

第3.1.3.1-51表 事故進展解析の解析条件

PDS	起回事象	高圧注入	低圧注入	蓄圧注入	格納容器スプレイ注入	高圧再循環	低圧再循環	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と格納容器内気圧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
ラブ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(℃)	原子炉格納容器圧力 (MPa[gage])	ベースマット侵食深さ(mm)	水素濃度 (vol%) (ウェット条件)	水蒸気濃度(vol%)	水素濃度 (vol%) (ウェット条件) Zr-水反応割合75% ^{*2}	水素濃度 (vol%) (ウェット条件)	水蒸気濃度(vol%)	水素濃度 (vol%) (ウェット条件) Zr-水反応割合75% ^{*2}	水素濃度 (vol%) (ウェット条件)	水蒸気濃度(vol%)	水素濃度 (vol%) (ウェット条件) 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	配管クリープ破損	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	HPI	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評価により溶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	ベースマット溶融貫通	BM	事故進展解析結果の熱水力挙動及び溶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溶融炉心分散、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実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	1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実さ分布を設定し、APET評価値の不確実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実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評価値の不確実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より固定値を設定する。	DET評価 固定値
15	CV雰囲気直接加熱	DCH	DET評価値の不確実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より固定値を設定する。	DET評価 固定値
16	CV直接接触	MA	工学的判断より固定値を設定する。	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より固定値を設定する。	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評価値の不確実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より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より固定値を設定する。	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より固定値を設定する。その他の条件については工学的判断より固定値を設定する。	離散分布 固定値
23	ベースマット溶融貫通	BM	工学的判断より固定値を設定する。	固定値
24	CV過温破損	OT	工学的判断より固定値を設定する。	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 (ベースマット溶融貫通)	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 ジェティッ ク)	炉心損傷後	③-a	F3A	$\alpha、\gamma、\gamma'、\gamma''、$ $\eta、\sigma、\mu$	S**／T** ($\sigma、\mu$ モード) 全て ($\alpha、\gamma、\gamma'、\gamma''、\eta$ 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	$\varepsilon、\tau、\delta$	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 不確実さ解析結果(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	エナジェ 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 (ベースマツト溶融貫通)	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 (格納容器露出気直接加熱)	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 $\left[\begin{array}{l} \text{(装荷比率)} \\ \text{ウラン燃料:3/4} \\ \text{MOX 燃料:1/4} \end{array} \right]$	
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*2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*3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:米国 Regulatory Guide 1.195 “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light-Water Nuclear Power Reactors”

*3: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ベ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)

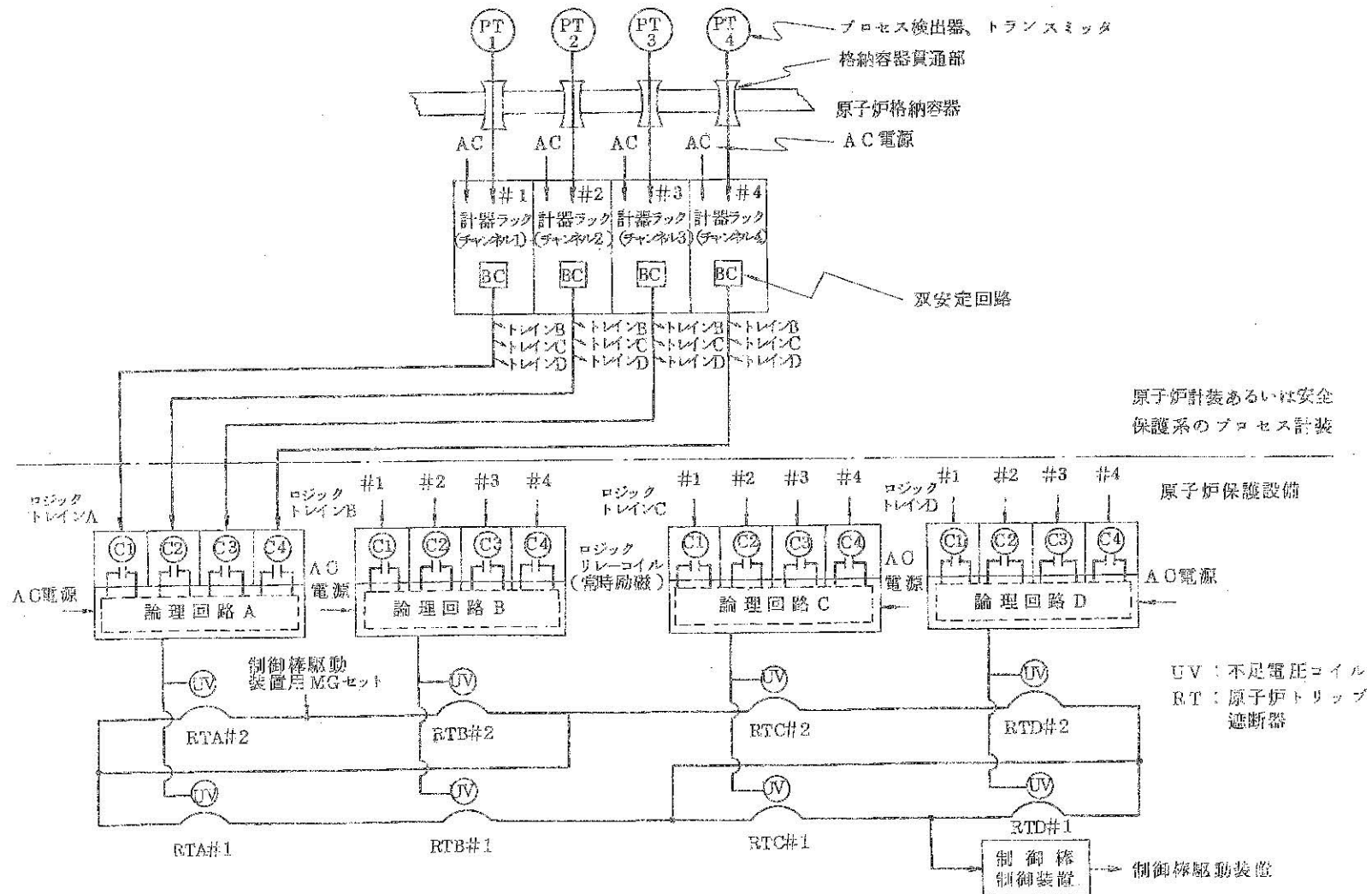
同位体	放出放射エネルギー(Bq)
Rb-86	約 2.2E+10
Cs-134	約 1.3E+12
Cs-136	約 4.9E+11
Cs-137	約 8.6E+11

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

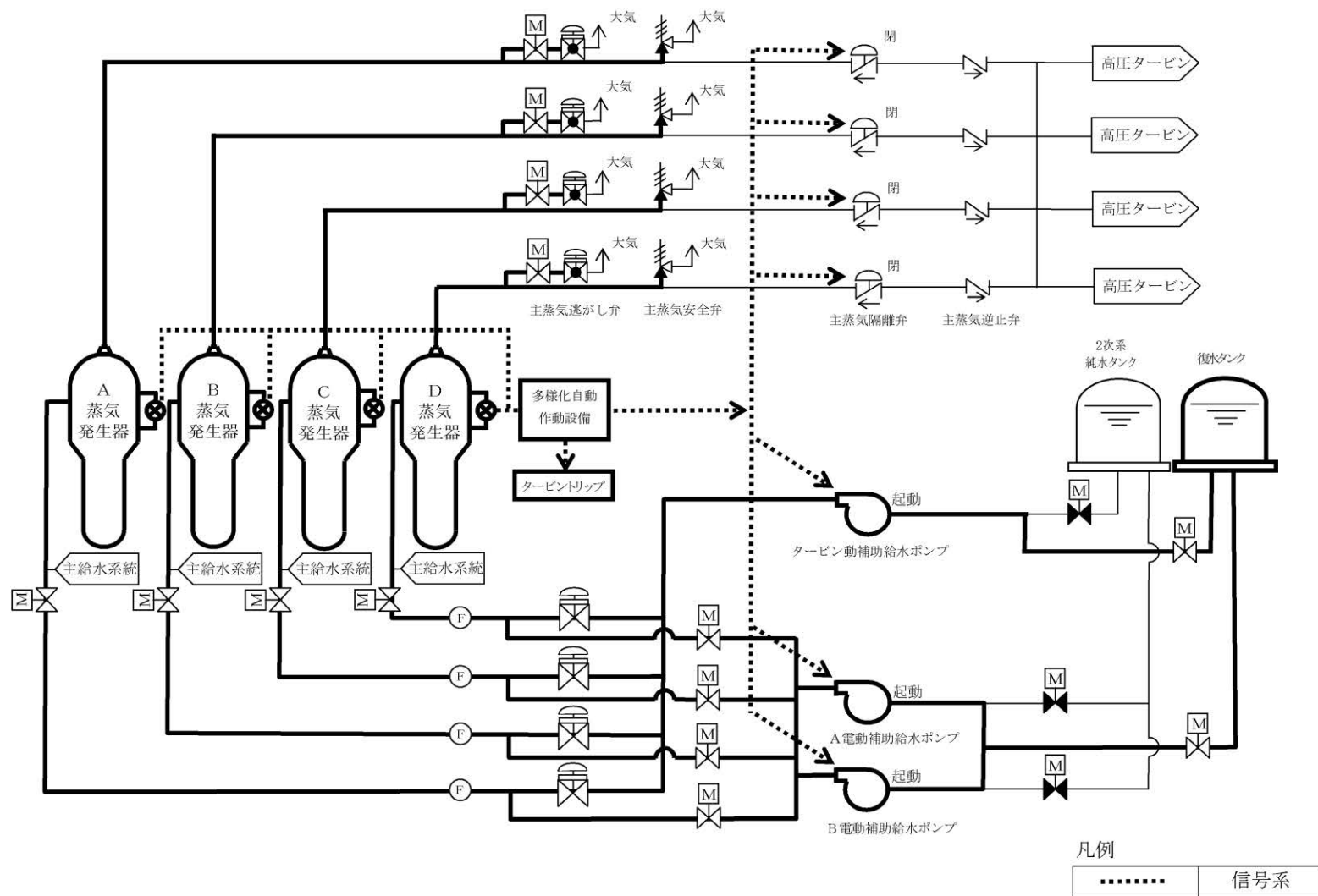
第3.1.3.1-74表 不確実さ解析結果(Cs-137放出量)

		放出量(TBq)
ベースケース		0.86
不確実さ解析	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

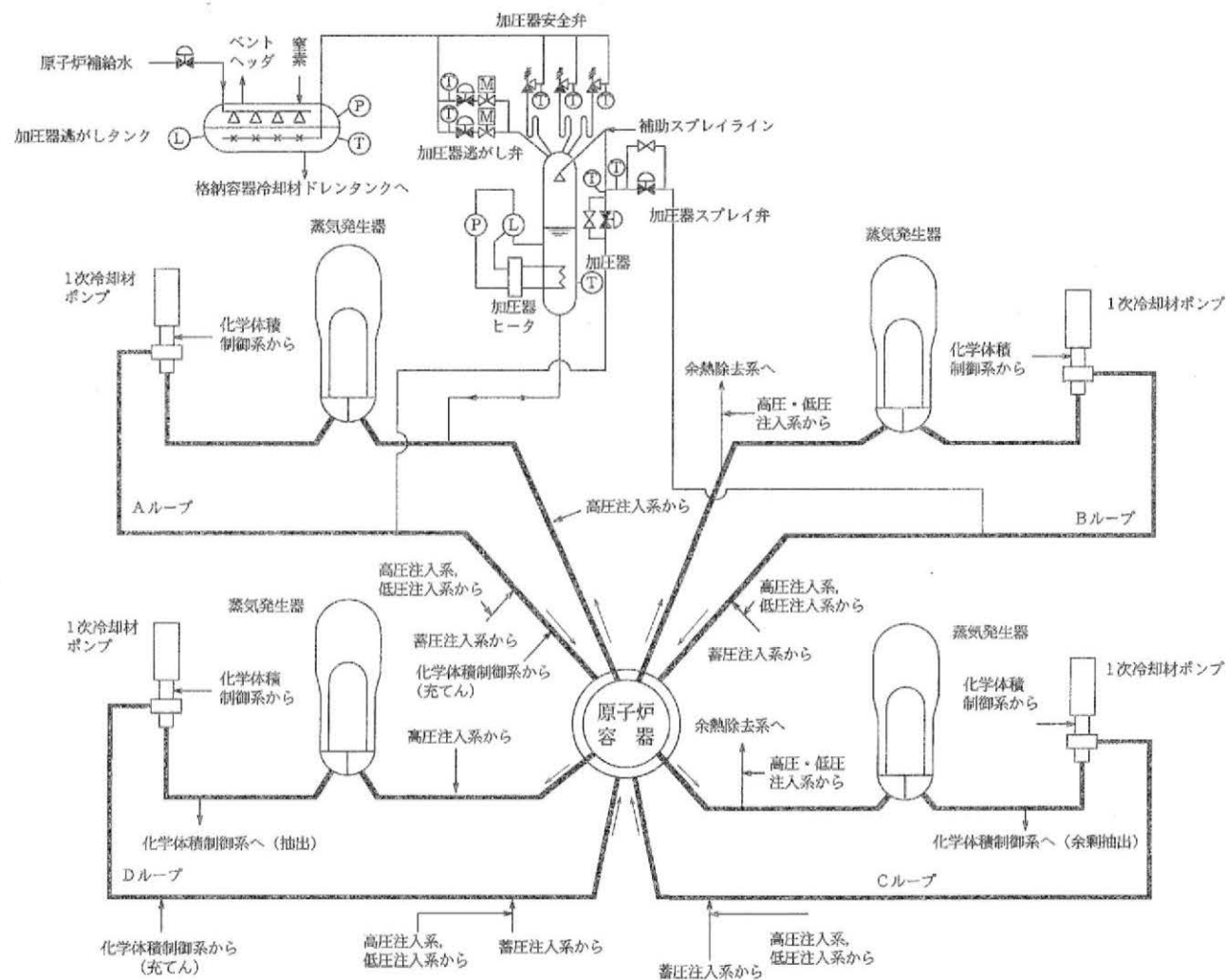


第 3.1.3.1-1 図 原子炉保護設備概略図

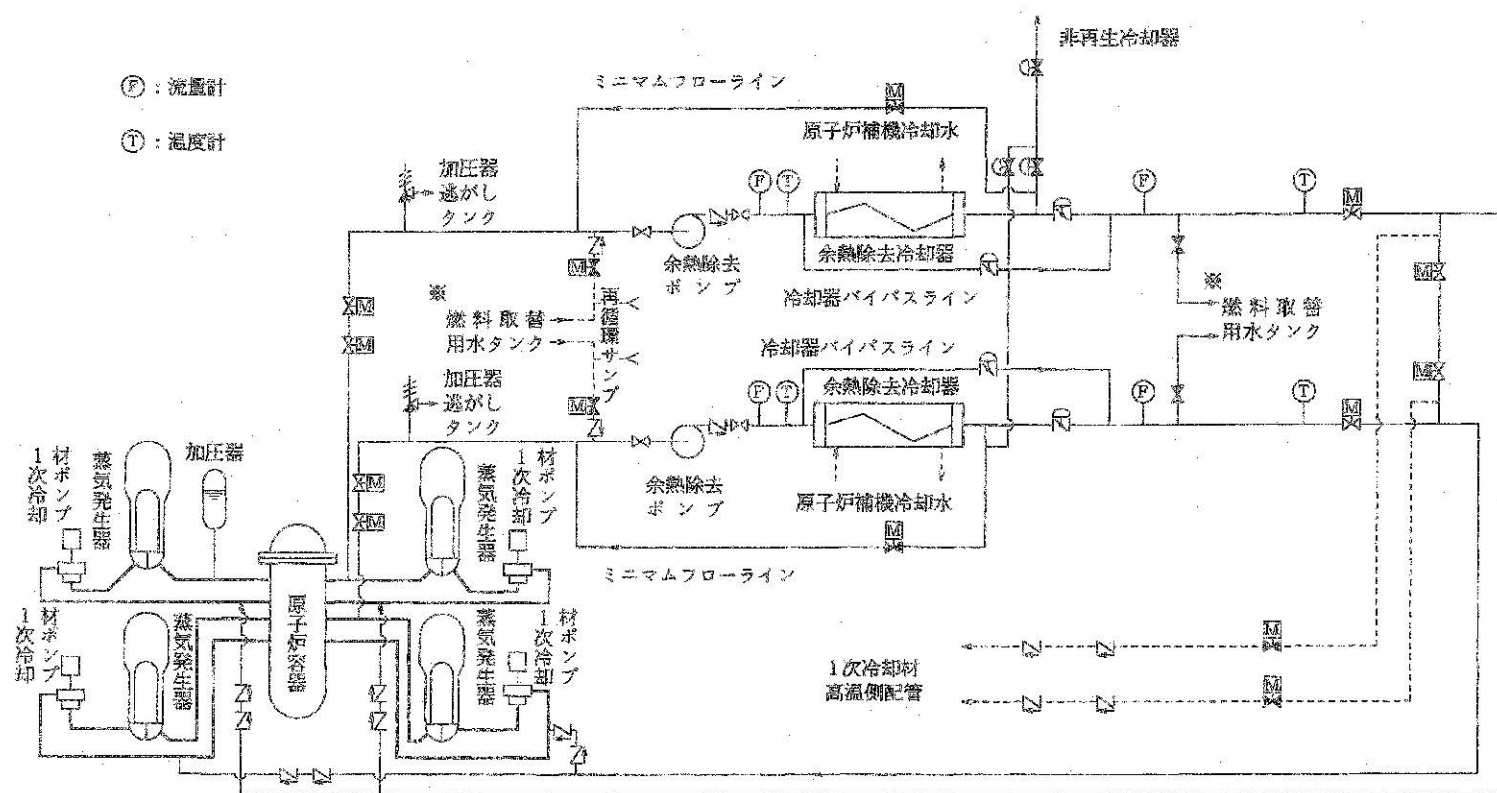
第 3.1.3.1-2 図 化学体積制御設備系統説明図



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)

