海水系の全喪失又は部分喪失に至る可能性がある。
外部電源喪失	外部電源が喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、11、13(SGによる冷却期間): 外部電源が喪失した場合には、主給水系の動力が喪失するため、SGによる崩壊熱除去が不可能となる。 ・POS4、5、9、10、12(RHR運転期間): 外部電源が喪失した場合には、余熱除去系の全系統の動力が喪失し、余熱除去機能喪失となる。
安全系高圧交流母線の全喪失	安全系高圧交流母線6.6kV 4-4C及び4-4Dが機能喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、11、13(SGによる冷却期間): 本事象に伴い、制御用空気系が機能喪失し、SG水張弁が閉止し、SGへの給水が停止するため、SGによる冷却機能が喪失する。 ・POS4、5、9、10、12(RHR運転期間): 本事象に伴い、余熱除去系の全系統の動力が喪失し、余熱除去機能喪失となる。
安全系高圧交流母線の部分喪失	安全系高圧交流母線6.6kV 4-4C又は4-4Dが機能喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、11、13(SGによる冷却期間): 本事象に伴い、制御用空気系の1系統が喪失する。制御用空気系の運転状態によっては、制御用空気系が喪失し、SG水張弁が閉止し、SGへの給水が停止し、SGによる冷却機能が喪失する。 ・POS4、5、9、10、12(RHR運転期間): 本事象に伴い、余熱除去系の1系統の動力が喪失する。余熱除去系の運転状態によっては、運転中の余熱除去系が喪失する。

【凡例】起因事象の除外判定理由

イ 内部事象停止時レベルIPRAでは起因事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ〜ニが適用されない事象で、適切な理由(全CDFに対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

ヘ PRAの目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起因事象が既にモデル化されている起因事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起回事象候補のスクリーニング検討結果(6/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
安全系低圧交流母線の全喪失	安全系低圧交流母線440V 3-4C1、3-4C2、3-4D1、3-4D2母線又は原子炉コントロールセンタ4C1、4C2、4C3、4C4、4D1、4D2、4D3、4D4のうち1系列の機能が喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 本事象に伴い、制御用空気系等の補機の機能が喪失し、後段の緩和系への影響がある。
安全系低圧交流母線の部分喪失	安全系低圧交流母線440V 3-4C1、3-4C2、3-4D1、3-4D2母線又は原子炉コントロールセンタ4C1、4C2、4C3、4C4、4D1、4D2、4D3、4D4のいずれかの設備が機能喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 本事象に伴い、制御用空気系等の機能が一部喪失し、後段の緩和系への影響がある。
安全系直流母線の全喪失	安全系直流母線125V直流コントロールセンタ4A及び4Bが機能喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 安全系直流母線が喪失すると、安全系直流母線をサポート系とする後段の緩和系に影響を及ぼす。
安全系直流母線の部分喪失	安全系直流母線125V直流コントロールセンタ4A又は4Bが機能喪失する事象である。	○	3、4、5、9、10、11、12、13	—	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 安全系直流母線が喪失すると、安全系直流母線をサポート系とする後段の緩和系に影響を及ぼす。
安全系計装用母線の全喪失	安全系の計装分電盤及び計装用後備分電盤の2系列以上の機能が喪失する事象である。	×	—	ホ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 計測制御用電源系は電気盤又は計器に電源を供給している。当該母線より上流の電源系は、補機及び弁の機能のサポート系としてモデル化していることから、このような上流の母線の故障による影響は安全系高圧(又は、低圧)交流母線の喪失、安全系直流母線の喪失で評価される。
安全系計装用母線の部分喪失	安全系の計装分電盤及び計装用後備分電盤の1系列の機能が喪失する事象である。	×	—	ホ 備考欄参照	また、計装用母線は、コントロールセンタ及び直流電源から給電であること並びに計装用電源の多重化が図られている。そのため、当該事象が発生した場合においても結果に対して有意な影響がないと判断できることから、評価対象外とする。(除外判定ホ)

【凡例】起回事象の除外判定理由

イ 内部事象停止レベルIPRAでは起回事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ〜ニが適用されない事象で、適切な理由(全CDFに対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRAの目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起回事象が既にモデル化されている起回事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起因事象候補のスクリーニング検討結果(7/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
制御用空気系の全喪失	制御用空気系の2台の制御用空気圧縮機が両方機能喪失する事象である。	○	3、4、5、 9、10、 11、12、 13	—	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 制御用空気系が機能喪失すると、制御用空気系をサポート系とする後段の緩和系に影響を及ぼす。
制御用空気系の部分喪失	制御用空気系のAヘッダ、Bヘッダ又はABヘッダのうち1ヘッダへの圧縮空気供給機能が喪失する事象である。	○	3、4、5、 9、10、 11、12、 13	—	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 制御用空気系の一部が機能喪失すると、制御用空気系をサポート系とする後段の緩和系に影響を及ぼす。
中央制御室空調系の喪失	中央制御室空調系の機能が喪失する事象である。	×	—	ニ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 当該事象発生した場合においても、機器の最高使用温度を超過するまでには十分な時間があり、その間に事象の収束は可能であり、崩壊熱除去機能喪失への影響は小さいと判断し、評価対象外とする。
安全補機開閉器室空調系の全喪失	安全補機開閉器室空調系の機能が全喪失する事象である。	×	—	ニ 備考欄参照	
安全補機開閉器室空調系の部分喪失	安全補機開閉器室空調系の片ヘッダの機能が喪失する事象である。	×	—	ニ 備考欄参照	
空調用冷却系の全喪失	空調用冷水系の機能が全喪失する事象である。	×	—	ニ 備考欄参照	
空調用冷却系の部分喪失	空調用冷水系の片ヘッダの機能が喪失する事象である。	×	—	ニ 備考欄参照	

【凡例】起因事象の除外判定理由

イ 内部事象停止レベル IPRA では起因事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ～ニが適用されない事象で、適切な理由(全 CDF に対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRA の目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起因事象が既にモデル化されている起因事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起回事象候補のスクリーニング検討結果(8/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
主給水流量喪失	主給水流量が喪失し、SGによる冷却機能が喪失する事象である。	○	3、11、13	—	・POS4、5、9、10、12: 本事象が発生しても余熱除去系の機能は損なわれず、起回事象とならないため対象外とする。(除外基準イ)
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁上流)	主蒸気管のうち主蒸気隔離弁の上流側で配管破断が発生し、SGによる冷却機能が喪失する事象である。	×	—	イ、ホ 備考欄参照	・POS4、5、9、10、12: 本事象が発生しても余熱除去系の機能は損なわれず、起回事象とならないため対象外とする。(除外基準イ) ・POS3、11、13: 内部事象出力時レベルIPRAにおけるCDFはいずれも 1×10^{-7} 未満である。 停止時は出力運転時より1次冷却系、2次冷却系のエネルギーが低いことを考慮すると、発生頻度は出力運転時より低いと考えられる。更に、POS3、11、13の期間は各1日程度であることから、発生頻度は出力運転時よりも2桁以上低くなる。
主蒸気管破断(主蒸気隔離弁下流)	主蒸気管のうち主蒸気隔離弁の下流側で配管破断が発生し、SGによる冷却機能が喪失する事象である。	×	—	イ、ホ 備考欄参照	以上の理由により、これらの起回事象による全CDFへの寄与は十分小さいため評価対象外とする。(除外判定ホ)
主給水管破断	主給水管で配管破断が発生し、SGによる冷却機能が喪失する事象である。	×	—	イ、ホ 備考欄参照	
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管が破損し、SGによる冷却機能が喪失する事象である。	×	—	ホ 備考欄参照	・POS4、5、9、10、12: 余熱除去運転中は1次系圧力・温度が十分低いため、蒸気発生器伝熱管破損は現実的には発生しないと判断する。(除外判定ホ) ・POS3、11、13: 内部事象出力時レベルIPRAにおけるCDFは 1×10^{-7} 未満である。 停止時は出力運転時より1次冷却系、2次冷却系のエネルギーが低いことを考慮すると、発生頻度は出力運転時より低いと考えられる。更に、POS3、11、13の期間は各1日程度であることから、発生頻度は出力運転時よりも2桁以上低くなる。 以上の理由により、本事象による全CDFへの寄与は十分小さいため評価対象外とする。(除外判定ホ)

【凡例】起回事象の除外判定理由

イ 内部事象停止時レベルIPRAでは起回事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ～ニが適用されない事象で、適切な理由(全CDFに対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRAの目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起回事象が既にモデル化されている起回事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起回事象候補のスクリーニング検討結果(9/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
過渡事象	主給水系は健全な状態で、タービンバイパス弁等の誤閉が発生し、主蒸気の流出経路が遮断される事象を想定する。	×	—	イ 備考欄参照	・POS3、11、13: 当該事象が発生しても、主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁から蒸気が放出され、SGによる高温停止状態維持が可能であり、起回事象とならないため対象外とする。(除外判定イ) ・POS4、5、9、10、12: 当該事象が発生しても、余熱除去系の機能は損なわれず、起回事象とならないため対象外とする。(除外基準イ)
負荷の喪失	主蒸気止め弁、蒸気加減弁、主蒸気隔離弁の誤閉止によって、蒸気発生器による熱除去能力の低下により、1次冷却材温度及び圧力が上昇するような事象を想定する。	×	—	へ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 過渡事象に包絡される。(除外基準へ)
手動停止	手動操作により原子炉をトリップさせる事象である。	×	—	イ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 停止時には起回事象とならないため対象外とする。(除外基準イ)
ATWS	起回事象発生後の原子炉トリップに失敗する事象である。	×	—	イ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 停止時には起回事象とならないため対象外とする。(除外基準イ)

【凡例】起回事象の除外判定理由

イ 内部事象停止時レベル 1PRA では起回事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ～ニが適用されない事象で、適切な理由(全 CDF に対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRA の目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起回事象が既にモデル化されている起回事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起因事象候補のスクリーニング検討結果(10/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
原子炉容器破損	原子炉容器が破損する事象である。	×	—	ホ 備考欄参照	<p>・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 内部事象出力時レベルIPRAにおけるCDF は1×10^{-7}未満である。 出力運転時より1次冷却系の圧力が低いことを考慮すると、原子炉容器破損の発生頻度は出力運転時より低いと考えられる。更にPOS3、11、13は、各1日程度であることから、原子炉容器破損の発生頻度は2桁以上低くなる。 以上の理由により、本事象による全CDF への寄与は十分小さいため評価対象外とする。(除外判定ホ)</p>
反応度の誤投入	原子炉起動前の高温停止状態において、化学体積制御系の故障、弁の誤操作等により1次系冷却材中に純水が注入され、1次冷却材中のほう素濃度が低下して、反応度が添加される事象である。	○	14	—	<p>・POS14: プラント起動時の異常なほう素希釈事象はPOS14で発生し得るため、POS14を定量化対象とする。</p> <p>・POS3、4、5、9、10、11、12、13: プラント起動時の希釈事象以外にも、制御棒の誤引抜、希釈中の外部電源喪失、希釈ラインの故障等による未臨界維持機能喪失事象が考えられるが、発生頻度は極めて小さいと考えられるため、発生頻度が比較的高いと考えられるプラント起動時の異常なほう素希釈で代表する。(除外判定へ)</p>
低温過加圧事象	低温過加圧事象は、停止時に原子炉冷却系が低温にあり、かつRCSに開口部がない状態において、何らかの形で加圧事象が生じた場合に発生する。加圧事象に至る原因としては、高圧注水系の誤起動などが考えられる。	×	—	ホ 備考欄参照	<p>・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 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作動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、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。(重要事故シーケンス選定のためのPRAと同様)(除外判定ホ) なお、停止時PSA学会標準において起因事象の除外例として挙げられている。</p>

