

表するものとする必要があるため、以下の手順に従って実定期検査工程を選定し、評価対象工程を選定した。

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

泊3号炉の至近の定期検査における、工程継続期間の比較結果を第3.1.2.a-3表に示すが、原子炉停止から起動までの一連の定期検査工程の経験は運転開始以降第1回定期検査に限定されていることから、泊3号炉の第1回定期検査を選定した。なお、当該定期検査において特異な試験の実施及びトラブルの発生は無い。

③ プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では、以下のように状態が変化する。

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

このため、プラント状態について、原子炉冷却材のインベントリー（水位）、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、分類を行った。

(2) プラント状態分類の分類結果

(1)の考え方に従い、②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態（以降、POS：Plant Operational State）に分類した。POSの分類及び使用可能な緩和設備を第3.1.2.a-3図に示す。各POSについて、以下に概説する。

【POS3：高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から余熱除去系運転開始まで】

非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降も、タービンバイパス系（又は主蒸気逃がし弁）を使用して原子炉の冷却を継続する。1次冷却系が2.75MPa[gage]以下、177°C未満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。なお、当該POSについては、1次冷却系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、評価の対象外とした。

【POS4：余熱除去系による冷却状態①（1次冷却系は満水状態）】

1次冷却系が2.75MPa[gage]以下、177°C未満となれば余熱除去系を起動し1次冷却系の冷却を行う。余熱除去系の運転状態として、1次冷却系の保有水量の観点から、満水状態をPOS4とし、ミッドループ運転状態の期間と区別する。

【POS5：余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）】

1次冷却系の酸化運転や蒸気発生器伝熱管の探傷試験実施のための蒸気発生器ノズル蓋の取付け、原子炉容器蓋取外し準備等のために、1次冷却系の水位を原子炉ノズルセンタ

一付近まで低下させたPOSである。1次冷却系の保有水量が減少している状態にあることから、余熱除去ポンプのキャビテーションを生じる可能性がある。また、原子炉停止後の経過期間が短く崩壊熱が大きいことから余熱除去系による冷却が停止した場合の燃料損傷までの時間余裕が他の状態に比べて小さいため、停止時PRAにおいて、特に重要となるプラント状態である。ミッドループ運転の概要図を第3.1.2.a-4図に示す。

【POS6：原子炉キャビティ満水状態①（燃料の取出し時）】

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

【POS7：燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）】

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

【POS8：原子炉キャビティ満水状態②（燃料の装荷時）】

新燃料及び検査の終了した燃料を炉心に装荷するために原子炉キャビティを満水にしている状態である。POS6と同様に余熱除去系による冷却が停止した場合でも燃料損傷に至るまでには多大な時間余裕が存在し、機器の復旧に期待できることから、本評価の対象外とした。

【POS9：余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）】

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

前述したように水位の低下により余熱除去ポンプがキャビテーションを生じる可能性があり、また1次冷却系の保有水量が少なく、POS5と比較して、崩壊熱は小さくなるものの、燃料損傷までの時間余裕が他の状態に比べて少ないことが特徴である。

【POS10：余熱除去系による冷却状態④（1次冷却系は満水状態）】

1次冷却系の漏えい試験を実施するに先立って、1次冷却系を満水状態とする。

【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る。）】

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

【POS12：余熱除去系による冷却状態⑤（1次冷却系は満水状態）】

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

【POS13：余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）まで】

1次冷却材温度が177℃に達すると余熱除去系を隔離し、主蒸気逃がし弁を使用しながら

ら、高温停止状態まで原子炉の昇温、昇圧を実施し、非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除に至る。なお、当該POSについては、1次冷却系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、本評価の対象外とした。

【POS14：高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降）】

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

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

分類したPOSごとの継続時間を第3.1.2.a-3表に示す。

(補足3.1.2.a-1)

3.1.2.b. 起回事象

起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷へ波及する可能性のある事象のことである。

① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象を以下の手法から検討し、選定を行った。

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

国内PWRプラントにおけるトラブル事例について、運転管理年報及び原子力施設情報公開ライブラリー（NUCIA）で公開されているトラブル情報を基に調査した。

b. マスターロジックダイアグラムに基づく分析

マスターロジックダイアグラムを用いて起回事象の同定を行った。分析結果について第3.1.2.b-1図に示す。

炉心の過大な損傷要因としては、燃料棒や器物の落下に伴う「燃料の機械的損傷」と「燃料の熱的損傷」が考えられる。このうち「燃料の機械的損傷」として、「燃料集合体の落下事象」が考えられるが、重量物の落下等損傷範囲が想定事象で一意的に同定されるものであり、PRAとして取り扱う要素は少ない。

「燃料の熱的損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不能」が考えられる。「燃料の過出力」をもたらす事象として、「反応度投入事象」が考えられる。一方、「燃料の冷却不能」をもたらす事象としては、「原子炉冷却材流出」及び「崩壊熱除去の失敗」が考えられる。前者の「原子炉冷却材流出」をもたらす事象として、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」、「水位維持失敗」及び「オー

バードレン」が考えられる。

ここで、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」事象としては、配管破断（いわゆるLOCA）と、運転員による弁の誤操作等による1次冷却材の系外への流出が考えられる。このうち配管破断については、プラント停止中に1次冷却材圧力が低圧状態(2.75MPa[gage])又は大気圧状態に置かれている状態では発生の可能性が極めて低いと考えられるため、本評価では、1次冷却材圧力が低圧状態又は大気圧状態における弁の誤操作等による「1次冷却材流出」を対象とする。後者の「崩壊熱除去失敗」をもたらす事象としては、「余熱除去機能喪失」事象、「外部電源喪失」事象及び「原子炉補機冷却機能喪失」事象が考えられるため、これらも炉心損傷に至る起因事象として考慮する。

c. 国内外での既往のPRAによる知見の活用

既往のPRAで選定された起因事象について調査を実施した。調査結果について第3.1.2.b-1表に示す。

以上により同定した起因事象は以下のとおりである。

- ・余熱除去機能喪失
- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
- ・水位維持失敗
- ・オーバードレン
- ・外部電源喪失
- ・原子炉補機冷却機能喪失
- ・反応度の誤投入
- ・インターフェイスシステムLOCA
- ・低温過加圧事象
- ・主給水流量喪失
- ・過渡事象
- ・2次冷却系の破断
- ・蒸気発生器伝熱管破損
- ・燃料集合体の落下

(2) 同定した起因事象の除外

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

a. インターフェイスシステムLOCA

この事象は、1次冷却系に接続する配管の高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスにおいて、隔離機能が喪失することによって、低圧設計部分に設計圧を超える圧力がかかり機器破損を起し、原子炉冷却材が格納容器外に流出する事象である。停止時PRAの評価対象期間においては、長時間にわたり原子炉容器が開放されている。また、原子炉容器が開放されていない期間においても、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて1次冷却材圧力が高圧になることはなく、インターフェイスシ

ステムLOCAの発生する確率は非常に小さい。また、本評価においては、1次冷却系が高圧の状態は出力運転時の評価に包絡されるとの判断で評価対象外としているため、起因事象から除外した。

b. 低温過加圧事象

低温過加圧事象は、停止時に1次冷却系が低温にあり、かつ閉止状態において、加圧事象が生じた場合に発生する。加圧事象の原因となり得る設備については、運転モードごとに使用できる状態の系統・トレンを制限して、発生の可能性を低減している。また、加圧事象に至る原因としては高圧注入系の誤起動等が考えられるが、低温時には加圧器逃がし弁動作圧力は低圧設定となる低温過加圧防止装置が設置されており、低温過加圧事象が生じるには、加圧事象発生と過加圧防止設備不動作の重畳が必要となること、また、加圧器安全弁の取外しや加圧器逃がし弁の動作台数の確保等の過加圧防止対策を実施することから、その発生確率は非常に低いと考えられるため、起因事象から除外した。

c. 過渡事象，2次冷却系の破断，蒸気発生器伝熱管破損，主給水流量喪失

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

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

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

d. 燃料集合体の落下事象

燃料取扱設備は、燃料集合体の総重量を十分上回る重量に耐えることのできる強度に設計されている。また、燃料取替クレーンのグリッパチューブおよび使用済燃料ピットクレーンのホイストのワイヤの二重化等、設計上の配慮を多重に設けており、燃料取替中に、使用済燃料集合体が脱落、落下する可能性は非常に小さいと考えられる。

また、燃料集合体の落下事故による、核分裂生成物の放出量及び線量当量についてはPWRプラントにおいては安全評価指針に基づき使用済燃料ピット側における落下を想定した評価が行われており、本事故による周辺の公衆に与える放射線被ばくリスクは十分に小さいと考えられる。

上記より、燃料集合体の落下事故の可能性が非常に小さく、発生した場合にも影響が限定されることから、本評価では、燃料集合体の落下事象を起因事象から除外した。

(3) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事

象をグループ化するには、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり、同一グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起回事象であるため、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起回事象をグループ化することとしている。

評価対象とする起回事象のうち、外部電源喪失については、起回事象従属性を有する起回事象であり、他の起回事象と同一のグループとしない。また、「水位維持失敗」及び「オーバードレン」を「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」内にグループ化することが可能であるが、詳細な評価を実施するために同一のグループとしない。したがって、同定した起回事象については、それぞれ単独で炉心損傷の評価を実施することとしグループ化はしない。

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起回事象は以下の7事象とした。プラント状態との対応を第3.1.2.b-2表に示す。

- ・余熱除去機能喪失

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

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

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

- ・水位維持失敗

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

- ・オーバードレン

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

- ・外部電源喪失

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

- ・原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系の弁やポンプ等の故障により、原子炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には、崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・反応度の誤投入

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

(4) 起回事象の発生頻度評価

起回事象の発生頻度は、次のa. からc. の手法を用いて算出した。

なお、運転実績には利用可能なデータである平成22年度（平成23年3月）までのデータを用いた。

a. 出力運転時及び停止時の運転実績より算出

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

- ・外部電源喪失
- ・原子炉補機冷却機能喪失

具体的な発生頻度の評価方法については、出力運転時 PRA と同様である。

b. 停止時の運転実績より算出

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

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
- ・余熱除去機能喪失

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

○原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の発生頻度

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

612,397：余熱除去系運転時間(h)

○余熱除去機能喪失の発生頻度*

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

612,397：余熱除去系運転時間(h)

※本起因事象としては、運転中の余熱除去系の故障頻度($1.6\times 10^{-6}(/h)$)に、システム解析にて算出した待機中の余熱除去系による冷却失敗確率(3.6×10^{-2})を乗じた $5.8\times 10^{-8}(/h)$ が発生頻度となる。

c. システム解析により算出

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

- ・水位維持失敗
- ・オーバードレン
- ・反応度の誤投入

○水位維持失敗の発生頻度

ミッドループ運転中の水位低下事象の発生を起点として、水位計の監視に基づく通常のドレン停止（水位回復）操作及び（バックアップとして）警報発信に基づく

ドレン停止（水位回復）操作に対して、人的過誤確率及び機器故障率を見込むことで評価を行った。

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

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

となった。

○オーバードレンの発生頻度

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

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

となった。（補足3.1.2.b-3）

○反応度の誤投入の発生頻度

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

$$3.1 \times 10^{-8} \text{ (／demand)}$$

と評価した。

制御棒による反応度の誤投入については、PWRの制御棒は自重で炉心に挿入される設計であり、定期検査時には制御棒は燃料に挿入された状態となるとともに、起動時を除く期間については、ほう酸水により未臨界度が確保された状態となる。また、起動時の制御棒操作に際しては事前に手順の十分な確認のうえ操作を実施するとともに、核計装系による監視、制御棒引き抜き阻止のインターロック及び関連する警報が独立に設けられていることを踏まえ、事象が発生する確率は非常に小さいと考え本評価においては評価対象外と判断した。（補足3.1.2.b-1）

以上のとおり評価した各起因事象の発生頻度について第3.1.2.b-3表に、炉心損傷頻度評価で用いる滞在時間を考慮したプラント状態別の起因事象発生頻度を第3.1.2.b-4表に整理する。（補足3.1.2.b-2）

なお、泊3号炉においては、起因事象発生頻度評価に用いた運転実績期間において本評価で挙げた起因事象はいずれも発生しておらず、起因事象発生頻度の観点でプラント固有の特徴は見受けられない。

3.1.2.c. 成功基準

既往の PRA や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や、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

① 成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

○一般的な炉心損傷判定条件

有効燃料長頂部が露出した状態とする。

○反応度の誤投入時の炉心燃料損傷判定条件

臨界に達した状態とする。

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

(2) 起因事象ごとの成功基準

○安全機能として期待できるか否かの判断基準を以下に示す。

1) 除熱機能：熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回るか

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

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

起因事象「外部電源喪失」の成功基準は、以下のとおりである。

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

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

(3) 対処設備動作までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

AM策を除外した評価のため、期待できる緩和手段は余熱除去系の手動起動のみ（炉心注入による水位回復には期待しない）であり、時間余裕は「燃料有効長頂部露出」までではなく、「余熱除去運転が可能な1次冷却材水位レベルまで」とした。

具体的には、1次冷却系の保有水量が最も少なく、かつ崩壊熱量が大きいPOS5につ

いて、ミッドループ運転を模擬した「崩壊熱除去機能喪失」のこれまでの解析結果を参照し、1次冷却系保有水量が減少し始めるまでの時間を保守的に見積もって、10分を時間余裕として設定した。なお、POS4、POS10及びPOS12については、POS5と比較して1次冷却系の保有水量が多く、また、POS9については、POS5と比較して崩壊熱量が小さいことから、余裕時間はPOS5より大きくなるが、保守的にこれらPOSの余裕時間も10分と設定した。(補足3.1.2.c-1)

b. 使命時間

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

(4) 熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性

本評価において、熱水力解析等は実施していない。

3.1.2.d. 事故シーケンス

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及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。

① イベントツリー

イベントツリー法を用いて、各起因事象に対して、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を検討し、事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

第3.1.2.d-1(a)図～第3.1.2.d-1(g)図に各起因事象のイベントツリー、イベントツリー作成上の主要な仮定、イベントツリーの説明を示す。(補足3.1.2.d-1)

なお、炉心損傷シーケンスグループの分類については3.1.2.h項に示す。

3.1.2.e. システム信頼性

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

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.2.e-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.2.e-2表に示す。

なお、プラント停止時は、対象とするプラント状態の特徴を考慮し、システム信頼性の評価においては下記の(1)～(4)を仮定している。

(1) 信号

機器は原子炉施設保安規定を基に使用可能性を設定しているため、その機器が属する系統のプロセス値によるインターロック信号がある場合はそれに期待出来るものとしてモデル化する。ただし、前述のとおり非常用炉心冷却設備作動信号はブロックされているためモデル化しない。なお、待機中の非常用ディーゼル発電機については、定期検査中においても自動起動できる状態で待機しているため、自動起動信号をモデル化する。

(2) 換気空調系

出力運転時と同様にフロントライン系及びサポート系に必要となる換気空調系をモデル化する。

(3) 現場操作

電動弁や手動弁の現場での手動開閉操作はモデルしていない。

(4) 試験又は保守作業による待機除外

出力運転時レベル1PRAでは、機器が試験又は保守作業により使用不能となる事象を考慮しているが、停止時レベル1PRAでは、定期検査期間中に計画的に点検されることから、試験又は保守作業による待機除外のモデル化を省略する。

【サポート系】

1. 電源系
2. 信号系
3. 制御用空気系
4. 換気空調系
5. 原子炉補機冷却海水系
6. 原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

7. 余熱除去系

② システム信頼性評価手法

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

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

定量化に当たっては、起因事象と緩和設備の従属性や、緩和設備間の従属性を考慮した。これらの従属性により発生しうる共通要因故障を、フォールトツリー結合法を用いて評価した。また、同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられている複数機器の故障については、型式、機能、環境、運用方法等に基づく共通要因故障を、MGL法を用いて評価した。システム信頼性評価の例を第3.1.2. e-1図に示す。

③ システム信頼性評価の結果

システム信頼性評価の結果について、各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度

を第3.1.2.e-3表に示す。

④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

本評価では、システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。

3.1.2.f. 信頼性パラメータ

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

① 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、出力運転時レベル1 PRAと同様な評価式に基づき非信頼度を評価した。

② 機器故障率パラメータの一覧

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

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た。

③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価においては、故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④ 待機除外確率

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

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器については、型式、機能、環境、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。

また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。

共通要因故障パラメータについては、NUREG/CR-5497（停止時レベル1学会標準推奨デー

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

共通要因故障を考慮している対象機器及び故障モードを第3.1.2.f-1表に、共通要因故障パラメータの一覧を第3.1.2.f-2表にそれぞれ示す。

また、共通要因故障の同定手順を第3.1.2.f-1図に示す。

3.1.2.g. 人的過誤

人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動(タスク)に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。

本評価では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の算出に用いた方法

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP(Technique for Human Error Rate Prediction)手法を用いて、当該プラントの関連運転要領書に基づき、それぞれの人的過誤のHRAイベントツリーを作成し人的過誤確率を評価している。

(2) 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い

本作業では、起因事象発生前の作業、発生後の緩和操作及び人的過誤によって発生する起因事象を対象として、それらの過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

a. 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、「手動弁及び手動ダンパの保守後の復帰失敗(開け忘れ及び閉め忘れ)」を評価対象としている。結果、下表のとおり起因事象発生前人的過誤を抽出した。

運転操作エラー項目	操作場所	人的過誤確率
弁の操作忘れ	現場	1.0E-2

b. 起因事象発生後人的過誤

起因事象発生後の人的過誤としては、運転要領や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより、運転員によって行われる緩和操作を同定している。また、成功基準にて設定されるシステム及び機器の制御に要求される操作を含めている。

それぞれの事象発生後の人的過誤に対して、「診断失敗」と「操作失敗・読取り失敗」を考慮し評価している。

(a) 診断失敗

起因事象の発生や操作の必要性に対する診断を、診断過誤として取り扱う。なお、

診断行為は複数の計器指示，警報等からプラントで発生した事象を特定することから，時間的な余裕を考慮する。

診断失敗は，THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については，3.1.2.c.において設定した余裕時間10分を用いる。

なお，診断失敗が発生した場合，運転員は当該運転要領（手順書）の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー項目	人的過誤確率
余熱除去系起動の診断失敗	3.0E-2

(b) 操作失敗及び読取り失敗

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

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

運転操作エラー項目	操作場所	人的過誤確率	E F
弁の操作失敗	中央制御室	1.0E-3	30
補機の操作失敗	中央制御室	1.0E-3	30

本評価では，読取り失敗に係る人的過誤を取り扱っていない。

(c) 起回事象発生に係わる人的過誤

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

人的過誤の評価結果を第3.1.2.g-1表に示す。（補足3.1.2.g-1）

3.1.2.h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は，事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起回事象や展開したイベントツリー，フォールトツリーの各基事象に対し数値（起回事象発生頻度，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。

炉心損傷頻度の算出のため、事故シーケンスの定量化を行った。事故シーケンスの定量化は、RiskSpectrum®PSAコードを使用して、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度を算出した。

また、停止時PRAにおける炉心損傷頻度は、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回の停止当たりの燃料損傷確率を算出しており、1回の停止は通常時約1年に1回行われるため、算出した炉心損傷確率を年当たりの炉心損傷頻度（/炉年）とみなすことで得ることができる。

また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために、事故シーケンスグループに分類する。

(1) 事故シーケンスグループ

a. 崩壊熱除去機能喪失

余熱除去系が機能喪失し炉心損傷に至る事故シーケンスを崩壊熱除去機能喪失に分類する。

b. 全交流動力電源喪失

外部電源喪失時に、非常用所内交流電源による電源の確保に失敗し、全交流動力電源喪失が発生することにより炉心損傷に至る事故シーケンスを全交流動力電源喪失に分類する。なお、本評価では、A及びBのディーゼル発電機による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。

c. 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誤操作等によって冷却材が流出することにより炉心損傷に至る事故シーケンスを原子炉冷却材の流出に分類する。

d. 反応度の誤投入

ほう素の異常な希釈により臨界に達することで炉心損傷に至る事故シーケンスを「反応度の誤投入」に分類する。

以上から分類した事故シーケンスグループについて第3.1.2.h-1表に示す。

② 炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 6.0×10^{-4} （/炉年）となった。

全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい主要シーケンス、ならびに主要カットセットについて第3.1.2.h-2表に、起因事象及びPOS別の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.2.h-3表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.2.h-4表に示す。

起因事象別、POS別及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度割合を第3.1.2.h-1図、第3.1.2.h-2図及び第3.1.2.h-3図に示す。

(2) 評価結果の分析

事故シーケンスグループ別の結果では、原子炉冷却材の流出による寄与が約88%を占めている。崩壊熱除去機能喪失による寄与は約10%、全交流動力電源喪失による寄与は約2%、反応度の誤投入による寄与は0.1%未満であった。

全炉心損傷頻度に対する寄与割合の高い事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出のシーケンスで占められており、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の事故シーケンスの寄与が高い。原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は、全 POS において発生し得る事故シーケンスであること及び起因事象の発生が炉心損傷に直結する緩和策に期待しない事故シーケンスであることから寄与が大きい。

起因事象別の結果では、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の寄与が最も大きく全炉心損傷頻度の約 85%を占めている。次いで、余熱除去機能喪失の約 6%、外部電源喪失の約 4%と続く。原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は、停止時の各プラント状態を通じて、緩和策無く発生する起因事象であり、頻度が大きい。

POS 別の結果では、炉心損傷頻度は継続時間の長い POS が大きくなっており、緩和手段が乏しい本評価では結果が継続時間に強く依存している。このため、継続時間が相対的に長い POS9 及び POS10 が厳しく、次いで POS5 の寄与が大きくなっている。(補足 3.1.2.h-1)

③ 重要度解析、不確かさ解析及び感度解析

PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確かさ解析を実施した。また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

炉心損傷頻度に対する Fussell-Vesely (FV) 重要度及びリスク増加価値 (RAW) を評価し、炉心損傷頻度への寄与の大きい要因を分析した。

FV 重要度は、燃料損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標である。FV 重要度の評価結果を第 3.1.2.h-4 表に示す。評価の結果、第 1 位は「余熱除去系起動の診断失敗」が約 7%、次いで「(ディーゼル発電機室換気系) 防火兼手動ダンパ 404A 戻し忘れ」、 「(ディーゼル発電機室換気系) 防火兼手動ダンパ 401A 戻し忘れ」及び「(ディーゼル発電機室換気系) 防火兼手動ダンパ 405A 戻し忘れ」がそれぞれ約 0.6%となった。

第 1 位の FV 重要度が約 7%、第 2 位以降は、約 0.6%以下となっていることから、全炉心損傷頻度の大部分は、緩和系の失敗ではなく、緩和系に期待できない起因事象の発生によるものであることが分かる。

RAW は、対象となる事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標である。RAW の評価結果を第 3.1.2.h-5 表に示す。評価の結果、RAW の上位は約 3.1 で同値を示していることから、機器故障やヒューマンエラーの発生で、燃料損傷に至るものが多数存在することがわかる。

FV 重要度と RAW の相関を第 3.1.2.h-4 図及び第 3.1.2.h-5 図に示す。

(2) 不確かさ解析

全炉心損傷頻度の下限値 (5%)、中央値 (50%)、平均値及び上限値 (95%) の評価結果を第 3.1.2.h-7 表、第 3.1.2.h-6(a) ~ (f) 図及び第 3.1.2.h-7 図に示す。全炉心損傷頻度

の点推定値は 6.0×10^{-4} (／炉年) であったが、不確かさ解析の結果、平均値は 5.9×10^{-4} (／炉年)、不確かさ幅を示すエラーファクター (EF) は 3.3 となり、各パラメータの不確かさの影響により上限値と下限値の間に約 11 倍の不確かさ幅がある結果となっている。これは炉心損傷頻度に支配的な影響のあった原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失のパラメータの EF に極端に大きなものが見られなかったことによるものである。

なお、いずれの事故シーケンスも著しい不確かさ幅を持つものは見受けられなかった。

(3) 感度解析

a. 充てんポンプの有無

今回実施した PRA では、運用上は運転継続中である充てんポンプによる注水には期待していない。感度解析ケースでは、この運転中の充てんポンプに期待できるものとして全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きい原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を対象に感度解析を実施した。感度解析結果を第 3.1.2. h-7 表、第 3.1.2. h-8 図及び第 3.1.2. h-9 図に示す。

評価の結果、充てんポンプによる注水を緩和策として考慮することにより、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の炉心損傷頻度は 5.1×10^{-7} (／炉年) となり基本ケースから約 1/1000 に低減し、全炉心損傷頻度は 9.2×10^{-5} (／炉年) となり基本ケースから約 1/7 に低減した。事故シーケンスグループ別寄与割合及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度については、崩壊熱除去機能喪失が支配的となったが、事故シーケンスグループの選定においては、影響が無いことを確認した。

第3.1.2.a-1表 停止時レベル1 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (1/2)

PRA の評価作業	必要な情報	主な情報源
<p>1. フラントの構成・特性の評価</p>	<p>PRA 実施にあたり必要とされる設計、運転管理に関する情報</p> <p>a) 設計情報</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) 原子炉設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図集 4) 単線結線図 5) 展開接続図 (EWD) 6) フォンクショナルダイアグラム 7) 計装ブロック図 8) フラント機器配置図 <ul style="list-style-type: none"> ・ 機器配置図 ・ 電気盤配置図 9) 系統設計仕様書 <ul style="list-style-type: none"> ・ 系統説明書 ・ 容量根拠書 10) 機器設計仕様書
<p>2. フラント状態 (POS) の分類</p>	<p>POS の区切りとなる主要定検工程の実施日時</p> <p>フ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</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) 原子炉施設保安規定 2) 運転手順書類 <ul style="list-style-type: none"> ・ 運転要領 (起動停止編, 原子炉編, タービン編, 電気編, 警報処置編, 緊急処置編, 定期試験編) 1) 定期検査工程表

第3.1.2.a-1表 停止時レベル1 PRA実施のために収集した情報及び主な情報源 (2/2)

PRAの評価作業	必要な情報	主な情報源
3. 起因事象選定と発生頻度の評価	余熱除去機能喪失、外部電源喪失などに 関する事例	1) 上記1の情報源 2) 原子力発電所運転管理年報 3) 原子力施設情報公開ライブラリ (NUCIA) 4) 先行 PRA 報告書
4. 成功基準の作成	<ul style="list-style-type: none"> • 安全系などのシステム使用条件 • システム性能 • 運転員による緩和操作 • 設備構成を考慮した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
5. 事故シナリオの分析		
6. 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	1) 上記1の情報源 2) 下記7,8の情報源 3) 健全性確認間隔
7. 人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> • 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の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 • NUREG_CR-1278 3) 事故前人的過誤に関する調査結果
8. パラメータの作成	対象プラントに即したデータ	1) 国内機器故障率データ • 故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定 2009 年5月日本原子力技術協会 2) 原子力発電所運転管理年報 3) 共通原因故障データ • NUREG CCF Parameter Estimations 2010 • NUREG/CR-5497

第 3.1.2. a-2 表 系統設備概要

系統	設備概要
原子炉保護系	2 out of 4 制御棒クラスタ 48体
余熱除去系	余熱除去ポンプ 2台 (うず巻形) ポンプ容量 約850m ³ /h/台
ディーゼル発電機	発電機 2台 発電容量 約7,000kVA/台
直流電源設備	非常用蓄電池 2組 容量 約2,400Ah/組 常用蓄電池 2組 容量 約2,000Ah/組
原子炉補機冷却水系	原子炉補機冷却水ポンプ 4台 ポンプ容量 約1,400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却海水ポンプ 4台 ポンプ容量 約1,700m ³ /h/台

第 3.1.2. a-3 表 泊 3 号炉定期検査の工程継続期間の比較

POS	工程	工程継続時間 (h)	
		第 1 回定検	第 2 回定検*
POS4	余熱除去系による冷却状態① (1次冷却系満水)	66	85
POS5	余熱除去系による冷却状態② (ミッドループ運転状態、燃料取出し前)	121	131
POS9	余熱除去系による冷却状態③ (ミッドループ運転状態、燃料取出し後)	173	—
POS10	余熱除去系による冷却状態④ (1次冷却系満水)	177	—
POS12	余熱除去系による冷却状態⑤ (1次冷却系満水)	85	—
	合計	622	—

* 第 2 回定検は長期定検

第 3.1.2. a-4 表 プラント状態の分類

プラント状態 (POS)	POSの継続時間 (h)
4	66.0
5	121.1
9	172.8
10	177.2
12	85.3
合計	622.4

第3.1.2.b-1表 考慮している起因事象の比較

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

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

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

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

第3.1.2.b-2表 プラント状態と起回事象の対応

	プラント状態	原子炉冷却材 圧力バウンダリ 機能喪失	水位維持 失敗	オーバードレン	余熱除去 機能喪失	外部電源 喪失	原子炉補機冷 却機能喪失	反応度の 誤投入
POS4	余熱除去系による冷却状態① (1次冷却系は満水状態)	○	-	-	○	○	○	-
POS5	余熱除去系による冷却状態② (ミッドロープ運転状態)	○	○	○	○	○	○	-
POS9	余熱除去系による冷却状態③ (ミッドロープ運転状態)	○	○	○	○	○	○	-
POS10	余熱除去系による冷却状態④ (1次冷却系は満水状態)	○	-	-	○	○	○	-
POS12	余熱除去系による冷却状態⑤ (1次冷却系は満水状態)	○	-	-	○	○	○	-
POS14	高温停止状態 (非常用炉心冷却設備作動 信号ブロック解除以降)	-	-	-	-	-	-	○

第3.1.2.b-3表 起因事象発生頻度（平成23年3月31日迄）

起因事象	対象期間	発生頻度	EF	発生頻度の評価方法
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	1次冷却系低圧時	8.2E-7/h	13	停止時の運転実績より算出 - 停止時の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期間を用いて算出
水位維持失敗	ミッドループ運転時	4.1E-6/ミッドループ	5.8	システム解析により算出 - 事象発生に関する人的過誤確率及び機器故障率を評価
オーバードレン	水抜き中	4.1E-6/demand	5.8	
余熱除去機能喪失（注）	余熱除去系1系列運転時	5.8E-8/h	17	停止時の運転実績より算出 - 停止時の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期間を用いて算出
外部電源喪失	出力運転時を含めた全期間	5.5E-7/h	4	出力運転時及び停止時の運転実績より算出 - 出力運転時及び停止時の運転経験から得られた起
原子炉補機冷却機能喪失	出力運転時を含めた全期間	2.3E-8/h	13	因事象の発生件数と運転期間を用いて算出
反応度の誤投入	プラント起動時	3.1E-8/demand	7.6	システム解析により算出 - 事象発生に関する人的過誤確率を評価

（注）余熱除去機能喪失は、運転中のA系の故障に加えて、待機中のB系による冷却失敗も含む。したがって、運転中のA系の故障発生頻度 $1.6 \times 10^{-6}/h$ に、待機中のB系による冷却失敗確率 3.6×10^{-2} を乗じた $5.8 \times 10^{-8}/h$ が当該起因事象の発生頻度となる。

第3.1.2.b-4表 POS別起因事象発生頻度（/炉年）

	プラント状態	期間 (h)	原子炉冷却材 圧力バウンダ リ機能喪失	水位維持 失敗	オーバー ドレン	余熱除去 機能喪失 (注)	外部電源喪失	原子炉補 機冷却機 能喪失	反応度の 誤投入
POS4	余熱除去系による冷却状態① (1次冷却系は満水状態)	66.0	5.4E-5	-	-	3.8E-6	3.6E-5	1.5E-6	-
POS5	余熱除去系による冷却状態② (ミッドルールプ運転状態)	121.1	9.9E-5	4.1E-6	4.1E-6	7.1E-6	6.7E-5	2.8E-6	-
POS9	余熱除去系による冷却状態③ (ミッドルールプ運転状態)	172.8	1.4E-4	4.1E-6	4.1E-6	1.0E-5	9.5E-5	4.0E-6	-
POS10	余熱除去系による冷却状態④ (1次冷却系は満水状態)	177.2	1.5E-4	-	-	1.0E-5	9.7E-5	4.1E-6	-
POS12	余熱除去系による冷却状態⑤ (1次冷却系は満水状態)	85.3	7.0E-5	-	-	5.0E-6	4.7E-5	2.0E-6	-
POS14	高温停止状態（非常用炉心冷 却設備作動信号ブロック解除 以降）	37.1	-	-	-	-	-	-	3.1E-8

(注) 余熱除去系統の故障は、運転中のA系の故障に加えて、待機中のB系による冷却失敗も含む。運転中のA系が故障し、待機中のB系による冷却にも失敗する頻度 $5.8 \times 10^{-8}/h$ (第3.1.2-6表) に、各POSの継続期間を乗じて、POS別起因事象発生頻度を算出した。

第3.1.2. e-1表 フロントライン系とサポート系の依存性

サポート系 (直接影響を与える側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
	フロントライン系 (直接影響を受ける側)					
余熱除去系 ^{※1}	○	○	○			○

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

第3.1.2. e-2表 サポート系同士の依存性

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

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

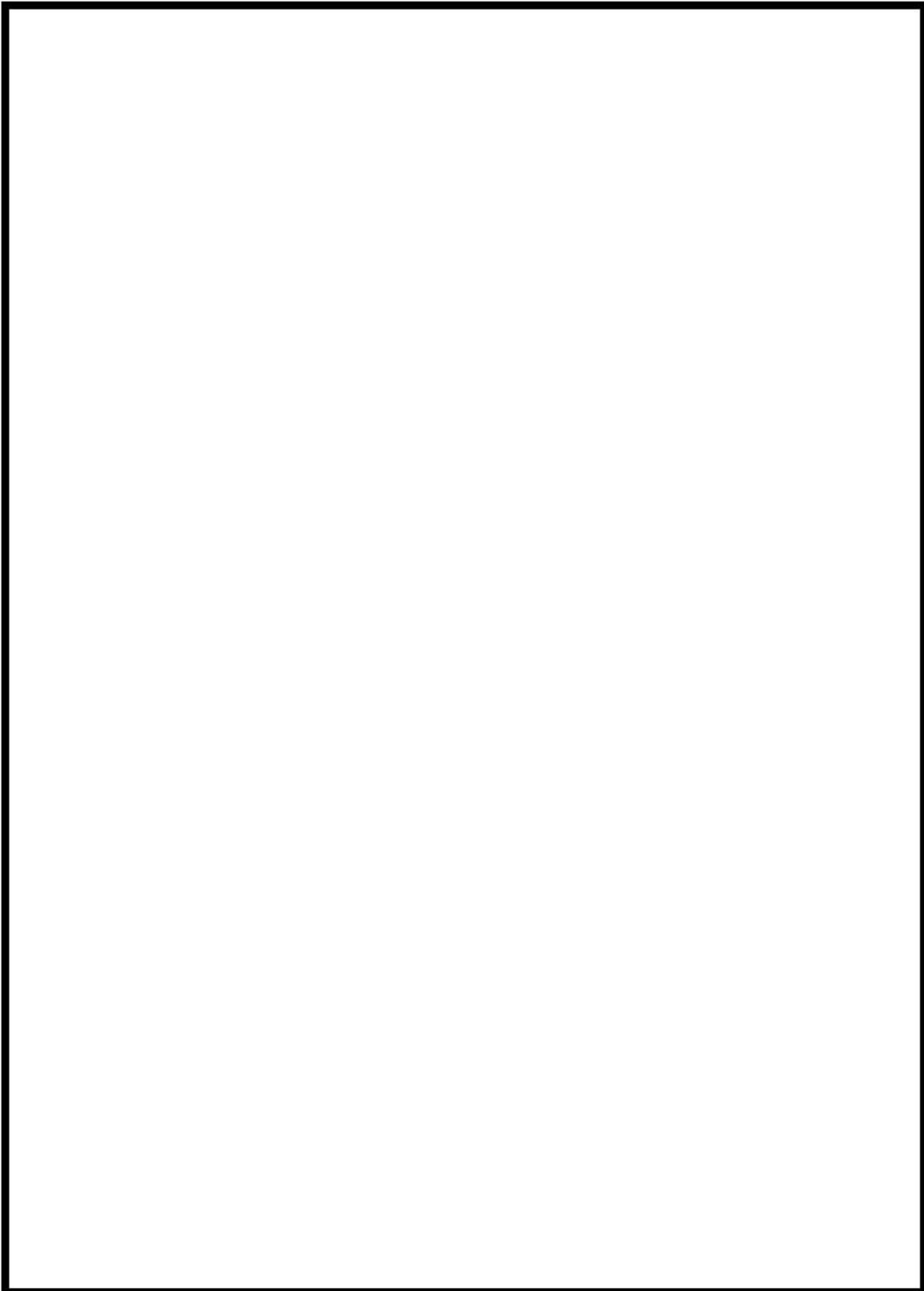
※2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。


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

第 3.1.2.e-3 表 システム信頼性評価結果

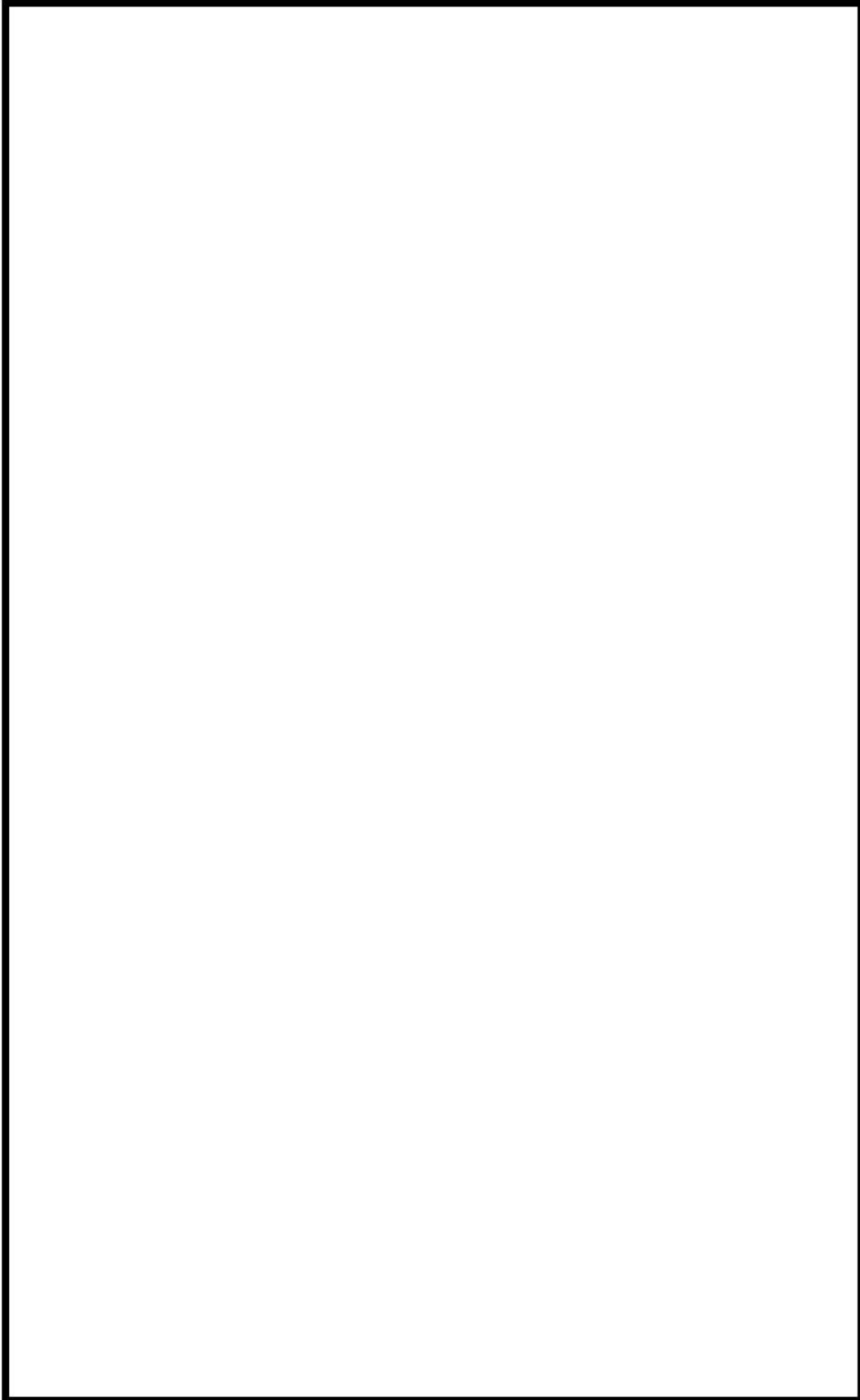
起因事象	システム系統	代表的な FT の非信頼度
外部電源喪失	余熱除去系による冷却	7.1E-2
—	非常用所内電源の確立	4.2E-2


第 3.1.2. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (1/6)



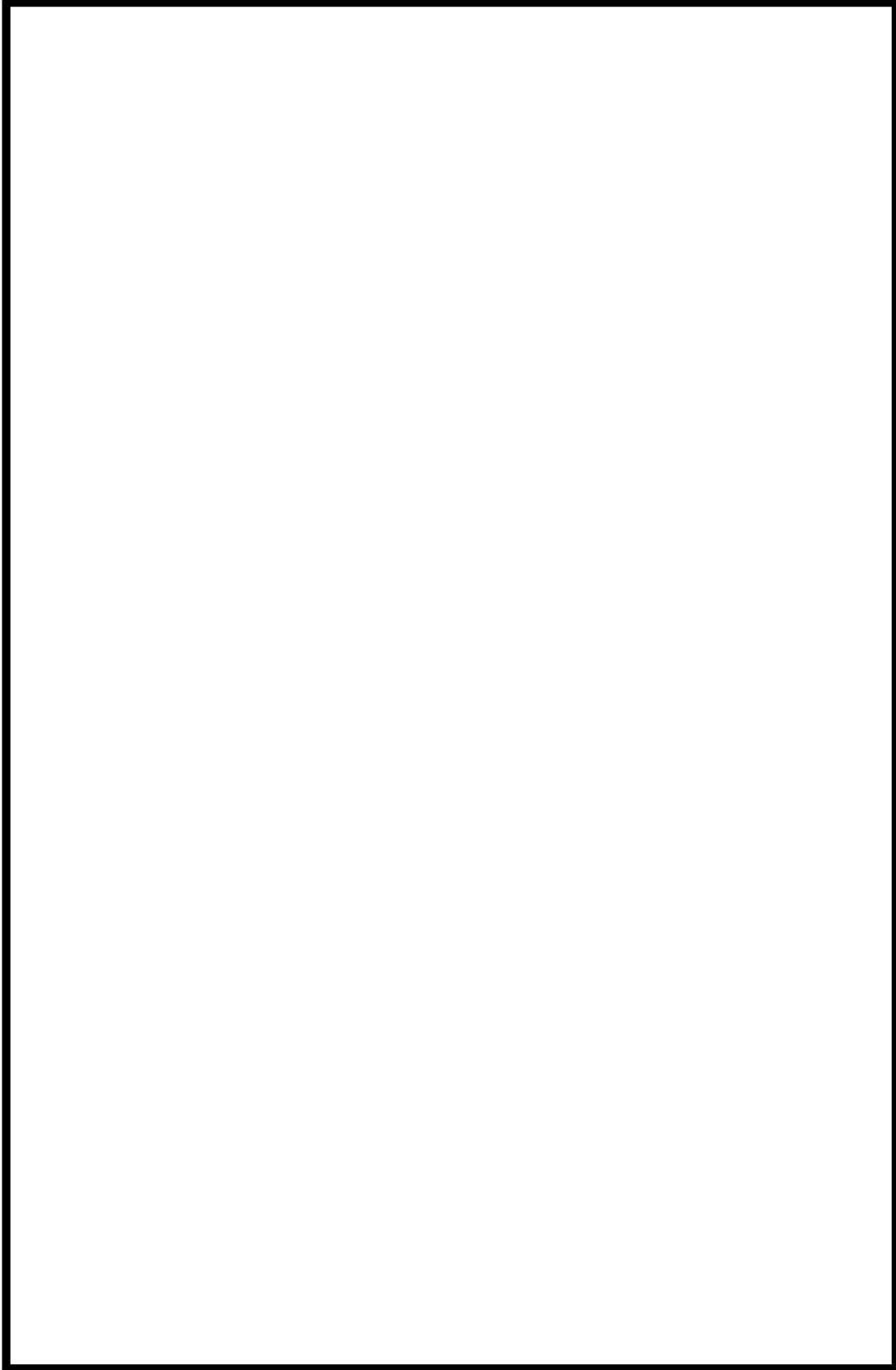
 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。


第 3.1.2. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (2/6)



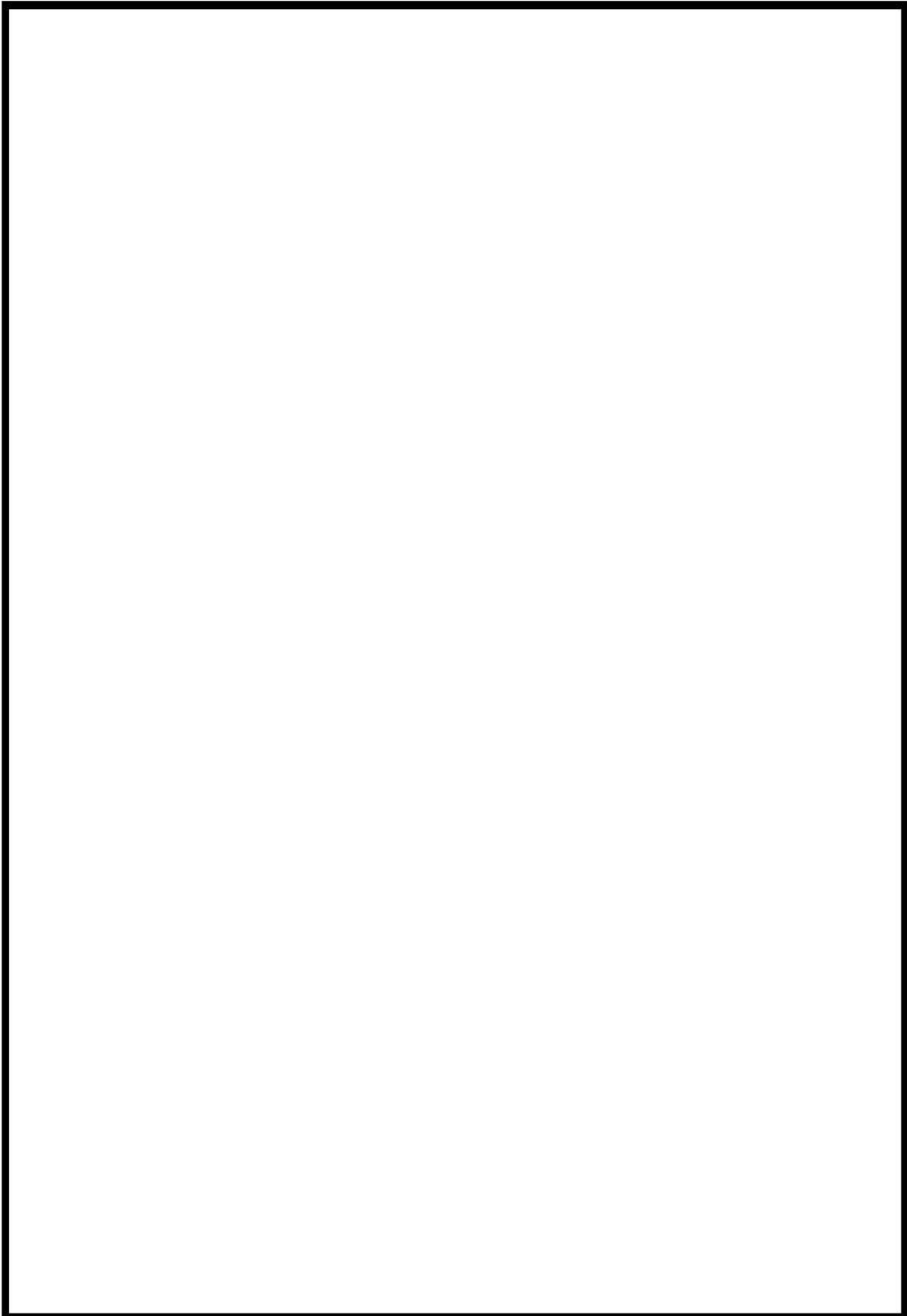
 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。