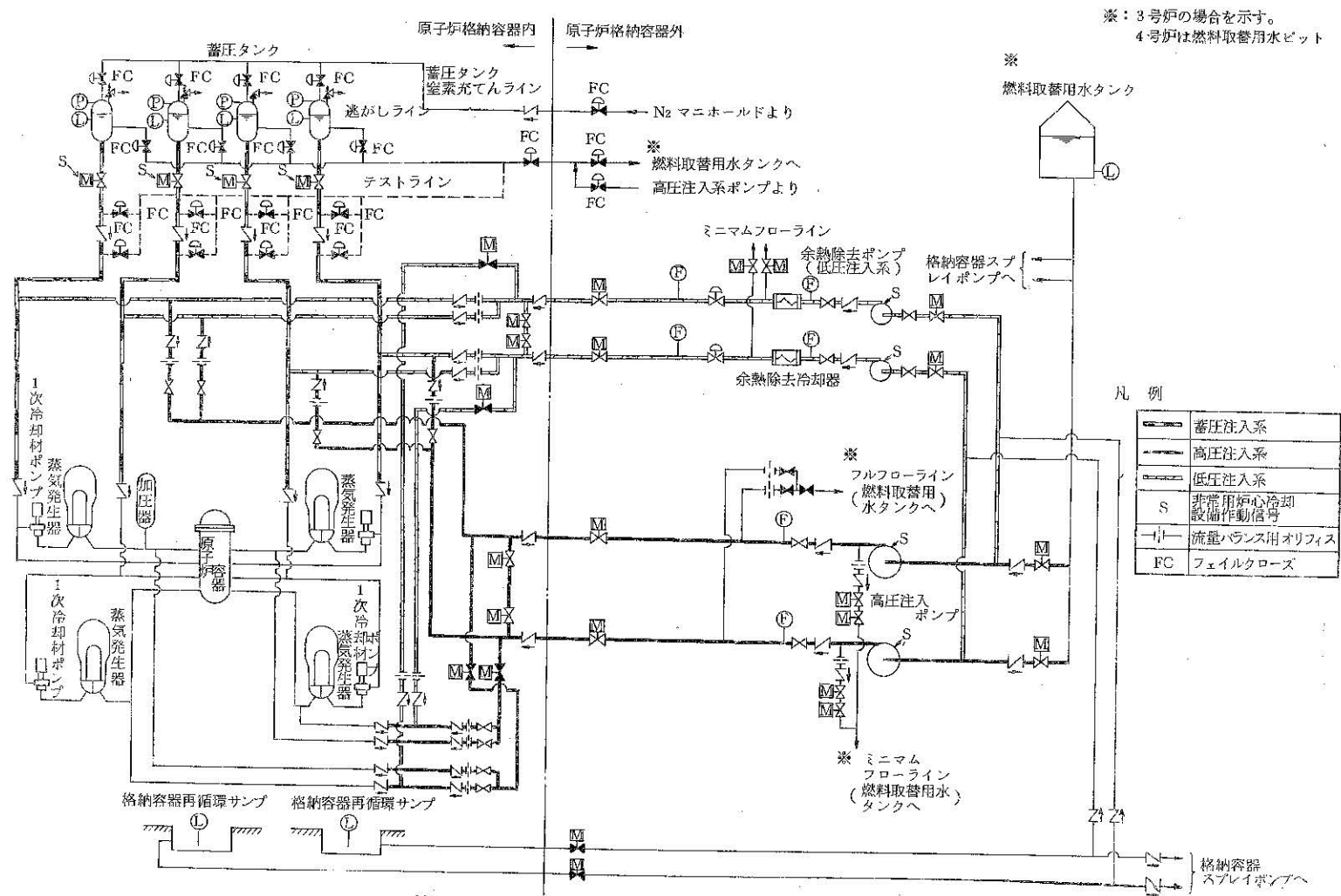


第 3.1.3.1-4 図 1 次冷却設備系統説明図

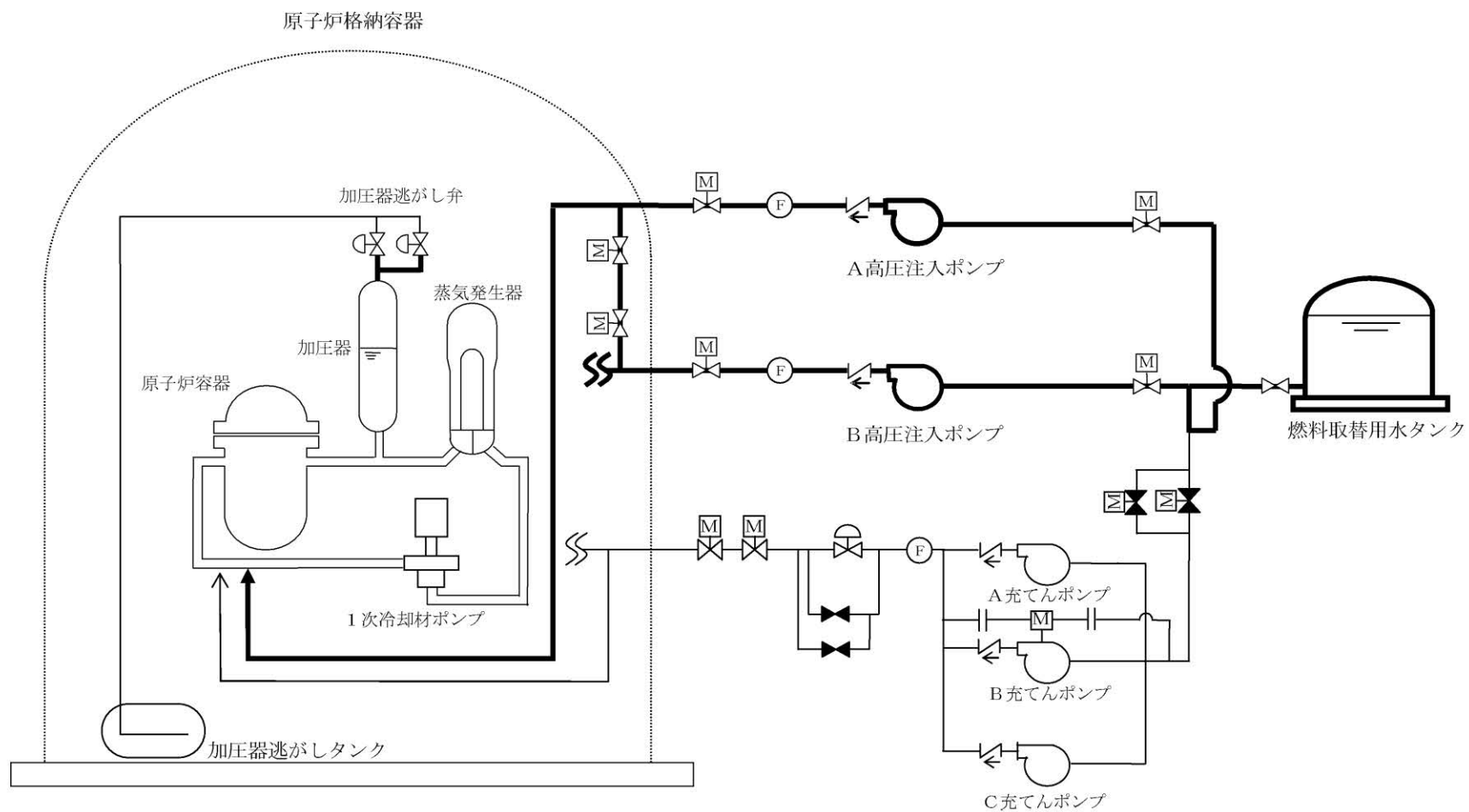


※ : 3号炉の場合を示す。4号炉は燃料取替用水ビット

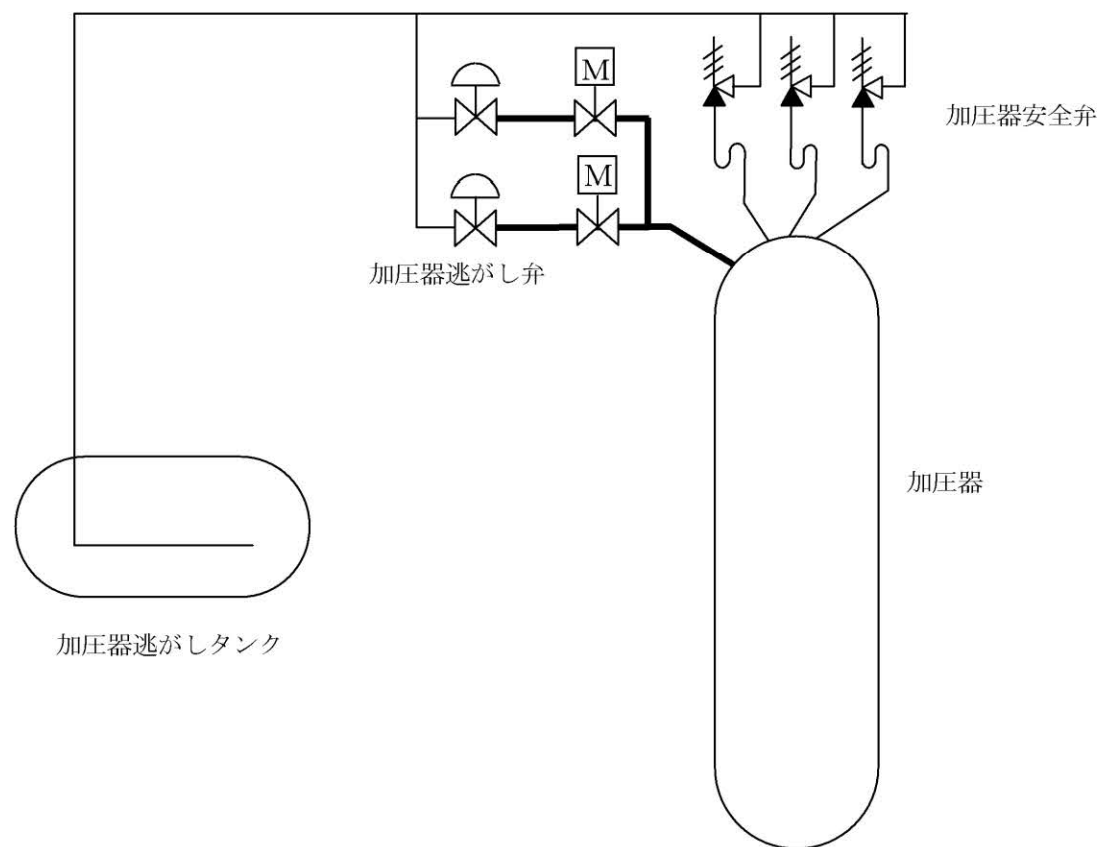
第 3.1.3.1-5 図 余熱除去設備系統説明図



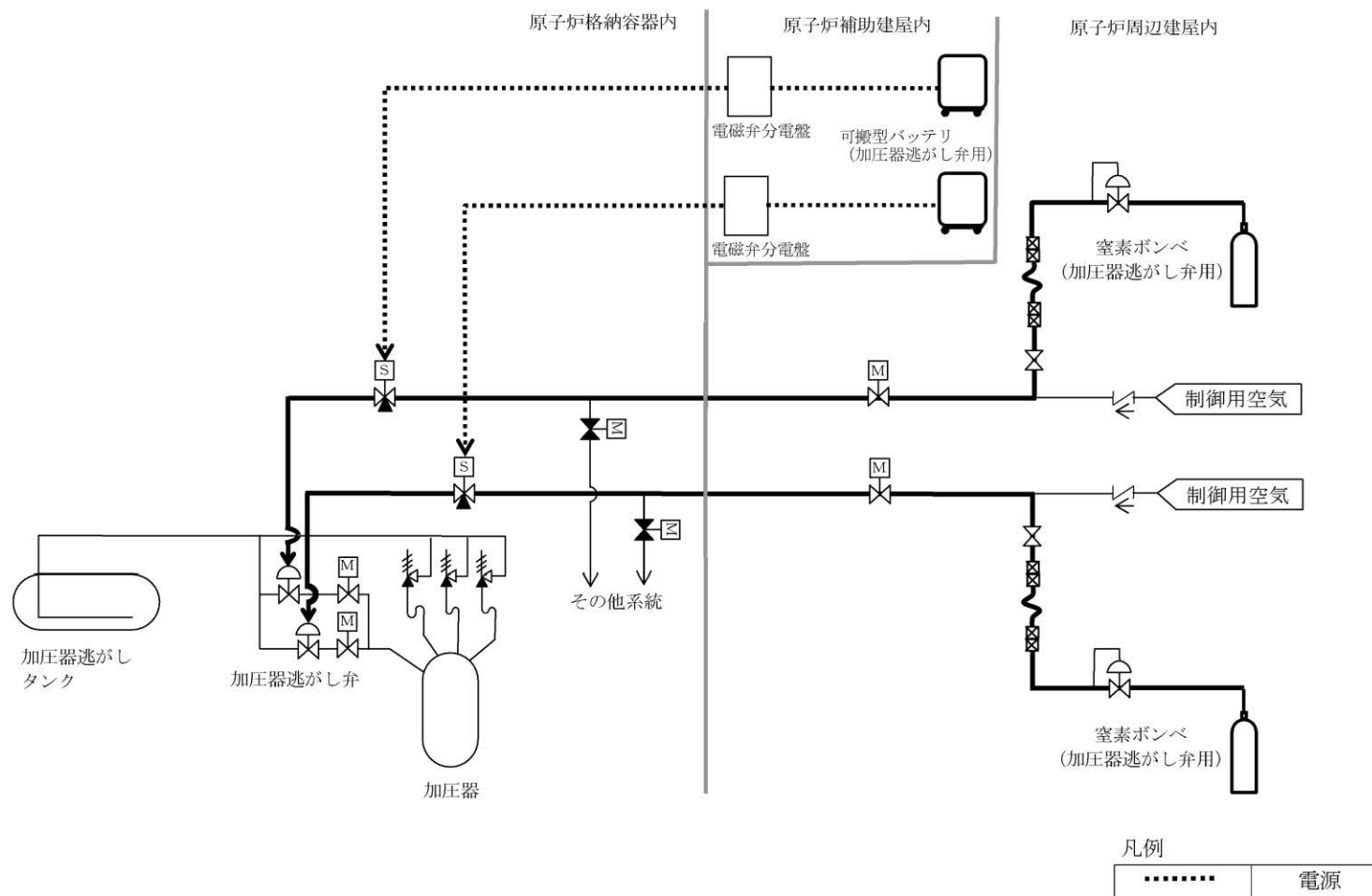
第 3.1.3.1-6 図 非常用炉心冷却設備系統説明図



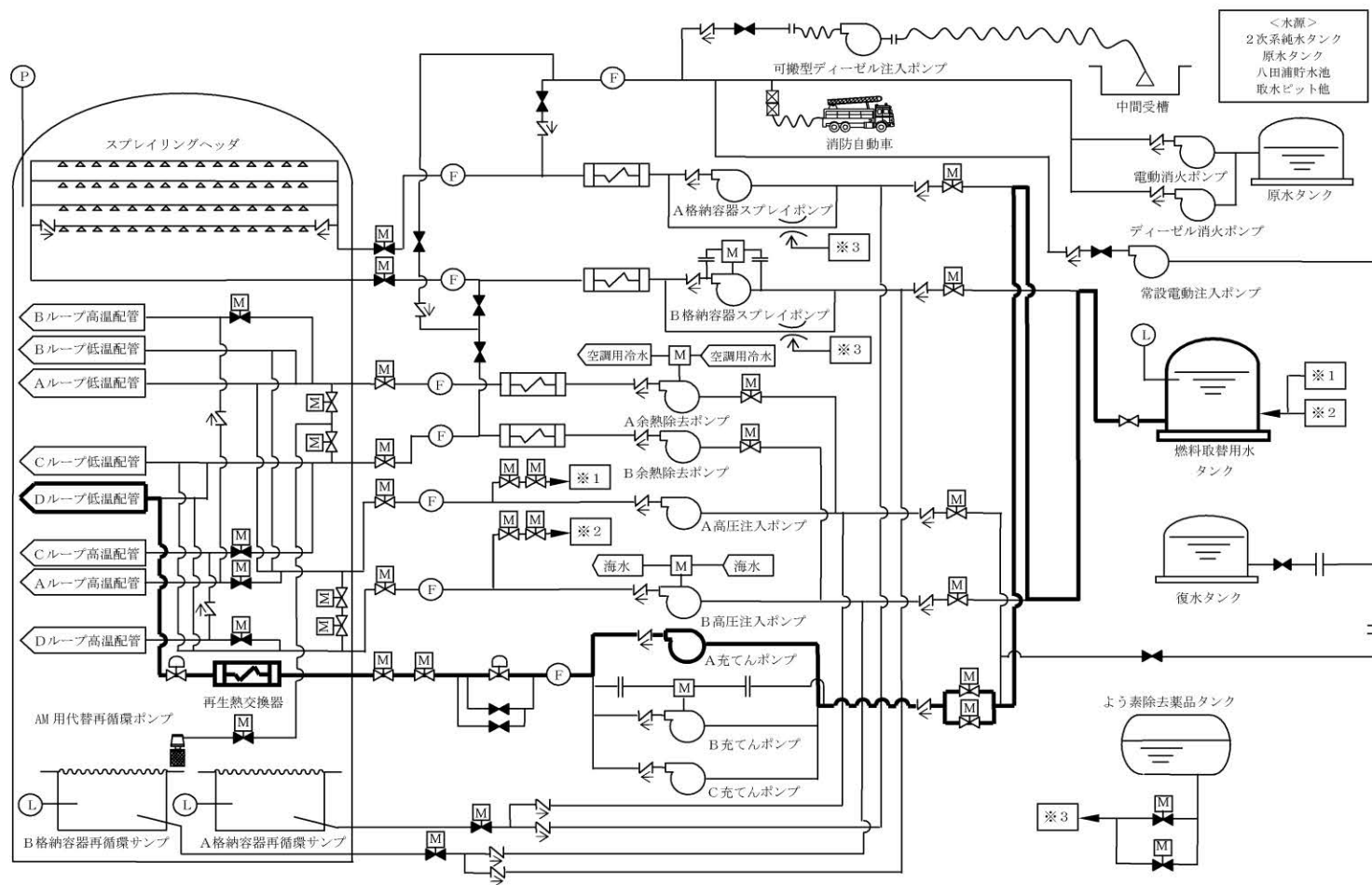
第 3.1.3.1-7 図 フィードアンドブリード概略図



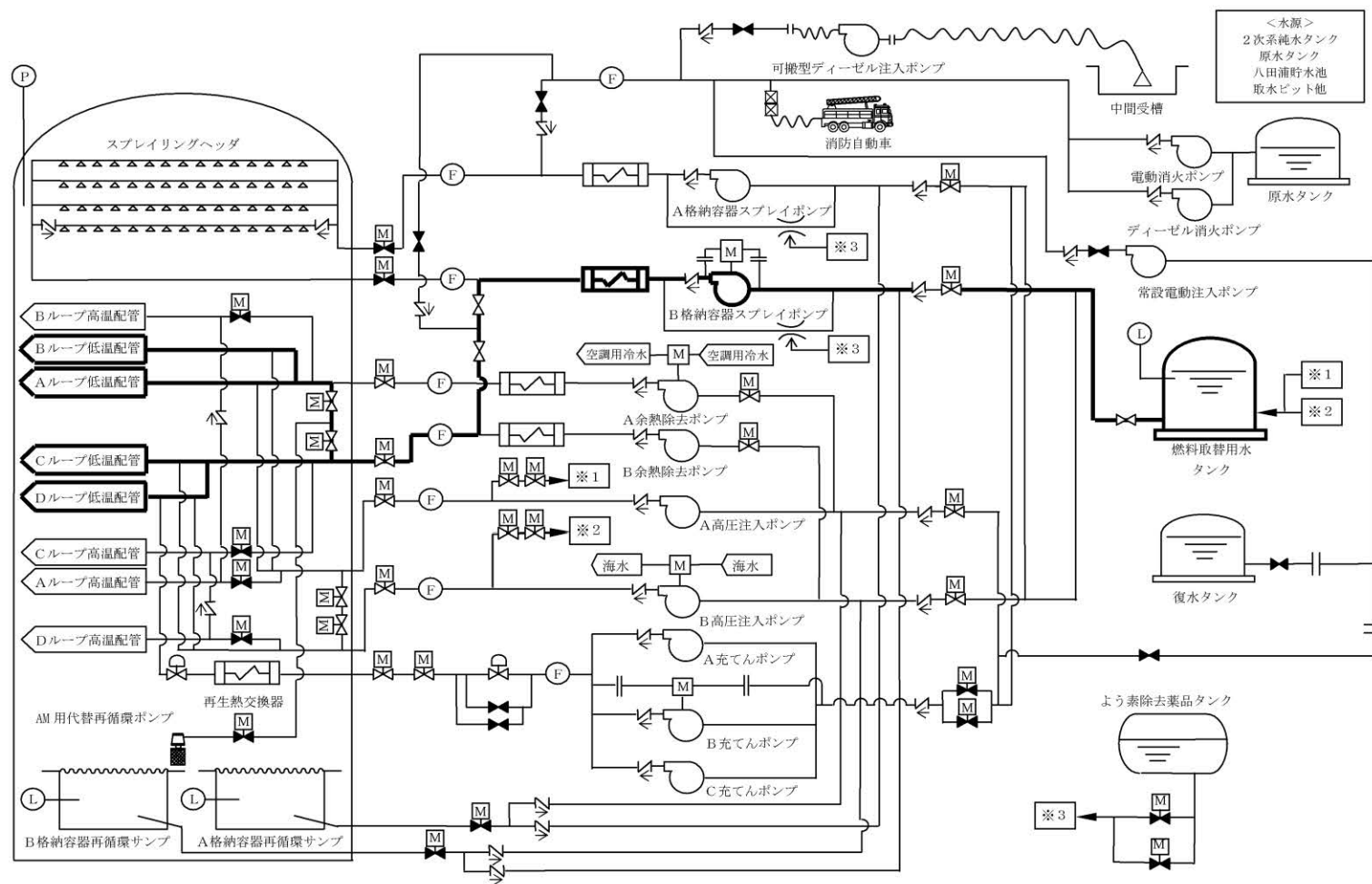
第 3.1.3.1-8 図 加圧器逃がし弁による 1 次冷却系統の減圧概略図



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

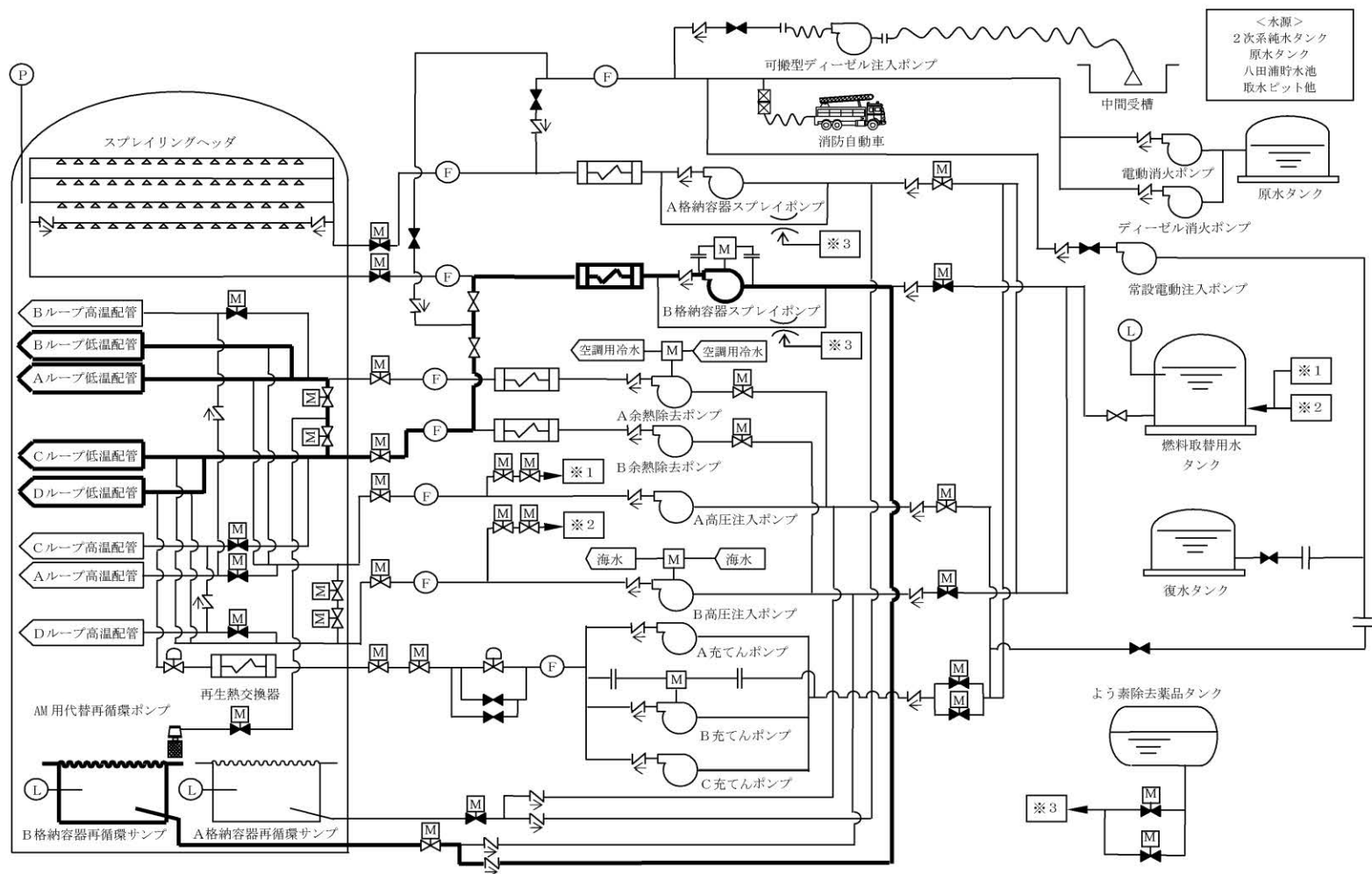


第 3.1.3.1-10 図 充てんポンプによる代替炉心注入概略図

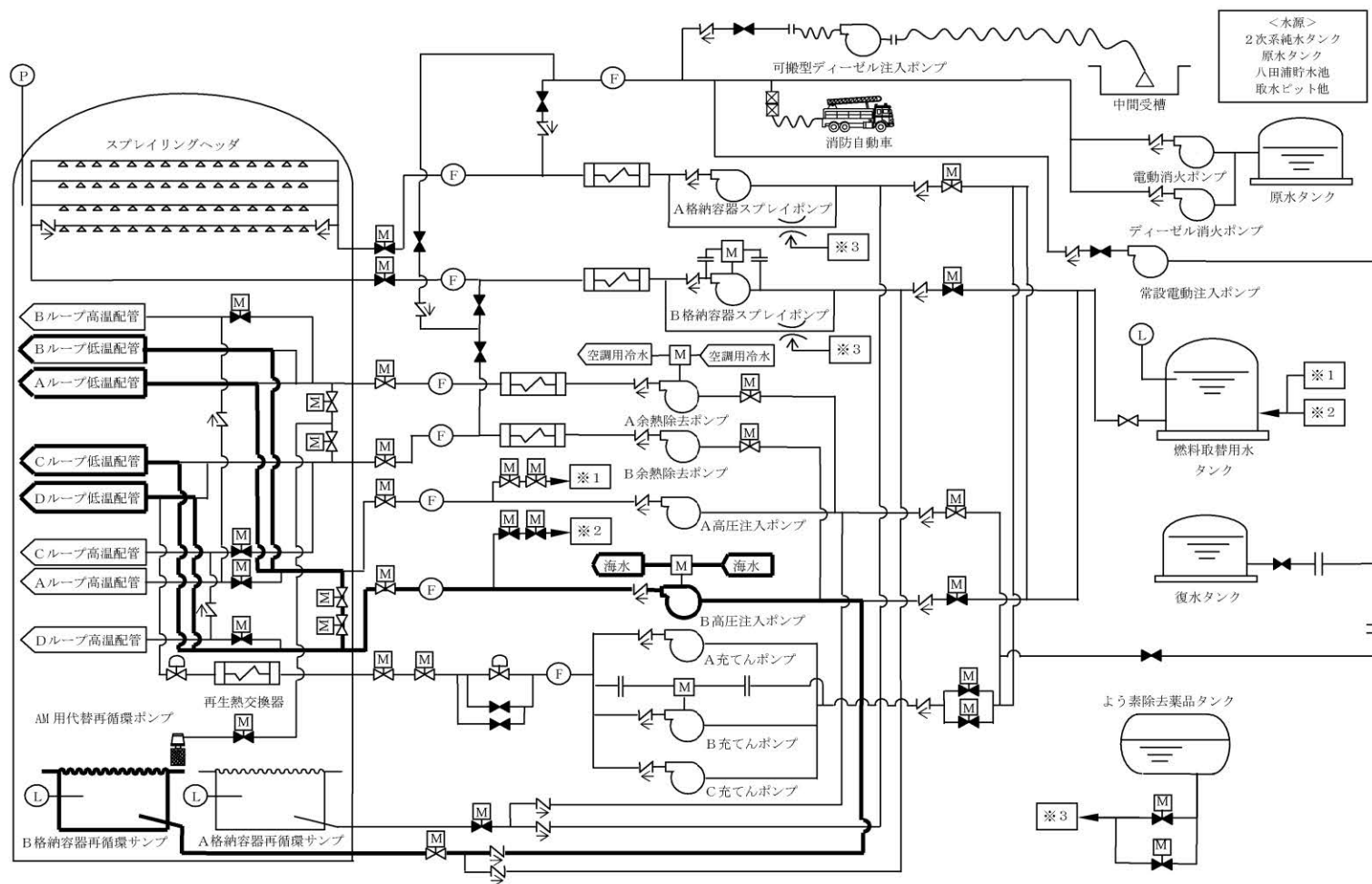


第 3.1.3.1-11 図 格納容器スプレイポンプによる代替炉心注入概略図

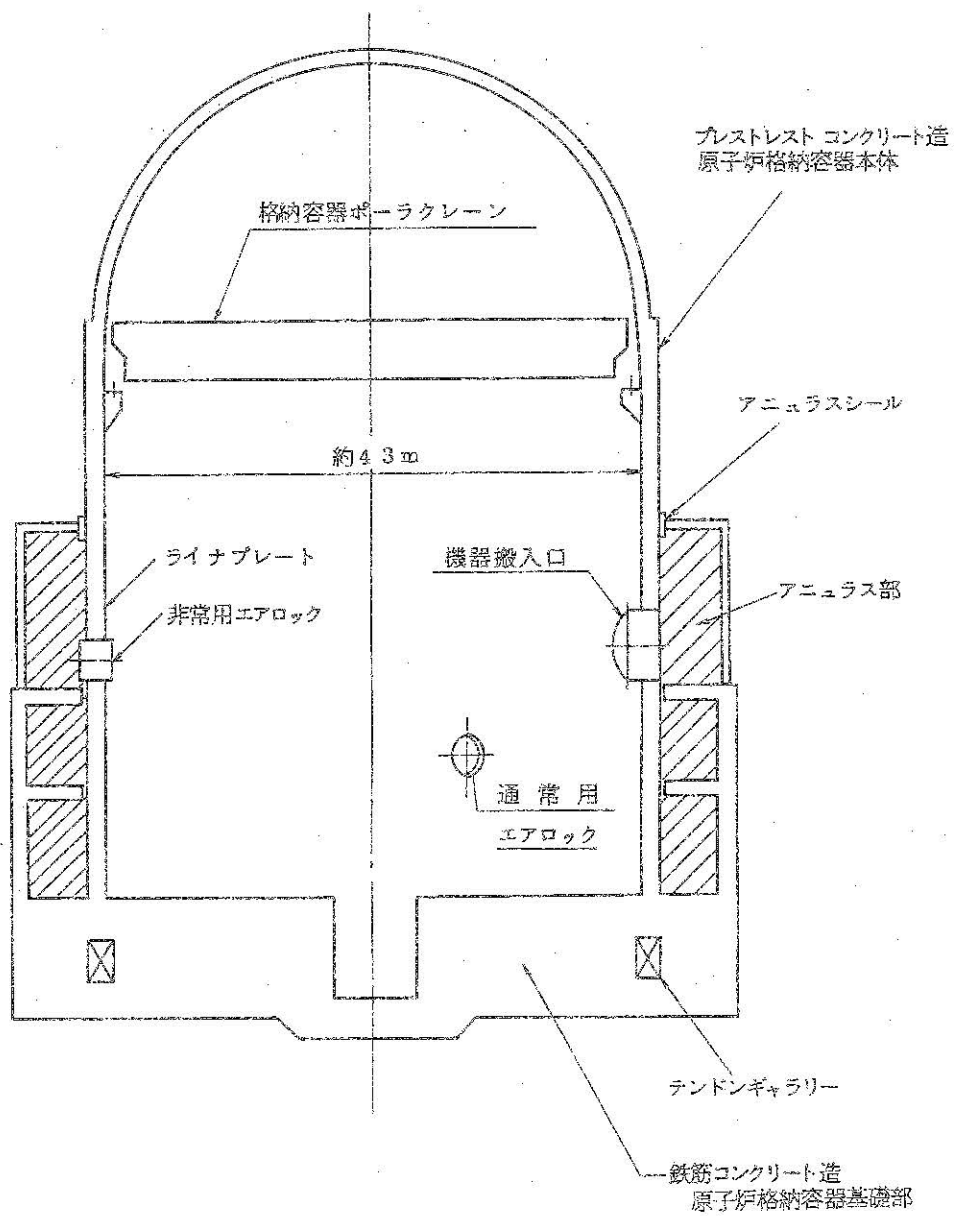
第 3.1.3.1-12 図 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入概略図