【凡例】起因事象の除外判定理由

イ 内部事象停止時レベル IPRA では起因事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ～ニが適用されない事象で、適切な理由(全CDF に対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRA の目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起因事象が既にモデル化されている起因事象に包絡することができる事象

第3.1.3.2-7表 起因事象候補のスクリーニング検討結果(11/11)

名称	定義	定量化対象	対象POS	除外判定理由	備考
燃料集合体の落下	燃料取替中に、使用済燃料集合体が脱落、落下する事象である。	×	—	ホ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 運用・設計の両面から燃料集合体落下防止対策が十分になされており、燃料取替中に燃料集合体が落下する確率は非常に小さいと考えられる。また、燃料集合体の落下を仮定しても、破損した燃料棒から放出されるFPの量は、原子炉停止後にかなり崩壊・減衰していることを考えればわずかである。以上のことから、燃料集合体の落下は起因事象から除外した。(重要事故シーケンス選定のためのPRAと同様) なお、停止時PSA学会標準において起因事象の除外例として挙げられている。(除外判定ホ)
加圧熱衝撃	加圧された原子炉容器が急激に冷却され、原子炉容器内外間の温度差により高い引張応力が容器内面に発生する事象である。	×	—	ホ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: プラント停止期間中は1次冷却系の加熱・冷却が行われるが、圧力容器破損防止のため保安規定により1次冷却材温度変化率が制限されており、当該事象を引き起こす可能性は十分に小さいと判断できる。 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、「ECCS誤起動」の安全解析の結果を参考にすると、高温停止時には1次冷却材の温度低下は十分小さく、加圧熱衝撃は問題とならない。低温停止時は低温過加圧防止策(詳細は低温過加圧を参照)を実施することから、加圧熱衝撃は問題とならない。(除外判定ホ)
工学的安全施設作動信号の誤動作	工学的安全施設作動信号の誤動作により崩壊熱除去機能喪失に至る事象である。	×	—	ホ 備考欄参照	・POS3、4、5、9、10、11、12、13: 内部事象の観点では、信号が誤発信する頻度は非常に小さいと考えられる。また、仮に信号が誤発信した場合でも緩和系が損傷する訳ではなく、信号発信前のラインアップに復旧する等の運転員によるリカバリー操作に期待できる。 以上の理由により、内部事象の観点では信号の誤発信によるリスクは十分小さいと考えられるため、起因事象から除外する。(除外判定ホ)

【凡例】起因事象の除外判定理由

イ 内部事象停止時レベル1PRAでは起因事象とならない事象

ニ 事象が発生しても、事象発生前から使用している崩壊熱除去機能又は未臨界維持機能が喪失するまでには十分に時間があり、その間に当該事象が確認され事象の収束を図ることができる可能性の高い事象

ホ その他の理由で除外できる事象(除外基準イ～ニが適用されない事象で、適切な理由(全CDFに対して十分寄与が小さい等)で除外できるものに適用)

へ PRAの目的、事象進展及び期待できる緩和系の観点から、選定された起因事象が既にモデル化されている起因事象に包絡することができる事象

第 3.1.3.2-8 表 プラント状態別起因事象発生頻度

プラント状態	高温停止状態 (RHR運転開始 まで)	RHR運転 ①RCS満水	RHR運転 ②ミッドループ	RHR運転 ③ミッドループ	RHR運転 ④RCS満水	1次冷却系の漏え い試験	RHR運転 ⑤RCS満水	高温停止状態 (RHR隔離以降)	高温停止状態 (安全注入信号 ブロック解除以 降)
	POS3	POS4	POS5	POS9	POS10	POS11	POS12	POS13	POS14
継続時間(hr)	9.0	85.5	79.0	161.0	75.5	13.5	93.0	10.0	69.0
加圧器逃がし弁 / 安全弁 LOCA	9.4E-10	—	—	—	—	1.4E-09	—	1.0E-09	—
主給水流量喪失	1.2E-05	—	—	—	—	1.7E-05	—	1.3E-05	—
余熱除去機能喪失	—	2.3E-04	2.1E-04	4.3E-04	2.0E-04	—	2.5E-04	—	—
原子炉冷却材圧力バウナリ機 能喪失	—	6.8E-05	6.3E-05	1.3E-04	5.9E-05	—	7.4E-05	—	—
オーバードレン	—	—	1.1E-04	1.1E-04	—	—	—	—	—
水位維持失敗	—	—	9.7E-09	2.0E-08	—	—	—	—	—
外部電源喪失	4.9E-06	4.7E-05	4.3E-05	8.7E-05	4.0E-05	7.3E-06	5.1E-05	5.5E-06	—
安全系高圧交流母線の部分喪 失	7.5E-07	7.1E-06	6.5E-06	1.3E-05	6.1E-06	1.1E-06	7.7E-06	8.3E-07	—
安全系高圧交流母線の全喪失	ε	3.5E-12	3.2E-12	6.5E-12	3.0E-12	ε	3.8E-12	ε	—
安全系低圧交流母線の部分喪 失	1.5E-05	1.4E-04	1.3E-04	2.7E-04	1.2E-04	2.2E-05	1.5E-04	1.7E-05	—
安全系低圧交流母線の全喪失	ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	—
安全系直流母線の部分喪失	9.9E-07	5.4E-05	4.9E-05	1.0E-04	4.6E-05	1.5E-06	5.8E-05	1.1E-06	—
安全系直流母線の全喪失	ε	1.8E-07	1.6E-07	3.3E-07	1.5E-07	ε	1.9E-07	ε	—
原子炉補機冷却水系の部分喪 失(Aヘッダ喪失)	3.8E-06	9.2E-07	8.4E-07	1.7E-06	7.9E-07	5.6E-06	1.0E-06	4.2E-06	—
原子炉補機冷却水系の部分喪 失(Bヘッダ喪失)	6.0E-08	5.7E-07	5.2E-07	1.1E-06	4.9E-07	8.9E-08	6.2E-07	6.7E-08	—
原子炉補機冷却水系の全喪失	6.7E-10	1.3E-08	1.2E-08	2.5E-08	1.1E-08	9.9E-10	1.4E-08	7.4E-10	—
原子炉補機冷却海水系の部分 喪失	4.2E-08	4.0E-07	3.7E-07	7.5E-07	3.5E-07	6.2E-08	4.4E-07	4.7E-08	—
原子炉補機冷却海水系の全喪 失	7.0E-09	4.8E-08	4.4E-08	9.0E-08	4.2E-08	1.0E-08	5.2E-08	7.7E-09	—
制御用空気系の部分喪失	1.5E-07	1.4E-06	1.3E-06	2.7E-06	1.2E-06	2.3E-07	1.6E-06	1.7E-07	—
制御用空気系の全喪失	1.1E-05	1.0E-04	9.4E-05	1.9E-04	8.8E-05	1.6E-05	1.1E-04	1.2E-05	—
反応度の誤投入	—	—	—	—	—	—	—	—	3.1E-08

(注) — は各 POS において評価対象外の起因事象

ε : カットオフ値 (1.0E-12 (／ 炉年)) 未満

第 3.1.3.2-9 表 システム間の従属性マトリックス 高圧注入系 (注入時)

機器				原子炉補機冷却水系		電源系															信号系										
機器番号	機器名	機器タイプ	作動要求前の状態	作動要求後の状態	供給母線 A	供給母線 B	6.6kV母線 C	6.6kV母線 D	パワーセンタ 440V母線 C1	パワーセンタ 440V母線 C2	パワーセンタ 440V母線 D1	パワーセンタ 440V母線 D2	原子炉コントロールセンタ C1	原子炉コントロールセンタ C2	原子炉コントロールセンタ C3	原子炉コントロールセンタ D1	原子炉コントロールセンタ D2	原子炉コントロールセンタ D3	125V直流電源 A	125V直流電源 B	125V直流電源 N	非常用炉心冷却設備作動信号 A	非常用炉心冷却設備作動信号 B	格納容器スプレイ信号 A	格納容器スプレイ信号 B	BOシークェンス信号 A	BOシークェンス信号 B	UV信号 A	UV信号 B	ATWS緩和設備/CCF対策設備	
4A-SIP	4A 高圧注入ポンプ	電動ポンプ (純水)	Standby	Run	○		○															○									
4B-SIP	4B 高圧注入ポンプ	電動ポンプ (純水)	Standby	Run		○	○																○								
4A-SIP	4A 高圧注入ポンプ遮断器	遮断器	Open	Close															○												
4B-SIP	4B 高圧注入ポンプ遮断器	遮断器	Open	Close																○											
4V-SI-062B	電動弁 (純水) 062B	電動弁 (純水)	Close	Open												○															

注) ○: 上側のサポート系 (原子炉補機冷却水系、電源系及び信号系) の故障により、左側の機器の事故時要求機能に影響する場合

第3.1.3.2-10表 システム・運転モードと共用機器の従属関係

システム間の共用機器 システム・運転モード	燃料 取 替 用 水 タ ン ク	低 温 側 注 入 ラ イ ン 逆 止 弁 136A ↳ 136D	格 納 容 器 再 循 環 サ ン プ A / B
高圧注入系（注入時）	○	○	
低圧注入系（注入時）	○	○	
格納容器スプレイ注入系（注入時）	○		
高圧注入系（再循環時）		○	○
低圧注入系（再循環時）		○	○
格納容器スプレイ注入系（再循環時）			○
代替再循環		○	○
常設電動注入ポンプ	○	○	
RHR 運転		○	

注) ○：上側の共用機器の故障により、左記のシステムが影響を受ける場合

第3.1.3.2-11表 フォールトツリー定量化結果(高圧注入系(注入時))

起回事象	POS	成功基準		非信頼度
		ポンプ台数	ループ数	
主給水流量喪失	POS3、11、13	1台	3ループ	3.9E-03
オーバードレン・水位維持失敗	POS9	1台	4ループ	2.9E-02
	POS5	1台	1ループ	1.5E-03
外部電源喪失	POS4、9、10、12	1台	4ループ	3.0E-02
	POS5	1台	1ループ	1.1E-02
余熱除去機能喪失	POS4、9、10、12	1台	4ループ	2.9E-02
	POS5	1台	1ループ	1.5E-03
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	POS4、9、10、12	1台	3ループ	2.5E-02
	POS5	1台	1ループ	1.3E-03

