

東海第二発電所

確率論的リスク評価（P R A）について （内部事象出力運転時レベル 1 P R A）

平成 28 年 7 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 事故シーケンスグループ等の選定に係る P R A の実施範囲と評価対象 について……………	1- 1
2. 「P R A の説明における参照事項」に基づく構成について……………	2- 1
3. レベル 1 P R A	
3.1 内部事象 P R A	
3.1.1 出力運転時 P R A ……………	3.1.1- 1
3.1.1.1 対象プラント……………	3.1.1- 1
3.1.1.2 起因事象……………	3.1.1- 7
3.1.1.3 成功基準……………	3.1.1-22
3.1.1.4 事故シーケンス……………	3.1.1-25
3.1.1.5 システム信頼性……………	3.1.1-29
3.1.1.6 信頼性パラメータ……………	3.1.1-31
3.1.1.7 人的過誤……………	3.1.1-35
3.1.1.8 炉心損傷頻度……………	3.1.1-37
3.1.2 停止時 P R A ……………	3.1.2- 1
3.2 外部事象 P R A	
3.2.1 地震 P R A ……………	3.2.1- 1
3.2.2 津波 P R A ……………	3.2.2- 1
4. レベル 1 . 5 P R A	
4.1 内部事象 P R A	
4.1.1 出力運転時 P R A ……………	4.1.1- 1

 :本日提示資料

別 紙

別紙 3.1.1.1-1	出力運転時 P R A の対象範囲について
別紙 3.1.1.2-1	起回事象のグループ化について
別紙 3.1.1.2-2	主蒸気管破断の分類の考え方について
別紙 3.1.1.2-3	手動による原子炉停止事象のモデル化について
別紙 3.1.1.2-4	起回事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について
別紙 3.1.1.2-5	外部電源喪失の発生頻度について
別紙 3.1.1.2-6	L O C A の起回事象発生頻度について
別紙 3.1.1.2-7	E C C S 配管破断を考慮した L O C A の炉心損傷頻度評価について
別紙 3.1.1.2-8	インターフェイスシステム L O C A の起回事象発生頻度について
別紙 3.1.1.2-9	起回事象発生頻度のエラーファクタの設定について
別紙 3.1.1.3-1	成功基準解析及び事故進展解析について
別紙 3.1.1.3-2	成功基準における余裕時間の設定について
別紙 3.1.1.4-1	サプレッション・プール水温が上昇した場合の H P C S の機能維持の考え方について
別紙 3.1.1.4-2	原子炉隔離時冷却系の運転継続時間 8 時間の妥当性について
別紙 3.1.1.4-3	事故シーケンスの分類について
別紙 3.1.1.5-1	サポート系が一部故障している場合の評価について
別紙 3.1.1.5-2	制御棒挿入失敗確率の算出方法について

別紙 3.1.1.6-1	熱交換器の故障率における淡水／海水の考慮について
別紙 3.1.1.6-2	故障率データがない機器の既存データの代用について
別紙 3.1.1.6-3	メンテナンスによる待機除外確率の実績データとの比較について
別紙 3.1.1.6-4	共通要因故障に関するMGLパラメータ適用の考え方について
別紙 3.1.1.6-5	中性子束検出器のモデル化について
別紙 3.1.1.7-1	人的過誤率の評価方法について
別紙 3.1.1.7-2	起因事象発生前の人的過誤として評価した事象の抽出について
別紙 3.1.1.7-3	校正ミスの取扱いについて
別紙 3.1.1.7-4	人的過誤に係わるストレスレベル及びストレスファクタの考え方について
別紙 3.1.1.7-5	オMISSIONエラーを考慮していない理由について
別紙 3.1.1.7-6	認知失敗確率におけるストレスファクタの考慮について
別紙 3.1.1.7-7	認知失敗における過誤回復の考慮について
別紙 3.1.1.8-1	PRA使用コードの検証について
別紙 3.1.1.8-2	イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて
別紙 3.1.1.8-3	不確実さ解析における計算回数について
別紙 3.1.1.8-4	ベイズ統計による個別プラントパラメータの算出について

表

第 3.1.1.1-1 表	レベル 1 P R A 実施のために収集した情報及びその 主な情報源
第 3.1.1.1-2 表	P R A で考慮する主な設備
第 3.1.1.1-3 表	系統設備概要
第 3.1.1.2-1 表	既往の P R A を基に選定した起因事象
第 3.1.1.2-2 表	申請書添付書類十及び EPRI NP-2230 の起因事象との 比較結果
第 3.1.1.2-3 表	東海第二発電所における過去のトラブル事例一覧
第 3.1.1.2-4 表	起因事象の発生頻度
第 3.1.1.3-1 表	成功基準の一覧
第 3.1.1.3-2 表	低圧炉心冷却時の S / R 弁の必要弁数
第 3.1.1.3-3 表	R H R S (A系, B系) の成功基準
第 3.1.1.3-4 表	空調機の成功基準
第 3.1.1.3-5 表	M A A P による事故進展解析結果
第 3.1.1.4-1 表	炉心損傷状態の分類
第 3.1.1.5-1 表	フロントライン系とサポート系の依存性
第 3.1.1.5-2 表	サポート系同士の依存性
第 3.1.1.5-3 表	機器タイプ及び故障モード一覧
第 3.1.1.5-4 表	代表的なフォールトツリーの評価結果
第 3.1.1.5-5(a) 表	スクラム系フォールトツリーの主要なミニマルカッ トセット

第 3.1.1.5-5(b) 表	H P C S フォールトツリーの主要なミニマルカット セット
第 3.1.1.5-5(c) 表	R C I C フォールトツリーの主要なミニマルカット セット
第 3.1.1.5-5(d) 表	A D S (手動減圧) フォールトツリーの主要なミニマ ルカットセット
第 3.1.1.5-5(e) 表	L P C S フォールトツリーの主要なミニマルカット セット
第 3.1.1.5-5(f) 表	L P C I - A フォールトツリーの主要なミニマルカ ットセット
第 3.1.1.5-5(g) 表	L P C I - B フォールトツリーの主要なミニマルカ ットセット
第 3.1.1.5-5(h) 表	L P C I - C フォールトツリーの主要なミニマルカ ットセット
第 3.1.1.5-5(i) 表	R H R - A フォールトツリーの主要なミニマルカッ トセット
第 3.1.1.5-5(j) 表	R H R - B フォールトツリーの主要なミニマルカッ トセット
第 3.1.1.5-6 表	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
第 3.1.1.6-1 表	同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び 故障モード
第 3.1.1.6-2 表	システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障 モード
第 3.1.1.6-3 表	共通要因故障パラメータの一覧

第 3.1.1.7-1 表	人的過誤の評価結果
第 3.1.1.8-1 表	起因事象別炉心損傷頻度
第 3.1.1.8-2 表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第 3.1.1.8-3 表	事故シーケンスグループの分析結果
第 3.1.1.8-4 表	起因事象の F V 重要度評価結果
第 3.1.1.8-5 表	起因事象の R A W 評価結果
第 3.1.1.8-6 表	緩和設備の基事象の F V 重要度評価結果
第 3.1.1.8-7 表	緩和設備の基事象の R A W 評価結果
第 3.1.1.8-8 表	不確かさ解析の評価結果
第 3.1.1.8-9 表	ベースケースとの起因事象発生頻度の比較（プラント固有データ反映）
第 3.1.1.8-10 表	ベースケースとの機器故障率の比較（プラント固有データ反映）
第 3.1.1.8-11 表	プラント固有データの反映に関する感度解析結果
第 3.1.1.8-12 表	給水系のモデル化に関する感度解析結果

図

第 3.1.1-1 図	内部事象出力運転時レベル 1 P R A の評価フロー図
第 3.1.1.1-1 図	東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図
第 3.1.1.1-2 図	原子炉緊急停止系の系統説明図
第 3.1.1.1-3 図	制御棒駆動水圧系の系統説明図
第 3.1.1.1-4 図	高圧炉心スプレイ系の系統説明図
第 3.1.1.1-5 図	原子炉隔離時冷却系の系統説明図
第 3.1.1.1-6 図	低圧炉心スプレイ系の系統説明図
第 3.1.1.1-7 図	残留熱除去系の系統説明図
第 3.1.1.1-8 図	格納容器の概要図
第 3.1.1.1-9 図	常用及び非常用補機冷却系の概要図
第 3.1.1.1-10 図	所内単線結線図
第 3.1.1.1-11 図	電源系統の概要図
第 3.1.1.4-1(a) 図	過渡事象に対するイベントツリー
第 3.1.1.4-1(b) 図	外部電源喪失に対するイベントツリー
第 3.1.1.4-1(c) 図	手動停止に対するイベントツリー
第 3.1.1.4-1(d) 図	サポート系喪失（自動停止）に対するイベントツリー
第 3.1.1.4-1(e) 図	サポート系喪失（直流電源喪失）に対するイベントツリー
第 3.1.1.4-1(f) 図	L O C A に対するイベントツリー
第 3.1.1.4-1(g) 図	インターフェイスシステム L O C A に対するイベントツリー
第 3.1.1.5-1 図	システム信頼性評価の例

第 3.1.1.6-1 図	共通要因故障同定のフロー
第 3.1.1.8-1 図	起回事象別の炉心損傷頻度寄与割合
第 3.1.1.8-2 図	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合
第 3.1.1.8-3 図	起回事象の重要度解析結果
第 3.1.1.8-4 図	緩和設備の基事象の重要度解析結果
第 3.1.1.8-5 図	事故シーケンスグループ別の不確実さ解析の結果
第 3.1.1.8-6 図	プラント固有データの反映に関する感度解析結果（炉心損傷頻度の比較）
第 3.1.1.8-7 図	プラント固有データの反映に関する感度解析結果（事故シーケンスグループ別の寄与割合）
第 3.1.1.8-8 図	給水系をモデル化したイベントツリーの例（非隔離事象）
第 3.1.1.8-9 図	給水系のモデル化に関する感度解析結果（炉心損傷頻度の比較）
第 3.1.1.8-10 図	給水系のモデル化に関する感度解析結果（事故シーケンスグループ別の寄与割合）

別 添

別添 3.1.1-1 内部事象出力運転時レベル1 P R A イベントツリー集

1. 事故シーケンスグループ等の選定に係る P R A の実施範囲と評価対象について

本確率論的リスク評価（以下「P R A」という。）は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）第 3 章第 37 条に基づいて実施したものである。

本 P R A は，解釈第 3 章第 37 条において炉心損傷防止対策等の有効性評価の対象として定められている，「必ず想定する事故シーケンスグループ」等に追加して評価すべき事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定に活用する。

P R A の実施範囲は，一般社団法人日本原子力学会において実施基準が標準化されている等，現段階で実施可能な「内部事象出力運転時レベル 1 P R A」，「内部事象出力運転時レベル 1 . 5 P R A」，「内部事象停止時レベル 1 P R A」，「地震レベル 1 P R A」及び「津波レベル 1 P R A」を対象とした。

今回の P R A の目的は，設計基準事象を超えた重大事故に対する炉心損傷防止対策等の有効性評価を行うための事故シーケンスグループ等の抽出であることから，設計基準事故対処設備による対応を基本とし，これまでに整備したアクシデントマネジメント策（通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」（平成 4 年 7 月）以前から整備しているアクシデントマネジメント策を含む）には期待しないことを前提に評価を行うこととした。ただし，「E C C S 手動起動」，「原子炉手動減圧」，「残留熱除去系の手動起動」等の設計基準事故対処設備を作動させるための操作については，本評価においても期待することとした。

なお、作動中である設計基準事故対処設備の機能維持に係る操作のうち、余裕時間が十分長い操作（「サプレッション・プール水温上昇時の水源切替操作」、「R C I Cタービン排気圧高トリップインターロックのバイパス操作」等）については、本評価において考慮するものとした。

< 今回の P R A の評価対象 >

対象緩和設備	今回の P R A での取り扱い
設計基準事故対処設備	考慮する
A M 要請（H4）以前から整備している A M 策	考慮しない （「E C C S 手動起動」、「原子炉手動減圧」、「残留熱除去系の手動起動」等は考慮）
A M 要請（H4）以降整備した A M 策	考慮しない
緊急安全対策設備	考慮しない
重大事故等対処設備	考慮しない

2. 「P R Aの説明における参照事項」に基づく構成について

本資料では事故シーケンスグループ等の選定に際して実施した各種P R Aについて、「P R Aの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載に基づく構成とした。

また、「P R Aの説明における参照事項」の記載と関連して留意すべき事項は以下のとおりである。

(1) ピアレビューについて

メーカ、エンジニアリング会社及び海外の専門家等によるピアレビューの実施を検討中である。

3. レベル 1 P R A

3.1 内部事象 P R A

3.1.1 出力運転時 P R A

出力運転時レベル 1 P R A は日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」に基づき実施した（別紙 3.1.1-1）。評価フロー図を第 3.1.1-1 図に示す。

3.1.1.1 対象プラント

(1) 対象とするプラントの説明

a. プラント情報の収集・分析

東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル 1 P R A 実施に当たり必要とされる以下の情報を収集した。

- ・ P R A 実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報，運転・保守管理情報等）
- ・ 定量化に当たり必要とされる情報（起因事象発生に関する運転経験等）

レベル 1 P R A 実施のための情報収集に使用したリストを第 3.1.1.1-1 表に示す。

b. 東海第二発電所の概要

- ・ 出力
熱出力 3,293MW
電気出力 1,100MW
- ・ プラント型式 沸騰水型軽水炉（B W R - 5）
- ・ 格納容器型式 圧力抑制形（M a r k - II）

c. P R A において考慮する緩和設備（系統）の概要

P R A において考慮する緩和設備（系統）を第 3.1.1.1-2 表

に示す。また、東海第二発電所の系統構成の概要を第 3.1.1.1-1 図に、各系統設備概要を第 3.1.1.1-3 表に示す。

(a) 原子炉停止機能に関する系統

通常運転時は、原子炉再循環流量制御系とあいまって、制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により、原子炉の出力調整を行う。原子炉の起動時・停止時にも、反応度制御系を利用する。異常時にあつては、以下の系統により原子炉を停止する。

i) スクラム系（第 3.1.1.1-2 図，第 3.1.1.1-3 図）

原子炉水位低（レベル 3）等の信号により異常を検知して、急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。本系統は、各制御棒にスクラム信号を発する原子炉緊急停止系、スクラム排出容器及び制御棒駆動水压系から構成される。

(b) 炉心冷却機能に関する系統

通常運転時は、給水系より原子炉へ冷却材を給水し、炉心で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し、タービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は復水器にて凝縮され、再び復水系を経て給水系により原子炉へ冷却材として供給される。原子炉停止時には、残留熱除去系により原子炉の崩壊熱を除去する。異常時においては、以下の系統により原子炉を冷却する。

i) 高圧炉心スプレイ系（H P C S）（第 3.1.1.1-4 図）

H P C S は、原子炉水位異常低下（レベル 2）又はドライウェル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水

(第 1 水源) 又はサブプレッション・プール (S / P) 水 (第 2 水源) を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体にスプレーして炉心を冷却する。

ii) 原子炉隔離時冷却系 (R C I C) (第 3.1.1.1-5 図)

R C I C は、原子炉水位異常低下 (レベル 2) の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水 (第 1 水源) 又は S / P 水 (第 2 水源) を原子炉圧力容器頂部ノズルより注水して炉心を冷却する。本システムは、原子炉で生じる蒸気で駆動する蒸気タービンの回転をポンプの動力源としている。また、制御用電源及び機器駆動用電源には直流電源 (蓄電池含む) を用いており、全交流動力電源喪失時にも蓄電池が枯渇するまでの一定の時間は炉心を冷却することができる。

iii) 自動減圧系 (A D S) (第 3.1.1.1-1 図)

A D S は、逃がし安全弁 (S / R 弁) 18 弁のうち 7 弁からなり、低圧炉心スプレー系又は低圧注水系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本システムは、原子炉水位異常低下 (レベル 1) 及びドライウエル圧力高の両信号を受けて作動し、原子炉圧力を低下させる。

iv) 低圧炉心スプレー系 (L P C S) (第 3.1.1.1-6 図)

L P C S は、原子炉水位異常低下 (レベル 1) 又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、S / P 水を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体にスプレーして炉心を冷却する。

v) 低圧注水系 (L P C I) (第 3.1.1.1-7 図)

L P C I は、残留熱除去系 (R H R) の 1 つの機能であ

り，原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し，S/P水を原子炉圧力容器シェラウド内へ直接注水して炉心を冷却する。本プラントでは，L P C I を3系統設けている。

(c) 格納容器からの除熱機能に関する系統

通常運転時は，格納容器内雰囲気は窒素により不活性化されている。また，ドライウエル内ガス冷却装置により格納容器内は循環冷却されている。異常時においては，以下の系統により格納容器の機能を維持する。

i) 格納容器（P C V）（第3.1.1.1-8図）

P C Vは，円錐フラスタム形をしたドライウエルと円筒形のサブプレッション・チェンバ，及び両者を仕切るダイヤフラムフロアとこれを貫通するベント管等から構成されている。原子炉冷却材喪失時に原子炉から放出される蒸気は，このベント管を通過してS/Pに導かれて凝縮される。

ii) 残留熱除去系（R H R）（第3.1.1.1-7図）

① 格納容器スプレイ冷却モード

格納容器スプレイ冷却モードはR H Rの機能の1つであり，S/P水をR H Rの熱交換器で冷却し，ドライウエル内及びサブプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格納容器内の温度，圧力を低減させるとともに，事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去することにより，放射性物質が漏えいするのを抑制する。

② S/P冷却モード

S/P冷却モードはR H Rの機能の1つであり，S/P

P水をRHRの熱交換器で冷却し，再びS/Pへ戻すことによりS/Pの温度を低減させる。

(d) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時に使用する補機の冷却は，原子炉補機冷却系（RCW），タービン補機冷却系（TCW）及び補機冷却水海水系（ASW）（以下「常用補機冷却系」という。）により行う。また，電源については，通常運転中に使用する補機へは発電機から所内変圧器を通して給電し，プラント停止時に使用する補機へは起動変圧器から給電する。

異常時にあっては，以下の系統により非常用の補機を冷却し，非常用電源を供給する。

なお，常用補機冷却系，非常用補機冷却系の区分Ⅰ，Ⅱ，Ⅲは，それぞれ独立している。常用及び非常用補機冷却系の概要図を第3.1.1.1-9図に，所内用単線結線図を第3.1.1.1-10図に，電源系統の概要図を第3.1.1.1-11図に示す。

i) 残留熱除去系海水系（RHRS）

RHRSは，LPCS及びRHRの補機に直接海水を供給することで，これらを冷却する。

ii) 非常用ディーゼル発電機海水系（DGSW）

DGSWは，非常用ディーゼル発電機（DG-2C/2D）の補機に直接海水を供給することで，これらを冷却する。

iii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系（HPCS-DGSW）

HPCS-DGSWは，HPCS及びHPCSディーゼ

ル発電機（H P C S - D G）の補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

iv) 電源系（第3.1.1.1-10図，第3.1.1.1-11図）

主発電機トリップ等により所内電源が失われると，常用母線への給電は自動的に起動変圧器（275kV系）からの受電に切り替わる。また，起動変圧器からの受電に失敗した場合，非常用母線2D（区分Ⅱ）及びH P C S母線（区分Ⅲ）は予備変圧器（154kV系）からの受電に切り替わる。なお，非常用母線2C（区分Ⅰ）はD G - 2Cからの受電が優先され，必要に応じ，手動操作にて予備変圧器からの受電に切り替える。さらに，常用母線から非常用母線への給電がない場合には，非常用母線の電圧低下を検知して2台の非常用D GとH P C S - D Gが自動起動し，非常用母線を介して非常用機器に給電する。

直流電源系は，125V，250V，24V系に分離され，それぞれ充電器，予備充電器及び蓄電池を備えている。本P R Aにおいて考慮している125V系は，A系（区分Ⅰ），B系（区分Ⅱ）及び高圧炉心スプレイ系（区分Ⅲ）があり，遮断器の開閉に必要な制御電源の供給やD Gの起動等に用いられる。

3.1.1.2 起因事象

通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に至る可能性のある起因事象を選定し、その発生頻度を評価した。

(1) 評価対象とした起因事象について

a. 起因事象の選定

プラントに適用する起因事象について、既往のPRAを参考に、次のとおり選定した。

- (a) 過渡事象
- (b) 手動停止／サポート系喪失
- (c) LOCA
- (d) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

また、上記(a)～(d)の起因事象区分のそれぞれにおいて、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで評価できる起因事象グループに細分化を行った（別紙 3.1.1.2-1）。選定した起因事象区分及び起因事象グループを第 3.1.1.2-1 表に示す。また、起因事象区分ごとに選定した起因事象グループを以下に示す。

(a-1) 過渡事象

機器の故障や人的過誤によりプラントパラメータが変動し、スクラム信号が発生して自動スクラムに至る事象である。これらの事象については、事象進展の類似性等を考慮し、以下のとおりグループ化している。ただし、緩和設備が従属して機能喪失に至る起因事象（以下「従属性を有する起因事象」という。）については、プラントへの影響の観点から別途グ

ループ化している。

i) 非隔離事象

タービントリップ等により原子炉が自動スクラムする事象であり，原子炉とタービン側が隔離されない事象であるため，給復水系は事象発生後も継続して利用可能である。

ii) 隔離事象

主蒸気隔離弁の閉鎖等により原子炉が自動スクラムする事象であり，原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。給復水系を利用するためには主蒸気隔離弁等の開操作が必要となる。

iii) 全給水喪失

給水系の故障等により給水流量が全喪失する事象であり，原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象である。起因事象の発生により給水系が全喪失するため，事象発生初期は給復水系が利用できない。

iv) 水位低下事象

給水系の故障等により給水流量が減少する事象であり，原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象である。給水流量の全喪失には至らないため，給復水系は機能低下するものの，利用可能である。

v) 原子炉緊急停止系誤動作等

安全保護系の誤動作や制御棒の誤引き抜き等により原子炉出力が減少又は増加する事象である。事象発生初期に原子炉が隔離されないため，給復水系は利用可能である。

vi) 逃がし安全弁誤開放

原子炉運転中に S / R 弁が誤開放することにより，冷却材（蒸気）が流出し，原子炉を手動でスクラムさせる事象である。本事象は，給水系が正常であれば原子炉が自動スクラムする事象ではないが，給水系が喪失した場合は，原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする。本事象では，R C I C は利用できない。

(a-2) 外部電源喪失

外部電源が喪失し原子炉が自動スクラムする事象である。事象の発生により非常用電源の確保が必要になる等，他の事象とはプラント応答が異なるため，1つの起因事象グループとしている。

(b-1) 手動停止 / サポート系喪失（手動停止）

原子炉停止機能，炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常による計画外の手動停止及びサポート系の故障に伴う原子炉の手動停止を以下のとおりグループ化している。

i) 計画外停止

原子炉停止機能，炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常が原因で原子炉を計画外に停止する事象である。

ii) 残留熱除去系海水系故障（区分 I，II）

残留熱除去系海水系の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり，当該区分の系統が機能喪失する。

iii) 交流電源故障（区分 I）

区分Ⅰの交流電源の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり、当該区分の系統が機能喪失する。

(b-2) サポート系喪失（自動停止）

原子炉が自動停止に至るサポート系の故障を以下のとおりグループ化している。

i) 交流電源故障（区分Ⅱ）

区分Ⅱの交流電源の故障により120V計装用母線の電源が喪失することで給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉が自動スクラムする事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり、当該区分の系統が機能喪失する。

ii) タービン・サポート系故障

補機冷却海水系、タービン補機冷却系、計装用圧縮空気系等のタービン設備のサポート系の故障により、タービン設備に期待できない状態で原子炉を手動でスクラムさせる事象である。本事象は原子炉が自動スクラムする事象ではないが、事象進展の類似性から自動停止に至るサポート系喪失として分類する。

(b-3) サポート系喪失（直流電源故障）

直流電源故障時は他のサポート系喪失事象とはプラント応答が異なるため、1つの起因事象グループとしている。

i) 直流電源故障（区分Ⅰ）

区分Ⅰの直流電源の故障により高圧復水ポンプーB及びCがトリップするため給水流量が低下し、原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象である。原子炉ス

スクラム後，区分Ⅰの直流電源喪失に伴い所内電源自動切替信号が発信しないため，外部電源喪失と同様の事象進展となる。本事象は従属性を有する起因事象であり，当該区分の系統は機能喪失する。

ii) 直流電源故障（区分Ⅱ）

区分Ⅱの直流電源の故障によりタービンが自動トリップし，タービン主蒸気止め弁等が閉止し原子炉が自動スクラムする事象である。原子炉スクラム後，区分Ⅱの直流電源喪失により外部電源からの受電しゃ断器が操作不能となり，外部電源喪失と同様の事象進展となる。本事象は従属性を有する起因事象であり，当該区分の系統は機能喪失する。

(c) L O C A

冷却材流出によりプラントパラメータが変動し，スクラム信号が発生して自動スクラムに至る事象である。流出規模に応じて期待できる緩和設備が異なることから，以下のとおりグループ化している。

i) 大 L O C A

再循環配管の両端破断のように，事象初期に急激な原子炉減圧を伴う規模の冷却材が流出する事象であり，S/R弁による原子炉減圧なしにLPCS又はLPCIにより炉心冷却が可能である。

ii) 中 L O C A

大LOCAよりも破断口が小さく，減圧が緩やかな冷却材の流出規模であるため，LPCS又はLPCI系による炉心冷却のためにはS/R弁による原子炉減圧が必要であ

る。また，R C I Cのみでは原子炉水位確保は困難である。

iii) 小 L O C A

中 L O C A よりも破断口が小さく，R C I Cのみで原子炉水位確保が可能であるが，制御棒駆動水圧系のみでは原子炉水位確保が困難である。また，減圧が緩やかなため，L P C S 又は L P C I による炉心冷却のためには S / R 弁による原子炉減圧が必要である。

(d) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧され破断する事象である。他の事象とはプラント応答が異なるため，1 つの起因事象グループとしている。

b. 国内外の評価事例の分析

選定した起因事象グループと，安全評価審査指針（原子炉設置変更許可申請書）及び E P R I N P - 2 2 3 0 で考慮している過渡事象及び事故との比較を行い，選定した起因事象の網羅性を確認した。原子炉設置変更許可申請書添付書類十及び E P R I N P - 2 2 3 0 で考慮されている過渡事象及び事故との比較結果を第3.1.1.2-2表に示す。

また，本プラント及び他の国内原子炉においてプラントの停止に至ったトラブル事例について，原子炉施設運転管理年報等により調査を行い，選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお，東海第二発電所における過去のトラブル事象は第3.1.1.2-3表に示すとおりである。

c. 評価対象外とした起回事象

以下の事象は、発生頻度やプラントへの影響等の観点から、リスク評価上の重要性は低いと考え、評価対象から除外した。

- (a) 出力運転中の制御棒引き抜き，原子炉冷却材流量の部分喪失及び原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

起回事象が発生した場合においても自動スクラムに至らず、炉心冷却機能への影響が軽微であるため、本事象は対象外とした。

- (b) 放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため、本事象は対象外とした。

- (c) 燃料集合体の落下事象

運転中では使用済燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが、落下した場合でも原子炉の運転状態を妨げることはなく、炉心損傷に至るような事象ではないため、本事象は対象外とした。

- (d) 制御棒落下

制御棒及び制御棒駆動機構の接続部は、十分に信頼性の高い構造とし、必要な場合以外に分離することがない設計となっている。万一、制御棒が駆動部から分離し落下した場合には、制御棒落下速度リミッタによって、落下速度を抑える設計になっている。

また、設置変更許可申請書の事故評価の中で、原子炉が臨界又は臨界近傍（冷温時，高温待機時）にあるときに制御棒が落下する事故を評価しているが、原子炉冷却材圧力バウン

ダリにかかる圧力，燃料エンタルピの最大値及びピーク出力部燃料エンタルピの結果より，原子炉停止能力，原子炉冷却材圧力バウンダリ等の健全性は損なわれず炉心損傷に至ることはないことが確認されていることから，本事象は対象外とした。

(e) 主蒸気管破断

主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に成功した場合は「隔離事象」に分類する。

主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合は「格納容器バイパス」が発生するが，発生頻度が極めて小さい値となることから，評価対象外とした（別紙 3.1.1.2-2）。

(f) 原子炉圧力容器破損（DBA超過LOCA）

NUREG-1829では，DBAを超える範囲のLOCAの発生頻度は $1E-8$ ／炉年以下と評価されている。本事象に対して炉心損傷は防止できないものの，格納容器破損頻度の観点であっても十分低い値となっているため，本事象は対象外とした。

(g) 通常停止

定期検査のための停止や漏えい等の微小な故障によるプラント停止であり，原子炉停止機能，炉心冷却機能，格納容器からの除熱機能及び安全機能のサポート機能に影響がなく，緩和設備を十分有している状態での手動停止でありプラントへの影響は限定されるため，本事象は対象外とした（別紙 3.1.1.2-3）。

d. 起因事象発生頻度の評価

(a) 起因事象発生頻度の評価に用いたデータベース

国内BWRプラントの起因事象発生頻度は、次の情報に基づいて、定期的に更新している。

- ・原子力施設運転管理年報（独立行政法人 原子力安全基盤機構）
- ・NUCIAで公開されているトラブル情報
- ・電気事業者によるプレスリリース

本PRAでは、起因事象発生頻度は、平成20年度末までの国内BWRプラントの実績に基づいて算出したものを使用している（別紙3.1.1.2-4）。

(b) 起因事象発生頻度の評価

選定した各起因事象について、発生頻度を評価した結果を第3.1.1.2-4表に示す。発生頻度の評価に当たっては、LOCA及びインターフェイスシステムLOCA以外の起因事象については、(a)の国内BWR全32基の運転実績に基づき、次の式により起因事象発生頻度を算出している。

$$\lambda_{IE} = X_{IE} / T_{OP}$$

λ_{IE} : 起因事象発生頻度（／炉年）

X_{IE} : 起因事象発生件数

T_{OP} : 総運転炉年又は営業運転開始からの総年数（暦年）

各起因事象発生頻度の評価方法は以下のとおり。

i) 過渡事象の発生頻度

過渡事象は、発生件数を総運転炉年で除して算出した。

運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータを用いることとし、発生

件数のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エラーファクタはW A S H - 1 4 0 0 を参考に工学的判断により設定した（別紙3.1.1.2-9）。

① 非隔離事象

$$81 / 488.1 = 1.7E-1 / \text{炉年}$$

非隔離事象の発生件数 : 81件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

② 隔離事象

$$13 / 488.1 = 2.7E-2 / \text{炉年}$$

隔離事象の発生件数 : 13件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

③ 全給水喪失

$$5 / 488.1 = 1.0E-2 / \text{炉年}$$

全給水喪失の発生件数 : 5件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

④ 水位低下事象

$$13 / 488.1 = 2.7E-2 / \text{炉年}$$

水位低下事象の発生件数 : 13件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

⑤ 原子炉緊急停止系誤動作等

$$27 / 488.1 = 5.5E-2 / \text{炉年}$$

原子炉緊急停止系誤動作等の発生件数 : 27件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

⑥ 逃がし安全弁誤開放

$$0.5 / 488.1 = 1.0E-3 / \text{炉年}$$

S / R 弁誤開放の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

※ : 発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

ii) 外部電源喪失の発生頻度

外部電源喪失の発生頻度は、発生件数を暦年で除して算出した。運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータを用いた。なお、外部電源喪失の発生件数は、運転時に発生した2件と停止中に発生した1件を加えた3件とし、エラーファクタはWASH-1400を参考に工学的判断により設定した（別紙3.1.1.2-5）。

① 外部電源喪失

$$3 / 706.1 = 4.2E-3 / \text{炉年}$$

外部電源喪失の発生件数 : 3件

国内BWR全32基の営業運転開始 : 706.1年

からの総年数（暦年）

iii) 手動停止／サポート系喪失（手動停止）の発生頻度

手動停止の発生頻度は、発生件数を総運転炉年で除して算出した。サポート系喪失（手動停止）の発生頻度は、発生件数を対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系統当たりの発生頻度を算出した。運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータを用いることとし、発生経験のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。

エラーファクタはW A S H - 1 4 0 0 を参考に工学的判断により設定した。

① 計画外停止

$$21 / 488.1 = 4.3E-2 / \text{炉年}$$

計画外停止の発生件数 : 21件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

② 残留熱除去系海水系故障

$$0.5 / 693.6 = 7.2E-4 / \text{炉年}$$

補機冷却系故障の発生件数^{*} : 0.5件

国内BWR全32基の補機冷却系の

系統数を考慮した総運転炉年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

③ 交流電源故障（区分I）

$$0.5 / 3366.2 = 1.5E-4 / \text{炉年}$$

交流電源故障の発生件数^{*} : 0.5件

国内BWR全32基の交流電源の母

線数を考慮した総運転炉年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

iv) サポート系喪失（自動停止）の発生頻度

サポート系喪失（自動停止）の発生頻度は、発生件数を対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系統当たりの発生頻度を算出した。運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータを用いることとし、発生経験のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エラー

ファクタはWASH-1400を参考に工学的判断により設定した。

① 交流電源故障（区分Ⅱ）

$$0.5 / 3366.2 = 1.5E-4 / \text{炉年}$$

交流電源故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の交流電源の母線 : 3366.2年

線数を考慮した総運転炉年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

② タービン・サポート系故障

$$0.5 / 693.6 = 7.2E-4 / \text{炉年}$$

タービン・サポート系故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基のタービン・サポート系の系統数 : 693.6年

を考慮した総運転炉年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

v) サポート系喪失（直流電源故障）の発生頻度

サポート系喪失（直流電源故障）の発生頻度は、発生件数を対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系統当たりの発生頻度を算出した。運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータを用いることとし、発生経験のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エラーファクタはWASH-1400を参考に工学的判断により設定した。

① 直流電源故障

$$0.5 / 1763.3 = 2.8E-4 / \text{炉年}$$

直流電源故障の発生件数[※] : 0.5件
国内BWR全32基の直流電源の母線 : 1763.3年
数を考慮した総運転炉年

※：発生経験がないため，発生件数を0.5件と仮定。

vi) LOCAの発生頻度

LOCAについては，国内外で発生した経験がないため，NUREG/CR-5750及びNUREG-1829のデータに基づき，大LOCA，中LOCA，小LOCAの発生頻度及びエラーファクタを設定した（別紙3.1.1.2-6）。

① 大LOCA

2.0E-5/炉年

② 中LOCA

2.0E-4/炉年

③ 小LOCA

3.0E-4/炉年

なお，本PRAでは，特定の緩和系の配管破断に伴うLOCAが発生した場合に，その緩和系を使用できなくなることについては考慮していないが，これを考慮した場合の影響についても確認した（別紙3.1.1.2-7）。

vii) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）の発生頻度

インターフェイスシステムLOCAについては，国内外で発生した経験がないため，インターフェイスシステムLOCAとなり得る配管を同定し，フォールトツリーによる

システム信頼性解析を使用する方法に基づき発生頻度及びエラーファクタを算出した（別紙3.1.1.2-8）。

① インターフェイスシステム L O C A

4.1E-10／炉年

3.1.1.3 成功基準

炉心損傷を防止するために必要とされる緩和設備及び緩和操作の組合せ，及びそれらの機能を達成するために必要な条件を定めた。

(1) 成功基準について

a. 炉心損傷判定条件

炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

- ・ 燃料被覆管表面温度が 1,200℃を超えると評価される状態
- ・ 燃料被覆管の酸化量が，酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を超えると評価される状態

b. 起回事象ごとの成功基準の一覧表

上記を踏まえ，S A F E R コードによる成功基準解析結果（別紙 3.1.1.3-1）を用いて，起回事象ごとに整理した成功基準の一覧を第 3.1.1.3-1 表に示す。また，低圧炉心冷却時の S / R 弁の必要弁数を第 3.1.1.3-2 表に，R H R S の成功基準を第 3.1.1.3-3 表に，E C C S ポンプ室等の空調機の成功基準を第 3.1.1.3-4 表に示す。

c. 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

(a) 余裕時間

運転員による緩和操作を対象として，それらを遂行するまでの余裕時間を M A A P コードによる事故進展解析（別紙 3.1.1.3-1）結果等に基づき設定した。事故進展解析結果を第 3.1.1.3-5 表に示す。また，設定した余裕時間を以下に示す。

i) 炉心冷却に対する余裕時間

対象操作：原子炉注水に関する手動バックアップ

自動起動信号（高圧 E C C S，自動減圧，低圧 E C C S 等）に失敗した場合に，運転員の手動操作によるバックアップに期待する。

余裕時間：30 分（大中 L O C A 除く）

設定根拠：事故進展解析における高圧・低圧注水機能喪失シーケンスの炉心損傷に至る時間 0.9 時間に余裕を見込み 30 分とした。また，設定した余裕時間で炉心損傷を防止できることを，許認可での使用実績のある S A F E R コードを用いて確認した（別紙 3.1.1.3-2）。ただし，小 L O C A を除く L O C A（大 L O C A 及び中 L O C A）における余裕時間については，事象進展が早く，30 分の余裕時間では炉心損傷を防止することは困難であるため極めて短い時間として別途考慮する。

ii) 格納容器除熱に対する余裕時間

対象操作：原子炉注水成功時の R H R による格納容器除熱操作

原子炉注水成功時，崩壊熱による格納容器破損を防ぐために，R H R を起動する必要がある。

余裕時間：1 時間

設定根拠：事故進展解析における崩壊熱除去機能喪失シーケンスの格納容器破損（格納容器圧力が最高使用圧力の 2 倍）に至る時間 21.4 時間に

対して、サプレッション・プール水温の上昇による注水設備への影響を考慮し、保守的に1時間とした。

(b) 使命時間

緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については、以下の観点から24時間を適用している。

- ・ 24時間あれば、プラントを安定した状態に移行させることが可能であり、機能喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。

d. 解析コードの検証性

成功基準解析に使用したS A F E Rコードは、許認可解析で十分な実績を有しており、十分な検証が行われている。また、事故進展解析に使用したM A A Pコードの検証性については、重大事故等防止対策の有効性評価の内容説明と併せて提示する。

3.1.1.4 事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組合せのことである。また、炉心損傷に至る事故シーケンスを網羅的に展開するための体系的な分析と定量化が可能である手法として、イベントツリー法を用いる。

(1) イベントツリー

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、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーの概要を第3.1.1.4-1(a)図～第3.1.1.4-1(g)図に示す。また、展開した事故シーケンスの炉心損傷状態の分類を第3.1.1.4-1表に示す。

(2) 事故シーケンスの分類

イベントツリーによって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ている。炉心損傷状態については、「原子炉停止機能」、「炉心冷却機能」、「格納容器からの除熱機能」の各安全機能に着目し、起因事象及び緩和設備の成否等によって以下のように分類した(別紙 3.1.1.4-3)。

a. 原子炉停止機能

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷(格納容器先行破損)に至る場合を「原子炉停止機能喪失」(TC)の事故シーケンスグループとして分類する。

b. 炉心冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも、炉心からの崩壊熱を除去しなければ炉心損傷に至る。炉心冷却機能は、高圧炉心冷却機能、原子炉減圧機能及び低圧炉心冷却機能からなり、これらの冷却機能の状況に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

- ・ 事象発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る場合を「高圧・低圧注水機能喪失」(T Q U V)の事故シーケンスグループとして分類する。
- ・ 事象発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る場合を「高圧注水・減圧機能喪失」(T Q U X)の事故シーケンスグループとして分類する。
- ・ L O C A発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る場合を「L O C A時注水機能喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。

なお、バウンダリの破損規模等に応じてプラントの状態が異なることから以下のグループに細分化する。

- ・ 大L O C A後の炉心冷却失敗 (A E)
- ・ 中L O C A後の炉心冷却失敗 (S 1 E)
- ・ 小L O C A後の炉心冷却失敗 (S 2 E)
- ・ 冷却材が格納容器外に漏えいする格納容器バイパス (インターフェイスシステムL O C A) については、漏えい箇所

を隔離した上で炉心冷却が必要であるが、この隔離機能が喪失し、漏えいの継続により炉心損傷に至る場合を「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」（ I S L O C A ）の事故シーケンスグループとして分類する。

c. 格納容器からの除熱機能

原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器からの除熱機能が喪失した場合には、炉心損傷前に格納容器が過圧により破損し、その後、炉心損傷に至る場合があることから、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。なお、崩壊熱除去機能喪失については、電源の状態に応じて以下のグループに細分化する。

- ・ 交流電源（区分Ⅰ又は区分Ⅱ）確保時の崩壊熱除去機能喪失（T W）
- ・ 交流電源（区分Ⅰ及び区分Ⅱ）確保失敗時の崩壊熱除去機能喪失（T B W）（別紙 3.1.1.4-1）

d. 安全機能のサポート機能

安全機能に必要な電源が喪失し、炉心損傷に至る場合を「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。なお、本 P R A では、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用 D G 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。

また、全交流動力電源喪失は、事故進展速度、原子炉圧力状態等を考慮して以下のグループに細分化する。

- ・ 外部電源喪失後、非常用 D G 2 台が機能喪失した状態で、H

P C S 及び R C I C が機能喪失 (T B U)

- 外部電源喪失後，非常用 D G 2 台が機能喪失した状態で，H P C S が機能喪失し，S / R 弁再閉鎖失敗によって R C I C が機能喪失 (T B P)
- 外部電源喪失後，直流電源故障による非常用 D G 2 台の起動に失敗し，R C I C 及び H P C S が機能喪失 (T B D)
- 外部電源喪失後，非常用 D G 2 台が機能喪失した状態で，H P C S が機能喪失し，R C I C による原子炉注水継続中に蓄電池が枯渇し R C I C 機能喪失 (長期 T B) (別紙 3. 1. 1. 4-2)

3.1.1.5 システム信頼性

イベントツリーの定量化においては、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決めるため、システム信頼性解析を実施する必要がある。この各分岐のシステム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いた。本評価では、イベントツリーのヘディングに対応する緩和設備について、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォールトツリーを作成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

評価対象とした主要な緩和設備の一覧を以下に示す。それぞれの緩和設備ごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.1.5-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.1.5-2表に示す。システム間従属性は、イベントツリー、フォールトツリー及び両者の組合せによってモデル化した。

<原子炉停止機能>

- ・スクラム系

<炉心冷却機能>

- ・高圧炉心スプレイ系（H P C S）
- ・原子炉隔離時冷却系（R C I C）
- ・自動減圧系（A D S）
- ・低圧炉心スプレイ系（L P C S）
- ・低圧注水系（L P C I - A, B, C）

<格納容器熱除去機能>

- ・残留熱除去系（RHR-A，B）

(2) システム信頼性評価手法

システム信頼性解析では，フロントライン系と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（別紙3.1.1.5-1）。

フォールトツリーの作成に当たっては，対象範囲を示す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る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(1)に示した緩和設備についてフォールトツリーを作成し，定量化を実施した。システム信頼性評価の例を第3.1.1.5-1図に示す。また，フォールトツリーの中でモデル化した機器及びその故障モードを第3.1.1.5-3表に示す。

(3) システム信頼性評価の結果

各緩和設備の代表的なフォールトツリーの評価結果を第3.1.1.5-4表に示す。また，過渡事象における各緩和設備の代表的なミニマルカットセットを第3.1.1.5-5(a)表～第3.1.1.5-5(j)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

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を第3.1.1.5-6表に示す（別紙3.1.1.5-2）。

3.1.1.6 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，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，共通要因故障，試験による待機除外，保守作業による待機除外，人的過誤（3.1.1.7項）等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

(2) 機器故障率

機器故障率は，原則として，NUCIA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）を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下「21ヵ年データ」という。）に記載されているデータを使用する。また，NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（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（別紙3.1.1.6-1）。

なお，21ヵ年データに記載のない機器の故障率については，類似性を考慮した工学的判断に基づき，21ヵ年データに記載された他の機器の故障率を使用した（別紙3.1.1.6-2，別紙3.1.1.6-5）。

上記の機器故障率を使用して以下の評価式により基事象発生確率を算出した。

- ・ 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障率

又は

$$Q = \lambda_s \times T_s / 2$$

λ_s : 起動（又は状態変更）失敗率（／時間）

T_s : 平均試験間隔（時間）

- ・ 機能維持失敗確率

$$Q = \lambda_r \times T_m$$

λ_r : 機能維持失敗率（／時間）

T_m : 使命時間（時間）

(3) 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では、故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。

(4) 待機除外確率

a. 試験による待機除外確率

本評価でモデル化対象とした緩和設備について、試験による待機除外のモデル化の可否を検討した。その結果、試験の実施のために待機中とは異なる系統構成とする場合でも、試験中に作動要求信号が発信すれば試験状態が自動的に解除されることから、試験による待機除外のモデル化は不要であることを確認した。

b. 保守作業による待機除外確率

本評価でモデル化対象とした緩和設備の保守作業による待機除外のモデル化の可否を検討し、モデル化が必要な場合は機器

の平均修復時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を、次の式により算出した。

$$P_{SYS} = \sum_i (\lambda_i \cdot T r_i)$$

λ_i : 定期試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発生率 (/ 時間)

$T r_i$: 機器 i の平均修復時間 (時間)

ここで、 λ_i は、NUREG / CR - 2815 を参考に、対象機器の異常が検知されれば機器が機能喪失する前に予防保全として保守作業を実施することを考慮して、定期試験等によって異常の発見が可能な機器の故障モードの機器故障率の10倍としている (別紙3.1.1.6-3)。

(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、共通要因故障を考慮する。共通要因故障を考慮する機器と故障モードの同定フロー図を第3.1.1.6-1図に示す。フロー図に従い、以下の3つの条件を同時に満たす場合に、共通要因故障を考慮した。

- a. 冗長の機能を有する同種機器
- b. 起因事象発生前の運転状態が同一
- c. 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モー

ド及び静的機器の各故障モードについては、動的機器の動的故障モードと同程度の故障率であるものに対して共通要因故障を考慮した。フロー図に従って同定した共通要因故障の対象機器と故障モードを第3.1.1.6-1表及び第3.1.1.6-2表に示す。

なお、本評価では、M G L (Multiple Greek Letter) 法を用いて共通要因故障を考慮した(別紙3.1.1.6-4)。共通要因故障パラメータとしては、米国で公開され、あるいはP R Aでの使用実績がある文献等から、妥当と考えられる β 、 γ ファクタを使用した。本評価で使用した共通要因故障パラメータの一覧を第3.1.1.6-3表に示す。

3.1.1.7 人的過誤

人的過誤は人間信頼性解析により評価する。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ものである。

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

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUR E G / C R - 1 2 7 8）の T H E R P 手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、評価対象となる人的過誤の特徴を考慮し、他の運転員によるバックアップをモデル化している。本評価で同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果の例を第3.1.1.7-1表に示す（別紙3.1.1.7-1，別紙3.1.1.7-4）。

a. 起因事象発生前の人的過誤

起因事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守作業の終了後、対象系統あるいは機器の通常状態への復旧忘れを考慮した。具体的には、手動弁の開閉忘れ等を評価した（別紙3.1.1.7-2，別紙3.1.1.7-3）。

b. 起因事象発生後の人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は所定の運転手順書に記載されている手順に従って、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。P R Aにおいては、運転員が行う行為

を人的過誤の評価対象とする。具体的には、起因事象発生後の各人的過誤の評価に対して、認知失敗と操作失敗に分けて評価している。

(a) 認知失敗

認知失敗では、警報等により異常を検知して適切な運転手順を選択することに失敗することをモデル化する。認知失敗確率は、THERP手法に基づき、時間信頼性曲線を用いており、対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル等の補正係数を乗じて算出している。なお、時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間は、3.1.1.3項で設定した余裕時間を用いる（別紙3.1.1.7-6，別紙3.1.1.7-7）。

(b) 操作失敗

操作失敗では、認知成功後の対応操作に失敗することをモデル化する。操作失敗確率は、THERP手法に基づき、運転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮して算出する（別紙3.1.1.7-5）。

3.1.1.8 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷頻度を算出するとともに、主要な結果を分析した。

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、計算コードSafety Watcherを用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、炉心損傷頻度を算出した（別紙3.1.1.8-1）。

(2) 炉心損傷頻度（点推定値）

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は約 $3.7E-5$ /炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第3.1.1.8-1表に示す。また、各事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第3.1.1.8-2表に、事故シーケンスグループに対する分析結果を第3.1.1.8-3表に示す（別紙3.1.1.8-2）。

起因事象別の全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第3.1.1.8-1図に示す。起因事象別の炉心損傷頻度は、「過渡事象」が約64.1%を占める。次いで、「手動停止/サポート系喪失（手動停止）」が約18.0%、「サポート系喪失（直流電源故障）」が約13.7%を占める。また、過渡事象のうち非隔離事象を起因とする炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の約37.6%を占める結果となった。

「過渡事象」の炉心損傷頻度が比較的高い理由は、起因事象発生頻度が高いことによるものである。また、「手動停止/サポート系喪失（手動停止）」及び「サポート系喪失（直流電源故障）」については、起因事象発生頻度は比較的低いが、その発生により当該区分の緩和設備が機能喪失することにより、期待できる緩和設備が限定されることによるものである。

事故シーケンスグループ別の全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第3.1.1.8-2図に示す。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は「崩壊熱除去機能喪失」が約99.6%を占め、支配的となった。これは、本評価で期待している崩壊熱除去機能を有する設備が残留熱除去系のみであり、炉心冷却機能に比べて期待できる緩和設備が少ないことによる。

(3) 重要度解析，不確かさ解析及び感度解析

a. 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため、Fussell-Vesely (FV) 重要度及びRisk Achievement Worth (RAW)を評価した。

○ FV重要度

対象とする事象の発生確率を0とした場合にリスクがどれだけ低下するかを示す指標

$$FV重要度 = \frac{CDF - CDF(A=0)}{CDF}$$

CDF (A=0) : 事象Aの発生確率が0の場合の
全炉心損傷頻度

CDF : 全炉心損傷頻度

○ RAW

対象とす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

$$R A W = \frac{C D F (A = 1)}{C D F}$$

C D F (A = 1) : 事象 A の発生確率が1の場合の
全炉心損傷頻度

重要度解析は，起因事象及び緩和系の基事象に対して実施した。

【起因事象】

起因事象の F V 重要度の評価結果を第3.1.1.8-4表に示す。起因事象の F V 重要度は，全炉心損傷頻度に対する寄与割合と同じであり，過渡事象の「非隔離事象」の F V 重要度が最も高く，約3.8E-1となる。次いで，過渡事象の「原子炉緊急停止系誤動作等」が約1.2E-1となる。

起因事象の R A W の評価結果を第3.1.1.8-5表に示す。起因事象の R A W は，起因事象発生頻度が低いもの，及び条件付き炉心損傷確率が高いものが高くなることから，起因事象発生頻度が低く，かつ条件付き炉心損傷確率が1である「インターフェイスシステム L O C A」の R A W が最も高く，約2.7E+4となる。次いで，サポート系喪失（直流電源故障）の「直流電源故障（区分Ⅰ）」，「直流電源故障（区分Ⅱ）」がそれぞれ約2.5E+2，約2.4E+2となる。

起因事象に対する F V 重要度と R A W の相関を第3.1.1.8-3図に示す。「直流電源故障（区分Ⅰ）」及び「直流電源故障（区分Ⅱ）」の起因事象は，F V 重要度と R A W がともに高い結果となった。

【緩和設備の基事象】

緩和設備の基事象のF V重要度の評価結果（上位10位）を第3.1.1.8-6表に示す。緩和設備の基事象のF V重要度は、「R H R系操作失敗」が約4.0E-1と最も高くなった。そのほか、残留熱除去系及び残留熱除去系海水系に関する基事象と、非常用D Gに関する基事象のF V重要度が高い結果となった。これらはいずれも崩壊熱除去機能喪失に関する基事象である。全炉心損傷頻度に対する寄与割合が99%以上を占める事故シーケンスグループが崩壊熱除去機能喪失（T W / T B W）であることから、崩壊熱除去機能に影響する基事象が高いF V重要度を示した。

緩和設備の基事象のR A Wの評価結果（上位10位）を第3.1.1.8-7表に示す。緩和設備の基事象のR A WはR H R及びR H R Sの共通要因故障に関する基事象が上位を占める結果となった。本評価では崩壊熱除去機能として期待している系統はR H Rのみであることから、これらの基事象の発生確率を1とした場合に崩壊熱除去機能が喪失し炉心損傷に至るため、R A Wが高くなっている。

緩和設備の基事象に対するF V重要度とR A Wの相関を第3.1.1.8-4図に示す。「R H R系操作失敗」及び「R H R S - A / B海水ストレーナ閉塞共通要因故障」の基事象は、F V重要度とR A Wがともに高い結果となった。

b. 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の5%下限値，中央値，平均値，及び95%上限値を評価した。評価結果を第3.1.1.8-8表及び第3.1.1.8-5図に示す（別紙

3.1.1.8-3)。

全炉心損傷頻度の平均値は約 $3.8E-5$ ／炉年となり，点推定値と概ね一致した。また，全炉心損傷頻度のエラーファクタは約3.0となった。これは，各パラメータの不確実さの影響により，95%上限値と5%下限値の間に約9倍の不確実さ幅があることを意味する。

$$E F = \sqrt{\frac{95\% \text{ 上限値}}{5\% \text{ 下限値}}}$$

c. 感度解析

(a) プラント固有データの反映

東海第二発電所のプラント固有の運転実績を考慮した起因事象発生頻度及び機器故障率を①頻度論統計及び②ベイズ統計により算出し，全炉心損傷頻度を評価した（別紙3.1.1.8-4）。

対象とする起因事象は，平成20年度（平成21年3月）末までに東海第二発電所で発生経験のある「非隔離事象」，「水位低下事象」，「原子炉緊急停止系誤動作等」及び「計画外停止」を選定した。一般パラメータ（平成20年度末までの国内プラントの実績）を用いた起因事象発生頻度のベースケースとの比較を第3.1.1.8-9表に示す。

また，対象とする機器故障率は，内部事象出力運転時レベル1 P R Aでモデル化している機器のうち，東海第二発電所で故障実績があり重要度が比較的高い「電動弁（淡水）作動失敗（開／閉失敗）」及び「逆止弁開失敗」を選定した。一般パラメータを用いた機器故障率のベースケースとの比較を

第3.1.1.8-10表に示す。

東海第二発電所の運転実績を考慮した起因事象発生頻度及び機器故障率を用いた全炉心損傷頻度を第3.1.1.8-11表及び第3.1.1.8-6図に、パイチャートを第3.1.1.8-7図に示す。全炉心損傷頻度は、頻度論統計の場合はベースケースの約1.7倍である約 $6.2\text{E-}5$ /炉年，ベイズ統計の場合はベースケースの約1.4倍である約 $5.1\text{E-}5$ /炉年となり，共にベースケースの不確実さの幅の中に収まっていることを確認した。また，全炉心損傷頻度への寄与割合が大きな事故シーケンスグループは，ベースケースと同様，崩壊熱除去機能喪失となった。以上より，東海第二発電所のプラント固有データを用いて評価した結果について，一般パラメータを用いて評価した場合と同様の傾向を示していることを確認した。

(b) 給復水系のモデル化

本PRAでは炉心冷却機能及び格納容器除熱機能として給復水系に期待していないが，起因事象の発生により原子炉が隔離されない事象のうち，継続して給復水系が使用可能である以下の起因事象を対象に，給復水系に期待した場合の炉心損傷頻度を評価した。

- ・ 非隔離事象
- ・ 水位低下事象
- ・ 原子炉緊急停止系誤動作等
- ・ 計画外停止
- ・ 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）
- ・ 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）

給復水系をモデル化したイベントツリーの例として非隔離事象のイベントツリーを第3.1.1.8-8図に示す。また、感度解析結果を第3.1.1.8-12表、第3.1.1.8-9図及び第3.1.1.8-10図に示す。原子炉が隔離されない起因事象に対して、給復水系に期待した場合の全炉心損傷頻度は約 $1.0E-5$ ／炉年となり、ベースケースと比較して約0.28倍となった。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は、給復水系による高圧炉心冷却機能に期待することにより、T Q U V及びT Q U Xの炉心損傷頻度が低下し、給復水系による格納容器除熱機能に期待することにより、T Wの炉心損傷頻度が低下した。なお、全炉心損傷頻度に対する寄与割合については、「崩壊熱除去機能喪失」が約98.7%を占め、ベースケースと同様に支配的となった。

(4) まとめ

東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル1 P R Aを実施した。その結果、全炉心損傷頻度の点推定値は約 $3.7E-5$ ／炉年となった。また、不確かさ解析の結果得られた全炉心損傷頻度の平均値は約 $3.8E-5$ ／炉年、エラーファクタは約3.0であった。

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、全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。

重要度解析においては、F V重要度及びR A Wの2つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和設備の基事象の重要度を把握した。その結果、起因事象では「直流電源故障（区分Ⅰ）」及び「直流電源故障（区分Ⅱ）」、緩和設備では残留熱除去系、残留熱除去

系海水系及び非常用D Gの重要度が高いことを確認した。なお、残留熱除去系の共通要因故障については、代替除熱手段である耐圧強化ベント系又は格納容器圧力逃がし装置により炉心損傷頻度の低減が可能である。また、残留熱除去系海水系の共通要因故障については、代替残留熱除去系海水系により炉心損傷頻度の低減が可能である。さらに、非常用D Gの故障については、常設代替高圧電源装置により炉心損傷頻度の低減が可能である。

感度解析においては、東海第二発電所の運転実績を反映した起因事象発生頻度及び機器故障率データを用いて全炉心損傷頻度を評価した。その結果、全炉心損傷頻度はベースケースの不確実さの幅の中に収まっていることを確認し、一般パラメータを用いて評価した場合と同様の傾向を示していることを確認した。

第3.1.1.1-1表 レベル1 PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源 (1/2)

PRAの作業	収集すべき情報		主な情報源
1. プラントの構成・特性の調査	PRA実施に当たり必要とされる基本的な情報	a) 設計情報	1) 原子炉設置変更許可申請書 2) 基本図面集 (P & I D) 3) 展開接続図 (CWD)
		b) 運転・保守管理情報	1) 設備別運転手順書 2) 起動停止手順書 3) 定期試験手順書 4) 警報処置手順書 5) 故障時運転手順書 6) 巡視点検手順書 7) 非常時運転手順書 8) 非常時運転手順書Ⅱ 9) 非常時運転手順書Ⅲ 10) 原子炉施設保安規定 11) 定期事業者検査要領書 12) アクシデントマネジメントガイドイ 13) アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン 14) 定期試験実施取扱書 15) 直定例業務・定期機器切替実施取扱書 16) 点検計画 17) 保全計画
2. 起因事象の選定	定量化に当たり必要とされる情報	過渡事象, 外部電源喪失等に関する事例	1) 上記1の情報源 2) 既往PRA報告書 3) 原子力施設運転管理年報 4) 過渡事象に関する報告書 ・EPRI NP-2230 ^{※1} 5) LOCAの発生頻度の評価に関する報告書 ・NUREG/CR-5750 ^{※2} ・NUREG-1829 ^{※3}

※1: EPRI NP-2230, 「ATWS:A Reappraisal Part3:Frequency of Anticipated Transients」,1982

※2: NUREG/CR-5750, 「Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants:1987-1995」,1998

※3: NUREG-1829, 「Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process」,1999

第 3.1.1.1-1 表 レベル 1 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源 (2/2)

PRA の作業	収集すべき情報	主な情報源
3. 成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> ・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 	1) 上記 1 の情報源 2) 既往 PRA 報告書 3) 成功基準に係る報告書
4. 事故シーケンスの分析		
5. 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	1) 上記 1 の情報源 2) 下記 6, 7 の情報源
6. 人間性信頼性解析	<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 ^{※4}
7. パラメータの作成	定量化に当たり必要とされる情報 対象プラントに即したデータ	1) 上記 1 の情報源 2) 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 ^{※5} 3) 保守作業による待機除外確率 ・ NUREG/CR-2815 ^{※6} 4) 共通要因故障パラメータ ・ NUREG/CR-1205 Rev. 1 ^{※7} ・ NUREG/CR-1363 Rev. 1 ^{※8} ・ NUREG/CR-4550 ^{※9} ・ NUREG-1150 ^{※10} ・ NUREG/CR-2771 ^{※11} ・ SECY-83-293 ^{※12} ・ NUREG-0666 ^{※13} ・ NUREG/CR-5497 ^{※14}

※4: NUREG/CR-1278, 「Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications Final Report」, 1983

※5: 2009 年 5 月, 有限責任中間法人 日本原子力技術協会

※6: NUREG/CR-2815 Rev. 1, 「Probabilistic Safety Analysis Procedures Guide」, 1985

※7: NUREG/CR-1205 Rev. 1, 「Data Summaries of Licensee Event Reports of Pumps at U.S. Commercial Nuclear Power Plants」, 1982

※8: NUREG/CR-1363 Rev. 1, 「Data Summaries of Licensee Event Reports of Valves at U.S. Commercial Nuclear Power Plants, January 1976 to December 31, 1978」, 1982

※9: NUREG/CR-4550, 「Analysis of Core Damage Frequency」, 1987

※10: NUREG-1150, 「Severe Accident Risks: An Assessment for Five U.S. Nuclear Power Plants」, 1990

※11: NUREG/CR-2771, 「Common Cause Fault Rates for Instrumentation and Control Assemblies」, 1983

※12: SECY-83-293, 「Amendments to 10 CFR 50 Related to Anticipated Transients Without Scram (ATWS) Events」, 1983

※13: NUREG-0666, 「A Probabilistic Safety Analysis of DC Power Supply Requirements for Nuclear Power Plants」, 1981

※14: NUREG/CR-5497, 「Common-Cause Failure Parameter Estimations」, 1998

第 3.1.1.1-2 表 PRA で考慮する主な設備

機能及び系統名 ^{※1}	系統の説明
原子炉停止機能 ^{※2}	
スクラム系 (原子炉緊急停止系, スクラム排出容器, 制御棒駆動水圧系)	原子炉水位低 (レベル 3) 等の信号により異常を検知して, 急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し, 原子炉を停止させる。信号を発する原子炉緊急停止系, スクラム排出容器及び制御棒駆動水圧系から構成される。
炉心冷却機能 ^{※3}	
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し, 電動駆動のポンプにより, 高圧～低圧状態の原子炉に注水する。
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	原子炉水位異常低下 (レベル 2) の信号で自動起動し, 蒸気タービン駆動のポンプにより, 原子炉に注水する。
自動減圧系 (ADS)	原子炉水位異常低下 (レベル 1) 及びドライウエル圧力高の信号により, ADS 機能を有する逃がし安全弁 (S/R 弁) を自動開放して原子炉圧力を低下させる。
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	原子炉水位異常低下 (レベル 1) 又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し, 電動駆動のポンプにより, 低圧状態の原子炉に注水する。
低圧注水系 (LPCI) (残留熱除去系 (RHR))	低圧注水系は RHR の機能の 1 つであり, 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し, 電動駆動のポンプにより, 低圧状態の原子炉に注水する。
格納容器除熱機能	
残留熱除去系 (RHR) (格納容器スプレイ冷却モード/サブプレッション・プール冷却モード)	格納容器スプレイ冷却モードは RHR の機能の 1 つであり, サプレッション・プール水を RHR の熱交換器で冷却し, ドライウエル内及びサブプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格納容器内の温度, 圧力を低減させる。 サブプレッション・プール冷却モードは RHR の機能の 1 つであり, サプレッション・プール水を RHR の熱交換器で冷却し, 再びサブプレッション・プールへ戻すことによりサブプレッション・プールの温度を低減させる。
安全機能のサポート機能	
残留熱除去系海水系 (RHRS) 非常用ディーゼル発電機海水系 (DGSW) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW)	直接海水を供給することで, 各々の補機を冷却する。 RHRS: LPCS, RHR 等 DGSW: DG-2C/2D HPCS-DGSW: HPCS, HPCS-DG
非常用ディーゼル発電機 (DG)	外部電源の喪失等を受けて自動起動し, 非常用機器に給電する。
直流電源 (DC)	RCIC や DG の起動, S/R 弁の電磁弁や遮断器の開閉等の非常用機器の制御に用いる。