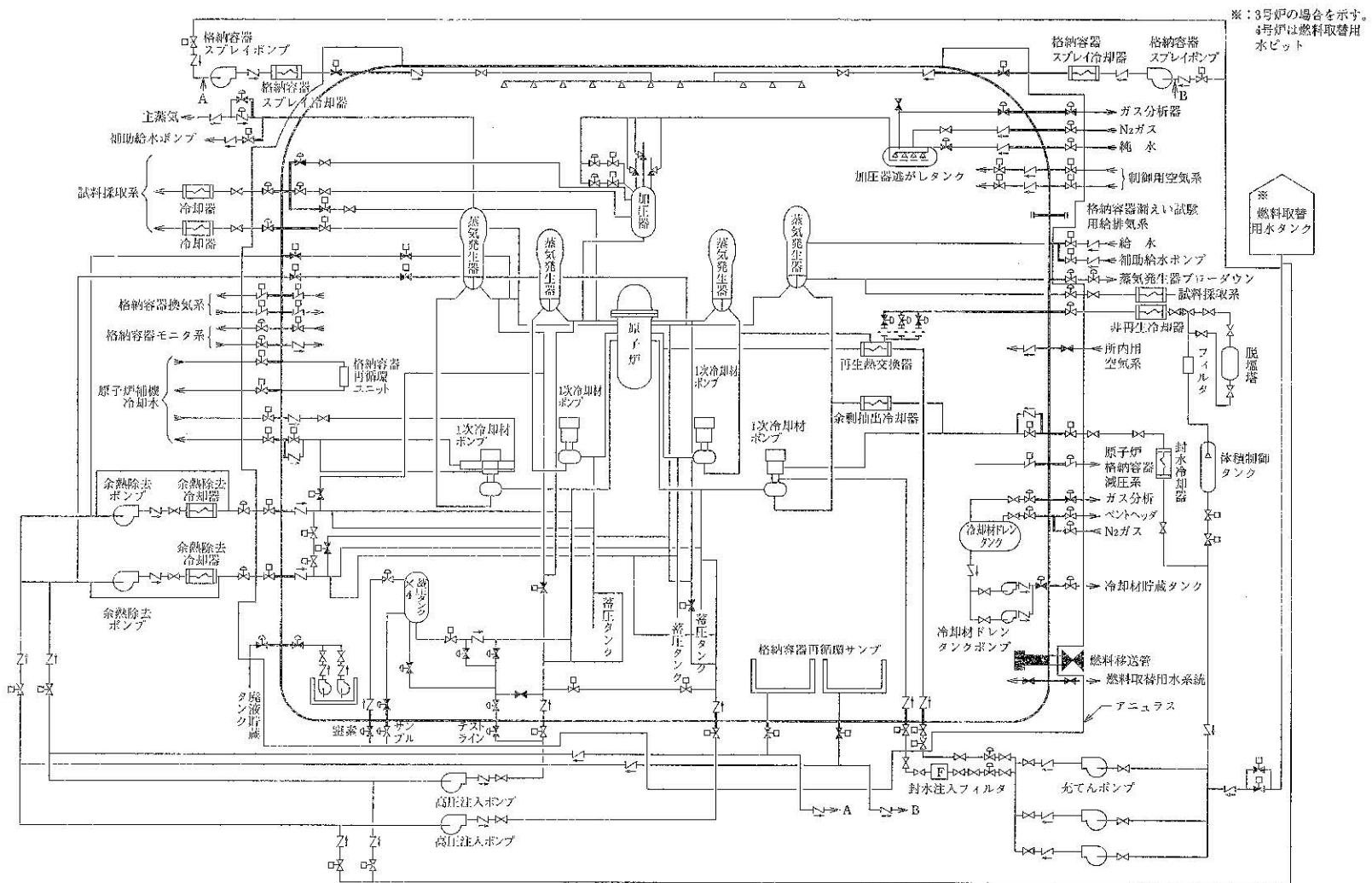
第 3.1.3.1-13 図 格納容器スプレイポンプによる代替再循環概略図



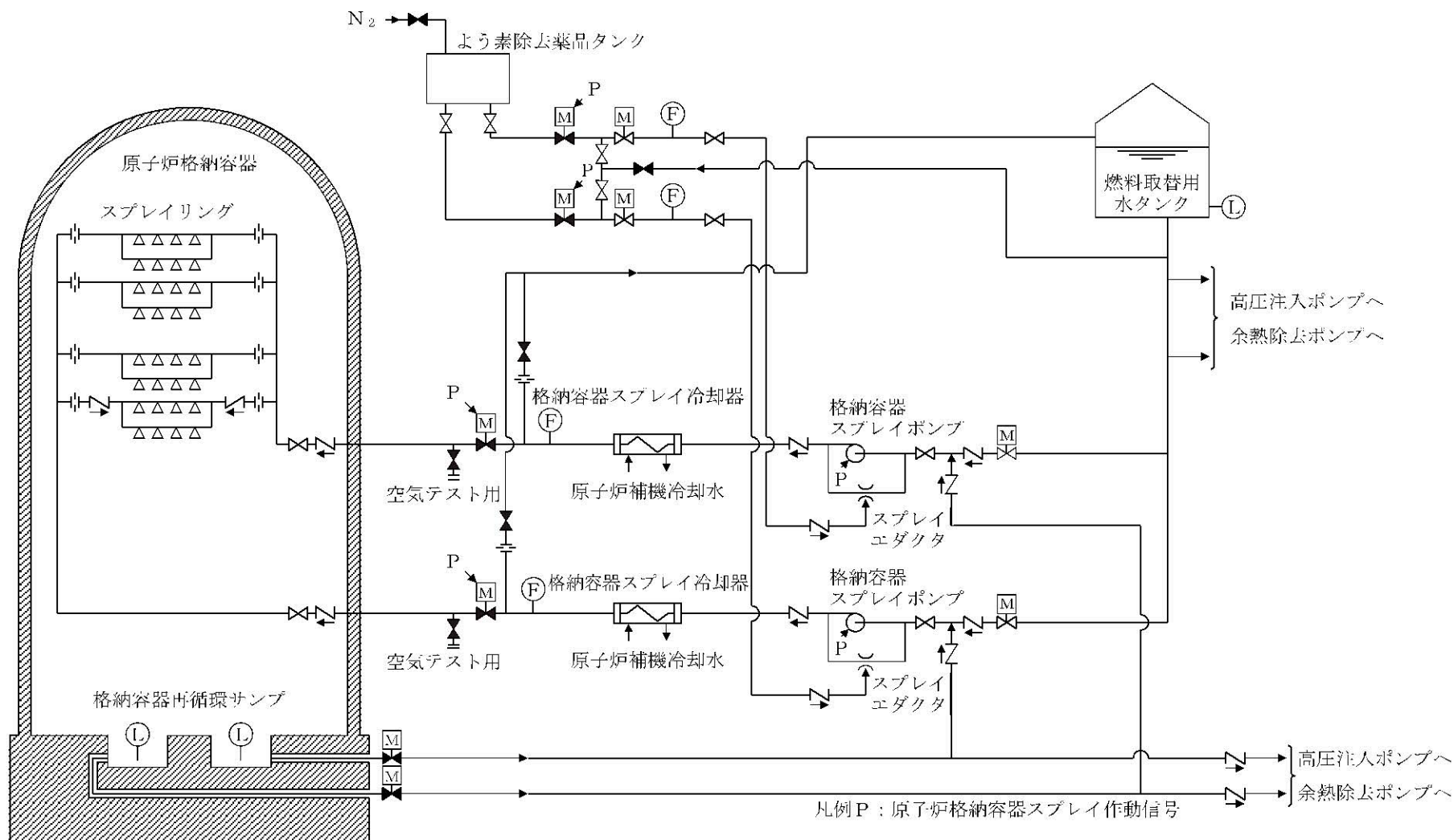
第 3.1.3.1-14 図 高圧注入ポンプ(海水冷却)による代替再循環概略図



第 3.1.3.1-15 図 原子炉格納容器説明図

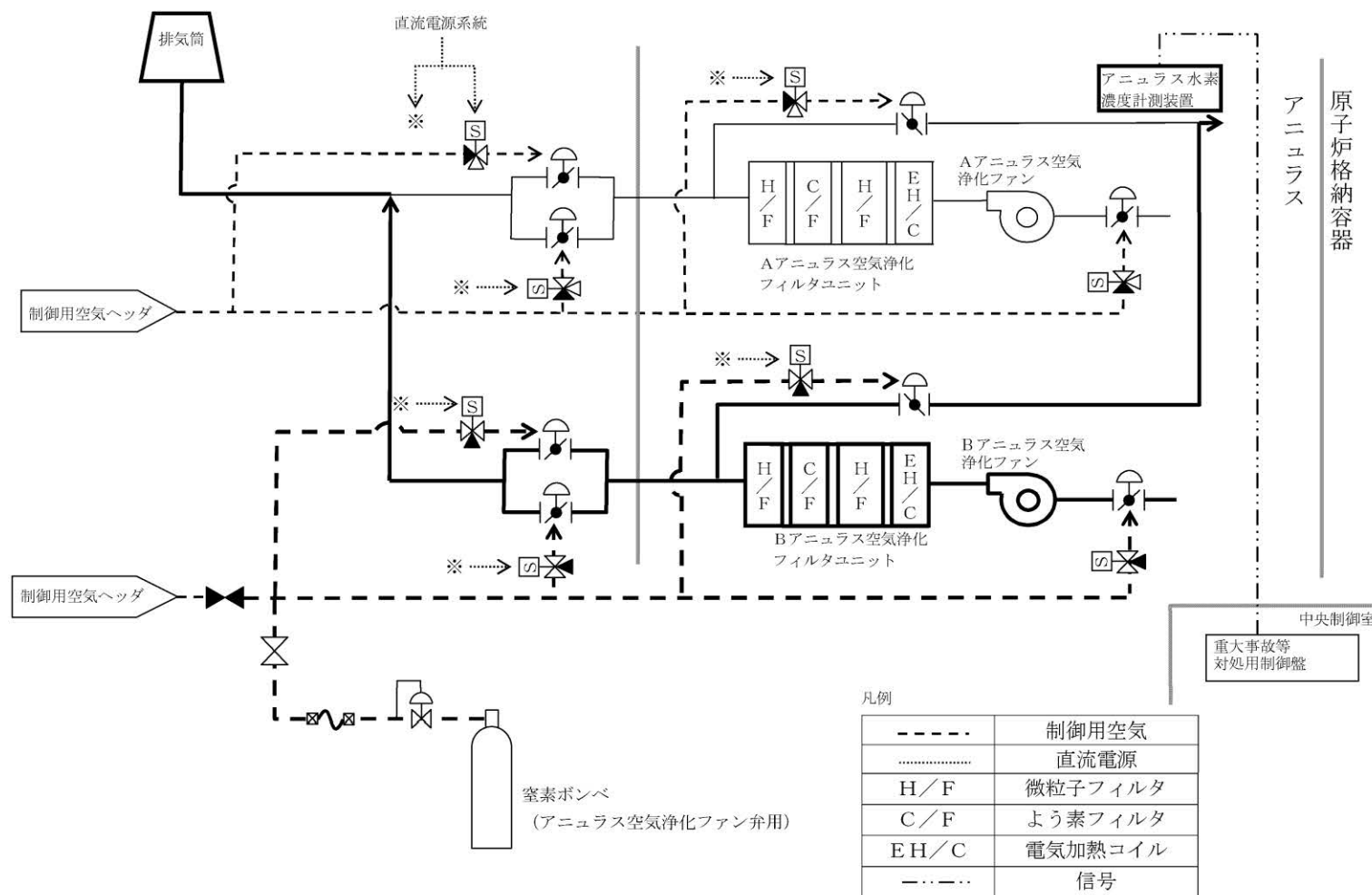


第 3.1.3.1-16 図 原子炉格納容器バウンダリ説明図

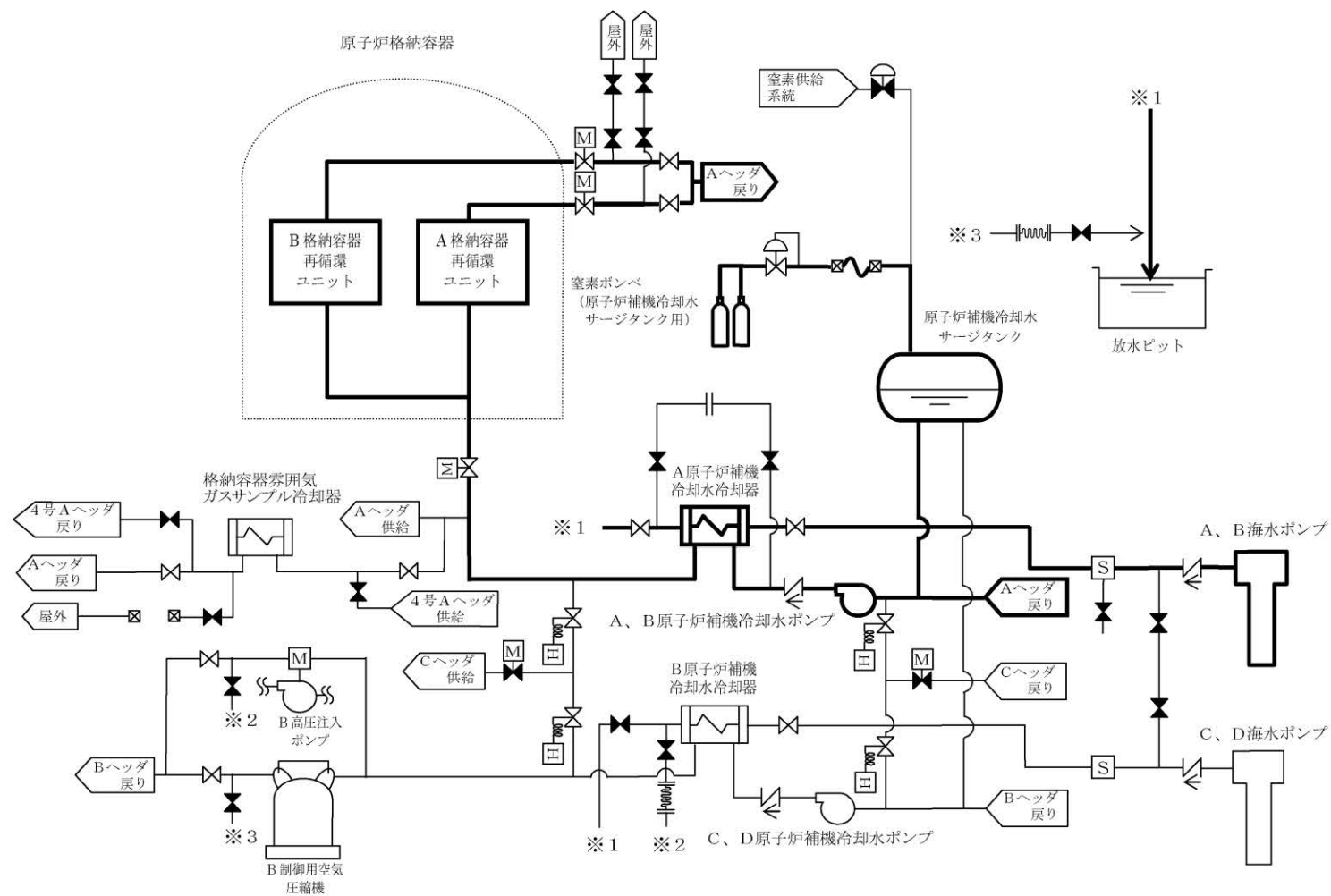


第 3.1.3.1-17 図 原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図

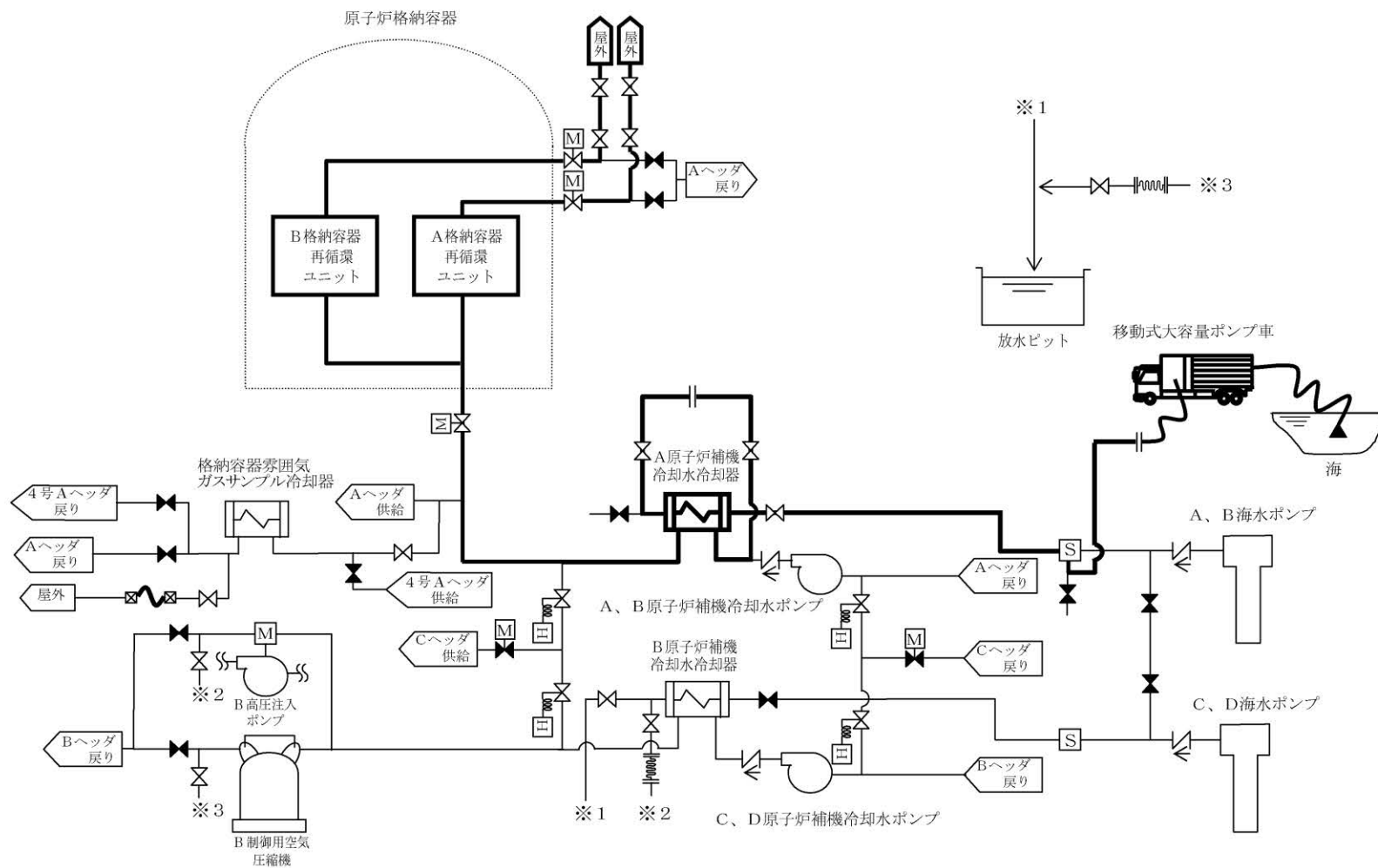
第 3.1.3.1-18 図 アニュラス空気浄化設備系統説明図



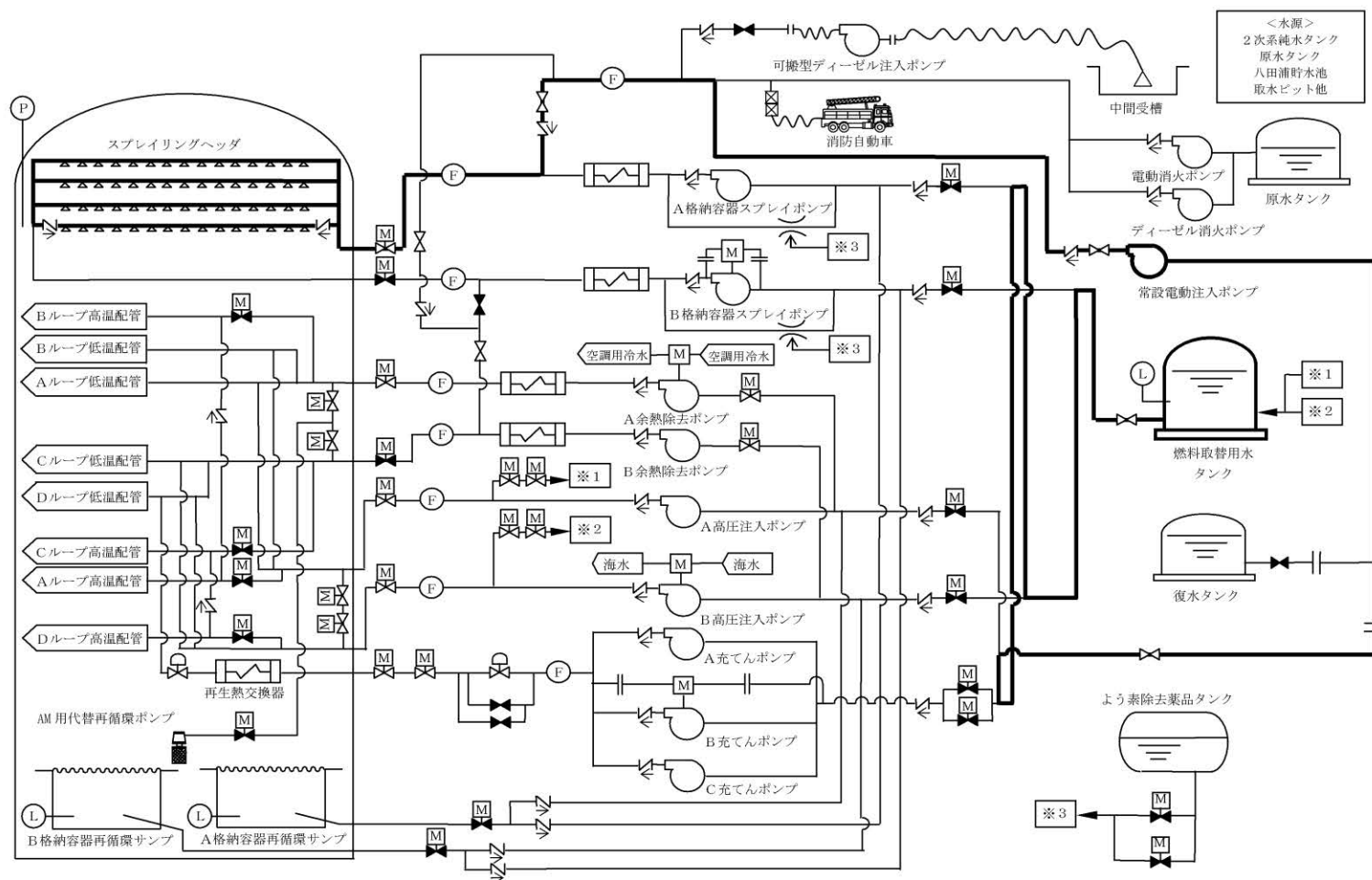
第 3.1.3.1-19 図 窒素ポンベによるアニュラス空気浄化系弁への駆動用空気の供給概略図