第 3.1.2. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (3/6)




 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。


第 3.1.2. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (4/6)



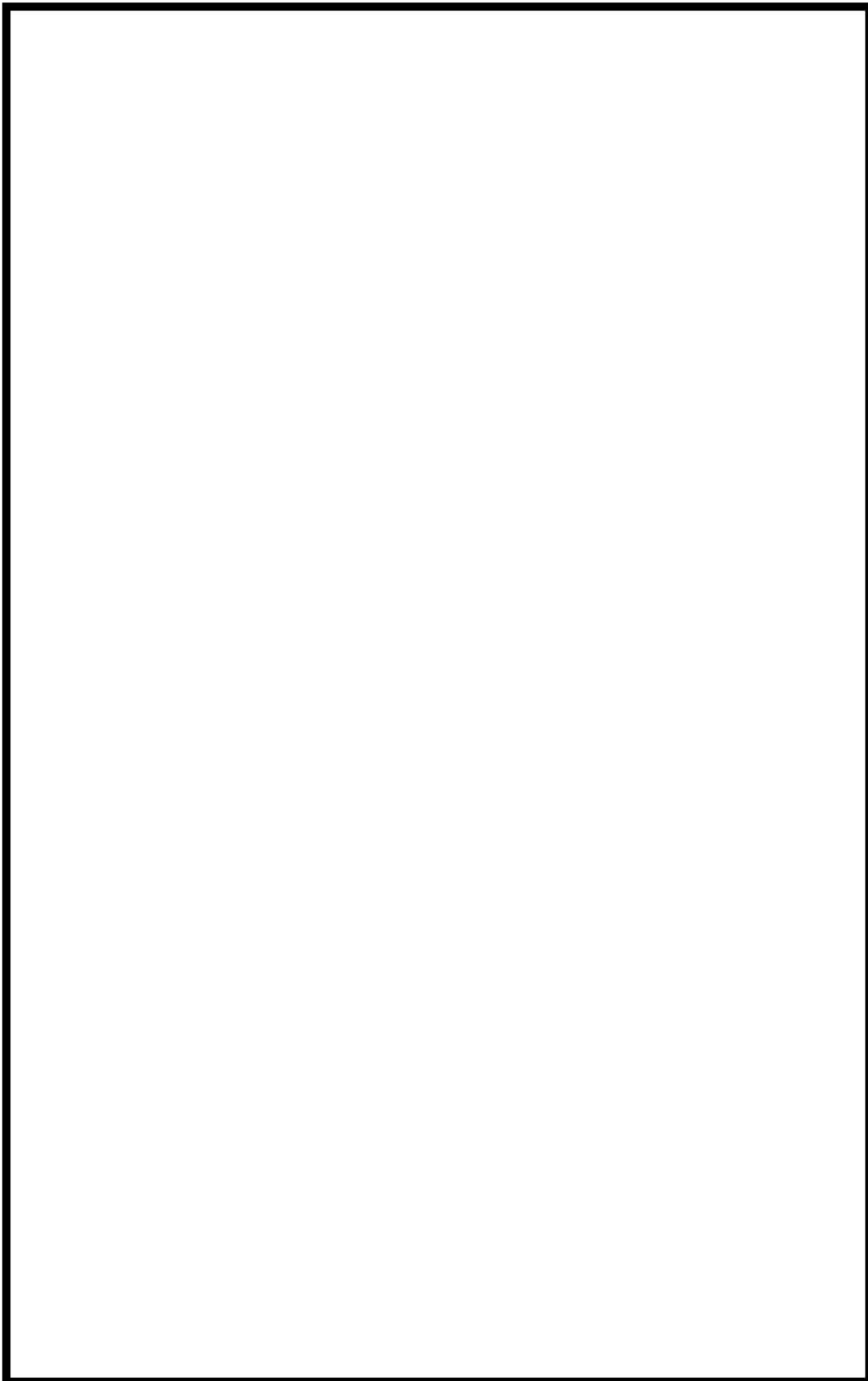
 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。


第 3.1.2. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (5/6)



 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 3.1.2. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (6/6)



 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第3.1.2.f-2表 共通要因故障パラメータ（抜粋）

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

※1 Pooled機器：同種の機器をグループ化したもの

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

β ：2つ以上の機器が同時に故障する割合

γ ：2つ以上の機器が同時に故障した中で、3つ以上が同時に故障する割合

δ ：3つ以上の機器が同時に故障した中で、4つ以上が同時に故障する割合

第 3.1.2. g-1 表 人的過誤の評価結果

起回事象発生前／ 起回事象発生後	説明	平均値	EF
起回事象発生前	弁の操作忘れ	1.0E-2	30
起回事象発生後	診断失敗	3.0E-2	10
	弁の操作失敗	1.0E-2	30
	補機の操作失敗	1.0E-2	30

第3.1.2.h-1表 事故シナリオグループ

起回事象	シナリオの説明	シナリオグループ
余熱除去機能喪失	余熱除去系が機能喪失し炉心損傷に至る事故シナリオ	
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の機能喪失により余熱除去系が機能喪失し炉心損傷に至る事故シナリオ	崩壊熱除去機能喪失
外部電源喪失	外部電源喪失の発生時に非常用所内交流電源の電源確保に成功した後、余熱除去系が機能喪失し炉心損傷に至る事故シナリオ 外部電源喪失の発生時に非常用所内交流電源の電源確保に失敗する等、全交流動力電源喪失の発生により炉心損傷に至る事故シナリオ	全交流動力電源喪失
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失		
水位維持失敗	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等による原子炉冷却材の系外への流出により炉心損傷に至る事故シナリオ	原子炉冷却材の流出
オーバードレン		
反応度の誤投入	ほう素の異常な希釈により臨界に達することで炉心損傷に至る事故シナリオ	反応度の誤投入

第3.1.2.h-2表 主要事故シークェンスとカットセット

起回事象	事故シークェンスの概要	事故シークェンスグループ	事故シークェンス発生頻度 (/炉年)	寄与割合	主要カットセット	起回事象発生頻度 × カットセット非信頼度 (/炉年)	事故シークェンスにおける寄与率
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	緩和手段に期待しない起回事象が発生	原子炉冷却材の流出	5.1E-4	84.7%	—	—	—
余熱除去機能喪失	緩和手段に期待しない起回事象が発生	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-5	6.0%	—	—	—
補機冷却水の喪失	緩和手段に期待しない起回事象が発生	崩壊熱除去機能喪失	1.4E-5	2.4%	—	—	—
外部電源喪失	外部電源喪失が発生した後、非常用所内交流電源の確立に失敗	全交流動力電源喪失	1.4E-5	2.4%	①防火兼手動タンパ401A戻し忘れ	3.4E-6	24%
					②防火兼手動タンパ404A戻し忘れ	3.4E-6	24%
					③防火兼手動タンパ405A戻し忘れ	3.4E-6	24%
					④デイズル発電機A継続運転失敗	7.8E-7	5%
					⑤デイズル発電機A起動失敗	5.1E-7	4%
外部電源喪失	外部電源喪失が発生した後、余熱除去による冷却に失敗	崩壊熱除去機能喪失	1.1E-5	1.7%	①余熱除去系起動の診断失敗	1.0E-5	96.5%
					②余熱除去ポンプA, B起動操作失敗	1.7E-7	2%
					③制御用空気圧縮機A起動失敗	2.7E-8	0.3%
					④原子炉補機冷却水ポンプA起動失敗	2.7E-8	0.3%
					⑤原子炉補機冷却水ポンプB起動失敗	2.7E-8	0.3%

第3.1.2.h-3表 POS分類ごと・起回事象ごとの炉心損傷頻度

プラント状態	期間 (h)	原子炉冷却 材圧力バウ ンダリ機能 喪失	水位維持 失敗	オーバー ドレン	余熱除去 機能喪失	外部電源 喪失	原子炉補機 冷却機能 喪失	反応度の 誤投入	合計
POS 4 余熱除去系による冷 却状態①（1次冷却 系は満水状態）	66.0	5.4E-5 (8.2E-7/h)	—	—	3.8E-6 (5.8E-8/h)	2.6E-6 (3.9E-8/h)	1.5E-6 (2.3E-8/h)	—	6.2E-5
POS 5 余熱除去系による冷 却状態②（ミッドル ープ運転状態）	121.1	9.9E-5 (8.2E-7/h)	4.1E-06	4.1E-06	7.1E-6 (5.9E-8/h)	4.8E-6 (4.0E-8/h)	2.8E-6 (2.3E-8/h)	—	1.2E-4
POS 9 余熱除去系による冷 却状態③（ミッドル ープ運転状態）	172.8	1.4E-4 (8.1E-7/h)	4.1E-06	4.1E-06	1.0E-5 (5.8E-8/h)	6.9E-6 (4.0E-8/h)	4.0E-6 (2.3E-8/h)	—	1.7E-4
POS10 余熱除去系による冷 却状態④（1次冷却 系は満水状態）	177.2	1.5E-4 (8.5E-7/h)	—	—	1.0E-5 (5.6E-8/h)	7.1E-6 (4.0E-8/h)	4.1E-6 (2.3E-8/h)	—	1.7E-4
POS12 余熱除去系による冷 却状態⑤（1次冷却 系は満水状態）	85.3	7.0E-5 (8.2E-7/h)	—	—	5.0E-6 (5.9E-8/h)	3.4E-6 (4.0E-8/h)	2.0E-6 (2.3E-8/h)	—	8.0E-5
POS14 高温停止状態 （非常用炉心冷却設 備作動信号ブロック 解除以降）	37.1	—	—	—	—	—	—	3.1E-8	3.1E-8
合計（／炉年）	—	5.1E-4	8.2E-6	8.2E-6	3.6E-5	2.5E-5	1.4E-5	3.1E-8	6.0E-4

第3.1.2.h-4表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度（/炉年）	寄与割合
崩壊熱除去機能喪失	6.1E-5	10.2%
全交流動力電源喪失	1.4E-5	2.4%
原子炉冷却材の流出	5.3E-4	87.5%
反応度の誤投入	3.1E-8	<0.1%
合計	6.0E-4	100%

第3.1.2.h-5表 基事象別重要度評価結果（FV重要度上位10位）

基事象	FV
余熱除去系起動の診断失敗	6.7E-2
（ディーゼル発電機室換気系）防火兼手動ダンパ 404A 戻し忘れ	5.7E-3
（ディーゼル発電機室換気系）防火兼手動ダンパ 401A 戻し忘れ	5.7E-3
（ディーゼル発電機室換気系）防火兼手動ダンパ 405A 戻し忘れ	5.7E-3
余熱除去 B ライン C/V 外側隔離弁 (RH-029B) 開操作失敗	1.7E-3
B 余熱除去冷却器出口流量調整弁 (HCV-613) 調整開操作失敗	1.7E-3
B 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 (CC-117B) 開操作失敗	1.7E-3
余熱除去 B ライン流量制御弁 (FCV-614) 調整開操作失敗	1.7E-3
ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	1.3E-3
余熱除去ポンプ A, B 起動操作失敗 共通原因故障	1.1E-3

第3.1.2.h-6表 基事象別重要度評価結果 (RAW上位10位)

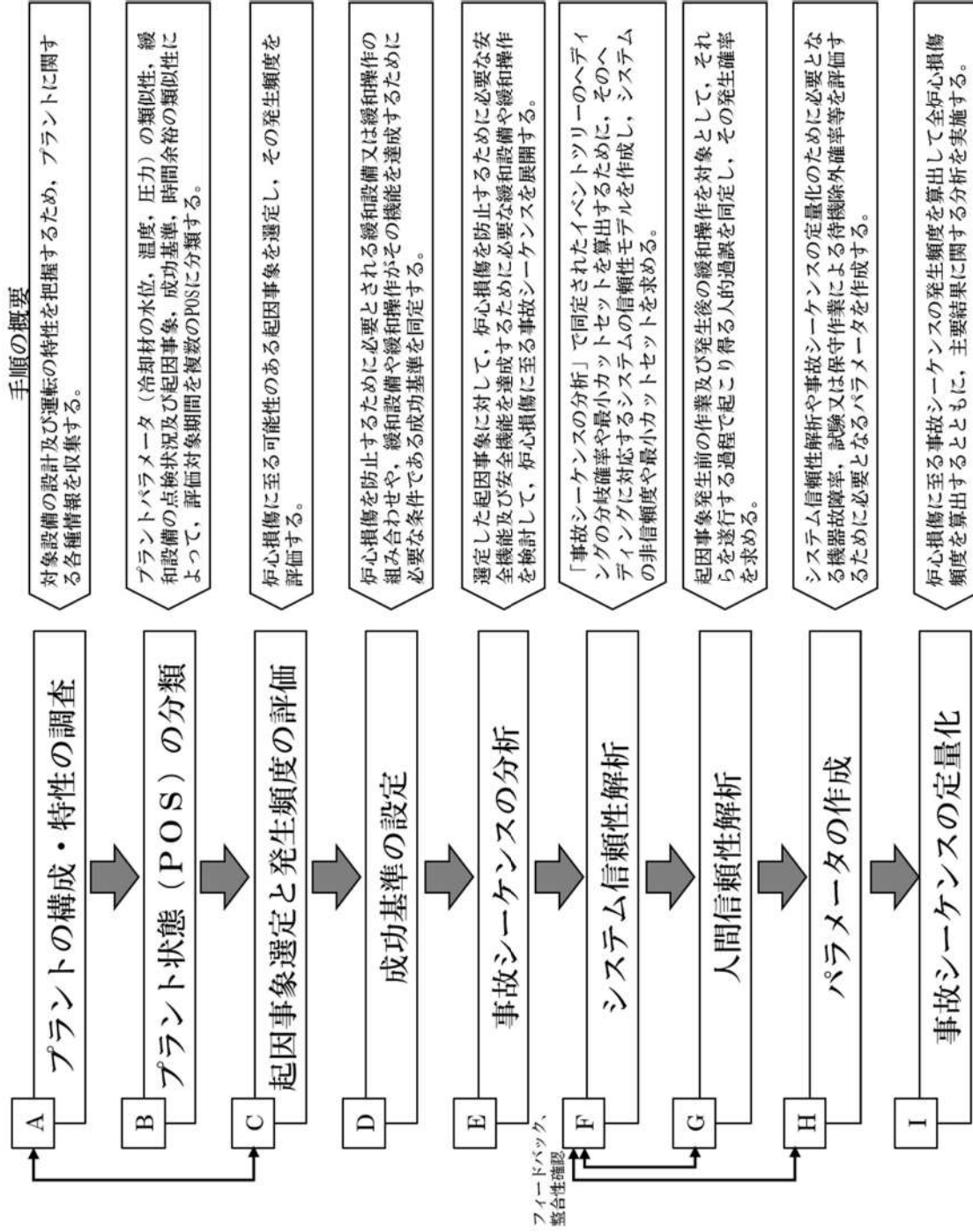
基事象	RAW
余熱除去系起動の診断失敗	3.1
余熱除去ポンプ A, B 起動操作失敗 共通原因故障	3.1
空調用冷凍機 B 継続運転失敗	3.1
空調用冷凍機 A 継続運転失敗	3.1
原子炉補機冷却水ポンプ A 継続運転失敗	3.1
原子炉補機冷却水ポンプ B 継続運転失敗	3.1
空調用冷水ポンプ B 継続運転失敗	3.1
空調用冷水ポンプ A 継続運転失敗	3.1
制御用空気圧縮機 A 継続運転失敗	3.1
海水ポンプ B 継続運転失敗	3.1

第3.1.2.h-7表 不確かさ解析結果

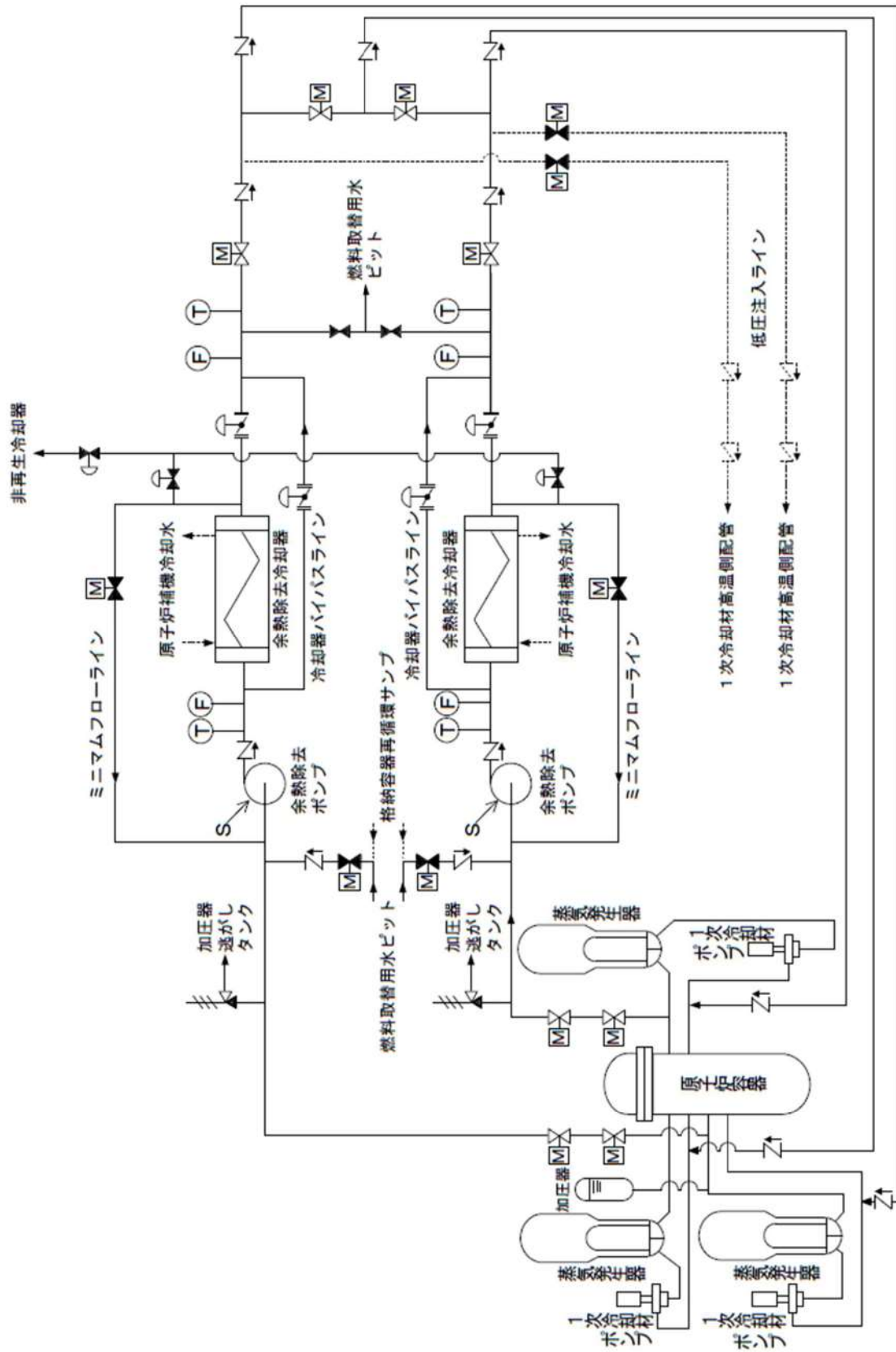
不確かさ	全炉心損傷頻度 (/炉年)
95%上限値	1.6E-3
平均値	5.9E-4
中央値	4.1E-4
5%下限値	1.4E-4
エラーファクター (EF)	3.3
点推定値	6.0E-4

第 3.1.2. h-8 表 充てん系による注入に関する感度解析結果の比較

事故シナリオグループ	充てん系による注入無 (ベースケース) (/炉年)	充てん系による注入有 (/炉年)	充てん系による注入有 /充てん系による注入無
崩壊熱除去機能喪失	6.1E-5	6.1E-5	1.00
全交流動力電源喪失	1.4E-5	1.4E-5	1.00
原子炉冷却材の流出	5.3E-4	1.7E-5	0.03
反応度の誤投入	3.1E-8	3.1E-8	1.00
合計	6.0E-4	9.2E-5	0.15

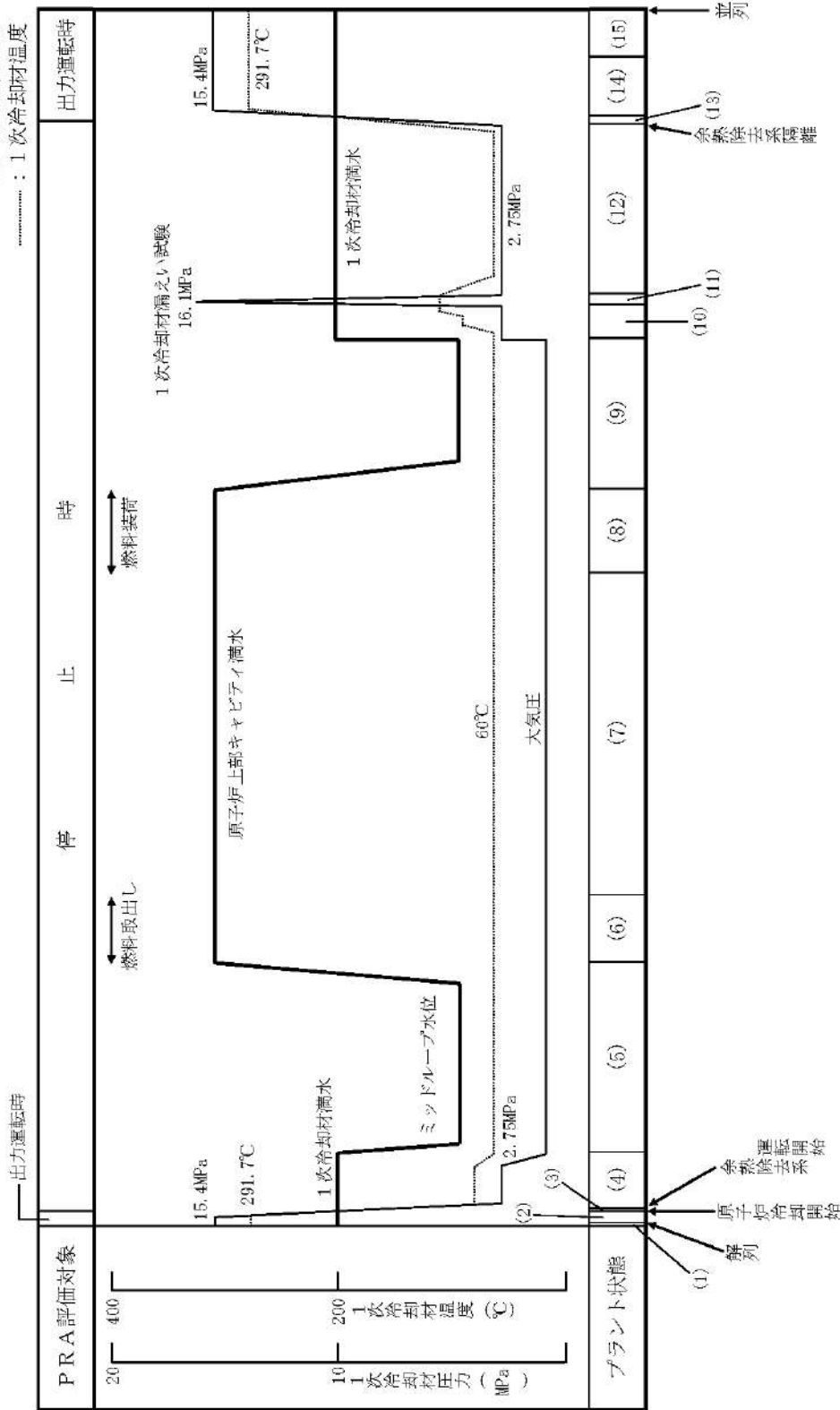


第 3.1.2-1 図 停止時内部事象レベル 1 PRA 評価フロー



第 3.1.2.a-1 図 停止時の主要設備の概要

— : 1次冷却材水位
 —— : 1次冷却材圧力
 : 1次冷却材温度



プラント状態 (第1回定検)	(3)高温停止 状態	(4)余熱除去系 による 冷却状態①	(5)余熱除去系 による 冷却状態②	(6)原子炉上部 キャビティ 満水状態	(7)燃料取り出し 状態	(8)原子炉上部 キャビティ 満水状態	(9)余熱除去系 による 冷却状態③	(10)余熱除去系 による 冷却状態④	(11)1次冷却系 の漏えい試験	(12)余熱除去系 による 冷却状態⑤	(13)高温停止 状態
各プラント状態の 継続時間(h)	18.2	66.0	121.1	70.3	530.1	87.8	172.8	177.2	17.7	85.3	11.5
主要工程	RCS降温		燃料取出		1次系弁・ ポンプ点検		原子炉容器組立		RCS漏えい試験		
			原子炉容器開放				原子炉容器組立		起動試験		

第 3.1.2. a-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

プラント状態 系統/システム	(1) 部分出力 運転	(2) 高温停止 状態 (非常用 炉心冷却 設備作動 信号プロ ックま で)	(3) 高温停止 状態 (余熱除 去運転開 始まで)	(4) 余熱除去 運転 ①RCS満 水	(5) 余熱除去 運転 ②シフト 7	(6) 原子炉キ ャビタイ 満水	(7) 燃料取り 出し状態	(8) 原子炉キ ャビタイ 満水	(9) 余熱除去 運転 ③シフト 7	(10) 余熱除去 運転 ④RCS満 水	(11) 1次冷却 系の漏洩 試験	(12) 余熱除去 運転 ⑤RCS満 水	(13) 高温停止 状態 (余熱除 去系隔離 以降)	(14) 高温停止 状態 (非常用 炉心冷却 設備作動 信号プロ ック解除 以降)	(15) 部分出力 運転
	1.2	3	3	5	6	6	6	6	6	5	4	5	3	3	2
運転モード	A	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
440V PCC 母線	A 1	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	A 2	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B 1	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B 2	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
440V RCC 母線	A 1	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	A 2	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B 1	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B 2	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
125V 非常用直流母線	A	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	C	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
100V 計装用母線	A	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	B	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
	D	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—
外部電源	主変圧器	—	○	○	○	○	—	○	○	○	○	○	○	○	—
	予備変圧器	—	○	○	×	×	—	×	×	×	○	×	○	○	—
ディーゼル発電機	A	—	—	△	△	△	—	△	△	△	△	△	△	△	—
	B	—	—	△	△	△	—	△	△	△	△	△	△	△	—
非常用直流電源 (バッテリー)	A	—	—	△	△	△	—	△	△	△	△	△	△	△	—
	B	—	—	△	△	△	—	△	△	△	△	△	△	△	—
補機冷却海水ポンプ	A	—	○	○	○	○	—	○	○	○	○	○	○	○	—
	B	—	△	△	○	○	—	○	○	○	△	○	△	△	—
	C	—	○	○	△	△	—	△	△	△	○	△	○	○	—
	D	—	△	△	×	×	—	×	×	×	△	×	△	△	—
補機冷却海水供給母管	A	—	○	○	○	○	—	○	○	○	○	○	○	○	—
	B	—	○	○	△	△	—	△	△	△	○	△	○	○	—

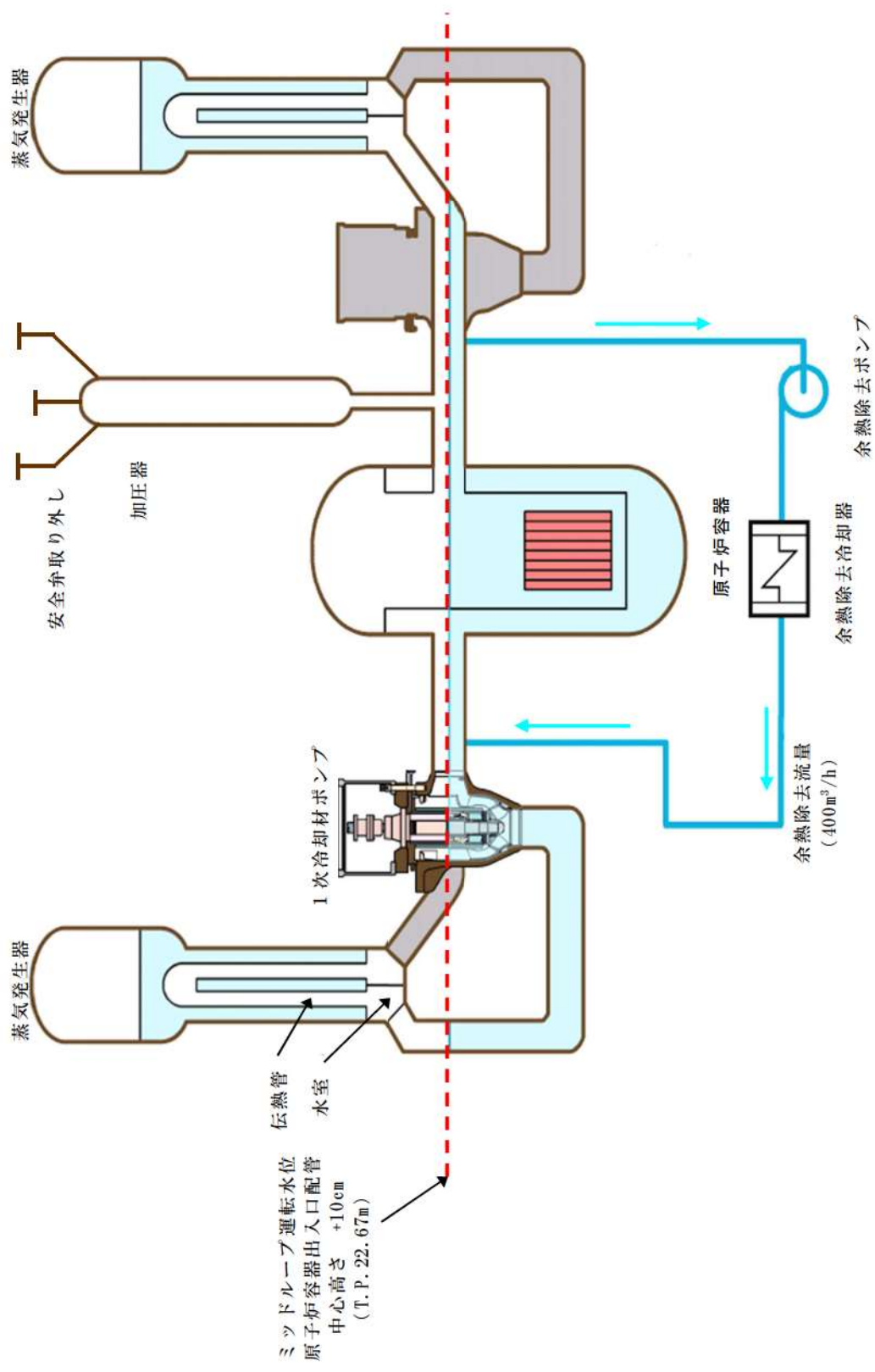
○：使用可能（運転中） △：使用可能（待機中） ×：使用不可 —：検討対象外

第3.1.2.a-3 図 POS の分類及び使用可能な緩和設備 (1/2)

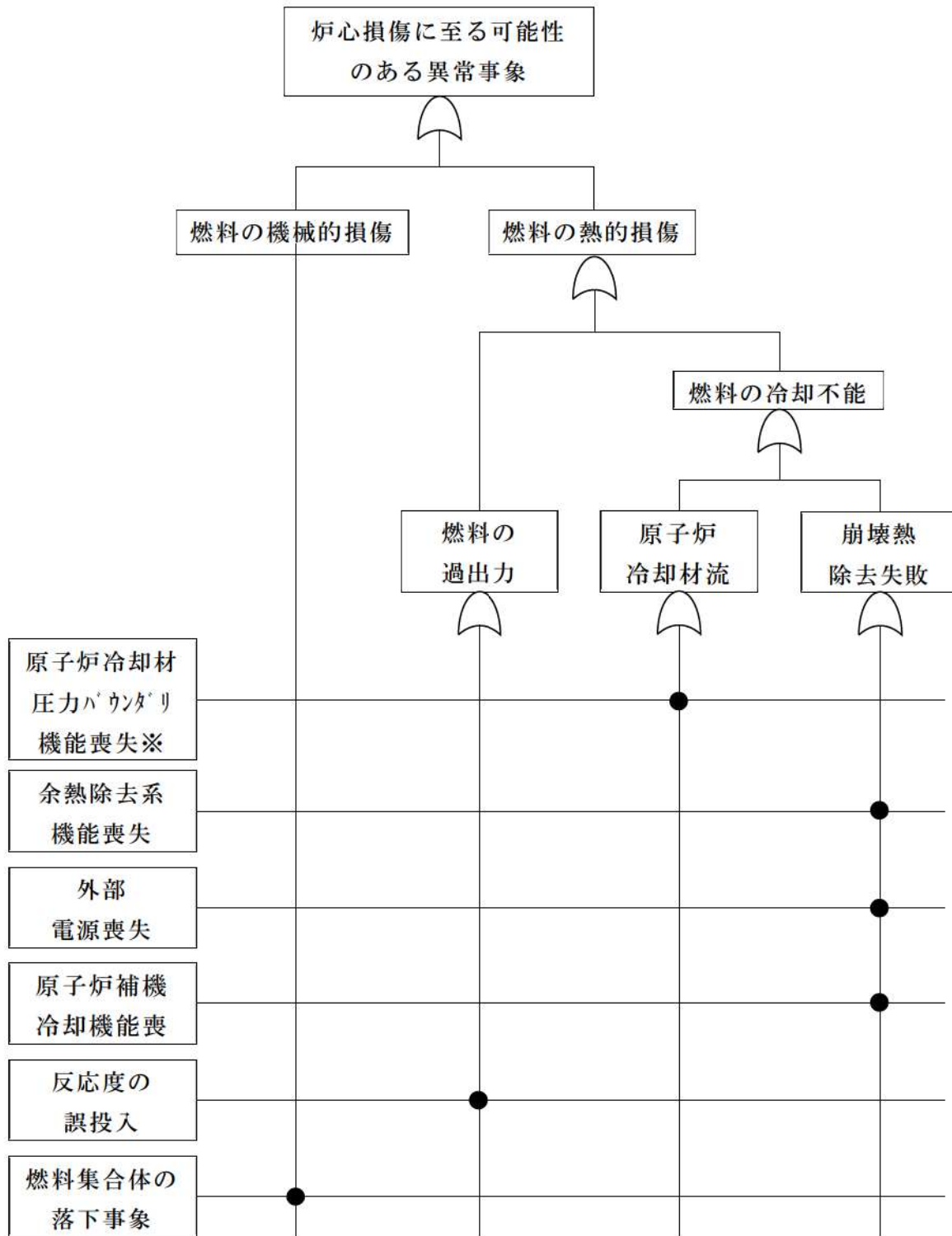
プラント状態 システム	(1) 部分出力 運転	(2) 高温停止 状態 (非常用 炉心冷却 設備作動 信号ブロッ クまで)	(3) 高温停止 状態 (余熱除 去運転開 始まで)	(4) 余熱除去 運転 ①RCS 満 水	(5) 余熱除去 運転 ②シフトレ フ	(6) 原子炉キ ャビテイ 満水	(7) 燃料取り 出し状態	(8) 原子炉キ ャビテイ 満水	(9) 余熱除去 運転 ③シフトレ フ	(10) 余熱除去 運転 ④RCS 満 水	(11) 1次冷却 系の漏洩 試験	(12) 余熱除去 運転 ⑤RCS 満 水	(13) 高温停止 状態 (余熱除 去系隔離 以降)	(14) 高温停止 状態 (非常用 炉心冷却 設備作動 信号ブロッ ク解除 以降)	(15) 部分出力 運転
	1.2	3	3	5	6	6	-	6	6	5	4	5	3	3	2
運転モード	A	-	○	○	○	-	-	○	○	○	○	○	○	-	-
	B	-	△	○	○	-	-	○	○	○	△	○	△	-	-
	C	-	○	×	×	-	-	×	×	×	○	×	○	-	-
	D	-	△	×	×	-	-	×	×	×	△	×	△	-	-
補機冷却水供給母管	A	-	○	○	○	-	-	○	○	○	○	○	-	-	-
	B	-	○	○	○	-	-	○	○	○	○	○	-	-	-
制御用空気圧縮機	A	-	○	○	○	-	-	○	○	○	○	○	-	-	-
	B	-	×	×	×	-	-	×	×	×	×	×	-	-	-
余熱除去ポンプ	A	-	△	○	○	-	-	○	○	○	△	○	△	-	-
	B	-	△	△	△	-	-	△	△	△	△	△	△	-	-
安全補機閉閉器室 換気空調系	A	-	○	○	○	-	-	○	○	○	○	○	-	-	-
	B	-	×	×	×	-	-	×	×	×	×	×	-	-	-
	A	-	○	○	○	-	-	○	○	○	○	○	-	-	-
	B	-	○	○	○	-	-	○	○	○	○	○	-	-	-
空調用冷水設備	C	-	×	×	×	-	-	×	×	×	×	×	-	-	-
	D	-	×	×	×	-	-	×	×	×	×	×	-	-	-
	A	-	△	△	△	-	-	△	△	△	△	△	△	-	-
	B	-	△	△	△	-	-	△	△	△	△	△	△	-	-
ディーゼル発電機室 換気空調系	C	-	△	△	△	-	-	△	△	△	△	△	△	-	-
	D	-	△	△	△	-	-	△	△	△	△	△	△	-	-

○：使用可能（運転中） △：使用可能（待機中） ×：使用不可 -：検討対象外

第 3.1.2.a-3 図 POS の分類及び使用可能な緩和設備 (2/2)



第3.1.2.a-4図 ミッドループ運転概要図



※原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失，水位維持失敗，オーバードレンを想定

第 3.1.2. b-1 図 炉心損傷に至る可能性のある異常事象に関するマスターロジックダイアグラム

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

第 3.1.2. d-1 (a) 図 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー

水位維持失敗	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	燃料損傷（緩和手段なし）	原子炉冷却材の流出

第 3.1.2. d-1 (b) 図 水位維持失敗イベントツリー

オーバードレン	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	燃料損傷（緩和手段なし）	原子炉冷却材の流出

第 3.1.2. d-1 (c) 図 オーバードレンイベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

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

余熱除去機能喪失	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	燃料損傷（緩和手段なし）	崩壊熱除去機能喪失

第 3.1.2. d-1 (d) 図 余熱除去機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

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

外部電源喪失	非常用所内交流電源	余熱除去系による冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
			炉心冷却成功	—
			外部電源喪失 + 余熱除去系による冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失
			外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	全交流動力電源喪失

第 3.1.2. d-1(e) 図 外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

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

原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	燃料損傷（緩和手段なし）	崩壊熱除去機能喪失

第 3.1.2. d-1 (f) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

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

反応度の誤投入	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	燃料損傷（緩和手段なし）	反応度の誤投入

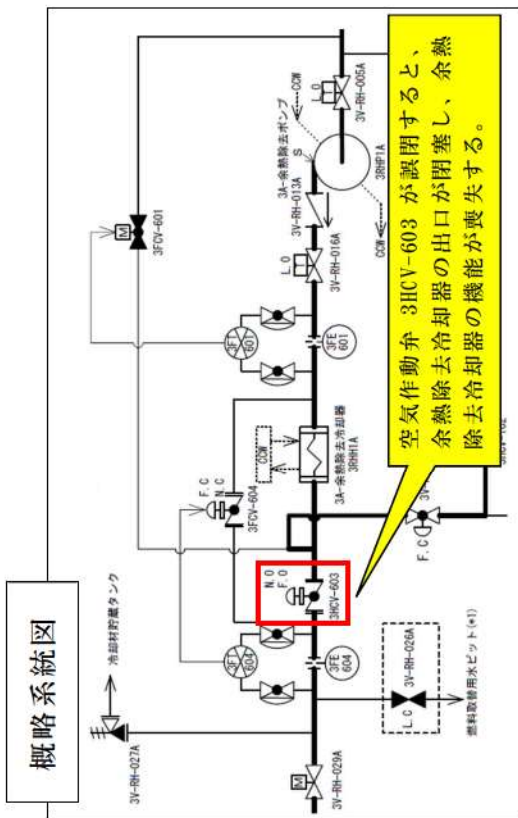
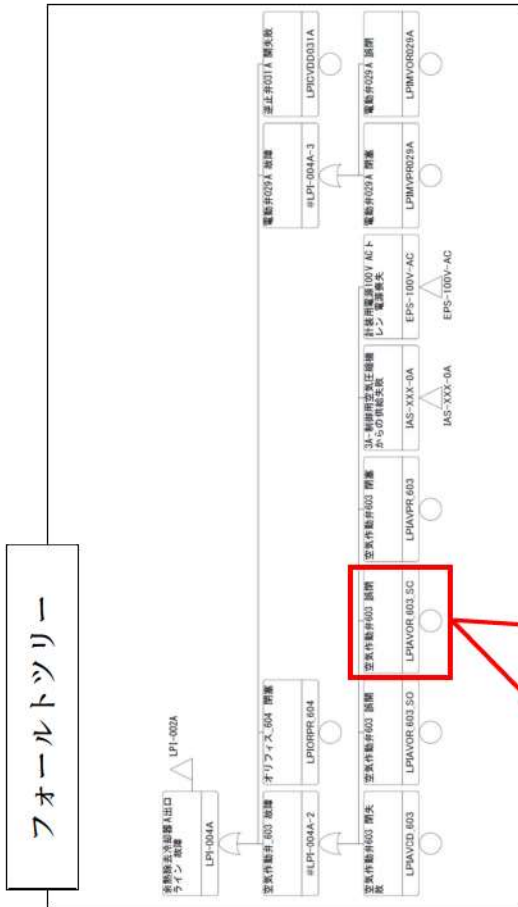
第 3.1.2. d-1 (g) 図 反応度の誤投入イベントツリー

【仮定条件】

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

【イベントツリーの説明】

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



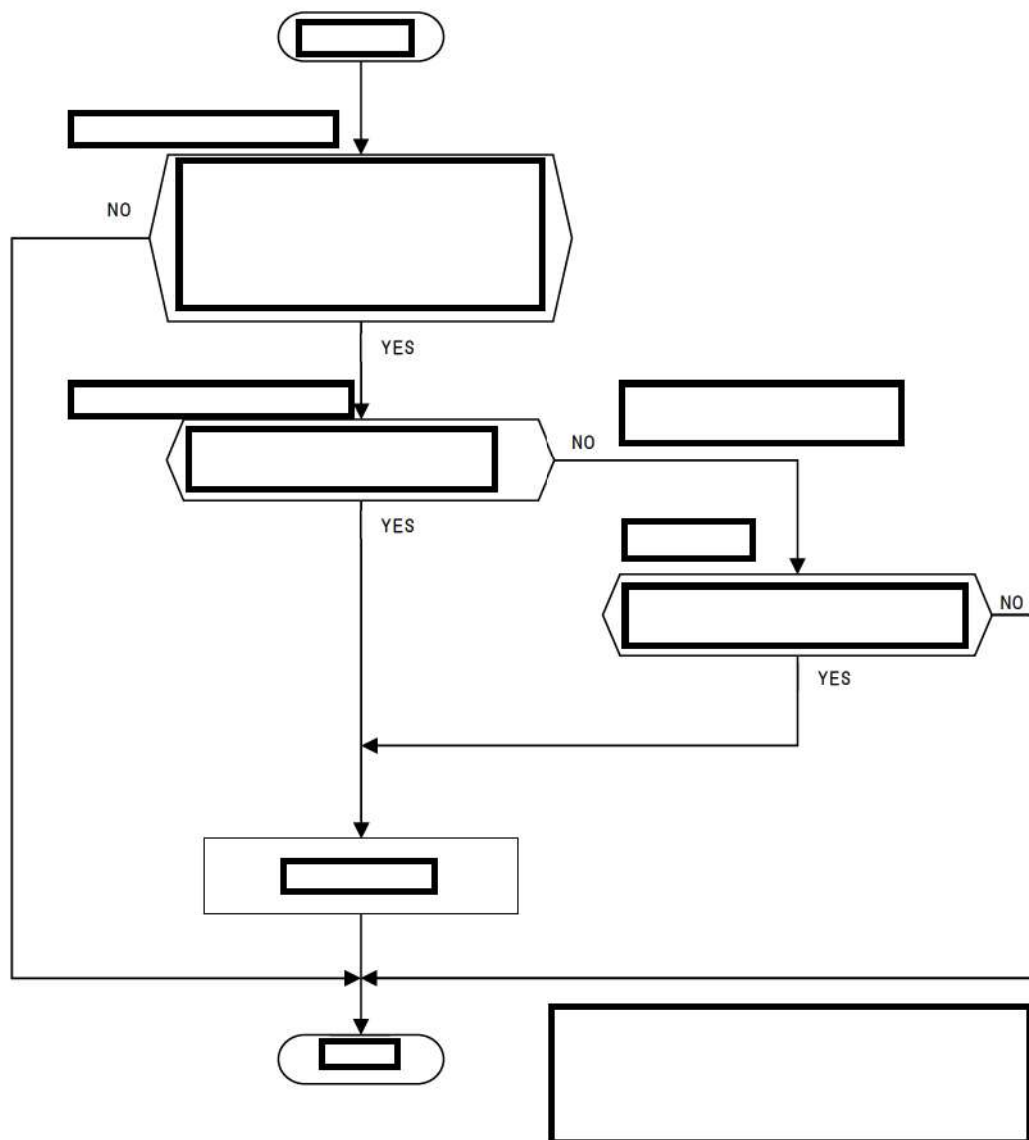
基事象リスト

(機器故障率データ)

機器タイプ	故障モード	平均値	EF
空気作動弁	開失敗	4.20E-05 /d	7.7
	閉失敗	3.20E-04 /d	41.4
	閉塞	1.00E-08 /h	21.8
	内部リーク	2.00E-08 /h	39.1
	誤開又は誤閉	2.70E-08 /h	37.1
	外部リーク	1.00E-08 /h	21.8

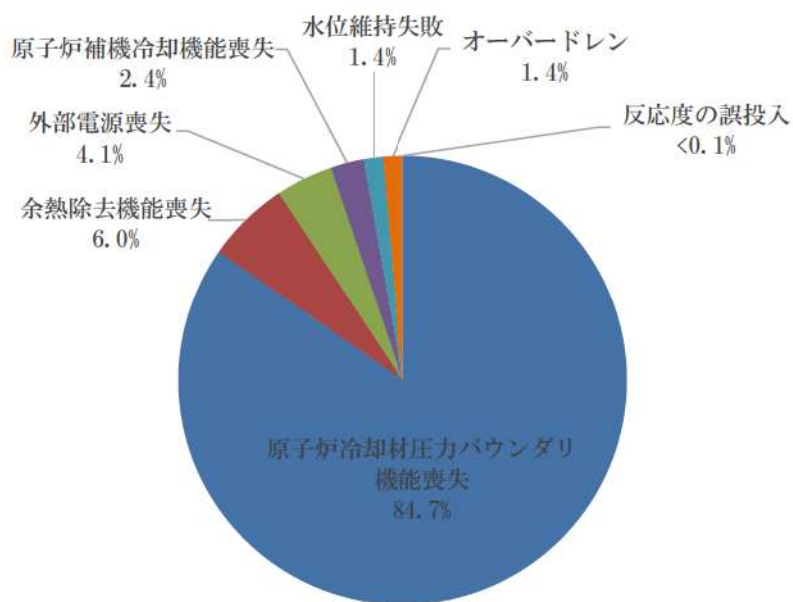
機器名	機器タイプ	故障モード	故障モード後の状態	故障モード	発生率	MTBF (h)	信頼性	メンテナンス	保守周期 (h)	保守内容	保守条件	保守頻度	保守期間 (h)	保守内容	保守頻度	保守期間 (h)
3HCV-603	空気作動弁	開失敗	閉塞	閉塞	1	4.20E-05	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	
3HCV-613	空気作動弁	閉失敗	閉塞	閉塞	3	3.20E-04	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	
3HCV-613	空気作動弁	閉塞	閉塞	閉塞	1	1.00E-08	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	
3HCV-613	空気作動弁	内部リーク	閉塞	閉塞	3	2.00E-08	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	
3HCV-613	空気作動弁	誤開又は誤閉	閉塞	閉塞	3	2.70E-08	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	
3HCV-613	空気作動弁	外部リーク	閉塞	閉塞	1	1.00E-08	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	開閉状態を24h毎に確認すると指定	24	10	