※1: 外部電源が喪失した場合の復旧及び故障した機器の復旧は考慮していない

※2: 全制御棒挿入失敗時のほう酸水注入系については, AM 操作を伴うことから原子炉停止機能として考慮していない

※3: 給復水系による注水機能及び除熱機能は考慮していない

第 3.1.1.1-3 表 系統設備概要

系統設備	概要
制御棒及び制御棒駆動水圧系 (スクラム系)	原子炉緊急停止系 1 out of 2 ×2 の論理回路 制御棒本数：185 本 スクラム排出容器：2 組
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t/h
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	タービン駆動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 142m ³ /h
自動減圧系 (ADS)	弁個数：7 個 弁容量：約 360t/h/個 (7.76MPa・d において)
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t/h
残留熱除去系 (RHR)	電動ポンプ台数：3 台，熱交換器台数：2 台 ・低圧注水系 (LPCI)：3 系統 ・格納容器スプレイ冷却モード/ サブプレッション・プール冷却モード：2 系統 ポンプ容量：約 1,690m ³ /h/台
残留熱除去系海水系 (RHRS)	電動ポンプ台数：4 台 ポンプ容量：約 886m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機海水系 (DGSW)	非常用ディーゼル発電機用：2 台 ポンプ容量：約 273m ³ /h/台 HPCSディーゼル発電機用：1 台 ポンプ容量：約 233m ³ /h
非常用ディーゼル発電機 (DG)	非常用ディーゼル発電機台数：2 台 定格容量：約 6,500kVA/台 HPCSディーゼル発電機台数：1 台 定格容量：約 3,500kVA
直流電源 (DC)	所内蓄電池：2 組 容量：A—約 3,500Ah, B—約 2,500Ah HPCS系用蓄電池：1 組 容量：約 900Ah

第3.1.1.2-1表 既往のPRAを基に選定した起因事象

	Peach Bottom (WASH-1400)	Peach Bottom (NUREG-1150)	Grand Gulf (NUREG-1150)	国内BWR5プラント (共通懇PSAレビュー 検討WG)	東海第二発電所の 起因事象グループ
過渡事象	過渡事象	<ul style="list-style-type: none"> PCSが使用可能でない過渡事象 PCSが使用可能な過渡事象 給水喪失 逃がし安全弁誤開放 外部電源喪失 交流電源故障 直流電源故障 	<ul style="list-style-type: none"> PCSが使用可能でない過渡事象 PCSが使用可能な過渡事象 給水喪失 逃がし安全弁誤開放 外部電源喪失 計装用圧縮空気系故障 	<ul style="list-style-type: none"> MSIV閉 復水器真空喪失 タービントリップ その他の過渡変化 給水喪失 逃がし安全弁誤開放 外部電源喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 隔離事象 非隔離事象 水位低下事象 原子炉緊急停止系誤動作等 全給水喪失 逃がし安全弁誤開放 外部電源喪失^{※3} 計画外停止^{※4} 残留熱除去系海水水系故障^{※4} 交流電源故障^{※4,5} タービン・サポータ系故障^{※5} 直流電源故障^{※6}
	手動停止／喪失系	—	—	—	—
LOCA	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損^{※1} 大LOCA 中LOCA 小LOCA 極小LOCA^{※2} 	<ul style="list-style-type: none"> 大LOCA 中LOCA 小LOCA 極小LOCA^{※2} 	<ul style="list-style-type: none"> 大LOCA 中LOCA 小LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大LOCA 中LOCA 小LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大LOCA 中LOCA 小LOCA
資格パースバイ	—	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA 	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA 	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA 	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA

※1：原子炉圧力容器破損は、「3.1.1.2(1)c. 評価対象外とした起因事象」に述べる理由により評価対象から除外した。

※2：極小LOCAは、重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さいため「通常停止」に含まれる。なお、「通常停止」については「3.1.1.2(1)c. 評価対象外とした起因事象」に述べる理由により評価対象から除外した。

※3：非常用電源の確保が必要になる等、他の事象とはプラント応答が異なるため、単独の起因事象区分とした。

※4～※6：同じイベントツリーで取り扱える範囲のグループを同じ区分とした。(※4：手動停止／サポータ系喪失(手動停止), ※5：サポータ系喪失(自動停止),

※6：サポータ系喪失(直流電源故障))

第 3. 1. 1. 2-2 表 申請書添付書類十及び EPRI NP-2230 の起因事象との比較結果

東海第二発電所		EPRI NP-2230 による過渡事象	起因事象グループ	
申請書添付書類十による過渡・事故事象				
過渡事象	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	起動時における制御棒引き抜き	原子炉緊急停止系誤動作等	
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	出力運転中の制御棒引き抜き		
	原子炉冷却材流量の部分喪失	再循環ポンプ1台トリップ	起因事象対象外	
		再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量減少)		
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	再循環停止ループ誤起動	起因事象対象外	
	外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失
		補助電源喪失	補助電源喪失	
	給水加熱喪失	復水器真空度喪失	隔離事象	
	原子炉冷却材流量制御系の誤動作	給水加熱喪失	非隔離事象	
		再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量増加)		
	負荷の喪失		発電機負荷遮断	非隔離事象
			タービントリップ	
			圧力制御装置の故障 (蒸気流量減少) バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	
	主蒸気隔離弁の誤閉止		発電機負荷遮断バイパス弁不作動	隔離事象
		タービントリップバイパス弁不作動		
給水制御系の故障		主蒸気隔離弁の閉鎖	隔離事象	
		主蒸気隔離弁の部分閉鎖		
		主蒸気隔離弁の1弁閉鎖		
原子炉圧力制御系の故障		給水制御系の故障 (流量増加, 出力運転時)	非隔離事象	
		給水制御系の故障 (流量増加, 起動・停止時)		
給水流量の全喪失		圧力制御装置の故障 (蒸気流量増加)	隔離事象	
		タービンバイパス弁誤開放		
		全給水流量喪失		
-		給水または復水ポンプ1台トリップ	水位低下事象	
		給水制御系の故障 (流量減少, 出力運転時)		
		給水制御系の故障 (流量減少, 起動・停止時)	非隔離事象	
		HPCI/HPCSの誤起動		
	逃がし安全弁誤開放/開固着	逃がし安全弁誤開放		
	原子炉保護系故障によるスクラム	原子炉緊急停止系誤動作等		
	プラント異常によるスクラム			
	原子炉保護系計装の故障によるスクラム			
事故	原子炉冷却材喪失	-	原子炉冷却材喪失	
	原子炉冷却材流量の喪失	全再循環ポンプトリップ	非隔離事象	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	再循環ポンプ軸固着		
	放射性気体廃棄物処理施設の破損	-	起因事象対象外	
	主蒸気管破断	-	隔離事象	
	燃料集合体の落下	-	起因事象対象外	
	制御棒落下	-	起因事象対象外	
	原子炉冷却材喪失 (PCV解析)	-	原子炉冷却材喪失	
	可燃性ガスの発生	-		

第 3. 1. 1. 2-3 表 東海第二発電所における過去のトラブル事例一覧 (1/2)

事象発生日	トラブル件名	起回事象
1979/1/26	再循環ポンプ (A) のフレーム振動上昇と、モータ下部軸受温度上昇のため再循環ポンプ (A) が停止。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1979/2/2	再循環ポンプ (B) の軸受油冷却用配管からの水漏れのため再循環ポンプ (B) が停止。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1979/7/22	蒸気管の予備計装配管弁のフランジ部分からの蒸気漏れを発見。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1980/4/3	タービン軸受磨耗検出装置の定期試験中、試験用回路のリレーの不具合により原子炉自動停止。	非隔離事象
1980/9/6	給水流量の変動により給水制御系に誤信号が発生したため、原子炉自動停止。	水位低下事象
1981/3/25	タービンスピード検出回路の周波数・電圧変換器の不調のため、原子炉自動停止。	非隔離事象
1981/7/22	タービン主塞止弁作動試験を行っていたが、同弁リミットスイッチの動作不良による誤信号で主蒸気加減弁が急閉したため、原子炉自動停止。	非隔離事象
1981/8/10	給水管に取り付けられている試験用計装配管の溶接部からの水漏れを発見。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1981/9/12	原子炉ウェル水位計校正作業時、不手際により、原子炉水位検出系に変動を与えたため、原子炉自動停止。	原子炉緊急停止系誤動作等
1981/12/13	中間領域核計装の応答不調のため原子炉手動停止。	通常停止※
1981/12/20	タービン組合せ中間弁開閉試験時、制御油圧系の油圧低下により主蒸気加減弁が急速閉したため、原子炉自動停止。	非隔離事象
1983/1/30	格納容器内ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
1983/2/18	落雷により給水制御系の電源系統に異常が発生したため、原子炉水位高によりタービンが停止し、原子炉自動停止。	非隔離事象
1983/12/26	巡視点検により低圧給水加熱器 (2A) への抽気管のドレン系配管フランジ部からの漏えいを発見。補修のため原子炉手動停止。	通常停止※
1984/10/4	給水制御系の装置端子部の接触不良のため給水流量が減少し、「原子炉水位低」により原子炉自動停止。	水位低下事象
1985/7/30	格納容器内床ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止※

※：本評価では対象外とした。

第 3. 1. 1. 2-3 表 東海第二発電所における過去のトラブル事例一覧 (2/2)

事象発生日	トラブル件名	起因事象
1990/11/29	床ドレンサンプピットへの流入量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
1993/4/3	格納容器冷却器ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
1996/8/10	「タービン制御油タンクレベル高/低」警報が発報し、点検の結果タービン中間塞止弁付近からタービン制御油の漏えいが認められたため、原子炉手動停止。	計画外停止
1997/7/12	軽油貯蔵タンク修理に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
2000/8/8	送電線への落雷に伴う東海原子力線トリップによる原子炉自動停止。	非隔離事象
2000/12/26	再循環ポンプ (A) のメカニカルシール点検に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
2002/3/31	275 kV 系母線トリップに伴う原子炉自動停止。	非隔離事象
2002/4/3	原子炉給水系(B) 点検のため、原子炉手動停止。	通常停止※
2003/3/15	原子炉冷却材再循環流量制御弁開度検出器取替のため、原子炉手動停止。	通常停止※
2007/3/25	タービン駆動原子炉給水ポンプ (A) の修理のため、原子炉手動停止。	通常停止※

※：本評価では対象外とした。

第3.1.1.2-4表 起因事象の発生頻度

起因事象	発生頻度 [／炉年]	E F	評価方法
過渡事象	非隔離事象	3.0	<ul style="list-style-type: none"> 国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） 発生件数に対して、総運転炉年^{※1}より算出
	隔離事象	3.0	
	全給水喪失	3.0	
	水位低下事象	3.0	
	原子炉緊急停止系誤動作等	3.0	
	逃がし安全弁誤開放	3.0	
外部電源喪失	4.2E-03	3.0	<ul style="list-style-type: none"> 発生経験はないため、発生件数0.5件として、総運転炉年^{※1}より算出
外部電源喪失	外部電源喪失	3.0	<ul style="list-style-type: none"> 国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） 発生件数に対して、暦年^{※2}より算出
	計画外停止	3.0	<ul style="list-style-type: none"> 国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） 発生件数に対して、総運転炉年^{※1}より算出
手動停止／サポート系喪失（手動停止）	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）	3.0	<ul style="list-style-type: none"> 発生経験はないため、発生件数0.5件として、総運転炉年^{※1}より算出（発生頻度は系統あるいは母線当たり）
	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	3.0	
	交流電源故障（区分Ⅰ）	3.0	
	交流電源故障（区分Ⅱ）	3.0	
サポート系喪失（自動停止）	タービン・サポート系故障	3.0	<ul style="list-style-type: none"> 発生経験はないため、発生件数0.5件として、総運転炉年^{※1}より算出
	直流電源故障（区分Ⅰ）	3.0	
サポート系喪失（直流電源故障）	直流電源故障（区分Ⅱ）	3.0	<ul style="list-style-type: none"> 発生経験はないため、NUREG/CR-5750^{※3}及びNUREG-1829^{※4}のデータに基づき算出
	大LOCA	20.0	
LOCA	中LOCA	20.0	<ul style="list-style-type: none"> 発生経験はないため、NUREG/CR-5750^{※3}及びNUREG-1829^{※4}のデータに基づき算出
	小LOCA	10.0	
	インターフェイスシステム LOCA	24.6	
格納容器バイパス	4.1E-10	24.6	<ul style="list-style-type: none"> システム信頼性解析により、隔離弁等の故障により低圧設計箇所が破損する頻度として算出

※1 国内BWR全32基の総運転炉年：約488.1炉年

※2 国内BWR全32基の営業運転開始からの総年数（暦年）：約706.1炉年

※3 配管の貫通クラックの発生経験から破断に至る確率を評価した文献

※4 設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCA発生頻度を評価した文献

第 3.1.1.3-1 表 成功基準の一覧

起因事象※	原子炉停止機能	炉心冷却機能	格納容器除熱機能
<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 外部電源喪失 サポート系喪失 (自動停止) サポート系喪失 (直流電源故障) 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> HPCS RCIC ・手動減圧+LPCS ・手動減圧+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・1/2RHR
<ul style="list-style-type: none"> ・手動停止/サポート系喪失(手動停止) 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> HPCS LPCS ・1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・1/2RHR
<ul style="list-style-type: none"> ・手動停止/サポート系喪失(手動停止) 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> HPCS RCIC ・手動減圧+LPCS ・手動減圧+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・1/2RHR
<ul style="list-style-type: none"> ・ LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> HPCS LPCS ・1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・1/2RHR
<ul style="list-style-type: none"> ・ LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> HPCS ADS+LPCS ・ADS+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・1/2RHR
<ul style="list-style-type: none"> ・ LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> HPCS RCIC ・ADS+LPCS ・ADS+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・1/2RHR

※ インターフェイスシステムLOCAは、設計基準事故対処設備のみでは炉心損傷を防止できないため、直接炉心損傷に至る事象として整理し、成功基準は設定しない。

第3.1.1.3-2表 低圧炉心冷却時のS/R弁の必要弁数

系統名	過渡事象		中LOCA	小LOCA
	S/R弁 正常動作時	S/R弁 誤開放時		
LPCS 又は 1/3LPCI	1弁	—	1弁	1弁

第3.1.1.3-3表 RHR S (A系, B系) の成功基準

機器名	RHR Sの成功基準
RHR S ポンプ	1/2
RHR S 熱交換器	1/1

第3.1.1.3-4表 空調機の成功基準

系統名	空調機の成功基準
HPCS	2/2
LPCS	1/1
RHR-A	1/1
RHR-B	1/1
RHR-C	1/1
DG-2C	2/2
DG-2D	2/2
HPCS-DG	2/2

第 3.1.1.3-5 表 M A A P による事故進展解析結果

事故シナジェンス 事象進展	高圧・低圧注水機能 喪失 (T Q U V)	高圧注水・減圧機能 喪失 (T Q U X)	全交流動力電源喪失 (長期 T B)	原子炉停止機能喪失 (T C)	崩壊熱除去機能喪失 (T W)	L O C A 時注水機能 喪失 (A E)
炉心露出	0.6h	0.6h	9.5h	1.4h	23.6h	0.01h
燃料被覆管破損 (1,000K)	0.7h	0.9h	10.1h	1.6h	24.5h	0.1h
炉心損傷 (1,500K)	0.9h	1.1h	10.4h	1.8h	24.8h	0.2h
炉心溶融 (2,500K)	1.2h	1.3h	10.8h	2.1h	25.2h	0.5h
炉心支持板破損	2.6h	2.7h	13.9h	3.9h	31.5h	1.6h
圧力容器破損	5.4h	3.3h	14.4h	4.5h	32.3h	4.0h
ベデスタル (ドライウエル部) 床貫通	8.4h	—※1	—※1	—※1	—※1	7.6h
格納容器最高使用圧力 到達時刻	7.7h	3.3h	13.9h	1.0h※2	15.9h	1.6h
格納容器破損	15.9h (過圧破損)	3.3h (過温破損)	14.4h (過温破損)	1.4h (過圧破損)	21.4h (過圧破損)	1.6h (過温破損)

※1：24 時間以内にベデスタル（ドライウエル部）床貫通せず

※2：格納容器先行破損

第3.1.1.4-1表 炉心損傷状態の分類

事故シナリオグループ	事故シナリオの特徴
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V 事象発生後、高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X 事象発生後、高圧系による炉心冷却に失敗し、かつ原子炉の減圧に失敗
全交流動力電源喪失	T B 全交流動力電源喪失
	T B U D G 2 台機能喪失、H P C S 機能喪失及びR C I C 機能喪失
	T B P D G 2 台機能喪失、H P C S 機能喪失及びS / R 再開失敗によるR C I C 機能喪失
	T B D 直流電源の故障によるD G 2 台の起動失敗、H P C S 機能喪失及びR C I C 機能喪失
原子炉停止機能喪失	長期T B 非常用ディーゼル発電機2台機能喪失、H P C S 機能喪失及び蓄電池枯渇に伴うR C I C 機能喪失
原子炉停止機能喪失	T C 事象発生後、原子炉停止（未臨界確保）に失敗
崩壊熱除去機能喪失	T W 事象発生後、原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗
	T B W 全交流動力電源喪失、H P C S による炉心冷却は継続しているが、格納容器からの崩壊熱除去に失敗
L O C A 時注水機能喪失	L O C A 原子炉冷却材喪失の場合において原子炉への注水に失敗
	A E 大L O C A 後の炉心冷却失敗
	S 1 E 中L O C A 後の炉心冷却失敗
格納容器バイパス (インターフェイスシステムL O C A)	S 2 E 小L O C A 後の炉心冷却失敗
	I S L O C A 格納容器バイパス (インターフェイスシステムL O C A)

第 3.1.1.5-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

		フロントライン系 (従属故障の可能性のある系統)												
		原子炉停止		高圧炉心冷却		原子炉減圧		低圧炉心冷却			格納容器除熱			
		スクラム系	HPCS	RCIC	ADS		LPCS	LPCI			RHR			
					自動	手動		A	B	C	A	B		
交流電源	区分Ⅰ	-	-	-	-	-	◎	-	-	◎	-	-	-	-
	区分Ⅱ	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	◎	-
	区分Ⅲ	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎
直流電源	区分Ⅰ	-	-	◎	○	○	◎	-	-	-	-	◎	-	-
	区分Ⅱ	-	-	-	○	○	-	-	-	◎	-	-	-	◎
	区分Ⅲ	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
非常用補機 冷却系	RHRS-A	-	-	-	-	-	◎	-	-	◎	-	-	◎	-
	RHRS-B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	◎
	HPCS-D6SW	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
空調機	HPCSポンプ室	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LPCSポンプ室	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-
	LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	◎	-
	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	◎
	LPCI-Cポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-
	DC-2C室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DC-2D室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HPCS-DC室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

◎：系統の機能維持に必須であり，故障により系統の機能喪失となる。

○：起因事象により必要になるケースがあり，事象によっては系統機能喪失となる。

第 3.1.1.5-2 表 サポート系同士の依存性

故障系統・機器		従属故障の可能性のある系統																					
		残留熱除去系 海水系			交流電源			交流電源関連設備						直流電源			空調機						
		A	B	区分 I	区分 II	区分 III	2C	2D	HPCS	A	B	HPCS	区分 I	区分 II	区分 III	HPCS ポンプ室	LPCS ポンプ室	LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	LPCI-C ポンプ室	DC-2C 室	DG-2D 室	HPCS-DG 室
残留熱除去系 海水系	RHRS-A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-
	RHRS-B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-
	区分 I	◎	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	△	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-
交流電源	区分 II	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	△	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-
	区分 III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎
	DG-2C	○	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
交流電源 関連設備	DG-2D	-	○	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HPCS-DG	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DGSW-A	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DGSW-B	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HPCS-DGSW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-
	区分 I	◎	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
直流電源	区分 II	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	区分 III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
空調機	LPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LPCI-Cポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DG-2C室	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DG-2D室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HPCS-DG室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

◎：系統の機能に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。
 ○：起因事象により必要になるケースがあり、事象によっては系統機能喪失となる。
 △：故障により、冗長性のある機器等が一部不動作となるため、系統のモデルで考慮する。

第 3.1.1.5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (1/3)

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ (淡水)	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
電動ポンプ (海水)	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
タービン動ポンプ	起動失敗
	運転継続失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	運転継続失敗
ファン	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
電動弁 (淡水)	作動失敗
	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
	閉塞
	内部リーク
	制御部故障
電動弁 (海水)	開失敗
	閉塞
	制御部故障
空気作動弁	誤閉
	閉塞
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	内部リーク
手動弁	閉塞
安全弁	誤開

第 3. 1. 1. 5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (2/3)

機器タイプ	故障モード
真空逃がし弁	作動失敗
S/R弁	開失敗
配管 (3インチ未満)	閉塞
熱交換器	故障
冷却器	閉塞
オリフィス	閉塞
ストレーナ (淡水/オイル)	閉塞等
ストレーナ (海水)	閉塞等
フィルタ (淡水)	閉塞等
ダンパ	開失敗
	閉塞
	制御部故障
タンク	破損
	閉塞
リレー	作動失敗
	誤動作
遅延リレー	作動失敗
	誤動作
遮断器	開失敗
	閉失敗
	誤開
リミットスイッチ	作動失敗
	誤動作
スイッチ	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
水位スイッチ	作動失敗
圧力スイッチ	作動失敗
	誤動作
温度スイッチ	誤動作

第 3.1.1.5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (3/3)

機器タイプ	故障モード
充電器	故障
蓄電池	給電失敗
動力用変圧器 制御用変圧器	故障
母線	故障
トリップユニット	作動失敗
	誤動作
警報設定器	不動作
流量トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
水位トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
圧力トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
速度検出器	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
温度検出器	誤高出力
中性子束検出器	作動失敗
	誤低出力
制御器	故障
端子	短絡/地絡
電線	短絡/地絡
ヒューズ	故障

第 3.1.1.5-4 表 代表的なフォールトツリーの評価結果

システム (系統)	非信頼度 (平均値) [／要求時]	
	過渡事象	LOCA
HPCS	2.2E-03	2.8E-03
RCIC	3.3E-03	5.4E-03
ADS (手動減圧)	2.2E-03	2.1E-06
LPCS	1.8E-03	1.8E-03
LPCI-A	2.0E-03	1.9E-03
LPCI-B	2.0E-03	1.9E-03
LPCI-C	1.9E-03	1.8E-03
RHR-A	2.0E-03	2.0E-03
RHR-B	2.0E-03	2.0E-03
スクラム系	1.2E-07	1.2E-07

第3.1.1.5-5(a)表 スクラム系フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	スクラムコンタクターA/C作動失敗共通要因故障	25%
1	スクラムコンタクターB/D作動失敗共通要因故障	25%
1	スクラムコンタクターE/G作動失敗共通要因故障	25%
1	スクラムコンタクターF/H作動失敗共通要因故障	25%

第3.1.1.5-5(b)表 HPCSフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外	12.2%
2	HPCS-DG SW海水ストレーナ閉塞	5.8%
3	HPCS-DG SWポンプ起動失敗	4.6%
4	HPCSメンテナンスによる待機除外	4.4%
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	2.9%
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	2.9%
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.9%
5	HPCSポンプ室空調1冷却器入口弁開け忘れ	2.9%
5	HPCSポンプ室空調1冷却器出口弁開け忘れ	2.9%
5	HPCSポンプ室空調2冷却器入口弁開け忘れ	2.9%
5	HPCSポンプ室空調2冷却器出口弁開け忘れ	2.9%
5	HPCSポンプ/ポンプ室空調冷却器元弁開け忘れ	2.9%
5	HPCS-DG SWポンプ出口弁開け忘れ	2.9%
5	HPCS-DG SW放出ライン隔離弁開け忘れ	2.9%
5	HPCS-DG SW放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	2.9%
5	HPCS-DG SW放出ライン排水弁(放水口C)開け忘れ	2.9%
5	HPCS-DG SWエンジンエアクーラ入口弁1開け忘れ	2.9%
5	HPCS-DG SWエンジンエアクーラ入口弁2開け忘れ	2.9%
5	HPCS-DG SW系統出口隔離弁開け忘れ	2.9%
20	HPCSポンプ起動失敗	2.1%
20	HPCSポンプ室空調1ファン起動失敗	2.1%
20	HPCSポンプ室空調2ファン起動失敗	2.1%

第3.1.1.5-5(c)表 R C I Cフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	R C I Cポンプ起動失敗	43.9%
2	R C I Cメンテナンスによる待機除外	28.3%
3	R C I C流量制御器故障	4.8%
4	R C I Cポンプ運転継続失敗	2.1%
4	R C I Cポンプ入口弁開け忘れ	1.9%
6	R C I Cバキュームタンク復水ポンプ出口弁開け忘れ	1.9%
6	R C I Cバキュームポンプ起動失敗	1.4%
8	R C I C復水ポンプ起動失敗	1.4%
9	R C I C原子炉注入弁閉塞	1.3%
10	R C I Cバキュームポンプ運転継続失敗	0.8%
10	R C I C復水ポンプ運転継続失敗	0.8%

第3.1.1.5-5(d)表 ADS（手動減圧）フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	原子炉手動減圧操作失敗	63.9%
2	注水不能認知失敗	36.1%

第3.1.1.5-5(e)表 L P C Sフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	R H R S - Aメンテナンスによる待機除外	20.7%
2	R H R S - A海水ストレーナ閉塞	7.1%
3	L P C Sポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1 開け忘れ	3.5%
3	L P C Sポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2 開け忘れ	3.5%
3	L P C Sポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.5%
3	L P C Sミニフロー元弁開け忘れ	3.5%
3	R H R S - A熱交換器入口弁開け忘れ	3.5%
3	R H R S - A熱交換器出口弁開け忘れ	3.5%
3	R H R S - A放出ライン隔離弁開け忘れ	3.5%
3	R H R S - A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.5%
3	L P C Sポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.5%
3	L P C Sポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.5%
13	L P C Sメンテナンスによる待機除外	3.3%
14	L P C S・L P C I - A共通起動信号故障+低圧系起動操作失敗	2.9%
15	L P C Sポンプ起動失敗	2.6%
15	L P C Sポンプ室空調ファン起動失敗	2.6%
17	L P C S原子炉注入弁閉塞	2.3%
18	L P C S保修用隔離弁閉塞	2.0%
19	R H R S - A流量制御弁開失敗	1.6%
19	R H R S - A流量制御弁閉塞	1.6%

第3.1.1.5-5(f)表 L P C I - Aフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	R H R S - Aメンテナンスによる待機除外	19.1%
2	R H R S - A海水ストレーナ閉塞	6.5%
3	R H R - Aメンテナンスによる待機除外	6.0%
4	R H R - Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.3%
4	R H R - Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.3%
4	R H R - Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R - Aポンプ出口手動弁開け忘れ	3.3%
4	R H R - Aミニフローライン手動弁開け忘れ	3.3%
4	R H R - Aポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R - Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R S - A熱交換器A入口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R S - A熱交換器A出口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R S - A放出ライン隔離弁開け忘れ	3.3%
4	R H R S - A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.3%
15	L P C S ・ L P C I - A共通起動信号故障+低圧系起動操作失敗	2.7%
16	R H R - Aポンプ起動失敗	2.4%
16	R H R - Aポンプ室空調ファン起動失敗	2.4%
18	R H R - Aインジェクション弁閉塞	2.1%
19	R H R - Aインジェクションライン手動弁閉塞	1.9%
20	R H R S - A流量制御弁開失敗	1.5%
20	R H R S - A流量制御弁閉塞	1.5%

第 3.1.1.5-5(g)表 L P C I - B フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	R H R S - B メンテナンスによる待機除外	19.1%
2	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	6.5%
3	R H R - B メンテナンスによる待機除外	6.0%
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.3%
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.3%
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R - B ポンプ出口手動弁開け忘れ	3.3%
4	R H R - B ミニフローライン手動弁開け忘れ	3.3%
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	3.3%
4	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.3%
4	R H R S - B 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	3.3%
15	L P C I - B ・ L P C I - C 共通起動信号故障 + 低圧系起動操作失敗	2.7%
16	R H R - B ポンプ起動失敗	2.4%
16	R H R - B ポンプ室空調ファン起動失敗	2.4%
18	R H R - B インジェクション弁閉塞	2.1%
19	R H R - B インジェクションライン手動弁閉塞	1.9%
20	R H R S - B 流量制御弁開失敗	1.5%
20	R H R S - B 流量制御弁閉塞	1.5%

第 3.1.1.5-5(h)表 L P C I - C フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	R H R S - B メンテナンスによる待機除外	19.8%
2	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	6.7%
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.4%
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.4%
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.4%
3	R H R - C ポンプ出口手動弁開け忘れ	3.4%
3	R H R - C ミニフローライン手動弁開け忘れ	3.4%
3	R H R - C ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.4%
3	R H R - C ポンプ室空調冷却器出口開け忘れ	3.4%
3	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	3.4%
3	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	3.4%
3	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.4%
3	R H R S - B 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	3.4%
14	L P C I - B ・ L P C I - C 共通起動信号故障+低圧系起動操作失敗	2.8%
14	R H R - C メンテナンスによる待機除外	2.8%
16	R H R - C ポンプ起動失敗	2.4%
16	R H R - C ポンプ室空調ファン起動失敗	2.4%
18	R H R - C インジェクション弁閉塞	2.2%
19	R H R - C インジェクションライン手動弁閉塞	1.9%
20	R H R S - B 流量制御弁開失敗	1.5%
20	R H R S - B 流量制御弁閉塞	1.5%

第3.1.1.5-5(i)表 RHR-Aフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	RHR S-Aメンテナンスによる待機除外	18.7%
2	RHR S-A海水ストレーナ閉塞	6.4%
3	RHR-Aメンテナンスによる待機除外	5.9%
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.2%
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.2%
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.2%
4	RHR-Aポンプ出口手動弁開け忘れ	3.2%
4	RHR-Aミニフローライン手動弁開け忘れ	3.2%
4	RHR-Aポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.2%
4	RHR-Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.2%
4	RHR S-A熱交換器A入口弁開け忘れ	3.2%
4	RHR S-A熱交換器A出口弁開け忘れ	3.2%
4	RHR S-A放出ライン隔離弁開け忘れ	3.2%
4	RHR S-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.2%
15	RHR-Aポンプ起動失敗	2.3%
15	RHR-Aポンプ室空調ファン起動失敗	2.3%
17	RHR系操作失敗	2.2%
18	RHR S-A流量制御弁開失敗	1.4%
18	RHR S-A流量制御弁閉塞	1.4%
20	RHR-Aポンプ運転継続失敗	1.3%
21	RHR-A熱交換器閉塞	1.3%
21	RHR-Aポンプ室空調冷却器閉塞	1.3%

第3.1.1.5-5(j)表 RHR-Bフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合
1	RHR S-Bメンテナンスによる待機除外	19.0%
2	RHR S-B海水ストレーナ閉塞	6.5%
3	RHR-Bメンテナンスによる待機除外	6.0%
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.3%
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.3%
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.3%
4	RHR-Bポンプ出口手動弁開け忘れ	3.3%
4	RHR-Bミニフローライン手動弁開け忘れ	3.3%
4	RHR-Bポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.3%
4	RHR-Bポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.3%
4	RHR S-B熱交換器入口弁開け忘れ	3.3%
4	RHR S-B熱交換器出口弁開け忘れ	3.3%
4	RHR S-B放出ライン隔離弁開け忘れ	3.3%
4	RHR S-B放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.3%
15	RHR-Bポンプ起動失敗	2.3%
15	RHR-Bポンプ室空調ファン起動失敗	2.3%
17	RHR系操作失敗	2.2%
18	RHR S-B流量制御弁開失敗	1.4%
18	RHR S-B流量制御弁閉塞	1.4%
20	RHR-Bポンプ運転継続失敗	1.3%
21	RHR-B熱交換器閉塞	1.3%
21	RHR-Bポンプ室空調冷却器閉塞	1.3%

第3.1.1.5-6表 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

項目	内容	非信頼度 (1/d)	エラー ファクタ	設定根拠
イベントツリー ヘディング 「原子炉停止」	S/R 弁誤開放時の原子炉停止の分岐で設定	2.9E-02	5.0	逃がし安全弁誤開放の認知及びその関連操作に失敗する人的過誤確率を評価。
	S/R 弁開放失敗の分岐で設定	1.0E-20	13.3	逃がし安全弁は全部で18弁あり、それぞれが逃がし弁機能と安全弁機能を有しているため、この機能喪失確率は非常に小さく、他の機能の喪失確率に比べて無視できる。このため、分岐確率として1.0E-20を適用する。なお、エラーファクタについては逃がし安全弁の開失敗確率(デマンド)のE F値13.3を用いる。
イベントツリー ヘディング 「圧力制御」	A T W S時のS/R 弁開放失敗の分岐で設定	4.9E-03	13.3	A T W S時には、原子炉圧力が急激に上昇するため、全弁が開放する必要があるとして、1弁当たりの開失敗確率(2.7E-4/d, E F 13.3)に全弁数18弁を乗じた。
	S/R 弁再閉鎖失敗の分岐で設定	5.2E-03	13.2	保守的に全逃がし安全弁が解放後、S/R 弁1弁以上が再閉鎖失敗する確率とした。1弁当たりの閉失敗確率(2.9E-4/d, E F 13.2)に全弁数18弁を乗じた。
フォールトツリー 「スクラム系」	制御棒挿入失敗に係る基事象			

第 3.1.1.6-1 表 同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード
R H R S	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	逆止弁	開失敗
D G 室空調	ダンパ	開失敗
E C C S 起動信号	検出器	作動失敗
	トリップ設定器	作動失敗
R P S	リレー (スクラムコンタクタ)	作動失敗

第 3.1.1.6-2 表 システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード
ECCS 起動信号	検出器	作動失敗
	トリップ設定器	作動失敗
LPCI-A/B/C (RHR-A/B)	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	ファン	起動失敗 運転継続失敗
	弁（手動弁は除く）	開失敗 閉失敗
RHR-A/B	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	弁（手動弁は除く）	開失敗
	ストレーナ	閉塞（内部破損含む）
交流電源（区分 I, II） (DG-2C/2D)	非常用ディーゼル発電機	起動失敗 運転継続失敗
	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	ファン	起動失敗 運転継続失敗
	弁（手動弁は除く）	開失敗
	ストレーナ	閉塞（内部破損含む）
DGSW-A, B	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	ストレーナ	閉塞（内部破損含む）
直流電源（区分 I, II）	蓄電池	給電失敗

第3.1.1.6-3表 共通要因故障パラメータの一覧

機器タイプ	βファクタ※1	γファクタ※2	備考
ポンプ, ファン	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁, ダンパ	0.130	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
DG	0.021	-	NUREG-1150
検出器, トリップ設定器	0.082	-	NUREG/CR-2771
リレー (スクラムコンタクタ)	0.050	-	SECY-83-293
蓄電池	0.008	-	NUREG-0666
ストレータ	0.133	-	NUREG/CR-5497

※1: 多重故障 (2重以上) が発生する確率

※2: 多重故障が発生した場合, それが3重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550に基づきγファクタを算出

第 3.1.1.7-1 表 人的過誤の評価結果

人的過誤		過誤確率 (平均値) [/ d]	エラー ファク タ
起因事象 発生前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	6.5E-05	10.0
	DG試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3.9E-03	3.0
	弁の通常状態への復旧失敗 (ISLOCA)	1.6E-03	10.0
起因事象 発生後	原子炉水位制御操作失敗	1.4E-03	5.0
	水源切替操作失敗 (CST→S/P, 大中LOCA以外)	1.4E-03	5.0
	水源切替操作失敗 (CST→S/P, 中LOCA)	2.0E-01	5.0
	注水不能認知失敗 (大中LOCA以外)	7.9E-04	10.0
	注水不能認知失敗 (大中LOCA)	4.0E-01	5.0
	高圧注水系起動操作失敗	2.5E-03	3.0
	原子炉手動減圧失敗 (LOCA以外)	1.4E-03	5.0
	原子炉手動減圧失敗 (LOCA)	1.4E-01	3.0
	低圧注水系起動操作失敗	1.5E-01	3.0
	RHR系操作失敗	4.4E-05	10.0
DG燃料油補給操作失敗	8.9E-05	10.0	

第 3.1.1.8-1 表 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象発生頻度 (／炉年)	条件付炉心損傷確率 (CCDP)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合	
過渡事象	非隔離事象	8.2E-05	1.4E-05	37.6%	
	隔離事象	8.2E-05	2.2E-06	6.0%	
	全給水喪失	8.2E-05	8.2E-07	2.2%	
	水位低下事象	8.2E-05	2.2E-06	6.0%	
	原子炉緊急停止系誤動作等	8.2E-05	4.5E-06	12.1%	
	逃がし安全弁誤開放	8.2E-05	8.2E-08	0.2%	
	外部電源喪失	外部電源喪失	2.8E-04	1.2E-06	3.2%
		計画外停止	8.2E-05	3.5E-06	9.5%
		残留熱除去系海水系故障	2.0E-03	1.4E-06	3.8%
	手動停止／サポート系喪失(手動停止)	区分Ⅰ	2.0E-03	1.4E-06	3.9%
区分Ⅱ		2.0E-03	3.0E-07	0.8%	
サポート系喪失(自動停止)	区分Ⅰ	2.0E-03	3.0E-07	0.8%	
	区分Ⅱ	8.2E-05	5.9E-08	0.2%	
サポート系喪失(直流電源故障)	区分Ⅰ	9.1E-03	2.5E-06	6.8%	
	区分Ⅱ	9.1E-03	2.5E-06	6.8%	
LOCA	大LOCA	8.2E-05	1.6E-09	<0.1%	
	中LOCA	8.2E-05	1.6E-08	<0.1%	
	小LOCA	8.2E-05	2.5E-08	<0.1%	
格納容器バイパス	4.1E-10	1.0E+00	4.1E-10	<0.1%	
合計			3.7E-05	100%	

第 3.1.1.8-2 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
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.0E-09	<0.1%
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	1.2E-08	<0.1%
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.6E-08	0.2%
	T B U	2.0E-08	<0.1%
	T B P	5.1E-10	<0.1%
	T B D	5.7E-12	<0.1%
崩壊熱除去機能喪失	T W	3.3E-05	87.2%
	T B W	4.6E-06	12.4%
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	<0.1%
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.3E-12	<0.1%
	S 1 E	1.8E-11	<0.1%
	S 2 E	1.2E-13	<0.1%
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4.1E-10	<0.1%
合計		3.7E-05	100%

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (1/8)

事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※1	主要なカットセット (上位3位)	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※2
過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.7E-10	8.8%	①外部電源喪失 + HPCS-DG 運転継続失敗 + DG-2C 運転継続失敗 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	8.2E-12	3.1%
			②外部電源喪失 + HPCS-DG 運転継続失敗 + DG-2C 起動失敗 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	5.6E-12	2.1%
			②外部電源喪失 + HPCS-DG 起動失敗 + DG-2C 運転継続失敗 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	5.6E-12	2.1%
過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	1.8E-10	5.8%	①逃がし安全弁開放 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHRSA-A/B 海水トレーナ閉塞共通要因故障	5.7E-12	3.2%
			②非隔離事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHRSA-A/B 海水トレーナ閉塞共通要因故障	5.1E-12	2.9%
			③逃がし安全弁開放 + HPCS-DGSW メンテナンスによる待機除外 + RHRSA-A/B 海水トレーナ閉塞共通要因故障	4.7E-12	2.6%
手動停止/サポート系 喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	3.5E-10	11.4%	①交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSW メンテナンスによる待機除外 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	1.5E-11	4.4%
			②交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSW 海水トレーナ閉塞 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	7.3E-12	2.1%
			③交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSW ポンプ起動失敗 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	5.7E-12	1.6%
手動停止/サポート系 喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	3.7E-11	1.2%	①計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHRSA-A/B 海水トレーナ閉塞共通要因故障	1.3E-12	3.5%
			②計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DGSW メンテナンスによる待機除外 + RHRSA-A/B 海水トレーナ閉塞共通要因故障	1.0E-12	2.8%
			③計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DGSW 海水トレーナ閉塞 + RHRSA-A/B 海水トレーナ閉塞共通要因故障	5.0E-13	1.4%
サポート系喪失 (自動 停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.2E-09	71.9%	①直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	2.4E-10	10.9%
			②直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	1.6E-10	7.4%
			③直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG メンテナンスによる待機除外 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	1.0E-10	4.7%
サポート系喪失 (自動 停止) + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.6E-11	0.9%	①直流電源故障 (区分 I) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	1.3E-12	4.7%
			①直流電源故障 (区分 II) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHRSA-A メンテナンスによる待機除外	1.3E-12	4.7%
			③直流電源故障 (区分 I) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 起動失敗 + RHRSA-B メンテナンスによる待機除外	8.5E-13	3.2%
			③直流電源故障 (区分 II) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 起動失敗 + RHRSA-A メンテナンスによる待機除外	8.5E-13	3.2%

※1: 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2: 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (2/8)

事故シーケンス		炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※1	主要なカットセット (上位3位)	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※2
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	5.2E-09	45.0%	①非隔離事象 + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + R I C ポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	9.4E-11	1.8%
				②非隔離事象 + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + R I C ポンプ起動失敗 + 注水不能認知失敗	5.3E-11	1.0%
				①非隔離事象 + HPCS-DGSWストレナ閉塞 + R I C ポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	4.5E-11	0.9%
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	1.4E-09	12.2%	①交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗	5.6E-11	4.0%
				②交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + 注水不能認知失敗	3.2E-11	2.3%
				③交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DGSW海水ストレナ閉塞 + 原子炉手動減圧失敗	2.7E-11	1.9%
	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	5.0E-09	42.8%	①直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG運転継続失敗 + 原子炉手動減圧失敗	8.8E-10	17.8%
				②直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	6.0E-10	12.1%
				③直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG運転継続失敗 + 注水不能認知失敗	5.0E-10	10.0%

※1：事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2：事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (3/8)

事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※1	主要なカットセット (上位3位)	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※2	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 + DG 失敗 + HPCS 失敗 (R C I C 成功)	5.7E-08	59.1%	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞	4.8E-08	84.7%
				②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク破損	3.2E-09	5.6%
				③外部電源喪失 + DG - 2 C / 2 D 運転継続失敗共通要因故障 + HPCS - DG 運転継続失敗	4.6E-10	0.8%
	外部電源喪失 + DG 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	0.2%	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C ポンプ起動失敗	7.1E-11	36.2%
				②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C メンテナンスによる待機除外	4.6E-11	23.3%
				③外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C 流量制御器故障	7.7E-12	3.9%
	外部電源喪失 + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	3.0E-10	0.3%	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.5E-10	84.2%
				②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク破損 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	5.6%
				③外部電源喪失 + DG - 2 C / 2 D 運転継続失敗共通要因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS - DG 運転継続失敗	2.4E-12	0.8%
	外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗	5.7E-12	<0.1%	①外部電源喪失 + 蓄電池 - A / B 給電失敗共通要因故障 + HPCS - DG 運転継続失敗	1.6E-12	27.7%
				②外部電源喪失 + 蓄電池 - A / B 給電失敗共通要因故障 + HPCS - DG 起動失敗	1.1E-12	18.8%
				③外部電源喪失 + 蓄電池 - A / B 給電失敗共通要因故障 + HPCS - DG メンテナンスによる待機除外	6.8E-13	12.0%
サポート系喪失 (直流 電源故障) + DG 失敗 + HPCS 失敗 (R C I C 成功)	1.9E-08	20.0%	①直流電源故障 (区分Ⅱ) + 軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	16.7%	
			②直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG - 2 C 運転継続失敗 + HPCS - DG 運転継続失敗	1.4E-09	7.5%	
			③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG - 2 C 運転継続失敗 + HPCS - DG 起動失敗	9.8E-10	5.1%	
			④直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG - 2 C 起動失敗 + HPCS - DG 運転継続失敗	9.8E-10	5.1%	
サポート系喪失 (直流 電源故障) + DG 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	1.9E-08	20.2%	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	16.6%	
			②直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG - 2 D 運転継続失敗 + HPCS - DG 運転継続失敗	1.4E-09	7.5%	
			③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG - 2 D 運転継続失敗 + HPCS - DG 起動失敗	9.8E-10	5.1%	
			④直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG - 2 D 起動失敗 + HPCS - DG 運転継続失敗	9.8E-10	5.1%	
サポート系喪失 (直流 電源故障) + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.1E-10	0.2%	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	7.9%	
			②直流電源故障 (区分Ⅱ) + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	7.9%	
			③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG - 2 D 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS - DG 運転継続失敗	7.6E-12	3.6%	
			④直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG - 2 C 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS - DG 運転継続失敗	7.6E-12	3.6%	

※1: 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2: 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (4/8)

事故シーケンス		炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※1	主要なカットセット (上位3位)	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※2
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + RHR 失敗	2.5E-05	66.7%	①非隔離事象 + RHR 系操作失敗	7.4E-06	30.0%
				②非隔離事象 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-06	11.8%
				③原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR 系操作失敗	2.4E-06	9.7%
	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 + RHR 失敗	2.1E-07	0.6%	①逃がし安全弁誤開放 + RHR 系操作失敗	4.4E-08	20.8%
				②非隔離事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 系操作失敗	3.9E-08	18.3%
				③逃がし安全弁誤開放 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.7E-08	8.2%
	手動停止/サポート系 喪失 (手動停止) + RHR 失敗	6.7E-06	17.9%	①計画外停止 + RHR 系操作失敗	1.9E-06	28.2%
				②計画外停止 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	7.4E-07	11.1%
				③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ) + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	2.7E-07	4.1%
	手動停止/サポート系 喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 + RHR 失敗	3.5E-08	<0.1%	③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ) + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	2.7E-07	4.1%
				①計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 系操作失敗	9.8E-09	28.2%
				②計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	3.9E-09	11.1%
				③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.4E-09	4.1%
	サポート系喪失 (自動 停止) + RHR 失敗	5.4E-06	14.5%	③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	1.4E-09	4.1%
				①直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗	6.3E-07	11.7%
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗	6.3E-07	11.7%
				③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 起動失敗	4.3E-07	7.9%
	サポート系喪失 (自動 停止) + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 + RHR 失敗	2.8E-08	<0.1%	③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 起動失敗	4.3E-07	7.9%
①直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗				3.3E-09	11.7%	
①直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗				3.3E-09	11.7%	
③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗				2.2E-09	7.9%	
LOCA + RHR 失敗	4.3E-08	0.1%	③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2E-09	7.9%	
			①小 LOCA + RHR 系操作失敗	1.3E-08	30.8%	
			②中 LOCA + RHR 系操作失敗	8.8E-09	20.5%	
				③小 LOCA + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	5.2E-09	12.1%

※1：事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2：事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (5/8)

事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※1	主要なカットセット (上位3位)	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※2
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 + DG失敗 (HPCS成功)	1.9%	①外部電源喪失 + DG-2C / 2D 運転継続失敗共通要因故障	2.0E-07	29.4%
			②外部電源喪失 + DG-2C / 2D 起動失敗共通要因故障	1.3E-07	19.9%
			③外部電源喪失 + DG SW-A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	7.2E-08	10.6%
	外部電源喪失 + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 (HPCS成功)	<0.1%	①外部電源喪失 + DG-2C / 2D 運転継続失敗共通要因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.0E-09	29.4%
			②外部電源喪失 + DG-2C / 2D 起動失敗共通要因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	7.0E-10	19.9%
			③外部電源喪失 + DG SW-A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.7E-10	10.6%
外部電源喪失 + 直流電源失敗 (HPCS成功)	6.9E-10	<0.1%	①外部電源喪失 + 蓄電池-A / B 給電失敗共通要因故障	6.9E-10	99.2%
			②外部電源喪失 + 蓄電池-A / B 給電失敗共通要因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.6E-12	0.5%
			③外部電源喪失 + 蓄電池-A 給電失敗 + 蓄電池-B 給電失敗	1.7E-12	0.3%
サポート系喪失 (直流 電源故障) + DG失敗 (HPCS成功)	3.9E-06	10.9%	①直流電源故障 (区分I) + DG-2D 運転継続失敗	6.3E-07	16.1%
			①直流電源故障 (区分II) + DG-2C 運転継続失敗	6.3E-07	16.1%
			③直流電源故障 (区分I) + DG-2D 起動失敗	4.3E-07	10.9%
			③直流電源故障 (区分II) + DG-2C 起動失敗	4.3E-07	10.9%
サポート系喪失 (直流 電源故障) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖 失敗 (HPCS成功)	2.0E-08	<0.1%	①直流電源故障 (区分I) + DG-2D 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	16.1%
			①直流電源故障 (区分II) + DG-2C 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	16.1%
			③直流電源故障 (区分I) + DG-2D 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2E-09	10.9%
			③直流電源故障 (区分II) + DG-2C 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2E-09	10.9%
LOCA + RHR失敗	4.3E-08	0.1%	①小LOCA + RHR系操作失敗	1.3E-08	30.8%
			②中LOCA + RHR系操作失敗	8.8E-09	20.5%
			③小LOCA + RHR S-A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	5.2E-09	12.1%

※1 : 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 : 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (6/8)

事故シーケンス		炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合 ^{※1}	主要なカットセット (上位3位)	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合 ^{※2}
原子炉 停止 機能 喪失	過渡事象 +原子炉停止失敗	2.5E-08	99.6%	①非隔離事象 +スクラムコンタクター-A/C作動失敗共通要因故障	4.6E-09	18.1%
				①非隔離事象 +スクラムコンタクター-B/D作動失敗共通要因故障	4.6E-09	18.1%
				①非隔離事象 +スクラムコンタクター-E/G作動失敗共通要因故障	4.6E-09	18.1%
				①非隔離事象 +スクラムコンタクター-F/H作動失敗共通要因故障	4.6E-09	18.1%
	サポート系喪失 (自動 停止) +原子炉停止失敗	3.8E-11	0.2%	①直流電源故障 (区分Ⅰ) +スクラムコンタクター-B/D作動失敗共通要因故障	7.6E-12	19.7%
				①直流電源故障 (区分Ⅰ) +スクラムコンタクター-F/H作動失敗共通要因故障	7.6E-12	19.7%
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) +スクラムコンタクター-A/C作動失敗共通要因故障	7.6E-12	19.7%
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) +スクラムコンタクター-E/G作動失敗共通要因故障	7.6E-12	19.7%
	LOCA +原子炉停止失敗	5.6E-11	0.2%	①小LOCA +スクラムコンタクター-A/C作動失敗共通要因故障	8.1E-12	14.4%
				①小LOCA +スクラムコンタクター-B/D作動失敗共通要因故障	8.1E-12	14.4%
				①小LOCA +スクラムコンタクター-E/G作動失敗共通要因故障	8.1E-12	14.4%
				①小LOCA +スクラムコンタクター-F/H作動失敗共通要因故障	8.1E-12	14.4%

第3.1.1.8-3表 事故シーケンスグループの分析結果 (7/8)

事故シーケンス		炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※1	主要なカットセット (上位3位)	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※2
L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	1.5E-11	79.4%	①中 L O C A + H P C S 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.1E-12	7.5%
				②中 L O C A + H P C S - D G S W メンテナンスによる待機除外 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.3E-13	6.1%
				③中 L O C A + H P C S - D G S W 海水ストレーナ閉塞 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通要因故障	4.5E-13	2.9%
	L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	4.0E-12	20.6%	①中 L O C A + H P C S 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + 原子炉水位トランスミッタ (L-1) - A / B / C / D 作動 失敗共通要因故障 + 注水不能認知失敗	1.3E-13	3.2%
				②中 L O C A + H P C S 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + 原子炉水位トランスミッタ (L-3) - A / B 作動失敗共通 要因故障 + 注水不能認知失敗	1.3E-13	3.2%
				③中 L O C A + H P C S - D G S W メンテナンスによる待機除外 + 原子炉水位トランスミッタ (L-1) - A / B / C / D 作動 失敗共通要因故障 + 注水不能認知失敗	1.0E-13	2.6%

※1：事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2：事故シーケンスに対する寄与割合

第3.1.1.8-3表 事故シーケンスグループの分析結果 (8/8)

事故シーケンス		炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※1	主要なカットセット (上位3位)	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与 割合※2
バ 格 イ 納 パ 容 器	インターフェイスシ テム L O C A	4.1E-10	100.0%	①R H R - A テスタブル逆止弁定期試験 + R H R - A 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R - A テスタブル逆止弁閉失敗 + R H R - A 吐出配管破断	1.2E-10	28.9%
				①R H R - B テスタブル逆止弁定期試験 + R H R - B 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R - B テスタブル逆止弁閉失敗 + R H R - B 吐出配管破断	1.2E-10	28.9%
				③R H R - C テスタブル逆止弁定期試験 + R H R - C 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R - C テスタブル逆止弁閉失敗 + R H R - C 吐出配管破断	4.7E-11	11.5%

※1：事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2：事故シーケンスに対する寄与割合

第 3. 1. 1. 8-4 表 起因事象の F V 重要度評価結果

起因事象	F V 重要度
非隔離事象	3. 8E-01
原子炉緊急停止系誤動作等	1. 2E-01
計画外停止	9. 5E-02
直流電源故障 (区分Ⅱ)	6. 8E-02
直流電源故障 (区分Ⅰ)	6. 8E-02
隔離事象	6. 0E-02
水位低下事象	6. 0E-02
残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ)	3. 9E-02
残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ)	3. 8E-02
外部電源喪失	3. 2E-02
全給水喪失	2. 2E-02
交流電源故障 (区分Ⅱ)	8. 2E-03
交流電源故障 (区分Ⅰ)	8. 0E-03
逃がし安全弁誤開放	2. 2E-03
タービン・サポート系故障	1. 6E-03
小 L O C A	6. 6E-04
中 L O C A	4. 4E-04
大 L O C A	4. 4E-05
インターフェイスシステム L O C A	1. 1E-05

第 3.1.1.8-5 表 起因事象のRAW評価結果

起因事象	RAW
インターフェイスシステムLOCA	2.7E+04
直流電源故障（区分Ⅱ）	2.5E+02
直流電源故障（区分Ⅰ）	2.4E+02
交流電源故障（区分Ⅱ）	5.5E+01
残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	5.5E+01
交流電源故障（区分Ⅰ）	5.5E+01
残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）	5.4E+01
外部電源喪失	8.6E+00
中LOCA	3.2E+00
大LOCA	3.2E+00
小LOCA	3.2E+00
逃がし安全弁誤開放	3.2E+00
タービン・サポート系故障	3.2E+00
全給水喪失	3.2E+00
隔離事象	3.2E+00
水位低下事象	3.2E+00
計画外停止	3.1E+00
原子炉緊急停止系誤動作等	3.1E+00
非隔離事象	2.8E+00

第3.1.1.8-6表 緩和設備の基事象のFV重要度評価結果

No	系統	基事象	FV重要度
1	RHR	RHR系操作失敗	4.0E-01
2	RHRS	RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.6E-01
3	RHRS	RHRS-A/B流量制御弁開失敗共通要因故障	3.3E-02
4	RHR	RHR-A/B熱交換器バイパス弁閉失敗共通要因故障	2.0E-02
5	DG	DG-2D運転継続失敗	1.9E-02
6	DG	DG-2C運転継続失敗	1.9E-02
7	RHRS	RHRS-A/B/C/D海水ポンプ起動失敗共通要因故障	1.9E-02
8	RHRS	RHRS-Bメンテナンスによる待機除外	1.7E-02
9	RHR	RHR-A/Bポンプ起動失敗共通要因故障	1.7E-02
9	RHR	RHR-A/Bポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	1.7E-02
11	RHRS	RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	1.7E-02

第3.1.1.8-7表 緩和設備の基事象のRAW評価結果

No	系統	基事象	RAW
1	RHR	RHR系操作失敗	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/B熱交換器バイパス弁閉失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/Bポンプ起動失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/Bポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/Bポンプ運転継続失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ起動失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/Bポンプ室空調ファン運転継続失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ運転継続失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/Bポンプ出口逆止弁閉失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/Bミニフローライン逆止弁閉失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ室空調ファン運転継続失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ出口逆止弁閉失敗共通要因故障	9.1E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cミニフローライン逆止弁閉失敗共通要因故障	9.1E+03

第3.1.1.8-8表 不確実さ解析の評価結果

事故シナリオグループ	点推定値	平均値	中央値	5%下限値	95%上限値	E F	
	(/炉年)	(/炉年)	(/炉年)	(/炉年)	(/炉年)		
高圧注水・減圧機能喪失	1.2E-08	1.2E-08	4.6E-09	7.7E-10	3.8E-08	7.0	
	T Q U X						
高圧・低圧注水機能喪失	3.0E-09	4.5E-09	1.4E-09	2.7E-10	1.2E-08	6.6	
	T Q U V						
全交流動力電源喪失※	9.6E-08	1.1E-07	—	—	—	—	
	長期T B	8.7E-08	3.8E-08	8.5E-09	2.8E-07		
	T B U	2.0E-08	2.4E-08	1.2E-08	2.4E-09		7.4E-08
	T B P	5.1E-10	6.4E-10	9.2E-11	4.6E-12		2.1E-09
	T B D	5.7E-12	6.6E-12	1.6E-12	1.1E-13		2.1E-11
崩壊熱除去機能喪失※	3.7E-05	3.8E-05	—	—	—	—	
	T W	3.4E-05	2.0E-05	7.3E-06	9.3E-05		
	T B W	4.6E-06	4.6E-06	3.7E-06	1.5E-06		1.1E-05
	原子炉停止機能喪失	2.5E-08	3.1E-08	1.7E-09	5.1E-11		7.3E-08
LOCA時注水機能喪失※	1.9E-11	2.0E-11	—	—	—	—	
	A E	1.3E-12	1.4E-12	1.1E-13	3.8E-12		
	S 1 E	1.8E-11	1.9E-11	1.7E-12	6.0E-14		6.1E-11
インターフェイスシステムLOCA	1.2E-13	1.7E-13	1.4E-14	6.4E-16	4.2E-13	25.6	
	I S L O C A						
合計	3.7E-05	3.8E-05	2.6E-05	1.1E-05	9.9E-05	3.0	

※点推定値、平均値の積算値を記載

第3.1.1.8-9 表 ベースケースとの起回事象発生頻度の比較 (プラント固有データ反映)

起回事象	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	①/ベースケース	感度解析② (ベイズ統計)	②/ベースケース
非隔離事象	1.7E-01/炉年	3.1E-01/炉年	1.8	2.8E-01/炉年	1.8
水位低下事象	2.7E-02/炉年	8.8E-02/炉年	3.3	4.9E-02/炉年	1.8
原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02/炉年	4.4E-02/炉年	0.8	5.4E-02/炉年	1.0
計画外停止	4.3E-02/炉年	4.4E-02/炉年	1.0	4.5E-02/炉年	1.0

第3.1.1.8-10 表 ベースケースとの機器故障率の比較 (プラント固有データ反映)

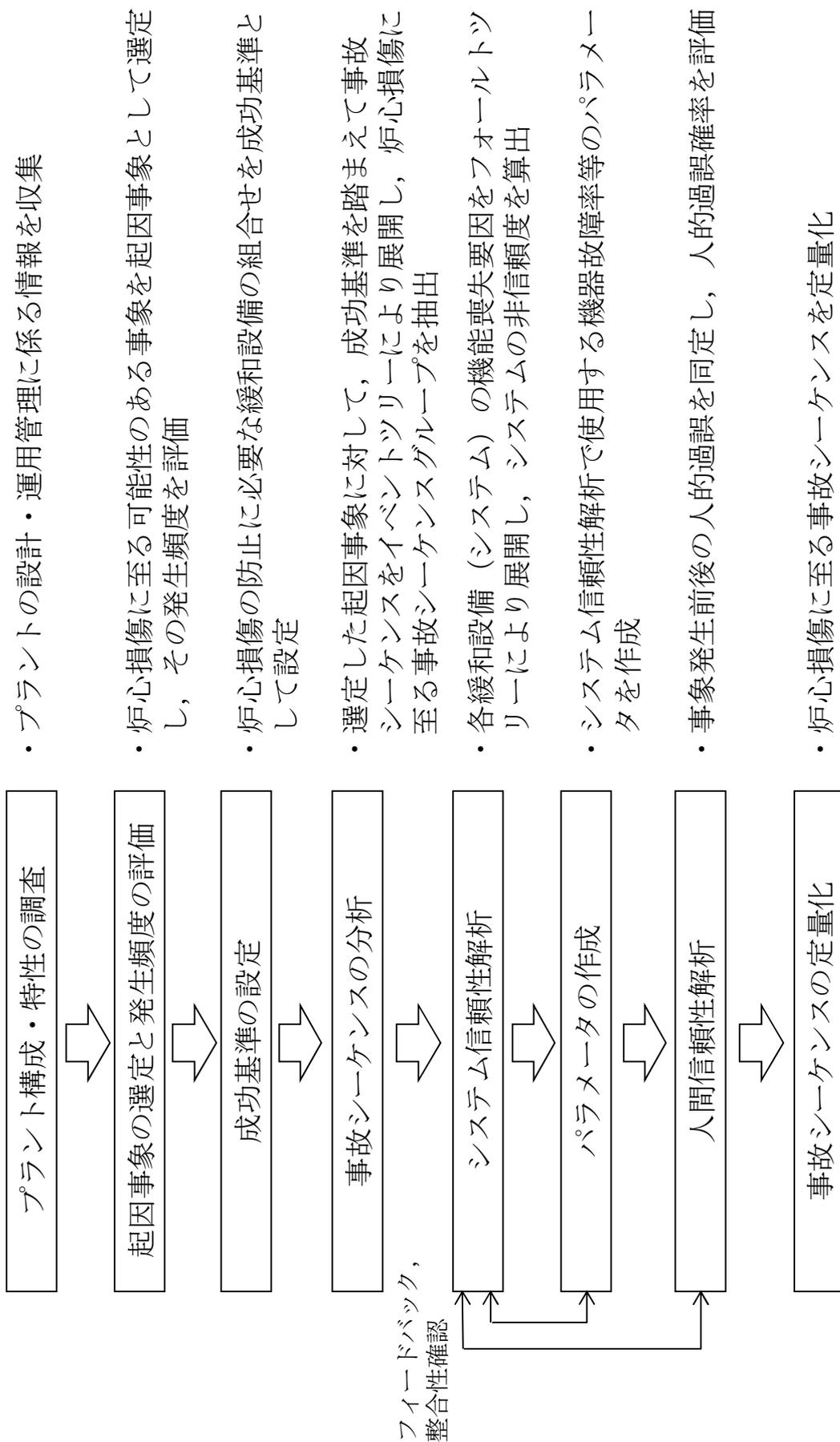
故障モード	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	①/ベースケース	感度解析② (ベイズ統計)	②/ベースケース
電動弁 (淡水) 作動失敗	4.8E-08/h	1.4E-07/h	2.9	1.2E-07/h	2.5
逆止弁開失敗	7.1E-09/h	7.1E-08/h	10.0	2.4E-08/h	3.4