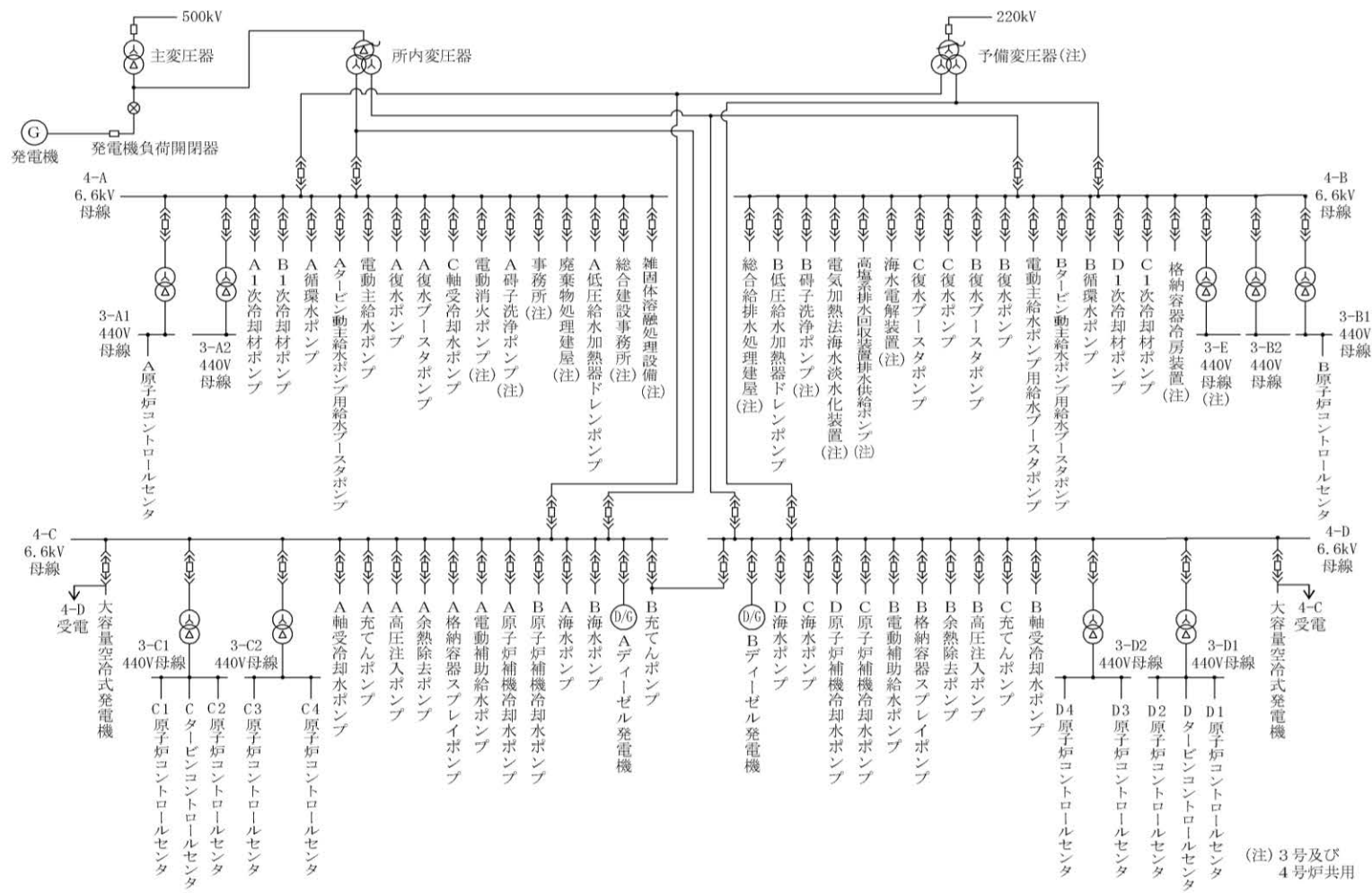
第 3.1.3.1-20 図 格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水時)概略図