第 3.1.3.2-12 表 起因事象別・プラント状態別炉心損傷頻度

起因事象	POS継続時間 (hr)	POS3	POS4	POS5	POS9	POS10	POS11	POS12	POS13	POS14	合計 (/炉年)	寄与率
		9.0	85.5	79.0	161.0	75.5	13.5	93.0	10.0	69.0		
加圧器逃がし弁/安全弁LOCA		ε	—	—	—	—	2.3E-12	—	ε	—	2.3E-12	0.0%
主給水流量喪失		ε	—	—	—	—	1.9E-10	—	ε	—	1.9E-10	0.1%
余熱除去機能喪失		—	8.0E-09	9.6E-09	1.2E-08	5.3E-10	—	6.9E-10	—	—	3.0E-08	12.2%
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失		—	2.3E-08	4.4E-09	2.0E-08	1.3E-08	—	1.4E-08	—	—	7.4E-08	29.7%
オーバードレン		—	—	6.6E-09	6.7E-09	—	—	—	—	—	1.3E-08	5.3%
水位維持失敗		—	—	ε	ε	—	—	—	—	—	ε	N/A
外部電源喪失		8.3E-11	6.7E-09	6.0E-09	9.2E-09	1.1E-08	2.4E-09	1.4E-08	9.5E-11	—	4.9E-08	19.5%
安全系高圧交流母線の部分喪失		1.1E-10	1.6E-09	1.7E-08	2.6E-09	4.9E-10	1.7E-09	6.3E-10	1.3E-10	—	2.4E-08	9.7%
安全系高圧交流母線の全喪失		ε	3.5E-12	3.0E-12	6.5E-12	3.0E-12	ε	3.8E-12	ε	—	2.0E-11	0.0%
安全系低圧交流母線の部分喪失		2.1E-10	1.3E-09	7.0E-09	2.5E-09	1.2E-09	4.4E-10	1.5E-09	2.3E-10	—	1.4E-08	5.7%
安全系低圧交流母線の全喪失		ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	—	ε	N/A
安全系直流母線の部分喪失		7.9E-12	5.9E-10	3.2E-09	1.1E-09	5.3E-10	1.4E-11	6.8E-10	8.8E-12	—	6.2E-09	2.5%
安全系直流母線の全喪失		ε	2.4E-11	2.2E-11	4.5E-11	1.9E-11	ε	2.6E-11	ε	—	1.4E-10	0.1%
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Aヘッダ喪失)		ε	ε	8.0E-11	ε	ε	5.5E-11	ε	ε	—	1.4E-10	0.1%
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Bヘッダ喪失)		ε	8.5E-11	1.6E-09	1.8E-10	4.0E-12	ε	6.1E-12	ε	—	1.9E-09	0.7%
原子炉補機冷却水系の全喪失		ε	6.0E-11	7.7E-10	1.7E-10	5.2E-11	6.4E-10	6.6E-11	ε	—	1.8E-09	0.7%
原子炉補機冷却海水系の部分喪失		ε	4.2E-12	2.6E-10	8.8E-12	3.6E-12	ε	4.5E-12	ε	—	2.8E-10	0.1%
原子炉補機冷却海水系の全喪失		4.9E-10	1.4E-09	7.1E-09	2.6E-09	1.2E-09	1.0E-08	1.5E-09	5.4E-10	—	2.5E-08	10.0%
制御用空気系の部分喪失		ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	—	ε	N/A
制御用空気系の全喪失		1.8E-11	5.0E-11	1.8E-10	1.1E-10	4.4E-11	4.5E-10	6.0E-11	2.0E-11	—	9.2E-10	0.4%
反応度の誤投入		—	—	—	—	—	—	—	—	9.1E-09	9.1E-09	3.6%
合計(/炉年)		9.1E-10	4.3E-08	6.2E-08	5.7E-08	2.7E-08	1.6E-08	3.3E-08	1.0E-09	9.1E-09	2.5E-07	
寄与率		0.4%	17.2%	24.9%	22.6%	10.9%	6.5%	13.0%	0.4%	3.6%		

ε : カットオフ値 (1.0E-12 (/炉年)) 未満

第 3.1.3.2-13 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)	寄与率
POS4、5、9、 10、12	崩壊熱除去機能喪失	1.1E-07	43.2%
	全交流動力電源喪失	2.6E-08	10.4%
	原子炉冷却材の流出	8.7E-08	35.0%
POS14	反応度の誤投入	9.1E-09	3.6%
POS3、11、13	2次冷却系からの除熱機能喪失	1.9E-09	0.8%
	全交流動力電源喪失	2.4E-09	0.9%
	原子炉補機冷却機能喪失	1.4E-08	5.5%
	原子炉格納容器の除熱機能喪失	ε	N/A
	ECCS注水機能喪失	3.8E-11	0.0%
	ECCS再循環機能喪失	2.3E-12	0.0%
	合計	2.5E-07	

ε : カットオフ値 (1.0E-12 (/炉年)) 未満

第 3.1.3.2-14 表 不確実さ解析結果

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (/炉年)					エラー ファクタ
		5% 下限値	中央値	平均値	95% 上限値	点推定値	
POS4、5、 9、10、12	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-08	7.1E-08	9.1E-08	2.0E-07	1.1E-07	2.3
	全交流動力電源喪失	2.6E-10	2.4E-09	9.5E-09	3.6E-08	2.6E-08	11.9
	原子炉冷却材の流出	4.0E-09	3.9E-08	8.9E-08	3.1E-07	8.7E-08	8.8
POS14	反応度の誤投入	1.2E-10	1.6E-09	6.1E-09	2.3E-08	9.1E-09	14.0
POS3、11、 13	2次冷却系からの除熱機能喪失	2.4E-10	8.5E-10	1.9E-09	5.7E-09	1.9E-09	4.9
	全交流動力電源喪失	2.0E-11	1.9E-10	7.2E-10	2.6E-09	2.4E-09	11.2
	原子炉補機冷却機能喪失	4.6E-09	1.1E-08	1.4E-08	3.0E-08	1.4E-08	2.6
	原子炉格納容器の除熱機能喪失	ε	ε	ε	ε	ε	N/A
	ECCS注水機能喪失	1.0E-11	2.7E-11	3.8E-11	8.4E-11	3.8E-11	2.9
	ECCS再循環機能喪失	4.8E-15	1.8E-13	2.0E-12	6.3E-12	2.3E-12	36.3
合計		7.3E-08	1.6E-07	2.1E-07	4.9E-07	2.5E-07	2.6

ε : カットオフ値 (1.0E-12(/炉年)) 未満

第 3.1.3.2-15 表 感度解析結果 (人的過誤に係る感度解析)

起因事象	POS継続時間 (hr)									感度解析ケース合計 (／ 炉年)	ベースケース合計 (／ 炉年)	比率 (感度解析 / ベースケース)
	POS3	POS4	POS5	POS9	POS10	POS11	POS12	POS13	POS14			
	9.0	85.5	79.0	161.0	75.5	13.5	93.0	10.0	69.0			
加圧器逃がし弁 / 安全弁LOCA	ε	—	—	—	—	ε	—	ε	—	ε	2.3E-12	N/A
主給水流量喪失	ε	—	—	—	—	1.6E-11	—	ε	—	1.6E-11	1.9E-10	8.7E-02
余熱除去機能喪失	—	9.0E-11	3.0E-09	2.1E-10	8.2E-11	—	1.1E-10	—	—	3.5E-09	3.0E-08	1.2E-01
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	—	2.6E-09	1.4E-09	4.6E-09	2.0E-09	—	2.6E-09	—	—	1.3E-08	7.4E-08	1.8E-01
オーバードレン	—	—	ε	ε	—	—	—	—	—	ε	1.3E-08	N/A
水位維持失敗	—	—	ε	ε	—	—	—	—	—	ε	ε	N/A
外部電源喪失	2.0E-11	1.8E-09	3.4E-09	2.7E-09	7.7E-09	2.1E-09	9.7E-09	2.5E-11	—	2.7E-08	4.9E-08	5.6E-01
安全系高圧交流母線の部分喪失	2.1E-11	2.8E-10	8.4E-09	5.4E-10	3.0E-10	4.7E-10	3.8E-10	2.4E-11	—	1.0E-08	2.4E-08	4.3E-01
安全系高圧交流母線の全喪失	ε	3.5E-12	3.2E-12	6.5E-12	3.0E-12	ε	3.8E-12	ε	—	2.0E-11	2.0E-11	1.0E+00
安全系低圧交流母線の部分喪失	1.6E-11	1.3E-09	7.0E-09	2.5E-09	1.2E-09	3.6E-11	1.5E-09	2.1E-11	—	1.4E-08	1.4E-08	9.4E-01
安全系低圧交流母線の全喪失	ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	—	ε	ε	N/A
安全系直流母線の部分喪失	ε	5.9E-10	3.2E-09	1.1E-09	5.3E-10	ε	6.8E-10	ε	—	6.1E-09	6.2E-09	1.0E+00
安全系直流母線の全喪失	ε	2.4E-11	2.2E-11	4.5E-11	1.9E-11	ε	2.6E-11	ε	—	1.4E-10	1.4E-10	1.0E+00
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Aヘッダ喪失)	ε	ε	8.5E-11	ε	ε	3.4E-12	ε	ε	—	8.8E-11	1.4E-10	6.5E-01
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Bヘッダ喪失)	ε	1.4E-12	8.3E-10	2.6E-12	2.8E-12	ε	3.5E-12	ε	—	8.4E-10	1.9E-09	4.5E-01
原子炉補機冷却水系の全喪失	ε	3.5E-11	2.1E-10	8.5E-11	3.0E-11	3.6E-12	3.7E-11	ε	—	4.0E-10	1.8E-09	2.3E-01
原子炉補機冷却海水系の部分喪失	ε	ε	1.7E-11	1.1E-12	ε	ε	ε	ε	—	1.8E-11	2.8E-10	6.2E-02
原子炉補機冷却海水系の全喪失	4.7E-11	4.8E-11	2.1E-09	1.1E-10	4.2E-11	4.8E-10	5.2E-11	5.2E-11	—	3.0E-09	2.5E-08	1.2E-01
制御用空気系の部分喪失	ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	ε	—	ε	ε	N/A
制御用空気系の全喪失	ε	4.8E-11	1.8E-10	1.0E-10	4.0E-11	ε	5.4E-11	ε	—	4.2E-10	9.2E-10	4.6E-01
反応度の誤投入	—	—	—	—	—	—	—	—	ε	ε	9.1E-09	N/A
感度解析ケース合計 (／ 炉年)	1.1E-10	6.6E-09	2.8E-08	1.2E-08	1.2E-08	3.1E-09	1.5E-08	1.2E-10	ε	7.7E-08	2.5E-07	3.1E-01
ベースケース合計 (／ 炉年)	9.1E-10	4.3E-08	6.2E-08	5.7E-08	2.7E-08	1.6E-08	3.3E-08	1.0E-09	9.1E-09	2.5E-07		
比率 (感度解析 / ベースケース)	1.2E-01	1.5E-01	4.5E-01	2.1E-01	4.3E-01	1.9E-01	4.6E-01	1.2E-01	N/A	3.1E-01		