第 3.1.1.8-11 表 プラント固有データの反映に関する感度解析結果

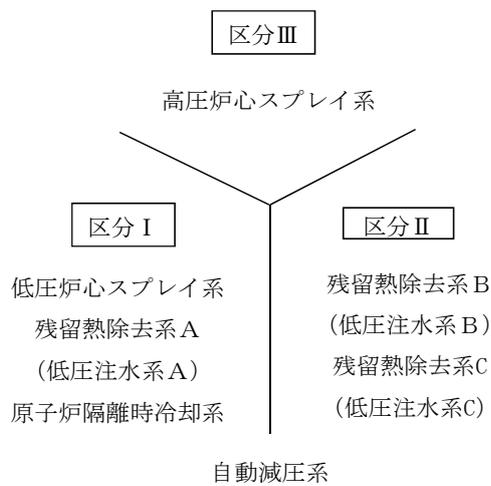
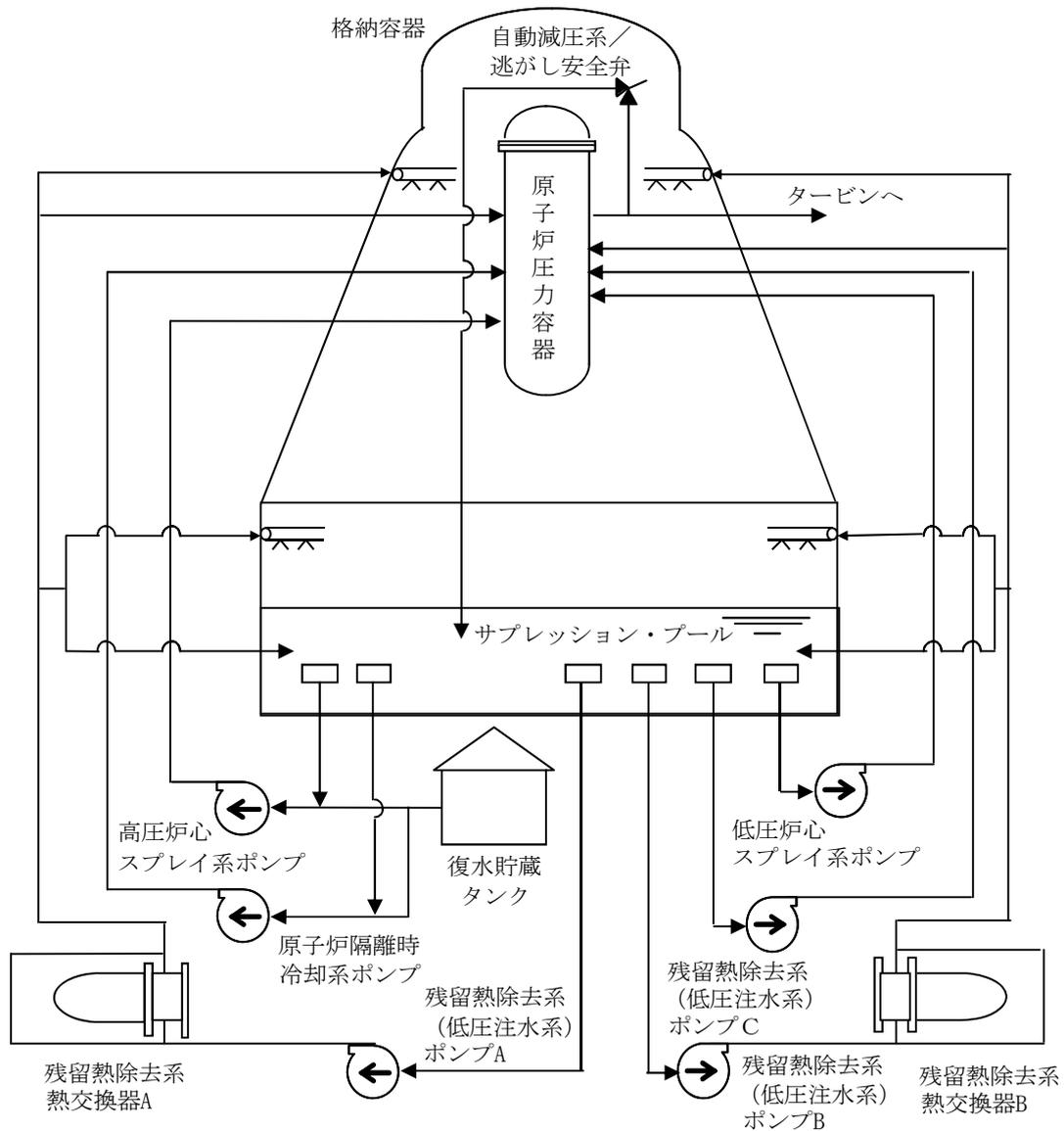
事故シーケンスグループ		ベースケース (/炉年)	感度解析① (頻度論統計) (/炉年)	感度解析② (ベイズ統計) (/炉年)
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.0E-09	3.7E-09	3.3E-09
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	1.2E-08	1.6E-08	1.4E-08
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.6E-08	7.7E-08	7.6E-08
	T B U	2.0E-08	2.0E-08	2.0E-08
	T B P	5.1E-10	5.9E-10	5.3E-10
	T B D	5.7E-12	5.8E-12	5.8E-12
崩壊熱除去機能喪失	T W	3.3E-05	5.7E-05	4.7E-05
	T B W	4.6E-06	4.7E-06	4.6E-06
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	4.7E-08	4.0E-08
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.3E-12	3.0E-12	1.7E-12
	S 1 E	1.8E-11	4.0E-11	2.4E-11
	S 2 E	1.2E-13	4.3E-13	1.8E-13
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4.1E-10	4.1E-10	4.1E-10
合計		3.7E-05	6.2E-05	5.1E-05

第 3.1.1.8-12 表 給水系のモデル化に関する感度解析結果

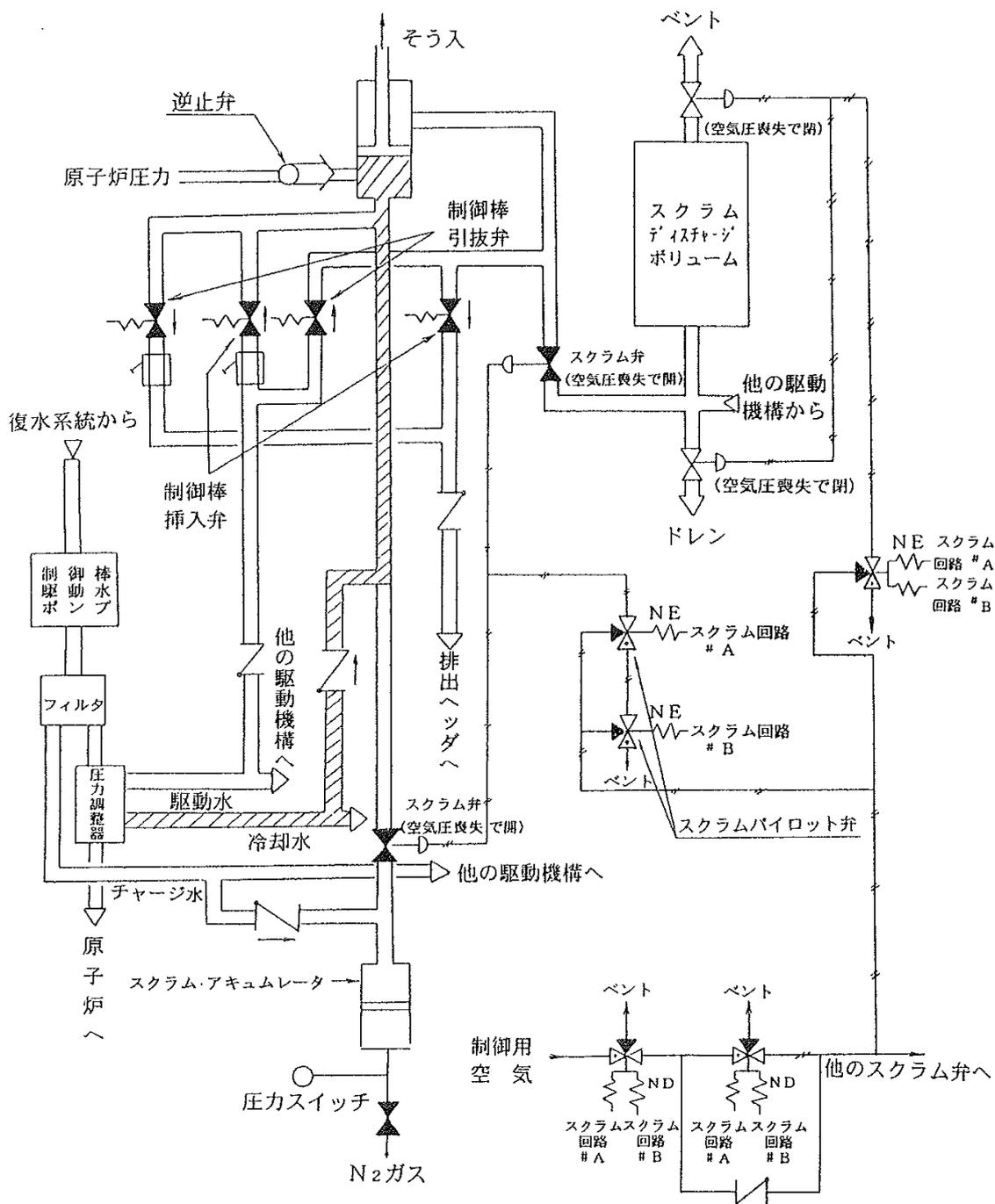
事故シーケンスグループ		ベースケース (/炉年)	感度解析結果 (/炉年)
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.0E-09	2.9E-09
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	1.2E-08	7.1E-09
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.6E-08	7.6E-08
	T B U	2.0E-08	2.0E-08
	T B P	5.1E-10	5.1E-10
	T B D	5.7E-12	5.7E-12
崩壊熱除去機能喪失	T W	3.3E-05	5.7E-06
	T B W	4.6E-06	4.6E-06
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	2.5E-08
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.3E-12	1.3E-12
	S 1 E	1.8E-11	1.8E-11
	S 2 E	1.2E-13	1.2E-13
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4.1E-10	4.1E-10
合計		3.7E-05	1.0E-05



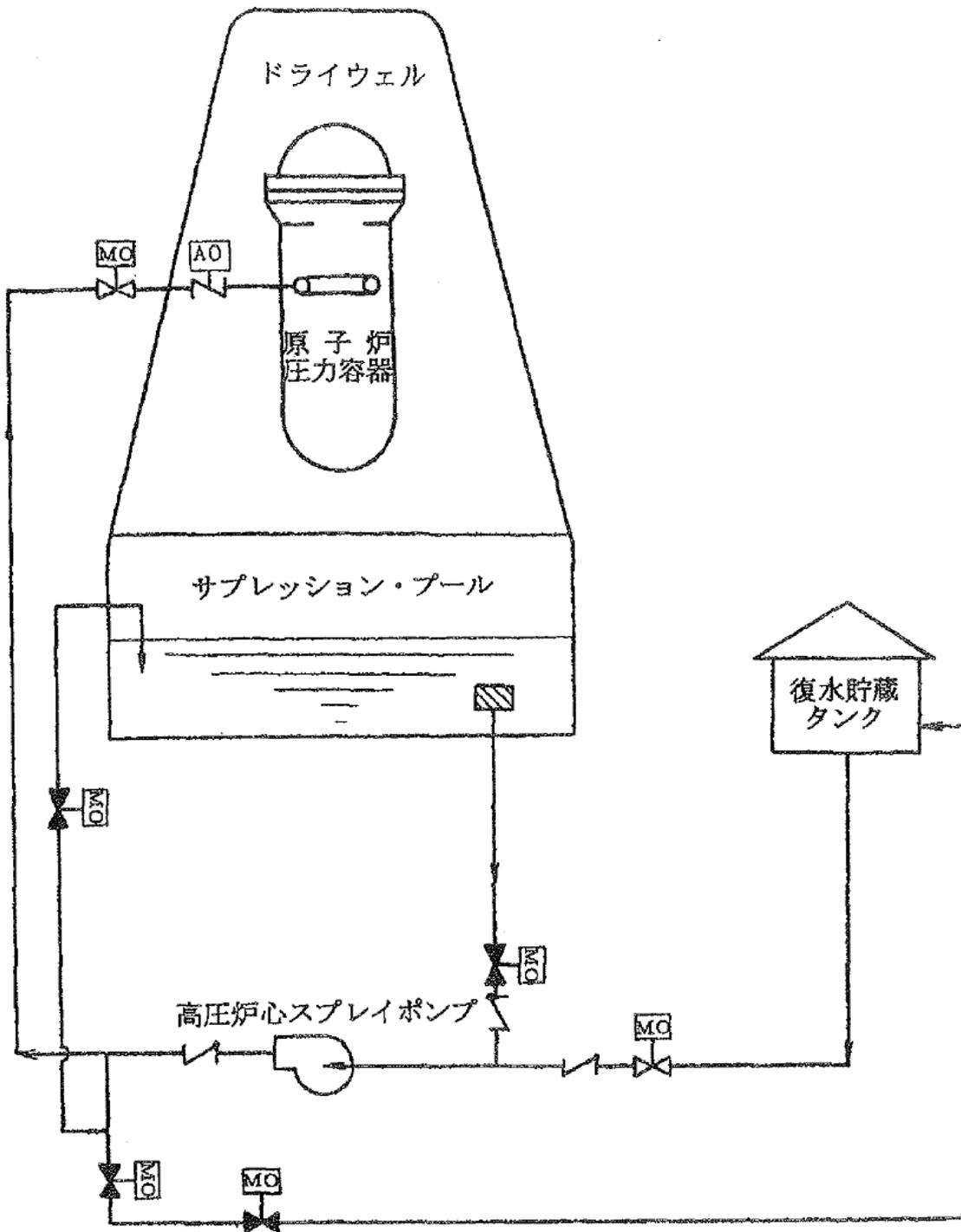
第3.1.1-1 図 内部事象出力運転時レベル1 PRAの評価フロー図



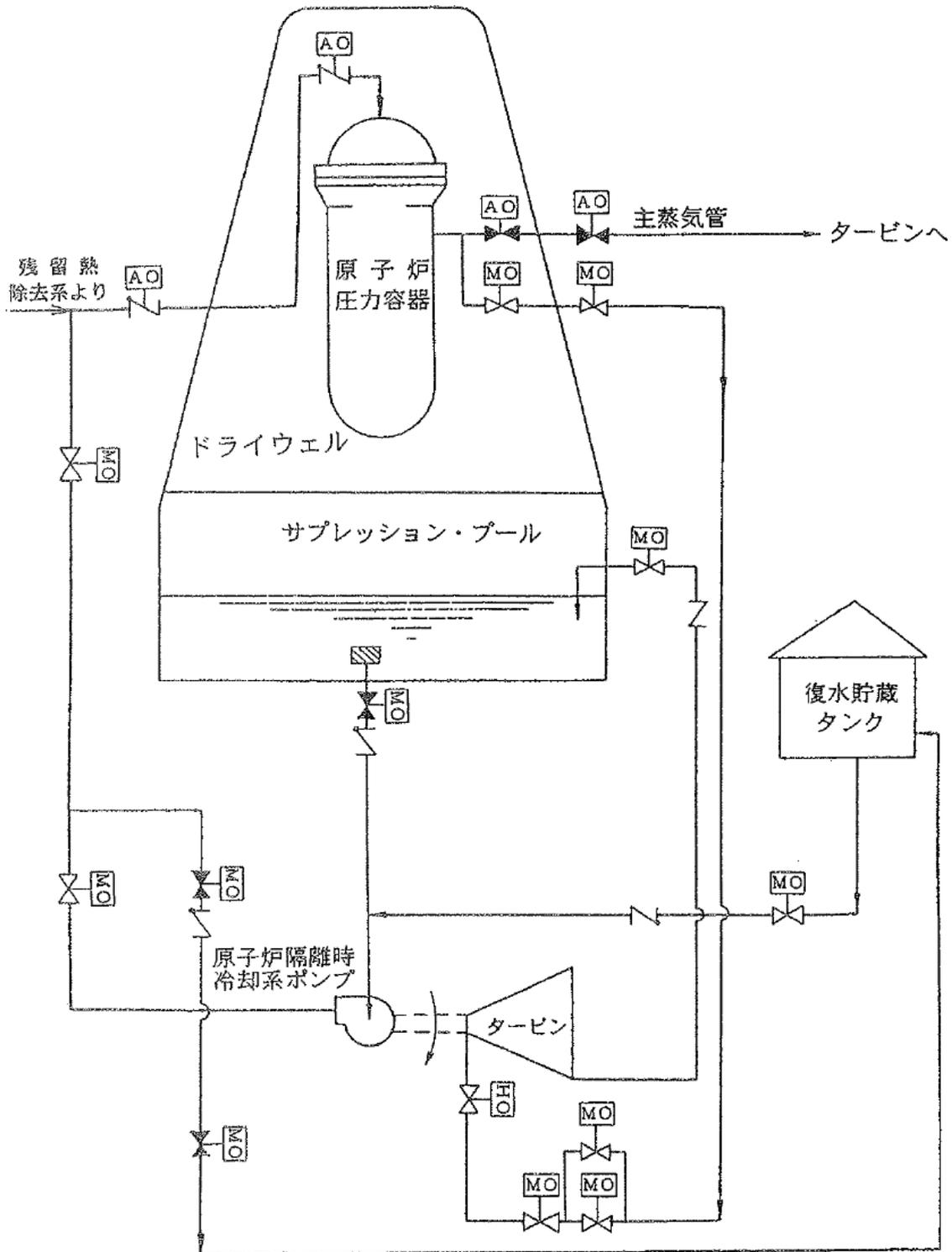
第 3. 1. 1. 1-1 図 東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図



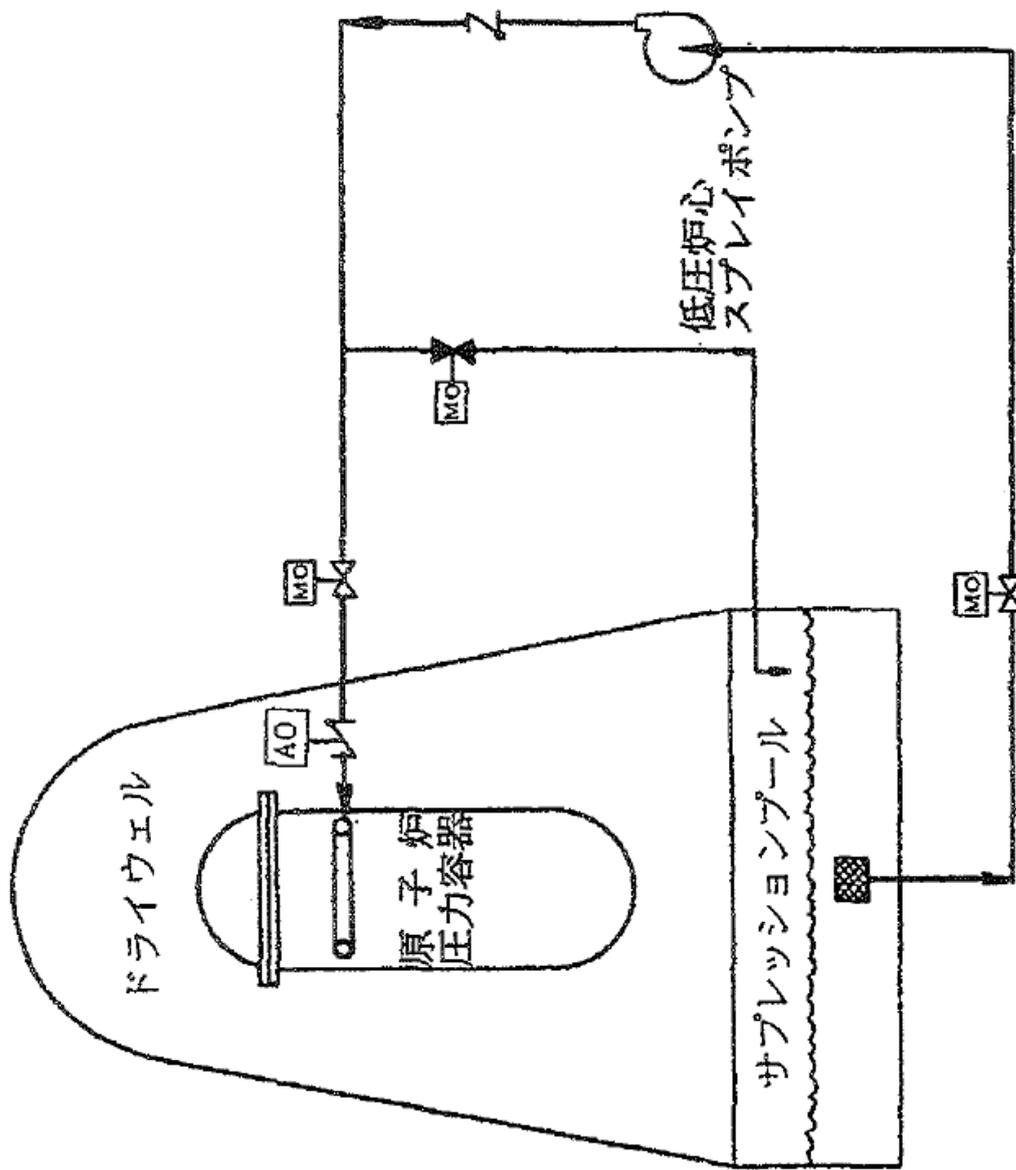
第 3. 1. 1. 1-3 図 制御棒駆動水圧系の系統説明図



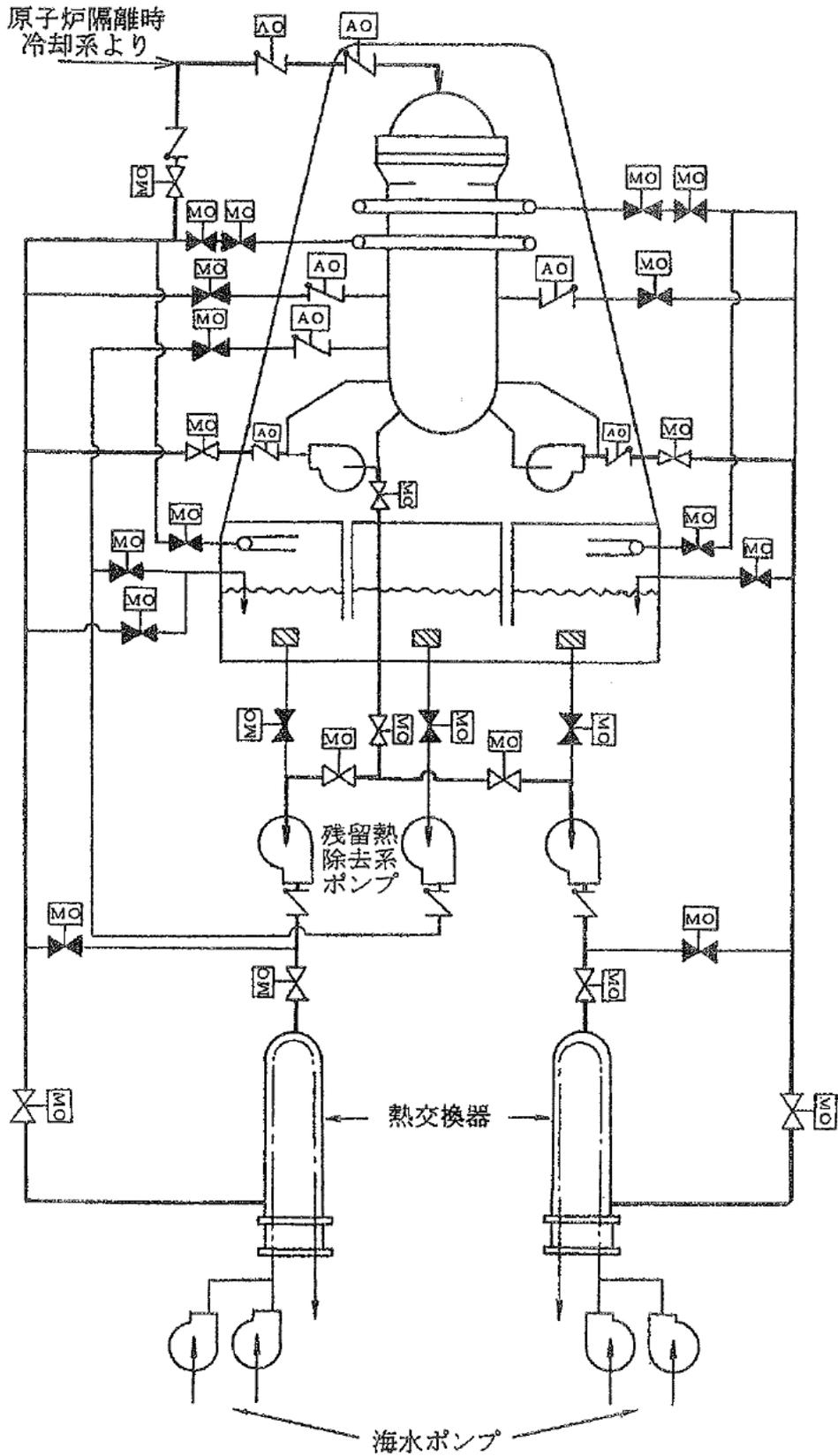
第 3. 1. 1. 1-4 図 高圧炉心スプレイ系の系統説明図



第 3. 1. 1. 1-5 図 原子炉隔離時冷却系の系統説明図

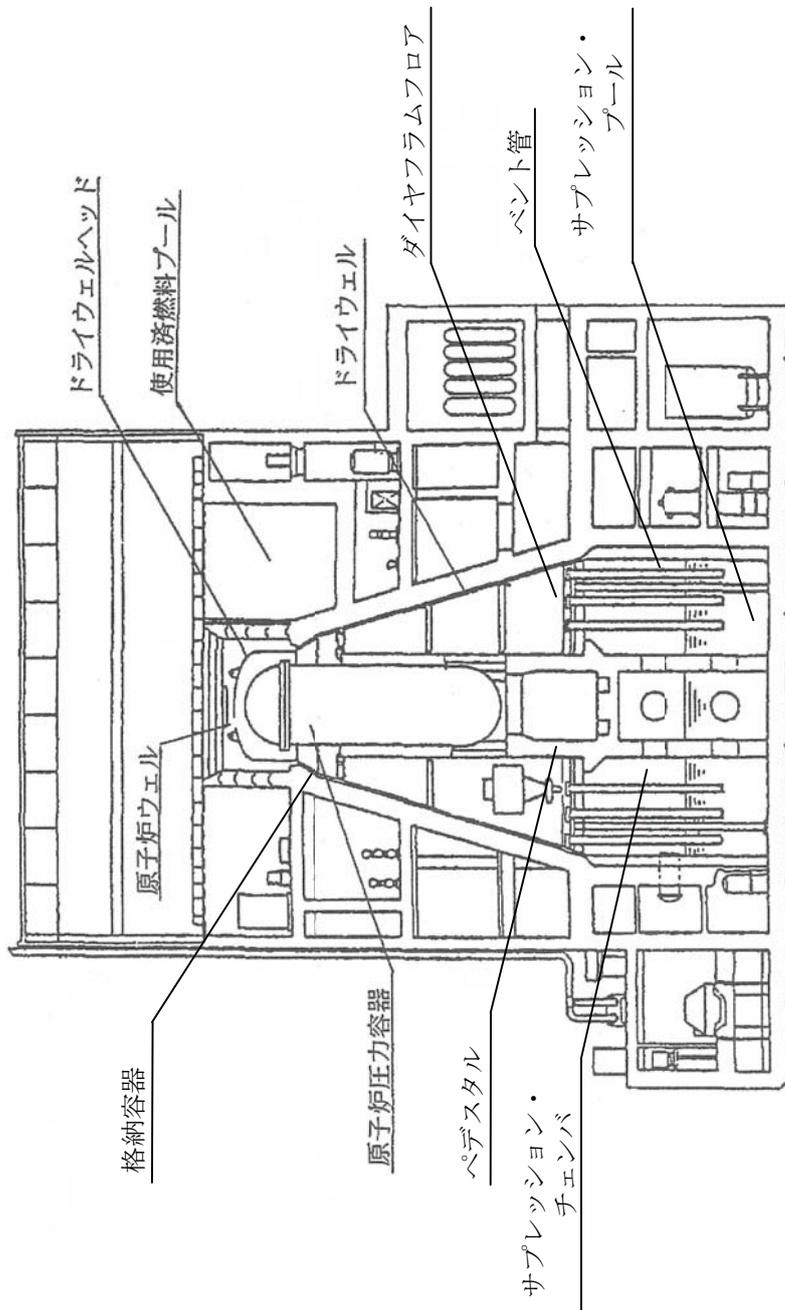


第 3.1.1.1-6 図 低圧炉心スプレイ系の系統説明図

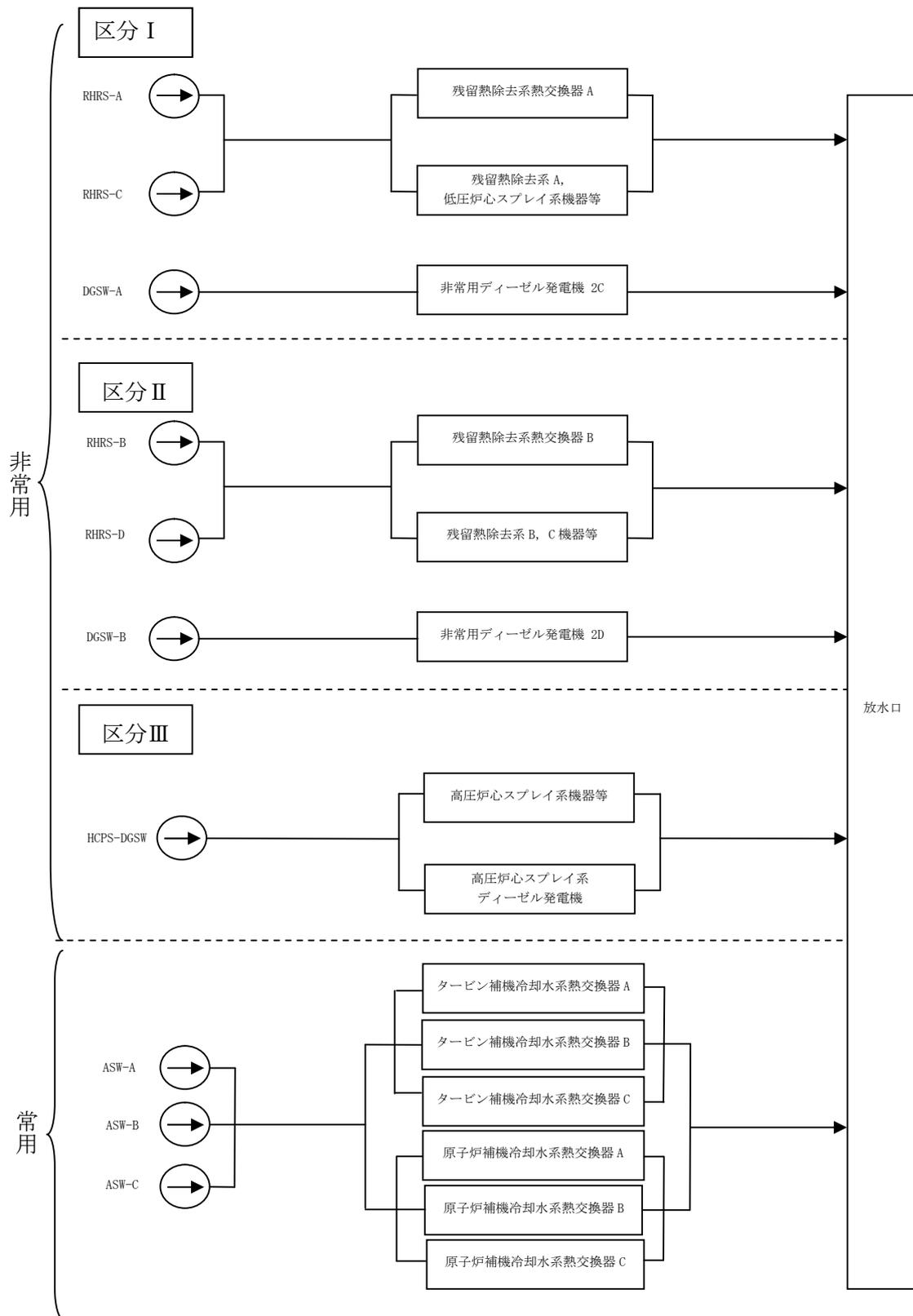


第 3. 1. 1. 1-7 図 残留熱除去系の系統説明図

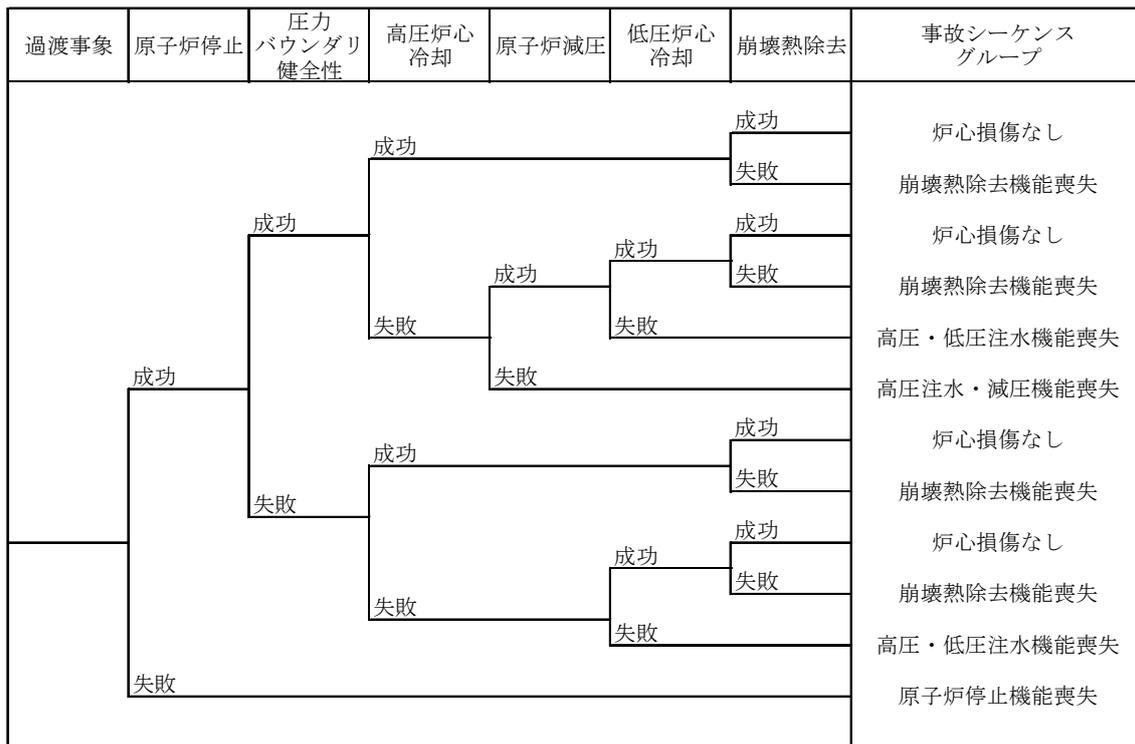
3. 1. 1-101



第 3.1.1.1-8 図 格納容器の概要図



第 3. 1. 1. 1-9 図 常用及び非常用補機冷却系の概要図



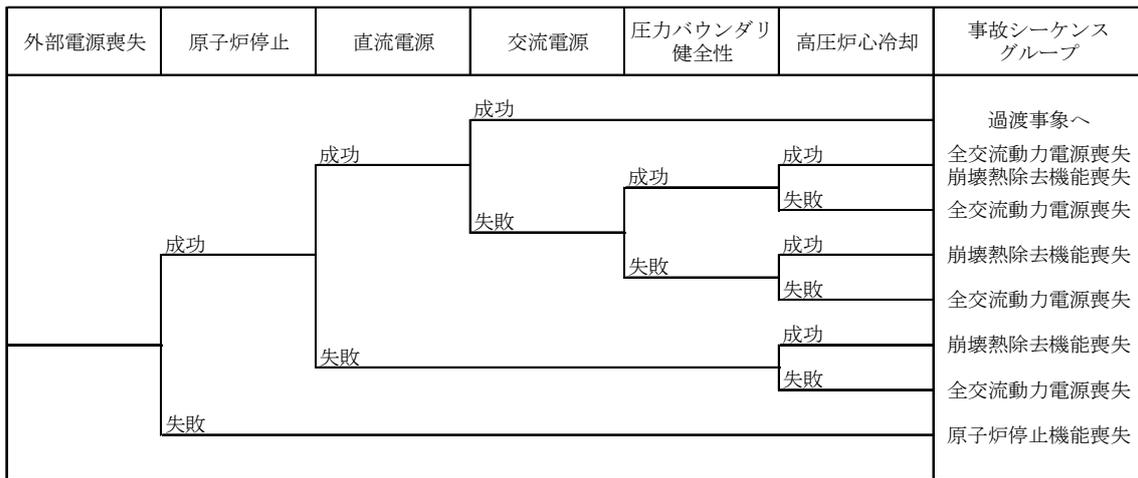
第 3. 1. 1. 4-1(a) 図 過渡事象に対するイベントツリー

【仮定条件】

- 外部電源喪失以外の過渡事象（非隔離事象，隔離事象，全給水喪失，水位低下事象，原子炉緊急停止系誤動作等，逃がし安全弁誤開放）を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- 起因事象発生後，原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去の成功により事象が収束する。
- 原子炉停止に失敗した場合は，「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- 事象発生後は，S/R弁の開放及び再閉鎖により原子炉圧力を制御する。S/R弁の再閉鎖失敗時（圧力バウンダリ健全性失敗時）は，原子炉内の蒸気がサプレッション・チェンバに流出するため，原子炉隔離時冷却系には期待しない。また，原子炉が減圧されることから，低圧炉心冷却のための原子炉減圧は不要とする。
- 高圧炉心冷却（高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系）及び原子炉減圧に失敗した場合は，「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。
- 高圧炉心冷却に失敗し，原子炉減圧に成功した後，低圧炉心冷却（低圧炉心スプレイ系，低圧注水系）に失敗した場合は，「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。
- 炉心冷却に成功した後，崩壊熱除去（残留熱除去系）に失敗した場合は，「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。



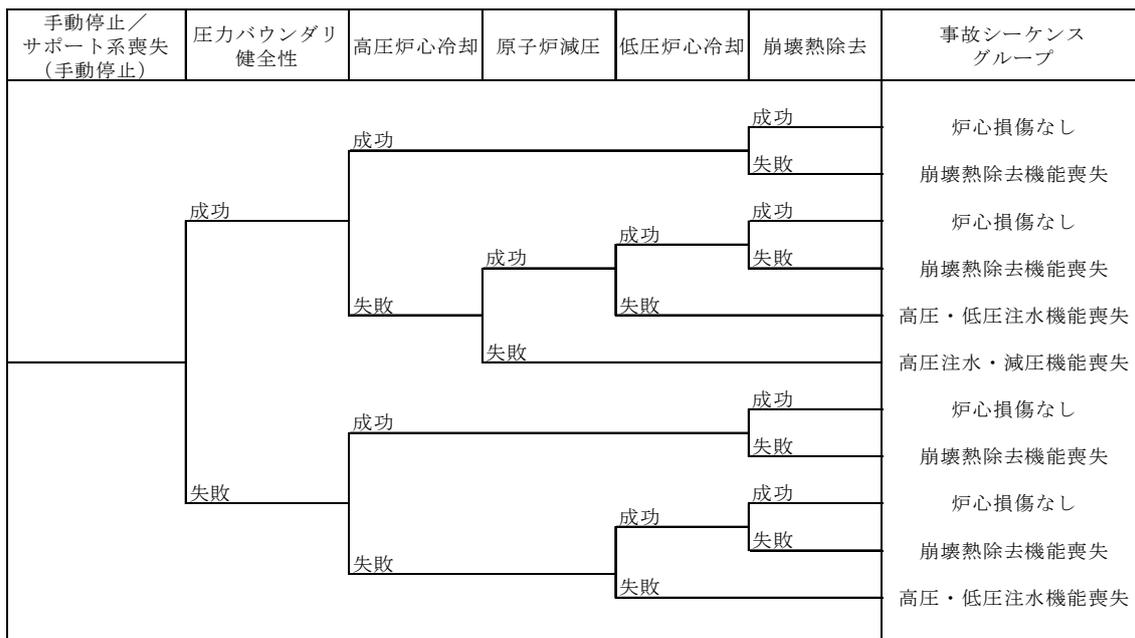
第 3. 1. 1. 4-1 (b) 図 外部電源喪失に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・送電システムの故障等により常用／非常用母線への外部からの電源供給が停止し，非常用母線への非常用ディーゼル発電機からの電源供給が必要となる事象を考慮する。
- ・非常用ディーゼル発電機による非常用交流電源確保のためには，直流電源が必要である。
- ・直流電源及び交流電源のヘディングは区分Ⅰ，Ⅱ電源のことを意味し，区分Ⅲ電源は含まない。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後，原子炉停止・直流電源確保・交流電源確保に成功した場合は，過渡事象と同様の事象進展となる。
- ・原子炉停止に失敗した場合は，「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・原子炉停止に成功した後，直流電源確保に失敗し，高圧炉心冷却（高圧炉心スプレイ系）に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失」，失敗した場合は「全交流動力電源喪失」に分類する。
- ・原子炉停止に成功した後，直流電源確保に成功し，交流電源確保に失敗した場合は，高圧炉心冷却（高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系）に期待する。ただし，S/R弁再閉鎖失敗時は，高圧炉心冷却として原子炉隔離時冷却系には期待できないため，高圧炉心スプレイ系のみに期待する。
- ・高圧炉心冷却に失敗した場合は，「全交流動力電源喪失」に分類する。
- ・高圧炉心冷却において，高圧炉心スプレイ系に失敗し，原子炉隔離時冷却系に成功した場合は，蓄電池枯渇に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失するため，「全交流動力電源喪失」に分類する。
- ・高圧炉心冷却において，高圧炉心スプレイ系に成功した場合は，交流電源の喪失に伴い残留熱除去系が機能喪失しているため，「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。



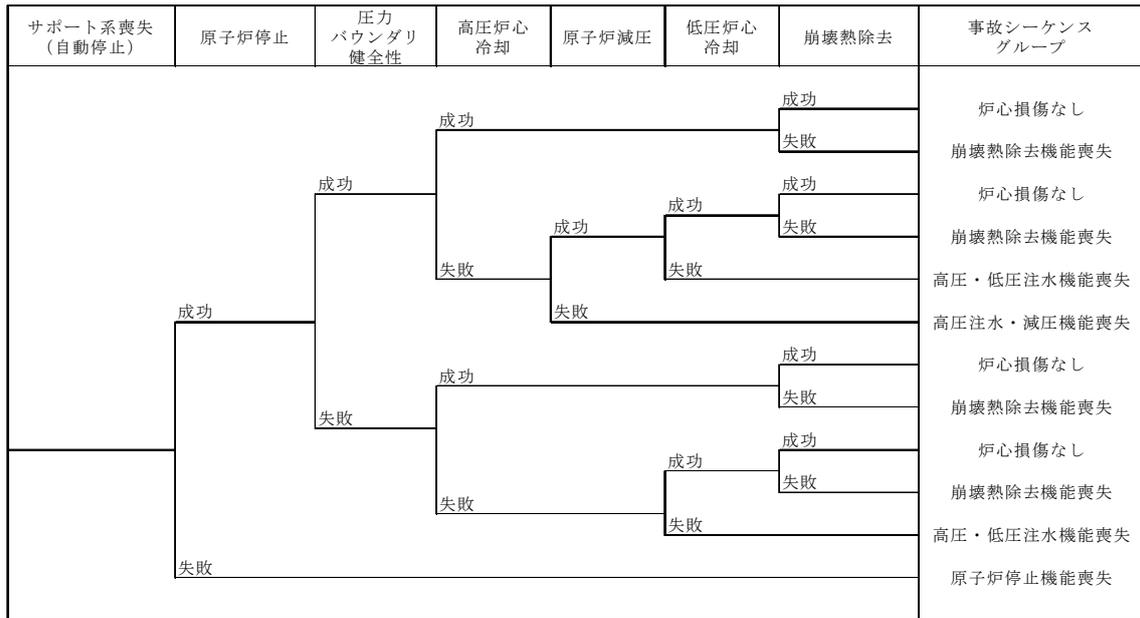
第 3. 1. 1. 4-1(c) 図 手動停止に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・手動停止（計画外停止）及び手動停止に至るサポート系喪失（残留熱除去系海水系故障，交流電源故障（区分Ⅰ））を起因事象とする。
- ・サポート系喪失では，当該区分の緩和設備には期待できない。
- ・手動停止のため，原子炉停止のヘディングは対象外とする。

【イベントツリーの説明】

- ・原子炉停止のヘディングがないことを除き，過渡事象と同様の事象進展となる。



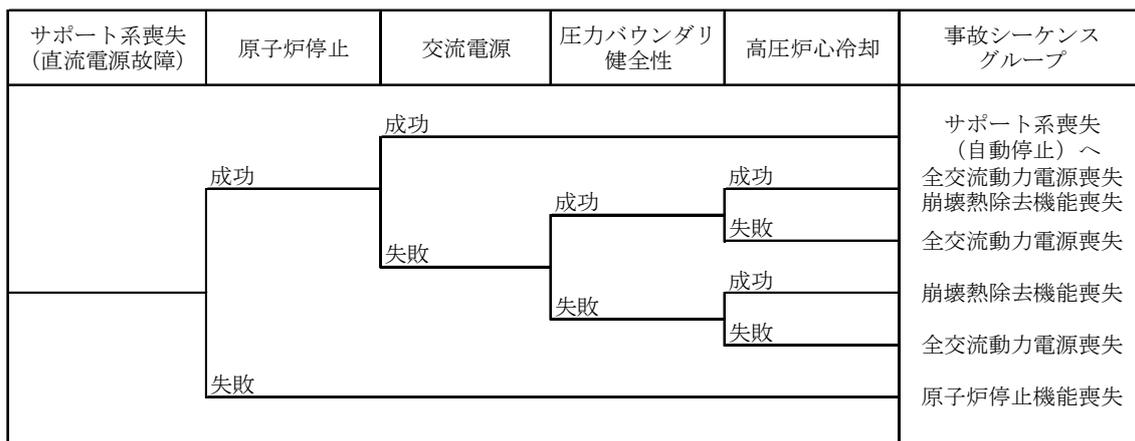
第 3. 1. 1. 4-1(d) 図 サポート系喪失（自動停止）に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 自動停止に至るサポート系喪失（交流電源故障（区分Ⅱ））及び手動スクラムへと移行するサポート系喪失（タービン・サポート系故障（補機冷却海水系故障））を起因事象とする。（直流電源故障は事象進展が異なるため、別途評価する。）
- ・ タービン・サポート系故障（補機冷却海水系故障）では直接はスクラムに至らないが、運転継続は不可能であり、手動スクラムに移行する。
- ・ 交流電源故障（区分Ⅱ）では、当該区分の緩和設備には期待できない。

【イベントツリーの説明】

- ・ 過渡事象と同様の事象進展となる。



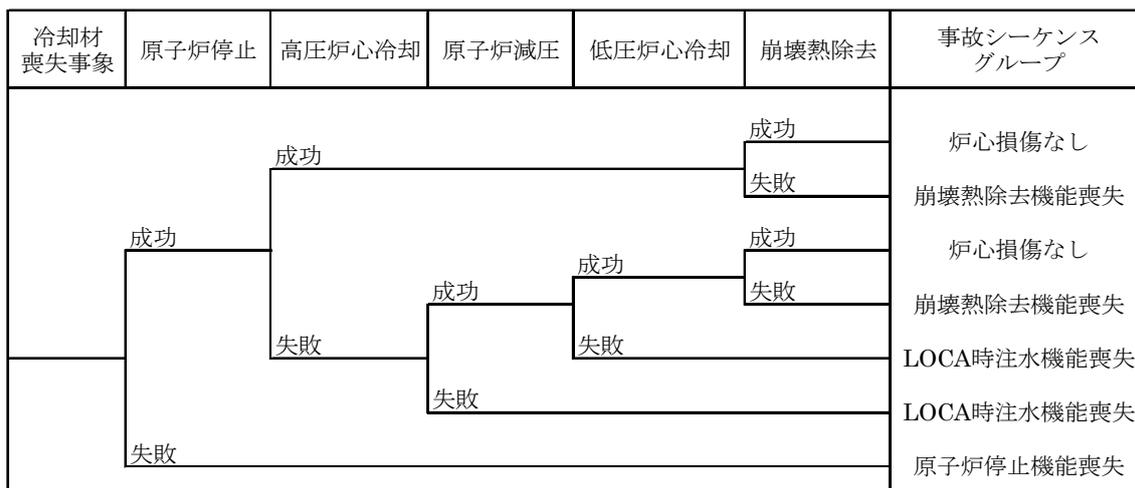
第 3.1.1.4-1(e) 図 サポート系喪失（直流電源喪失）に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 自動停止に至るサポート系喪失（直流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ））を起因事象とする。
- ・ 片区分の直流電源の喪失により外部電源喪失に至るため，健全側区分の非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保が必要となる。
- ・ 区分Ⅰ又は区分Ⅱの直流電源の喪失により，当該区分の緩和設備には期待できない。

【イベントツリーの説明】

- ・ 起因事象発生後，原子炉停止・交流電源確保に成功した場合は，サポート系喪失（自動停止）と同様の事象進展となる。
- ・ 原子炉停止に失敗した場合は，「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・ 原子炉停止に成功した後，直流電源確保に成功し，交流電源確保に失敗した場合は，高圧炉心冷却（高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系）に期待する。ただし，S/R弁再閉鎖失敗時は，高圧炉心冷却として原子炉隔離時冷却系には期待できないため，高圧炉心スプレイ系のみ期待する。
- ・ 高圧炉心冷却に失敗した場合は，「全交流動力電源喪失」に分類する。
- ・ 高圧炉心冷却において，高圧炉心スプレイ系に失敗し，原子炉隔離時冷却系に成功した場合は，蓄電池枯渇に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失するため，「全交流動力電源喪失」に分類する。
- ・ 高圧炉心冷却において，高圧炉心スプレイ系に成功した場合は，交流電源の喪失に伴い残留熱除去系が機能喪失しているため，「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。



第 3.1.1.4-1(f) 図 LOCA に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・大LOCAは、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、原子炉減圧なしに低圧炉心冷却系により炉心冷却が可能である。
- ・中LOCAは、大LOCAと比較して破断口が小さく、減圧が緩やかなもので、低圧炉心冷却には原子炉減圧が必要である。また、破断流量は原子炉隔離時冷却系の容量以上であり、原子炉隔離時冷却系のみでの炉心冷却は不可能である。
- ・小LOCAは、中LOCAより破断口が小さく、原子炉隔離時冷却系のみでの炉心冷却が可能である。減圧が緩やかなため、低圧炉心冷却には、原子炉減圧が必要となる。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後、原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去の成功により事象が収束する。
- ・原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・高圧炉心冷却及び原子炉減圧に失敗した場合と高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗した場合は、「LOCA時注水機能喪失」に分類する。
- ・炉心冷却に成功した後、崩壊熱除去に失敗した場合は、「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス グループ
	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

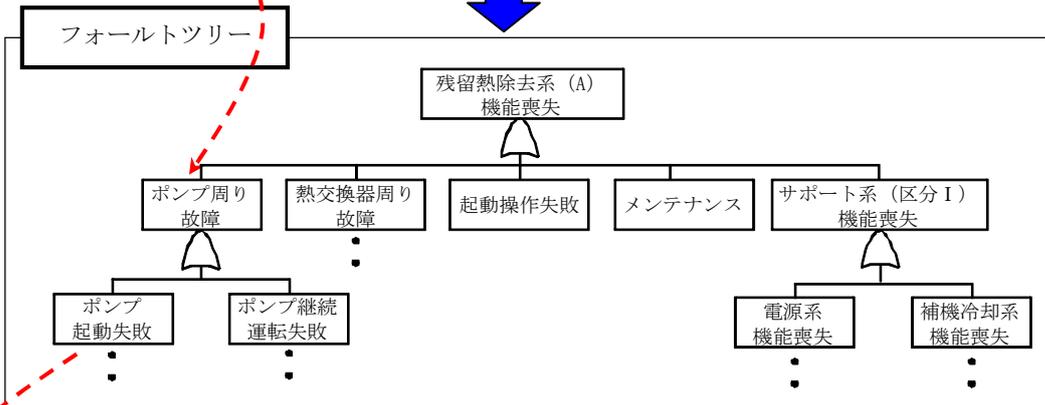
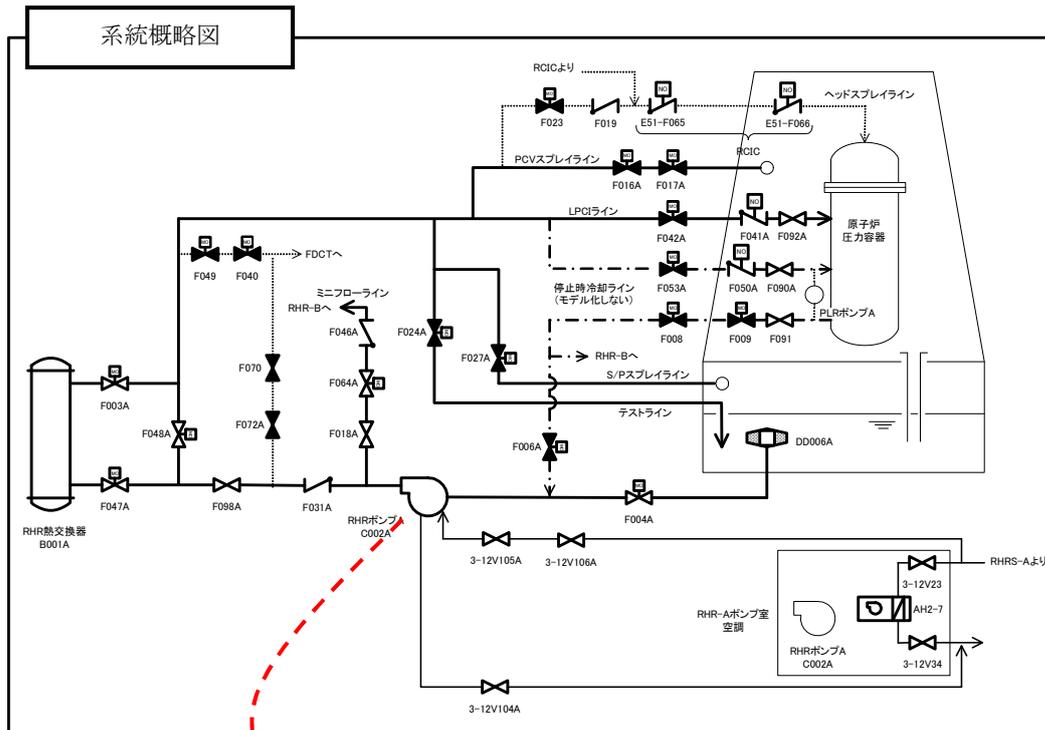
第3.1.1.4-1(g)図 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー

【仮定条件】

- インターフェイスシステムLOCAは、原子炉冷却材圧力バウンダリの隔離弁の故障等により格納容器外の低圧設計部に原子炉圧力がかかることで、格納容器外の配管等が破損する事象を想定する。
- インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性のある系統として、高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系を考慮する。
- インターフェイスシステムLOCAの発生により、原子炉冷却材の格納容器外への流出が継続し、水源の枯渇により注水不能となるため、本評価では緩和設備に期待しないものとする。

【イベントツリーの説明】

- インターフェイスシステムLOCAが発生した場合、格納容器外への冷却材の流出が続くため、「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に分類する。



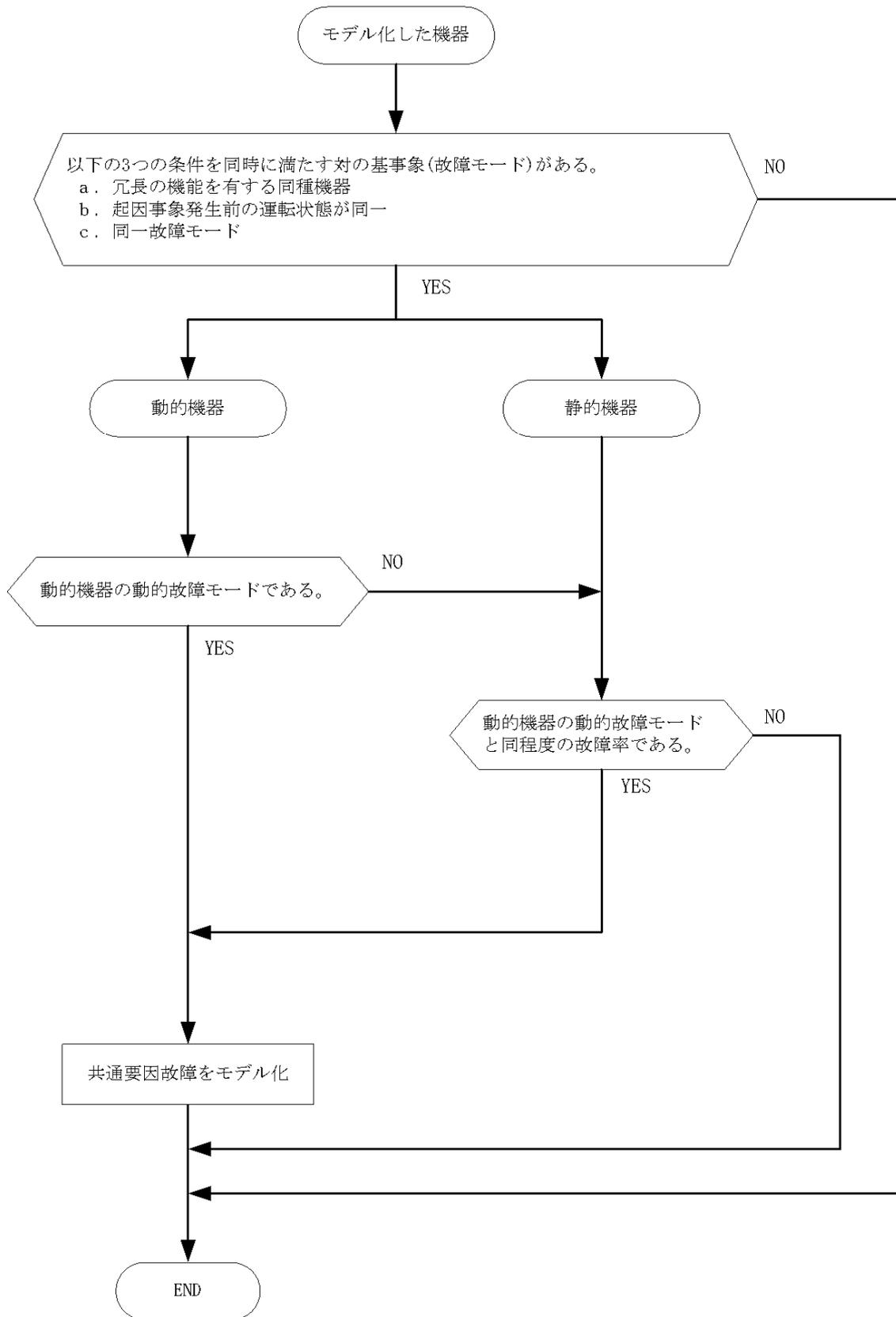
RHRポンプ起動失敗確率 = $\lambda_s \times T_s / 2$

【基事象リスト】

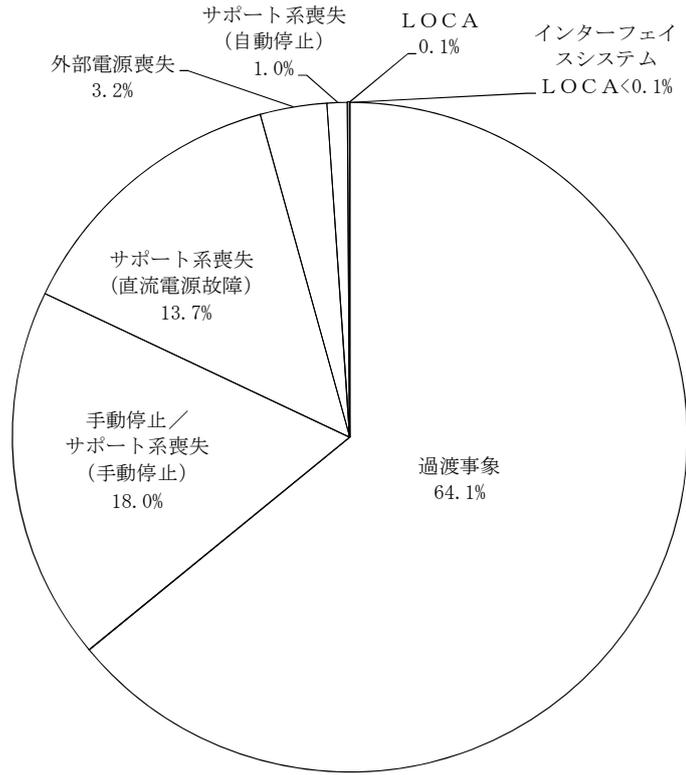
機器番号	機器名称	故障モード	並事象ID	PCID	EWD/CWD	故障率	EP	電源	試験間隔	使命時間	試験名称
E12_C002A	RHRポンプ	電動ポンプ運転継続失敗 (淡水)	GMMPE12_C002AR	R-15 (27)	1330 (23)	1.10E-06	11.8	MC 2c-2 DC125V 2A	720	24	RHRポンプ 手動起動試験
		電動ポンプ起動失敗 (淡水-非常用)	GMMPE12_C002AS			1.30E-07	17.3				

試験頻度：1回/月 (720時間)

