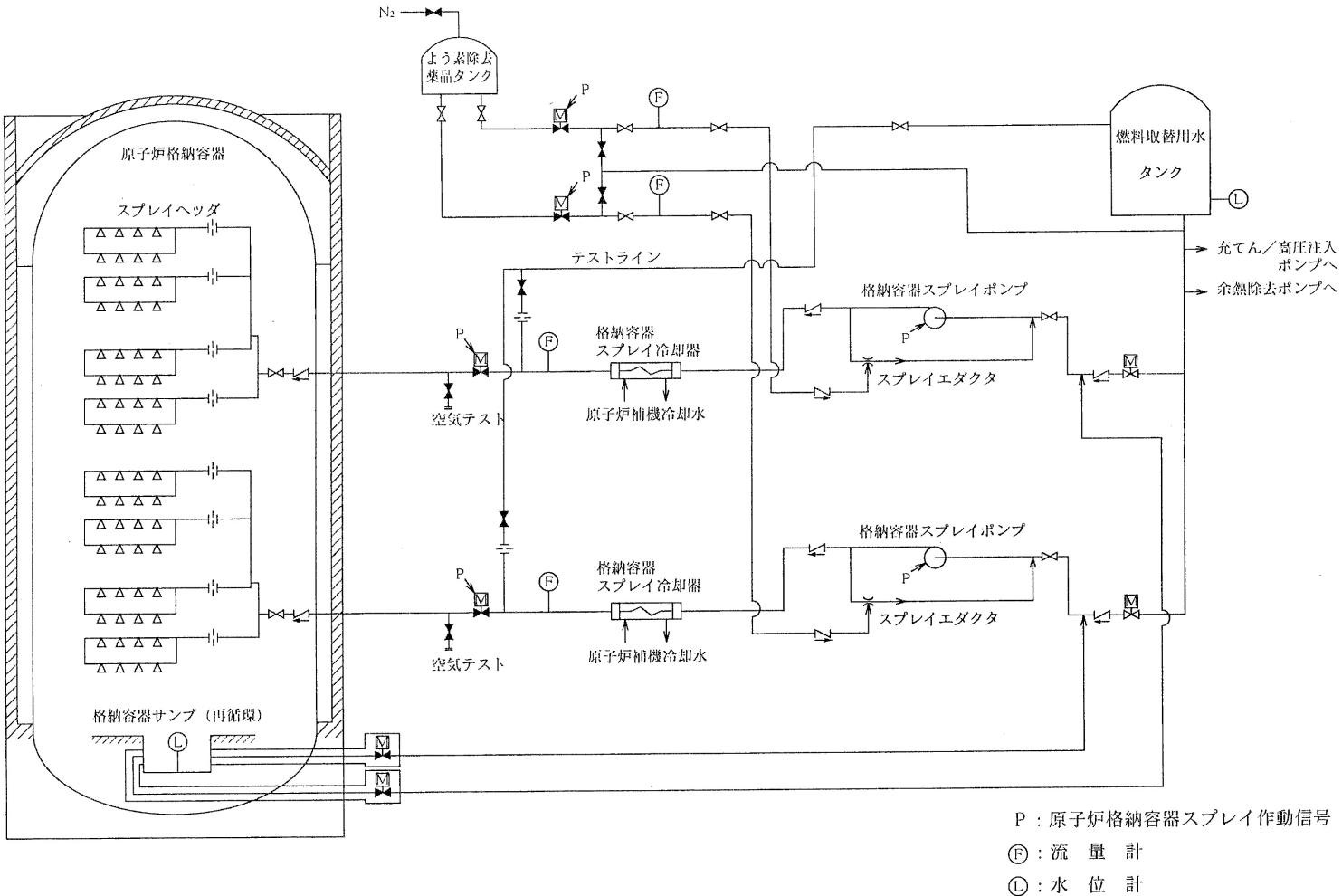
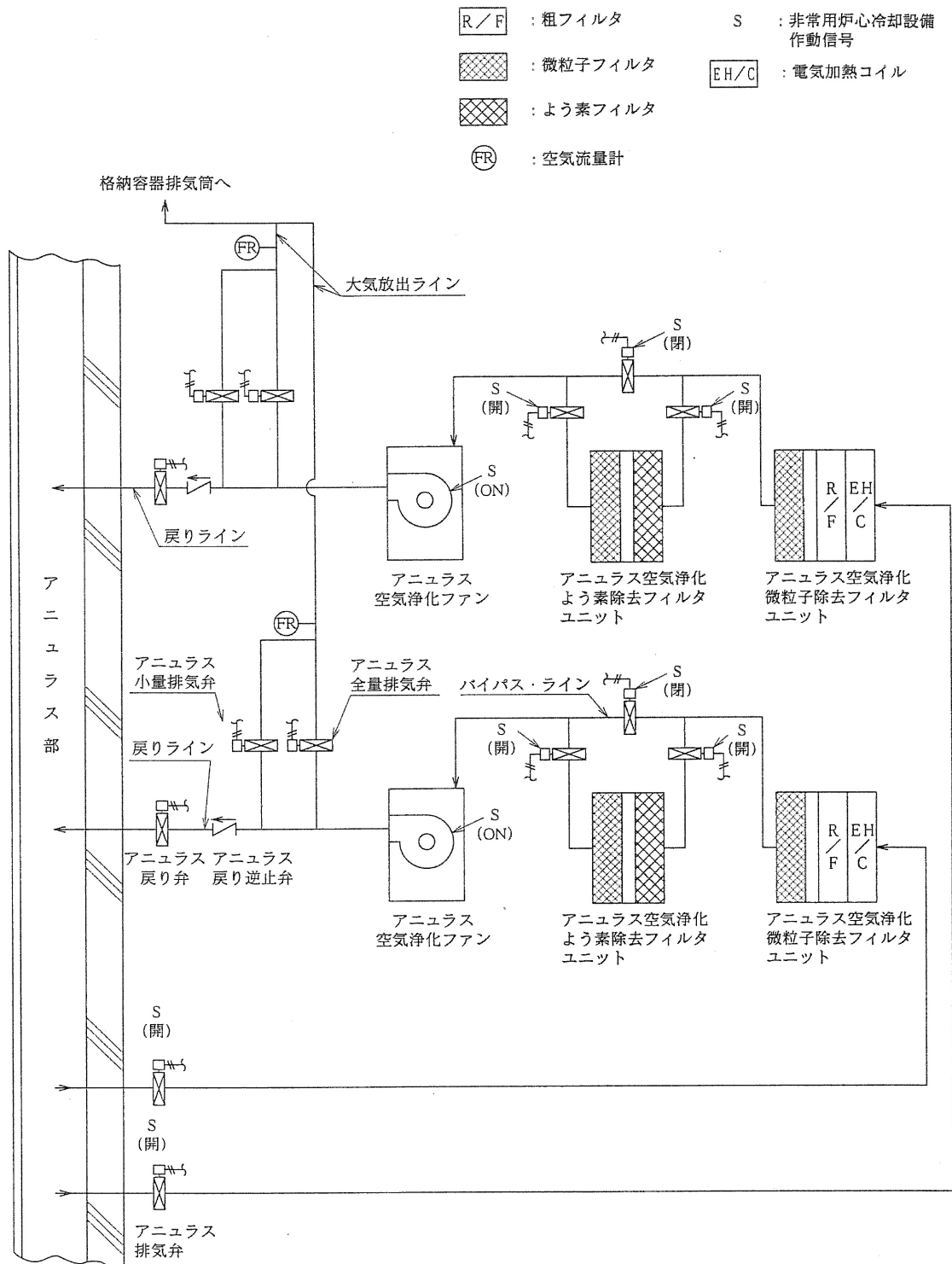