ε : カットオフ値 (1.0E-12 (／ 炉年)) 未満

第 3.1.3.2-16 表 感度解析における SA 対策の条件

No	内部事象停止時レベルIPRAで評価対象としているSA対策	SA対策の条件		
		①SA対策無し	②新設SA対策無し	③SA対策有り(ベースケース)
1	フィードアンドブリード	×	○	○
2	2次系強制冷却	×	○	○
3	大容量空冷式発電機	×	×	○
4	常設電動注入ポンプによる代替炉心注水	×	×	○
5	移動式大容量ポンプ車の確立による高圧再循環及び格納容器内自然対流冷却	×	×	○
6	2次系水源補給	×	○	○
7	格納容器内自然対流冷却	×	○	○
8	2次系強制冷却による低圧注入／低圧再循環	×	○	○
9	代替再循環(格納容器スプレイポンプ)	×	×	○
10	代替給水(主給水回復)	×	○	○
11	タービンバイパス系の活用(タービンバイパス弁による蒸気放出)	×	○	○
12	電源系の復旧(外部電源の復旧)	×	○	○
13	代替制御用空気供給(所内用空気系)	×	○	○
14	充てんポンプによる炉心注入	×	○	○
15	純水注入停止操作	×	○	○

注) ○:有効、×:無効

第 3.1.3.2-17 表 感度解析結果 (SA 対策に係る感度解析) (1/2)

起因事象	炉心損傷頻度(／炉年)						主なSA対策		
	①SA対策無し		②新設SA対策無し		③SA対策有り (ベースケース)		POS3、11、13、14	POS4、9、10、12	POS5
加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	3.3E-09	(<0.1%)	2.3E-12	(<0.1%)	2.3E-12	(<0.1%)	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード ・代替再循環	—	—
主給水流量喪失	1.1E-09	(<0.1%)	1.9E-10	(<0.1%)	1.9E-10	(<0.1%)	・フィードアンドブリード	—	—
余熱除去機能喪失	2.5E-05	(4.0%)	4.2E-08	(6.4%)	3.0E-08	(12.2%)	—	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	3.9E-04	(61.3%)	1.3E-07	(19.8%)	7.4E-08	(29.7%)	—	・高圧注入＋補助給水 ・2次系強制冷却＋低圧注入 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
オーバードレン	2.2E-04	(33.9%)	2.5E-08	(3.8%)	1.3E-08	(5.3%)	—	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
水位維持失敗	2.9E-08	(<0.1%)	5.1E-12	(<0.1%)	ε	(<0.1%)	—	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
外部電源喪失	4.1E-06	(0.6%)	2.7E-07	(41.1%)	4.9E-08	(19.5%)	・大容量空冷式発電機＋2次系強制冷却＋常設電動注入ポンプによる代替炉心注入＋移動式大容量ポンプ車 ・外部電源の復旧	・大容量空冷式発電機＋2次系強制冷却 ・外部電源の復旧	・大容量空冷式発電機＋常設電動注入ポンプによる代替炉心注入＋移動式大容量ポンプ車 ・外部電源の復旧
安全系高圧交流母線の部分喪失	2.4E-07	(<0.1%)	6.8E-08	(10.5%)	2.4E-08	(9.7%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
安全系高圧交流母線の全喪失	2.0E-11	(<0.1%)	2.0E-11	(<0.1%)	2.0E-11	(<0.1%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
安全系低圧交流母線の部分喪失	9.2E-08	(<0.1%)	1.4E-08	(2.2%)	1.4E-08	(5.7%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
安全系低圧交流母線の全喪失	ε	(<0.1%)	ε	(<0.1%)	ε	(<0.1%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入

ε : カットオフ値 (1.0E-12 (／炉年)) 未満

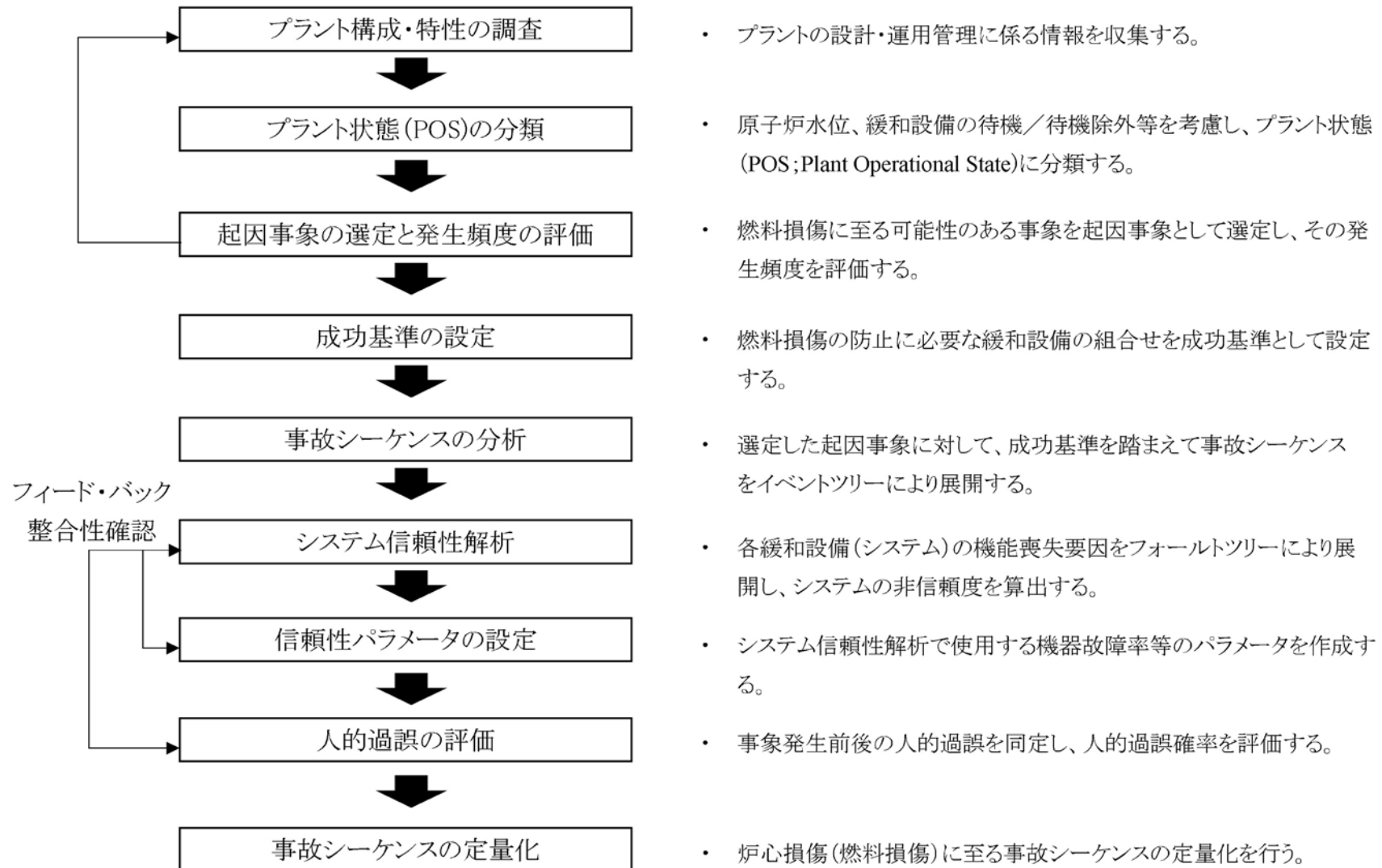
注) 主なSA対策のうち、太字で示した対策が、新設SA対策に該当する。

第 3.1.3.2-17 表 感度解析結果 (SA 対策に係る感度解析) (2/2)

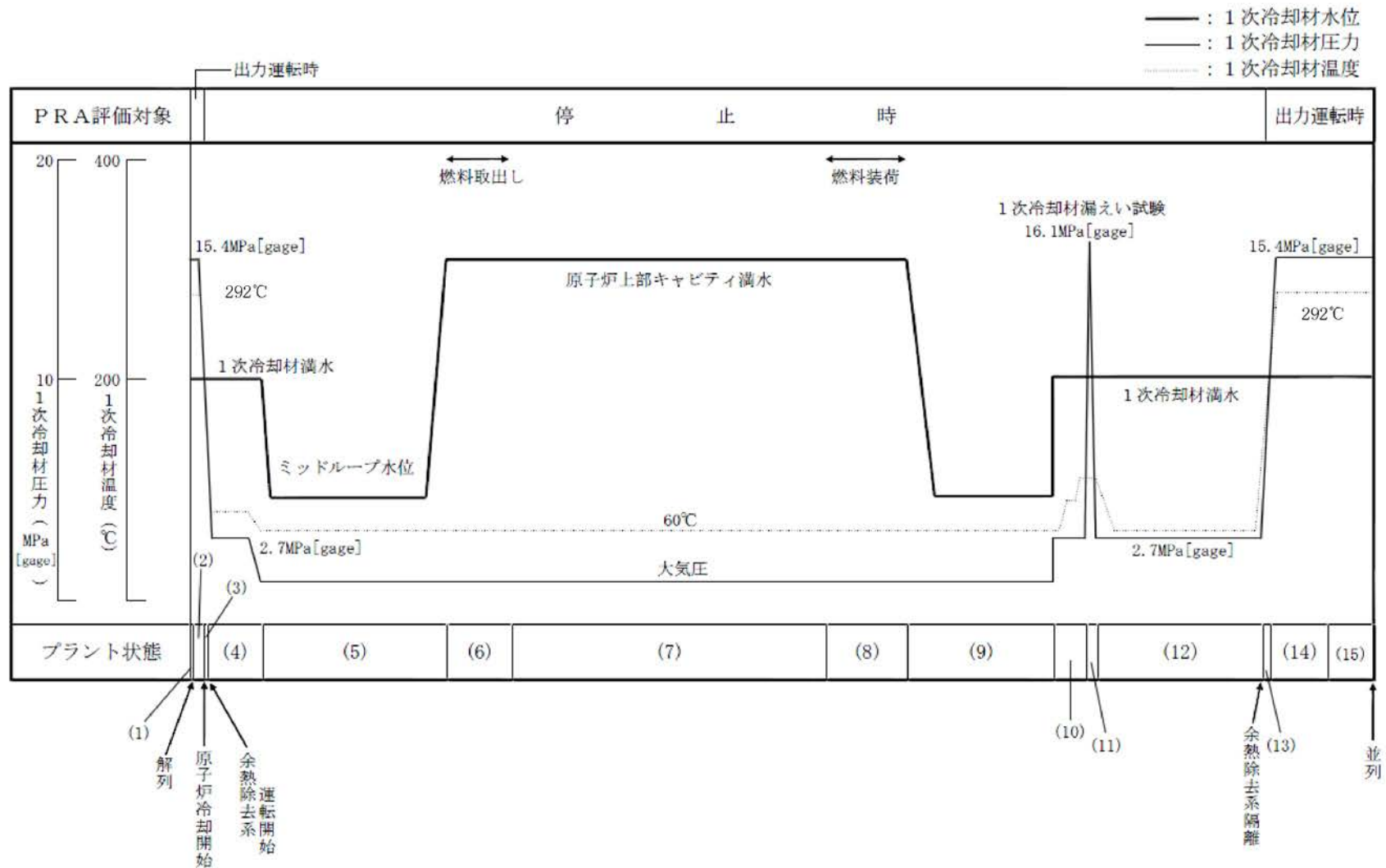
起因事象	炉心損傷頻度(／炉年)						主なSA対策		
	①SA対策無し		②新設SA対策無し		③SA対策有り (ベースケース)		POS3、11、13、14	POS4、9、10、12	POS5
安全系直流母線の部分喪失	3.7E-08	(<0.1%)	6.2E-09	(1.0%)	6.2E-09	(2.5%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
安全系直流母線の全喪失	1.4E-10	(<0.1%)	1.4E-10	(<0.1%)	1.4E-10	(<0.1%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Aヘッダ喪失)	1.1E-09	(<0.1%)	1.4E-10	(<0.1%)	1.4E-10	(<0.1%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
原子炉補機冷却水系の部分喪失(Bヘッダ喪失)	2.2E-08	(<0.1%)	7.4E-09	(1.1%)	1.9E-09	(0.7%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
原子炉補機冷却水系の全喪失	7.4E-08	(<0.1%)	1.3E-08	(1.9%)	1.8E-09	(0.7%)	・2次系強制冷却+常設電動注入ポンプによる代替炉心注入+移動式大容量ポンプ車	・2次系強制冷却	・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入+移動式大容量ポンプ車
原子炉補機冷却海水系の部分喪失	1.7E-09	(<0.1%)	2.9E-10	(<0.1%)	2.8E-10	(<0.1%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
原子炉補機冷却海水系の全喪失	3.0E-07	(<0.1%)	6.5E-08	(10.1%)	2.5E-08	(10.0%)	・2次系強制冷却+常設電動注入ポンプによる代替炉心注入+移動式大容量ポンプ車	・2次系強制冷却	・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入+移動式大容量ポンプ車
制御用空気系の部分喪失	1.9E-10	(<0.1%)	ε	(<0.1%)	ε	(<0.1%)	・フィードアンドブリード	・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
制御用空気系の全喪失	4.6E-08	(<0.1%)	9.6E-10	(0.1%)	9.2E-10	(0.4%)	・所内用空気系 ・フィードアンドブリード	・所内用空気系 ・2次系強制冷却 ・フィードアンドブリード	・所内用空気系 ・充てん注入 ・常設電動注入ポンプによる代替炉心注入
反応度の誤投入	3.1E-08	(<0.1%)	9.1E-09	(1.4%)	9.1E-09	(3.6%)	・純水注入停止操作	—	—
合計	6.4E-04	—	6.5E-07	—	2.5E-07	—	—	—	—