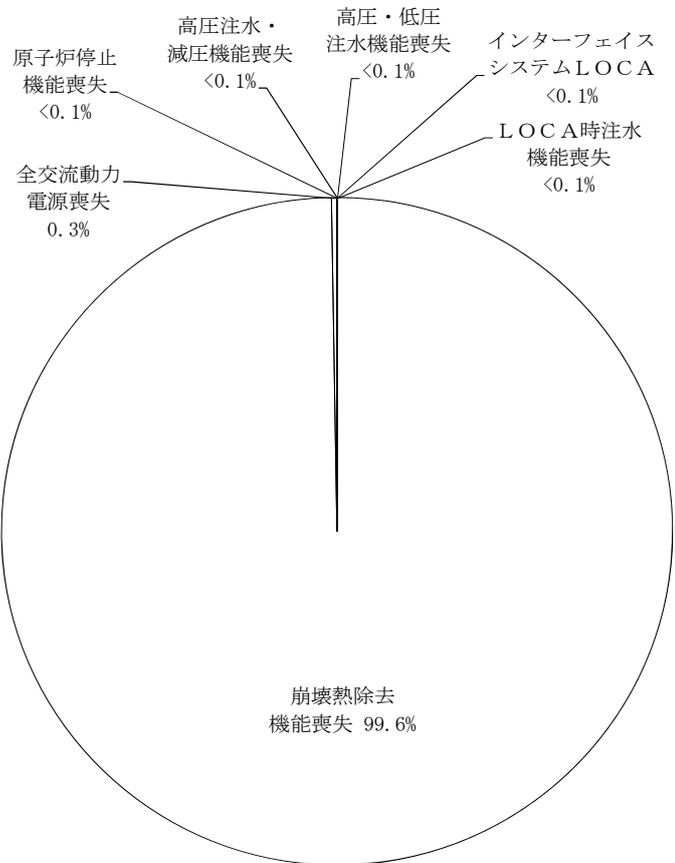
第 3.1.1.5-1 図 システム信頼性評価の例



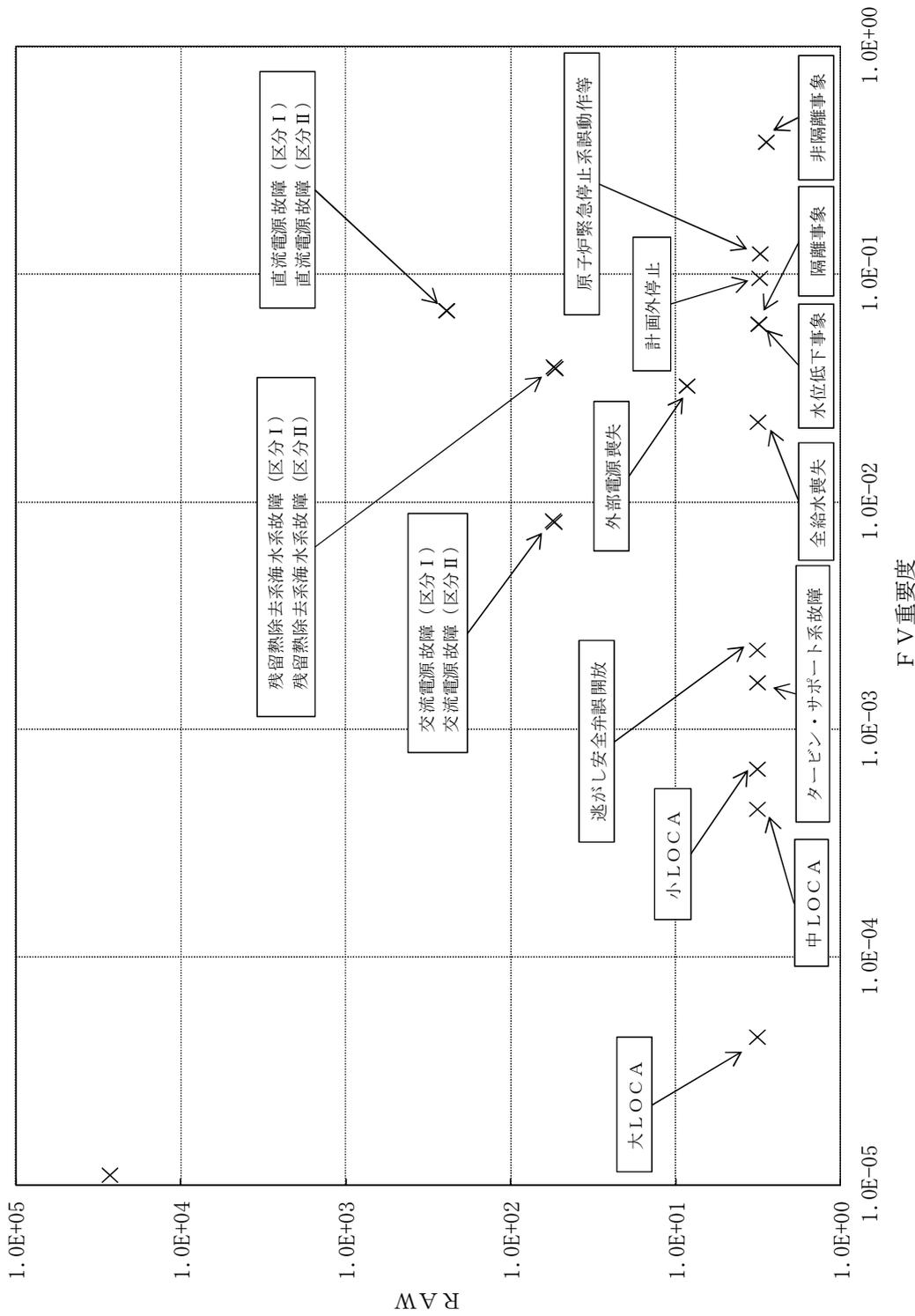
第 3. 1. 1. 6-1 図 共通要因故障同定のフロー



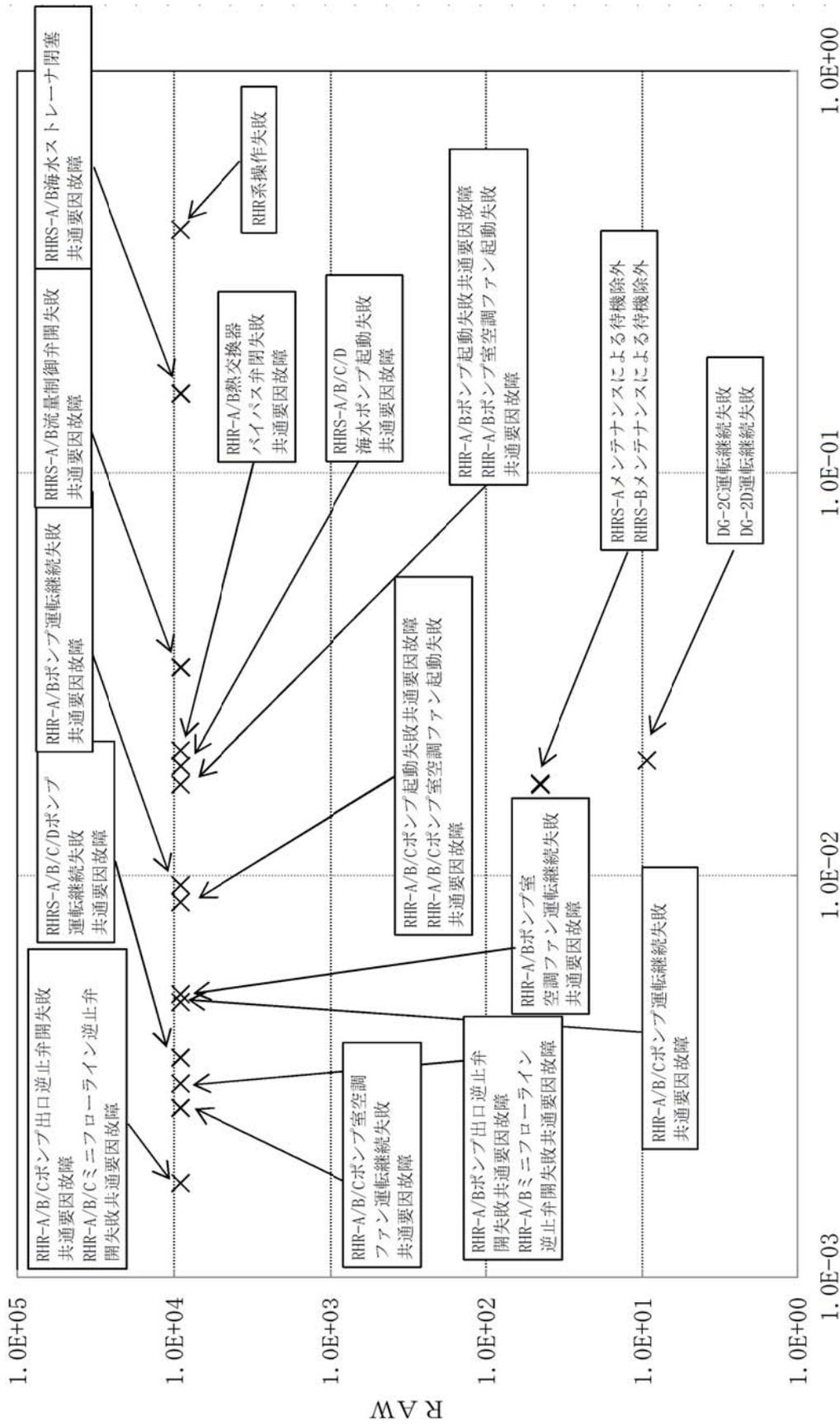
第 3. 1. 1. 8-1 図 起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合



第 3. 1. 1. 8-2 図 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合

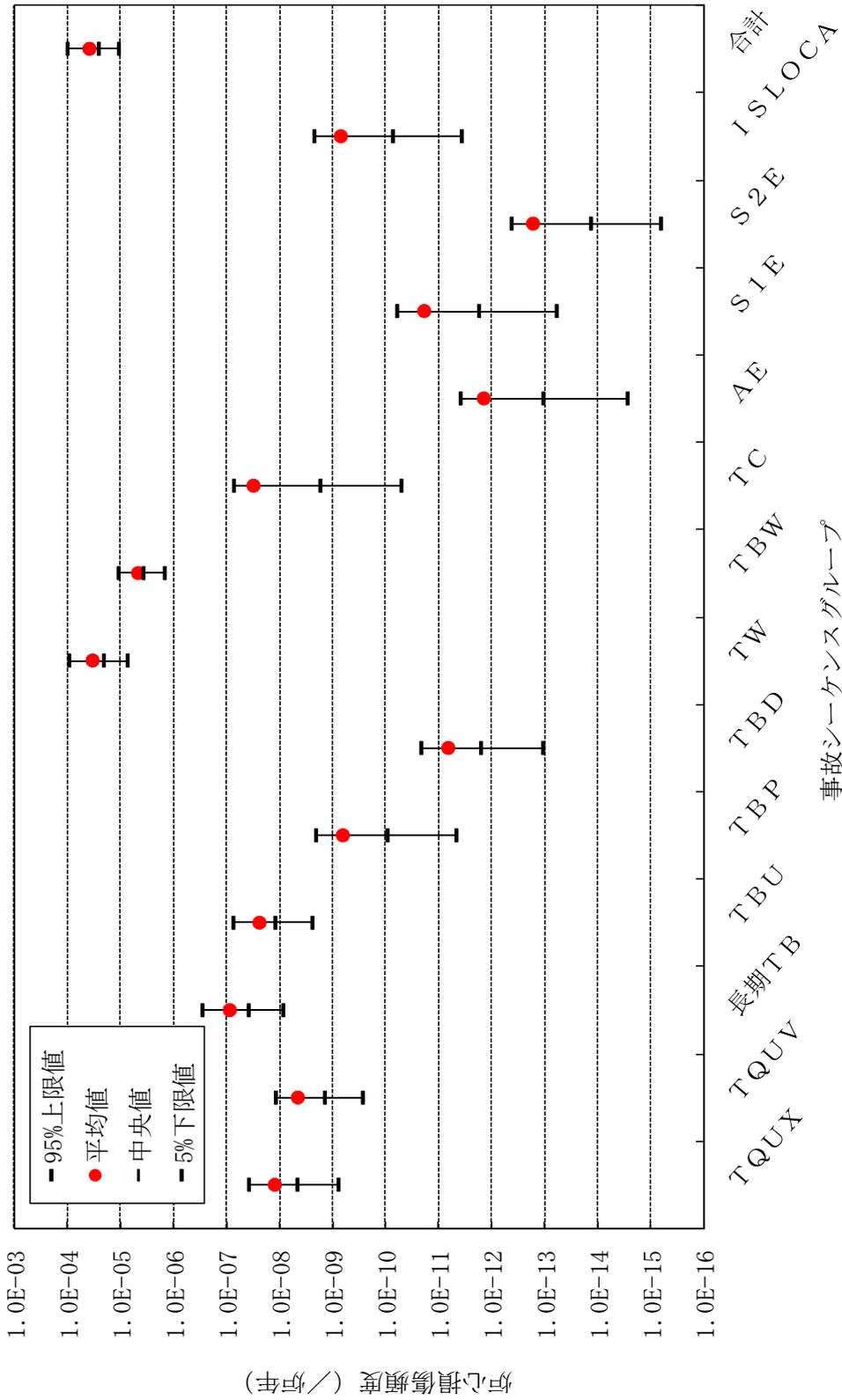


第3.1.1.8-3 図 起因事象の重要度解析結果

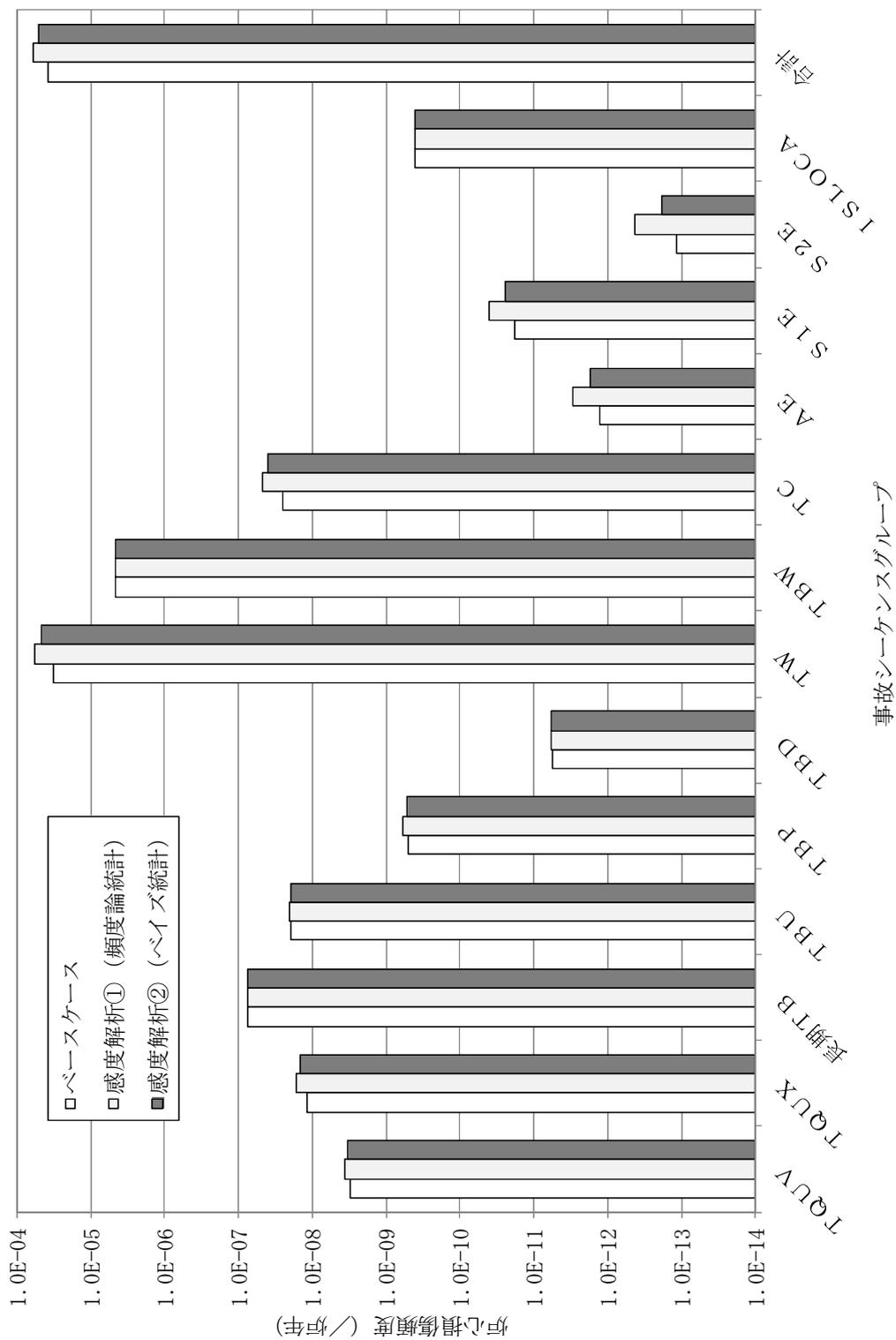


F V 重要度

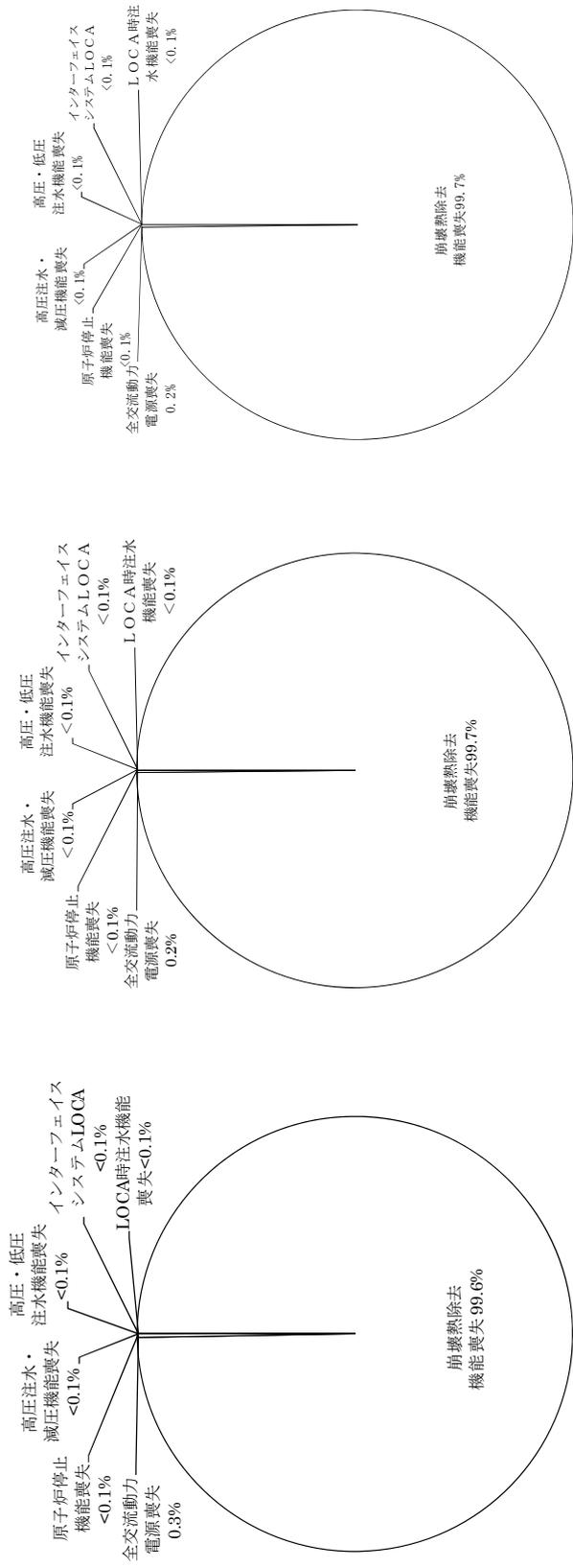
第 3.1.1.8-4 図 緩和設備の基事象の重要度解析結果



第3.1.1.8-5 図 事故シナリオグループ別の不確かさ解析の結果



第3.1.1.8-6 図 プラント固有データの反映に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)



炉心損傷頻度：約 3.7E-5 (／炉年)
【ベースケース】

炉心損傷頻度：約 6.2E-5 (／炉年)
【感度解析① (頻度論統計)】

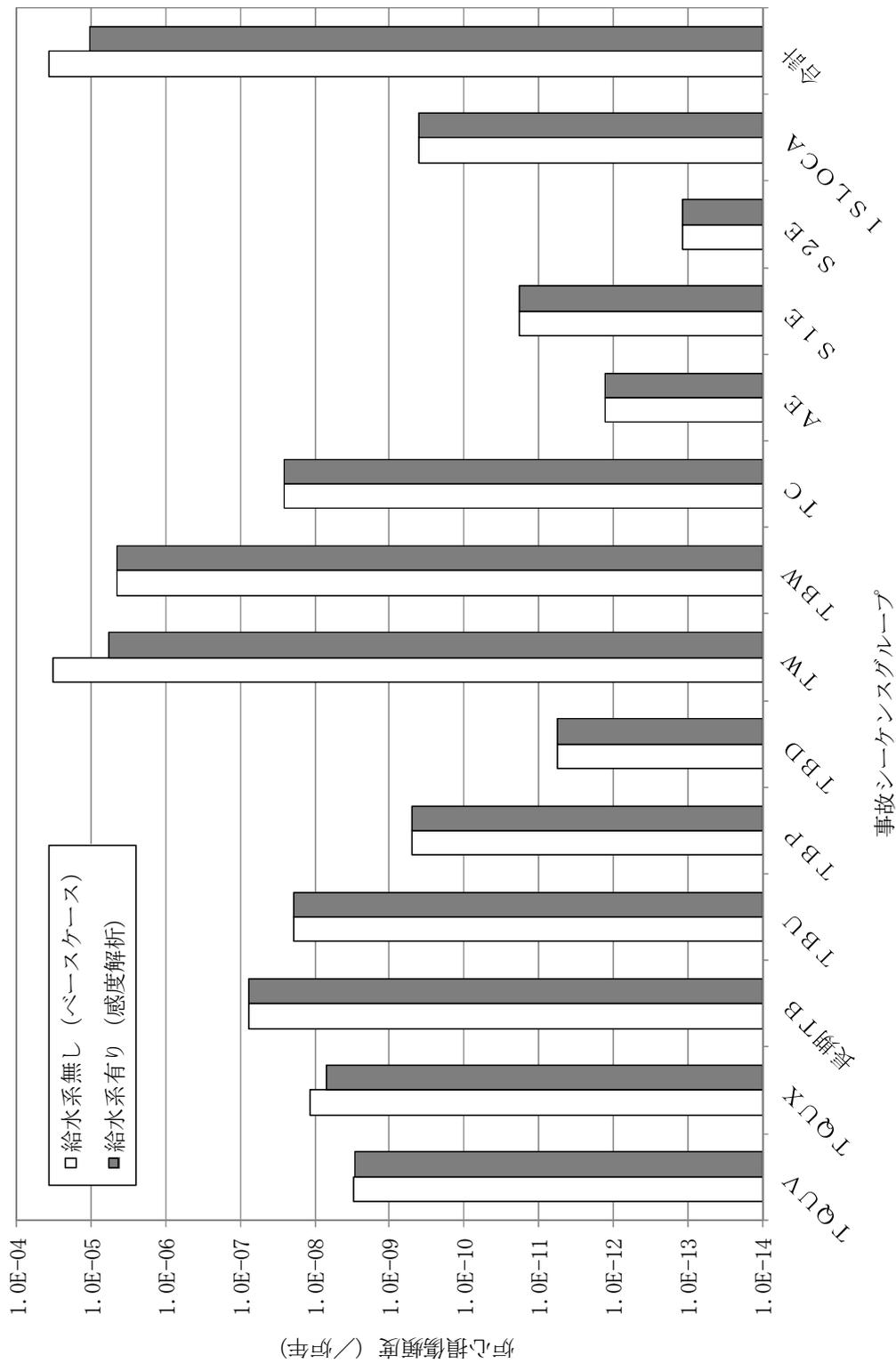
炉心損傷頻度：約 5.1E-5 (／炉年)
【感度解析② (ベイズ統計)】

第 3.1.1.8-7 図 プラント固有データの反映に関する感度解析結果 (事故シナリオグループ別の寄与割合)

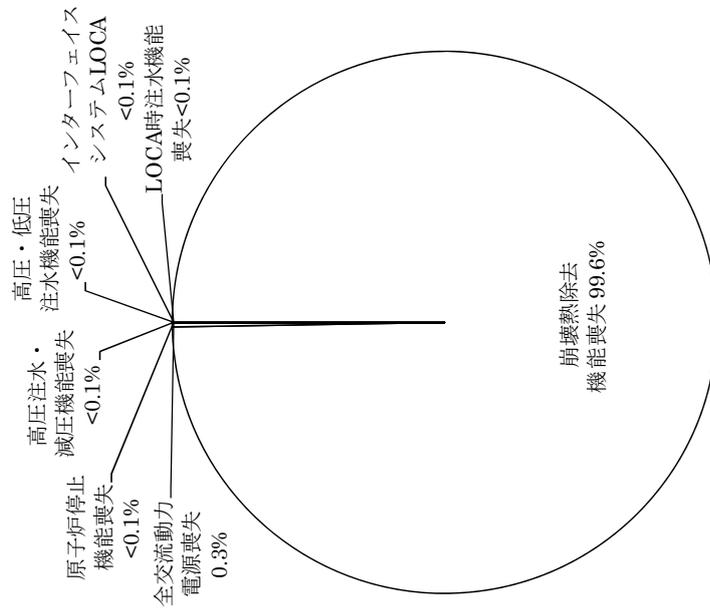
非隔離事象	メンテナンス MN	スクラム系 C	S/R弁開放 M	S/R弁再閉鎖 P	給水系※ Q	HPOS UH	RCIC UR	手動ADS X1	LPCI-A VA	LPCS VS	LPCI-B VB	LPCI-C VC	RHR-A WA	RHR-B WB	No.	最終状態
															1	-
															2	-
															3	-
															4	TW
															5	-
															6	-
															7	TW
															8	-
															9	-
															10	TW
															11	-
															12	-
															13	TW
															14	-
															15	-
															16	TW
															17	-
															18	-
															19	TW
															20	TQUV
															21	TQUX
															22	-
															23	-
															24	TW
															25	-
															26	-
															27	TW
															28	-
															29	-
															30	TW
															31	-
															32	-
															33	TW
															34	-
															35	-
															36	TW
															37	TQUV
															38	-
															39	-
															40	-
合計値																

※給水系は復水系を含めてモデル化。

第3.1.1.8-8 図 給復水系をモデル化したイベントツリーの例（非隔離事象）

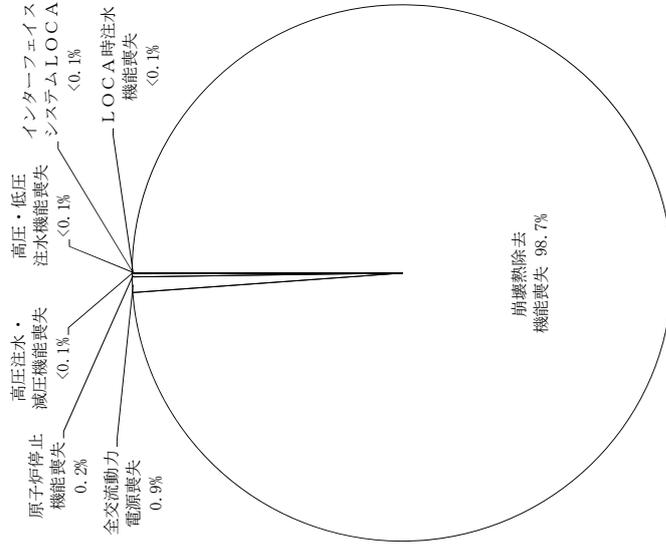


第3.1.1.8-9 図 給水系のモデル化に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)



炉心損傷頻度：約 3.7E-5 (／炉年)

【給水系無し (ベースケース)】



炉心損傷頻度：約 1.0E-5 (／炉年)

【給水系有り (感度解析)】

第 3.1.1.8-10 図 給水系のモデル化に関する感度解析結果 (事故シナリオグループ別の寄与割合)

出力運転時 P R A の対象範囲について

BWRプラントの出力運転時を対象としたP R Aの対象範囲は、社団法人日本原子力学会が発行している日本原子力学会標準「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1 P S A編）：2008」において、「CR引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。BWRプラントの出力運転時P R A及び停止時P R Aの対象範囲を図1に示す。

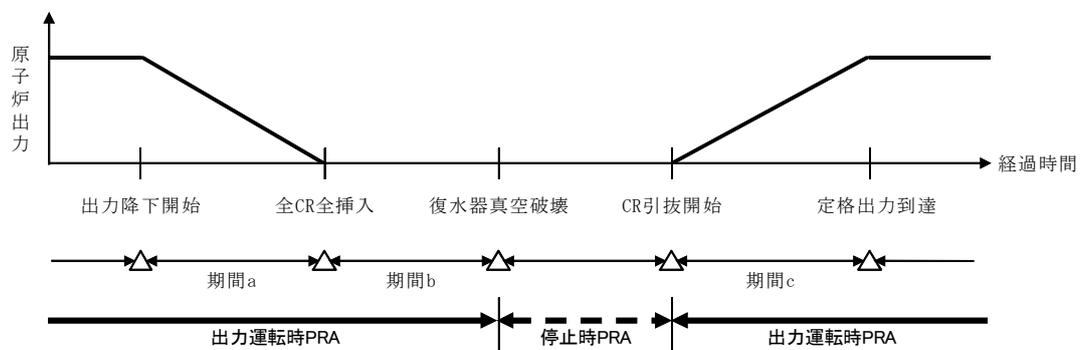


図1 出力運転時P R A及び停止時P R Aの対象範囲（BWR）

図1において、「出力降下開始～全C R全挿入」、「全C R全挿入～復水器真空破壊」、及び「C R引抜開始～定格出力」の各期間は、次の理由により出力運転時P R Aで取り扱うことは妥当であると判断している。

(1) 出力降下開始～全C R全挿入

緩和設備は、給水系を除いて、定格出力運転時とほぼ同等の構成である。給復水系は原子炉出力降下に伴う給水流量の低下に応じてポンプを切り替えるが、運転中の機器の故障による給水喪失に至らないよう定格出力運転時と同様に待機させる機器が設けられている。このため、出力レベルの変化に伴

う種々のパラメータの変化は、異常発生時の事象進展の緩急の差となっても、起因事象の発生頻度も大きく影響を受けるものではない。また、使用可能な緩和設備、あるいは緩和設備の信頼性の観点からは大きな相違はない。

また、原子炉圧力／出力が低下した状態では、プラント運用のため次のスクラム信号がバイパスされるが、これは燃料健全性を確保する上で、次のインターロックによる原子炉スクラムの必要がない状態に移行したことによるものである。

- ・原子炉圧力の低下に伴う「主蒸気隔離弁閉」によるスクラム
- ・原子炉出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「タービン加減弁急速閉」によるスクラム

なお、本プラントのPRAモデルでは、上記のスクラム信号による原子炉スクラムに期待していないため、これらのスクラム信号の有無は本プラントのPRA結果に影響を与えるものではない。

(2) 全CR全挿入～復水器真空破壊

緩和設備は、給水系を除いて、定格出力運転時とほぼ同等の構成となる。復水系は、運転中の機器の故障による給水喪失に至らないよう定格出力運転時と同様に待機させる機器が設けられている。このため、異常事象発生時のパラメータの変化は、事象進展の緩急の差となっても、使用可能な緩和設備、あるいは緩和設備の信頼性の観点からは大きな相違をもたらすものではない。

したがって、全CR全挿入から真空破壊までの期間で発生する過渡事象を手動停止の起因事象に含めることで、出力運転時PRAとして取り扱う。

(3) CR引抜開始～定格出力

緩和設備は、給水系を除いて、定格出力運転時とほぼ同等の構成であることから、出力運転状態を対象としたPRAに含める。

なお、原子炉停止後の時間経過及び新燃料の装荷による崩壊熱の低下を考

慮すると,当該期間のリスクは定格出力運転中に比べて小さいと考えられる。

起回事象のグループ化について

(1) 起回事象の同定

選定した起回事象の具体的な同定は、以下のとおりである。

a. 過渡事象及び設計基準事故に係る起回事象の同定

原子炉設置変更許可申請書添付書類十に評価されている過渡事象及び設計基準事故に関して、過渡事象を分析している E P R I N P - 2 2 3 0 における事象分類との対応を確認し、起回事象として考慮すべき事象を相互に確認する。また、過渡事象については、機器の故障及び人的過誤によるプラントの応答の特徴を把握するために、起回事象発生時の主要な状況（原子炉冷却材圧力バウンダリの状態、外部電源の有無、主蒸気隔離の有無）と緩和設備の主要な状況（初期給復水系の使用可否等、主なスクラム信号）について整理する。過渡事象及び設計基準事故に係る起回事象の同定結果を表1に示す。

起回事象発生時の主要な状況と緩和設備の主要な状況が同様な事象については、同じ事象分類とし、起回事象のグループ化を検討する。また、起回事象対象外とする事象については、その理由を表1に示す。

b. 従属性を有する起回事象等の同定（手動停止／サポート系喪失）

原子炉設置変更許可申請書添付書類八等に基づく原子炉の運転に係わる設備ごとに機能喪失時の影響を検討し、従属性を有する起回事象等を分析・同定した。整理した結果を表2に示す。

当該設備が機能喪失した場合に、広範な緩和設備が同時に機能喪失に至るサポート系故障等を、従属性を有する起回事象であるサポート系故障として摘出した。一方、緩和設備への影響範囲が限定的な事象は、従属性を有する起回事象ではなく、計画外停止として考慮する。

c. 原子炉冷却材圧力バウンダリに係る起因事象の同定（L O C A及び格納容器バイパス）

原子炉冷却材圧力バウンダリに該当する容器・配管等の設備を摘出し、想定される破損モードを整理した。また、想定される破損モードに基づき起因事象を分析・同定を行った。整理した結果を表3に示す。

格納容器内での破損はL O C Aとして、格納容器外での破損で破損部位が隔離できない場合は格納容器バイパスとして検討した。なお、格納容器外での破損で破損部位が隔離される場合は、隔離成功の時点で原子炉への影響は収束するため、溢水事象に分類し対象外とする。

L O C Aでは、原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準が異なるため、流出規模に応じて、漏えい、小L O C A、中L O C A、大L O C A及び設計基準事故超過L O C A（以下「D B A超過L O C A」という。）に分類する。

また、機器故障に起因する事象（P L Rポンプメカニカルシールのリーク、A D S／過渡時自動減圧回路の誤動作）については、配管等の破損と状況が異なるため別途検討する。これらの事象に関する検討と起因事象としての取扱い結果は表3に示すとおりである。L O C Aは発生経験のない稀有事象であり、プラント実績に基づいた統計による発生頻度評価は困難であるため、発生頻度についても併せて検討する。

格納容器バイパスには、格納容器隔離弁の多重故障、弁試験時の隔離失敗等により原子炉圧力が低圧設計部等にかかることでこれが破損し、原子炉冷却材が格納容器外で流出するインターフェイスシステムL O C A事象（I S L O C A）と、常時開状態等の格納容器隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損し、これに重ねて格納容器隔離弁の閉鎖に失敗することにより原子炉冷却材が格納容器外で流出する事象（格納容

器バイパス破断) が考えられる。両事象に該当する設備について、事象の発生頻度、影響程度を検討する。これらの検討と起因事象としての取扱い結果を表3に併せて示す。概略評価の結果、格納容器バイパス破断は発生頻度が小さいとして評価対象外とする。

なお、原子炉冷却材圧力バウンダリに係る検討においては、従属性を有する起因事象は特に摘出されなかった。

(2) 起因事象のグループ化

同定された起因事象（事象分類）において、プラント応答や必要となる緩和設備等が同等であり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化する。

起因事象は過渡事象、手動停止／サポート系喪失、LOCA及び格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）に大きく区分されるため、これらの区分ごとに、起因事象のグループ化の検討結果を示す。起因事象グループと事象の定義並びに事象と緩和設備の主要な状況を表4にまとめて示す。

a. 過渡事象等のグループ化

過渡事象等は、表1に示すとおり事象発生時のプラントの応答に応じて事象分類Aから事象分類Jまでに分類しているが、各事象分類において、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象にグループ化する。各起因事象グループ内での事象の定義は、具体的な事象が設定されているEPR I NP-2230の事象定義に基づくものとする。

(a) 事象分類A（タービントリップ等）、B1（主蒸気隔離弁の1弁閉鎖）及びB2（給水加熱喪失等）

事象分類Aは、負荷の喪失に伴い、蒸気加減弁急速閉信号又は主蒸気止め弁閉信号により、原子炉が自動スクラムする事象である。また、事象分類B1及びB2は、原子炉出力の上昇に伴い、中性子束高信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

これらの事象分類では、原子炉スクラム信号は異なるが、いずれもタービンバイパス弁が作動することにより主蒸気が隔離されず、事象発生初期から給復水系が利用できることから、1つの起因事象グループ「非隔離事象」としてグループ化する。

- (b) 事象分類C（主蒸気隔離弁の閉鎖等）、D（発電機負荷遮断バイパス弁不作動等）、E（復水器真空度喪失）

事象分類Cは、主蒸気隔離弁の閉鎖に伴い、主蒸気隔離弁閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。事象分類Dは、発電機負荷遮断及びタービンバイパス弁不作動に伴い、蒸気加減弁急速閉信号又は主蒸気止め弁閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。また、事象分類Eは、復水器真空度の喪失によるタービントリップに伴い、主蒸気止め弁閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

事象分類C及びDでは、原子炉スクラム信号は異なるが、いずれも主蒸気隔離弁閉鎖等により、原子炉がタービン側から隔離されることで、原子炉で発生した蒸気を復水器に排出できず、ホットウェル水位が低下すると、給復水系の継続利用に障害が生じる。また、事象分類Eでは、復水器の真空度が喪失しているため、初期に給復水系が利用できる場合でも、ホットウェル水位の低下に伴い、いずれ給復水系を利用できなくなり、その後原子炉水位の低下により主蒸気隔離弁が閉鎖する。そのため、これらの事象分類は、いずれも原子炉がタービン側と隔離される事象であることから、1つの起因事象グループ「隔離事象」としてグループ化する。

- (c) 事象分類F（全給水流量喪失）

本事象分類は、原子炉への給水流量の全喪失に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では、事象発生初期から給復水系が利用できないため、単独で1つの起因事象グループ「全給水喪失」としてグループ化する。

- (d) 事象分類G（給水又は復水ポンプ1台トリップ等）

本事象分類は、原子炉への給水流量の減少に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では、事象発生初期から給復水系が利用可能であるが、給復水系の機能が低下していることから、単独で1つの起因事象グループ「水位低下事象」としてグループ化する。

- (e) 事象分類H 1（起動時における制御棒引き抜き）、H 2（原子炉保護系故障によるスクラム等）

事象分類H 1は、起動時における制御棒の異常な引き抜きに伴い、原子炉出力ペリオド短（起動領域計装）信号により原子炉が自動スクラムする事象である。また、事象分類H 2は、原子炉緊急停止系誤信号等により原子炉が自動スクラムする事象である。

これらの事象分類では、原子炉スクラム信号は異なるが、いずれも主蒸気が隔離されず、事象発生初期から給復水系が利用できること及び起因事象グループ「非隔離事象」のように原子炉圧力、水位等に大幅な変動を伴わないことから、1つの起因事象グループ「原子炉緊急停止系誤動作等」としてグループ化する。

- (f) 事象分類J（逃がし安全弁誤開放）

本事象分類は、原子炉運転中に逃がし安全弁の誤開放に伴い、原子炉冷却材（蒸気）の一部がサプレッション・プールに流出し、原子炉を手動でスクラムさせる事象である。

本事象分類では、原子炉冷却材が流出する事象であること及び原子炉が減圧されることで原子炉隔離時冷却系が機能喪失することから、単独で1つの起因事象グループ「逃がし安全弁誤開放」としてグループ化する。

- (g) 事象分類I（外部電源喪失等）

本事象分類は、外部電源の喪失に伴い、蒸気加減弁急速閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では、事象の発生により非常用電源の確保が必要になることから、プラント応答が他とは異なることを考慮し、単独で1つの起因事象グループ「外部電源喪失」としてグループ化する。

b. 手動停止／サポート系喪失

従属性を有する起因事象であるサポート系故障は、原則としてグループ化を行わない。このため、以下に示す各事象分類を、単独で1つの起因事象グループとする。また、安全機能を有する緩和設備に何らかの不具合、故障が生じ、当該設備が待機除外となった状態での手動停止を「計画外停止」とし、単独で1つの起因事象グループとする。

(a) 手動停止／サポート系喪失（手動停止）

「計画外停止」

「残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）」

「残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）」

「交流電源故障（区分Ⅰ）」

(b) サポート系喪失（自動停止）

「交流電源故障（区分Ⅱ）」

「タービン・サポート系故障」（EHC, IA, 補器冷却海水系の機能喪失）

(c) サポート系喪失（直流電源故障）

「直流電源故障（区分Ⅰ）」

「直流電源故障（区分Ⅱ）」

c. LOCAでのグループ化

LOCAは、表3に示すとおり、評価対象とする事象分類として大LOCA、中LOCA及び小LOCAを同定している。各事象分類のグルー

プ化は以下のとおりである。

なお、学会標準ではポンプシールLOCAを起因事象グループとして挙げている。BWRではPLRポンプシールLOCAがこれに該当すると考えられるが、同事象における原子炉冷却材流出の影響は小さいと考えられるため、単独でのグループ化は行わず、「漏えい」に含むものとした。

(a) 大LOCA

事象発生により、原子炉が減圧された状態になる範囲のLOCA事象である。原子炉が減圧状態になるため、低圧注水を行うための原子炉減圧は不要である。他の事象分類とはプラント応答が異なるため、単独で1つの起因事象グループ「大LOCA」とする。

(b) 中LOCA

小LOCAと大LOCAの中間範囲のLOCA事象である。プラント応答については、事象発生後短期間では原子炉が減圧状態に至らないが、長期間では減圧するとして扱う。このため、他の事象分類とはプラント応答が異なることから、単独で1つの起因事象グループ「中LOCA」とする。

(c) 小LOCA

タービン駆動のRCICで注水により水位維持が可能な範囲のLOCA事象である。注水に利用できる系統等が他の事象分類とは異なるため、単独で1つの起因事象グループ「小LOCA」とする。

d. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

格納容器バイパスとして、インターフェイスシステムLOCA（ISLOCA）を同定している。ISLOCAは、単独で1つの起因事象グループとする。

表1 過渡事象及び設計基準事故に係る起因事象の同定結果

過渡事象	EPR1 No.2230による過渡事象 (注1)	起因事象の状態			緩和設備の状態			事象分類
		原子炉冷却材圧力/スラッグ	外部電源の有無	主蒸気隔離	初期給排水系の使用可否等	主なスクラム信号	スクラム発生時	
過渡事象	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	不可 (電源なし)	蒸気加減弁急閉	(H)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気止め弁閉	(E)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	中性子基準 (熱源相当)	(B2)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	中性子東高 (中性子束)	(B2)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	蒸気加減弁急閉又は主蒸気止め弁閉	(A)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	蒸気加減弁急閉又は主蒸気止め弁閉	(D)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気隔離弁閉	(C)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	中性子東高	(B1)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気隔離弁閉	(C)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	不可 (起因事象)	原子炉水位低下 (レベル3)	(F)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能 (機能低下)	原子炉水位低下 (レベル3)	(G)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (冷却材流出)	手動スクラム	(J)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能 (注3)	原子炉緊急停止系統信号	(B2)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低下 (レベル3)	原子炉冷却材喪失	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (冷却材流出)	主蒸気隔離弁閉	起因事象対象外	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	継続可能	主蒸気隔離弁閉	起因事象対象外	
設計基準事故	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低下 (レベル3)	原子炉冷却材喪失	
	原子炉冷却材系停止ループの誤起動	出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引抜き、引抜制御棒駆動の出力が上昇するが、定格出力の100%のところまで制御棒引き抜きが阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。	タービン側・主蒸気隔離弁 共同	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低下 (レベル3)	原子炉冷却材喪失	

(注1) 29. 制御棒の異常な挿入、38. 手動スクラム、37. 原因不明については対象外とした。
(注2) 破断面積が小さい場合、原子炉水位が低下せず、隔離されないこともある。
(注3) 給排水系に影響を及ぼす信号が発信しない場合。

表 2 従属性を有する起因事象の同定 (1/4)

項目 (添付書類A)	設備 (添付書類A)	設備概要 (添付書類B等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象 及び計画外停止の同定
原子炉及び炉心	燃料	燃料棒・燃料集合体	この設備が機能喪失する場合には、異常微破を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの、緩相設備への影響は考え難い。	-
	制御棒及び駆動機構	制御棒・制御棒駆動機構・制御棒駆動水圧系 (制御棒駆動水ポンプ・スクラムデバイス・チャージャ・ボリューム)・水圧制御ユニット	この設備が機能喪失する場合には、直接原子炉スクラムに至ることはない。なお、他の要因による起因事象が発生した場合には、原子炉スクラムに失敗する可能性がある。一方、脱動作等が発生した場合には、原子炉スクラムに至る可能性はあるが、緩相設備への影響は考え難い。	-
	圧力容器内部支持構造物	炉心シヤラウド・上部炉心格子・制御棒案内管・炉心支持板・給水パイプ・炉心スプレイ用ノズル (高圧・低圧)・炉心スプレイパイプ・ジャ・頂部冷却スプレインノズル・計装用ノズル・核評査検出器	この設備が機能喪失する場合には、異常微破を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの、緩相設備への影響は考え難い。	-
	原子炉圧力容器	原子炉圧力容器	この設備が機能喪失する場合には、異常微破を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの、緩相設備への影響は考え難い。	-
	気水分離器及び乾燥器	ジェット・ポンプ	この設備が機能喪失する場合には、異常微破を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの、緩相設備への影響は考え難い。	-
	燃料取扱設備	ブリッジ・トリ・燃料つかみ具・インターロック	この設備が機能喪失する場合には、使用済燃料の貯蔵等に支障が発生する可能性があるが、直接原子炉の運転状態に影響を与えるものではないことから、炉心損傷傾度を評価するための起因事象としては対象外とする。	-
	新燃料貯蔵庫	クレーン・インターロック		
	使用済燃料プール	新燃料貯蔵ラック		
	キャスク洗浄ビット	使用済燃料貯蔵ラック・キャスクビット		
	燃料プール浄化冷却系	キャスク洗浄ビット		
再循環系及び主蒸気系	破損燃料検出装置	ポンプ・ろ過脱塩装置・熱交換器・スキャマージタンク・配管弁 シッピング		
	再循環系	ポンプ・配管・弁	再循環系の運転状態に異常が発生した場合には、原子炉スクラムする可能性がある。配管破損等の原子炉冷却材圧力バランスタリ異常の場合には、原子炉冷却材喪失の起因事象の同定にて検討する。	-
	主蒸気系	主蒸気管・主蒸気隔離弁・逃がし安全弁・主蒸気隔離弁漏えい抑制系	この設備が機能喪失する場合には、原子炉スクラムに至る可能性がある。主蒸気隔離弁の閉止の場合同様に安全弁の誤開放として考慮する。	-
	原子炉冷却材浄化系	ポンプ・熱交換器・フィルタ脱塩装置・配管・弁	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
	原子炉隔離時冷却系	ポンプ・蒸気駆動タービン・配管・弁	原子炉停止操作を行う場合には、計画外停止として扱う。なお、当該設備に期待できないことを、アンペアリビリティとして分岐確率 (FT) で考慮している。	計画外停止
	残留熱除去系	原子炉停止時冷却系、低圧注水系、格納容器スプレイ冷却系 (ポンプ・熱交換器・配管・弁)	この設備が機能喪失する場合には、被冷却設備も機能喪失した状態となるため、従属性を有する起因事象とする。	計画外停止
	低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系海水系		
	低圧注水系	ポンプ・配管・弁	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱う。なお、当該設備に期待できないことを、アンペアリビリティとして分岐確率 (FT) で考慮している。	計画外停止
	高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系の脱動作については非隔離事象で、自動減圧系の脱動作については、冷却材喪失の起因事象の同定にて検討する。		
	自動減圧系	ポンプ・配管・弁		
原子炉補助系	ほう酸水注入系	逃がし安全弁	この設備が機能喪失する場合には、被冷却設備も機能喪失した状態となるため、従属性を有する起因事象とする。	-
	原子炉補機冷却系	ほう酸水貯蔵タンク・ポンプ・配管・弁	この設備が機能喪失する場合には、直接原子炉スクラムに至ることはない。また、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱う。注水機能及び除熱機能への影響はない。一方、脱動作した場合には、原子炉が停止するため、計画外停止に含まれる。	計画外停止
	原子炉補機冷却系	原子炉補機冷却系	この設備が機能喪失する場合には、復水器からの排ガスを冷却する機能が機能喪失するため、原子炉スクラムに至る可能性がある。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象
	試料採取系	補機冷却海水系 (タービン補機冷却系と共用の設備)	この設備が機能喪失する場合には、タービン補機冷却系が機能喪失する。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象
	試料採取系	試料採取系	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
	試料採取系	試料採取系		

表 2 従属性を有する起回事象の同定 (2/4)

項目 (添付書類A)	設備 (添付書類A)	設備概要 (添付書類B等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起回事象 及び計画外停止の同定
タービン設備	タービン	蒸気タービン・蒸気分離器・タービンドラフトシールド・タービンバイパス系	この設備が機能喪失する場合には、タービントリップ、復水器真空度喪失、給水喪失等の過渡事象が発生し、原子炉炉スクラムに至る。このため、非隔離事象等の起回事象として考慮する。	-
	復水器および空気抽出器	復水器・空気抽出器		
	復水ポンプ	低圧復水ポンプ・高圧復水ポンプ		
	復水脱塩装置	復水脱塩装置		
	給水加熱器	給水加熱器		
	給水ポンプ	給水ポンプ		
	循環水系	循環水系		
	タービン補機冷却系	冷却ポンプ・熱交換器・配管弁		
	補機冷却海水系 (原子炉補機冷却系と共用の設備)	補機冷却海水系 (原子炉補機冷却系と共用の設備)		
	中央制御室	制御室、計測制御設備及び照明設備・中央制御室外原子炉停止装置		
計装及び制御	原子炉出力制御系	反応度制御系・タービン制御系	通信連絡設備を除き、計測制御設備の機能喪失により、過渡事象が発生し原子炉スクラムに至る。このため、原子炉緊急停止系運転動作等の起回事象として考慮する。	-
	安全保護系	原子炉緊急停止系・後備緊急停止系	なお、タービン制御系については、故障等によりタービン関係機器の制御に支障をきたす可能性がある。このため、従属性を有する起回事象として考慮する。	従属性を有する起回事象
	核計装	起動領域計装・出力領域計装、制御棒引き抜き監視装置・中性子計装電源回路		-
	原子炉プラント・プロセス系統	原子炉圧力容器計装、再循環回路計装・原子炉給水系および蒸気系計装、制御棒駆動系計装		-
	運転監視補助装置	制御棒引き抜き阻止回路・監視計装装置・原子炉給水系および蒸気系計装 (RWS)	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
	送電線	275kV送電線2回線、154kV送電線	発電機故障など単体故障については、負荷遮断等によって、原子炉スクラムに至る。このため、非隔離事象等として考慮する。	-
	発電機及び励磁装置	横軸円筒回転界磁同期発電機	なお、外部電源が喪失する場合には、外部電源喪失として考慮する。	-
	変圧器	固定子 (水及び水素冷却) ・回転子 (水素冷却)		
	開閉所	主要変圧器・所内変圧器・起動変圧器		
	所内高圧母線	275kV高圧開閉所 常用母線6・非常用母線2・HPCS母線1	この設備 (母線下流の低圧母線を含む。) が機能喪失する場合には、当該区分の母線に接続する設備が機能喪失し、原子炉スクラム又は計画外停止に至る。このため、従属性を有する起回事象として考慮する。	従属性を有する起回事象 計画外停止
電気系	ディーゼル発電機設備	非常用ディーゼル発電機2 HPCSディーゼル発電機1	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱い、この場合、当該設備に期待できないことを、アンペアワリリティとして分岐確率 (FT) で考慮している。	計画外停止
	直流母線	125V非常用電源母線2・125VHPCS用母線1 250V常用電源母線1・±24V中性子モニタ用母線2	この設備 (母線下流の低圧母線を含む。) が機能喪失する場合には、当該区分の母線に接続する設備が機能喪失し、原子炉スクラム又は計画外停止に至る。このため、従属性を有する起回事象として考慮する。	従属性を有する起回事象 計画外停止
	安全保護系母線	原子炉保護系母線2・バイタル交流電源母線1・計装用母線2	原子炉炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る。また、所内電源自動切替信号が送信しないため、外部電源喪失にも至る。	-
	通信連絡設備及び照明設備	所内通話設備・加入電話・電力保安通信用電話・所内非常灯	区分IIの直流通電源喪失の場合、タービンが自動トリップし、タービン主蒸気止め弁等が閉止することにより原子炉スクラムに至る。また、外部電源からの受電しや断器が操作不能となり、外部電源喪失にも至る。	-
			HPCS母線喪失時には、直ちに原子炉スクラムに至ることはないが、計画外停止に至る可能性がある。	
			この設備が機能喪失する場合には、過渡事象が発生し原子炉スクラムに至る。このため、非隔離事象等の起回事象として考慮する。	
			この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	

表2 従属性を有する起因事象の同定 (3/4)

項目 (添付書類A)	設備 (添付書類A)	設備概要 (添付書類A等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象 及び計画外停止の同定	
放射線廃棄物の 廃棄施設	気体廃棄物処理施設	排ガス再結晶器・排ガス復水器・空気抽出器排ガス減衰管・空気抽出器排ガスフィルター・活性炭式希ガスホールドアップ装置・真空ポンプ・排気筒	排ガス再結晶器・排ガス復水器・空気抽出器排ガス減衰管・空気抽出器排ガスフィルター・活性炭式希ガスホールドアップ装置・真空ポンプ・排気筒	この設備が機能喪失する場合には、放射性廃棄物の処理等に支障が発生する可能性があるが、直接原子炉の運転状態に影響を与えるものではないことから、炉心損傷頻度を評価するための起因事象としては対象外とする。	
	液体廃棄物処理系	機器下ドレン処理系・床ドレン処理系・再生廃液処理系・洗濯液処理系・排ガス洗浄廃液処理系等	機器下ドレン処理系・床ドレン処理系・再生廃液処理系・洗濯液処理系・排ガス洗浄廃液処理系等	-	
	固体廃棄物処理系	濃縮廃液系・使用済樹脂系・雑固体系・固体廃棄物貯蔵庫	濃縮廃液系・使用済樹脂系・雑固体系・固体廃棄物貯蔵庫	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
	遮蔽設備	1次遮蔽・2次遮蔽・燃料取扱遮蔽・補助遮蔽	1次遮蔽・2次遮蔽・燃料取扱遮蔽・補助遮蔽	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
	放射線管理施設	出入管理室・汚染管理関係施設・試料分析関係設備	出入管理室・汚染管理関係施設・試料分析関係設備	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
	放射線計測器	発電所内の放射線監視設備及び測定機器・放出放射性廃棄物及び系内の放射線監視設備並びに測定機器・発電所外の放射線監視設備・個人管理用測定設備及び測定機器	発電所内の放射線監視設備及び測定機器・放出放射性廃棄物及び系内の放射線監視設備並びに測定機器・発電所外の放射線監視設備・個人管理用測定設備及び測定機器	ただし、プロセス放射線モニタの主蒸気管放射線高信号については、順信号により原子炉スクラム及び主蒸気隔離弁閉鎖に至ることから、隔離事象として考慮している。	-
	原子炉格納施設	圧力抑制形格納容器 (1次格納施設)	原子炉格納容器本体・ベント管・ベントヘッド及びダウングラム	原子炉格納容器本体・ベント管・ベントヘッド及びダウングラム	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として考慮する。
		圧力抑制形格納容器貫通部	格納容器貫通部・エアロック・機器搬入ハッチ	格納容器貫通部・エアロック・機器搬入ハッチ	計画外停止
		隔離弁	隔離弁	隔離弁	計画外停止
		真空破壊装置	真空破壊装置	真空破壊装置	計画外停止
	発電所補助系	格納容器内ガス濃度制御系	可燃性ガス濃度制御系・原子炉格納容器調気系	可燃性ガス濃度制御系・原子炉格納容器調気系	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。
		ドライウエル内ガス冷却装置	ファン・冷却コイル	ファン・冷却コイル	この設備が機能喪失する場合には、ドライウエル内の空間温度が上昇することから、原子炉再循環ポンプなどの機器への影響が考えられるが、温度上昇は比較的緩やかであり、影響が生じる前に手動停止等の対応が可能である。
		格納容器スプレイ冷却系	残留熱除去系に同じ	残留熱除去系に同じ	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。
		原子炉建屋 (2次格納施設)	建物・扉・エアロック	建物・扉・エアロック	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。
		常用換気系及び空気冷却装置	常用換気系・空気冷却装置	常用換気系・空気冷却装置	この設備が機能喪失する場合には、空間温度が上昇し、冷却対象機器への影響が考えられるが、温度上昇は比較的緩やかであり、影響が生じる前に手動停止等の対応が可能である。
原子炉建屋ガス処理系		湿分除去装置・排気ファン・フィルク装置 (高性能粒子フィルター・チャコールフィルター等)・排気筒	湿分除去装置・排気ファン・フィルク装置 (高性能粒子フィルター・チャコールフィルター等)・排気筒	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	
給水処理系		給水処理系 (卸処理装置・ろ過水タンク・純水造水装置・純水タンク)	給水処理系 (卸処理装置・ろ過水タンク・純水造水装置・純水タンク)	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	
補給水系		補給水系 (復水貯蔵タンク等)	補給水系 (復水貯蔵タンク等)	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	
換気系		換気空調設備	換気空調設備	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	
消火装置		消火栓設備 (ろ過水タンク・消火ポンプ)	消火栓設備 (ろ過水タンク・消火ポンプ)	計画用圧縮空気系が機能喪失する場合には、計装用圧縮空気系の圧力が規定値まで低下すると原子炉スクラムに至るが、緩和機能への影響はない。	
圧縮空気系	計装用圧縮空気系	計装用圧縮空気系	一方、タービン設備では計装用圧縮空気系に依存している機器があるため、スクラムに至らないまでも重大な支障が生じた場合を想定し、従属性を有する起因事象として考慮する。		
所内ボイラ	所内ボイラ	所内ボイラ	この設備が機能喪失する場合には、プラント起動停止時に復水器からの空気抽出ができなくなる場合がある。このため、非隔離事象等として考慮している。		

表 2 従属性を有する起因事象の同定 (4/4)

評価のまとめ

同定結果	起因事象グループ	事象の概要	事象の定義	起因事象区分
計画外停止	計画外停止	緩和設備の機能異常が原因で原子炉を計画外に停止する事象	原子炉停止機能、炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常による計画外の自動停止	手動停止/サブポート系喪失 (手動停止)
	残留熱除去系海水系故障 (区分 I)	残留熱除去系海水系 (区分 I) 機能喪失時の手動停止	残留熱除去系海水系の1区分が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	
	残留熱除去系海水系故障 (区分 II)	残留熱除去系海水系 (区分 II) 機能喪失時の手動停止	残留熱除去系海水系の1区分が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	
	交流電源故障 (区分 I)	交流電源機能喪失時 (区分 I) の手動停止	交流母線や下流の電源設備 (非常用ディーゼル発電機を除く) が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	
	交流電源故障 (区分 II)	交流電源機能喪失時 (区分 II) の自動停止	交流母線や下流の電源設備 (非常用ディーゼル発電機を除く) が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉自動停止	
従属性を有する起因事象	タービン・サブポート系故障	タービン・サブポート系 (BHC, IA, 補機冷却海水系) 機能喪失時の手動スクラム	タービン設備のサブポート系が機能喪失し、タービン設備に期待できない状態での原子炉手動スクラム	サブポート系喪失 (自動停止)
	直流電源故障 (区分 I)	直流電源機能喪失時 (区分 I) の自動停止	直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉自動停止	サブポート系喪失 (直流電源故障)
	直流電源故障 (区分 II)	直流電源機能喪失時 (区分 II) の自動停止	直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉自動停止	

表 3 原子炉冷却材圧力パウンダリに係る起因事象の同定（冷却材流出）

主蒸気管破断の分類の考え方について

主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合、「格納容器バイパス」が発生するが、発生頻度が極めて小さい値となることから、評価対象外として
いる。

以下に主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度について、評価した
結果を示す。

(1) 主蒸気管破断の発生頻度

隔離を伴う主蒸気管破断事例はないため、国内BWRの運転実績約 490
炉年（平成 21 年 3 月末までのBWR全 32 基の発電時間の合計値）におい
て 0.5 件を仮定し、発生頻度が約 1×10^{-3} / 炉年と考える。ただし、各発
電所における主蒸気管は 4 本と仮定し、主蒸気管 1 本当たりとしては全頻
度の 1/4 を用いることとする。

(2) 主蒸気管破断の隔離失敗確率

主蒸気管には漏えい検出（主蒸気管トンネル温度、主蒸気管流量等）に
よる自動隔離機能がある。また、運転員の手動隔離操作にも期待できるこ
とから、隔離弁の隔離信号故障による機能喪失は十分小さいと考えられる。
よって、主蒸気管破断の隔離失敗確率は隔離弁の「閉失敗」の機械故障率
(3.2×10^{-4} / 要求時) のみを考慮する。なお、隔離弁は 2 弁あるが、「閉
失敗」の共通要因故障は考慮していない。これは、各々の隔離弁が格納容
器内外の異なる環境に設置されているためである。

(3) 主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度

主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度は、隔離弁 2 弁の隔離失敗及び主蒸気管 4 本について発生が考えられることから、以下のとおり評価した。

$$\begin{aligned} & (1 \times 10^{-3}) / \text{炉年} \times (1/4) \times (3.2 \times 10^{-4}) \times (3.2 \times 10^{-4}) \times 4 \\ & = 1 \times 10^{-10} / \text{炉年} \end{aligned}$$

評価の結果、主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度は、 $1 \times 10^{-10} / \text{炉年}$ となり、発生頻度が極めて低い値となるため、評価対象外とした。

手動による原子炉停止事象のモデル化について

1. はじめに

本P R Aでは、外乱事象そのものではない「手動による原子炉停止事象」を起因事象として取り扱っている。この事象の取扱いについて以下に説明する。

2. 手動による原子炉停止事象の定義と考慮すべき期間

手動による原子炉停止事象の定義は以下のとおりである。

- ・通常停止：定期検査のための計画停止及び緩和設備に影響しない軽微な事象発生による計画外の停止
- ・計画外停止：緩和設備に影響する事象発生による計画外の停止
- ・サポート系故障（手動停止）：緩和設備のサポート系に影響する事象発生による計画外の停止