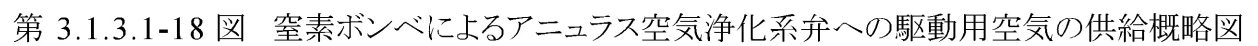


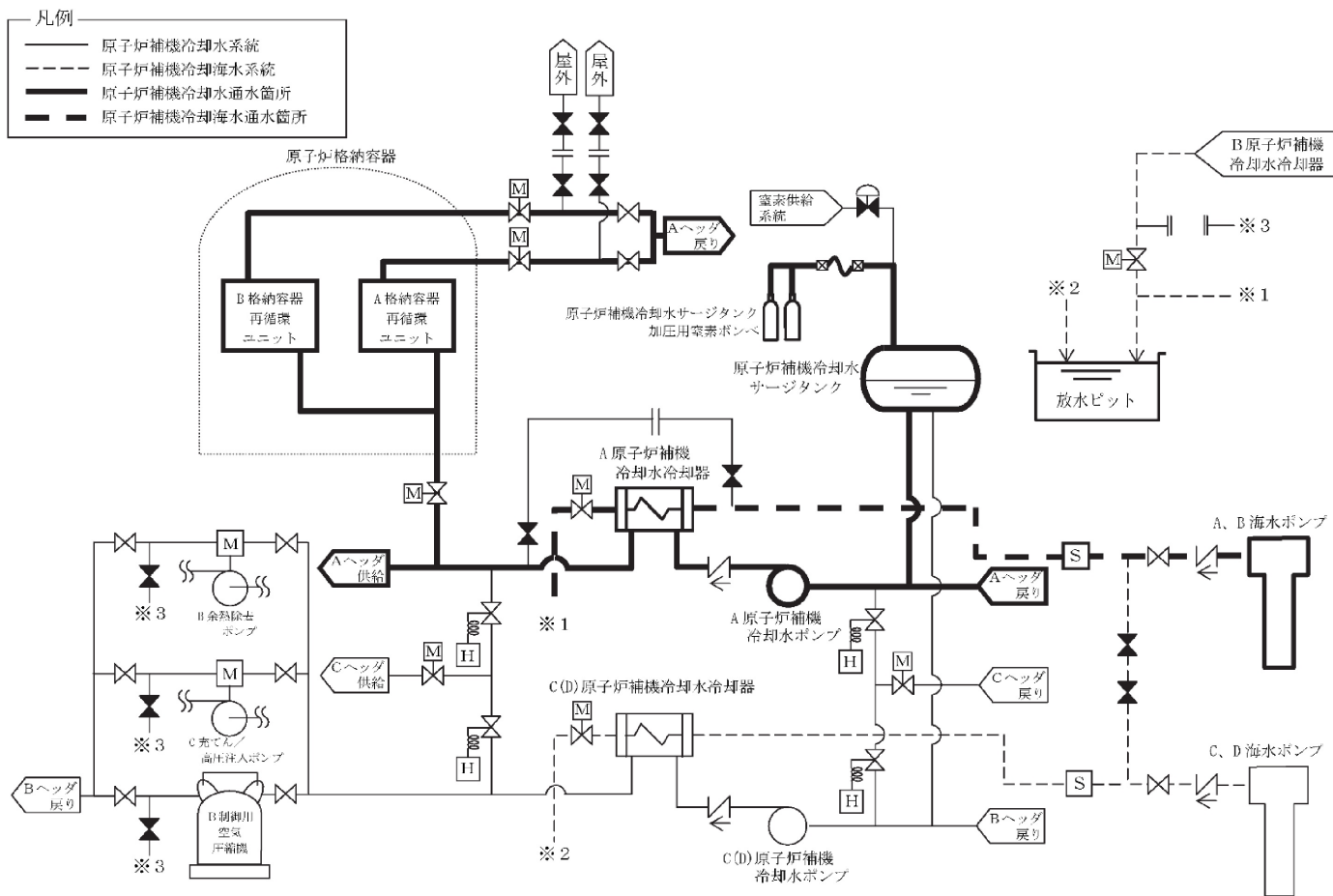
第 3.1.3.1-16 図 原子炉格納容器スプレイ設備系統概略図

凡 例

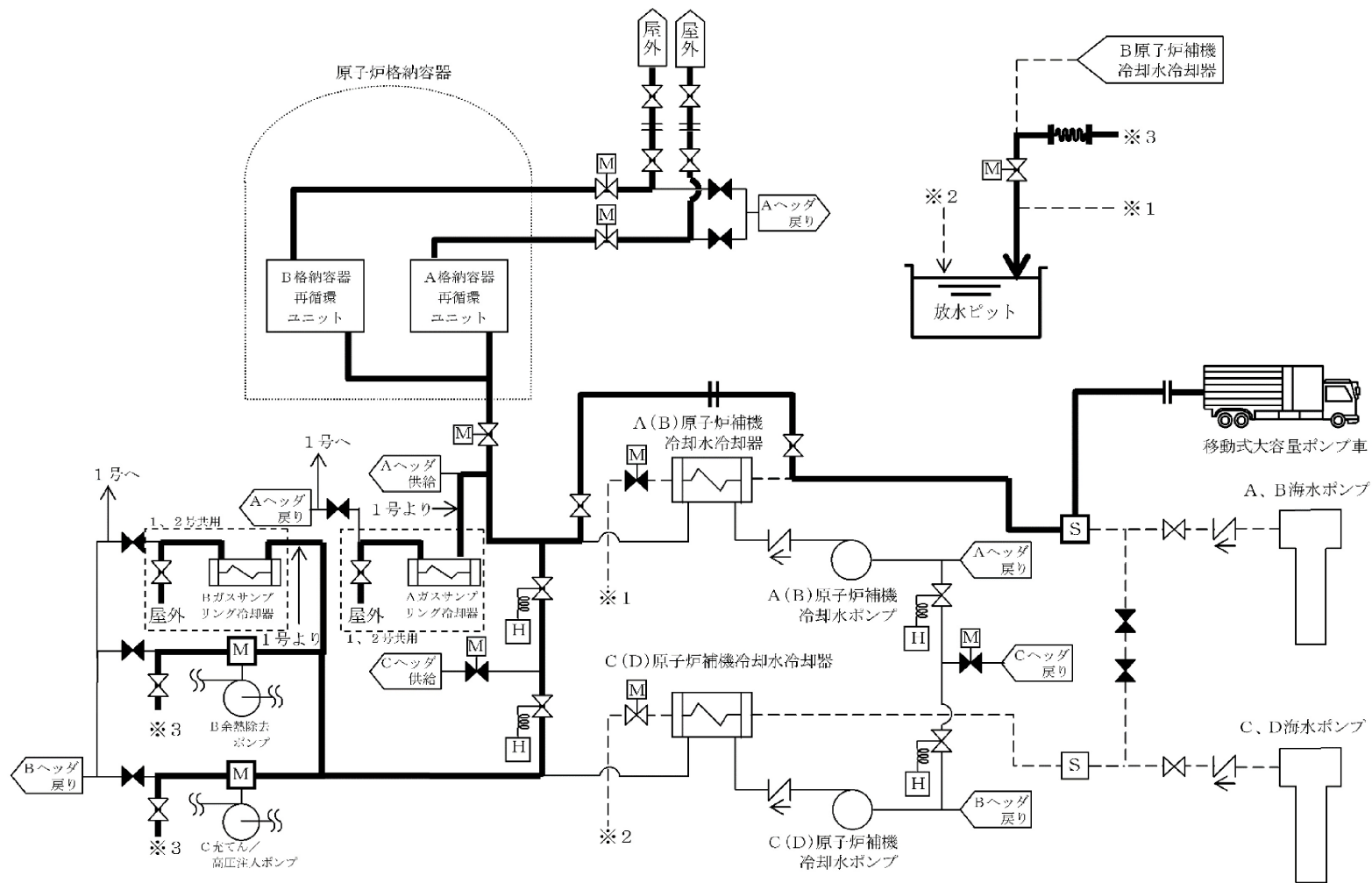


第 3.1.3.1-17 図 アニュラス空気浄化設備系統概略図

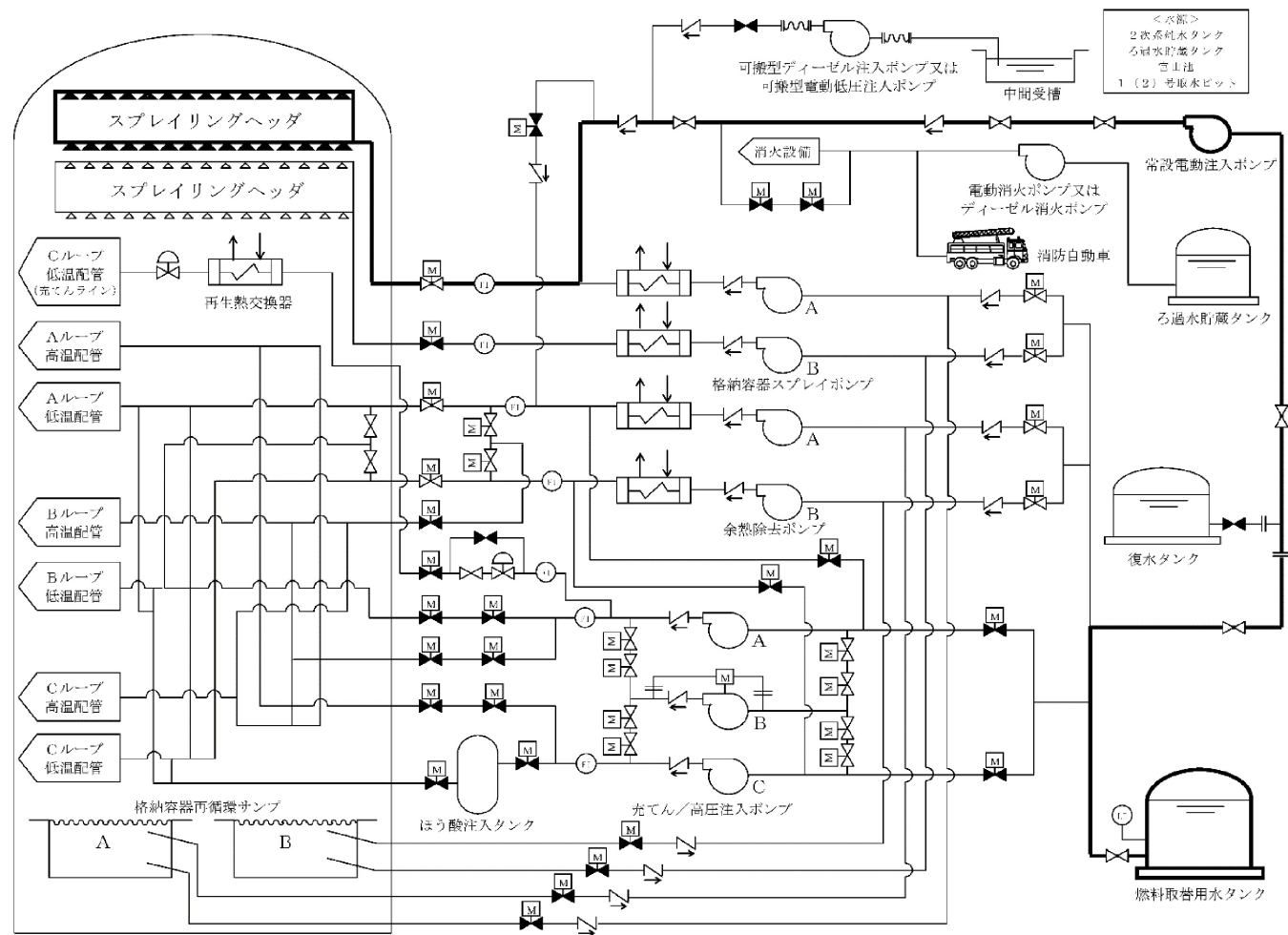




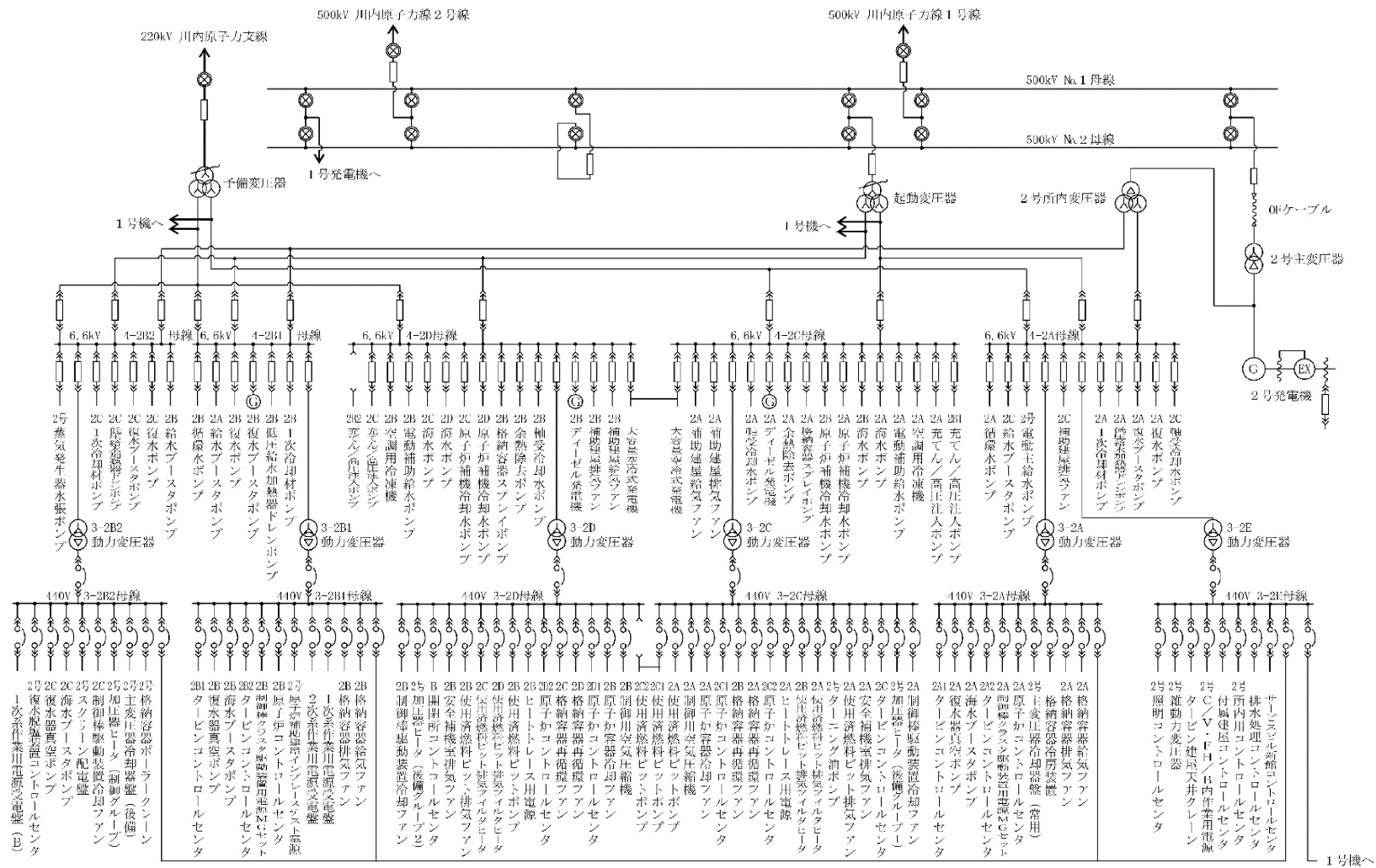
第 3.1.3.1-19 図 格納容器内自然対流冷却(原子炉補機冷却水通水時)概略図



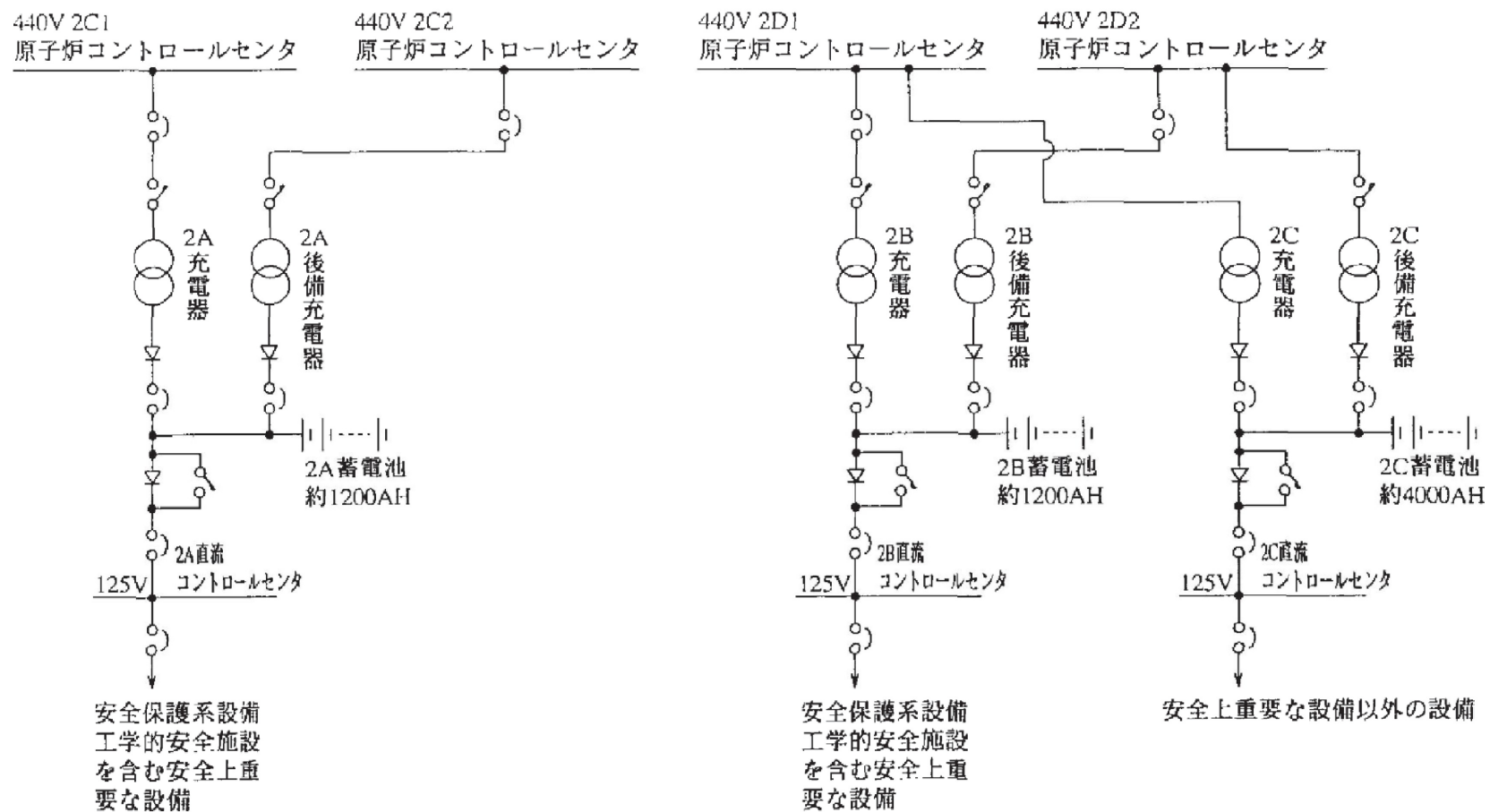
第 3.1.3.1-20 図 格納容器内自然対流冷却(海水通水時)概略図



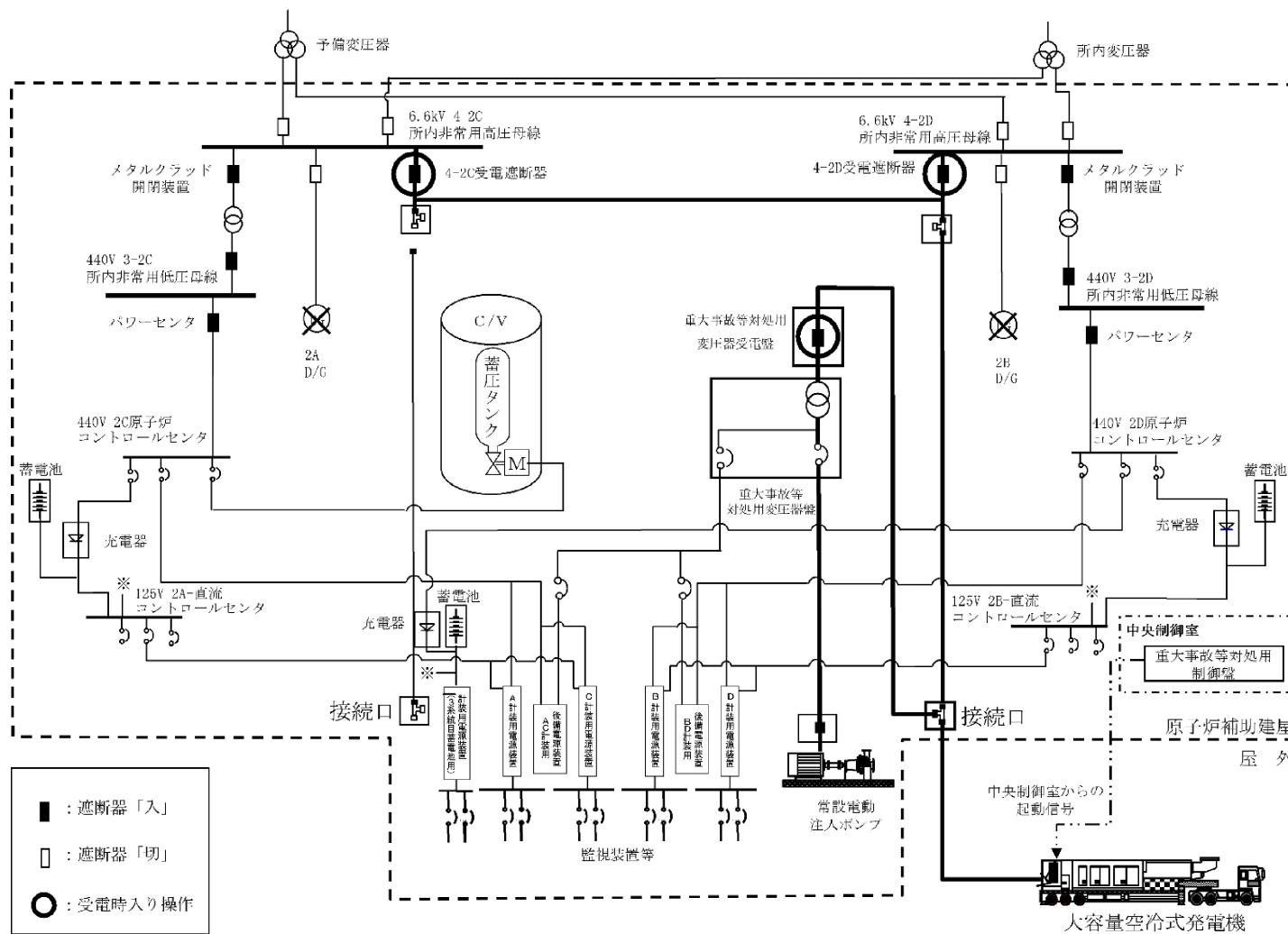
第 3.1.3.1-21 図 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ概略図