ε : カットオフ値(1.0E-12(／炉年))未滿

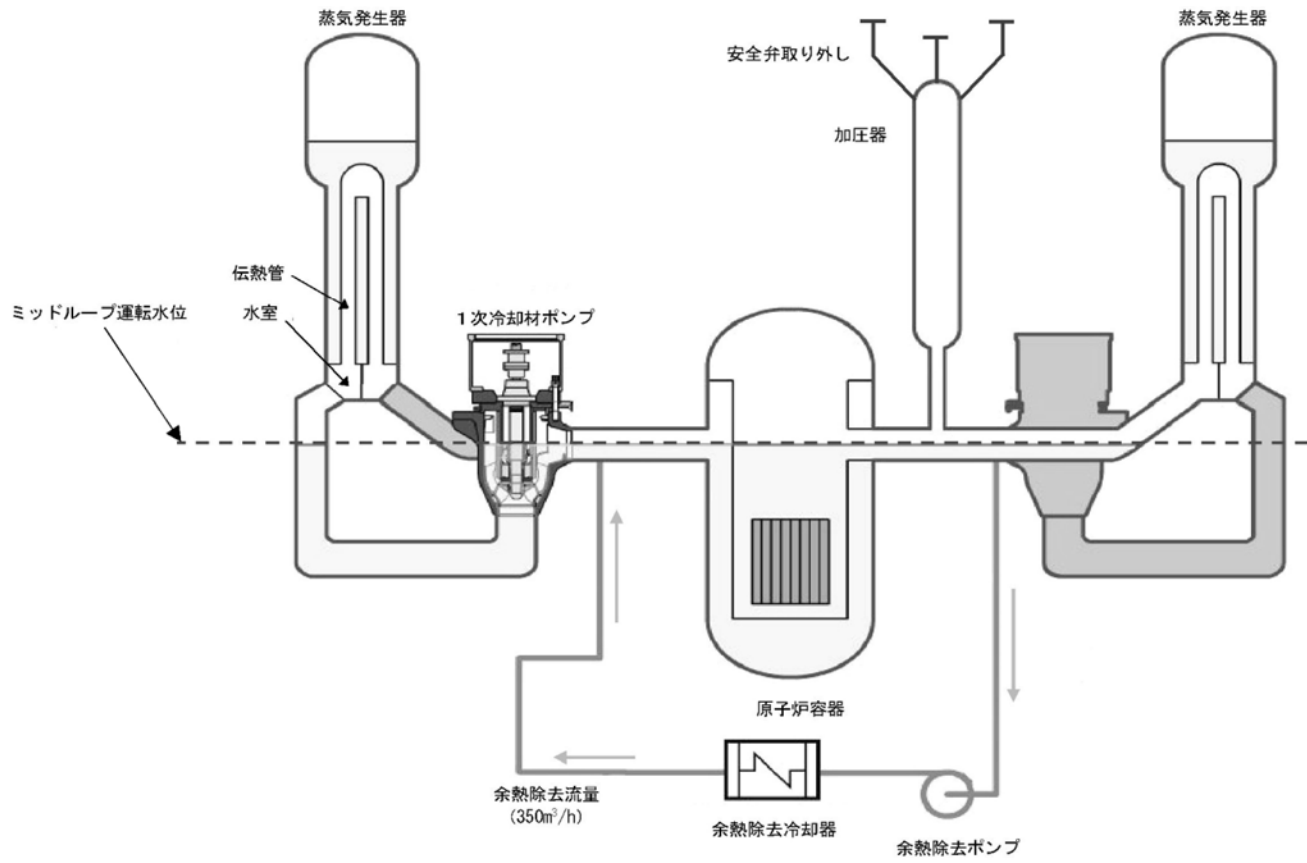
注) 主なSA対策のうち、太字で示した対策が、新設SA対策に該当する。



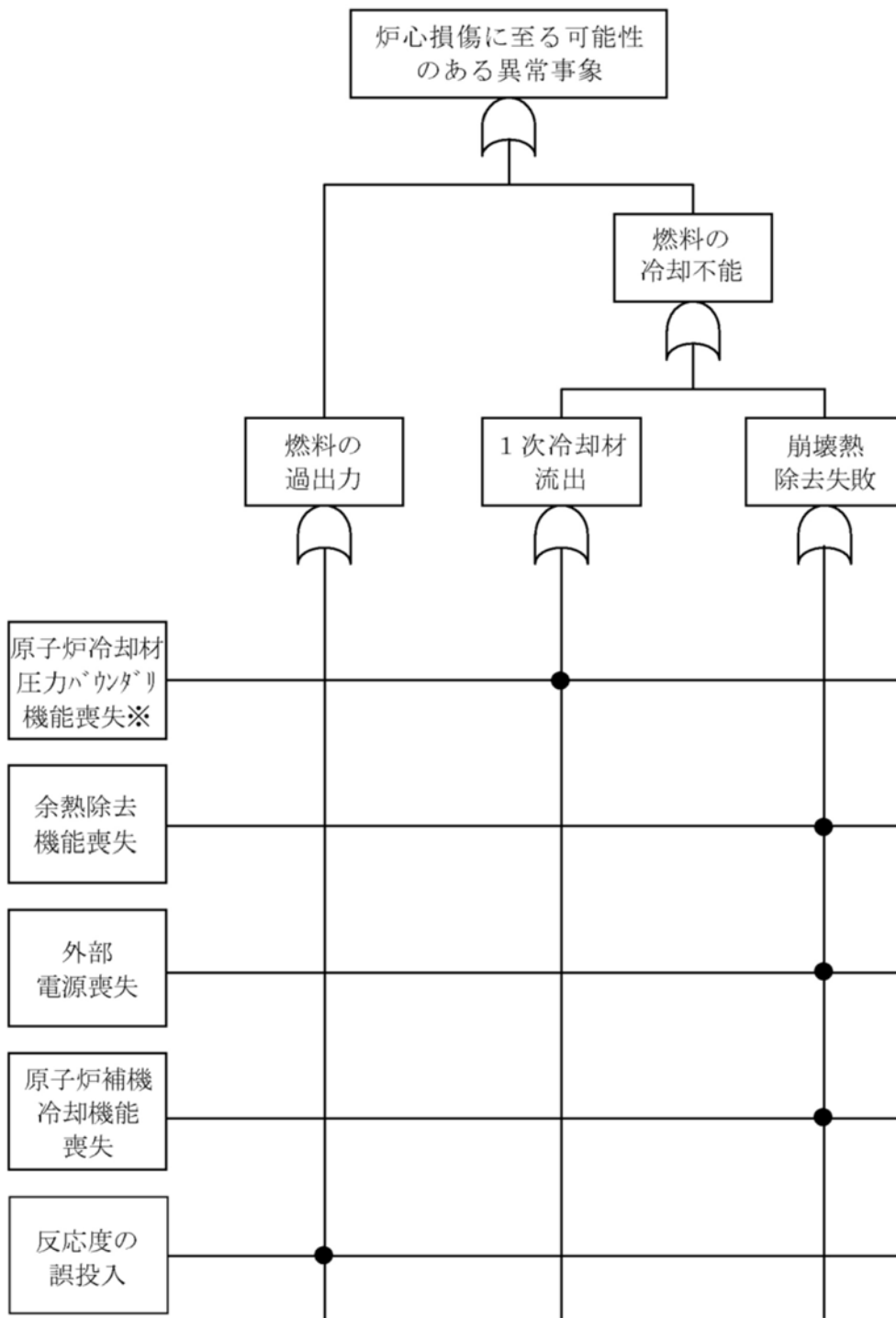
第 3.1.3.2-1 図 内部事象停止時レベル IPRA の評価フロー



第 3.1.3.2-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

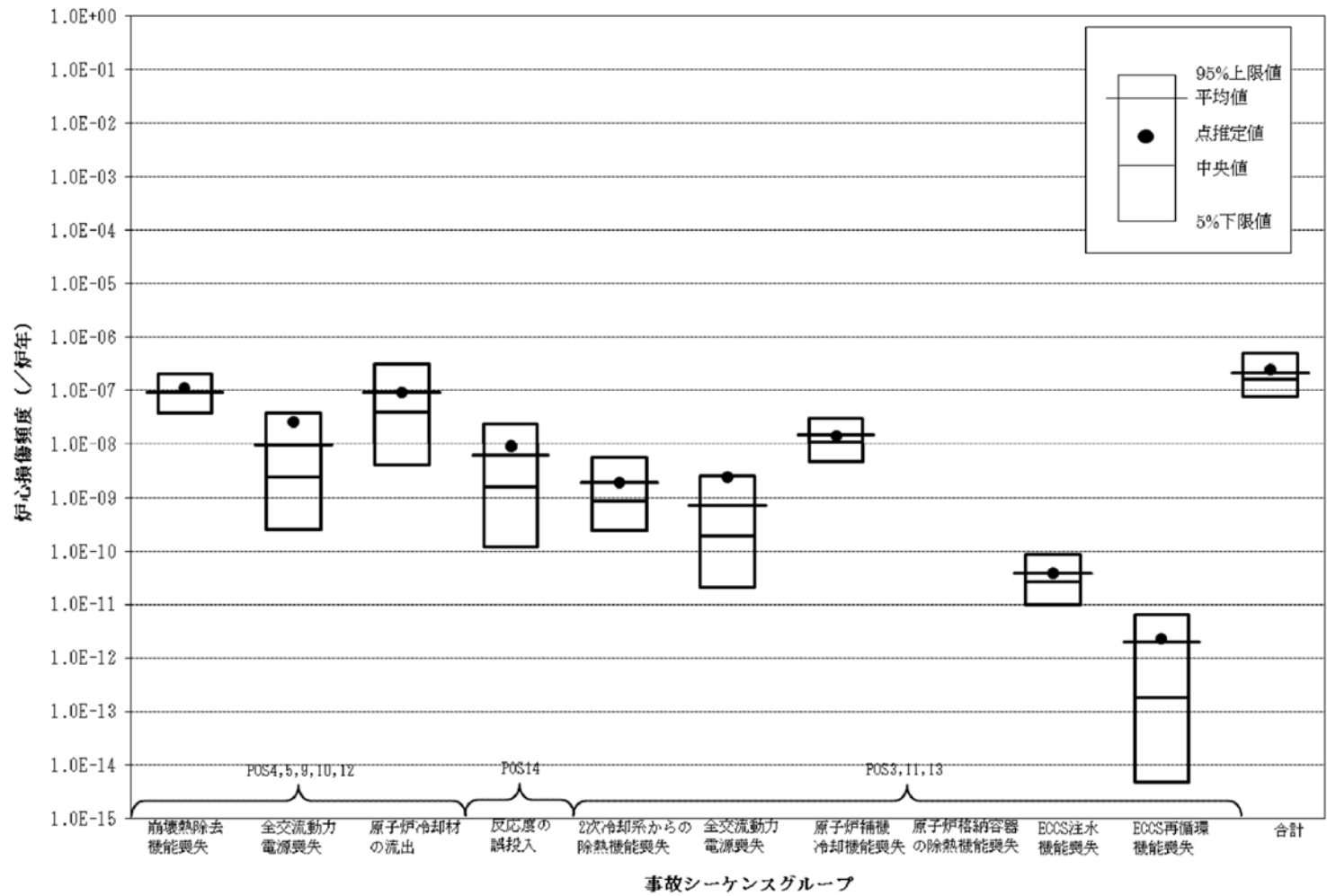


第 3.1.3.2-3 図 ミッドループ運転概要図



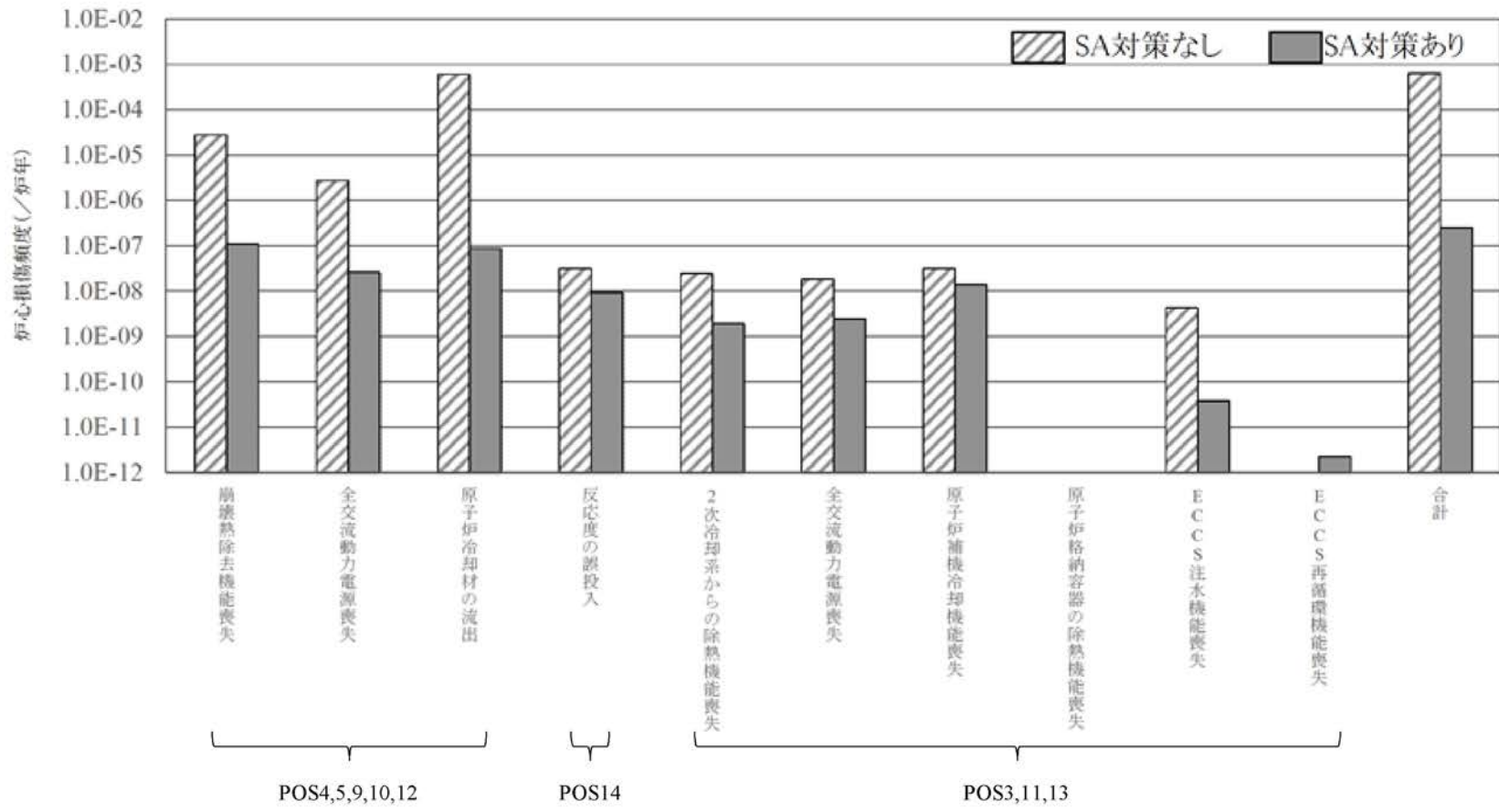
※原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失、オーバードレン、水位維持失敗を想定

第3.1.3.2-4図 炉心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



(注) 原子炉格納容器の除熱機能喪失の値はカットオフされた

第 3.1.3.2-5 図 不確かさ解析結果



第 3.1.3.2-6 図 SA 対策に係る感度解析

3.1.3.3 地震出力運転時 PRA

地震出力運転時 PRA は、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所に対する地震を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2015」(以下「地震 PRA 学会標準」という。)及びレベル 2PRA 学会標準を参考に評価を実施した。

なお、今回の地震出力運転時 PRA では、地震単独の影響のみを評価しており、地震に伴う津波(重畳事象)等は対象としていない。地震出力運転時レベル 1PRA の評価フローを第 3.1.3.3-1 図に示す。

(1) 評価に必要な情報の収集及び分析

内部事象出力運転時 PRA の 3.1.3.1(1)a.における収集及び分析に加え、以下を実施した。

a. サイト・プラント情報の収集・分析

(a) 耐震設計関連情報及び震害情報等の収集及び分析

地震出力運転時 PRA を実施するために、プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等の地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。また、地震出力運転時 PRA におけるモデル上の仮定の妥当性を確認するため、震害情報を確認している。具体例を以下に示す。