第 3.1.2.e-1 図 システム信頼性の評価例

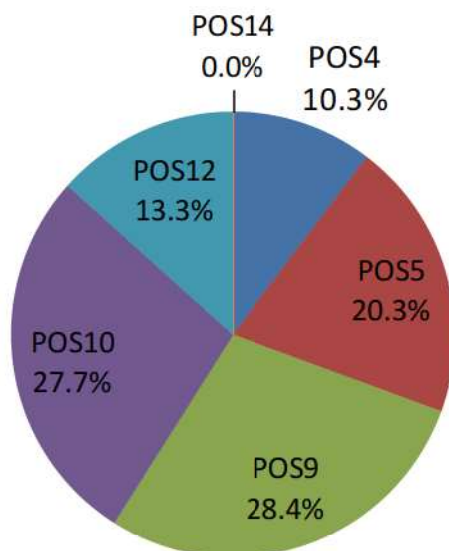


第 3.1.2. f-1 図 共通要因故障同定のフロー

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

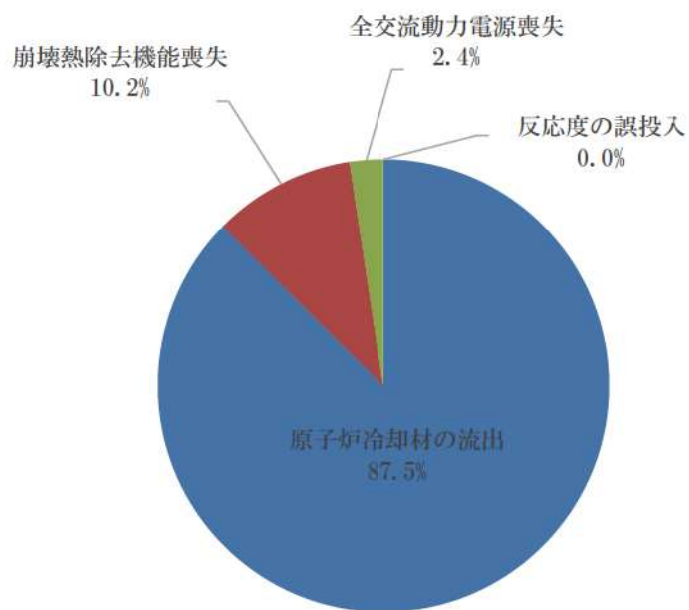


第3.1.2.h-1図 起因事象別炉心損傷頻度

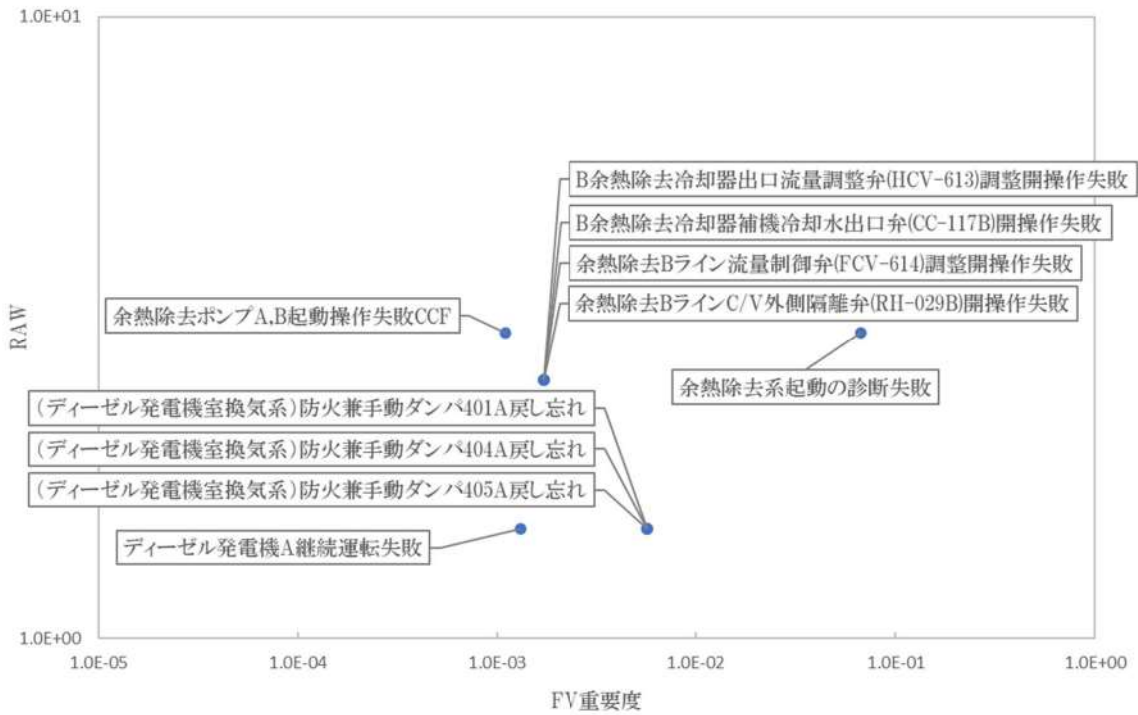


プラント状態 (POS)	(3) 高温停止状態	(4) 余熱除去系による冷却状態①	(5) 余熱除去系による冷却状態②	(9) 余熱除去系による冷却状態③	(10) 余熱除去系による冷却状態④	(11) 1次冷却系の漏えい試験	(12) 余熱除去系による冷却状態⑤	(13) 余熱除去系隔離から高温停止状態
POSの継続時間 (h)	18.2	66	121.1	172.8	177.2	17.7	85.3	11.5

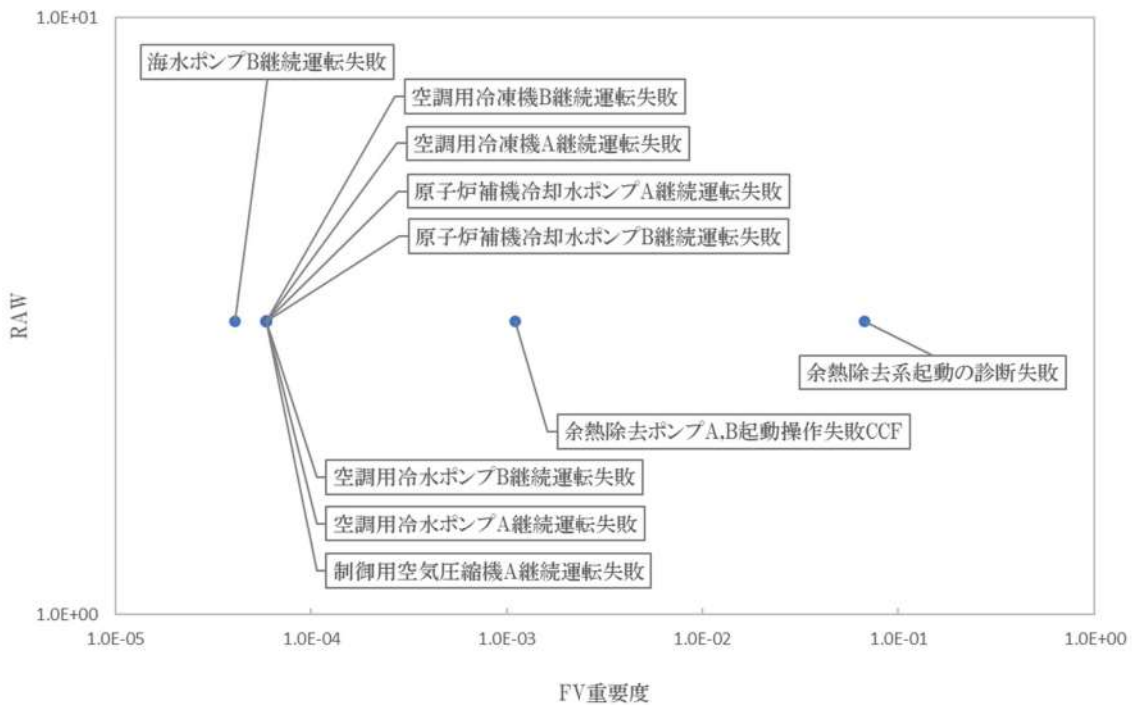
第3.1.2.h-2図 POS別炉心損傷頻度



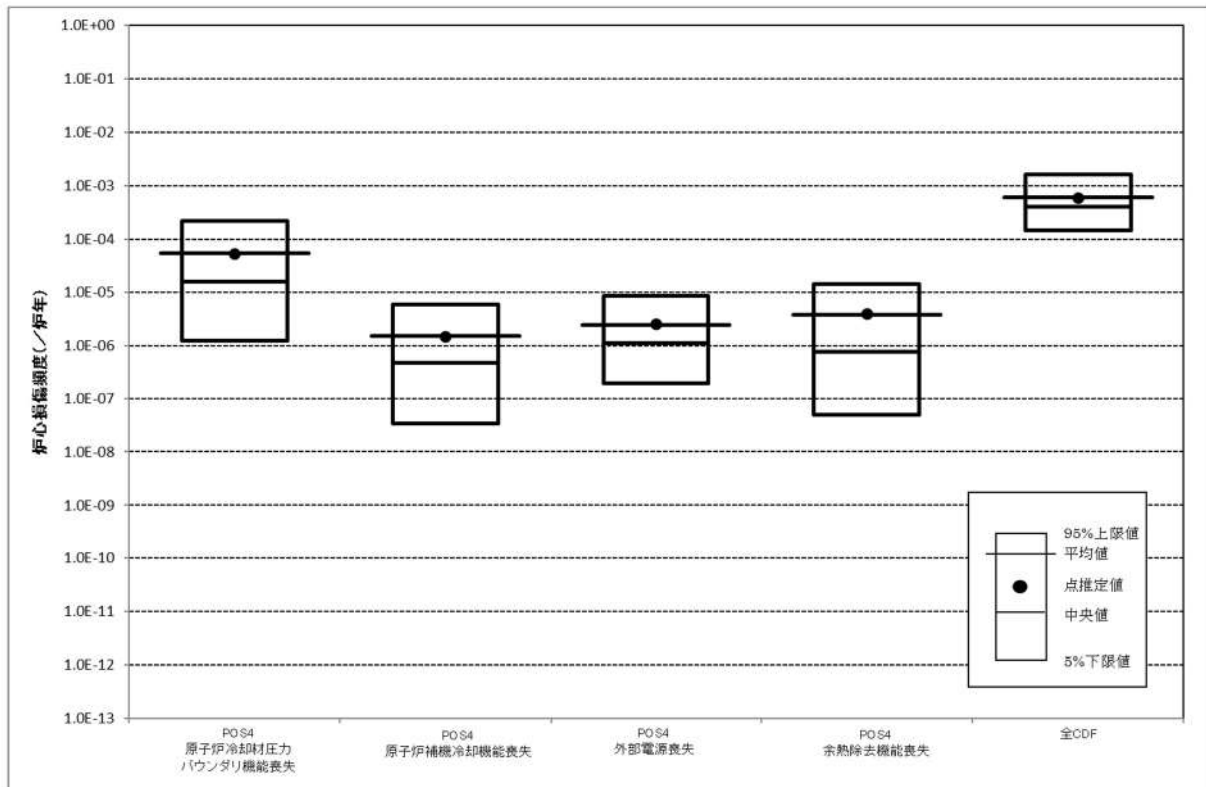
第3.1.2.h-3図 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度



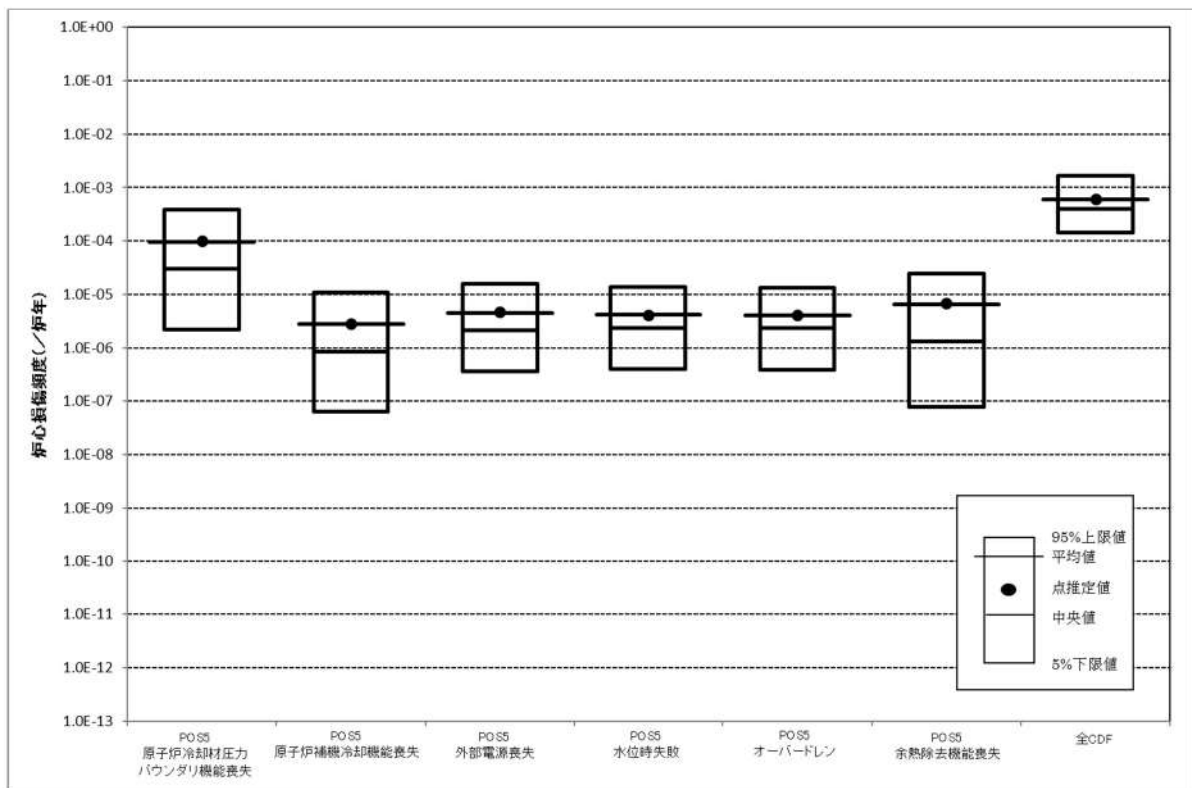
第3.1.2.h-4図 FV重要度とRAWの相関 (FV重要度上位基事象)



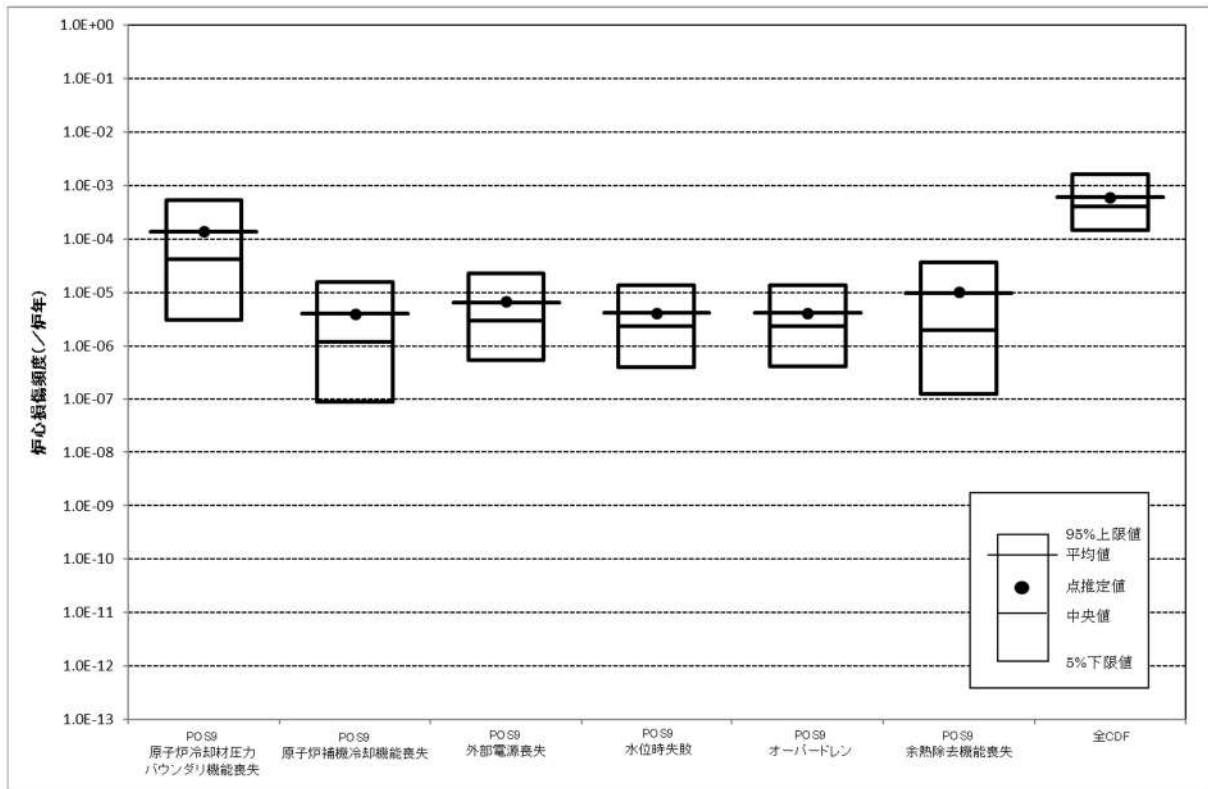
第3.1.2.h-5図 FV重要度とRAWの相関 (RAW上位基事象)



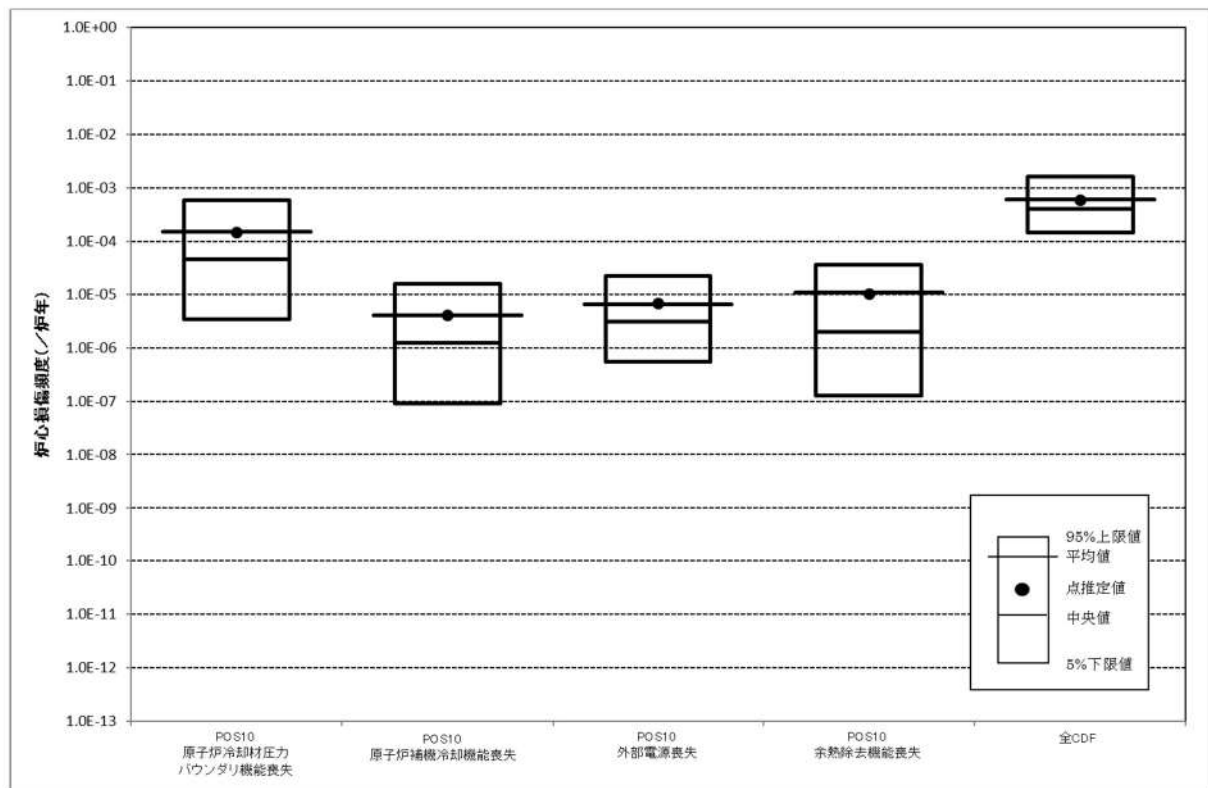
第3.1.2.h-6(a) 図 不確かさ評価結果 (POS4の起因事象別)



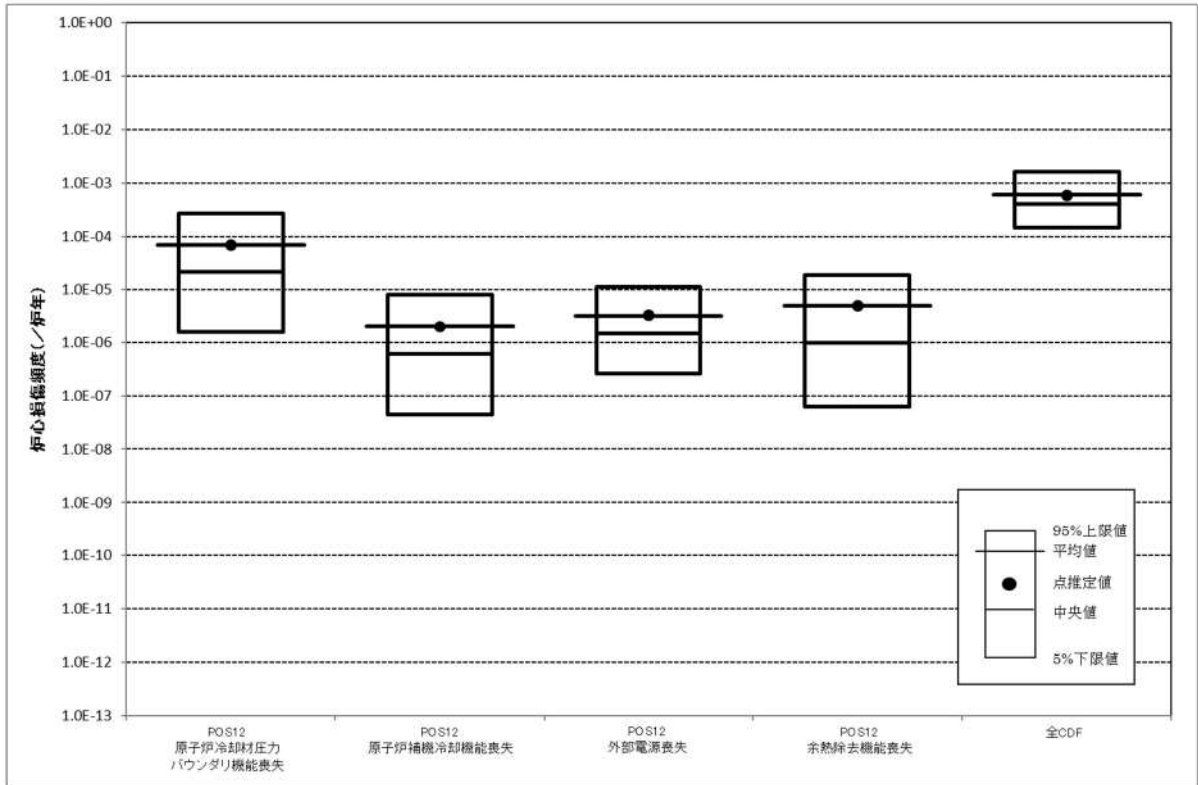
第3.1.2.h-6(b) 図 不確かさ評価結果 (POS5の起因事象別)



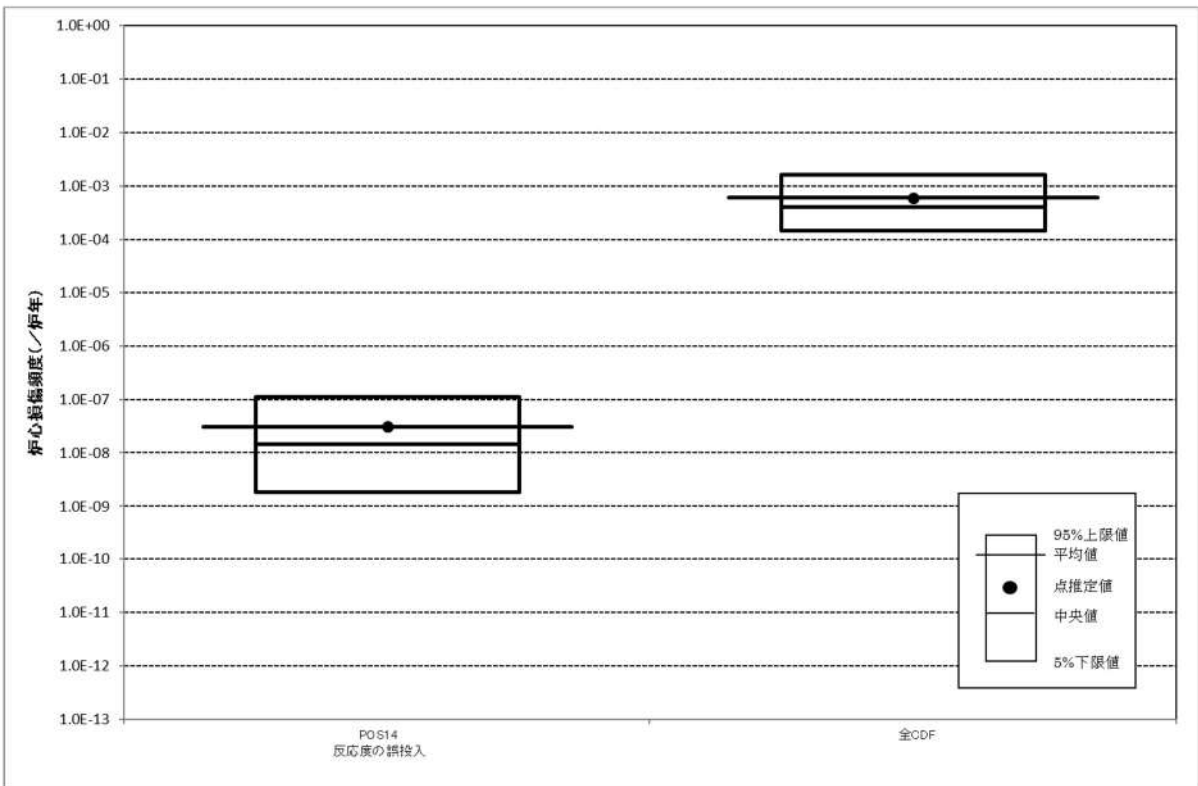
第3.1.2.h-6(c) 図 不確かさ評価結果 (POS9の起因事象別)



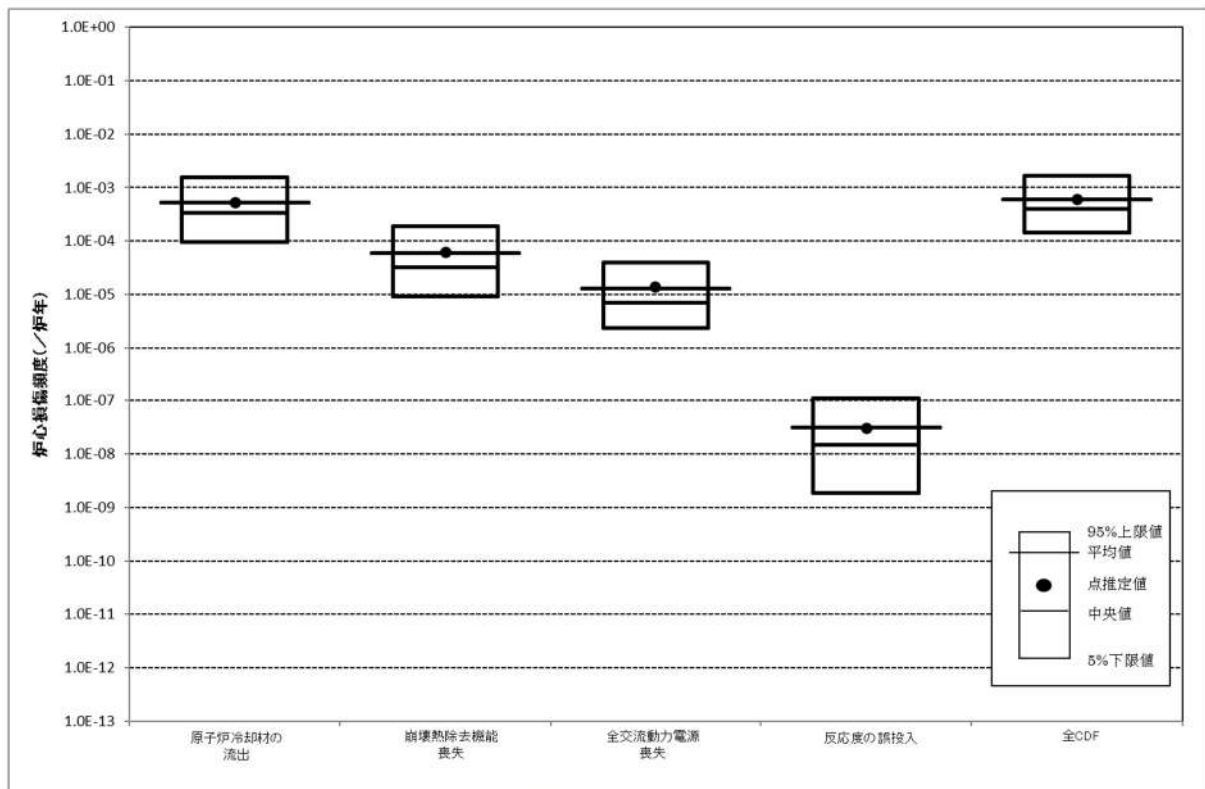
第3.1.2.h-6(d) 図 不確かさ評価結果 (POS10の起因事象別)



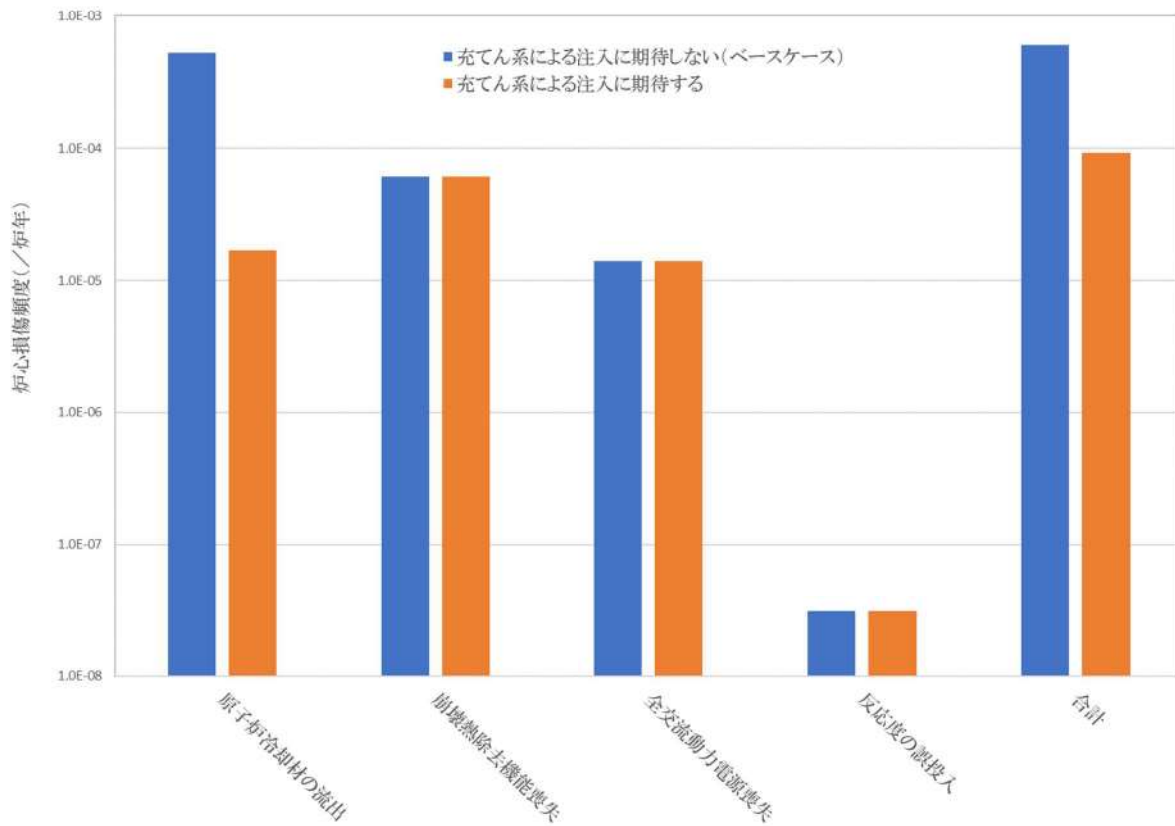
第3.1.2.h-6(e) 図 不確実さ評価結果 (POS12の起因事象別)



第3.1.2.h-6(f) 図 不確実さ評価結果 (POS14の起因事象別)



第3.1.2.h-7図 不確かさ評価結果（事故シーケンスグループ別）



第3.1.2.h-8図 充てん注入の有無に関する感度解析結果(炉心損傷頻度の比較)



充電系による注入に期待しない(ベースケース)

充電系による注入に期待する

第3.1.2. h-9図 充電系による注入の有無に関する感度解析結果
(事故シナリオケースグループ別の寄与割合比較)

停止時 PRA において評価対象外とした POS の除外理由について

停止時 PRA において、高圧状態の POS (POS3、POS11 及び POS13) については、重要事故シーケンス選定の観点からは、運転モードの違いによる待機機器の状態を考慮した上であっても、出力運転時 PRA に包絡できるとし、評価対象外としている。

また原子炉キャビティが満水状態の POS (POS6 及び POS8) については、十分な時間余裕があることから評価対象外としている。以下に各々の考え方について示す。

1. 高圧 POS (POS3、POS11 及び POS13) を評価対象外とした理由

高圧状態の POS における事故進展について、非常用炉心冷却設備の自動作動が要求される LOCA 以外の事象は、非常用炉心冷却設備の自動作動に期待しない以外、非常用炉心冷却設備等の緩和設備は出力運転時 PRA と同じ状態であり、また原子炉が停止しているため起因事象発生時の発熱量が小さく事象進展が緩やかである点を考慮すると、出力運転時 PRA で包絡できると判断される (表 1 参照)。

一方、LOCA については、非常用炉心冷却設備の自動起動に期待できず、発熱量は小さいものの手動起動する必要があるため、時間余裕及び人的過誤の観点で評価は厳しくなる可能性がある。しかし、非常用炉心冷却設備作動信号ブロック前後で使用できる設備に相違がない (表 2 参照) ことから、非常用炉心冷却設備の起動方法 (自動又は手動) に関わらず抽出される事故シーケンスとしては出力運転時 PRA と同じものとなる。したがって、重要事故シーケンスの抽出を目的とした PRA としては、出力運転時 PRA で包絡できる。

また、燃料損傷防止対策の有効性評価の観点では、ECCS 注水機能喪失に分類される事故シーケンスは非常用炉心冷却設備による注入失敗を前提としているため、非常用炉心冷却設備作動信号のブロックの有無の影響はない。

以上より重要事故シーケンスの抽出の観点で高圧状態の POS である POS3、POS11、POS13 については、出力運転時 PRA に含めることができると判断し、停止時 PRA においては定量評価の対象外とした。

表 1 起回事象ごとの高圧POSの包絡性

高圧POSにおいて 評価対象候補となる起回事象	高圧POSと出力運転時との違い	停止時PRAにおける扱い
原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失	非常用炉心冷却設備作動信号がブ ロックされ、非常用炉心冷却設備 の自動起動に期待できず、手動起 動する必要が生じる。	○非常用炉心冷却設備の起動方法に関わらず、抽出される事故 シナシスとしては出力運転時と同じものとなる。 ○炉心損傷防止対策の有効性評価の観点では、ECCS注水機能喪 失に分類される事故シナシスは非常用炉心冷却設備による 注入失敗を前提としているため、非常用炉心冷却設備作動信 号がブロックされているか否かは問題とならない。 以上より、重要事故シナシスの抽出の観点では、出力運転時 に含めることができると判断し、停止時の評価から除外した。
インターフェイスシステムLOCA	基本的に同じ（※1）	出力運転時で包絡される。
2次冷却系の破断	基本的に同じ（※1）	出力運転時で包絡される。
蒸気発生器伝熱管破損	基本的に同じ（※1）	出力運転時で包絡される。
原子炉補機冷却機能喪失	基本的に同じ（※1）	出力運転時で包絡される。
主給水流量喪失	基本的に同じ（※1）	出力運転時で包絡される。
外部電源喪失	基本的に同じ（※1）	出力運転時で包絡される。
過渡事象	基本的に同じ（※1）	出力運転時で包絡される。

（※1）事象進展としては温度、圧力、崩壊熱等の観点から出力時より緩やかとなる。

表2 非常用炉心冷却設備動作信号ブロック前後での緩和設備の待機状況

系統	各運転モードにおける所要の系統数		原子炉施設保安規定における運転上の制限 (令和2年12月8日認可)
	モード1 (出力運転時PRA) 出力運転状態	モード3 (含まれるPOS) POS3 POS11 POS13	
ディーゼル発電機	2基		第72条 モード1、2、3および4 (1) ディーゼル発電機2基が動作可能であること (2) 燃料油サービスタンクの貯油量が制限値内にあること
原子炉補機冷却海水系	2系統		第67条 モード1、2、3および4 2系統が動作可能であること
原子炉補機冷却水系	2系統		第66条 モード1、2、3および4 2系統が動作可能であること
非常用炉心冷却系 (高圧注入系)	2系統		第51条 モード1、2および3 (1) 高圧注入系の2系統が動作可能であること (2) 低圧注入系の2系統が動作可能であること
非常用炉心冷却系 (低圧注入系)	2系統		第51条 モード1、2および3 (1) 高圧注入系の2系統が動作可能であること (2) 低圧注入系の2系統が動作可能であること
補助給水系	電動補助給水ポンプによる2系統 および タービン動補助給水ポンプによる1系統		第64条 モード1、2、3および4 (蒸気発生器が熱除去のために使用されている場合) (1) モード1、2および3において、電動補助給水ポンプによる2系統およびタービン動補助給水ポンプによる1系統が動作可能であること
原子炉格納容器 スプレイス	2系統		第57条 モード1、2、3および4 (1) 2系統が動作可能であること (2) よう素除去薬品タンクの薬品濃度および薬品溶液量が制限値内にあること

2. 原子炉キャビティ満水状態(POS6 及び POS8)を評価対象除外とした理由

原子炉キャビティ満水時において余熱除去系の故障又は電源等のサポート系の故障により冷却が停止した場合、原子炉キャビティ水の蒸発により通常水位からフランジレベルまで水位が低下するのに要する時間は、70 時間以上であり、PRA で用いている使命時間(24 時間)よりも十分に長い。また、機器の復旧や待機側の系統(※1)に期待する等のリカバリー操作にも期待できるため、燃料損傷に至る可能性は十分に小さい。

1 次冷却材流出事象においても、原子炉キャビティ満水時はミッドループ運転時と比較して1 次冷却材水量が多く、余熱除去系の運転が阻害される1 次系水位に至るまでの時間余裕が24 時間より十分に長く(※2)、余熱除去機能が阻害される水位(ミッドループ水位以下)に至るまでに漏えい箇所を隔離し、余熱除去運転の継続に期待できる。

なお、原子炉キャビティ満水時に特有な1 次冷却材流出事象としては、原子炉キャビティからの漏えいまたはキャビティシール漏えいが考えられるが、これらの事象では原子炉容器フランジ面より下に1 次冷却材水位が低下することがないため、余熱除去機能喪失には至らない。

以上より原子炉キャビティ満水状態の POS である POS6 及び POS8 については、燃料損傷に至るまでの時間余裕が十分であり、ミッドループ運転時の評価に包絡されることから、停止時 PRA の評価から除外している。

※1：原子炉施設保安規定では、原子炉キャビティ高水位状態では原子炉キャビティ水の残留熱除去への寄与を考慮して余熱除去系統の要求が「1 系統以上が運転中であること」となっているが、実運用では原子炉キャビティ高水位状態においても余熱除去系統2 系統が動作可能な状態になっている。

※2：原子炉キャビティ満水時において流出の可能性が想定され、最も配管径が大きく流出流量が大きいと考えられる充てん抽出ラインを通じた漏えいについて、最大抽出流量(約 60m³/h)で冷却材が漏えいすると仮定しても、原子炉キャビティ水量は原子炉容器フランジ面より上部でも約 1,000m³ あるので、使命時間に対して十分な時間余裕がある。

停止時 PRA における反応度の誤投入の想定について

プラント停止中は1次冷却材中のほう素及び制御棒の挿入によって未臨界が維持されている。停止時の反応度の誤投入事象の要因としては、これら未臨界維持機能を低下させる制御棒の誤操作及びほう素の異常な希釈が考えられ、停止時 PRA では以下の3つの事象を想定している。

- (1) 制御棒の誤引き抜き
- (2) 原子炉起動時におけるほう素の希釈時の外部電源喪失
- (3) 原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗

このうち、定量化の実施に際しては(1)、(2)をスクリーニングすることで、結果的に(3)の事象のみを対象として考慮しており、以下にその理由を示す。

(1) 制御棒の誤引き抜き

①原子炉起動時を除く定期検査時

PWR の制御棒は炉心上部から自重で炉心に挿入される設計となっており、定期検査時においては制御棒が燃料に挿入された状態で維持されており、原子炉起動の数日前を除いて制御棒駆動装置がロックされているため、制御棒を駆動できる状態にはないことから、制御棒が炉心から引き抜かれることは考えにくい。

また、仮に全制御棒を引き抜いたとしても、実効増倍率が1を超えることはなく、臨界に至らない(※1)ことから、本評価の対象外とした。

※1 プラント停止中のほう素濃度は3,200ppm以上で維持される運用であるのに対し、原子炉設置許可申請書の評価対象炉心を基に包絡的に設定される冷温時の制御棒全引き抜き時の臨界ほう素濃度(LOCA時未臨界性評価用ほう素濃度)は2,750ppmであることから、臨界に至らないことが確認できる。

②原子炉起動時

原子炉起動操作は、事前に手順を検討した上で、十分な教育を受けた運転員が実施する。さらに、核計装系による監視、制御棒引き抜き阻止のインターロック及び関連する警報が作業とは独立に設けられているため、制御棒の誤引き抜きにより、起因事象が発生することは考えにくい。

また、起動時の臨界操作は、燃料取替え時のほう素濃度を維持した状態で制御バンクDを除く制御棒を全引き抜きとした後に希釈操作を行い、最後に制御バンクDの調整により臨界とする手順(図1参照)である。制御バンクDの操作については、制御棒の引き抜きを行うたびに、中性子束を確認のうえ次のステップを開始する手順となっており、「中間領域中性子束高」信号により、制御棒の引き抜きを自動的に阻止するインターロックも設置されていることから、制御棒の誤操作により、大きな反応度

が添加されることはない。また、仮に誤操作により、中性子束が上昇した場合でも、複数の領域に設定された中性子束監視装置（NIS）からの原子炉トリップ信号により自動的に制御棒が落下し、燃料の健全性に影響を与えない範囲で十分な未臨界状態を達成できることから、本事象は停止時 PRA の対象外と判断した。

なお、通常時の定期検査操作において臨界を達成した制御棒位置から制御バンク D を全引き抜きしたとしても、その反応度添加量はフィードバックを考慮しなくても、300pcm 程度であり、反応度事故となる反応度添加量（1ドル）の約 400pcm と比較して十分に小さい。

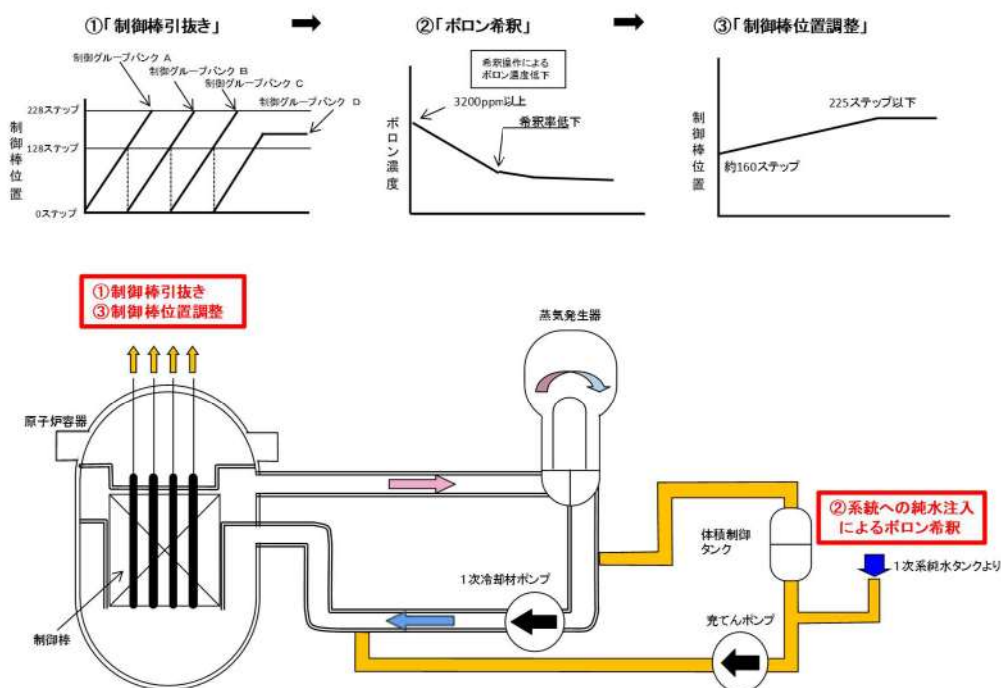


図1 起動操作手順

(2) 原子炉起動時におけるほう素の希釈時の外部電源喪失

起動時に1次冷却材中のほう素の希釈を実施している際に外部電源喪失が発生した場合、1次冷却材ポンプ、充てんポンプ、1次系補給水ポンプの電源が失われ、ほう素の希釈は一時停止する。この際に外部電源喪失に伴い希釈信号がリセットされることで1次系補給水ポンプが停止し、希釈ラインが自動閉止される設備となっており、ディーゼル発電機が起動し電源が復旧しても自動的に希釈は再開されない。

仮に、希釈信号のリセットに失敗して希釈が継続した場合は、1次冷却材ポンプが停止し十分なミキシングが行われない状態で、ブラックアウト信号で自動起動した充てんポンプにより原子炉冷却系配管内に純水塊（ほう素濃度の低い水塊）が形成され、外部電源復旧後、運転員が1次冷却材ポンプを再起動した際にこの純水塊が炉心に送り込まれることで反応度の投入が想定されるが、1次冷却材ポンプが停止している状態でも、原子炉冷却系内ではある程度のミキシングに期待できる可能性があり、現実

的な事象進展は厳しくないものと考えられる。

また、希釈時の外部電源喪失による反応度の誤投入については、希釈中の外部電源喪失事象の発生に加え、希釈信号のリセット失敗、さらに外部電源復旧後の1次冷却材ポンプの起動が重なった極めて稀な条件でのみ発生の可能性があり、発生確率は十分小さくなる (1×10^{-10} (／炉年) 未満) と考えられることから、本事象は本評価の対象外と判断した。