出力運転時P R Aの対象範囲において、これらの事象を考慮すべき期間は図1のとおり、期間AとBに区分される。

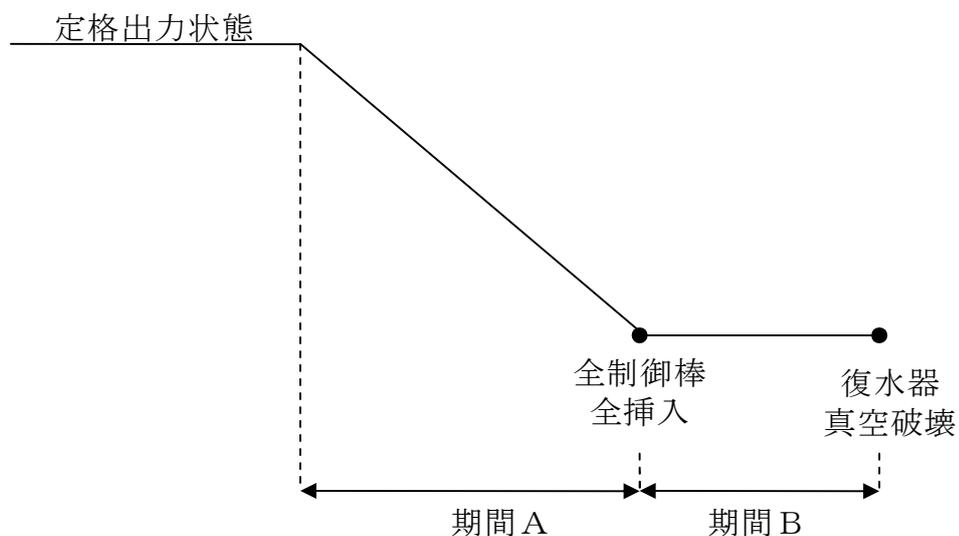


図1 手動による原子炉停止事象を考慮すべき期間

(1) 期間 A（出力降下開始～全制御棒全挿入）

この期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象（自動スクラム事象）は、以下の理由により自動スクラムとなる過渡事象として取り扱う。

- ・この期間に発生する自動スクラム事象は、過渡事象等の発生頻度の算出に含めている（表 1）こと（実績による発生頻度の算出は、出力運転状態を対象）
- ・出力が低下していることにより、外乱の影響の程度は、定格出力運転状態より緩和されること（定格出力運転状態を仮定した緩和設備の成功基準より緩和される）
- ・過渡事象等のモデルにおいて、緩和設備及びそのサポート系の待機除外確率が考慮されていること（非常用電源系の待機除外確率はモデル化されていないが、非常用電源系の許容待機除外時間は保安規定により短時間に制限されていること、その待機除外確率が小さいことから、過渡事象等との重畳は考慮していない。）

(2) 期間 B（全制御棒全挿入～復水器真空破壊）

この期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象は、自動スクラムとなる過渡事象等の発生頻度の算出に含まれない。したがって、この期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象を、原則、評価対象事象とする必要があり、以下のとおり取り扱う。

- ・外乱事象としては、給復水系の機器故障に起因した給復水系機能喪失を考慮する。
- ・起因事象として手動による原子炉停止事象を考慮し、その発生頻度として年当たりの停止回数を与える。
- ・給復水系機能喪失はイベントツリーのヘディングとしてモデル化し、

上記の起回事象の発生頻度と給復水系の機能喪失確率をもって、外乱事象の発生頻度を表現する。

- ・ここで、計画外停止及びサポート系故障（手動停止）については、緩和設備との依存性があるため、従属性を有する起回事象として選定しているが、通常停止については、緩和設備との依存性がないことを考慮し、起回事象から除外する。

以上のとおり、手動による原子炉停止事象は外乱事象そのものではないが、緩和設備との依存性を有する計画外停止／サポート系故障（手動停止）について、炉心損傷頻度に有意な影響を与える可能性を考慮して起回事象として選定し、全制御棒全挿入から復水器真空破壊までの期間で発生する外乱事象をモデル化している。

3. 通常停止を起回事象として選定した場合の炉心損傷頻度への影響

上記 2. のとおり、通常停止は外乱事象そのものではなく、期間 A（出力降下開始から全制御棒全挿入まで）に緩和設備の作動が必要とする外乱事象（自動スクラム事象）が発生した場合は過渡事象として取り扱われる。

このため、期間 B を対象に、給復水系の機能喪失確率を考慮して感度解析を実施し、通常停止を起回事象として選定した場合の炉心損傷頻度への影響を確認した。

その結果、全炉心損傷頻度は $3.9\text{E-}5$ / 炉年となり、ベースケースの $3.7\text{E-}5$ / 炉年に対して同程度となることを確認した。感度解析結果を表 2 及び表 3 に示す。

表1 出力降下中のスクラム事象

プラント名	発生日時	スクラムの理由	起因事象の分類
東京電力 福島第一原子力 発電所2号機	1984年10月21日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等
東京電力 福島第二原子力 発電所1号機	1985年11月21日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等
東京電力 柏崎刈羽原子力 発電所1号機	1992年2月28日	タービンバイパス弁急閉後の給 水ポンプトリップによる 原子炉水位低スクラム	非隔離事象
東北電力 女川原子力 発電所1号機	1998年6月11日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等

表2 通常停止を考慮した場合の炉心損傷頻度評価結果

解析ケース	通常停止の起因事象 発生頻度（/炉年）	通常停止の炉心損傷 頻度（/炉年）	全炉心損傷頻度 （/炉年）
ベースケース	—	—	3.7E-5
感度解析	1.6 ^{※1}	4.8E-6	3.9E-5

※1：通常停止の発生件数（786件）を国内BWR全32基の総運転炉年（488.1年）で除して算出。

表 3 通常停止を考慮した場合の事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (／炉年)	
		ベースケース	感度解析
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.0E-9	3.1E-9
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	1.2E-8	1.2E-8
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.6E-8	7.6E-8
	T B U	2.0E-8	2.0E-8
	T B P	5.1E-10	5.1E-10
	T B D	5.7E-12	5.7E-12
崩壊熱除去機能喪失	T W	3.3E-5	3.4E-5
	T B W	4.6E-6	4.6E-6
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-8	2.5E-8
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.3E-12	1.3E-12
	S 1 E	1.8E-11	1.8E-11
	S 2 E	1.2E-13	1.2E-13
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4.1E-10	4.1E-10
合計		3.7E-5	3.9E-5

起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について

起因事象発生頻度のデータベースは、メーカー及びエンジニアリング会社によって、以下の情報を対象に起因事象発生件数を調査し、その結果を事業者が確認する枠組みで、定期的に更新している。

- ・ 原子力施設運転管理年報（独立行政法人 原子力安全基盤機構）
- ・ N U C I A で公開されているトラブル情報
- ・ 電気事業者によるプレスリリース

平成20年度末までの起因事象発生頻度データは上記の枠組みによるデータベースの更新が完了している。一方、現在は平成21年度から平成23年度末までの実績を反映したデータベースの更新を実施中である。

以上の状況を踏まえ、本 P R A 評価時において利用可能な最新データとして、平成20年度末までの原子力プラントの運転状況を反映した起因事象発生頻度のデータを使用した。

外部電源喪失の発生頻度について

本評価においては、「外部電源喪失」を含む，過渡事象及び従属性を有する起因事象の発生頻度は，国内 B W R の運転実績に基づいて設定しており，運転実績には，利用可能なデータである平成 20 年度（平成 21 年 3 月）までのデータを用い，発生した事象を各起因事象に分類し，その件数を運転炉年で除して発生頻度を算出している。

なお，外部電源喪失の発生頻度について，B W R，P W R，B W R 及び P W R の各ケースで計算した結果を表 1 に示すが，ほぼ同等の値となっている。

表 1 出力運転時 P R A 「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	B W R	P W R ※	B W R + P W R
発生件数	3	3	6
暦年	706.1 炉年	621 炉年	1327.1 炉年
発生頻度 (／炉年)	4.2E-03	4.8E-03	4.5E-03

※平成 25 年 10 月 11 日「川内原子力発電所 1 号炉及び 2 号炉 P R A について」参照

東海第二発電所の P R A における，外部電源喪失を起因とした場合の炉心損傷頻度（C D F）は $1.2E-6$ ／炉年であるため，B W R と P W R の運転実績を合計した場合，C D F は， $1.2E-6 \times (4.5E-3 / 4.2E-3) = 1.3E-6$ ／炉年となり，C D F の増加分は $1E-7$ ／炉年となる。

これにより，外部電源喪失を起因としたシーケンスのCDFが一樣に1割程度増加するものの，起因事象別のCDFにおける外部電源喪失の割合は全体(全CDF:3.6E-5/炉年)の約3.3%であることから，全体の結果に与える影響は極めて小さい。

LOCAの起因事象発生頻度について

(1) 事象の分類定義

LOCAでは、原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準が異なるため、流出規模に応じて事象分類を定義する。NUREG-1150の定義と同様に「漏えい」、「小LOCA」、「中LOCA」、「大LOCA」及び「設計基準事故（DBA）超過LOCA」に事象を分類した。各事象の分類定義や等価破断径、流出流量を表1に示す。

「漏えい」については常用系のポンプによる冷却材の補給可能範囲であり、事象が発生しても重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さいことから、起因事象から除外した。

「DBA超過LOCA」については、NUREG-1829によると、原子炉圧力容器破損の発生頻度は $1E-8$ /炉年以下となっており、他の起因事象に比べて十分に低い発生頻度となっている。そのため、本評価では起因事象から除外した。

表 1 LOCA 関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量 (運転圧)
漏えい	常用系 (CRD ポンプ等) で補給可能な範囲		
小 LOCA	R C I C で注水可能な範囲		
中 LOCA	小 LOCA と大 LOCA の中間範囲		
大 LOCA	事象発生により原子炉が 減圧状態になる範囲		
DBA 超過 LOCA	設計基準事象での LOC A を超える範囲		

(2) 発生頻度の設定

LOCA は日米ともに発生経験がなく、かつ原子炉冷却材バウンダリの設計及び運転管理において日米で大きな差異がないため、LOCA の起因事象発生頻度の評価には、NUREG / CR - 5750 と NUREG - 1829 の文献データを用いた。調査に用いた文献の概要について以下に示す。

a. NUREG / CR - 5750

Rates of Initiating Events at U. S. Nuclear Power Plants

:1987-1995/February 1999

- ・ 米国原子力発電所の起因事象発生頻度を評価したもの
- ・ LOCA 関係は 1969 年から 1997 年の実績で検討
- ・ LOCA の発生経験はないため、配管の貫通クラックの発生経験から破断に進展する確率を乗じて評価、小 LOCA を除きエラーファクタ (EF) は 10 を設定
- ・ LOCA の分類定義は NUREG - 1150 と同様の 大、中、小 3

段階

- ・経年変化 (Trend) は一定とし、プラント間の相違もないとの位置づけ
- ・配管以外の寄与については評価対象外

b. NUREG-1829 (Draft Report for Comment)

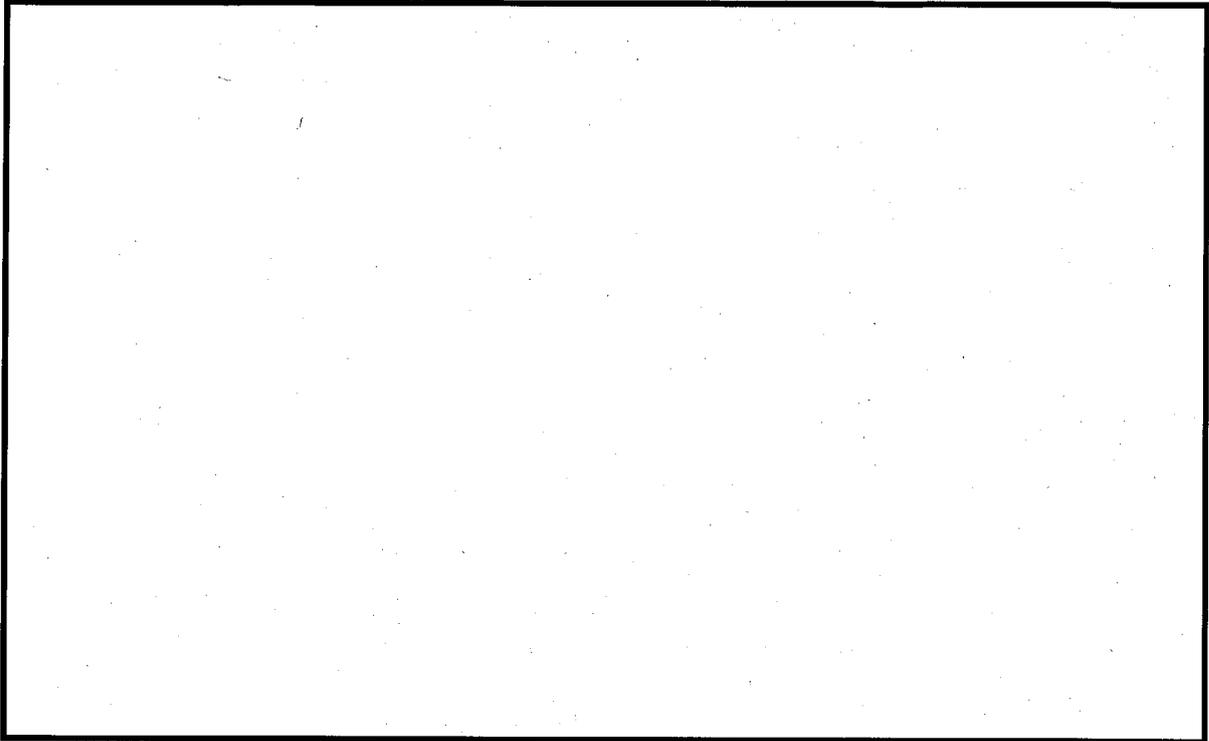
Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process/June 2005

- ・リスク情報活用規制の一環としての設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCA発生頻度を評価したもの
- ・専門家パネル (Expert Elicitation) により不確定性を含めた検討を実施
- ・配管からの寄与のほか、非配管からの寄与として、原子炉压力容器や蒸気発生器などの機器も考慮
- ・LOCA時の流出流量 (等価破断径) により6段階に分類
- ・25年運転想定での発生頻度と40年運転想定での発生頻度の評価を実施し、BWRでは両者にほとんど差はない結果
- ・原子炉压力容器については、確率論的破壊力学 (PFM) による評価も参照しつつ、破損頻度を検討
- ・NUREG/CR-5750との比較結果あり、中LOCA部分を除き概ね一致

以上の両文献より、プラント間や経年変化での差異は小さいと考えられることから、これらのデータはプラントによらず使用できると考えられる。なお、不確実さが比較的大きいデータであることから、基本的に有効数字1桁として扱う。以下の算出方法に従い、LOCAの発生頻度を検討したものを

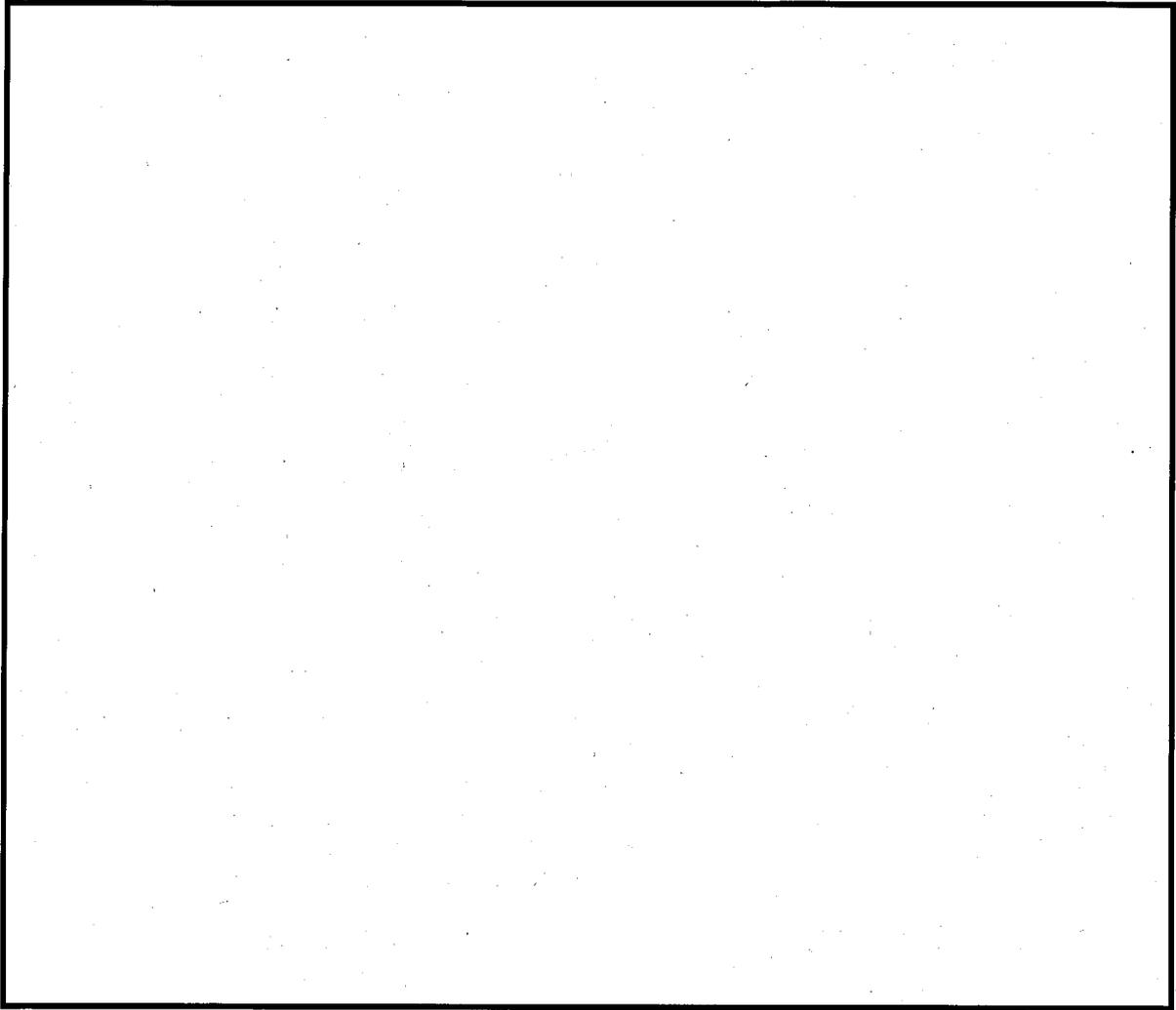
表 2 に示す。

- ・NUREG/CR-5750 及び NUREG-1829 の両文献データ(超過頻度, 暦年ベース) を使用



以上より, LOCA 事象分類と発生頻度を検討した結果を図 1 にまとめる。

表 2 LOCA発生頻度の検討



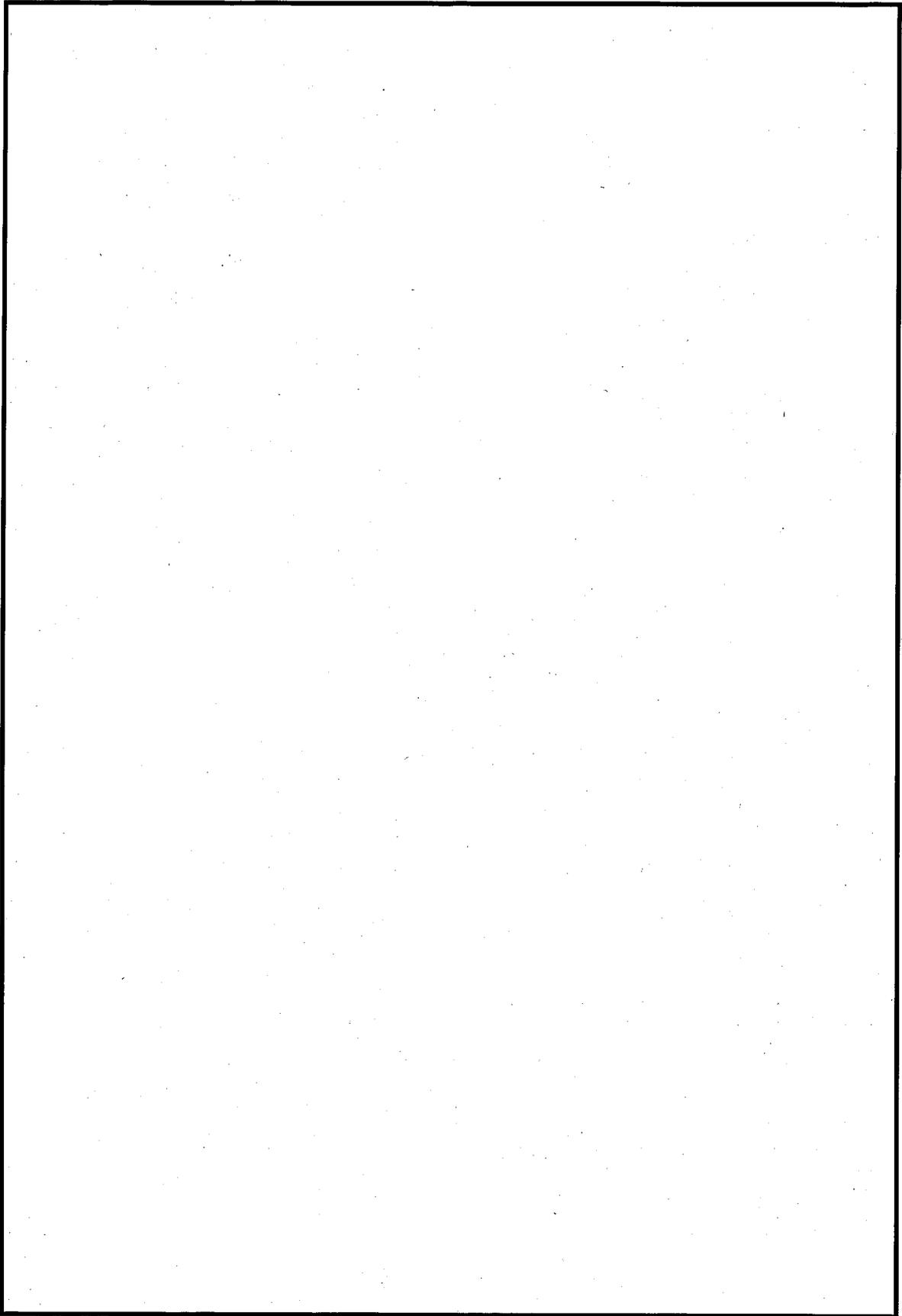


図1 LOCA事象分類と発生頻度検討のまとめ

E C C S 配管破断を考慮した L O C A の炉心損傷頻度評価について

本 P R A で評価している L O C A は、具体的な破断箇所は設定していない。また、L O C A の発生頻度は、海外の文献を参考に、大 L O C A、中 L O C A、小 L O C A それぞれに相当する大きさの破断の発生頻度を設定している。

これに対して、本評価では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管のうち、E C C S 等の配管が破断して L O C A が発生することを想定し、当該系統が緩和設備として期待できない場合の炉心損傷頻度を評価した。その結果、本評価の炉心損傷頻度は、ベースケースにおける L O C A の炉心損傷頻度と比較して同程度であることを確認した。

(1) E C C S 及びその他の系統での L O C A 発生頻度の算出

本 P R A において期待している緩和設備のうち、高圧炉心スプレイ系 (H P C S)、原子炉隔離時冷却系 (R C I C)、低圧炉心スプレイ系 (L P C S) 及び低圧注水系 (L P C I - A / B / C) を対象に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の溶接線で L O C A が発生すると仮定した。また、本 P R A では、破断口径が 125A 以上を大 L O C A、25A 以上 100A 未満を中 L O C A、25A 未満を小 L O C A としているが、本評価では、配管口径が 100A 以上を大 L O C A、100A 未満を中 L O C A とし、R C I C は緩和設備として期待しないものとした。

系統別の L O C A の発生頻度は、下記の①式に基づき算出した。各系統の配管口径別の溶接線数と配管破断の頻度の算出結果を表

1 に示す。

着目する系統の配管破断発生頻度

$$= \frac{\text{着目する系統の溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{LOCA発生頻度}$$

・・・①式

(2) LOCA発生時の炉心損傷頻度

ECCS等の配管破断を想定した場合のLOCAの炉心損傷頻度は下記の②式で算出した。算出に用いた値と算出結果を表2に示す。

LOCA時の炉心損傷頻度

$$= \sum_i \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{での} \\ \text{LOCA発生頻度} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{に期待できない場合の条件付} \\ \text{炉心損傷確率} \end{array} \right)$$

・・・②式

本評価とベースケースにおけるLOCAの炉心損傷頻度の評価結果の比較を表3に示す。評価結果の比較から、ベースケースでのLOCAの炉心損傷頻度に大きな相違が無いことを確認した。

表 1 各系統の配管口径別の溶接線数と系統当たりの L O C A 発生頻度

	溶接線数 ^{※1}		配管破断発生頻度 (／炉年)	
	100A 以上	100A 未満	大 L O C A	中 L O C A
R C I C	33	0	9.5E-07	0
H P C S	19	0	5.4E-07	0
L P C S	19	0	5.4E-07	0
R H R - A	21	0	6.0E-07	0
R H R - B	21	0	6.0E-07	0
R H R - C	21	0	6.0E-07	0
その他の原子炉冷却 材圧力バウンダリ	564	89	1.6E-05	2.0E-04
合計	698	89	2.0E-05	2.0E-04

※1：溶接線数は、クラス1機器の検査カテゴリ B - F 及び B - J から抽出

表 2 各系統での L O C A 発生時の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度

	条件付炉心損傷確率		炉心損傷頻度 (／炉年)	
	大 L O C A	中 L O C A	大 L O C A	中 L O C A
R C I C	8.2E-05	8.9E-05	7.8E-11	0
H P C S	8.2E-05	8.2E-05	4.5E-11	0
L P C S	8.2E-05	8.2E-05	4.5E-11	0
R H R - A	2.0E-03	2.0E-03	1.2E-09	0
R H R - B	2.0E-03	2.0E-03	1.2E-09	0
R H R - C	8.2E-05	8.2E-05	5.0E-11	0
その他の原子炉冷却 材圧力バウンダリ	8.2E-05	8.2E-05	1.3E-09	1.6E-08
合計			4.0E-09	1.6E-08

表 3 本評価結果と本 P R A 評価結果の比較

起 因 事 象	事 故 シ ー ケ ンス	本 評 価 (/ 炉 年)	ベ ー ス ケ ー ス (/ 炉 年)
大 L O C A	原 子 炉 停 止 機 能 喪 失	2. 2E-12	2. 2E-12
	L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	1. 4E-11	1. 3E-12
	崩 壊 熱 除 去 機 能 喪 失	4. 0E-09	1. 6E-09
	合 計	4. 0E-09	1. 6E-09
中 L O C A	原 子 炉 停 止 機 能 喪 失	2. 2E-11	2. 2E-11
	L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	1. 8E-11	1. 8E-11
	崩 壊 熱 除 去 機 能 喪 失	1. 6E-08	1. 6E-08
	合 計	1. 6E-08	1. 6E-08

インターフェイスシステム L O C A の起因事象発生頻度について

(1) はじめに

インターフェイスシステム L O C A（以下「I S L O C A」という。）の発生頻度は、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した。システム信頼性解析の実施に当たっては、I S L O C A の発生の可能性のある系統及びシナリオを選定するとともに、機器故障率、人的過誤及び配管破損確率を用いて定量化した。

(2) 評価対象系統及び発生シナリオの選定

I S L O C A の評価を行う系統は以下の条件を基に選定した。

- 原子炉に接続されている配管を有する系統
- 出力運転中に隔離弁が常時閉状態の系統
- 常時閉状態の弁が 4 弁以上ある系統は除外

以上を踏まえて選定した系統及びシナリオを表 1 に示す。

(3) 発生頻度の評価

a. モデル化の仮定

本評価における主な仮定を以下に示す。

- I S L O C A 発生後の隔離操作には期待しない。
- I S L O C A の発生箇所は配管（熱交換器含む）とする。
- ドレン・ベントラインは、配管径が小さいため除外する。

b. 評価に用いたパラメータ

(a) 機器故障率

電動弁の誤開及び内部リークなどの機器故障率には、国内故障率データ（「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）を使用した。

(b) 人的過誤確率

人的過誤は，弁の誤操作及び試験後の通常状態復旧失敗をモデル化しており，弁の誤操作は，NUREG/CR-5928と同様に $1.0E-3/d$ を使用し，試験後の通常状態復旧失敗はNUREG/CR-1278（THERP手法）を基に $1.6E-3/d$ と評価した。

(c) 配管破損確率

配管破損確率は，NUREG/CR-5928が参照しているNUREG/CR-5862に基づく破損確率算出方法を用い，配管の口径や肉厚などを考慮し，各評価対象配管に対し表2のとおり設定した。また，熱交換器の破損確率は，NUREG/CR-5928より表3のとおり設定した。

c. 評価結果

フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した結果，ISLOCAの発生頻度は約 $4.1E-10/$ 炉年（エラーファクタ：約24.6）となった。ISLOCAのカットセット（上位20位）を表4に示す。

ISLOCAの発生頻度が最も高いと評価された系統はRHRであり，テストブル逆止弁の定期試験時に電動弁の定期試験終了後の通常状態への復旧失敗及びテストブル逆止弁の閉失敗によりRHRポンプの吐出圧で設計された配管が破損する場合となった。

(4) ISLOCA発生頻度の評価結果における海外との差について

上記(3)のとおり，本プラントにおける I S L O C A 発生頻度は約 $4.1E-10$ / 炉年と評価した。一方，N U R E G / C R - 5 1 2 4 に記載されている海外プラントにおける I S L O C A 発生頻度は，本プラントと比較して $10^3 \sim 10^4$ 倍程度高い（表 5）。これについて，海外プラントとの評価方法の違いを以下に整理する。

a. 比較方法

海外プラントは，いずれも B W R プラントであり評価結果はそれぞれ異なるが，本プラントと同じ型式（B W R - 5 M a r k - II）の Nine Mile Point-2（以下「N M P 2」という。）を比較対象に選定した。

b. 比較結果

N M P 2 及び本プラントにおける系統別の I S L O C A 発生頻度の評価結果を表 6 に示す。表 6 から，N M P 2 と本プラントとの差は，N M P 2 が発生頻度の高い Steam Condensing の I S L O C A 発生を考慮しているためである（本プラントは Steam Condensing を撤去済み）。

一方，N M P 2 の評価において評価対象としており，本プラントのドミナントとなる L P C I の I S L O C A に対する評価内容の比較について，表 7 のとおり行った。表 7 の結果は以下のとおりである。

- ・ 本プラントは人的過誤として定期試験時の電動弁の通常状態復旧失敗，機器故障として定期試験時の逆止弁の閉失敗を想定し，これらの同時発生により I S L O C A が起こる事象がドミナントシナリオとなる。
- ・ N M P 2 は運転時に L P C I の定期試験を行わないため，

複数の機器故障の同時発生のみを想定しており，ドミナントシナリオとなる。

上記のとおり，I S L O C A のドミナントシナリオの想定は異なるが，発生頻度の評価に用いている機器故障率の違いにより，NMP 2 は本プラントの 発生頻度となっていることを確認した。

表 1 I S L O C A の発生を想定する系統及びシナリオの一覧表

系統	ケース	発生シナリオ
H P C S (図 1)	—	電動弁 F004, 逆止弁 F005, F024 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
R C I C (図 2)	—	電動弁 F013, 逆止弁 F065, F066 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
L P C S (図 3)	①	電動弁 F005, 逆止弁 F006 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F005, 逆止弁 F003, F006 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
R H R - A / B (図 4)	①	電動弁 F042A/B, 逆止弁 F041A/B の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管又は熱交換器が破損
	②	電動弁 F042A/B, 逆止弁 F031A/B, F041A/B の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
	③	電動弁 F008, F009 の故障の組合せによって同時に開状態となり, 低圧設計配管が破損
R H R - C (図 5)	①	電動弁 F042C, 逆止弁 F041C の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F042C, 逆止弁 F031C, F0041C の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損

表 2 各系統の配管破損確率

対象	配管破損確率 (/ d)
R H R - A / B 吐出圧配管	
R H R - C 吐出圧配管	
L P C S 吐出圧配管	
H P C S 低圧配管	
L P C S 低圧配管	
R H R 低圧配管	
R C I C 低圧配管	

表 3 熱交換器破損確率

対象	配管破損確率 (/ d)
R H R 熱交換器	

表4 東海第二発電所のISLOCAカットセット(上位20位)

順位	系統	起因となる故障	故障の組み合わせ①	故障組み合わせ②	破損箇所	発生確率
1	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	吐出圧設計配管	
1	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	吐出圧設計配管	
3	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041C閉失敗	吐出圧設計配管	
4	RHR (SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管	
4	RHR (SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管	
6	RHR (SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009誤開		低圧設計配管	
6	RHR (SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管	
6	RHR (SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008誤開		低圧設計配管	
6	RHR (SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管	
10	HPCS	電動弁F004定期試験	逆止弁F005内部リーク	逆止弁F024内部リーク	低圧設計配管	
11	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁操作スイッチ閉失敗	吐出圧設計配管	
11	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁操作スイッチ閉失敗	吐出圧設計配管	
13	RHR (SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009誤開		低圧設計配管	
13	RHR (SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008誤開		低圧設計配管	
15	RHR (SDC)	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	熱交換器	
15	RHR (SDC)	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	熱交換器	
17	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁操作スイッチ閉失敗	吐出圧設計配管	
18	RHR-A	電動弁F042A内部リーク	逆止弁F041A内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-B	電動弁F042B内部リーク	逆止弁F041B内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-A	逆止弁F041A内部リーク	電動弁F042A内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-B	逆止弁F041B内部リーク	電動弁F042B内部リーク		吐出圧設計配管	

表5 海外プラント及び東海第二発電所における
I S L O C A発生頻度の評価結果

海外 プラント	I S L O C A 発生頻度 (/炉年)	東海第二発電所 との比較 ^{※1, 2}	I S L O C Aに よる炉心損傷頻 度 (/炉年)	東海第二発電所 との比較 ^{※1, 2}
Peach Bottom	4.8E-06	1.2E+04	1.0E-06	2.4E+03
Nine Mile Point-2	9.8E-06	2.4E+04	8.8E-06	2.2E+04
Quad Cities	1.1E-05	2.7E+04	9.3E-07	2.3E+03

※1 海外プラント/東海第二発電所

※2 東海第二発電所はI S L O C A発生=炉心損傷と定義している。海外プラントは
系統によってはI S L O C A発生後の隔離操作を考慮するため結果が異なる。

表6 Nine Mile Point-2 及び東海第二発電所における
系統別のISLOCA発生頻度の評価結果

Nine Mile Point-2			
系統	配管過圧頻度 (/炉年)	配管破損確率 (/d)	ISLOCA 発生頻度 (/炉年)
HPCS	2.7E-07	2.7E-02	8.6E-14
RCIC	-	-	-
LPCS	3.7E-06	4.0E-03	2.9E-11
LPCI	1.3E-05	4.0E-03	8.8E-09
RHR (suction)	7.7E-07	1.6E-02	4.1E-09
Vessel Head Spray	4.4E-06	1.7E-03	9.3E-13
Feedwater	1.0E-03	1.0E-03	1.0E-06
Steam Condensing	8.9E-03	4.0E-03	8.8E-06
合計	-	-	9.8E-06
東海第二発電所			
<div style="border: 1px solid black; height: 200px; width: 100%;"></div>			
合計	-	-	4.1E-10

表7 Nine Mile Point-2 及び東海第二発電所における
L P C I の I S L O C A 発生頻度の評価内容

評価項目		Nine Mile Point-2	東海第二発電所
ドミナントシナリオ		<ul style="list-style-type: none"> ・ R H R - A / B のバウンダリ弁（電動弁及び逆止弁）の内部リーク又は破損が重なることにより、バウンダリ弁が同時に開状態となり、ポンプ吐出圧設計配管が破損 	<ul style="list-style-type: none"> ・ R H R - A / B のバウンダリ弁（逆止弁）の定期試験時に、バウンダリ弁（電動弁）の閉状態復旧失敗と、逆止弁の開失敗が重なることにより、バウンダリ弁が同時に開状態となり、ポンプ吐出圧設計配管が破損
モデル化の仮定		<ul style="list-style-type: none"> ・ I S L O C A 発生後の隔離操作に期待しない ・ I S L O C A の発生箇所は配管 ・ ドレンライン及びベントラインは配管径が小さいため除外 	<ul style="list-style-type: none"> ・ I S L O C A 発生後の隔離操作に期待しない ・ I S L O C A の発生箇所は配管 ・ ドレンライン及びベントラインは配管径が小さいため除外
パラメータ	機器故障率	逆止弁内部リーク : ①約 7.3E-04 電動弁内部リーク : ②約 6.0E-04 電動弁誤操作 : ③約 4.0E-04	逆止弁の開失敗 : ⑤約 2.5E-05
	人的過誤確率	— (L P C I での人的過誤は発生しないとし、人的過誤確率は設定無し)	⑥約 1.6E-03 (定期試験時の電動弁の閉状態への復旧失敗)
	配管破損確率	④約 4.0E-03 (L P C I - A / B / C)	⑦約 3.1E-03 (L P C I - A / B) ⑧約 1.2E-03 (L P C I - C)
評価結果		約 8.8E-09 / 炉年 $\{ ① \times (② + ③) \times ④ \} \times 3$	約 3.1E-10 / 炉年 $\{ ⑤ \times ⑥ \times ⑦ \} \times 2$ $+ \{ ⑤ \times ⑥ \times ⑧ \}$

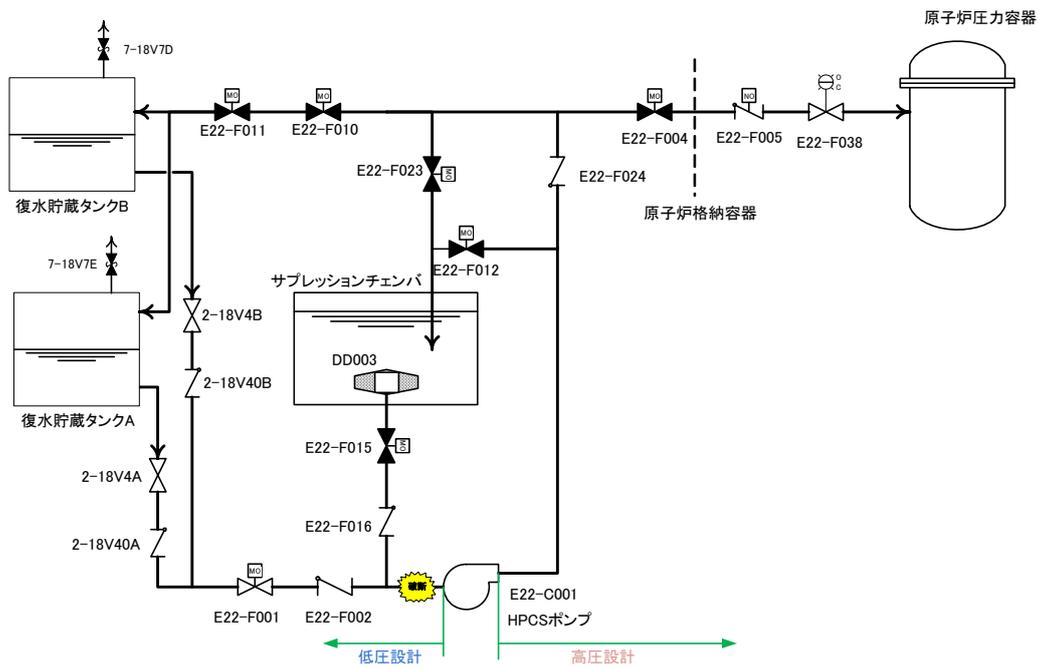


図1 HPCSのISLOCA発生箇所

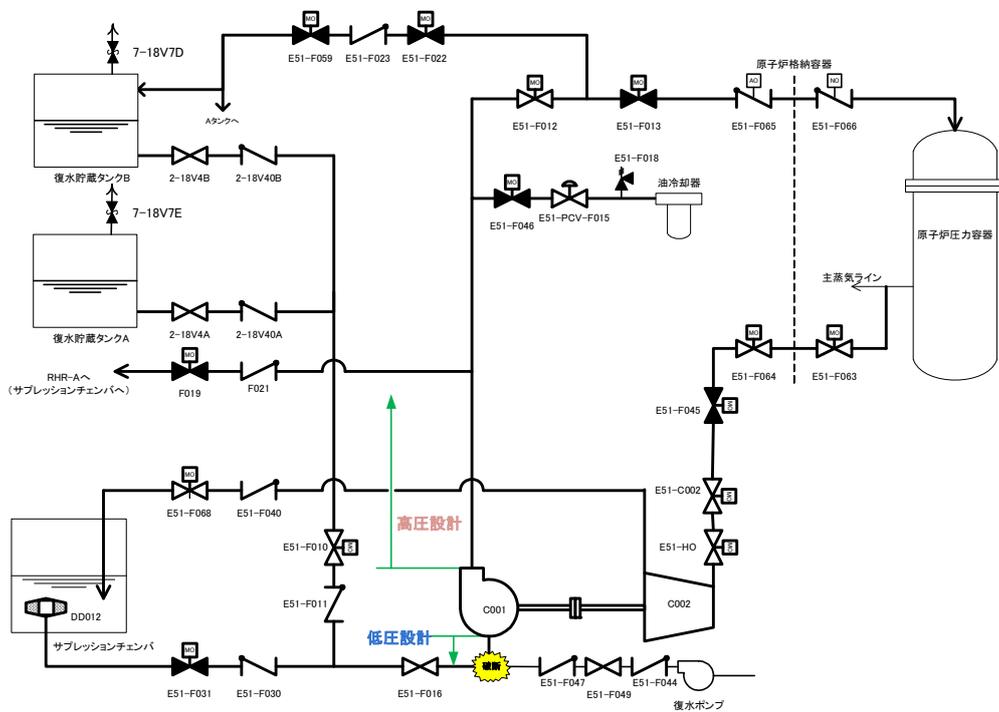


図2 RCICのISLOCA発生箇所

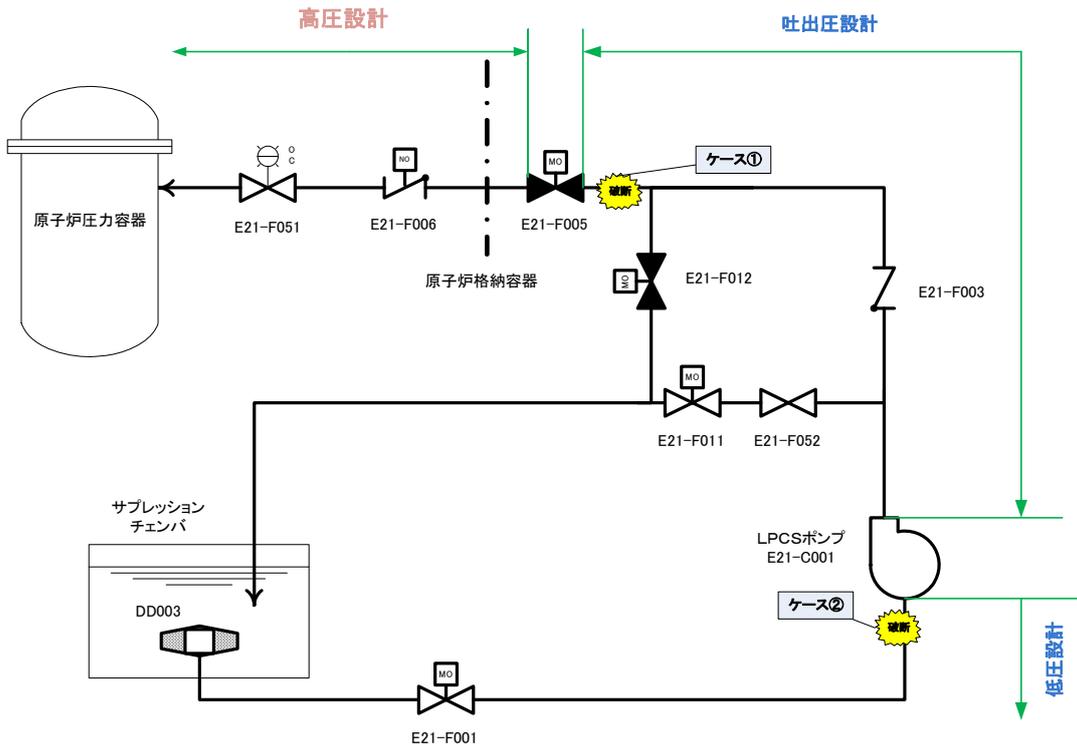


図3 LPCSのISLOCA発生箇所

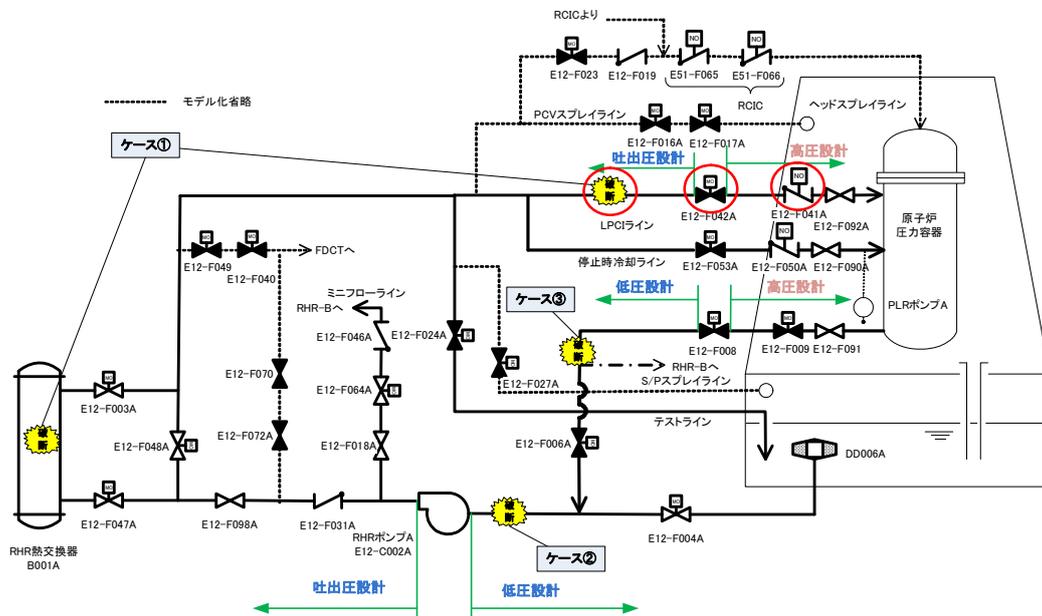


図4 RHR-A(B)のISLOCA発生箇所
(○: LPC I配管破損ケース)

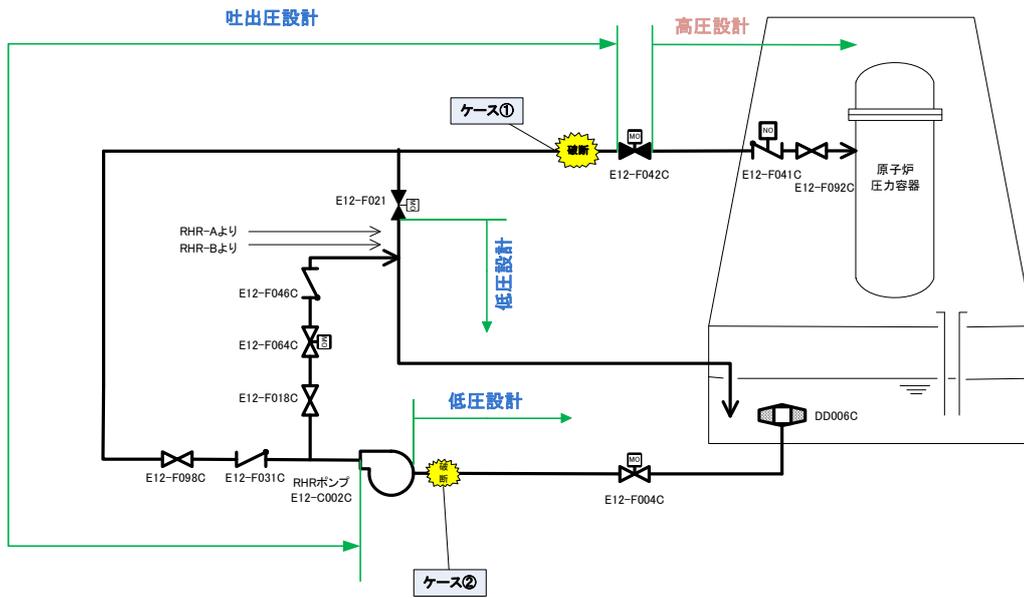


図5 RHR-CのISLOCA発生箇所

起因事象発生頻度のエラーファクタの設定について

エラーファクタ（E F）を設定するパラメータは、起因事象発生頻度、機器故障率、ヒューマンエラー発生頻度などがある。そのうち、LOCAとISLOCAを除いた起因事象の発生頻度については、先行PRAの知見を参考に一律でE F = 3と設定している。本PRAにおける起因事象発生頻度のE Fの設定の考え方を以下に示す。

(1) 先行PRAの知見

① WASH-1400

WASH-1400では、起因事象発生頻度のE Fの考え方については言及されていないが、機器故障率に対する不確かさの因子（上限値と下限値のバラツキの桁数）として10（E F = 3相当）又は100（E F = 10相当）、特に不確かさの大きいと考えられるものについては、1,000（E F = 30相当）を使用すると記載されている。

② NUREG/CR-4550

NUREG/CR-4550^[1]では、起因事象の種別や発生頻度の大きさに係らず、全ての起因事象についてE F = 3と設定されている（表1）。

(2) 感度解析の実施

上記のとおり、本PRAにおいては基本的にE F = 3と設定しているが、発生実績の無い起因事象については、不確かさが大きいことも考えられることから、E Fを変更した場合の感度解析を実施し、影響を確認した。

① 対象とした起因事象

発生実績が無く、発生件数を0.5件と仮定している以下の起因事象を対象とす

る。

- ・ 逃がし安全弁誤開放
- ・ 残留熱除去系海水系故障
- ・ 交流電源故障
- ・ タービン・サポート系故障
- ・ 直流電源故障

② 感度解析結果

E F = 10 とした場合の感度解析結果を表 2 に示す。E F を変更した起回事象について C D F 平均値に大きな変化はなく、結果として全 C D F の平均値について変化はない。また、全 C D F の E F についても大きな変化はない。

この結果は、今回の P R A では発生実績のある発生頻度が高い非隔離事象の寄与が支配的になっていることによるものである。

参考文献

- [1] Analysis of Core Damage Frequency From Internal Events: Methodology Guidelines (NUREG/CR-4550)

表1 NUREG/CR-4550 TableVIII. 1-1 抜粋

起回事象	起回事象 発生頻度(／年)	ASEP*の 平均値(／年)	E F
直流母線喪失による過渡事象	5E-4 to 6E-2	5E-3	3
交流母線喪失による過渡事象	9E-4 to 6E-2	5E-3	3
オフサイト電源喪失による過渡事象	0.1 to 0.3	0.1	3
電力変換系の喪失以外を起因とする 過渡事象	3.7 to 7.1	4.77(FW有) 0.56(FW無)	3
電力変換系の喪失を起因とする 過渡事象	1.8 to 5.2	1.56	3
極小LOCA	2E-2	3E-2	3
小LOCA	1.4E-3	3E-3	3
中LOCA	6.7E-4	3E-4	3
大LOCA	2.1E-3	1E-4	3
不注意による逃がし弁の開操作	0.21	1.4E-1	3

※ASEP : Accident Sequence Evaluation Program

表2 感度解析結果

起回事象	起回事象 発生頻度 (／炉年)	ベースケース			感度解析ケース				
		炉心損傷頻度 平均値 (／炉年)	寄与割合	EF	炉心損傷頻度 平均値 (／炉年)	寄与割合	EF		
過渡事象	非隔離事象	1.7E-01	1.4E-05	36.9%	5.6	1.4E-05	37.2%	5.6	
	隔離事象	2.7E-02	2.3E-06	6.0%	5.5	2.3E-06	6.0%	5.5	
	全給水喪失	1.0E-02	8.5E-07	2.2%	5.4	8.5E-07	2.2%	5.4	
	水位低下事象	2.7E-02	2.4E-06	6.2%	5.4	2.4E-06	6.3%	5.4	
	原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02	4.9E-06	12.8%	5.6	4.9E-06	12.9%	5.6	
	逃がし安全弁誤開放	1.0E-03	8.7E-08	0.2%	5.5	8.5E-08	0.2%	14.2	
外部電源喪失	外部電源喪失	4.2E-03	1.3E-06	3.4%	3.9	1.3E-06	3.4%	3.9	
手動停止／ サポート系喪失(手動停止)	計画外停止	4.3E-02	3.7E-06	9.7%	5.6	3.7E-06	9.8%	5.6	
	残留熱除去系海水系故障	区分Ⅰ	7.2E-04	1.4E-06	3.7%	4.6	1.4E-06	3.5%	11.6
		区分Ⅱ	7.2E-04	1.5E-06	3.8%	4.6	1.4E-06	3.8%	13.6
	交流電源故障	区分Ⅰ	1.5E-04	3.0E-07	0.8%	4.7	3.1E-07	0.8%	12.7
区分Ⅱ		1.5E-04	3.3E-07	0.8%	4.8	3.7E-07	1.0%	13.2	
サポート系喪失 (自動停止)	タービン・サポート系故障	7.2E-04	6.2E-08	0.2%	5.5	6.2E-08	0.2%	14.0	
サポート系喪失 (直流電源故障)	直流電源故障	区分Ⅰ	2.8E-04	2.5E-06	6.4%	3.7	2.3E-06	6.1%	10.5
		区分Ⅱ	2.8E-04	2.6E-06	6.7%	3.9	2.5E-06	6.6%	11.5
LOCA	大LOCA	2.0E-05	1.5E-09	<0.1%	27.1	1.5E-09	<0.1%	27.1	
	中LOCA	2.0E-04	1.5E-08	<0.1%	24.6	1.5E-08	<0.1%	24.6	
	小LOCA	3.0E-04	2.6E-08	<0.1%	14.2	2.6E-08	<0.1%	14.2	
インターフェイスシステム LOCA	インターフェイスシステム LOCA	4.1E-10	7.0E-10	<0.1%	24.6	7.0E-10	<0.1%	24.6	
合計			3.8E-05	100.0%	3.0	3.8E-05	100.0%	3.3	

発生実績が無く、発生件数を0.5件と仮定している起回事象として、EFを10に変更したものを。

成功基準解析及び事故進展解析について

(1) 成功基準解析及び事故進展解析の解析条件

成功基準解析の要件として、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 1PSA 編）：2008」（以下「レベル 1 標準」という。）において、次のとおり記載されている。

6. 1. 4 熱水力解析・構造解析による成功基準の同定

起因事象のグループ化と事故シーケンスのモデル化との詳細さのバランスを考慮し、熱水力解析又は構造解析を用いて成功基準を同定する。成功基準の設定に用いる熱水力解析や構造解析では、対象とする事故シナリオを精度よく解析することが確証・検証されている解析コードによって、当該プラントの状態に対応したモデルや入力データを用いて実施する。熱水力解析又は構造解析は最確推定を原則とする。ただし、PSAの目的によっては保守的なモデルやデータを用いた解析を用いることもできる。原子炉設置許可申請書や同型プラントに関するPSAにおいて、当該プラントに適用することが可能な成功基準がある場合にはこれを用いてもよい。

本PRAでは、炉心冷却機能に係る成功基準は、SAFERコードを用いて実施した成功基準解析結果を踏まえて設定している。この成功基準解析条件と、原子炉設置変更許可申請書の添付書類十において同コードを用いて実施している原子炉冷却材喪失に関する解析条件との比較を表1に示す。

表1に示すとおり、成功基準解析では、プラント初期パラメータについては定格値又は定格値の105%、ECCS等の流量については安全解析使用値を用いており、レベル1標準の要件を満足している。

また、事故進展解析については、表 2 に示すとおり、最確値の解析条件により M A A P コードを用いて解析を行っており、レベル 1 標準の要件を満足している。

(2) 成功基準解析結果

L O C A 時の炉心冷却機能に係る成功基準解析結果を表 3～5 に示す。なお、小 L O C A を対象とした成功基準解析については、E C C S については中 L O C A の解析結果で包含できるため、原子炉隔離時冷却系に対してのみ実施している。

成功基準解析の結果、大 L O C A 及び中 L O C A については、E C C S が自動起動して炉心を冷却することにより、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃未満であり、かつ燃料被覆管の酸化割合は 15%を下回っていることを確認した。

小 L O C A については、原子炉水位の低下により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、燃料は冠水が維持されることから、燃料被覆管の最高温度は初期温度、かつ燃料被覆管の酸化割合は増加しないことを確認した。また、事象発生後 30 分で原子炉隔離時冷却系を手動起動した場合においては、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃未満であり、かつ燃料被覆管の酸化割合は 15%を下回っていることを確認した。

過渡事象については、原子炉水位低下の観点から事象進展が厳しくなる「給水流量の全喪失」を起因とし、事象発生後 30 分で逃がし安全弁数 1 弁を手動開とした場合に、低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系のいずれか 1 系統による原子炉注水を実施した場合の成功基準解析を実施した。その結果を表 6 及び図 1 に示す。成功基準解析の結果、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃未満であり、かつ燃料被覆管の酸化割合は 15%を下回っていることを確認した。

表1 成功基準解析条件と申請書添付資料十の解析条件の比較

項目	成功基準解析条件	申請書添付書類十における原子炉冷却材喪失に関する解析条件
原子炉熱出力	3,458MW (定格出力の約105%)	3,440MW (主蒸気流量約105%時の出力)
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage] (定格出力時の原子炉ドーム圧力)	7.17MPa[gage] (主蒸気流量約105%時の原子炉ドーム圧力)
炉心流量	$48.3 \times 10^3 \text{ t/h}$ (定格流量)	$50.7 \times 10^3 \text{ t/h}$ (定格流量の約105%)
原子炉初期水位	通常運転水位	スクラム水位
スクラム信号	原子炉水位低 (L3) スクラム	同左
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (平均)	GE (平均) +3 σ
燃料	9×9燃料 (A型)	同左
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m (通常運転時の制限値)	44.0kW/m×1.02
逃がし安全弁設定圧	逃がし弁機能を仮定 第1段 7.37MPa[gage]×2個 第2段 7.44MPa[gage]×4個 第3段 7.51MPa[gage]×4個 第4段 7.58MPa[gage]×4個 第5段 7.65MPa[gage]×4個	安全弁機能を仮定 第1段 7.87MPa[gage]×2個 第2段 8.18MPa[gage]×4個 第3段 8.25MPa[gage]×4個 第4段 8.32MPa[gage]×4個 第5段 8.39MPa[gage]×4個
逃がし安全弁, 自動減圧系容量	390t/h/個 (7.37MPa[gage]において)	430.0t/h/個 (7.87MPa[gage]において)
高圧炉心スプレイ系流量	$1,419 \text{ m}^3/\text{h}$ (1.38MPa[gage]において)	同左
低圧炉心スプレイ系流量	$1,419 \text{ m}^3/\text{h}$ (0.84MPa[gage]において)	同左
低圧注水系流量	$1,605 \text{ m}^3/\text{h}$ (ポンプ1台当たり, 0.14MPa[gage]において)	同左
原子炉隔離時冷却系流量	$136 \text{ m}^3/\text{h}$ (7.86 MPa[gage]～1.04MPa[gage]において)	考慮していない

表 2 事故進展解析の主要解析条件

項 目	解析条件	備 考
原子炉熱出力	3,293MW	定格出力
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力
原子炉初期水位	通常運転水位	
格納容器空間容積	ドライウエル：5,700m ³ ウェットウエル：4,100m ³	
サプレッション・プール水量	3,400m ³	
コンクリート組成	珪酸系コンクリート	融点は1,500K
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979（平均）	
炉心損傷温度	1,500K	
炉心溶融温度	2,500K	
格納容器破損圧力	0.62MPa[gage]	最高使用圧力の2倍

表 3 大 L O C A 時の成功基準解析結果（破断面積：約 0.29m²）

炉心冷却機能に係る緩和設備 ^{※1}	燃料被覆管の 表面温度	燃料被覆管の 酸化割合
高压炉心スプレイ系	532℃	0.1%
低压炉心スプレイ系	530℃	0.1%
低压注水系	599℃	0.1%

※1：自動起動を仮定

表 4 中 L O C A 時の成功基準解析結果（破断面積：約 93cm²）

炉心冷却機能に係る緩和設備 ^{※1}	燃料被覆管の 表面温度	燃料被覆管の 酸化割合
高压炉心スプレイ系	402℃	0.1%
自動減圧系＋低压炉心スプレイ系	421℃	0.1%
自動減圧系＋低压注水系	525℃	0.1%

※1：自動起動を仮定

表 5 小 L O C A 時の成功基準解析結果（破断面積：約 9.3cm²）

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度	燃料被覆管の 酸化割合
原子炉隔離時冷却系 ^{※1}	初期温度	増加なし
原子炉隔離時冷却系 ^{※2}	1,038℃	3%

※1：自動起動を仮定 ※2：事象発生後 30 分での手動起動を仮定

表 6 過渡事象に対する成功基準解析結果（給水流量の全喪失）

炉心冷却機能に係る緩和設備 ^{※1}	燃料被覆管の 表面温度	燃料被覆管の 酸化割合
逃がし安全弁（1 弁） ＋低压炉心スプレイ系	1,032℃	8%
逃がし安全弁（1 弁） ＋低压注水系	1,149℃	11%

※1：事象発生後 30 分での手動起動を仮定

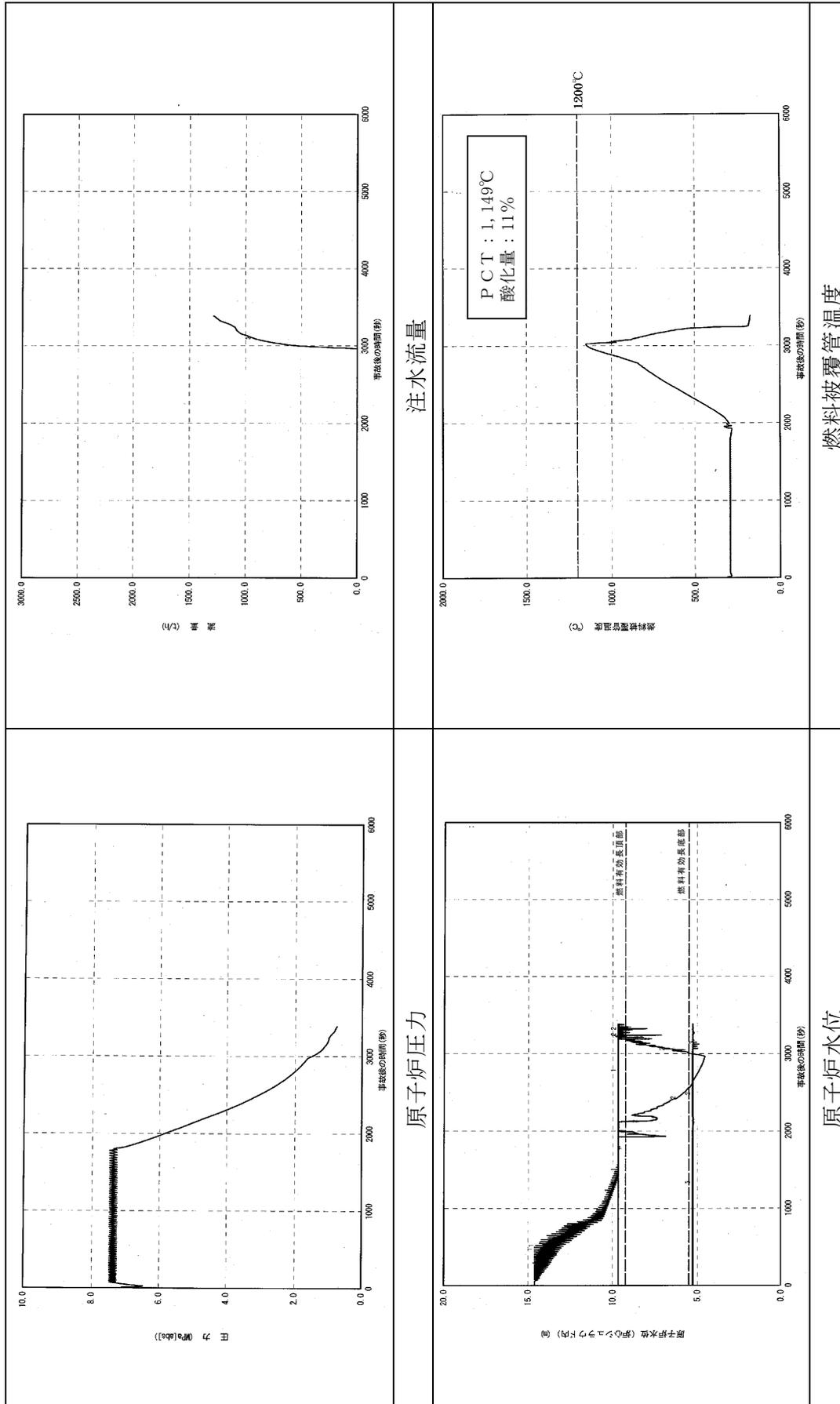


図1 成功基準解析の評価結果 (全給水喪失, 事象発生 30 分後 逃がし安全弁 (1 弁) + 低圧注水系)