- ・地震出力運転時 PRA では主給水系や常用電源など耐震性の低い設備は必ず損傷するとの仮定に対し、例えば新潟県中越沖地震では主変圧器などの耐震クラスが低い設備の損傷が確認された事例を確認している。
- ・地震後の外部支援の困難さを考慮して評価期間を 7 日間としている仮定に対し、例えば東北地方太平洋沖地震では、サイト外も含めた広範囲の地域で地震による被災があったことを確認している。
- ・地震発生後の運転員操作に期待している仮定に対し、新潟県中越沖地震後、運転員操作によってプラントの停止操作が実施されていることを確認している。

地震出力運転時 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源を第 3.1.3.3-1 表に示す。

(b) プラントウォークダウン

地震出力運転時PRAでは、机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のため、地震出力運転時PRAの観点から重要な建屋・構築物、システム、機器(以下「SSC」という。)を対

象にプラントワークダウン(インタビュー含む)を実施した。

地震出力運転時PRAにおいて調査対象とするSSCを第3.1.3.3-2図及び第3.1.3.3-3図のフローに従い選定し、第3.1.3.3-4図に示すチェックシートを用い、主に以下について確認を行った。

- ・耐震安全性の確認
- ・地震後のアクセス性及び現場操作の確認
- ・地震出力運転時 PRA で特別に考慮するモデル化の前提条件

プラントワークダウンの結果、地震出力運転時PRAの実施に必要な基本的な情報について、構築したPRAモデル及び検討したシナリオに影響を与える要因はないことを確認した。

b. 事故シナリオの同定

(a) 本評価における仮定

本評価における事故シナリオの同定は、主に以下の仮定に基づき実施している。

- ・耐震性の低い以下の設備は必ず損傷する。
 - 常用電源系(但し、外部電源には期待する)
 - 主給水系
 - 常用系の2次系の水源
 - 所内用空気系
 - 制御用空気系 C ヘッド
 - 主蒸気圧力制御系(主蒸気隔離弁下流)
 - タービントリップ信号
- ・地震出力運転時 PRA では地震加速度が増加するにつれ、安全機能や緩和機能を有する機器が複数同時に損傷することが考えられるため、

後述のとおり、イベントツリーにおいて複数機器が同時に損傷する場合を考慮して評価を行った。

- ・評価の対象とする地震動の強さは、常用系で耐震クラスの低い主給水系の機器損傷による「主給水流量喪失事象の発生以上の規模」(地震加速度 0.2G 以上)とし、これ以上の地震では少なくとも「主給水流量喪失」が発生するとした。ここで、0.2G は内部事象出力運転時 PRA で起因事象としてカウントされる事象発生実績とのダブルカウントを避けるために設定した加速度であり、地震により緩和系の機能に影響するとは考えにくい地震加速度高の設定値付近を目安として定めたものである。