(3) 原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗

原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗について、THERP 手法を用いて評価した結果を以下に示す。

○手順書内操作

1. ほう素濃度の読取 (現在のほう素濃度の読取)
2. 希釈量の算出 (現在のほう素濃度と必要なほう素濃度に基づく純水補給量の算出)
3. 希釈量の設定 (1次系純水補給ライン流量積算制御器への入力)
4. 状態監視 (通常運転時は制御棒位置及び1次冷却材平均温度, 蒸気発生器熱出力, 軸方向出力偏差等の監視, 未臨界時は中性子源領域中性子束及び1次冷却材平均温度の監視)
5. 希釈停止 (希釈信号のリセット操作)

1～5に対して THERP 解析による評価を実施した結果、起因事象発生頻度は 3.1×10^{-8} (／炉年) となった。

停止時PRAの起回事象に係る米国実績の調査及び適用性について

1. はじめに

今回実施した停止時PRAにおいて、起回事象発生頻度を評価するに当たり、国内で発生実績がない起回事象については、①発生件数を0.5件と仮定して国内PWRプラントの停止時間（余熱除去運転期間）で除する、又は②フォールトツリーによる信頼性解析により評価を行っている。

このうち、①で発生頻度を評価している起回事象は「原子炉補機冷却機能喪失」及び「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」であり、これら进行评估する際には、日米で停止中の運用が異なることが考えられることから米国の実績は考慮していない。従って、これらの事象について米国の実績を調査し、起回事象発生頻度評価への適用可能性について検討を行った。

2. 対象とした文献及び対象期間

対象文献：EPRI 1003113¹⁾, EPRI 1021176²⁾

対象期間：1994年以降*

※：EPRI 1003113では、1991年12月に発行されたNUMARC 91-06³⁾によって、事象発生頻度の傾向が1994年以前とそれ以降で大きく減少したことを分析している。また、NUMARC91-06の考え方が定期検査の工程や運転要領書に反映されるのに数年を要したものと想定し、1994年以降の実績をベイズ更新のためのデータとして用いている。

わが国のプラントにおいても、NUMARC91-06の知見を参考にプラント停止時の保安管理を強化した経緯があるため、1994年以降の実績を調査対象とした。

- 1) EPRI1003113 “An Analysis of Loss of Decay Heat Removal Trends and Initiating Event Frequencies (1989 - 2000)”
- 2) EPRI1021176 “An Analysis of Loss of Decay Heat Removal and Loss of Inventory Event Trends (1990-2009)”
- 3) NUMARC91-06 “Guidelines for Industry Actions to Assess Shutdown Management”

3. 調査結果

3.1 原子炉補機冷却機能喪失

(1) 発生実績

EPRI 1021176によると、1994年～2009年の期間中、停止時の補機冷却水の喪失に近い事象が1件発生している。

a. 調査結果事例

発生日：2003年4月28日

事象の概要：

1次冷却材ポンプ戻りライン上のフリーズシールの準備のため原子炉補機

冷却水隔離弁を閉止している際に、原子炉補機冷却水ポンプのサーベイランステストを同時に行ったところ、原子炉補機冷却水ポンプの再起動時に圧力スパイクが発生し、逃がし弁が開いた。その逃がし弁は期待されたように閉止せず、原子炉補機冷却水ポンプが停止した時に閉止した。運転員はリークが停止したことに気が付かず、原子炉補機冷却水システムインベントリ喪失に対する手順書に従い残りの原子炉補機冷却水ポンプを停止した。

(2) 起因事象発生頻度評価への適用性

国内PWRプラントにおいては、原子炉補機冷却水ポンプのサーベイランステストは行わず定期切替を行っており、調査結果事例のような事象が発生するとは考え難いため、起因事象発生頻度評価において米国の実績を統計データとして加えるのは適当でないと判断している。

3.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

(1) 発生実績

停止時PRAで想定している「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」といった冷却材流出事象を起因に炉心露出に至る可能性があった実績を調査した結果、1次系の水位低下が原因で余熱除去機能喪失に至った事例は0件であったが、1次冷却材の流出を止めるために余熱除去系を一時的に隔離した事例は11件あり、これらの事例はいずれもヒューマンエラーや手順書の不備等により発生した事象であることがわかった。

調査結果の例を以下に示す。

a. 調査結果事例1

発生日：1997年2月1日

事象の概要：

運転停止中において、残留熱除去系からほう酸水貯蔵タンクへ4000ガロン流出し、RCSレベルが5分間で30インチ低下した。原因は、残留熱除去系とほう酸水貯蔵タンク間のバルブを交換した際に、新しいバルブのアクチュエータが設計と逆方向に動作するように取り付けられており、本来「閉」となるべきところ「開」となっていたためであった。なお、水位低下を示す警報は無効となっていた。

(参考) 泊3号炉の状況：

機器の点検や交換後においては、当社社員立会いのもと試運転を実施し、動作確認する手順となっている。また、流出による水位低下に関してはRCS水位警報のみならず流出先の水位警報や漏えい警報によっても検知が可能である。従って、泊3号炉において同様の事象が発生することは想定しがたい。

b. 調査結果事例2

発生日：2001年4月2日

事象の概要：

モード4期間中、余熱除去-A系が原子炉停止時冷却系の一部として系統構成され、余熱除去ポンプが起動した後に、余熱除去-B系の安全弁が開となり、余熱除去系が1次冷却材系統から隔離されるまで再閉止しなかった。およそ500ガロンの水が加圧器逃がしタンクへ流出した。

原因は、余熱除去ポンプ起動時に、非凝縮性エアポケットの圧縮により圧力変動が起きたこと及び安全弁の設定圧力までほとんど余裕がなかったことであつた。

(参考) 泊3号炉の状況：

余熱除去系統は水密状態で運転する運用となっているため、手順書どおりの操作がなされていれば空気だまりは発生しないと思われる。

また、余熱除去運転開始時は、圧力やポンプの状態等を監視しながら、

①余熱除去A/Bライン入口止め弁を開として1次冷却材系統圧力まで昇圧

②ウォーミングのため、余熱除去ポンプを起動し、ミニマムフロー運転とする

③ミニフローラインウォーミング完了後、低圧抽出ライン流量調節弁を徐々に「開」にし、低圧抽出ラインをウォーミング

④余熱除去系統全体をウォーミング

という手順で実施される。余熱除去A/Bライン入口止め弁はインターロックにより1次冷却材圧力2.75MPa以下で「開」が可能であり、その圧力は安全弁設定値より十分低い。これらのことから、余熱除去ポンプルーブ側入口隔離弁の開操作やポンプの起動によって余熱除去系統が急激に加圧され、安全弁が開となる事象が発生するとは考えにくい。

また、仮にこのような事象が発生しても、安全弁が動作した後に開固着とならなければ冷却材の漏えいは継続しない。以上から、泊3号炉において同様の事象は発生しないと考えられる。

(2) 起因事象発生頻度評価への適用性

シナリオとしては国内でも発生しうると考えられる。しかし、停止時の運用（例えば余熱除去系統冷却開始時の手順や、手順書の整備状況等）や、運転員の体制、技量（教育状況）の違いにより、発生頻度の傾向は異なると考えられること、また、上記に関する米国の情報は十分でなく詳細は不明であり、特に停止時は定期検査の考え方が日米で異なると考えられるため、米国の実績を統計データとして加えるのは適当でないと判断している。

4. まとめ

プラント停止時における米国の原子炉補機冷却機能喪失事象及び冷却材流出事象を調査した結果、国内では発生していないが米国では発生している事例が確認された。しかし、国内と海外ではプラント停止時の運用や手順が異なるため、米国のプラント停止期間中の実績を国内に適用するのは統計上適切でないと判断される。

オーバードレン及び水位維持失敗の発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について

停止時PRA起因事象で評価対象としたオーバードレン及び水位維持失敗の発生頻度については、実績などを用いた算出が困難であるため論理モデルにより算出している。以下にその算出方法を示す。

(1) オーバードレン

1次系の水抜きによりRCS水位が所定の位置まで低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低の警報が発令するも適切なリカバリー操作が実施できず水位低下が継続する確率を、論理モデルによるシステム信頼性解析を用いて算出した。

オーバードレンは、図1に示す抽出ラインで発生することを想定し、以下のシナリオにより発生するものと仮定する。

- ① RCS水位が所定の位置まで低下
- ② 事象認知失敗（水位計の読取失敗）
- ③ ドレン停止操作失敗（抽出流量の調整失敗）
- ④ 警報発令後の事象認知失敗（警報の検知失敗）
- ⑤ 警報発令後のドレン停止操作失敗（抽出隔離失敗）

・機器故障確率

本解析で考慮する機器故障は、抽出ライン上の各空気作動弁の閉失敗である。この故障確率はシステム信頼性解析で使用しているNUCIAで公開されている国内故障率データを使用した。

- 空気作動弁の閉失敗：3.2E-04/d

・人的過誤確率

オーバードレンの操作に係わる人的過誤確率をTHERP手法により評価した。

- 事象認知失敗（水位計の読取失敗）：1.3E-03
- ドレン停止操作失敗（抽出流量の調整失敗）：7.9E-04
- 警報発令後の事象認知失敗（警報の検知失敗）：8.3E-04
- 警報発令後のドレン停止操作失敗（抽出隔離失敗）：8.6E-04

上記データを使用した定量化結果確率は4.1E-06となり、この確率に年あたりのRCS水抜き操作を行う頻度1.0/炉年を乗じたオーバードレンの発生頻度は以下となる。

$$F_{\text{オーバードレン}} = 4.1\text{E-}06 \times 1.0/\text{炉年} = 4.1\text{E-}06/\text{炉年}$$

(2) 水位維持失敗

RCS水位が所定のレベルまで到達した後は、充てん流量と低圧抽出流量をバランスさせ、その水位を維持することとなる。この水位維持状態から何らかの原因で水位が低下し、水位計の異常値に気付くも隔離に失敗し、さらに水位が下がり水位低の警報が発令するも適

切なりカバリー操作が実施できず水位低下が継続する確率を、論理モデルによるシステム信頼性解析を用いて算出した。

水位維持失敗は、図1に示す抽出ラインで発生することを想定し、以下のシナリオにより発生するものと仮定する。

- ① RCS水位が所定の位置まで低下
- ② 事象認知失敗（水位計の読取失敗）
- ③ ドレン停止操作失敗（抽出流量の調整失敗）
- ④ 警報発令後の事象認知失敗（警報の検知失敗）
- ⑤ 警報発令後のドレン停止操作失敗（抽出隔離失敗）

本解析で使用した機器故障/人的過誤確率データはオーバードレンと同様であり、定量化結果確率は4.1E-06となり、この確率に年あたりの水位低下事象が発生し得る頻度（保守的に1.0/炉年と仮定）を乗じた水位維持失敗の発生頻度は以下となる。

$$F_{\text{水位維持失敗}} = 4.1\text{E-}06 \times 1.0 / \text{炉年} = 4.1\text{E-}06 / \text{炉年}$$

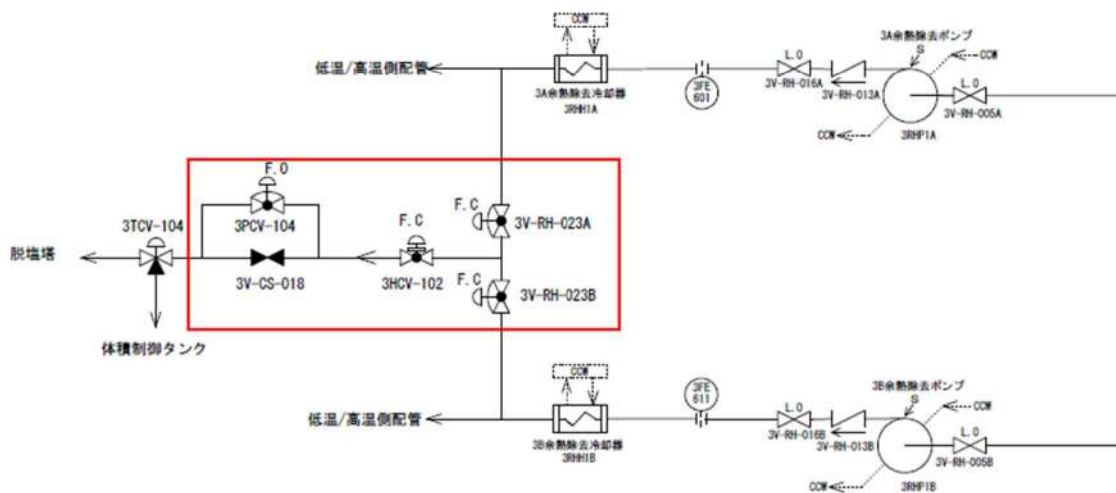


図1 オーバードレン及び水位維持失敗の信頼性解析の評価範囲（抽出ライン）

崩壊熱を考慮した感度解析について

今回の停止時PRAでは、診断失敗（余熱除去系を手動起動する手順へのエントリ失敗）の余裕時間として1次冷却材の保有水量が最も少なく、かつ崩壊熱量が大きいPOS5の時間余裕10分を用い、保守的にすべてのPOSに対して一律同じ値を設定したが、実際はPOSごとに崩壊熱及び1次系冷却材インベントリが異なり、RHR機能喪失までの時間余裕が異なることから、これらの影響を感度解析にて確認した。

1. 解析条件

下表に示す崩壊熱及び1次系冷却材インベントリデータを基に、1次系冷却材が沸騰するまでの時間余裕を算出した。

表1 解析条件

	POS4	POS9	POS10	POS12
1次系冷却材保有水量(m ³)	約286	約105	約286	約286
崩壊熱* (kcal/hr)	1.80E+07	8.20E+06	7.73E+06	7.37E+06
余裕時間/沸騰時間 (hr)	1.5/2.1	0.4/0.50	1.5/8.9	1.5/9.4

※：重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価で使用した崩壊熱テーブルに基づく評価値。POS開始時点の崩壊熱とする。

得られた時間余裕から、THERPの信頼性曲線を使用してPOSごとに診断失敗確率を設定した。

POS5（前半ミッドループ運転時）の診断失敗確率を適用しているPOS4、9、10、12に対して、崩壊熱及び1次系冷却材インベントリを考慮した診断失敗確率をそれぞれ設定する。

表2 各POSにおける診断失敗確率

POS	時間余裕 (min)	診断失敗確率
4	90	3.0E-06
5	10	3.0E-02
9	20	3.0E-03
10	90	3.0E-06
12	90	3.0E-06

2. 解析結果

解析結果を表3に示す。起因事象の発生に診断失敗確率を考慮している余熱除去機能喪失および緩和策で診断失敗確率を考慮している外部電源喪失に関する炉心損傷頻度が低下し、全炉心損傷頻度は約5%低下した。しかし、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の寄与率が大半を占めること、POSごとの炉心損傷頻度がPOSの継続時間に依存するという傾向に対する影響はないことが確認できた。

表3 起因事象別炉心損傷頻度（停止時PRAの崩壊熱感度解析結果）

プラント状態	期間 (h)	原子炉冷却材 圧力バウンダリ 機能喪失	水位維持 失敗	オーバー ドレン	余熱除去 機能喪失	外部電源喪失	原子炉補機冷却 機能喪失	反応度の 誤投入	合計 (/炉年)
POS4 余熱除去系による冷却状態① (1次冷却系は満水状態)	66.0	5.4E-05	—	—	7.3E-07 (3.8E-06)	1.5E-06 (2.6E-06)	1.5E-06	—	5.8E-05 (6.2E-05)
POS5 余熱除去系による冷却状態② (ミッドループ運転状態)	121.1	9.9E-05	4.1E-06	4.1E-06	6.9E-06 (7.1E-06)	4.8E-06 (4.8E-06)	2.8E-06	—	1.2E-04 (1.2E-04)
POS9 余熱除去系による冷却状態③ (ミッドループ運転状態)	172.8	1.4E-04	4.1E-06	4.1E-06	2.7E-06 (1.0E-05)	4.3E-06 (6.9E-06)	4.0E-06	—	1.6E-04 (1.7E-04)
POS10 余熱除去系による冷却状態④ (1次冷却系は満水状態)	177.2	1.5E-04	—	—	1.9E-06 (1.0E-05)	4.1E-06 (7.1E-06)	4.1E-06	—	1.6E-04 (1.7E-04)
POS12 余熱除去系による冷却状態⑤ (1次冷却系は満水状態)	85.3	7.0E-05	—	—	9.2E-07 (5.0E-06)	2.0E-06 (3.4E-06)	2.0E-06	—	7.5E-05 (8.0E-05)
POS14 高温停止状態 (非常用炉心冷却設備作動信号 ブロック解除以降)	37.1	—	—	—	—	—	—	3.1E-08	3.1E-08
合計 (/炉年)	—	5.1E-04	8.2E-06	8.2E-06	1.3E-05 (3.6E-05)	1.7E-05 (2.5E-05)	1.4E-05	3.1E-08	5.7E-04 (6.0E-04)
比率 (感度解析/ベースケース)	—	1.0	1.0	1.0	0.4	0.7	1.0	1.0	0.9

() はベースケースの炉心損傷頻度（変更箇所のみ記載）。ベースケースは余裕時間10分とした評価結果。

泊発電所3号機
内部事象停止時レベル1 PRA イベントツリー

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

図1 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー

水位維持失敗	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

図2 水位維持失敗イベントツリー

オーバードレン	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

図3 オーバードレンイベントツリー

余熱除去機能喪失	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

図4 余熱除去機能喪失イベントツリー

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

図5 外部電源喪失イベントツリー

原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

図6 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

反応度の誤投入	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

図7 反応度の誤投入イベントツリー

人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について

停止時 PRA における人的過誤の評価結果にストレスファクタを追記したものを表 1 及び表 2 に示す。

停止時 PRA におけるストレスファクタについては、出力運転時と同様の考え方に基づき以下のとおり設定している。

1. ストレスレベルの分類

ヒューマンエラーハンドブック (NUREG/CR-1278) の THERP (Technique for Human Error Rate Prediction) では、作業負荷等に応じて、4つのストレスレベルを分類し、それらの対応した補正係数(ストレスファクタ)を評価した。その詳細については、表 3 に示す。

作業負荷が低い場合は注意力が散漫になり、逆に作業負荷が高い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は超えている為にタスク遂行の妨害となるため、その作業に対する増倍係数を設定している。

なお、本評価では、異常時の事象の認知や操作方法は訓練されているため、補正係数は「熟練者」の値を選択する。また、運転員の操作内容は手順書に従った段階的操作であることから、各ストレスレベルの「段階的操作」を選択する。

2. ストレスファクタの設定の考え方

ストレスファクタについては、以下の考え方に基づき設定している。

① 起因事象発生前の人的過誤

特に高いストレスには至らないと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷が適度(段階的操作)」のストレスファクタ 1 を設定。

② 起因事象発生に係わる人的過誤

通常の場合については、特に高いストレスには至らないと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷が適度(段階的操作)」のストレスファクタ 1 を設定。

通常の場合に失敗して警報が発令した後の操作については、異常時の操作となり、操作員のストレスが高いと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷がやや高い(段階的操作)」のストレスファクタ 2 を設定。

③ 起因事象発生後の人的過誤

異常時の操作となり、操作員のストレスが高いと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷がやや高い(段階的操作)」のストレスファクタ 2 を設定。

上記の考え方に基づき、以下のとおりストレスファクタを設定した。

(1) 起因事象発生前の人的過誤のストレスファクタ(表 1)

起因事象発生前の人的過誤に対して、事故が発生していないときの操作であり、

特に高いストレスは発生していないと考えられるため、本評価では、ストレスレベル「作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ1を設定した。

(2) 起回事象発生に係わる人的過誤のストレスファクタ（表2）

起回事象発生に係わる人的過誤のうち、通常ของการ操作については、事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスは発生していないと考えられるため、本評価では、ストレスレベル「作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ1を設定した。

起回事象発生に係わる人的過誤のうち、通常ของการ操作に失敗して警報が発令した後の操作については、異常時の操作となり、操作員のストレスが高いと考えられるため、本評価では、ストレスレベル「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ2を設定した。

(3) 起回事象発生後の人的過誤のストレスファクタ（表3）

起回事象発生後の操作失敗に対しては、異常時の操作であり、操作員のストレスが高いと考えられるため、本評価では、基本的にストレスレベル「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ2を設定した。

なお、起回事象発生後の診断過誤に対してはストレスファクタは設定していない（起回事象発生後の診断過誤の過誤確率及び EF は、NUREG/CR-1278 に記載されている固定値を設定する手法を採用したため）。

表1 起因事象発生前の人的過誤のストレスファクタ

起因事象発生前の人的過誤	ストレスファクタ	過誤確率 (平均値)	EF	備考
弁/ダンパの操作忘れ	1	1.0E-2	30	事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスには至らないため、ストレスファクタ1を設定

表2 起因事象発生に係わる人的過誤のストレスファクタ

起因事象発生後の人的過誤	ストレス ファクタ	過誤確率 (平均値)	EF	備考
水位計の読取失敗	1	1.3E-03	4	ミッドループ運転の目標水位に到達した際に水抜きを停止する通常の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ストレスファクタ1を設定
ドレン停止操作失敗	1	7.9E-04	7	
警報発令後の事象認知失敗	2	8.3E-04	4	ミッドループ運転の目標水位に到達した際に水抜きを停止する通常の操作に失敗して警報が発令した後の操作であり、異常時の操作となり、操作員のストレスが高いと考えられるため、ストレスファクタ2を設定
警報発令後のドレン停止操作失敗	2	8.6E-04	8	
ほう酸濃度読取失敗	1	6.4E-05	6	プラント起動時に目標レベルまでほう酸濃度を希釈する通常の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ストレスファクタ1を設定
希釈量の算出失敗	1	1.6E-04	8	
希釈量の設定失敗	1	1.7E-05	18	
状態監視失敗	1	8.0E-05	5	
希釈停止失敗	1	5.0E-05	9	

表3 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタ

起因事象発生後の人的過誤	ストレスファクタ	過誤確率 (平均値)	EF	備考
起因事象発生後の診断失敗	—	3.0E-02	10	ストレスファクタは設定していない。 (起因事象発生後の診断過誤の過誤確率及びEFは、 NUREG/CR-1278に記載されている固定値を設定する手法 を採用)
弁/補機の操作失敗	2	1.0E-03	30	異常時の操作であり、操作員のストレスが高いと考え られるため、ストレスファクタ2を設定

表 4 ストレスと熟練度による補正係数*

項目	ストレスレベル	HEPs の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	x2	x2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	x1	x1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	x1	x2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	x2	x4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	x5	x10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	x5	x10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	0.25 (EF=5)	0.50 (EF=5)

極度にストレス・レベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる。

※原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する

実施基準（レベル 1 PSA 編）：2010 表 I.4 より

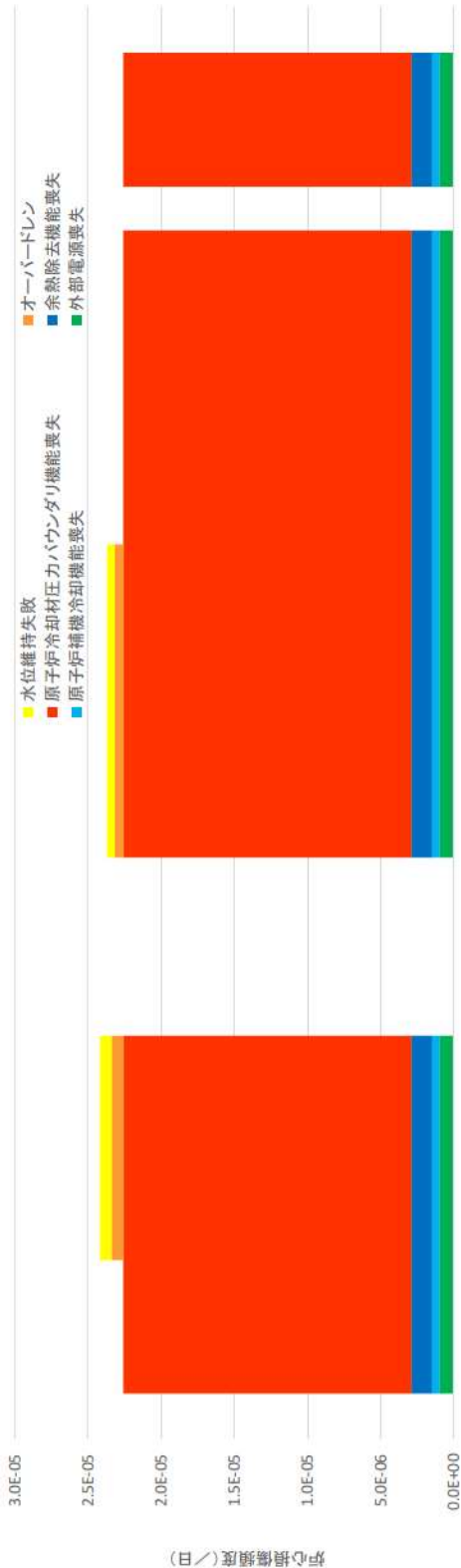
POS 別の炉心損傷頻度（日当たり）について

本評価における、POS 別の日当たりの炉心損傷頻度を図 1 に示す。

POS 別の日当たりの炉心損傷頻度では、オーバードレンと水位維持失敗を評価対象としている POS5、POS9 の炉心損傷頻度が、オーバードレンと水位維持失敗を評価対象としていない POS4、POS10、POS12 に比べて高くなっている。

また、起因事象別の日当たり炉心損傷頻度の内訳においては、起因事象発生後の緩和策に期待していない、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の寄与が大きくなっている。

なお、高温停止中（POS3、POS11、POS13）と燃料取替期間中（POS6、POS7、POS8）は評価対象外のため図示していない。



累積日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 ~ 38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57		
POSの分類	3	4	4	4	5	5	5	5	5	6,7,8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	11	11	12	13			
日数	1	3	3	3	5	5	5	5	5	29	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	1	3	3	1			
定期検査主要工程	高温停止	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	燃料取り出し、装荷	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	漏洩試験	余熱除去運転	余熱除去運転	余熱除去運転	高温停止		
代表水位	一次冷却系満水	一次冷却系満水	一次冷却系満水	一次冷却系満水	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	原子炉上部キャビティ満水	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	ミッドループ	一次冷却系満水	一次冷却系満水	一次冷却系満水	一次冷却系満水	一次冷却系満水		
崩壊熱除去	RHR-A	RHR-A	RHR-A	RHR-A	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	評価対象外	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	RHR-B	
サポート系	ディーゼル発電機	A	A	A	A	A	A	A	A	評価対象外	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
	原子炉補機冷却海水ポンプ	B	B	B	B	B	B	B	B	評価対象外	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	
	原子炉補機冷却水ポンプ	C	C	C	C	C	C	C	C	評価対象外	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	原子炉補機冷却水ポンプ	D	D	D	D	D	D	D	D	評価対象外	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D

図1 POS別の日当たりの炉心損傷頻度

システム信頼性解析の結果について

泊3号炉停止時PRAにおけるシステム信頼性評価結果について、以下に、①「外部電源喪失以外」及び②「外部電源喪失」の起因事象における、代表的なFTの非信頼度の差の要因を述べる。

1. 外部電源喪失時に非信頼度が増加しているシステム

(1) 余熱除去系による冷却

①非信頼度： 3.6×10^{-2}

システムの状態：待機中

電源として外部電源及びディーゼル発電機が使用可能

②非信頼度： 7.1×10^{-2}

システムの状態：待機中

電源としてディーゼル発電機のみ使用可能

【差とその要因】

余熱除去系の運転／待機状態および電源状態の違いにより非信頼度に差が生じている。A系及びB系による冷却に期待可能な②はB系のみによる冷却に期待可能な①に比べて非信頼度が減少する一方、ディーゼル発電機のみが使用可能である②は外部電源及びディーゼル発電機が使用可能である①に比べて非信頼度が増加する。結果として全体としては非信頼度が増加する。

なお、①は運転中のA系が故障し待機中のB系の冷却にも失敗することで発生する起因事象「余熱除去機能喪失」の評価において考慮しているシステムである。

以上

4. レベル 1.5PRA

4.1 内部事象 PRA

4.1.1 出力運転時 PRA

出力運転時レベル 1.5PRA は、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転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 2PSA 編）：2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第 4.1.1-1 図に示す。

4.1.1.a. プラントの構成・特性

① 対象プラントに関する説明

(1) 機器・システムの配置及び形状・設備容量

主要な機器・システムの配置及び形状・設備容量は、「3. レベル 1 PRA」での記載と同様である。レベル 1.5PRA に関する格納容器の特性を第 4.1.1.a-1 表に示す。

(2) 事故の緩和操作

事故時の熱水力的事故進展解析では、運転員による事故時影響緩和操作も事故進展に大きく影響するが、本評価では格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モード抽出という目的を勘案し、事故時の緩和操作については考慮していない。

(3) 燃料及び溶融炉心の移動経路

事故時の燃料及び溶融炉心などの熱源の移動は、水素発生、溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）及び原子炉格納容器内の熱水力挙動、FP 移行挙動に影響する。燃料及び溶融炉心の移動経路は第 4.1.1.a-1 図に示す通りであり、次表のように整理される。

	原子炉容器（RV） 破損時放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動	原子炉下部 キャビティ	最下区画のため 移動なし	なし
1 次冷却材圧力に よる分散放出	原子炉下部 キャビティ	シールテーブル	下部一般部

4.1.1.b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象レベル 1PRA（出力運転時）で得られた炉心損傷に至る全ての事故シーケンスについて、事象進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態

(PDS) に分類し、プラント損傷状態の発生頻度を評価する。

① プラント損傷状態の一覧

(1) プラント損傷状態の考え方、定義

プラント損傷状態は、熱水力挙動の類似性として、事象進展の相違から、独立に考慮すべき事故のタイプ及び1次冷却材圧力、炉心損傷時期により分類する。さらに、事故の緩和操作の類似性として、溶融炉心の冷却手段及び除熱手段を踏まえた原子炉格納容器（CV）内の事故進展により分類する。

a. 事故のタイプと1次冷却材圧力

事故進展の相違から独立に考慮すべき事故のタイプ（LOCA（RCP シール LOCA を含む）、トランジェント（LOCA の発生がない過渡事象等）、格納容器先行破損、格納容器バイパス事象）により分類する。

また、炉心損傷後、原子炉容器が破損に至るまでに、原子炉容器内が、高圧状態か低圧状態かで分類する。この1次冷却材圧力の違いによって、原子炉容器破損時の格納容器雰囲気圧力上昇の程度、溶融炉心の飛散の程度、溶融炉心と格納容器バウンダリとの直接接触の可能性など、原子炉容器破損後の事故進展が異なる。

b. 炉心損傷時期

事故後に、炉心損傷が事故発生後早期か後期かで分類する。この時期の違いによって、原子炉容器の破損時期、原子炉格納容器雰囲気圧力及び温度上昇の時期が大きく変化し、格納容器破損の時期が影響を受ける。このため、事故の緩和操作の時間余裕が大きく異なる。（補足 4.1.1.b-1）

c. 原子炉格納容器内事故進展（原子炉格納容器の破損時期、溶融炉心の冷却手段）

原子炉格納容器内の事故進展では放射性物質放出挙動の観点から炉心損傷後に格納容器破損が生じる場合と格納容器破損後に炉心損傷が生じる場合で分類する。この前後関係によって、事故の防止手段及び緩和手段の種類が大きく異なる。また、原子炉格納容器内に流出した溶融炉心を冷却する観点で ECCS や格納容器スプレイ系の使用可否により分類する。

PWR の PRA において用いる事故シーケンスの識別子を第 4.1.1.b-1 表に示す。

(2) レベル 1PRA の事故シーケンスのプラント損傷状態への分類結果

レベル 1 PRA のイベントツリーでは炉心損傷に至るシーケンスに対し、それ以上の分岐をモデル化していないが、レベル 1.5PRA では原子炉格納容器内での事故進展を把握することが重要となることから、炉心損傷評価用のレベル 1 PRA のイベントツリーでは不要としていた分岐及びヘディングを考慮したレベル 1.5PRA 用のイベントツリーを構築する。

具体的には炉心損傷時の原子炉格納容器内の状態への影響の観点で、高圧注

入／再循環，格納容器スプレイ注入／再循環の分岐及びヘディングを考慮しており，その結果を第 4.1.1.b-1 図に，また，構築したイベントツリーから抽出されるプラント損傷状態と事故シーケンスの対応を第 4.1.1.b-2 表に示す。

上記にて得られた炉心損傷に至る事故シーケンスの特徴を第 4.1.1.b-3 表に示す。レベル 1.5PRA で使用するプラント損傷状態は，上記にて得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを，第 4.1.1.b-2 図のとおり上述の考え方で分類し，格納容器イベントツリーの初期状態になるようにする。

このように，プラント損傷状態を分類した結果を第 4.1.1.b-4 表に示す。

② プラント損傷状態ごとの発生頻度

プラント損傷状態（PDS）ごとに発生頻度を整理した結果を第 4.1.1.b-5 表に示す。レベル 1 PRA にて全炉心損傷頻度への寄与が大きい以下の事故シーケンスグループに関連するプラント損傷状態の寄与が支配的となっている。原子炉補機冷却機能喪失が約 89%を占める理由は，レベル 1 PRA において原子炉補機冷却機能喪失に伴い必ず発生するとしている RCP シール LOCA（小破断 LOCA に分類）により，使用可能な緩和策がなくそのまま炉心損傷となるためである。レベル 1 PRA において，炉心損傷頻度への寄与が高かった事故シーケンスグループについてその寄与割合及び PDS の内訳を以下に示す。

- ・原子炉補機冷却機能喪失（寄与：約 89%，PDS：SED，TED）
- ・2次冷却系からの除熱機能喪失（寄与：約 9%，PDS：SED，SEW，SEI，TED，TEW，TEI，G）
- ・全交流動力電源喪失（寄与：約 2%，PDS：TED）

4.1.1.c. 格納容器破損モード

原子炉格納容器破損に至る事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損形態を分類するため，原子炉格納容器破損に至る負荷の分析から格納容器破損モードを設定する。

第 4.1.1.c-1 図に PWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展を示す。事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷を抽出した結果を第 4.1.1.c-1 表に示す。また，これらの負荷を発生時期に着目して系統的に整理したものを第 4.1.1.c-2 表に整理する。さらに，選定した格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準を第 4.1.1.c-3 表に整理する。事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響する負荷から整理される物理的破損事象に加えて，格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象も考慮して選定した破損モードは以下のとおりである。

(1) 水蒸気爆発（ α モード， η モード）

溶融物が原子炉容器の下部プレナムの冷却水中若しくは原子炉下部キャビティ

の冷却水中に落下した場合、水蒸気爆発が発生する可能性がある。また、原子炉格納容器内に放出された溶融炉心に対して、格納容器スプレイ冷却系などによる注水を実施した場合に、水蒸気爆発又は圧カスパイクが発生する可能性がある。いずれも原子炉格納容器破損に至る破損モードであり、原子炉容器内での水蒸気爆発（ α モード）と原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は圧カスパイク（ η モード）に分類する。

(2) 可燃性ガス（水素）の燃焼，爆轟（ γ モード， γ' モード， γ'' モード）

燃料被覆管と水蒸気の反応（ジルコニウム－水反応），溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素等の可燃性ガスが，大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や，さらにガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象であり，発生時期により原子炉容器破損以前（ γ モード），直後（ γ' モード），長時間経過後（ γ'' モード）に分類する。

(3) 水蒸気・非凝縮性ガスによる過圧（ δ モード）

炉心損傷後に溶融炉心の冷却が達成される中で，損傷炉心冷却に伴う発生蒸気及び溶融炉心・コンクリート相互作用で発生する非凝縮性ガス（CO₂等）の蓄積によって原子炉格納容器圧力が上昇する破損モードである。

(4) 水蒸気（崩壊熱）による過圧（ θ モード）

原子炉格納容器の除熱機能喪失のシーケンスにおいて，炉心冷却が達成される中で，崩壊熱によって発生する水蒸気が継続的に原子炉格納容器に放出され，原子炉格納容器の圧力が徐々に上昇していく。このとき，原子炉格納容器から除熱ができなければ，水蒸気によって原子炉格納容器内は加圧され，原子炉格納容器破損に至る破損モードであり，プラント損傷状態 ALC，SLC に対応する。

(5) 格納容器雰囲気直接加熱（ σ モード）

1次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に，溶融炉心が原子炉格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し，雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化・発熱反応が発生する場合がある。このときの急激な加熱・加圧で原子炉格納容器破損に至る破損モードである。

(6) 格納容器への直接接触（ μ モード）

1次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に，溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し，原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る破損モードである。

(7) ベースマット溶融貫通 (ϵ モード)

原子炉容器破損後に、原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が冷却できないと、溶融炉心・コンクリート相互作用によって、コンクリート侵食が継続し、原子炉格納容器のベースマットが貫通することにより原子炉格納容器破損に至る破損モードである。

(8) 過温破損 (τ モード)

原子炉格納容器内に高温溶融炉心が存在する場合、原子炉格納容器雰囲気がつっくりと加熱され、原子炉格納容器貫通部あるいはフランジ部が熱的に損傷する場合がある。これら過温破損によって原子炉格納容器破損に至る破損モードである。

(9) 格納容器隔離機能喪失 (β モード)

炉心が損傷した時点で、原子炉格納容器の隔離に失敗している破損モードである。

(10) 格納容器バイパス (g モード, v モード)

蒸気発生器伝熱管破損事故 (g モード) 又はインターフェイスシステム LOCA (v モード) から炉心損傷に至った場合には、放射性物質が原子炉格納容器をバイパスして放出される破損モードであり、プラント損傷状態 V, G に対応する。炉心損傷後の限定的な条件下で発生する温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR) も g モードに含める。

さらに、原子炉格納容器の物理的破損事象を、炉心損傷以前に破損する格納容器先行破損と炉心損傷後の格納容器破損に分類して、整理した格納容器破損モードを第 4.1.1.c-4 表に示す。

4.1.1.d. 事故シーケンス

① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

プラント損傷状態ごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、崩壊熱除去系、工学的安全施設などの緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析して、これらの組合せから事故の進展を樹形図で分類する格納容器イベントツリーを構築する。

② 格納容器イベントツリー

(1) 格納容器イベントツリー構築に当たって検討した重要な物理現象、対処設備の作動・不作動、運転員操作、ヘディング間の従属性

a. 重要な物理現象、対処設備の作動・不作動

格納容器イベントツリーの構築に際し、炉心損傷から原子炉格納容器破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について各プラント損傷状態を考慮して抽出し、その発生条件及び発生後の事故進展を第4.1.1.d-1表に整理した。

b. 運転員操作

事故の影響緩和及び格納容器破損防止に係る運転員操作については考慮していない。

c. ヘディング間の従属性

a. における検討からプラント損傷状態ごとにシステムの動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析することにより、格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を第4.1.1.d-2表のとおり設定した。第4.1.1.d-2表で定義したヘディングの状態が発生する確率は、他の複数のヘディング間の従属性を考慮する必要があるため、ヘディングの順序及び分岐確率の設定に際してヘディング間の従属性を調査しており、結果を第4.1.1.d-3表に示す。

(2) 格納容器イベントツリー

選定したヘディングについてヘディング間の従属性及び順序を考慮して順序付けし、放射性物質の環境への放出を表す物理事象ヘディングをイベントツリーの終端として破損モードに対応付けすることで第4.1.1.d-1図のとおり格納容器イベントツリーを作成した。

なお、イベントツリーは扱いを容易にするため以下の3つの期間で分割して作成している。

T1：事故発生から原子炉容器破損まで

T2：原子炉容器破損直後

T3：原子炉容器破損後長時間経過後

4.1.1.e. 事故進展解析

格納容器破損頻度を評価するにあたっての事故進展解析の目的は、以下の2点である。

- ・ 緩和系の復旧操作等のための時間余裕の評価
- ・ 物理化学現象の発生の有無と格納容器への負荷

このうち、前者の緩和系の復旧操作等のための時間余裕の評価については、本評価では格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モード抽出という目的を勘案し、緩和系の復旧操作は考慮していないため、ここでは物理化学現象の発生の有無と格納容器への負荷を評価することを目的とする。

① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の計算に必要なデータを得る

事を目的として、各 PDS を代表する事故シーケンスについて事故進展解析を実施する。事故進展解析では、プラントの熱水力挙動及び炉心損傷、原子炉容器破損などの事象の発生時期、シビアアクシデント現象による原子炉格納容器負荷を解析する。

(1) 解析対象事故シーケンスの選定

a. 解析対象 PDS の選定

事故進展解析の対象とする PDS として

- ・全 CDF に対する割合の大きい PDS
- ・物理化学現象に係るヘディングの推定に必要な代表的な PDS を選定した。具体的には全 CDF への寄与の観点から SED (約 89%)、TEI (約 6%)、TED (約 5%) を選定し、事故進展が早く他の PDS による解析からの推定が困難である AED、AEW、AEI についても解析対象として選定しており、PDS ごとに代表する事故シーケンスを選定している。

b. 解析対象事故シーケンスの選定

事故シーケンスの選定に際しては

- ・CDF が大きく確率的にその PDS を代表する
- ・事故進展が相対的に速い（安全設備及び事故時緩和操作の時間余裕が厳しくなるため）

の 2 点を考慮し選定した。上記の観点から選定した事故シーケンスを第 4.1.1.e-1 表に示す。

(2) 事故進展解析の解析条件

プラント構成・特性の調査より、全ての事故シーケンスに対し共通するプラント構成・特徴に依存した基本解析条件を第 4.1.1.e-2 表に示す。

また、解析対象の各事故シーケンスの事故進展解析条件の事故状態及び設備作動状況に関する解析条件を第 4.1.1.e-3 表に示す。

なお、事故進展解析には、事故シーケンスに含まれる物理化学現象、機器・系統の動作を模擬することができる MAAP4 コードを使用した。

② 事故シーケンスの解析結果

選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果及び事故進展例を第 4.1.1.e-1～12 図に示す。1 次冷却系内及び原子炉格納容器内の熱水力挙動の事象進展を表す主要事象発生時刻を第 4.1.1.e-4 表に示す。

また、格納容器イベントツリーの定量化に必要なシビアアクシデント時の水素燃焼、格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)、水蒸気爆発、ベースマット熔融貫通等の物理化学現象に伴う負荷の確率評価に必要な解析結果の情報を第 4.1.1.e-5 表に示す。

それぞれの事故シーケンスの解析結果から読み取った特徴的な事故進展を以下に整理する。

(1) プラント損傷状態：AED

AED のシーケンスは、大中破断 LOCA が発生する一方、原子炉格納容器への燃料取替用水ピット（以下「RWSP」という。）水の移送がないため、原子炉格納容器内が過熱状態で過圧破損に至る。事故発生後約 9.5 時間で最高使用圧力の 2 倍に達し、このときの原子炉格納容器内温度は約 170℃、ベースマツト侵食深さは約 0.2m である。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・水素濃度は、事故早期から事故後期にかけて 4vol%未満であり水素燃焼の可能性は低い。

⇒ ヘディング HB1, HB2, HB3（水素燃焼）の分岐確率として、 に適用される を設定

- ・原子炉下部キャビティ室に水が流入せず、水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒ ヘディング DC（キャビティ内水量）の分岐確率として、 に適用される を設定

- ・ベースマツト溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。

⇒ ヘディング BM（ベースマツト溶融貫通）の分岐確率として、 に適用される を設定

- ・貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒ ヘディング OT（格納容器過温破損）の分岐確率として、 に適用される を設定

(2) プラント損傷状態：AEW

AEW のシーケンスは、大中破断 LOCA が発生し、原子炉格納容器内への RWSP 水の移送はあるが、格納容器スプレイによる継続的な除熱に失敗し、原子炉格納容器内が飽和状態で過圧破損に至る。事故発生後約 4 秒で格納容器スプレイ作動設定値に達し、約 14 時間で最高使用圧力の 2 倍に達する。このときの原子炉格納容器内の温度は約 158℃、ベースマツト侵食はごくわずかである。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- 水素濃度は、事故早期から事故後期にかけて 4vol%未満であり水素燃焼の可能性は低い。

⇒ ヘディング HB1, HB2, HB3 (水素燃焼) の分岐確率として、
に適用される を設定

- 原子炉下部キャビティに水が流入し、水蒸気爆発の可能性はある。

⇒ ヘディング DC (キャビティ内水量) の分岐確率として、
に適用される を設定

- ベースマット溶融貫通の可能性は低い。

⇒ ヘディング BM (ベースマット溶融貫通) の分岐確率として、
に適用される を設定

- 貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒ ヘディング OT (格納容器過温破損) の分岐確率として、
に適用される を設定

(3) プラント損傷状態：AEI

AEI のシーケンスは、大中破断 LOCA が発生し、原子炉格納容器への RWSP 水の移送があり、格納容器スプレイによる継続的な除熱が行われるため、溶融炉心は冷却され原子炉格納容器圧力は低く維持される。また、ベースマトの侵食はない。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- 水素濃度は事故早期から事故後期にかけて 4vol%以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。

⇒ ヘディング HB1, HB2, HB3 (水素燃焼) の分岐確率として、
に適用される を設定。なお、HB3 (水素燃焼：
RV 破損後長期) については、
と設定しており、この場合には を考慮し HB3 の分岐確率は を設定

- 原子炉下部キャビティに水が流入し、水蒸気爆発の可能性はある。

⇒ ヘディング DC (キャビティ内水量) の分岐確率として、
に適用される を設定

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

- ・ベースマツト溶融貫通の可能性は低い。
⇒ ヘディング BM（ベースマツト溶融貫通）の分岐確率として、
に適用される を設定（前段となる原子炉格納容器内除熱のヘディング NCC で溶融炉心冷却失敗の分岐確率として、
に適用される を設定）
- ・格納容器スプレイで雰囲気の除熱に成功しており、原子炉格納容器破損の可能性は低い。
⇒ ヘディング NCC（格納容器内気相部冷却）の失敗確率を
に適用される を設定

(4) プラント損傷状態：SED

SED のシーケンスは、小破断 LOCA が発生し、原子炉格納容器への RWSP 水の移送がないため、原子炉格納容器内が過熱状態で過圧破損に至る。事故発生後約 13 時間で最高使用圧力の 2 倍に達し、このときの原子炉格納容器内の温度は約 167℃、ベースマツト侵食深さは約 0.2m である。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・水素濃度は、事故早期から事故後期にかけて 4vol%未満であり水素燃焼の可能性は低い。
⇒ ヘディング HB1, HB2, HB3（水素燃焼）の分岐確率として、
に適用される を設定
- ・原子炉下部キャビティに水が流入せず、水蒸気爆発の可能性は低い。
⇒ ヘディング DC（キャビティ内水量）の分岐確率として、
に適用される を設定
- ・ベースマツト溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。
⇒ ヘディング BM（ベースマツト溶融貫通）の分岐確率として、
に適用される を設定
- ・貫通部過温破損の可能性は低い。
⇒ ヘディング OT（格納容器過温破損）の分岐確率として、

に適用される を設定

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(5) プラント損傷状態：TED

TEDのシーケンスは、トランジェントが発生し、原子炉格納容器内へのRWSP水の移送がないため、原子炉格納容器内が過熱状態で過圧破損に至る。事故発生から約16時間で最高使用圧力の2倍に達し、このときの原子炉格納容器内温度は約175℃、ベースマツト侵食深さは約0.2mである。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- 水素濃度は、事故早期は約4vol%以上であるが、水蒸気濃度が高く水素燃焼の可能性は低い。RV破損直後から事故後期にかけて水素濃度は4vol%未満となり水素燃焼の可能性は低い。

⇒ ヘディング HB1, HB2, HB3 (水素燃焼) の分岐確率として [] に適用される [] を設定

- 原子炉下部キャビティに十分な水が流入せず水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒ ヘディング DC (キャビティ内水量) の分岐確率として, [] に適用される [] を設定

- ベースマツト溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。

⇒ ヘディング BM (ベースマツト溶融貫通) の分岐確率として, [] に適用される [] を設定

- 貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒ ヘディング OT (格納容器過温破損) の分岐確率として, [] に適用される [] を設定