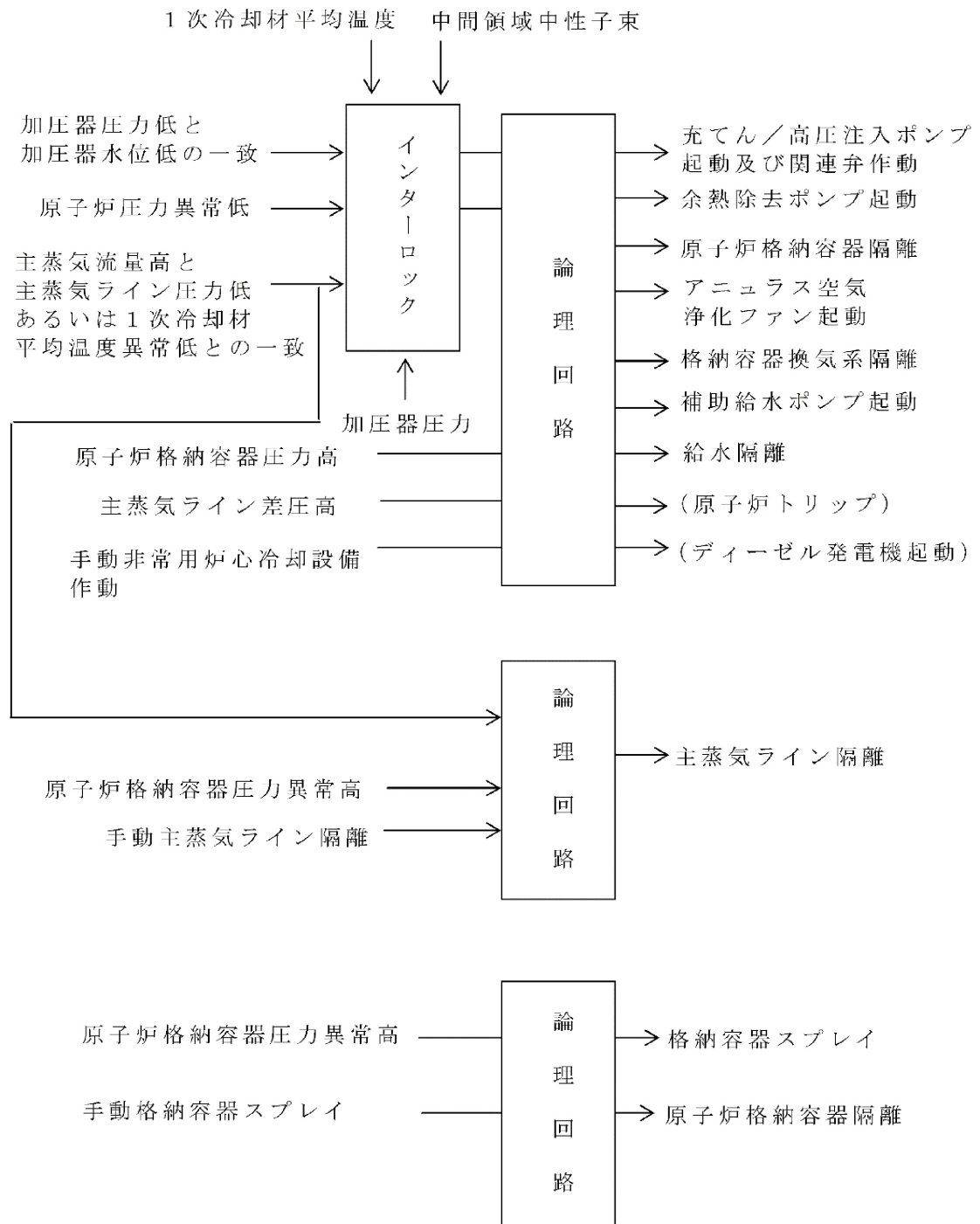
第 3.1.3.1-22 図 所内単線結線図



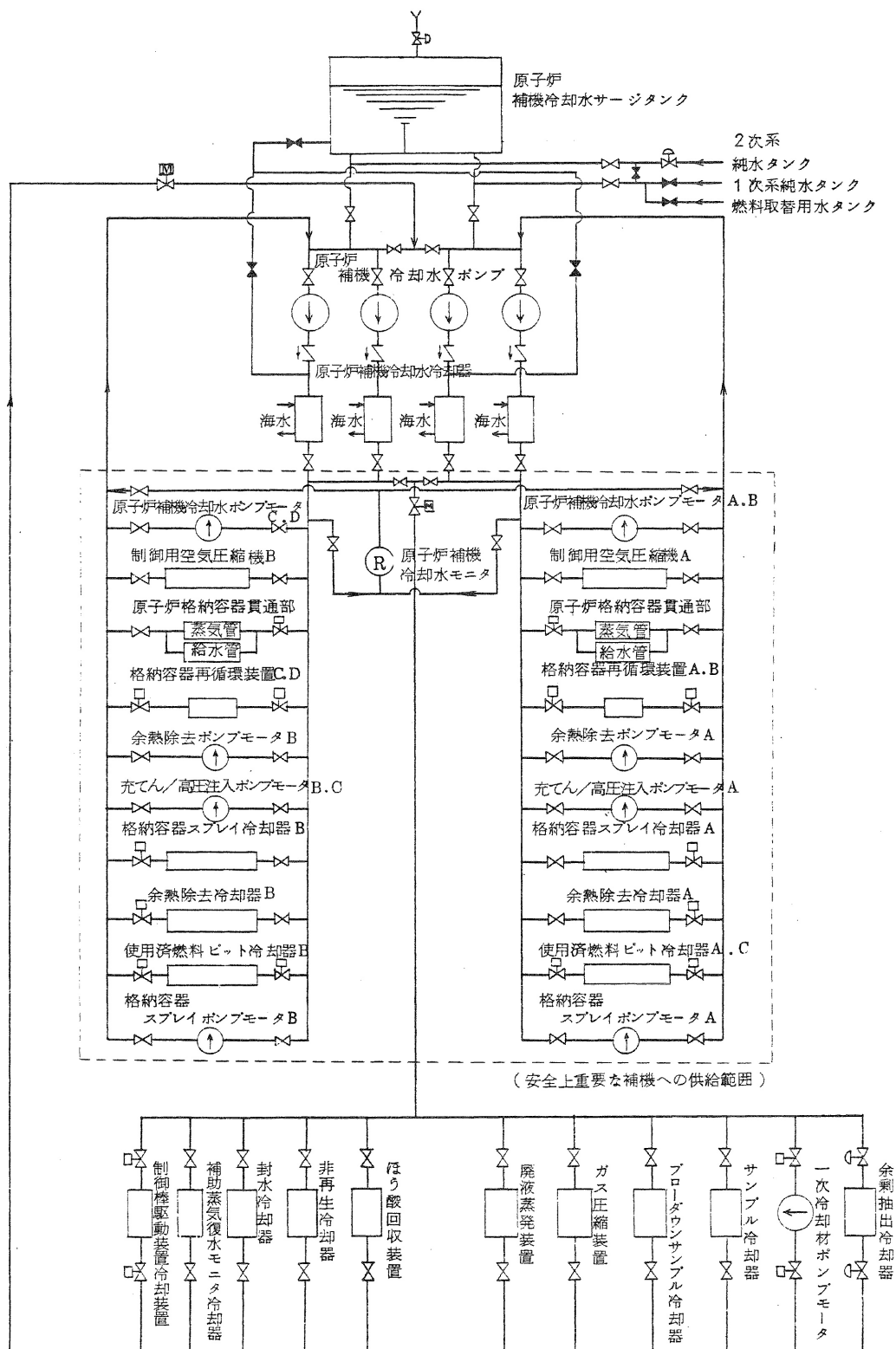
第 3.1.3.1-23 図 直流単線結線図



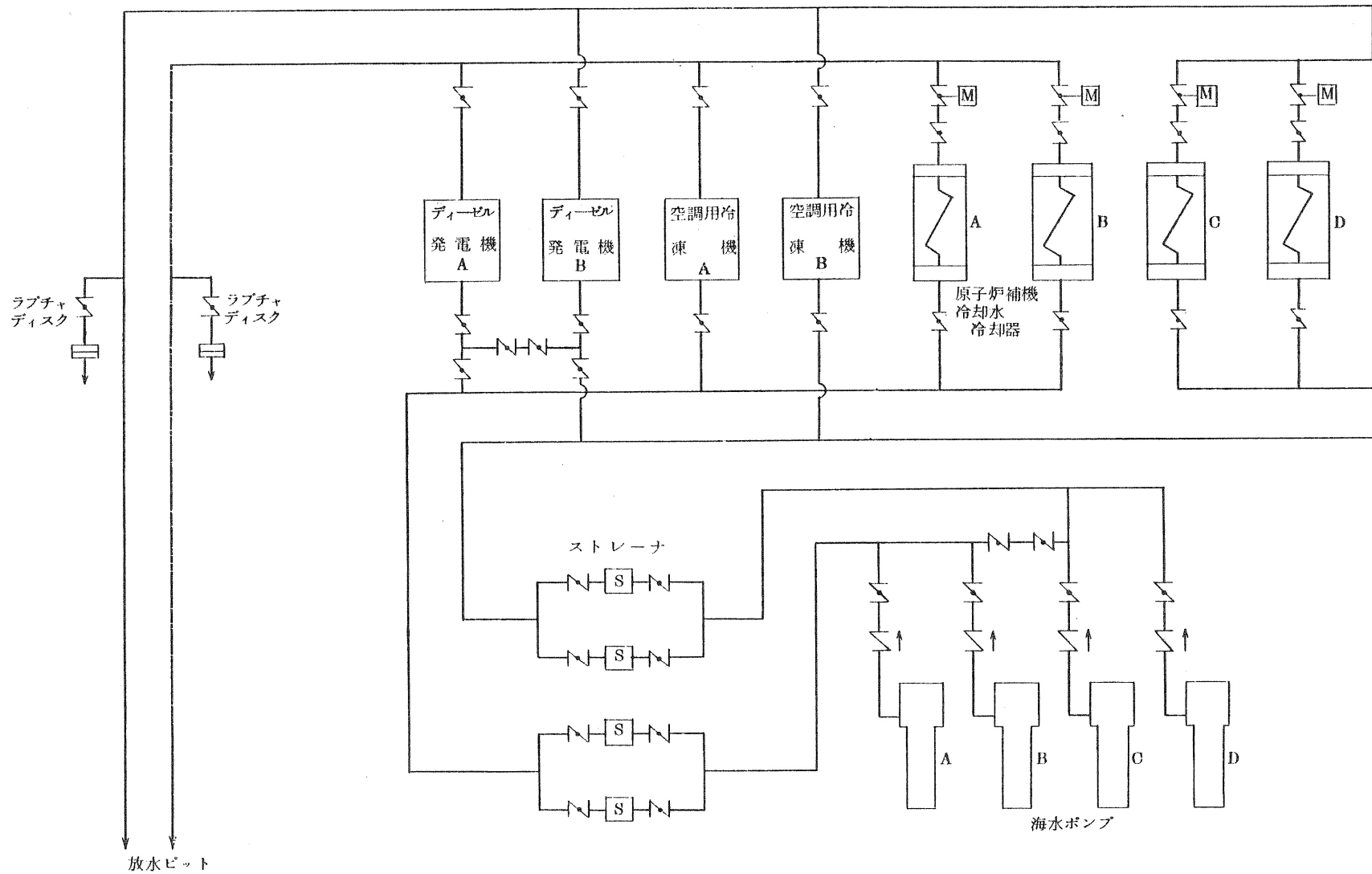
第 3.1.3.1-24 図 代替電源設備(大容量空冷式発電機)概略図



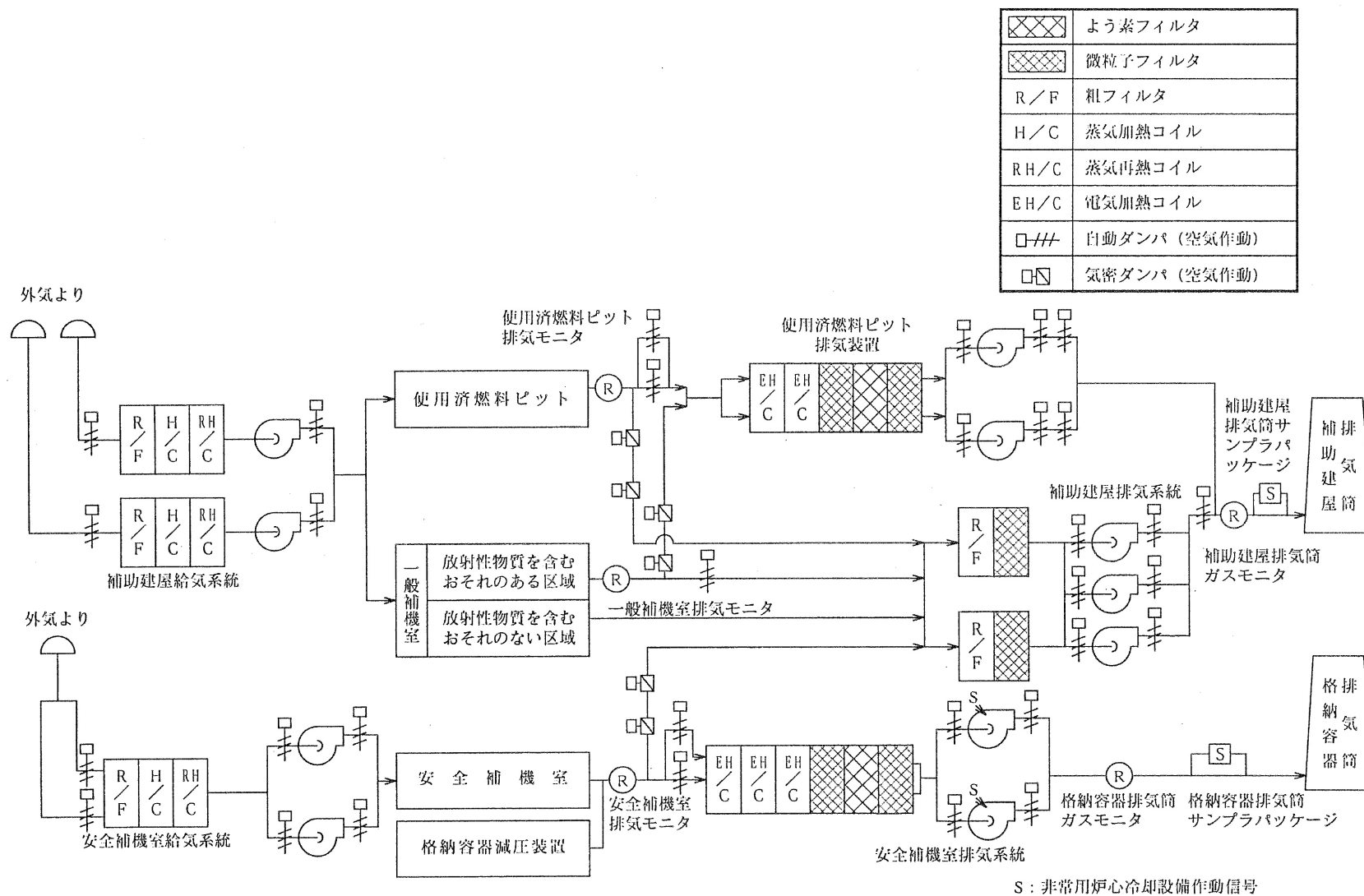
第 3.1.3.1-25 図 工学的安全施設作動概略図



第 3.1.3.1-26 図 原子炉補機冷却水設備系統概略図

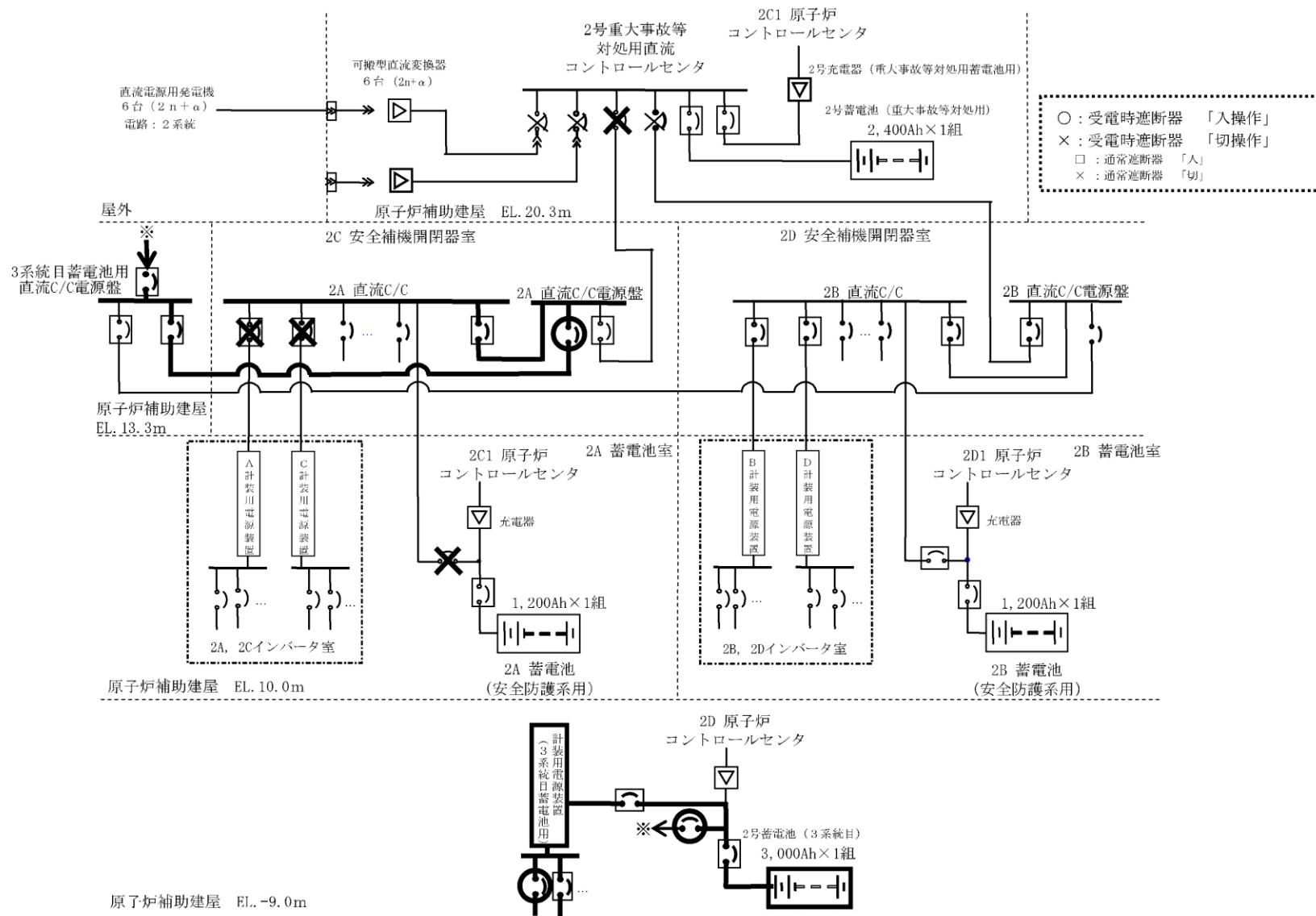


第 3.1.3.1-27 図 原子炉補機冷却海水設備系統概略図

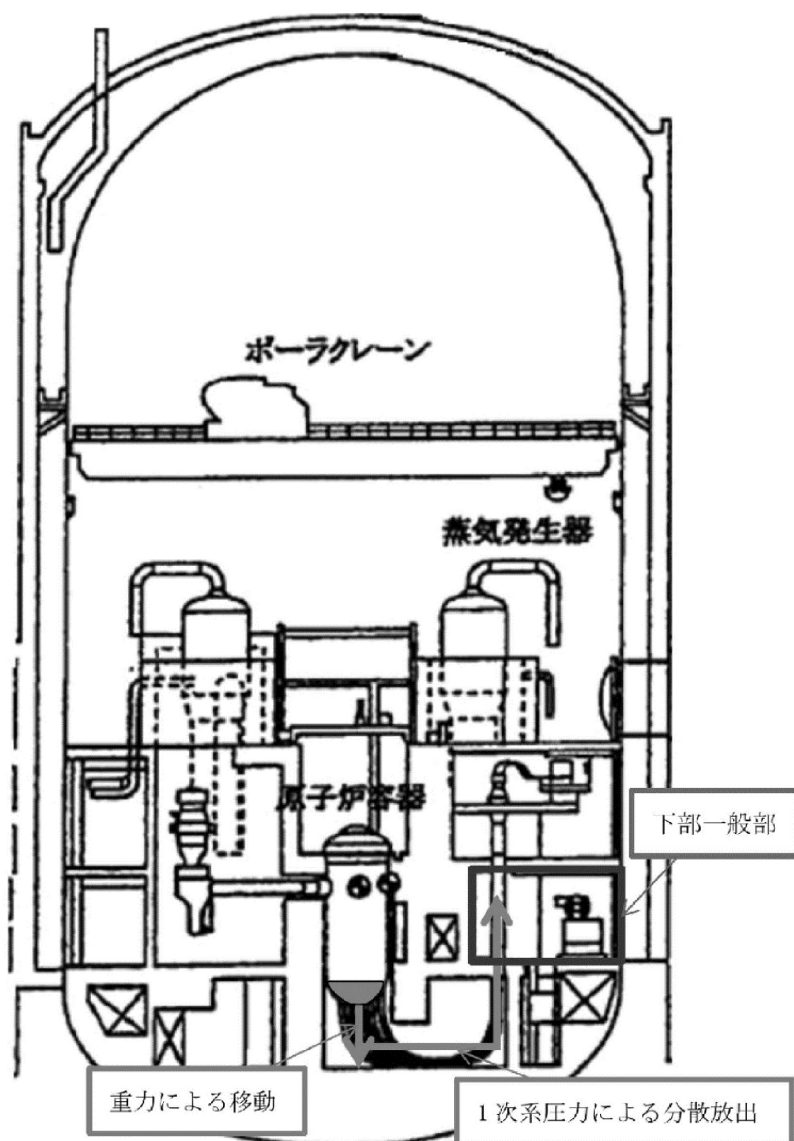


第 3.1.3.1-28 図 原子炉補助建屋換気設備系統概略図

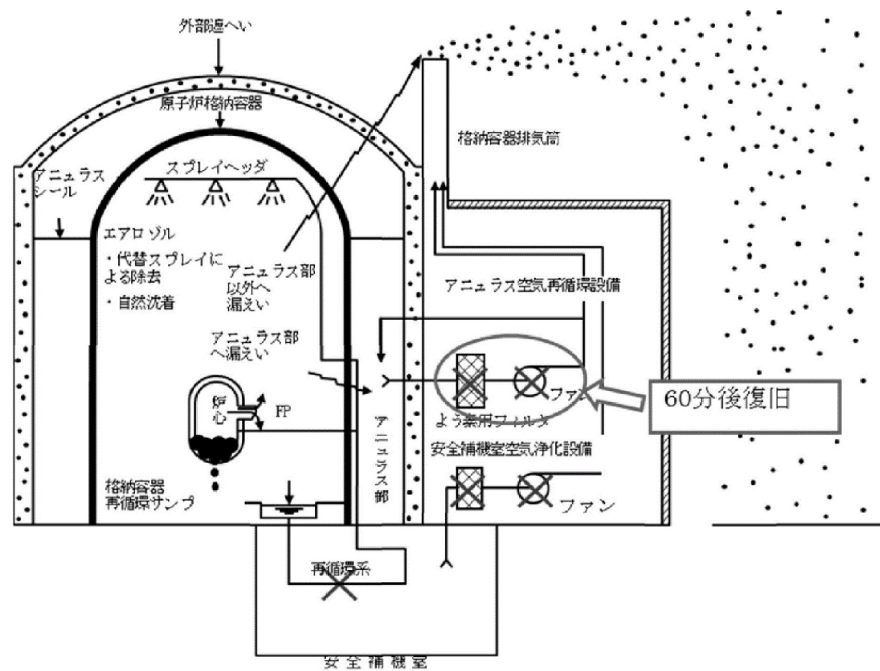
第 3.1.3.1-29 図 制御用圧縮空気設備系統概略図



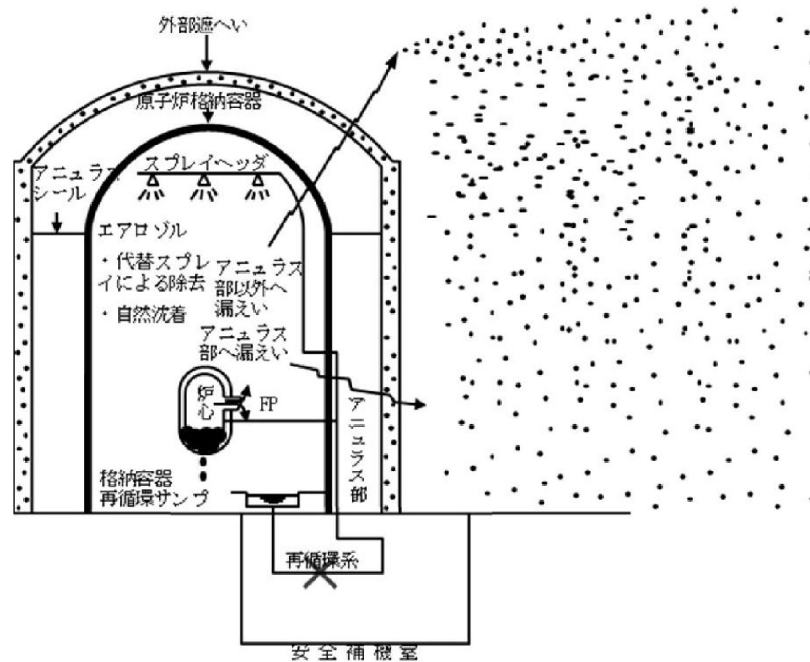
第 3.1.3.1-30 図 蓄電池(3系統目)系統概略図



第 3.1.3.1-31 図 燃料及び溶融炉心の移動経路の概念図

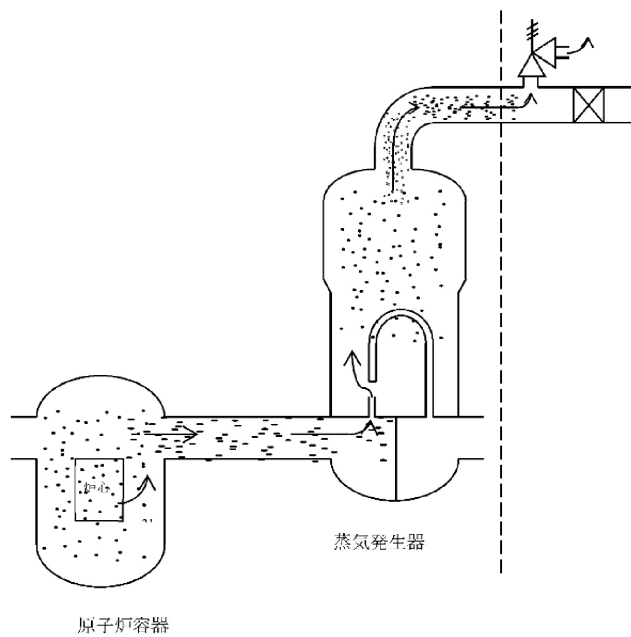


① 原子炉格納容器健全性が維持されている場合 (②を除く)

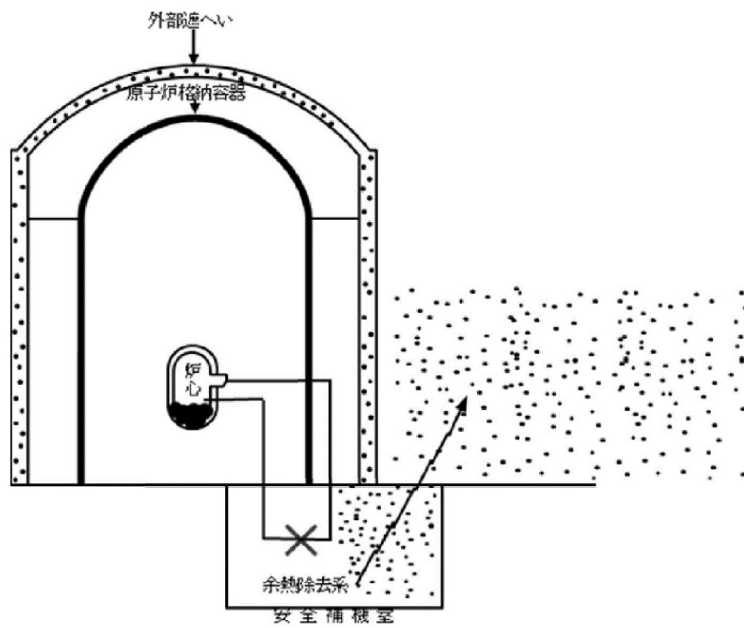


③ 格納容器機能喪失が生じた場合 (④、⑤の場合を除く)

第 3.1.3.1-32 図 放出経路の概念図 (1/2)

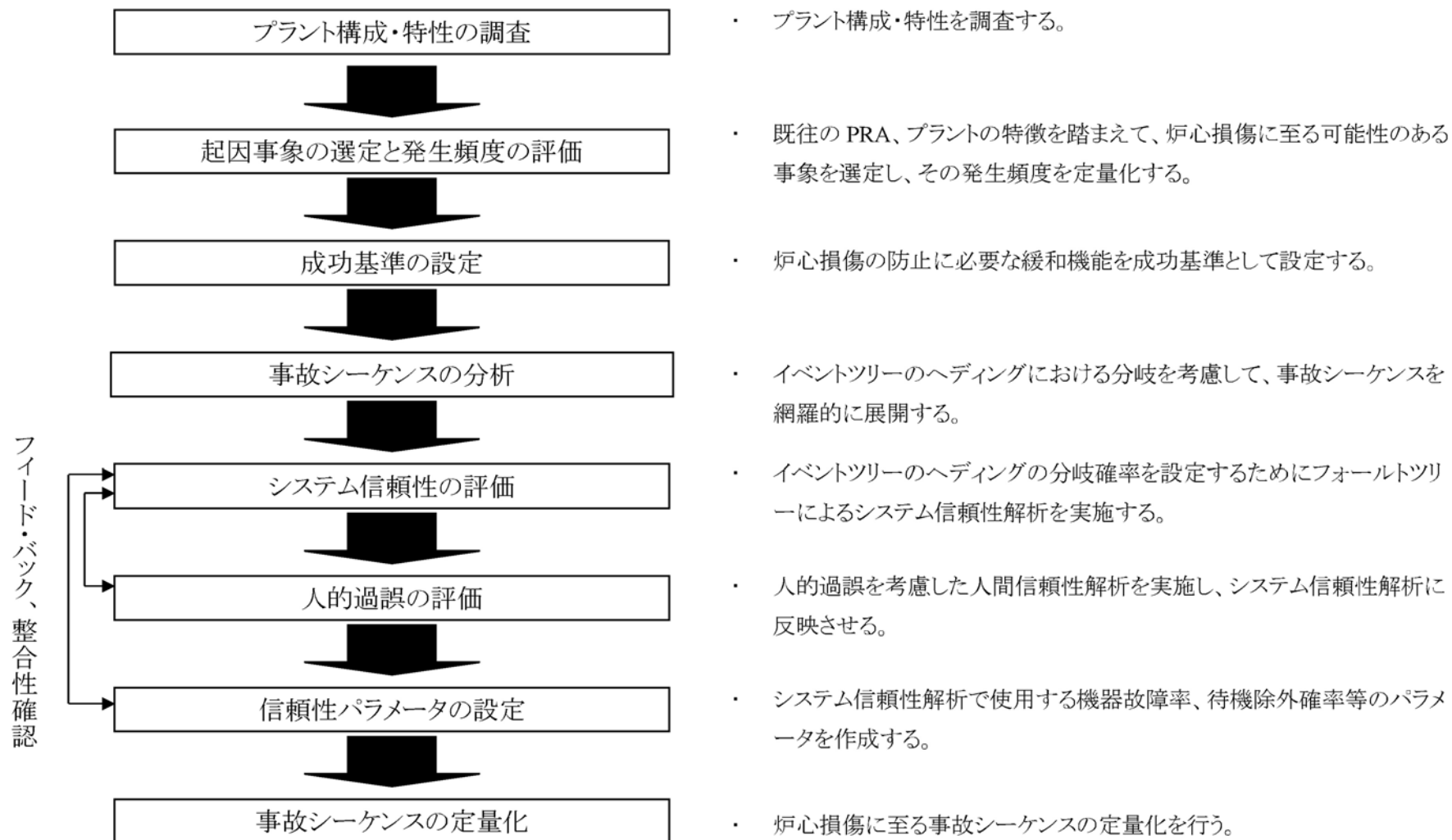


④ SGTR + 炉心損傷が生じた場合



⑤ インターフェイスシステム LOCA + 炉心損傷が生じた場合

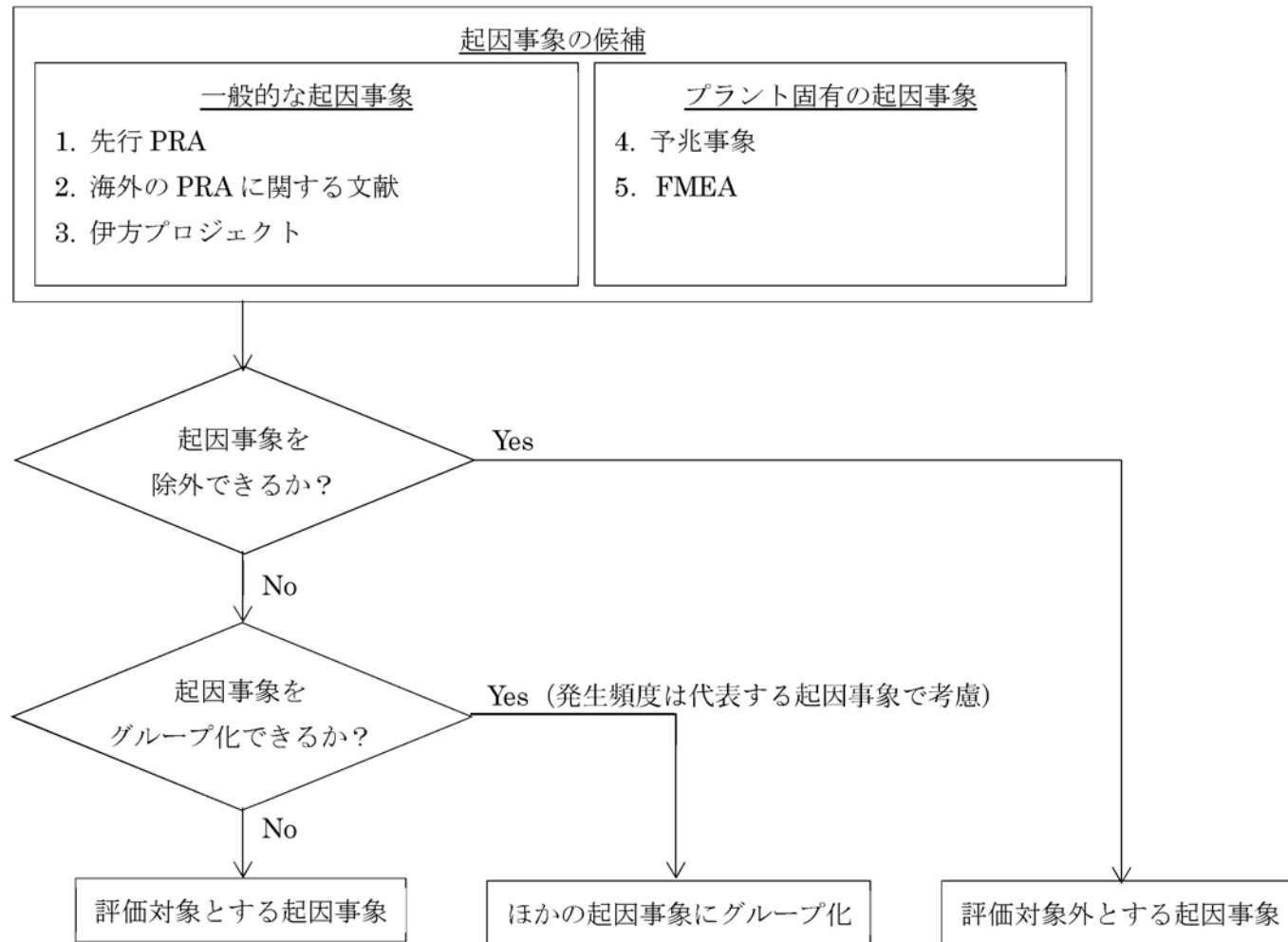
第 3.1.3.1-32 図 放出経路の概念図 (2/2)



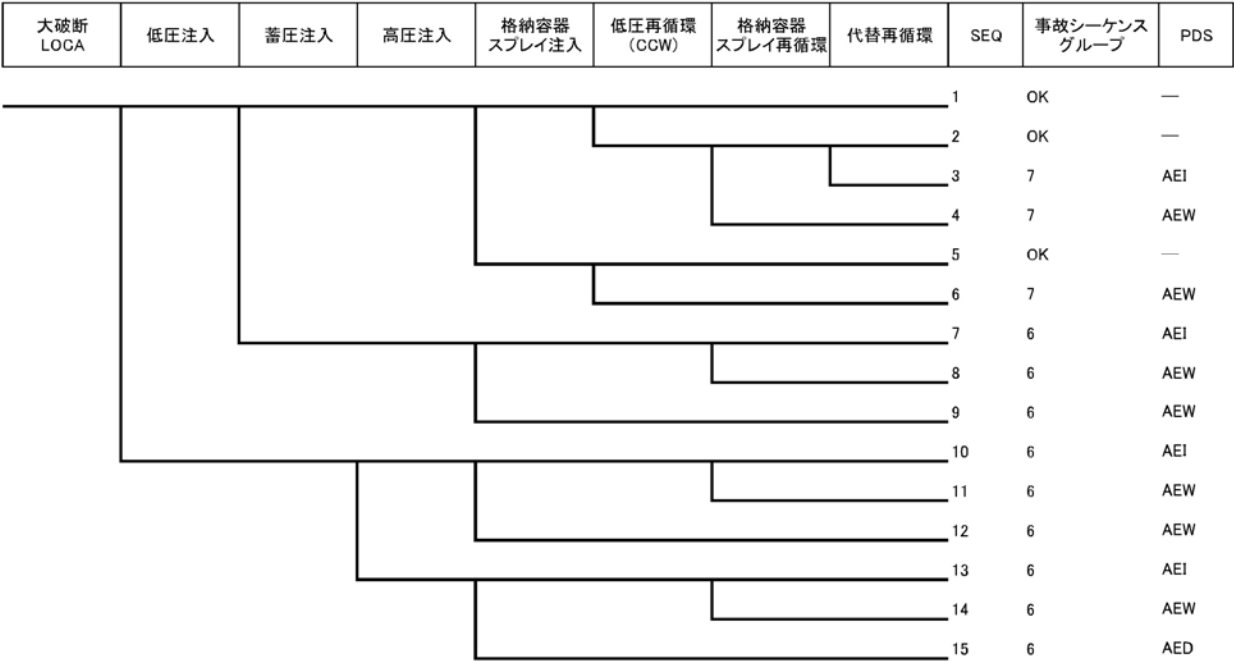
第 3.1.3.1-33 図 内部事象出力運転時レベル 1PRA の評価フロー

起
因
事
象
候
補
の
選
定

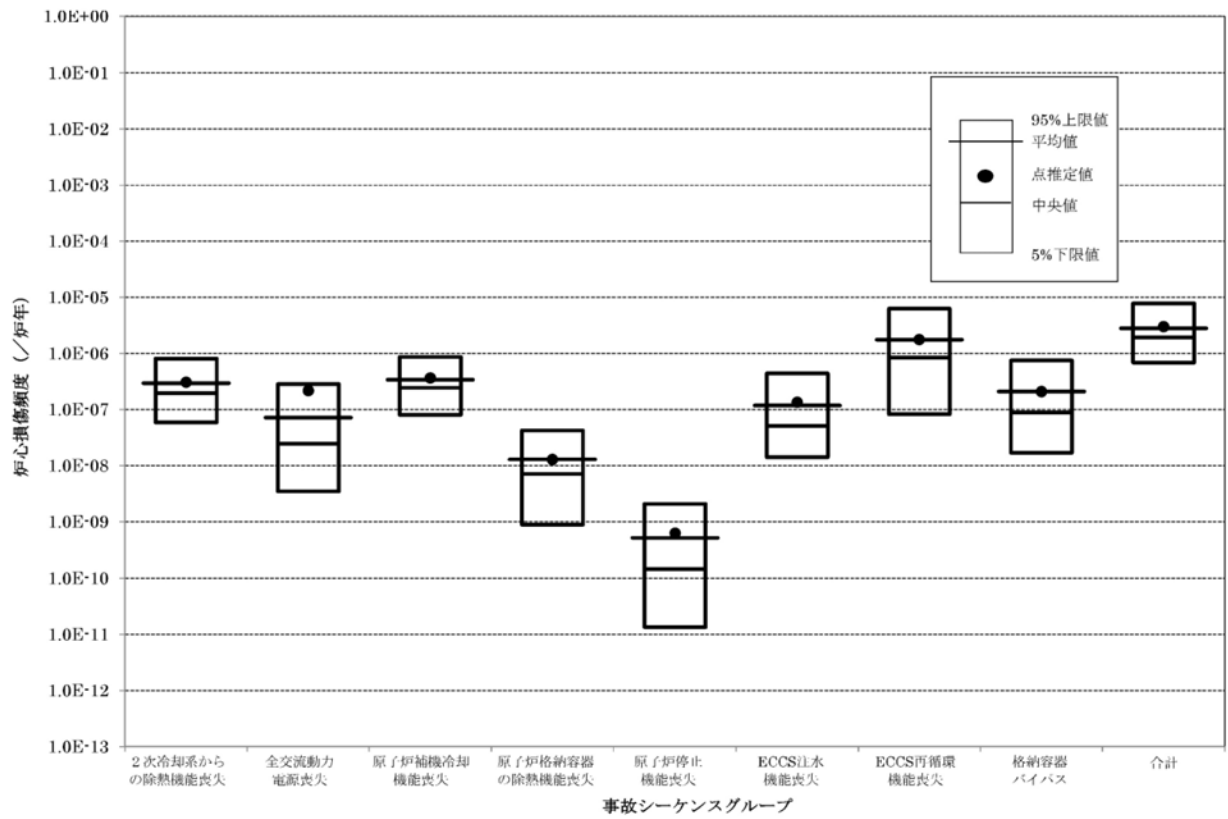
評
価
対
象
と
す
る
起
因
事
象
の
選
定



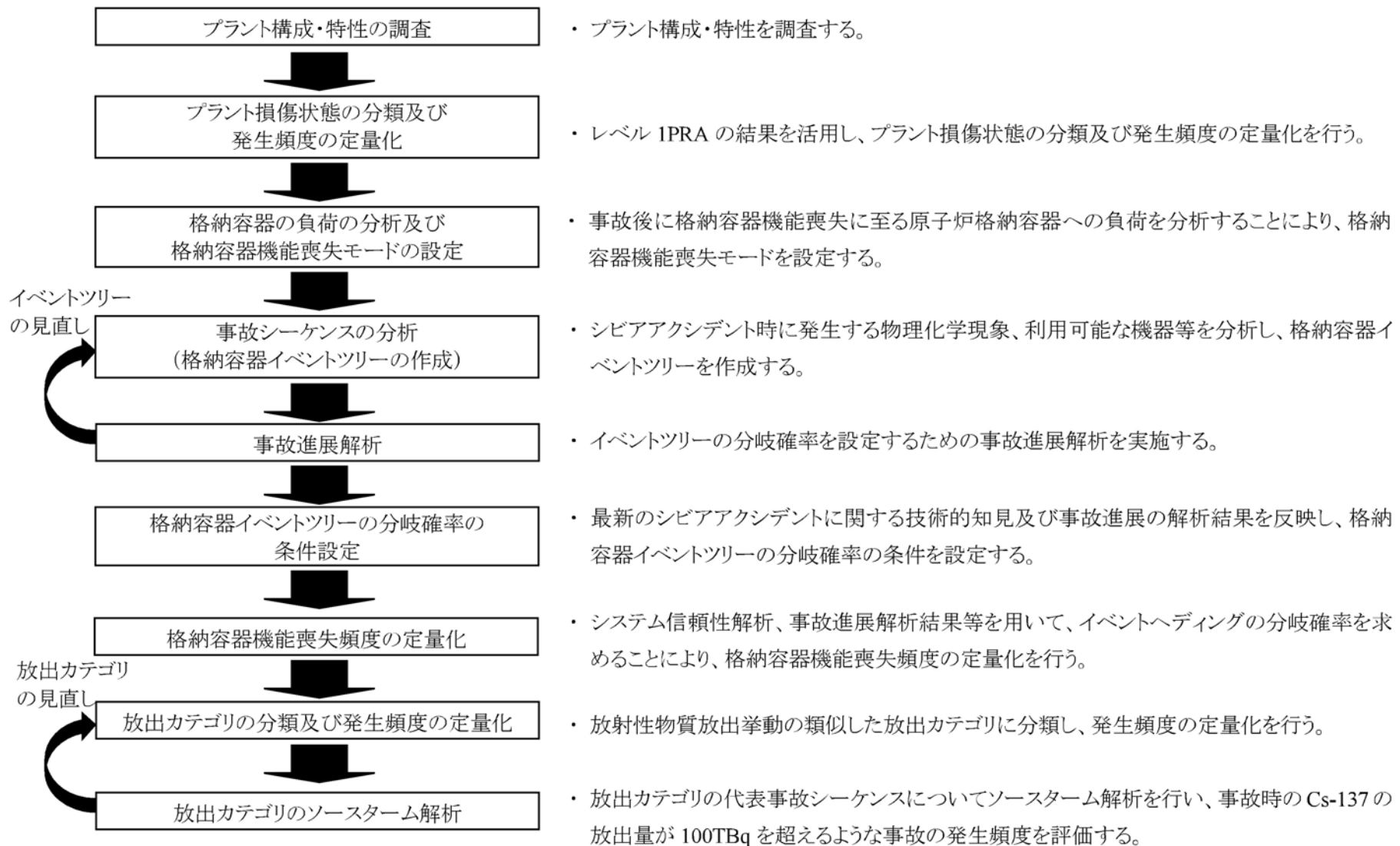
第 3.1.3.1-34 図 起 因 事 象 選 定 フ ロ ー



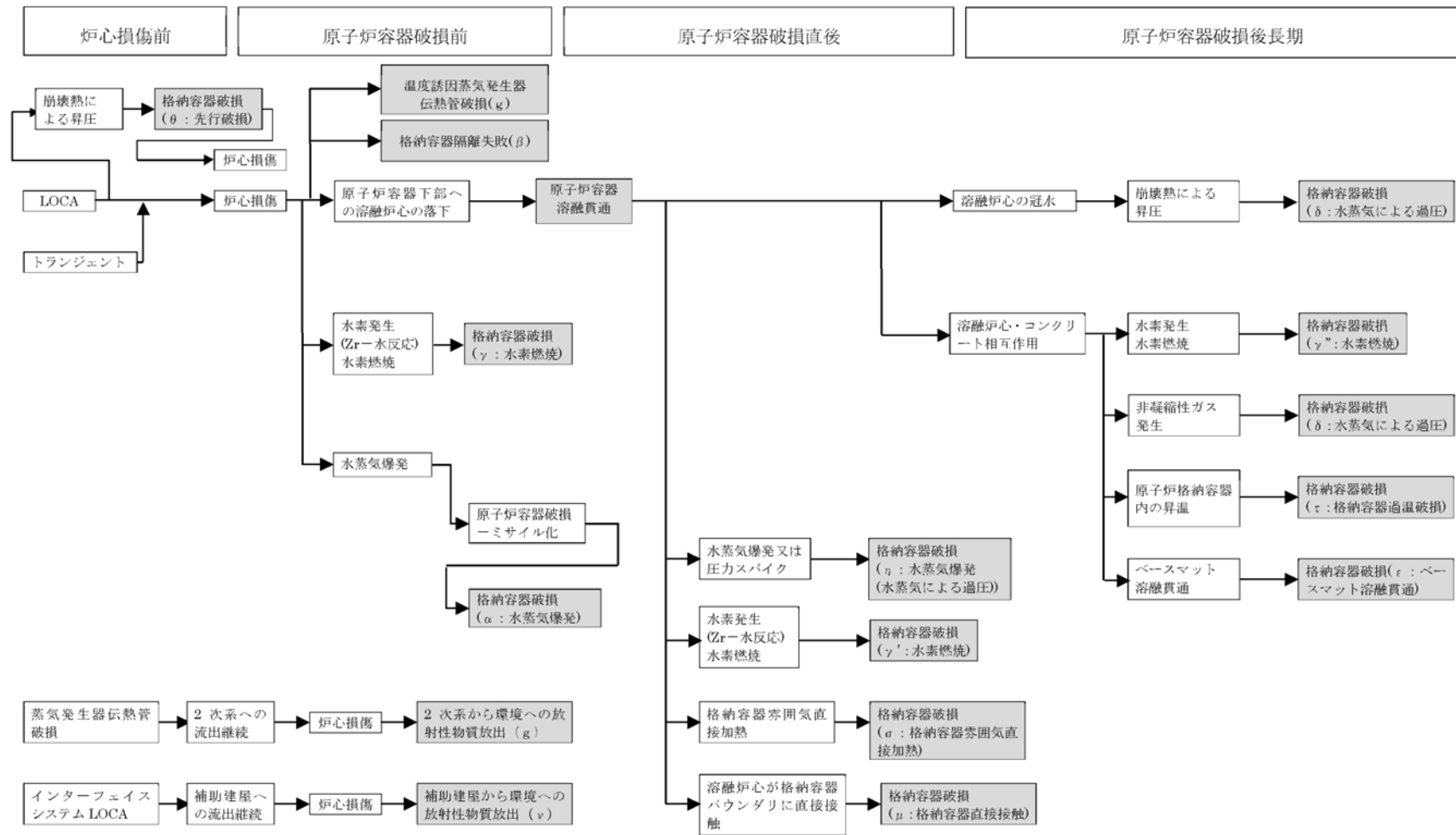
第 3.1.3.1-35 図 大破断 LOCA イベントツリー



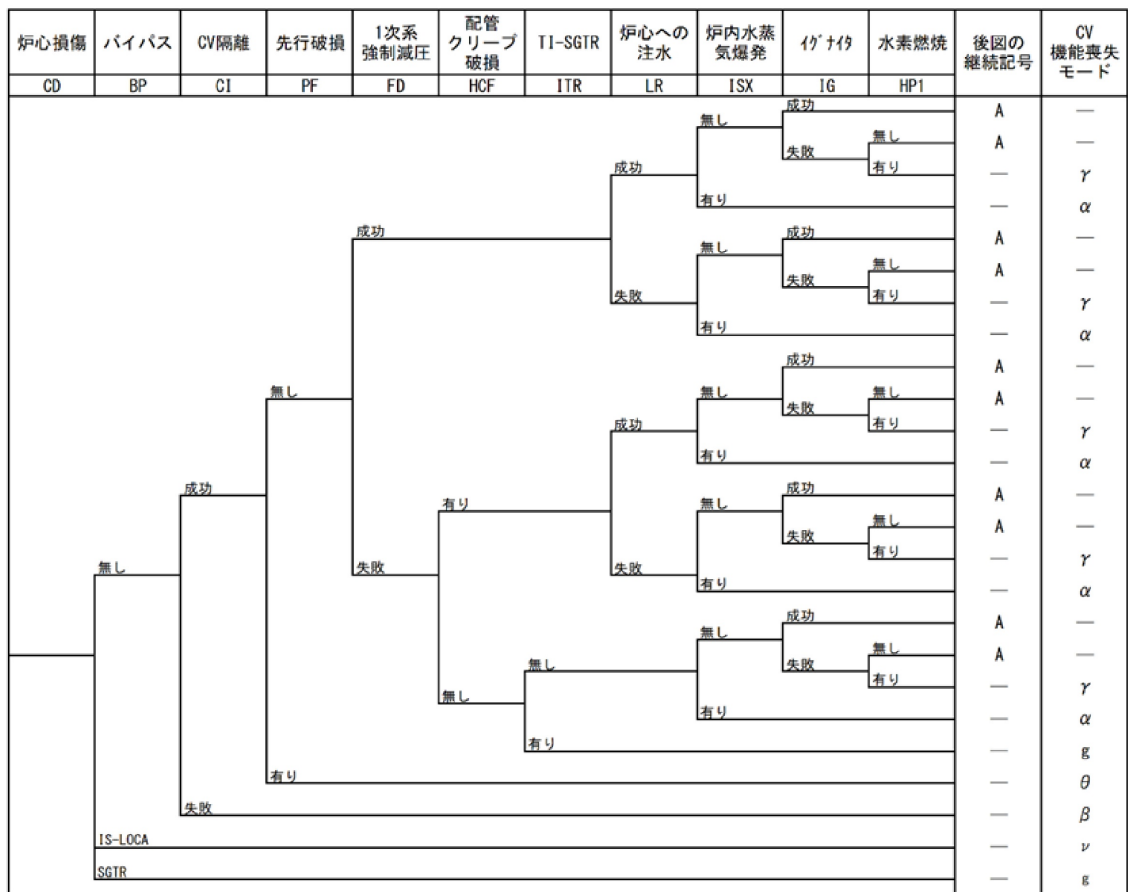
第 3.1.3.1-36 図 不確実さ解析結果

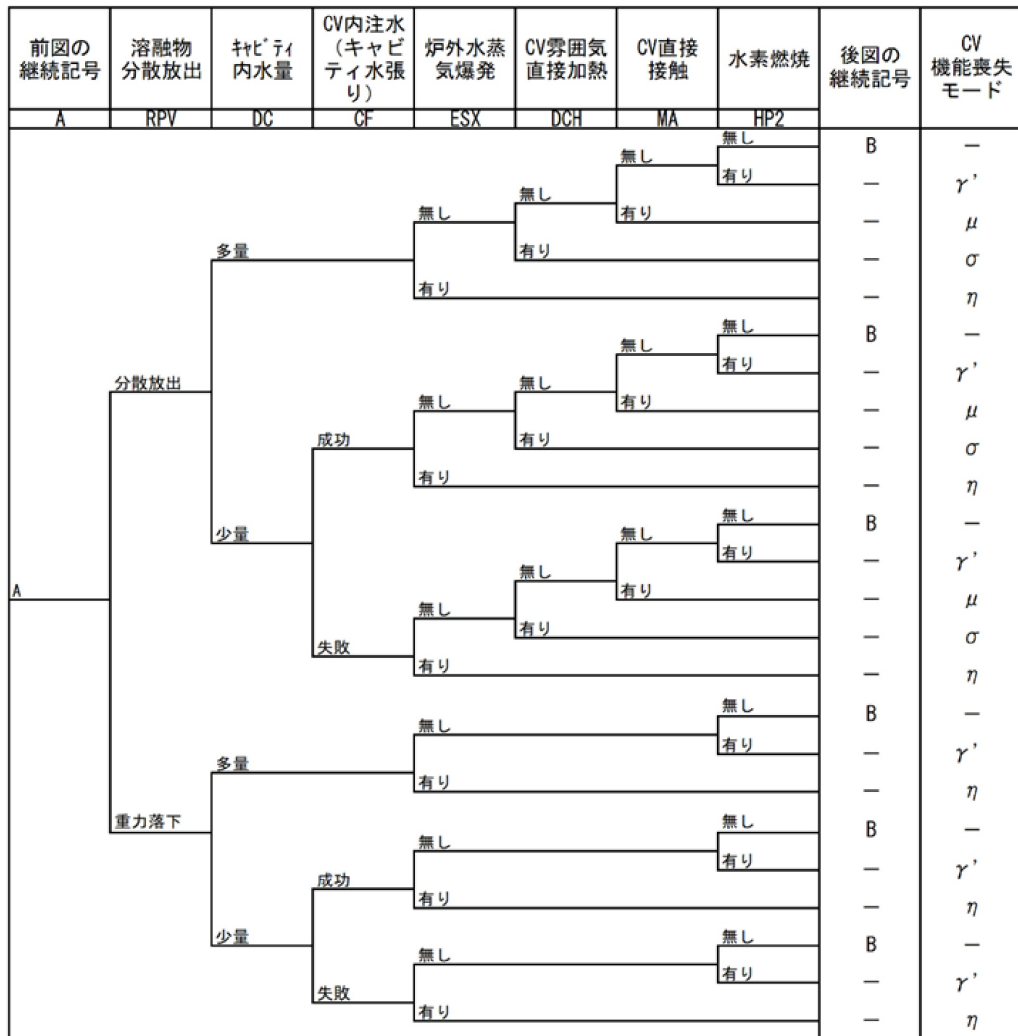


第 3.1.3.1-37 図 内部事象出力運転時レベル 2PRA の評価フロー



第 3.1.3.1-38 図 PWR のシビアアクシデントで考えられている事故進展





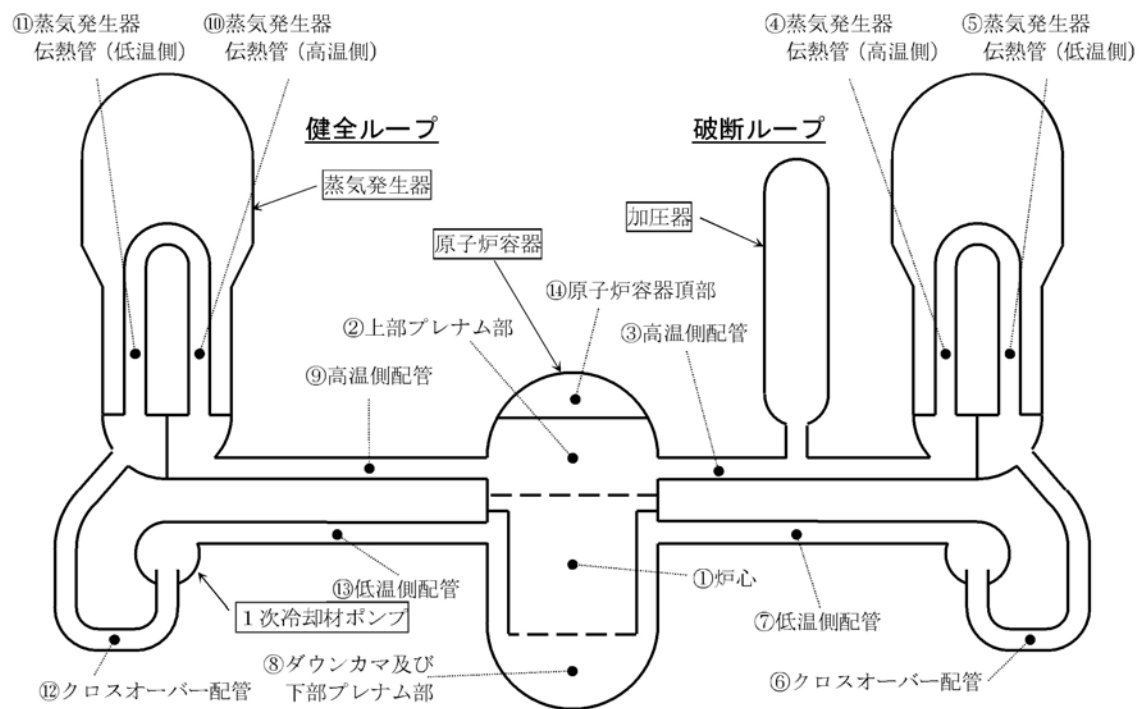
注 1) 後図の継続記号の—は、その時点での格納容器機能喪失を意味する。

注 2) 格納容器機能喪失モード：

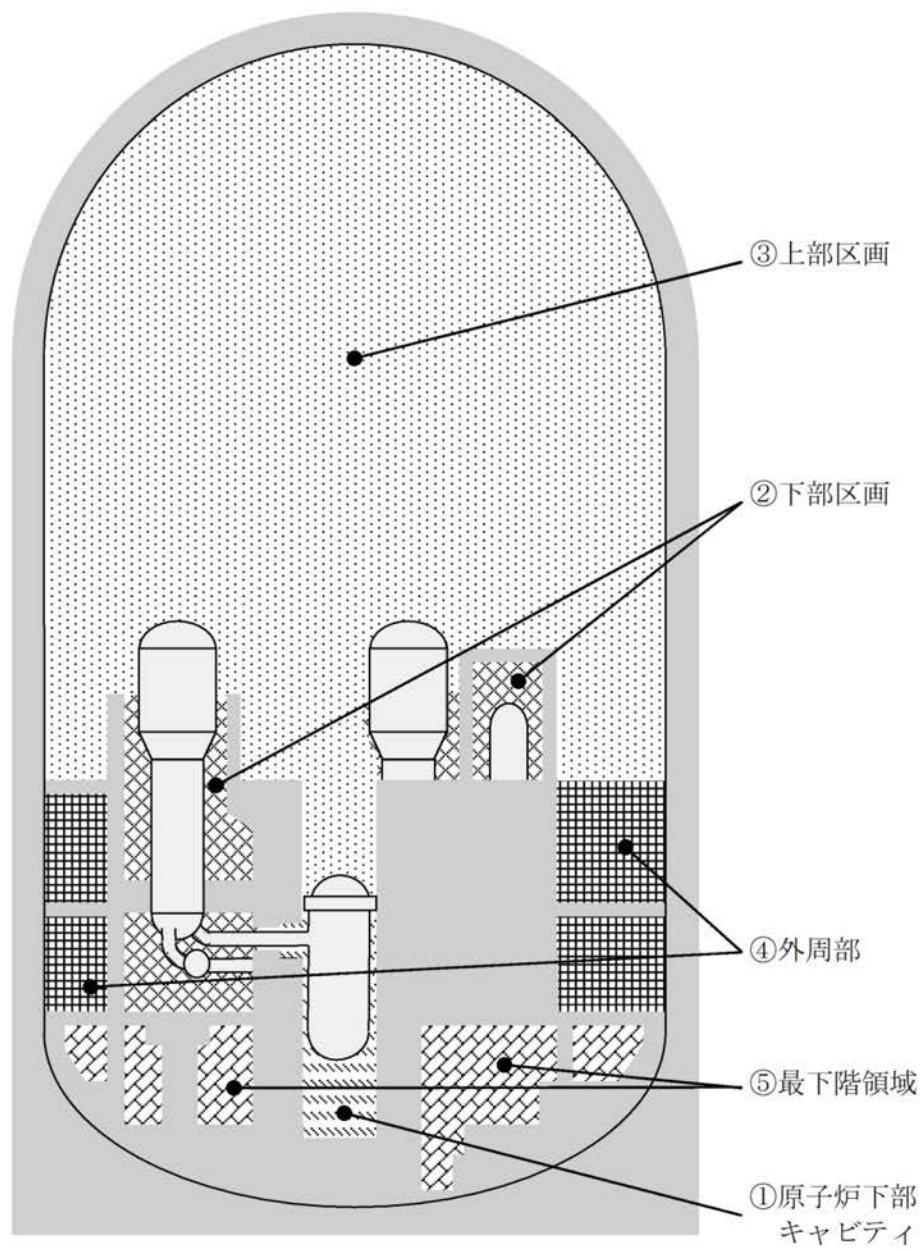
- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後長期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマット熔融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- v = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- ϕ = 格納容器健全

(b) 原子炉容器破損直後

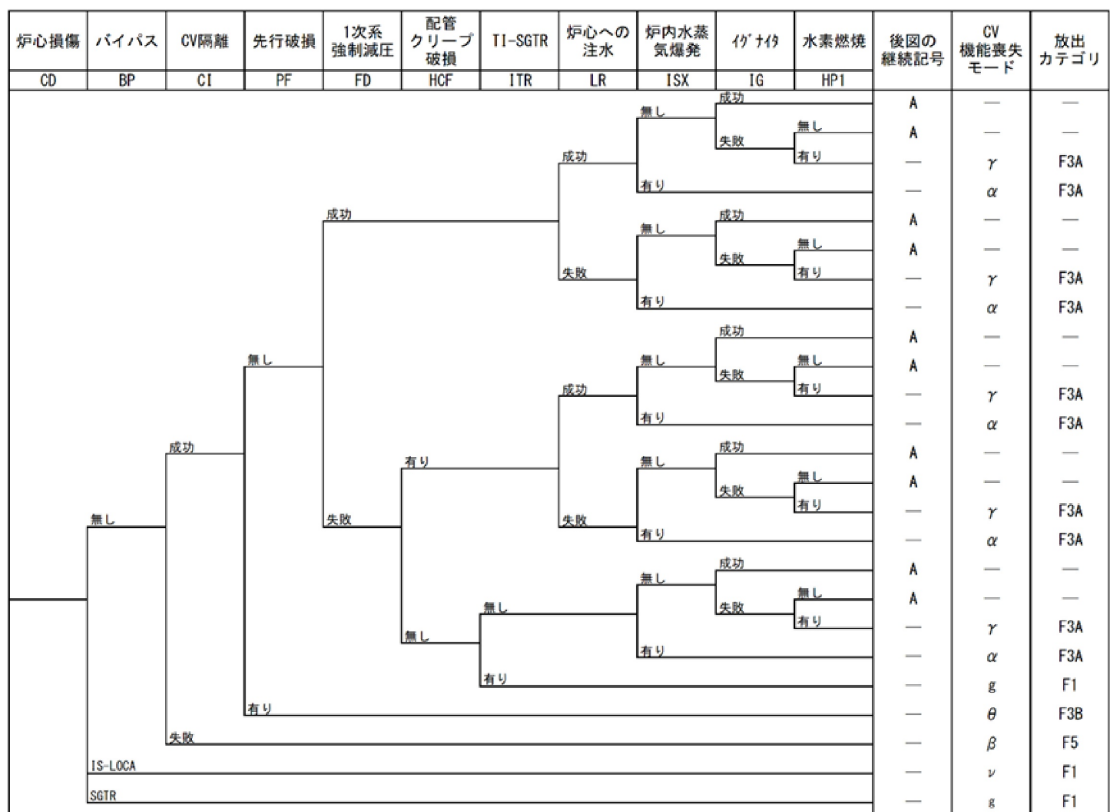
第 3.1.3.1-39 図 格納容器イベントツリー (2/3)



第 3.1.3.1-40 図 1 次系ノーディング



第 3.1.3.1-41 図 原子炉格納容器ノーディング



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(原子炉容器破損後長期)
- 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 3.1.3.1-42 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 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
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	—	—
						有り	有り	—	γ'	F3A
						有り	無し	—	μ	F3A
						有り	有り	—	σ	F3A
						有り	無し	—	η	F3A
						有り	有り	—	—	—
		少量	成功	無し	無し	無し	無し	B	—	—
						有り	有り	—	γ'	F3A
						有り	無し	—	μ	F3A
						有り	有り	—	σ	F3A
						有り	無し	—	η	F3A
						有り	有り	—	—	—
	重力落下	多量	無し	無し	無し	無し	無し	B	—	—
						有り	有り	—	γ'	F3A
						有り	無し	—	μ	F3A
						有り	有り	—	σ	F3A
						有り	無し	—	η	F3A
						有り	有り	—	—	—
		少量	成功	無し	無し	無し	無し	B	—	—
						有り	有り	—	γ'	F3A
						有り	無し	—	η	F3A
						有り	有り	—	—	—
						有り	無し	—	γ'	F3A
						有り	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：

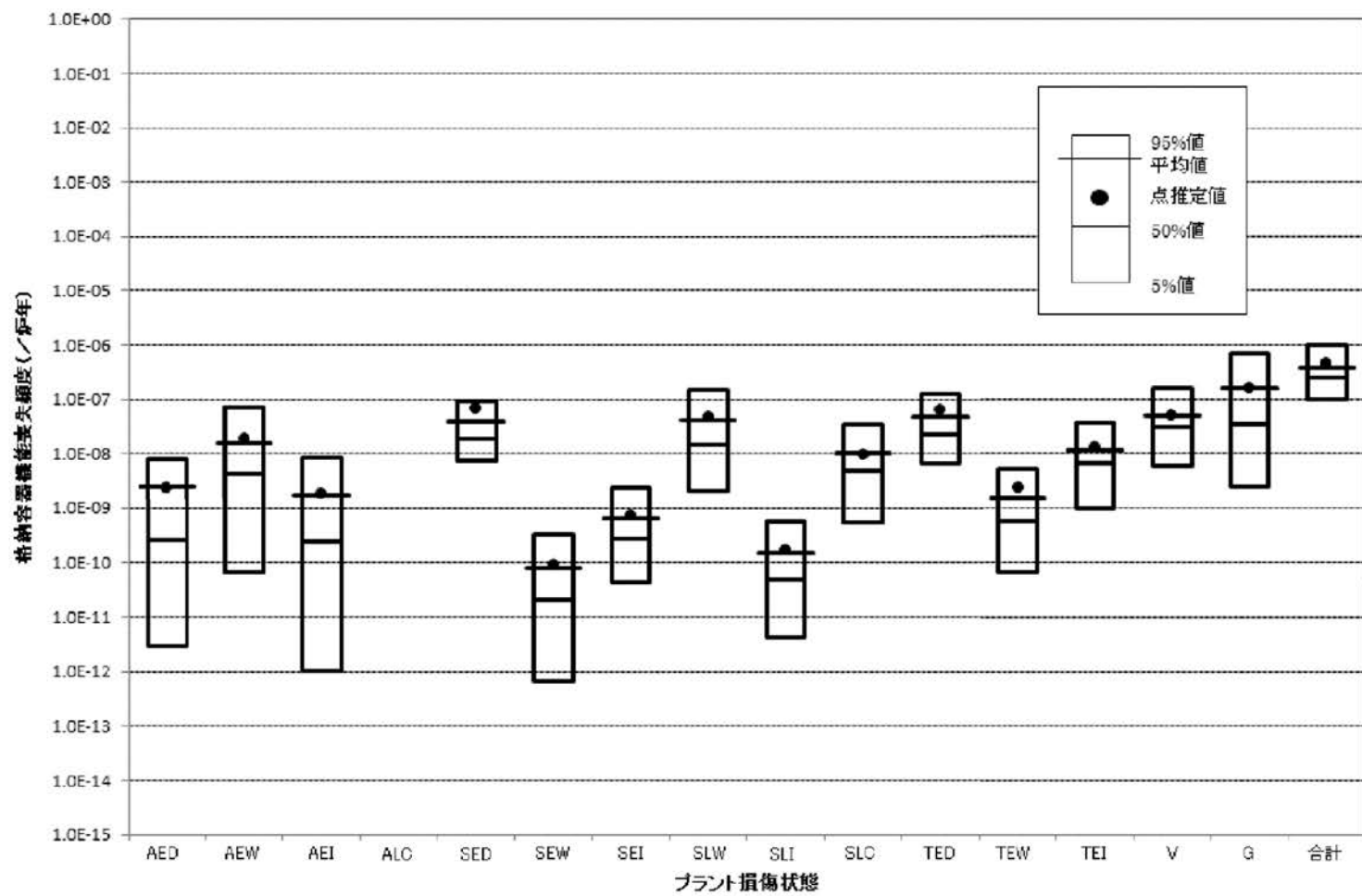
- α = 原子炉容器内水蒸気爆発
- β = 格納容器隔離失敗
- γ = 水素燃焼(原子炉容器破損前)
- γ' = 水素燃焼(原子炉容器破損直後)
- γ'' = 水素燃焼(原子炉容器破損後長期)
- δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損
- ε = ベースマット溶融貫通
- θ = 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
- η = 原子炉容器外水蒸気爆発
- σ = 格納容器雰囲気直接加熱
- g = 蒸気発生器伝熱管破損
- ν = インターフェイスシステム LOCA
- μ = 格納容器直接接触
- τ = 格納容器過温破損
- φ = 格納容器健全

注 3) 放出カテゴリ記号

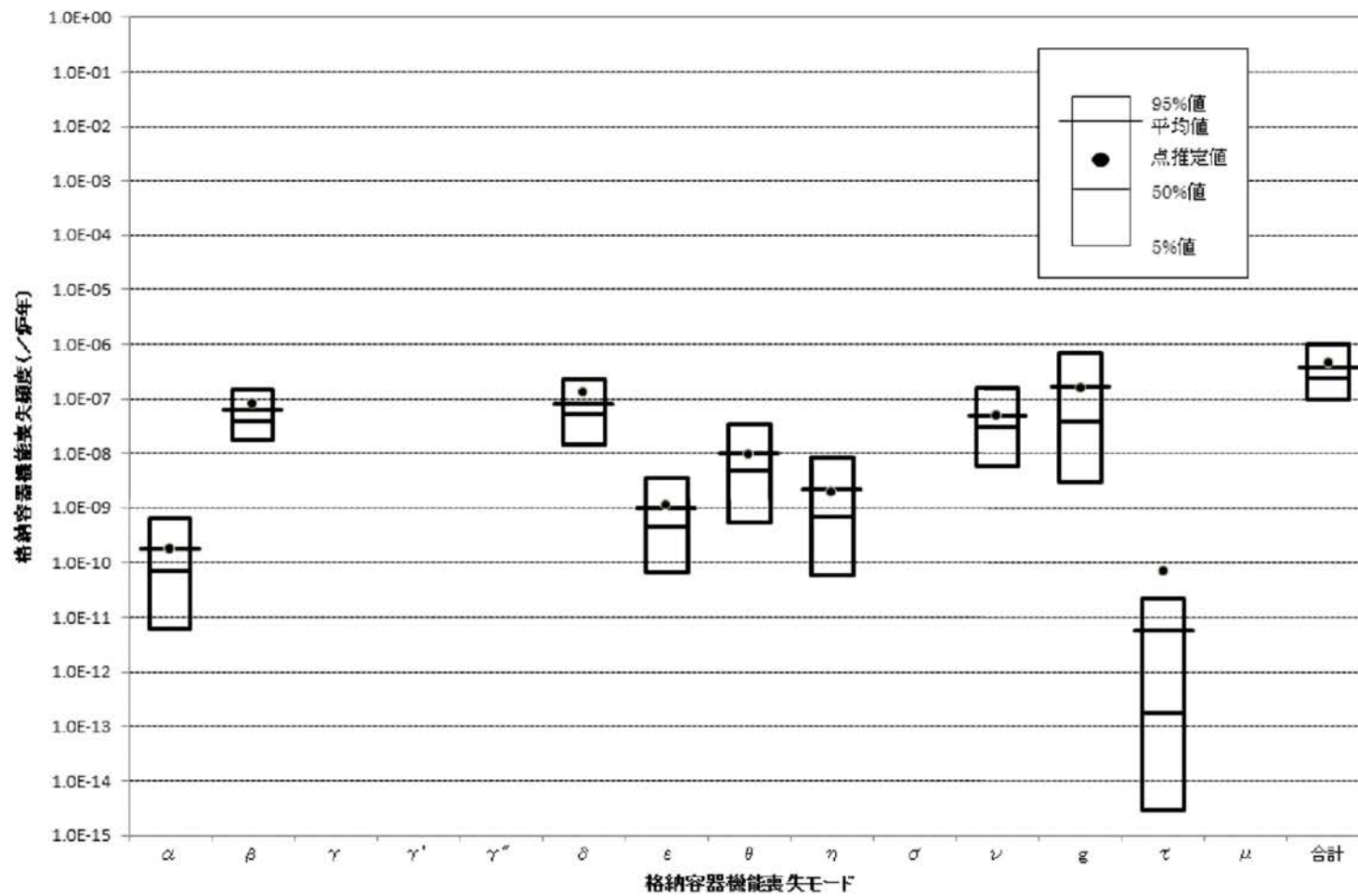
- F1 = 格納容器バイパス(内的)
- F2 = 格納容器バイパス(外的)
- F3A = 格納容器破損(内的)(エナジェティック)
- F3B = 格納容器破損(内的)(先行破損)
- F3C = 格納容器破損(内的)(その他)
- F4 = 格納容器破損(外的)
- F5 = 隔離失敗(内的及び外的)
- F6 = 健全(設計漏えい)(内的及び外的)

(b) 原子炉容器破損直後

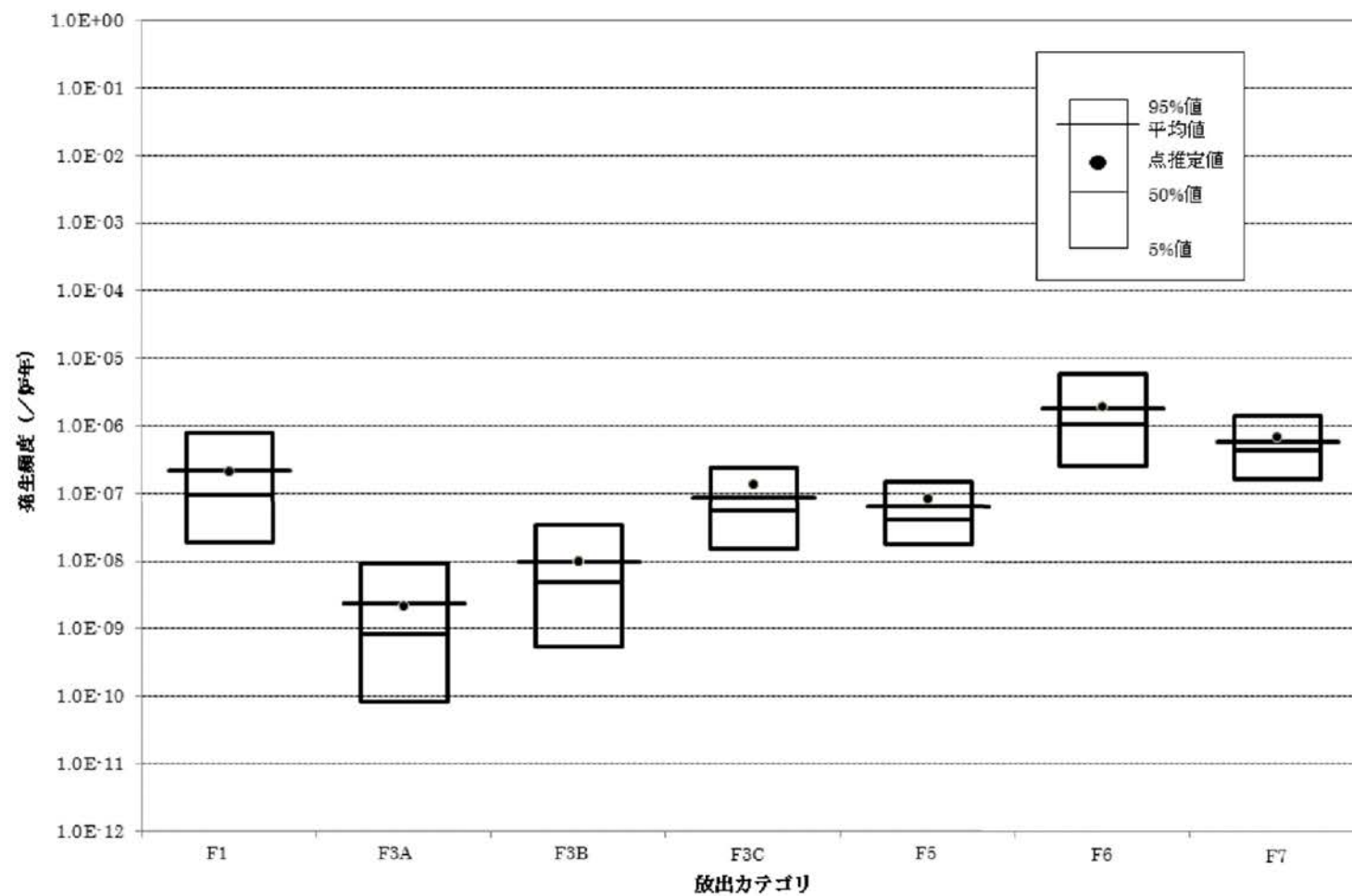
第 3.1.3.1-42 図 格納容器イベントツリーにおける放出カテゴリ分類(2/3)



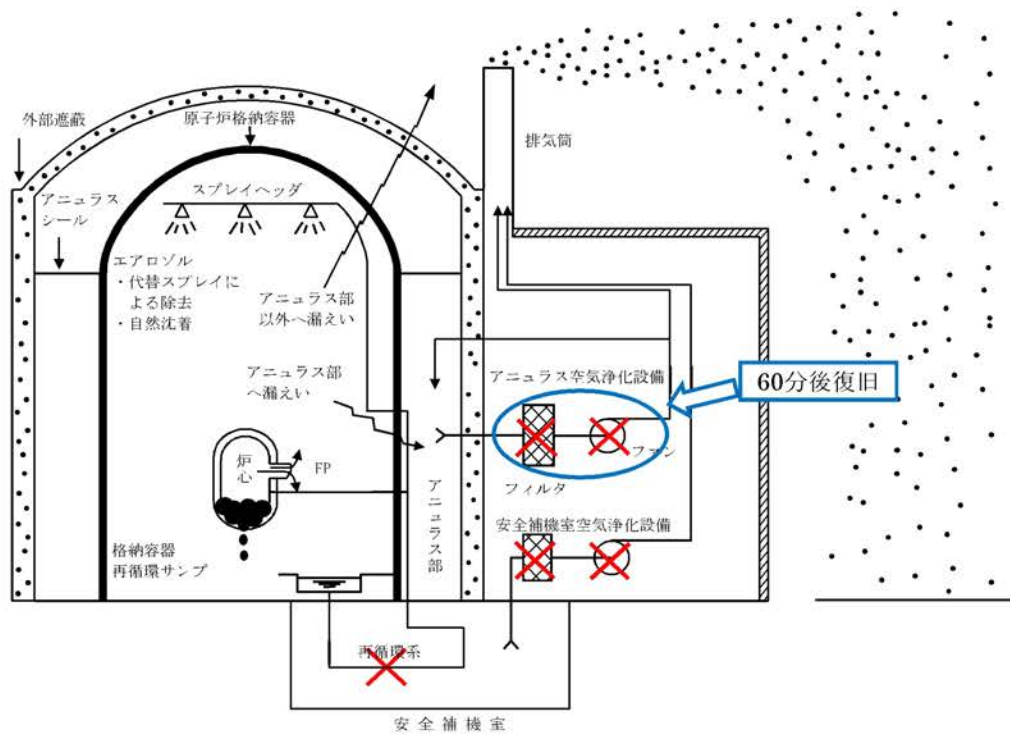
第 3.1.3.1-43 図 不確実さ解析結果(プラント損傷状態別)



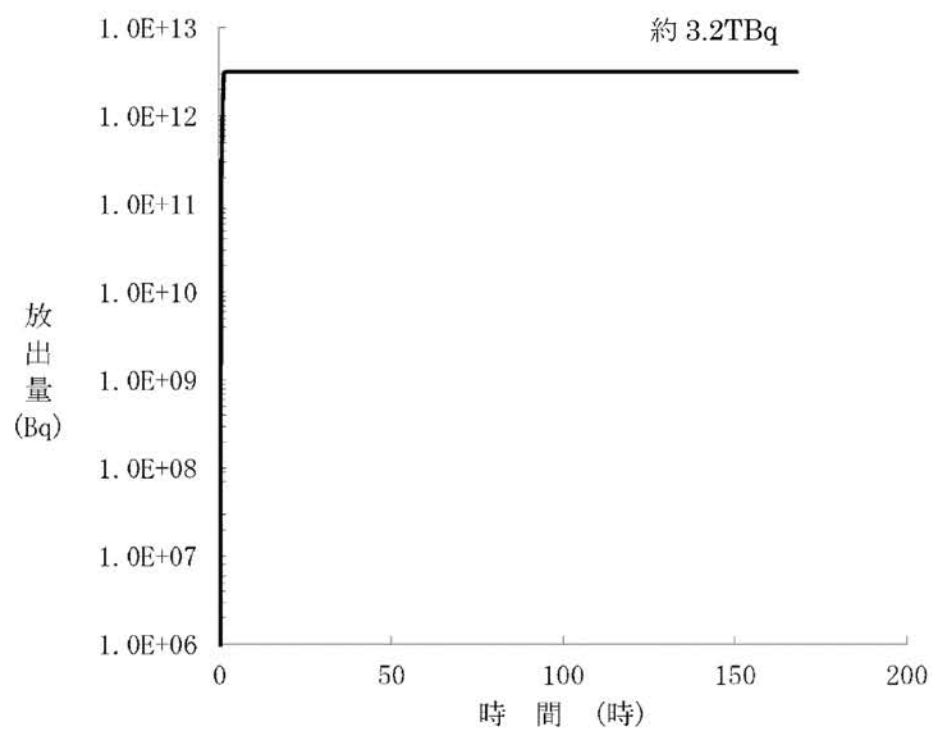
第 3.1.3.1-44 図 不確実さ解析結果(格納容器機能喪失モード別)



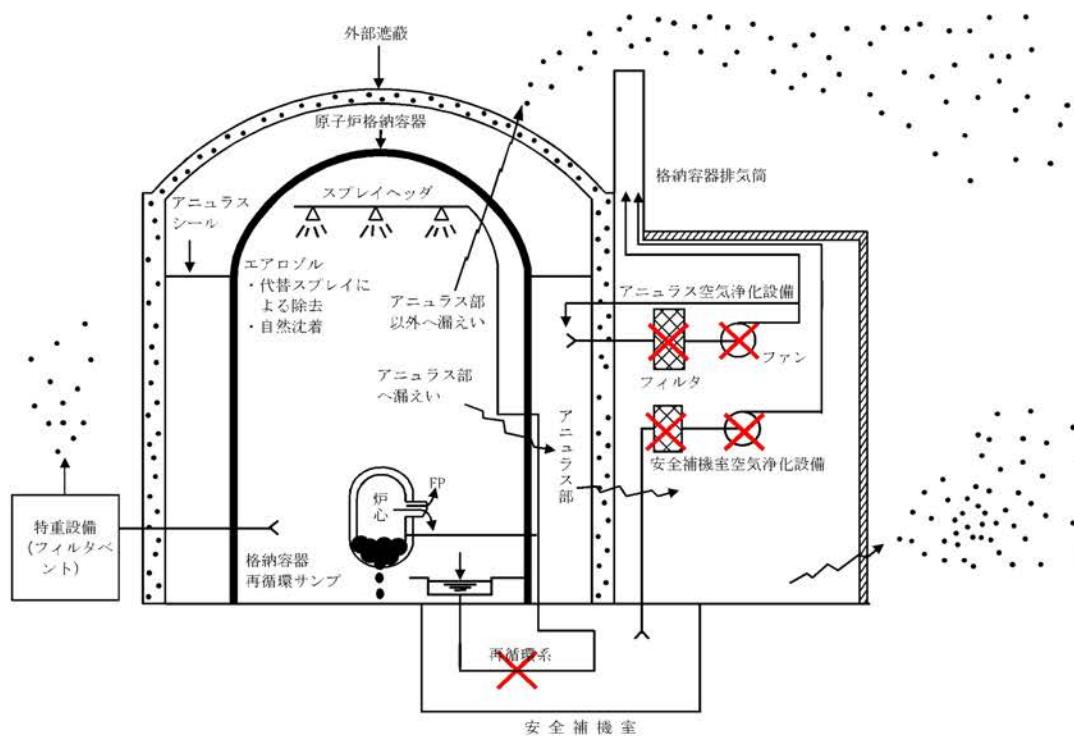
第 3.1.3.1-45 図 不確かさ解析結果(放出カテゴリ別)



第 3.1.3.1-46 図 放出放射エネルギー評価イメージ（格納容器健全）



第 3.1.3.1-47 図 Cs-137 積算放出量の推移(格納容器健全)



第 3.1.3.1-48 図 放出放射エネルギー評価イメージ (放射性物質管理放出)

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リスク評価に関する実施基準(レベル 1PRA 編):2019」(以下「停止時 PRA 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。

なお、評価に当たっては、モデル作成時点の至近の定期事業者検査である川内 1 号機第 27 回定期事業者検査を対象とした。

(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、川内2号機の設計、運転・施設管理の情報、国内機器故障率等のデータを調査・収集し情報の更新を実施した。調査・収集した情報について、第3.1.3.2-1表に示す。

(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

本評価の実施に当たり、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) 個別プラントパラメータの収集

本評価の実施に当たり、(2) d.に必要なデータの一部として川内2号機個別のデータを収集した。具体的な対象を以下に示す。

- ・ (2) e.における機器故障率及び待機除外確率(川内1号機個別のデータを含む)
- ・ (2) f.における人的過誤確率

(d) 運転員への聞き取り調査等

本評価の実施に当たり、運転員等への聞き取り調査等によって以下の事項を調査することで、(a) 項から(c) 項に示した情報源より得た情報を補完した。

- ・ 健全性確認間隔
- ・ 人的過誤

(e) 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事業者検査中は、プラントの停止及び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PRA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項目のPOSに分類した。定期事業者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自動起動信号ブロックまで)

POS3 : 高温停止状態(ECCS自動起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自動起動信号ブロック解除)まで

POS14 : 高温停止状態(ECCS自動起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自動起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PRA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自動起動信号のブロック以降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、7及び8)の除外

POS7については原子炉容器内に燃料がないこと、POS6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燃料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、停止工程であるPOS3、4及び5並びに起動工程であるPOS9、10、11、12及び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 評価対象プラント状態の概要

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自動起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2.76MPa[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2.76MPa[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入口でキャビテーションが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（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入口でキャビテーションが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自動起動信号ブロック解除に至る。

(リ) POS14

ECCS自動起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 プラント状態に関する情報

本評価におけるPOSごとの緩和設備の使用可能性については、川内1号機第27回定期事業者検査(2023年2月16日～2023年4月23日)の工程計画時の工程等に基づき設定した。なお、今回評価対象とした工程計画時の工程は、POS5の期間中に緩和設備の運転状態の変更が計画されており、緩和設備の使用可能性及びリスクの変動が予見されたことから、POS5-1及びPOS5-2に細分化して評価した。緩和設備の使用可能性の例示を第3.1.3.2-2表に、定量化対象としたPOSの設定を第3.1.3.2-3表にまとめる。

また、POSの継続時間は、川内1号機第27回定期事業者検査の工程

計画時の工程情報を基に、第3.1.3.2-4表で想定する主要な定期事業者
検査工程の影響を加味して設定した。本評価における各POSの継続時
間を第3.1.3.2-5表に示す。

(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（蒸気発生器による冷却期間中は蒸気発生器による冷却機能、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機能喪失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、炉心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, “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 (1990-2009)”
- ・ EPRI1021176, “An Analysis of Loss of Decay Heat Removal and Loss of Inventory Event Trends (1990-2009)”

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PRA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。但し、インターフェースシステムLOCA、格納容器バイパス及び原子炉容器破損は除く。
- 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PRA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又はBヘッド喪失)

- ・ 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は定期事業者検査期間におけるリスクを評価するものであるが、定期事業者検査がほぼ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 $6.58 \times 10^5(\text{h})$ 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 I 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 $= 1.8 \times 10^{-5}$ (／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、「事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、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の同定

余熱除去冷却期間中（POS4、5、9、10及び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及び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、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Ⅰに示す。また、特重施設を含む成功基準については参考資料Ⅱに示す。

(c) 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。

(d) 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.(d)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、起回事象と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及び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

起回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及び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 I 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、充てん／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
- ・ 充てん／高圧注入系（注入時）
- ・ 充てん／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
- ・ RCPシール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)
- ・ 多様化自動作動設備
- ・ 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
- ・ 特重施設

(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、充てん／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、電力中央研究所(NRRC)が発行した国内プラントの故障実績を基にした「国内原子力発電所のPRA用一般機器信頼性パラメータの推定(2021年9月)」に記載されているデータを事前分布に、川内1/2号機の運転実績を尤度データとしてベイズ更新によって算出したプラント固有機器故障率を使用する。また、「国内原子力発電所のPRA用一般機器信頼性パラメータの推定(2021年9月)」に記載されているデータの故障実績は、電力中央研究所(NRRC)が発行したNRRCガイド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、NRRCガイドではバウンダリが定義されていない機器及びバウンダリは定義されているものの故障率が算出されていない機器については、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNRRCガイドのPRA対象機種に分類している。

上記の機器故障率を用いて、基事象発生確率を算出した。

イ 状態変更失敗確率

状態変更失敗確率の評価式については3.1.3.1(2)e.(b)イに示す。

ロ 機能維持失敗確率

機能維持失敗確率の評価式については3.1.3.1(2)e.(b)ロに示す。

ハ 待機除外確率

定期事業者検査期間中には、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。本評価では川内1号機第27回定期事業者検査の工程計画時の工程を参考に、各POSに対する待機除外を設定した。

ニ その他の非信頼度

三菱重工業社製の耐熱Oリングを使用した場合のRCPシールLOCA発生確率については、3.1.3.1(2) e.(b) ホに示す。

(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り、検証性に問題がないRiskSpectrum® PSAを使用して行った。

また、内部事象停止時レベルIPRA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回の定期事業者検査に伴う停止当たりの炉心損傷確率を算出しており、定期事業者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 2.1×10^{-5} (／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、原子炉補機冷却水系の全喪失が最も大きい結果となった。次いで、原子炉補機冷却海水系の全喪失、安全系高圧交流母線の部分喪失、外部電源喪失が大きい結果となった。

原子炉補機冷却水系の全喪失について、最も支配的な最小カットセットは「POS5-2における原子炉補機冷却水系の全喪失+低圧再循環(海水)失敗」であった。4台ある原子炉補機冷却水ポンプのうち2台が待機除外となっている状態で、運転中の2台の原子炉補機冷却水ポンプが流量喪失することにより原子炉補機冷却水系の全喪失となる。その後運転中のB余熱除去ポンプの冷却ができなくなり機能喪失することで低圧再循環(海水)に失敗し、炉心損傷に至るシナリオの影響が大きい。

原子炉補機冷却海水系の全喪失について、最も支配的な最小カットセットは「POS5-2における原子炉補機冷却海水系の全喪失+移動式大容量ポンプ車の確立失敗」であった。4台ある海水ポンプのうち2台が待機除外となっている状態で、運転中の2台の海水ポンプが原子炉補機冷却水冷却器管側の弁の誤閉止により機能喪失することで原子炉補機冷却海水系の全喪失となる。また、当該弁が誤閉止していることで、移動式

大容量ポンプ車の排水ができないことから、移動式大容量ポンプの確立が従属的に失敗することで炉心損傷に至るシナリオの影響が大きい。

安全系高圧交流母線の部分喪失について、最も支配的な最小カットセットは「POS5-2における安全系高圧交流母線の部分喪失+原子炉補機冷却水系の健全性喪失+低圧再循環（海水）失敗」であった。4台ある原子炉補機冷却水ポンプのうち2台が待機除外となっている状態で、安全系高圧交流母線の部分喪失発生することで、運転中の2台の原子炉補機冷却水ポンプが機能喪失し原子炉補機冷却水系の全喪失となる。その後運転中のB余熱除去ポンプの冷却ができなくなり機能喪失することで低圧再循環（海水）に失敗し、炉心損傷に至るシナリオの影響が大きい。

外部電源喪失について、最も支配的な最小カットセットは「POS5-2における外部電源喪失+非常用所内電源失敗+低圧再循環（CCW）失敗+代替再循環失敗」であった。外部電源喪失の発生後、海水ポンプが機能喪失することにより、非常用ディーゼル発電機の冷却に失敗し、全交流動力電源喪失となる。その後短期の交流電源回復及び代替低圧注入には成功するものの、海水ポンプが全台機能喪失しているため、低圧再循環及び代替再循環に失敗することで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、POS5-2が最も大きい結果となった。POS5の寄与が大きくなったのは、海水系等の機器の運転状態により、原子炉補機冷却水系の全喪失のシナリオの影響が大きいことが主な要因であった。

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、及び12の崩壊熱除去機能喪失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 I に示す。

(d) 不確実さ解析

イ 炉心損傷頻度の不確実さ解析の実施

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)イに示す。

ロ 解析条件・仮定

モンテカルロ手法を用いる際に使用する乱数は、SOKC (State-of-knowledge correlation) の影響を考慮し、パラメータ単位の乱数とした。

個々のパラメータについては、3.1.3.1(2)g.(d)ロに示す。

ハ 不確実さ解析結果

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2.8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8倍の不確実さ幅があることを意味する。

全CDF及び事故シーケンスグループ別CDFの点推定値は不確実さ

分布の5%下限値から95%上限値の間に収まっていることから、不確実さ解析に対して点推定評価は妥当であると考えられる。

(e) 感度解析

川内1号機第27回定期事業者検査は、工程計画時に停止時リスクモニタを用いたリスク評価を実施し、リスク低減のために工程調整を実施し工程を確定させた。具体的には、全CDFへの寄与が大きい原子炉補機冷却水系の全喪失のシナリオに対するリスク低減措置として、海水系等の機器の隔離時期を変更している。

海水系等の機器の隔離時期を変更したことによるリスク低減効果を確認するため以下の影響評価を実施した。

イ 感度解析条件

ベースケースでは、川内1号機第27回定期事業者検査実施に当たり工程計画時の工程を基に評価を実施したが、リスク低減を図るために工程調整を実施したため、工程調整内容を反映した工程確定後の工程を基に評価を実施しリスク低減効果を確認する。なお、主な工程調整内容を以下に示す。

- ・ POS5-2における海水系等の機器の隔離を原子炉キャビティ満水(POS6)以降での実施に変更。
- ・ 原子炉キャビティ満水(POS8)で実施していたディーゼル発電機の隔離をPOS9での実施に変更。

ロ 感度解析結果

工程確定後の工程を基に評価したPOS別のCDF及び起因事象別のCDFを第3.1.3.2-15表及び第3.1.3.2-16表に示す。

工程計画時の工程を基に評価した全CDF(2.1×10^{-5} (/炉年))に比べ、工程確定後の工程を基に評価した全CDFは 1.2×10^{-6} (/炉年)と

約94%低減しており、工程調整によるリスク低減効果を確認できた。

また、POS別では、POS5-2で海水系等の機器の隔離時期を変更したことによるリスク低減効果を確認できた。これは、海水系等の隔離を原子炉キャビティ満水（POS6）以降に移動させたことに伴い、海水系等のバックアップとして期待できる機器が増えたことにより、関連する起因事象である原子炉補機冷却水系の全喪失、安全系高圧交流母線の部分喪失等のCDFが減少したためである。

第 3.1.3.2-1 表 停止時 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源(停止時レベル 1PRA) (1/7)

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 実施に当たり 必要とされる基本的 な情報	設計情報	1) 原子炉設置許可申請書 2) 設計及び工事計画認可申請書 3) 系統図(1次系、2次系ほか) 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
			運転管理情報	1) 原子炉施設保安規定 2) 運転基準Ⅰ(総括編) 3) 運転基準Ⅱ(電気編) 4) 運転基準Ⅲ(タービン編) 5) 運転基準Ⅳ(原子炉編) 6) 運転基準Ⅴ(警報処置編) 7) 運転基準Ⅵ(緊急処置編) 8) 運転基準Ⅶ(定期試験編) 9) 運転基準(特重施設関連)

第 3.1.3.2-1 表 停止時 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源(停止時レベル 1PRA) (2/7)

PRAの実施項目		収集すべき情報	主な情報源
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) 定期事業者検査工程表
		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 2) 定期事業者検査工程表
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) 上記1の情報源 2) 国内PWR プラント運転実績 ・ 原子力施設運転管理年報 ・ NRA ホームページ ・ 原子力施設情報公開ライブラリ(NUCIA) 3) 米国PWRプラント運転実績 ・ NUREG-0020, “Licensed Operating Reactors-Status Summary Report” ・ NUREG-1187, “Performance Indicator for Operating Commercial Nuclear Power Reactors” ・ NRC ホームページ 4) 起因事象発生頻度に関する文献 ・ WASH-1400, “Reactor Safety Study: An Assessment of Accident Risks in US Commercial Nuclear Power Plants”. ・ NUREG-1150, “Severe Accident Risks: An Assessment for Five U.S. Nuclear Power Plants”. ・ NUREG-1829, “Estimating Loss-of-Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process”. ・ NUREG/CR-3300, “Review and Evaluation of the Zion Probabilistic Safety Study”. ・ NUREG/CR-4550, “Analysis of Core Damage Frequency From Internal Events; Methodology Guidelines”.

第 3.1.3.2-1 表 停止時 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (停止時レベル 1PRA) (3/7)

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(続き)	起因事象の選定(続き)	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(続き)	4) 起因事象発生頻度に関する文献 • NUREG/CR-5750, “Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants”. • NUREG/CR-6928, “industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants”. • SPAR Initiating Event Data and Results 2015, Parameter Estimation Update • IAEA-TECDOC-719, “Defining initiating events for purposes of probabilistic safety assessment”. • EPRI Technical Report “Pipe Rupture Frequencies for Internal Flooding Probabilistic Risk Assessments” 5) 先行 PRA 報告書及び関連する報告書 • 「リスク情報活用に向けた停止時 PRA モデルの高度化に関する研究」2007 年度受託作業報告書 • 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)”

第 3.1.3.2-1 表 停止時 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源(停止時レベル 1PRA) (4/7)

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(続き)	起因事象の選定(続き)	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(続き)	5) 先行 PRA 報告書及び関連する報告書 ・ 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)” 6) 伊方プロジェクトに関する報告書 ・ 「安全性向上評価 PRA 手法高度化検討 NRRC 技術諮問委員会対応」2017 年 3 月共同委託報告書 7) FMEA に用いる設計情報 ・ 系統機能整理表

第 3.1.3.2-1 表 停止時 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源(停止時レベル 1PRA) (5/7)

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(続き)	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) 先行PRA報告書及びそれに関連する報告書 ・「川内 1/2 号機における定期安全レビュー (PSR) の実施に伴う確率論的安全評価 (PSA)」2011 年 3 月委託報告書 ・「リスク情報活用に向けた成功基準の技術的根拠整備に関する検討ー代表 3 ループプラント、アイスコンデンサ型 4 ループプラントー」2005 年 3 月個別委託報告書 ・「安全管理合理化のためのリスク評価手法の拡張に関する検討」2005 年 3 月委託調査報告書 ・「シビアアクシデントに係る国内規制対応の高度化に関する研究」2012 年 8 月共同研究報告書 ・「安全性向上評価のための PRA における成功基準の技術的根拠整備に関する検討 (3 ループプラント出力時)」2016 年 2 月共同委託報告書 ・「安全性向上評価のための PRA における加圧器系弁の成功基準の技術的根拠整備に関する検討 (3 ループ、4 ループプラント出力時)」2018 年 2 月共同委託報告書 ・「PRA 手法高度化に係る外部専門家レビュー指摘事項への対応検討 (BE 条件を適用した内の事象出力時 PRA の成功基準解析」2020 年 6 月共同委託報告書 ・「安全性向上評価のための PRA における成功基準の技術的根拠整備に関する検討 (3 ループプラント停止時)」2016 年 12 月報告書
	事故シーケンスの分析		

第 3.1.3.2-1 表 停止時 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (停止時レベル 1PRA) (6/7)

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(続き)	事故シーケンスの分析(続き)	・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	3) 成功基準に関する文献 ・ SAFETY EVALUATION OF TOPICAL REPORT WCAP-15603, REVISION 1, May 20, 2003. ・ “Development of General Criteria for Screening Loss of Room Cooling in PRA Modeling”, Young G Jo and Taeyong Sung, ANS PSA 2013 International Topical Meeting on Probabilistic Safety Assessment and Analysis, Columbia, SC, September 22-26, 2013. ・ EPRI 1021067, “Plant Support Engineering: Nuclear Power Plant Equipment Qualification Reference Manual, Revision 1”.
	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、運転形態等	1) 上記 1、及び成功基準の設定、事故シーケンスの分析の情報源、及び下記人間信頼性解析、パラメータの作成の情報源 2) 健全性確認間隔の調査結果 3) 外部電源復旧確率に係る報告書 ・ 国内原子力発電所の外部電源の信頼性評価 (2014 年 3 月、原子力技術研究所)

第 3.1.3.2-1 表 停止時 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源(停止時レベル 1PRA) (7/7)

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(続き)	人間信頼性解析	・運転員による緩和操作等 ・各種操作、作業等に係る体制	1) 上記 1、及び成功基準の設定、事故シーケンスの分析の情報源 2) 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”. ・ EPRI 3002003150, “A Process for HRA Dependency Analysis and Considerations on Use of Minimum Value for Joint Human Error Probabilities” ・ EPRI TR-100259, “An Approach to the analysis of Operator Actions in Probabilistic Risk Assessment” ・ The EPRI HRA Calculator® Software Manual 3) 起因事象発生前人的過誤に関わる調査結果 4) 人間信頼性解析に関わる運転員等への聞き取り調査
	・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) ・アンアベイラビリティ	対象プラントに適用可能なデータ	1) 上記 1 の情報源 2) 原子力発電所運転管理年報 3) 国内機器故障率データ ・ 確率論的リスク評価(PRA)のための機器信頼性データ収集実施ガイド(2023 年 5 月)(財)電力中央研究所 ・ 国内原子力発電所の PRA 用一般機器信頼性パラメータの推定(2021 年 9 月)(一財)電力中央研究所 ・ プラントの機器故障実績 4) 共通原因故障データ ・ NUREG CCF Parameter Estimations 2015 ・ NUREG/CR-5497, “Common cause failure parameter estimations”

第 3.1.3.2-2 表 緩和設備の使用可能性(例)

プラント状態	(1) 部分出力 運転	(2) 高温停 止状態 (ECCS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 ミッドループ	(6) RHR 運転③ 海水系等 隔離	(7) 原子炉 上部 キャビティ 満水	(8) 燃料 取出し 状態	(9) 原子炉 上部 キャビティ 満水	(10) RHR 運転④ ミッドループ	(11) RHR 運転⑤ RCS満水	(12) 1次冷却系 の漏えい 試験	(13) RHR 運転⑥ RCS満水	(14) 高温停止 状態 (RHR隔離 以降)	(15) 高温停止 状態 (ECCS作動 信号ブロック 解除以降)	(16) 部分出力 運転
運転モード	1,2	3	3,4	4,5	5,6	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	0/1/1	—			0/2/0	0/2/0	0/2/0	0/2/0	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	4/0/0	2/2/0	2/0/2	—			2/2/0	3/1/0	3/1/0	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	4/0/0	2/2/0	2/0/2	—			2/2/0	3/1/0	3/1/0	2/2/0	2/2/0	—	
余熱除去ポンプ＋余熱除去 冷却器	—		0/2/0	2/0/0	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 3.1.3.2-3 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 自動起動信号ブロックまで				
3	高温停止状態	ECCS 自動起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
5-1	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～海水系等隔離開始まで	○	小(加圧器安全弁 3 台取外し)	不可	不可
5-2	ミッドループ運転状態	海水系等隔離開始から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 自動起動信号ブロック解除まで	○	なし	不可	可
14	高温停止状態	ECCS 自動起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 3.1.3.2-4 表 内部事象停止時レベル 1PRA において想定する

主要な定期事業者検査工程

工程	実施時期	備考
ミッドループ運転	燃料交換前 (POS5-1) 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 抜き開始時 (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)	
機器搬入口の開放	炉心に燃料がない期間 (POS7)	保安規定変更の影響を考慮。 従来の定期事業者検査工程と 比べ、POSの継続時間が長くな る可能性がある。