(b) 事故シナリオの概括的な分析・設定

収集したプラント関連情報及びプラントワークダウンによって得られた情報を用いて、事故シナリオを広範に分析し、炉心損傷及び格納容器機能喪失に至る事故シナリオを選定した。

イ 炉心損傷に至る事故シナリオの分析

地震出力運転時レベル 1PRA では、収集したプラント関連情報及びプラントワークダウンによって得られた情報を用いて、事故シナリオを広範に分析し、炉心損傷に至る事故シナリオを選定した。事故シナリオの選定に当たっては、地震起因による安全機能を有する SSC の損傷が直接炉心損傷事故に繋がる事故シナリオだけでなく、安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化の影響を考慮した。

選定した事故シナリオのうち、安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化の影響を考慮した場合の事故シナリオについてはスクリーニングを行い、安全機能を有する SSC の損傷が直接炉心損傷事故に繋がる事故シナリオと合わせて事故シナリオの明

確化を行った。安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化等の影響を考慮した事故シナリオに対するスクリーニングの内容を第 3.1.3.3-2 表に示す。スクリーニングの結果、以下の事故シナリオが評価対象となった。

- ・本震による炉心損傷事故に直接的に繋がり得る事故シナリオ
- ・本震による炉心損傷事故に間接的に繋がり得る事故シナリオ
- ・SA 対策を考慮すべき事故シナリオ

ロ 格納容器機能喪失に至る事故シナリオの分析

地震出力運転時レベル 2PRA では、地震を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスに対して、地震時特有の格納容器機能喪失に至る事故シナリオを考慮した上で、格納容器機能喪失に至る事故シーケンスの発生頻度を評価する。

第 3.1.3.3-3 表に地震時特有の格納容器機能喪失に至る事故シナリオの概括的な分析とスクリーニングのまとめを示す。スクリーニングの結果、以下の事故シナリオが評価対象となった。地震出力運転時レベル 2PRA の対象は本震による安全機能への直接的な影響によって炉心損傷に至る事故シーケンスであり、以下のような原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能への特有の影響が考えられる。

- ・地震動による原子炉格納容器本体の損傷
- ・地震動による格納容器隔離の失敗
- ・地震動による格納容器圧力抑制機能の喪失
- ・地震動による原子炉格納容器からの崩壊熱除去機能の喪失
- ・地震動による放射性物質抑制機能の喪失
- ・地震動によるその他の緩和手段の喪失

(c) 起回事象の分析

事故シーケンス評価を行うために、イ項において想定した事故シナリオを対象とし、事故シナリオの発生要因となる SSC を抽出し、地震動の強さに応じて発生する損傷規模を想定することにより、地震特有の要因による事故シナリオを以下のとおり分類した。

- ・建屋・大型構築物の損傷
- ・放射性物質格納機能の喪失(格納容器バイパス事象)
- ・1次系保有水維持機能の喪失(LOCA 事象)
- ・炉心冷却機能の喪失
- ・蒸気発生器除熱機能の喪失
- ・サポート機能の喪失
- ・反応度制御機能の喪失

その後、事故シナリオの包絡性、代表性、発生する可能性を考慮してグループ化とスクリーニングを行い、事故シーケンス評価で考慮すべき起回事象の分析を行った。

また、本項で対象とした起回事象は、(3)項の建屋・機器リストの作成において活用するとともに、(4)項においてモデル化の検討を行った。

イ 建屋・大型構築物の損傷

(イ) 原子炉建屋の損傷

損傷規模として、一部の部材が損傷する程度から構造的に大規模な損壊が生じることまで考えられるが、損傷時の影響分析が困難であるため詳細な分類はせず以下の起回事象とした。

- ・原子炉建屋損傷

(ロ) 原子炉格納容器の損傷

損傷規模として、一部の部材が損傷する程度から構造的に大規模

な損壊が生じることまで考えられるが、損傷時の影響分析が困難であるため詳細な分類はせず、以下の起回事象とした。

・原子炉格納容器損傷

(ハ) 原子炉補助建屋の損傷

建屋内の機器の機能喪失を想定した。本事象は、起回事象として扱わず、(4) d. (a) に示すフォールトツリーにてモデル化を行った。

ロ 放射性物質格納機能の喪失(格納容器バイパス事象)

(イ) 蒸気発生器伝熱管破損(1本破損～複数本破損)

蒸気発生器伝熱管の1本破損に対しては緩和系が有効であるが、複数本破損した場合には緩和系による炉心損傷防止が無効になる。したがって、起回事象としては緩和系が有効な破断本数と、緩和系が無効になる複数本破損の2種類の分類となる。但し、評価上、蒸気発生器の伝熱管の破損本数を特定する事が困難であることから、保守的に複数本破断にまとめて、以下の起回事象とした。

・蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損)

(ロ) インターフェイスシステム LOCA

インターフェイスシステム LOCA については、地震により複数の電動弁などが同時に誤開するような事象は稀有であると考えられるため、本起回事象は対象外とした。稀有な事象であると判断した理由は以下のとおりである。

電動弁の損傷モードには、「機能損傷」と「構造損傷」がある。一般的に地震による電動弁の機能損傷発生時には、弁の開閉動作が適切に実施できなくなり、地震発生前の状態となる。そのため、地震発生時に閉状態の弁は、機能損傷した場合でも閉状態を維持することとなる。加えて、余熱除去系隔離弁は出力運転中に電源断運用されてお

り、電気盤の誤作動を考えた場合でも、当該弁は閉状態が維持される。

構造損傷については、厚肉構造の弁の構造損傷に比べ薄肉構造の配管の構造損傷の方が先行して発生する。また、隔離弁は閉弁時、規定トルクで弁体を弁座に食い込ませシール機能を維持させている。そのため、配管の構造損傷に先行して隔離機能が損なわれる事は考えにくい。したがって、地震により弁の内部破損のような構造損傷が発生し、インターフェイスシステム LOCA が発生するよりも、配管の構造損傷の方が先行して発生し、LOCA 事象になると考えられる。

ハ 1 次系保有水維持機能の喪失 (LOCA 事象)

(イ) 1 次冷却材圧力バウンダリの損傷

LOCA の緩和に必要な ECCS の組合せにより、起因事象が分類される。内部事象出力運転時 PRA では LOCA に対する成功基準の違いから、極小 LOCA、小破断 LOCA、中破断 LOCA、大破断 LOCA に分類している。地震出力運転時 PRA では、これに加え、大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (以下「Excess LOCA」という。)が発生する可能性を考慮した。なお、極小 LOCA については、成功基準の観点で小破断 LOCA に包絡されるため、小破断 LOCA で代表している。以上より、LOCA に係る起因事象として以下を選定した。

- ・Excess LOCA
- ・大破断 LOCA
- ・中破断 LOCA
- ・小破断 LOCA

ニ 炉心冷却機能の喪失

(イ) 1 次冷却材の流量喪失 (バウンダリ内での変形)

1 次冷却材バウンダリ内での変形による 1 次系流路閉塞を想定する。

本事象は、起因事象として扱わず、2次冷却系からの除熱機能及び ECCS 注入機能が喪失するものとして(4) d. (a)に示すフォールトツリーにてモデル化を行った。

ホ 蒸気発生器除熱機能の喪失

(イ) 主蒸気系の損傷

主蒸気隔離弁より下流は耐震性が低いため、全ループの蒸気発生器除熱機能が喪失することを想定し、以下の起因事象とした。

- ・主蒸気管破断(主蒸気隔離弁下流)

主蒸気隔離弁の上流は耐震性が高く、配管の損傷する本数を特定することが困難であるため、1ループ破断相当である以下の起因事象とした。

- ・主蒸気管破断(主蒸気隔離弁上流)

(ロ) 主給水系の損傷

主給水逆止弁より上流は耐震性が低いため、全ループの蒸気発生器除熱機能が喪失することを想定し、以下の起因事象とした。

- ・主給水流量喪失

主給水逆止弁の下流は耐震性が高く、配管の損傷する本数を特定することが困難であるため、1ループ破断相当である以下の起因事象とした。

- ・主給水管破断

ヘ サポート機能の喪失

(イ) 外部電源喪失

外部電源系が機能喪失する場合に対し、以下の起因事象とした。

- ・外部電源喪失

(ロ) 制御設備の損傷による安全系の制御機能喪失

主要電気盤など、複数の信号系損傷に関連する設備の機能喪失を想定した。本事象は、起因事象として扱わず、影響があるシステムごとに(4) d. (a)に示すフォールトツリーにてモデル化を行った。

(ハ) 原子炉補機冷却機能の喪失

原子炉補機冷却水系の A ヘッド、B ヘッド及び C ヘッドの高耐震部の損傷については、いずれにおける機器及び配管の損傷についても隔離に期待できないものとし、原子炉補機冷却機能の全喪失に至るものとする。低耐震部を含む場合は隔離に期待し、隔離に失敗した場合には原子炉補機冷却機能の全喪失に至るものとする。なお、低耐震部の隔離に成功した場合、1 次冷却材ポンプのサーマルバリアの冷却は維持されるため、RCP シールリーク又は RCP シール LOCA の発生は考慮しない。

また、原子炉補機冷却海水系の損傷については原子炉補機冷却機能の全喪失に至るため、原子炉補機冷却機能の全喪失で評価する。以上を想定し以下の起因事象とした。

- ・原子炉補機冷却機能の全喪失

(ニ) 複数の弁の機能喪失

弁の損傷については、ある種類の弁が損傷した場合、機能に期待する全ての弁の機能が喪失するものとして評価する。本事象は、起因事象として扱わず、影響があるシステムごとに(4) d. (a)に示すフォールトツリーにてモデル化を行った。

ト 反応度制御機能の喪失

- (イ) 原子炉トリップ信号の発信失敗による制御棒挿入失敗(全挿入失敗)

原子炉トリップ信号の発信失敗により制御棒の全挿入に失敗するため、以下の起因事象とした。

・ATWS

(ロ) 制御棒挿入機構の変形による制御棒挿入失敗(一部挿入失敗～全挿入失敗)

損傷の規模によっては、制御棒の一部の挿入失敗に留まる可能性はあるが、損傷時の影響分析が困難であるため詳細な分類はせず、全挿入失敗を想定して、「(イ) 原子炉トリップ信号発信失敗による制御棒挿入失敗(全挿入失敗)」と同様の取扱いとした。

(2) 確率論的地震ハザード評価

本評価に使用している確率論的地震ハザードは、玄海原子力発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書(平成 29 年 1 月補正)において、基準地震動の超過確率を参照したものである。

a. 評価方針

確率論的地震ハザード評価については、日本原子力学会(2007)の方法に基づき、以下の流れで検討した。

b. ハザード評価

(a) 震源モデルの設定

震源モデルは、以下に示す特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。

イ 特定震源モデル

基本的に玄海原子力発電所敷地から 100km 程度以内にある「新編日本の活断層」に掲載されている確実度 I 及び II の活断層、地震調査研究推進本部の長期評価等を踏まえてモデル化し、敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層については、敷地周辺の地質調査結果に基づいてモデル化した。