(6) プラント損傷状態：TEI

TEIのシーケンスでは、トランジェントが発生し、原子炉格納容器内へのRWSP水の移送があり、格納容器スプレイによる継続的な除熱が行われるため、原子炉格納容器圧力は低く維持され、ベースマツトの侵食はない。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- 水素濃度は、事故早期から事故後期にかけて4vol%以上であり、水素燃焼の可能性が高い。

⇒ ヘディング HB1, HB2, HB3 (水素燃焼) の分岐確率として, [] に適用される [] を設定。

[] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

- ・原子炉容器破損時には原子炉下部キャビティに十分な水が流入せず，水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒ ヘディング DC（キャビティ内水量）の分岐確率として， に適用される を設定

- ・格納容器スプレイによる雰囲気除熱に成功しており，原子炉格納容器破損の可能性は低い。

⇒ ヘディング NCC（格納容器内気相部冷却）の失敗確率を に適用される を設定

なお，事故進展解析の対象外としたプラント損傷状態の格納容器イベントツリー分岐確率については，類似の PDS の解析結果から第 4.1.1. e-6 表のとおり推定して設定している。

4.1.1.f. 格納容器破損頻度

① 格納容器破損頻度の評価方法

格納容器破損頻度の定量化は CVET を使用し，炉心損傷頻度，格納容器イベントツリーヘディングに対する分岐確率を入力条件として，プラント損傷状態毎の条件付き格納容器破損確率 (CCFP)，格納容器破損頻度 (CFF) を算出する。

各ヘディングの分岐確率については，シビアアクシデント解析コードによる事故進展解析結果，シビアアクシデントの各物理現象に対する研究成果に関する知見等により設定する。

② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率

ヘディングの分岐確率は，シビアアクシデント現象に関する知見や事故進展解析結果及び工学的判断により設定した。十分に解明されていない物理化学現象に対する分岐確率のあてはめ方法として，NUREG/CR-4700 手法に代表される専門家の判断等の定性的評価を定量的な数値に置きかえ，分岐確率を定量化する手法を採用した。

評価で使用する分岐確率のあてはめ方法を第 4.1.1.f-1 表に示す。また，格納容器イベントツリーの分岐確率の設定について第 4.1.1.f-2 表に示す。（補足 4.1.1.f-1, 2）

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

③ 格納容器破損頻度の評価結果

プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度の評価結果を第 4.1.1.f-3 表及び第 4.1.1.f-1 図に、プラント損傷状態別の炉心損傷頻度の円グラフを第 4.1.1.f-2 図に、格納容器破損頻度の円グラフを第 4.1.1.f-3 図に示す。全格納容器破損頻度 (CFF) は 2.1×10^{-4} / 炉年、条件付き格納容器破損確率 (CCFP) は 0.94 であった。

本評価では AM 策を考慮しておらず、格納容器スプレイ系による格納容器内の除熱が継続される PDS (AEI, SEI, SLI 及び TEI) では大部分が原子炉格納容器の破損を回避できる (CCFP が 0.01~0.08) 一方、原子炉格納容器の除熱機能がないその他 PDS の CCFP は 1 となるため、全体の CCFP が高くなっている。

プラント損傷状態別炉心損傷頻度で全体の約 89% を占める SED は、原子炉補機冷却機能喪失により RCP シール LOCA が発生する一方、RWSP からの注入がなく炉心及び原子炉格納容器内が除熱されないことから、原子炉格納容器内の圧力及び温度が上昇する。事故進展解析の結果から貫通部過温破損より先行して「 δ モード (水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」に至る可能性が高く、「 δ モード (水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」の寄与が非常に高くなっている。また、全体の約 4.8% を占める TED も、事故進展解析の結果から「 δ モード (水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」に至る可能性が高い。

なお、PDS 別 CDF で全体の約 5.7% を占める TEI は、格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱が継続されることから原子炉格納容器の健全性が維持される可能性が高い (CCFP が 0.08)。(第 4.1.1.f-3 表, 第 4.1.1.f-4 図~f-6 図)

格納容器破損モード別及び格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度を第 4.1.1.f-4 表及び第 4.1.1.f-6 図に示す。全格納容器破損頻度のうち、「 δ モード (水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」の寄与が約 96.4%、「 σ モード (格納容器雰囲気直接加熱)」の寄与が約 1.0% を占め、以下、「 τ モード (過温破損)」、「 ε モード (ベースマット溶融貫通)」、「 β モード (格納容器隔離失敗)」、「 g モード (蒸気発生器伝熱管破損)」の寄与が続き、これら以外の破損モードの寄与は 0.1% 未満であった。

(1) SED (CFF : 2.0×10^{-4} (/ 炉年), 全 CFF への寄与割合 : 約 94.1%)

- ・ 代表的なシーケンス : 原子炉補機冷却機能喪失 + RCP シール LOCA (PDS 別 CDF への寄与割合 : 約 99.5%)

RCP シール LOCA により小破断 LOCA 相当の 1 次冷却材が流出して、炉心損傷に至る。その後も ECCS による炉内への RWSP 水の持ち込みがなく、格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱にも期待できない PDS であり、原子炉格納容器内に崩壊熱のエネルギーが蓄積していくことで原子炉格納容器の破損に至るが、原子炉格納容器貫通部の過温破損やベースマットの溶

融貫通に至る前に格納容器圧力が 2Pd に到達することで、原子炉格納容器は過圧破損に至る。

(2) TED (CFF: 1.1×10^{-5} (／炉年), 全 CFF への寄与割合: 約 5.1%)

- ・代表的なシーケンス: 手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 (PDS 別 CDF への寄与割合: 約 46.0%)

手動停止等のトランジェントが発生する一方、原子炉格納容器内への RWSP 水の持ち込みがなく、格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱にも期待できない PDS であり、原子炉格納容器内に崩壊熱のエネルギーが蓄積していくことで原子炉格納容器の破損に至るが、原子炉格納容器の過温破損やベースマットの溶融貫通に至る前に原子炉格納容器圧力が 2Pd に到達することで、原子炉格納容器は過圧破損に至る。

(3) TEI (CFF: 1.0×10^{-6} (／炉年), 全 CFF への寄与割合: 約 0.5%)

- ・代表的なシーケンス: 手動停止+補助給水失敗 (PDS 別 CDF への寄与割合: 約 61.2%)

手動停止等のトランジェントが発生し補助給水に失敗することで炉心損傷に至る。

格納容器スプレイ系は健全であり、原子炉格納容器内への RWSP 水の持込があり、格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱に期待できる PDS である。原子炉格納容器内から崩壊熱のエネルギーを取り除くことができるため、原子炉格納容器が過圧破損や過温破損に至ることはなく、原子炉格納容器が健全に維持される可能性が高い。

また、CFF をレベル 1 PRA の起因事象別に整理したものを第 4.1.1.f-5 表に示す。この整理結果によると、CFF に支配的な起因事象は原子炉補機冷却機能喪失であり、手動停止がこれに続いている。原子炉補機冷却機能喪失を起因とする事故シーケンスで CDF に寄与が大きい事故シーケンスは、原子炉補機冷却機能の喪失により RCP シール LOCA が発生する事故シーケンスである。また、手動停止では手動停止時に補助給水に失敗する事故シーケンスが CDF に寄与が大きい事故シーケンスとなる。前者が主に該当する PDS は SED であり、CFF に寄与が大きい PDS に該当する。また、後者が主に該当する PDS は TED 及び TEI である。TEI については、格納容器スプレイ系による格納容器内除熱が継続され、条件付き格納容器破損確率が減少 (0.08) するため、CFF に寄与が大きい PDS に該当せず、TED が寄与が大きい PDS となっている。したがって、レベル 1 PRA で CDF に寄与が大きい事故シーケンスのうち、格納容器スプレイ系による緩和手段に期待できない事故シーケンスがレベル 1.5PRA における CFF に対しても大きな寄与率をもっていることが確認される。

④ 重要度評価について

レベル 1.5PRA として重要度評価は実施していないが、レベル 1 PRA で算出された炉心損傷頻度を PDS として整理して格納容器破損頻度評価の入力としており、特に AM 策を考慮しない（条件付き格納容器破損確率（CCFP）が大きい）条件下ではレベル 1 PRA の結果に強く依存する。

- ・「 δ モード（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）」では CFF の約 95%が SED の「原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA」シーケンスであり、レベル 1 PRA の原子炉補機冷却機能喪失の場合と同様に RCP シール部（シール LOCA 発生）及び加圧器安全弁（閉失敗）、補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障の寄与が大きくなるものと考えられるが、いずれの場合においても代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の破損を防止することができる。
- ・「 σ モード（格納容器雰囲気直接加熱）」では CFF の約 96%が SED の「原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA」シーケンスであり、レベル 1 PRA の原子炉補機冷却機能喪失の場合と同様に RCP シール部（シール LOCA 発生）の寄与が大きくなるものと考えられるが、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の破損を防止することができる。

4.1.1.g .不確かさ解析及び感度解析

① 不確かさ解析

プラント損傷状態毎の炉心損傷頻度及び格納容器イベントツリーの分岐確率の不確かさに着目した不確かさ解析を実施した評価結果を第 4.1.1.g-1 表に示す。全格納容器破損頻度の平均値は点推定値と同等で 2.1×10^{-4} / 炉年，エラーファクターは 8.0 と評価され，95%上限値と 5%下限値の間には約 63 倍の不確かさがあるという結果になった。

(1) プラント損傷状態別の格納容器破損頻度の不確かさ解析

プラント損傷状態別の格納容器破損頻度の不確かさ解析結果を第 4.1.1.g-2 表及び第 4.1.1.g-1 図に示す。不確かさ解析の結果，プラント損傷状態別格納容器破損頻度の点推定値は不確かさ分布内にあり，プラント損傷状態別格納容器破損頻度の点推定値と不確かさ解析結果の傾向に大きな差はなく，SED が支配的であることが確認できた。したがって，プラント損傷状態別の格納容器破損頻度の特徴について不確かさが有意に影響することは考えにくい。

(2) 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確かさ解析

格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確実さ解析結果を第4.1.1.g-3表及び第4.1.1.g-2図に示す。

- ・不確実さ解析の結果、格納容器破損モード別の点推定値は概ね不確実さ分布内にあり、格納容器破損モード別の点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、過圧破損（ δ ）が支配的であることが確認できた。したがって、格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の特徴について不確実さが有意に影響することは考えにくい。
- ・点推定値が不確実さ分布内でない σ （格納容器雰囲気直接加熱）、 μ （格納容器直接接触）、 τ （過温破損）については、PDS別の炉心損傷頻度において支配的なSEDの溶融物分散放出の分岐確率について、点推定評価では事故進展解析結果に基づいて分散放出すると判断しているが、事故進展解析結果が判断基準値に非常に近く（判断基準 2.0MPa[gage]に対して2.1MPa[gage]）、溶融物分散放出の不確実さを考慮すると分散放出しない可能性が高いと評価したことによる影響である。ただし、これらの格納容器破損モードの格納容器破損頻度は全体の格納容器破損頻度に対して小さく、全体の格納容器破損頻度への影響はない。
- ・今回のPRAを格納容器破損モードの選定に適用する際には、格納容器破損頻度の絶対値よりも相対値に注目している。格納容器破損モードの選定において格納容器破損頻度が小さいことを不採用の理由としている g （温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR））と α （原子炉容器内水蒸気爆発）は、 g （温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR））に g （蒸気発生器伝熱管破損）の格納容器破損頻度を加えても、それぞれの格納容器破損頻度は全体の格納容器破損頻度に対して3～5桁小さく、不確実さを考えても全体の格納容器破損頻度に対して十分に小さいことを確認した。

(3) 格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度の不確実さ解析

格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度の不確実さ解析結果を第4.1.1.g-4表及び第4.1.1.g-3図に示す。

- ・不確実さ解析の結果、格納容器破損カテゴリ別の点推定値は概ね不確実さ分布内にあり、格納容器破損カテゴリ別の点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、「水蒸気（崩壊熱）による過圧」が支配的であることが確認できた。したがって、格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度の特徴について不確実さが有意に影響することは考えにくい。
- ・点推定値が不確実さ分布内でない「格納容器への直接接触」、「格納容器雰囲気直接加熱」、「貫通部過温」については、PDS別の炉心損傷頻度において支配的なSEDの溶融物分散放出の分岐確率について、点推定評価では事故進展解析結果に基づいて分散放出すると判断しているが、事故進展解析結果が判断基準値に非常に近く（判断基準 2.0MPa[gage]に対して2.1MPa[gage]）、

溶融物分散放出の不確かさを考慮すると分散放出しない可能性が高いと評価したことによる影響である。ただし、これらの格納容器破損カテゴリの格納容器破損頻度は全体の格納容器破損頻度に対して小さく、全体の格納容器破損頻度への影響はない。

② 感度解析

プラント損傷状態別格納容器破損頻度で支配的なプラント損傷状態 SED の溶融物分散放出に対する事故進展解析結果は、判断基準に非常に近い値であった（判断基準 2.0MPa[gage]に対して 2.1MPa[gage]）。SED はプラント損傷状態別格納容器破損頻度で支配的であり、プラント損傷状態 SED の工学的判断に基づく溶融物分散放出の分岐確率の設定が格納容器破損頻度の内訳を変化させる可能性があることから、感度解析の対象とした。

- ベースケース（ケース1）：プラント損傷状態 S**に対して、溶融物分散放出が発生しない分岐確率として を設定
- 感度解析（ケース2）：プラント損傷状態 S**に対して、溶融物分散放出が発生しない分岐確率として を設定。

格納容器破損頻度の感度解析を実施した評価結果を第 4.1.1.g-5 表、第 4.1.1.g-4 図に示す。評価の結果、全体の格納容器破損頻度はほとんど変化がなく、本現象の全体の格納容器破損頻度に与える影響は小さいことが確認できた。また、次のとおり格納容器破損モードごとに多少の増減はあるが、全体的な傾向は変わらず、 δ （水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）が支配的であり格納容器破損頻度の内訳に与える影響は小さいことが確認できた。

- ・ プラント損傷状態別炉心損傷頻度で支配的なプラント損傷状態 SED において、溶融物分散放出が発生しない可能性が高くなったことから、 σ （格納容器雰囲気直接加熱）、 τ （過温破損）、 μ （格納容器直接接触）が減少した。また、逆に溶融物分散放出の発生により緩和されていた ε （ベースマット溶融貫通）が増加した。
- ・ SED と同じ小破断 LOCA のプラント損傷状態であり、溶融物分散放出に関して SED と同じ分岐確率を設定しているが、原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティ内に水がある SEW, SEI, SLW, SLI において溶融物分散放出が発生しない可能性が高くなったことから、 η （原子炉容器外水蒸気爆発）が増加した。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 4.1.1. a-1 表 原子炉格納容器の主要仕様

項目	仕様等
型式	鋼製上部半球形下部さら形円筒形
自由体積	約66000m ³
最高使用圧力	0.283MPa[gage]
最高使用温度	132℃
限界圧力	0.566MPa[gage] (最高使用圧力の2倍)
限界温度	200℃

第 4.1.1.b-1 表 事故シーケンスの識別子

(事故のタイプと 1 次冷却系圧力の分類)

識別子	内 容
A	1 次冷却系の破断口径が大きく、1 次冷却系の減圧が早いため低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。 起因事象としては、大中破断 LOCA で代表される。(低圧)
S	1 次冷却系の破断口径が小さく、1 次冷却系の減圧が遅く、中圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。 起因事象としては小破断 LOCA で代表されるが、事象の類似性及び 1 次冷却系から原子炉格納容器への流出の観点からトランジェントが起因事象であるが、従属的に小破断 LOCA (RCP シール LOCA 及び加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA) に至ったシーケンスも含む。(中圧)
T	過渡事象が起因となり、高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。 なお、従属的に LOCA に至ったシーケンスは S の「事故のタイプ」に分類する。(高圧)
G	FP の移行経路が原子炉格納容器をバイパスし、2 次冷却系から大気中に FP が直接放出される SGTR シーケンスである。(中圧)
V	FP の移行経路が原子炉格納容器をバイパスし、補助建屋から大気中に FP が直接放出されインターフェイスシステム LOCA シーケンスである。(低圧)

(炉心損傷時期の分類)

識別子	内 容
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの

(格納容器内事故進展の分類)

識別子	内 容
D	ECCS や格納容器スプレイ系による格納容器内注水がなく、熔融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。格納容器内熱除去が行われていない状態で、炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性があるもの。
W	ECCS や格納容器スプレイ系による格納容器内注水があり、熔融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。格納容器内熱除去が行われていない状態で、炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性があるもの。
I	ECCS や格納容器スプレイ系による格納容器内注水があり、熔融炉心の冷却が達成される可能性があるもの。格納容器内熱除去が行われている状態で、炉心損傷後に格納容器破損に至る可能性があるもの。
C	ECCS や格納容器スプレイ系による格納容器内注水があり、熔融炉心の冷却が達成される可能性があるもの。格納容器内熱除去が行われていない状態で、格納容器破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの。

第 4.1.1.b-2 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
(1/2)

PDS	事故シーケンス
AED	大破断 LOCA + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
	中破断 LOCA + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
AEW	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
	大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
	大破断 LOCA + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断 LOCA + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
	中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
AEI	中破断 LOCA + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗
	大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗
	大破断 LOCA + 低圧注入失敗
	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗
	中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗
ALC	中破断 LOCA + 高圧注入失敗
	中破断 LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗
	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
SED	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
	原子炉補機冷却機能喪失 + RCP シール LOCA
	原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃し弁 / 安全弁 LOCA
	小破断 LOCA + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
SEW	小破断 LOCA + 補助給水失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
	小破断 LOCA + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断 LOCA + 補助給水失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断 LOCA + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断 LOCA + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

第 4.1.1.b-2 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
(2/2)

PDS	事故シーケンス
SEI	小破断 LOCA+高圧注入失敗
	小破断 LOCA+補助給水失敗
	小破断 LOCA+補助給水失敗+高圧注入失敗
SLW	小破断 LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断 LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
SLI	小破断 LOCA+高圧再循環失敗
SLC	小破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗
TED	手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
	過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失
	主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗
	ATWS+格納容器スプレイ注入失敗
	2次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
	外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗
	2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗
TEW	手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
	過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
	ATWS+格納容器スプレイ再循環失敗
	2次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
	主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
	外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
	2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
TEI	手動停止+補助給水失敗
	過渡事象+補助給水失敗
	2次冷却系の破断+補助給水失敗
	主給水流量喪失+補助給水失敗
	外部電源喪失+補助給水失敗
	ATWS
	2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗
G	蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗
	蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗
V	インターフェイスシステム LOCA

第 4.1.1.b-3 表 炉心損傷に至る事故シーケンス

事故シーケンス	特徴
AED	大中破断 LOCA 後格納容器内注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉は低圧状態で、炉心損傷は早期である。
AEW	大中破断 LOCA 後、格納容器内注水はできるが格納容器内熱除去機能は喪失するシーケンスである。原子炉は低圧状態で、炉心損傷は早期である。
AEI	大中破断 LOCA 後、格納容器内注水があり格納容器内熱除去が行われているシーケンスである。原子炉は低圧状態で、炉心損傷は早期である。
ALC	大中破断 LOCA 後、格納容器内注水はできるが格納容器内熱除去機能は喪失するシーケンスである。原子炉は低圧状態で、炉心損傷は後期である。
SED	小破断 LOCA 後、格納容器内注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉は中圧状態で、炉心損傷は早期である。
SEW	小破断 LOCA 後、格納容器内注水はできるが格納容器内熱除去機能は喪失するシーケンスである。原子炉は中圧状態で、炉心損傷は早期である。
SEI	小破断 LOCA 後、格納容器内注水があり格納容器内熱除去が行われているシーケンスである。原子炉は中圧状態で、炉心損傷は早期である。
SLW	小破断 LOCA 後、格納容器内注水はできるが格納容器内熱除去機能は喪失するシーケンスである。原子炉は中圧状態で、炉心損傷は後期である。
SLI	小破断 LOCA 後、格納容器内注水があり格納容器内熱除去が行われているシーケンスである。原子炉は中圧状態で、炉心損傷は後期である。
SLC	小破断 LOCA 後、格納容器内注水はできるが格納容器内熱除去機能は喪失するシーケンスである。原子炉は中圧状態で、炉心損傷は後期である。
TED	過渡事象後、格納容器内注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉は高圧状態で、炉心損傷は早期である。
TEW	過渡事象後、格納容器内注水はできるが格納容器内熱除去機能は喪失するシーケンスである。原子炉は高圧状態で、炉心損傷は早期である。
TEI	過渡事象後、格納容器内注水があり格納容器内熱除去が行われているシーケンスである。原子炉は高圧状態で、炉心損傷は早期である。
V	FP の移行経路が原子炉格納容器をバイパスし、補助建屋から大気中に FP が直接放出されるインターフェイスシステム LOCA シーケンスである。
G	FP の移行経路が原子炉格納容器をバイパスし、2次冷却系から大気中に FP が直接放出される SGTR シーケンスである。

第 4.1.1.b-4 表 プラント損傷状態の分類結果

No	PDS	事故のタイプ	RCS 圧力	炉心損傷 時期	格納容器内事故進展		
					RWSP 水の 原子炉格納容 器への移送	原子炉格納容器 破損時期	原子炉格納容 器内熱除去 手段
1	AED	大中破断 LOCA	低圧	早期	×	炉心損傷後	×
2	AEW	大中破断 LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	×
3	AEI	大中破断 LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	○
4	ALC	大中破断 LOCA	低圧	後期	○	炉心損傷前	×
5	SED	小破断 LOCA	中圧	早期	×	炉心損傷後	×
6	SEW	小破断 LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	×
7	SEI	小破断 LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	○
8	SLW	小破断 LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷後	×
9	SLI	小破断 LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷後	○
10	SLC	小破断 LOCA	中圧	後期	○	炉心損傷前	×
11	TED	トランジェント	高圧	早期	×	炉心損傷後	×
12	TEW	トランジェント	高圧	早期	○	炉心損傷後	×
13	TEI	トランジェント	高圧	早期	○	炉心損傷後	○
14	V	インターフェイスシ ステム LOCA	低圧	—			
15	G	SGTR	中圧	—			

注：ハッチングは格納容器先行破損又は格納容器バイパスに該当する PDS であることから、解釈 1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とする。

第 4.1.1.b-5 表 プラント損傷状態の発生頻度

プラント 損傷状態	炉心損傷頻度 (/炉年)	割合
AED	5.3E-09	<0.1%
AEW	6.8E-08	<0.1%
AEI	4.3E-08	<0.1%
ALC	2.0E-08	<0.1%
SED	2.0E-04	88.6%
SEW	3.4E-09	<0.1%
SEI	1.3E-06	0.6%
SLW	1.7E-07	0.1%
SLI	3.7E-09	<0.1%
SLC	6.2E-08	<0.1%
TED	1.1E-05	4.8%
TEW	1.3E-08	<0.1%
TEI	1.3E-05	5.7%
V	3.0E-11	<0.1%
G	3.9E-07	0.2%
合計	2.3E-04	100.0%

第 4.1.1. c-1 表 原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の抽出

破損状態	破損形態	記号	破損形態の解説
格納容器 バイパス	蒸気発生器伝熱管破損	g	蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
	誘因蒸気発生器 伝熱管破損		炉心損傷後の蒸気発生器伝熱管クリーブ破損による格納容器バイパス
	格納容器隔離失敗	β	原子炉格納容器の隔離に失敗
	インターフェイス システム LOCA	ν	インターフェイスシステム LOCA 後の炉心損傷による格納容器バイパス
格納容器 破損	水蒸気による過圧	δ	炉心損傷後の崩壊熱除去失敗に伴う格納容器過圧破損
	先行破損	θ	炉心損傷前の崩壊熱除去失敗に伴う格納容器過圧破損
	ベースマット溶融貫通	ε	溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
	格納容器貫通部過温	τ	崩壊熱による格納容器貫通部過温破損
	炉内水蒸気爆発	α	原子炉容器内での水蒸気爆発による格納容器破損
	炉外水蒸気爆発	η	格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる格納容器破損
	水素燃焼 (原子炉容器破損以前)	γ	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）による格納容器過圧破損
	水素燃焼 (原子炉容器破損直後)	γ'	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）による格納容器過圧破損
	水素燃焼 (原子炉容器破損後期)	γ''	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）による格納容器過圧破損
	格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損
	格納容器直接接触	μ	溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損

第 4.1.1.c-2 表 プラント損傷状態と負荷の対応

プラント損傷状態	炉心損傷まで	原子炉容器破損まで	原子炉容器破損直後	原子炉容器破損以降
大中断 LOCA (A)	格納容器隔離失敗 (β)	水素燃焼 (γ)	水素燃焼 (γ')	水素燃焼 (γ'')
小中断 LOCA (S)	先行破損 (θ) (A/Sのみ可能性あり)	炉内水蒸気爆発 (α) 誘因蒸気発生器伝熱管破損 (g) (Tのみ可能性あり)	炉外水蒸気爆発 (η) 格納容器直接接触 (μ) (S/Tのみ可能性あり)	格納容器の水蒸気による過 圧 (δ) 格納容器貫通部過温 (ϵ)
トランジェント (T)			格納容器雰囲気直接加熱 (σ) (S/Tのみ可能性あり)	ベースマット溶融貫通 (ϵ)
蒸気発生器伝熱管破損 (G)	2次冷却系から環境へ の FP 放出 (g)			
インターフェイス システム LOCA (V)	補助建屋から環境への 大量 FP 放出 (v)			

第 4.1.1.c-3 表 格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準

破損カテゴリー	対応する 破損モード	判断基準
水蒸気（崩壊熱）による過圧	δ, θ	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍を上回ること。
コンクリート侵食	ϵ	溶融炉心によるコンクリート侵食深さがベースマット厚さを上回ること。
貫通部過温	τ	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が 200°C を上回ること。
漏えい箇所 の隔離機能喪失	ν, g	炉心損傷後に、漏えい箇所（破損蒸気発生器，余熱除去隔離弁）の隔離に失敗していること。
格納容器隔離機能喪失	β	炉心損傷後に、格納容器の隔離に失敗していること。
水蒸気爆発 （水蒸気スパイク）	α, η	炉内水蒸気爆発によってミサイルとなった原子炉容器上蓋のエネルギーが原子炉格納容器の破損エネルギーを上回ること。 炉外水蒸気爆発によって発生した機械的エネルギーが 1 次遮蔽壁スリーブ若しくは原子炉下部キャビティ壁の破損エネルギーを上回ること。 水蒸気スパイクによって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍を上回ること。
格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍を上回ること。
可燃性ガスの高濃度での燃焼	$\gamma, \gamma', \gamma''$	可燃性ガスの高濃度での燃焼によって格納容器が破損すること。（注 1）
格納容器への直接接触	μ	格納容器直接接触によって格納容器が破損すること。（注 2）

（注 1）爆轟が発生すると衝撃波やそれによる飛来物が発生し，原子炉格納容器に動的な荷重がかかる。

（注 2）原子炉容器破損時に分散放出した溶融炉心が原子炉格納容器本体に付着し，ライナーを溶融侵食する。

第 4.1.1. c-4 表 格納容器破損モードの選定

格納容器の状態		破損モード	記号	概要
格納容器健全		格納容器健全	ϕ	格納容器が健全に維持されて事故が収束
格納容器バイパス		蒸気発生器伝熱管破損	g	蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
		誘因蒸気発生器伝熱管破損		炉心損傷後の蒸気発生器伝熱管クリープ破損による格納容器バイパス
		インターフェイスシステム LOCA	v	インターフェイスシステム LOCA 後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	β	事故後に格納容器の隔離に失敗
格納容器物理的破損	格納容器先行破損	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	水蒸気蓄積によって準静的加圧で格納容器が炉心損傷前に破損
	炉心損傷後の格納容器破損	原子炉容器内水蒸気爆発	α	原子炉容器内の水蒸気爆発によって格納容器が破損
		水素燃焼（原子炉容器破損以前）	γ	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）によって格納容器が破損
		水素燃焼（原子炉容器破損直後）	γ'	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）によって格納容器が破損
		原子炉容器外水蒸気爆発	η	格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによって格納容器が破損
		格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって格納容器が破損
		溶融物直接接触	μ	格納容器構造物へ溶融炉心が直接接触して格納容器が破損
		水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後）	γ''	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）によって格納容器が破損
		ベースマット溶融貫通	ε	溶融炉心・コンクリート相互作用でベースマットが溶融貫通
		過温破損	τ	格納容器貫通部が過温で破損
水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積によって準静的加圧で格納容器が破損		

(注) 格納容器破損モードには格納容器が破損に至る場合に加え、分類上、格納容器の健全性が維持される場合、バイパスする場合及び格納容器隔離失敗する場合を含めた。

第 4.1.1.d-1 表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
炉心冷却失敗	・安全注入系の喪失	
配管クリープ破損	・1次冷却系高圧 (ホットレグ, サージライン破損)	1次冷却系減圧
バイパス	・プラント損傷状態で定義されるバイパス事象 ・1次冷却系高圧 (温度誘因蒸気発生器伝熱管破損)	ν, g モードによる格納容器破損の可能性
炉内水蒸気爆発	・溶融炉心が RV 下部ヘッドへ落下 ・1次冷却系低圧	α モードによる格納容器破損の可能性
水素燃焼	・水素濃度 4 vol% 上方, 6 vol% 側方, 8 vol% 下方伝播 ・水蒸気濃度 55 vol% 以下	$\gamma, \gamma', \gamma''$ モードによる格納容器破損の可能性
RV 破損	・炉心溶融進展が炉心への注水により停止しない	溶融炉心の原子炉容器外への放出
溶融物分散放出	・RV 破損時に1次冷却系高圧	溶融炉心のキャビティ外への放出
キャビティ内水量	・RWSP 水が格納容器内に持ち込まれるプラント損傷状態	溶融炉心とキャビティ水の接触
炉外水蒸気爆発	・RV 破損時にデブリが重力落下 ・溶融炉心落下質量大	η モードによる格納容器破損の可能性
格納容器雰囲気直接加熱	・溶融物分散放出あり	σ モードによる格納容器破損の可能性
格納容器への直接接触	・溶融物分散放出あり	μ モードによる格納容器破損の可能性
格納容器内気相部冷却	・プラント損傷状態で定義される格納容器内除熱事象	原子炉格納容器圧力上昇抑制
ベースマット溶融貫通	・RV 破損 ・格納容器内に水なし (不確かさが大きい ため, 水ありの場合でも現象が進む可能性あり)	ϵ モードによる格納容器破損
格納容器過温破損	・RV 破損 ・原子炉格納容器内に水なし	τ モードによる格納容器破損
格納容器過圧破損	・崩壊熱による水蒸気生成 ・非凝縮性ガス生成	δ, θ モードによる格納容器破損

第 4.1.1.d-2 表 ヘディングの選定及び定義

No	ヘディング	記号	ヘディングの定義	
原子炉容器破損前 (T1)	1	CV 隔離	CI	事故後の格納容器隔離が正常に実施されなかった場合、失敗とする。
	2	1 次冷却系の圧力状態	FD	TI-SGTR や 1 次冷却系クリーブ破損による 1 次冷却材圧力低下が生じなかった場合、失敗とする。
	3	バイパス	BP	格納容器バイパス事象が発生した場合、失敗とする。起因事象がバイパスシーケンスである場合、及び TI-SGTR によりバイパス事象となる場合が該当する。
	4	炉心への注水	LR	過熱炉心に注水した時の水素生成量増大の観点から、ECCS 再循環が行えなかった場合、失敗とする。
	5	炉内水蒸気爆発	ISX	炉内水蒸気爆発によって原子炉格納容器の破損が生じた場合、失敗とする。
	6	水素燃焼	HB1	原子炉容器破損前に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合、失敗とする。
	7	CV 破損	OP1	原子炉容器破損前に、水素燃焼による原子炉格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
	8	RV 破損	RV	ECCS 再循環が行えず、炉心水位が回復しなかった場合失敗とする。
原子炉容器破損直後 (T2)	9	溶融物分散放出	RPV	RV 破損の時点で 1 次冷却材圧力が 2.0MPa [gage] 以下であった場合、溶融炉心が重力落下する（分岐に失敗する）ものとする。（注 1）
	10	キャビティ内水量	DC	RV 破損の時点で、キャビティに十分に水がたまっておらず溶融物が冠水しない場合、失敗とする。
	11	炉外水蒸気爆発	ESX	炉外水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損する場合、失敗とする。
	12	CV 直接加熱	DCH	格納容器雰囲気直接加熱によって原子炉格納容器が破損する場合、失敗とする。
	13	水素燃焼	HB2	原子炉容器破損直後に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合、失敗とする。
	14	CV 破損	OP2	原子炉容器破損直後に、水素燃焼あるいは格納容器直接接触による原子炉格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
事故後期 (T3)	15	CV 内気相部冷却	NCC	原子炉格納容器内気相部冷却が行えない場合、失敗とする。（注 2）
	16	水素燃焼	HB3	事故後期に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合、失敗とする。
	17	CV 破損	OP3	事故後期に、水素燃焼による原子炉格納容器破損が生じた場合、失敗とする。
	18	ベースマット溶融貫通	BM	キャビティ床面において溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し、ベースマットが溶融貫通する場合、失敗とする。
	19	CV 過温破損	OT	原子炉格納容器内温度が上昇し、原子炉格納容器が過温破損する場合、失敗とする。

(注 1) 2.0MPa [gage] は海外での実験、指標値を参考とした溶融炉心が分散放出しない目安値である。

(注 2) NCC に失敗し、ヘディング 17, 18, 19 で CV 破損に至らない場合は過圧破損となる。

第 4.1.1.d-3 表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を与える側)	CV 隔離	1次冷却系 の圧力状態	バイパス	炉心への注水	炉内水蒸気爆発	水素燃焼	CV破損	RV破損	溶融物分散放出	キャピティ内水量	炉外水蒸気爆発	CV直接加熱	水素燃焼	CV破損	CV内気相部冷却	水素燃焼	CV破損	ベースマット 溶融貫通	CV過温破損	備考	
ヘディング (影響を受ける側)	(CI)	(FD)	(BP)	(LR)	(ISX)	(HB1)	(OP1)	(RV)	(RPV)	(DC)	(ESX)	(DCH)	(HB2)	(OP2)	(NCC)	(HB3)	(OP3)	(BM)	(OT)		
CV隔離 (CI)																				なし	
1次冷却系の圧力状態 (FD)		○																			(CV隔離 (CI) 成功の場合に適用 (従属), 他のヘディングも同様)
バイパス (BP)		○	○																		1次冷却系圧力状態 (すなわちFD) にTI-SGTRが従属
炉心への注水 (LR)		○																			なし
炉内水蒸気爆発 (ISX)		○	○																		水蒸気爆発確率は, 1次冷却系圧力状態 (すなわちFD) に従属
水素燃焼 (HB1)		○		○																	ジルコニウム-水反応による水素発生量は炉心への注水 (LR) に従属
CV破損 (OP1)		○				○															水素燃焼 (HB1) の有無及びDDTの発生確率 (水素発生量の増加すなわちLR) に従属
RV破損 (RV)		○		○																	炉心溶融進展の停止可能性 (すなわちLR) に従属
溶融物分散放出 (RPV)		○	○					○													RV破損の有無 (RV), 1次冷却系圧力状態 (すなわちFD) に従属
キャピティ内水量 (DC)		○		○				○													RV破損の有無 (RV), 炉心への注水 (すなわちLR) に従属
炉外水蒸気爆発 (ESX)		○						○	○												RV破損の有無 (RV), 溶融物分散放出 (RPV) の有無とキャピティ水量 (DC) に従属
CV直接加熱 (DCH)		○						○	○												RV破損の有無 (RV), 溶融物分散放出 (RPV) の有無とキャピティ水量 (DC) に従属
水素燃焼 (HB2)		○		○	○			○													RV破損の有無 (RV), ジルコニウム-水反応の促進の有無 (すなわちLR), 過去の水素燃焼による水素の消費 (HB1) に従属
CV破損 (OP2)		○		○				○	○				○								RV破損の有無 (RV), 溶融物分散放出 (RPV) の有無, 水素燃焼 (HB2) の有無 (水素発生量の増加すなわちLR) に従属
CV内気相部冷却 (NCC)		○						○	○	○											気相部冷却あるいは炉心溶融炉心冷却性を表すため, 溶融炉心の有無 (すなわちRV破損の有無 (RV)), 溶融炉心分散量 (すなわちRPV), 溶融炉心冠水の有無 (すなわちDC) に従属
水素燃焼 (HB3)		○		○	○			○					○								RV破損の有無 (RV), ジルコニウム-水反応の促進の有無 (すなわちLR), 過去の水素燃焼による水素の消費 (HB1, HB2), 水蒸気凝縮による水素濃度の増加の有無 (NCC) に従属
CV破損 (OP3)		○		○				○									○				RV破損の有無 (RV), 水素燃焼 (HB3) の有無及びDDTの発生確率 (水素発生量の増加すなわちLR), 水蒸気凝縮による水素濃度の増加の有無 (NCC) に従属
ベースマット溶融貫通 (BM)		○						○	○	○											床上の溶融炉心の有無 (すなわちRV破損の有無 (RV)), 溶融炉心量 (すなわち溶融炉心分散の有無 (RPV)), 溶融炉心冠水の有無 (すなわちDC) に従属
CV過温破損 (OT)		○						○	○	○											原子炉格納容器内の水の有無 (すなわちDC) 及び, 溶融炉心の場所 (すなわちRV破損の有無 (RV), 溶融炉心飛散の有無 (RPV)) に従属

第 4.1.1. e-1 表 事故進展解析の対象とした事故シーケンス

No.	PDS	PDS ごとに選定した事故シーケンス	解析実施
1	AED	大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	○
2	AEW	大破断 LOCA+ECCS 再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	○
3	AEI	大破断 LOCA+ECCS 注入失敗	○
4	ALC	大破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	—
5	SED	小破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	○
6	SEW	小破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	—
7	SEI	小破断 LOCA+ECCS 注入失敗	—
8	SLW	小破断 LOCA+ECCS 再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	—
9	SLI	小破断 LOCA+ECCS 再循環失敗	—
10	SLC	小破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	—
11	TED	全交流動力電源喪失+補助給水系作動失敗	○
12	TEW	全給水喪失+格納容器スプレイ再循環失敗	—
13	TEI	全給水喪失	○

第 4.1.1.e-2 表 基本解析条件

項 目	条件	備考
炉心燃料条件 燃料 (UO ₂) 重量 被覆管 (ジルコニウム) 重量 炉心崩壊熱	MOX 装荷炉心燃料 8.32×10 ⁴ kg 2.00×10 ⁴ kg 平均炉心評価用	日本原子力学会推奨 の崩壊熱曲線* ¹
炉心熱出力 1 次冷却材圧力 1 次冷却材平均温度 ループ全流量	2,652×1.02MWt 15.41+0.21MPa [gage] 302.3+2.2℃ 45.7×10 ⁶ kg/h	102%出力運転 設計値+計測誤差 設計値+計測誤差 100% T. D. F. ベース
蒸気発生器伝熱管施栓率	10%	
原子炉格納容器区画室分割 原子炉格納容器区画全自由体積 原子炉格納容器初期圧力 原子炉格納容器初期温度 原子炉格納容器ヒートシンク温度	5 分割 67,400m ³ 9.8kPa [gage] 49℃ 49℃	最小評価値 最大値 (保安規定値考慮) 通常運転時 CV 内 最高温度 通常運転時 CV 内 最高温度
蓄圧タンク作動基数 蓄圧タンク保持圧力 蓄圧タンク保有水量	3 基 4.04MPa [gage] 29.0m ³ /基	最小値 最小値

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

第 4.1.1.e-3 表 各事故シナリオの事故進展解析条件

PDS	起因事象	高压注入	低压注入	蓄圧注入	格納容器 スプレイ注入	高压再循環	低压再循環	格納容器 スプレイ再循環	補助給水
AED	ホットレグ 完全両端破断	不動作	不動作	3 基	不動作	不動作	不動作	不動作	作動
AEW	ホットレグ 完全両端破断	2 系統	2 系統	3 基	2 系統	不動作	不動作	不動作	作動
AEI	ホットレグ 完全両端破断	不動作	不動作	3 基	2 系統	不動作	不動作	2 系統	作動
SED	ホットレグ 2 inch 破断	不動作	不動作	3 基	不動作	不動作	不動作	不動作	作動
TED	全交流動力 電源喪失	不動作	不動作	3 基	不動作	不動作	不動作	不動作	不動作
TEI	全給水喪失	不動作	不動作	3 基	2 系統	不動作	不動作	2 系統	不動作

第 4.1.1.e-4 表 事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

主要事象	AED	AEW	AEI	SED	TED	TEI
原子炉トリップ	0.0 秒	0.4 秒	0.4 秒	0.0 秒	0.0 秒	46 秒
補助給水系作動	1.0 分	1.0 分	1.0 分	1.0 分	—	—
充てん系作動	—	—	—	—	—	—
高圧注入系作動	—	0.4 秒	—	—	—	—
低圧注入系作動	—	11 秒	—	—	—	—
蓄圧注入作動	9.4 秒	9.4 秒	9.5 秒	1.2 時間	4.7 時間	3.3 時間
蓄圧注入終了	1.4 分	1.1 分	1.4 分	3.6 時間	4.7 時間	3.3 時間
ラプチャージェイスク破損	—	—	—	—	1.7 時間	35 分
格納容器スプレイ作動	—	3.8 秒	3.8 秒	—	—	3.0 時間
再循環切替	—	—	34 分	—	—	3.6 時間
炉心露出	5.6 分	27 分	5.5 分	42 分	2.2 時間	1.1 時間
被覆管破損	11 分	36 分	11 分	54 分	2.5 時間	1.3 時間
炉心溶融開始	19 分	45 分	19 分	1.1 時間	3.0 時間	1.6 時間
下部ヘッドへの溶融物移動開始	55 分	1.5 時間	55 分	2.0 時間	4.6 時間	3.0 時間
原子炉容器破損	1.6 時間	2.8 時間	1.6 時間	3.6 時間	4.7 時間	3.3 時間
格納容器最高使用圧力到達	2.2 時間	5.9 時間	—	4.1 時間	6.3 時間	—
2Pd（格納容器最高使用圧力の 2 倍）到達*1	9.5 時間	14 時間	—	13 時間	16 時間	—
格納容器雰囲気温度 200℃到達*2	—	—	—	—	—	—

*1：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。

*2：格納容器雰囲気温度 200℃到達時間を格納容器過温破損時間とする。

第 4.1.1.e-5 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			原子炉容器破損後 (30 分)			原子炉容器破損後後期※1		
	1次冷却材圧力 (MPa (gage))	原子炉下部 キヤピタイ 内水量 (t)	格納容器 雰囲気温度 (°C)	原子炉下部 キヤピタイ 侵食深さ (m)	水素濃度 (vol%)	水蒸気濃度 (vol%)	全炉心 Zr75%補正 水素濃度 (vol%)※2	水素濃度 (vol%)	水蒸気濃度 (vol%)	全炉心 Zr75%補正 水素濃度 (vol%)※2	水素濃度 (vol%)	水蒸気濃度 (vol%)	全炉心 Zr75%補正 水素濃度 (vol%)※2
AED	0.2	57.6	170.2	0.2	2.5	47.7	5.7	2.2	57.6	4.6	2.6	75.3	2.9
AEW	0.1	179.9	157.7	0.0	3.4	35.4	6.9	3.1	43.8	6.1	1.4	74.8	2.8
AEI	0.1	169.4	—	—	4.2	18.6	8.7	4.1	23.3	8.2	4.6	16.1	9.0
SED	2.1	28.2	166.9	0.2	3.1	51.4	5.2	3.0	56.7	4.7	2.5	75.6	2.8
TED	17.1	8.3	174.7	0.2	4.4	68.3	6.4	3.9	48.5	5.5	3.1	74.5	3.1
TEI	15.6	41.8	—	—	5.7	13.0	8.1	6.9	15.8	8.9	7.0	15.9	8.9

※1 AED, AEW, SED 及び TED は原子炉格納容器破損時点 (10 時間程度) の値。AEI 及び TEI は原子炉格納容器が破損しないため事故後 72 時間の値。

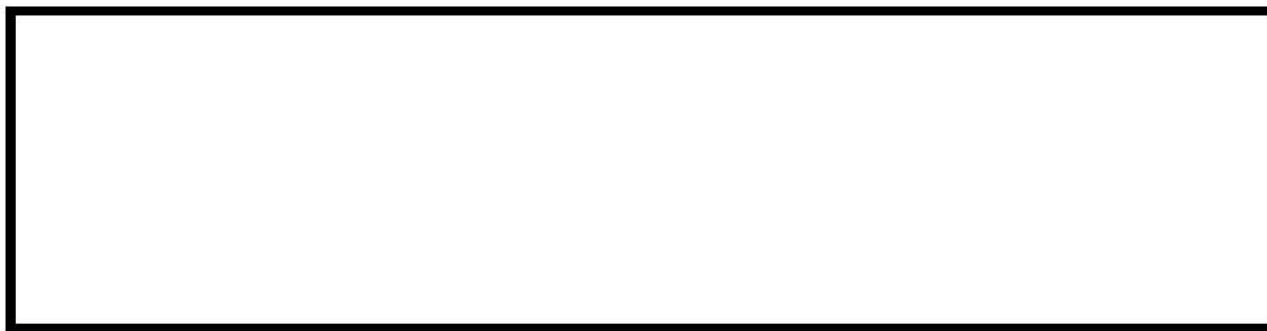
※2 発生する水素量を補正するにあたっては、炉外での水素生成にあたる MCC1 による水素量を含む。ただし、TED においては、原子炉容器破損後後期の発生水素量の合計が全炉心 Zr 量の 75%を上回ることから、補正を行っていない。


第 4.1.1.e-6 表 事故進展解析を実施していない PDS の分岐確率の考え方

--

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 4.1.1. f-1 表 分岐確率のあてはめ方法



 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 4.1.1. f-2 表 格納容器イベントツリー分岐確率の設定 (1/5)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器 隔離 (CI)			NUREGレポート等の文献に記載の国内PWRプラントと同じ大型ドライ型PWRプラントにおける知見から分岐確率を設定する。
1次冷却系の 圧力状態 (FD)			NUREGレポート等の文献から、1次冷却系の圧力状態により分岐確率を設定する。
格納容器 バイパス (BP)			NUREGレポート等の文献に基づき定量化して設定する。設定に当たっては、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性、格納容器バイパス、先行破損の有無を考慮する。
炉心への 注水 (LR)	低圧シーケンス (A**)	ECCS再循環に失敗する確率	低圧シーケンス (A**) では高圧/低圧再循環に失敗する確率を設定する。一方、中高圧シーケンス (S**, T**) では、以下の理由により注水失敗確率を1とする。 中圧シーケンス (S**) の炉心損傷シーケンスでは高圧注入に失敗しており、1次冷却系が比較的高いため低圧注入も入らない。高圧シーケンス (T**) では、補助給水の失敗などにより2次冷却系による冷却に失敗することから低圧注入及び高圧注入は入らずに炉心損傷に至る。 (注水が無い場合に1を設定)
	中高圧シーケンス (S**, T**)	1	
炉内 水蒸気爆発 (ISX)			国内外の専門家による評価を基に、水蒸気爆発により原子炉格納容器の破損に至る確率を設定する。1次冷却材の圧力状態等を考慮して設定する。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 4.1.1.f-2 表 格納容器イベントツリー分岐確率の設定 (2/5)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
原子炉容器破損前の水素燃焼 (HB1)			事故進展解析の結果を参照し、水素燃焼が発生する確率を設定する。
格納容器破損 (OP1)			水素濃度10vol%以下では火炎の伝播が遅いため、水素燃焼による原子炉格納容器破損の可能性は低い。また、水素濃度13vol%以上では水素爆轟が発生し、原子炉格納容器が破損する可能性が考えられる。 このため、事故進展解析結果による発生水素濃度により原子炉格納容器破損の確率を設定する。また、炉心損傷後に炉心への注水がある場合にはジルコニウム-水反応割合を考慮して設定する。
原子炉容器破損 (RV)			IMI事故報告書等を参考に、原子炉容器が破損する確率を設定する。
溶融物分散放出 (RPV)			国内外の実験等から原子炉容器破損時、溶融炉心の原子炉格納容器ドーム部への噴出が防止できる1次冷却材圧力がおよそ2.0MPa (gage) 以下であることを判断基準として採用し、分岐確率は事故進展解析による圧力算出により設定する。大中破断LOCAでは1次冷却系が低圧なため分散放出は起こらないとする。 (溶融物分散放出が起こらない場合を1と設定)
キャビティ内水量 (DC)			事故進展解析の知見により、原子炉下部キャビティへの水の持ち込みの有無の観点から設定する。また、プラント損傷状態によっては、従前のヘディングの成否や不確かさを考慮して、分岐確率を設定する。