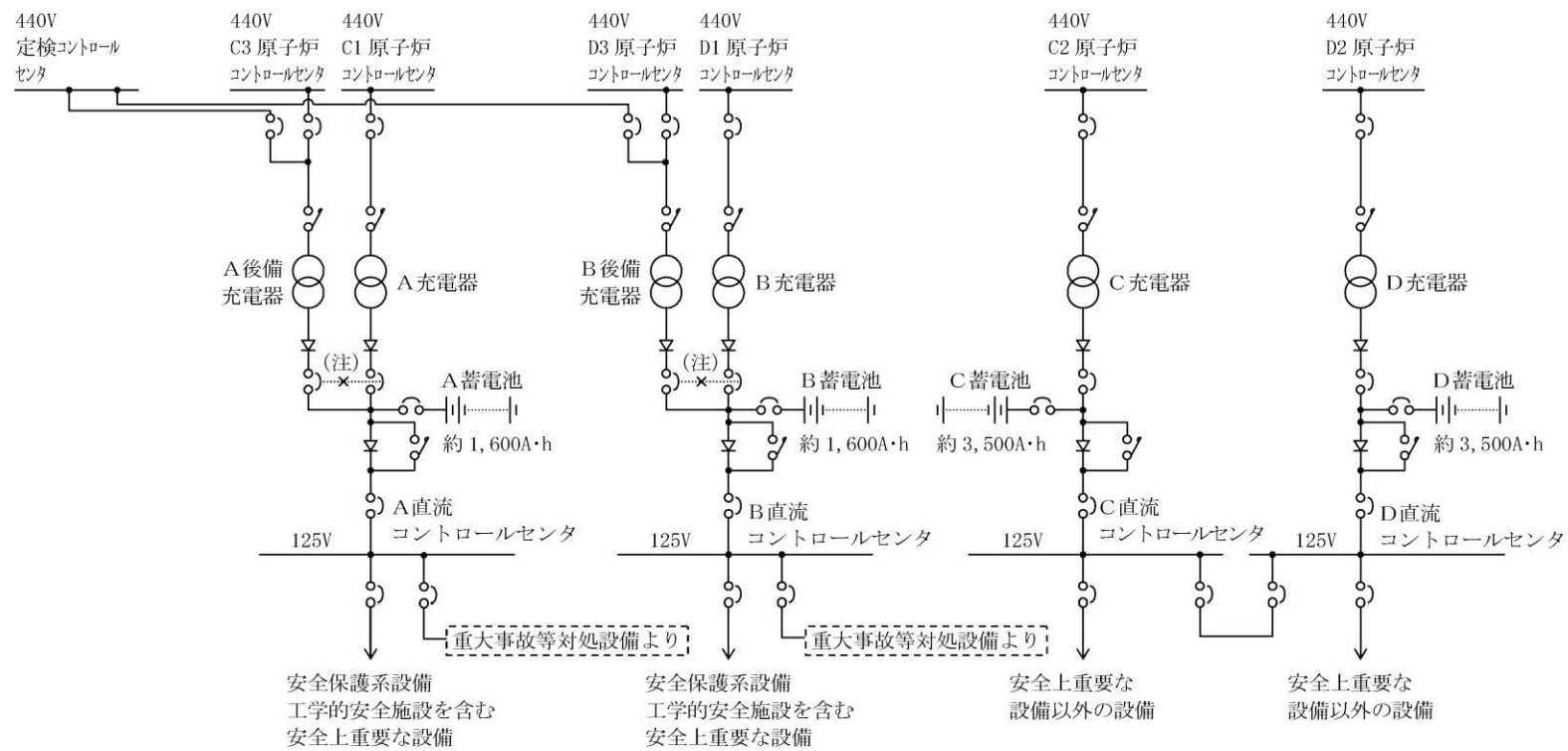
第 3.1.3.1-21 図 格納容器内自然対流冷却(海水通水時)概略図



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

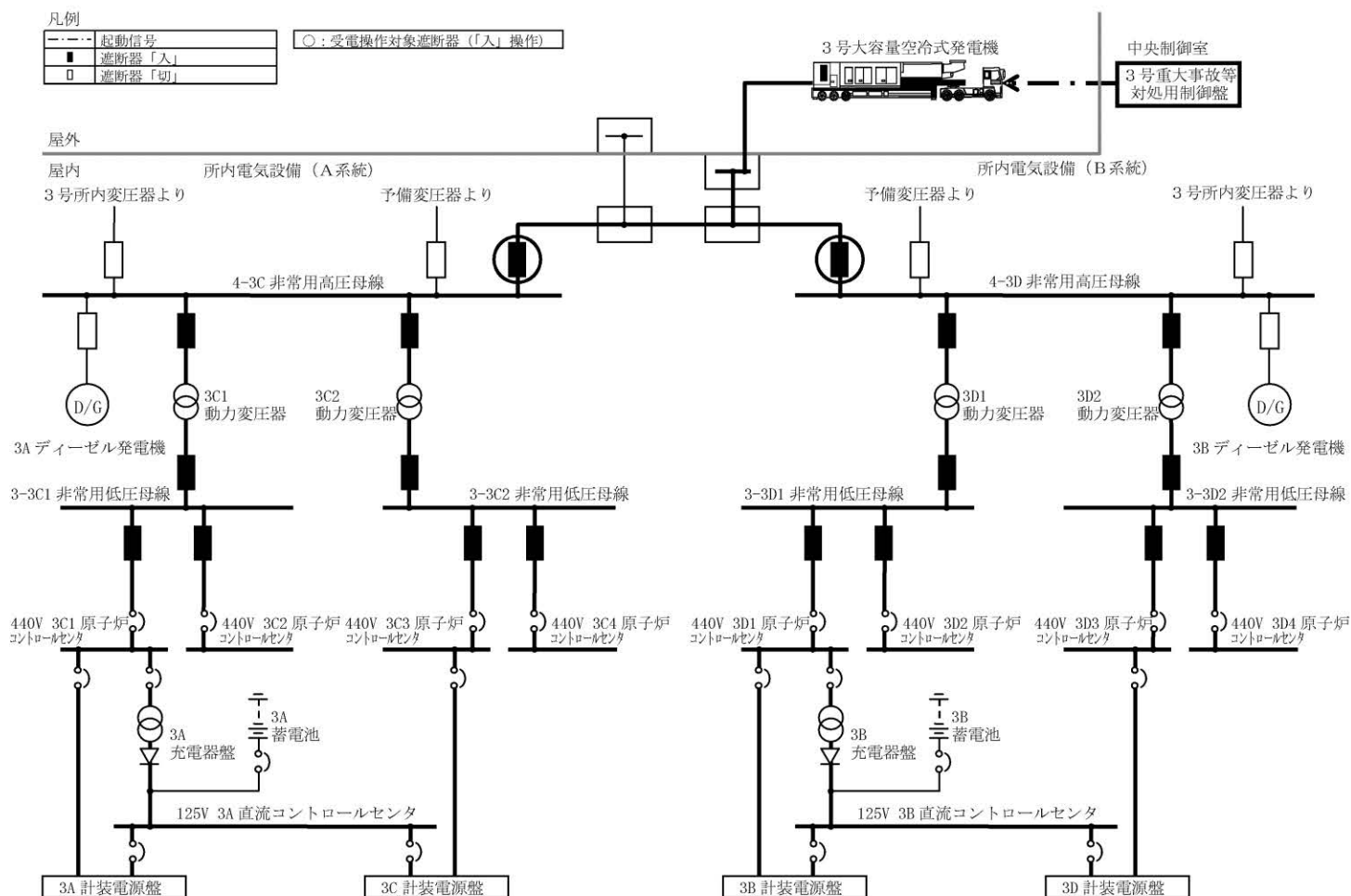


第 3.1.3.1-23 図 所内単線結線図

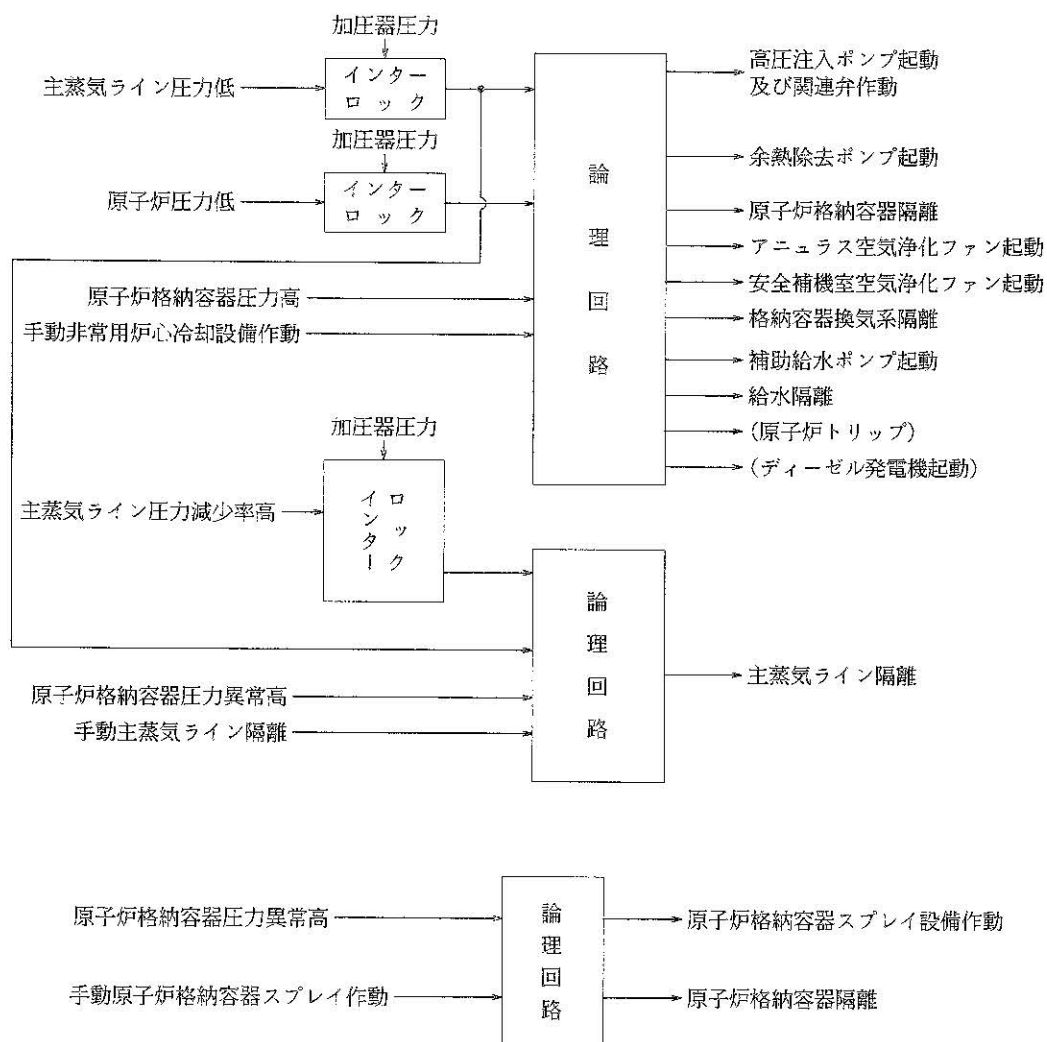


(注) メカニカルインターロック付

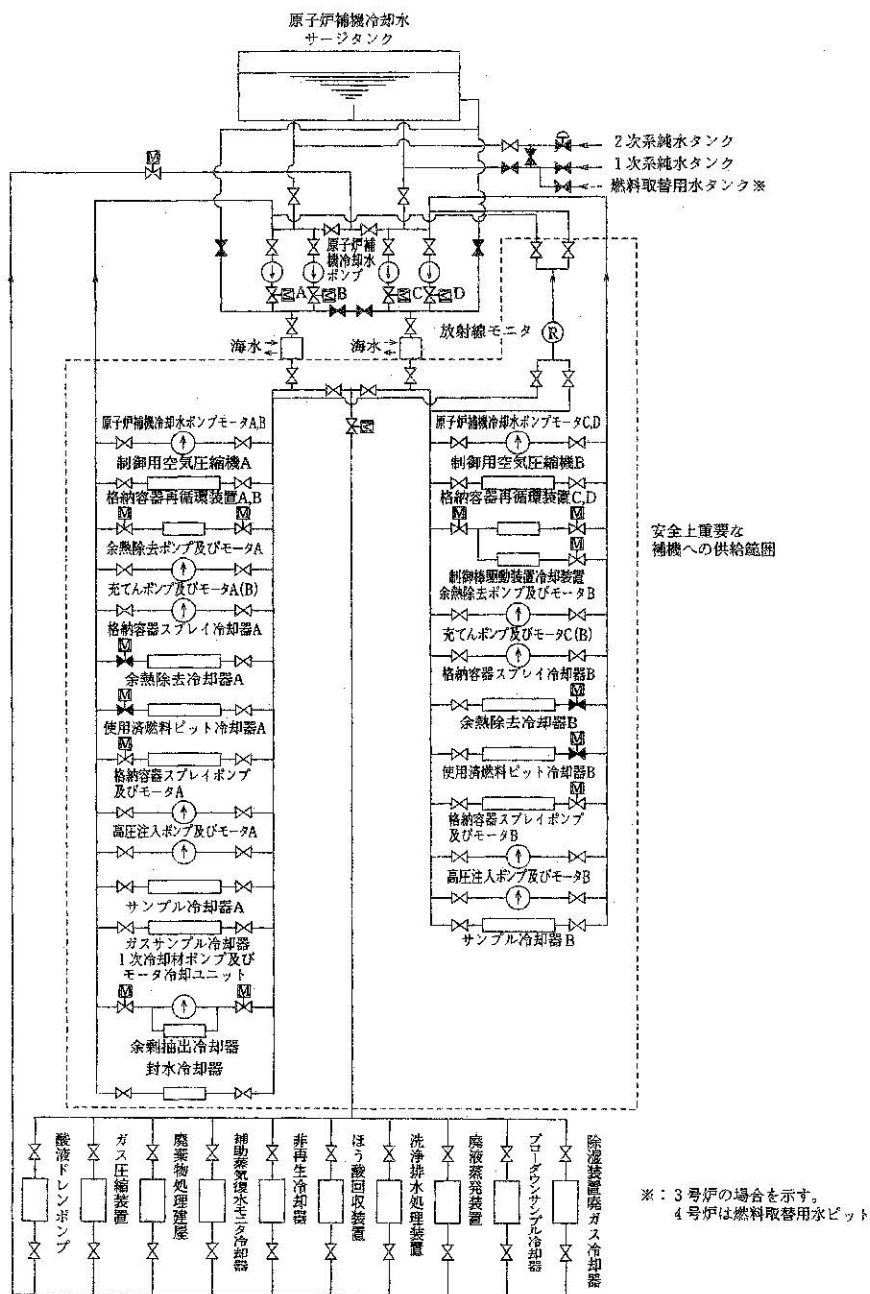
第 3.1.3.1-24 図 直流単線結線図



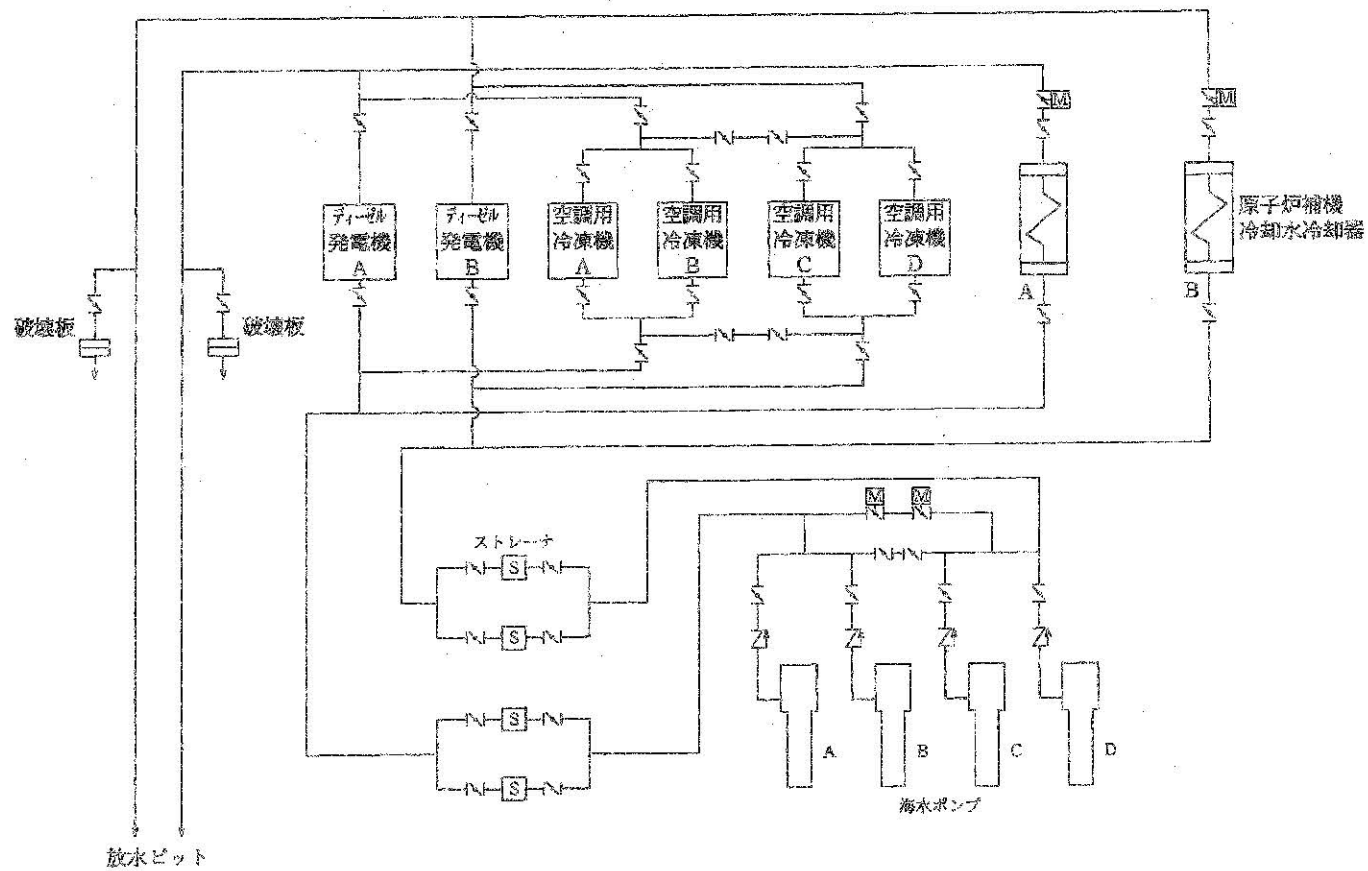
第 3.1.3.1-25 図 代替電源設備(大容量空冷式発電機)概略図



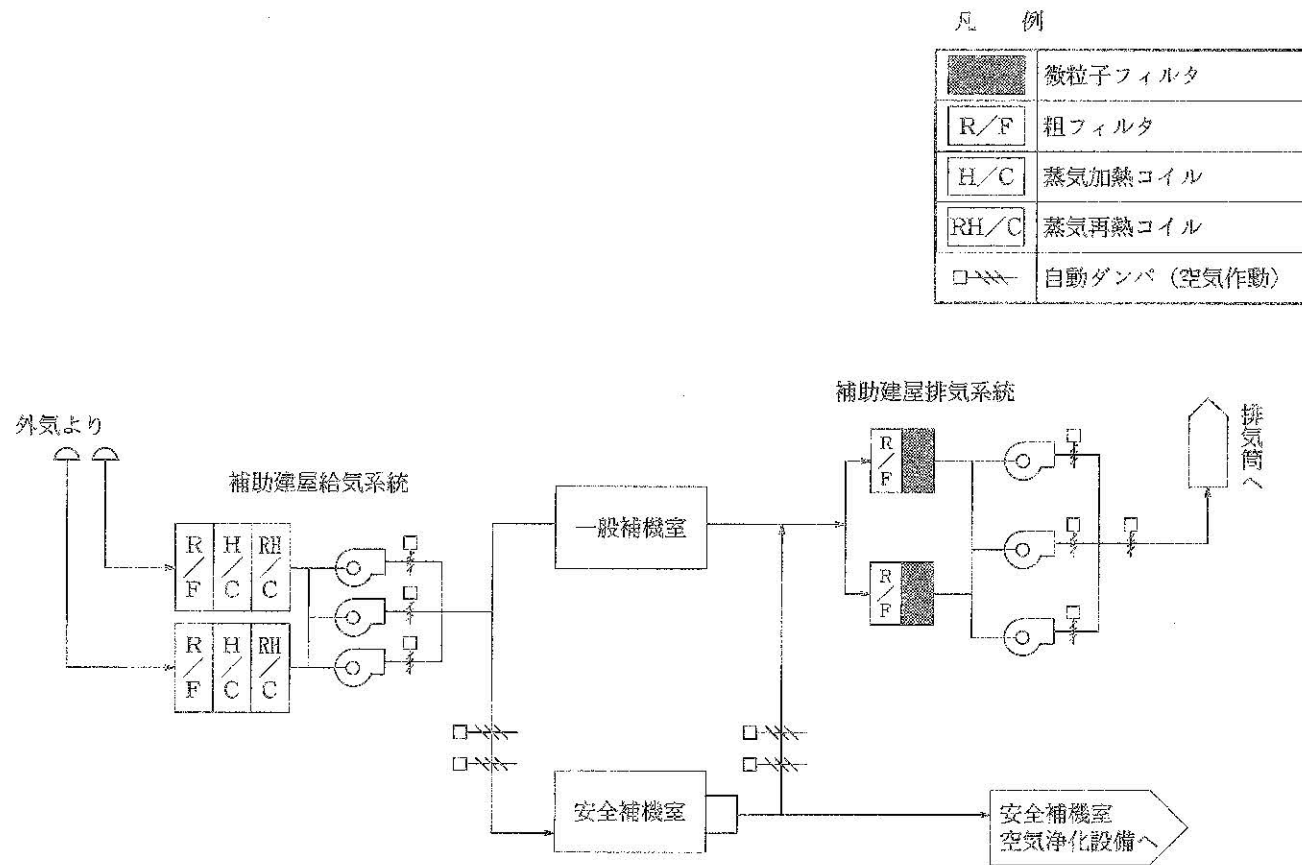
第 3.1.3.1-26 図 工学的安全施設作動説明図



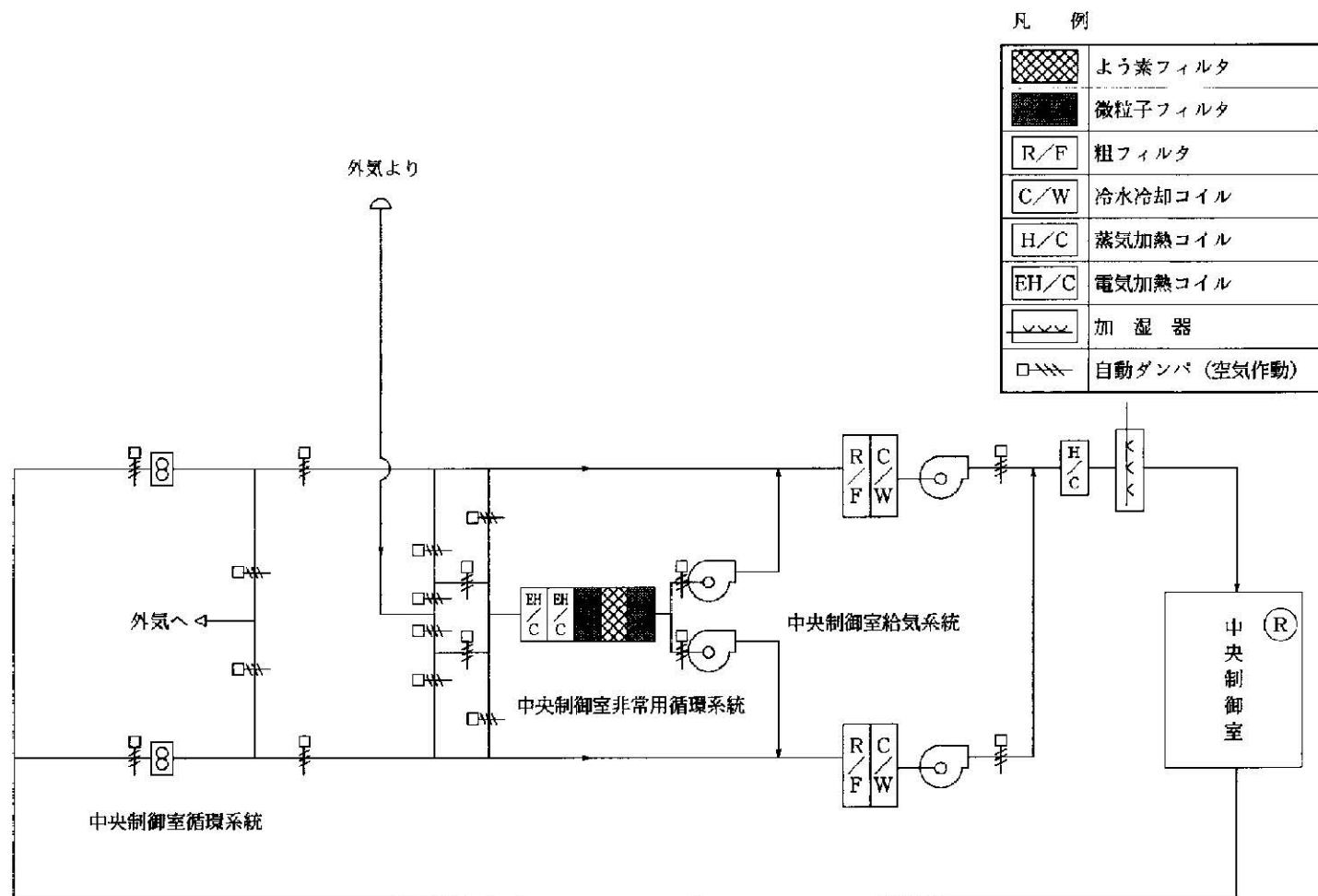
第 3.1.3.1-27 図 原子炉補機冷却水設備系統説明図



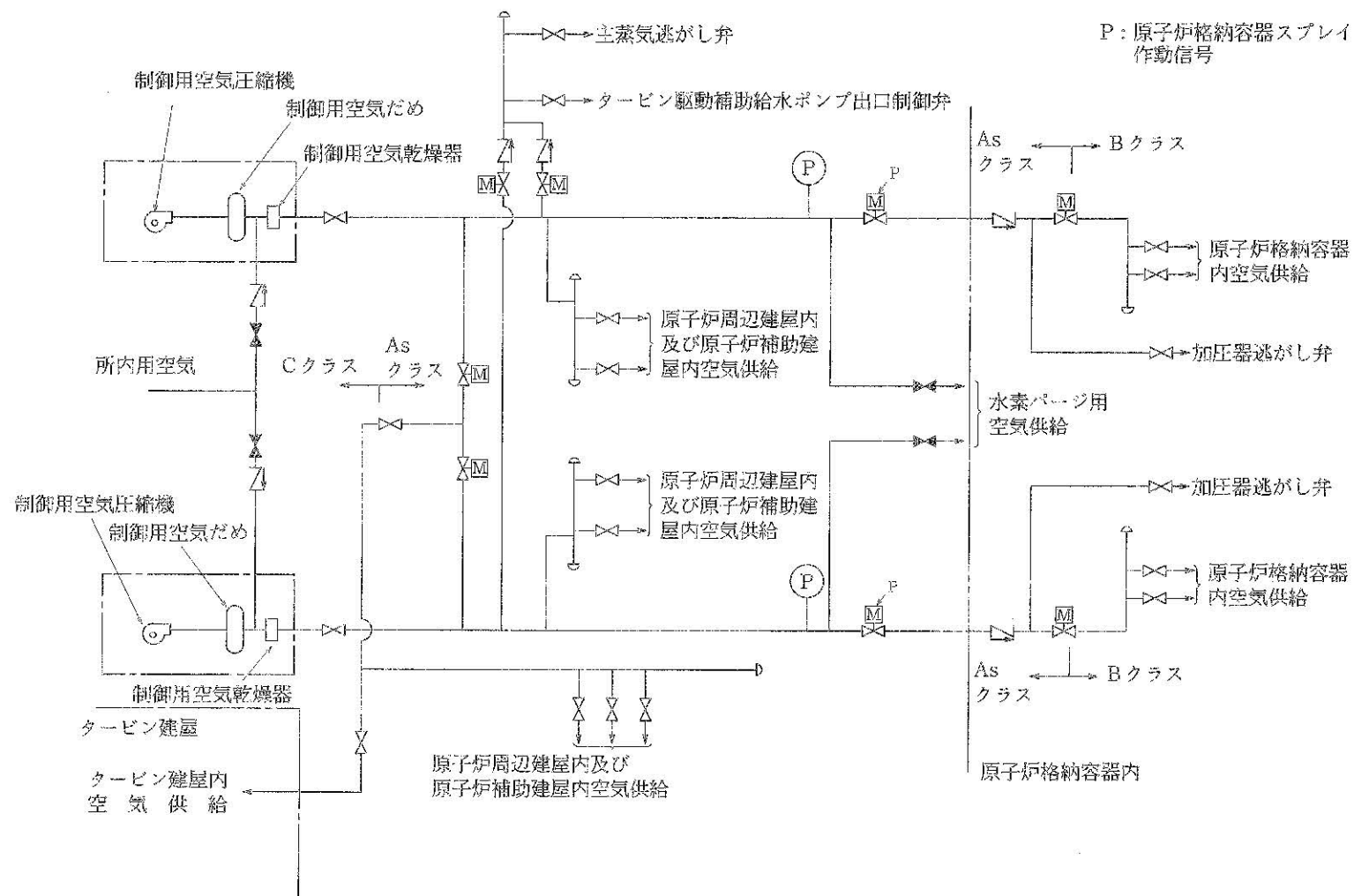
第 3.1.3.1-28 図 原子炉補機冷却海水設備系統説明図



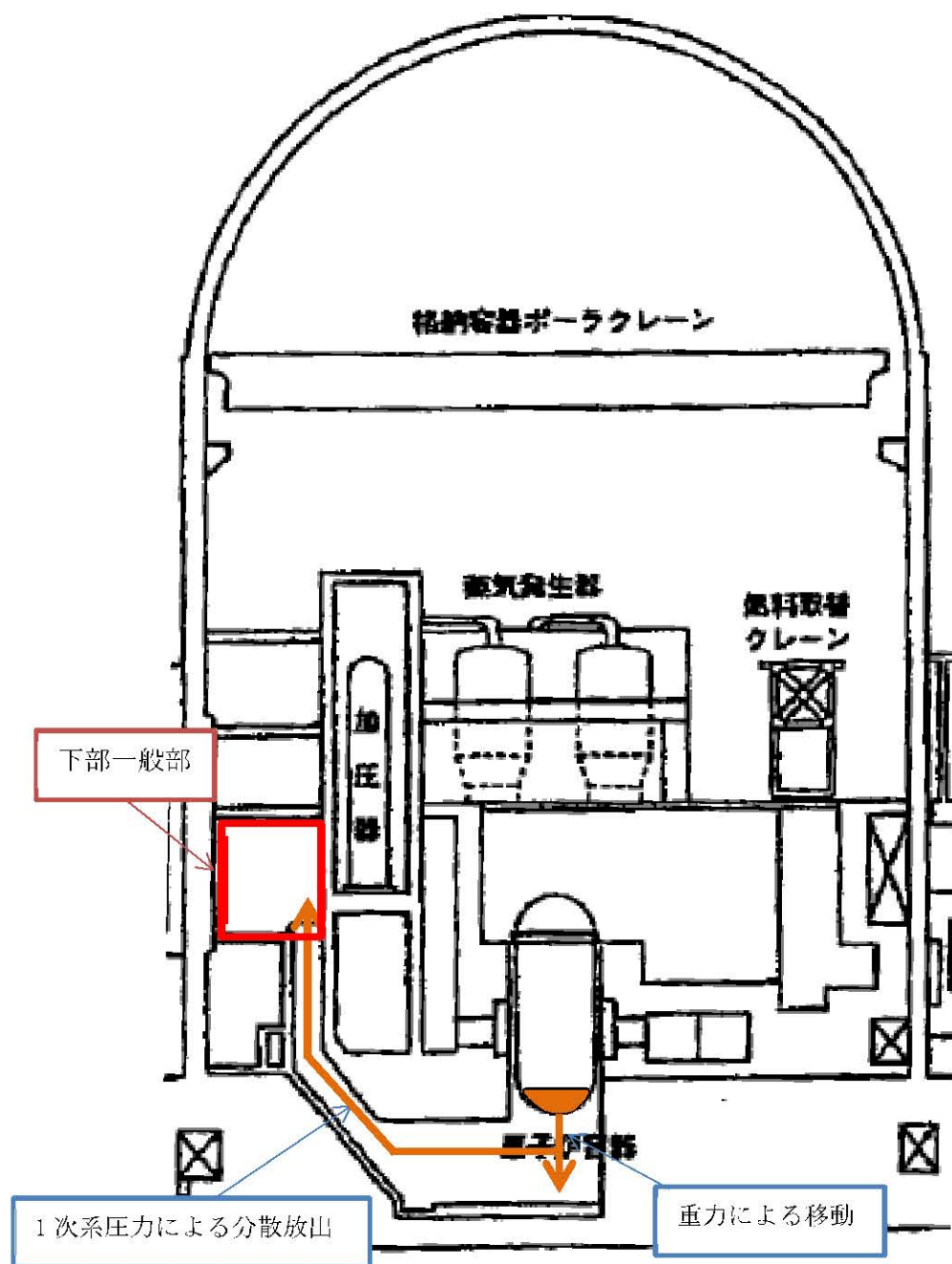
第 3.1.3.1-29 図 補助建屋換気空調設備系統(一般補機室及び安全補機室)概略図



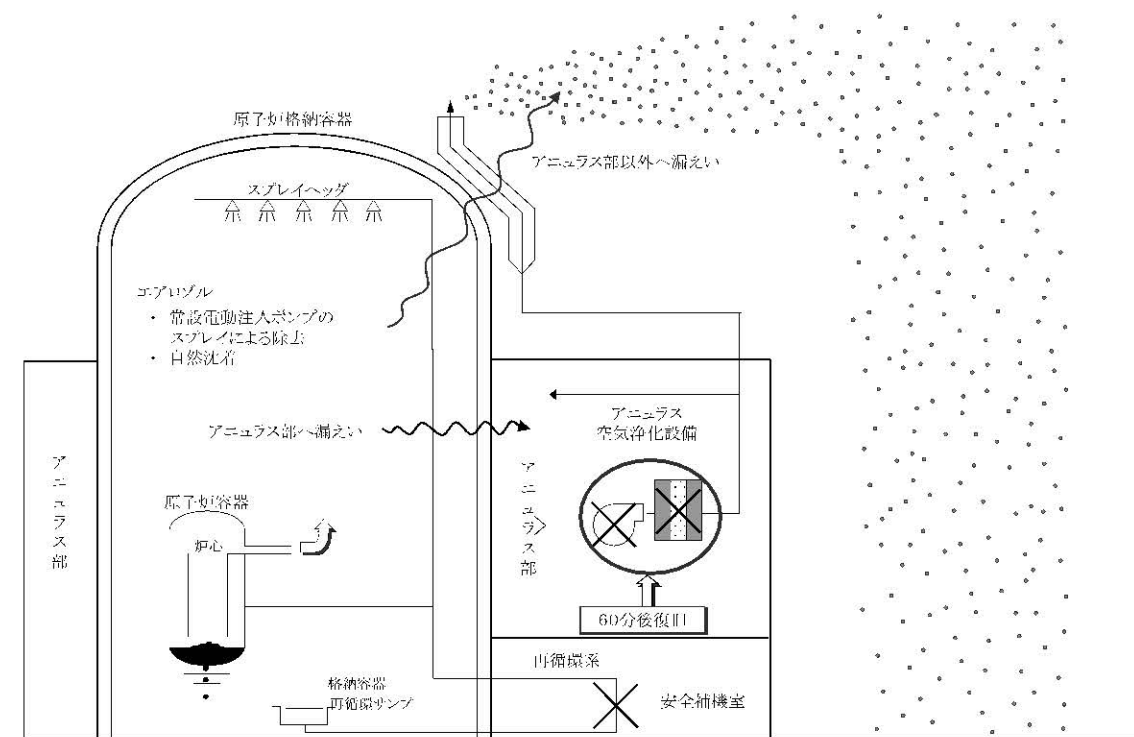
第 3.1.3.1-30 図 補助建屋換気空調設備系統(中央制御室)概略図



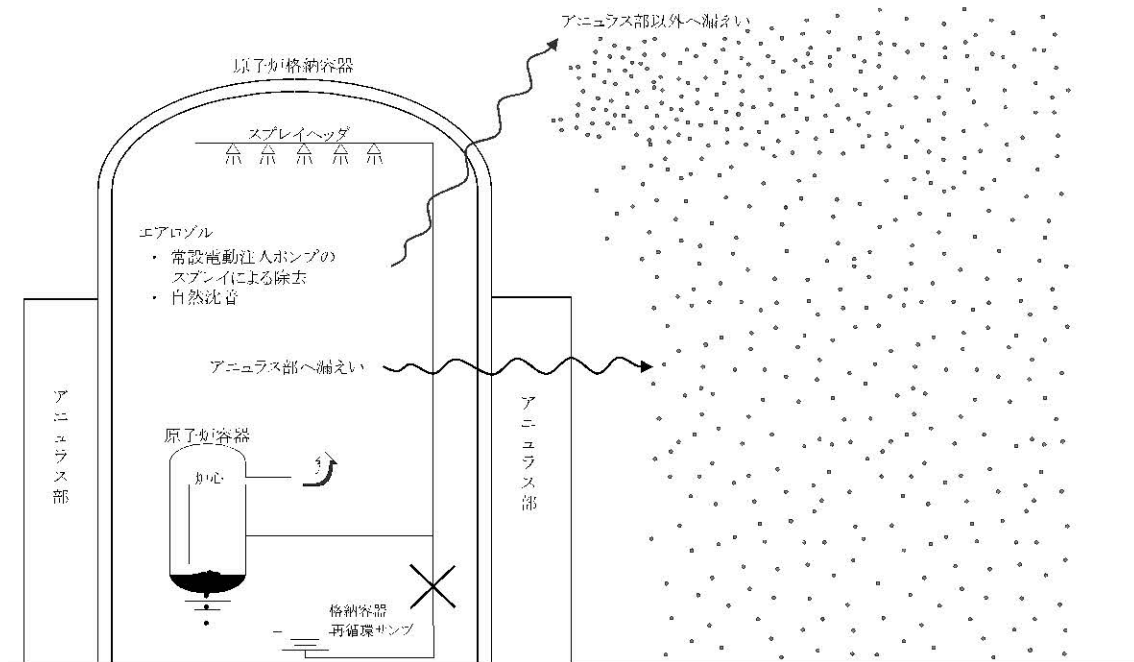
第 3.1.3.1-31 図 制御用空気設備系統説明図



第 3.1.3.1-32 図 燃料及び溶融炉心の移動経路の概念図

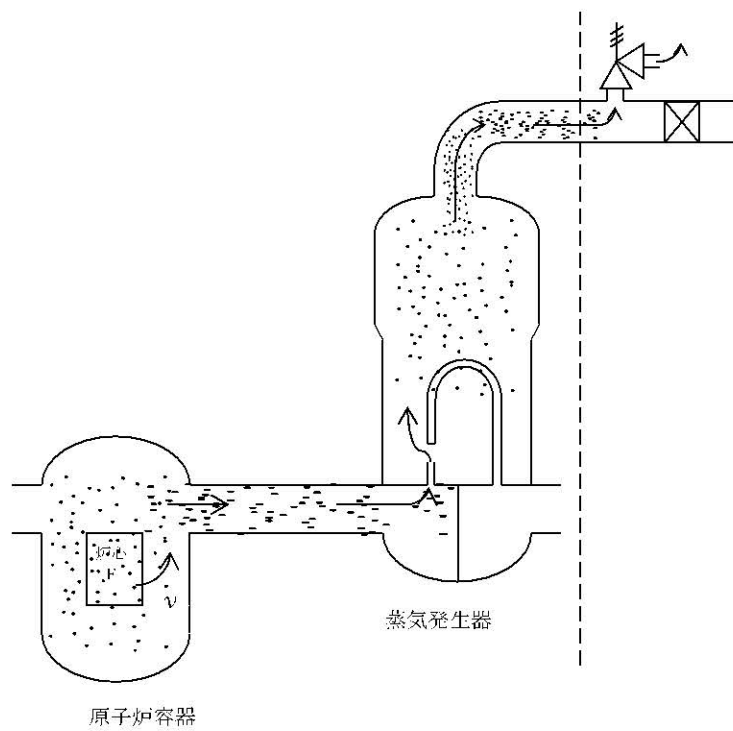


① 格納容器健全性が維持されている場合

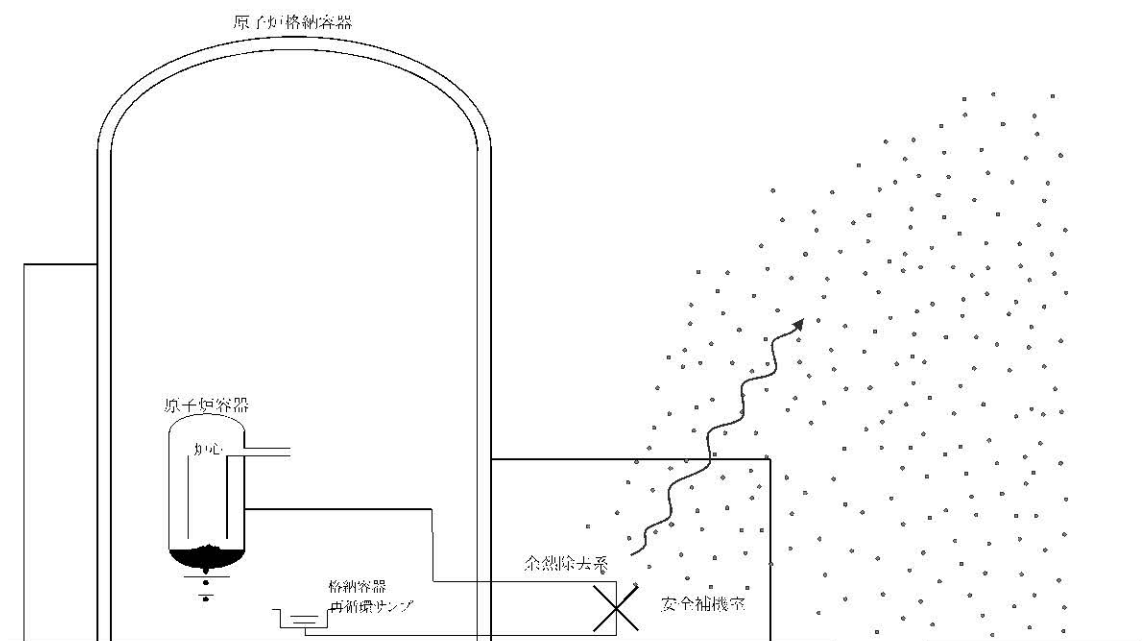


② 格納容器機能喪失が生じた場合 (③、④以外)