成功基準における余裕時間の設定について

(1) 本PRAで使用する解析コードについて

本PRAでは、MAAPコード及びSAFERコードを用いた事故進展解析及び成功基準解析を実施している。

MAAPコードは、格納容器応答も含めたシビアアクシデント時の事故進展を総合的に評価することができる解析コードである。一方、SAFERコードは、従来から許認可において使用実績のある保守的な解析コードであるが、燃料被覆管温度、酸化量等の評価に特化したコードであり、格納容器応答を評価する機能を持たない。

(2) MAAPコードとSAFERコードの使い分けについて

今回のPRAにおいてはレベル1.5PRAも含めた評価を実施するため、格納容器応答も含めた事故進展解析をMAAPコードにより実施している。一方、それぞれのコードの特徴を踏まえ、炉心冷却に対する成功基準における余裕時間は、MAAPコードによる事故進展解析における炉心損傷時間に余裕をみた時間で設定し、その時間で原子炉注水を実施した場合に炉心損傷を防止できることをSAFERコードにより確認している。炉心冷却に対する成功基準における余裕時間設定の流れを図1に示す。

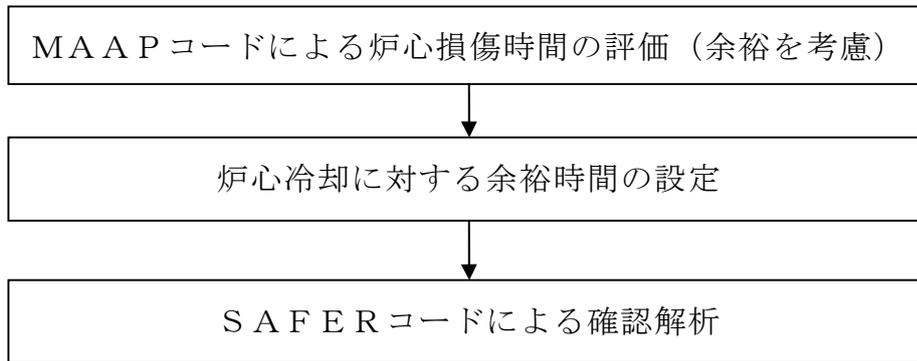


図1 炉心冷却に対する成功基準における余裕時間設定の流れ

サブプレッション・プール水温が上昇した場合の
H P C S の機能維持の考え方について

本 P R A における S / P 水温が上昇した場合の H P C S 機能維持の考え方について以下に示す。

(1) 事故シーケンスグループ上の整理

H P C S を用いた原子炉注水には成功するが、格納容器除熱に失敗し、S / P 水温の上昇が考えられるシーケンスとしては、T W (H P C S 成功時) 及び T B W がある。本 P R A では、どちらのシーケンスについても崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループとして整理している。

(2) 格納容器除熱失敗時における H P C S の機能維持

格納容器除熱に失敗するシーケンスである T B W における S / P 水位及び水温を図 1 に示す。図 1 のとおり、T B W においては、事象発生後約 12 分後に S / P 水位高により、H P C S の水源が C S T から S / P 水に切り替わる。その後、S / P 水温が上昇するが、最高使用温度の 104℃ に到達する約 8.9 時間後までに水源を切り替えるため、H P C S の機能は維持される。この S / P 水位高による C S T から S / P 水への水源切り替えは、L O C A 時の S / P 空間体積を確保するためのインターロックであるが、L O C A ではない本シーケンスにおいては W / W ベント水没回避のための外部水源注水制限に対して余裕があるので、C S T に切り替えることは問題ない (C S T 水源に切り替えた後に注水を継続した場合、外部水源注水制限に達するまでの時間は約 24 時間以降とな

る。) 。

(3) 事故シーケンスグループの整理を変更した場合の感度解析

(2)のとおり格納容器除熱失敗時には、S / P の水温が最高使用温度に到達する前に水源をC S Tへ切り替えるため、H P C S が機能喪失することはないが、参考に格納容器除熱失敗時はH P C S が機能喪失すると仮定し、T B Wを全交流動力電源喪失に変更した結果を表1及び図2に示す。なお、T WについてはH P C S による原子炉注水に失敗した場合においても、後段のR C I C 及び低圧E C C S による原子炉注水に期待できるため、事故シーケンスとしてはほぼ変わらず崩壊熱除去機能喪失のシーケンスに整理されることを確認している。

感度解析の結果、S / P 水温の上昇によるH P C S 機能喪失により、T B Wの事故シーケンスグループが崩壊熱除去機能喪失から全交流動力電源喪失に変わるため、全交流動力電源喪失による炉心損傷頻度は2桁程度増加し、事故シーケンスグループ別の炉心損傷割合も増加することを確認した。

表1 T B Wを全交流動力電源喪失に変更した場合の炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度 (/ 炉年)	
	T B Wを崩壊熱除去機能喪失に含める場合	T B Wを全交流動力電源喪失に含める場合
崩壊熱除去機能喪失	3.7E-05	3.3E-05
全交流動力電源喪失	9.6E-08	4.7E-06

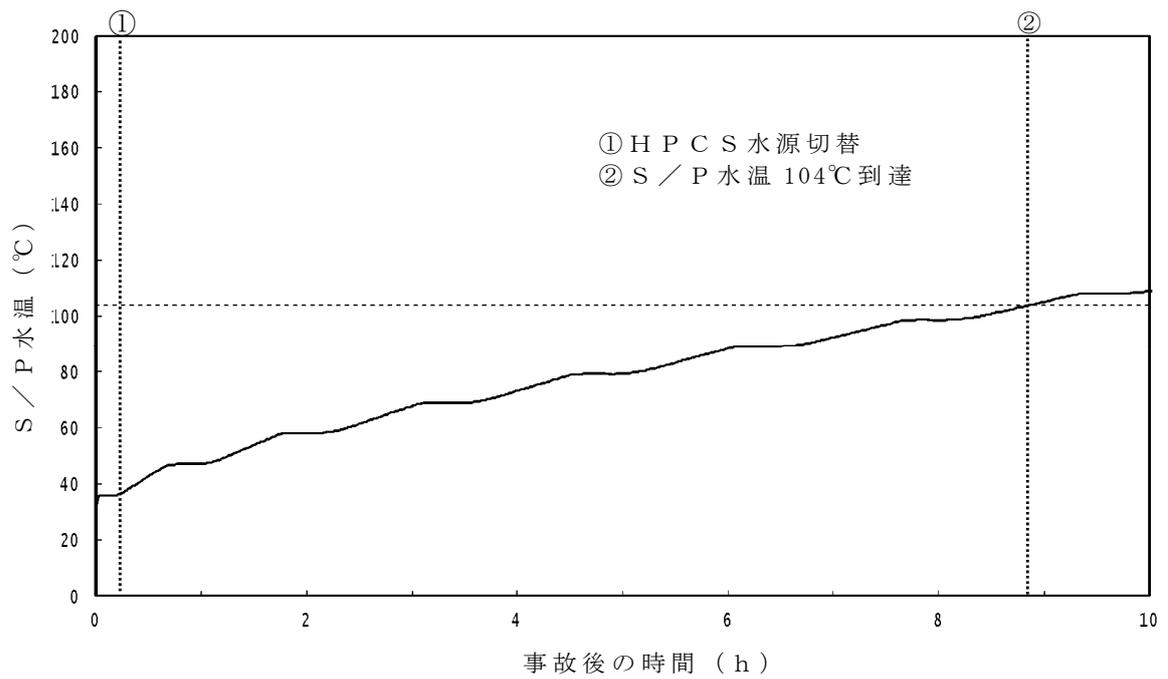
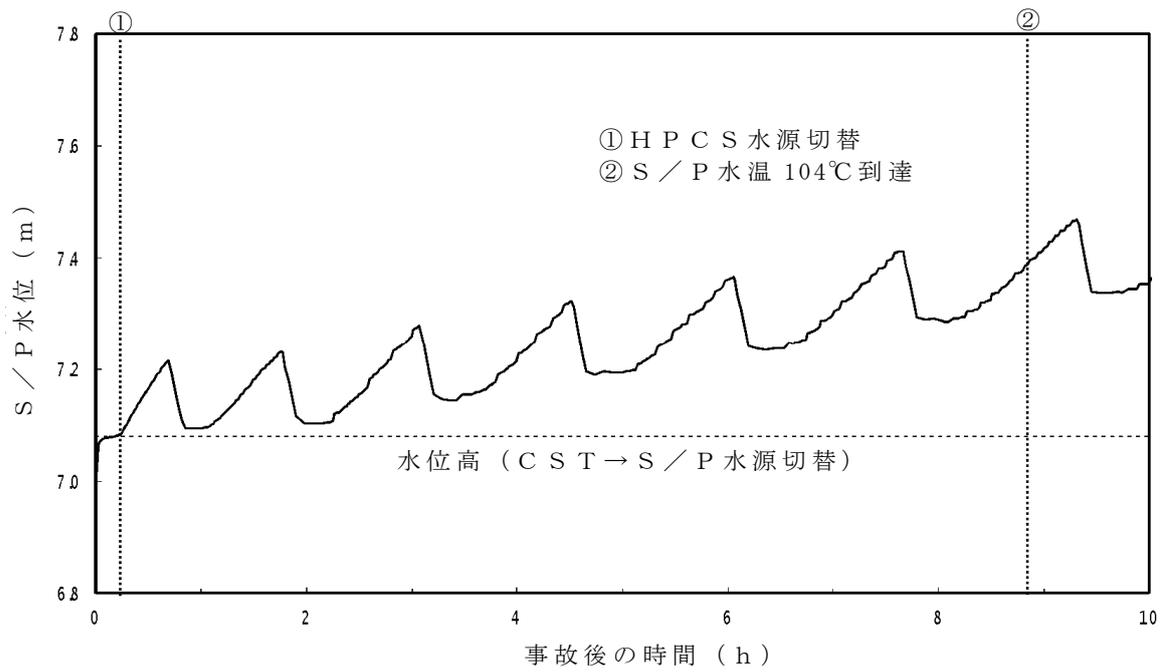
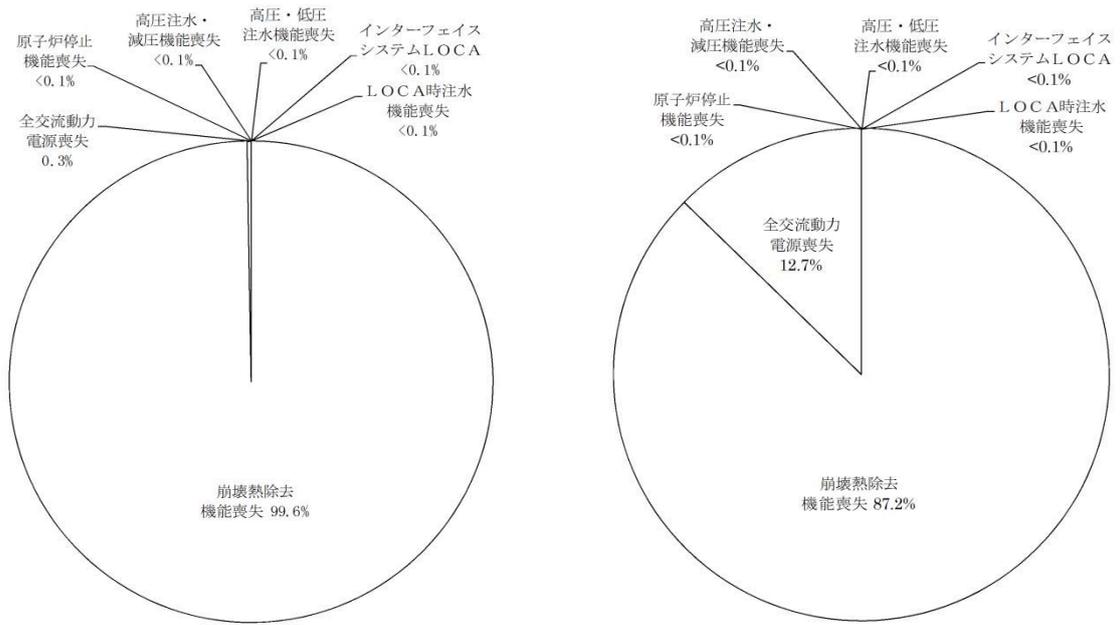


図1 TBWにおけるS/P水位及びS/P水温



T B Wを崩壊熱除去機能喪失に含めた場合 (ベースケース) T B Wを全交流動力電源喪失に含めた場合

図 2 T B Wを全交流動力電源喪失に変更した場合の事故シナリオ別の炉心損傷割合

原子炉隔離時冷却系の運転継続時間 8 時間の妥当性について

本 P R A では、全交流動力電源喪失時においても、原子炉隔離時冷却系（以下「R C I C」という。サポート系を含めた R C I C の系統概略図を図 1 に示す。）は直流電源が枯渇するまでの 8 時間は運転継続が可能であると想定している。

全交流動力電源喪失時には、残留熱除去系が機能喪失するため、格納容器内の温度、圧力が上昇することにより、R C I C ポンプの有効吸込み水頭圧（N P S H）が確保できなくなる可能性、及び R C I C が排気圧高によりトリップする可能性がある。また、R C I C ポンプ室や中央制御室の換気空調系も機能喪失するため、R C I C ポンプ室や中央制御室の室温が上昇することにより、R C I C が機能維持できない可能性がある。このため、全交流動力電源喪失時を対象に、次の観点から R C I C の 8 時間運転継続への影響について整理した。

- ・ サプレッション・プールの温度上昇
- ・ サプレッション・プールの圧力上昇
- ・ R C I C ポンプ室の室温上昇（添付資料参照）
- ・ 中央制御室の室温上昇（添付資料参照）

上記 4 点の評価結果を表 1 に示す。表 1 のとおり、上記のいずれについても R C I C の 8 時間運転継続の妨げにならないことを確認した。

また、全交流動力電源喪失時の R C I C の運転制御に必要な設備への電源を供給する 125V A 系蓄電池の負荷内訳を表 2 に示す。表 2 では 10 時間までの負荷を考慮しているが、その場合においても必要となる電源容量は 1, 836Ah であり、125V A 系蓄電池の電源容量 2, 000Ah を下回る。これにより、R C I C の 8 時間運転継続に必要な直流電源を蓄電池から給電できることを確認した。なお、必要な電源容量は、電池工業会規格 S B A S 0601「据置蓄電池の容量算出法」に

従い、以下の式を用いて評価した。

$$C = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1})]$$

C : +10℃における定格放電率換算容量 (Ah)

L : 保守率 (0.8)

K : 放電時間, 蓄電池の最低温度 (+10℃) 及び許容できる最低電圧 (1.75V /セル) によって決められる容量換算時間

I : 放電電流 (A)

サフィックス 1, 2, 3, ..., n : 放電電流の変化の順に付番

以上により、全交流動力電源喪失時においても、RCICの運転制御に必要な直流電源を蓄電池から給電可能な8時間は、RCICを運転継続することが可能である。

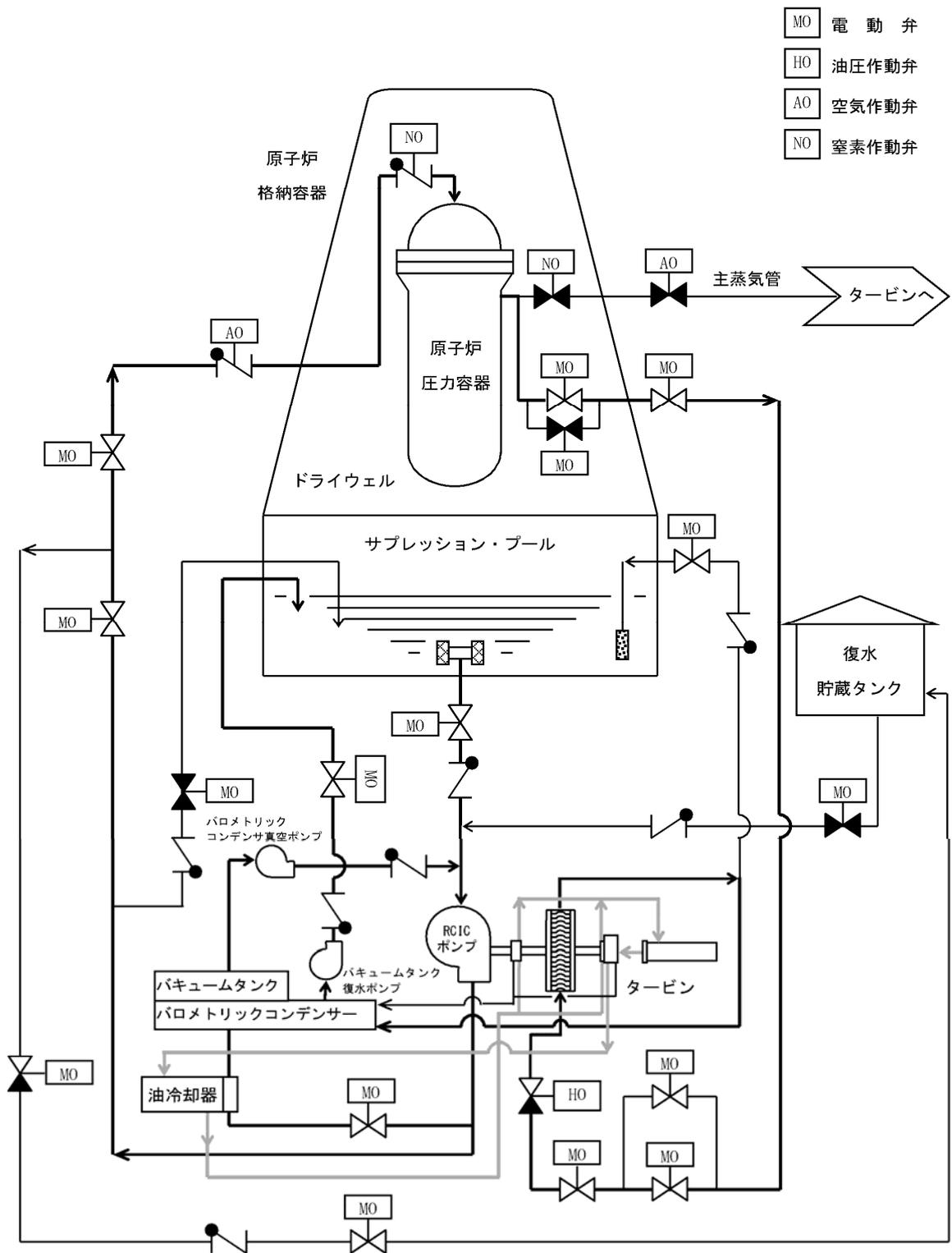


図1 RCICの系統概略図

表 1 原子炉隔離時冷却系の運転継続に係る評価結果

評価項目	概要	評価
サプレッション・プールの温度上昇	サプレッション・プールの温度が上昇すると、RCICポンプのキャビテーションやポンプ軸受潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCICポンプの運転に影響を与える可能性がある。	RCICポンプの第一水源は復水貯蔵タンクであり、自動でサプレッション・プールに水源が切り替わることはないため、サプレッション・プールの温度上昇がRCICポンプの運転に影響を与えない。また、第二水源であるサプレッション・プールを水源とした場合、事象発生後8時間での水温は約100℃となる。この時のRCICポンプの有効NPSHは約6.4mまで低下するが、RCICポンプの必要NPSHは約5.8mに対して十分余裕があるため、キャビテーションは発生しない。また、ポンプ軸受の潤滑油温度は、冷却器の設計上、潤滑油の冷却に使用しているサプレッション・プール水温より高くなるが、潤滑油の許容温度である[]未満となるため、軸受の冷却が阻害されることはない。したがって、サプレッション・プールの温度上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。
サプレッション・プールの圧力上昇	RCICタービン排気圧高トリップインターロックの設定圧力は0.172MPa[gage]である。全交流動力電源喪失時は残留熱除去系によるサプレッション・プールの冷却ができないため、サプレッション・プールの圧力が上昇し、RCICタービン排気圧高トリップインターロックが動作してRCICが停止する可能性がある。	全交流動力電源喪失時にRCICによる原子炉注水を継続した場合のサプレッション・プール圧力を評価した結果、事象発生から8時間後のサプレッション・プールの圧力は約0.07MPa[gage]であり、RCICタービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回っている。したがって、サプレッション・プールの圧力上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。
RCICポンプ室の室温上昇	RCICの機器設計において、ポンプ構成部品の許容温度と、部品同士の材質の違いからくる金属熱膨張差による干渉を考慮して、RCICポンプの最大周囲温度を66℃と設定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、RCICポンプ室の室温が最高温度を超過してRCICが停止する可能性がある。	全交流動力電源喪失時のRCICポンプ室の室温を評価した結果、8時間後の室温は約63.5℃（初期温度40℃）であり、設計上考慮している最高周囲温度66℃を下回る。したがって、RCICポンプ室の室温上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。
中央制御室の室温上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は、制御盤の設計上の最高温度から、40℃と設定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、中央制御室の室温が最高温度を超過してRCICが停止する可能性がある。	全交流動力電源喪失時の中央制御室の室温を評価した結果、8時間後の室温は約37.3℃（初期温度26℃）であり、設計上考慮している最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室の室温上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。

表 2 125V A系蓄電池の負荷内訳

No.	負荷名称	負荷電流と運転時間			備考
		1分以内	480分	600分	
1	バキュームタンク復水ポンプ	69A	23A	—	
2	バロメトリックコンデンサ真空ポンプ	66A	22A	—	
3	M/C, P/C遮断器引外し	271A	—	—	No.3, 4については, 同時運転はしないため, 負荷電流が大きい方で積上げることとする。 よって, No.4の()内は積算しない。
4	ディーゼル発電機初期励磁	(200A)	—	—	
5	その他の負荷(電動弁, 計装制御設備等)	1,344A	111A	111A	
	合計	1,750A	156A	111A	

全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系ポンプ室
及び中央制御室の室温評価について

1. 原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象室の温度変化は、盤や照明などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣室や躯体への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図 1 参照）。評価手順としては、まず定常計算により定常時（全交流動力電源喪失発生前）の躯体コンクリート壁の温度分布を求め、全交流動力電源喪失発生時刻を 0 秒とした過渡計算を行う。過渡計算では、評価対象のエリアと隣接室とのコンクリート熱容量を考慮し、室温とコンクリート内温度分布の過渡変化から室温を求める。

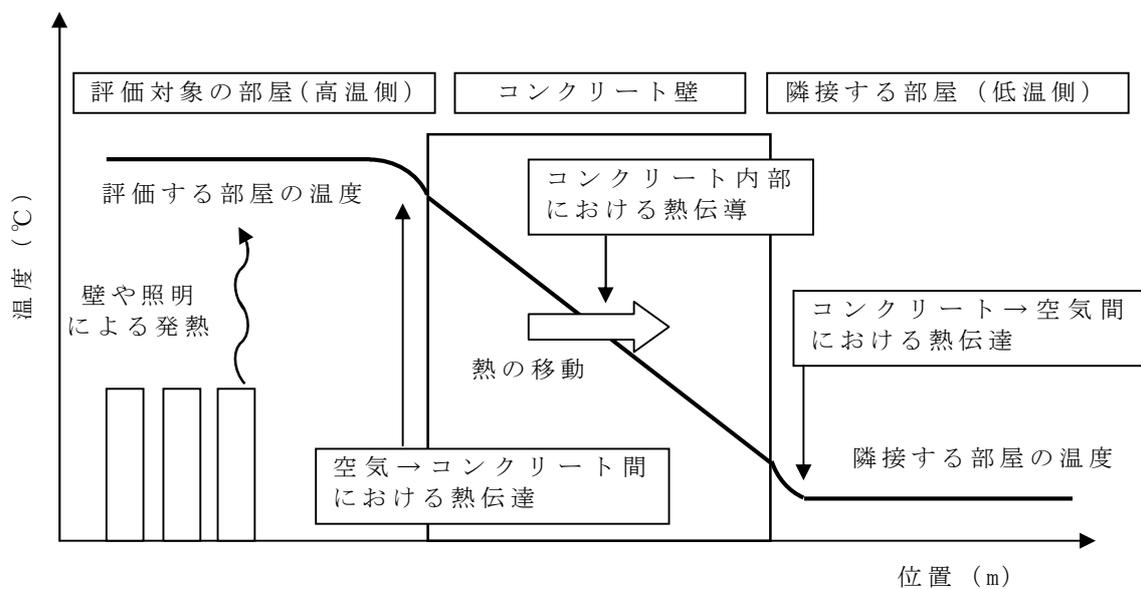


図 1 評価モデルの概要

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象室の評価条件

	原子炉隔離時冷却系 ポンプ室
容 積 [m ³]	
空気熱容量 [kJ/K]	
初期温度 [°C]	40

発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱量 (kW)	14.6	14.6	14.6	14.7	15.7	16.7	17.7	18.4	19.5

- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

周辺エリア 40°C（夏期設計室温の最大値）

地中 15°C（夏期設計外気温度（35°C）と冬期設計外気
温度（-8°C）の平均（13.5°C）を丸めて設定）

サプレッション・チェンバ

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
温度 (°C)	32	48	59	67	74	81	88	93	100

- ・コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m ² ・°C) ※1
鉛直壁面	2
水平壁面（上向き）	3
水平壁面（下向き）	0.5

※1：伝熱工学資料第5版に基づき、温度差 5°C、代表長さ 5m
にて算出した値

・コンクリートの物性値

評価壁面	物性値 ^{※2}
熱伝導率	1.6 (W/m・℃)
熱拡散率	5.3E-07 (m ² /s)

※2：伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において，事象発生 8 時後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約 63.5℃となり，設計上考慮している温度（66℃）を超過しないため，原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。

2. 中央制御室の温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

原子炉隔離時冷却系ポンプ室の評価と同様の流れで評価を行った。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

・評価対象室の評価条件

	中央制御室
発熱負荷[W]	
容 積[m ³]	
空気熱容量[kJ/K]	
初期温度[℃]	26

・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

周辺エリア 40℃（夏期設計室温）

MSトンネル室 60℃（同上）

空調機械室 35℃（夏期設計温度）

ケーブル処置室 35℃（同上）

屋外 35℃（外気設計温度 夏期）

・コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m ² ・℃)
鉛直壁面	2 ^{※3}
水平壁面（上向き）	3 ^{※3}
水平壁面（下向き）	0.5 ^{※3}
屋外	23 ^{※4}

※3：伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5℃、代表長さ5mにて算出した値

※4：空気調和衛生工学便覧第14版に基づく

・コンクリートの物性値

評価壁面	物性値 ^{※5}
熱伝導率	1.6 (W/m・℃)
熱拡散率	5.3E-07 (m ² /s)

※5：伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5℃、代表長さ5mにて算出した値

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において、事象発生8時後の中央制御室の温度は約37.3℃となり、設計上考慮している温度（40℃）を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。

事故シーケンスの分類について

事故シーケンスの最終状態を，喪失する基本的安全機能（停止機能，炉心冷却機能，格納容器からの除熱機能）及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（以下「規則解釈」という。）の第 37 条に記載されている事故シーケンスグループに従い，表 1 のとおり分類している。

規則解釈にて与えられた事故シーケンスグループは，表 1 のとおり 3 つの基本的安全機能のいずれかが喪失するカテゴリとして整理し，全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループについては，炉心冷却機能喪失のカテゴリに位置付けることとした。したがって，全交流動力電源喪失後に炉心冷却に失敗する長期 T B，T B U，T B P 及び T B D については，炉心冷却機能喪失に分類される全交流動力電源喪失として整理する。ただし，T B W については，除熱機能喪失により格納容器先行破損に至るシーケンスであることから，格納容器からの除熱機能喪失に分類される崩壊熱除去機能喪失として整理する。

表 1 事故シエケンスの分類

喪失する基本的な安全機能	事故シエケンスグループ
原子炉停止機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失 高圧・低圧注水機能喪失 高圧注水・減圧機能喪失
炉心冷却機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 長期 T B ・ T B U ・ T B P ・ T B D
格納容器からの除熱機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ L O C A (A E , S 1 E , S 2 E)
	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)
	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失
	<ul style="list-style-type: none"> ・ T W ・ T B W

サポート系が一部故障している場合の評価について

フロントライン系とサポート系の依存性を表 1 に示す。また、サポート系が一部故障した場合にフロントライン系へ与える影響について、以下に例示する。

(1) サポート系の一部故障により機能喪失する例

高圧炉心スプレイ系（H P C S）機能喪失に係るフォールトツリーの概略図を図 1 に示す。H P C S の動作には、サポート系として駆動電源の区分Ⅲ交流電源、制御用電源の区分Ⅲ直流電源、及び非常用補機冷却系として H P C S ディーゼル発電機海水系（H P C S - D G S W）を必要とする。

H P C S は、これらのサポート系のうち 1 つでも機能喪失すると機能喪失に至る。

(2) サポート系の一部故障により機能喪失しない例

自動減圧系（A D S）の機能喪失に係るフォールトツリーの概略図を図 2 に示す。自動減圧系の動作には、サポート系として区分 I 直流電源、区分 II 直流電源のいずれかの電源を必要とする。

A D S は、両区分の直流電源が機能喪失した場合には機能喪失するが、いずれか一方が機能維持していれば動作可能である。

表1 フロントライン系とサポート系の依存性

		フロントライン系 (従属故障の可能性のある系統)													
		原子炉停止 スクラム系		高圧炉心 冷却		原子炉減圧		LPCS			LPCI			格納容器除熱	
		HPCS	RCIC	ADS		LPCS	A	B	C	RHR		A	B		
				自動	手動					RHR					
交流電源	区分Ⅰ	-	-	-	-	◎	-	-	◎	-	-	-	-	-	-
	区分Ⅱ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-
	区分Ⅲ	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	区分Ⅰ	-	◎	○	○	◎	-	-	-	-	-	-	◎	-	-
	区分Ⅱ	-	-	○	○	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	◎
	区分Ⅲ	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
直流電源	RHRS-A	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	◎	-
	RHRS-B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	◎
	HPCS-DGSW	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
非常用補機 冷却系	HPCSポンプ室	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LPCSポンプ室	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	◎	-
	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	◎
	LPCI-Cポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎
空調機	DG-2C室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DG-2D室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HPCS-DG室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

◎： 系統の機能維持に必須であり，故障により系統の機能喪失となる。

○： 起因事象により必要になるケースがあり，事象によっては系統機能喪失となる。

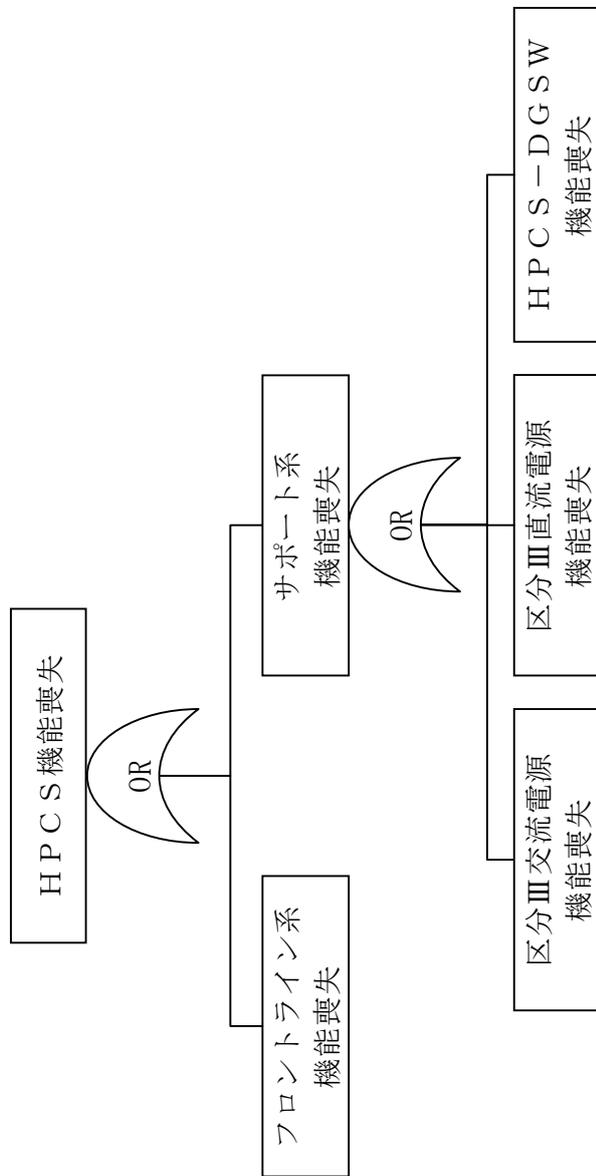


図1 HPCSのフォールトツリー概略図

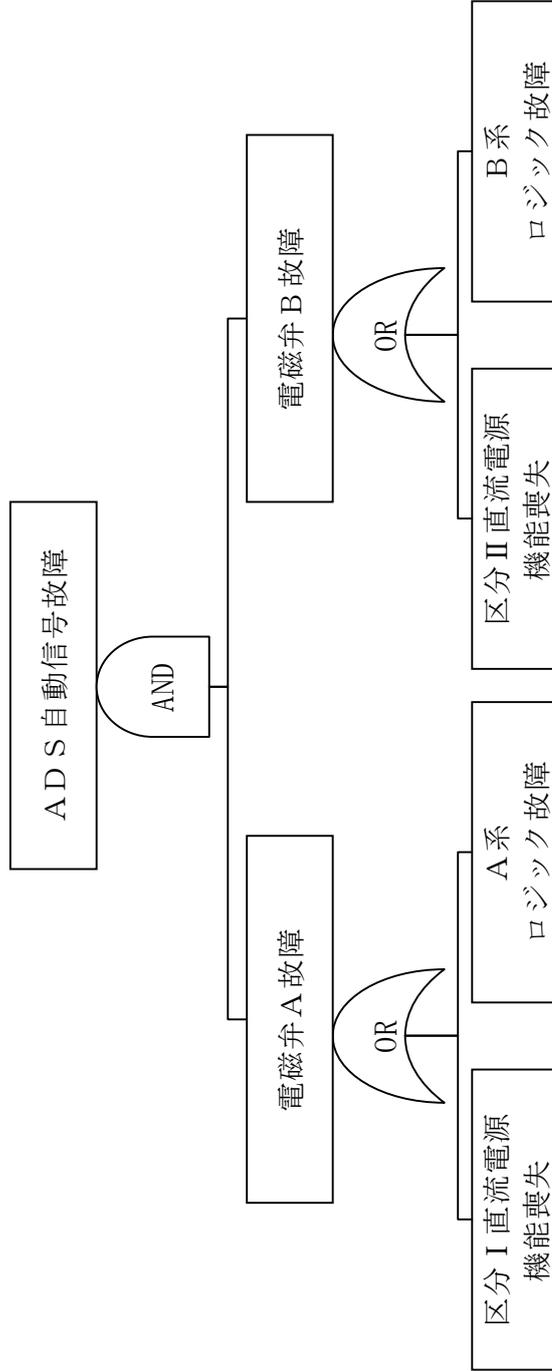


図2 ADS 自動信号故障のフォールトツリー概略図

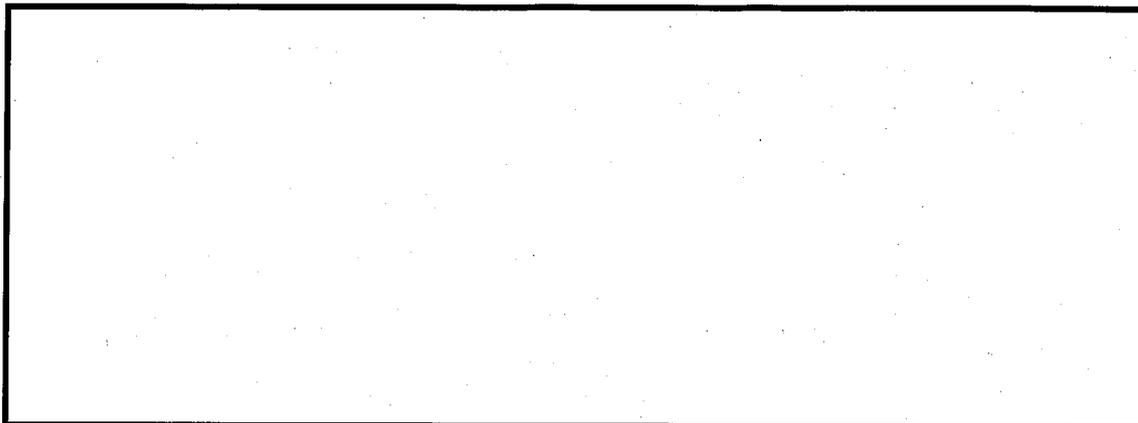
制御棒挿入失敗確率の算出方法について

(1) はじめに

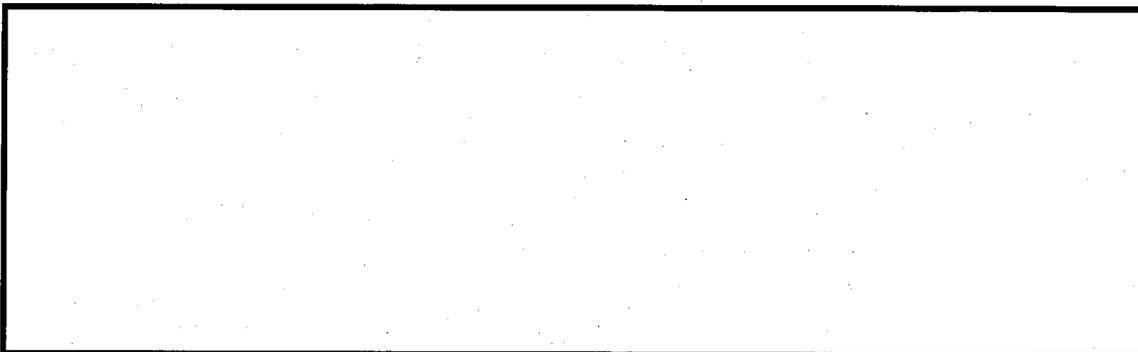
本PRAでは、スクラム機械系故障の定義を「原子炉を未臨界状態にできないこと」としている。そのため、制御棒挿入の失敗については、の制御棒の挿入に失敗すると未臨界を確保できないという過去の知見に基づき、の制御棒の挿入に失敗する確率としている。の制御棒挿入失敗確率については、以下に示す方法により算出している。

(3) 制御棒挿入失敗確率の算出方法

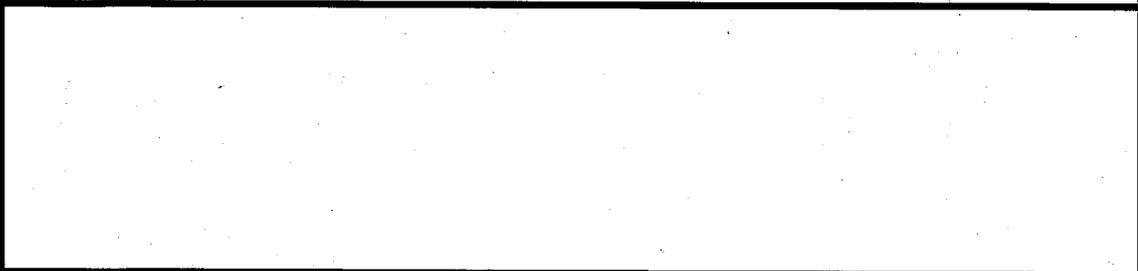
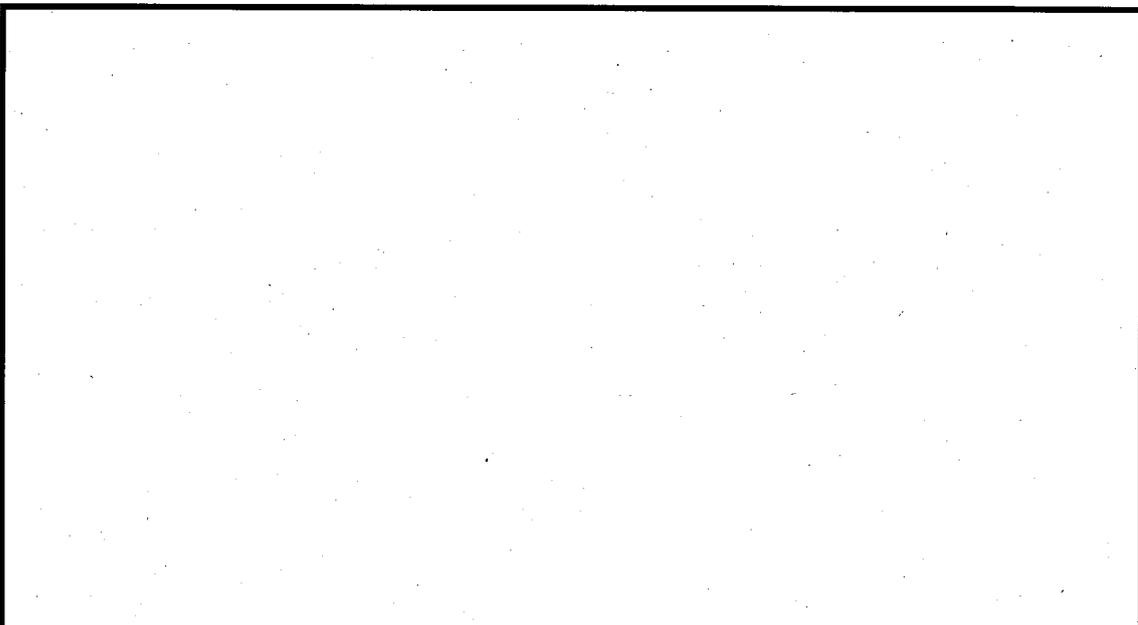
a. 制御棒挿入失敗確率の算出式



b. 制御棒 1 本当たりの故障確率 P_{CRD} の算出式



c. 共通要因故障



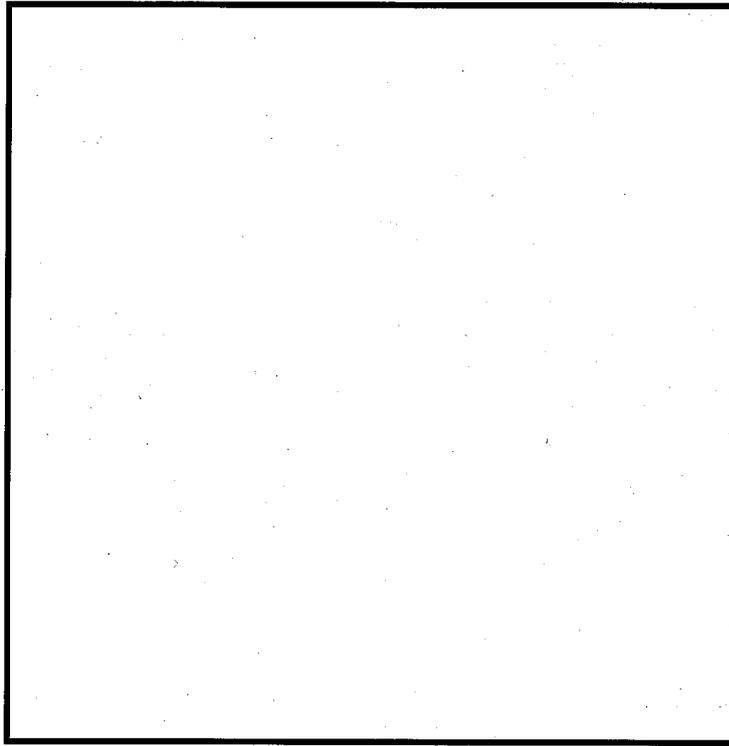
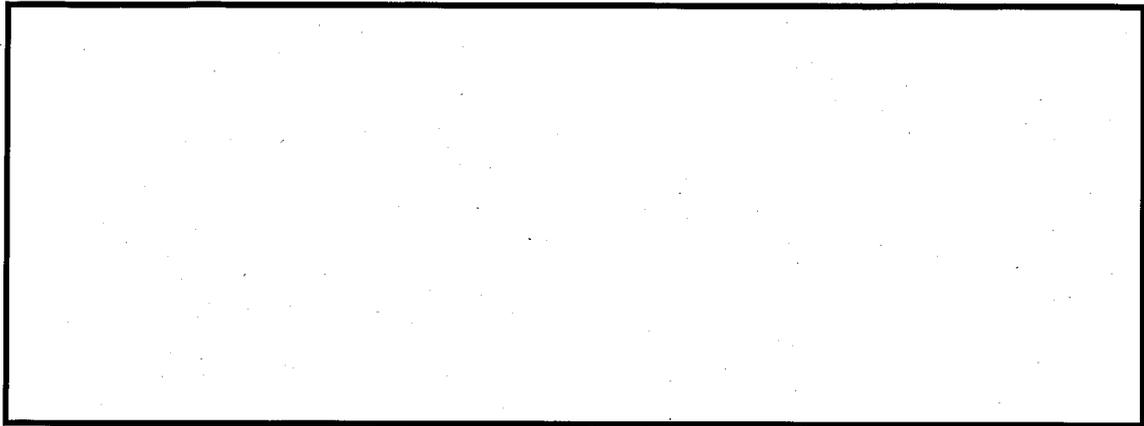


図 1



4. 参考文献

- [1] “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”，
日本原子力技術協会，平成21年5月.
- [2] WASH-1400, “REACTOR SAFETY STUDY”, U. S. NUCLEAR REGULATORY
COMMISSION, OCTOBER 1975.
- [3] NUREG/CR-4550, “Analysis of Core Damage Frequency : Internal
Events Methodology”, JANUARY 1990.

熱交換器の故障率における淡水／海水の考慮について

東海第二発電所の非常用の補機冷却系である残留熱除去系海水系は、海水を直接残留熱除去系の熱交換器に通水する設計となっている。

淡水と海水の違いによる熱交換器の故障率の取扱いについて、国内一般機器故障率（以下「国内 21 ヶ年データ」という）では、淡水と海水の区別はなく、国内で発生した全ての故障件数を基に算出されている。また、海外故障率^[1]においても、国内 21 ヶ年データと同様に、淡水と海水の区別がなされていない。

国内 21 ヶ年データで故障件数に挙げられている国内プラントの熱交換器の故障実績を表 1 に示す。熱交換器の故障モードとして最も支配的となるのは伝熱管閉塞であり、海水系の故障モードとなることから、適用性に問題はない。

表 1 国内プラントの熱交換器の故障実績

故障モード	事象の概要	淡水／海水	国内 21 ヶ年データ平均値 (1/h)
伝熱管破損	東海第二発電所 第 5 給水加熱器 (C) の伝熱管の破断 (2000 年 02 月 23 日) 原因：施工不完全による化学腐食	淡水	2.6E-8
伝熱管閉塞	福島第一原子力発電所 1 号機 格納容器スプレイ熱交換器 (A) 点検 (1982 年 04 月 22 日) 原因：自然劣化	海水	7.1E-8
	福島第一原子力発電所 1 号機 格納容器スプレイ熱交換器 (B) 点検 (1982 年 04 月 22 日) 原因：自然劣化	海水	
外部リーク	— (実績なし)	—	8.8E-9*

※ベイズ統計に基づく

参考文献

- [1] Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U. S. Commercial Nuclear Power Plants (NUREG/CR-6928)

故障率データがない機器の既存データの代用について

本 P R A でモデル化している機器のうち、国内 21 ヶ年データ「故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定」において故障率が整備されていない機器については、別の機器の故障率で代用している。国内 21 ヶ年データから代用した理由は、国内原子力発電所における運転・保守に依存する機器の運転期間、点検頻度等の違い等の特殊性から、他のデータベースの適用が困難と考えているためである。

(1) 国内 21 ヶ年データ以外のデータベース

国内一般機器故障率から故障率を代用した機器について、他のデータベースを調査し、故障率の有無及び故障率が掲載されている場合は、その代用の可能性について検討した。代用している機器に関する他のデータベースにおける記載について表 1 に示す。

本 P R A において代用した機器故障率と他のデータベースにおける該当機器の故障率を比較すると、他のデータベースの方が数桁高い値となっている。また、同じ機器を比較した場合においても、該当する機器の故障率は他のデータベースの方が高い傾向があることから、国内 21 ヶ年データに故障率データがない機器のみ、他のデータベースの値を使用することは、全体的なリスクの傾向を把握する上でバランスを欠いた評価となる可能性があることから、適切ではないと考えられる。

機器故障率を代用しているものについては、本来、他の機器故障率データと同様に、国内プラントの実績に基づくデータを使用することが適切である。現在、機器故障率が整備されていないデータの収集・評価については、機器故障率データを公開している J A N S I において、検討がなされ

ていることから、その結果について適応性を検討していく。

(2) 機器故障率を代用した機器

本PRAにおいて機器故障率を代用している機器及び代用機器の選定理由を表2に示す。

a. 制御弁

制御弁については、図1に示すとおり、系統圧力で弁開度を調整する機器構造の類似性により「空気作動弁」を代用し、「制御弁誤閉」の故障率を、故障モードの類似性により「空気作動弁誤開又は誤閉」の故障率で代用している。

b. 冷却器

冷却器については、図2に示すとおり、熱エネルギー差のある流体間で細管による熱交換を行う機器構造の類似性により「熱交換器」で代用し、「冷却器故障」及び「冷却器閉塞」の故障率を、それぞれ故障モードの類似性により「熱交換器伝熱管破損」及び「熱交換器伝熱管閉塞」の故障率で代用している。

c. 速度検出器

速度検出器については、検出した情報を電気信号に変換する機器構造の類似性により「水位トランスミッタ」及び「圧力トランスミッタ」で代用し、「速度検出器作動失敗」及び「速度検出器誤高出力／誤低出力」の故障率を、それぞれ故障モードの類似性により「水位トランスミッタ不動作」及び「圧力トランスミッタ高出力／低出力」のそれぞれ高い方の故障率で代用している。

d. 中性子束検出器

中性子束検出器については、放射線によるガスの電離作用を電気信号

として検出する機器構造の類似性により「放射線検出器」を代用し、「中性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器誤低出力」の故障率を、それぞれ故障モードの類似性により「放射線検出器不動作」及び「放射線検出器高出力／低出力」の故障率で代用している（別紙 3. 1. 1. 6-5）。

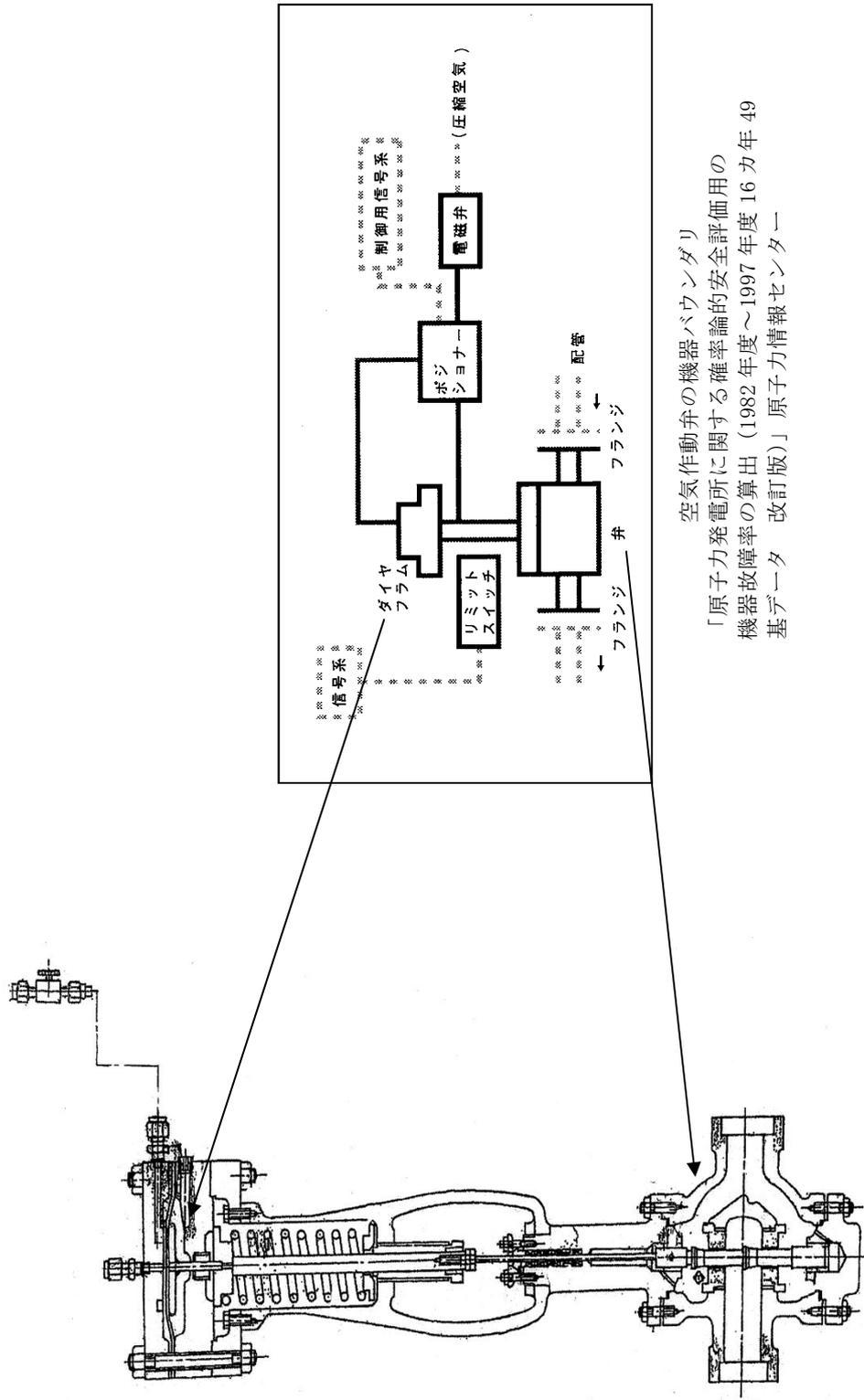
表 1 代用している機器に関する他のデータベースの記載

機器及び故障モード (代用している機器及び故障モード)	NUREG/CR-6928	IEEE-Std. 500 (/時間)	T-Book 6 th edition (/時間)	国内 21 年データ (/時間)
制御弁 (空気作動弁)	誤閉 (誤開又は誤閉)	— (1. 8E-07)	— (2. 0E-06 / 1. 7E-06)	— (2. 7E-08)
	故障 (伝熱管破損)	— (—)	— (—)	— (2. 6E-08)
	閉塞 (伝熱管閉塞)	— (6. 5E-07)	— (—)	— (7. 1E-08)
速度検出器 (水位トランスミッタ)	作動失敗 (不動作)	— (1. 0E-07)	— (3. 7E-06)	— (1. 4E-08)
	速度検出器 (圧力トランスミッタ)	— (8. 2E-07)	1. 9E-07 / 6. 5E-07 (6. 9E-07 / 5. 3E-07)	— (3. 5E-08)
中性子束検出器 (放射線検出器)	作動失敗 (不動作)	— (—)	— (—)	— (3. 4E-08)
	誤低出力 (高出力 / 低出力)	— (—)	6. 0E-06 (1. 8E-06)	— (7. 3E-08)

表 2 機器故障率を代用している機器一覧

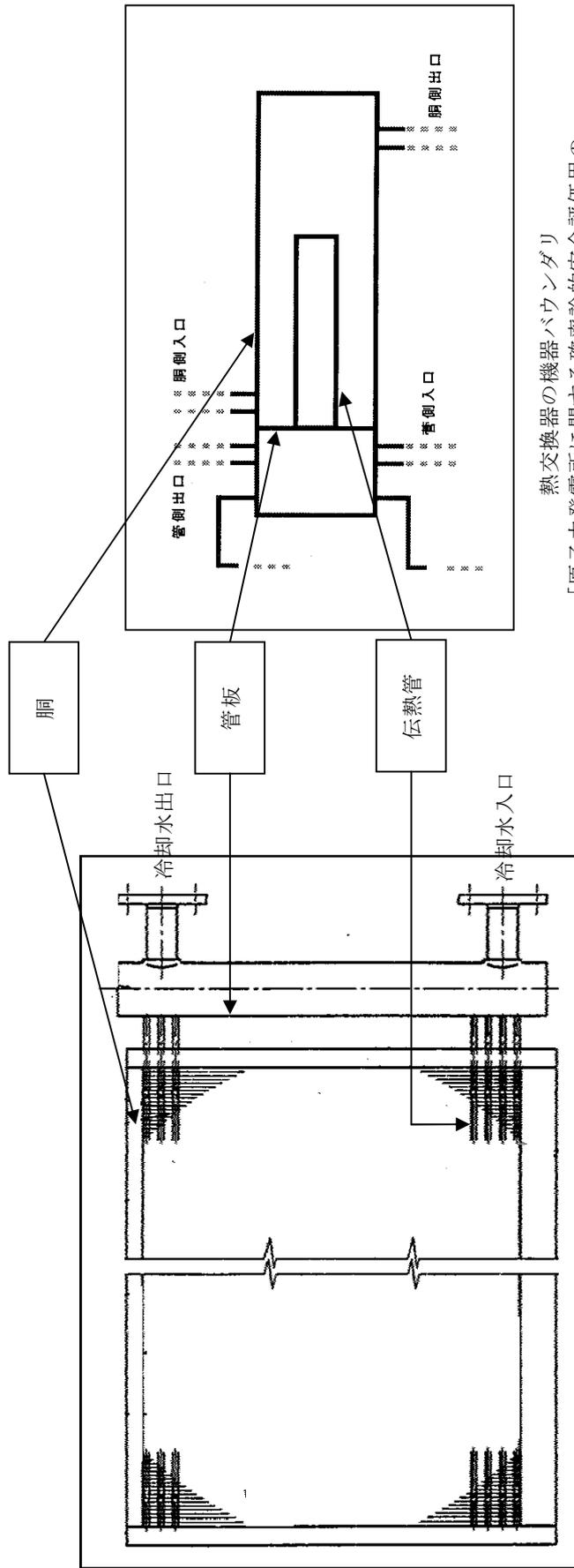
故障率が整備されていない機器		代用機器		代用機器の選定理由
制御弁	誤閉	空気作動弁	誤開又は誤閉	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
	故障 閉塞	熱交換器	伝熱管破損 伝熱管閉塞	
速度検出器	作動失敗	水位トランスミッタ	不動作	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
	誤高出力 誤低出力	圧力トランスミッタ	高出力/低出力	
中性子束検出器	作動失敗	放射線検出器	不動作	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
	誤低出力		高出力/低出力	

吐出側の系統より



空気作動弁の機器バウンダリ
 「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カ年 49
 基データ 改訂版)」 原子力情報センター

図1 構造の比較 (制御弁と空気作動弁の例)



冷却器構造図

熱交換器の機器バウンダリ
 「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カ年49
 基データ 改訂版」原子力情報センター

図2 構造の比較（冷却器と熱交換器の例）

メンテナンスによる待機除外確率の実績データとの比較について

(1) メンテナンスによる待機除外確率の算出方法

メンテナンスによる待機除外確率は、本評価でモデル化対象とした系統毎にメンテナンスによる待機除外の可能性のある機器を選定し、機器の故障率と平均修復時間を用いて、次の式により算出している。

$$P_{SYS} = \sum_i (\lambda_i \cdot T r_i)$$

λ_i : 定期試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発生率 (/ 時間)

$T r_i$: 機器 i の平均修復時間 (時間)

ここで、 λ_i は、NUREG / CR - 2815 を参考に、対象機器の異常が検知されれば機器が機能喪失する前に予防保全として保守作業を実施することを考慮して、定期試験等によって異常の発見が可能な機器の故障モードの機器故障率の10倍としている。

また、平均修復時間 $T r_i$ については、表1に示す時間を使用している。

表1 平均修復時間データ

機器	平均修復時間	出典	備考
ポンプ, ファン	19時間	WASH-1400	残留熱除去系など安全系に対する値
弁	7時間	WASH-1400	残留熱除去系など安全系に対する値
ディーゼル発電機	20時間	国内実績	1979年6月から1986年3月までのデータに基づく

(2) 待機除外の評価対象機器の考え方

メンテナンスによる待機除外確率を考慮する機器については、以下の条件を満たすものを評価対象とした。

- ・ サーベランス試験等により故障が発見可能であること
- ・ プラント停止することなくメンテナンスを行えること
- ・ メンテナンスにより系統が機能喪失に至ること

メンテナンスによる待機除外確率の評価例として、低圧炉心スプレイ系の待機除外確率の評価を表2に示す。低圧炉心スプレイ系の構成機器のうち、上記の条件を満たすものとして、電動ポンプ1台、電動弁2弁、逆止弁1弁、手動弁5弁、ファン1台を抽出した。これらの機器の故障モードについては、各機器の考慮すべき故障モードのうち、最も寄与が大きいと考えられる故障モードを代表して適用している。

表2 メンテナンス確率算出例（低圧炉心スプレイ系）

機器タイプ	故障モード	機器数	故障率 (/h)	平均修復時間 (h)	計算値※
電動ポンプ	起動失敗	1	1.3E-07	19	2.5E-05
電動弁	作動失敗	2	4.8E-08	7	6.7E-06
逆止弁	開失敗	1	7.1E-09	7	5.0E-07
手動弁	閉塞	5	8.5E-09	7	3.0E-06
ファン	起動失敗	1	1.3E-07	19	2.5E-05
合計					6.0E-05

※：計算値＝10×機器数×故障率×平均修復時間

(3) メンテナンスによる待機除外確率と実績データの比較

(1)の方法により算出した、系統ごとのメンテナンスによる待機除外確率と、国内BWRプラントの待機除外実績データを用いて評価した待機除外確率（以下「国内BWRプラントの待機除外確率」という。）を表3に示す。国内BWRプラントの待機除外確率は、NUCIAに登録されている1998年～2007年までの国内BWRプラントの系統の待機除外の回数、総待機除外時間、延べプラント運転時間から算出されている。なお、非常用ディーゼル発電機については、国内PWRプラントの実績を含んでいる。