特定震源モデルは、活動度に応じて奥村・石川(1998)に基づき設定した年平均変位速度と、断層長さから松田(1975)の関係式により求めた一回の地震によるすべり量を用いて平均発生頻度を設定し、ポアソン過程により発生確率を評価する。活動度が不明な場合は、海域の活断層は活動度 B 級、陸域の活断層は活動度 C 級とする。

第 3.1.3.3-5 図に敷地周辺の活断層の図を、第 3.1.3.3-4 表に主要な活断層の震源モデルの諸元を示す。また、第 3.1.3.3-6 図に主要な活断

層の応答スペクトルを示す。

第 3.1.3.3-7 図にその他の活断層の図を、第 3.1.3.3-5 表にその他の活断層の諸元を示す。

なお、プレート間地震及び海洋プレート内地震は、玄海原子力発電所から震源域まで 100km 以上の距離があるため、プレート間地震及び海洋プレート内地震による揺れの影響は内陸地殻内地震による揺れよりも小さいと判断し、モデル化の対象としない。

ロ 領域震源モデル

領域震源モデルについては、萩原(1991)及び垣見ほか(2003)の領域区分に基づき、サイトから 100km 以内の領域を対象とし、各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値等をもとに設定した。第 3.1.3.3-8 図に萩原(1991)及び垣見ほか(2003)の領域区分の図を示す。また、第 3.1.3.3-9 図に玄海原子力発電所周辺の各領域区分と地震発生状況の図を示し、これに対応する各領域の諸元を第 3.1.3.3-6 表に示す。参考として地域ごとの地震規模別発生頻度の評価及び b 値に関する図を第 3.1.3.3-10 図に示す。

(b) 地震動伝播モデルの設定

地震動伝播モデルとしては Noda et al.(2002)による距離減衰式を用いる。基準地震動の策定では、玄海原子力発電所の敷地地盤で得られた地震観測記録の分析により、Noda et al.(2002)による応答スペクトルよりも敷地における揺れは小さい傾向にあることを確認しているものの、安全側に観測記録に基づく距離減衰式の補正を考慮していない。確率論的地震ハザード評価では、ロジックツリーにおいて地震観測記録との補正の有無を考慮する。第 3.1.3.3-11 図に観測記録による補正に関する図を示す。

また、基準地震動の策定では、地質調査結果、地震観測記録及び微

動アレイ探査結果等により、地下構造に特異な増幅特性が見られないことから、地下構造は水平成層とする。解放基盤表面の S 波速度は 1.35km/s、P 波速度は 3.0km/s と設定する。

(c) ロジックツリーの作成

日本原子力学会(2007)に示される専門家活用水準 1 を採用し、震源モデル及び地震動伝ばモデルの設定において、選定した認識論的不確かさの要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を考慮して、ロジックツリーを作成した。考慮した不確かさを第 3.1.3.3-7 表に示す。特に敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層(竹木場断層、城山南断層)については、基準地震動策定における基本震源モデル及び不確かさを考慮した震源モデルをロジックツリーに展開し、評価した。作成したロジックツリーを第 3.1.3.3-12 図に、ロジックツリーの分岐の根拠及び重みの考え方を第 3.1.3.3-8 表に示す。

c. ハザード曲線の作成

(a) 地震ハザード曲線

上記により作成した平均地震ハザード曲線を第 3.1.3.3-13 図に、特定震源モデルによる平均地震ハザード曲線の内訳を第 3.1.3.3-14 図に示す。第 3.1.3.3-14 図より、特定震源の平均地震ハザード曲線において、竹木場断層による地震の寄与度が高い。また、フラクタイル地震ハザード曲線を第 3.1.3.3-15 図に示し、距離減衰式に対する観測記録による補正の有無を第 3.1.3.3-16 図、第 3.1.3.3-17 図に示す。

(b) 一様ハザードスペクトル

基準地震動の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルの比較を第 3.1.3.3-18 図に示す。基準地震動 S_s の年超過確率は、

10^{-4} ～ 10^{-5} 程度となっている。また、一様ハザードスペクトルの算出のもととなる周期ごとの平均地震ハザード曲線を第 3.1.3.3-19 図に示す。特定震源＋距離減衰式に対する平均地震ハザード曲線、領域震源＋距離減衰式に対する平均地震ハザード曲線及び全体のロジックツリーによる平均地震ハザード曲線を比較したものを第 3.1.3.3-20 図に示す。 10^{-3} よりも小さい年超過確率においては、特定震源が領域震源よりも寄与度が高い。

(c) フラジリティ評価用地震動

フラジリティ評価用地震動は年超過確率 10^{-4} の一様ハザードスペクトルに適合する模擬波とし、経時特性を基準地震動の策定と同様に Noda et al.(2002)に基づき地震規模 $M=7.0$ 、等価震源距離 $X_{eq}=10\text{km}$ とした。年超過確率 10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬波を第 3.1.3.3-21 図に示す。

(3) フラジリティ評価

a. 評価対象SSCの選定

(1) b. (c)にて選定した起因事象の要因となる機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係るSSCを抽出し、地震PRAで対象となる建屋・機器リストを作成した。

なお、建屋、機器の選定に際しては、内部事象PRAで作成した機器リストをベースに、地震特有の事故シナリオから選定される機器を追加した。第3.1.3.3-9表に評価対象とした建屋・機器の選定方法を、第3.1.3.3-10表に建屋・機器リストの例を示す(後述のフラジリティデータを合わせて記載)。

b. 建屋のフラジリティ

(a) 評価対象及び損傷モードの設定

イ 評価対象物の設定

建屋のフラジリティ評価の対象は、評価対象機器を設置する建屋として、原子炉格納容器、原子炉周辺建屋(PCCV、I/C、RE/B)及び原子炉補助建屋(A/B)とする。

各建屋の概略平面図及び概略断面図を参考資料に示す。

ロ 損傷モード及び部位の設定

建屋の要求機能喪失に繋がる支配的な構造的損傷モード及び部位として、建屋の崩壊シーケンスを踏まえ、層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定することを基本とするが、建屋の応答性状、構造形式、構造種別及び形状を考慮し、適切な構造的損傷モードを選定する。

具体的には、基本である壁式構造については、損傷モードとして壁のせん断破壊を選定するが、ラーメン構造については、損傷モードとして柱の曲げ破壊を選定する。また、鉄筋コンクリート造の場合、壁のせん断破

壊を選定する。なお、鉄筋コンクリート造であっても、アスペクト比が大きい構造物で、せん断破壊ではなく曲げ破壊が先行する可能性が高い場合は、損傷モードとして曲げ破壊を選定する。

(b) フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法(応答解析に基づく方法)」を選択した。評価手法は地震PRA学会標準に準拠した手法とする。

(c) フラジリティ評価上の主要な仮定

イ 考慮する不確かさ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確かさ β_R 及び認識論的不確かさ β_U については、地震PRA学会標準に基づき評価する。考慮する不確かさ要因の例を第3.1.3.3-11表に示す。

ロ 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、RC造部は耐震壁のせん断破壊の程度を表すことができる指標としてせん断ひずみを選定する。

(d) フラジリティ評価における耐力情報

RC造部については、せん断破壊が先行する部材については、現実的耐力である損傷限界時のせん断ひずみの平均値と変動係数は、地震PRA学会標準に示された実験結果に基づく値を用いることとし、対数正規分布を仮定する。実験結果に基づく値を第3.1.3.3-12表に示す。また、曲げ破壊が先行する部材については、現実的耐力である損傷限界時の曲げモーメントは、「原子力発電所耐震設計技術指針JEAG4601-1991追補版((社)日本電気協会)」のM- ϕ スケルトンカーブのM3評価式によって得られた値に対して、実験値と計算値の比のばらつきを考慮して得られた値を用いることとし、対数正規分布を仮定する。

(e) フラジリティ評価における応答解析

現実的応答については、現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行う。現実的な物性値は地震PRA学会標準に基づき算出し、対数正規分布を仮定する。RC造部の損傷評価の指標である耐震壁のせん断ひずみに対しては、水平動が支配的であることから、水平動による評価を行うこととした。

イ 入力地震動

入力地震動は、玄海原子力発電所の年超過確率 10^{-4} の一樣ハザードスペクトルに適合するように作成した模擬波を係数倍して用いる。

ロ 現実的な物性値と応答解析モデル

応答解析に用いる現実的な物性値は、地震PRA学会標準に示された評価方法に基づき、設計で用いられた物性値を基に算出する。評価方法を第3.1.3.3-13表に示す。但し、この評価方法によって評価された現実的な物性値は確率分布として与えられ、それを直接用いて地震応答解析を実施することは困難であるため、2点推定法によって連続的な確率分布を離散化し、離散化された物性値を用いて地震応答解析を実施する。2点推定法によって算出した現実的な物性値を第3.1.3.3-14表に示す。玄海原子力発電所の地盤物性値を第3.1.3.3-15表に示す。原子炉格納容器及び原子炉周辺建屋並びに原子炉補助建屋の物性値をそれぞれ第3.1.3.3-16表及び第3.1.3.3-17表に示す。コンクリート強度 F_c に応じたコンクリートの弾性定数を第3.1.3.3-18表に示す。

フラジリティ評価用の応答解析モデルは、玄海4号機の既工事計画認可申請書(平成29年9月14日付け原規規発第1709141号にて認可)添付資料3-16(以下「既工認」という。)に記載のモデルをベースとして設定する。原子炉格納容器及び原子炉周辺建屋の解析モデル及び解析モ

デル諸元を第3.1.3.3-22図及び第3.1.3.3-19表～第3.1.3.3-22表に、原子炉補助建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第3.1.3.3-23図及び第3.1.3.3-23表及び第3.1.3.3-24表に示す。

ハ 解析ケース

応答のばらつきを求めるための確率論的応答解析では、コンクリート強度 F_c 、コンクリートの減衰定数 h 及び地盤のせん断波速度 V_s の3つの主要変動パラメータに対して2点推定法で得られた2つのサンプル点を全て組み合わせ、 $2^3=8$ ケースの解析を実施する。モデルの諸元と物性値の関係及び解析ケースを第3.1.3.3-25表及び第3.1.3.3-26表に示す。

ニ 現実的応答

現実的応答は地震PRA学会標準に準拠し対数正規分布を仮定し、確率論的応答解析結果より各ケースの重みを考慮して算出する。

(f) 建屋のフラジリティ評価結果

現実的耐力及び現実的応答よりフラジリティ曲線及びHCLPF (High Confidence Low Probability of Failure)を算出した。フラジリティ曲線は、入力加速度レベルごとに評価された損傷確率のうち、最大の損傷確率を示す部材を対象にフラジリティ曲線を評価した。ここで、損傷確率は現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。

選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は対数正規累積分布関数により近似し、信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出する。

HCLPFは信頼度95%フラジリティ曲線を基に算出した。原子炉格納容器及び原子炉周辺建屋並びに原子炉補助建屋のフラジリティ曲線を第3.1.3.3-24図～第3.1.3.3-26図に示す。なお、原子炉格納容器(I/C)については、入力レベルが $3,000\text{cm/s}^2$ であっても損傷確率が非常に小さく、フラジリティ曲線を近似評価することはできないレベルである。