第 3.1.3.1-33 図 放出経路の概念図 (1/2)

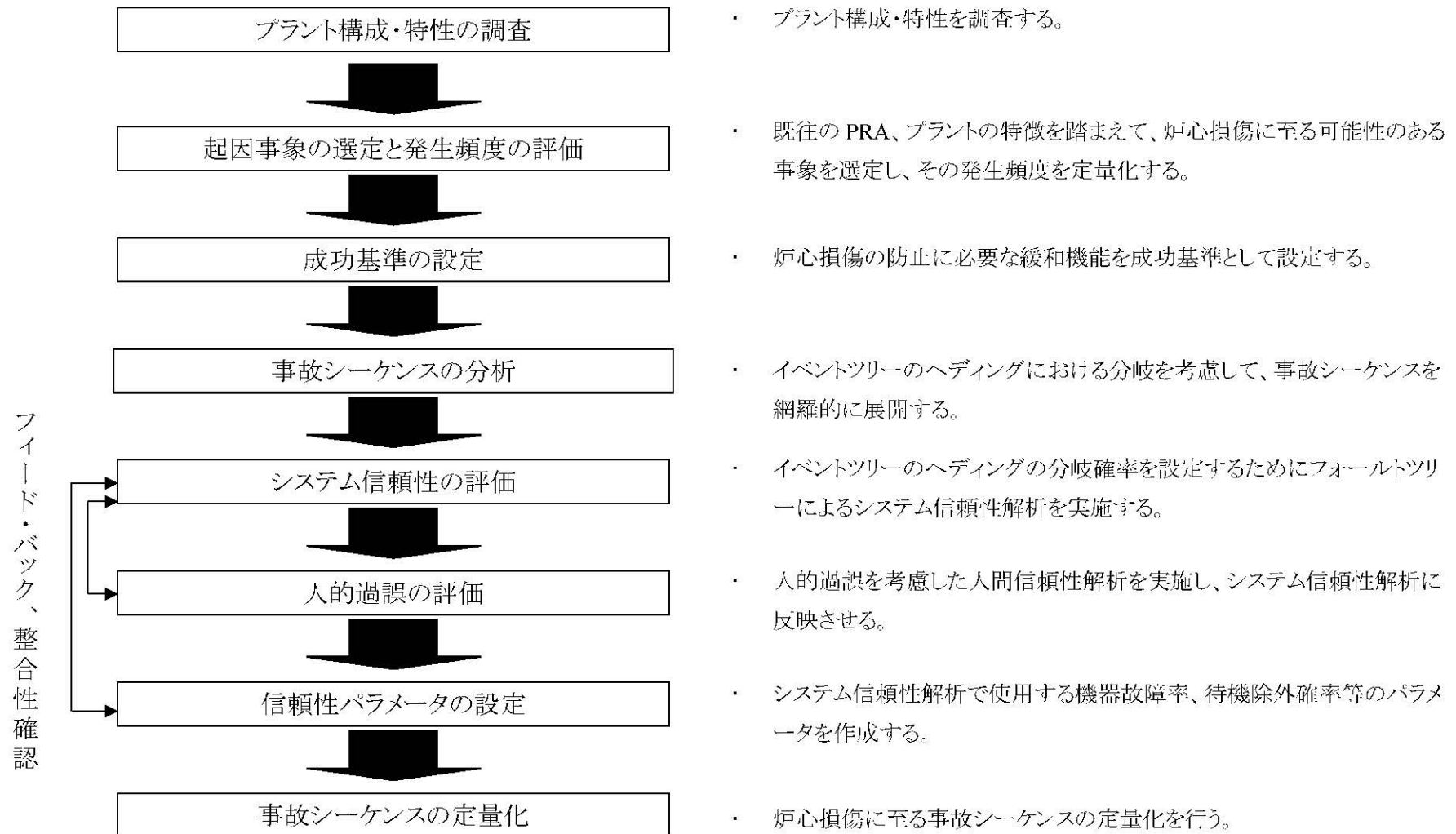


③ SGTR が生じた場合

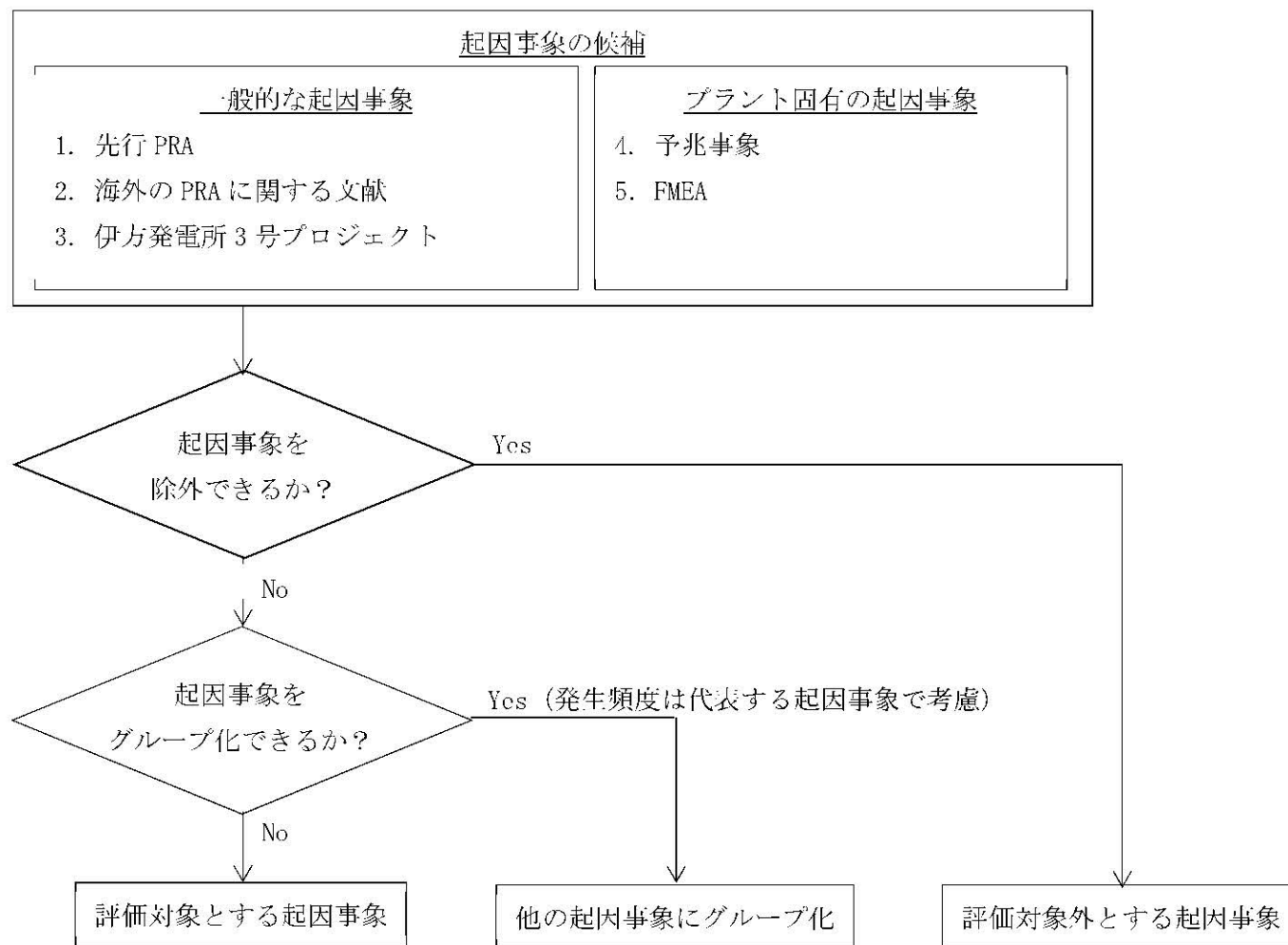


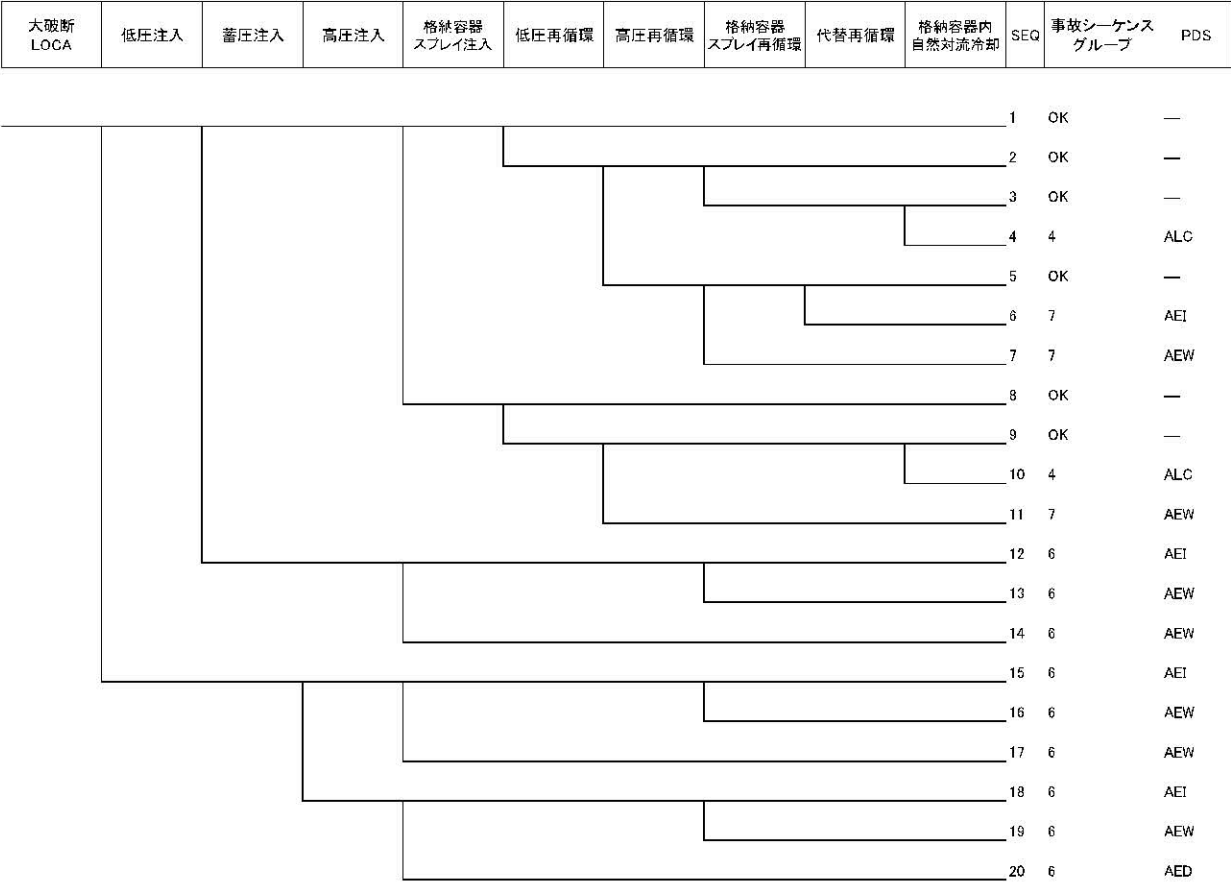
④ インターフェイスシステム LOCA が生じた場合

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

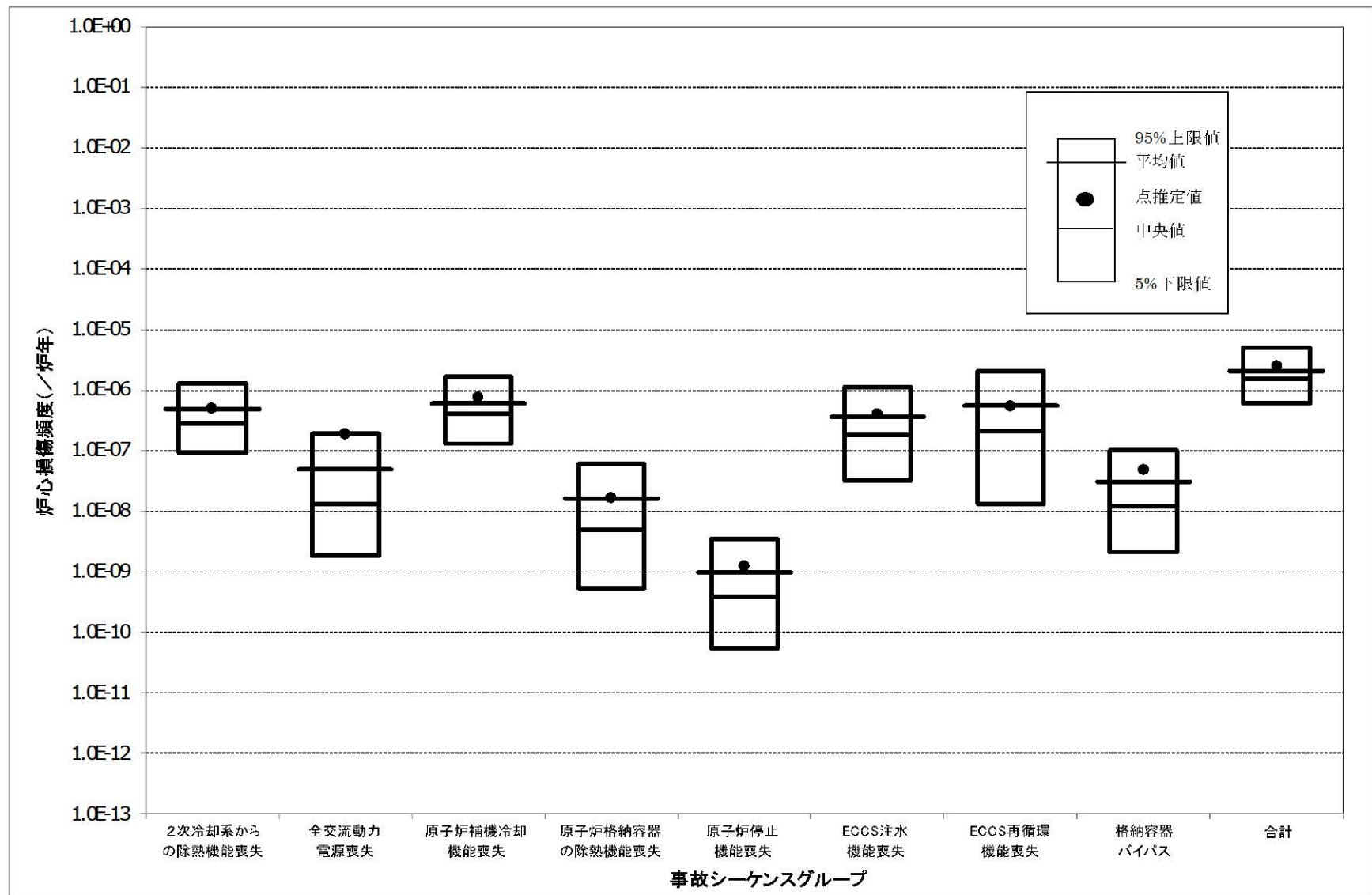


第 3.1.3.1-36 図 大破断 LOCA イベントツリー

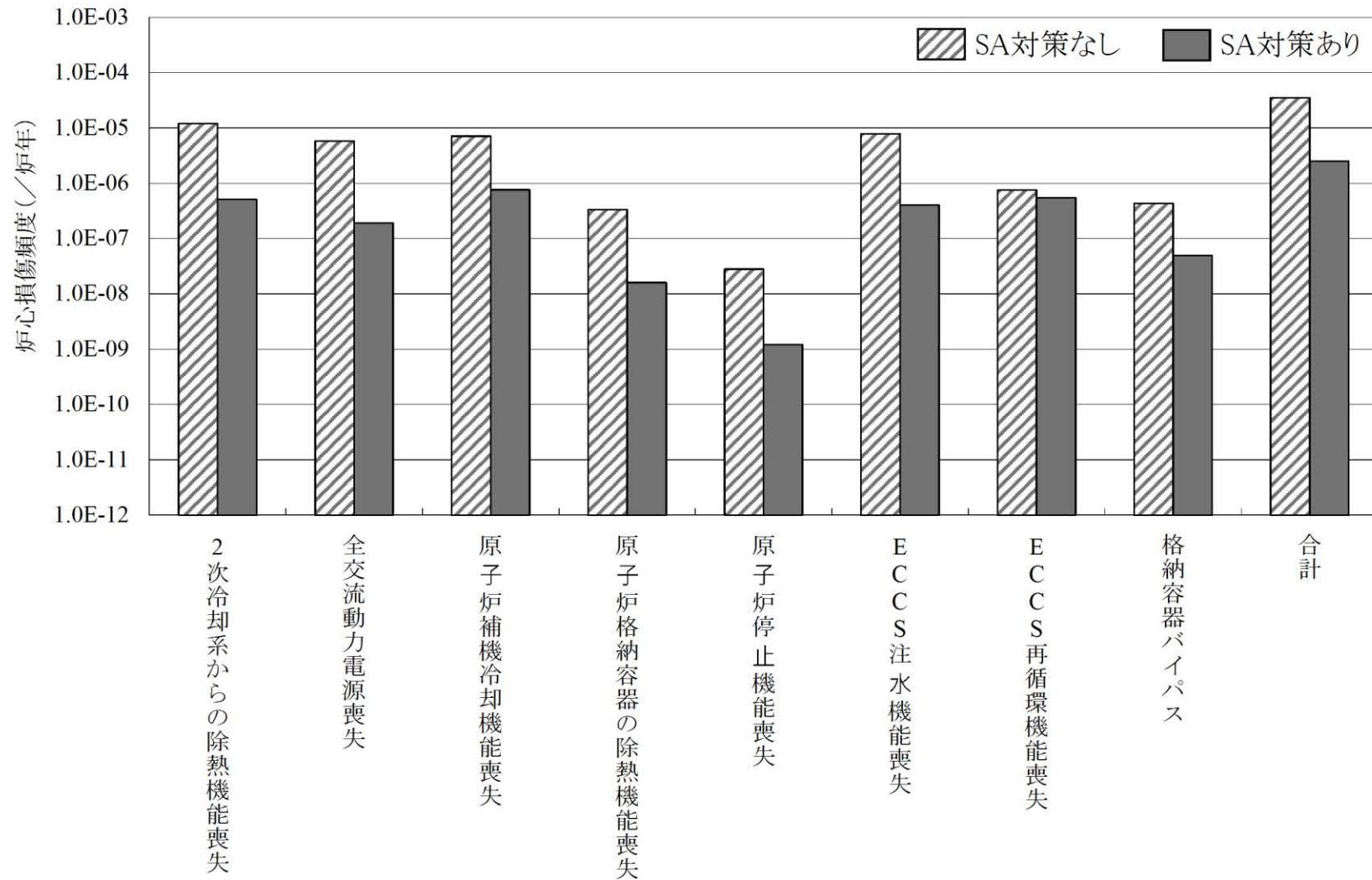
(1) Crew	(2) Time	(3) Location	(4) Cues for Response	Dependence Level	
	Same	Close	Same	CD	
			Different	HD	
		Not Close		Same/ No Additional	HD
				Different/ Additional	MD
					MD
		Different			MD
				LD	

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



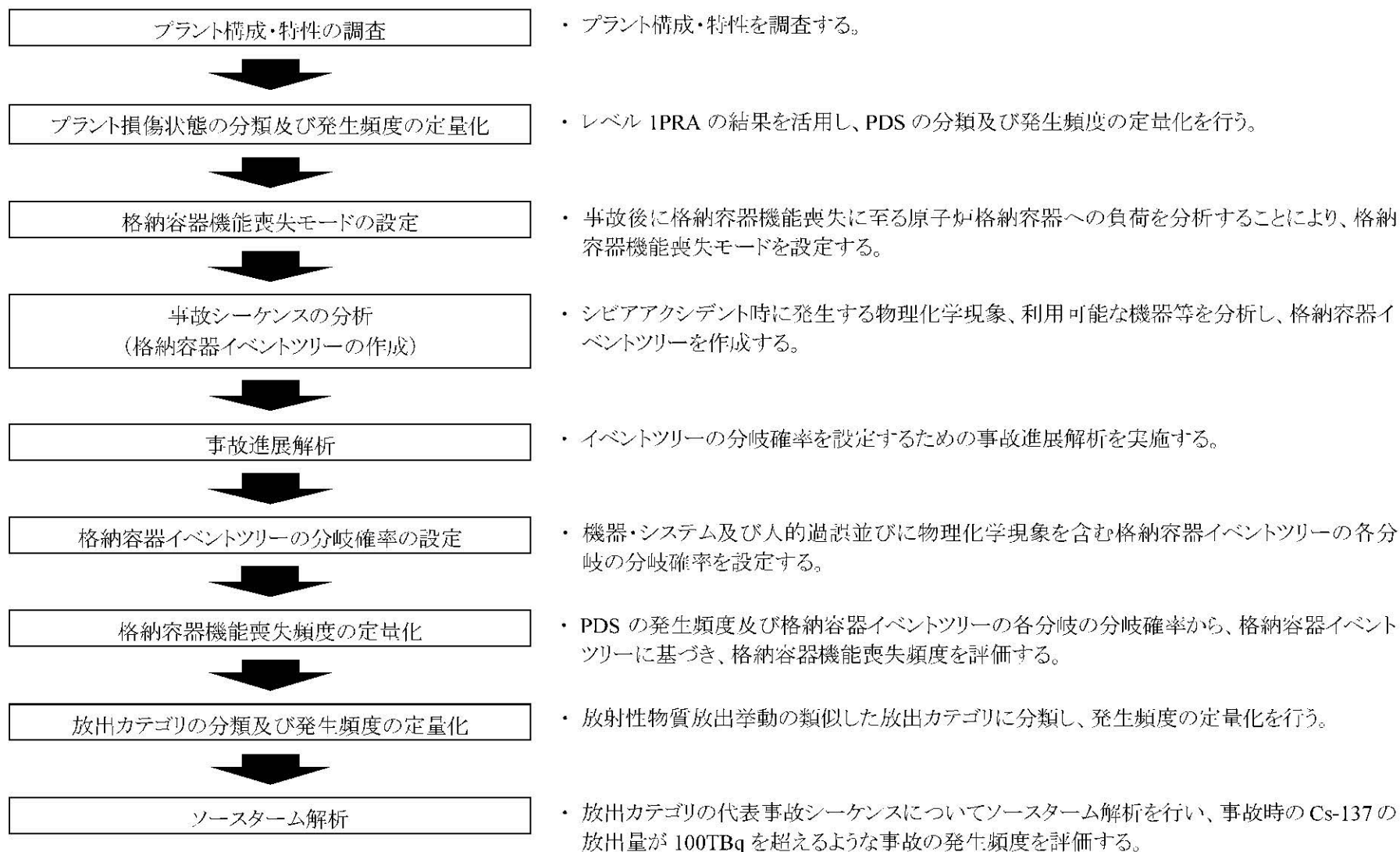
第 3.1.3.1-38 図 不確実さ解析結果



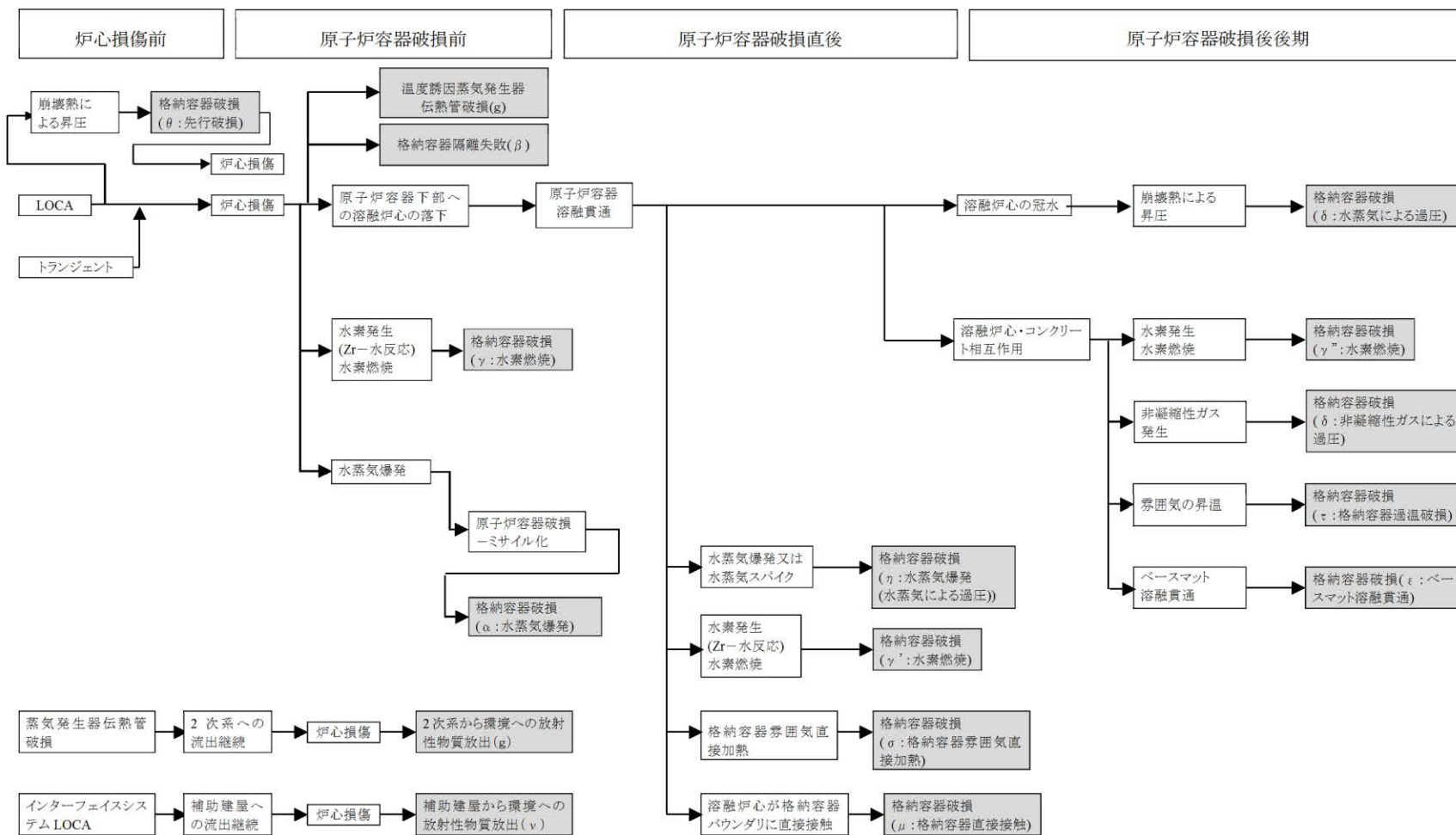
事故シーケンスグループ

第 3.1.3.1-39 図 SA 対策に係る感度解析結果

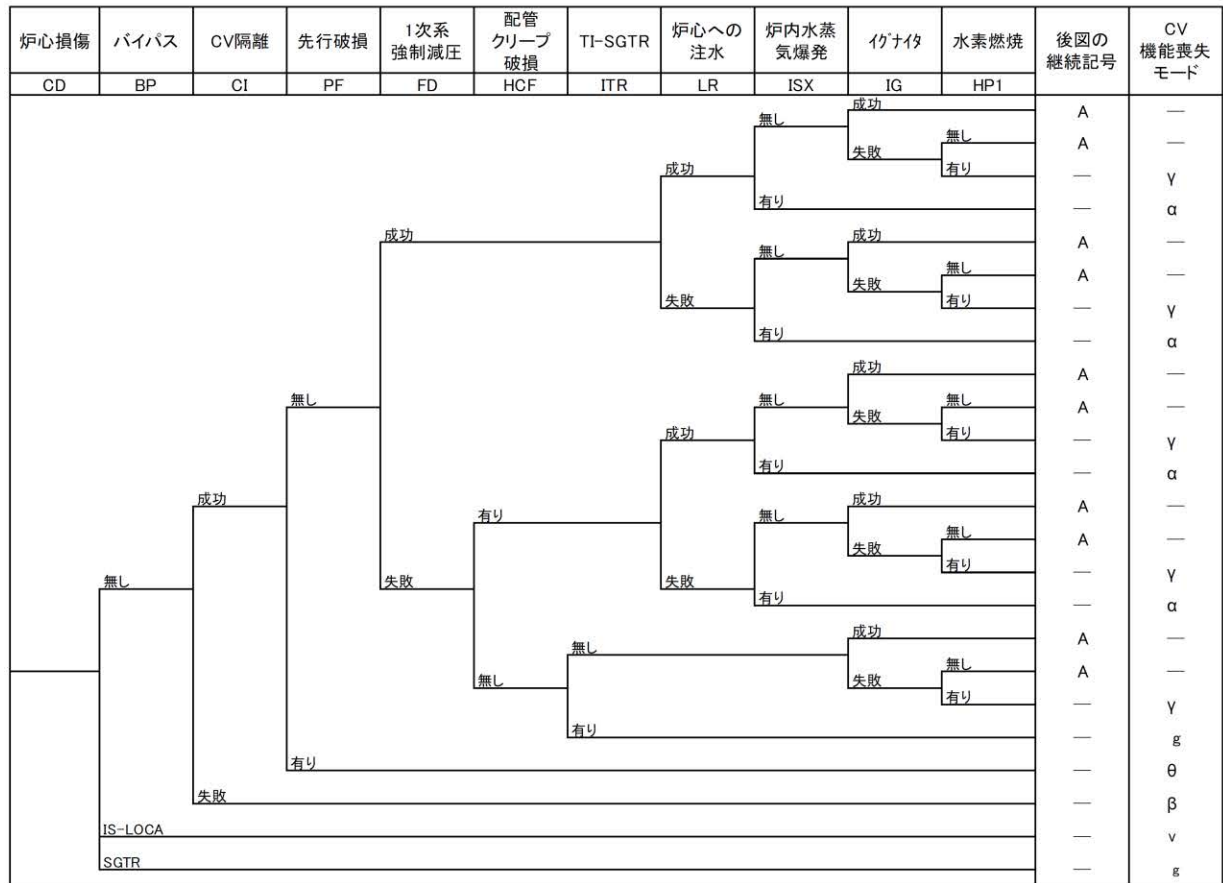
●レベル 2PRA 学会標準を参考に、以下の手順で内部事象出力運転時レベル 2PRA を実施



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



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	DGH	MA	HP2		
A	分散放出	多量		無し	無し	無し	無し	B	—
						有り	有り	—	γ'
						有り	無し	—	μ
						有り	有り	—	σ
						有り	無し	—	η
						有り	有り	—	—
		少量	成功	無し	無し	無し	無し	B	—
						有り	有り	—	γ'
						有り	無し	—	μ
						有り	有り	—	σ
						有り	無し	—	η
						有り	有り	—	—
	重力落下	多量		無し	無し	無し	無し	B	—
						有り	有り	—	γ'
						有り	無し	—	η
		少量	成功	無し	無し	無し	有り	B	—
						有り	有り	—	γ'
						有り	無し	—	η
		少量	失敗	無し	有り	無し	無し	B	—
						有り	有り	—	γ'
						有り	無し	—	—
						有り	有り	—	η

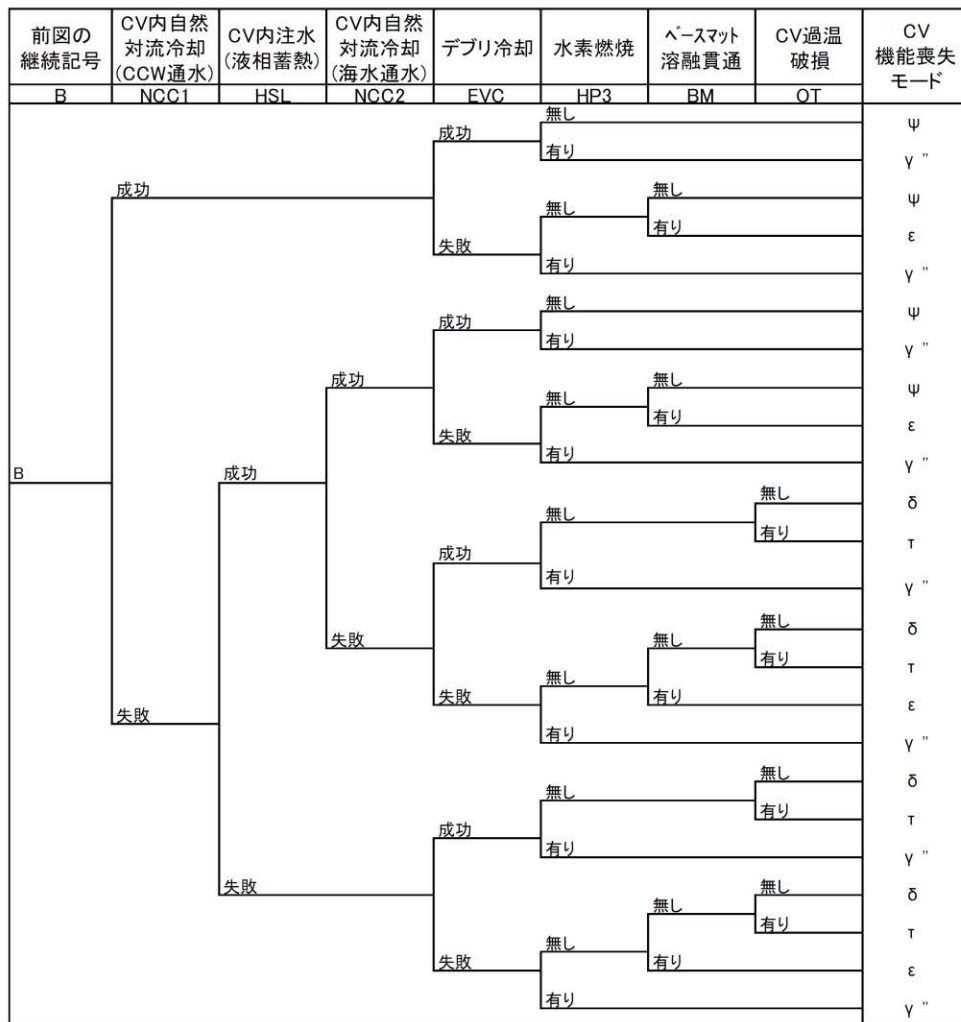
注 1) 後図の継続記号の—は、その時点での格納容器機能喪失を意味する。

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 = 格納容器寮開気直接加熱
- 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)

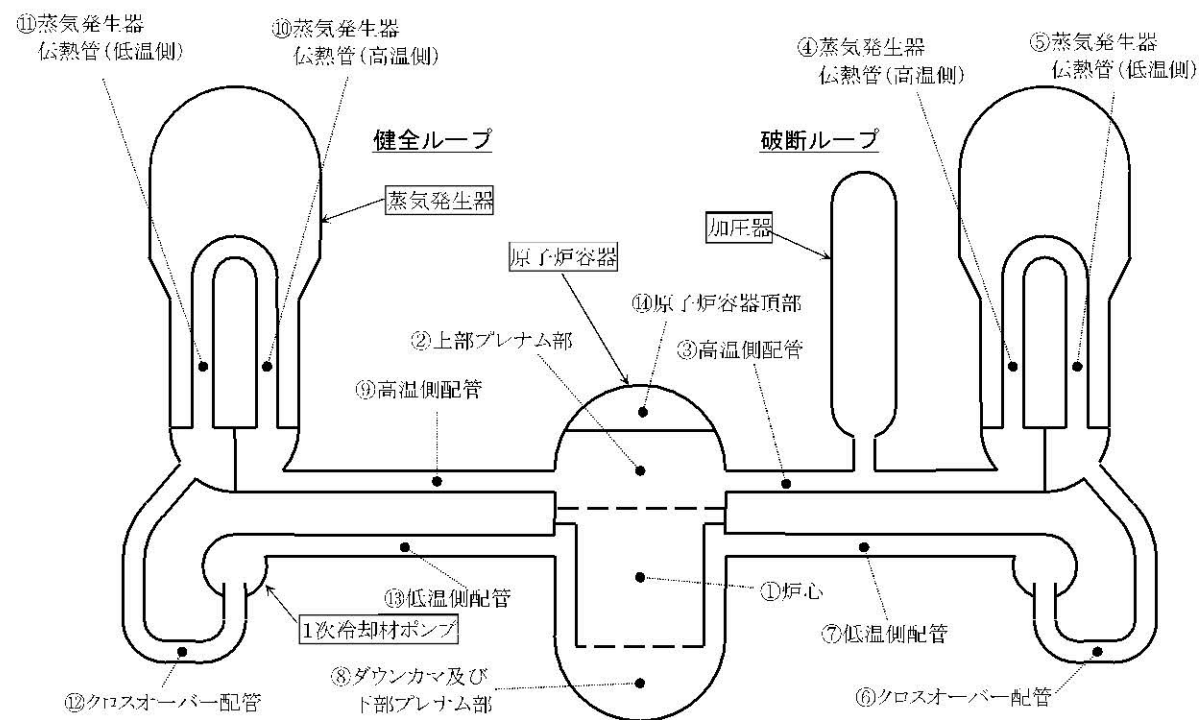


注) 格納容器機能喪失モード:

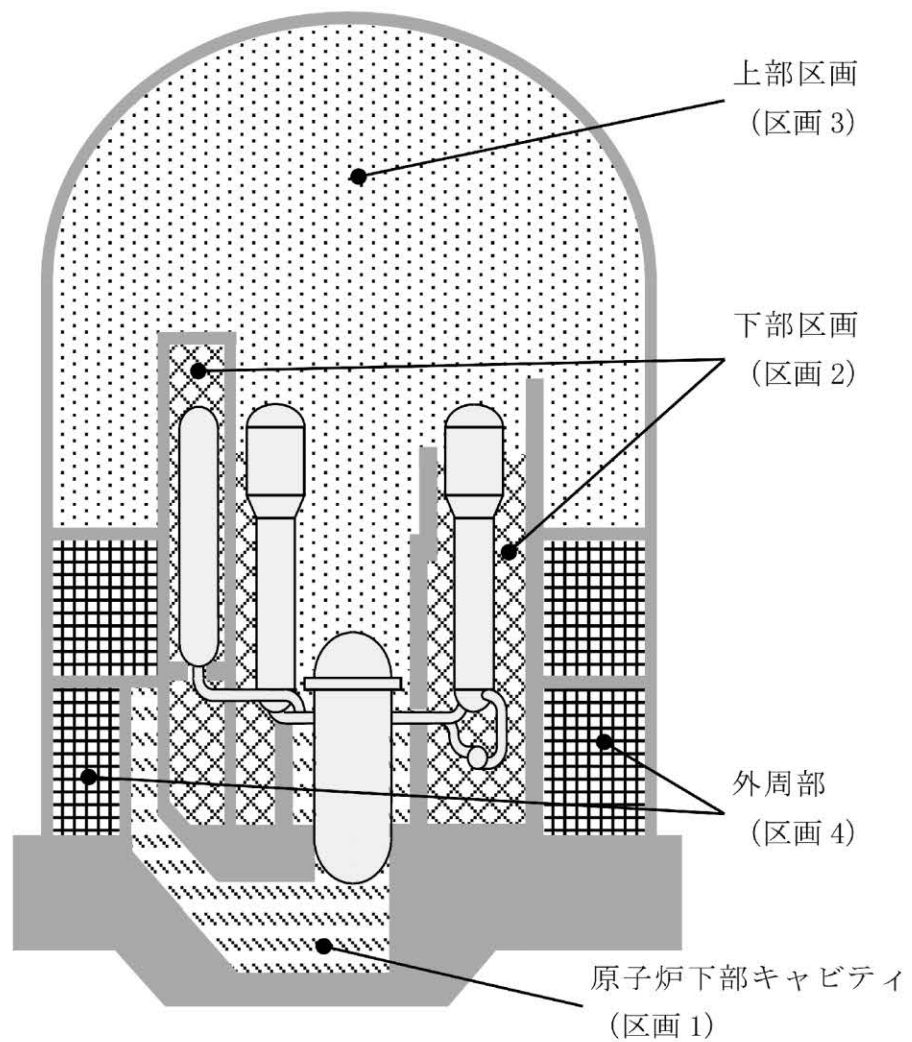
- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後後期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマツト溶融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- v = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

(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

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								
A	分散放出	多量	無し	無し	無し	無し	無し	B	—	—					
								—	γ'	F3A					
								—	μ	F3A					
								—	σ	F3A					
								—	η	F3A					
								B	—	—					
		少量						—	γ'	F3A					
								—	μ	F3A					
								—	σ	F3A					
								—	η	F3A					
								B	—	—					
								—	γ'	F3A					
	重力落下	多量	無し	無し	無し	無し	無し	—	μ	F3A					
								—	σ	F3A					
								—	η	F3A					
								B	—	—					
								—	γ'	F3A					
								—	η	F3A					
		少量						—	μ	F3A					
								—	σ	F3A					
								—	η	F3A					
								B	—	—					
								—	γ'	F3A					
								—	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

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 熔融貫通	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			ψ	F6
					有り			γ "	F3A
				失敗	無し	無し		ψ	F6
						有り		ε	F3C
					有り			γ "	F3A
					無し			ψ	F6
					有り			γ "	F3A
				成功	無し	無し		ψ	F6
						有り		ε	F3C
					有り			γ "	F3A
	失敗	成功	失敗	成功	無し	無し		ψ	F6
						有り		ε	F3C
					有り			γ "	F3A
					無し			δ	F3C
				成功	無し		無し	τ	F3C
					有り		有り	γ "	F3A
					無し			δ	F3C
					有り		有り	τ	F3C
				失敗	無し	無し		ε	F3C
						有り		γ "	F3A
					有り			δ	F3C
					無し		有り	τ	F3C
	成功	失敗	成功	成功	無し		無し	γ "	F3A
					有り		有り	δ	F3C
					無し			τ	F3C
					有り		有り	γ "	F3A
				失敗	無し	無し		δ	F3C
						有り	有り	τ	F3C
	失敗	成功	失敗	成功	無し		有り	ε	F3C
					有り			γ "	F3A
					無し			δ	F3C
					有り		有り	τ	F3C

注 1) 格納容器機能喪失モード:

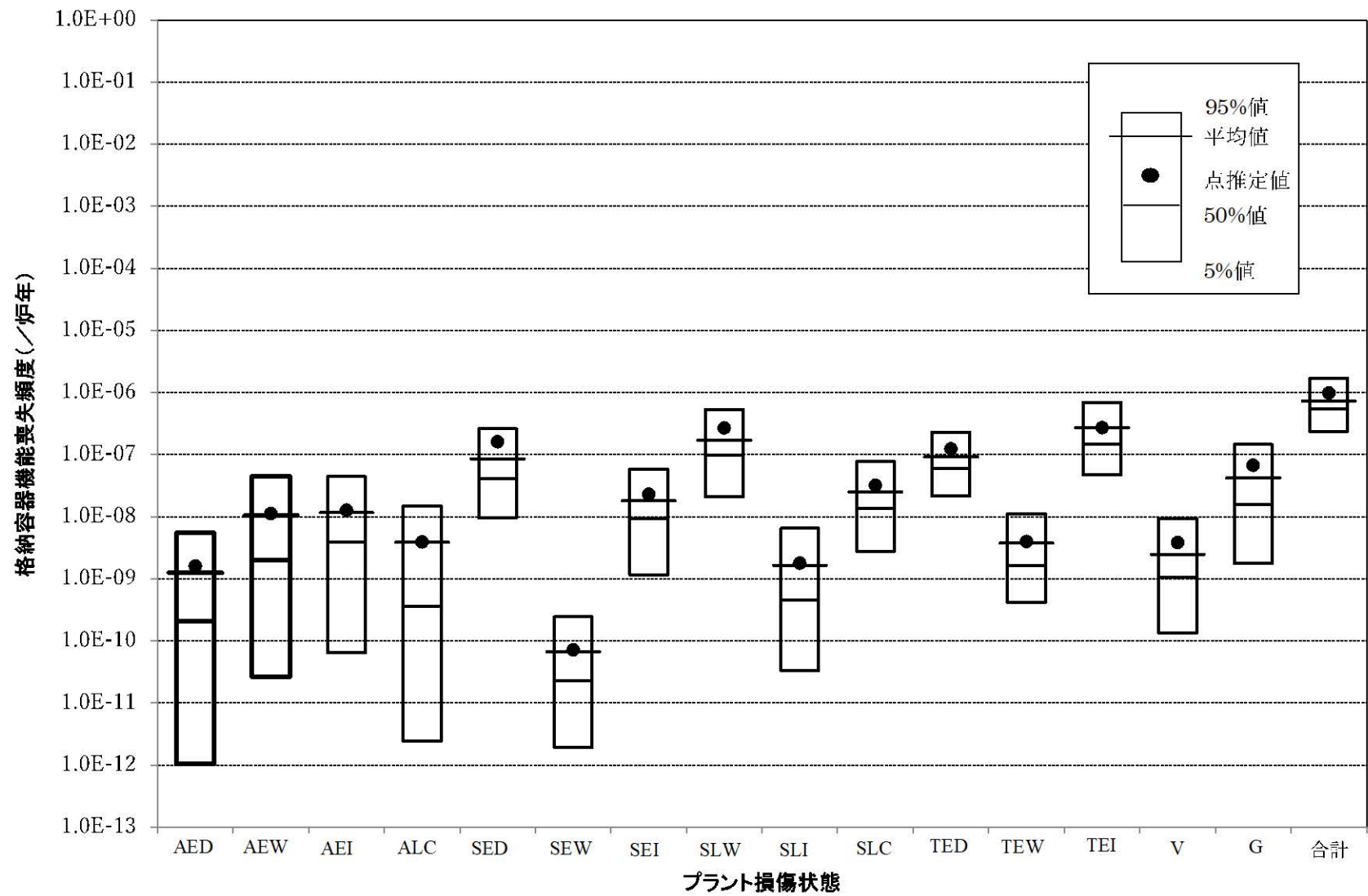
- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後後期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマツト熔融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- v = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

注 2) 放出カテゴリ記号

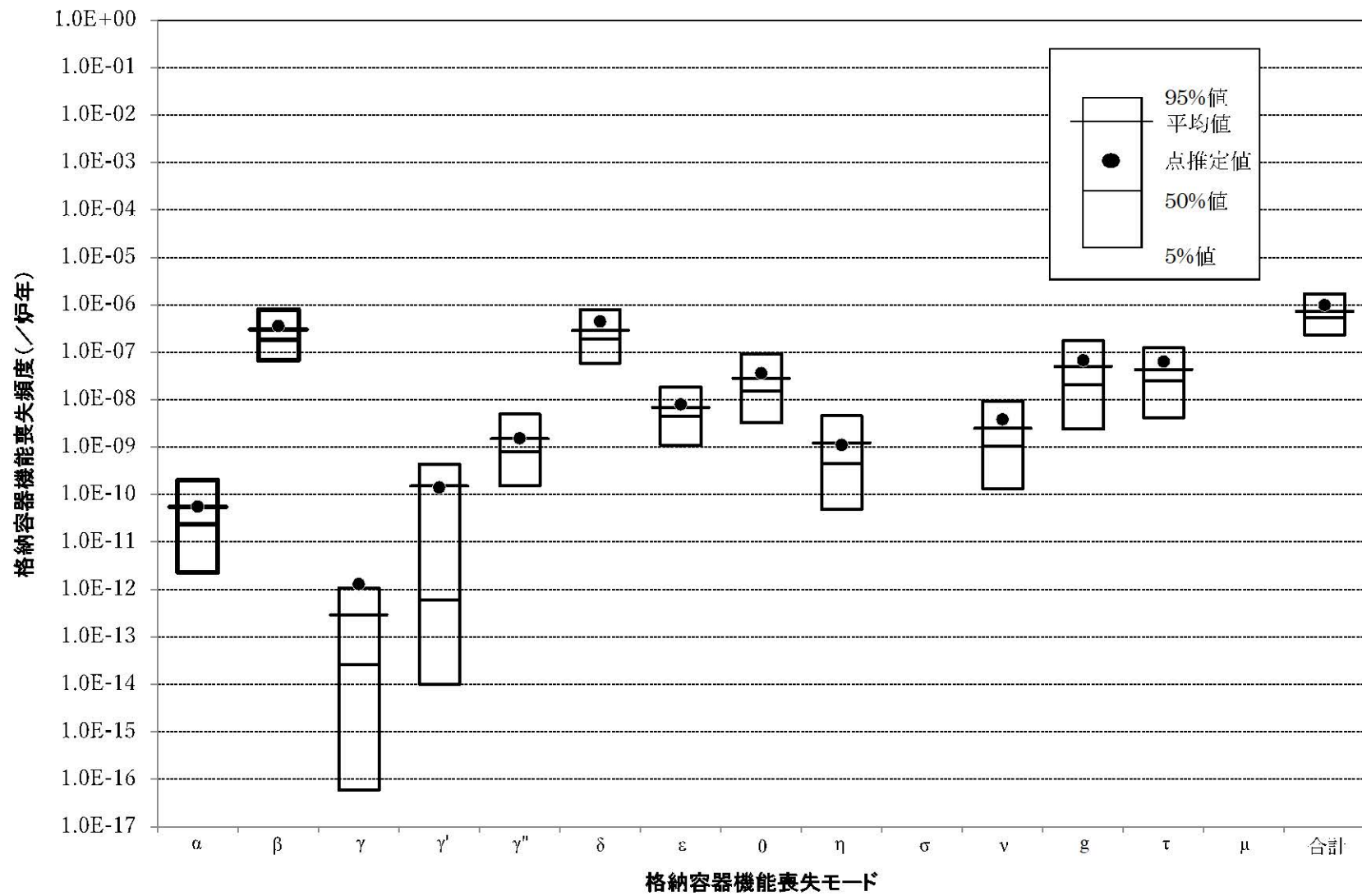
- F1 = 格納容器バイパス(内的)
- F2 = 格納容器バイパス(外的)
- F3A = 格納容器破損(内的)(エナジェティック)
- F3B = 格納容器破損(内的)(先行破損)
- F3C = 格納容器破損(内的)(その他)
- F4 = 格納容器破損(外的)
- F5 = 隔離失敗(内的及び外的)
- F6 = 健全(設計漏えい)(内的及び外的)

(c) 原子炉容器破損後後期

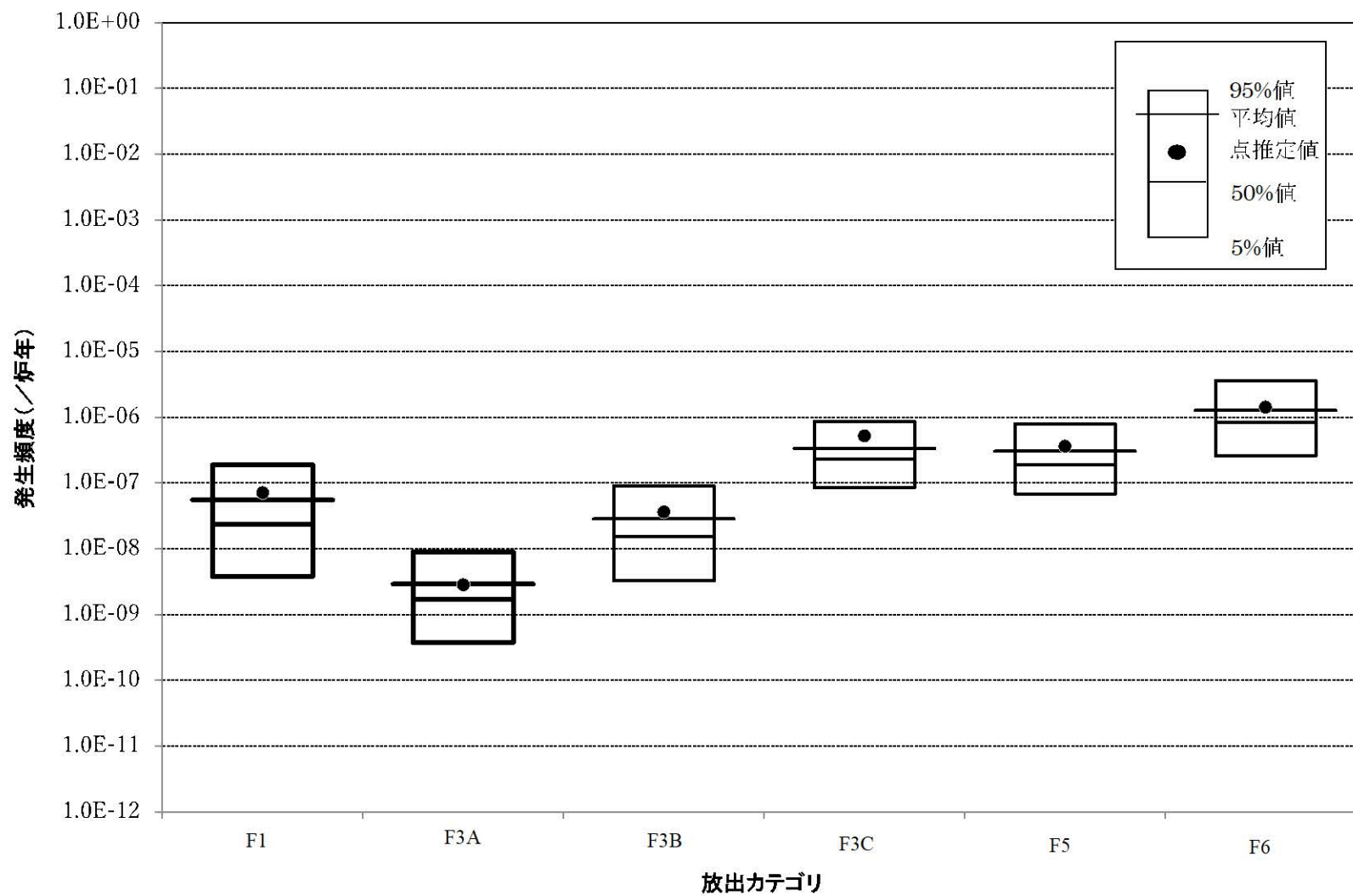
第 3.1.3.1-45 図 格納容器イベントツリーにおける放出カテゴリ分類(3/3)



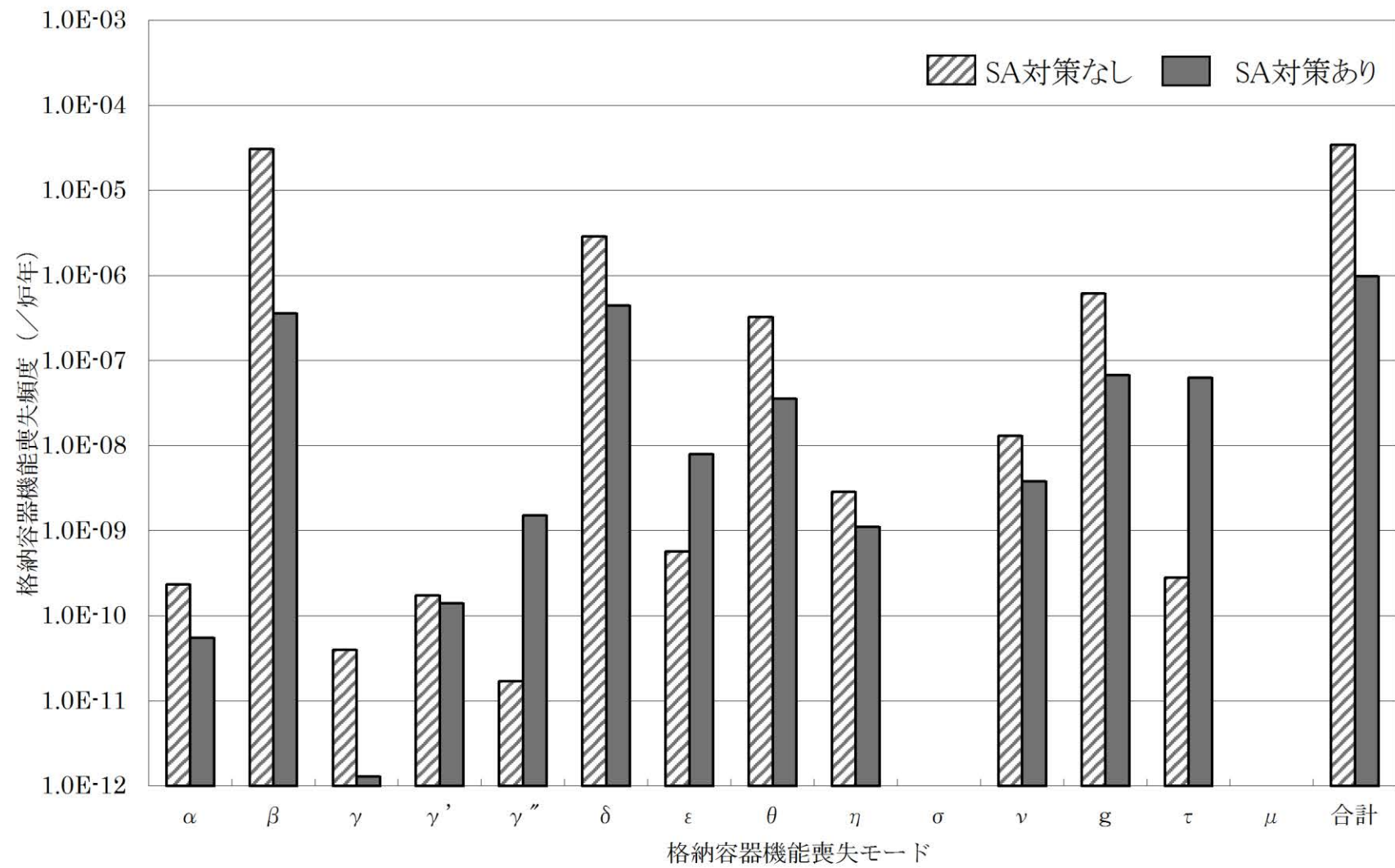
第 3.1.3.1-46 図 不確実さ解析結果(プラント損傷状態別)



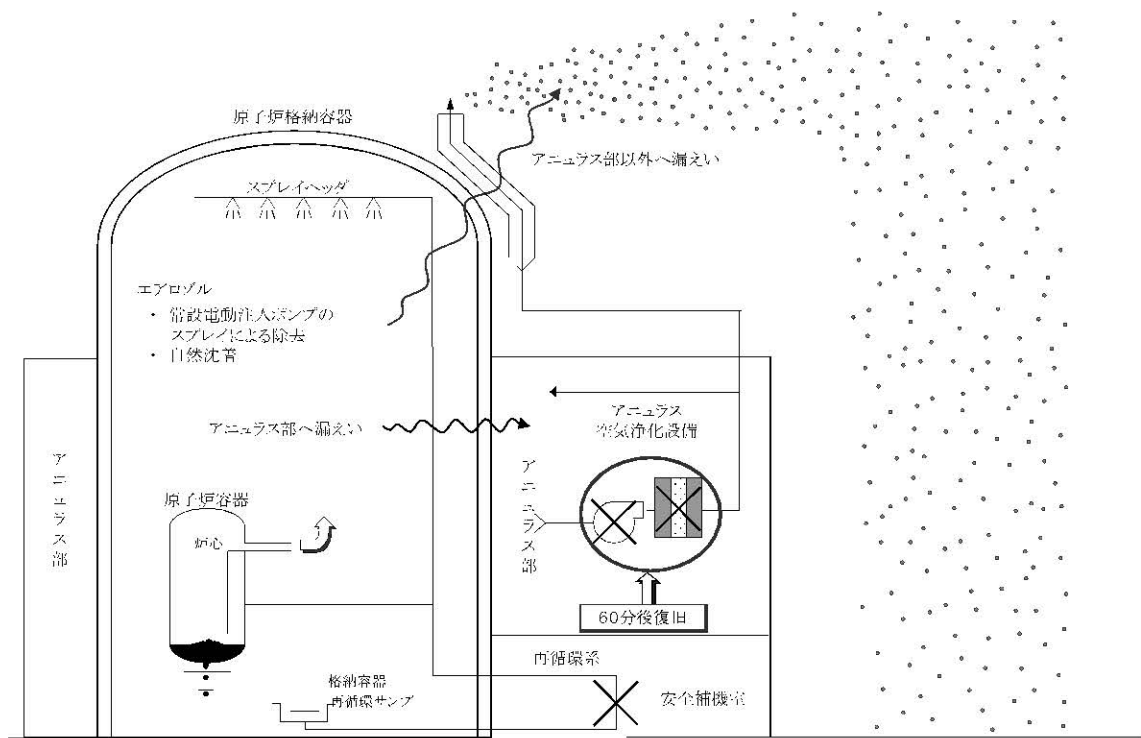
第 3.1.3.1-47 図 不確実さ解析結果(格納容器機能喪失モード別)



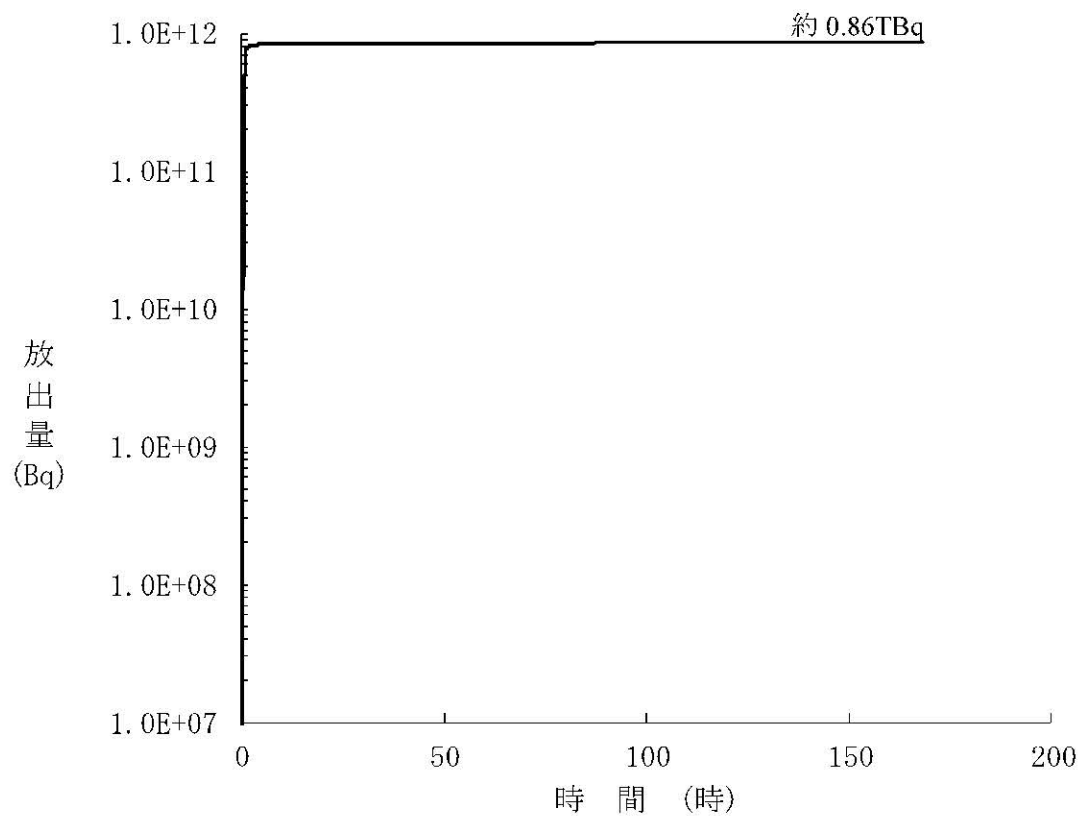
第 3.1.3.1-48 図 不確実さ解析結果(放出カテゴリ別)



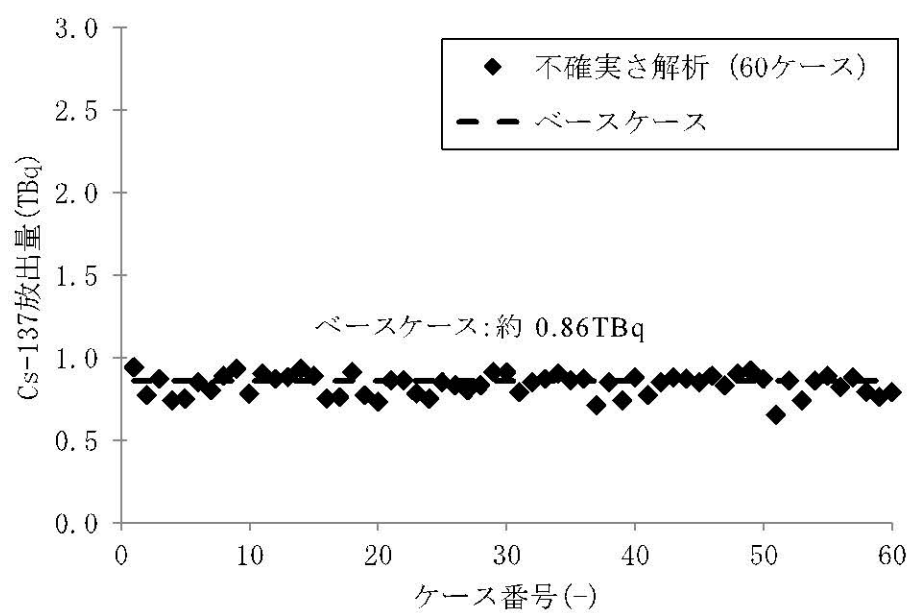
第 3.1.3.1-49 図 SA 対策に係る感度解析結果



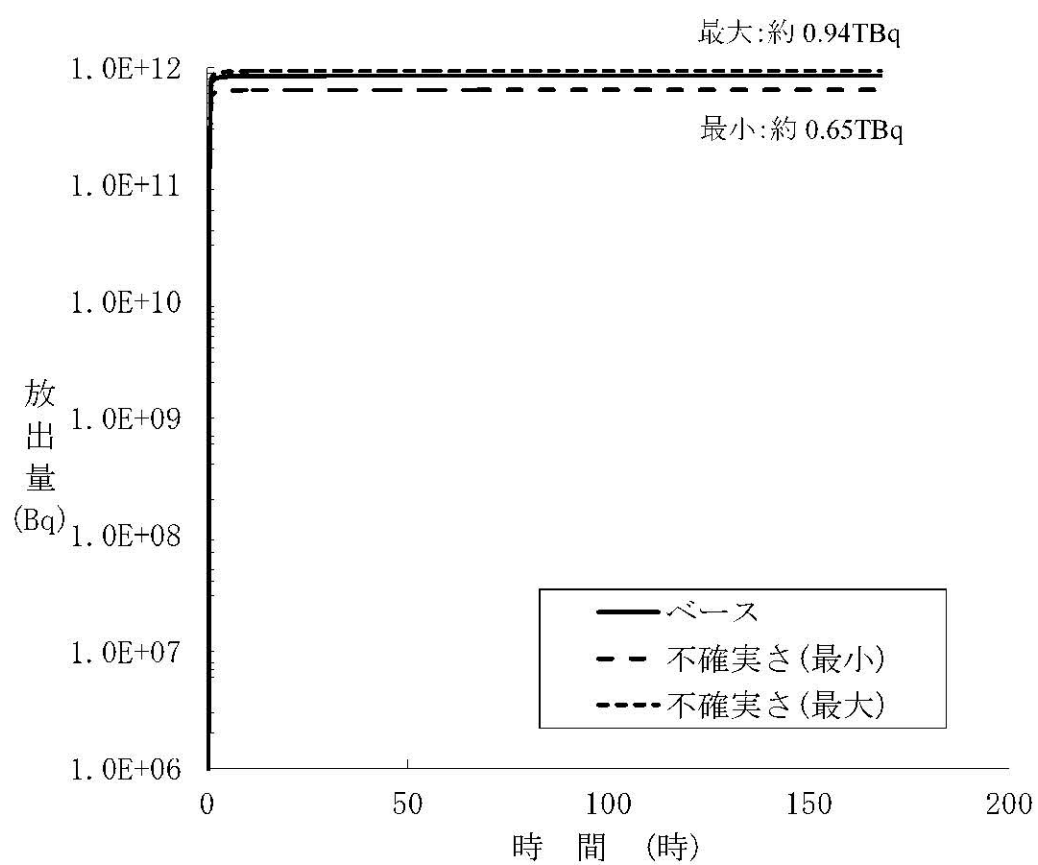
第 3.1.3.1-50 図 放出放射エネルギー評価イメージ



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 不確実さ解析結果 (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3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
- ・ 起因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℃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℃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。

(ヘ) 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、再稼働後の初回定期検査である第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、評価の保守性を担保するため、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. 起因事象の選定及び発生頻度の評価

起因事象とは、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) 起因事象の選定

本評価では、内部事象停止時レベル1PRAで評価すべき起因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因事象の候補を第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、国内外における起因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)。

ヘ 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、ホ項及びヘ項のみを適用した。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 $6.34 \times 10^5(\text{h})$ 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 $= 1.9 \times 10^{-5} (\text{/日})$

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によって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1PRA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1PRA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

外部電源の喪失して、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。

各起因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
- ・ 高圧注入系(注入時)
- ・ 高圧注入系(再循環時)
- ・ 蓄圧注入系
- ・ 低圧注入系(注入時)
- ・ 低圧注入系(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

起回事象、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(起回事象発生頻度、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 起因事象別炉心損傷頻度及びプラント状態別炉心損傷頻度

起因事象別、POS別のCDFを第3.1.3.2-12表に示す。全CDFに占める各起因事象の寄与は、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において起因事象が発生した後、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において起因事象が発生した後、外部電源の復旧に失敗し、3A制御用空気圧縮機の待機除外と、3B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において起因事象が発生し、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(4-3D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4-3D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4-3D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4-3D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 4-3D母線機能喪失

内容:6.6kV 4-3D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 4-3D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1PRA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 1PRA 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アグラム 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 1PRA 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 ・ 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 ・ 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 ・ 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 1PRA 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	・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	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	
	・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	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 ・故障件数の不確か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ヵ年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 ・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 ・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 (1)CCS 作動信 号ブロッ 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ミドル ープ	(6) 原子 炉上 部キャビ ティ満 水	(7) 燃料 取出し 状態	(8) 原子 炉上 部キャビ ティ満 水	(9) RHR 運転 ③ミドル 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 (1)CCS 作動信 号ブロッ 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	—	—
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	—	—
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	—	—
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	—	—
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	—	—
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	—	—
ディーゼル発電機	—		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	—	—
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	—	—
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	—	—
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	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 起因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圧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	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因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。 【停止時PSA学会標準より抜粋】 原子炉冷却材流出を生じさせる起因事象として、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。 ー停止時においては、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。 ー停止時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。 ー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。 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因事象から除外できる。
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1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(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	—	・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) ・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)
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	・POS3、11、13: 1次冷却材ポンプ1台当たりのリーク量は1.5m ³ /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) ・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) ・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)
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	—	・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。 ・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)
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	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。 ・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いと判断し、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)

【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	—	・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。 ・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。(除外判定済)
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	—	・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。 ・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。(除外判定済)
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	・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。(除外判定済) 【停止時 PSA 学会標準より抜粋】 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えい検査時を除いて、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。 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。 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。

【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)

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ヘッダ喪失)	原子炉補機冷却水系のAヘッダ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ヘッダ喪失)	原子炉補機冷却水系のBヘッダ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ヘッダ喪失)	原子炉補機冷却水系のCヘッダ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)

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ダ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ダ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 4-3C及び4-3D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 4-3C又は4-3D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)

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 起因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 3-3C1、3-3C2、3-3D1、3-3D2母線又は原子炉コントロールセンタ3C1、3C2、3C3、3C4、3D1、3D2、3D3、3D4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、制御用空気系等の軸機の機能が喪失し、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 3-3C1、3-3C2、3-3D1、3-3D2母線又は原子炉コントロールセンタ3C1、3C2、3C3、3C4、3D1、3D2、3D3、3D4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3A及び3B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3A又は3B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。 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)
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	

【凡例】起因事象の除外判定理由

イ 内部事象停止レベル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本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1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 起因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、起因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、起因事象とならないため対象外とする。(除外基準イ) ・POS3、11、13:
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	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。 以上の理由により、これらの起因事象による全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	・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断は現実的には発生しないと判断する。(除外判定ホ) ・POS3、11、13:
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	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 起因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、起因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、起因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: 停止時においては起因事象とならないため対象外とする。(除外基準イ)
ATWS	起因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: 停止時においては起因事象とならないため対象外とする。(除外基準イ)

【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(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	・POS3、4、5、9、10、11、12、13： 内部事象出力時レベル1PRA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)
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	—	・POS14： グ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。 ・POS3、4、5、9、10、11、12、13： グ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グラント起動時の異常なほう素希釈で代表する。(除外判定ヘ)
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	・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作動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。

【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)

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