表3に示すとおり、本PRAで用いた待機除外確率は、国内BWRプラントの待機除外確率と同程度であることから、本PRAで用いた待機除外確率は妥当であると考えられる。

表3 メンテナンスによる待機除外確率の比較

系統	本PRAで用いた待機除外確率	国内BWRプラントの待機除外確率*
高压炉心スプレイ系	9.7E-05	—
原子炉隔離時冷却系	9.5E-04	7.4E-04
低压炉心スプレイ系	6.0E-05	1.5E-04
残留熱除去系—A/B	1.2E-04	3.1E-05
残留熱除去系—C	5.4E-05	3.8E-05
残留熱除去系海水系	3.8E-04	—
非常用ディーゼル発電機	9.9E-04	5.6E-04
高压炉心スプレイ系 ディーゼル発電機	9.9E-04	—
非常用ディーゼル発電機 海水系	2.7E-04	—
高压炉心スプレイ系 ディーゼル発電機海水系	2.7E-04	—

※：「ベイズ統計学に基づくアンアベイラビリティ推定方法の開発—新しい推定理論と国内BWR待機除外データを用いた推定例—研究報告：L08009」（平成21年5月，（財）電力中央研究所）

(4) 非常用ディーゼル発電機の平均修復時間に係る最新のデータについて

NUCIAに登録されている1998年～2007年までの国内データから整理された非常用ディーゼル発電機の待機除外データは、延べプラント運転時間（国内PWRとBWRの合計値）2,740,393.4hに対し、待機除外回数32回、総待機除外時間1,525.1hとされている。ここから計算される待機除外1回あたりの待機除外時間は約48hとなり、本PRAで用いた平均修復時間20hの2倍以上となっている。しかし、本PRAでは、(1)で述べたとおり予防保全を考慮して10倍した値を待機除外確率と使用しているため、本PRAで用いている非常用ディーゼル発電機の待機除外確率 $9.9E-4$ は、国内BWRプラントの待機除外確率 $5.6E-4$ より大きい値となり、保守性を有していると考えられる。

共通要因故障に関するMGLパラメータ適用の考え方

(1) 共通要因故障を考慮する機器の同定

本PRAでは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、共通要因故障を考慮している。共通要因故障を考慮する機器の同定フローを図1に示す。

a. 共通要因故障を考慮する機器の候補の同定

以下の3つの条件を同時に満たす機器について、共通要因故障を考慮する機器の候補として同定し、

- (a)冗長の機能を有する同種機器
- (b)起因事象発生前の運転状態が同一
- (c)同一故障モード

共通要因故障を考慮する機器については上記の条件に基づき分類しており、製作メーカーの異なる機器についても同様の方法で同定することになる。なお、本PRAでは共通要因故障を考慮する機器としてメーカーの相違する機器は抽出されていない。

b. 動的機器、静的機器及びそれらの故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。したがって、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。

ポンプの起動失敗、弁の開失敗等の動的機器の動的故障モードについては、上記a.の条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮する。

動的機器の静的故障モード及び静的機器の各故障モードについては、上記a.の条件を満たし、動的機器の動的故障モード

と同程度の故障率であるものに対して共通要因故障を考慮することとし、ストレーナの閉塞（内部破損含む）を抽出した。

(2) 本PRAで用いた共通要因故障パラメータ

本PRAでは、共通要因故障のモデル化はMGLモデルとしている。MGLモデルは、冗長性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がある。

本PRAに用いた共通要因故障パラメータを表1に示す。これらのパラメータはNUREG等の文献を基に設定している。なお、ファン、ダンパ等の一部の機器については、機器の構造を考慮したうえで、他の機器で代用している。

共通要因故障パラメータは、機器故障率と同様に、本来は国内プラント実績に基づくべきと考えられるが、現時点では、データベースが整備されていない状況にある。そのため、本PRAでは国内外で使用実績のある海外文献等のデータを使用しており、故障モードに依らず機器の共通要因故障パラメータを設定している。

例としてポンプの β ファクタの算出方法を示す。ポンプにおける機能喪失の要因分析結果は表2のとおりである。コマンドに関する失敗事例を除く機器の故障259件のうち、共通要因による故障が10件であるため、共通要因による故障件数を機器の故障件数で除して0.039と設定した。

なお、NUREG/CR-1205 (Rev.1)で共通要因故障に分類されている事例は、故障要因から判断したものであり、実際に多重故障が発生したものとは限らない。したがって、この β ファクタは保守的な値である。

(3) 共通要因故障パラメータの適用における故障モードの考慮

共通要因故障パラメータについて、本 P R A では従前より適用実績のある海外文献に基づくデータを用いた。一方で故障モード毎の共通要因故障パラメータをまとめた文献としては、N U R E G / C R - 5 4 9 7 の改訂版である CCF Parameter Estimations 2010 がある。

本 P R A で使用している共通要因故障パラメータと CCF Parameter Estimations 2010 の共通要因故障パラメータを表 3 に示す。表 3 のとおり、ポンプの継続運転失敗の共通要因故障のパラメータについては、CCF Parameter Estimations 2010 と本 P R A で用いた値がほぼ同等であるものの、他のパラメータは CCF Parameter Estimations 2010 の方が低い値を示している。これらのパラメータを用いた場合の感度解析結果を表 4 及び図 2 に示す。

感度解析の結果、全炉心損傷頻度は約 $2.6E-5$ / 炉年となり、ベースケースの全炉心損傷頻度約 $3.7E-5$ / 炉年と比較して約 0.7 倍となった。これは、崩壊熱除去機能喪失における上位のカットセットに、F V 重要度 2 位である「R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞の共通要因故障」があり、その共通要因故障パラメータが、感度解析ケースでは $3.9E-3$ となり、ベースケース ($1.3E-1$) の約 $1/30$ に低下したことに起因する。

表 1 共通要因故障パラメータの一覧

機器タイプ	β ファクタ※ ¹	γ ファクタ※ ²	備考
ポンプ, ファン	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁, ダンパ	0.130	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
D G	0.021	—	NUREG - 1150
検出器, トリップ設定器	0.082	—	NUREG/CR-2771
リレー (スクラムコンタクタ)	0.050	—	SECY-83-293
蓄電池	0.008	—	NUREG - 0666
ストレーナ	0.133	—	NUREG/CR-5497

※1: 多重故障 (2重以上) が発生する確率

※2: 多重故障が発生した場合, それが3重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550に基づき γ ファクタを算出

表 2 イベントごとのポンプ故障件数 (NUREG/CR-1205 Table10)

TABLE 10. SUMMARY OF PUMP FAULTS BY TYPE OF EVENT, PUMP CATEGORY, AND PRIME-MOVER

Type of Event	Category										Subtotal	Total	%	
	Running		Alternating		Standby									
	Motor-Driven	%	Motor-Driven	%	Motor-Driven	%	Turbine-Driven	%	Diesel-Driven	%				Faults
Random	19	17	91	26	90	32	93	27	4	25	187	29	297	27
Recurring	15	14	121	35	12	4	50	14	--	--	62	10	198	18
Common Cause	6	5	5	1	3	1	6	2	--	--	9	1	20	2
Recurring Common Cause	--	--	36	10	1	<1	--	--	--	--	1	<1	37	3
Command Faults	37	34	64	18	91	33	106	30	4	25	201	31	302	27
Recurring Command Faults	9	8	16	5	40	14	65	19	7	44	112	17	137	12
Common Cause Command Faults	20	18	13	4	31	11	21	6	1	6	53	8	86	8
Recurring Common Cause Command Faults	4	4	4	1	11	4	7	2	--	--	18	3	26	2
Total	110		350		279		348		16		643		1,103	

$$\begin{aligned}
 \text{ポンプの } \beta \text{ ファクタ} &= (9+1) / (187+62+9+1) \\
 &= 10/259 \\
 &\doteq 0.039
 \end{aligned}$$

表3 抽出した故障モード及び共通要因故障パラメータ

機器	共通要因故障パラメータの参照元等		β	γ	δ	
ポンプ (ファンもポンプ で代用)	現状モデル		3.90E-02	5.20E-01	1.00E+00	
	CCF Parameter Estimations 2010	継続運転失敗	CCCG-2※	3.36E-02	—	—
			CCCG-3	4.14E-02	1.83E-01	—
		CCCG-4	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01	
		起動失敗	CCCG-2	2.45E-02	—	—
	CCCG-3		2.31E-02	4.18E-01	—	
	CCCG-4	2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01		
	電動弁	現状モデル		1.30E-01	5.65E-01	1.00E-00
CCF Parameter Estimations 2010		開閉失敗	9.46E-03	—	—	
逆止弁	現状モデル		1.05E-02	2.12E-01	—	
	CCF Parameter Estimations 2010	開失敗	1.30E-01	5.65E-01	1.00E-00	
DG	現状モデル		0.00E+00	—	—	
	CCF Parameter Estimations 2010	起動失敗	0.00E+00	0.00E+00	—	
ストレーナ	現状モデル		2.10E-02	—	—	
	CCF Parameter Estimations 2010	閉塞	1.08E-02	—	—	
			2.24E-03	—	—	
			1.33E-01	—	—	
			3.90E-03	—	—	

※CCCG：共通要因故障機器グループのことで、共通要因故障の対象となる系統又は機器の組合せである。
数値は共通要因故障を考慮する機器総数を示す。

表 4 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度比較

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度（／炉年）	
	ベースケース	感度解析ケース
高圧・低圧注水機能喪失	3.0E-09	2.8E-09
高圧注水・減圧機能喪失	1.2E-08	1.2E-08
全交流動力電源喪失	9.6E-08	9.3E-08
崩壊熱除去機能喪失	3.7E-05	2.6E-05
原子炉停止機能喪失	2.5E-08	2.5E-08
L O C A時注水機能喪失	1.9E-11	5.3E-12
格納容器バイパス （インターフェイス システムL O C A）	4.1E-10	4.1E-10
合計	3.7E-05	2.6E-05

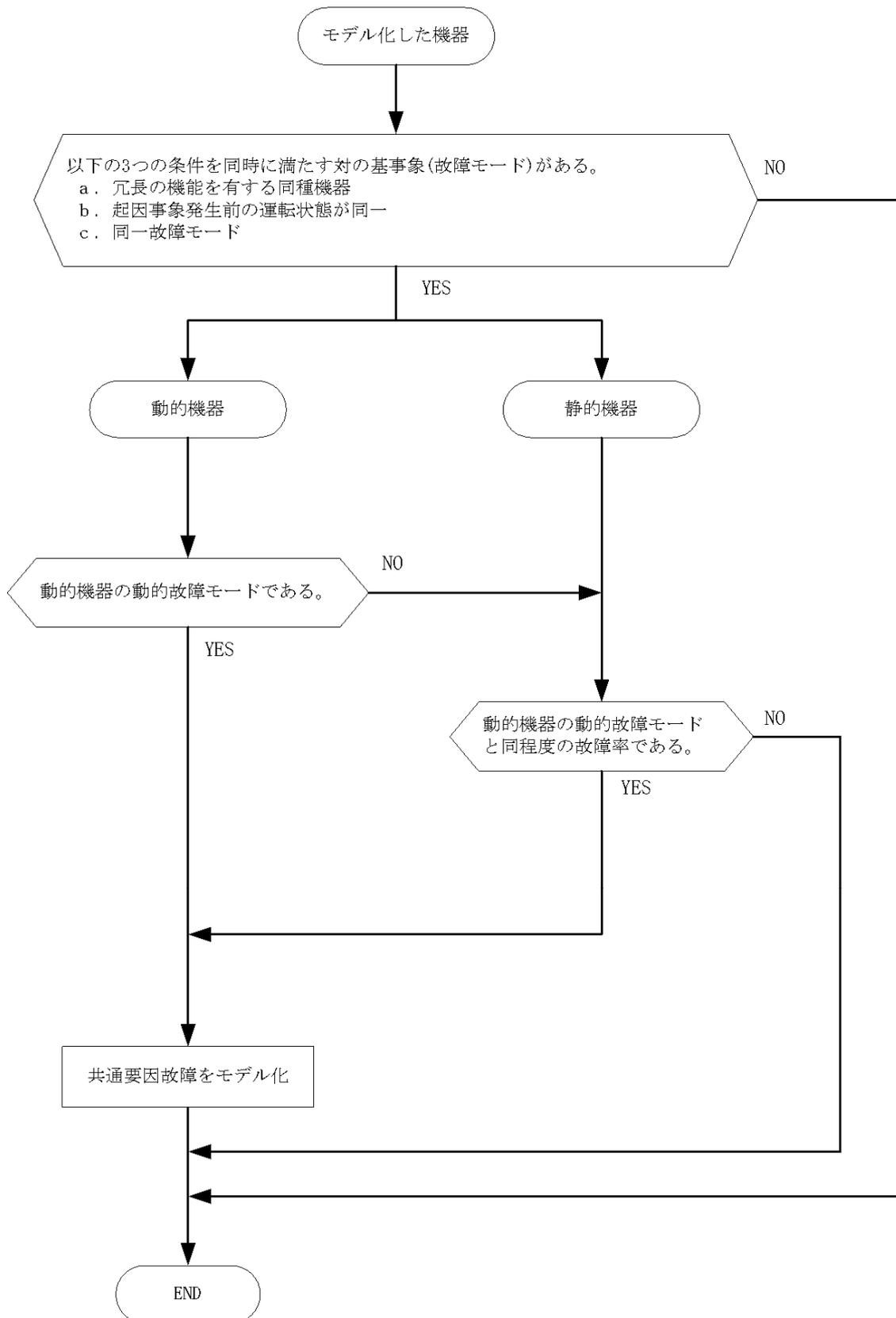
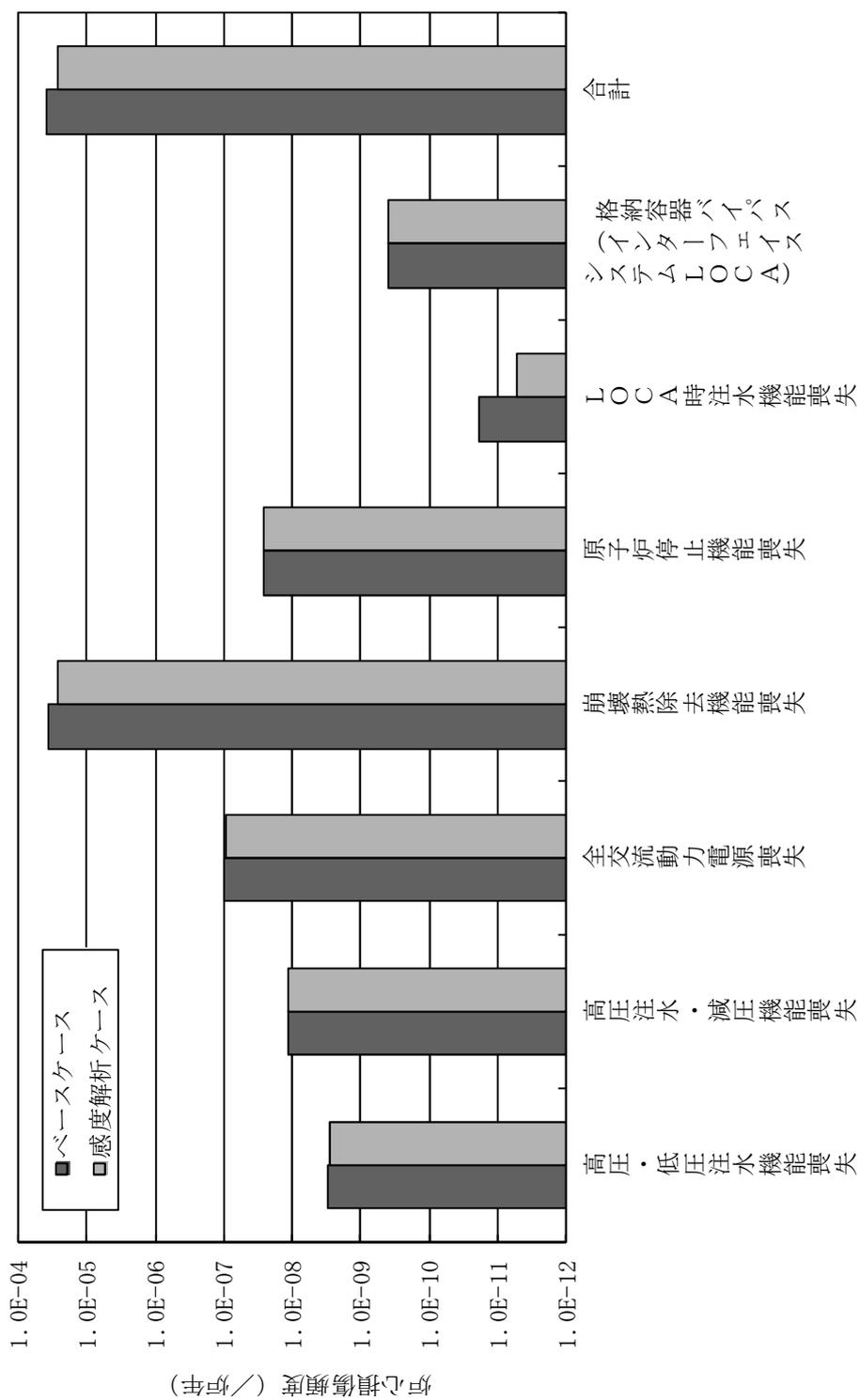


図 1 共通要因故障同定のフロー



事故シナリオグループ

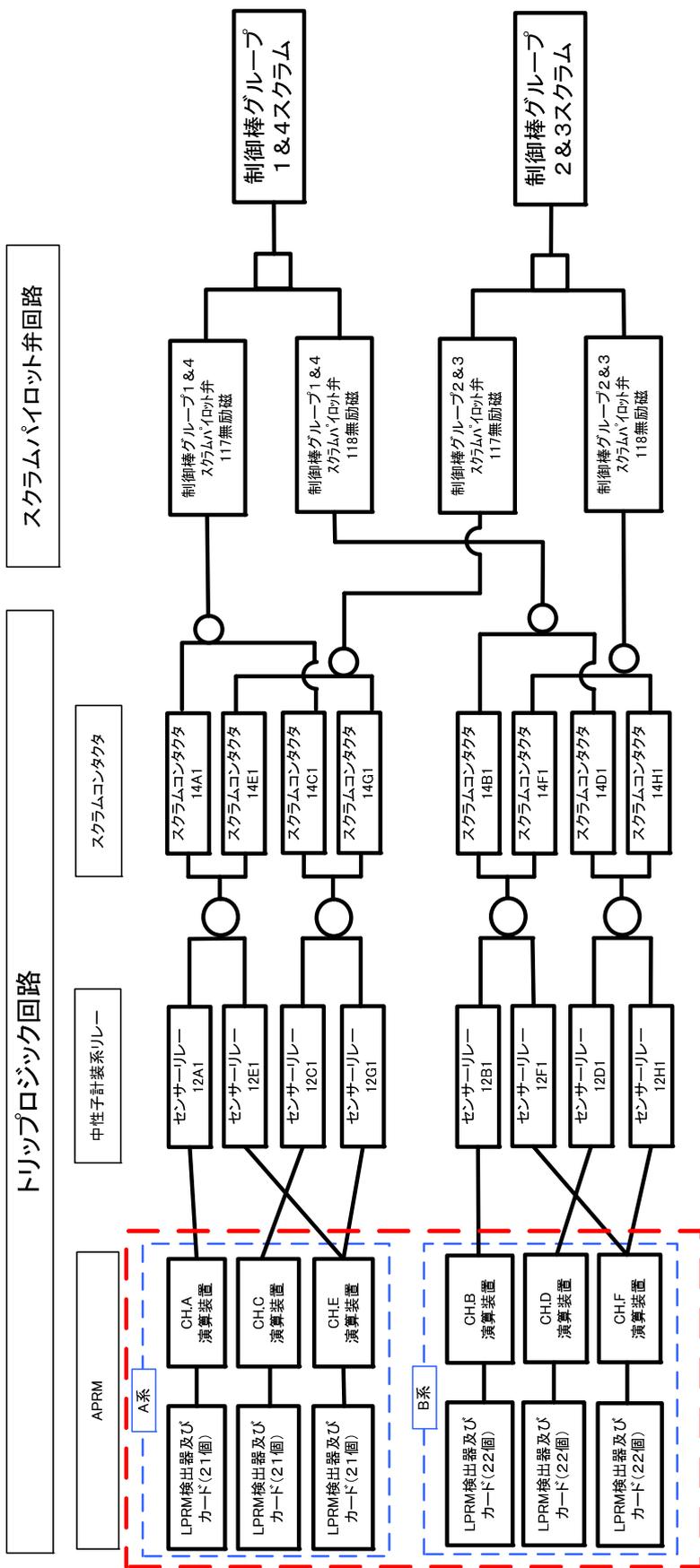
図 2 事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度比較

中性子束検出器のモデル化について

スクラム信号を発信する信号の一つとして、図 1 に示す中性子束高高信号によるトリップロジックの信号があり、局部出力領域計装（以下「LPRM」という。）検出器、カード及び演算装置から構成される平均出力領域計装（以下「APRM」という。）、中性子計装系リレー並びにスクラムコンタクタから構成されている。

図 1 に示す APRM の範囲については、21 個又は 22 個の LPRM 検出器及びカード、並びに演算装置で構成されており、本 PRA では 1 つの中性子束検出器としてモデル化している。また、その故障率及び故障モードは以下のとおりとしている（別紙 3. 1. 1. 6-2）。

- ・ 中性子束検出器の故障率については、放射線によるガスの電離作用を電気信号として検出する機器構造の類似性により「放射線検出器」を代用
- ・ 故障モードとしては、「中性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器誤低出力」を、それぞれ故障モードの類似性により「放射線検出器不動作」及び「放射線検出器高出力／低出力」で代用



中性子束検出器としてモデル化している範囲

図 1 中性子束高信号によるトリップロジック及びスクラムパイロット弁回路

人的過誤率の評価方法について

本 P R A にてモデル化した人的過誤「事象発生前の弁の開け忘れ・閉め忘れ」及び「事象発生後の格納容器除熱操作失敗」を代表例とし、H R A (Human Reliability Analysis) イベントツリーによる人的過誤確率の算出について以下に説明する。

1. 事象発生前の人的過誤（弁の開け忘れ・閉め忘れ）

人的過誤の内容，H R A イベントツリーを図 1 に示す。また，過誤確率計算シートを表 1-1～1-3 に示す。

2. 事象発生後の人的過誤（格納容器除熱操作失敗）

人的過誤の内容，H R A イベントツリーを図 2 に示す。また，過誤確率計算シートを表 2-1～2-3 に示す。評価に当たって，想定した人的過誤の内容について以下に示す。

(1) 操作内容

原子炉への注水に成功した後の R H R による格納容器からの除熱操作に失敗する。

操作に使用する R H R の系統構成を図 3 に示す。

(2) 操作に使用する手順書及び操作手順

非常時運転手順書（徴候ベース）及び原子炉設備運転手順書に基づき，以下の認知・操作を実施する。

認知（RHRによる格納容器除熱の認知_表 2-1）

①格納容器圧力高（LOCA信号）

②ドライウェル空間温度

操作（RHRによる格納容器除熱操作_表 2-2）

①RHR Sポンプを（2台）起動

②RHRポンプ室空調機を起動

③RHRポンプを起動

④RHR熱交バイパス弁を全開

⑤格納容器スプレイ弁を（2弁）全開

⑥サブプレッション・プールスプレイ弁を全開

(3) 余裕時間

余裕時間はTW時の事象進展解析結果より1時間とする。格納容器除熱操作において考慮している格納容器スプレイ冷却モード及びサブプレッション・プール冷却モードは15分程度で実施できることから比較的短時間で完了できる。

(4) 追加の指示や過誤回復の可能性

業務の連携は良好であり、担当運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員からの指示や過誤回復に期待できる。また、事象進展に伴い後段に発報される複数の警報により、認知失敗の過誤回復に期待できる。

3. 評価に使用したデータベース

人的過誤確率の算出にあたっては、NUREG/CR-1278に記載されている人的過誤確率データを使用した。人的過誤確率データの例を表3-1～3-7に示す。

人的過誤の定義（事象発生前）： 事象発生前に操作・試験の復旧に失敗する
 操 作： 弁の開け忘れ・閉め忘れ 等

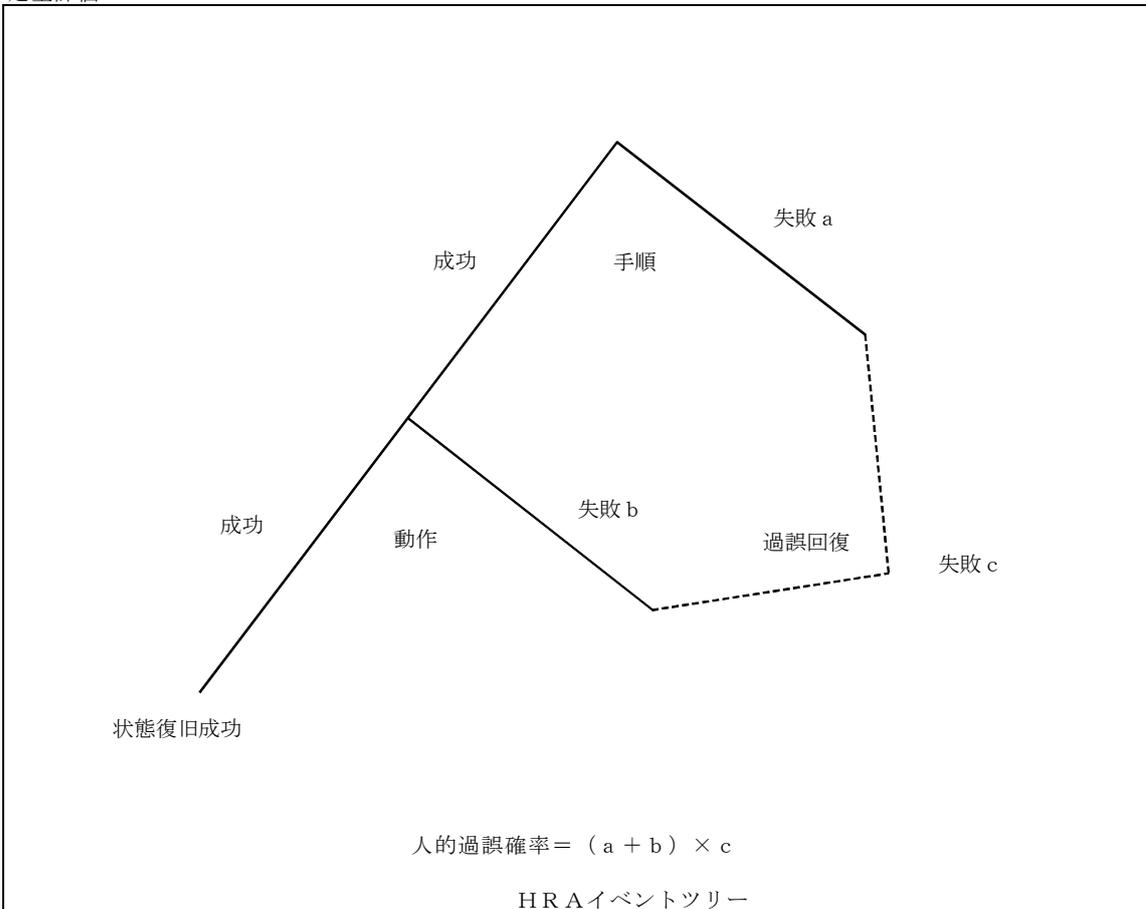
1. 操作内容：
 操作や試験に伴い待機状態や通常の設定点を変更する場合に、当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する。

2. 該当手順書：
 定期試験手順書等

3. 人的過誤のモード：
 待機状態への復旧失敗や設定点の回復失敗等

4. 過誤回復の可能性：
 担当運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員からの指示や過誤回復に期待できる。

定量評価



分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（平均値）		E F
a	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する	1.2E-03	計算シート 1 - a	3
b	機器の状態復旧のための動作に失敗する	2.0E-05	計算シート 1 - b	5
c	上記認知及び動作の過誤回復 認知及び操作自体は上記と同じため、失敗確率も同じとし 従属性を考慮する	5.1E-02	計算シート 1 - c	-

平均値（点推定値）： 6.5E-05 （過誤回復あり）

確率分布： 対数正規分布 EF : 10 （NUREG/CR-1278 Table7-2(1)）

図 1 H R A イベントツリー（弁の開け忘れ・閉め忘れ）

表 1-1 過誤確率計算シート（弁の開け忘れ・閉め忘れ：分岐 a）

過誤確率計算シート 1-a		動作に失敗する確率：機器の状態復旧の手順遵守に失敗する	
行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定	
1. 利用可能な時間	利用可能な時間による ストレス要因として考慮 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮	
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No. 2 定例の操作であり，特に高いストレスには至らないため，ファクタ 1 とする	
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順で考慮		
4. 訓練と経験	運転員の熟練度による ストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮	
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの 場合に，手順数の影響 等による過誤確率値で 考慮 学会標準解説表23-3	解説表23-3No. 1 該当手順は特段長くはなく，記載も明確である (中央値0.001 EF3/平均値0.0012)	
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの 場合に，個別状況による 過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	COMMISSIONエラーで考慮	
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから，影響は小さい		
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい		

当該過誤確率値（平均値） =オMISSIONエラー×ストレス要因
 =0.0012×1
0.0012
 対数正規分布 EF3

表 1-2 過誤確率計算シート (弁の開け忘れ・閉め忘れ：分岐 b)

過誤確率計算シート 1-b		
動作に失敗する確率：機器の状態復旧のための動作に失敗する		
行動形成因子及び過誤確率	当該過誤確率での設定	
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No. 2 定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ 1 とする
3. 操作の複雑さ	6. 人間工学要因で考慮	
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3	オMISSIONエラーで考慮
6. 人間工学要因	コミMISSIONエラーの場合に、個別状況による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	解説表23-2No. 3 復旧の失敗であり、同様なコントロールを持つパネルで選択誤りの過誤確率で代表する (中央値0.001 EF3/平均値0.0012)
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	
当該過誤確率値 (平均値) =コミMISSIONエラー×ストレス要因 =0.0012×1 0.0012 対数正規分布 EF3		
操作に対する確認・回復	本操作では、十分な時間余裕があるため、担当運転員による再チェックに期待できるとし、運転員による操作に対しての確認・回復を考慮する	NUREG/CR-1278 (THERP) 表20-22No. 4 計測・操作等の活動に対する確認の失敗確率を用いる (中央値0.01 EF5/平均値0.016)
当該過誤確率値 (平均値) =コミMISSIONエラー×ストレス要因×確認・回復 =0.0012×1×0.016 0.000020 対数正規分布 EF5		

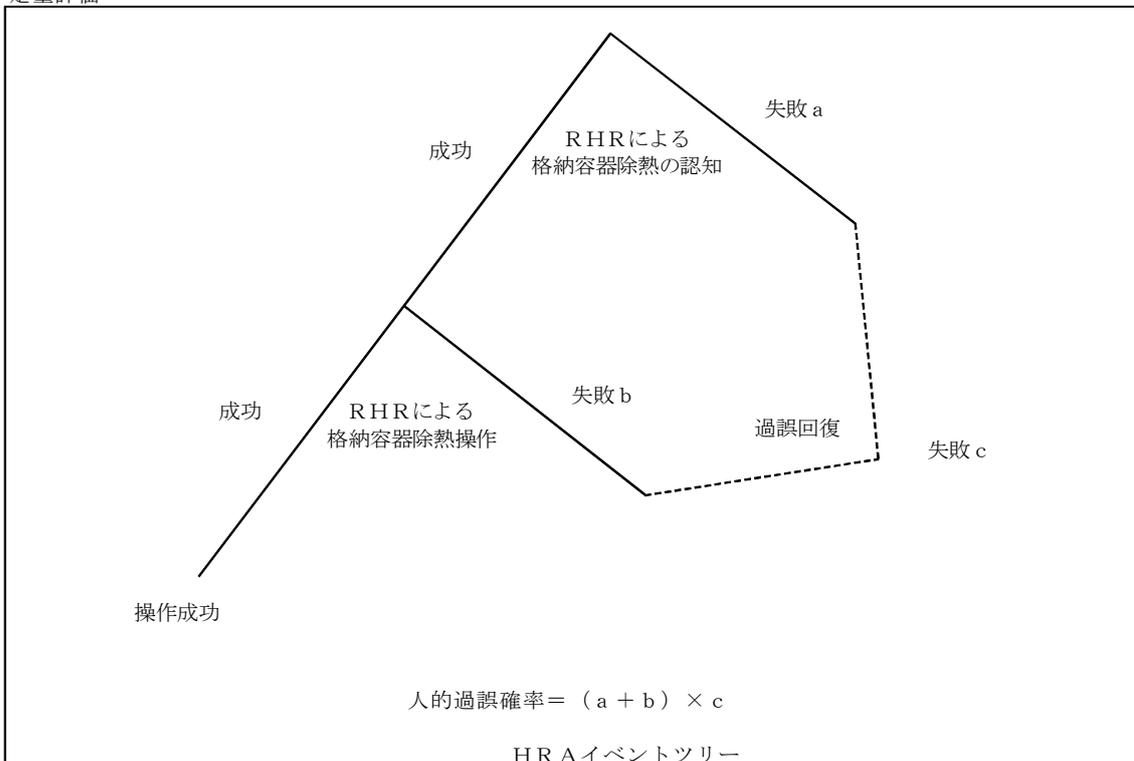
表 1-3 過誤確率計算シート（弁の開け忘れ・閉め忘れ：分岐 c）

過誤確率計算シート 1-c	
従属性を有する場合の過誤確率	
手順遵守又は動作に失敗する確率	<u>1.2E-03</u> (計算シート 1-a)
従属性を考慮する動作失敗確率	<u>2.0E-05</u> (計算シート 1-b)
合計	<u>1.3E-03</u> (従属考慮前値)
<p>従属性の設定（学会標準解説表24）： <u>事象発生前であり、時間余裕は十分長く、担当運転員以外の当直長等の</u> <u>上位の運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を有するため</u> <u>低従属とする。</u></p>	
(学会標準解説表23-5)	
<input type="checkbox"/> 完全従属	当該過誤確率値 = <u>1.0E+00</u>
<input type="checkbox"/> 高従属	当該過誤確率値 = $(1 + \text{従属考慮前値}) / 2$ <u>5.0E-01</u>
<input type="checkbox"/> 中従属	当該過誤確率値 = $(1 + 6 \times \text{従属考慮前値}) / 7$ <u>1.4E-01</u>
<input type="checkbox"/> 低従属	当該過誤確率値 = $(1 + 19 \times \text{従属考慮前値}) / 20$ <u>5.1E-02</u>
<input type="checkbox"/> 従属性なし	当該過誤確率値 = 従属考慮前値 <u>1.3E-03</u>

人的過誤の定義（事象発生後）：原子炉注水後のRHRによる格納容器除熱操作に失敗する

1. 操作内容：
 原子炉への注水に成功した後のRHRによる格納容器から除熱操作に失敗する
 本操作の具体的な手順は以下のとおり（ただし、RHRが既にLPCIモードで起動している場合は、LPCIモードから格納容器スプレイ冷却モードへの切替のための弁操作のみを行う）
 (1) RHR Sポンプの起動
 (2) RHR ポンプ室空調機起動
 (3) RHR ポンプ起動
 (4) RHR 熱交バイパス弁開操作
 (5) 格納容器スプレイ弁開操作
 (6) サプレッションプールのスプレイ弁の開操作
2. 該当手順書：
 非常時運転手順書（徴候ベース）、設備別運転手順書
3. 余裕時間
 余裕時間は格納容器除熱に対する余裕時間1時間とする
 格納容器スプレイ冷却モード等は15分程度で実施できることから比較的短時間で完了できる
4. 追加の指示や過誤回復の可能性：
 担当運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員からの指示や過誤回復に期待できる

定量評価



分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（平均値）		E F
a	RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する	8.5E-04	計算シート7-a	30
b	RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する	2.0E-05	計算シート7-b	5
c	上記認知及び動作の過誤回復 認知及び操作自体は上記と同じため、失敗確率も同じとし 従属性を考慮する	5.1E-02	計算シート7-c	—

平均値（点推定値）：4.4E-05

確率分布：対数正規分布 EF：10 (NUREG/CR-1278 Table7-2(4))

図 2 H R A イベントツリー（格納容器除熱操作失敗）

表 2-1 過誤確率計算シート（格納容器除熱操作失敗：分岐 a）

過誤確率計算シート 7-a		認知に失敗する確率：RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する	
行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定	
1. 利用可能な時間	利用可能な時間による認知の過誤確率で考慮 学会標準解説表23-1	解説表23-1No. 5 余裕時間1時間での初基事象の運転員による認知失敗確率で代表する (中央値0.0001 EF30/平均値0.00085)	
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No. 2 訓練内容と同等レベルであり，特に高いストレスには至らないため，ファクタ1とする	
3. 操作の複雑さ	認知に失敗する確率であり，対象外		
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮	
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に，手順数の影響等による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3	認知に失敗する確率であり，対象外	
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に，個別状況による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	認知に失敗する確率であり，対象外	
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから，影響は小さい		
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい		

当該過誤確率値（平均値） = 認知失敗確率 × ストレス要因
 = 0.00085 × 1
8.5E-04
 対数正規分布 EF30

表 2-2 過誤確率計算シート（格納容器除熱操作失敗：分岐 b）

過誤確率計算シート 7-b		
動作に失敗する確率：RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する		
行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No.2 訓練内容と同等レベルであり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	6. 人間工学要因で考慮	
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3	該当手順書から明確に理解できること、また、操作手順は複雑でなく、訓練されている操作であることから、オMISSIONエラーの寄与は十分小さい
6. 人間工学要因	コミッションエラーの場合に、個別状況による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	解説表23-2No.3 操作方法は訓練されており、操作器具は機能別に分類されるため、同様なコントロールを持つパネルで選択誤り（機能別に良く分類された配置）の過誤確率で代表する （中央値0.001 EF3/平均値0.0012）
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	
操作に対する確認・回復	本操作では、十分な時間余裕があるため、担当運転員の再チェックに期待できるとし、運転員による操作に対する確認・回復を考慮する	NUREG/CR-1278 (THERP) 表20-22No. 4 計測・操作等の活動に対する確認の失敗確率を用いる （中央値0.01 EF5/平均値0.016）
<p>当該過誤確率値（平均値） = コミッションエラー × ストレス要因 = 0.0012 × 1 × 0.016 2.0E-05 対数正規分布 EF5</p>		

表 2-3 過誤確率計算シート（格納容器除熱操作失敗：分岐 c）

過誤確率計算シート 7-c	
従属性を有する場合の過誤確率	
従属性を考慮する認知失敗確率	<u>8.5E-04</u> (計算シート7-a)
従属性を考慮する動作失敗確率	<u>2.0E-05</u> (計算シート7-b)
合計	<u>8.7E-04</u> (従属考慮前値)
<p>従属性の設定（学会標準解説表24）： 事象発生からの時間余裕は十分長く、担当運転員以外の当直長等の上位の 運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を有するため低従属 とする。</p>	
(学会標準解説表23-5)	
<input type="checkbox"/> 完全従属	当該過誤確率値 = <u>1.0E+00</u>
<input type="checkbox"/> 高従属	当該過誤確率値 = $(1 + \text{従属考慮前値}) / 2$ <u>5.0E-01</u>
<input type="checkbox"/> 中従属	当該過誤確率値 = $(1 + 6 \times \text{従属考慮前値}) / 7$ <u>1.4E-01</u>
<input type="checkbox"/> 低従属	当該過誤確率値 = $(1 + 19 \times \text{従属考慮前値}) / 20$ <u>5.1E-02</u>
<input type="checkbox"/> 従属性なし	当該過誤確率値 = 従属考慮前値 <u>8.7E-04</u>

表 3-1 THERP の標準診断曲線 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (初期事象に 対して) [デイト]	EF	区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (2次事象に 対して) [デイト]	EF	区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (3次事象に 対して) [デイト]	EF
1.	1	1.0	--	7.	1	1.0	--	14.	1	1.0	--
2.	10	.1	10	8.	10	1.0	--	15.	10	1.0	--
3.	20	.01	10	9.	20	.1	10	16.	20	1.0	--
4.	30	.001	10	10.	30	.01	10	17.	30	.1	10
5.	60	.0001	30	11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
6.	1500	.00001	30	12.	70	.0001	30	19.	50	.001	10
				13.	1510	.00001	30	20.	80	.0001	30
				21.	1520	.00001	30	21.	1520	.00001	30

(注) ・2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。

・To：異常発生を示すシグナルが出た時刻

・ここでは曲線を数値で示している。

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-1 から転記

表 3-2 手動操作のコミッショエラー確率の例 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF
1.	1 個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存	
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別に良く分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (システムを模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	2 状態スイッチの誤った方向への操作, 又は, 誤った レベルへの設定	(注)	
9.	回転式コントローラの誤った設定 (2 状態スイッチ)	.001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	.003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り (ラベルで区別)	.005	3
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	.003	3
13.	不適切なコネクタの配備 (不完全な装着や, コネクタのロック機構のテスト失敗 も含む)	.003	3

(注) 項目 5, 6, 7 の対応する HEP, EF の 1/5 の値

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-2 から転記

表 3-3 手順書を使うときのオMISSIONエラー確率の例
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	オMISSIONの項目	HEP	EF
1.	チェック表が正しく用いられている場合 短い操作 (<10 項目)	.001	3
2.	長い操作 (>10 項目)	.003	3
3.	チェック表を用いていないか, 又は正しく用いられていない場合 短い操作 (<10 項目)	.003	3
4.	長い操作 (>10 項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが, 用いていない場合	.05	5

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-3 から転記

表 3-4 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

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	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.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。

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-4 から転記

表 3-5 先行するサブタスク” N-1” が成功又は失敗したときの、サブタスク” N” の成功又は失敗の条件付き確率の求め方：従属レベルの関数 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} ZD] = n$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} LD] = \frac{1 + 19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} MD] = \frac{1 + 6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} HD] = \frac{1 + n}{2}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} HD] = \frac{1 + N}{2}$
CD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} CD] = 1.0$

- (注) n : サブタスクの成功確率
 N : サブタスクの失敗確率
 ZD : Zero Dependence 従属度ゼロ
 LD : Low Dependence 従属度低
 MD : Moderate Dependence 従属度中
 HD : High Dependence 従属度高
 CD : Complete Dependence 完全従属

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-5 から転記

表 3-6 エラーファクタ推定ガイドライン (NUREG/CR-1278 から抜粋)

Table 7-2

Table 7-2 General guidelines for estimating uncertainty bounds for estimated HEPs*

Item	Task and HEP Guidelines**	EF [†]
	Task consists of performance of step-by-step procedure ^{††} conducted under routine circumstances (e.g., a test, maintenance, or calibration task); stress level is optimal:	
(1)	Estimated HEP < .001	10
(2)	Estimated HEP .001 to .01	3
(3)	Estimated HEP > .01	5
	Task consists of performance of step-by-step procedure ^{††} but carried out in nonroutine circumstances such as those involving a potential turbine/reactor trip; stress level is moderately high:	
(4)	Estimated HEP < .001	10
(5)	Estimated HEP > .001	5
	Task consists of relatively dynamic ^{††} interplay between operator and system indications, under routine conditions, e.g., increasing or reducing power; stress level is optimal	
(6)	Estimated HEP < .001	10
(7)	Estimated HEP > .001	5
(8)	Task consists of relatively dynamic ^{††} interplay between operator and system indications but carried out in nonroutine circumstances; stress level is moderately high	10
(9)	Any task performed under extremely high stress conditions, e.g., large LOCA; conditions in which the status of ESFs is not perfectly clear; or conditions in which the initial operator responses have proved to be inadequate and now severe time pressure is felt (see text for rationale for EF = 5)	5

* The estimates in this table apply to experienced personnel. The performance of novices is discussed in Chapter 18.

** For UCBs for HEPs based on the dependence model, see Table 7-3.

† The highest upper UCB is 1.0.

See Appendix A to calculate the UCBs for $Pr[F_T]$, the total-failure term of an HRA event tree.

†† See Table 18-1 for definitions of step-by-step and dynamic procedures.

表 3-7 計測・操作などの活動に対する確認の失敗 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

Table 20-22 Estimated probabilities that a checker will fail to detect errors made by others* (from Table 19-1)

Item	Checking Operation	HEP	EF
(1)	Checking routine tasks, checker using written materials (includes over-the-shoulder inspections, verifying position of locally operated valves, switches, circuit breakers, connectors, etc., and checking written lists, tags, or procedures for accuracy)	.1	5
(2)	Same as above, but without written materials	.2	5
(3)	Special short-term, one-of-a-kind checking with alerting factors	.05	5
(4)	Checking that involves active participation, such as special measurements	.01	5
	Given that the position of a locally operated valve is checked (item 1 above), noticing that it is not completely opened or closed:	.5	5
(5)	Position indicator** only	.1	5
(6)	Position indicator** and a rising stem	.5	5
(7)	Neither a position indicator** nor a rising stem	.9	5
(8)	Checking by reader/checker of the task performer in a two-man team, or checking by a second checker, routine task (no credit for more than 2 checkers)	.5	5
(9)	Checking the status of equipment if that status affects one's safety when performing his tasks	.001	5
(10)	An operator checks change or restoration tasks performed by a maintainer	Above HEPs + 2	5

* This table applies to cases during normal operating conditions in which a person is directed to check the work performed by others either as the work is being performed or after its completion.

** A position indicator incorporates a scale that indicates the position of the valve relative to a fully opened or fully closed position. A rising stem qualifies as a position indicator if there is a scale associated with it.

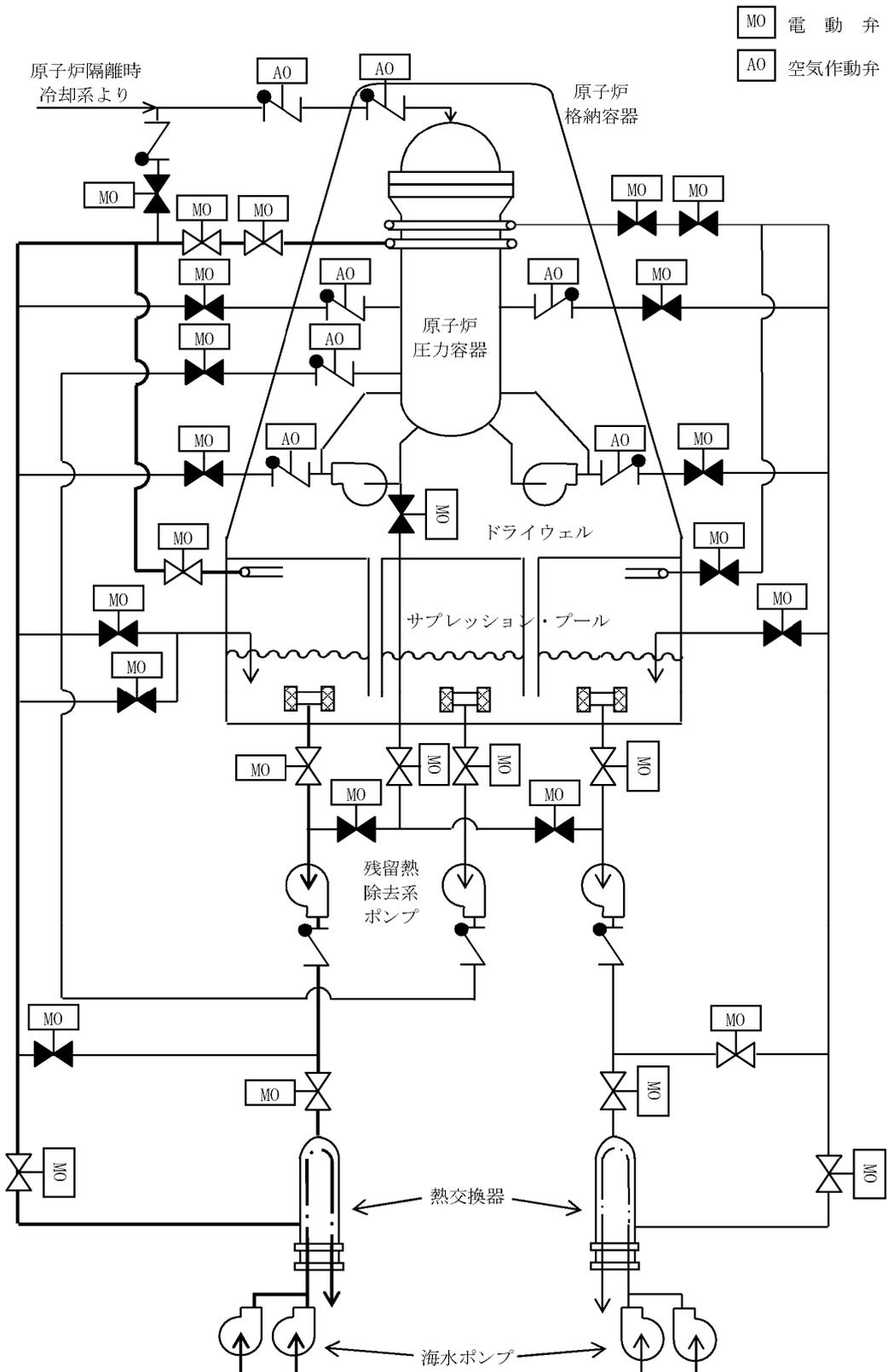


図3 RHRによる格納容器スプレイ冷却モード及びサプレッション・プール冷却モードの系統構成

起因事象発生前の人的過誤として評価した事象の抽出について

本 P R A で評価対象とした起因事象発生前の人的過誤の抽出過程を以下に示す。ここで、起因事象発生前の人的過誤は運転員による試験・操作及びその後の状態復旧を対象としており、保守員による保全作業時の人的過誤（計装機器の校正エラーを含む。）については機器故障率に含まれているとして、ここでは取り扱っていない。

(1) 操作・作業の同定

フォールトツリーでモデル化している全ての機器を対象に、プラント運転中及び停止中における操作・作業等を手順書類（定期試験手順書，設備別運転手順書等）から抽出する。

(2) スクリーニング

抽出した操作・作業等に対し、日本原子力学会標準「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 1 P S A 編）：2008」（以下「学会標準」という。）に基づき、以下に示すスクリーニング基準を設け、スクリーニングできない操作・作業等について、起因事象発生前の人的過誤として定義する。

- a. 系統の要求に対して機器の調整が自動的に行われるもの。
- b. 中央制御室にて機器の状態表示が確認でき、その状態が日常的に確認されており、かつ調整が可能なもの。
- c. 実施されている保守後の機能試験により、誤調整が明らかになるもの。
- d. 当初の操作の後、チェックリストに基づく独立した機器の状態確認があるもの（N U R E G - 1 7 9 2 を参考に設定*）。

※：学会標準に本スクリーニング基準に関する記載はないが、

N U R E G - 1 7 9 2 を参考に、従属性のない独立した確

認が別途実施されている場合においては，起因事象発生前の人的過誤を除外できるものとして設定している。

e．機器の状態確認が頻繁に実施されているもの。

本PRAで評価対象とした全ての系統について検討した結果，抽出された起因事象発生前の人的過誤は以下のとおりである。なお，スクリーニング基準d．のみで除外した起因事象発生前の人的過誤はなかった。

- ・手動弁に対する開け忘れ／閉め忘れ
- ・定期試験において非常用ディーゼル発電機を母線に並列させる際に手動でガバナ類の調整を行うが，試験後の待機状態（自動投入可能な設定）への復旧に失敗する。

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果のうち，非常用ディーゼル発電機の例を表1に示す。

表 1 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果（非常用ディーゼル発電機の例）

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果	対象とした操作・作業等とスクリーニング結果				モデル化の 要否
	機器種類	人的過誤のモード	運転中の試験等に伴う操作等に起因 （定期試験手順等）	プラント停止中の操作等に起因 （設備別手順書，定期試験手順等）	
非常用ディーゼル発電機 本体	待機（自動）への復 旧失敗	操作・作業等	除外理由	除外理由	否
非常用ディーゼル発電機 ガバナ	通常状態への復旧 失敗	試験時の運転操作	除外ルール b.	試験時の運転操作	否
非常用ディーゼル発電機 燃料油移送ポンプ	待機への復旧失敗	試験時の手動操作	除外ルールに 該当しない	試験時の手動操作	要
非常用ディーゼル発電機 空調機	待機への復旧失敗	試験時の運転操作	除外ルール b.	試験時の運転操作	否
非常用ディーゼル発電機 冷却水ライオン手動弁	待機（弁開）への復 旧失敗	なし	除外ルール b.	試験時の運転操作 点検後の待機状態 への復旧操作	要

校正ミスの取扱いについて

本 P R A では、 保 修 員 に よ る 機 器 の 校 正 ミ ス に つ い て は、 人 的 過 誤 と し て モ デ ル 化 し て い な い。 そ の 理 由 を 以 下 に 示 す。

(1) 21 ヶ年データにおける校正ミスの取扱い

本 P R A で 使 用 し て い る 機 器 故 障 率 デ ー タ は、 「 故 障 件 数 の 不 確 実 さ を 考 慮 し た 国 内 一 般 機 器 故 障 率 の 推 定 (平 成 21 年 5 月 公 表) 」 (以 下 「 21 ヶ 年 デ ー タ 」 と い う。) に 記 載 さ れ て い る デ ー タ を 使 用 し て い る。 21 ヶ 年 デ ー タ は 国 内 プ ラ ン ト の 機 器 の 故 障 実 績 を 基 に 整 備 さ れ た デ ー タ ベ ー ス で あ る が、 計 装 機 器 等 の 故 障 件 数 に は、 機 器 の 機 械 的 故 障 以 外 に、 保 修 員 の 校 正 ミ ス が 原 因 で 機 器 が 故 障 し た 場 合 が 含 ま れ て い る。 21 ヶ 年 デ ー タ に 記 載 さ れ て い る デ ー タ の う ち、 保 修 員 の 校 正 ミ ス を 含 む 機 器 故 障 率 の 例 を 表 1 に 示 す。 ま た、 表 1 に 示 す 機 器 及 び 故 障 モ ー ド の う ち、 温 度 ス イ ッ チ の 誤 動 作 と し て カ ウ ン ト さ れ て い る 事 象 の 概 要 を 表 2 に 示 す。 表 1 及 び 表 2 に 示 す と お り、 21 ヶ 年 デ ー タ に は、 保 修 員 に よ る 校 正 ミ ス が 原 因 の 故 障 事 象 が 含 ま れ て い る た め、 本 P R A で は、 校 正 ミ ス を 人 的 過 誤 と し て は モ デ ル 化 し て い な い。

(2) 校正ミスに係る共通要因故障の取扱い

冗長化された検出器においては、同じ保修士が連続して校正作業を実施すると考えられるため、校正ミスが共通の要因となり複数の検出器が故障する可能性がある。しかし、この校正ミスによる共通要因故障についても、21 ヶ年データではそれぞれ単独の機器故障として取り扱われているため、本 P R A においては校正ミスに係る共通要因故障のみを独立して人的過誤としてはモデル化

していない。

ここで、検出器の校正ミスに係る共通要因故障を人的過誤としてモデル化した場合の非信頼度と炉心損傷頻度への影響を検討した。校正ミスに係る人的過誤確率の評価結果を表3に示す。検出器の校正ミスに係る共通要因故障の人的過誤確率は 10^{-6} のオーダーとなり、表4に示すとおり、本PRAでモデル化している検出器及びトリップユニットの機械的故障の共通要因故障と同程度の非信頼度となった。ただし、本PRAでは、検出器の共通要因故障の中でFV重要度が最も高い、「原子炉水位(L-1)トランスミッタ作動失敗共通要因故障」の場合でも、FV重要度は約 $4.1E-07$ であり、この共通要因故障の炉心損傷頻度に対する寄与割合($4.1E-05\%$)は十分小さいため、検出器の校正ミスに係る共通要因故障の人的過誤をモデル化した場合でも、炉心損傷頻度への影響は限定的である。

表1 保修員の校正ミスを含む機器故障率の例

機器	故障モード	故障件数 (校正ミス件数)	機器故障率 平均値 [1/h]
温度スイッチ	誤動作	2 (2)	$2.5E-08$
圧力トランスミッタ	高出力/低出力	8 (1)	$3.5E-08$
リミットスイッチ	不動作	3 (1)	$5.5E-09$

表 2 温度スイッチに係る保修員の校正ミス事象の概要

<p>発生日時</p>	<p>1988年12月15日16時10分（B-C U Wポンプ） 1988年12月16日11時33分（A-C U Wポンプ）</p>
<p>事象発生時の状況</p>	<p>定格出力（460MWe）で運転中のところ、昭和63年12月15日16時10分、「ポンプ出口温度高」警報発生と同時にB-原子炉冷却材浄化系循環ポンプ（B-C U Wポンプ）がトリップした。原因調査の結果、B-C U Wポンプ出口温度スイッチに設定値のずれが確認されたため、当該温度スイッチの校正を実施した。</p> <p>B-C U Wポンプの試運転のため、12月16日11時33分、同ポンプを起動したところ、「ポンプ出口温度高」警報発生と同時にA-C U Wポンプがトリップした。なお、B-C U Wポンプの運転状況に異常はなかった。</p> <p>A-C U Wポンプの原因調査の結果、B-C U Wポンプと同様に、ポンプ出口温度スイッチに設定値のずれが確認されたため、当該温度スイッチの校正を実施し、16時33分にA-C U Wポンプの試運転を行い運転状況に異常のないことを確認して、通常運転に復帰した。</p> <p>この間、発電機出力の変動はなかった。</p>
<p>原因調査の概要</p>	<p>C U Wポンプ出口温度スイッチに設定値ずれが発生する要因について検討した結果は、以下のとおりである。</p> <p>(1) C U Wポンプ出口温度スイッチの不良 当該温度スイッチの内部点検において、異常は認められなかった。</p> <p>(2) 衝撃による設定値ずれ 工場において当該温度スイッチの衝撃試験を実施した結果、設定値ずれは発生しなかった。</p> <p>(3) 定期検査時の校正ミス 設定値60℃に対し、A、B-C U Wポンプとも約53℃とほぼ同様な設定値ずれであり、当該温度スイッチの点検校正作業はC U W補助ポンプ冷却水温度スイッチ（設定値66℃）の点検校正に引き続いて同一メンバーで実施していたことから、作業者の勘違いによる校正ミスの可能性が大きいと考えられる。</p>
<p>事象の原因</p>	<p>調査結果から、事象の発生原因は、定期検査時の当該温度スイッチの点検校正において、作業者が当該温度スイッチの設定値は、先に点検校正を行った同型の温度スイッチの設定値（66℃）と同じだと勘違いして設定指針を取り付け、その後誤りに気づき、調整ネジにより設定指針を正規の設定値に調整した結果、温度スイッチの設定値が約53℃となった可能性が大きいと考えられる。</p>

表 3 検出器の校正ミスの共通要因故障に係る人的過誤確率評価結果

No.	項目	中央値 (／要求時)	EF	備考
①	チェックリストを適切に使用した場合に手順書中の作業項目を省く	1.0E-03	3	NUREG/CR-1278 表 20-7(1)
②	管理者のチェック失敗	1.4E-01	—	NUREG/CR-1278 表 20-17 (中従属)
③	検出器単体の校正ミス	5.1E-05	3	①×②
④	複数の検出器の校正ミス (共通要因故障)	7.3E-06	3	③に対して中従属を仮定 NUREG/CR-1278 表 20-17 (中従属)

④の平均値：9.1E-06 (／要求時)

表 4 検出器及びトリップユニットに係る共通要因故障の
非信頼度及び重要度評価結果（F V重要度上位 10 位）

関連系統	機器及び故障モード	非信頼度 (／要求時)	F V 重要度
RCIC ADS LPCS LPCI-A/B/C	原子炉水位（L-1）トランスミッタ作動失敗共通要因故障	4.8E-06	4.1E-07
HPCS	原子炉水位（L-2）トランスミッタ作動失敗共通要因故障	4.8E-06	1.6E-07
ADS LPCS LPCI-A/B/C	原子炉水位（L-1）トリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	5.0E-08
ADS	原子炉水位（L-3）トランスミッタ作動失敗共通要因故障	4.8E-06	3.8E-08
ADS LPCS LPCI-A/B/C	ドライウエル圧力高トランスミッタ作動失敗共通要因故障	1.1E-06	3.4E-08
HPCS	原子炉水位（L-2）トリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	2.8E-08
ADS LPCS LPCI-A/B/C	ドライウエルトリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	2.7E-08
RCIC	原子炉水位（L-2）トリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	1.4E-08
LPCI-A/B/C	弁間差圧力トランスミッタ作動失敗共通要因故障	8.6E-08	6.9E-09
ADS	原子炉水位（L-3）トリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	6.5E-09

人的過誤に係わるストレスレベル及びストレスファクタの
考え方について

本 P R A で用いている起因事象発生前後の人的過誤確率をストレスレベル、ストレスファクタ及び余裕時間とともに表 1 及び表 2 に示す。

運転員のタスク遂行の成功又は失敗の確率は、運転員にとっての外的環境（温度、照明等の作業環境、タスクの特性、マンマシンインターフェイス等）、内的状態（経験、訓練等によって形成される知識及びスキル）又はストレス等の行動形成因子によって大きく影響される。

本 P R A における人的過誤のストレスレベル及びストレスファクタの設定の考え方について、以下に示す。

(1) ストレスレベルの分類

本 P R A では、ヒューマンエラーハンドブック（N U R E G / C R - 1 2 7 8）の T H E R P 手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用しており、作業負荷等に応じて 7 つのストレスレベルを分類し、それらに対応した補正係数（ストレスファクタ）を評価している。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ため、タスク遂行の妨害となることから、その作業に対する増倍係数を設定している。また、極端にストレスレベルが高い場合は、情緒的反応が生じる等タスク遂行に非常に妨害となる

ことから、固定値を用いて評価する。

なお、本PRAでは、運転員による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

a. 起因事象発生前（表1，表4）

○認知失敗及び操作失敗

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、ストレスレベル「【No. 2】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。

b. 起因事象発生後（表2～表4）

○認知失敗

訓練内容と同等レベルであり、一般に高いストレスには至らないが、操作によっては事故進展の中で発生することも考えられることから、ストレスレベル「【No. 4】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。

○操作失敗

認知に成功すれば特に高いストレスには至らないため、操作失敗についてはストレスレベル「【No. 2】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。

基本的に上記の考え方にに基づき、起因事象発生後の人的過誤について、ストレスレベル及びストレスファクタを設定してい

るが、以下の人的過誤については、別途ストレスレベル及びストレスファクタを設定した。

- ・ 「水源切替操作失敗（C S T → S / P，中 L O C A）」，「注水不能認知失敗（大中 L O C A）」

- 認知失敗

時間的余裕が極めて短い時間であり，操作員のストレスが非常に高いと考えられるため，ストレスレベル「【No. 7】作業負荷が極度に高い（動的操作又は診断操作）」の固定値を用いて評価した。

- ・ 「R H R 系操作失敗」

- 認知失敗

訓練内容と同レベルであり，特に高いストレスには至らないため，ストレスレベル「【No. 2】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。

- ・ 「高圧注水系起動操作失敗」，「原子炉手動減圧失敗（L O C A）」

- 操作失敗

起動信号の共通要因故障により，原子炉水位信号の情報が不十分になることから，ストレスレベル「【No. 4】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。