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 4.1.1. f-2 表 格納容器イベントツリー分岐確率の設定 (3/5)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
炉外水蒸気爆発 (ESX)			実験の結果から炉外水蒸気爆発の発生確率は低いと考えられるが、原子炉格納容器破損の分岐確率を原子炉容器破損前の圧力状態を考慮して設定する。
格納容器直接加熱 (DCH)			原子炉下部キャビティへの水の持ち込み状態及びNUREG等の文献をもとに不確かさを考慮し、格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損の分岐確率を設定する。
原子炉容器破損直後の水素燃焼 (HB2)			原子炉容器破損直後に水素燃焼が発生する分岐確率を設定する。原子炉容器破損前の水素燃焼の有無に着目して分岐確率を設定する。
格納容器破損 (OP2)			原子炉格納容器への負荷により原子炉格納容器の破損が起きる場合の確率を設定する。また、格納容器直接接触による原子炉格納容器の破損については、BWR Mark I 特有の問題と捉えられていること等を考慮して設定する。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 4.1.1. f-2 表 格納容器イベントツリー分岐確率の設定 (4/5)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器内気相部冷却 (NCC)			<p>格納容器除熱（格納容器スプレイ）に失敗する場合、あるいは原子炉格納容器除熱に成功しても炉心デブリ冷却に失敗した場合に格納容器内気相部冷却が失敗したと判断する。熔融炉心の冷却性としては、熔融炉心の分散の有無、熔融炉心の落下時の冠水状態、熔融炉心が長期間冷却されることの不確かさを考慮する。格納容器除熱機能はプラント損傷状態（原子炉格納容器への水の持ち込みの有無等）を考慮して設定する。</p> <p>格納容器除熱（格納容器スプレイ）に失敗する場合、あるいは格納容器除熱に成功しても熔融炉心冷却に失敗した場合に格納容器内気相部冷却が失敗したと判断する。</p>
原子炉容器破損後長期の水素燃焼 (HB3)			<p>事故進展解析の結果等を踏まえて、事故後期（格納容器破損後長期）に水素燃焼が発生する場合の確率を設定する。</p>
格納容器破損 (OP3)			<p>事故進展解析の結果等を踏まえて、原子炉格納容器の負荷によって原子炉格納容器が破損する確率を設定する。</p>

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 4.1.1. f-2 表 格納容器イベントツリー分岐確率の設定 (5/5)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
ベースマツト溶融貫通 (BM)			<p>ベースマツト溶融貫通が格納容器過圧破損より先行して発生する確率を設定する。RV破損がない場合は本ヘディングの分岐は存在しないため、RV破損がある場合について考慮している。溶融炉心の原子炉格納容器内分散や溶融炉心の冠水により溶融貫通する可能性は小さくなることから、プラント損傷状態（原子炉格納容器への水の持ち込みの有無等）を考慮して設定する。</p>
格納容器過温破損 (OT)			<p>格納容器過温破損が格納容器過圧破損より先行して発生する確率を設定する。RV破損がない場合は本ヘディングの分岐は存在しないため、RV破損がある場合について考慮している。溶融炉心分散量とキャビティ内水量の観点からプラント損傷状態（原子炉格納容器への水の持ち込み等）を考慮して設定する。</p>

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

第 4.1.1.f-3 表 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度

プラント 損傷状態	炉心損傷 頻度 (/炉年)	割合※ (%)	条件付き 格納容器 破損確率	格納容器 破損頻度 (/炉年)	割合 (%)
AED	5.3E-09	<0.1	1.00	5.3E-09	<0.1
AEW	6.8E-08	<0.1	1.00	6.8E-08	<0.1
AEI	4.3E-08	<0.1	0.02	8.7E-10	<0.1
ALC	2.0E-08	<0.1	1.00	2.0E-08	<0.1
SED	2.0E-04	88.6	1.00	2.0E-04	94.1
SEW	3.4E-09	<0.1	1.00	3.4E-09	<0.1
SEI	1.3E-06	0.6	0.01	7.3E-09	<0.1
SLW	1.7E-07	0.1	1.00	1.7E-07	0.1
SLI	3.7E-09	<0.1	0.01	2.1E-11	<0.1
SLC	6.2E-08	<0.1	1.00	6.2E-08	<0.1
TED	1.1E-05	4.8	1.00	1.1E-05	5.1
TEW	1.3E-08	<0.1	1.00	1.3E-08	<0.1
TEI	1.3E-05	5.7	0.08	1.0E-06	0.5
V	3.0E-11	<0.1	1.00	3.0E-11	<0.1
G	3.9E-07	0.2	1.00	3.9E-07	0.2
合計	2.3E-04	100.0	0.94	2.1E-04	100.0

※ 炉心損傷頻度，格納容器破損頻度への寄与が大きい PDS における代表的な事故シ
ーンケンスは以下のとおり

SED：原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA

TED：手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

TEI：手動停止＋補助給水失敗

第 4.1.1. f-4 表 格納容器破損モード別，破損カテゴリ別の格納容器破損頻度

破損モード別	格納容器 破損頻度 (/炉年)	割合 (%)
α (原子炉容器内水蒸気爆発)	1.7E-09	<0.1
β (格納容器隔離失敗)	1.1E-06	0.5
γ (水素燃焼 (原子炉容器破損以前))	3.5E-10	<0.1
γ' (水素燃焼 (原子炉容器破損直後))	3.3E-10	<0.1
γ'' (水素燃焼 (原子炉容器破損後長時間経過後))	6.7E-08	<0.1
δ (水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)	2.0E-04	96.4
ϵ (ベースマット溶融貫通)	1.8E-06	0.9
θ (水蒸気蓄積による格納容器先行破損)	8.2E-08	<0.1
η (原子炉容器外水蒸気爆発)	1.3E-09	<0.1
σ (格納容器雰囲気直接加熱)	2.0E-06	1.0
ν (インターフェイスシステム LOCA)	3.0E-11	<0.1
g (蒸気発生器伝熱管破損)	4.5E-07	0.2
τ (過温破損)	2.0E-06	0.9
μ (溶融物直接接触)	2.0E-08	<0.1
カテゴリ別		
水蒸気 (崩壊熱) による過圧	2.1E-04	96.5
コンクリート侵食	1.8E-06	0.9
漏えい箇所の隔離機能喪失	4.5E-07	0.2
可燃性ガスの高濃度での燃焼	6.8E-08	<0.1
格納容器隔離機能喪失	1.1E-06	0.5
水蒸気爆発	3.0E-09	<0.1
貫通部過温	2.0E-06	0.9
格納容器への直接接触	2.0E-08	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱	2.0E-06	1.0
合計	2.1E-04	100.0

第 4.1.1.f-5 表 起因事象別格納容器破損頻度

起因事象別	格納容器破損頻度 (／炉年)	割合 (%)
原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04	94.1
手動停止	5.6E-06	2.7
外部電源喪失	3.5E-06	1.6
過渡事象	2.4E-06	1.1
SGTR	3.8E-07	0.2
主給水流量喪失	2.7E-07	0.1
小破断LOCA	2.5E-07	0.1
2次冷却系の破断	1.1E-07	<0.1
中破断LOCA	7.6E-08	<0.1
大破断LOCA	1.8E-08	<0.1
ATWS	7.5E-09	<0.1
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	<0.1
合計	2.1E-04	100.0

第 4.1.1. g-1 表 格納容器破損頻度不確かさ解析

		全格納容器破損頻度 (CFF) (/炉年)
点推定解析		2.1E-04
不確かさ 解析	平均値	2.1E-04
	5%確率値	1.2E-05
	中央値	7.4E-05
	95%確率値	7.6E-04
	EF	8.0

第 4.1.1. g-2 表 プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確かさ解析

プラント 損傷状態	格納容器破損頻度 (／炉年)				
	5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
AED	1.3E-10	1.6E-09	1.9E-08	4.9E-09	5.3E-09
AEW	1.2E-09	1.7E-08	2.4E-07	6.2E-08	6.8E-08
AEI	2.3E-11	3.1E-10	1.0E-08	3.2E-09	8.7E-10
ALC	1.7E-10	3.5E-09	7.2E-08	1.8E-08	2.0E-08
SED	4.6E-06	5.9E-05	7.5E-04	1.9E-04	2.0E-04
SEW	1.8E-11	4.6E-10	1.2E-08	3.3E-09	3.4E-09
SEI	2.2E-10	7.0E-09	2.8E-07	8.8E-08	7.3E-09
SLW	1.3E-09	2.8E-08	5.9E-07	1.5E-07	1.7E-07
SLI	7.5E-13	1.8E-11	1.2E-09	2.5E-10	2.1E-11
SLC	4.9E-10	9.9E-09	2.0E-07	5.2E-08	6.2E-08
TED	1.2E-06	6.1E-06	3.2E-05	1.0E-05	1.1E-05
TEW	8.7E-10	6.0E-09	4.2E-08	1.2E-08	1.3E-08
TEI	5.0E-08	5.2E-07	3.4E-06	9.8E-07	1.0E-06
V	1.1E-13	3.5E-12	1.0E-10	3.1E-11	3.0E-11
G	6.5E-09	9.4E-08	1.3E-06	3.4E-07	3.9E-07
合計	1.2E-05	7.4E-05	7.6E-04	2.1E-04	2.1E-04

第 4.1.1. g-3 表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確かさ解析

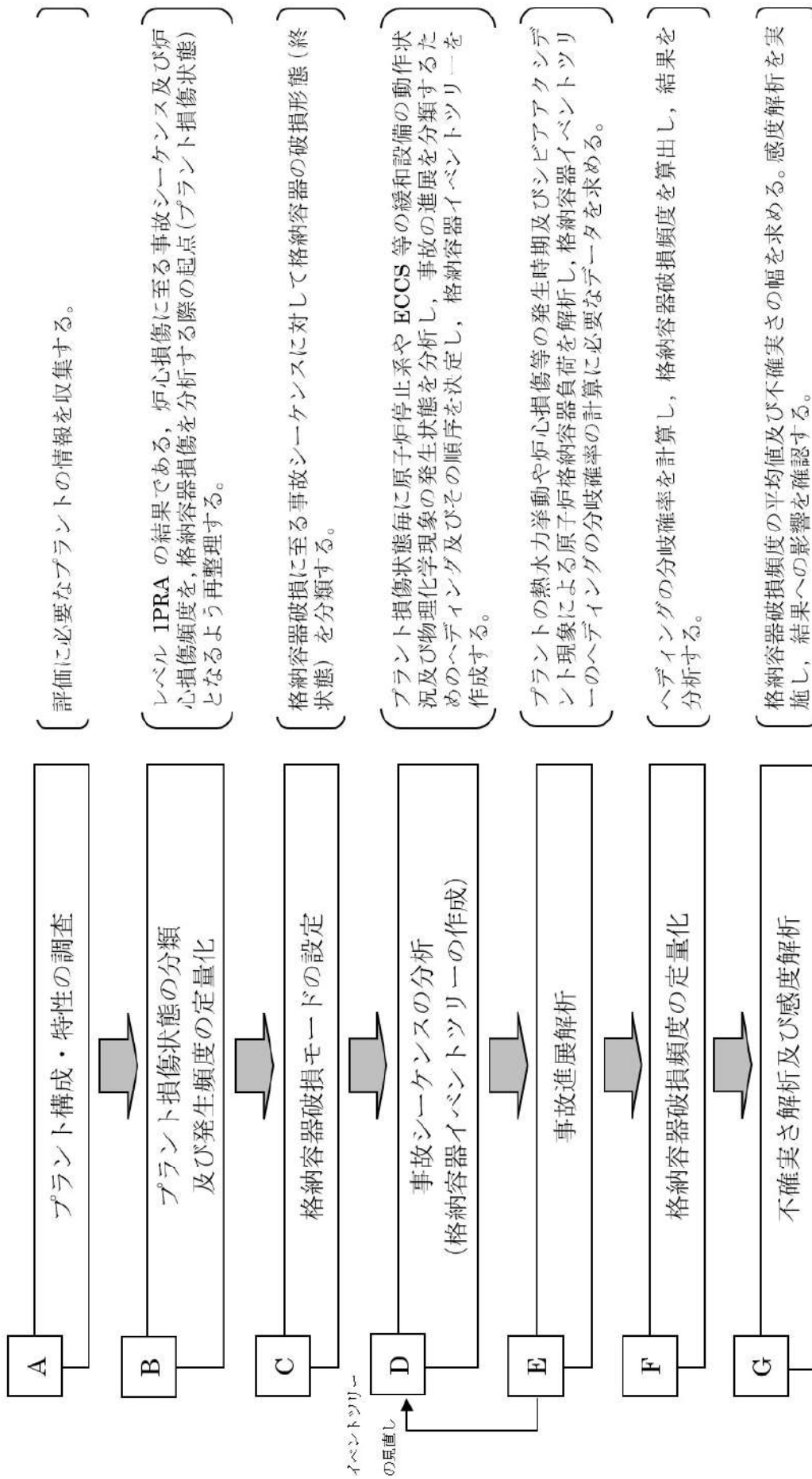
格納容器 破損モード	格納容器破損頻度（／炉年）				
	5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
α	1.2E-10	1.0E-09	5.6E-09	1.7E-09	1.7E-09
β	9.4E-08	4.1E-07	3.9E-06	1.1E-06	1.1E-06
γ	4.6E-11	3.0E-10	4.6E-09	2.0E-09	3.5E-10
γ'	4.5E-11	3.0E-10	8.3E-09	7.3E-09	3.3E-10
γ''	6.0E-10	1.4E-08	1.7E-07	4.5E-08	6.7E-08
δ	9.7E-06	6.6E-05	6.7E-04	1.8E-04	2.0E-04
ϵ	8.6E-07	6.5E-06	7.0E-05	1.9E-05	1.8E-06
θ	2.2E-09	2.1E-08	2.6E-07	7.0E-08	8.2E-08
η	4.5E-11	4.0E-10	7.5E-09	2.8E-09	1.3E-09
σ	2.8E-09	4.6E-08	1.2E-06	4.5E-07	2.0E-06
ν	1.1E-13	3.5E-12	1.0E-10	3.1E-11	3.0E-11
g	1.6E-08	2.1E-07	2.2E-06	6.5E-07	4.5E-07
τ	2.8E-09	2.8E-08	6.7E-07	2.1E-07	2.0E-06
μ	3.1E-11	3.3E-10	6.4E-09	2.1E-09	2.0E-08
合計	1.2E-05	7.4E-05	7.6E-04	2.1E-04	2.1E-04

第 4.1.1. g-4 表 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確かさ解析

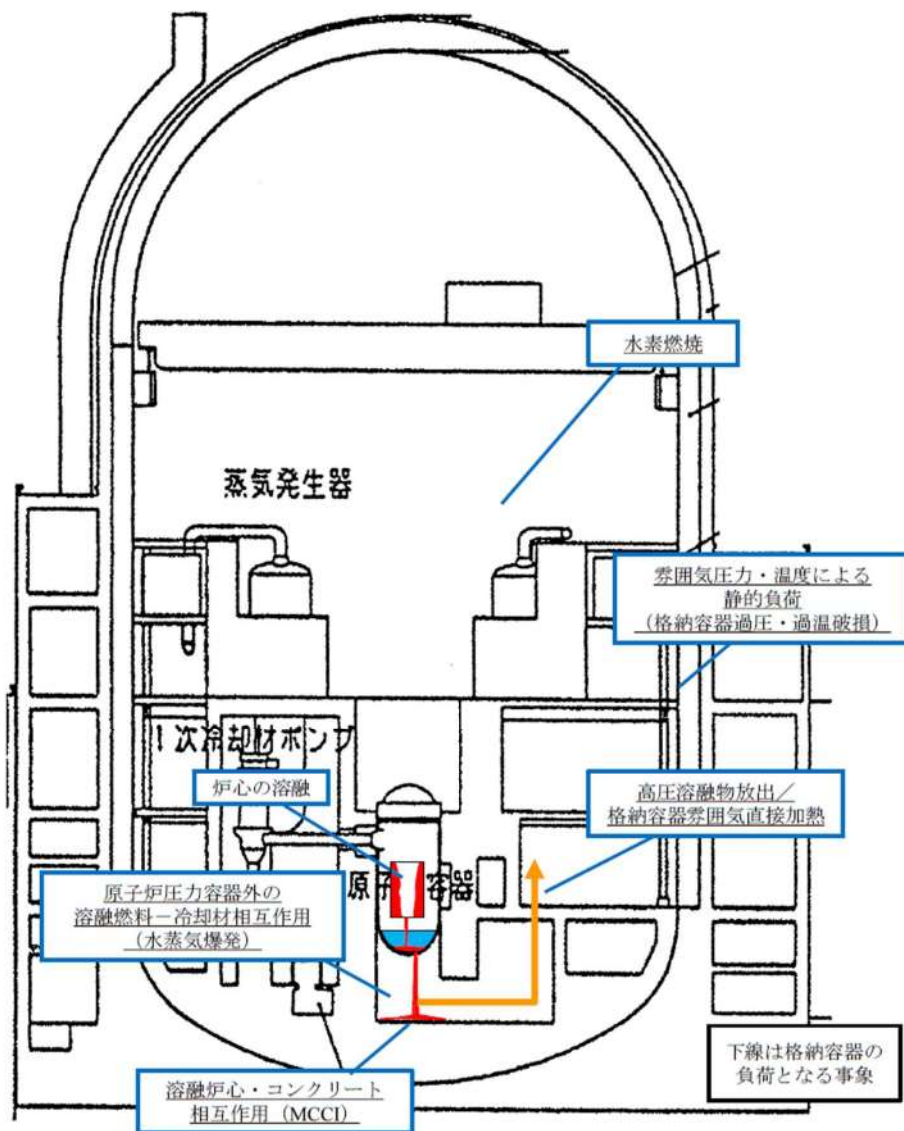
格納容器 破損カテゴリ	格納容器破損頻度（/炉年）				
	5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
水蒸気（崩壊熱）による過圧	9.8E-06	6.6E-05	6.7E-04	1.8E-04	2.1E-04
コンクリート侵食	8.6E-07	6.5E-06	7.0E-05	1.9E-05	1.8E-06
漏えい箇所の隔離機能喪失	1.6E-08	2.1E-07	2.2E-06	6.5E-07	4.5E-07
可燃性ガスの高濃度での燃焼	1.4E-09	1.8E-08	2.1E-07	5.4E-08	6.8E-08
格納容器隔離機能喪失	9.4E-08	4.1E-07	3.9E-06	1.1E-06	1.1E-06
水蒸気爆発	4.3E-10	1.9E-09	1.2E-08	4.5E-09	3.0E-09
貫通部過温	2.8E-09	2.8E-08	6.7E-07	2.1E-07	2.0E-06
格納容器への直接接触	3.1E-11	3.3E-10	6.4E-09	2.1E-09	2.0E-08
格納容器雰囲気直接加熱	2.8E-09	4.6E-08	1.2E-06	4.5E-07	2.0E-06
合計	1.2E-05	7.4E-05	7.6E-04	2.1E-04	2.1E-04

第 4.1.1. g-5 表 格納容器破損モード別，格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度の比較

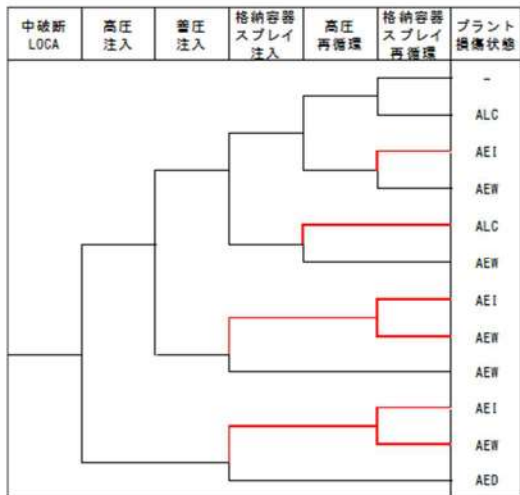
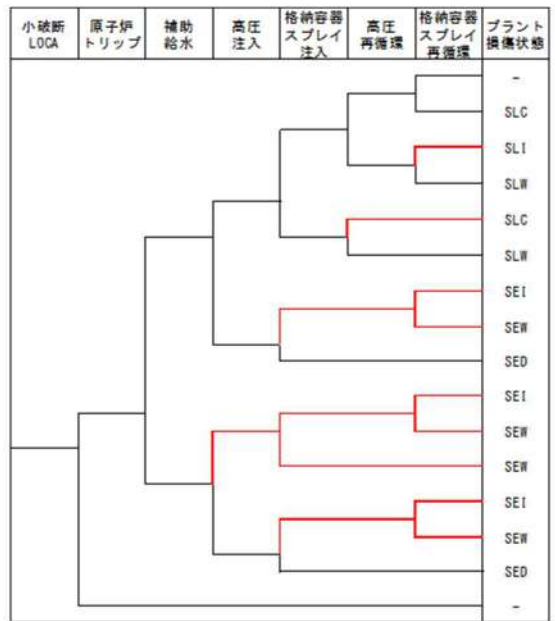
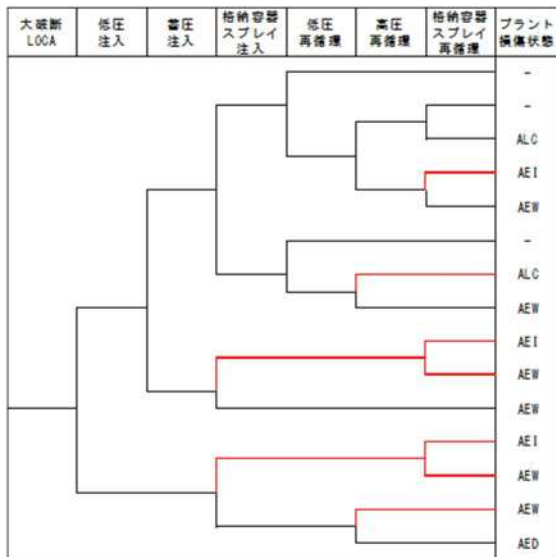
破損モード別	ケース 1 (ベースケース)		ケース 2		ケース 2 / ケース 1 (—)
	格納容器 破損頻度 (/炉年)	割合 (%)	格納容器 破損頻度 (/炉年)	割合 (%)	
α (原子炉容器内水蒸気爆発)	1.7E-09	<0.1	1.7E-09	<0.1	1.00
β (格納容器隔離失敗)	1.1E-06	0.5	1.1E-06	0.5	1.00
γ (水素燃焼 (原子炉容器破損以前))	3.5E-10	<0.1	3.5E-10	<0.1	1.00
γ' (水素燃焼 (原子炉容器破損直後))	3.3E-10	<0.1	3.3E-10	<0.1	1.00
γ'' (水素燃焼 (原子炉容器破損後長時間経過後))	6.7E-08	<0.1	6.8E-08	<0.1	1.01
δ (水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)	2.0E-04	96.4	2.0E-04	92.7	0.96
ϵ (ベースマット溶融貫通)	1.8E-06	0.9	1.2E-05	5.5	6.29
θ (水蒸気蓄積による格納容器先行破損)	8.2E-08	<0.1	8.2E-08	<0.1	1.00
η (原子炉容器外水蒸気爆発)	1.3E-09	<0.1	8.5E-09	<0.1	6.52
σ (格納容器雰囲気直接加熱)	2.0E-06	1.0	1.1E-06	0.5	0.52
ν (インターフェイスシステム LOCA)	3.0E-11	<0.1	3.0E-11	<0.1	1.00
g (蒸気発生器伝熱管破損)	4.5E-07	0.2	4.5E-07	0.2	1.00
τ (過温破損)	2.0E-06	0.9	1.0E-06	0.5	0.52
μ (溶融物直接接触)	2.0E-08	<0.1	1.0E-08	<0.1	0.52
カテゴリ別					
水蒸気 (崩壊熱) による過圧	2.1E-04	96.5	2.0E-04	92.8	0.96
コンクリート侵食	1.8E-06	0.9	1.2E-05	5.5	6.29
漏えい箇所の隔離機能喪失	4.5E-07	0.2	4.5E-07	0.2	1.00
可燃性ガスの高濃度での燃焼	6.8E-08	<0.1	6.8E-08	<0.1	1.01
格納容器隔離機能喪失	1.1E-06	0.5	1.1E-06	0.5	1.00
水蒸気爆発	3.0E-09	<0.1	1.0E-08	<0.1	3.38
貫通部過温	2.0E-06	0.9	1.0E-06	0.5	0.52
格納容器への直接接触	2.0E-08	<0.1	1.0E-08	<0.1	0.52
格納容器雰囲気直接加熱	2.0E-06	1.0	1.1E-06	0.5	0.52
合計	2.1E-04	100.0	2.1E-04	100.0	1.00



第 4.1.1-1 図 内部事象レベル 1.5PRA 評価フロー



第 4.1.1. a-1 図 格納容器の形状及び溶融炉心の移動経路



第 4. 1. 1. b-1 図 レベル 1. 5PRA 評価用のレベル 1 PRA イベントツリー (1/2)

原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉 トリップ	補助給水	加圧器逃がし弁 /安全弁 LOCA	RCP シール LOCA	プラント 損傷状態
					-
					SED
					SED
					TED
					-

蒸気発生器 伝熱管破損	原子炉 トリップ	補助給水	破損SG 隔離	プラント 損傷状態
				G
				G
				-

外部電源 喪失	原子炉 トリップ	非常用所 内電源	補助給水	格納容器 スプレイ 注入	格納容器 スプレイ 再循環	プラント 損傷状態
						-
						TEI
						TEW
						TED
						TED
						-

主給水喪失 過渡事象	原子炉 トリップ	補助給水	格納容器 スプレイ 注入	格納容器 スプレイ 再循環	プラント 損傷状態
					TEI
					TEW
					TED
					-

2次冷却系 の破断	原子炉 トリップ	主蒸気隔離	補助給水	格納容器 スプレイ 注入	格納容器 スプレイ 再循環	プラント 損傷状態
						-
						TEI
						TEW
						TED
						TEI
						TEW
						TED
						-

インターフェイスシステム LOCA	原子炉 トリップ	プラント 損傷状態
		V
		-

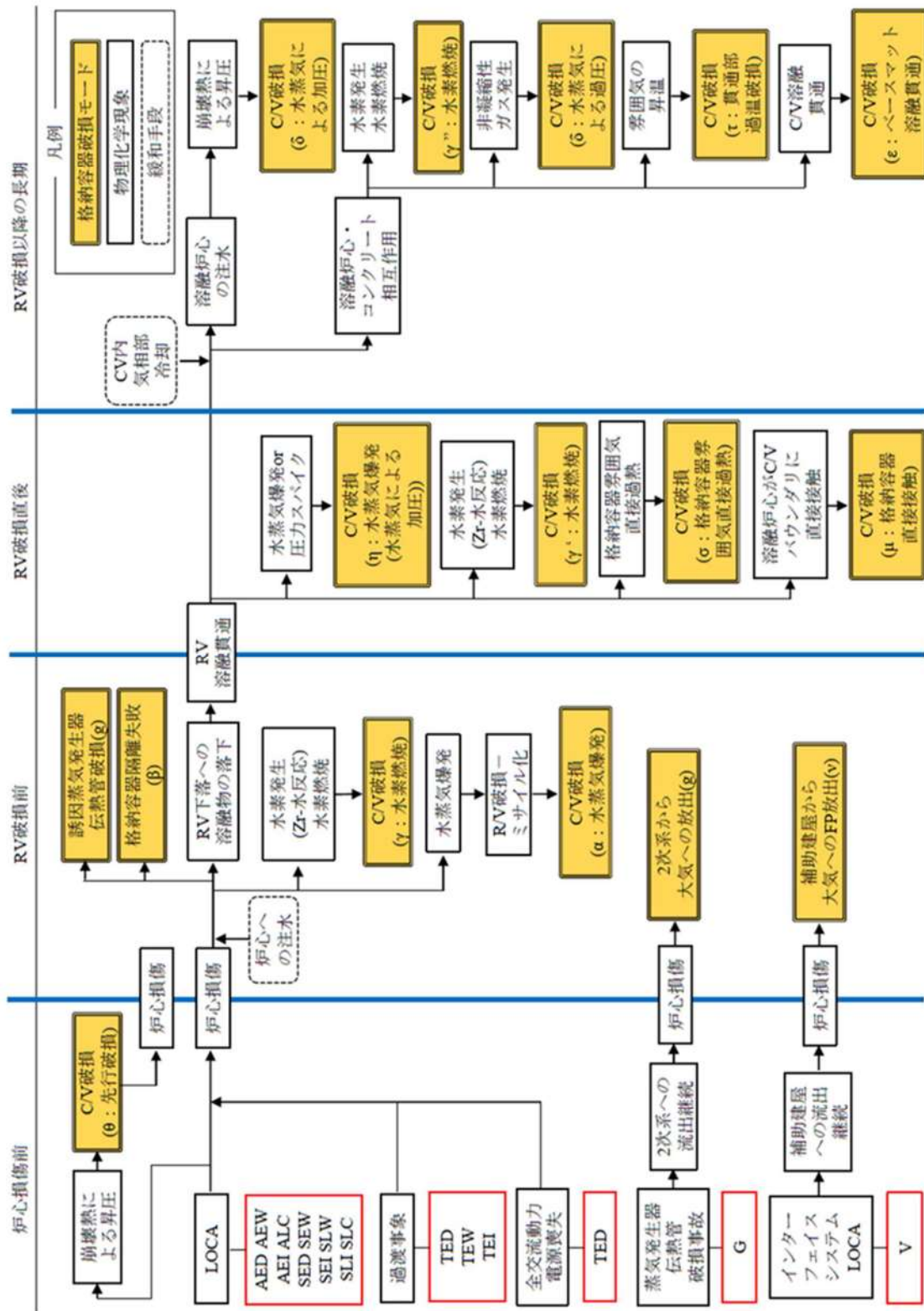
ATWS	格納容器 スプレイ 注入	格納容器 スプレイ 再循環	プラント 損傷状態
			TEI
			TEW
			TED

手動停止	補助給水	格納容器 スプレイ 注入	格納容器 スプレイ 再循環	プラント 損傷状態
				-
				TEI
				TEW
				TED

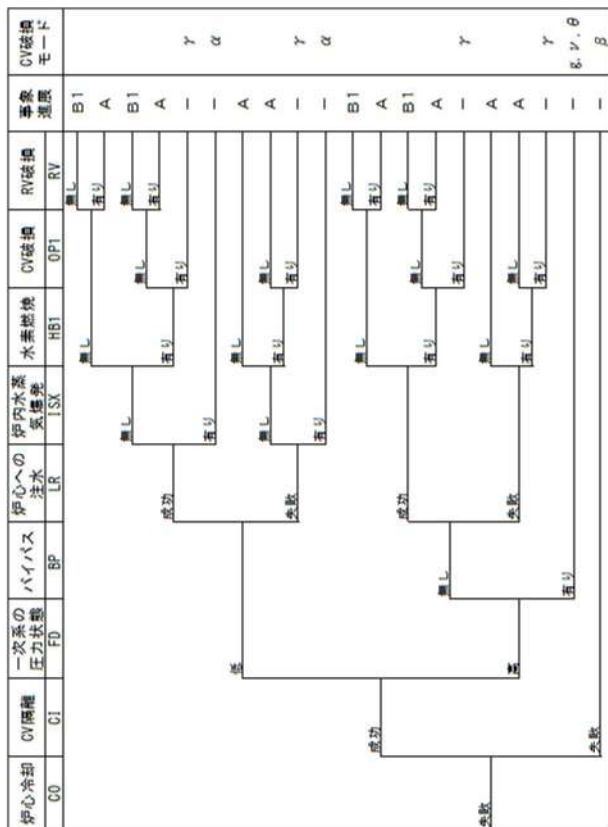
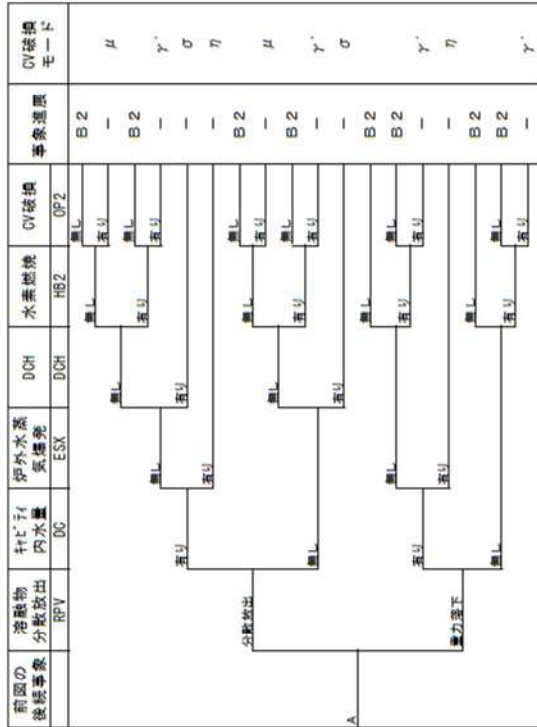
第 4.1.1. b-1 図 レベル 1.5PRA 評価用のレベル 1 PRA イベントツリー (2/2)

炉心損傷事故シナリオ	1次冷却材圧力	炉心損傷時期	格納容器破損時期	溶融炉心冷却手段	格納容器内除熱手段	プラント損傷状態
A S T G V	高圧 TED、TEW、TEI	(早期)	(炉心損傷後)	有	有 TEI	TEI
				無	無 TEW	TEW
		(後期)	炉心損傷前 SLC、G	有	有 SLC	SLC
				無	無 G	G
	中圧 SED、SEW、SEI SLW、SLI、SLC G	後期	炉心損傷後 SLW、SLI	有	有 SLI	SLI
				無	無 SLW	SLW
		早期	(炉心損傷後)	有	有 SEW、SEI	SEI
				無	無 SEW	SEW
				無	無 SED	SED
				有	有 SED	ALC
低圧 AED、AEW、AEI、ALC V	後期	炉心損傷前 V	有	有 AEI	AEI	
			無	無 AEW	AEW	
	早期	炉心損傷後 AED、AEW、AEI	有	有 AEI	AEI	
			無	無 AEW	AEW	
			無	無 AED	AED	
			有	有 AED	AED	

第 4.1.1.b-2 図 プラント損傷状態の分類

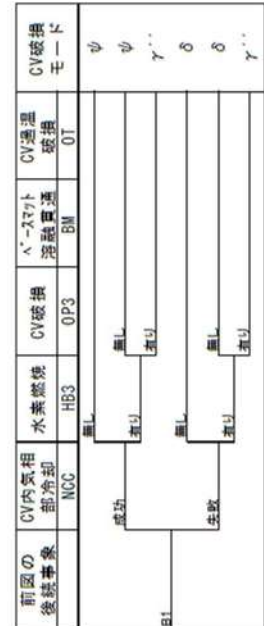
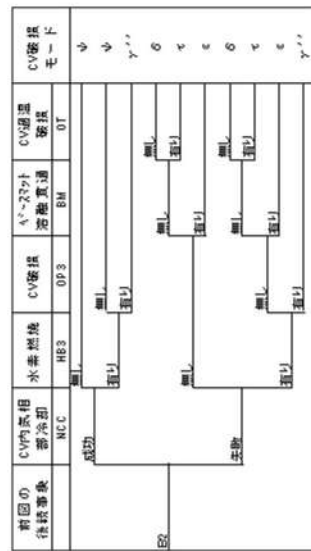


第 4.1.1.c-1 図 PWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展

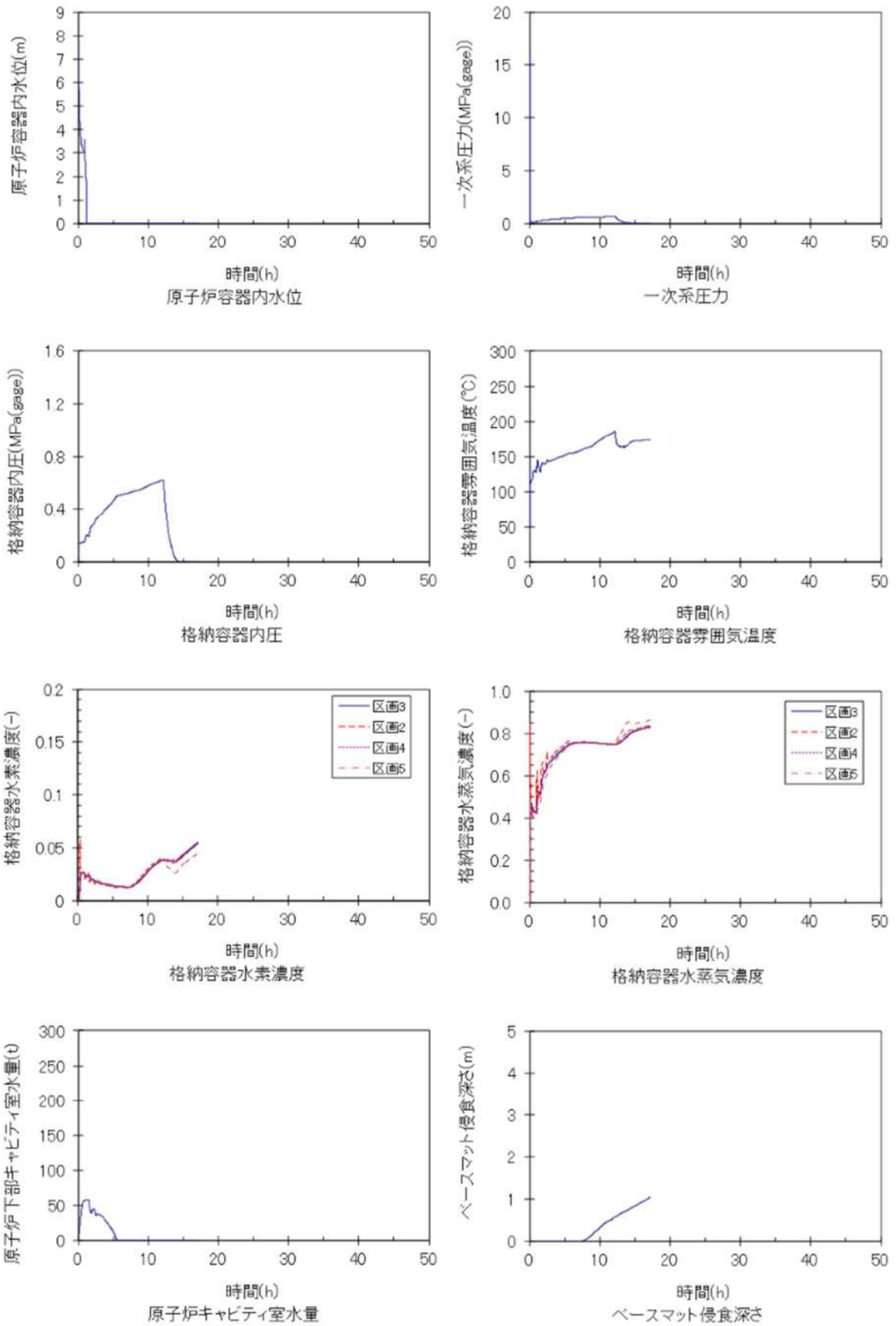


(注1) 事故進展の一は、その時点での格納容器破損を意味する。

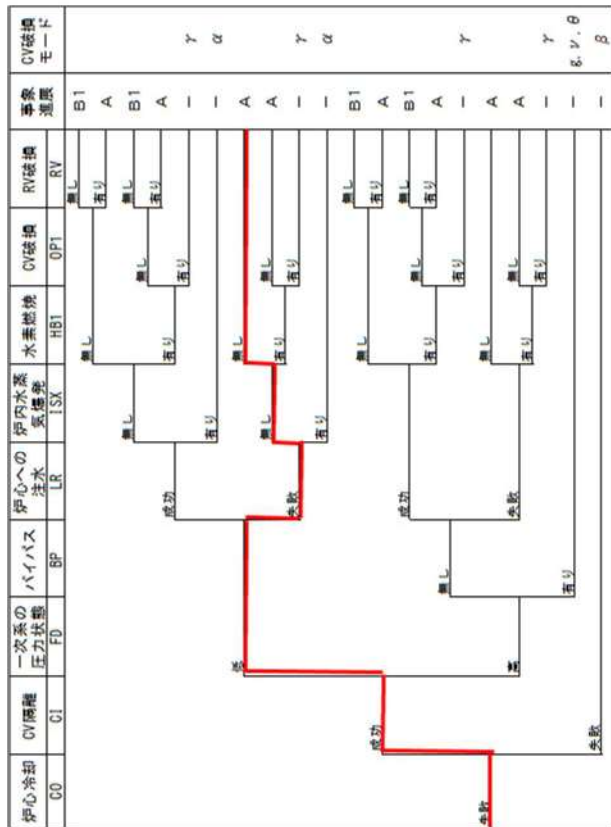
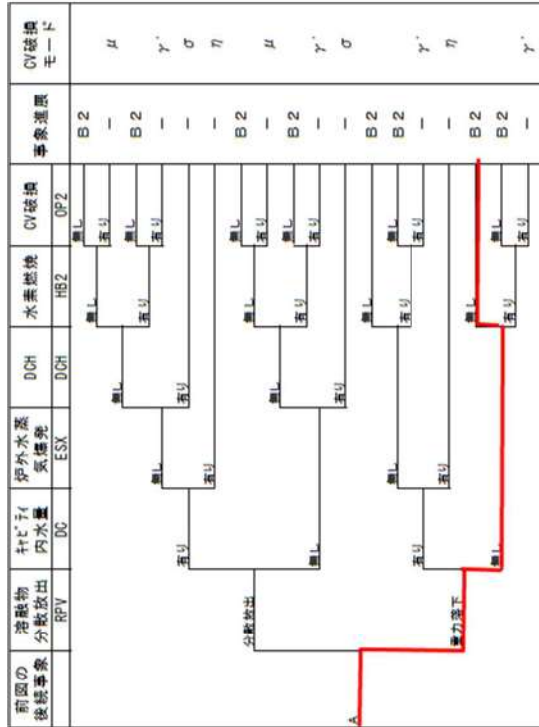
- (注2) 格納容器破損モード:
 a=原子炉容器内での水素気爆発による破損
 b=格納容器内での水素燃焼による破損
 γ, γ', γ''=水素燃焼または水素燃焼による格納容器破損
 δ=水素燃焼による格納容器破損
 ψ=水素燃焼による格納容器破損
 μ=水素燃焼による格納容器破損
 η=水素燃焼による格納容器破損
 θ=水素燃焼による格納容器破損
 ρ=水素燃焼による格納容器破損
 σ=水素燃焼による格納容器破損
 τ=水素燃焼による格納容器破損
 υ=水素燃焼による格納容器破損
 φ=水素燃焼による格納容器破損
 χ=水素燃焼による格納容器破損
 ψ=格納容器破損
- (注3) A: 原子炉容器破損有り
 B1: 原子炉容器破損無し
 B2: 原子炉容器破損有り



第 4.1.1.d-1 図 格納容器イベントツリー



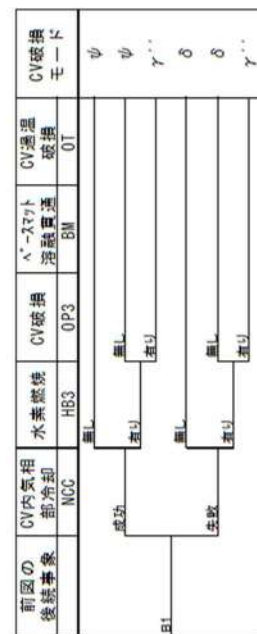
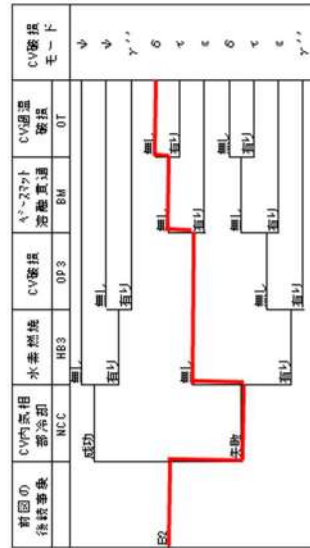
第 4.1.1.e-1 図 代表的な物理量の時間変化 (AED)



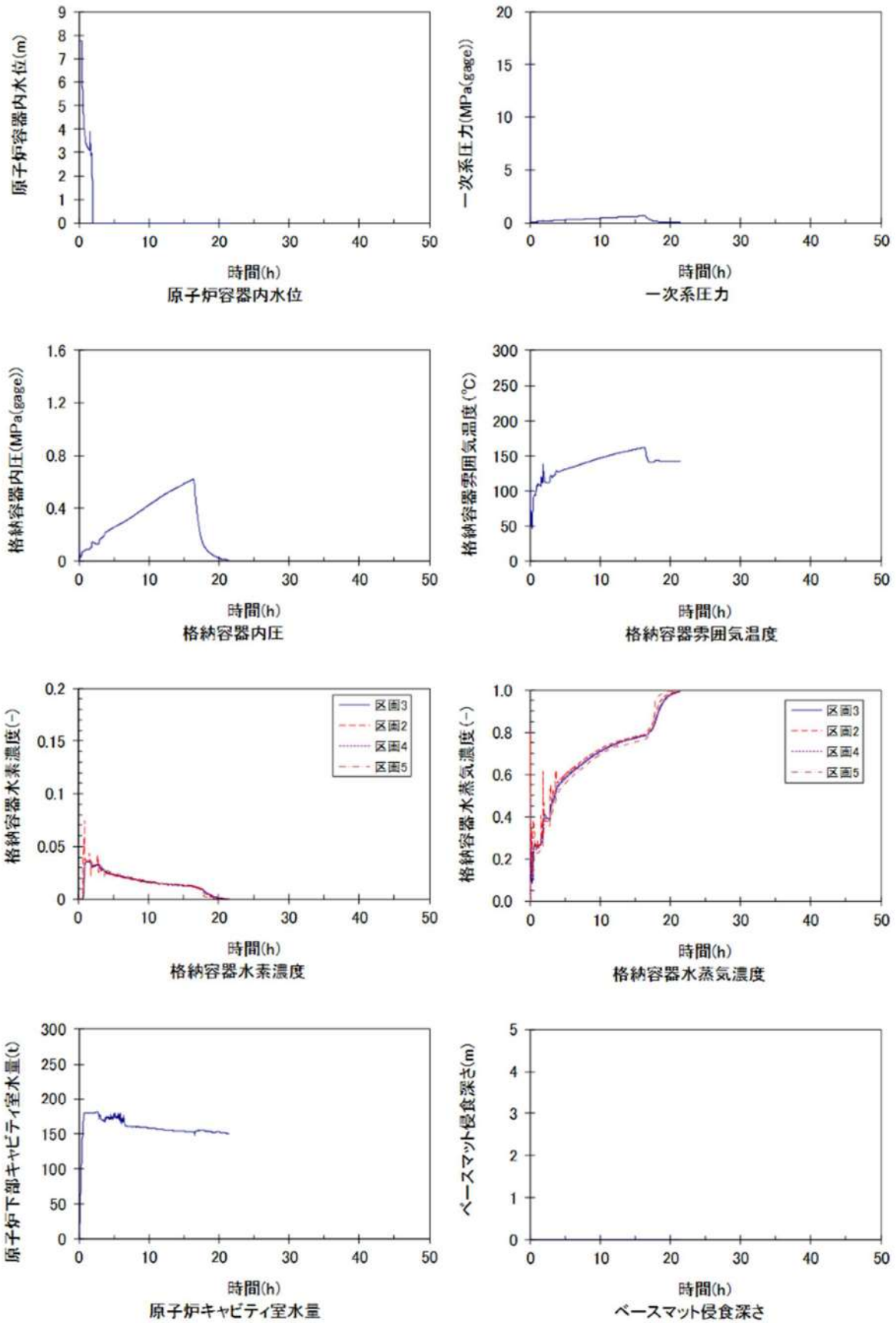
(注1) 事故進展の一は、その時点で格納容器破損を意味する。

(注2) 格納容器破損モード:
 α=原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
 β=格納容器破損発生
 γ、γ'、γ''=水蒸気発生による格納容器破損
 δ=水蒸気、非凝縮性ガス蓄積による機械的圧力による破損
 ε=コールドヘッドに相互作用による破損
 ζ=水蒸気蓄積による機械的圧力による格納容器先行破損
 η=格納容器内での水蒸気発生または水蒸気スレインによる破損
 θ=高気圧発生による格納容器破損後の炉心降下による格納容器破損
 ι=炉心降下による格納容器破損
 κ=炉心降下による格納容器破損
 λ=炉心降下による格納容器破損
 μ=炉心降下による格納容器破損
 ν=炉心降下による格納容器破損
 ψ=格納容器が完全に破壊され、事故が収束

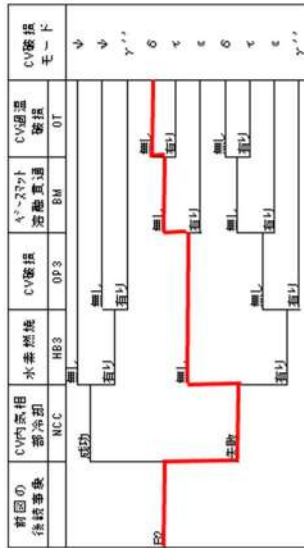
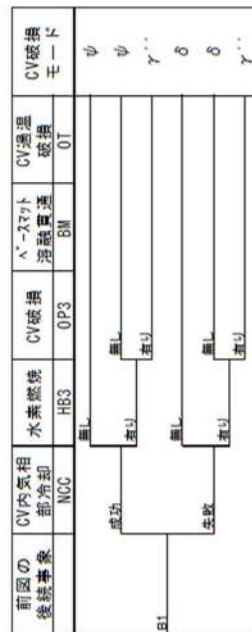
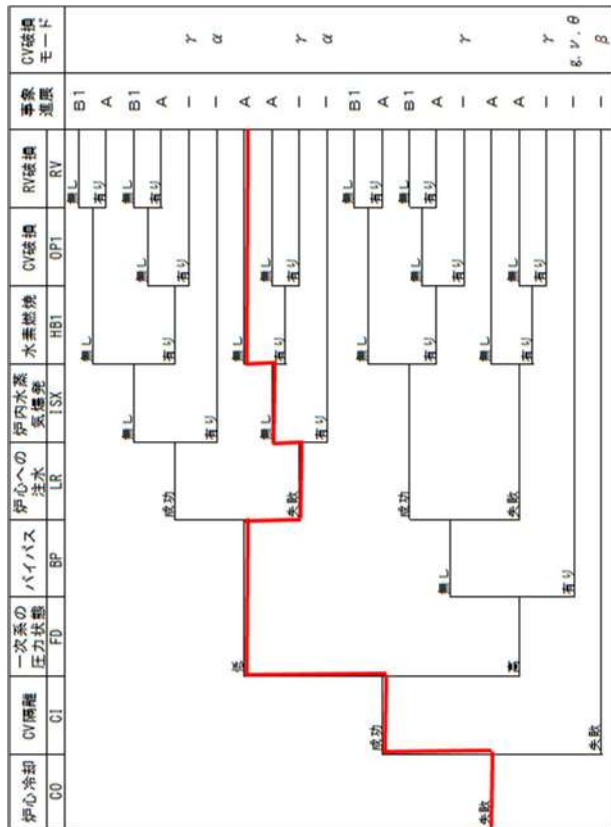
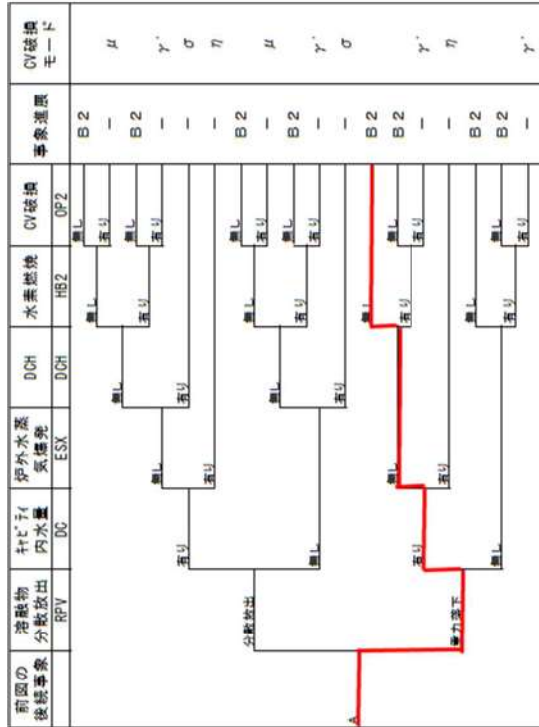
(注3) A: 原子炉容器破損有り
 B1: 原子炉容器破損無し
 B2: 原子炉容器破損有り



第 4.1.1.e-2 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AED)



第 4.1.1. e-3 図 代表的な物理量の時間変化 (AEW)

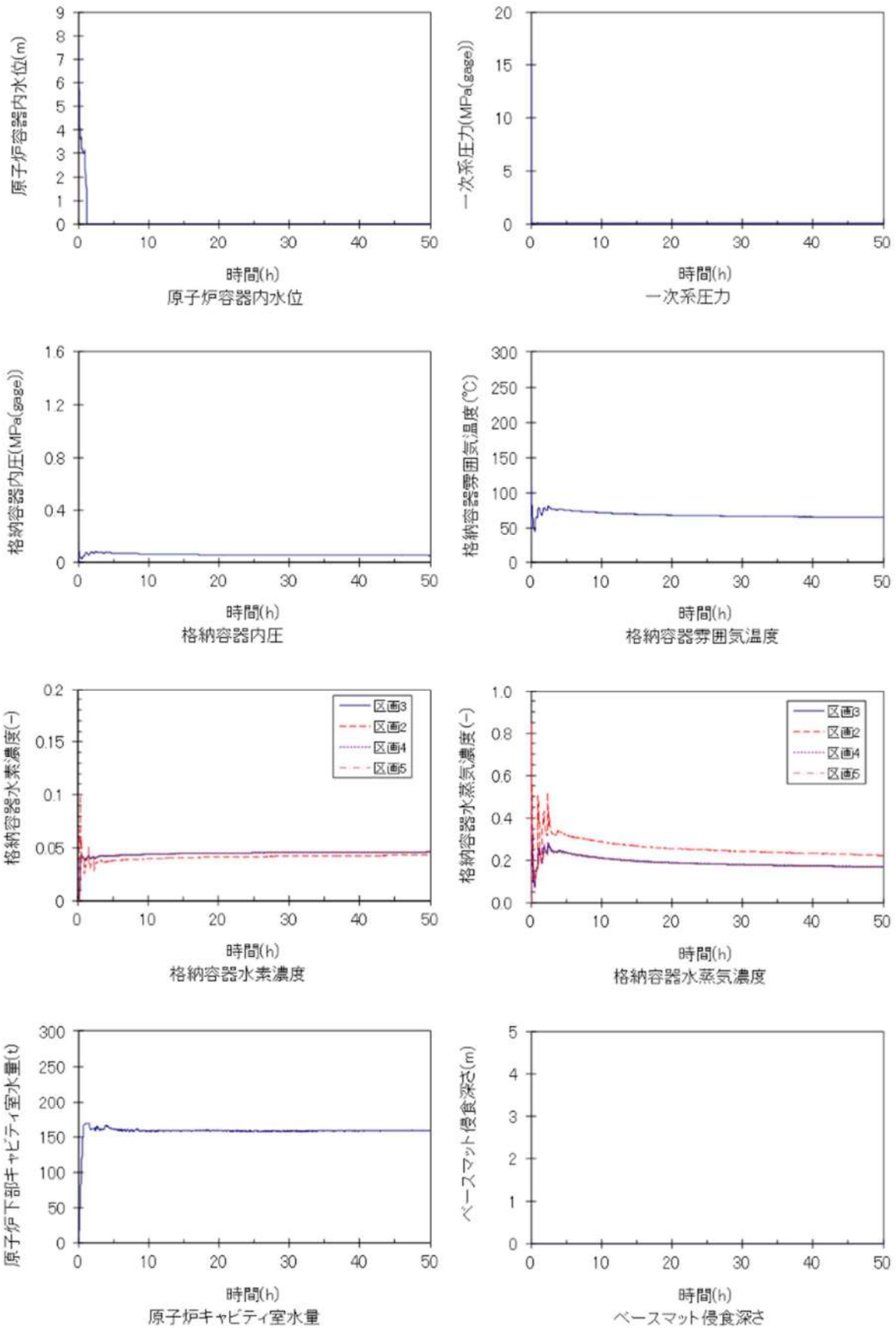


(注1) 事故進展の一は、その時点で格納容器破損を意味する。

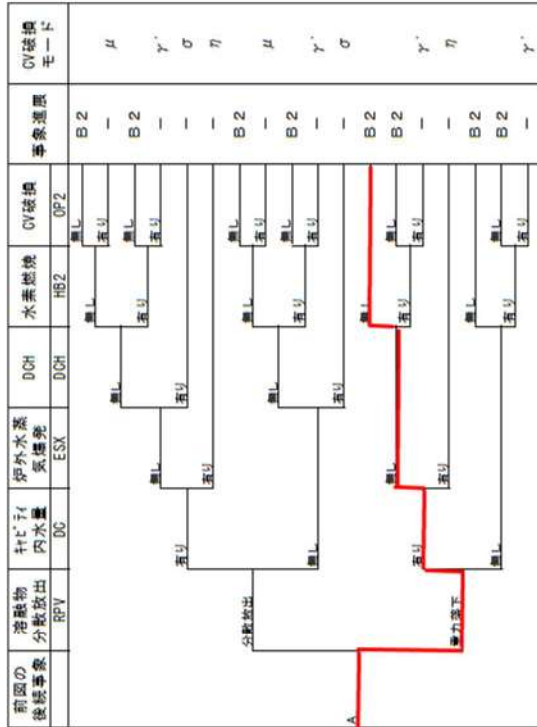
(注2) 格納容器破損モード:
 α=原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
 β=格納容器破損失敗
 γ、γ'、γ''=水蒸気発生による格納容器破損
 δ=水蒸気、非凝縮性ガス発生による格納容器破損
 ε=コールドヘッドの相互作用によるベーム管の破損
 ζ=水蒸気発生による格納容器破損
 η=格納容器内での水蒸気発生による格納容器破損
 θ=格納容器破損後の炉心冷却による格納容器破損
 ι=高気圧発生による格納容器破損
 κ=高気圧発生による格納容器破損
 λ=高気圧発生による格納容器破損
 μ=高気圧発生による格納容器破損
 ν=高気圧発生による格納容器破損
 ψ=格納容器が完全に破壊され、事故が収束

(注3) A: 原子炉容器破損有り
 B1: 原子炉容器破損無し
 B2: 原子炉容器破損有り

第 4.1.1.e-4 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AEW)



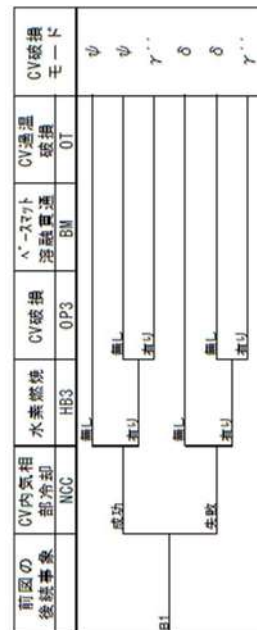
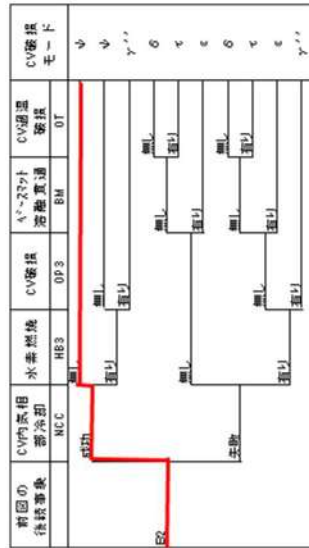
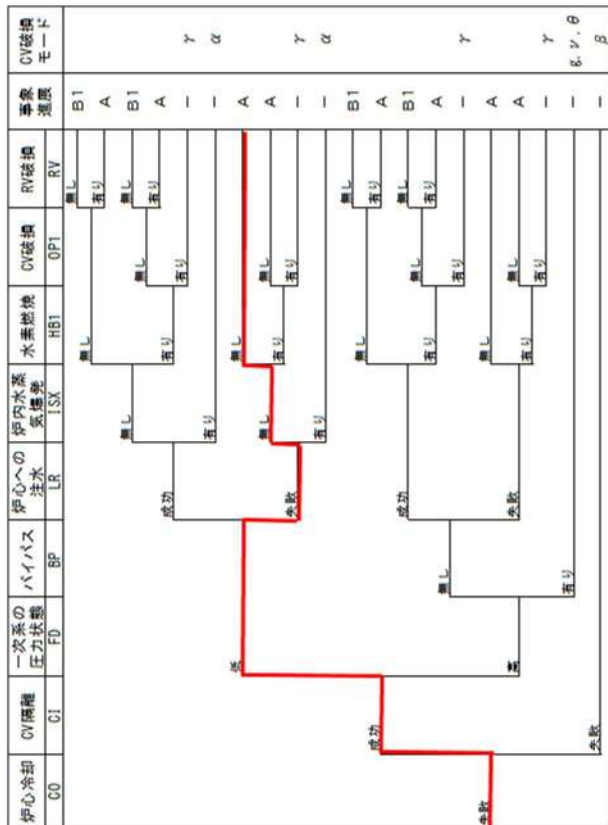
第 4.1.1.e-5 図 代表的な物理量の時間変化 (AEI)



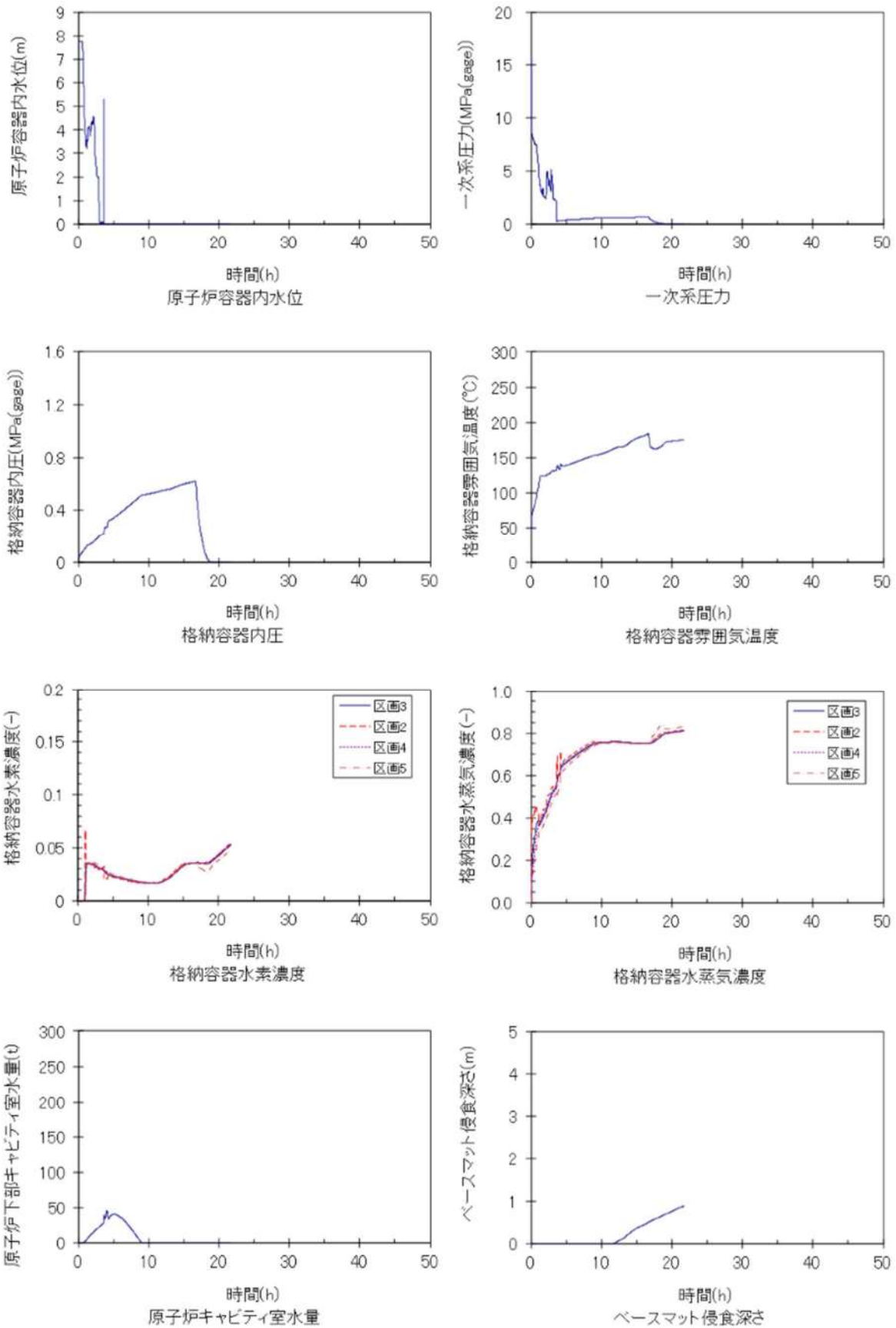
(注1) 事故進展の一は、その時点での格納容器破換を意味する。

- (注2) 格納容器破換モード:
 a=原子炉容器内での水蒸気発生による破換
 b=格納容器破換失敗
 γ, γ', γ''=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 δ=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 ε=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 ζ=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 η=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 θ=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 ι=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 κ=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 λ=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 μ=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 ν=水蒸気発生による格納容器破換による格納容器破換
 ψ=格納容器破換による格納容器破換

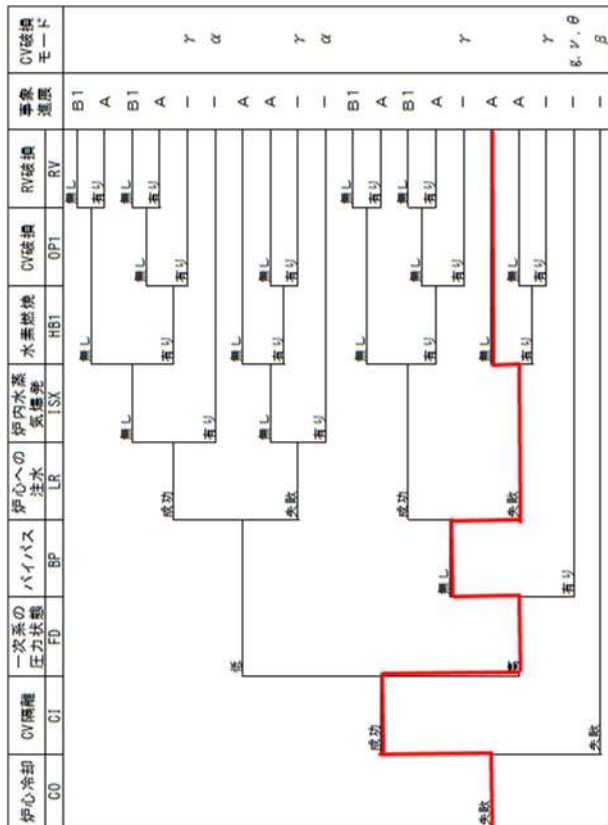
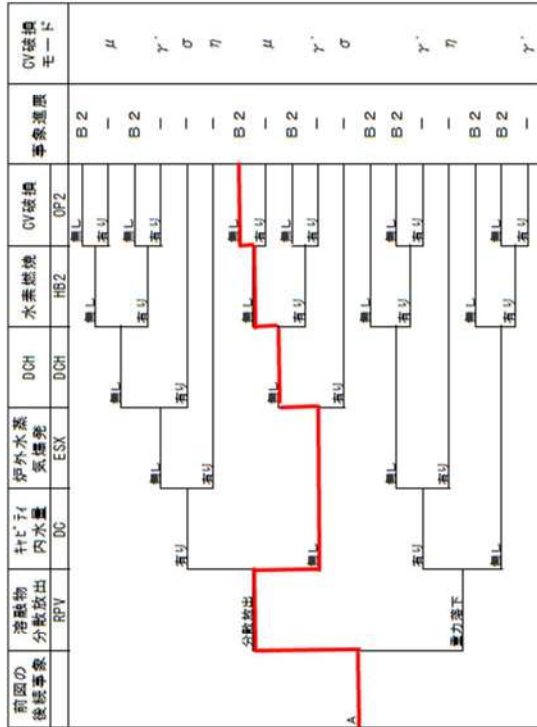
(注3) A: 原子炉容器破換有り
 B1: 原子炉容器破換無し
 B2: 原子炉容器破換有り



第 4.1.1.e-6 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AEI)



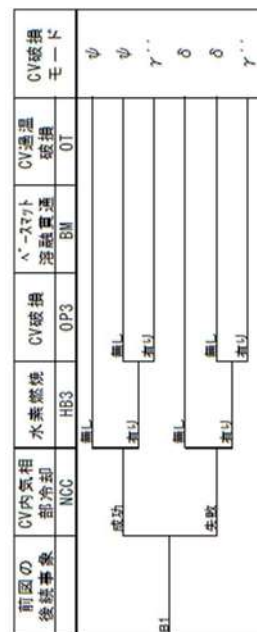
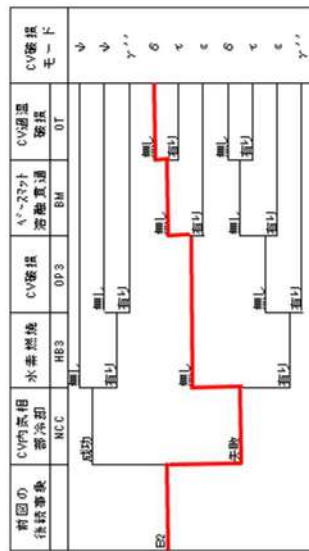
第 4.1.1. e-7 図 代表的な物理量の時間変化 (SED)



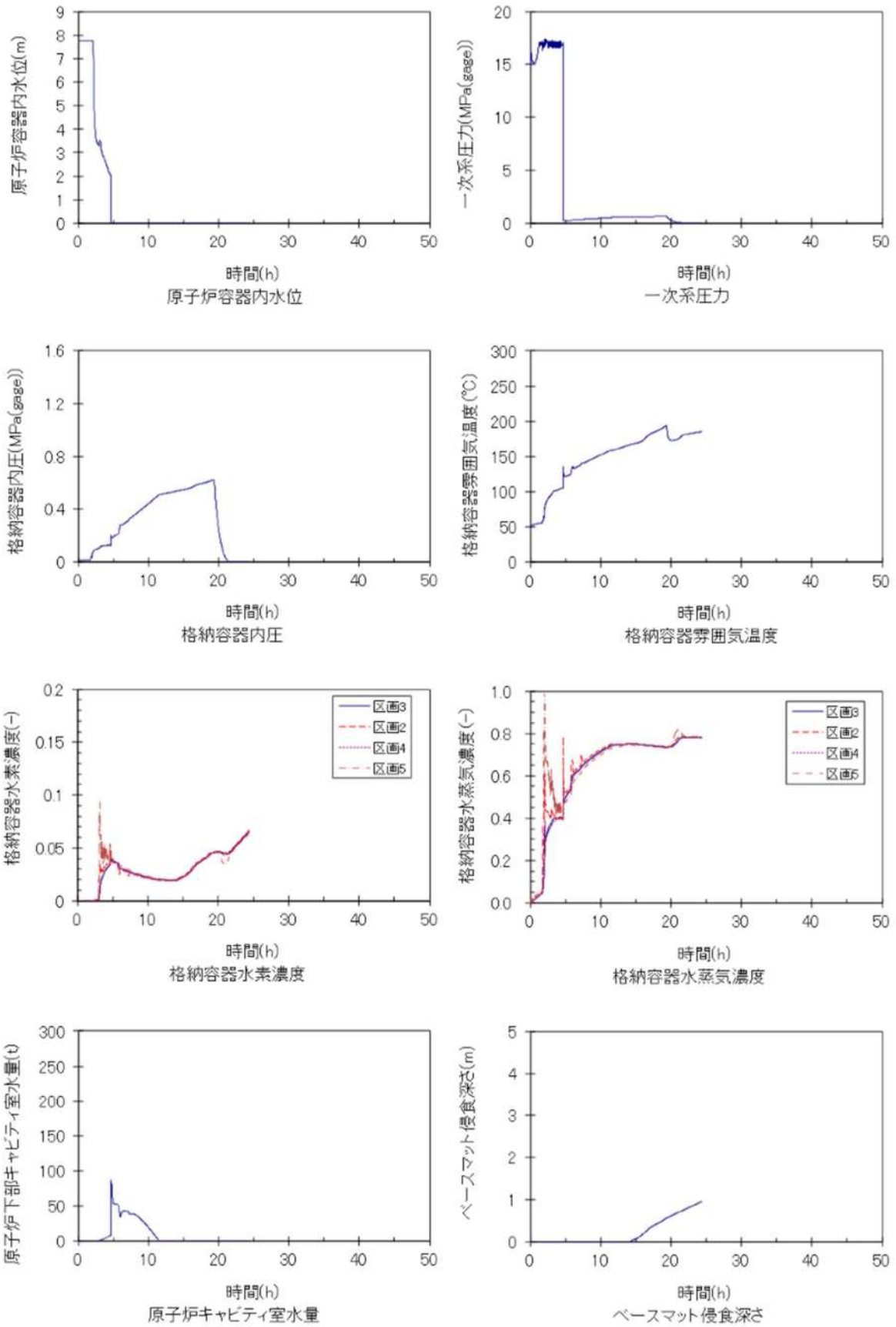
(注1) 事故進展の一は、その時点での格納容器破換を意味する。

- (注2) 格納容器破換モード:
 a=原子炉容器内での水蒸気発生による破換
 b=格納容器内での水蒸気発生による破換
 γ、γ'=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 δ=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 ε=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 ζ=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 η=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 θ=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 ι=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 κ=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 λ=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 μ=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 ν=水蒸気発生による水蒸気発生による破換
 ψ=格納容器破換モードが健全に維持され、事故が収束

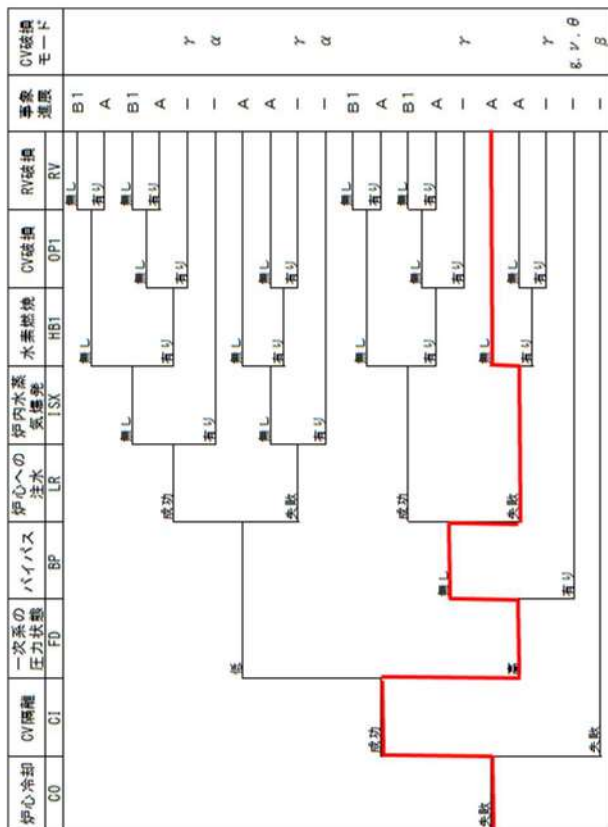
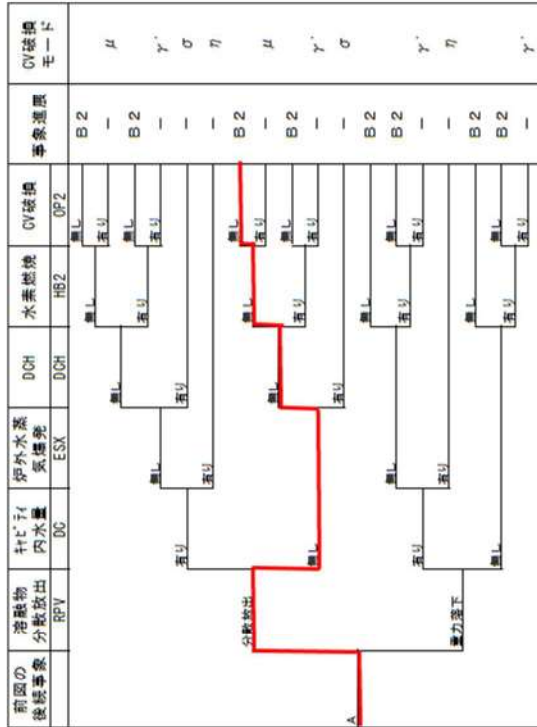
- (注3) A: 原子炉容器破換有り
 B1: 原子炉容器破換無し
 B2: 原子炉容器破換有り



第 4.1.1.e-8 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (SED)



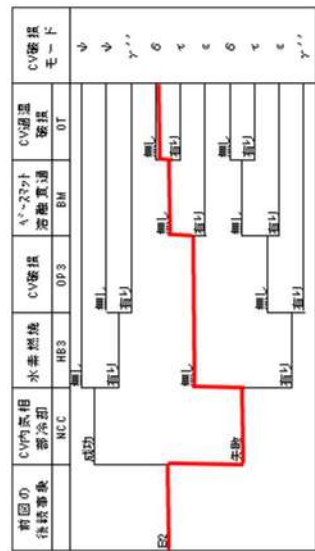
第 4.1.1.e-9 図 代表的な物理量の時間変化 (TED)



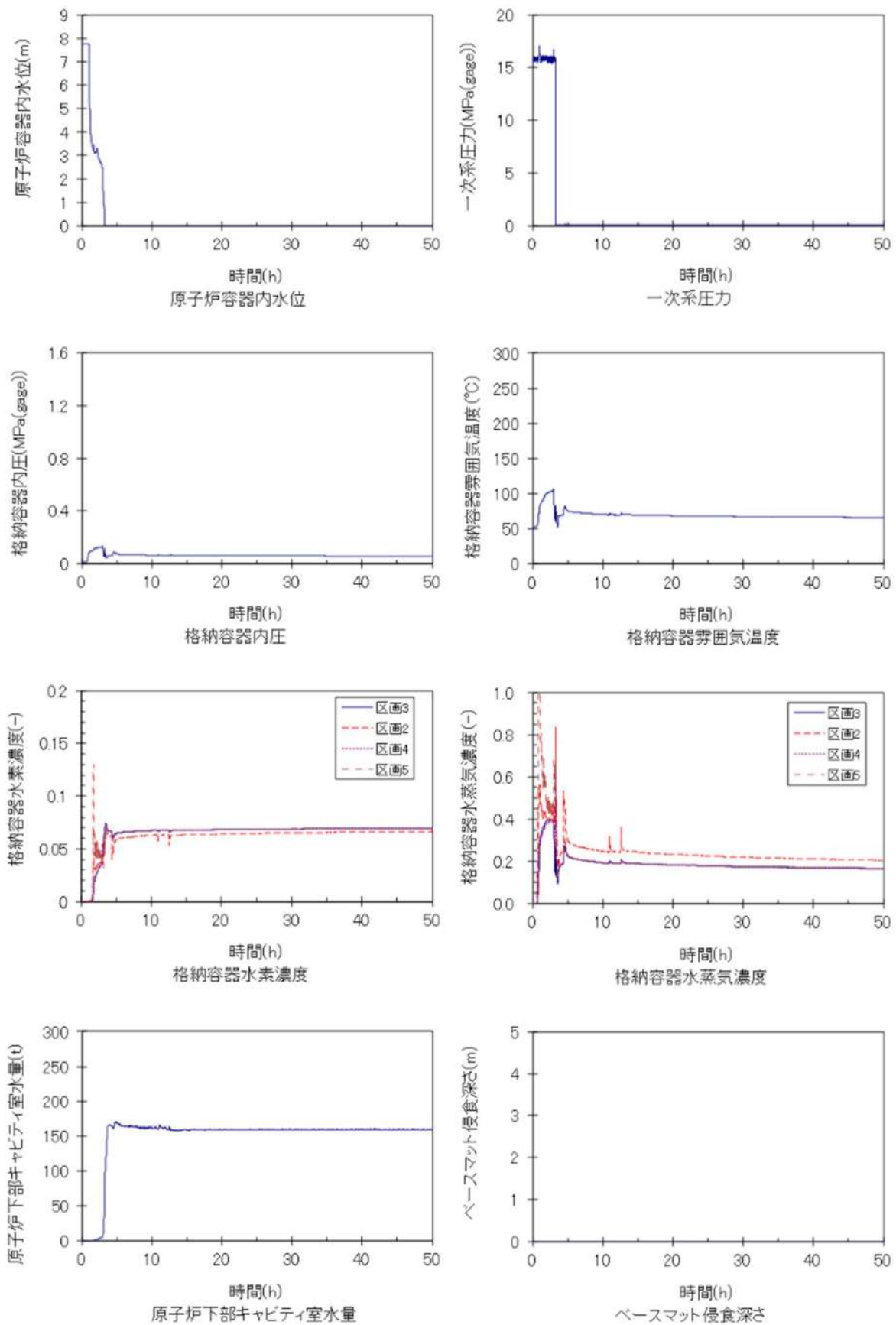
(注1) 事故進展の一は、その時点での格納容器破換を意味する。

- (注2) 格納容器破換モード:
 a=原子炉容器内での水蒸気発生による破換
 b=格納容器破換失敗
 γ, γ', γ''=水蒸気発生による格納容器破換による破換
 δ=水蒸気発生による格納容器破換による破換
 ε=水蒸気発生による格納容器破換による破換
 ζ=水蒸気発生による格納容器破換による破換
 η=格納容器破換による格納容器破換による破換
 θ=格納容器破換による格納容器破換による破換
 ι=格納容器破換による格納容器破換による破換
 κ=格納容器破換による格納容器破換による破換
 λ=格納容器破換による格納容器破換による破換
 μ=格納容器破換による格納容器破換による破換
 ν=格納容器破換による格納容器破換による破換
 ψ=格納容器破換による格納容器破換による破換

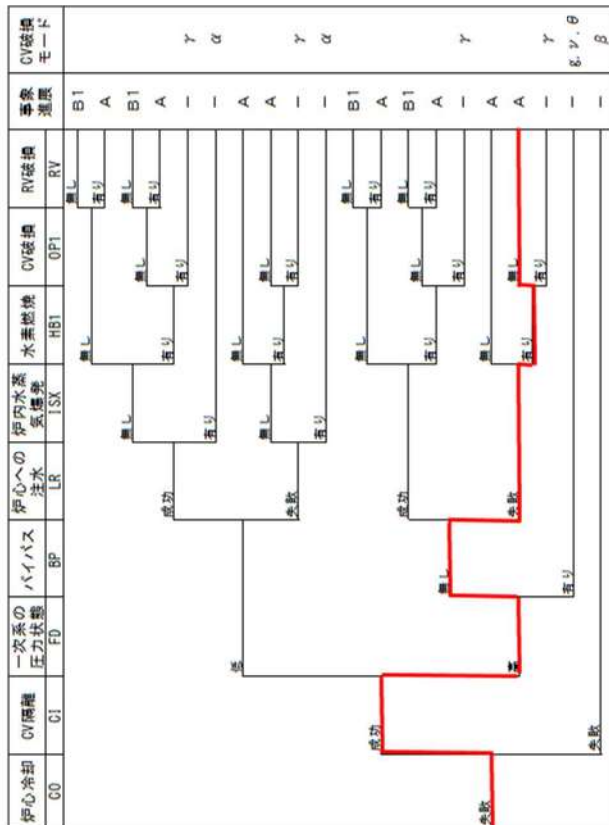
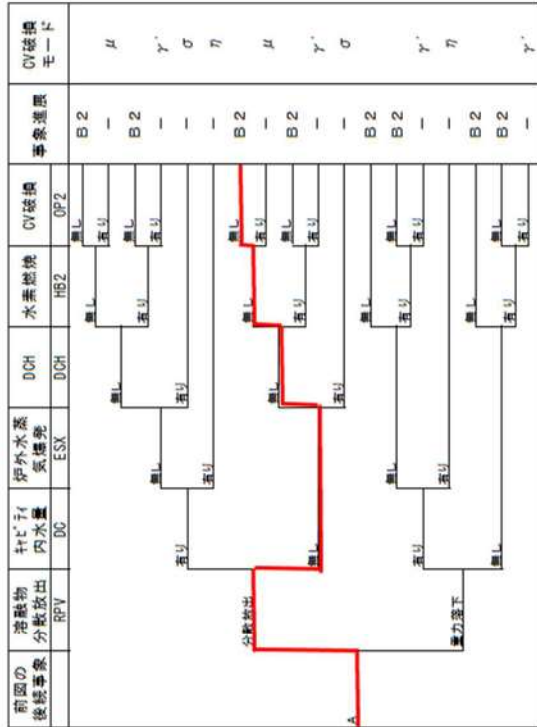
(注3) A: 原子炉容器破換有り
 B1: 原子炉容器破換無し
 B2: 原子炉容器破換有り



第 4.1.1.e-10 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (TED)



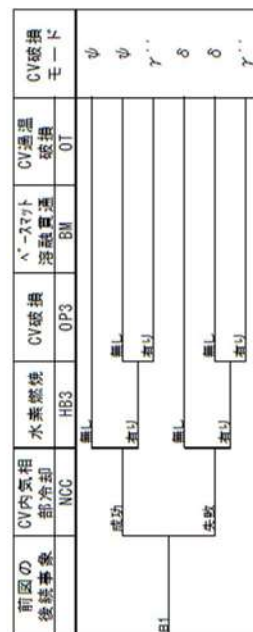
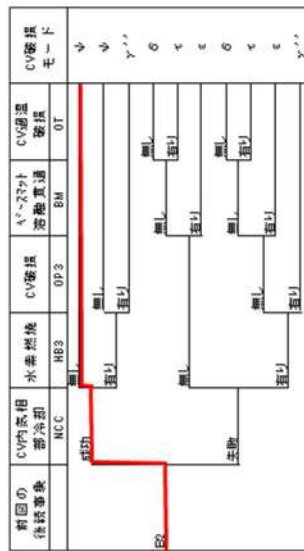
第 4.1.1.e-11 図 代表的な物理量の時間変化 (TEI)



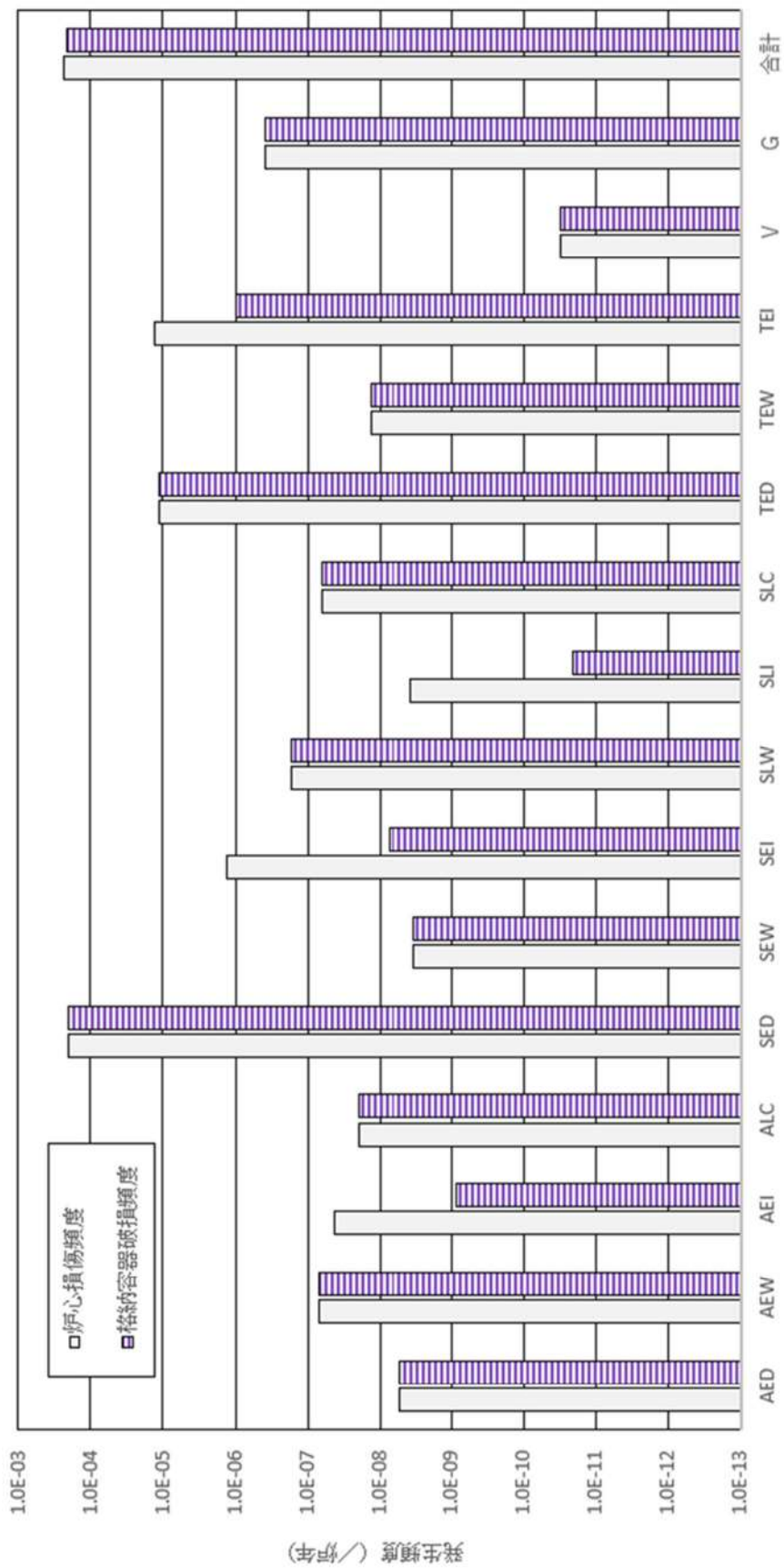
(注1) 事故進展の一は、その時点での格納容器破換を意味する。

- (注2) 格納容器破換モード:
 α=原子炉炉心内での水蒸気過熱による破換
 β=格納容器内での水蒸気過熱による破換
 γ、γ'=水蒸気過熱発生
 δ=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 ε=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 ζ=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 η=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 θ=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 ι=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 κ=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 λ=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 μ=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 ν=水蒸気過熱による炉心冷却系への水蒸気過熱による破換
 ψ=格納容器が完全に維持され、事故が収束

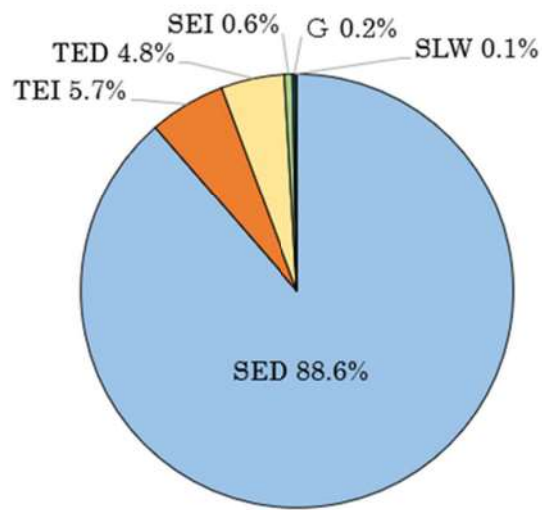
- (注3) A: 原子炉破換有り
 B1: 原子炉破換無し
 B2: 原子炉破換有り



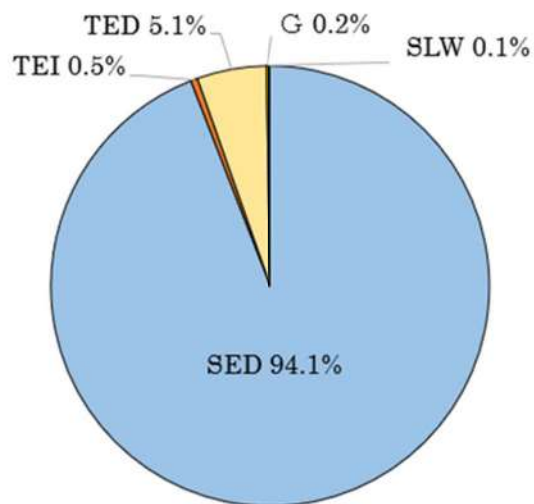
第 4.1.1.e-12 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (TEI)



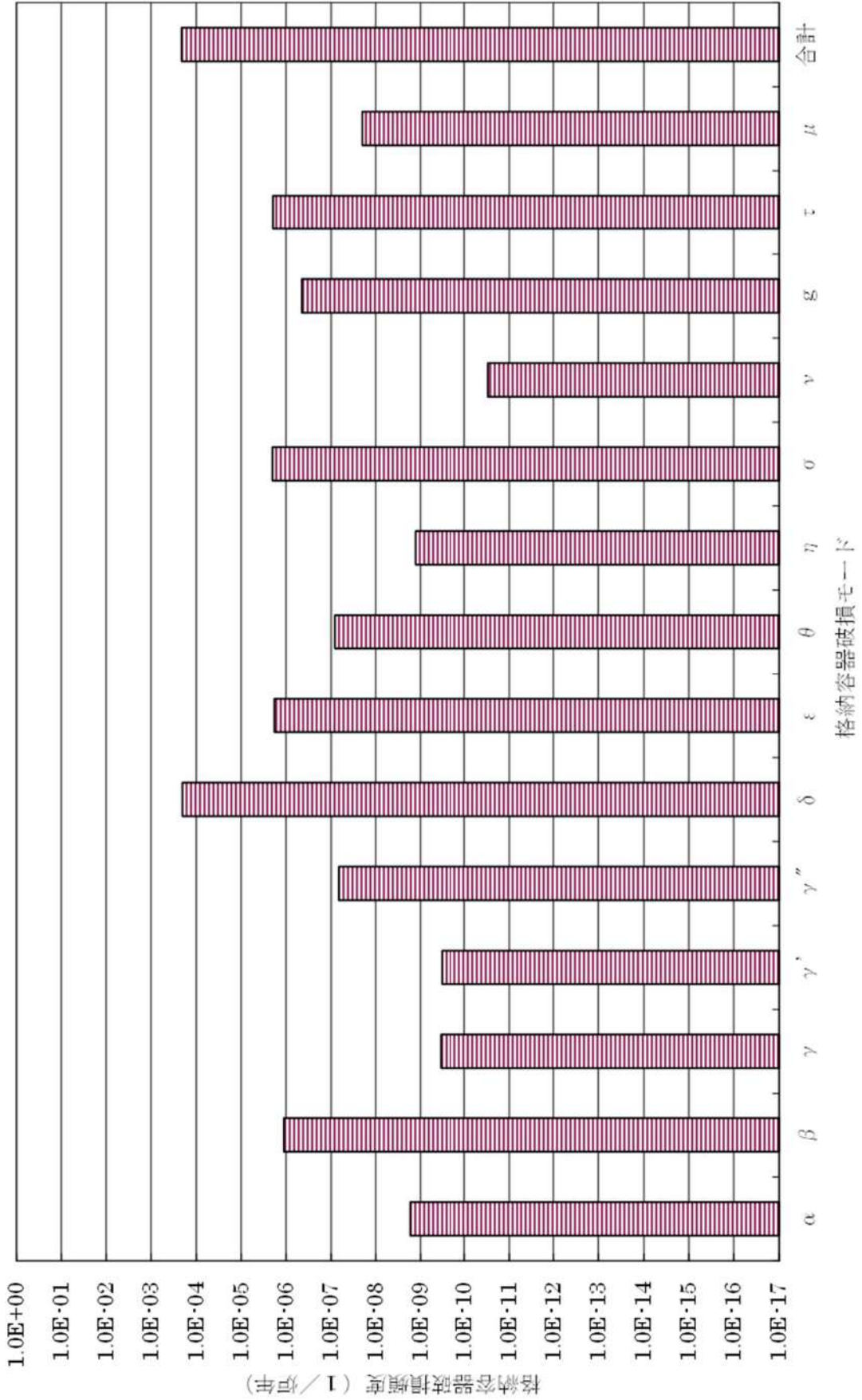
第 4.1.1.f-1 図 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度の比較



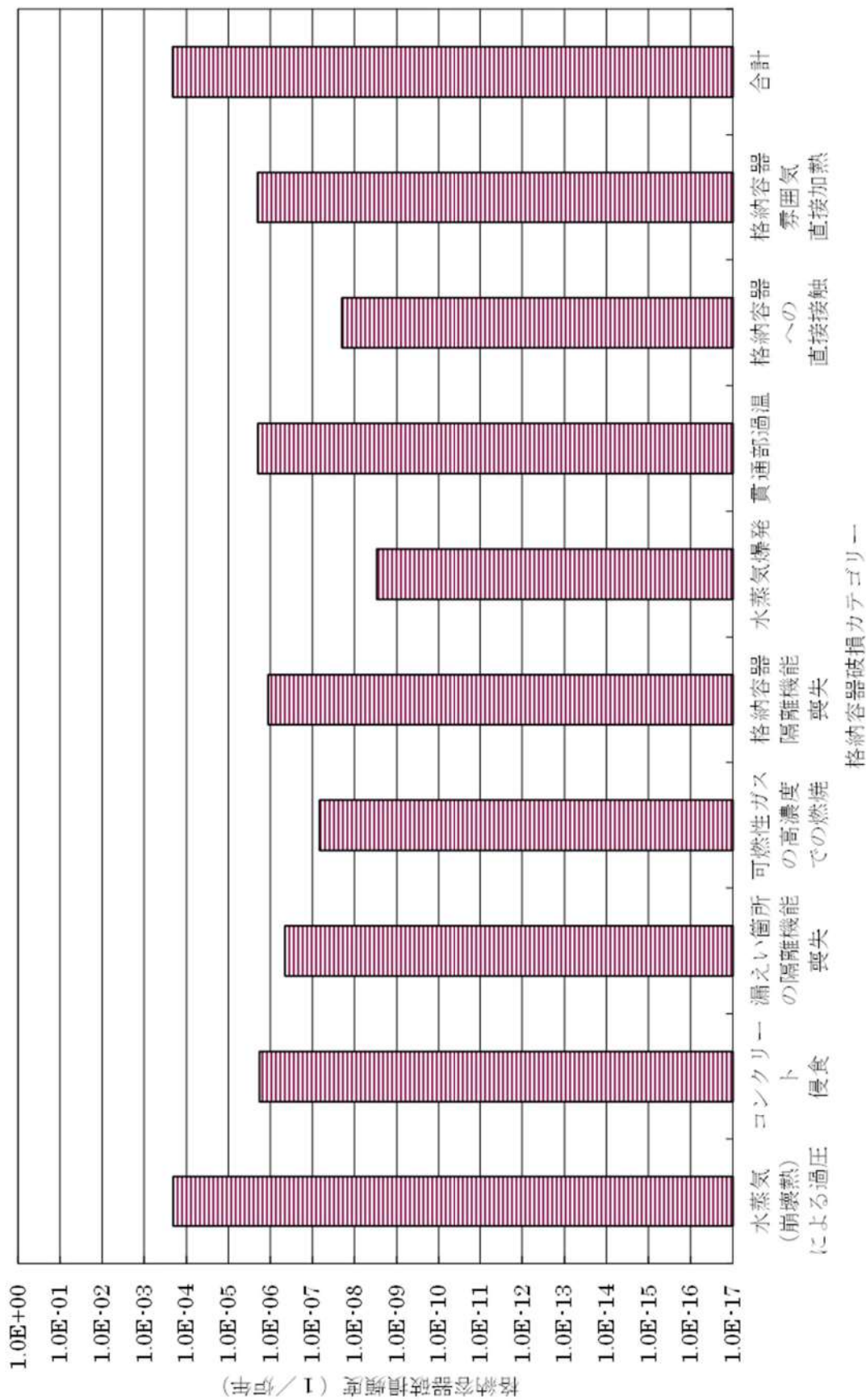
第 4.1.1.f-2 図 プラント損傷状態別炉心損傷頻度



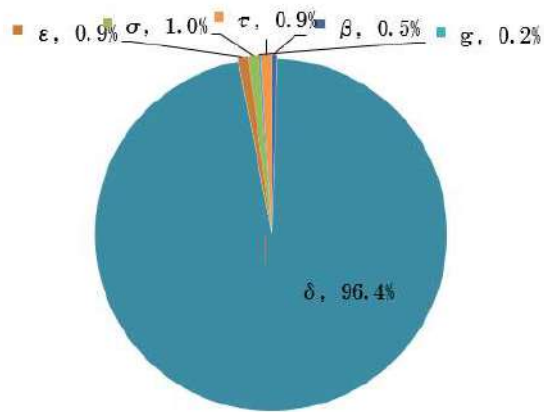
第 4.1.1.f-3 図 プラント損傷状態別格納容器破損頻度



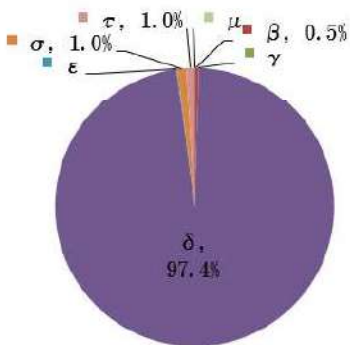
第 4.1.1.f-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度



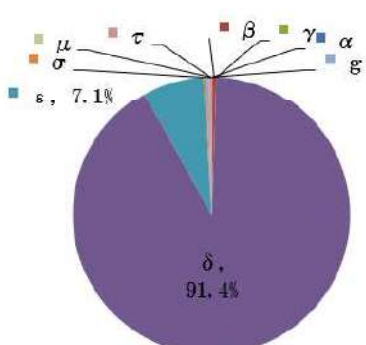
第 4.1.1.f-5 図 格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度



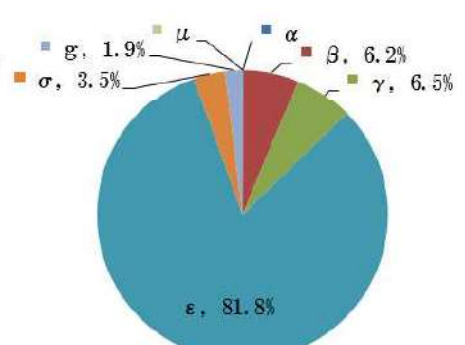
格納容器破損モード別 CFF



格納容器破損モード別 CFF
(PDS が SED の場合)

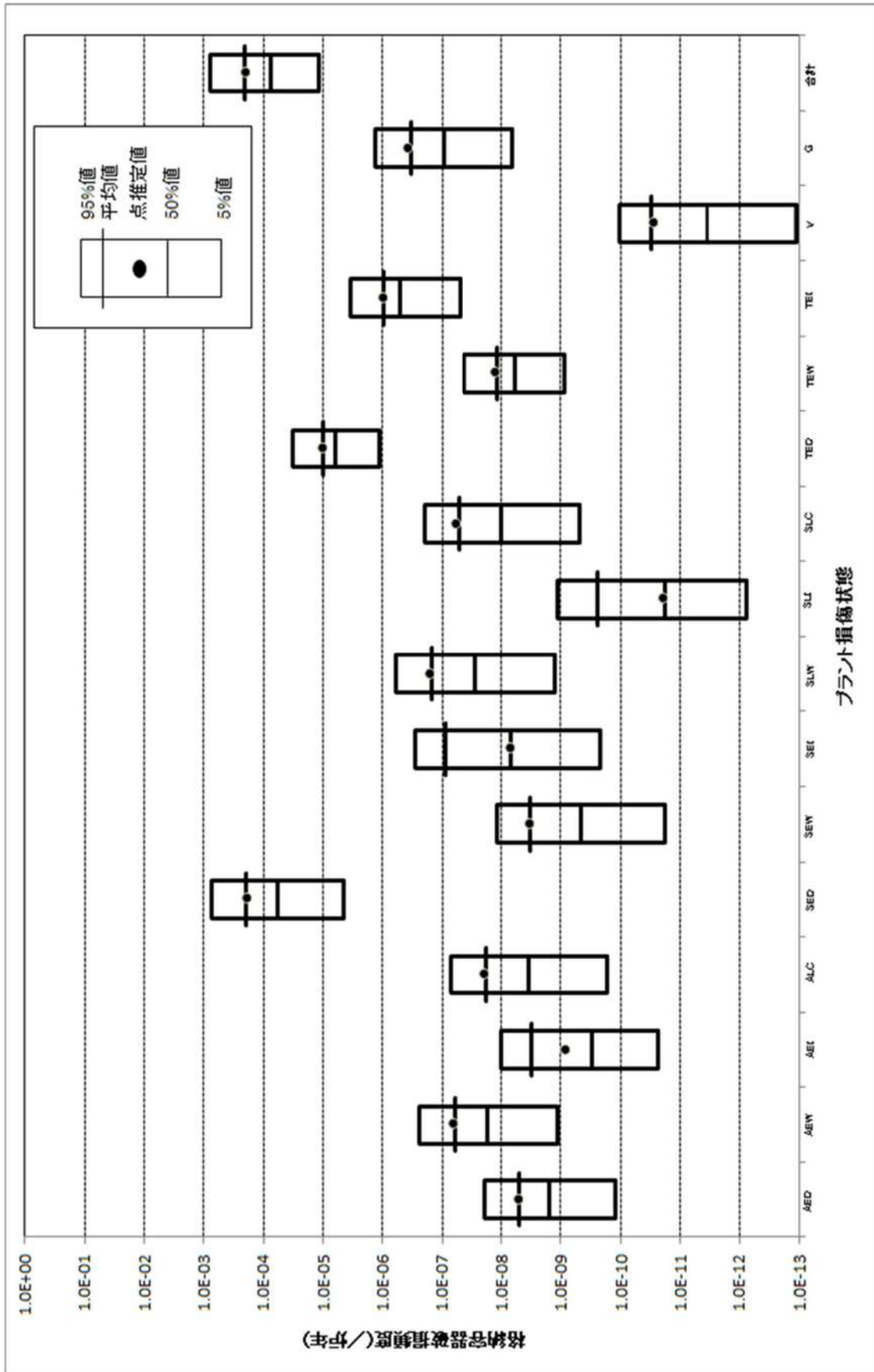


格納容器破損モード別 CFF
(PDS が TED の場合)

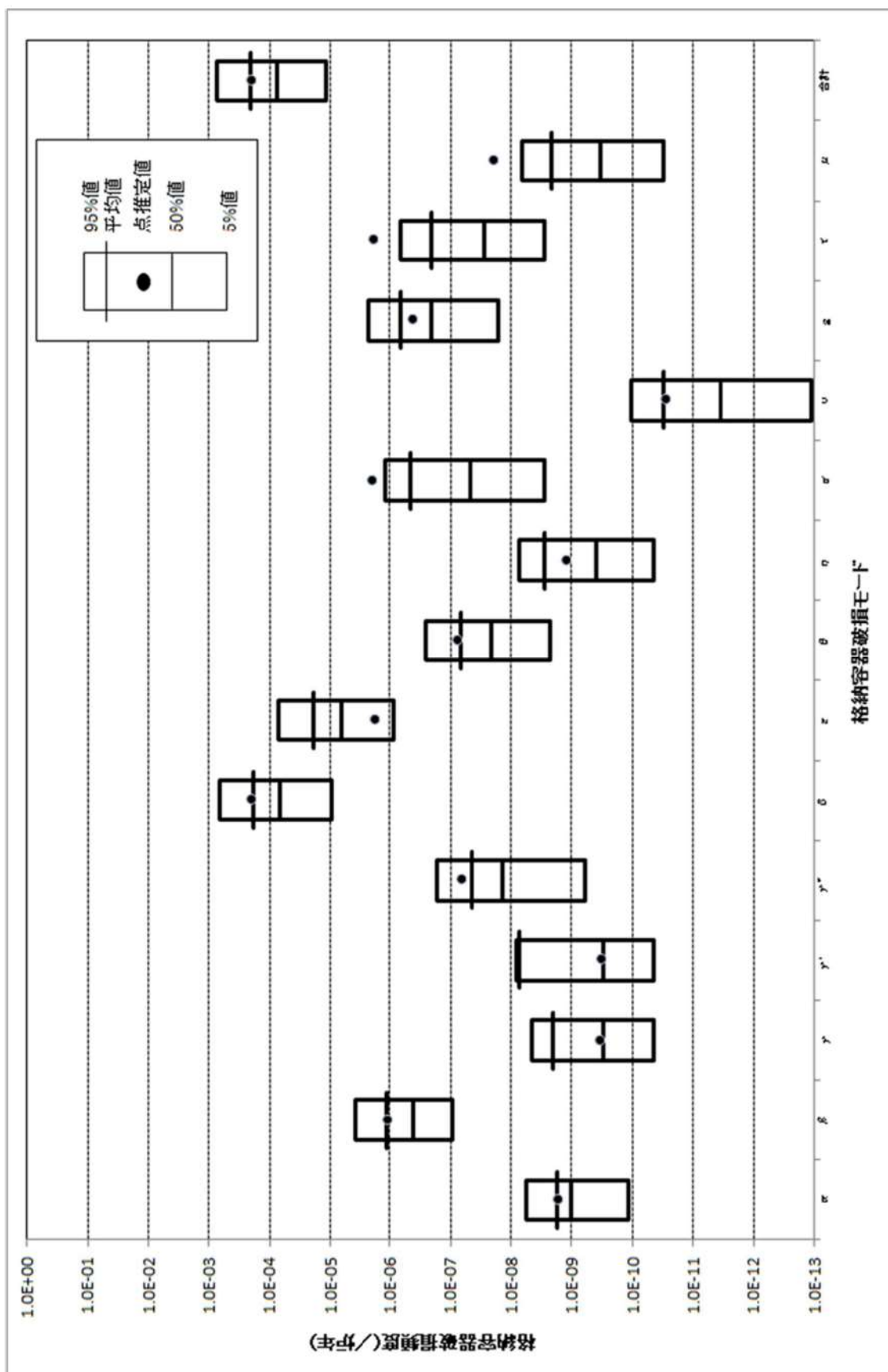


格納容器破損モード別 CFF
(PDS が TEI の場合)

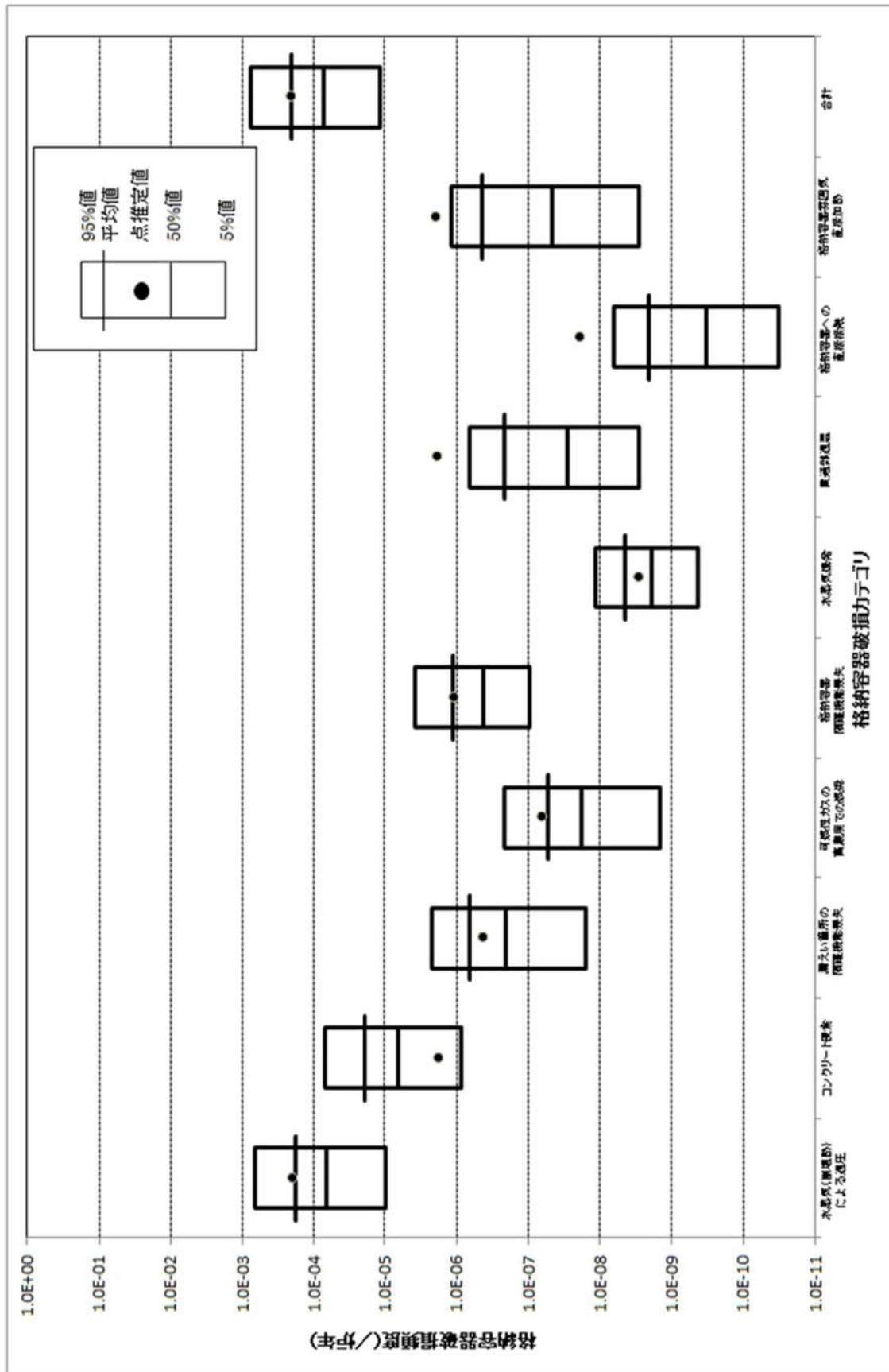
第 4.1.1.f-6 図 主要な PDS における格納容器破損モード別格納容器破損頻度割合



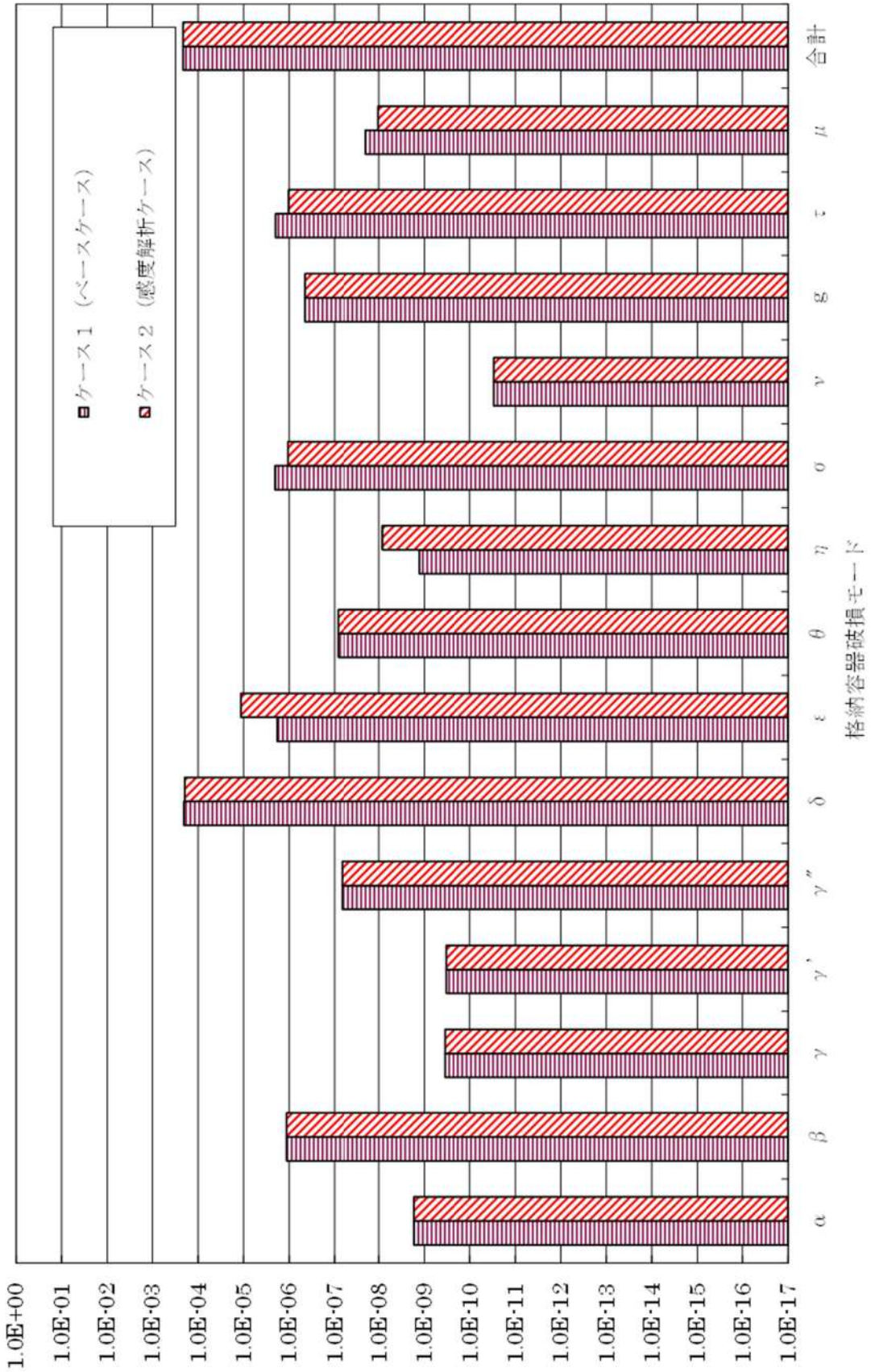
第 4.1.1.g-1 図 プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確かさ解析



第 4.1.1.g-2 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確かさ解析



第 4.1.1.g-3 図 格納容器破損力カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析



第 4.1.1.g-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

炉心損傷時期を分類する基準について

レベル 1.5PRA では、トランジェント（LOCA の発生がない過渡事象等）、または大中破断 LOCA 時に ECCS 注入もしくは ECCS 再循環に失敗している事象の炉心損傷時期を早期に分類し、大中破断 LOCA 時に ECCS 注入及び ECCS 再循環に成功している事象の炉心損傷時期を後期に分類している。小破断 LOCA については、補助給水による除熱に失敗している場合は、ECCS 注入に成功していても破断流のみでは 1 次冷却系の発熱を系外に除去することができないため、ECCS の成否に関わらず炉心損傷時期を早期に分類し、補助給水による除熱に成功している場合は、ECCS 注入に成功していれば炉心冷却ができており、燃料取替用水ピットの枯渇までの時間が長いため、ECCS 再循環の成否に関わらず炉心損傷時期を後期に分類している。

以上を踏まえて、下図に示すとおりプラント損傷状態を早期、後期に分類している。

炉心損傷事故シーケンス	1次冷却材圧力	炉心損傷時期	格納容器破損時期	溶融炉心冷却手段	格納容器内除熱手段	プラント損傷状態	
A S T G V	高圧 TED、TEW、TEI	[早期] (炉心損傷後)	(炉心損傷後)	有	有	TEI	
				TEW、TEI	無	TEW	
				無	TEW (無)	TED	
		中圧 SED、SEW、SEI SLW、SLI、SLC G	[後期] (炉心損傷前)	炉心損傷前	有	有	SLC
					SLC、G	無	G
					無	G	SLI
	低圧 AED、AEW、AEI、ALC V	[早期] (炉心損傷後)	炉心損傷後	有	有	SEI	
				SEW、SEI	無	SEW	
				無	SEW	SED	
	[後期] (炉心損傷前)	炉心損傷前	有	有	ALC		
			ALC	無	V		
			無	(無)	AEI		
[早期] (炉心損傷後)	炉心損傷後	有	有	AEI			
		AED、AEW、AEI	無	AEW			
		無	AEW (無)	AED			

CV 隔離の分岐確率の妥当性と格納容器隔離失敗事象への対応

1. 格納容器隔離失敗確率の参考文献

米国の格納容器隔離機能の信頼性を検討した文献（NUREG/CR-4220¹）では、隔離失敗による大規模漏えい事象の発生確率として 5×10^{-3} を算出している。この値は、米国NRCのLERs（Licensee Event Reports）データベース（1965年～1984年）から大規模漏えいに至る事象を4件抽出、事象継続時間を1年として、運転炉年（740炉年）に対する割合として求められたものである。抽出された4件は、手順の問題や運転員の操作ミスの結果生じる格納容器の破損を含む事象であり、表1のとおりである。

なお、この4件以外にもエアロック開放に関する事象が75件抽出されているが、これらの事象の継続時間は数時間程度までである。事象継続時間を保守的に4時間と設定して、これらの事象による隔離失敗確率を算出すると 5×10^{-5} 程度となると報告されており、 5×10^{-3} に比較して十分小さい値である。

表1 大規模漏えいとして抽出された事象（NUREG/CR-4220）

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

実プラントで想定される格納容器からの漏えい経路は2.に示すとおりであり、NUREG/CR-4220で報告されている漏えい経路と同様と考え、格納容器隔離失敗の発生確率としてLERsデータベースに基づく値を使用することとした。

2. 実プラントで想定される格納容器隔離失敗の経路

実プラント（泊3号炉）で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すとおりである。

(1) 機械的破損による隔離機能喪失

a) 格納容器貫通部からの漏えい

原子炉格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

¹ U.S.NRC, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220

b) 格納容器アクセス部からの漏えい

機器搬入口，通常用エアロック，非常用エアロック等のアクセス部のシール部及び溶接部が破損している場合には，格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

c) 格納容器隔離弁からの漏えい

格納容器給気系統等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には，アニュラス部，補助建屋等に格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

d) 格納容器外バウンダリからの漏えい

格納容器再循環配管等の格納容器内雰囲気と連通している部分のバウンダリが破損する場合には，格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

(2) 人的過誤による隔離機能喪失

a) 漏えい試験配管からの漏えい

定期点検時の格納容器漏えい試験の後に，試験配管フランジの復旧忘れ等がある場合には，格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

b) 燃料移送管からの漏えい

燃料取替の後に，燃料移送管のフランジカバー，隔離弁の復旧忘れ等がある場合には，格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

内部事象運転時レベル 1.5PRA で適用した格納容器隔離失敗確率の文献（NUREG/CR-4220）では，1984年までのデータを基にしている。ここでは，最近の実績調査例として，米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書²（EPRI 報告書）の調査例を示す。

EPRI 報告書では，総合漏えい率試験（ILRT：Integrated Leak Rate Test）間隔を15年に延長することのリスク影響を評価しており，2007年時点までのILRTデータを調査している。この報告書では大規模漏えいに至る漏えいとして，設計漏えい率の35倍を基準としているが，大規模漏えいに至る隔離機能喪失事象の実績は0件となっている。

なお，設計漏えい率の10倍より大きい漏えい事象として表2に示す3件が抽出されている。

² EPRI, Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, October 2008

表2 EPRI 報告書で抽出された比較的大きな漏えい事象²

Date	Plant	Cause
Aug-84	不明	記載なし
Jun-85	不明	記載なし
Dec-90	Dresden 2 BWR mark I	ILRT 中に発見された 真空破壊装置の漏えい

EPRI 報告書では、大規模漏えいに至る事象実績を ILRT 試験数で除することで格納容器喪失の確率を概算している。即ち、大規模漏えいに至る事象実績 0 件（計算上 0.5 件としている）を ILRT 試験数 217 件で除すると隔離機能喪失の確率は 0.0023 ($0.5/217=0.0023$) となる。この値は、NUREG/CR-4220 で評価された格納容器隔離失敗確率の 5×10^{-3} よりも小さい値となっており、EPRI 報告書の結果を考慮しても NUREG/CR-4220 の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。

4. 格納容器隔離失敗事象への対応

格納容器隔離失敗事象には、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合と、1 次冷却系に繋がる余熱除去系の格納容器隔離弁故障により余熱除去系配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合（インターフェイスシステム LOCA）が含まれている。

PRA では、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮している。PRA 上、具体的な隔離失敗（漏えい）箇所を設定しているものではないが、万一、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗していた場合には、中央制御室からの隔離失敗（漏えい）箇所の隔離を試みることとなる。

このため、本事象への対応としては、炉心損傷頻度の低減を図ると共に、万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることの無いよう、原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応している。

格納容器直接接触の分岐確率の設定について

格納容器直接接触についてはヘディング「格納容器破損（OP2）」の分岐確率の1つとして、米国PWRドライ型プラントでの溶融炉心分散量が少なくCVへの負荷が小さいという評価を踏まえて、格納容器直接接触により格納容器破損に至る可能性は極めて小さいと想定し という確率を採用している。

米国の各プラントの格納容器直接接触に関する文献を調査した結果からは、Zion、Surryといったドライ型プラントについては直接接触の可能性は極めて低いとされている一方、アイスコンデンサ型プラントであるSequoyahでの直接接触のCCFPとして0.240と比較的大きい分岐確率が設定されている。

具体的にはZion、Surryの両プラントを対象に評価結果を記載したNUREG/CR-6075、NUREG/CR-6109では、DCH評価に関する記載はあるものの、直接接触の影響は言及されていない。一方、Sequoyahを対象に評価結果をまとめたNUREG/CR-6427では、ドライ型プラントでは考慮不要とした直接接触の発生可能性が記載されており、アイスコンデンサ型プラントにおいては、溶融炉心分散放出先の区画がCVライナー部に近接しており、直接接触する可能性が比較的高いものと想定されている。

泊3号炉とZion、Surry、Sequoyahの各プラントの格納容器内の溶融炉心分散経路を比較した場合、泊3号炉はSurryに最も近い構造となっており、分散経路の観点からも格納容器ライナー部に溶融炉心が接触する可能性は極めて小さいものと判断できる。

*溶融炉心放出先の区画において、溶融炉心放出口からCV内壁までの距離が、泊3号炉で約10m、Surryで約9m、Sequoyahで約3mとなっており、泊3号炉はSurryに最も近い構造となっている。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

表 1 各プラントの格納容器直接接触に関する文献及びその概要

プラント	文献	概要	溶融炉心放出経路	直接接触のCCFP
Zion	NUREG/CR-6075	<p>・格納容器直接接触に係る記載なし。 (ROAAM (Risk Oriented Accident Analysis Methodology) 手法を用いて、Zionプラント (大型ドライ型CVPWR) でのDCH評価を実施している。評価の結果、DCHによるCVへの負荷はCV耐力を下回り、全シナリオのCCFPは10^{-3}以下となった。)</p>	<p>経路は図 1 に示す。 RV下部キャビテイへ落下し、RV下からICISトンネルを通過し、キャビテイ出口上部に位置するシールドルームに入り、さらに上部にあるドーム部へ分散される。</p>	— (NUREG/CR-6427に、これらドライ型プラントでは大量の溶融炉心がCVライナーに蓄積するよう溶融炉心放出経路はないと記載あり)
Surry	NUREG/CR-6109	<p>・格納容器直接接触に係る記載なし。 (NUREG/CR-6075と同一手法、シナリオにて、Surryプラント (負圧維持型CV) を対象としたDCHを評価している。評価の結果、DCHによるCVへの負荷はCV耐力を下回った。)</p>	<p>経路は図 2 に示す。 RV下部キャビテイへ落下し、RV下からICISトンネルを通過し、RHR基礎室に入り、大量の溶融炉心が残る。一部の溶融炉心はRHR基礎室上部のシールドルームを通過し、外側部分を経由し、さらに上部にあるドーム部へ分散される。</p>	
Sequoyah	NUREG/CR-6427	<p>・DCH現象に係る評価結果の一部に格納容器直接接触に係る記載有 (Westinghouse社製アイスコンデンサ型プラント (代表: Sequoyahプラント) では、大型ドライ型CVまたは負圧維持型CVプラントなど他プラントとDCH現象が異なるため、NUREG-1150のETを簡素化した確率論的フレームワークよりアプローチする手法を使用している。)</p>	<p>経路は図 3 に示す。RV下部キャビテイへ落下し、RV下からICISトンネルを通過し、キャビテイ出口上部にあるシールドルームを経由し、シールドルームの設置されている区画へ分散される。</p>	0.240 (1次系高圧及び原子炉下部キャビテイに水なしの場合、NUREG-1150)
泊 3 号炉	原子炉設置許可申請書	—	<p>経路は図 4 に示す。 RV下部キャビテイへ落下し、RV下からICISトンネルを通過し、キャビテイ出口上部にあるシールドルームを経由し、上部にあるドーム部へ分散される。</p>	

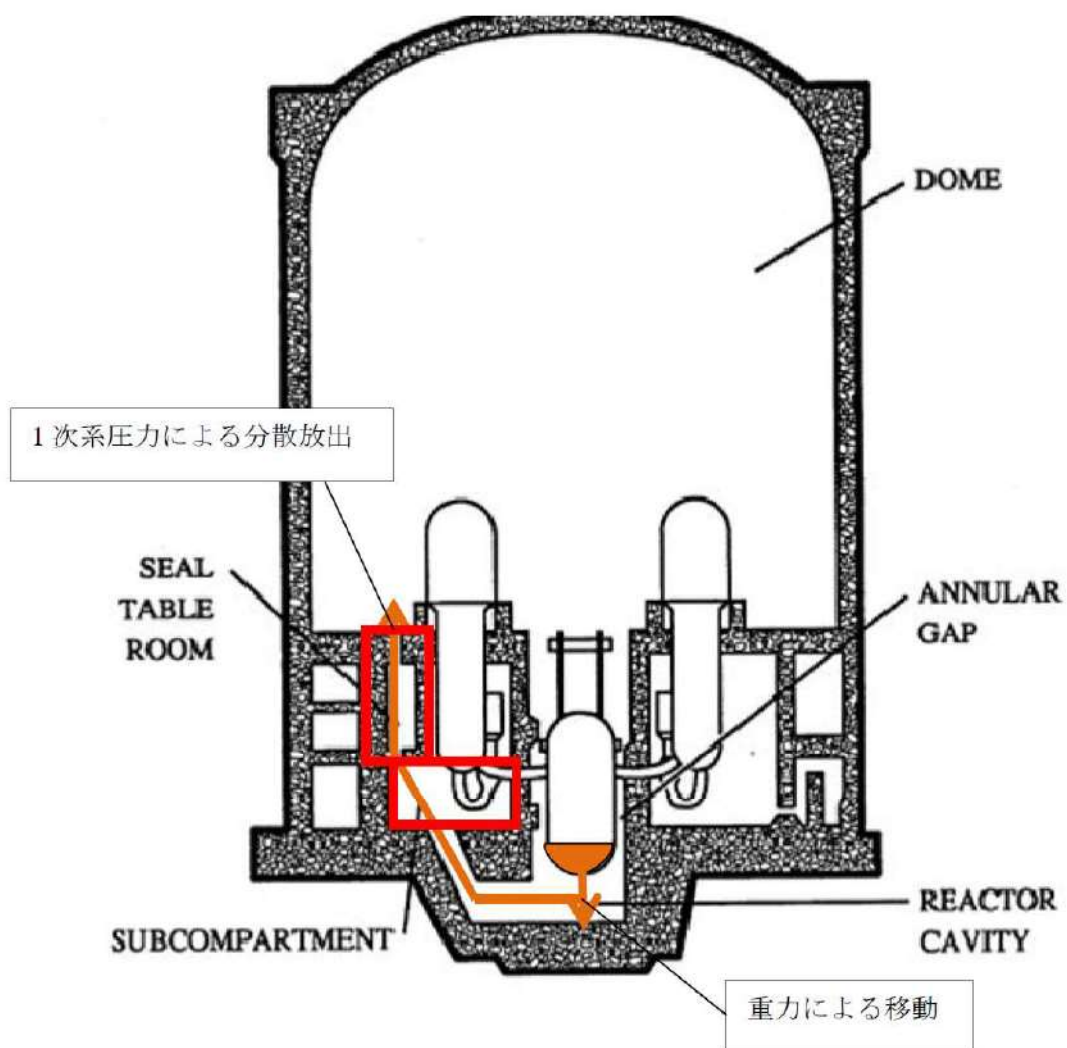


図1 Zionプラント

出典：NUREG/CR-6075, "The Probability of Containment Failure by Direct Containment Heating in Zion"

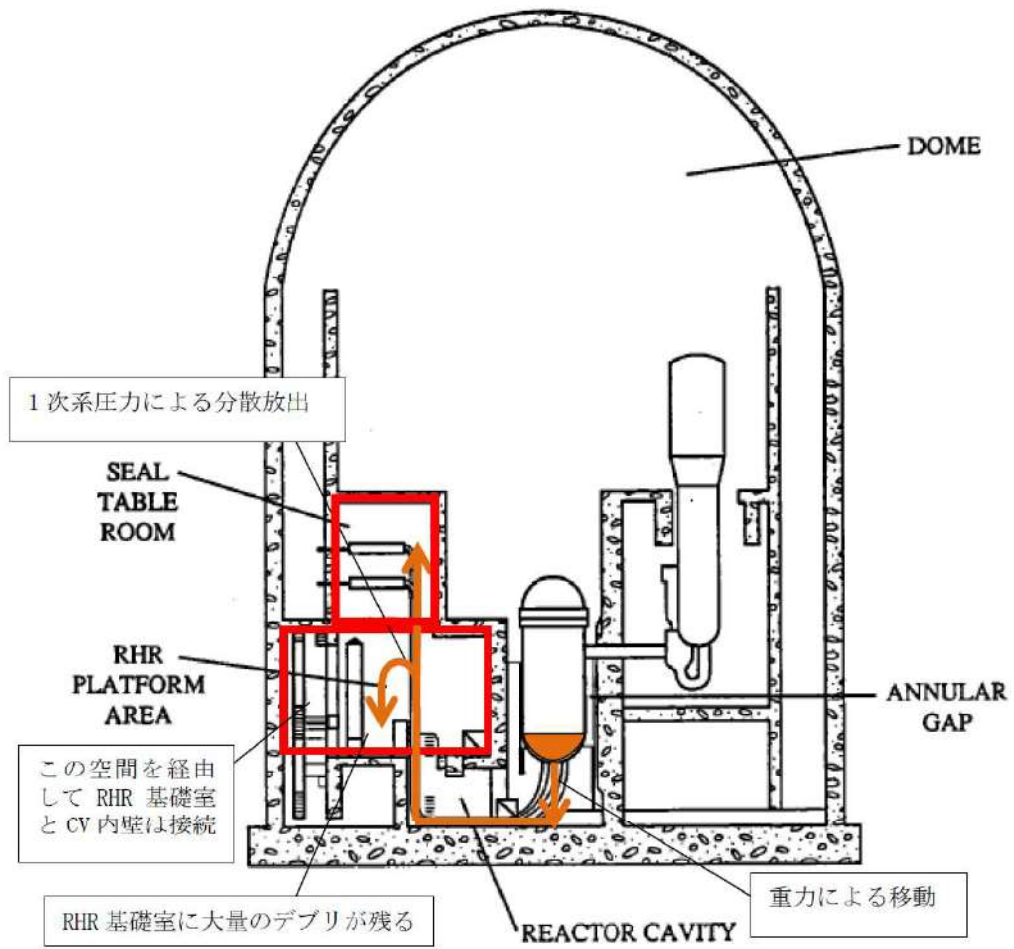


図2 Surryプラント

出典：NUREG/CR-6109, “The Probability of Containment Failure by Direct Containment Heating in Surry”

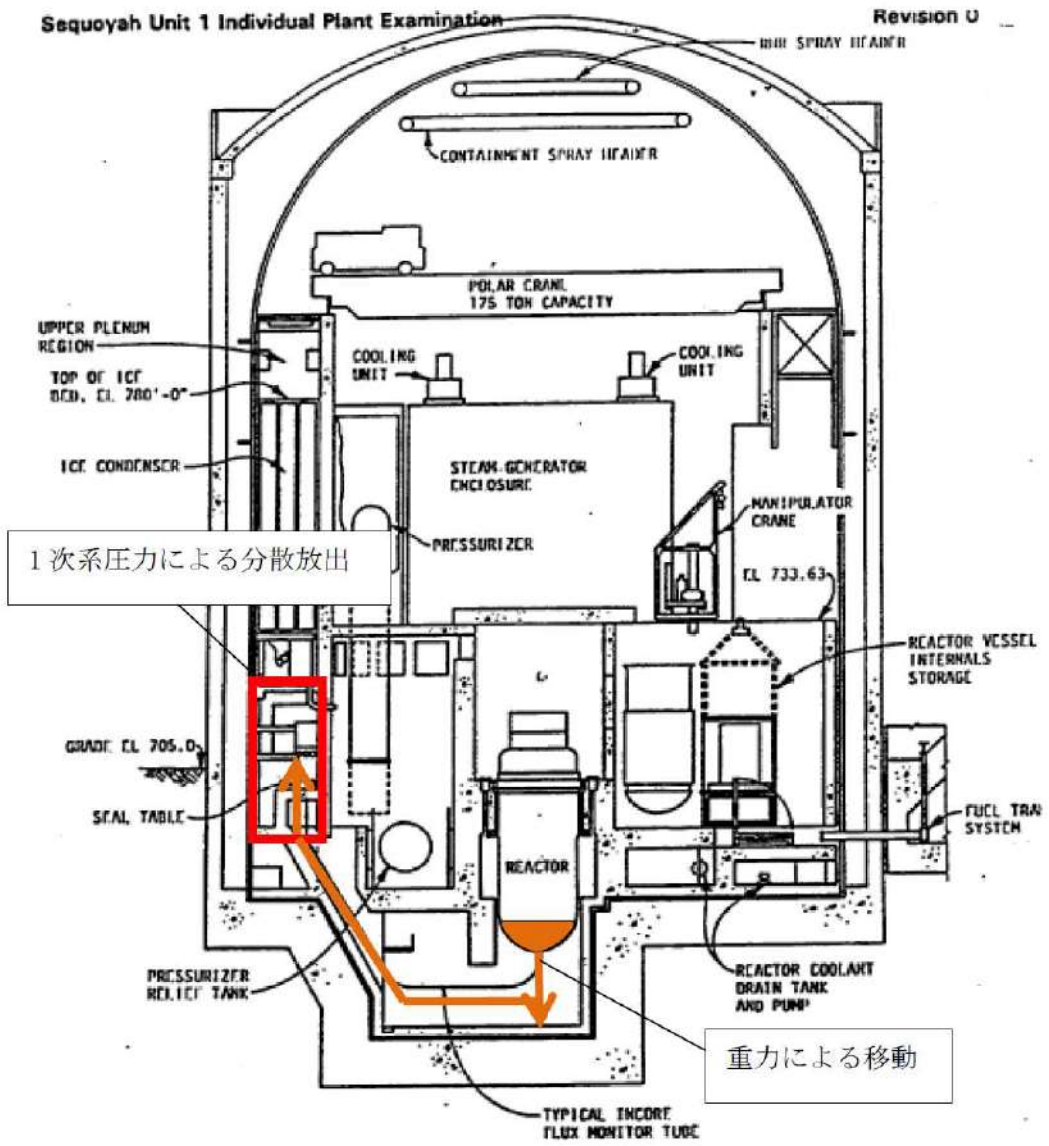


図3 Sequoyahプラント

出典：NUREG/CR-6427, “Assessment of the DCH Issue for Plants with Ice Condenser Containments”

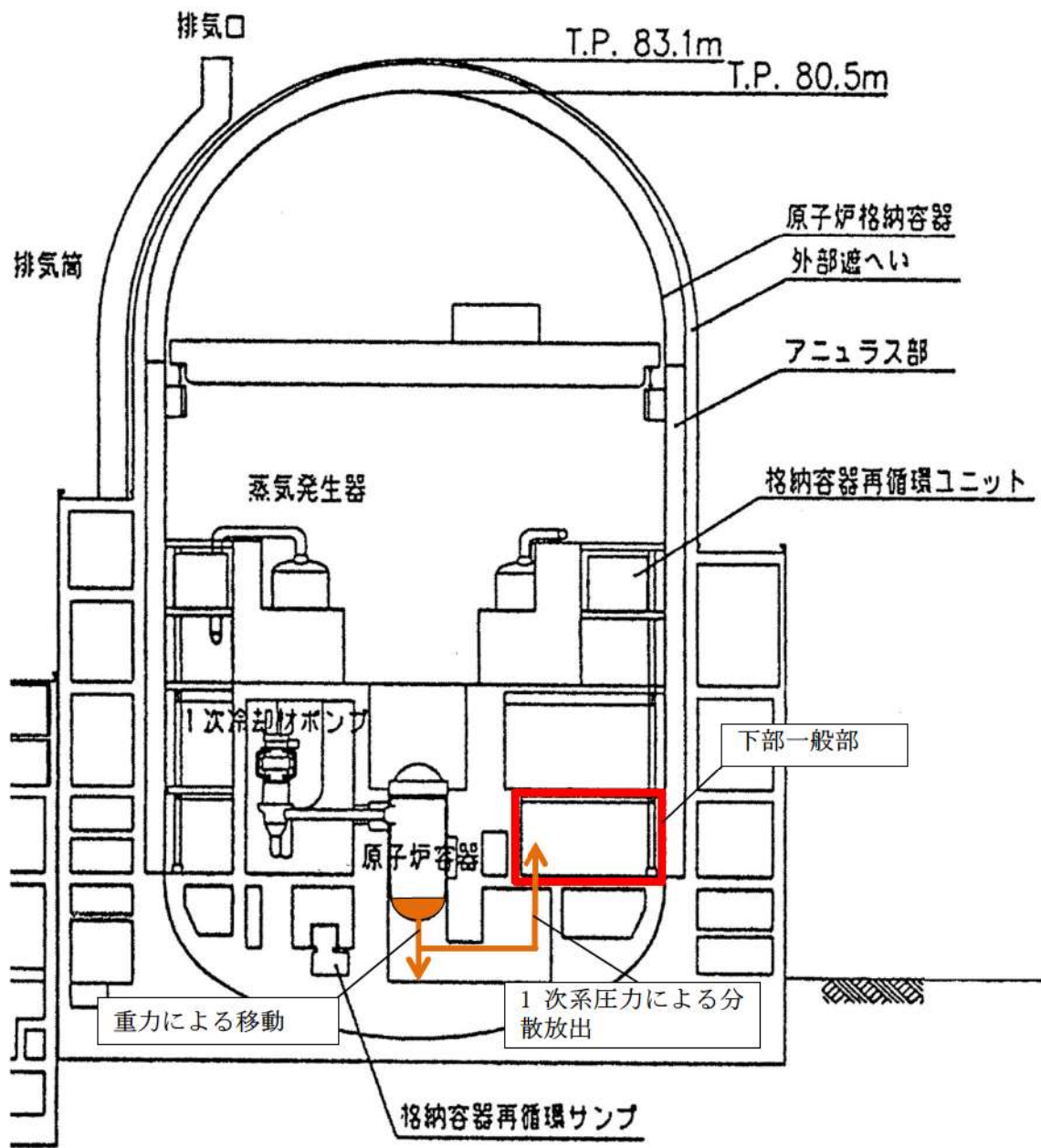


図4 泊3号炉

出典：泊発電所3号炉 原子炉設置許可申請書