- ・ 「低圧注水系起動操作失敗」

- 操作失敗

起動信号の共通要因故障により，原子炉水位信号の情報

が不十分になること，前段の高圧注水系の操作に失敗しており，時間進展により時間余裕が減少することから，ストレスレベル「【No. 6】作業負荷が極度に高い（段階的操作）」のストレスファクタ 5 を設定した。

表 1 起因事象発生前の人的過誤のストレスレベル及びストレスファクタ

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)	過誤確率 (平均値)	EF	ストレスレベル, ストレスファクタの 選定理由
弁の開け忘れ・閉め忘れ	適度 【No.2】 ----- (×1)	6.5E-05	10.0	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, ストレスレベル「【No.2】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。
DG 試験時ガバナ操作後の 復旧失敗	適度 【No.2】 ----- (×1)	3.9E-03	3.0	
弁の開け忘れ・閉め忘れ (I S L O C A)	適度 【No.2】 ----- (×1)	1.6E-03	10.0	

表2 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタと余裕時間 (1/2)

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)		余裕時間	過誤確率 (平均値)	EF	ストレスレベル, ストレスファクタの選定理由
	認知失敗	操作失敗				
原子炉水位制御 操作失敗	やや高い 【No. 4】 (×2)	適度 【No. 2】 (×1)	30分	1.4E-03	5.0	○認知失敗 訓練内容と同等レベルであり、一般に高いストレスには至らないが、操作によっては事故進展の中で発生することも考えられることから、ストレスレベル「【No. 4】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。 ○操作失敗 認知に成功すれば特に高いストレスには至らないためストレスレベル「【No. 2】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。
	やや高い 【No. 4】 (×2)	適度 【No. 2】 (×1)	30分	1.4E-03	5.0	
原子炉手動減圧失敗 (LOCA以外)	やや高い 【No. 4】 (×2)	適度 【No. 2】 (×1)	30分	1.4E-03	5.0	○認知失敗 認知に成功すれば特に高いストレスには至らないためストレスレベル「【No. 2】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。
	やや高い 【No. 4】 (×2)	適度 【No. 2】 (×1)	60分	8.9E-05	10.0	
DG燃料油補給 操作失敗	極度に高い 【No. 7】 (固定値)	適度 【No. 2】 (×1)	極めて 短い時間	2.0E-01	5.0	○認知失敗 時間的余裕が極めて短い時間であり、他の操作より高いストレスと考えられるため、ストレスレベル「【No. 7】作業負荷が極度に高い(動的的操作又は診断操作)」の固定値を用いて評価した。 ○操作失敗 認知に成功すれば特に高いストレスには至らないためストレスレベル「【No. 2】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。
	適度 【No. 2】 (×1)	適度 【No. 2】 (×1)	60分	4.4E-05	10.0	
RHR系操作失敗	適度 【No. 2】 (×1)	適度 【No. 2】 (×1)	60分	4.4E-05	10.0	○認知失敗及び操作失敗 訓練内容と同レベルであり、特に高いストレスには至らないため、共にストレスレベル「【No. 2】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。

表3 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタと余裕時間 (2/2)

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)		余裕時間	過誤確率 (平均値)	EF	ストレスレベル, ストレスファクタの選定理由
	認知失敗	操作失敗				
起動信号の共通原因故障時 注水不能認知失敗 (大中LOCA以外)	やや高い 【No.4】 ----- (×2)	—	30分	7.9E-04	10.0	○認知失敗 訓練内容と同等レベルであり、一般に高いストレスには至らないが、操作によっては事故進展の中で発生することも考えられることから、ストレスレベル「【No.4】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。
注水不能認知失敗 (大中LOCA)	極度に高い 【No.7】 (固定値)	—	極めて 短い時間	4.0E-01	5.0	○認知失敗 時間的余裕が極めて短い時間であり、他の操作より高いストレスと考えられるため、ストレスレベル「【No.7】作業負荷が極度に高い(動的的操作又は診断操作)」の固定値を用いて評価した。
高圧注水系起動 操作失敗	—	やや高い 【No.4】 ----- (×2)	—	2.5E-03	3.0	○操作失敗 起動信号の共通要因故障により、原子炉水位信号の情報が不十分になることから、ストレスレベル「【No.4】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。
原子炉手動減圧失敗 (LOCA)	—	やや高い 【No.4】 ----- (×2)	—	1.4E-01	3.0	○操作失敗 起動信号の共通要因故障により、原子炉水位信号の情報が不十分になること、前段の高圧注水系の操作に失敗しており、時間進展により時間余裕が減少することから、ストレスレベル「【No.6】作業負荷が極度に高い(段階的操作)」のストレスファクタ5を設定した。
低圧注水系起動 操作失敗	—	極度に高い 【No.6】 ----- (×5)	—	1.5E-01	3.0	○操作失敗 起動信号の共通要因故障により、原子炉水位信号の情報が不十分になること、前段の高圧注水系の操作に失敗しており、時間進展により時間余裕が減少することから、ストレスレベル「【No.6】作業負荷が極度に高い(段階的操作)」のストレスファクタ5を設定した。

表4 ストレス及び熟練度による人的過誤率（HEP）への補正係数

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	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.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。

注：日本原子力学会標準「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1PSA編）：2008」の解説表23-4から転記

オMISSIONエラーを考慮していない理由について

本PRAでは、起因事象発生後の緩和操作に係る人的過誤の評価においてオMISSIONエラーの寄与は十分小さいとして考慮していない。これは以下の理由によるものである。

(1) オMISSIONエラーが発生する前提

PRAで考慮する緩和操作に係る人的過誤は、THERP手法を定めるNURREG/CR-1278に従って認知失敗と操作失敗の2つに分類している。NURREG/CR-1278では、認知失敗はTHERP標準診断曲線に基づき評価しており、一方、操作失敗は、オMISSIONエラーとコミMISSIONエラーに分類され、オMISSIONエラーの発生に際して、使用する手順書は「原子力発電所の(1983年当時の)典型的な手順書」であることを前提としている。

(2) 典型的な手順書とコラム式の手順書

a. 典型的な手順書

典型的な手順書とは以下のような特徴を持ち、図1に具体例を示す。

- ・ 必要な情報を伝えるには過度の字数である物語調 (narrative) の様式。
- ・ 必要な情報量に比べて不要な情報量が多い。
- ・ 一つの段落に複数の実施項目が含まれている。
- ・ 操作者が手順書に従って「計器を見て設定値を確認する」等を実施した後、手順書を再度参照する際に誤った箇所を参照する事がある。

FTM パネルの前面にて、DC 測定ボタンを下に押す。ランプが点灯する。RMS 測定ボタンを押し続ける。RMS VM を読み取り、A から C は 0.055 と 0.056 の間であることを、D から G は 0.049 と 0.050 の間であることを読み取る。読み取る記録計は A から C は 3.4A、D から G は 3.4B である。

図1 典型的な物語調の手順書の例（出典：NUREG/CR-1278）

b. コラム式の手順書

コラム式の手順書とは以下のような特徴を持ち、図2に具体例を示す。

- ・ 表形式で手順及び確認事項（機器状態等）が記載されている。
- ・ 必要な情報量に比べて不要な情報量が少ない
- ・ 各項目が単一の手順に対応する。
- ・ 各手順にチェック欄が有る。
- ・ チェック欄は手順の隣に記載されている。

対象機器	手順	確認事項	備考
FTM panel	DC 測定ボタンを下に押す。	ランプが点灯する事	
	RMS 測定ボタンを押し続ける。		
	RMS VM を読み取る。		
	A から C	0.055 から 0.056 の間である事	記録計 3.4A
	D から G	0.049 から 0.050 の間である事	記録計 3.4B

図2 コラム式の手順書の例（出典：NUREG/CR-1278）

c. 本PRAにおけるオMISSIONエラーの考慮について

NUREG/CR-1278によれば、物語調の手順書を使い慣れている運転員が簡単な訓練を行った後、コラム式の手順書を使用して試験をするという実験を参照しており、その結果から運転員がコラム式の手順書を使い慣れていないとしても、オMISSIONエラーの発生率が三分の一に減少すると評価されている^[1]。

東海第二発電所の運転操作手順書は既にコラム式を採用しており、表1に示す熟練度による人的過誤確率への補正係数の影響を考慮すると、熟練した運転員が操作することにより過誤確率はさらに半減すると考えられる。

代表的なオMISSIONエラーとして表2の「1. 短い項目（10項目以内）」を想定とした場合、その過誤確率はコラム式の手順書の採用及び熟練度を考慮することにより、約 $1.7E-04$ まで低減できるものと考えられる。これは、本PRAにおいて起因事象発生後のコミッションエラーとして考慮している表3の「3. 同様なコントロールを持つパネルで選択誤り」の人的過誤確率 $1.0E-03$ と比較して一桁小さい。また、以下の東海第二発電所の手順書の記載内容を考慮することにより、オMISSIONエラーによる寄与はコミッションエラーと比較して十分に小さくなると考えられる。

- ・ 発電長から副発電長への指示、副発電長から発電長への報告及び運転員への指示、副発電長の指示による原子炉側操作員、タービン・電気側操作員、現場操作員の運転操作及び確認事項が明確に記載されている。
- ・ 兆候ベースの非常時運転手順書中では、操作の流れが把握できるようフローチャートを記載しており、オMISSIONエラーの発生を低減できる手順書となっている。

上記により，起因事象発生後におけるオMISSIONエラーの過誤確率はオMISSIONエラーと比較してその寄与は十分に小さいと考えられるため，本P R AにおいてオMISSIONエラーは考慮していない。

表1 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

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	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.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。

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-4 から転記

表2 手順書を使うときのオMISSIONエラー確率の例
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	オMISSIONの項目	HEP	EF
	チェック表が正しく用いられている場合		
1.	短い操作 (<10 項目)	.001	3
2.	長い操作 (>10 項目)	.003	3
	チェック表を用いていないか、又は正しく用いられていない場合		
3.	短い操作 (<10 項目)	.003	3
4.	長い操作 (>10 項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが、用いていない場合	.05	5

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-3 から転記

表 3 手動操作のコミッションエラー確率の例
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF
1.	1 個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存	
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別に良く分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (システムを模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	2 状態スイッチの誤った方向への操作, 又は, 誤った レベルへの設定	(注)	
9.	回転式コントローラの誤った設定 (2 状態スイッチ)	.001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	.003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り (ラベルで区別)	.005	3
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	.003	3
13.	不適切なコネクタの配備 (不完全な装着や, コネクタのロック機構のテスト失敗 も含む)	.003	3

(注) 項目 5, 6, 7 の対応する HEP, EF の 1/5 の値

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-2 から転
記

(3) 参考文献

[1] Haney. R. W , “An in-plant experiment” , November 1969.

認知失敗確率におけるストレスファクタの考慮について

本PRAでは、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用している。以下にTHERP手法及び本PRAでの認知失敗確率におけるストレスファクタの考え方を示す。

1. THERP手法での認知失敗確率におけるストレスファクタの考え方

THERP手法では、人間が入力された情報から行動を行うまでに、感覚器官に情報が入力されるプロセス(A)、認知プロセス(B)、処理プロセス(C)、行動判断プロセス(D)、及び行動プロセス(E)という5つのプロセスを経るとしており、認知プロセス(B)及び処理プロセス(C)における失敗を認知失敗としている。

また、認知失敗・操作失敗に係る心理的なストレスとして、以下のようなものがあるとされている。

- ・突発的な開始、ストレスの継続
- ・単調さ、品位の低さ、無意味さ
- ・作業スピード、作業負荷
- ・長期の警戒時間
- ・高い危険
- ・成績に対する軋轢
- ・脅威（失敗、仕事をなくすこと）
- ・否定的な強制力

以下に示すように、THERP手法では認知プロセス(B)及び処理プロセス(C)において、ストレスの影響によって認知失敗の発生率が上昇するため、ストレスファクタを考慮する必要があると記載されている。

(1) 認知プロセス(B)における認知失敗

認知プロセス(B)では、ストレスによって、十分に注意することができなくなることで、認知失敗に繋がる。

(2) 処理プロセス(C)における認知失敗

処理プロセス(C)では、ストレスによって、運転状態を正しく認知することが難しくなることで、認知失敗に繋がる。

2. 本PRAでの認知失敗確率におけるストレスファクタの考え方

上記に示すように、THERP手法では認知失敗確率においてもストレスファクタを考慮することとしており、本PRAにおいても、その考え方に基づいてストレスファクタを設定している。

認知失敗における過誤回復の考慮について

本PRAでは、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP手法を使用している。以下に本PRAでの認知失敗における過誤回復の考え方について示す。

(1) THERP手法での認知失敗の考え方

THERP手法では、診断失敗を表1に示す標準診断曲線を用いて評価しており、評価に使用する余裕時間の起点については異常発生を示す警報が出た時刻としている。また、初期の異常事象を示す警報に対する診断や対応の最中に発生する2次事象や3次事象に対しても診断失敗を考慮しており、その診断に対する余裕時間は、前段事象の余裕時間に対して10分余分に時間がかかると想定し、診断失敗確率を標準診断曲線により設定している。

なお、表1に示す診断失敗確率は、同じ班の運転員全員による診断失敗確率である。

(2) 本PRAでの認知失敗における過誤回復の考え方

本PRAにおいては、初期事象の警報に対する認知失敗の過誤回復として、後段に発報する複数の警報に対する認知を考慮している。起回事象やその後の事象進展により、発報する警報数やそのタイミングが異なるが、過誤回復の失敗確率は下表のとおり余裕時間に基づき、従属性のレベルを分けて考慮している。

余裕時間	過誤回復の失敗確率
30分	余裕時間30分の認知失敗確率 に中従属性を考慮
60分	余裕時間60分の認知失敗確率 に低従属性を考慮

表1 THERPの標準診断曲線 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (初期事象に 対して) [メグアイツ]	EF	区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (2次事象に 対して) [メグアイツ]	EF	区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (3次事象に 対して) [メグアイツ]	EF
1.	1	1.0	--	7.	1	1.0	--	14.	1	1.0	--
2.	10	.1	10	8.	10	1.0	--	15.	10	1.0	--
3.	20	.01	10	9.	20	.1	10	16.	20	1.0	--
4.	30	.001	10	10.	30	.01	10	17.	30	.1	10
5.	60	.0001	30	11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
6.	1500	.00001	30	12.	70	.0001	30	19.	50	.001	10
				13.	1510	.00001	30	20.	80	.0001	30
				13.	1510	.00001	30	21.	1520	.00001	30

(注) ・2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。

・To: 異常発生を示すシグナルが出た時刻

・ここでは曲線を数値で示している。

注: 日本原子力学会標準「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 1PSA 編) : 2008」の解説表 23-1
から転記

表2 先行するサブタスク” N-1” が成功又は失敗したときの、
サブタスク” N” の成功又は失敗の条件付き確率の求め方：従属レベルの関数
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} ZD] = n$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} LD] = \frac{1 + 19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} MD] = \frac{1 + 6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} HD] = \frac{1 + n}{2}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} HD] = \frac{1 + N}{2}$
CD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} CD] = 1.0$

- (注) n : サブタスクの成功確率
N : サブタスクの失敗確率
ZD : Zero Dependence 従属度ゼロ
LD : Low Dependence 従属度低
MD : Moderate Dependence 従属度中
HD : High Dependence 従属度高
CD : Complete Dependence 完全従属

注：日本原子力学会標準「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 1PSA 編）：2008」の解説表 23-5 から転記

P R A 使用コードの検証について

内部事象における炉心損傷頻度の定量化に際しては、解析コードとして、株式会社テプコシステムズが開発した Safety Watcher を使用している。以下に解析コードの概要及び検証について示す。

(1) 解析コードの概要

Safety Watcher は、イベントツリー及びフォールトツリー等の定量化のために必要な情報の入力ファイルを作成する機能、及びフォールトツリーや事故シーケンスの定量化（点推定値計算，不確かさ解析，重要度解析及びミニマルカットセットの抽出）を行う機能を有している。

また，Safety Watcher では二分決定図(Binary Decision Diagram, BDD) を用いた定量化方法が採用されており，稀有事象近似を行わない定量化が可能である。

(2) 解析コードの検証

Safety Watcher の検証は，海外にて十分に使用実績のある Risk Spectrum PSA とのベンチマークによる妥当性確認を行っている。表 1 にベンチマークの結果を示す。また，図 1 にベンチマークに用いたイベントツリーを示す。

ベンチマークの結果，両者に大きな差異は見られなかった。

表 1 事故シーケンスの定量化の比較によるベンチマーク結果

Sq No. ※	①RiskSpectrum の解析結果 (／炉年)	②SafetyWatcher の解析結果 (／炉年)	①／②	事故シーケンス グループ
3			1.01	T W
6			1.01	T W
9			1.01	T W
12			1.01	T W
15			1.01	T W
18			1.01	T W
19			1.01	T Q U V
20			1.01	T Q U X
23			1.00	T W
26			1.00	T W
29			1.00	T W
32			1.00	T W
35			1.00	T W
36			1.00	T Q U V
合計			1.01	—

※：Sq No. は，図 1 中の「No.」に対応する。

非隔離事 象	メンテナ ンス	スクラム系	S/R弁開 放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態
T1	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB		
														1	-
														2	-
														3	TW
														4	-
														5	-
														6	TW
														7	-
														8	-
														9	TW
														10	-
														11	-
														12	TW
														13	-
														14	-
														15	TW
														16	-
														17	-
														18	TW
														19	TQUV
														20	TQUX
														21	-
														22	-
														23	TW
														24	-
														25	-
														26	TW
														27	-
														28	-
														29	TW
														30	-
														31	-
														32	TW
														33	-
														34	-
														35	TW
														36	TQUV
														37	-
														38	-
														39	-

図 1 ベンチマークに用いたイベントツリー

イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて

起因事象別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンスを表 1 に示す。
また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケ
ンスを表 2 に示す。

なお、起因事象別及び事故シーケンスグループ別のドミナントシー
ケンスについては、イベントツリー集（別添 3. 1. 1-1）において示す。

表 1 起因事象別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンス

起因事象		炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス
過渡事象	非隔離事象	1.4×10^{-5}	非隔離事象+崩壊熱除去失敗
	隔離事象	2.2×10^{-6}	隔離事象+崩壊熱除去失敗
	全給水喪失	8.2×10^{-7}	全給水喪失+崩壊熱除去失敗
	水位低下事象	2.2×10^{-6}	水位低下事象+崩壊熱除去失敗
	原子炉緊急停止系誤動作等	4.5×10^{-6}	原子炉緊急停止系誤動作等+崩壊熱除去失敗
	逃がし安全弁誤開放	8.2×10^{-8}	逃がし安全弁誤開放+崩壊熱除去失敗
外部電源喪失	外部電源喪失	1.2×10^{-6}	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)
手動停止/サポート系喪失 (手動停止)	計画外停止	3.5×10^{-6}	計画外停止+崩壊熱除去失敗
	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅰ)	1.4×10^{-6}	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅰ)+崩壊熱除去失敗
	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)	1.4×10^{-6}	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)+崩壊熱除去失敗
	交流電源故障(区分Ⅰ)	3.0×10^{-7}	交流電源故障(区分Ⅰ)+崩壊熱除去失敗
サポート系喪失(自動停止)	交流電源故障(区分Ⅱ)	3.0×10^{-7}	交流電源故障(区分Ⅱ)+崩壊熱除去失敗
	タービン・サポート系故障	5.9×10^{-8}	タービン・サポート系故障+崩壊熱除去失敗
サポート系喪失(直流電源故障)	直流電源故障(区分Ⅰ)	2.5×10^{-6}	直流電源故障(区分Ⅰ)+DG失敗(HPCS成功)
	直流電源故障(区分Ⅱ)	2.5×10^{-6}	直流電源故障(区分Ⅱ)+DG失敗(HPCS成功)
LOCA	大LOCA	1.6×10^{-9}	大LOCA+崩壊熱除去失敗
	中LOCA	1.6×10^{-8}	中LOCA+崩壊熱除去失敗
	小LOCA	2.5×10^{-8}	小LOCA+崩壊熱除去失敗
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	4.1×10^{-10}	インターフェイスシステムLOCA

表 2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンス

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス
高圧注水・減圧 失敗	T Q U X	1.2×10^{-8}	直流電源故障 (区分 I) + 高圧炉 心冷却失敗 + 手動減圧失敗
高圧・低圧注水 失敗	T Q U V	3.0×10^{-9}	直流電源故障 (区分 I) + 高圧炉 心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
全交流動力電源 喪失	長期 T B	7.6×10^{-8}	外部電源喪失 + D G 失敗 + 高圧炉 心冷却失敗
	T B U	2.0×10^{-8}	直流電源故障 (区分 I) + 交流電 源喪失 + 高圧炉心冷却失敗
	T B P	5.1×10^{-10}	外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし 安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却 失敗
	T B D	5.7×10^{-12}	外部電源喪失 + 直流電源喪失 + 高 圧炉心冷却失敗
崩壊熱除去機能 喪失	T W	3.3×10^{-5}	非隔離事象 + 崩壊熱除去失敗
	T B W	4.6×10^{-6}	直流電源故障 (区分 II) + D G 失 敗 (H P C S 成功)
原子炉停止機能 喪失	T C	2.5×10^{-8}	非隔離事象 (A T W S) + 原子炉 停止失敗
L O C A 時注水 機能喪失	A E	1.3×10^{-12}	大 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
	S 1 E	1.8×10^{-11}	中 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
	S 2 E	1.2×10^{-13}	小 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
格納容器バイパ ス (インターフ ェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4.1×10^{-10}	インターフェイスシステム L O C A

不確実さ解析における計算回数について

本 P R A では、モンテカルロ法の試行回数を 3,000 回として不確実さ解析を行っている。

試行回数の増加に伴う評価値の遷移より、評価結果の収束について確認を行った結果、図 2 に示すとおり、試行回数 3,000 回で各評価値はほぼ収束している。

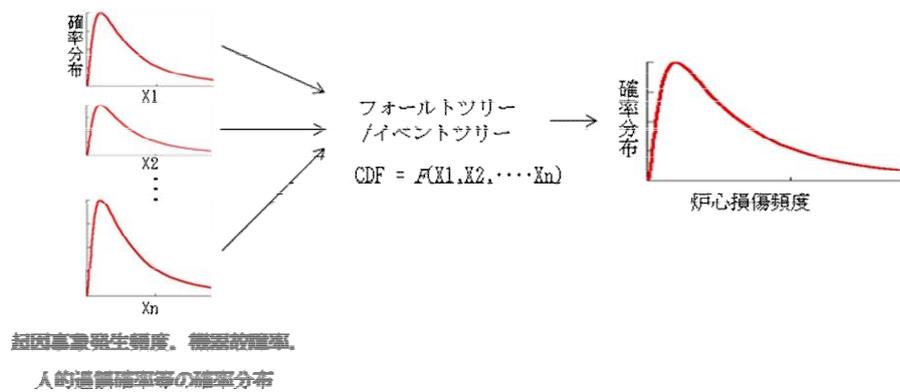


図 1 不確実さ解析（イメージ図）

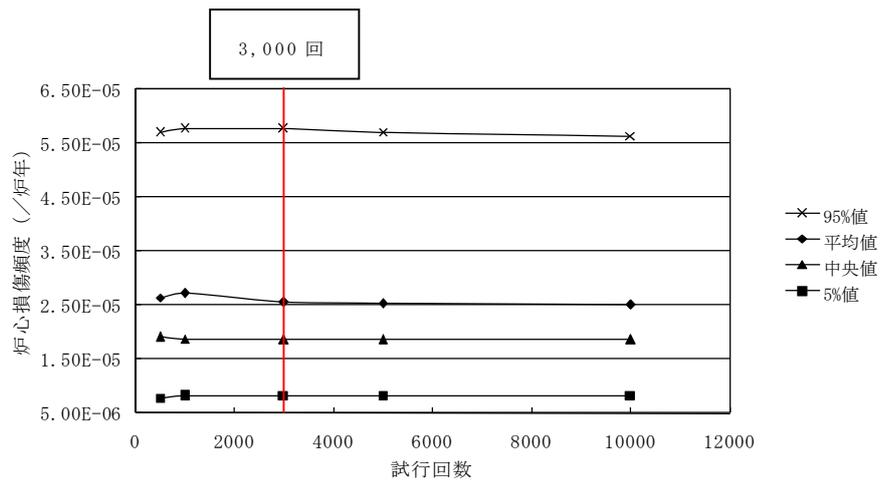


図 2 不確実さ解析結果の遷移

ベイズ統計による個別プラントパラメータの算出について

東海第二発電所固有のプラントパラメータを反映した感度解析を実施するため、ベイズ統計によりプラント固有の運転実績を考慮した起回事象発生頻度及び機器故障率を算出した。その算出手順を以下に述べる。

(1) 起回事象発生頻度について

個別プラントの起回事象発生頻度の算出フローを図 1 に示す。

個別プラントの起回事象発生頻度は、事前分布として国内一般起回事象発生頻度を使用し、東海第二発電所実績データを用いて経験ベイズ更新を実施することで得られる。以下にその内容を示す。

a. 事前分布

a-1) 平成 20 年度末までの国内 BWR 実績データを起回事象データとして用いる。

a-2) 平成 20 年度末までの国内 BWR 実績データを用いて階層ベイズ^{*1}処理を実施する。この場合の事前分布を対数正規分布とし、各 BWR プラントにおける実績データはポアソン過程で発生するものとする。また、評価コードはマルコフ連鎖モンテカルロ用ソフト WinBUGS を使用する。

a-3) 階層ベイズ処理によって得られた事後分布（国内一般起回事象発生頻度）を対数正規分布と仮定し、経験ベイズ更新の事前分布として使用している。

b. 東海第二発電所実績データ

東海第二発電所における、運転開始から平成 20 年度末までの起因事象実績データとする。

c. 事後分布

上記 b. の東海第二発電所の実績データがポアソン過程で発生するとして、a. の事前分布を用いて経験ベイズ^{※2}更新を実施し、個別プラントパラメータである事後分布を得る。また、評価コードは一般財団法人電力中央研究所が開発した Budda を使用する。

なお、プラント固有データを考慮した感度解析では得られた事後分布を対数正規分布と仮定する。

※1：階層ベイズとは事前分布のパラメータを事前情報から求めず、それぞれ異なるハイパー事前分布より決定したパラメータを使用した分布を事前分布とし、それを個別プラントデータでベイズ更新して事後分布を求める手法である。ハイパー事前分布とは、ハイパーパラメータ μ (平均) 及び σ (分散) の分布である。

※2：経験ベイズとは事前分布のパラメータを観測されている事前情報から求め、これを個別プラントデータでベイズ更新して事後分布を求める手法である。

(2) 機器故障率について

個別プラントの機器故障率の算出フローを図 2 に示す。

個別プラントの機器故障率は、事前分布として 21 ヶ年国内一般機器故障率データ (2009 年日本原子力技術協会発行) を使用し、東海第二発電所実績データを用いて経験ベイズ更新を実施することで得られる。以下にその内容を示す。

a. 事前分布

事前分布として 21 ヶ年国内一般機器故障率データ (対数正規

分布) を使用する。

21 ヶ年国内一般機器故障率データは、国内原子力発電所における機器故障の実績を階層ベイズ処理することで得られたものである。この階層ベイズ処理では、時間故障率データをポアソン過程、デマンド故障率を二項過程として評価している。また、評価コードは WinBUGS を使用して求めたものである。

b. 東海第二発電所実績データ

東海第二発電所における、昭和 57 年度から平成 14 年度末までの故障率実績データとする。

c. 事後分布

上記 b. の東海第二発電所の実績データがポアソン過程で発生するとして、a. の事前分布を用いて経験ベイズ更新を実施し、個別プラントパラメータである事後分布を得る。また、評価コードは Budda を使用する。

なお、プラント固有データを考慮した感度解析では、得られた事後分布を対数正規分布と仮定する。

(3) 算出結果

上記(1)及び(2)のベイズ統計にて算出した起因事象発生頻度と機器故障率を表 1 及び表 2 に示す。

表 1 ベイズ統計による個別プラントの起因事象発生頻度

起因事象	①ベースケース	②感度解析ケース (ベイズ統計)	②／①
非隔離事象	1.6E-01／炉年	2.8E-01／炉年	1.8
水位低下事象	2.7E-02／炉年	4.9E-02／炉年	1.8
原子炉緊急停止系誤動作	4.9E-02／炉年	5.4E-02／炉年	1.1
計画外停止	4.3E-02／炉年	4.5E-02／炉年	1.0

表 2 ベイズ統計による個別プラントの機器故障率

機器	①ベースケース	②感度解析ケース (ベイズ統計)	②／①
電動弁（淡水）作動失敗	4.8E-08／h	1.2E-07／h	2.5
逆止弁開失敗	7.1E-09／h	2.4E-08／h	3.4

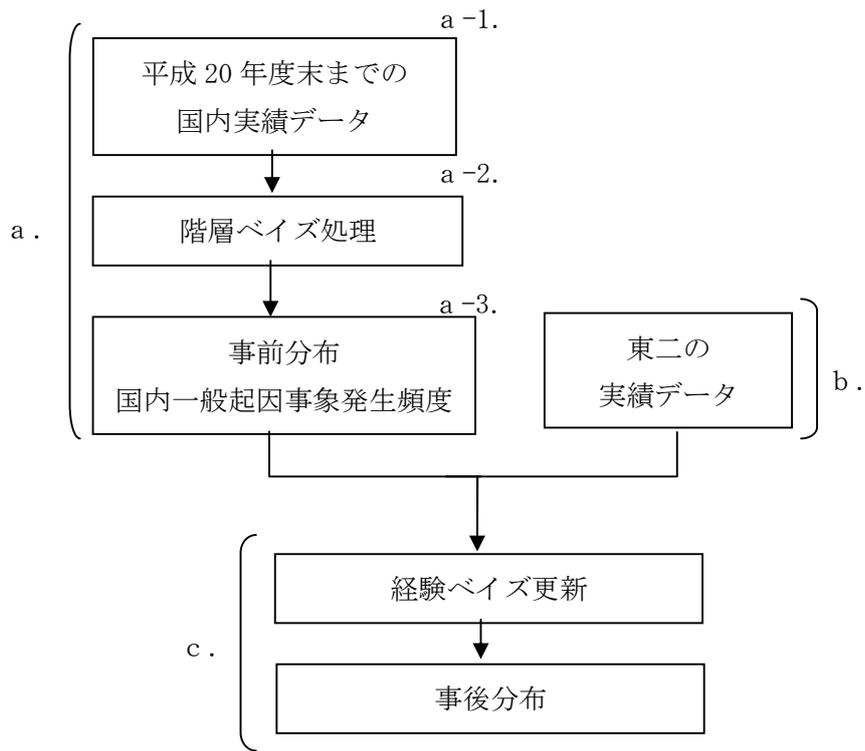


図 1 個別プラントの起因事象発生頻度の算出フロー

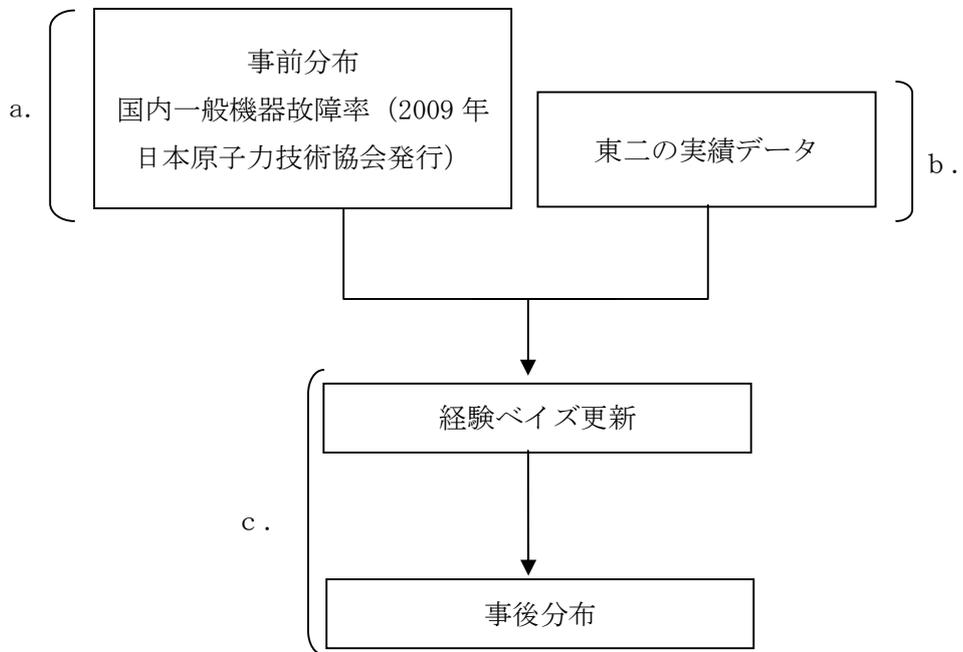


図 2 個別プラントの機器故障率の算出フロー

内部事象出力運転時レベル 1 P R A
イベントツリー集

目 次

図 1-1	非隔離事象に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 1
図 1-2	非隔離事象 A T W S に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 2
図 2-1	隔離事象に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 3
図 2-2	隔離事象 A T W S に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 4
図 3-1	全給水喪失事象に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 5
図 3-2	全給水喪失事象 A T W S に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 6
図 4-1	水位低下事象に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 7
図 4-2	水位低下事象 A T W S に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 8
図 5	原子炉緊急停止系誤動作等に対するイベントツリー	別添 3.1.1- 9
図 6-1	外部電源喪失事象に対するイベントツリー	別添 3.1.1-10
図 6-2	外部電源喪失事象 (D G - 2 C , 2 D 成功) に対する イベントツリー	別添 3.1.1-11
図 6-3	外部電源喪失事象 (D G - 2 C 成功 , 2 D 失敗) に対する イベントツリー	別添 3.1.1-12
図 6-4	外部電源喪失事象 (D G - 2 C 失敗 , 2 D 成功) に対する イベントツリー	別添 3.1.1-13
図 6-5	外部電源喪失事象 (D G - 2 C , 2 D 失敗) に対する イベントツリー	別添 3.1.1-14
図 6-6	外部電源喪失事象 (直流電源喪失) に対する イベントツリー	別添 3.1.1-15
図 6-7	外部電源喪失事象 A T W S に対するイベントツリー	別添 3.1.1-16
図 7-1	逃がし安全弁誤開放に対するイベントツリー	別添 3.1.1-17

図 7-2	逃がし安全弁誤開放 A T W S に対する イベントツリー	別添 3. 1. 1- 18
図 8-1	大 L O C A に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 19
図 8-2	大 L O C A A T W S に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 20
図 9-1	中 L O C A に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 21
図 9-2	中 L O C A A T W S に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 22
図 10-1	小 L O C A に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 23
図 10-2	小 L O C A A T W S に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 24
図 11	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）に対する イベントツリー	別添 3. 1. 1- 25
図 12	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）に対する イベントツリー	別添 3. 1. 1- 26
図 13	交流電源故障（区分Ⅰ）に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 27
図 14-1	交流電源故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 28
図 14-2	交流電源故障（区分Ⅱ） A T W S に対する イベントツリー	別添 3. 1. 1- 29
図 15-1	直流電源故障（区分Ⅰ）に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 30
図 15-2	直流電源故障（区分Ⅰ） A T W S に対する イベントツリー	別添 3. 1. 1- 31
図 16-1	直流電源故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 32
図 16-2	直流電源故障（区分Ⅱ） A T W S に対する イベントツリー	別添 3. 1. 1- 33
図 17-1	タービン・サポート系故障に対するイベントツリー	別添 3. 1. 1- 34
図 17-2	タービン・サポート系故障 A T W S に対する イベントツリー	別添 3. 1. 1- 35

図 18	計画外停止に対するイベントツリー	別添 3.1.1-36
図 19	インターフェイスシステム LOCA に対する イベントツリー	別添 3.1.1-37

非隔離事象 ATWS	メンテナンス		電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/1年)	備考
	MN	CE						
T1				CM	1	-	1.6E-01	
					2	TC	5.5E-12	
					3	TC	1.7E-08	※1
					4	-	1.3E-06	
※1 事故シナリオグループ別のドミナントシナリオ						合計値	1.7E-08	

図 1-2 非隔離事象 A TWS に対するイベントツリー

隔離事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T2	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	2.7E-02	
														2	-	5.4E-05	
														3	TW	2.2E-06	※1
														4	-	5.9E-05	
														5	-	1.2E-07	
														6	TW	4.9E-09	
														7	-	2.0E-07	
														8	-	4.1E-10	
														9	TW	8.8E-12	
														10	-	3.9E-10	
														11	-	8.0E-13	
														12	TW	2.0E-12	
														13	-	7.2E-13	
														14	-	1.5E-15	
														15	TW	8.3E-14	
														16	-	1.4E-15	
														17	-	2.9E-18	
														18	TW	2.7E-13	
														19	TQUV	5.0E-12	
														20	TQUX	4.2E-10	
														21	-	1.4E-04	
														22	-	2.8E-07	
														23	TW	1.2E-08	
														24	-	3.8E-07	
														25	-	7.9E-10	
														26	TW	1.8E-11	
														27	-	7.5E-10	
														28	-	1.5E-12	
														29	TW	4.0E-12	
														30	-	1.4E-12	
														31	-	2.8E-15	
														32	TW	8.7E-14	
														33	-	2.7E-15	
														34	-	5.6E-18	
														35	TW	2.7E-13	
														36	TQUV	9.6E-12	
														37	-	2.7E-22	
														38	-	2.7E-22	
														39	-	2.3E-07	
合計値															2.2E-06		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 2-1 隔離事象に対するイベントツリー

隔離事象 ATWS	メンテナンス		電気系 OE	機械系 CM	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN							
T2					1	-	2.7E-02	
					2	TC	9.2E-13	
					3	TC	2.9E-09	
					4	-	2.3E-07	
合計値							2.9E-09	

図 2-2 隔離事象 ATWS に対するイベントツリー

全給水喪失事象 T3	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	9.9E-03	
														2	-	2.0E-05	
														3	TW	8.2E-07	※1
														4	-	2.2E-05	
														5	-	4.4E-08	
														6	TW	1.8E-09	
														7	-	7.3E-08	
														8	-	1.5E-10	
														9	TW	3.3E-12	
														10	-	1.5E-10	
														11	-	3.0E-13	
														12	TW	7.4E-13	
														13	-	2.7E-13	
														14	-	5.4E-16	
														15	TW	3.1E-14	
														16	-	5.3E-16	
														17	-	1.1E-18	
														18	TW	9.9E-14	
														19	TQUV	1.9E-12	
														20	TQUX	1.5E-10	
														21	-	5.2E-05	
														22	-	1.1E-07	
														23	TW	4.3E-09	
														24	-	1.4E-07	
														25	-	2.9E-10	
														26	TW	6.6E-12	
														27	-	2.8E-10	
														28	-	5.7E-13	
														29	TW	1.5E-12	
														30	-	5.1E-13	
														31	-	1.0E-15	
														32	TW	3.2E-14	
														33	-	1.0E-15	
														34	-	2.1E-18	
														35	TW	1.0E-13	
														36	TQUV	3.5E-12	
														37	-	1.0E-22	
														38	-	1.0E-22	
														39	-	8.4E-08	
合計値															8.2E-07		

※1 起因事象別のドミナントシナジェンス

図 3-1 全給水喪失事象に対するイベントツリー

全給水喪失 ATWS	メンテナンス		電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN	CE						
T3			CE	CM	1	-	1.0E-02	
					2	TC	3.4E-13	
					3	TC	1.1E-09	
					4	-	8.4E-08	
						合計値	1.1E-09	

図 3-2 全給水喪失事象 ATWS に対するイベントツリー

水位低下事象	メンテナンス	スクラム系	S/R井開放	S/R井再閉鎖	HPOS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生年度(炉年)	備考
T4	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	2.7E-02	
														2	-	5.4E-05	
														3	TW	2.2E-06	※1
														4	-	5.9E-05	
														5	-	1.2E-07	
														6	TW	4.9E-09	
														7	-	2.0E-07	
														8	-	4.1E-10	
														9	TW	8.8E-12	
														10	-	3.9E-10	
														11	-	8.0E-13	
														12	TW	2.0E-12	
														13	-	7.2E-13	
														14	-	1.5E-15	
														15	TW	8.3E-14	
														16	-	1.4E-15	
														17	-	2.9E-18	
														18	TW	2.7E-13	
														19	TQUV	5.0E-12	
														20	TQUX	4.2E-10	
														21	-	1.4E-04	
														22	-	2.8E-07	
														23	TW	1.2E-08	
														24	-	3.8E-07	
														25	-	7.9E-10	
														26	TW	1.8E-11	
														27	-	7.9E-10	
														28	-	1.5E-12	
														29	TW	4.0E-12	
														30	-	1.4E-12	
														31	-	2.8E-15	
														32	TW	8.7E-14	
														33	-	2.7E-15	
														34	-	5.6E-18	
														35	TW	2.7E-13	
														36	TQUV	9.6E-12	
														37	-	2.7E-22	
														38	-	2.7E-22	
														39	-	2.3E-07	
合計値															2.2E-06		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 4-1 水位低下事象に対するイベントツリー

水位低下 ATWS T4	メンテナンス		電気系 CE	機械系 CM	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN							
					1	-	2.7E-02	
					2	TC	9.2E-13	
					3	TC	2.9E-09	
					4	-	2.3E-07	
						合計値	2.9E-09	

図 4-2 水位低下事象 ATWS に対するイベントツリー

RPS駆動等 T5	メンテナンス		S/R弁開放		S/R弁閉鎖		HPCS		RCIC		手動ADS		LPCI-A		LPCS		LPCI-B		LPCI-C		RHR-A		RHR-B		No.	最終状態	発生頻度 (炉年)	備考
	MN	M	M	M	P	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB													
																									1	-	4.9E-02	
																									2	-	9.9E-05	
																									3	TW	4.0E-06	※1
																									4	-	1.1E-04	
																									5	-	2.2E-07	
																									6	TW	8.9E-09	
																									7	-	3.6E-07	
																									8	-	7.5E-10	
																									9	TW	1.6E-11	
																									10	-	7.2E-10	
																									11	-	1.5E-12	
																									12	TW	3.6E-12	
																									13	-	1.3E-12	
																									14	-	2.7E-15	
																									15	TW	1.5E-13	
																									16	-	2.6E-15	
																									17	-	5.3E-18	
																									18	TW	4.8E-13	
																									19	TQUV	9.2E-12	
																									20	TQUX	7.6E-10	
																									21	-	2.5E-04	
																									22	-	5.1E-07	
																									23	TW	2.1E-08	
																									24	-	6.9E-07	
																									25	-	1.4E-09	
																									26	TW	3.2E-11	
																									27	-	1.4E-09	
																									28	-	2.8E-12	
																									29	TW	7.3E-12	
																									30	-	2.5E-12	
																									31	-	5.1E-15	
																									32	TW	1.6E-13	
																									33	-	5.0E-15	
																									34	-	1.0E-17	
																									35	TW	4.9E-13	
																									36	TQUV	1.7E-11	
																									37	-	4.9E-22	
																									38	-	4.1E-07	
																									合計値	4.0E-06		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図5 原子炉緊急停止系誤動作等に対するイベントツリー

外部電源喪失	メンテナンス	スクラム系	直流125V 電源喪失	D/G-2C	D/G-2D	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T6	MN	C	DC	B1	B2				
						1-37	TE1(D/G-2C,2D成功)へ	-	
						38-55	TE2(D/G-2C成功,2D失敗)へ	-	
						56-71	TE3(D/G-2C失敗,2D成功)へ	-	
						72-77	TE4(D/G-2C,2D失敗)へ	-	※1
						78-82	TE5(直流125V電源喪失)へ	-	
						83	-	4.2E-23	
						84	-	3.5E-08	
							合計値	-	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 6-1 外部電源喪失事象に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C,2D成功)	S/R弁開放 M	S/R弁再 閉鎖 P	HPCS UH	RCIC UR	手動ADS X1	LPCI-A VA	LPCS VS	LPCI-B VB	LPCI-C VC	RHR-A WA	RHR-B WB	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
												1	-	4.1E-03	
												2	-	8.3E-06	
												3	TW	3.4E-07	
												4	-	3.3E-05	
												5	-	6.8E-08	
												6	TW	2.7E-09	
												7	-	1.1E-07	
												8	-	2.3E-10	
												9	TW	5.0E-12	
												10	-	2.2E-10	
												11	-	4.5E-13	
												12	TW	1.1E-12	
												13	-	4.1E-13	
												14	-	8.3E-16	
												15	TW	2.4E-14	
												16	-	8.1E-16	
												17	-	1.6E-18	
												18	TW	7.5E-14	
												19	TQUV	2.7E-12	
												20	TQUX	2.4E-10	
												21	-	2.1E-05	
												22	-	4.3E-08	
												23	TW	1.8E-09	
												24	-	1.9E-07	
												25	-	3.9E-10	
												26	TW	8.7E-12	
												27	-	3.7E-10	
												28	-	7.5E-13	
												29	TW	2.0E-12	
												30	-	6.8E-13	
												31	-	1.4E-15	
												32	TW	4.2E-14	
												33	-	1.3E-15	
												34	-	2.7E-18	
												35	TW	1.3E-13	
												36	TQUV	4.7E-12	
												37	-	4.1E-23	
													合計値	3.4E-07	

図 6-2 外部電源喪失事象 (DG-2C, 2D成功) に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C成功, 2D失敗)	S/R弁開放		S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA					
TE2										38	-	2.9E-05	
										39	TW	5.5E-08	
										40	-	2.4E-07	
										41	TW	4.5E-10	
										42	-	8.0E-10	
										43	TW	2.1E-13	
										44	-	1.6E-12	
										45	TW	6.0E-13	
										46	TQUV	6.5E-13	
										47	TQUX	1.6E-12	
										48	-	1.5E-07	
										49	TW	2.9E-10	
										50	-	1.3E-09	
										51	TW	3.7E-13	
										52	-	2.6E-12	
										53	TW	1.1E-12	
										54	TQUV	1.2E-12	
										55	-	3.0E-25	
											合計値	5.6E-08	

図 6-3 外部電源喪失事象 (DG-2C成功, 2D失敗) に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C失敗, 2D成功)	S/R弁開放		S/R弁再 閉鎖		HPCS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	M	P	UH	XI									
TE3										56	-	2.9E-05	
										57	TW	5.4E-08	
										58	-	2.4E-07	
										59	TW	5.9E-11	
										60	-	4.8E-10	
										61	TW	1.9E-10	
										62	TQUV	2.1E-10	
										63	TQUX	5.1E-10	
										64	-	1.5E-07	
										65	TW	2.8E-10	
										66	-	1.3E-09	
										67	TW	3.3E-13	
										68	-	2.6E-12	
										69	TW	1.1E-12	
										70	TQUV	1.2E-12	
										71	-	3.0E-25	
											合計値	5.6E-08	

図 6-4 外部電源喪失事象 (DG-2C失敗, 2D成功) に対するイベントツリー

外部電源喪失 (直流125V電源喪失)	S/R弁開放		S/R弁再閉鎖		HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	M		P						
TE5						78	TBW	6.9E-10	
						79	TBD	5.7E-12	※1
						80	TBW	3.6E-12	
						81	TBD	3.1E-14	
						82	-	7.0E-30	
							合計値	7.0E-10	

※1 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 6-6 外部電源喪失事象 (直流電源喪失) に対するイベントツリー

外部電源喪失 ATWS	メンテナンス		機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	T6	MN					
				1	-	4.2E-03	
				2	TC	1.4E-13	
				3	-	3.5E-08	
					合計値	1.4E-13	

図 6-7 外部電源喪失事象 A T W S に対するイベントツリー

S/R弁誤開放	メンテナンス	スクラム系	HPCS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T7	MN	C	UH	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
										1	-	1.0E-03	
										2	-	2.0E-06	
										3	TW	8.2E-08	※1
										4	-	2.7E-06	
										5	-	5.6E-09	
										6	TW	1.3E-10	
										7	-	5.4E-09	
										8	-	1.1E-11	
										9	TW	2.9E-11	
										10	-	9.8E-12	
										11	-	2.0E-14	
										12	TW	6.2E-13	
										13	-	2.0E-14	
										14	-	4.0E-17	
										15	TW	1.9E-12	
										16	TQUV	6.8E-11	
										17	-	1.0E-23	
										18	-	8.4E-09	
合計値											8.2E-08		

※1 起因事象別のドミナントシナケンス

図 7-1 逃がし安全弁誤開放に対するイベントツリー

S/R弁誤開放 ATWS	メンテナンス		電気系		機械系		No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN		OE		CM					
T7							1	-	1.0E-03	
							2	TC	3.4E-14	
							3	TC	1.1E-10	
							4	-	8.4E-09	
合計値								合計値	1.1E-10	

図 7-2 逃がし安全弁誤開放 ATWS に対するイベントツリー

大LOCA A	メンテナンス		スクラム系		HPCS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN	C	C	UH	VA	VS	VB	VC	WA	WB					
												1	-	2.0E-05	
												2	-	4.0E-08	
												3	TW	1.6E-09	※1
												4	-	5.3E-08	
												5	-	1.1E-10	
												6	TW	2.5E-12	
												7	-	1.0E-10	
												8	-	2.1E-13	
												9	TW	5.6E-13	
												10	-	1.9E-13	
												11	-	3.8E-16	
												12	TW	1.2E-14	
												13	-	3.7E-16	
												14	-	7.4E-19	
												15	TW	3.8E-14	
												16	AE	1.3E-12	※2
												17	-	2.0E-25	
												18	-	1.7E-10	
													合計値	1.6E-09	

※1 起因事象別のドミナントシナリオ

※2 事故シナリオグループ別のドミナントシナリオ

図 8-1 大LOCAに対するイベントツリー

大LOCA ATWS A	メンテナンス		電気系 OE	機械系 CM	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN							
					1	-	2.0E-05	
					2	TC	6.8E-16	
					3	TC	2.2E-12	
					4	-	1.7E-10	
合計値							2.2E-12	

図 8-2 大LOCA ATWS に対するイベントツリー

中LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	原子炉減圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
S1	MN	C	UH	X	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
											1	-	2.0E-04	
											2	-	4.0E-07	
											3	TW	1.6E-08	※1
											4	-	5.8E-07	
											5	-	1.2E-09	
											6	TW	2.7E-11	
											7	-	1.1E-09	
											8	-	2.3E-12	
											9	TW	6.1E-12	
											10	-	2.0E-12	
											11	-	4.1E-15	
											12	TW	1.3E-13	
											13	-	4.0E-15	
											14	-	8.1E-18	
											15	IW	4.1E-13	
											16	S1E	1.4E-11	※2
											17	S1E	4.0E-12	
											18	-	2.0E-24	
											19	-	1.7E-09	
合計値												1.6E-08		

※1 起因事象別のドミナントシークエンス

※2 事故シークエンスグループ別のドミナントシークエンス

図 9-1 中LOCAに対するイベントツリー

中LOCA ATWS	メンテナンス		電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (炉年)	備考
	S1	MN						
					1	-	2.0E-04	
					2	TC	6.8E-15	
					3	TC	2.2E-11	
					4	-	1.7E-09	
						合計値	2.2E-11	

図 9-2 中LOCA ATWSに対するイベントツリー

小LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	RCIC	原子炉減圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
S2	MN	C	UH	UR	X	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
												1	-	3.0E-04	
												2	-	6.1E-07	
												3	TW	2.5E-08	※1
												4	-	8.1E-07	
												5	-	1.6E-09	
												6	TW	6.6E-11	
												7	-	4.2E-09	
												8	-	8.8E-12	
												9	TW	1.9E-13	
												10	-	8.2E-12	
												11	-	1.7E-14	
												12	TW	4.4E-14	
												13	-	1.5E-14	
												14	-	3.0E-17	
												15	TW	1.5E-15	
												16	-	2.8E-17	
												17	-	5.7E-20	
												18	TW	4.8E-15	
												19	S2E	1.0E-13	※2
												20	S2E	1.3E-14	
												21	-	3.0E-24	
												22	-	2.5E-09	
													合計値	2.5E-08	

※1 起因事象別のドミナントシナリオ
 ※2 事故シナリオ別のドミナントシナリオ

図 10-1 小LOCAに対するイベントツリー

小LOCA ATWS S2	メンテナンス		電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN	CE						
				CM	1	-	3.0E-04	
					2	TC	1.0E-14	
					3	TC	3.2E-11	
					4	-	2.5E-09	
合計値						合計値	3.2E-11	

図10-2 小LOCA ATWSに対するイベントツリー

手動停止 (RHRS-A故障) MD1	RHRS- CCF削除	メンテナ ンス	S/R弁開放 M	S/R弁再 閉鎖 P	HPCS UH	RCIC UR	手動ADS X1	LPCI-B VB	LPCI-C VC	RHR-B WB	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
											1	-	7.1E-04	
											2	TW	1.4E-06	※1
											3	-	1.6E-06	
											4	TW	3.1E-09	
											5	-	5.3E-09	
											6	TW	1.3E-12	
											7	-	1.1E-11	
											8	TW	4.3E-12	
											9	TQUV	4.9E-12	
											10	TQUX	1.1E-11	
											11	-	3.7E-06	
											12	TW	7.4E-09	
											13	-	1.0E-08	
											14	TW	2.6E-12	
											15	-	2.0E-11	
											16	TW	8.6E-12	
											17	TQUV	9.7E-12	
											18	-	7.2E-24	
											19	-	6.1E-09	
											20	-	1.7E-08	
合計値												1.4E-06		

※1 起因事象別のドミナントシナケンス

図 11 残留熱除去系海水系故障（区分 I）に対するイベントツリー

手動停止 (RHRS-B故障) MD2	RHRS- CCF削除	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	CCF	MN	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
											1	-	7.1E-04	
											2	TW	1.4E-06	※1
											3	-	1.6E-06	
											4	TW	3.2E-09	
											5	-	5.3E-09	
											6	TW	1.5E-12	
											7	-	1.1E-11	
											8	TW	4.3E-12	
											9	TQUV	8.9E-12	
											10	TQUX	1.1E-11	
											11	-	3.7E-06	
											12	TW	7.5E-09	
											13	-	1.0E-08	
											14	TW	2.9E-12	
											15	-	2.0E-11	
											16	TW	8.7E-12	
											17	TQUV	9.6E-12	
											18	-	7.2E-24	
											19	-	6.1E-09	
											20	-	1.7E-08	
												合計値	1.4E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 12 残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ) に対するイベントツリー

手動停止 (M/C ZC喪失)	メンテナンス MN	S/R弁開放 M	S/R弁再閉鎖 P	HPCS UH	手動ADS X1	LPCI-B VB	LPCI-C VC	RHR-B WB	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD3	MN	M	P	UH	X1	VB	VC	WB	1	-	1.5E-04	※1
									2	TW	3.0E-07	
									3	-	3.3E-07	
									4	TW	8.4E-11	
									5	-	6.5E-10	
									6	TW	2.8E-10	
									7	TQUV	3.2E-10	
									8	TQUX	7.3E-10	
									9	-	7.8E-07	
									10	TW	1.6E-09	
									11	-	2.1E-09	
									12	TW	5.4E-13	
									13	-	4.2E-12	
									14	TW	1.8E-12	
									15	TQUV	2.1E-12	
									16	-	1.5E-24	
									17	-	1.3E-09	
合計値										3.0E-07		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 13 交流電源故障（区分 I）に対するイベントツリー

M/C 2D喪失	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD4	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
											1	-	1.5E-04	
											2	TW	3.0E-07	※1
											3	-	3.3E-07	
											4	TW	6.7E-10	
											5	-	1.1E-09	
											6	TW	3.0E-13	
											7	-	2.2E-12	
											8	TW	9.0E-13	
											9	TQUV	1.9E-12	
											10	TQUX	2.3E-12	
											11	-	7.8E-07	
											12	TW	1.6E-09	
											13	-	2.1E-09	
											14	TW	6.1E-13	
											15	-	4.2E-12	
											16	TW	1.8E-12	
											17	TQUV	2.1E-12	
											18	-	1.5E-24	
											19	-	1.5E-24	
											20	-	1.3E-09	
											合計値	3.0E-07		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 14-1 交流電源故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー

M/C 2D喪失 ATWS	メンテナンス		電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/原年)	備考
	MN	CE						
MD4			CE	CM	1	-	1.5E-04	
					2	TC	5.1E-15	
					3	TC	8.1E-12	
					4	-	1.3E-09	
合計値							8.1E-12	

図 14-2 交流電源故障（区分Ⅱ） A TWS に対するイベントツリー

区分1DC喪失	メンテナンス	スクラム系	MC-2D	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPOS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD5	MN	C	B2	M	P	UH	X1	VB	VC	WB				
											1	-	2.7E-04	
											2	TW	5.4E-07	
											3	-	2.2E-06	
											4	TW	5.7E-10	
											5	-	4.4E-09	
											6	TW	1.9E-09	※2
											7	TQUV	2.2E-09	※2
											8	TQUX	4.9E-09	※2
											9	-	1.4E-06	
											10	TW	2.8E-09	
											11	-	1.2E-08	
											12	TW	3.2E-12	
											13	-	2.5E-11	
											14	TW	1.1E-11	
											15	TQUV	1.2E-11	
											16	-	2.8E-24	
											17	TBW	2.0E-06	※1, ※2
											18	TBU	1.9E-08	※2
											19	TBW	1.0E-08	
											20	TBP	1.1E-10	
											21	-	2.0E-26	
											22	-	2.8E-24	
											23	-	2.4E-09	
												合計値	2.5E-06	

※1 起因事象別のドミナントシークエンス
 ※2 事故シークエンスグループ別のドミナントシークエンス

図 15-1 直流電源故障 (区分 I) に対するイベントツリー

区分1DC喪失 ATWS	メンテナンス		電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
	MN	CE						
MD5			CE	CM	1	-	2.8E-04	
					2	TC	9.6E-15	
					3	TC	1.5E-11	
					4	-	2.4E-09	
合計値							1.5E-11	

図 15-2 直流電源故障 (区分 I) ATWS に対するイベントツリー

区分2DC喪失	メンテナンス	スクラム系	D/G-2C	S/R弁開放	S/R弁閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/1年)	備考
MD6	MN	C	B1	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
												1	-	2.7E-04	
												2	TW	5.5E-07	
												3	-	2.2E-06	
												4	TW	4.5E-09	
												5	-	7.5E-09	
												6	TW	2.1E-12	
												7	-	1.5E-11	
												8	TW	6.1E-12	
												9	TQUV	6.9E-12	
												10	TQUX	1.6E-11	
												11	-	1.4E-06	
												12	TW	2.9E-09	
												13	-	1.2E-08	
												14	TW	3.6E-12	
												15	-	2.5E-11	
												16	TW	1.1E-11	
												17	TQUV	1.2E-11	
												18	-	2.8E-24	
												19	TBW	2.0E-06	※1
												20	TB	1.9E-08	
												21	TBU	1.2E-10	
												22	TBW	1.0E-08	
												23	TBP	1.1E-10	
												24	-	2.0E-26	
												25	-	2.8E-24	
												26	-	2.4E-09	
												合計値	2.5E-06		

※1 起因事象別のドミナントシナシケンス及び事故シナシケンスグループ別のドミナントシナシケンス

図 16-1 直流電源故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー

区分2DC喪失 ATWS MD6	メンテナンス		電気系	機械系		No.	最終状態	発生頻度 (/1年)	備考
	MN	CE		CE	CM				
						1	-	2.8E-04	
						2	TC	9.6E-15	
						3	TC	1.5E-11	
						4	-	2.4E-09	
合計値							合計値	1.5E-11	

図 16-2 直流電源故障（区分Ⅱ）A TWSに対するイベントツリー

ASW故障	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD7	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	7.1E-04	
														2	-	1.4E-06	
														3	TW	5.9E-08	※1
														4	-	1.6E-06	
														5	-	3.2E-09	
														6	TW	1.3E-10	
														7	-	5.3E-09	
														8	-	1.1E-11	
														9	TW	2.4E-13	
														10	-	1.1E-11	
														11	-	2.1E-14	
														12	TW	5.3E-14	
														13	-	1.9E-14	
														14	-	3.9E-17	
														15	TW	2.2E-15	
														16	-	3.8E-17	
														17	-	7.8E-20	
														18	TW	7.1E-15	
														19	TQUV	1.3E-13	
														20	TQUX	1.1E-11	
														21	-	3.7E-06	
														22	-	7.6E-09	
														23	TW	3.1E-10	
														24	-	1.0E-08	
														25	-	2.1E-11	
														26	TW	4.7E-13	
														27	-	2.0E-11	
														28	-	4.1E-14	
														29	TW	1.1E-13	
														30	-	3.7E-14	
														31	-	7.5E-17	
														32	TW	2.3E-15	
														33	-	7.3E-17	
														34	-	1.5E-19	
														35	TW	7.2E-15	
														36	TQUV	2.6E-13	
														37	-	7.2E-24	
														38	-	7.2E-24	
														39	-	6.1E-09	
															合計値	5.9E-08	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 17-1 タービン・サポート系故障に対するイベントツリー

ASW故障 ATWS	メンテナンス	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD7	MN	CM				
			1	-	7.2E-04	
			2	TC	2.5E-14	
			3	-	6.1E-09	
				合計値	2.5E-14	

図 17-2 タービン・サポート系故障A TWSに対するイベントツリー

計画外停止 N	メンテナンス MN	S/R弁開放 M	S/R弁再 閉鎖 P	HPCS UH	RCIC UR	手動ADS X1	LPCI-A VA	LPCS VS	LPCI-B VB	LPCI-C VC	RHR-A WA	RHR-B WB	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
													1	-	4.3E-02	
													2	-	8.6E-05	
													3	TW	3.5E-06	※1
													4	-	9.4E-05	
													5	-	1.9E-07	
													6	TW	7.8E-09	
													7	-	3.2E-07	
													8	-	6.6E-10	
													9	TW	1.4E-11	
													10	-	6.3E-10	
													11	-	1.3E-12	
													12	TW	3.2E-12	
													13	-	1.2E-12	
													14	-	2.3E-15	
													15	TW	1.3E-13	
													16	-	2.3E-15	
													17	-	4.6E-18	
													18	TW	4.2E-13	
													19	TQUV	8.0E-12	
													20	TQUX	6.7E-10	
													21	-	2.2E-04	
													22	-	4.5E-07	
													23	TW	1.8E-08	
													24	-	6.0E-07	
													25	-	1.3E-09	
													26	TW	2.8E-11	
													27	-	1.2E-09	
													28	-	2.4E-12	
													29	TW	6.4E-12	
													30	-	2.2E-12	
													31	-	4.5E-15	
													32	TW	1.4E-13	
													33	-	4.4E-15	
													34	-	8.9E-18	
													35	TW	4.3E-13	
													36	TQUV	1.5E-11	
													37	-	4.3E-22	
													38	-	3.6E-07	
													合計値	3.5E-06		

※1 起因事象別のドミナントシナケンス

図 18 計画外停止に対するイベントツリー

ISLOCA	ISLOCA発生(隔離不能) IE_IS	ISLOCA発生(隔離可能) IE_IS2	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T8						
			1	-	1.0E+00	
			2	ISLOCA	3.1E-10	※1
			3	ISLOCA	9.2E-11	
				合計値	4.1E-10	

※1 起因事象別のドミナントシケケンス及び事故シケケンスグループ別のドミナントシケケンス

図 19 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー