

女川原子力発電所 2 号炉

確率論的リスク評価（PRA）について
[内部事象出力運転時レベル 1，停止時レベル 1，
内部事象出力運転時レベル 1.5]

平成 27 年 7 月 2 日
東北電力株式会社

目 次

はじめに

1 レベル1 P R A

1.1 内部事象 P R A

1.1.1 出力運転時 P R A

1.1.2 停止時 P R A

1.2 外部事象 P R A

1.2.1 地震 P R A

1.2.2 津波 P R A

2 レベル1.5 P R A

2.1 内部事象 P R A

2.1.1 出力運転時 P R A

[] : 本日提示資料

表

出力運転時 P R A

第 1. 1. 1. a-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
第 1. 1. 1. a-2 表	系統設備概要
第 1. 1. 1. b-1 表	既往の P R A で選定している起回事象
第 1. 1. 1. b-2 表	過渡事象等の起回事象の分類
第 1. 1. 1. b-3 表	起回事象の選定における検討結果
第 1. 1. 1. b-4 表	選定した起回事象一覧
第 1. 1. 1. b-5 表	起回事象発生頻度
第 1. 1. 1. c-1(a) 表	成功基準の一覧
第 1. 1. 1. c-1(b) 表	<u>低圧 ECCS による注水時の原子炉減圧の必要弁数</u>
第 1. 1. 1. c-1(c) 表	<u>RCW/RSW-A, B の成功基準</u>
第 1. 1. 1. c-1(d) 表	<u>HPCW/HPSW の成功基準</u>
第 1. 1. 1. c-1(e) 表	<u>空調の成功基準</u>
第 1. 1. 1. c-2 表	代表シーケンス事故進展のまとめ
第 1. 1. 1. e-1 表	フロントライン系とサポート系の依存性
第 1. 1. 1. e-2 表	サポート系同士の依存性
第 1. 1. 1. e-3 表	代表的な F T の非信頼度
第 1. 1. 1. f-1 表	同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モード
第 1. 1. 1. f-2 表	システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器
第 1. 1. 1. f-3 表	共通要因故障パラメータの一覧
第 1. 1. 1. g-1 表	人的過誤の評価結果
第 1. 1. 1. h-1 表	炉心損傷シーケンスグループ
第 1. 1. 1. h-2 表	主要シーケンスの評価結果
第 1. 1. 1. h-3 表	起回事象別炉心損傷頻度
第 1. 1. 1. h-4 表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度
第 1. 1. 1. h-5 表	炉心損傷シーケンスに寄与する要因別の分析結果
第 1. 1. 1. h-6 表	事故シーケンスの分析結果
第 1. 1. 1. h-7 表	起回事象別重要度評価結果 (FV 重要度)
第 1. 1. 1. h-8 表	起回事象別重要度評価結果 (RAW)
第 1. 1. 1. h-9 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (FV 重要度上位)
第 1. 1. 1. h-10 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (RAW 上位)
第 1. 1. 1. h-11 表	不確かさ評価結果
第 1. 1. 1. h-12 表	外部電源復旧に関する感度解析結果の比較
第 1. 1. 1. h-13 表	プラント固有データに関する感度解析結果 (起回事象発生頻度)

第 1. 1. 1. h-14 表	プラント固有データに関する感度解析結果（機器故障率）
第 1. 1. 1. h-15 表	プラント固有データに関する感度解析結果（全炉心損傷頻度）

停止時 P R A

第 1. 1. 2. a-1 表	停止時 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源
第 1. 1. 2. a-2 表	停止時 PRA で期待する主な系統
第 1. 1. 2. a-3 表	女川 2 号炉定期検査の工程継続期間の比較
第 1. 1. 2. b-1 表	既往の停止時 PRA における起因事象との比較
第 1. 1. 2. b-2 表	プラント状態と起因事象の対応
第 1. 1. 2. b-3 表	各プラント状態における起因事象発生頻度
第 1. 1. 2. b-4 表	POS 別の起因事象発生頻度
第 1. 1. 2. c-1 表	各 POS の崩壊熱発生量
第 1. 1. 2. c-2 表	各起因事象及び各プラント状態における成功基準
第 1. 1. 2. c-3 表	対象設備の余裕時間
第 1. 1. 2. e-1 表	フロントライン系とサポート系間の相互依存表
第 1. 1. 2. e-2 表	サポート系間の相互依存表
第 1. 1. 2. e-3 表	システム信頼性評価結果
第 1. 1. 2. f-1 表	同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モード
第 1. 1. 2. f-2 表	システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器
第 1. 1. 2. f-3 表	共通要因故障パラメータの一覧
第 1. 1. 2. g-1 表	人的過誤の評価結果（診断失敗）
第 1. 1. 2. g-2 表	人的過誤の評価結果
第 1. 1. 2. h-1 表	炉心損傷シーケンスグループ
第 1. 1. 2. h-2 表	主要事故シーケンスとカットセット
第 1. 1. 2. h-3 表	起因事象別・POS 別の炉心損傷頻度
第 1. 1. 2. h-4 表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度
第 1. 1. 2. h-5 表	FV 重要度評価結果
第 1. 1. 2. h-6 表	RAW 評価結果
第 1. 1. 2. h-7 表	不確実さ評価結果
第 1. 1. 2. h-8 表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

レベル 1. 5 P R A

第 2. 1. 1. a-1 表	格納容器の主要仕様
第 2. 1. 1. b-1 表	事故シーケンスの識別子

第 2.1.1. b-2 表	炉心損傷に至る事故シーケンス
第 2.1.1. b-3 表	プラント損傷状態の発生頻度
第 2.1.1. c-1 表	格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類抽出
第 2.1.1. c-2 表	プラント損傷状態と負荷の対応
第 2.1.1. c-3 表	格納容器破損モードの選定
第 2.1.1. d-1 表	シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第 2.1.1. d-2 表	ヘディングの選定および定義
第 2.1.1. d-3 表	ヘディングの従属性
第 2.1.1. e-1 表	事故進展解析の対象とした事故シーケンス
第 2.1.1. e-2 表	基本解析条件
第 2.1.1. e-3 表	各事故シーケンスの事故進展解析条件
第 2.1.1. e-4 表	事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第 2.1.1. e-5 表	緩和操作に対する時間余裕の検討結果
第 2.1.1. f-1 表	物理化学現象に関する格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第 2.1.1. f-2 表	緩和操作に関する格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第 2.1.1. f-3 表	プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第 2.1.1. f-4 表	格納容器破損モード別の格納容器破損頻度
第 2.1.1. g-1 表	格納容器破損頻度不確実さ解析
第 2.1.1. g-2 表	格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較（外部電源復旧）

図

出力運転時 P R A

- 第 1. 1. 1-1 図 内部事象レベル 1PRA 評価フロー図
- 第 1. 1. 1. a-1 図 主要設備の概要
- 第 1. 1. 1. a-2 図 原子炉停止（原子炉スクラム）系及び制御棒駆動系概要図
- 第 1. 1. 1. a-3 図 原子炉保護系作動回路概要図
- 第 1. 1. 1. a-4 図 原子炉冷却系系統概要図
- 第 1. 1. 1. a-5 図 高圧炉心スプレイ系系統概要図
- 第 1. 1. 1. a-6 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図
- 第 1. 1. 1. a-7 図 低圧炉心スプレイ系系統概要図
- 第 1. 1. 1. a-8 図 残留熱除去系系統概要図
- 第 1. 1. 1. a-9 図 原子炉補機冷却系系統概要図
- 第 1. 1. 1. a-10 図 所内単線結線図
- 第 1. 1. 1. a-11 図 原子炉格納施設の構造概要図
- 第 1. 1. 1. d-1 図 過渡事象に対するイベントツリー
- 第 1. 1. 1. d-2 図 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第 1. 1. 1. d-3 図 通常停止等に対するイベントツリー
- 第 1. 1. 1. d-4 図 L O C A に対するイベントツリー
- 第 1. 1. 1. d-5 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 1. 1. 1. e-1 図 システム信頼性評価の例
- 第 1. 1. 1. f-1 図 システム間共通要因故障機器群の同定手順
- 第 1. 1. 1. h-1 図 炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 1. 1. 1. h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）
- 第 1. 1. 1. h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（FV 重要度上位基事象）
- 第 1. 1. 1. h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（RAW 上位基事象）
- 第 1. 1. 1. h-5 図 全炉心損傷頻度および事故シーケンスグループに対する不確かさ解析結果
- 第 1. 1. 1. h-6 図 外部電源復旧の有無に関する感度解析結果（炉心損傷頻度の比較）
- 第 1. 1. 1. h-7 図 外部電源復旧の有無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比較）
- 第 1. 1. 1. h-8 図 プラント固有データに関する感度解析結果（炉心損傷頻度の比較，起因事象別）
- 第 1. 1. 1. h-9 図 プラント固有データに関する感度解析結果（炉心損傷頻度の比較，事故シーケンスグループ別）

停止時PRA

- 第 1.1.2-1 図 停止時レベル 1PRA 評価フロー図
- 第 1.1.2. a-1 図 停止時の主要設備の概要
- 第 1.1.2. a-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第 1.1.2. a-3 図 POS の分類及び使用可能な緩和設備
- 第 1.1.2. b-1 図 起回事象の抽出に用いたマスターロジックダイアグラム
- 第 1.1.2. c-1 図 崩壊熱の評価結果
- 第 1.1.2. c-2 図 冷却材蒸発量の評価結果
- 第 1.1.2. d-1 図 RHR フロントライン・サポート系機能喪失のイベントツリー
- 第 1.1.2. d-2 図 外部電源喪失のイベントツリー
- 第 1.1.2. d-3 図 LOCA のイベントツリー
- 第 1.1.2. f-1 図 システム間共通要因故障機器群の同定手順
- 第 1.1.2. h-1 図 炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 1.1.2. h-2 図 FV 重要度と RAW の相関 (FV 重要度上位基事象)
- 第 1.1.2. h-3 図 FV 重要度と RAW の相関 (RAW 上位基事象)
- 第 1.1.2. h-4 図 不確実さ評価結果
- 第 1.1.2. h-5 図 外部電源復旧の有無に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)
- 第 1.1.2. h-6 図 外部電源復旧の有無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比較)

レベル 1.5 PRA

- 第 2.1.1-1 図 内部事象レベル 1.5PRA 評価フロー図
- 第 2.1.1. a-1 図 Mark-I 改良型格納容器の形状及びデブリの移動経路
- 第 2.1.1. b-1 図 プラント損傷状態の分類
- 第 2.1.1. c-1 図 BWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展
- 第 2.1.1. e-1 図 (1/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUV)
- 第 2.1.1. e-1 図 (2/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUX)
- 第 2.1.1. e-1 図 (3/10) 代表的な物理量の時間変化 (長期 TB)
- 第 2.1.1. e-1 図 (4/10) 代表的な物理量の時間変化 (TW)
- 第 2.1.1. e-1 図 (5/10) 代表的な物理量の時間変化 (TC)
- 第 2.1.1. e-1 図 (6/10) 代表的な物理量の時間変化 (AE)
- 第 2.1.1. e-1 図 (7/10) 代表的な物理量の時間変化 (S1E)
- 第 2.1.1. e-1 図 (8/10) 代表的な物理量の時間変化 (S2E)
- 第 2.1.1. e-1 図 (9/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUV+低圧 ECCS (RPV 健全))
- 第 2.1.1. e-1 図 (10/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUX+低圧 ECCS (RPV 健全))

- 第 2.1.1.f-1 図 プラント損傷状態別格納容器破損割合
- 第 2.1.1.f-2 図 格納容器破損モード別格納容器破損割合
- 第 2.1.1.g-1 図 格納容器破損頻度不確かさ解析
- 第 2.1.1.g-2 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較（外部電源復旧）

別紙

出力運転時 P R A

- 別紙 1. 1. 1. b-1 過渡事象等の起回事象の分類表について
- 別紙 1. 1. 1. b-2 起回事象から除外している事象について
- 別紙 1. 1. 1. b-3 主蒸気管破断の分類の考え方について
- 別紙 1. 1. 1. b-4 中性子束検出器のモデル化について
- 別紙 1. 1. 1. b-5 従属性を有する起回事象の抽出について
- 別紙 1. 1. 1. b-6 運転時 PRA で通常停止を起回事象として取扱う考え方について
- 別紙 1. 1. 1. b-7 「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類する考え方について
- 別紙 1. 1. 1. b-8 起回事象の発生頻度における EF の設定の妥当性について
- 別紙 1. 1. 1. b-9 起回事象発生頻度の評価の考え方の優先順位について
- 別紙 1. 1. 1. b-10 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 1. 1. 1. b-11 起回事象外部電源喪失における炉型の違いに対する考え方について
- 別紙 1. 1. 1. b-12 起回事象の LOCA の発生頻度算定の考え方
- 別紙 1. 1. 1. b-13 ECCS 配管破断の考え方について
- 別紙 1. 1. 1. b-14 インターフェイスシステム LOCA の発生頻度の算出方法について
- 別紙 1. 1. 1. b-15 ISLOCA 発生頻度の海外との差について
- 別紙 1. 1. 1. c-1 対処設備作動までの余裕時間の考え方
- 別紙 1. 1. 1. c-2 成功基準の設定時の解析例について
- 別紙 1. 1. 1. d-1 サプレッションプール温度が上昇した場合の H P C S の機能維持の考え方について
- 別紙 1. 1. 1. e-1 スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義
- 別紙 1. 1. 1. f-1 故障確率データがない機器について既存データを代用する場合の妥当性について
- 別紙 1. 1. 1. f-2 外部電源復旧の考え方について
- 別紙 1. 1. 1. f-3 保守頻度の設定と実績との比較について
- 別紙 1. 1. 1. f-4 共通要因故障の除外例について
- 別紙 1. 1. 1. f-5 共通要因故障を考慮した場合の感度解析について
- 別紙 1. 1. 1. f-6 共通要因故障パラメータの設定方法について
- 別紙 1. 1. 1. f-7 共通要因故障を考慮している機器について、メーカーが相違している場合の考え方
- 別紙 1. 1. 1. f-8 故障モード毎の共通要因故障の評価に使用しているパラメータについて
- 別紙 1. 1. 1. g-1 人的過誤操作失敗に係る詳細設定について
- 別紙 1. 1. 1. g-2 起回事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程について
- 別紙 1. 1. 1. g-3 起回事象発生前の人的過誤を除外する妥当性について

- 別紙 1. 1. 1. g-4 計器の校正ミスの取り扱いについて
- 別紙 1. 1. 1. g-5 人的過誤として考慮する評価項目と結果について
- 別紙 1. 1. 1. h-1 PRA の使用コードの検証について
- 別紙 1. 1. 1. h-2 RCIC 運転継続時間 8 時間の妥当性について
- 別紙 1. 1. 1. h-3 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 1. 1. 1. h-4 不確実さ解析における計算回数について

停止時 P R A

- 別紙 1. 1. 2. a-1 期待する影響緩和設備におけるタイライン等による他系統からのサポート系の融通について
- 別紙 1. 1. 2. a-2 評価対象とした定期検査工程の代表性について
- 別紙 1. 1. 2. a-3 プラント状態の分類の考え方について
- 別紙 1. 1. 2. b-1 起因事象から CR 引抜事象を除外している理由について
- 別紙 1. 1. 2. b-2 RHR 運転中の LOCA を起因事象から除外する考え方について
- 別紙 1. 1. 2. b-3 RHR 切替時の LOCA を POS-B2 のみで考慮している理由について
- 別紙 1. 1. 2. b-4 停止時の LOCA の発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について
- 別紙 1. 1. 2. c-1 炉心損傷条件について
- 別紙 1. 1. 2. c-2 緩和操作の成功に必要な安全機能, 当該操作時のプラント状態について
- 別紙 1. 1. 2. c-3 緩和操作に必要な余裕時間等の算出根拠について
- 別紙 1. 1. 2. c-4 停止時の LOCA における余裕時間の考え方について
- 別紙 1. 1. 2. g-1 起因事象発生前の操作に係わる人的過誤の選定の考え方について
- 別紙 1. 1. 2. g-2 人的過誤に係わる診断失敗確率の考え方について
- 別紙 1. 1. 2. g-3 人的過誤に係わるストレスレベルの考え方について
- 別紙 1. 1. 2. h-1 POS 別の炉心損傷頻度（日当たり）について
- 別紙 1. 1. 2. h-2 システム信頼性解析の結果について

レベル 1. 5 P R A

- 別紙 2. 1. 1. b-1 TBP シーケンス, S1E および S2E シーケンスの原子炉圧力挙動について
- 別紙 2. 1. 1. b-2 炉心損傷時期を分類する基準について
- 別紙 2. 1. 1. c-1 評価から除外した PCV 破損モードについて
- 別紙 2. 1. 1. c-2 F C I の知見について
- 別紙 2. 1. 1. e-1 格納容器破損限界への福島第一原子力発電所における知見の整理について

- 別紙 2.1.1.e-2 事故進展解析における炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉压力容器破損の判断基準について
- 別紙 2.1.1.e-3 炉心注水によるRPV破損回避の不確かさについて
- 別紙 2.1.1.f-1 格納容器破損モードにおける物理化学現象の詳細について
- 別紙 2.1.1.f-2 炉外FCIにおけるペDESTALフラジリティの作成方法について
- 別紙 2.1.1.f-3 炉外FCIにおける [REDACTED] 因果関係作成方法について
- 別紙 2.1.1.f-4 DCHによる格納容器フラジリティ評価における温度負荷の扱いについて
- 別紙 2.1.1.f-5 PCV隔離の分岐確率の妥当性について

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

別 添

出力運転時P R A

別添 1.1.1 出力運転時イベントツリー

停止時P R A

別添 1.1.2 停止時イベントツリー

レベル1.5 P R A

別添 2.1.1 レベル1.5 イベントツリー

はじめに

「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。）に基づき、重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（P R A）を活用している。

当社は従来より定期安全レビュー（P S R）等の機会に内部事象レベル 1 P R A（出力運転時、停止時）、レベル 1. 5 P R A の評価を実施してきており、これらの P R A 手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有するレベル 1 地震 P R A 及びレベル 1 津波 P R A を適用対象とし、建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

今回実施する P R A の目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず、設置許可取得済の設備の機能にのみ期待する仮想的なプラント状態を評価対象として P R A モデルを構築した。

< 今回の P R A 評価対象 >

対象	許認可対象	モデル化採否
設計基準対象施設	対象	モデル化する※1
AM策 （平成 4 年計画以前）	一部を除き 対象外	「設計基準事故対処設備の機能を作動させるためのバックアップ操作」、「常用系である給復水系（通常停止時）」※2、「外部電源復旧」※2等はモデル化する。
AM策 （平成 4 年計画・整備）	対象外	モデル化しない
緊急安全対策	対象外	モデル化しない
重大事故等対処施設	現在申請中	モデル化しない

※1 地震及び津波の P R A については、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。

※2 地震・津波 P R A では考慮しない。

1 レベル1PRA

1.1 内部事象PRA

1.1.1 出力運転時PRA

出力運転時PRAは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所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1PSA学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.1-1図に示す。

1.1.1.a. 対象プラント

①対象とするプラントの説明

(1)プラント情報の収集・分析

内部事象出力運転時レベル1PRAの実施にあたり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転・保守管理の情報をPRAの目的に応じて調査・収集した。

－PRA実施にあ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）

－一定量化にあたり必要とされる情報（機器故障、起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて入手した図書類を、第1.1.1.a-1表に示す。

また、a.項にレベル1PRAにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示し、b.項にレベル1.5PRAにおいて重要となる格納容器の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

- ・出力
 - － 熱出力 2,436MWt
 - － 電気出力 825MWe
- ・プラント型式
 - － 沸騰水型BWR-5
- ・格納容器型式
 - － 圧力抑制形（マークI改良型）

a. 主要な設備の構成・特性

本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な安全系統により構成される。第1.1.1.a-1図に本プラントの主要設備の概要を示す。また、第1.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。

(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、原子炉の出力の調整を行う。原子炉起動時・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。

1) 制御棒及び制御棒駆動系（スクラム系）（第1.1.1.a-2図、第1.1.1.a-3図）

原子炉水位低（L3）等の原子炉保護系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。

(b) 炉心冷却機能に関する系統

通常運転時は、復水・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主復水器にて凝縮され、再び復水・給水系へ冷却材を供給する。第1.1.1.a-4図に原子炉冷却系系統概要図を示す。原子炉停止時には、残留熱除去系により原子炉の残留熱を除去する。主復水器が使えない異常時にあつては、以下の系統により原子炉を冷却する。

1) 高圧炉心スプレイ系（HPCS）（第1.1.1.a-5図）

高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位低（L2）また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）あるいはサプレッションチェンバ内のプール水（第2水源）を炉心上部に設けられた炉心スプレイスパー ज्याのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。

2) 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) (第 1.1.1. a-6 図)

原子炉隔離時冷却系は、原子炉停止後、復水・給水系が何らかの原因で停止した場合に、原子炉水位低 (L 2) により自動起動し、原子炉の水位を維持する。本系統は、注水ポンプの動力源として、原子炉で生じる蒸気を使った蒸気タービンを用い、制御用電源はバッテリーを用いており、発電所内の全ての交流電源が喪失しても原子炉の冷却を達成できる。

3) 自動減圧系 (ADS) (第 1.1.1. a-1 図)

自動減圧系は、主蒸気系の逃がし安全弁 11 弁の内 6 弁からなり、低圧注水系あるいは低圧炉心スプレイ系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。

4) 低圧炉心スプレイ系 (LPCS) (第 1.1.1. a-7 図)

低圧炉心スプレイ系は、原子炉水位低 (L 1) またはドライウェル圧力高の信号で自動起動し、サブプレッションチェンバ内のプール水を炉心上部に設けられた炉心スプレイスパーージャのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。

5) 低圧注水系 (LPCI) (第 1.1.1. a-8 図)

低圧注水系は、低圧炉心スプレイ系と同じ信号で自動起動し、サブプレッションチェンバ内のプール水を原子炉へ注水して炉心を冷却する。本原子炉施設では、低圧注水系を 3 系統設けている。

(c) 格納容器熱除去機能に関する系統

1) 残留熱除去系 (RHR) (第 1.1.1. a-8 図)

残留熱除去系は、ポンプ 3 台、熱交換器 2 基からなり、原子炉停止後の崩壊熱を、原子炉から除去する。また、本系統は、弁の切り替えにより、低圧注水系、格納容器スプレイ冷却系としても使用できる。

(d) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時及び原子炉停止時の補機冷却は、淡水ループ、海水系からなる原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系により原子炉建屋内の機器を冷却する。また、電源は通常運転時は所内変圧器を通して供給し、原子炉の起動又は停止時は起動変圧器を通して受電する。

異常時には、以下の系統により補機の冷却、電源の供給を行う。

1) 補機冷却系 (第1.1.1.a-9図)

低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機は原子炉補機冷却水系で冷却され、原子炉補機冷却水系は原子炉補機冷却海水系で冷却される。また、高圧炉心スプレイ系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機は、高圧炉心スプレイ補機冷却系で冷却され、高圧炉心スプレイ補機冷却系は高圧炉心スプレイ補機冷却海水系で冷却される。

2) 復水器真空度維持に関するサポート系

・循環水系 (CW)

2台の循環水ポンプによって冷却水(海水)を主復水器に導き、主復水器に流入する蒸気を冷却する系統である。熱交換した冷却水は放水路を経て海に放出される。

・タービングラウンド蒸気系 (TGS)

タービン及び弁類のグラウンド部にシール蒸気を供給すること、グラウンド部よりグラウンド蒸気復水器へ蒸気及び空気を戻すことにより内部への空気の流入を防止することを目的とした系統である。

・復水器空気抽出系 (AO)

主復水器に漏入する空気及びタービン排気に含まれる水素、酸素等の不凝縮ガスを連続的に抽出し、気体廃棄物処理系(OG)へ送り、主復水器真空度を保持するための系統である。

・気体廃棄物処理系(OG)

^{16}N , ^{19}O のような短寿命放射性核種に対して十分な時間減衰を図り, 平常時に排気筒より放出される放射能を許容放出率より低くする設備である。本評価では, A0からの非凝縮性ガスからの排気機能を維持するための機能として考慮する。すなわち, 主復水器真空度維持に必要な系統としている。

3) 電源系

所内変圧器の故障時には, 常用母線は起動変圧器を通して受電するように切り替える。非常用高圧母線が停電した場合には, 非常用高圧母線に接続された負荷は, 動力用変圧器及び非常用低圧母線に接続されるモータコントロールセンタを除いて全て遮断される。ディーゼル発電機が自動起動し, 非常用高圧母線に接続され原子炉の停止に必要な負荷が自動的に投入される。

直流電源設備は, 非常用所内電源として所内用125V 2系統, 高圧炉心スプレイ系用125V 1系統が設けられている。

第1.1.1. a-10図に本プラントの所内単線結線図を示す。

(e) その他の系統

事故時に作動が必要な設備のうち, PRAで作動を考慮する設備は以下のものがある。

1) 給水系・復水系・主復水器による除熱 (通常除熱系) (第1.1.1. a-4図)

給水系は主復水器ホットウェルの水を低圧復水ポンプ, 高圧復水ポンプ及び電動給水ポンプにより炉心へ注入する系統である。また, 復水系は主復水器ホットウェルの水を低圧復水ポンプにより炉心へ注入する系統である。通常除熱系は主復水器で蒸気を凝縮することにより, RPVから崩壊熱を除去する系統である。

b. 格納容器の構成・特性

(a) 格納容器 (第1.1.1. a-11図)

本原子炉施設の格納容器は、圧力抑制形鋼製格納容器（マーク I 改良型）である。格納容器は上下部半球円筒形をしたドライウエルと円環形サプレッションチェンバに区分されている。ドライウエルとサプレッションチェンバの液相部は、8本のベント管により連絡されており、LOCA時に原子炉から放出される蒸気はこのベント管を通してサプレッションチェンバのプール水に導かれて凝縮される。

格納容器内雰囲気は、通常運転時には窒素置換されており、大量の水素ガスが発生したとしても可燃限界に至らない。

(b) 格納容器スプレイ冷却系（第1.1.1.a-8図）

本システムは、RHRポンプにより、サプレッションチェンバのプール水をドライウエル及びサプレッションチェンバ内にスプレイすることによって、事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去するとともに、格納容器内の温度、圧力を低減し、格納容器内の放射性物質の漏えいを抑制する。

1.1.1.b. 起回事象

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

① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象について、以下の方法により検討し、分析を行った（別紙1.1.1.b-1）。

a. 国内外の評価事例の分析(既往のPRA, 安全評価審査指針, EPRI NP-2230)

既往のPRA, 安全評価審査指針（原子炉設置許可申請書）及びEPRI NP-2230について分析を行い、当該プラントにおける起回事象の選定を行った。既往のPRAで選定されている起回事象を参考に当該プラントにおける起回事象の候補を選定した。選定の結果を第1.1.1.b-1表に示す。選定した起回事象に

については、原子炉設置許可申請書添付書類十及びEPRI NP-2230に基づき分析し確認を行った。確認の結果を第1.1.1.b-2表に示す。

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

本プラント及び他の国内プラントのトラブル事象について調査を行い、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、女川2号炉における過去のトラブル事象は下表の通り。

発生年月日	トラブル事象	P R A上の 起因事象分類
1995. 12. 24	湿分分離加熱器第2段加熱器ドレンタンク（B 1）高水位調節弁の不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止
1998. 03. 05	給水配管ドレンラインの不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止
2001. 09. 25	原子炉再循環ポンプ（A）メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2002. 06. 20	原子炉再循環ポンプ（A）メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2005. 08. 16	8.16 宮城地震による女川原子力発電所全プラント停止	R P S 誤動作等
2006. 05. 11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止
2007. 01. 09	原子炉再循環ポンプ（A）メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2007. 10. 11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止

(2) 同定した起因事象の除外

以下に示す起因事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している（別紙1.1.1.b-2, 3）。

a. 燃料集合体の落下事象

「燃料集合体の落下」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。

b. 制御棒落下

制御棒と駆動軸との接続部は、十分に信頼性の高い構造となっており、必要な場合以外に分離することがない構造となっていることから制御棒が落下する可能性は非常に低いと考えられる。また、設計上、制御棒1本が、制御棒駆動機構から分離して炉心から落下し、急激な反応度添加と出力分布変化により燃料棒の数%程度の破損が想定されているが、外部への影響は十分に小さいため、本事象は除外する。

なお、設置許可申請書の事故評価の中で、原子炉の高温待機中に制御棒が落下する事故を評価しており、その評価結果から、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

c. 原子炉圧力容器破損

「原子炉圧力容器破損」については、決定論の枠組みの中で既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。また、原子炉圧力容器破損の頻度は、WASH-1400 や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ 10^{-7} /炉年、 10^{-8} /炉年以下となっており、十分低い値が得られていることから、本事象は除外する。

d. 原子炉冷却材流量の部分喪失（再循環ポンプ1台トリップ等）

「原子炉冷却材流量の部分喪失」は、原子炉スクラムに至らず、炉心損傷防止の観点から影響が限定されるため、本事象は除外する。

e. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

「放射性気体廃棄物処理施設の破損」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。

(3) 起回事象のグループ化

同定された起回事象（事象分類）において、プラント応答や必要となる緩和設備などが同等となり、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した。

起因事象は過渡変化，冷却材喪失，従属性を有する起因事象及び通常停止に大きく区分されるため，それらに対するグループ化について検討した。検討結果を第 1.1.1.b-3 表に示す (別紙 1.1.1.b-4)。

a. 過渡事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し，原子炉スクラム信号が発生して原子炉スクラムに至る事象である。事象の進展や緩和設備の状況から以下の通りグループ化を行った。

- ・ 非隔離事象
- ・ 隔離事象
- ・ 全給水喪失
- ・ 水位低下事象
- ・ RPS 誤動作等
- ・ 外部電源喪失
- ・ S/R 弁誤開放

b. 冷却材喪失

冷却材の流出によりプラントパラメータが変動し，原子炉水位低信号等が発生して原子炉スクラムに至る事象である。流出量に応じて期待できる緩和系が異なることから，以下の通りグループ化を行った。

- ・ 小 LOCA
- ・ 中 LOCA
- ・ 大 LOCA

c. 従属性を有する起因事象

当該設備の機能喪失により関連する設備に期待できない状態で原子炉手動停止に至る起因事象である。緩和系との従属性を有する起因事象では，原則としてグループ化を行わない。このため，以下に示す各事象を単独で一つの起因事象グループとする (別紙 1.1.1.b-5)。

(a) 原子炉補機冷却系故障 (区分 I, II)

区分ⅠまたはⅡの原子炉補機冷却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。

(b) 交流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ）

区分ⅠまたはⅡ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。

(c) 直流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ）

区分ⅠまたはⅡの直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。

(d) タービン・サポート系故障

タービン設備のサ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、給復水系が機能喪失する。

d. 通常停止

定期検査など前もって計画されているプラント停止の他、機器からの漏えいなど比較的軽微な故障による計画されないプラント停止を含めて「通常停止」を考慮し、単独で一つの起因事象グループとする（別紙 1. 1. 1. b-6）。

e. インターフェイスシステム LOCA

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。燃料から放出された放射性物質が格納容器をバイパスして環境へ放出される可能性があることから、単独で一つの起因事象グループとする。

以上の検討結果より, 本プラントの評価対象とする起因事象として 16 事象を選定した。選定した起因事象について概要とともに第 1.1.1.b-4 表に示す(別紙 1.1.1.b-7)。

(4) 起因事象の発生頻度評価

選定された起因事象に基づき, レベル 1 P R Aにおいて使用する起因事象の発生頻度を評価した結果を第 1.1.1.b-5 表に示す(別紙 1.1.1.b-8)。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す(別紙 1.1.1.b-9)。

a. 過渡事象及び従属性を有する起因事象の発生頻度評価

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算定している。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(別紙 1.1.1.b-10)。

なお, 発生件数がない事象については発生を 0.5 件として算定している。

(a) 過渡事象

○非隔離事象の発生頻度

$$= 81 / 488.1 = 1.7E-01/\text{炉年}$$

81 : 非隔離事象の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○隔離事象の発生頻度

$$= 13 / 488.1 = 2.7E-02/\text{炉年}$$

13 : 隔離事象の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○全給水喪失の発生頻度

$$= 5 / 488.1 = 1.0E-02/\text{炉年}$$

5 : 全給水喪失の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○水位低下事象の発生頻度

$$= 13 / 488.1 = 2.7E-02/\text{炉年}$$

13 : 水位低下事象の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○RPS誤動作等の発生頻度

$$= 27 / 488.1 = 5.5E-02/\text{炉年}$$

27 : RPS誤動作等の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

○外部電源喪失の発生頻度 (別紙1.1.1.b-11)

$$= (2 + 1) / 706.1 = 4.2E-03/\text{炉年}$$

2 : 運転時に発生した外部電源喪失の発生件数 (件)

1 : 停止時に発生した外部電源喪失の発生件数 (件)

706.1 : 平成20年度末までのBWRプラントの暦年* (炉年)

※外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電時間ではなく運転停止中の期間も含めた暦年を運転実績として使用する。(暦年 = 発電時間 + 運転停止中期間)

○S/R弁誤開放の発生頻度

$$= 0.5 / 488.1 = 1.0E-03/\text{炉年}$$

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

(b) 従属性を有する起回事象

発生件数はないため、発生件数を0.5件とし、延べ発電時間については各プラントの発電時間と系統数および母線数より算出したものを使用し、従属性を有する起回事象の発生頻度について算出を行った。

○原子炉補機冷却系故障の発生頻度

$$= 0.5 / 693.6 = 7.2E-04/\text{炉年}$$

693.6: 国内BWRプラントの原子炉補機冷却系の系統数と発電時間の積分值 (炉年)

○交流電源故障の発生頻度

$$= 0.5 / 3366.2 = 1.5E-04/\text{炉年}$$

3366.2 : 国内BWRプラントの交流母線数と発電時間の積分値 (炉年)

○直流電源故障の発生頻度

$$= 0.5 / 1763.3 = 2.8E-04/\text{炉年}$$

1763.3 : 国内BWRプラントの直流母線数と発電時間の積分値 (炉年)

○タービン・サポート系故障の発生頻度

$$= 0.5 / 693.6 = 7.2E-04/\text{炉年}$$

693.3 : 国内BWRプラントのタービン・サポート系の系統数と発電時間の積分値 (炉年)

(c) 通常停止

○通常停止

$$= 807 / 488.1 = 1.7E+00/\text{炉年}$$

807 : 通常停止の発生件数 (件)

488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)

b. LOCAの発生頻度

LOCAの発生頻度は、NUREG-1829 及び NUREG/CR-5750 のデータに基づき算出した (別紙 1.1. b-12, 13)。

c. 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は、原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部の隔離機能が喪失することにより、低圧設計部に設計圧力以上の圧力がかかり、低圧設計部が機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が格納容器外に流出する事象である。

既往のPRAやNUREG/CR-5124の検討例から以下の配管を評価対象として選定した。

- ・ 低圧 ECCS 系 (LPCS, LPCI) 注入配管
- ・ 停止時冷却モード注入配管
- ・ 停止時冷却モード吸込み配管
- ・ 高圧炉心スプレイ系 (HPCS) ポンプ吸込み配管

これらの配管に対して配管の破損や隔離弁の故障を考慮してフォールトツリーを作成し、ISLOCA の発生頻度を評価した (別紙 1. 1. 1. b-14, 15)。

1. 1. 1. c. 成功基準

既往のPRAや熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

①成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

次の条件を満足できない場合、炉心損傷と判定する。

- ・ 燃料被覆管の最高温度が1200℃以下であること。
- ・ 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。

(2) 起因事象ごとの成功基準

起因事象毎に整備した成功基準の一覧を第1. 1. 1. c-1 (a) ~ (e) 表に示す。

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

余裕時間の設定に際し、MAAPを用いて事故シーケンスの事象進展を解析した。第1. 1. 1. c-2表に事故進展解析結果を示す。この結果から、以下のように余裕時間を設定した (別紙1. 1. 1. c-1) 。

(a) 注水に関する操作

対象操作：注水に関する手動バックアップ

自動起動信号（高圧ECCS，自動減圧，低圧ECCS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

設定根拠：TQUV，TQUX，TBシーケンスにおいて，注水停止後，炉心溶融に至るまでの時間に余裕を見込んだ時間として30分とした。一方，LOCAシーケンスにおける余裕時間は，全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいことから，代表的に他のシーケンスと同じ値とした。

(b) 格納容器除熱操作に関する余裕時間

対象操作：原子炉注水後のRHRによる格納容器除熱操作

原子炉注水に成功した後，崩壊熱による格納容器破損を防ぐために，RHRを起動する必要がある。

余裕時間：8時間

設定根拠：原子炉注水後，S/P水温上昇による注水機能喪失までの時間を基に，保守的に8時間とした。

b. 使命時間

レベル1PSA学会標準の考え方を参考に，事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて，プラントを安定な状態とすることが可能な時間として使命時間を一律24時間と設定した。

(4) 熱水力解析等の解析結果，及び解析コードの検証性

熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性については下表の通り（別紙1.1.1.c-2）。

	成功基準解析	解析結果
①	過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析 (S/R 弁正常動作時)	原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系または減圧系と低压注水系の組み合わせを確認した。
②	過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析 (S/R 弁開固着時)	原子炉低压状態において炉心冷却に必要な注水系を確認した。
③	大破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	大破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な ECCS 台数を確認した。
④	中破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	中破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な高压 ECCS または低压 ECCS と減圧系の組み合わせを確認した。
⑤	小破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	小破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な注水系または注水系と減圧系の組み合わせを確認した。
⑥	ISLOCA 時の炉心冷却機能に関する熱水力解析	配管破損箇所隔離後、原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系または減圧系と低压注水系の組み合わせを確認した。

使用コード (適用解析)	コード検証
SAFER, <u>CHASTE</u> (①, ②, ③, ④, ⑤, ⑥)	原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。

1. 1. 1. d. 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、起因事象の発生並びに各種安全機能喪失の組合せのことである。

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また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1. 1. 1. d-1図～第1. 1. 1. d-5図に示す(別紙1. 1. 1. d-1)。イベントツリーについては別添1. 1. 1に示す。なお、炉心損傷シーケンスグループの分類については、1. 1. 1. h項に示す。

1.1.1.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析を行う。本項目では、起因事象ごとに作成されたイベントツリーのヘディングに対応した緩和システムについて、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構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.1.e-2表に示す。

【フロントライン系】

- ・スクラム系
- ・高圧炉心スプレイ系 (HPCS)
- ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC)
- ・自動減圧系 (ADS)
- ・低圧炉心スプレイ系 (LPCS)
- ・低圧炉心注水系 (LPCI)
- ・残留熱除去系 (RHR)
- ・給復水系

【サポート系】

- ・交流電源系
- ・直流電源系
- ・補機冷却水系

- ・タービン補機冷却水系
- ・ポンプ室空調

②システム信頼性評価手法

システムが機能喪失に至る要因の組み合わせを網羅的に展開でき、システムの非信頼度を定量化できる手法として、フォールトツリー(F T)法を用いる。

フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを整理した。システム信頼性評価の例を第1.1.1. e-1図に示す。

③システム信頼性評価の結果

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

システム信頼性評価の結果について、各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第1.1.1. e-3表に示す。

④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

(1) 制御棒挿入失敗確率

--

(別紙 1.1.1. e-1)。

(2) S/R弁開放失敗確率

--

(3) S/R弁再閉鎖失敗確率

1.1.1.f. 信頼性パラメータ

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

①非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

以下に機器故障率パラメータを使用した基事象発生確率を示す。

・状態変更失敗確率

状態変更失敗とは、弁の開閉動作失敗又は計装品の不動作等、機器の作動要求時に期待される動作に失敗することである。評価式を以下に示す。

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障率

又は

$$Q = 1 - 1 / (\lambda_s \times T_s) \times (1 - \exp(-\lambda_s \times T_s))$$

λ_s : 起動（又は状態変更）失敗率

T_s : 平均試験間隔

・機能維持失敗確率

機能維持失敗とは、機器が期待される機能の維持に失敗することである。評価式を以下に示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

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

λ_r : 機能維持失敗率

T_m : 使命時間

②機器故障率パラメータの一覧

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

なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した（別紙1.1.1.f-1）。

③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

(1) 復旧に期待する機器

故障した機器の復旧に期待する場合には、手順書整備や要因確保の状況を分析し、機器を選定した。検討の結果、外部電源の復旧に期待することとした。

(2) 復旧特性データ

外部電源の復旧失敗確率の算出には、1962年度から1987年度までの外部電源喪失後の2回線送電線の復旧実績に基づくデータを用い、仮想的に24時間

のデータを加え、包絡した曲線によって評価し、イベントツリーで考慮している各時間フェイズ（30分，8時間）に対して考慮する（別紙1.1.1.f-2）。

④待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

試験による待機除外確率 P_{t0} の評価式を以下に示す。

$$P_{t0} = \lambda t \times T_{t0}$$

λt : 試験頻度

T_{t0} : 定期試験平均時間

ただし、定期試験中にも、作動要求時に試験状態が自動的に解除される。この時、定期試験による系統の使用不能確率は上式とオーバーライド信号及び該当弁の作動失敗等とのアンド条件となり、その確率は他の故障要因と比較して無視できるほど小さいため、定期試験による使用不能確率はモデル化対象外とする。(例えば、HPCS では電動ポンプ起動失敗は $4.7E-05$ であり、HPCS ポンプ手動起動試験とオーバーライド信号機能喪失の同時発生確率は $1.7E-08$ となり、無視できるほど小さい)

(2) 保守作業による待機除外データ

系統の機能が喪失しておらず、軽微な不具合(若干のリークや起動時間が仕様を若干満たさない等)の場合にも機器を待機除外として隔離し、保守作業を行う。この保守を実施している間は、当該系統は使用不能となる可能性があり、本評価では、このプラント運転中の保守作業の発生による系統の使用不能確率を考慮する。

この保守による系統の使用不能確率は個々の機器の使用不能確率の和として評価する。個々の機器の使用不能確率は保守作業の頻度と平均保守作業時間(平均修復時間)の積として評価する。

したがって、各系統の保守による使用不能確率 P_{um} は、以下の式により推定する。

$$P_{um} = \sum_i (\lambda_i \times T_i)$$

λ_i : 保守頻度(定期試験等によって異常の発見が可能な機器 i の異常発生率)

T_i : 機器 i の平均修復時間

なお、機器の保守頻度 λ_i については、NUREG/CR-2815を参考に機器の故障率の10倍とする(別紙1.1.1.f-3)。これは、機器の機能喪失の前兆事象が発見された場合でも保守を受けることが考えられ、保守頻度は故障率に比較して高いと考えられるためである。

⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器については、型式、機能、環境、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。ただし、動的機器の静的故障モード、静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障については除外した(別紙1.1.1.f-4)。

本評価では、MGL(Multiple Greek Letter)法を用いて共通要因故障の発生確率を計算する。本評価では米国で公開され、あるいはPRAでの使用実績がある文献や既往のPRA研究などから、妥当と考えられるパラメータを使用することとする(別紙1.1.1.f-5, 6, 7)。

同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モードを第1.1.1.f-1表に、システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器を第1.1.1.f-2表に、共通原因故障パラメータの一覧を第1.1.1.f-3表にそれぞれ示す。

また、システム間共通要因故障機器群の同定手順を第1.1.1.f-1図に示す。

1.1.1.g. 人的過誤

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

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

①評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の算出に用いた方法

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）の THERP (Technique for Human Error Rate Prediction) 手法を用いて、当該プラントの関連操作手順書に基づき、それぞれの人的過誤のHRAイベントツリーを作成し人的過誤確率を評価している（別紙1.1.1.g-1）。

(2) 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い

本作業では、起因事象発生前の作業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。

a. 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、「手動弁の保守後の復帰失敗（開け忘れ及び閉め忘れ）」、「SDV（スクラム排出容器）警報の検出失敗」を評価対象としている（別紙 1.1.1.g-2, g-3）。

b. 起因事象発生後人的過誤

起事象発生後の人的過誤としては、非常時操作手順書や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより、運転員によって行われる緩

と操作を同定している。また、成功基準にて設定されるシステム及び機器の制御に要求される操作及び故障機器の回復操作を含めている。

それぞれの事象発生後の人的過誤に対して、「診断失敗」と「操作失敗」を考慮し評価している(別紙 1.1.1.g-4)。

(a) 診断失敗

起因事象の発生や操作の必要性に対する診断を、診断過誤として取り扱う。診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。

診断失敗は、THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については、1.1.1.cで設定した余裕時間を用いる。

なお、時間信頼性曲線において、余裕時間が1,500分を超えるものについては、1,500分における診断失敗確率を用いている。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転手順書の操作全てに失敗するものとして取り扱う。

(b) 操作失敗

事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。

操作失敗については、THERPの「手動操作のコミッショナー」として評価している。また、担当運転員以外にも指導的な立場などの他の運転員による過誤回復に期待できるものとしている。

c. 人的過誤評価結果

人的過誤の評価結果を第 1.1.1.g-1 表に示す(別紙 1.1.1.g-5, g-6)。

1.1.1.h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、RiskSpectrum®PSAを使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った（別紙1.1.1.h-1）。また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために「事故シーケンスグループ」に分類する。

(1) 事故シーケンスグループの選定

運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故等の事象が発生した場合に、原子炉を安全な状態に移行させるための基本的な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」、「原子炉格納容器閉じ込め機能」（いわゆる、「止める」「冷やす」「閉じ込める」）がある。これらのうち、レベル1 PRAでは炉心損傷防止の観点から「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シーケンスのグループ化を行う。

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に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして分類する。（原子炉停止機能喪失／TC）

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。冷却手段として、高圧注水機能（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系等による炉心冷却）及び低圧注水機能（低圧炉心スプレイ系及び低圧炉心注入系等による炉心冷却）があり、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。

(a) 過渡事象発生後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、高圧注水・低圧注水機能喪失に分類する。（高圧注水・低圧注水機能喪失／TQUV）

- (b) 過渡事象発生後、高圧注水機能の喪失後、原子炉の減圧に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、高圧注水・減圧機能喪失に分類する。(高圧注水・減圧機能喪失/TQUX)
- (c) LOCAが発生した後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、LOCA時注水機能喪失に分類する。(LOCA時注水機能喪失)

なお、LOCA時注水機能喪失は起因事象に応じて、以下のとおり小分類に分けて設定する。

- 1) 大LOCA時は事象発生により原子炉が低圧状態となるため低圧注水の際に減圧が不要である。(大LOCA後の炉心冷却失敗/AE)
- 2) 中LOCA時は冷却材の流出規模が大きくRCICによる注水には期待できない。(中LOCA後の炉心冷却失敗/S1E)
- 3) 小LOCA時は冷却材の流出規模が小さくRCICによる注水に期待することができる。(小LOCA後の炉心冷却失敗/S2E)

また、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LOCA)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可能性があることから事故シーケンスグループとして、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。(格納容器バイパス)

c. 格納容器熱除去機能

原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器熱除去機能が喪失した場合には、炉心損傷前に格納容器が加圧により破損し、その後、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、崩壊熱除去機能喪失に分類する。(崩壊熱除去機能喪失/TW)

d. 安全機能のサポート機能

外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、

全交流動力電源喪失に分類する。なお、本評価では、区分Ⅰおよび区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。（全交流動力電源喪失／TB）

なお、全交流動力電源喪失は事故進展に応じて以下の小分類に分けて設定する。

- 1) 非常用D/G 2台及びHPCSが機能喪失の状態でもRCICにより原子炉注水は継続しているが、長時間経過後直流電源の機能喪失（バッテリーが枯渇）し炉心損傷に至る。（長期TB）（別紙1.1.1.h-2）
- 2) 直流電源の機能喪失（バッテリー2台故障）により非常用D/G 2台の起動に失敗し、さらにHPCSも機能喪失し高圧状態で短時間に炉心損傷に至る。（TBD）
- 3) 非常用D/G 2台が機能喪失し、さらにHPCS及びRCICも機能喪失し高圧状態で短時間に炉心損傷に至る。（TBU）
- 4) 非常用D/G 2台が機能喪失し、さらにHPCSの機能喪失とS/R弁再閉鎖失敗によるRCIC機能喪失により低圧状態で短時間に炉心損傷に至る。（TBP）

以上から、事故シーケンスグループを第1.1.1.h-1表に分類する。

② 炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 5.5×10^{-5} （/炉年）となった。

全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい主要シーケンス及び主要カットセットについて第1.1.1.h-2表に、起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.1.h-3表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.1.h-4表に示す。

起因事象別および事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合について第1.1.1.h-1図に示す（別紙1.1.1.h-3）。

また、炉心損傷シーケンスに寄与する要因別の分析結果を第1.1.1.h-5表に、事故シーケンスの分析結果を第1.1.1.h-6表に示す。

(2) 評価結果の分析

事故シーケンスグループ別の結果では、崩壊熱除去機能喪失(TW)による寄与が99.7%と支配的である。次いで、高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)による寄与が0.3%である。その他の事故シーケンスグループによる寄与は0.1%未満であった。

主要シーケンスであるTWに対する寄与割合の大きいカットセットは、RHR手動操作失敗である。操作失敗によりRHR-A, Bが従属して機能喪失となり、残留熱除去系の機能喪失に至る。AM策等を考慮しない評価条件においては、手動停止時を除いて格納容器からの除熱機能として残留熱除去系しか考慮できない事から、崩壊熱除去機能喪失が支配的となる。

起因事象別の結果では、非隔離事象による寄与が最も大きい(53.1%)。起因事象発生頻度については、手動停止が大きくなるが、手動停止時は常用系の緩和機能に期待できる等から、炉心損傷頻度への寄与割合は、過渡事象の方が大きくなる。

③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

PRA結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。

また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

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) 重要度およびリスク増加価値(RAW)を評価した。

- ・FV重要度：炉心損傷を仮定したときに当該事象の発生が寄与している割合を示す指標。特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を0とした時にリスクがどれだけ低減されるかを示す指標である。

$$FV = \frac{F_A(CD)}{F(CD)}$$

$F_A(CD)$ ：事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度

$F(CD)$ ：炉心損傷頻度

- ・RAW：ある事象が必ず発生するとした時に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標。

$$RAW = \frac{F(CD/A=1)}{F(CD)}$$

$F(CD/A=1)$ ：対象とする事象Aの生起確率が1の場合の炉心損傷頻度

a. 起回事象

起回事象のFV重要度評価結果を第1.1.1.h-7表に示す。FV重要度は、全炉心損傷頻度に対して支配的である「非隔離事象」が最も高い結果となった。

起回事象のRAW評価結果を第1.1.1.h-8表に示す。RAWは、起回事象に対して有効な緩和手段がない「ISLOCA」が高い結果となった。

FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-2図に示す。区分Ⅱの「補機冷却系故障」、
「直流電源故障」、
「交流電源故障」がFV重要度、RAWともに高い結果となっている。このことから、区分Ⅱのサポート系が重要であることがわかる。

b. 緩和系の基事象

緩和系の基事象のFV重要度評価結果を第1.1.1.h-9表に示す。「RHR手動操作失敗」が最も高く、それ以外にもRHR関連機器やRHRの補機冷却系であるRCW/RSWに関する基事象が上位を占めている。崩壊熱除去機能喪失(TW)が全炉心損傷頻度に対して支配的(99%以上)であることからこのような結果となる。

緩和系の基事象のRAW評価結果を第1.1.1.h-10表に示す。「RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」および「RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」が高い結果となった。補機冷却系ポンプ共通要因故障により、RCW/RSW-A, Bが同時に故障することで、RHRをはじめとする多くの緩和設備が機能喪失に至るため、これらのRAWが高くなる結果となった。

FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-3図および第1.1.1.h-4図に示す。いずれにおいても、「RHR手動操作失敗」, 「RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」および「RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」の重要度が高く、これらの基事象に対する対策を実施することが有効な対策となる。具体的には、原子炉格納容器圧力逃がし装置, 原子炉補機代替冷却系等の対策により、これらの基事象の重要度を低減させることが可能である。

(2) 不確かさ解析

全炉心損傷頻度の下限値(5%), 中央値(50%), 平均値及び上限値(95%)の評価結果を第1.1.1.h-11表および第1.1.1.h-5図に示す(別紙1.1.1.h-4)。

全炉心損傷頻度の不確かさ幅を示すエラーファクター(EF)は4.4となった。なお、EFは以下の式により算出している。これは、各パラメータの不確かさの影響により、上限と下限の間に約19倍の不確かさ幅があることを意味する。

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

もっとも支配的な事故シーケンスグループであるTWのEFが全炉心損傷頻度のEFに反映される結果となった。

(3) 感度解析

a. 外部電源復旧の有無

今回実施したPRA(ベースケース)では、外部電源喪失時に外部電源復旧による電源確保に期待している。感度解析ケースでは、この外部電源復旧に

期待しないものとして感度解析を実施した。感度解析結果を第1.1.1.h-12表、第1.1.1.h-6図および第1.1.1.h-7図に示す。

長期TB, TBU, TBPといった全交流電源喪失の事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が増加したものの、全炉心損傷頻度および事故シーケンスグループ別の寄与割合に影響は及ぼさないことを確認した。

b. プラント固有データの反映

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため、起因事象および機器故障率について、①頻度論統計、②ベイズ統計の2通りについて感度解析を実施した。起因事象発生頻度に対する感度解析結果を第1.1.1.h-13表に、機器故障率に対する感度解析結果を第1.1.1.h-14表に、全炉心損傷頻度に対する感度解析結果を第1.1.1.h-15表に示す。また、起因事象別の炉心損傷頻度の比較を第1.1.1.h-8図に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の比較を第1.1.1.h-9図に示す。

対象とする起因事象は、女川2号炉で発生経験のある「RPS誤動作等」、「通常停止」を選定した。

また、対象とする機器故障は、内部事象出力運転時レベル1PRAでモデル化している機器のうち、女川2号炉で発生実績のある「リミットスイッチ不動作」を選定した。なお、女川2号炉における過去のトラブル事象は下表の通り。

発生年月日	発生事象	PRA上の対象機器
2002.05.07	高圧炉心スプレイ系復水貯蔵タンク側ミニマムフロー第一弁の開閉状態の不具合	リミットスイッチ

①の結果、「RPS誤動作等」の起因事象発生頻度が高くなったため、全炉心損傷頻度が若干高くなったものの有意な差はなく、また、事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

②の結果、全炉心損傷頻度に有意な差は見られず、事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

④ まとめ

重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に資するために、女川2号炉の出力運転時レベル1PRAを実施した。炉心損傷頻度は $5.5E-05$ (/炉年) となり、不確かさ解析の結果得られたエラーファクタ (EF) は 4.4 であった。

また、炉心損傷に係る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で、感度解析を実施した。

重要度解析においては、FV重要度およびRAWの2つの重要度指標を用いて起因事象および緩和系の基事象について重要度を把握した。起因事象では、「非隔離事象」、緩和系の基事象では「RHR手動操作失敗」、「RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」および「RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)」の重要度が高いことを確認した。格納容器圧力逃がし装置や原子炉補機代替冷却系等の対策により、これらの重要度の低減が可能である。

感度解析においては、感度解析ケースとして外部電源喪失時の外部電源復旧に期待しないものとして解析を行った結果、炉心損傷頻度に影響するような感度ではないことを確認した。また、プラント固有の運転実績を反映した感度解析を行った結果、全炉心損傷頻度に有意に影響するような感度ではないことを確認した。いずれの感度解析ケースにおいても、事故シーケンス選定の考え方に影響する感度はないことを確認した。

第 1.1.1. a-1 表 レベル 1PRA 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 の実施にあたり必要とされる基本的な情報	a) 設計情報	1) 設置許可申請書
			2) 配管計装線図(P&ID)
			3) インターロック・ブロック線図(IBD)
			4) 展開接続図(ECWD)
			5) 単線結線図
			6) 系統設計仕様書(SS)
		b) 運転・保守管理情報	1) 原子炉施設保安規定
			2) 保全計画書
			3) 定期試験手順書
			4) 原子炉設備運転手順書
			5) 非常時操作手順書(イベントベース)
			6) 非常時操作手順書(徴候ベース)
			7) 非常時操作手順書(シビアアクシデント)
2. 起因事象の選定	過渡事象, 外部電源喪失などに関する事例	1) 上記 1 の情報源	
		2) 先行 PRA 報告書	
		3) 原子力施設運転管理年報	

第 1.1.1. a-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 (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"> ・安全系などのシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作 	1) 上記 1 の情報源
4. 事故シーケンスの分析		2) 先行 PRA 報告書
5. システム信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> ・対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態 	1) 上記 1 の情報源
		2) 下記 6, 7 の情報源
6. 人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> ・運転員による緩和操作等 ・各種操作・作業などに係る体制 ・人間信頼性の解析手法 	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
7. パラメータの作成	<ul style="list-style-type: none"> ・対象プラントに即したデータ及びパラメータ 	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 (2009 年 5 月 日本原子力技術協会)
		3) 共通要因故障パラメータ ・ NUREG/CR-1205 Rev. 1 ・ NUREG/CR-1363 Rev. 1 ・ NUREG-1150 ・ NUREG/CR-2771 ・ SECY-83-293

第1.1.1.a-2表 系統設備概要

系統設備	概要
制御棒及び制御棒駆動系 (スクラム系)	原子炉保護系 (RPS) 1 out of 2 × 2 制御棒 137本
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	電動ポンプ1台 ポンプ容量：約320～1070m ³ /h/台
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	タービン駆動ポンプ1台 ポンプ容量：約90m ³ /h/台
自動減圧系 (ADS)	弁数6弁
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	電動ポンプ1台 ポンプ容量：約1070m ³ /h/台
残留熱除去系 (RHR)	電動ポンプ3台，熱交換器2基 ポンプ容量：約1160m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	非常用発電機 2台 発電容量：約7600kVA/台 HPCS系発電機 1台 発電容量：約3750kVA/台
直流電源設備 (DC)	所内蓄電池 2組 容量 約4000Ah/組 HPCS系蓄電池 1組 容量 約400Ah/組
原子炉補機冷却水系 (RCW)	電動ポンプ2台×2系統 容量 約1400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系 (RSW)	電動ポンプ2台×2系統 容量 約1900m ³ /h/台
HPCS補機冷却水系 (HPCW)	電動ポンプ1台 容量 約240m ³ /h/台
HPCS補機冷却海水系 (HPSW)	電動ポンプ1台 容量 約250m ³ /h/台
復水補給水系 (MUWC)	電動ポンプ3台 容量 約100m ³ /h/台

第1.1.1.b-1表 既往のPRAで選定している起因事象

	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)	国内代表BWR5 プラント (JNES検討)	本評価
過渡事象・ 手動停止	<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 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 S/R弁誤開放 交流電源故障 直流電源故障 	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 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 S/R弁誤開放 計装用圧縮空気系故障 	<ul style="list-style-type: none"> タービントリップ MSIV閉 復水器真空度喪失 給水喪失 外部電源喪失 S/R弁誤開放 その他 	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 初期にPCSが使用可能な過渡事象 初期にPCSが使用不可能な過渡事象 手動停止 	<ul style="list-style-type: none"> 非隔離事象 隔離事象 全給水喪失 水位低下事象 RPS誤動作等 外部電源喪失 S/R弁誤開放 原子炉補機冷却系故障 交流電源故障 直流電源故障 タービン・サポート系故障 通常停止
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 極小LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大LOCA 中LOCA 小LOCA 極小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 	<ul style="list-style-type: none"> 大LOCA 中LOCA 小LOCA
	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損 	<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

第1.1.1.b-2表 過渡事象等の起回事象の分類

	項目 (女川2号炉 申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類十)	EPR1 NP-2230iによる過渡事象	事象分類
過渡事象	炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	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	RPS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	
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	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 再循環流量制御系の誤動作(再循環流量減少)	起因事象対象外
		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	非隔離事象
		外部電源喪失	外部電源喪失 補助電源喪失 復水器真空度喪失	外部電源喪失 隔離事象
		給水加熱喪失	給水加熱喪失	非隔離事象
		原子炉冷却材流量制御系の誤動作	再循環流量制御系の誤動作	非隔離事象
		負荷の喪失	発電機負荷遮断 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	非隔離事象
	原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	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 タービントリップバイパス弁不作動	隔離事象
		給水制御系の故障	主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖	非隔離事象
			主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	隔離事象
		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) 給水制御系の故障(流量増加, 起動・停止時)	非隔離事象
		給水流量の全喪失	圧力制御装置の故障(蒸気流量増加) タービンバイパス弁誤開放	隔離事象
			全給水流量喪失	全給水喪失
		給水または復水ポンプ1台トリップ 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)	水位低下事象	
	-	-	HPCI/HPCSの誤起動	非隔離事象
逃し安全弁誤開放/開固着			S/R弁誤開放	
原子炉保護系故障によるスクラム 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			RPS誤動作等	
事故	原子炉冷却材喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材喪失	-	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	非隔離事象
	反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	制御棒落下	-	起因事象対象外
		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	-	起因事象対象外
		燃料集合体の落下	-	起因事象対象外
		原子炉冷却材喪失	-	冷却材喪失
	環境への放射性物質の異常な放出	制御棒落下	-	起因事象対象外
		原子炉格納容器内圧力, 雰囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失 可燃性ガスの発生	冷却材喪失 冷却材喪失

第1.1.1.b-3表 起回事象の選定における検討結果

区分	炉心損傷に至る可能性のある事象	起回事象グループ
過渡事象	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	
	全再循環ポンプトリップ	
	再循環ポンプ軸固着	
	給水制御系の故障(流量増加, 出力運転時)	
	給水制御系の故障(流量増加, 起動・停止時)	
	HPCS の誤起動	
	主蒸気隔離弁の1 弁閉鎖	
	再循環流量制御系の誤動作(再循環流量増加)	
	再循環停止ループ誤起動	
	給水加熱喪失	
	主蒸気隔離弁の閉鎖	隔離事象
	主蒸気隔離弁の部分閉鎖	
	圧力制御装置の故障(蒸気流量増加)	
	タービンバイパス弁誤開放	
	発電機負荷遮断バイパス弁不作動	
	タービントリップバイパス弁不作動	
	復水器真空度喪失	
	全給水流量喪失	全給水喪失
	給水又は復水ポンプ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)		
出力運転中の制御棒引抜き	RPS 誤動作等	
起動時における制御棒引抜き		
原子炉保護系故障によるスクラム		
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		
外部電源喪失	外部電源喪失	
補助電源喪失		
逃し安全弁誤開放/開固着(1 弁)	S/R 弁誤開放	
冷却材喪失	小 LOCA	小 LOCA
	中 LOCA	中 LOCA
	大 LOCA	大 LOCA
従属性を有する起回事象	原子炉補機冷却系故障	原子炉補機冷却系故障
	交流電源故障	交流電源故障
	直流電源故障	直流電源故障
	タービン・サポート系故障	タービン・サポート系故障
通常停止	通常停止	通常停止
ISLOCA	ISLOCA	ISLOCA

第 1.1.1. b-4 表 選定した起因事象一覧

選定した 起因事象	説明
非隔離事象	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象。タービンバイパス弁が正常に作動することから、事象初期から継続して給復水系が使用できる。
隔離事象	MSIV 閉等により、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象。主復水器のホットウェルが隔離されていることにより給復水系の運転に支障が生ずる。
全給水喪失	タービンからの給水流量が全喪失する事象。
水位低下事象	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することで原子炉スクラムに至る事象。給復水系の機能は低下するものの、事象初期から利用可能である。
RPS 誤動作等	原子炉保護系 (RPS) の誤動作が起因となる事象及びプラント異常によるスクラム事象等。RPS が起因となることから ATWS 事象は対象外である。
外部電源喪失	外部電源が喪失し、所内の電源が喪失する事象。事象発生後、非常用電源の確保が必要となる。
S/R 弁誤開放	原子炉運転中に S/R 弁が誤開放する事象。原子炉冷却材の流出を伴う。S/R が開放されているため、圧力制御は不要である。
小 LOCA	タービン駆動の RCIC で注水可能な範囲の冷却材流出である事象。
中 LOCA	小 LOCA と大 LOCA の中間範囲の冷却材流出である事象。流出量が大きいため、RCIC による注水には期待できない。
大 LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲の冷却材流出である事象。
<u>原子炉補機冷却系故障(区分Ⅰ)</u>	区分Ⅰの原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
<u>原子炉補機冷却系故障(区分Ⅱ)</u>	区分Ⅱの原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
<u>交流電源故障(区分Ⅰ)</u>	区分Ⅰの交流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
<u>交流電源故障(区分Ⅱ)</u>	区分Ⅱの交流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
<u>直流電源故障(区分Ⅰ)</u>	区分Ⅰの直流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
<u>直流電源故障(区分Ⅱ)</u>	区分Ⅱの直流母線や下流の電源設備が機能停止し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止。
タービン・サポート系故障	タービン設備のサ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手動停止。
通常停止	定期検査など前もって計画されているプラント停止の他、機器からの漏えいなど比較的軽微な故障による計画されないプラント停止を含めた手動停止。
ISLOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリ、及びそれと直結した格納容器外の低圧系との隔離に失敗した場合に、原子炉冷却系の圧力が低圧系に付加されるために発生する LOCA。

第1.1.1.b-5表 起因事象発生頻度

区分	起因事象グループ	発生頻度(/炉年)	発生件数	EF	備考
過渡事象	非隔離事象	<u>1.7E-01</u>	<u>81</u>	3	国内BWR実績データ (平成21年3月末時点)
	隔離事象	2.7E-02	13	3	
	全給水喪失	1.0E-02	5	3	
	水位低下事象	2.7E-02	13	3	
	RPS 誤動作等	<u>5.5E-02</u>	<u>27</u>	3	
	外部電源喪失	4.2E-03	3	3	
	S/R 弁誤開放	1.0E-03	0	3	発生実績が無いため、総運転炉年に対して0.5回の発生を仮定
LOCA	小 LOCA	3.0E-04	0	10	発生実績が無いため、NUREG-1829 及び NUREG/CR-5750 のデータに基づき算出
	中 LOCA	2.0E-04	0	20	
	大 LOCA	2.0E-05	0	20	
従属性を有する起因事象	<u>原子炉補機冷却系故障(区分Ⅰ)</u>	7.2E-04	0	3	サポート系喪失は片系統の喪失とし、発生実績が無いため、系統数や母線数を考慮した運転期間に対して0.5回の発生を仮定
	<u>原子炉補機冷却系故障(区分Ⅱ)</u>	7.2E-04	0	3	
	<u>交流電源故障(区分Ⅰ)</u>	1.5E-04	0	3	
	<u>交流電源故障(区分Ⅱ)</u>	1.5E-04	0	3	
	<u>直流電源故障(区分Ⅰ)</u>	2.8E-04	0	3	
	<u>直流電源故障(区分Ⅱ)</u>	2.8E-04	0	3	
	<u>タービン・サポート系故障</u>	7.2E-04	0	3	
通常停止	通常停止	1.7E+00	<u>807</u>	3	国内BWR実績データ (平成21年3月末時点)
ISLOCA	ISLOCA	<u>9.4E-08</u>	0	3	隔離弁などの故障により低圧設計配管が破損する頻度として算出

(注) 総運転炉年=488.1年(平成21年3月末までのBWR全32基の発電時間の合計)

第1.1.1.c-1(a)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 熱除去機能
過渡変化	ATWS 時	・なし*1		
	S/R 弁 正常動作 時	・スクラム系*2	・HPCS ・RCIC ・減圧+LPCS ・減圧+1/3LPCI	・1/2RHR
	S/R 弁 開固着時	・スクラム系*2	・HPCS ・LPCS ・1/3LPCI	・1/2RHR
手動停止 *3	S/R 弁 正常動作 時	・スクラム 対象外	・給水系 ・HPCS ・RCIC ・減圧+復水系 ・減圧+LPCS ・減圧+1/3LPCI	・主復水器による 除熱 ・1/2RHR
	S/R 弁 開固着時	・スクラム 対象外	・給水系 ・HPCS ・復水系 ・LPCS ・1/3LPCI	・1/2RHR
大 LOCA		・スクラム系*2	・HPCS ・LPCS ・1/3LPCI	・1/2RHR
中 LOCA		・スクラム系*2	・HPCS ・ADS+LPCS ・ADS+1/3LPCI	・1/2RHR
小 LOCA		・スクラム系*2	・HPCS ・RCIC ・ADS+LPCS ・ADS+1/3LPCI	・1/2RHR
ISLOCA (破損個所の 隔離成功後)		・スクラム系*2	・HPCS*4 ・減圧+LPCS*4 ・減圧+1/3LPCI*4	・1/2RHR*4

*1 : ほう酸水注入系を考慮しないモデルであるため、スクラム失敗時の原子炉未臨界に係る成功基準はない。

*2 : が挿入されればスクラム成功とする。

*3 : 手動停止とは、従属性を有する起因事象と通常停止を指す。

*4 : 破損があった系統には期待しない。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 1.1.1.c-1(b)表 低圧 ECCS による注水時の原子炉減圧の必要弁数

系統	過渡事象		中小 LOCA
	S/R 弁正常動作時	S/R 弁開固着時	
LPCS, 1/3LPCI	1 弁	—	1 弁

第 1.1.1.c-1(c)表 RCW/RSW-A, B の成功基準

機器	冷却対象の系統		
	非常用 D/G, 低圧 ECCS, RHR		OG 系
	常用隔離成功時	常用隔離失敗時*5	
RCW ポンプ	1/2	2/2	2/2
RCW 熱交換器	1/2	1/2	2/2
RSW ポンプ	1/2	1/2	2/2

*5 常用隔離に失敗した場合、常用系負荷への冷却水が必要となるため、成功基準として必要となる RCW ポンプ数が増加する。

第 1.1.1.c-1(d)表 HPCW/HPSW の成功基準

機器	冷却対象の系統	
	HPCS-D/G	HPCS
HPCW ポンプ	1/1	1/1
HPCW 熱交換器	1/1	1/1
HPSW ポンプ	1/1	1/1

第 1.1.1.c-1(e)表 空調の成功基準

機器	成功基準	
HPCS ポンプ室空調	1/1	
LPCS ポンプ室空調	1/1	
RHR ポンプ (A/B/C) 室空調	1/1	
RCW (A/B) ポンプ室空調	1/2	
HPCW ポンプ室	送風機	1/2
	排風機	1/2
D/G (A/B) 室送風機	2/3	
D/G (HPCS) 室送風機	1/2	

第 1.1.1. c-2 表 代表シーケンス事故進展のまとめ

事故シーケンス	炉心溶融	圧力容器破損	格納容器破損	備考
TQUV (過渡事象後, 炉心メイクアップ失敗・ 低圧シーケンス)				L1 で ADS 手動起動を仮定
TQUX (過渡事象後, 炉心メイクアップ失敗・ 高圧シーケンス)				—
TB (全交流動力電源喪失)				DC バッテリは 8 時間を仮定
LOCA (大 LOCA 後, 炉心メイクアップ失敗)				再循環ラインの両端破断を仮定
TW (過渡事象後, 崩壊熱除去失敗)				—
TC (過渡事象後, 原子炉停止失敗)				—

1.1.1-43

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 1.1.1. e-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

サポート フロント	交流電源			直流電源			原子炉補機冷却水系			タービン 補機冷 却水系	ポンプ 室空調	
	常用	非常用			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	区分Ⅰ	区分Ⅱ			区分Ⅲ
		区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ								
スクラム系												
高圧炉心スプレイ系(HPCS)				○			○			○	○	
原子炉隔離時冷却系(RCIC)					○							
自動減圧系(ADS)					○*	○*						
低圧炉心スプレイ系(LPCS)		○			○			○			○	
低圧注水系A(LPCI-A)		○			○			○			○	
低圧注水系B(LPCI-B)			○			○			○		○	
低圧注水系C(LPCI-C)			○			○			○		○	
残留熱除去系A(RHR-A)		○			○			○			○	
残留熱除去系B(RHR-B)			○			○			○		○	
給復水系	○	○	○		○*	○*			○		○	

※ 何れか一方の電源供給により作動可能

第 1.1.1. e-2 表 サポート系同士の依存性

サポート (影響を与える側)		交流電源			直流電源			原子炉 補機冷却水系			原子炉 補機冷却海水系			タービン補機 冷却水系	タービン補機 冷却海水系	ポンプ/DG 室空調	
		常用	非常用			区分 I	区分 II	区分 III	区分 I	区分 II	区分 III	区分 I	区分 II				区分 III
			区分 I	区分 II	区分 III												
交流電源	常用																
	非常用	区分 I				○			○							○	
		区分 II							○							○	
区分 III										○					○		
直流電源	区分 I	○															
	区分 II		○														
	区分 III			○													
原子炉 補機冷却水系	区分 I	○			○						○					○	
	区分 II		○			○						○				○	
	区分 III			○			○						○			○	
原子炉 補機冷却海水系	区分 I	○			○												
	区分 II		○			○											
	区分 III			○			○										
タービン補機 冷却水系	ポンプA	○													○		
	ポンプB		○												○		
	ポンプC		○												○		
タービン補機 冷却海水系	ポンプA	○															
	ポンプB		○														
	ポンプC		○														
ポンプ /DG 室空調	HPCS				○						○						
	LPCS		○						○								
	RHR	A	○						○								
		B		○						○							
		C		○						○							
	DG	区分 I	○														
		区分 II		○													
		区分 III			○												
	原子炉 補機 冷却水系	区分 I	○						○								
区分 II			○						○								
区分 III				○													

第 1.1.1.e-3 表 代表的な F T の非信頼度

起回事象	システム系統	F T の 非信頼度	
過渡事象 ／手動停止	H P C S	1.7E-03	
	R C I C	2.8E-03	
	手動減圧	1.3E-01	
	L P C S	9.9E-04	
	L P C I (A/B/C)	1.2E-03	
	R H R (A/B)	<u>1.3E-03</u>	
	手動停止	給水系	3.7E-03
		復水系	8.1E-03
		主復水器による除熱	1.1E-02
L O C A	H P C S	2.3E-03	
	R C I C	1.0E-02	
	手動減圧及び自動減圧	6.3E-06	
	L P C S	9.4E-04	
	L P C I (A/B/C)	1.2E-03	
	R H R (A/B)	<u>1.2E-03</u>	
—	スクラム電気系	1.7E-08	
	スクラム機械系	5.1E-11	
	非常用電源 (A/B)	4.8E-03	

第 1.1.1. f-1 表 同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モード

機器	故障モード
ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ファン	起動失敗
	継続運転失敗
弁	作動失敗
	開/閉失敗
検出器 トリップ設定器 リレー	不動作
	誤動作

第 1.1.1. f-2 表 システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器

系統	機器
交流電源	非常用 D/G-A, B
直流電源	蓄電池 A, B
低圧 ECCS 自動起動信号	検出器, トリップ設定器
RHR-A, B, C	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RCW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RSW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
非常用 D/G 空調	非常用 D/G-A, B の送風機

第 1.1.1. f-3 表 共通要因故障パラメータの一覧

機器種類	β	γ	出典
ポンプ	0.039	0.52	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁類	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev. 1
DG	0.021	—	NUREG-1150
検出器及び警報設定器	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
スクラムコンダクター(リレー)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	—	NUREG-1150

※ γ ファクターは、共通原因故障によって多重故障(2弁以上)が発生したとき、それが3重以上の故障である条件付確率。

第 1.1.1.g-1 表 人的過誤の評価結果

	人的過誤	過誤確率 (平均値)	EF
起因事象発生前	手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	4.0E-04	5
	SDV 警報の検出失敗	2.9E-04	11
起因事象発生後	高圧 ECCS 作動後の水位制御操作	5.8E-03	9
	RCIC 水源切替操作	6.8E-03	8
	高圧 ECCS 自動起動失敗後の手動バックアップ操作	5.8E-03	9
	ADS・低圧 ECCS 自動起動失敗後の手動バックアップ操作	1.3E-01	10
	原子炉注水後の RHR による格納容器除熱操作	1.7E-04	5
	MSIV 開操作失敗	7.3E-03	7
	給復水関連操作失敗	5.8E-03	9
	DG・DG ファンの自動起動失敗後の手動バックアップ操作	5.8E-03	9

第 1.1.1.h-1 表 炉心損傷シーケンスグループ

炉心損傷シーケンスの特徴	シーケンスグループ
LOCA 時注水機能喪失 詳細には、 <ul style="list-style-type: none"> ● 大 LOCA 後の炉心冷却失敗 ● 中 LOCA 後の炉心冷却失敗 ● 小 LOCA 後の炉心冷却失敗 	LOCA 後の注水失敗 AE S1E S2E
高圧・低圧注水機能喪失	TQUV
高圧注水・減圧機能喪失	TQUX
全交流動力電源喪失 詳細には、 <ul style="list-style-type: none"> ● D/G2 台・HPCS 機能喪失及びバッテリー枯渇に伴う RCIC 機能喪失 ● バッテリーの故障により D/G2 台の起動に失敗し、HPCS も機能喪失 ● 非常用 D/G 2 台が機能喪失し、さらに HPCS 及び RCIC も機能喪失し炉心損傷 ● 非常用 D/G 2 台が機能喪失し、さらに HPCS 及び SRV 再閉鎖失敗による RCIC 機能喪失 	TB 長期 TB TBD TBU TBP
崩壊熱除去機能喪失	TW
原子炉停止機能喪失	TC
格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)	ISLOCA

第 1.1.1.h-2 表 主要シーケンスの評価結果

起因事象	事故シーケンスの概要	事故 シーケンス グループ	発生頻度 [／炉年]	寄与 割合 [%]	主要カットセット
非隔離事象	非隔離事象発生後，注水に成功するが除熱に失敗	TW	<u>2.9E-05</u>	<u>52.6%</u>	①RHR 手動操作失敗 ②RHR ポンプ起動失敗共通要因故障
RPS 誤動作等	RPS 誤動作等発生後，注水に成功するが除熱に失敗	TW	<u>9.4E-06</u>	<u>17.0%</u>	①RHR 手動操作失敗 ②RHR ポンプ起動失敗共通要因故障
隔離事象	隔離事象発生後，注水に成功するが除熱に失敗	TW	<u>4.6E-06</u>	<u>8.4%</u>	①RHR 手動操作失敗 ②RHR ポンプ起動失敗共通要因故障
水位低下 事象	水位低下事象発生後，注水に成功するが除熱に失敗	TW	<u>4.6E-06</u>	<u>8.4%</u>	①RHR 手動操作失敗 ②RHR ポンプ起動失敗共通要因故障
通常停止	通常停止後，注水に成功するが除熱に失敗 (給水系による注水失敗後， HPCS による注水に成功)	TW	<u>2.7E-06</u>	<u>4.8%</u>	①RCW ポンプ継続運転失敗共通要因故障 ②RSW ポンプ継続運転失敗共通要因故障

1.1.1-52

第 1.1.1.h-3 表 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象発生頻度	炉心損傷頻度 (/炉年)	条件付き 炉心損傷確率
非隔離事象	1.7E-01	2.9E-05	1.7E-04
隔離事象	2.7E-02	4.7E-06	1.7E-04
全給水喪失	1.0E-02	1.7E-06	1.7E-04
水位低下事象	2.7E-02	4.7E-06	1.7E-04
RPS 誤動作等	5.5E-02	9.5E-06	1.7E-04
外部電源喪失	4.2E-03	8.2E-07	2.0E-04
S/R 弁誤開放	1.0E-03	1.7E-07	1.7E-04
小 LOCA	3.0E-04	5.2E-08	1.7E-04
中 LOCA	2.0E-04	3.4E-08	1.7E-04
大 LOCA	2.0E-05	3.4E-09	1.7E-04
原子炉補機 冷却系故障	区分Ⅰ	7.2E-04	1.5E-08
	区分Ⅱ	7.2E-04	9.5E-07
交流電源故障	区分Ⅰ	1.5E-04	4.2E-09
	区分Ⅱ	1.5E-04	2.0E-07
直流電源故障	区分Ⅰ	2.8E-04	8.0E-09
	区分Ⅱ	2.8E-04	3.7E-07
タービン・サポート系故障	7.2E-04	1.2E-07	1.7E-04
通常停止	1.7E+00	2.7E-06	1.6E-06
ISLOCA	9.4E-08	5.1E-09	5.4E-02
合計	—	5.5E-05	—

第 1.1.1.h-4 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度 (/炉年)
TQUX	1.9E-07
TQUV	2.9E-11
TW	5.5E-05
長期 TB	6.1E-11
TBU	1.3E-12
TBP	9.3E-13
TBD	4.5E-12
AE	4.2E-14
S1E	3.3E-12
S2E	5.5E-14
ISLOCA	2.4E-09
TC	3.9E-09
合計	5.5E-05

第 1.1.1.h-5 表 炉心損傷シーケンスに寄与する要因別の分析結果

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	シーケンス別 炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	グループ別 炉心損傷頻 度	寄与割合 (%)
1 高圧・低圧 注水機能喪失	過渡事象+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	1.5E-11	<0.1	2.9E-11	<0.1
	過渡事象+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	5.4E-12	<0.1		
	手動停止+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	4.6E-13	<0.1		
	手動停止+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	2.1E-13	<0.1		
	サポート系喪失+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	7.7E-12	<0.1		
	サポート系喪失+SRV再閉失敗+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	3.1E-13	<0.1		
2 高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗	1.8E-07	0.3	1.9E-07	0.3
	手動停止+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗	8.5E-09	<0.1		
	サポート系喪失+高圧ECCS失敗+手動減圧失敗	1.7E-09	<0.1		
3 全交流動力 電源喪失	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗	6.1E-11	<0.1	6.8E-11	<0.1
	外部電源喪失+DG失敗+SRV再閉失敗+HPCS失敗	9.3E-13	<0.1		
	外部電源喪失+DG失敗+高圧ECCS失敗	1.3E-12	<0.1		
	外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS失敗	4.5E-12	<0.1		
4 崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+除熱失敗	5.1E-05	91.4	5.5E-05	99.7
	過渡事象+SRV再閉失敗+除熱失敗	1.4E-07	0.2		
	手動停止+除熱失敗	2.7E-06	4.8		
	手動停止+SRV再閉失敗+除熱失敗	7.2E-09	<0.1		
	サポート系喪失+除熱失敗	1.7E-06	3.0		
	サポート系喪失+SRV再閉失敗+除熱失敗	4.3E-09	<0.1		
	中小LOCA+除熱失敗	8.6E-08	0.2		
	大LOCA+除熱失敗	3.4E-09	<0.1		
5 原子炉 停止機能喪失	過渡事象+原子炉保護系失敗	3.9E-09	<0.1	3.9E-09	<0.1
	中小LOCA+原子炉保護系失敗	8.3E-12	<0.1		
	大LOCA+原子炉保護系失敗	3.3E-13	<0.1		
6 LOCA時 注水機能喪失	中小LOCA+高圧ECCS失敗+低圧ECCS失敗	4.3E-13	<0.1	3.4E-12	<0.1
	中小LOCA+高圧ECCS失敗+原子炉自動減圧失敗	2.9E-12	<0.1		
	大LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗	4.2E-14	<0.1		
7 格納容器バイパス (インターフェース システムLOCA)	ISLOCA	2.4E-09	<0.1	2.4E-09	<0.1
合計				5.5E-05	100.0

第 1.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(1/7)

事故シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	1.5E-11	<0.1%	S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	2.9E-13	1.9%
			非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ +RCIC手動操作失敗+低圧ポンプ手動起動操作失敗 +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障	2.8E-13	1.8%
			S/R弁誤開放+HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.2E-13	1.4%
過渡事象 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	5.4E-12	<0.1%	非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	1.3E-13	2.4%
			非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗 +HPCS注入元弁開け忘れ +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	9.9E-14	1.8%
			非隔離事象+SR弁再閉鎖失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 +低圧ポンプ手動起動操作失敗	8.4E-14	1.5%
手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4.6E-13	<0.1%	通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCS計画外停止+125V直流分電盤(2A-1)電源喪失	2.5E-14	5.3%
			通常停止+パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +直流母線(2A)機能喪失+HPCS計画外停止	9.8E-15	2.1%
			通常停止+RCICポンプ起動失敗+復水補給操作失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障+HPCS計画外停止	9.7E-15	2.1%
手動停止 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	2.1E-13	<0.1%	通常停止+SR弁再閉鎖失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障 +復水補給操作失敗+HPCS計画外停止	1.8E-14	8.4%
			通常停止+SR弁再閉鎖失敗 +RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障 +復水補給操作失敗+HPCS計画外停止	1.2E-14	5.9%
			通常停止+SR弁再閉鎖失敗 +RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障 +復水補給操作失敗+HPCS注入元弁開け忘れ	5.8E-15	2.7%
サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	7.7E-12	<0.1%	直流A母線喪失 +HPCS注入元弁開け忘れ +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	7.0E-13	9.2%
			直流A母線喪失 +保守作業によるHPCW/HPSW待機除外 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	2.9E-13	3.8%
			直流A母線喪失 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失 +HPCSポンプ室空調機能喪失	2.2E-13	2.9%
サポート系喪失 + SRV再閉失敗 + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	3.1E-13	<0.1%	補機冷却系A系喪失+SR弁再閉鎖失敗 +パワーセンタ動力変圧器D機能喪失+HPCS注入元弁開け忘れ	4.9E-15	1.6%
			直流B母線喪失+SR弁再閉鎖失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3.6E-15	1.1%
			直流B母線喪失+SR弁再閉鎖失敗+HPCS注入元弁開け忘れ +L-2水位トランスミッタ高出力+低圧ポンプ手動起動操作失敗	3.6E-15	1.1%

第 1.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(2/7)

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1.8E-07	0.3%	非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.4E-08	7.6%
				非隔離事象+HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗	8.6E-09	4.8%
				非隔離事象+RCICポンプ起動失敗 + 保守作業によるHPCW/HPSW待機除外+手動減圧操作失敗	5.5E-09	3.1%
	手動停止 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	8.5E-09	<0.1%	通常停止+RSWポンプD起動失敗 + HPCS計画外停止+RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	2.3E-10	2.7%
				通常停止+RSWポンプD起動失敗+HPCS計画外停止 + 保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗	1.5E-10	1.7%
				通常停止+RSWポンプD起動失敗+HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	8.8E-11	1.0%
	サポート系喪失 + 高圧ECCS失敗 + 手動減圧失敗	1.7E-09	<0.1%	補機冷却系B系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	5.7E-11	3.4%
				タービンサポート系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ + RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	5.7E-11	3.4%
				補機冷却系B系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗	3.6E-11	2.2%
				タービンサポート系喪失+HPCS注入元弁開け忘れ + 保守作業によるRCIC待機除外+手動減圧操作失敗	3.6E-11	2.2%

第 1.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(3/7)

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	
全 交 流 動 力 電 源 喪 失	外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗	6.1E-11	<0.1%	外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (8時間)	9.8E-12	16.0%
				外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G起動失敗 + 外電復旧失敗 (8時間)	6.7E-12	10.9%
				外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + 非常用D/G起動失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗 + 外電復旧失敗 (8時間)	6.7E-12	10.9%
	外部電源喪失 + DG失敗 + SRV再閉失敗 + HPCS失敗	9.3E-13	<0.1%	外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + SR弁再閉鎖失敗 + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.4E-13	14.7%
				外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + SR弁再閉鎖失敗 + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G起動失敗	9.2E-14	10.0%
				外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + SR弁再閉鎖失敗 + 非常用D/G起動失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗	9.2E-14	10.0%
	外部電源喪失 + DG失敗 + 高圧ECCS失敗	1.3E-12	<0.1%	外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 + RCICポンプ起動失敗	7.4E-14	5.5%
				外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + 非常用D/G起動失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G発電機継続運転失敗 + RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%
				外部電源喪失 + 外電復旧失敗 (30分) + 非常用D/G継続運転失敗共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G発電機起動失敗 + RCICポンプ起動失敗	5.0E-14	3.7%
				外部電源喪失 + 蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G継続運転失敗	1.6E-12	34.6%
	外部電源喪失 + 直流電源喪失 + HPCS失敗	4.5E-12	<0.1%	外部電源喪失 + 蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 + 非常用HPCS-D/G起動失敗	1.1E-12	23.5%
				外部電源喪失 + 蓄電池A・B間機能喪失共通原因故障 + 保守作業によるHPCS-D/G待機除外	5.9E-13	13.1%

第 1.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(4/7)

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + 除熱失敗	5.1E-05	91.4%	非隔離事象 + RHR 手動操作失敗	2.8E-05	56.0%
				RPS 誤動作等 + RHR 手動操作失敗	9.2E-06	18.1%
				隔離事象 + RHR 手動操作失敗	4.5E-06	8.9%
				水位低下事象 + RHR 手動操作失敗	4.5E-06	8.9%
	過渡事象 + SRV 再閉鎖失敗 + 除熱失敗	1.4E-07	0.2%	非隔離事象 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	7.7E-08	56.2%
				RPS 誤動作等 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	2.5E-08	18.2%
				隔離事象 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	1.2E-08	8.9%
				水位低下事象 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	1.2E-08	8.9%
	手動停止 + 除熱失敗	2.7E-06	4.8%	通常停止 + RCW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	9.1E-07	34.2%
				通常停止 + RSW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	6.4E-07	24.0%
				通常停止 + RHR 手動操作失敗 + RSW ポンプ D 起動失敗	1.6E-07	5.9%
	手動停止 + SRV 再閉鎖失敗 + 除熱失敗	7.2E-09	<0.1%	通常停止 + SR 弁再閉鎖失敗 + RCW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	2.5E-09	34.1%
				通常停止 + SR 弁再閉鎖失敗 + RSW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	1.7E-09	23.9%
				通常停止 + RHR 手動操作失敗 + RSW ポンプ D 起動失敗 + SR 弁再閉鎖失敗	4.2E-10	5.9%
サポート系喪失 + 除熱失敗	1.7E-06	3.0%	補機冷却系 B 系喪失 + RHR-A 熱交換器伝熱管閉塞	2.2E-07	13.5%	
			補機冷却系 B 系喪失 + RHR 手動操作失敗	1.2E-07	7.2%	
			タービン・サポート系喪失 + RHR 手動操作失敗	1.2E-07	7.2%	
サポート系喪失 + SRV 再閉鎖失敗 + 除熱失敗	4.3E-09	<0.1%	補機冷却系 B 系喪失 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR-A 熱交換器伝熱管閉塞	6.0E-10	14.1%	
			補機冷却系 B 系喪失 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	3.2E-10	7.6%	
			タービン・サポート系喪失 + SR 弁再閉鎖失敗 + RHR 手動操作失敗	3.2E-10	7.6%	
中小 LOCA + 除熱失敗	8.6E-08	0.2%	小 LOCA + RHR 手動操作失敗	5.0E-08	58.2%	
			中 LOCA + RHR 手動操作失敗	3.3E-08	38.8%	
			小 LOCA + RHR ポンプ 起動失敗 共通原因故障	2.8E-10	0.3%	
大 LOCA + 除熱失敗	3.4E-09	<0.1%	大 LOCA + RHR 手動操作失敗	3.3E-09	97.1%	
			大 LOCA + RHR ポンプ 起動失敗 共通原因故障	1.9E-11	0.6%	
			大 LOCA + RCW ポンプ 継続運転失敗 共通原因故障	1.1E-11	0.3%	

第 1.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(5/7)

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーク ス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	
原子炉 停止 機能 喪失	過渡事象 +原子炉保護系失敗	<0.1%	非隔離事象 +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.8E-09	72.1%	
			隔離事象 +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	4.5E-10	11.5%	
			水位低下事象 +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	4.5E-10	11.5%	
	中小LOCA +原子炉保護系失敗	8.3E-12	<0.1%	小LOCA +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	5.0E-12	59.8%
				中LOCA +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-12	39.9%
				小LOCA+制御棒挿入失敗	1.5E-14	0.2%
	大LOCA +原子炉保護系失敗	3.3E-13	<0.1%	大LOCA +トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-13	99.7%
				大LOCA+制御棒挿入失敗	1.0E-15	0.3%
				大LOCA +トリップアクチュエータリレーA不動作 +トリップアクチュエータリレーC不動作	7.9E-17	0.0%
				大LOCA +トリップアクチュエータリレーB不動作 +トリップアクチュエータリレーD不動作	7.9E-17	0.0%
				大LOCA +トリップアクチュエータリレーE不動作 +トリップアクチュエータリレーG不動作	7.9E-17	0.0%
				大LOCA +トリップアクチュエータリレーF不動作 +トリップアクチュエータリレーH不動作	7.9E-17	0.0%

第 1.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(6/7)

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	
L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	中小LOCA + 高圧ECCS失敗 + 低圧ECCS失敗	<0.1%	中LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4.3E-14	10.1%	
			中LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3.0E-14	7.1%	
			中LOCA + HPCS S/C側ミナムフロー弁制御部作動失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-14	5.3%	
			中LOCA + HPCS S/C側ミナムフロー弁作動失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-14	5.3%	
	中小LOCA + 高圧ECCS失敗 + 原子炉自動減圧 失敗	2.9E-12	<0.1%	中LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + D/W圧カトランスミッタ低出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗	9.1E-14	3.1%
				中LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + L-3水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗	8.5E-14	2.9%
				中LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + L-2水位トランスミッタ高出力共通原因故障 + 手動減圧操作失敗	5.7E-14	2.0%
	大LOCA + HPCS失敗 + 低圧ECCS失敗	4.2E-14	<0.1%	大LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	4.3E-15	10.3%
				大LOCA+HPCS注入元弁開け忘れ + RSWポンプ継続運転失敗共通原因故障	3.0E-15	7.2%
				大LOCA + HPCS S/C側ミナムフロー弁作動失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-15	5.4%
				大LOCA + HPCS S/C側ミナムフロー弁制御部作動失敗 + RCWポンプ継続運転失敗共通原因故障	2.3E-15	5.4%

第 1.1.1.h-6 表 事故シーケンスの分析結果(7/7)

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	
バ グ イ 納 パ 容 ス 器	ISLOCA	2.4E-09	<0.1%	ISLOCA (低圧配管_隔離失敗)	2.2E-09	90.5%
				ISLOCA (高圧配管_隔離失敗)	2.3E-10	9.5%

第 1.1.1.h-7 表 起回事象別重要度評価結果(FV 重要度)

起回事象	FV 重要度
非隔離事象	5.3E-01
RPS 誤動作等	1.7E-01
隔離事象	8.4E-02
水位低下事象	8.4E-02
通常停止	4.8E-02
全給水喪失	3.1E-02
原子炉補機冷却系故障(区分Ⅱ)	1.7E-02
外電喪失	1.5E-02
直流電源故障(区分Ⅱ)	6.7E-03
交流電源故障(区分Ⅱ)	3.6E-03
SR 弁誤開放	3.1E-03
タービン・サポート系故障	2.2E-03
小 LOCA	9.3E-04
中 LOCA	6.2E-04
原子炉補機冷却系故障(区分Ⅰ)	2.8E-04
直流電源故障(区分Ⅰ)	1.4E-04
ISLOCA	9.2E-05
交流電源故障(区分Ⅰ)	7.5E-05
大 LOCA	6.2E-05

第 1. 1. 1. h-8 表 起因事象別重要度評価結果(RAW)

起因事象	RAW
ISLOCA	9. 5E+03
交流電源故障(区分Ⅱ)	2. 5E+01
直流電源故障(区分Ⅱ)	2. 5E+01
原子炉補機冷却系故障(区分Ⅱ)	2. 5E+01
外電喪失	4. 5E+00
RPS 誤動作等	4. 3E+00
タービン・サポート系故障	4. 1E+00
大 LOCA	4. 1E+00
中 LOCA	4. 1E+00
小 LOCA	4. 1E+00
SR 弁誤開放	4. 1E+00
全給水喪失	4. 1E+00
隔離事象	4. 0E+00
水位低下事象	4. 0E+00
非隔離事象	3. 8E+00
直流電源故障(区分Ⅰ)	1. 5E+00
交流電源故障(区分Ⅰ)	1. 5E+00
原子炉補機冷却系故障(区分Ⅰ)	1. 4E+00
通常停止	9. 8E-01

第 1.1.1.h-9 表 緩和系の基事象別重要度評価結果(FV 重要度上位)

系統	基事象	FV 重要度
RHR	<u>RHR 手動操作失敗</u>	9.2E-01
RCW	RCW ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	1.9E-02
RSW	RSW ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	1.4E-02
RHR	RHR-A 熱交換器伝熱管閉塞	8.8E-03
RHR	RHR ポンプ起動失敗共通要因故障(ABC)	5.2E-03
RHR	保守作業による RHR-A 待機除外	4.0E-03
RHR	RHR-A ポンプ室空調機能喪失	3.5E-03
原子炉減圧	手動減圧操作失敗	3.4E-03
RHR	RHR-A 熱交換器伝熱管破損	3.2E-03
RSW	RSW ポンプ D 起動失敗	3.0E-03

第 1.1.1.h-10 表 緩和系の基事象別重要度評価結果(RAW 上位)

系統	基事象	RAW
RCW	RCW ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	3.6E+04
RSW	RSW ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	3.6E+04
RHR	<u>RHR 手動操作失敗</u>	5.5E+03
RHR	RHR ポンプ起動失敗共通要因故障(ABC)	5.5E+03
RHR	RHR ポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABC)	5.5E+03
RHR	RHR ポンプ起動失敗共通要因故障(A-B)	5.5E+03
RHR	RHR ポンプ継続運転失敗共通要因故障(A-B)	5.5E+03
RHR	RHR ポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障(ABC)	5.5E+03
RHR	RHR ポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障(A-B)	5.5E+03
スクラム系	制御棒挿入失敗	4.3E+03

第 1.1.1.h-11 表 不確かさ評価結果

事故シーケンス グループ	平均値	下限値 (5%)	中央値 (50%)	上限値 (95%)	EF
TQUX	1.4E-07	1.9E-09	3.0E-08	5.1E-07	16
TQUV	2.6E-11	4.3E-12	1.4E-11	7.8E-11	4
TW	5.5E-05	8.4E-06	3.4E-05	1.7E-04	4
長期 TB	5.9E-11	3.3E-12	2.6E-11	2.1E-10	8
TBU	1.3E-12	6.4E-14	4.8E-13	4.5E-12	8
TBP	9.0E-13	4.5E-15	1.2E-13	3.3E-12	27
TBD	4.5E-12	1.0E-13	1.3E-12	1.8E-11	13
AE	4.0E-14	1.2E-16	4.1E-15	1.3E-13	34
S1E	2.2E-12	7.3E-15	2.4E-13	9.1E-12	35
S2E	4.6E-14	2.0E-16	5.3E-15	1.5E-13	27
ISLOCA	2.4E-09	7.5E-10	2.0E-09	5.6E-09	3
TC	4.0E-09	2.9E-10	1.7E-09	1.3E-08	7
合計	5.5E-05	8.7E-06	3.4E-05	1.7E-04	4

第 1.1.1.h-12 表 外部電源復旧に関する感度解析結果の比較

事故シーケンス グループ	外部電源 復旧有り (ベースケース)	外部電源 復旧無し	外部電源復旧無し/ 外部電源復旧有り
TQUX	1.9E-07	1.9E-07	1.03
TQUV	2.9E-11	3.0E-11	1.02
TW	5.5E-05	5.6E-05	1.01
長期 TB	6.1E-11	2.9E-09	46.62
TBU	1.3E-12	1.2E-11	9.09
TBP	9.3E-13	8.4E-12	9.09
TBD	4.5E-12	4.5E-12	1.00
AE	4.2E-14	4.2E-14	1.00
S1E	3.3E-12	3.3E-12	1.00
S2E	5.5E-14	5.5E-14	1.00
ISLOCA	2.4E-09	2.4E-09	1.00
TC	3.9E-09	3.9E-09	1.00
合計	5.5E-05	5.6E-05	1.01

第 1.1.1.h-13 表 プラント固有データに関する感度解析結果
(起因事象発生頻度)

起因事象	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
RPS誤動作等	5.5E-02	9.6E-02	5.9E-02
通常停止	1.7E+00	1.7E+00	1.7E+00

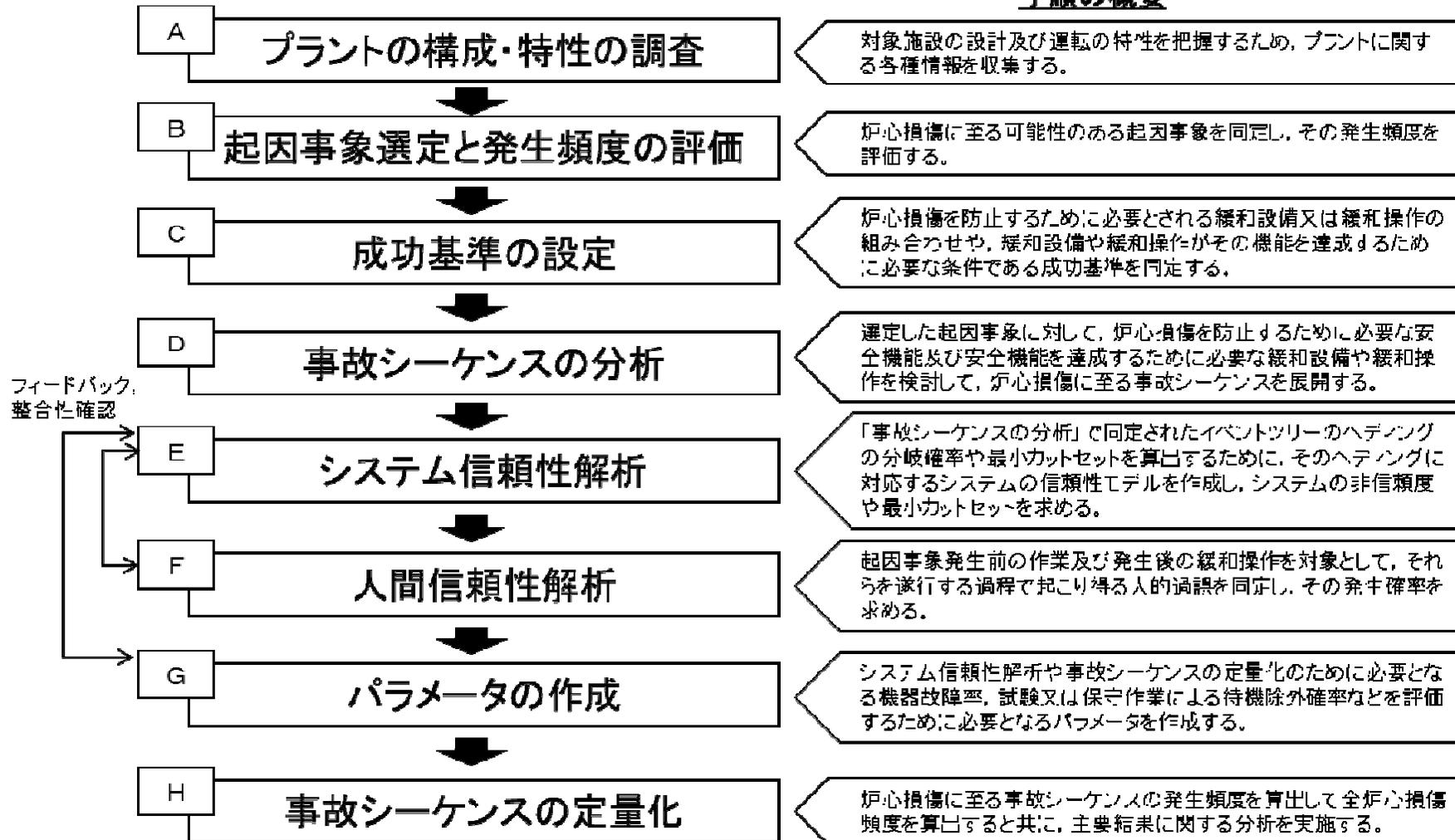
第 1.1.1.h-14 表 プラント固有データに関する感度解析結果
(機器故障率)

機器故障モード	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
リミットスイッチ 不動作	5.5E-09	5.0E-08	1.7E-08

第 1.1.1.h-15 表 プラント固有データに関する感度解析結果
(全炉心損傷頻度)

	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
全炉心損傷頻度	5.5E-05	6.3E-05	5.6E-05

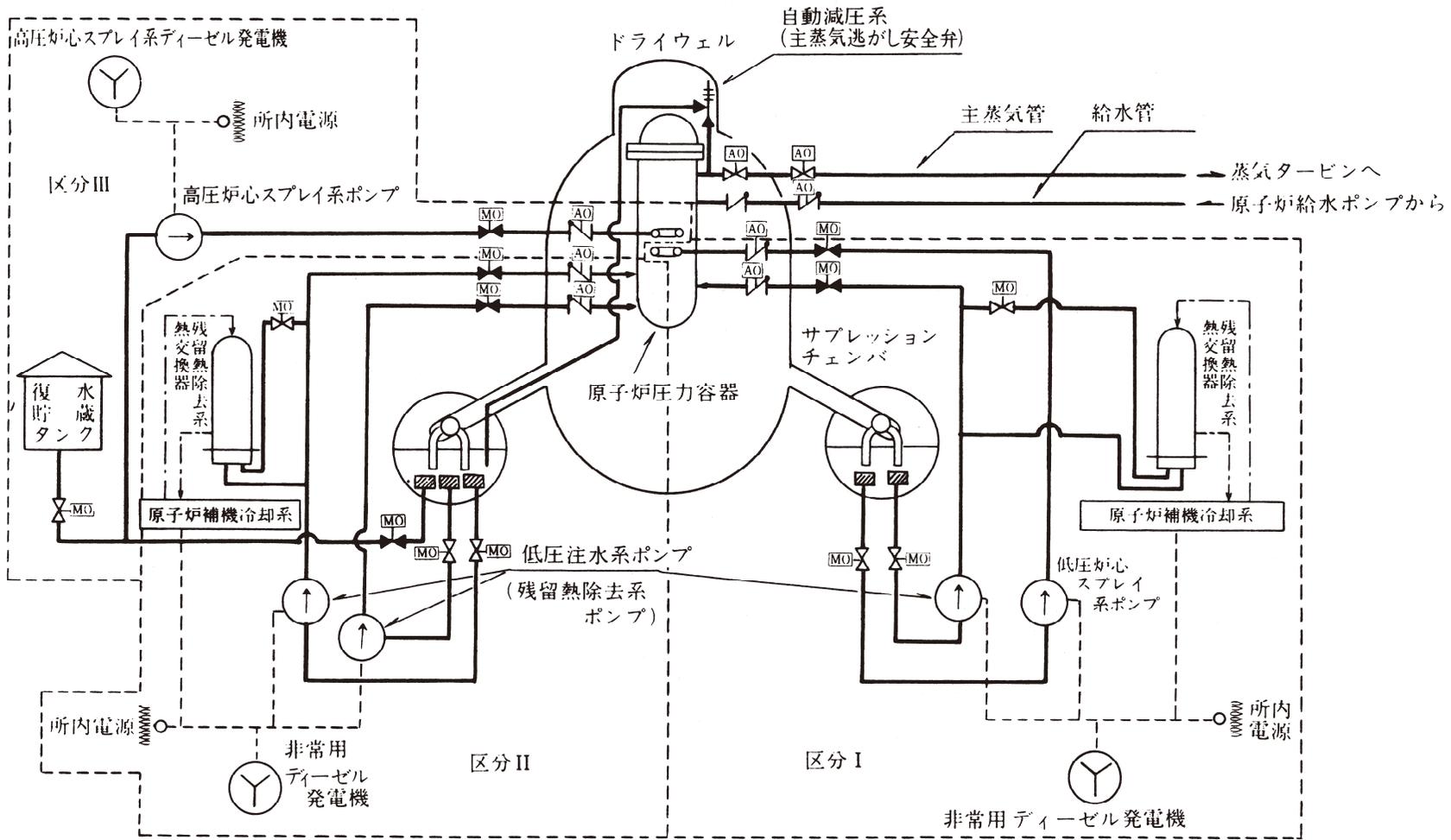
手順の概要



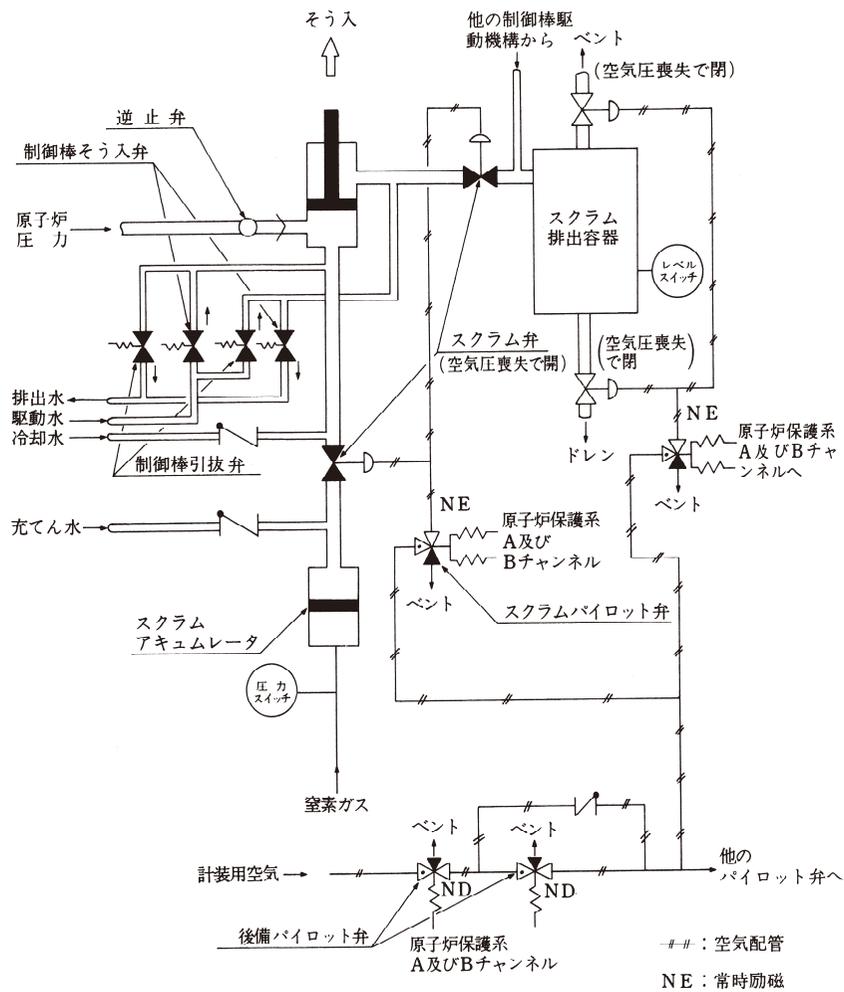
1.1.1-68

第 1.1.1-1 図 内部事象レベル 1PRA 評価フロー図

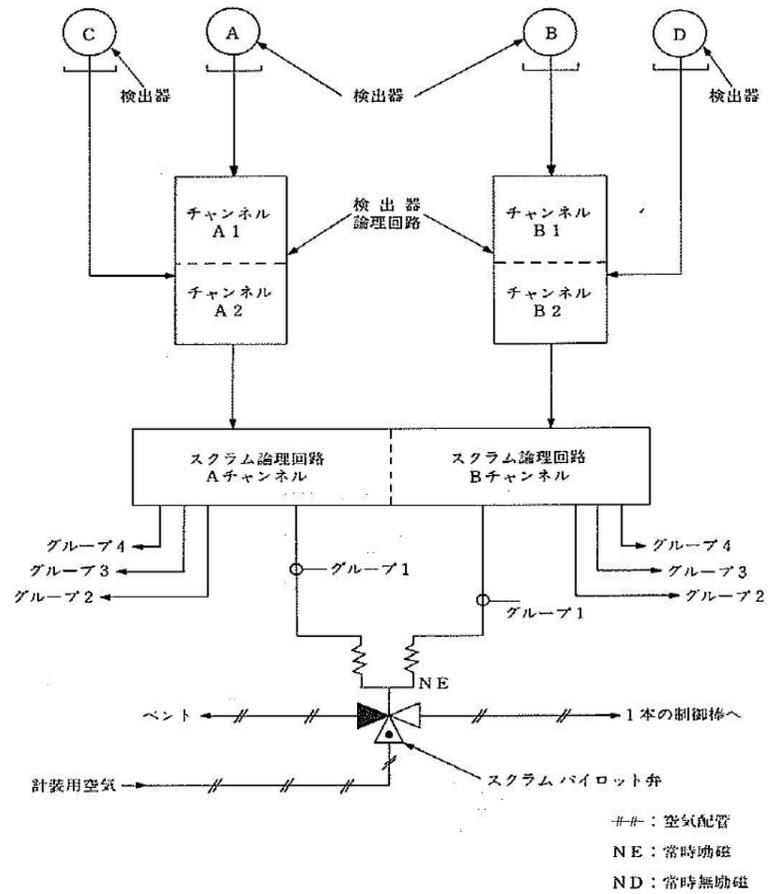
1.1.1-69



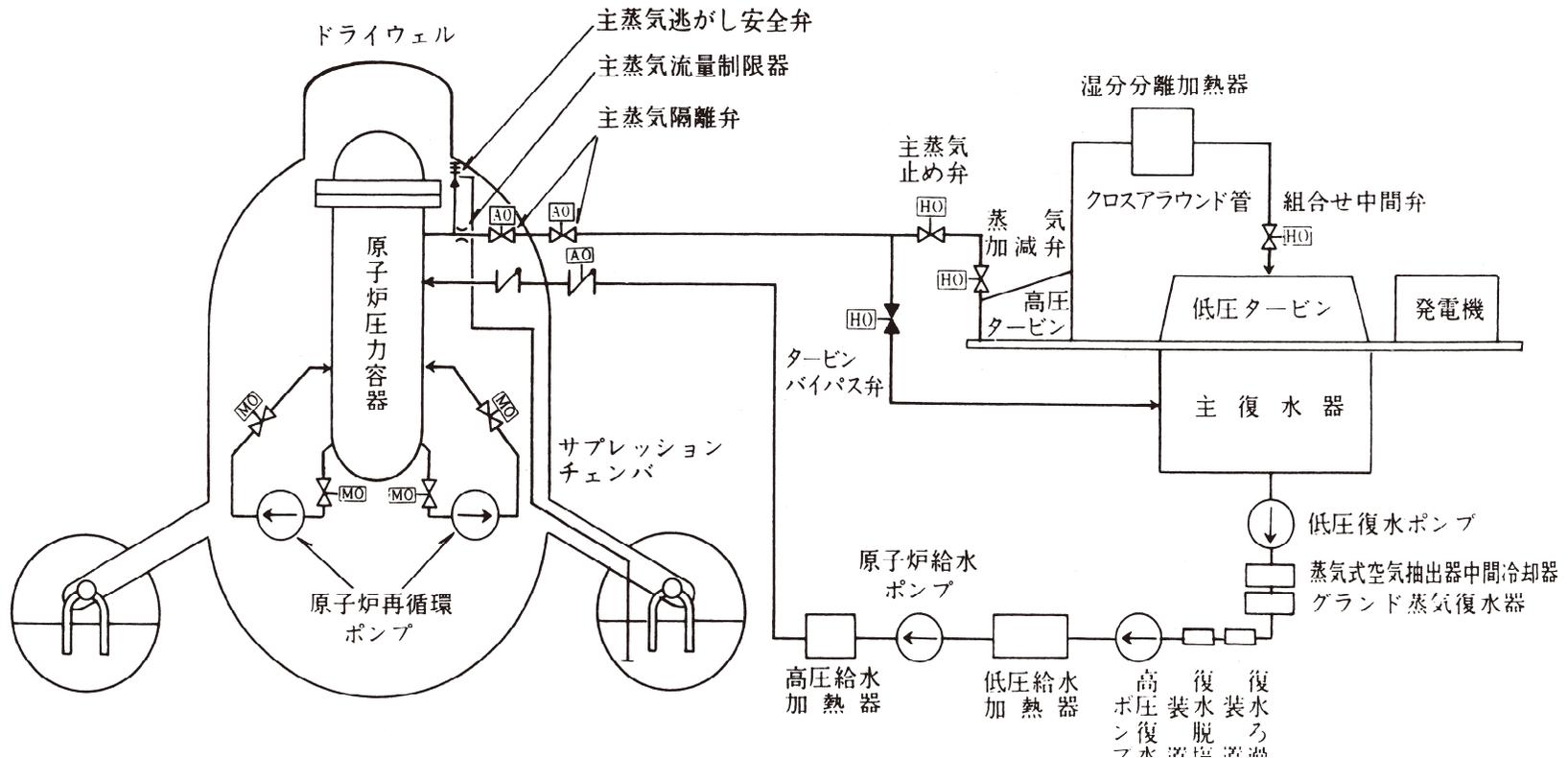
第1.1.1. a-1図 主要設備の概要



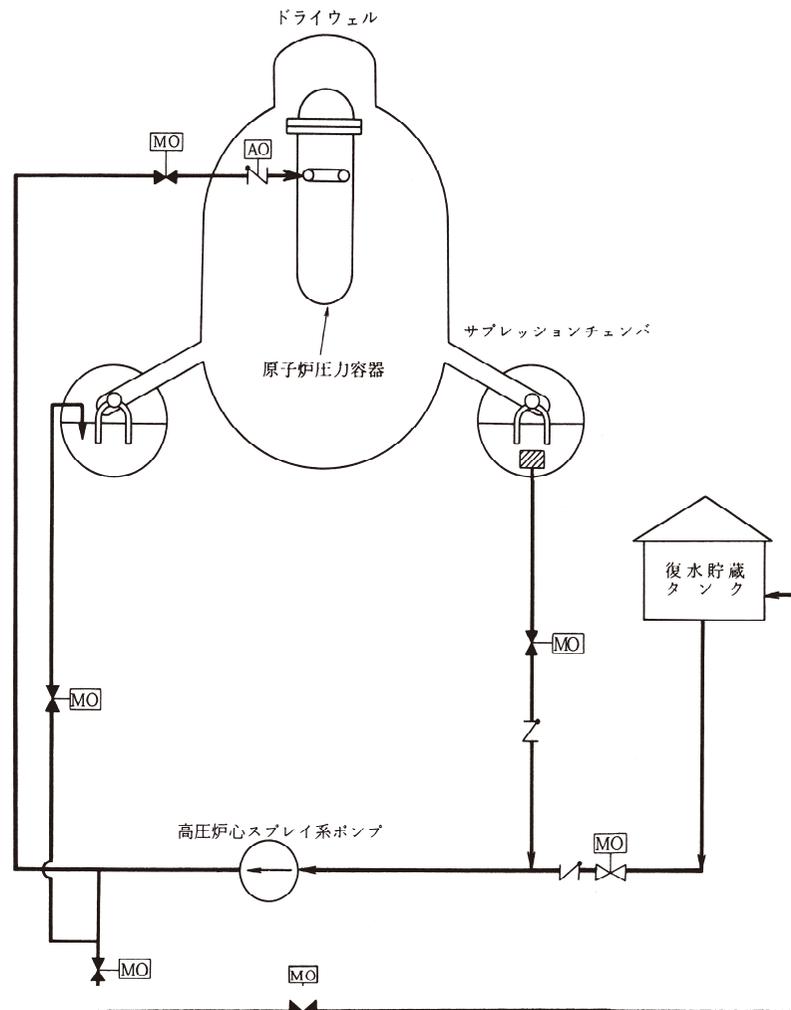
第1.1.1. a-2図 原子炉停止（原子炉スクラム）系及び制御棒駆動系概要図
(原子炉停止（原子炉スクラム）系及び制御棒駆動系の作動前の状態を示す)



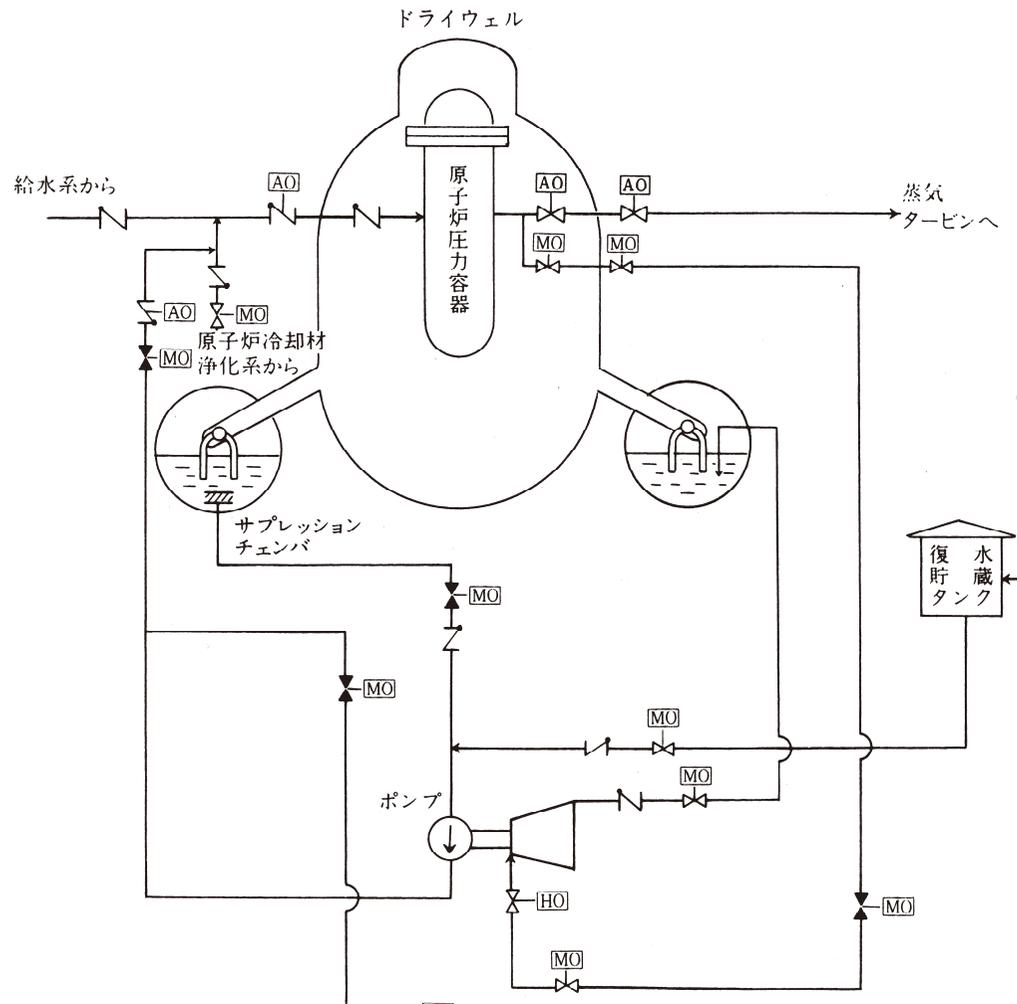
第1.1.1. a-3図 原子炉保護系作動回路概要図



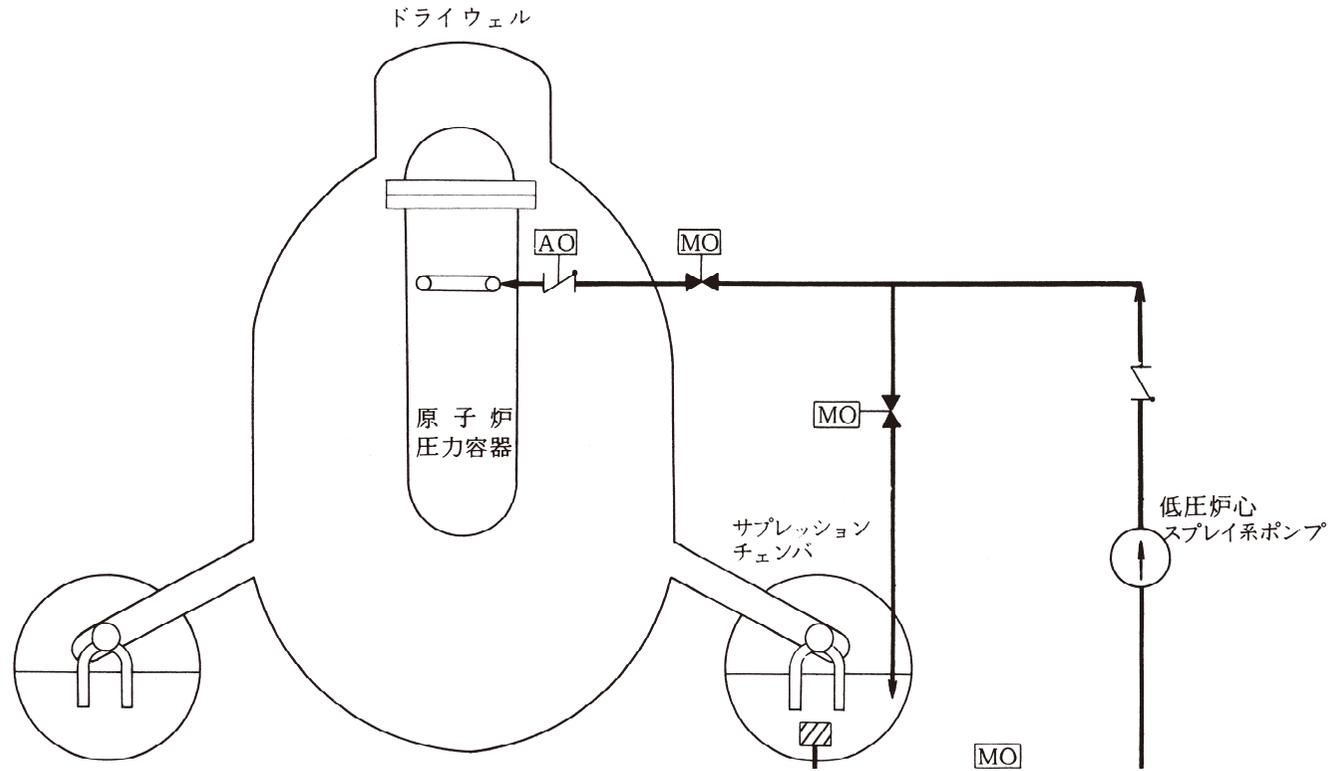
第1.1.1. a-4図 原子炉冷却系系統概要図



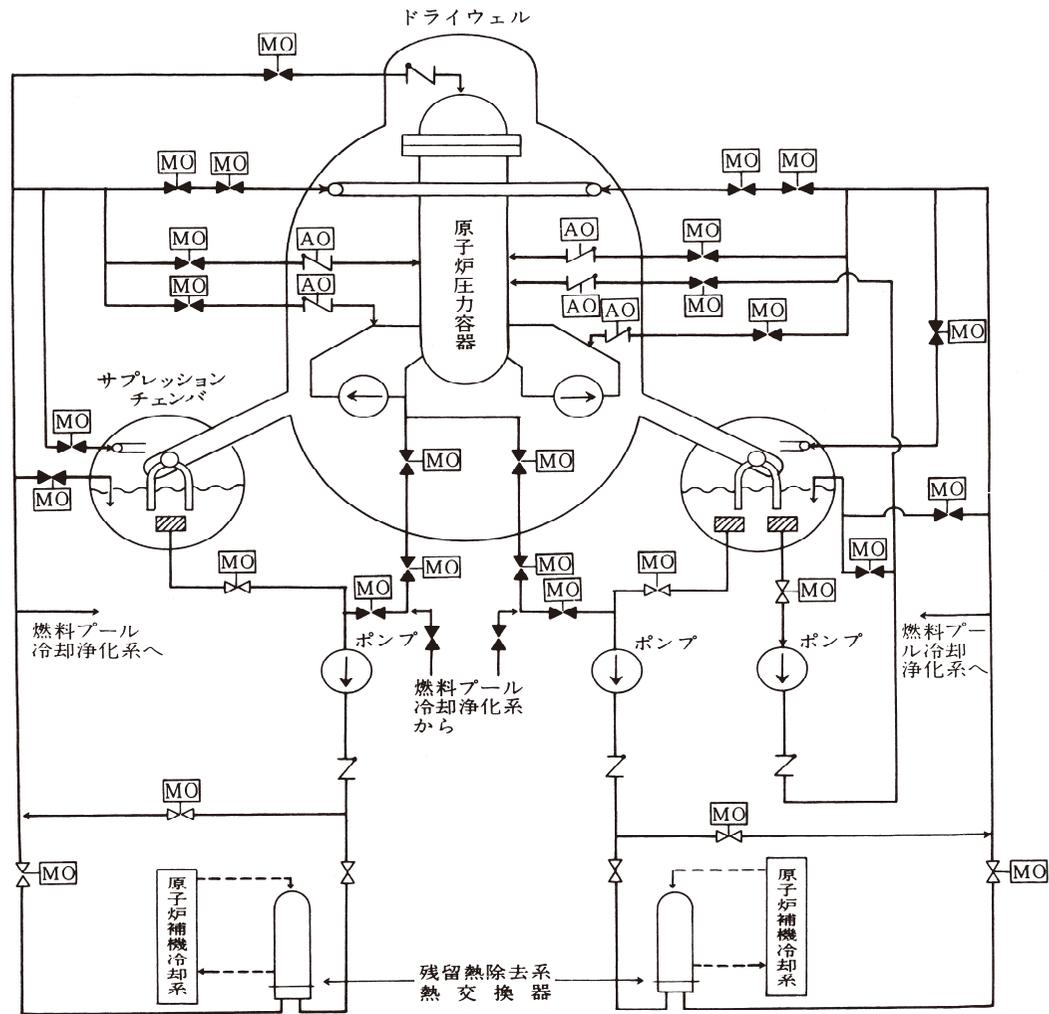
第1. 1. 1. a-5図 高圧炉心スプレイ系系統概要図



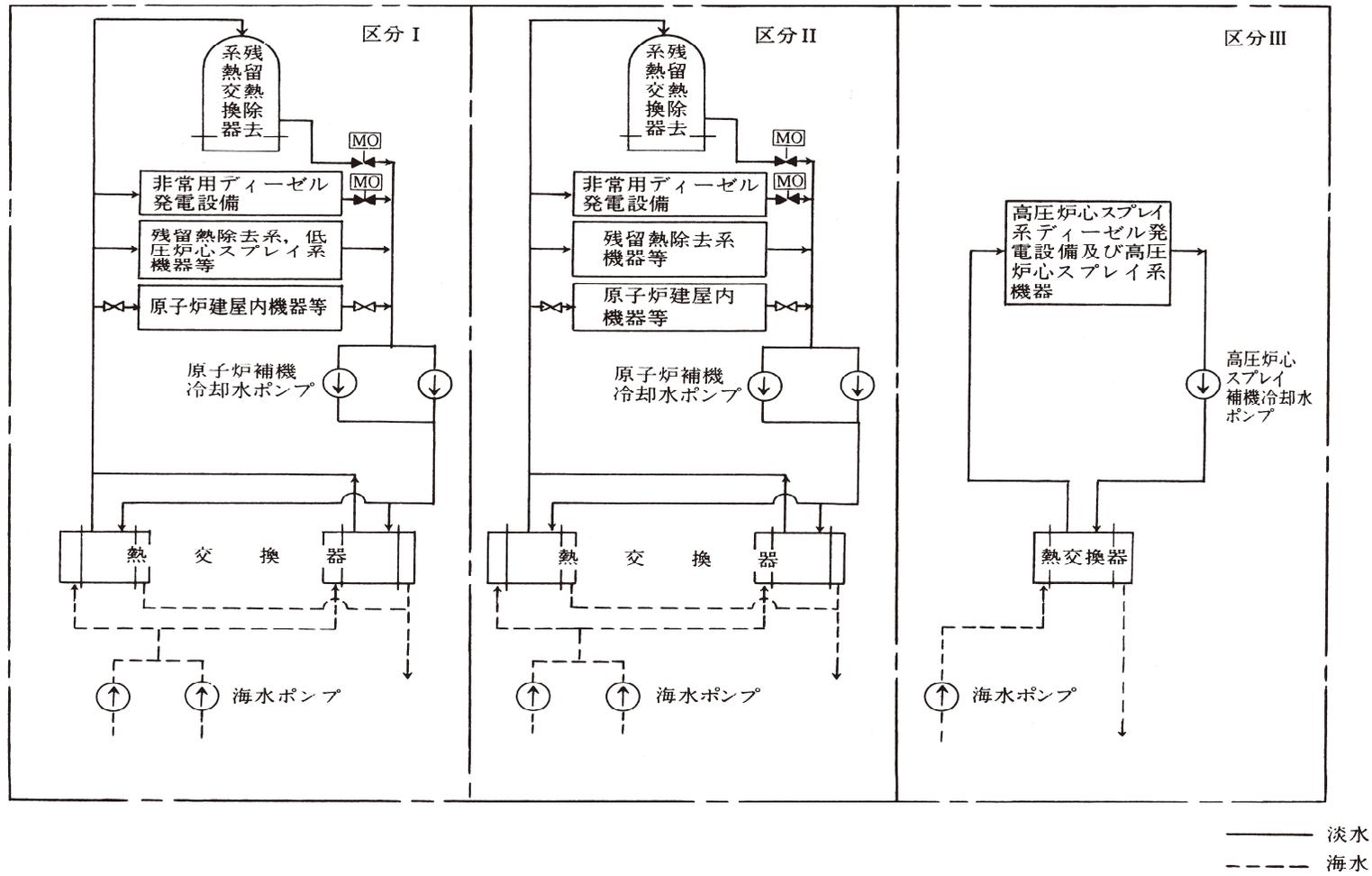
第1. 1. 1. a-6図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



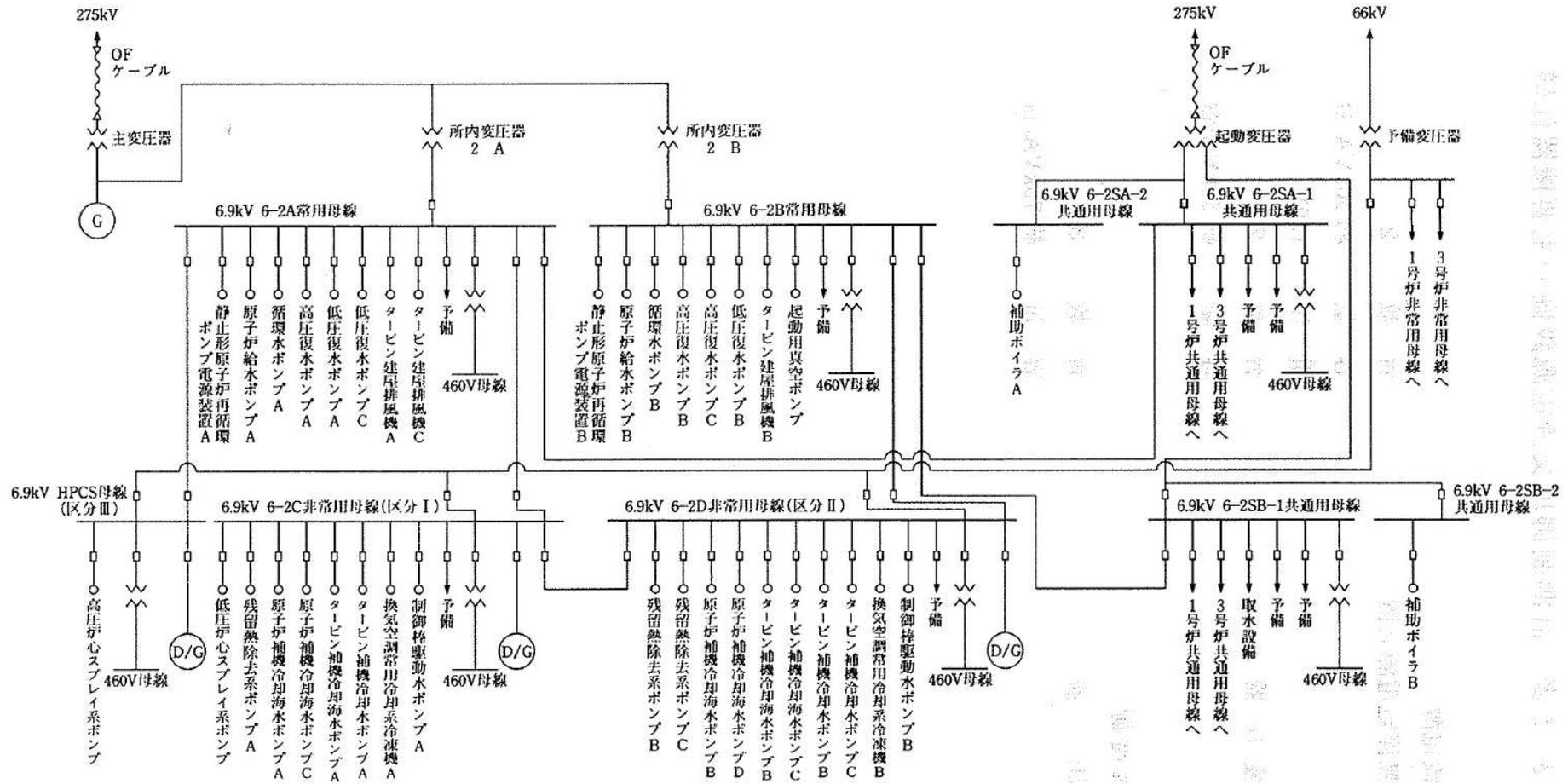
第1. 1. 1. a-7図 低圧炉心スプレー系系統概要図



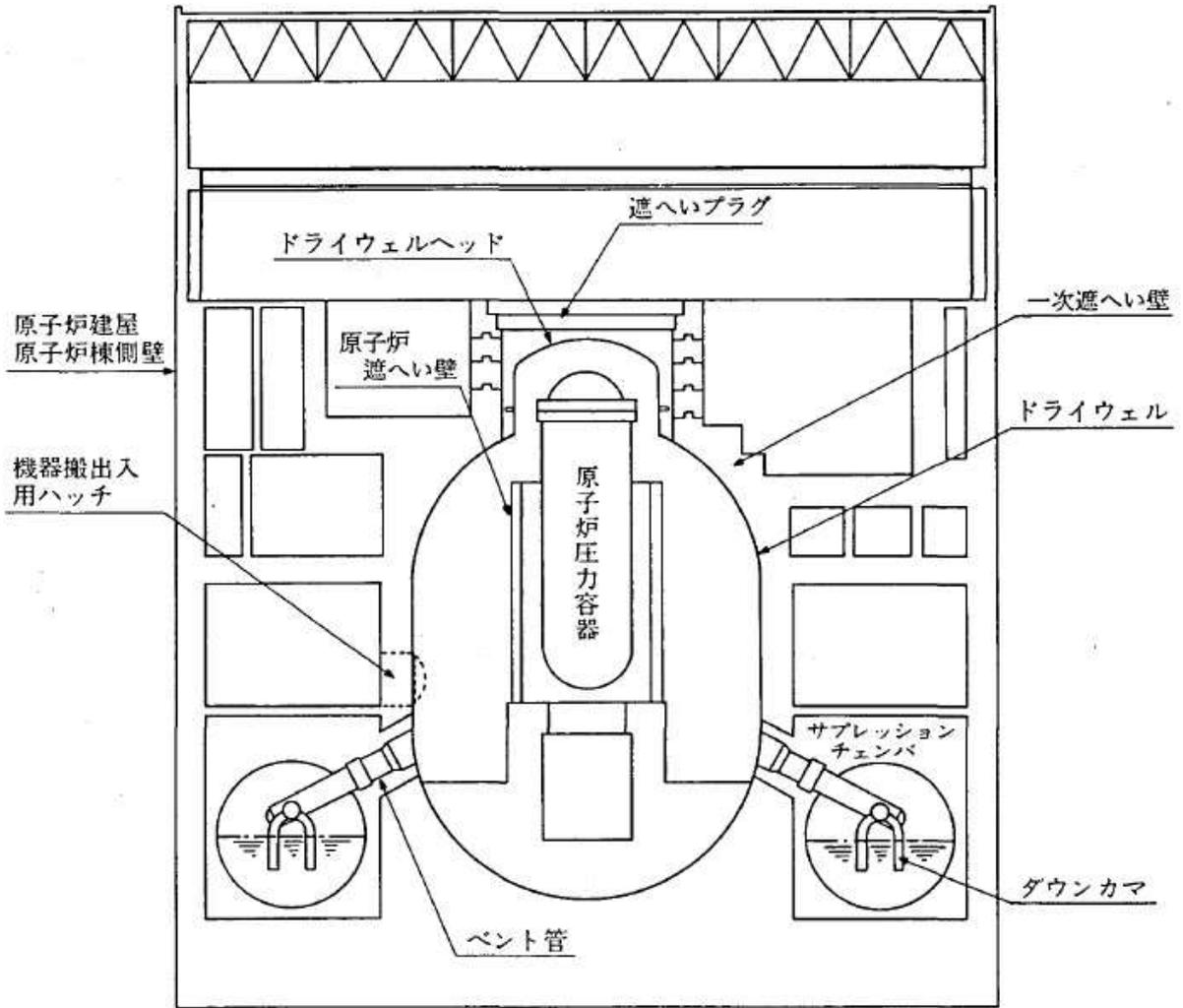
第1.1.1. a-8図 残留熱除去系系統概要図



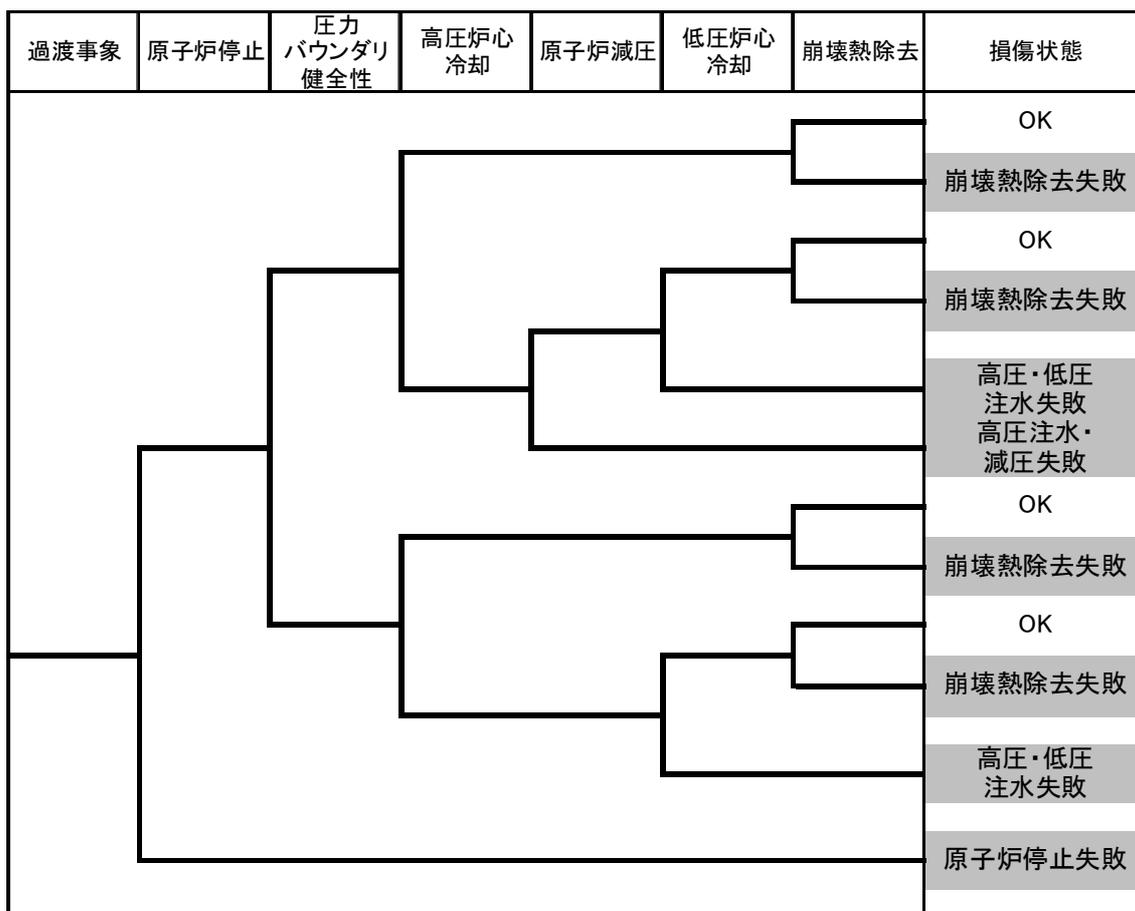
第1.1.1.a-9図 原子炉補機冷却系系統概要図



第 1. 1. 1. a-10 図 所内単線結線図



第1.1.1. a-11図 原子炉格納施設の構造概要図



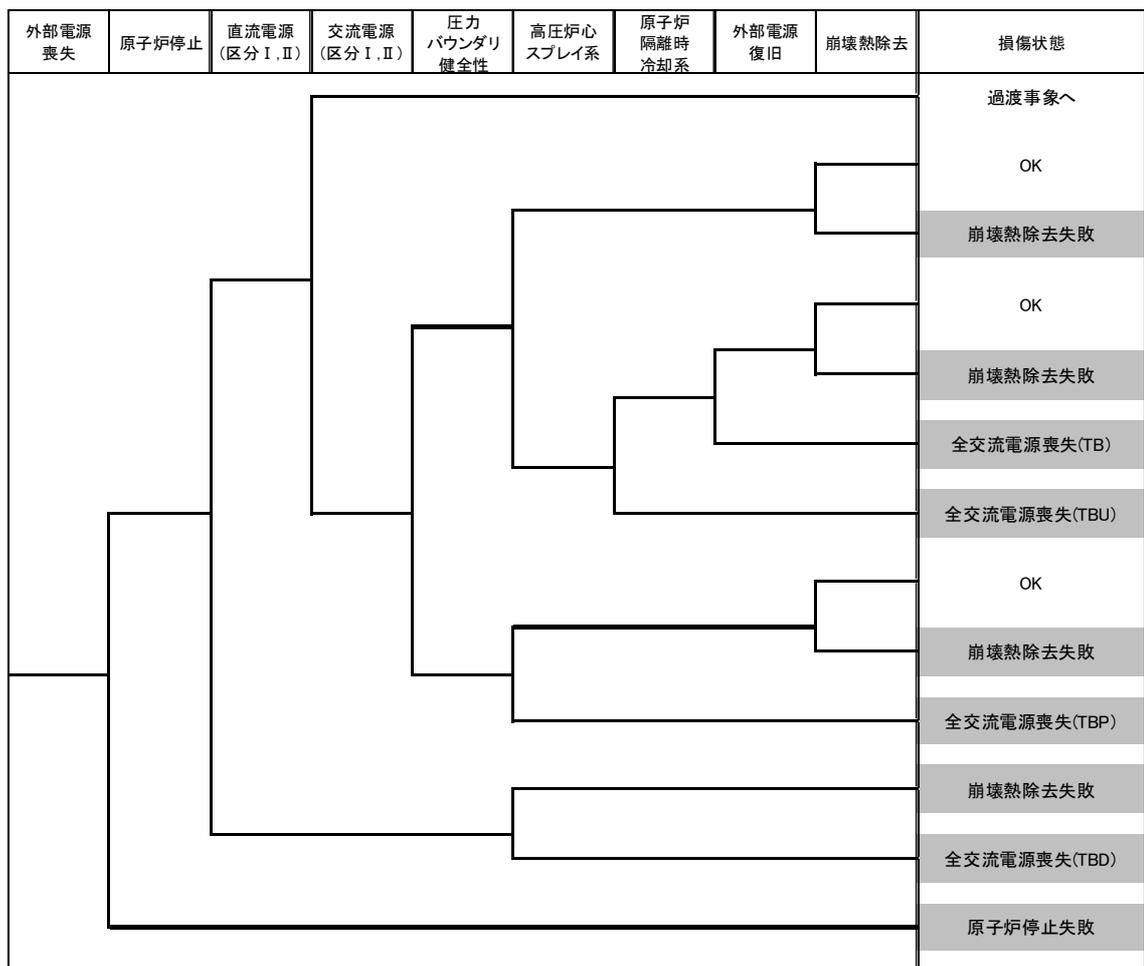
第1.1.1.d-1図 過渡事象に対するイベントツリー

【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・崩壊熱除去に成功することで事象が収束する。
- 原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止失敗」により炉心損傷に至る。
- 事象発生により原子炉圧力が上昇するため、注水に際しS/R弁開放及び再閉鎖による圧力を制御する。この圧力バウンダリ健全性維持の成功・失敗により以降の事故進展が異なる。（S/R弁の再閉鎖に失敗した場合、低圧炉心冷却のための原子炉減圧は不要）
- 高圧炉心冷却及び原子炉減圧が失敗した場合は、「高圧注水・減圧失敗」により炉心損傷に至る。
- 高圧炉心冷却に失敗、原子炉減圧に成功した後、低圧炉心冷却に失敗した場合は、「高圧・低圧注水失敗」により炉心損傷に至る。
- 炉心冷却に成功した後、崩壊熱除去に失敗した場合は「崩壊熱除去失敗」により炉心損傷に至る。



第1.1.1.d-2図 外部電源喪失に対するイベントツリー

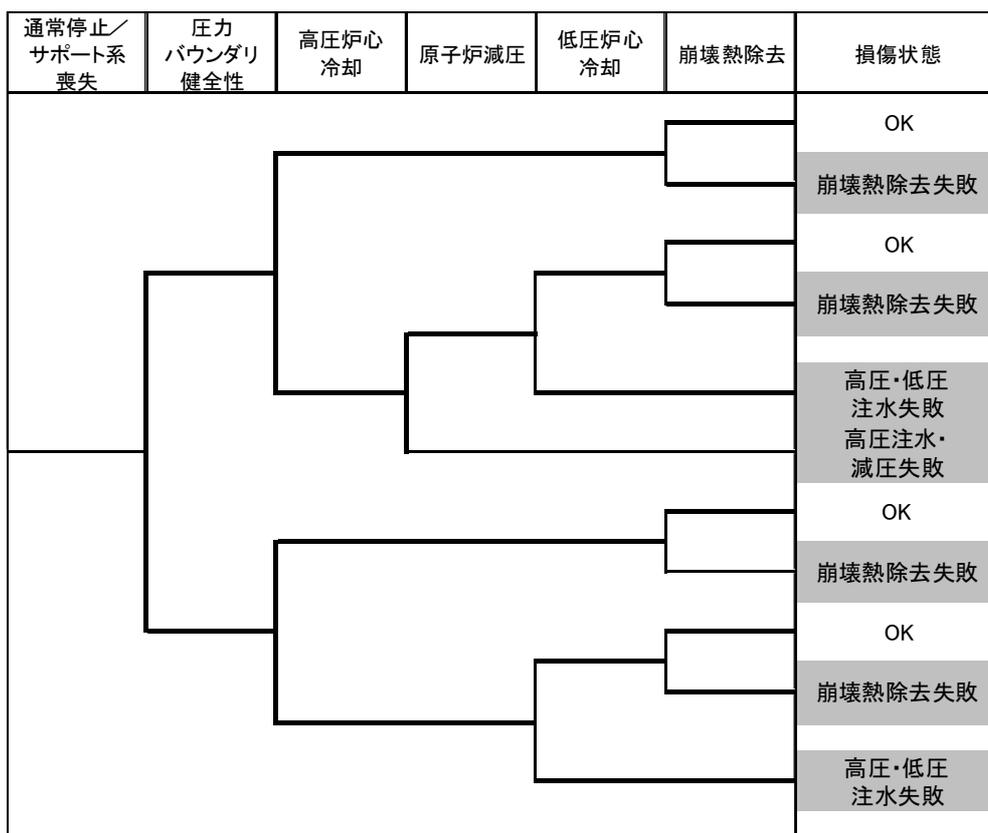
【仮定条件】

- 外部電源喪失の発生により所内電源が喪失するため、注水系及び崩壊熱除去系の起動のために非常用電源の確保が必要となる。
- 交流電源確保(非常用D/G起動)の際には直流電源が必要とする。
- 直流電源確保に成功した場合には、外部電源復旧に期待する。
- 本イベントツリーのヘディングにおける直流電源および交流電源は、区分Ⅰおよび区分Ⅱを表す。

【イベントツリーの説明】

- 原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止失敗」により炉心損傷に至る。
- 原子炉停止に成功、直流電源および交流電源の確保に成功した後は「過渡事象」と同様の事象展開となる。
- 原子炉停止に成功、直流電源確保に成功、交流電源確保に失敗、圧力バウンダリ健全性の確保に成功、高圧炉心スプレイ系に失敗、原子炉隔離時冷却系に成功、外部電源復旧に失敗した場合は「全交流電源喪失(TB)」となり炉心損傷に至る。

- 原子炉停止に成功，直流電源確保に成功，交流電源確保に失敗，圧力バウンダリ健全性の確保に成功，高圧炉心スプレイ系に失敗，原子炉隔離時冷却系に失敗した場合は「全交流電源喪失（TBU）」となり，炉心損傷に至る。
- 原子炉停止に成功，直流電源確保に成功，交流電源確保に失敗，圧力バウンダリ健全性の確保に失敗，高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流電源喪失（TBP）」となり，炉心損傷に至る。
- 原子炉停止に成功，直流電源確保に失敗，高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流電源喪失（TBD）」により炉心損傷に至る。
- 炉心冷却に成功した後，崩壊熱除去に失敗した場合は「崩壊熱除去失敗」により炉心損傷に至る。



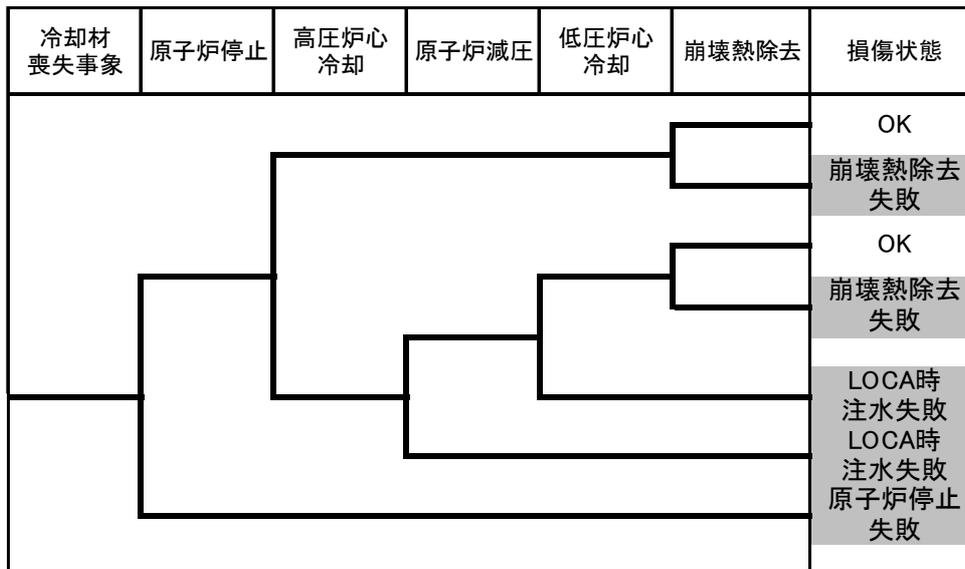
第1.1.1.d-3図 通常停止等に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・通常停止及びサポート系の故障を起回事象とする。
- ・起回事象で故障した系統をサポート系に持つ緩和系には期待できないとする。
- ・手動停止であるため、原子炉停止は対象外とする。

【イベントツリーの説明】

- ・スクラムは対象外であることを除いて、過渡事象と同様の事象進展となる。



第1.1.1. d-4図 LOCAに対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 小LOCAはタービン駆動のRCICで注水可能な範囲の冷却材流出である事象。
- ・ 大LOCAは事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲の冷却材流出である事象。
- ・ 中LOCAは小LOCAと大LOCAの中間範囲の冷却材流出である事象。流出量が大きいため、RCICによる注水には期待できない。

【イベントツリーの説明】

- ・ 起因事象発生後、原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去に成功することで事象が収束する。
- ・ 原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止失敗」により炉心損傷に至る。
- ・ 高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗した場合は、「LOCA時注水失敗」により炉心損傷に至る。
- ・ 炉心冷却に成功した後、崩壊熱除去に失敗した場合は「崩壊熱除去失敗」により炉心損傷に至る。

インターフェイスシステムLOCA	損傷状態
	格納容器 バイパス

第1.1.1.d-5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

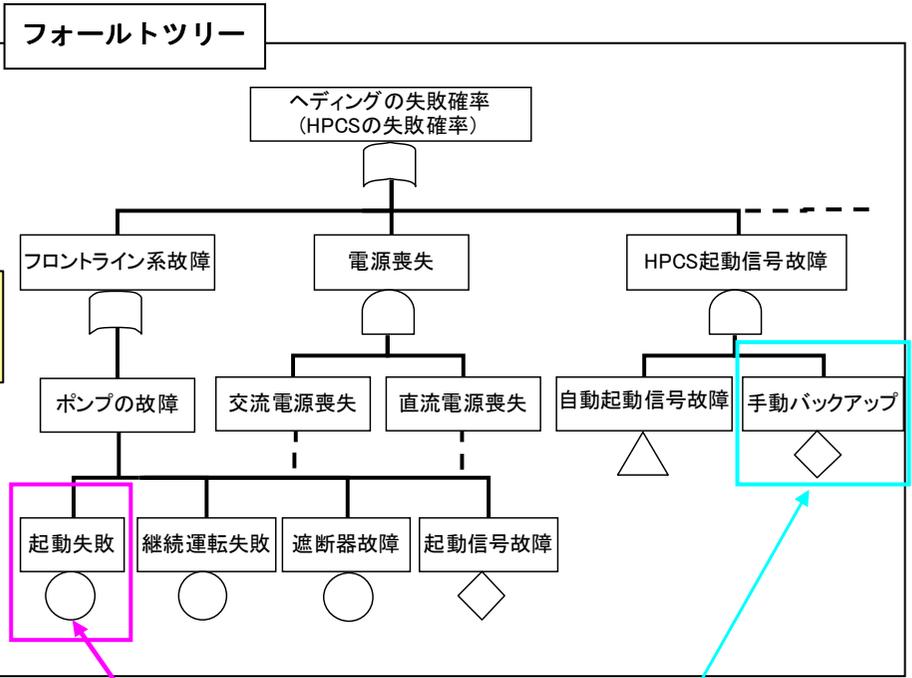
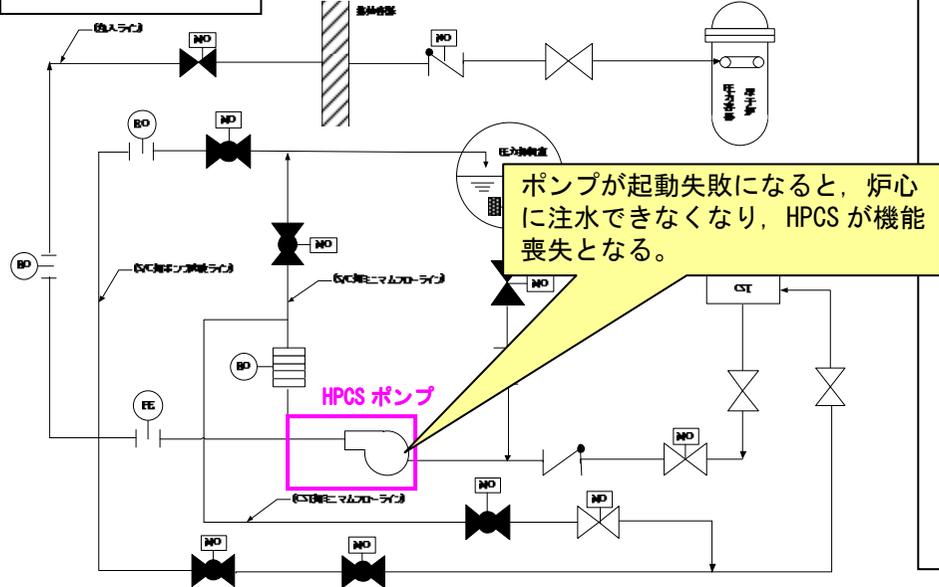
【仮定条件】

- ・ISLOCAは格納容器外のECCS等の低圧設計部の配管破断による冷却材流出事象。

【イベントツリーの説明】

- ・破断口の隔離に失敗した場合，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）」により炉心損傷に至る。

HPCS 系統概略図



【機器故障率データ】

機器タイプ	故障モード	平均値 (/h)	EF
電動ポンプ (非常用待機, 純水)	継続運転失敗	1.1E-06	7.8
	起動失敗	1.3E-07	10.0

【基事象 HPCS ポンプ起動失敗確率】

$$\begin{aligned}
 & \text{HPCS ポンプの起動失敗確率} \\
 & = 1 - 1 / \lambda s T_s \times \text{EXP} (-\lambda s T_s) \\
 & = 1 - 1 / (1.3E-07 \times 720) \times \text{EXP} (-1.3E-07 \times 720) \\
 & = 4.68E-05
 \end{aligned}$$

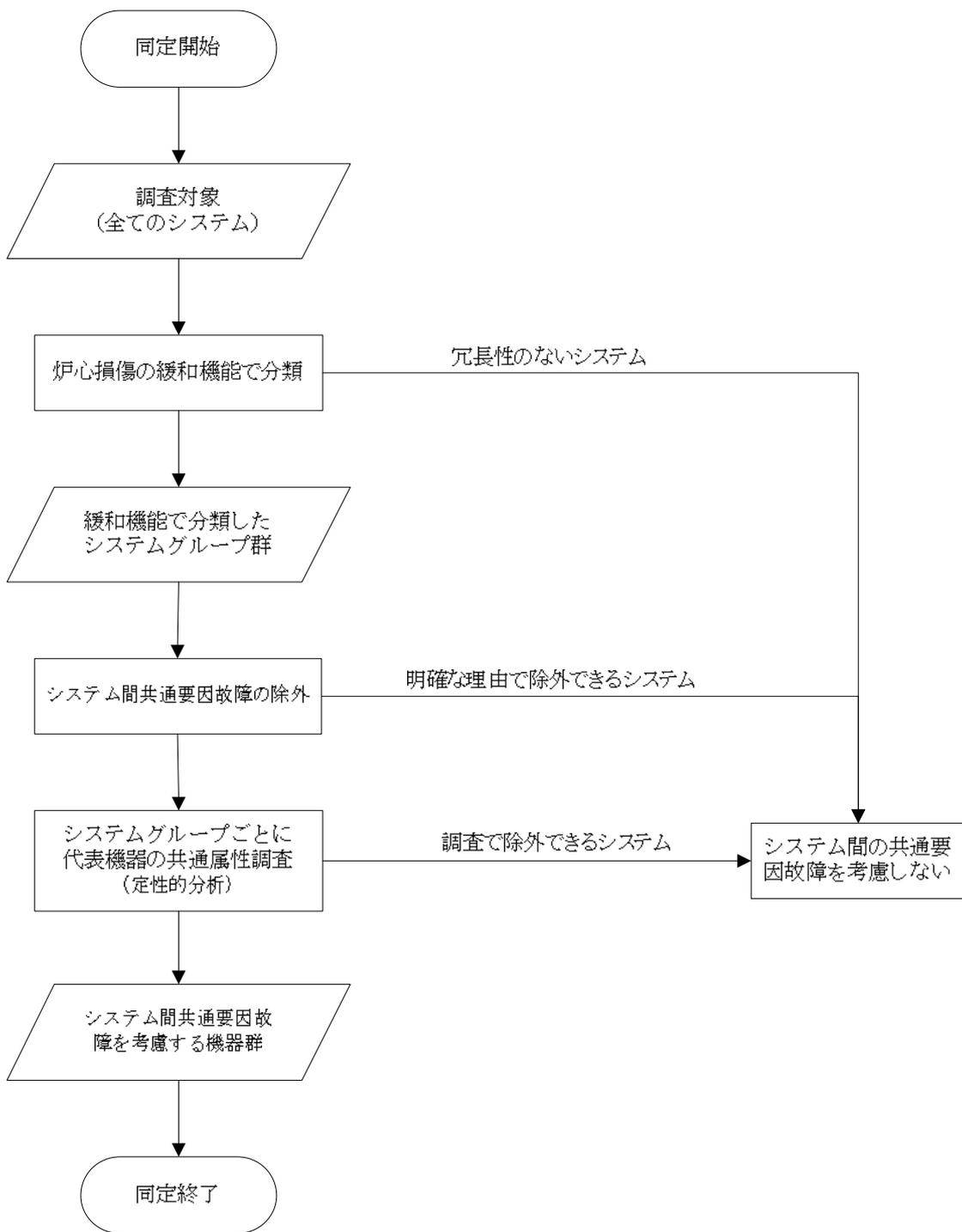
【評価上の主要な仮定】

自動起動信号の手動バックアップが期待できると仮定

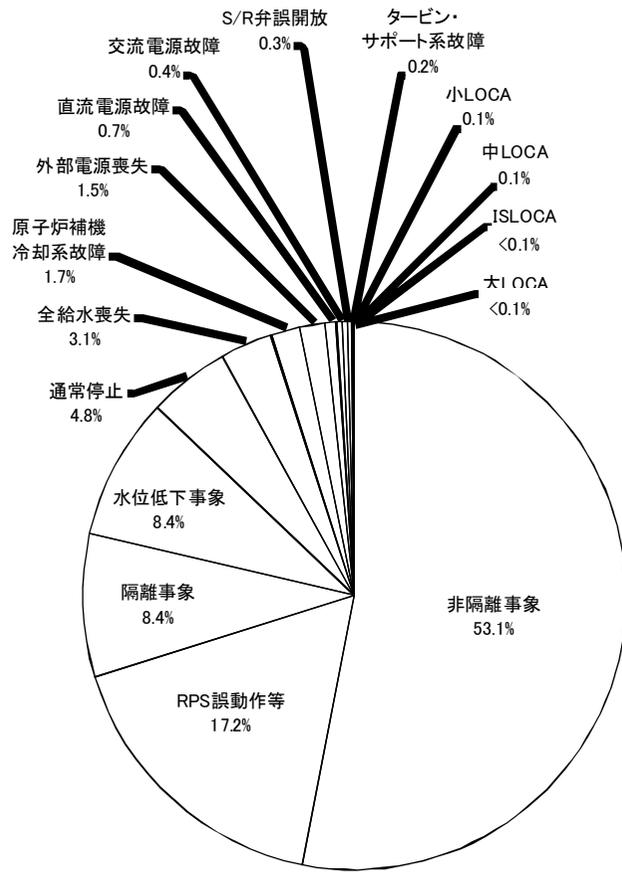
基事象ID	基事象名称	平均値
E21-C001_MPS	電動ポンプ(純水)E21-C001起動失敗	4.68E-05
E21-C001_MPT	電動ポンプ(純水)E21-C001継続運転失敗	2.64E-05
E21-D001_FLB	ストレーナ/フィルタ(純水等)E21-D001内部破損	2.38E-07
E21-D001_FLP	ストレーナ/フィルタ(純水等)E21-D001閉塞	2.38E-07
E21-D004_ROB	オリフィスE21-D004内部破損	1.15E-06

定期試験手順書：高圧炉心スプレイ系ポンプ手動起動試験
試験頻度：1回/月(720時間)

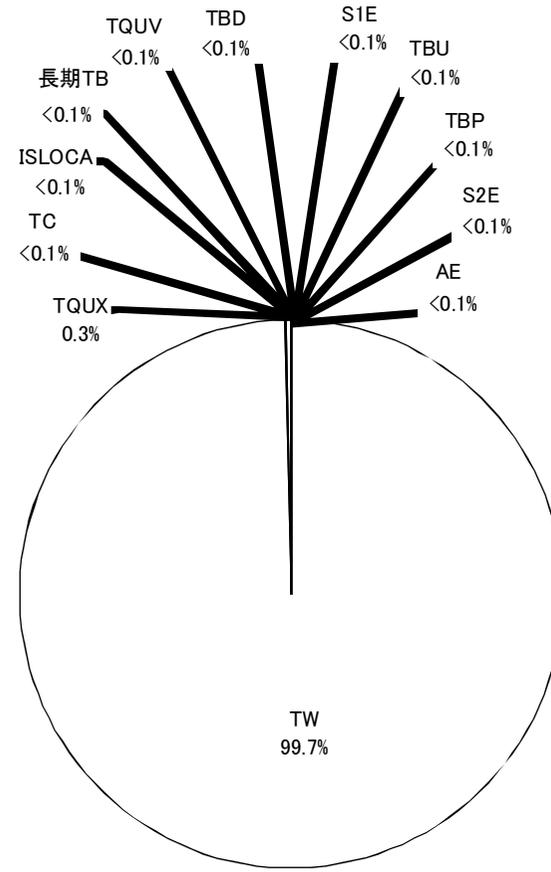
第 1.1.1. e-1 図 システム信頼性評価の例



第1.1.1.f-1図 システム間共通要因故障機器群の同定手順

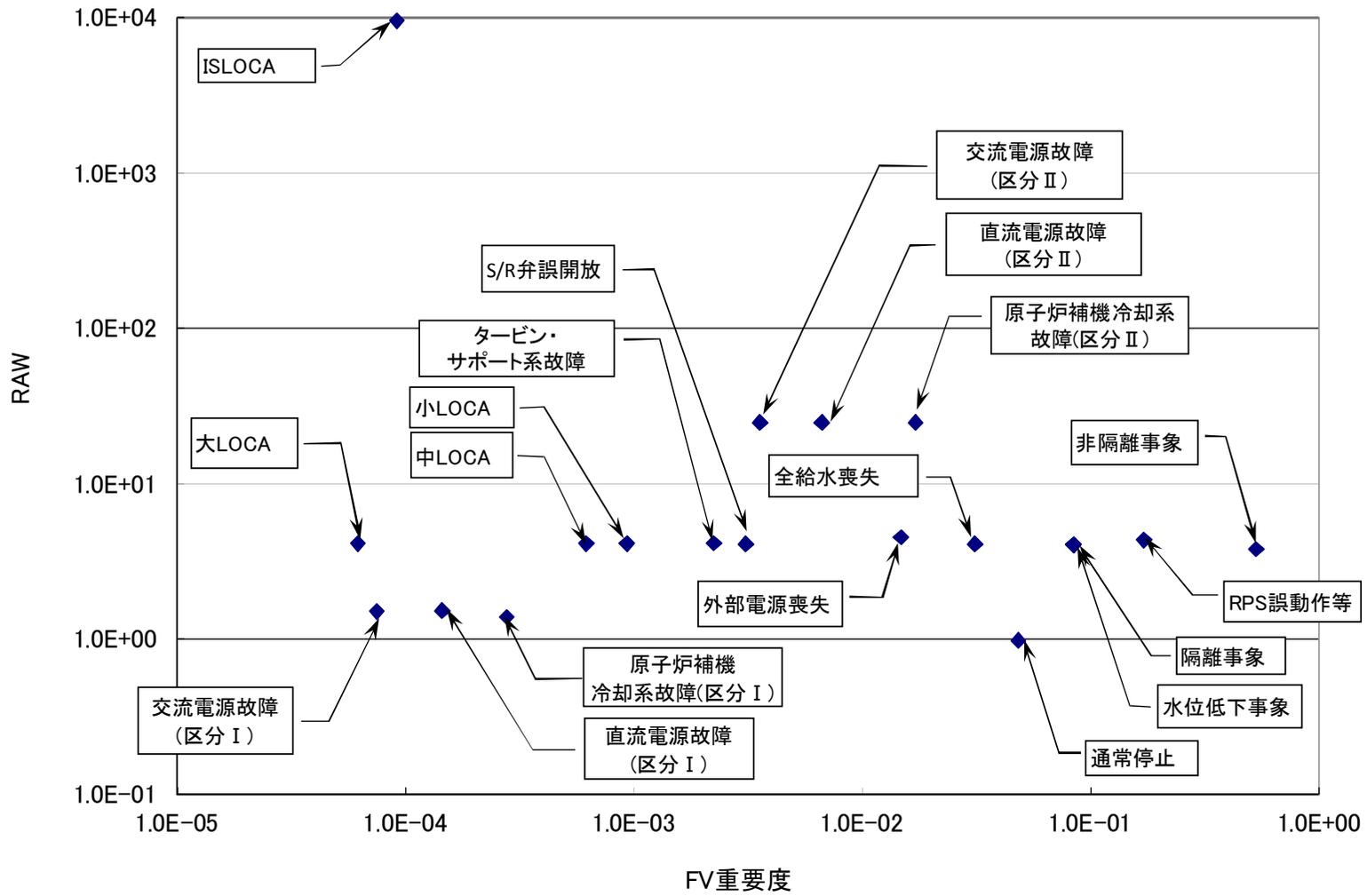


(起因事象別)

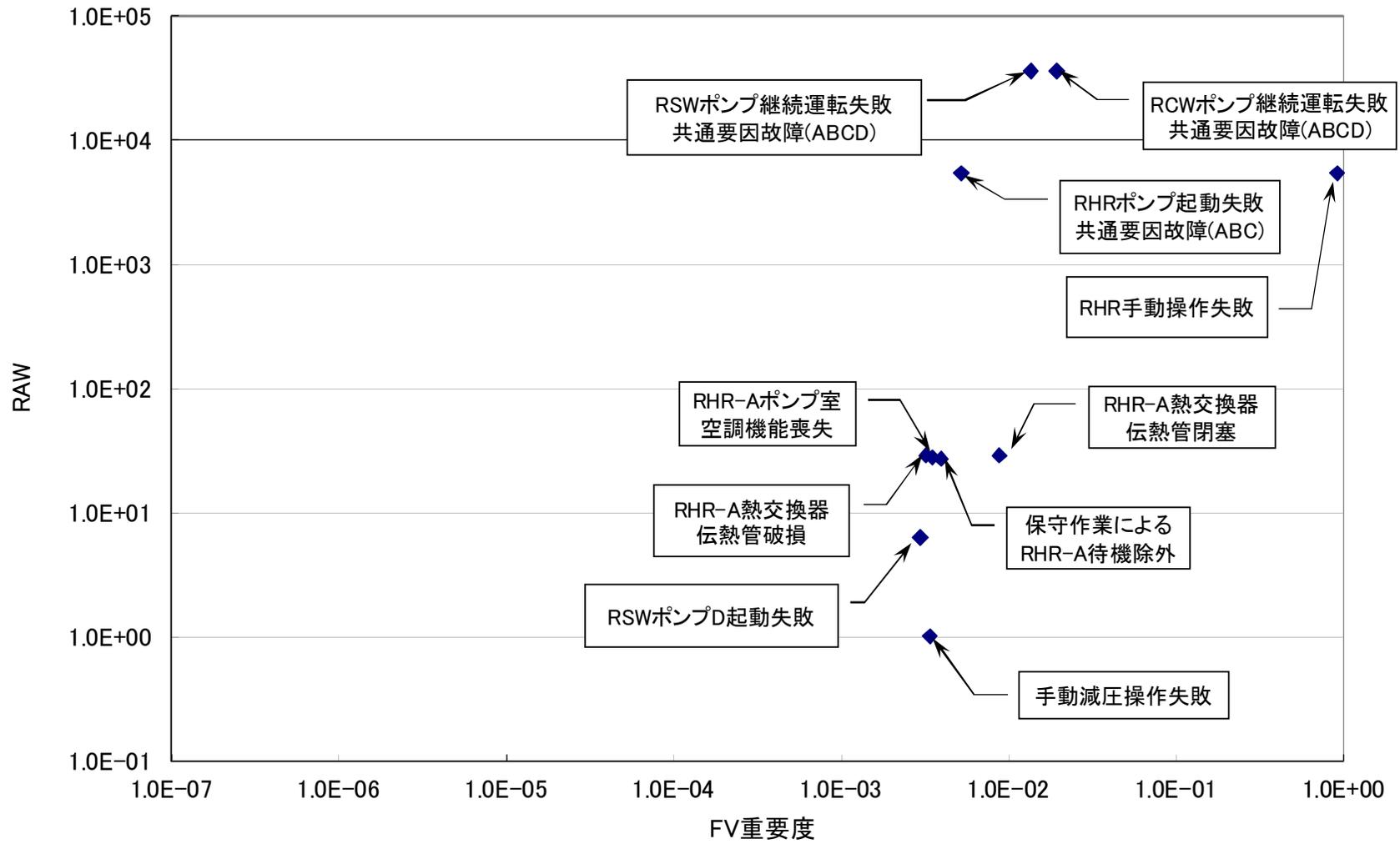


(事故シーケンスグループ別)

第 1.1.1.h-1 図 炉心損傷頻度への寄与割合

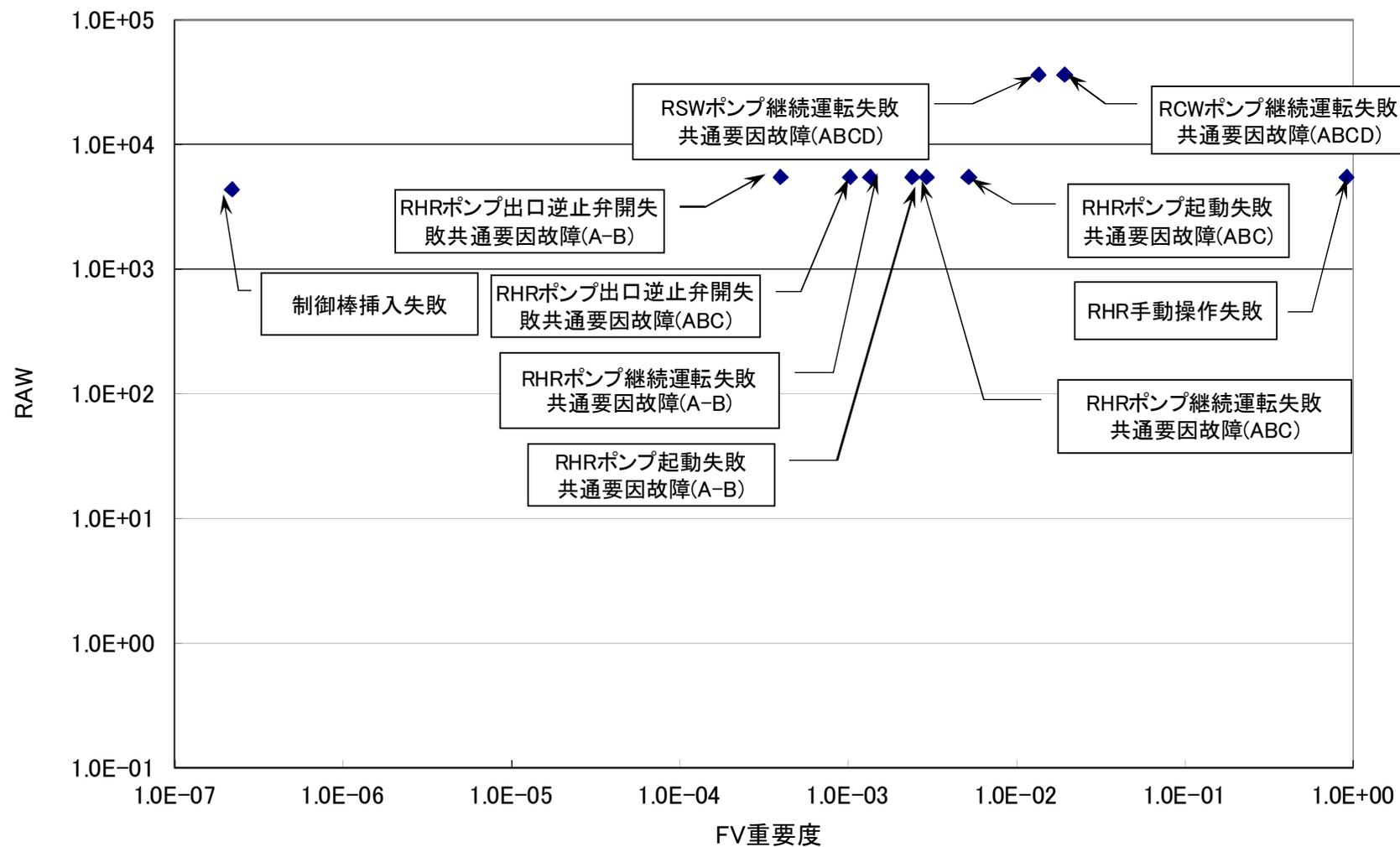


第 1. 1. 1. h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果(起因事象)

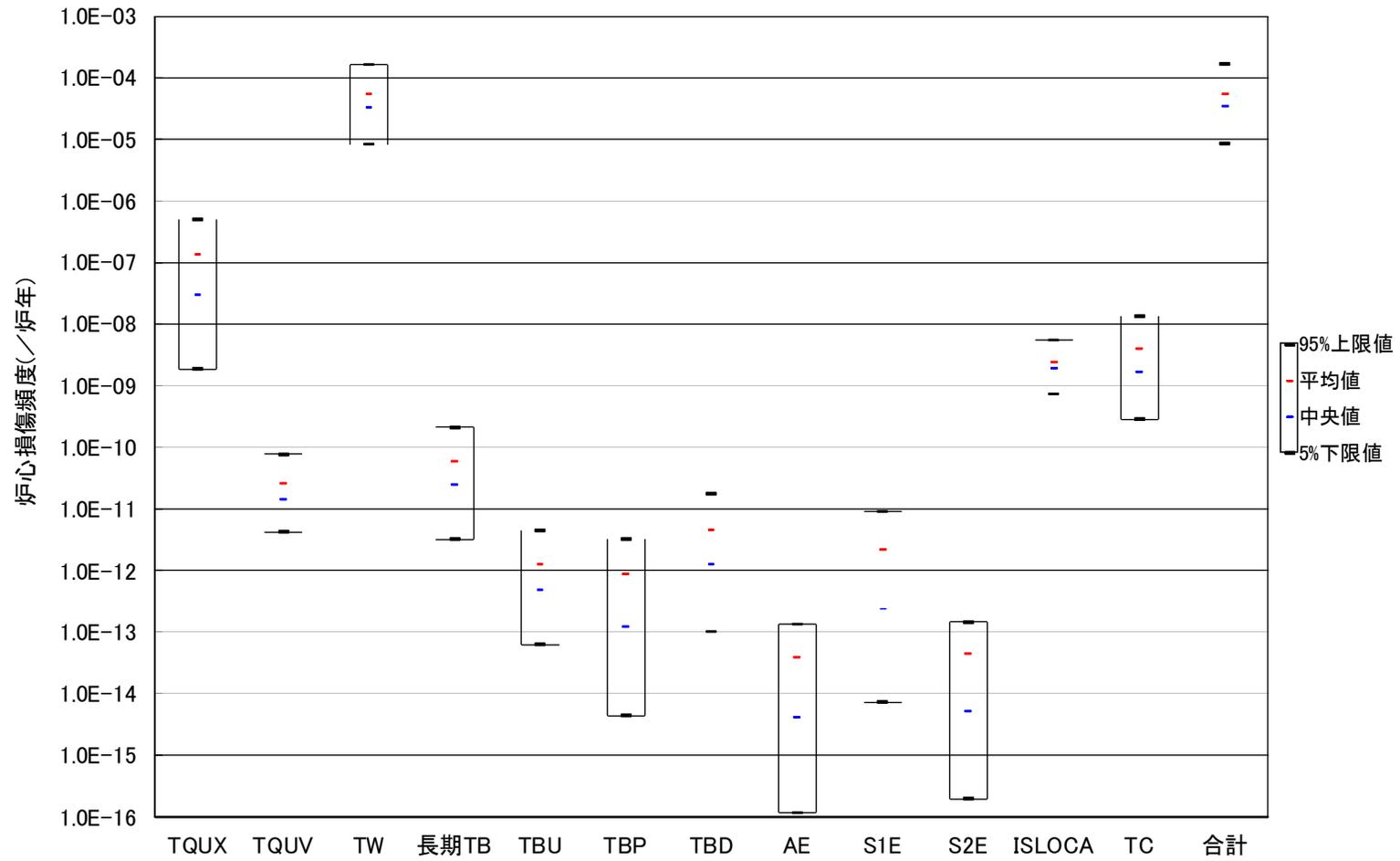


第 1.1.1.h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果(FV重要度上位基事象)

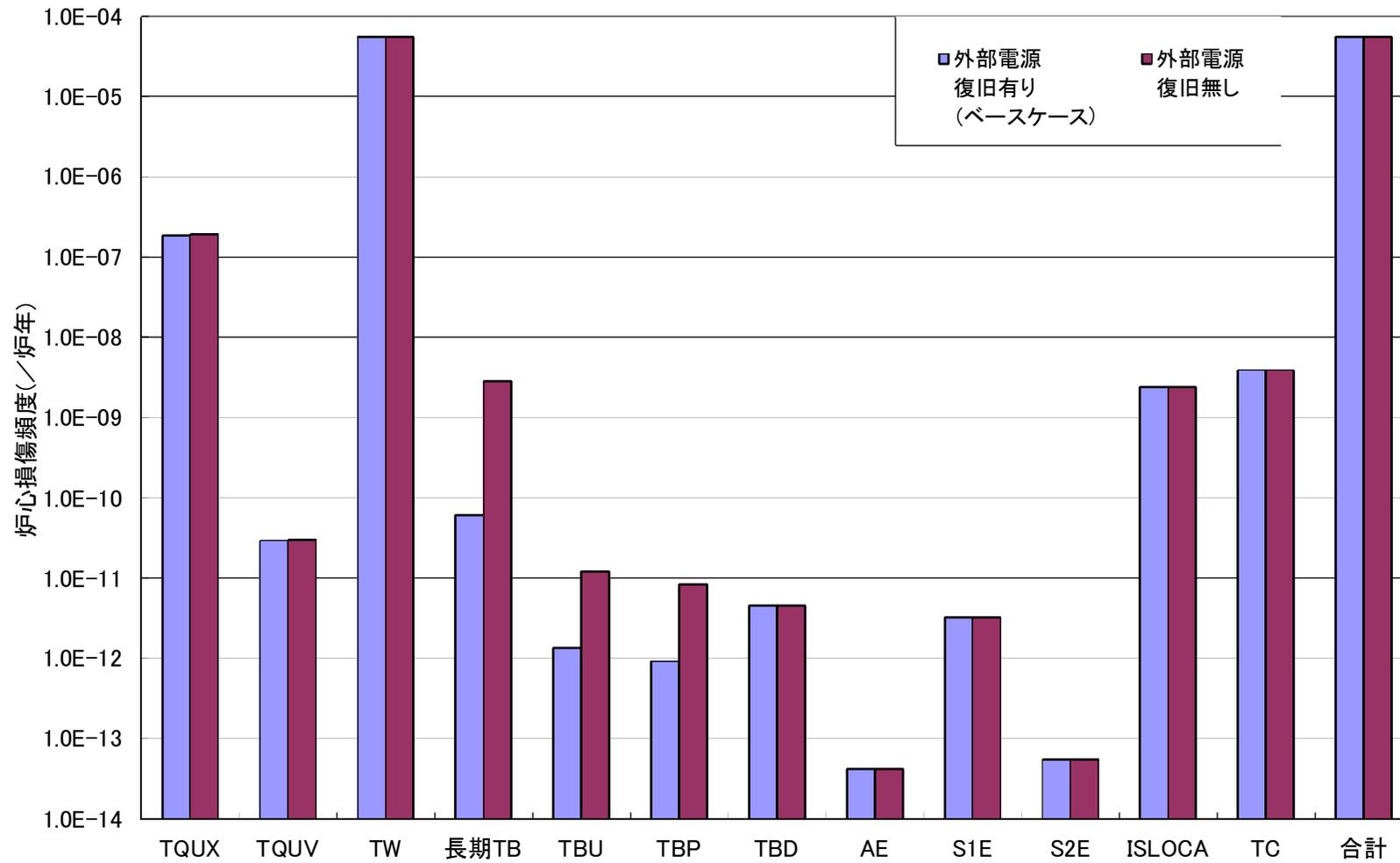
1. 1. 1-91



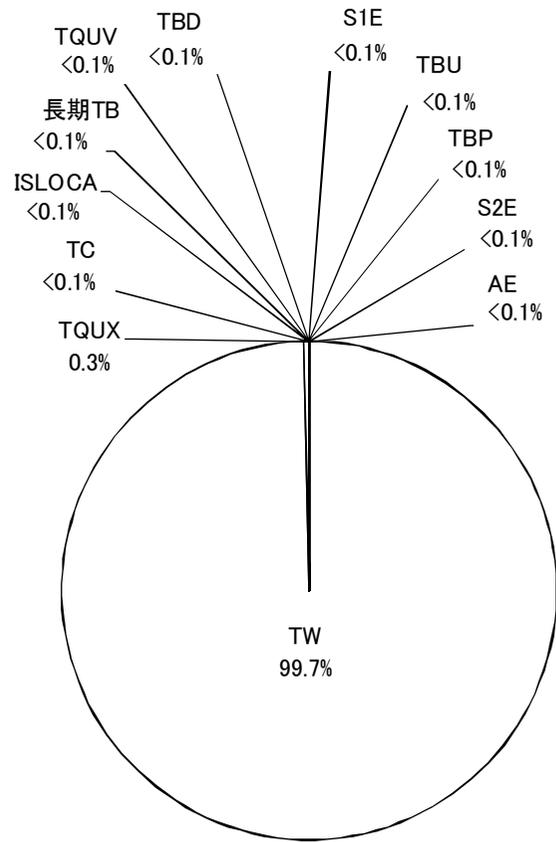
第 1. 1. 1. h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果(RAW 上位基事象)



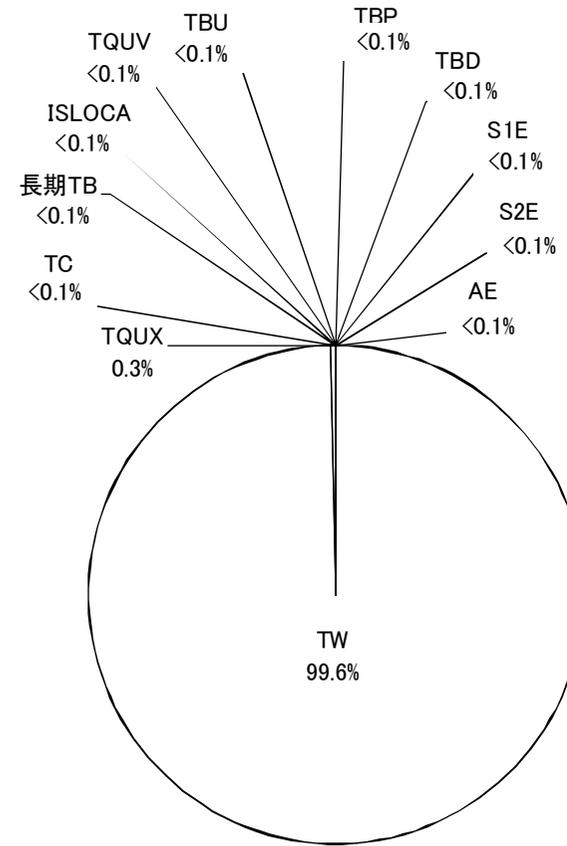
第 1. 1. 1. h-5 図 全炉心損傷頻度および事故シーケンスグループに対する不確実さ解析結果



第 1. 1. 1. h-6 図 外部電源復旧の有無に関する感度解析結果(炉心損傷頻度の比較)

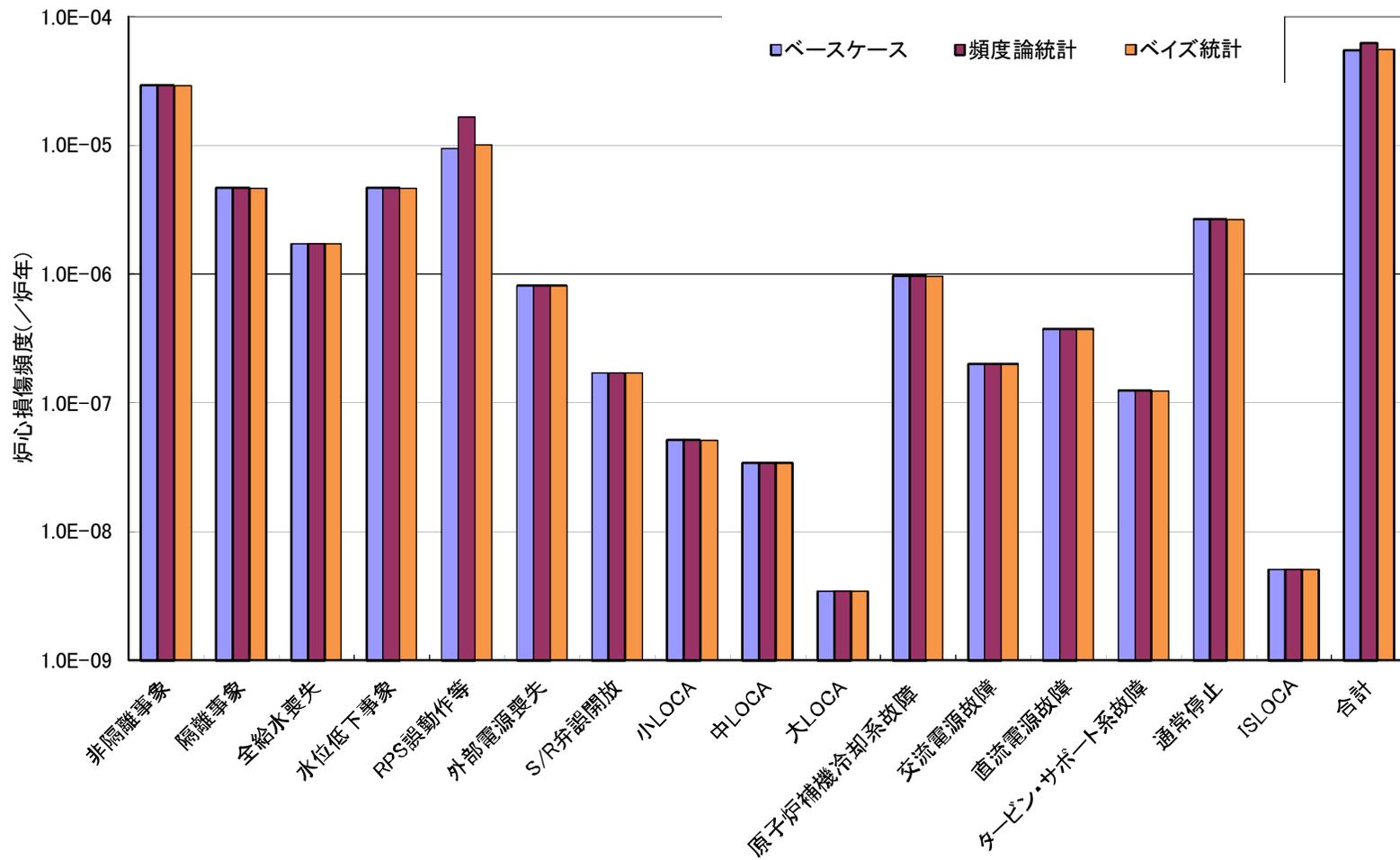


(外部電源復旧有り (ベースケース))

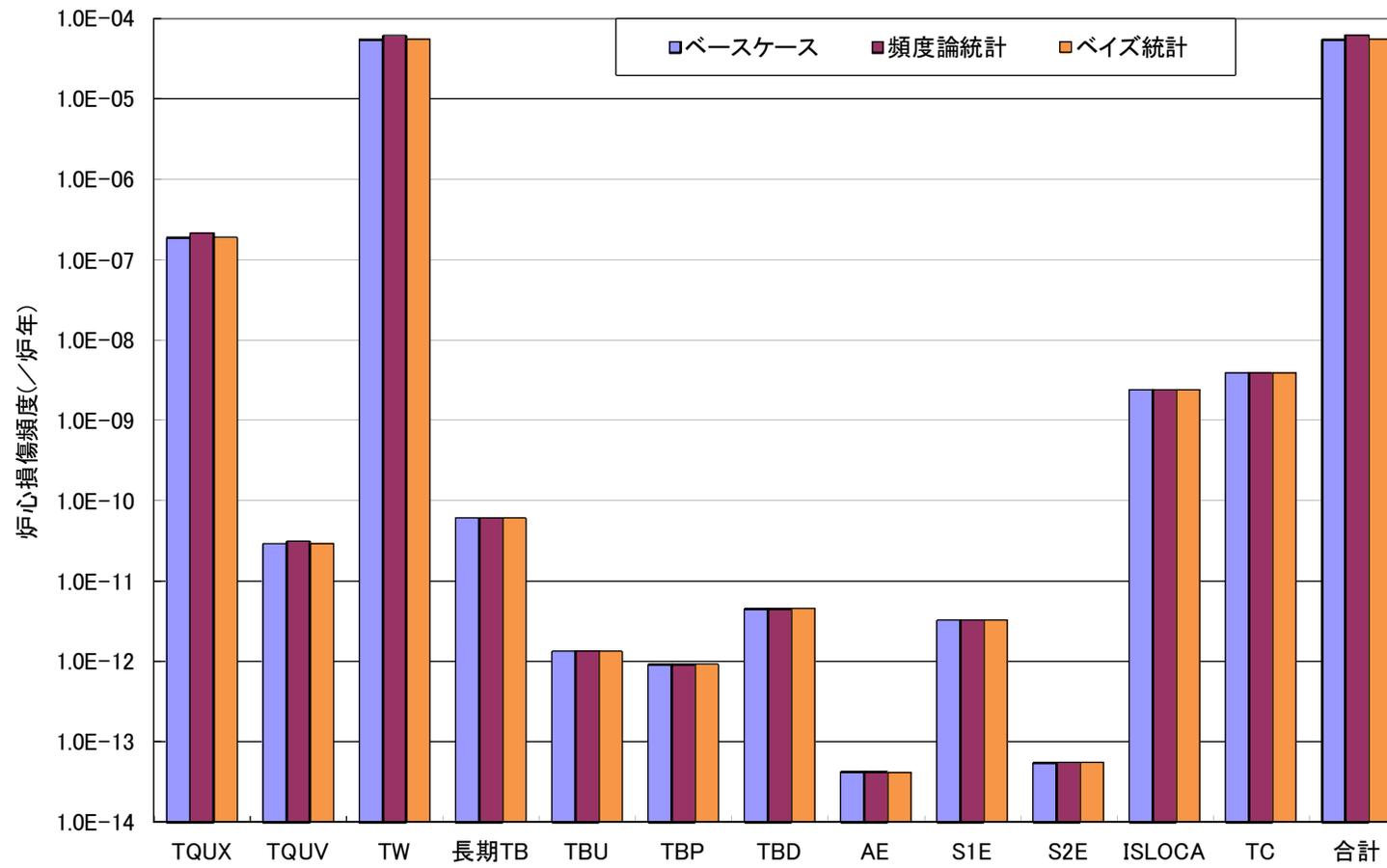


(外部電源復旧無し)

第 1. 1. 1. h-7 図 外部電源復旧の有無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比較)



第 1. 1. 1. h-8 図 プラント固有データに関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較, 起因事象別)



第 1. 1. 1. h-9 図 プラント固有データに関する感度解析結果

(炉心損傷頻度の比較, 事故シーケンスグループ別)

過渡事象等の起因事象の分類表について

内部事象運転時レベル1 P R Aの評価対象とする起因事象は，国内外の評価事例（既往のP R A）で取り上げられた起因事象，安全評価審査指針，E P R I N P-2230 との対応を分析し，起因事象を網羅的に選定した。選定した結果を表 1 に示す。

以上

表1 過渡事象等の起因事象の分類 (1 / 2)

項目 (女川2号炉 申請書添付書類十)		過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類十)	EPR1 NP-2230による過渡事象	事象分類		
過渡事象	炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	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抜き	RPS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抜き			
	炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	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 再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量減少)	起因事象対象外 (原子炉を停止させた場合、 「通常停止」に分類)		
		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	非隔離事象		
		外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失 補助電源喪失	外部電源喪失	
			復水器真空度喪失	復水器真空度喪失	隔離事象	
		給水加熱喪失	給水加熱喪失	給水加熱喪失	非隔離事象	
		原子炉冷却材流量制御系の誤動作	再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量増加)	再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量増加)	非隔離事象	
	原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	負荷の喪失	発電機負荷遮断 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	発電機負荷遮断 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	非隔離事象	
			発電機負荷遮断バイパス弁不作動 タービントリップバイパス弁不作動	発電機負荷遮断バイパス弁不作動 タービントリップバイパス弁不作動	隔離事象	
		主蒸気隔離弁の誤閉止	主蒸気隔離弁の閉鎖	主蒸気隔離弁の閉鎖	隔離事象	
			主蒸気隔離弁の部分閉鎖	主蒸気隔離弁の部分閉鎖	非隔離事象	
		給水制御系の故障	給水制御系の故障(流量増加、出力運転時)	給水制御系の故障(流量増加、起動・停止時)	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(流量減少、出力運転時)	給水制御系の故障(流量減少、起動・停止時)	給水制御系の故障(流量減少、出力運転時)	隔離事象
給水流量の全喪失		全給水流量喪失	全給水流量喪失	全給水流量喪失	全給水喪失	
	給水または復水ポンプ1台トリップ	給水または復水ポンプ1台トリップ 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)	給水または復水ポンプ1台トリップ 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)	水位低下事象		

別紙 1.1.1.b-1-2

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 過渡事象等の起因事象の分類 (2 / 2)

項目 (女川2号炉 申請書添付書類上)		過渡・事故事象 (女川2号炉 申請書添付書類上)		EPRI NP-2230による過渡事象	事象分類
過渡事象	-	-	-	HPCI/HPCSの誤起動	非隔離事象
				逃し安全弁誤開放/開固着	S/R弁誤開放
				原子炉保護系故障によるスクラム 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	RPS誤動作等
事故	原子炉冷却材の喪失(事故)	原子炉冷却材喪失	-	-	冷却材喪失
		原子炉冷却材喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材流量の喪失 原子炉冷却材ポンプの軸固着	全再循環ポンプトリップ 再循環ポンプ軸固着	非隔離事象 非隔離事象
	反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	制御棒落下	-	-	起因事象対象外
		環境への放射性物質の異常な放出	放射性気体廃棄物処理施設の破損	-	-
	主蒸気管破断		-	-	起因事象対象外 (主蒸気隔離弁閉成功時は隔離事象、主蒸気隔離弁閉失敗時は格納容器バイパス)
	燃料集合体の落下		-	-	起因事象対象外
	原子炉冷却材喪失		-	-	冷却材喪失
	制御棒落下		-	-	起因事象対象外
	原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失	-	-	冷却材喪失
		可燃性ガスの発生	-	-	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

起因事象から除外している事象について

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 PSA 編）：2008」において、以下の条件を満たす場合に起因事象を評価対象から除外してもよいとされている。

「発生の可能性が極めて低いか、又は発生を仮定してもその影響が限定される場合、又は PSA の使用目的からは必要がないと考えられる場合には、起因事象を評価対象から除外してもよい」

本評価における起因事象の選定にあたり、以下に示す事象については、評価対象から除外している。

1. 原子炉圧力容器破損

「原子炉圧力容器破損」については、原子炉圧力容器は、過渡・事故を想定した保守的な設計を行っていること、使用前検査で有意な欠陥のないこと及び耐圧試験で十分な耐性を有していることを確認していること、供用期間中検査および定期検査により有意な欠陥やき裂のないことを定期的に確認していること等から、決定論の枠組みの中で既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。

また、原子炉圧力容器破損の頻度は、WASH-1400 や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ 10^{-7} /炉年、 10^{-8} /炉年以下となっており、十分に低い値が得られている。

2. 原子炉冷却材流量の部分喪失（再循環ポンプ1台トリップ等）

「原子炉冷却材流量の部分喪失」は、原子炉水位が L-8 に達せず、原子炉スクラムもせず、炉心損傷に至ることはない。

ただし、原子炉を手動停止した場合は、「通常停止」の起因事象として分類する。

3. 制御棒落下

制御棒と駆動軸との接続部は、十分に信頼性の高い構造となっており、必要な場合以外に分離することがない構造となっていることから制御棒が落下する可能性は非常に低い。

また、設置許可申請書の事故評価の中で、制御棒1本が、制御棒駆動機構から分離して炉心から落下し、急激な反応度添加と出力分布変化により燃料棒の数%程度の破損が想定されているが、炉心損傷防止の観点から影響が限定され

る。

なお、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

4. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

「放射性気体廃棄物処理施設の破損」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないため、炉心損傷防止の観点からその影響が限定される。

5. 主蒸気管破断

「主蒸気管破断」については、主蒸気隔離弁閉成功時は「隔離事象」に分類する。

主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合には、格納容器をバイパスして原子炉棟内で蒸気管破断が継続するため、最終的には炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。ただし、主蒸気管破断と主蒸気隔離弁閉失敗（PCV内、外の弁の同時故障）が同時に発生する事象であり、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。

6. 燃料集合体の落下

燃料交換機の燃料つかみ具は二重のワイヤや燃料集合体を確実につかんでいない場合には吊り上げができない等のインターロックを設け、その駆動源である圧縮空気が喪失した場合にも、燃料集合体が外れない設計としている等、燃料集合体の落下事象が発生する可能性は小さい。燃料集合体の落下が発生したとしても、直ちに原子炉への外乱に至ることはないため、炉心損傷防止の観点からその影響は限定される。

なお、原子炉設置許可申請書の安全評価の中で、燃料集合体の破損が想定されているが、評価結果から、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

以上

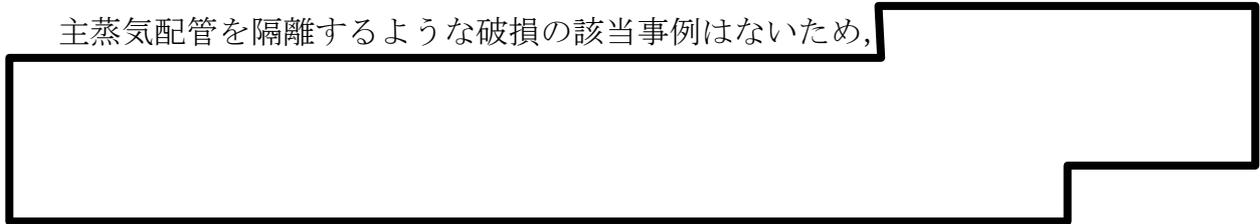
主蒸気管破断の分類の考え方について

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

主蒸気配管を隔離するような破損の該当事例はないため、



2. 主蒸気管破断の隔離失敗確率

主蒸気配管には漏えい検出（配管周囲温度等）による自動隔離機能がある。



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、 および  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。



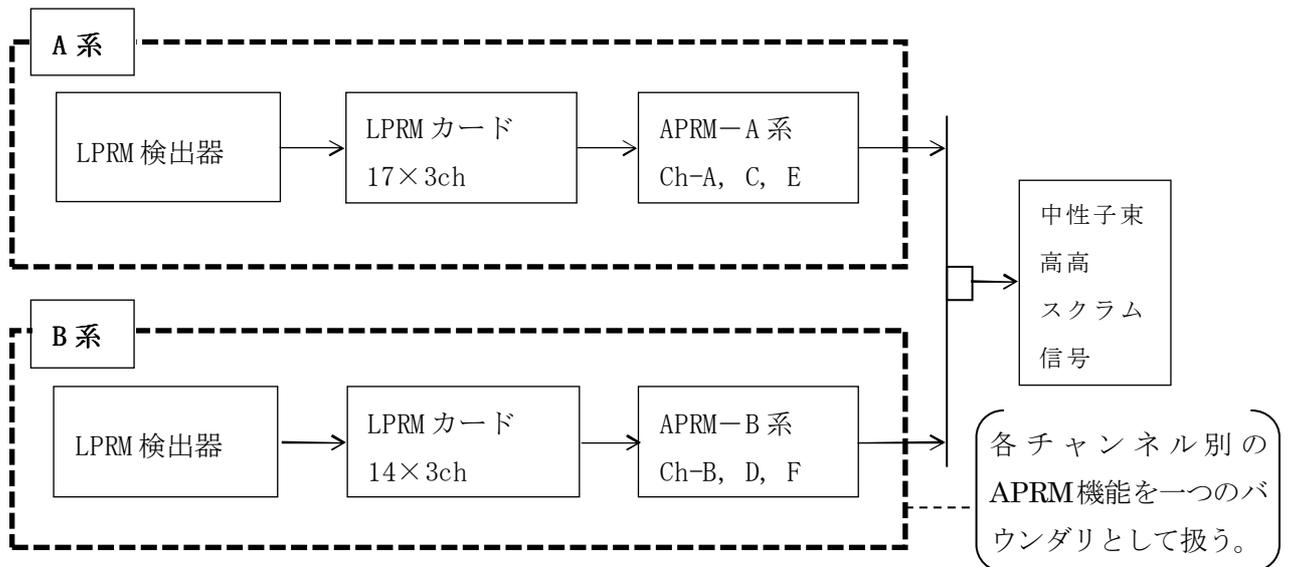
評価の結果、主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度は、 となり、発生頻度が極めて低い値となるため、評価対象外とした。

以上

 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

中性子束検出器のモデル化について

中性子束検出器は局部出力領域モニタ（LPRM）に用いられており、対象となる緩和系は中性子束高高スクラム信号を発する原子炉保護系（RPS）である。中性子束高高スクラム信号は、下図に示すとおり A 系、B 系からなる平均出力領域モニタ（APRM）より発せられる。



APRM は、A, B, C, D, E, F の 6 チャンネルで構成され、各チャンネルには 17 または 14 個の LPRM 信号が入力されている。また、APRM は、各 LPRM 信号の平均値を演算し、中性子束高高スクラム信号を出力する。

本評価では、各チャンネルの APRM 機能として、LPRM 検出器から APRM の各チャンネルまでを 1 つのバウンダリとし、当該機能の喪失確率として、「LPRM 検出器」に対応する「放射線検出器」の故障率を適用している。

当該機能の喪失確率に対して、1 つの LPRM 検出器の故障が APRM 機能に与える影響は小さいものの、3 つの関連機器のうち、機器故障率が比較的高い「LPRM 検出器（放射線検出器）」の故障率を適用したものである。

（下表参照）

機器	評価上の対応機器タイプ (故障モード)	機器故障率* (平均値 1/h)
LPRM 検出器	放射線検出器 (不動作)	3.4E-08
LPRM カード	カード (不動作)	6.6E-09
APRM	警報設定器 (不動作)	2.3E-09

※有限責任中間法人日本原子力技術協会「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）

従属性を有する起回事象の抽出について

従属性を有する起回事象では、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一つの起回事象グループとする。

「原子炉補機冷却系故障」

「交流電源故障」

「直流電源故障」

「タービン・サポート系故障」

表 1 に従属性を有する起回事象として抽出した上記の事象について、整理した結果を示す。なお、「タービン制御系故障」「圧縮空気系故障」については、同様な従属性を有しているため、「タービン・サポート系故障」として取り扱う。

なお、サポート系故障のうち、RCW の常用負荷の故障により RCW の冷却水（保有水）が減少する場合は、RCW サージタンクの水位低を検知して、自動で緊急遮断弁が閉弁することにより、常用負荷が RCW から切り離される。

このため、常用負荷が切り離された場合は、非常用設備に影響を与えることが無いが、プラントの通常運転に影響がある場合はプラントを停止することから、通常停止として考慮する。

また、常用負荷の切り離しに失敗する場合は、従属性を有する起回事象（原子炉補機冷却系故障）として考慮する。

表 1 従属性を有する起回事象 (1 / 3)

項目(原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備(原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備概要(女川2号機原子炉設置許可申請書添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起回事象としての扱い
原子炉及び炉心	燃料	燃料棒, 燃料集合体		
	圧力容器内部構造物	炉心支持構造物(シュラウド, 上部格子板, 炉心支持板, 制御棒案内管), 内部構造物(気水分離器, 蒸気乾燥器, ジェットポンプ, 給水スパージャ, 炉心スプレイ系配管, 炉心スプレイスパージャ, 上蓋スプレイノズル, 差圧検出ほう酸水注入系配管, 中性子束モニタ案内管, チャンネルボックス)		
	原子炉停止系	制御棒, 制御棒駆動機構(駆動ピストン, インデックスチューブ, コレット集合体, ピストンチューブ, ストップピストン, 位置指示プローブ), 制御棒駆動水圧系(スクラムディスチャージボリュウム, 水圧制御ユニット), ほう酸水注入系		
原子炉冷却設備	圧力容器	圧力容器		
	原子炉再循環系	再循環ポンプ		
	主蒸気系	主蒸気流量制限器, 主蒸気隔離弁, 主蒸気逃し安全弁		
	配管	再循環系配管, 主蒸気系配管		
	弁類	主蒸気隔離弁, 主蒸気逃し安全弁, 給水隔離弁, 再循環ポンプ出口弁, ベント弁, ドレン弁, 逆止弁		
	支持構造物	圧力容器支持構造物(スカート, スタビライザ), 再循環ポンプ支持構造物(コンスタントハンガ)		
	漏えい監視設備	ドライウエル内雰囲気放射能濃度測定装置, ドライウエル内ガス冷却装置凝縮水量測定装置, ドライウエル床ドレンサンプ水量監視装置		
工学的安全施設	一次格納施設	原子炉格納容器(原子炉格納容器本体, ベント管, ベントヘッダ, ダウンカマ, 真空破壊装置, 原子炉格納容器貫通部(配管, 電気配線貫通部, パーソナルエアロック, 機器搬出入用ハッチ), 隔離弁) 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), 原子炉格納容器スプレイ冷却系		
	二次格納施設	原子炉棟, 非常用ガス処理系		
	非常用炉心冷却系	低圧炉心スプレイ系, 低圧注水系, 高圧炉心スプレイ系, 自動減圧系		
原子炉補助設備	燃料取扱及び貯蔵設備	燃料交換機, 原子炉建屋クレーン, 新燃料貯蔵庫, 使用済み燃料プール, キャスク洗浄ビット, 燃料プール冷却浄化系, 破損燃料検出装置		
	原子炉冷却材浄化系	再生熱交換機, 非再生熱交換機, ポンプ, ろ過脱塩装置, 補助機器, 計測制御装置		
	残留熱除去系	熱交換器, ポンプ, 計測制御装置		
	原子炉隔離時冷却系	ポンプ, 蒸気駆動タービン, 計測制御装置		

別紙 1.1.1.1.b-5-2

表 1 従属性を有する起因事象 (2 / 3)

項目(原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備(原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備概要(女川2号機原子炉設置許可申請書添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象としての扱い
タービン設備	蒸気タービン	タービン, タービン制御装置, 潤滑油系, タービンバイパス系, 湿分分離加熱器, タービングラウンド蒸気系		
	主復水器及び循環水系	主復水器, 復水器空気抽出系, 循環水系		
	復水・給水系	低圧復水ポンプ, 高圧復水ポンプ, 給水加熱器, 原子炉給水ポンプ		
計測及び制御設備	中央制御室	制御盤, 計測制御装置(原子炉制御関係, タービン補機関係, タービン発電機関係, 所内電気回路関係, 放射線計装関係, 原子炉核計装関係, プロセス計装関係, 安全保護系関係, 可燃性ガス濃度制御系及び非常用ガス処理系関係, 送電線関係, 運転監視補助装置, 消火設備関係, 気象観測関係), 中央制御室換気空調系, 中央制御室遮蔽, 通信連絡及び照明設備, 中央制御室外原子炉停止装置		
	原子炉制御系	原子炉出力制御系(反応度制御系(制御棒, 制御棒駆動系, 選択制制御棒そう入機構, 原子炉再循環流量制御系), タービン制御系), 原子炉圧力制御系(タービンバイパス制御系, 圧力制御装置), 原子炉水位制御系		
	安全保護系	原子炉保護系, 後備原子炉保護系, 工学的安全施設作動回路, バイパス, ケーブル, 電線路, 計装配管		
	原子炉核計装系	起動領域モニタ[SRNM], 出力領域モニタ[PRM](局部出力領域モニタ[LPRM], 平均出力領域モニタ[APRM], 移動式炉心内計装[TIP]系), 制御棒引抜監視装置[RBM]		
	原子炉プラントプロセス計装系	圧力容器計装, 再循環系計装, 給水系及び主蒸気系計装, 制御棒駆動系計装, 原子炉格納容器内雰囲気計装, 漏えい検出系計装, その他の計装		
	運転監視補助装置	制御棒引抜阻止回路, 監視計算装置, 制御棒価値ミニマイザ(RWM)		
	送電線	275kV 送電線 4 回線, 66kV 送電線		
電気施設	開閉所	275kV 送電線, 主変圧器及び高起動変圧器を連系する遮断器, 275kV 母線		
	発電機	横軸円筒回転界磁形, 回転子水素ガス冷却, 固定子水素冷却, 3 相交流同期発電機		
	変圧器	主変圧器, 所内変圧器, 起動変圧器, 動力用変圧器, 予備変圧器		
	所内高圧系統	常用高圧母線, 非常用高圧母線, 共通用高圧母線		
	所内低圧系統	常用低圧母線, 非常用低圧母線, 共通用低圧母線		
	ディーゼル発電機	非常用ディーゼル発電機(区分Ⅰ), 非常用ディーゼル発電機(区分Ⅱ), 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機(区分Ⅲ)		
	直流電源設備	125V 所内用 2 系統, 125V 高圧炉心スプレイ系用 1 系統, 250V 所内用 1 系統		
	計測制御用電源設備	無停電交流 120V 2 母線, 計測母線 120V 3 母線		
	所内機器	工学的安全施設に関する機器, その他一般機器		
	所内通信設備, 照明及び作業用電源設備	送受話器, 加入電話設備, 電力保安通信用電話設備, 非常灯, 直流非常灯		
ケーブル及び電線炉	ケーブル, ケーブルトレイ, 電線管			
放射性廃棄物廃棄設備	気体廃棄物処理系	排ガス予熱器, 排ガス再結合器, 排ガス復水器, 排ガス予冷器, ホールドアップ装置		
	液体廃棄物処理系	機器ドレン系, 床ドレン系, 化学廃液系, ランドリドレン処理系		
	固体廃棄物処理系	濃縮廃液貯蔵タンク, セメント固化式固化装置, プラスチック固化式固化装置, 浄化系沈降分離槽, 使用済樹脂貯蔵槽, 固体廃棄物焼却設備, 減容装置, 固体廃棄物貯蔵所, 雑固体廃棄物保管室		

別紙 1.1.1.b-5-3

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 従属性を有する起因事象 (3 / 3)

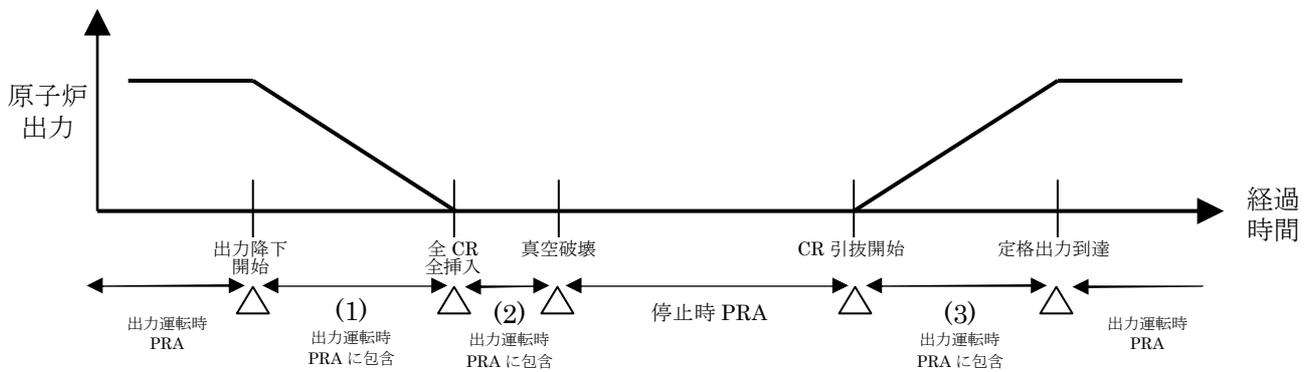
項目(原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備(原子炉設置変更許可申請書添付書類八)	設備概要(女川2号機原子炉設置許可申請書添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象としての扱い		
放射線防護及び管理施設	放射線防護設備	遮蔽設備(原子炉一次遮蔽, 原子炉二次遮蔽, 補助遮蔽, 燃料取扱遮蔽, 一時的遮蔽), 換気設備, 防護具類				
	放射線管理設備	出入管理関係設備(出入管理設備, 汚染管理設備), 試料分析関係設備(分析室, 放射能測定室), 放射線監視設備(プロセス放射線モニタリング設備(格納容器雰囲気放射線モニタ, スタック放射線モニタ, 焼却炉建屋排気口モニタ, 蒸気式空気抽出器排ガスモニタ, 活性炭式希ガスホールドアップ装置排ガスモニタ, タービンランド蒸気排ガスモニタ, 主蒸気管モニタ, 原子炉建屋原子炉棟換気空調系排気モニタ, 気体廃棄物処理設備エリア排気モニタ, 非常用ガス処理系モニタ, 放射性廃棄物放出水モニタ, 原子炉補機冷却水モニタ, 原子炉補機冷却海水モニタ, 高圧炉心スプレイ補機冷却水モニタ, サイトバンカ建屋排気口モニタ), エリア放射線モニタリング設備(中央制御室, 燃料取扱替床, タービン発電機運転床, 原子炉建屋出入口エリア, 原子炉冷却材浄化系操作エリア, 制御棒駆動水圧制御ユニットエリア, 原子炉建屋機器搬出入口エリア, タービン建屋機器搬出入口エリア, 灰取出室エリア, サイトバンカ貯蔵プールエリア), 周辺モニタリング設備(固定モニタリング設備, 環境試料測定設備, 放射能観測車, 気象観測設備), 放射線サーベイ機器), 個人管理用測定設備及び測定機器, 放射線計測機の校正設備				
発電所補助設備	給水処理設備	前処理装置, ろ過水タンク, 純水装置, 純水タンク				
	補給水系	ろ過水系, 純水補給水系, 復水補給水系				
	補機冷却系(原子炉補機冷却系)	冷却水ポンプ, 熱交換器, 海水ポンプ, 配管, 弁類及び計測制御装置				
	補機冷却系(タービン補機冷却系)	冷却水ポンプ, 熱交換器, 海水ポンプ, 配管, 弁類及び計測制御装置				
	換気空調系	原子炉棟換気空調系, タービン建屋換気空調系, 中央制御室換気空調系, 廃棄物処理区域換気空調系, ドライウエル内ガス冷却装置, 焼却炉建屋換気空調系, サイトバンカ建屋換気空調系				
	加熱蒸気系	補助ボイラ, スチームコンバータ				
	圧縮空気系	計装用圧縮空気系, 所内用圧縮空気系				
	試料採取系	フード付試料採取盤, 発信器盤, 試料調整ラック, 分析盤, 現場採取シンク				
	消火系	火災報知設備, 消火栓設備, 不燃性ガス消火設備, 泡消火設備, 消火器				
	サプレッションプール水貯蔵系	サプレッションプール水貯蔵タンク, サプレッションプール水移送ポンプ				
発電所緊急時対策所	データ収集装置, 通信連絡設備(所内通信設備, 電力保安通信用電話設備等の送受話器)					

別紙 1.1.1.b-5-4

運転時 P R A において通常停止を
起因事象として取扱う考え方について

1. 出力運転状態を対象とした P R A の対象範囲

出力運転状態を対象とした P R A の対象範囲は、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 1 PSA 編）：2008」において、「CR 引抜開始」から「真空破壊」までの範囲とされている。イメージ図を以下に示す。



上図に示すとおり、(1)～(3)の各期間は、次の理由により出力運転時 P R A に含めて評価している。

(1) 出力下降開始～全 CR 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となる。
- 原子炉圧力／出力が低下した状態では、燃料健全性を確保する上で原子炉をスクラムさせる必要がなく、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、これらのスクラム信号のバイパスは P R A の観点から有意なものではない。
 - ・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

(2) 全 CR 全挿入～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。

(3) CR 引抜開始～定格出力

- 緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同等になる。

2. 通常停止を起回事象として取扱う考え方

今回実施した内部事象運転時レベル1 PRA では、起回事象（通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び格納容器損傷に波及する可能性のある事象）として「通常停止（計画停止及び軽微な故障による計画外停止）」を考慮している。

計画停止については、通常停止時のプラント状態に関する以下の点を考慮し通常停止に含めている。

- ▶ 計画停止と計画外停止は、プラント状態の変更の観点から同様の事象である。
- ▶ 崩壊熱レベルが出力運転時と同等である。
- ▶ 緩和設備は、定格出力運転時とほぼ同等の構成となる。

以上

「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類する考え方について

主蒸気隔離弁（MS I V）の閉鎖について、出典としたE P R I 文献の定義、「MS I Vの部分閉鎖」を隔離事象に分類していることの根拠、「MS I Vの部分閉鎖」が「MS I Vの1弁閉鎖」と起因事象が異なる理由を以下に示す。

E P R I の報告書^[1]（NP-2230）には様々な過渡事象を示されており、MS I Vの1弁閉鎖、部分閉鎖は下表のように定義されている。

表1 E P R I 報告書（NP-2230）での定義

6. MS I Vの1弁閉鎖	運転員の過誤又は設備故障により、MS I Vの1つだけが閉鎖する過渡事象、残りのMS I Vは開状態である。
7. MS I Vの部分閉鎖	運転員の過誤又は機器故障により、1つないし、それ以上のMS I Vが部分閉する過渡事象である。

MS I Vの1弁閉鎖はE P R I の定義より、1弁は閉鎖しているものの残りの弁は問題なく開いている状態であり、復水器による除熱が可能であるため、非隔離事象に分類している。

一方、MS I Vの部分閉鎖はE P R I の定義にもあるように1弁若しくはそれ以上の弁が部分閉鎖しているものであり、閉鎖の程度によっては復水器による除熱ができなくなると想定し、保守的に隔離事象と分類している。

なお、MS I Vの部分閉鎖の事象は国内では発生しておらず、この分類が起因事象発生頻度に与える影響はない。

以 上

参考文献

- [1] SCIENCE APPLICATIONS, INC. et al. “ATWS: A Reappraisal Part 3: Frequency of Anticipated Transients,” NP-2230, 1982

起因事象の発生頻度における EF の設定の妥当性について

1. EF の設定について

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」（以下「レベル 1 学会標準」という）の 5.3.1 a)では、「……起因事象の発生頻度を評価し、10.3.3 に示す方法や工学的判断により不確実さを設定する」とされている。

本評価ではレベル 1 学会標準に基づき、先行 PRA である NUREG/CR-4550（Analysis of Core Damage Frequency From Internal Events: Methodology Guidelines）の起因事象発生頻度のエラーファクタの設定（表 1 参照）をもとに、工学的判断によりエラーファクタを 3 としている。

なお、LOCA については参照した文献値に基づいた不確実さ幅から、ISLOCA についてはシステム解析の結果から起因事象発生頻度のエラーファクタを設定している。

2. 起因事象発生頻度の EF に対する感度解析

起因事象発生頻度の不確実さによる全炉心損傷頻度の不確実さへの影響を確認するため、EF を変更した場合の感度解析を以下のとおり行った。

(1) EF の設定

国内 BWR における発生経験の有無により、起因事象を以下のように分類し、感度解析ケースでは、これらに対して表 2 に示すとおりに起因事象発生頻度の EF を変更した。

- ・国内 BWR で発生経験がある起因事象
- ・国内 BWR で発生経験がなく、発生件数を 0.5 件とした起因事象
（ S/R 弁誤開放，原子炉補機冷却系故障，交流電源故障，
直流電源故障，タービン・サポート系故障 ）

(2) 感度解析結果

全炉心損傷頻度における平均値, EF のベースケースに対する増分の比較を表 3 に示す。また、全炉心損傷頻度に対する不確実さの比較を図 1 に示す。

感度解析ケース 1 では、平均値について、ベースケースとの差は見られない結果となった。これは、本評価においては、全炉心損傷頻度に対して、発生経験のない起因事象の寄与割合が低く、全炉心損傷頻度に対する影響が小さいためである。

感度解析ケース 2 では、起因事象全体に対して EF を大きく設定したことにより、感度解析ケース 1 に比べて平均値, EF とともに大きくなり、不確実さが大

きくなる結果となった。しかしながら、平均値の増分は 0 %程度であり、影響は小さいと考えられる。

以上

表 1 NUREG/CR-4550 (抜粋※)

Table VIII.1-1
Generic Initiating Event Data

ITEM	PRA/OTHER SAFETY STUDIES	GENERIC ASEP VALUE (MEAN)	ERROR FACTOR	COMMENTS
A. <u>Transient Caused by Loss of a DC Bus:</u>	5E-4 to 6E-2/yr	5E-3/yr	3	The DC Power Study (NUREG-0666) [37] value of 5E-3 was based on operational experience analysis. Some of the ASEP staff felt that the NUREG-0666 value may be reduced by a factor of ten because of consideration of an expanded Licensee Event Report (LER) data base and improved mechanistic analyses. These analyses took into account improved test and maintenance practices, operator recovery actions (many trips were easily recoverable within minutes) and alarm systems typical of most plants that were not treated in NUREG-0666. Because this position cannot be formally justified, however, the NUREG-0666 value was used. While the NUREG-0666 value may be conservative based on the most recent review, it represents a "reasonable" value to typify the range of values used by various studies (most of which used values in the mid 1E-3 to 1E-2/yr range). See References 7, 12, 28 and 34 for other studies that were reviewed.
B. <u>Transient Caused by Loss of an AC Bus:</u>	9E-4 to 6E-2	5E-3/yr	3	ASEP used the Oconee NSAC Probabilistic Risk Assessment (PRA) [34] value. However, the applicability of this initiator is very plant specific. Sufficient plant analyses have not been done to support a generic application. See References 7, 12, 28 and 34 for other studies that were reviewed.

※ : NUREG/CR-4550 では、取扱っている全ての起因事象の EF を “3” としている。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 起因事象発生頻度における EF の設定

		ベース ケース	感度解析 ケース 1	感度解析 ケース 2
EF	国内 BWR で発生経験が ある起因事象	3	3	10
	国内 BWR で発生経験が ない起因事象	3	10	10

表 3 全炉心損傷頻度における平均値, EF のベースケースに対する増分

	ベース ケース	感度解析 ケース 1 (ケース 1/ ベースケース)	感度解析 ケース 2 (ケース 2/ ベースケース)
炉心損傷頻度 (平均値)	5.5E-05		
EF	4.4		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

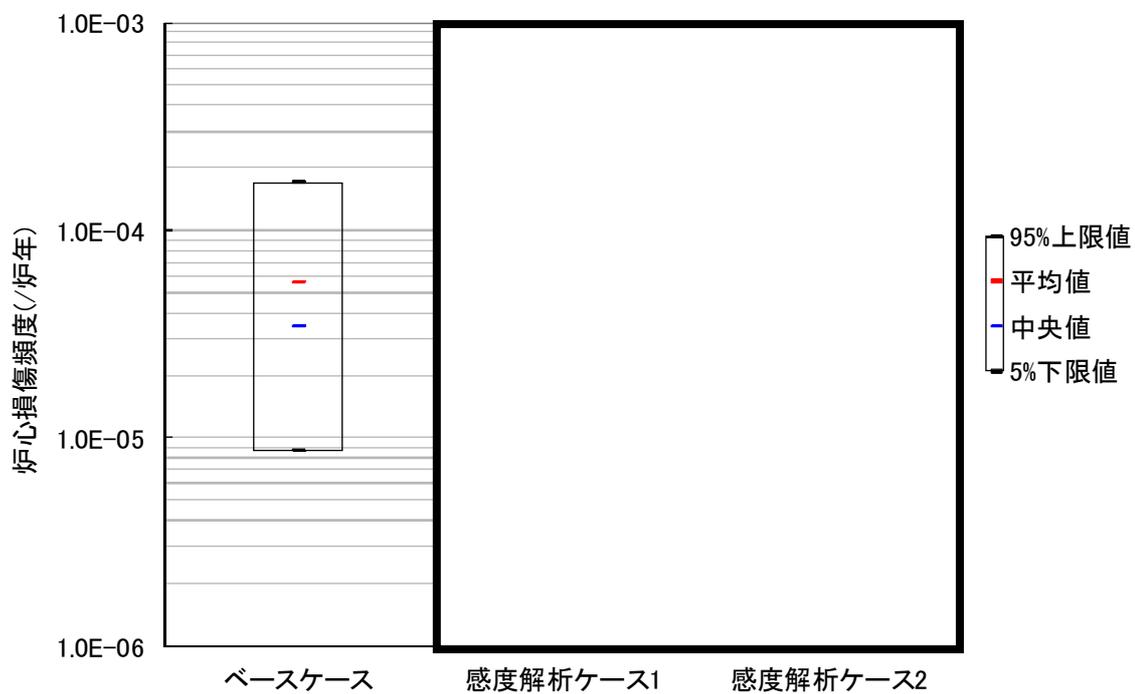


図1 全炉心損傷頻度に対する不確実さの比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

起因事象発生頻度の評価の考え方の優先順位について

1. 起因事象のグループ化

選定した起因事象について事象進展が酷似しており、同一の緩和機能が必要とされる起因事象をグループ化する。起因事象発生頻度はグループ化した起因事象毎に発生件数をまとめて、発生頻度を評価している。

起因事象発生頻度評価の考え方は以下の通りである。

2. 起因事象発生頻度評価

起因事象発生頻度は以下の考え方に基づいて評価している。

- ① 国内BWRの運転経験において発生が報告されている事象については、発生件数を国内BWRの運転期間（発電時間）等で除して発生頻度を求める。

【対象事象及び評価方法】

過渡事象，通常停止 発生件数／運転期間^{*1}（発電時間）

外部電源喪失 発生件数／運転期間^{*1}（暦年）

- ② 国内BWRの運転経験において発生が報告されていない事象であっても、システム信頼性解析を活用可能な事象，又は発生頻度評価に活用可能な文献等を参照可能な事象については、それらを用いて発生頻度を求める。

【対象事象及び評価方法】

LOCA NUREG-1829及びNUREG/CR-5750のデータに基づき算出

ISLOCA NUREG/CR-5124などの検討例から隔離弁の故障等による低圧設計配管等が破損する頻度として評価

- ③ 国内BWRの運転経験において発生が報告されておらず、システム信頼性解析を活用不能な事象，又は発生頻度評価に活用可能な文献等が確認できない事象については、国内BWRでの発生件数を0.5件とし、国内BWRの運転期間（発電時間）で除して発生頻度を求める。

【対象事象及び評価方法】

S/R 弁誤開放	0.5件／運転期間 ^{※1} （発電時間）
サポート系喪失 ^{※2}	0.5件／運転期間 ^{※3} （発電時間）

※1 発電時間：488.1年，暦年：706.1年

※2 サポート系喪失とは，原子炉補機冷却系故障，交流電源故障，直流電源故障，タービン・サポート系故障の4つのことを指す。

※3 系統数又は母線数を考慮する。

原子炉補機冷却系，タービン・サポート系：693.6年

交流電源：3366.2年

直流電源：1763.3年

以 上

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、メーカーおよ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)原子力安全基盤機構発行）
- ・原子力安全推進協会により運営されている NUCIA
- ・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、本評価においては PRA 評価開始時において利用可能な最新のデータとして、平成 20 年度末まで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。

以 上

起因事象外部電源喪失における
炉型の違いに対する考え方について

本評価においては、「外部電源喪失」を含む、過渡事象および従属性を有する起因事象の発生頻度は、国内BWR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、BWR、PWR、BWR及びPWR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PRA「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	BWR	PWR*	BWR + PWR
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PRAについて」参照

女川2号炉のPRA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(CDF)は8.2E-07/炉年であるため、BWRとPWRの運転実績を合計した場合、CDFは、 $8.2E-07 \times (4.5E-03 / 4.2E-03) = 8.8E-07$ (/炉年) となり、CDFの増加分は5.9E-08/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が一様に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:5.5E-05/炉年)の約1.5%程度であることから、全体の結果に与える影響は極めて小さいものとする。

以上

起因事象の LOCA の発生頻度算定の考え方

1. 事象の分類定義

LOCA では、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、流出流量について表 1 に示す。

なお、「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く、またタービン系への影響も軽微と考えられることから通常停止に含めている。

「DBA 超過 LOCA」は NUREG-1829 をもとに検討しており、その発生頻度は 10^{-8} /年以下となっている。DBA 超過 LOCA は原子炉圧力容器破損が主な要因であるため緩和に期待することが困難であり、内的事象での炉心損傷頻度と比較すると必ずしも小さいとは言えない。ただし、格納容器内での事象緩和に期待できるため、格納容器破損頻度と比較すると炉心損傷頻度は小さくなるものと考えられる。また、RPV 破損は、本来、決定論の枠組みの中で対応が取られており、緩和に関してはレベル 1.5PRA のものであることから評価対象外とした。

表 1 LOCA 関連事象の分類定義

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

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および運転管理において日米で大きな差異がないため、その起因事象発生頻度の評価には、NUREG-1829 と NUREG/CR-5750 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は次に示す。

(1) 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 を除き不確定性(EF)は 10 を設定
- LOCA の分類定義は NUREG-1150 に同様の大・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

(2) 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
- 配管からの寄与の他、非配管からの寄与として、原子炉圧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、ライセンス切れの頃(40 年運転想定)の評価を実施、BWR では両者にほとんど差はない結果
- 原子炉圧力容器については、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 との結果比較があり、中 LOCA 部分を除き概ね一致

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、不確定性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 桁として扱い、表 2 に示すように評価値を検討した。

- NUREG-1829 と NUREG/CR-5750 の両文献データ(超過頻度・暦年ベース)を用いる

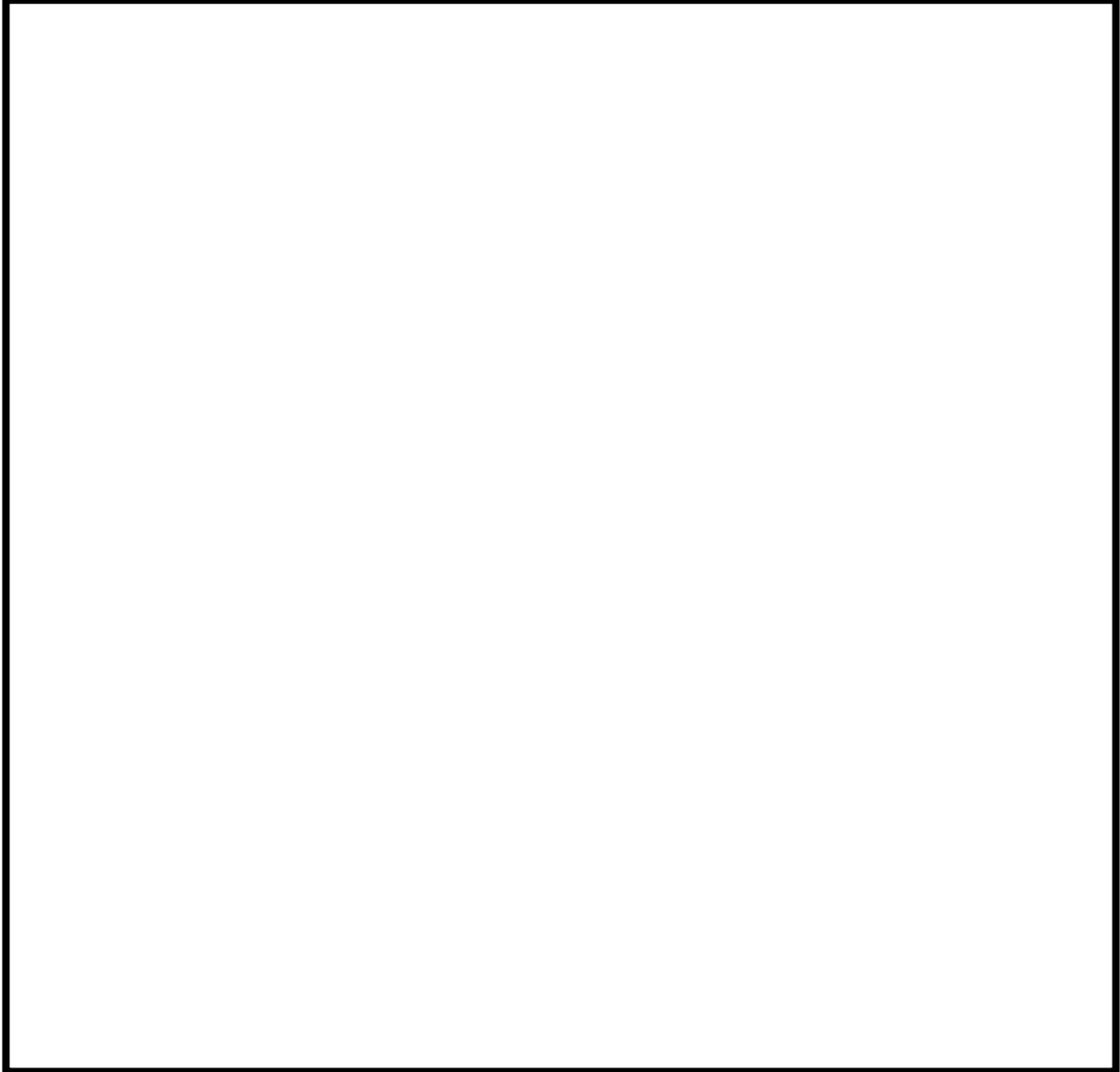


以上より, LOCA 発生頻度の検討結果を図 1 にまとめる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 LOCA 発生頻度の検討



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

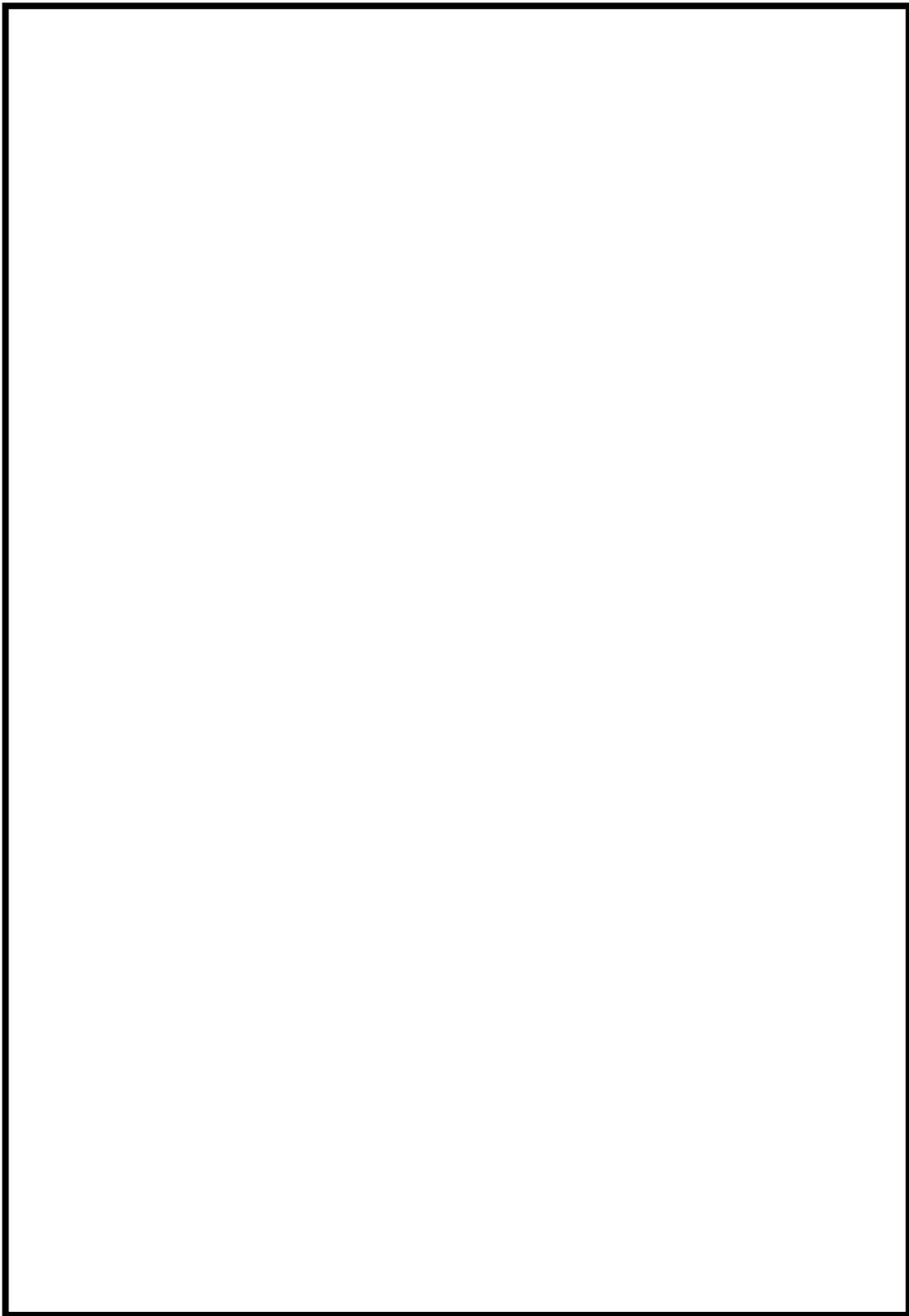


図 1 LOCA 事象分類と発生頻度検討のまとめ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

ECCS 配管破断の考え方について

本評価における LOCA の起因事象においては、具体的な破断箇所は設定せず、LOCA の発生頻度について検討されている海外の文献を参考に、大 LOCA, 中 LOCA, 小 LOCA それぞれに相当する大きさの配管の破断の発生頻度を設定している。

これに対して、破断が原子炉圧力バウンダリの ECCS における溶接箇所で見ると想定し、当該 ECCS での緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した（参照評価）。評価の結果、本評価での LOCA 時の炉心損傷頻度と参照評価での LOCA 時の炉心損傷頻度に大きな差がないことを確認した。

1. ECCS およびその他の系統での LOCA 発生頻度の算出

系統別の LOCA の発生頻度は式(1)で算出した。LOCA 発生頻度の算出に用いた溶接線数と発生頻度の算出結果を表 1 に示す。本評価では破断口径 25A 未満を小 LOCA, 25A 以上 125A 未満を中 LOCA, 125A 以上を大 LOCA としているが、参照評価では、破断口径 100A 以上を大 LOCA, 破断口径 100A 未満を中 LOCA とし、RCIC には期待しないものとした。また、各 LOCA 発生頻度は本評価で用いた値とした。

なお、系統において該当する口径の溶接線数が 0 である場合には、LOCA 発生頻度の算出において溶接線数 0.5 と仮定して算出した。また、RHR 各系統における溶接線数については、RHR の溶接線数の合計を系統数(3 系統)で平均することで算出した。

着目する系統の配管破断発生頻度

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

・・・(1)

2. LOCA 発生後の炉心損傷頻度

具体的破断箇所を想定した場合の LOCA 後の炉心損傷頻度は式(2)で算出した。結果を表 2 に示す。

$$\text{LOCA時の炉心損傷頻度} = \sum_i \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{での} \\ \text{LOCA発生頻度} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{に期待できない場合の} \\ \text{条件付き炉心損傷確率} \end{array} \right) \dots (2)$$

3. 本評価結果と参照評価結果の比較

LOCA 時の炉心損傷頻度について、本評価の結果と参照評価の結果を表 3 に示す。評価結果を比較すると、以下のとおりとなる。

大 LOCA については本評価において $3.4\text{E}-09$ (/炉年)、参照評価において (/炉年)であった。

中 LOCA については本評価において $3.4\text{E}-08$ (/炉年)、参照評価において (/炉年)であった。

大 LOCA, 中 LOCA いずれも LOCA 時の炉心損傷頻度は両者の評価とも同じオーダーにあり、大きな相違はないことを確認した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 各系統の配管口径別の溶接線数と LOCA 発生頻度

	溶接線数 ^{※1}		配管破断発生頻度	
	100A 以上	100A 未満	大 LOCA ^{※2}	中 LOCA ^{※3}
HPCS				
RCIC				
LPCS				
RHR-A ^{※5}				
RHR-B ^{※5}				
RHR-C ^{※5}				
その他の原子炉 圧力バウンダリ				
合計				

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

※2：大 LOCA 発生頻度 2.0E-05 (/炉年)

※3：中 LOCA 発生頻度 2.0E-04 (/炉年)

※4：溶接線数 0 の場合、発生頻度算出の際に 0.5 と仮定した。

※5：RHR の溶接線数を 3 系統で平均した。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 各系統での LOCA 時の条件付き炉心損傷確率と炉心損傷頻度

	条件付き炉心損傷確率		炉心損傷頻度	
	大 LOCA	中 LOCA	大 LOCA	中 LOCA
HPCS				
RCIC				
LPCS				
RHR-A				
RHR-B				
RHR-C				
その他の原子炉 圧力バウンダリ				
合計				

表 3 本評価結果と参照評価結果の比較

	大 LOCA	中 LOCA
本評価における炉心損傷頻度(/炉年) (ベースケース)	3.4E-09	3.4E-08
参照評価における炉心損傷頻度(/炉年)		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

インターフェイスシステム LOCA の発生頻度の算出方法について

1. 評価対象配管

先行 PRA や NUREG/CR-5124 で検討されている配管には以下のものがある。

- 低圧 ECCS 系 (LPCS, LPCI) 注入配管 (図 1)
- 停止時冷却系 (モード) 注入配管 (図 1)
- 停止時冷却系 (モード) 吸込み配管 (図 1)
- ヘッドスプレイ配管 (図 1)
- 高圧注水系 (HPCI/HPCS/HPCF, RCIC) ポンプ吸込み配管 (図 2)
- RHR 蒸気凝縮配管
- 給水ポンプ吸込み配管

このうち、以下の配管については評価対象外とした。

- ヘッドスプレイ配管
- 高圧注水系 (RCIC) ポンプ吸込み配管
- RHR 蒸気凝縮配管
- 給水ポンプ吸込み配管

ヘッドスプレイ配管はインターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) が発生したとしても配管口径が小さく、かつ気相破断であるため原子炉への影響は小さいと考えられる。

RCIC ポンプ吸込み配管は、ポンプ吐出側に設置された弁によって高圧側と隔離されている。注入配管には、電動注入弁及び複数の逆止弁があるため、圧力境界が 3 弁以上の構成となり、圧力境界の破損頻度は他の配管と比較して低くなる。

RHR 蒸気凝縮配管は、評価対象プラントでは存在しない配管である。

給水ポンプ吸込み配管は常用系の配管であるが、San Onofre (PWR) で逆止弁多重故障によって給水ポンプ吸込み側の機器が破損し、S/G 水が流出した事例

に対応して、NUREG/CR-5124 で検討対象にしているものである。しかしながら、配管破損が発生したとしても隔離が比較的容易であること、流出場所がタービン建屋であり安全系への直接的な影響がないことから炉心損傷頻度への寄与は低いと判断される。

以上の検討結果より、下記の配管について ISLOCA の発生頻度の検討を行う。

- 低圧 ECCS 系 (LPCS, LPCI) 注入配管 (4 本)
- 停止時冷却系 (モード) 注入配管 (2 本)
- 停止時冷却系 (モード) 吸込み配管 (2 本)
- 高圧炉心スプレイ系 (HPCS) ポンプ吸込み配管 (1 本)

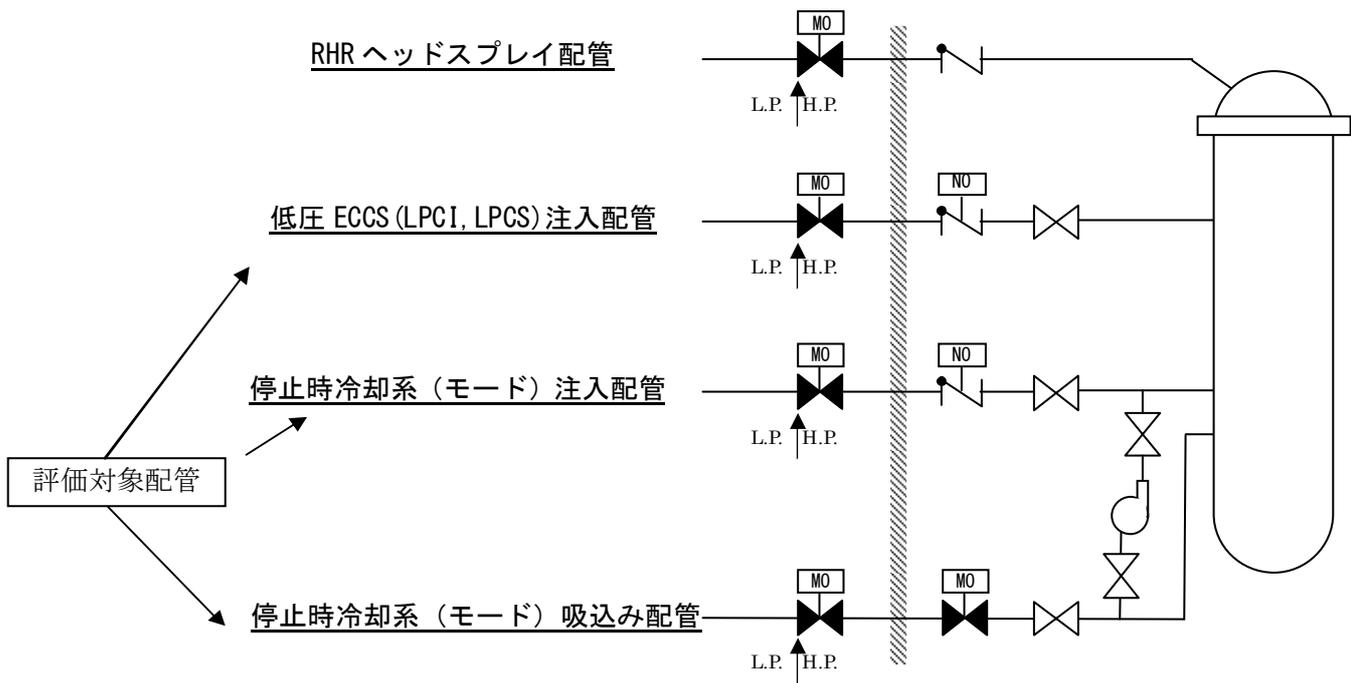


図1 ISLOCAに係る低圧注水系注入配管及び停止時冷却モード配管

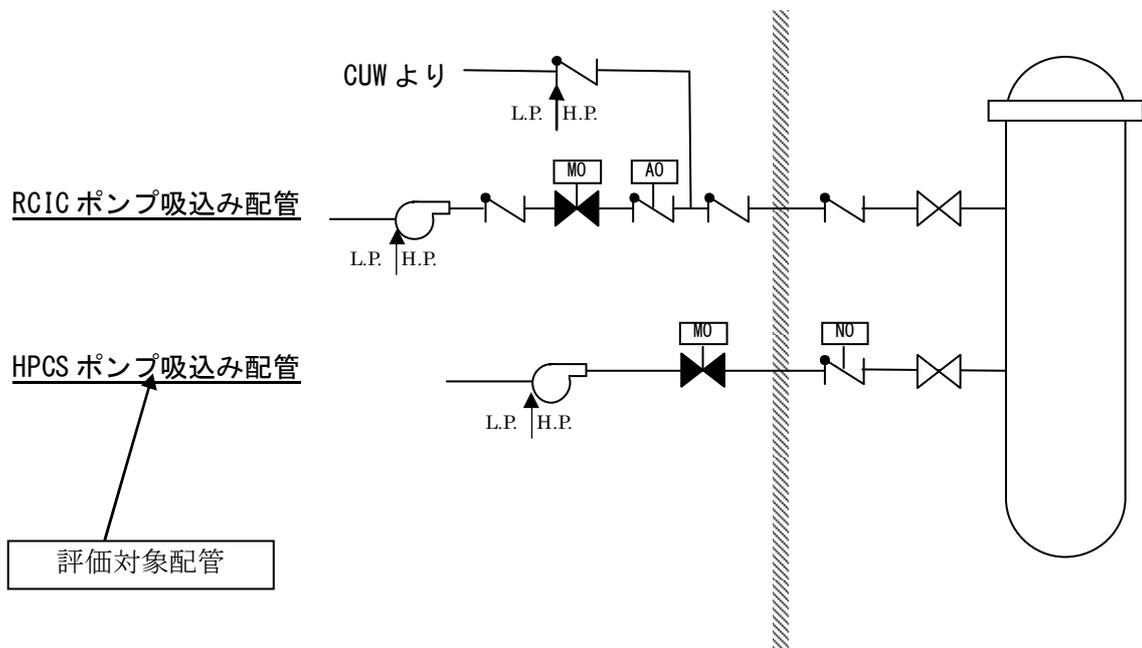


図2 ISLOCAに係る高圧注水系配管

2. 評価方法

(1) 評価対象配管のうち隔離弁が2弁のものについて ISLOCA の発生頻度を予備的に評価する。ISLOCA の発生頻度は、低圧配管への異常な加圧の発生頻度及び異常な加圧による配管の破損確率に加え、運転員による隔離操作を考慮して以下のように評価する。

$$F_{ISF} = F_{PB} \cdot B \cdot H \text{ (運転員による隔離操作失敗)}$$

$$F_{ISS} = F_{PB} \cdot B \cdot (1-H) \text{ (運転員による隔離操作成功)}$$

F_{ISF} : 運転員による隔離操作が失敗した場合の ISLOCA 発生頻度

F_{ISS} : 運転員による隔離操作が成功した場合の ISLOCA 発生頻度

F_{PB} : 評価対象配管への異常な加圧の発生頻度

B : 異常な加圧による配管の破損確率

H : 運転員による隔離失敗確率 (開閉試験時考慮)

また、評価対象配管への異常な加圧の発生頻度は、隔離弁2弁の故障等の重畳に加え、弁の故障検出を考慮して次式で評価する。

$$F_{PB} = (\lambda_1 \cdot P_2 \cdot \lambda_2 \cdot T_2 + \lambda_2 \cdot P_1 \cdot \lambda_1 \cdot T_1) \cdot T$$

λ_1, λ_2 : 弁の故障率等

P_1, P_2 : 弁の故障検出失敗確率 (開閉試験時考慮)

T_1, T_2 : 故障が放置される平均時間

T : 評価期間 (1年)

弁の故障率等には、破損/リークや誤開に加えて運転中に開閉試験を実施する弁については、試験に伴う開操作、試験終了時の閉め忘れと閉失敗を以下の通り考慮する。

■ 電動弁

- ・ 機器故障（内部リーク，誤開故障）
- ・ 定期試験に伴う故障（開操作/試験終了後の閉め忘れ又は閉失敗）

■ 試験可能逆止弁

- ・ 機器故障（内部リーク）
- ・ 定期試験に伴う故障（開操作/試験終了後の閉め忘れ又は閉失敗）

各対象配管の弁の組合せを下表に示す。

隔離弁の組み合わせ	破断口隔離失敗	破断口隔離成功
1. 低圧 ECCS 系注入配管（電動弁・逆止弁）		
(a) 内部リーク・内部リーク	●	-
(b) 内部リーク・誤開故障	●	-
(c) 内部リーク・試験に伴う開操作	●	●
(d) 内部リーク・試験終了後の開放	●	-
(e) 誤開故障・試験に伴う開操作	●	-
(f) 誤開故障・試験終了後の開放	●	-
(g) 試験に伴う開操作・試験終了後の開放	●	●
2. 停止時冷却系注入配管（電動弁・逆止弁）		
(a) 内部リーク・内部リーク	●	-
(b) 内部リーク・誤開故障	●	-
3. 停止時冷却系吸込み配管（電動弁・電動弁）		
(a) 内部リーク・内部リーク	●	-
(b) 内部リーク・誤開故障	●	-
(c) 誤開故障・誤開故障	●	-
4. 高圧 ECCS 系注入配管（電動弁・逆止弁）		
(a) 内部リーク・内部リーク	●	-
(b) 内部リーク・誤開故障	●	-
(c) 内部リーク・試験に伴う開操作	●	●
(d) 内部リーク・試験終了後の開放	●	-
(e) 誤開故障・試験に伴う開操作	●	-
(f) 誤開故障・試験終了後の開放	●	-
(g) 試験に伴う開操作・試験終了後の開放	●	●

3. 発生頻度の評価

(1) 評価に用いた故障率

①機器故障率

内部リーク，誤開故障などの機器故障率には，国内 21 ヶ年データ（「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（平成 21 年 5 月公表）」）を用いた。

なお，内部リークの故障率について，ISLOCA の発生においては通常の内
部リークよりも厳しい大規模な内部リークを想定しており，その機器故障の発生確率は通常の内
部リークに比べて低いと考えられるものの，本評価では保守的に 21 ヶ年データと同等の値を用いて評価を行っている。

■ 試験可能逆止弁

- ・内部リーク $=7.1\text{E-}9$ /h
- ・閉失敗 $=3.4\text{E-}8$ /h
- ・リミットスイッチ誤動作 $=3.1\text{E-}9$ /h

■ 電動弁

- ・内部リーク $=4.1\text{E-}9$ /h
- ・誤開 $=2.5\text{E-}9$ /h

②人的過誤確率

人的過誤は，NUREG/CR-5124 と同様， $3.0\text{E-}3/\text{d}$ を使用した。

- ・試験前の回復に失敗する確率 $=3.0\text{E-}3$ /d
- ・試験時 ISLOCA 発生時の隔離失敗確率 $=3.0\text{E-}3$ /d

③低圧配管の過圧状態での破損確率

低圧配管の過圧状態での破損確率については，NUREG/CR-5124 を参照して，保守的に 0.1 /d と設定した。

(2) ISLOCA の起因事象発生頻度

評価対象プラントにおける ISLOCA の発生頻度の評価結果を以下に示す。

ISLOCA	発生頻度 (/炉年)	
	隔離操作失敗	隔離操作成功
低圧配管 ISLOCA	2.1E-09	7.3E-08
高圧配管 ISLOCA	2.2E-10	1.8E-08
小計	2.4E-09	9.2E-08
合計	9.4E-08	

以上

ISLOCA 発生頻度の海外との差について

ISLOCAの評価に関する海外との差異について、NUREG/CR-5928 (ISLOCA Research Program) と比較した。

NUREG/CR-5928におけるISLOCA評価について、以下に示す。

1. NUREG/CR-5928におけるISLOCA評価の概要

NUREG/CR-5928では、米国のBWR4プラントを対象とした評価を実施している。

(1) 評価結果

対象ECCS配管のISLOCA発生頻度

- RCIC, HPCI : 発生頻度が非常に小さいため評価対象外
- CS : 1.7E-09/y
- LPCI注入配管 : 2.7E-08/y
- SHC吸込み配管 : 3.7E-08/y

(2) 評価手法

RHRのSHC吸込み配管についての評価例 (図1参照)

- 低圧部への加圧の発生頻度

$$\begin{aligned}
 &= (F009内部破損 + F608内部破損) \times F008内部破損 \\
 &= (1E-07/h + 1E-07/h) \times 1E-07/h \times 8760 \text{ h}/2 \times 8760 \text{ h}/y \\
 &= 7.7E-07/y
 \end{aligned}$$

- F006の電動弁について、開状態と閉状態について各々50%の確率と仮定しており、これにもとづき、ISLOCAの発生頻度は以下のように評価している。

$$\begin{aligned}
 \text{ISLOCAの発生頻度} &= \text{低圧部への加圧の発生頻度} \times \text{配管破損確率} \\
 &= 7.7E-07/y \times (0.5 \times 0.074^{**} + 0.5 \times 0.023^{**}) \\
 &= 3.7E-08/y
 \end{aligned}$$

※ 24インチ口径配管破損確率 : 0.074, 20インチ口径配管破損確率 : 0.023

2. 本評価におけるISLOCA評価の概要

本評価では、ISLOCAの評価を以下のように実施している。

(1) 評価結果

a. 対象ECCS配管のISLOCA発生頻度

(高圧配管)

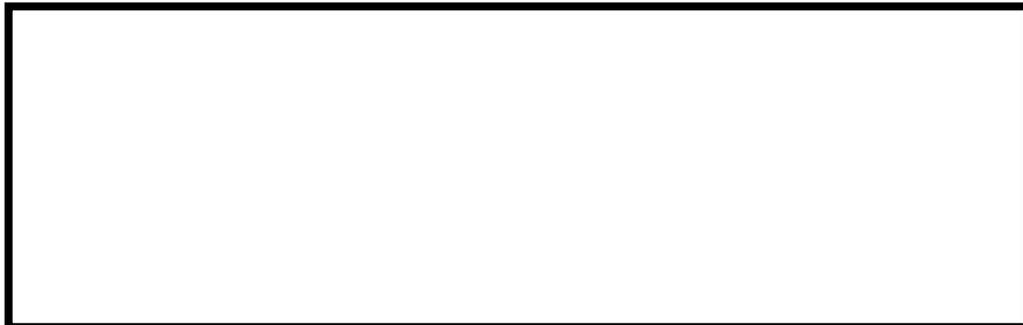
- ・ RCIC : 発生頻度が非常に小さいため評価対象外
- ・ HPCS : 1.9E-08/y

(低圧配管)

- ・ LPCS : 1.9E-08/y
- ・ LPCI注入配管 : 5.6E-08/y
- ・ RHR停止時冷却戻り管 : 7.2E-10/y
- ・ SHC吸込み配管 : 5.1E-10/y

(2) 評価手法

RHRのSHC吸込み配管についてのISLOCA発生頻度の評価例 (図2参照)



- ・ 低圧部への加圧が発生した場合の配管の破損確率はNUREG/CR-5124を参考に、保守的に0.1/dと設定した。RHRのSHC吸込み配管のISLOCAの発生頻度は以下のように評価している。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. ISLOCA評価に関するNUREG/CR-5928との比較

1. および2. で示したとおり、評価手法は同様であるが表1に示すパラメータの相違により、ISLOCA発生頻度の差になったものと考えられる。

表1 RHRのSHC吸込み配管におけるISLOCA発生頻度評価のパラメータの比較

項目	NUREG/CR-5928	本評価	比較
評価対象機器	電動弁		—
①機器故障率 (評価対象故障モード)	内部破損 (1.0E-07/h)		本評価の方が 小さくなる
②配管破損確率	0.074 (24 ") 0.023 (20 ")		本評価の方が 大きくなる
③ISLOCA発生前の 隔離操作失敗確率	考慮していない		
④系統構成の違い	電動弁2つ		
ISLOCA発生頻度	3.7E-08/y	<u>5.1E-10/y</u>	本評価の方が2桁程度小さくなる

NUREG/CR-5928と本評価を比較すると、①本評価の機器故障率が 小さくなっている。②本評価の配管破損確率は保守的な値を使用しており、 大きくなっている。③
 ④

これらの結果から、RHRのSHC吸込み配管のISLOCA発生頻度算出においては、NUREG/CR-5928と本評価では、評価手法に大きな違いはないが、評価に使用するパラメータとして、「機器故障率」が異なることによって、本評価の炉心損傷頻度の方が2桁程度NUREG/CR-5928より低くなっていると考えられる。従って、本評価によるISLOCA発生頻度評価については妥当と考えられる。

なお、LPCSおよびLPCI注入配管については、パラメータの差異と系統構成の違いの組合せから、同程度のISLOCA発生頻度の評価結果となったと考えられる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

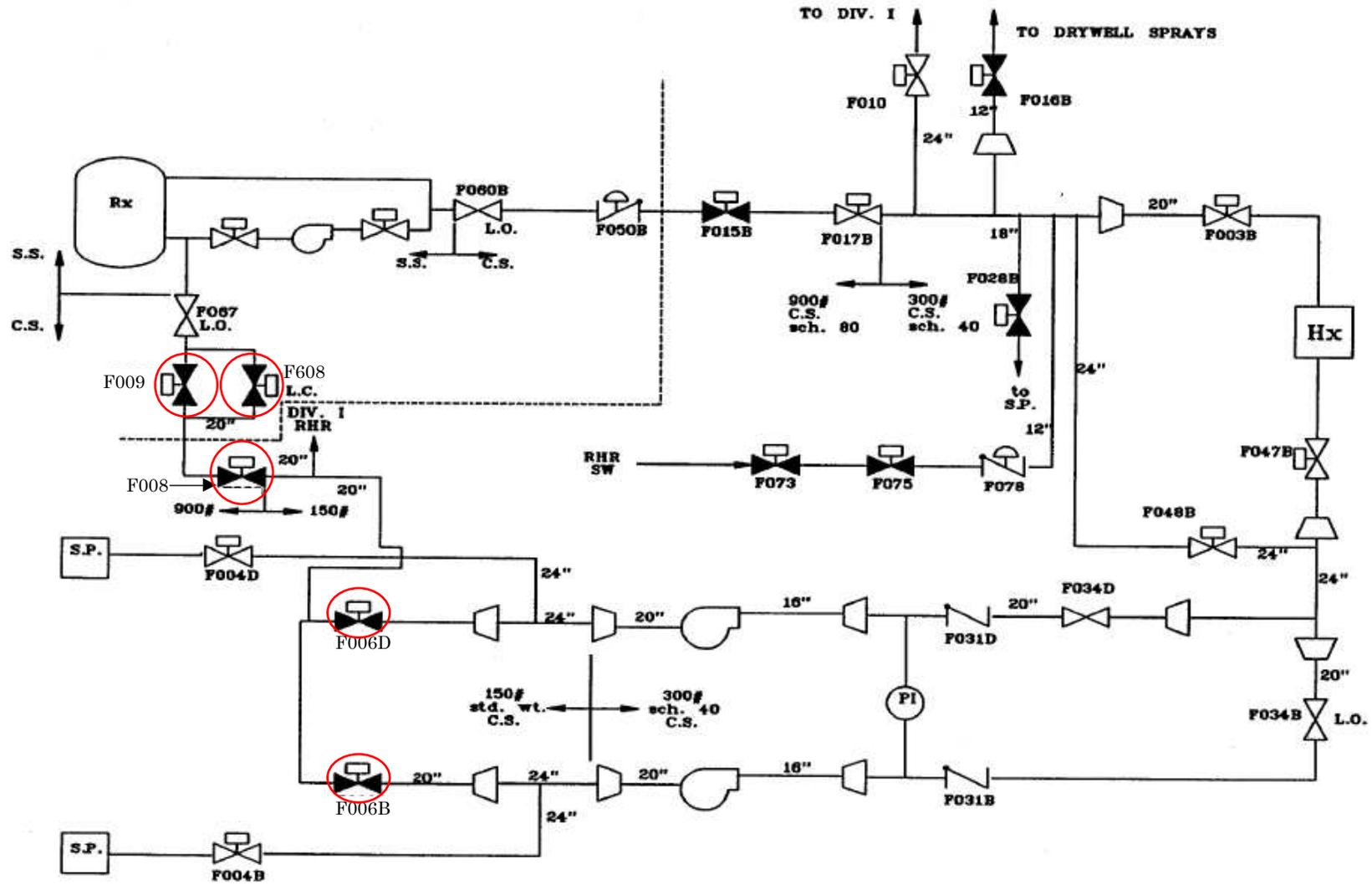


図1 NUREG/CR-5928におけるRHR配管線図

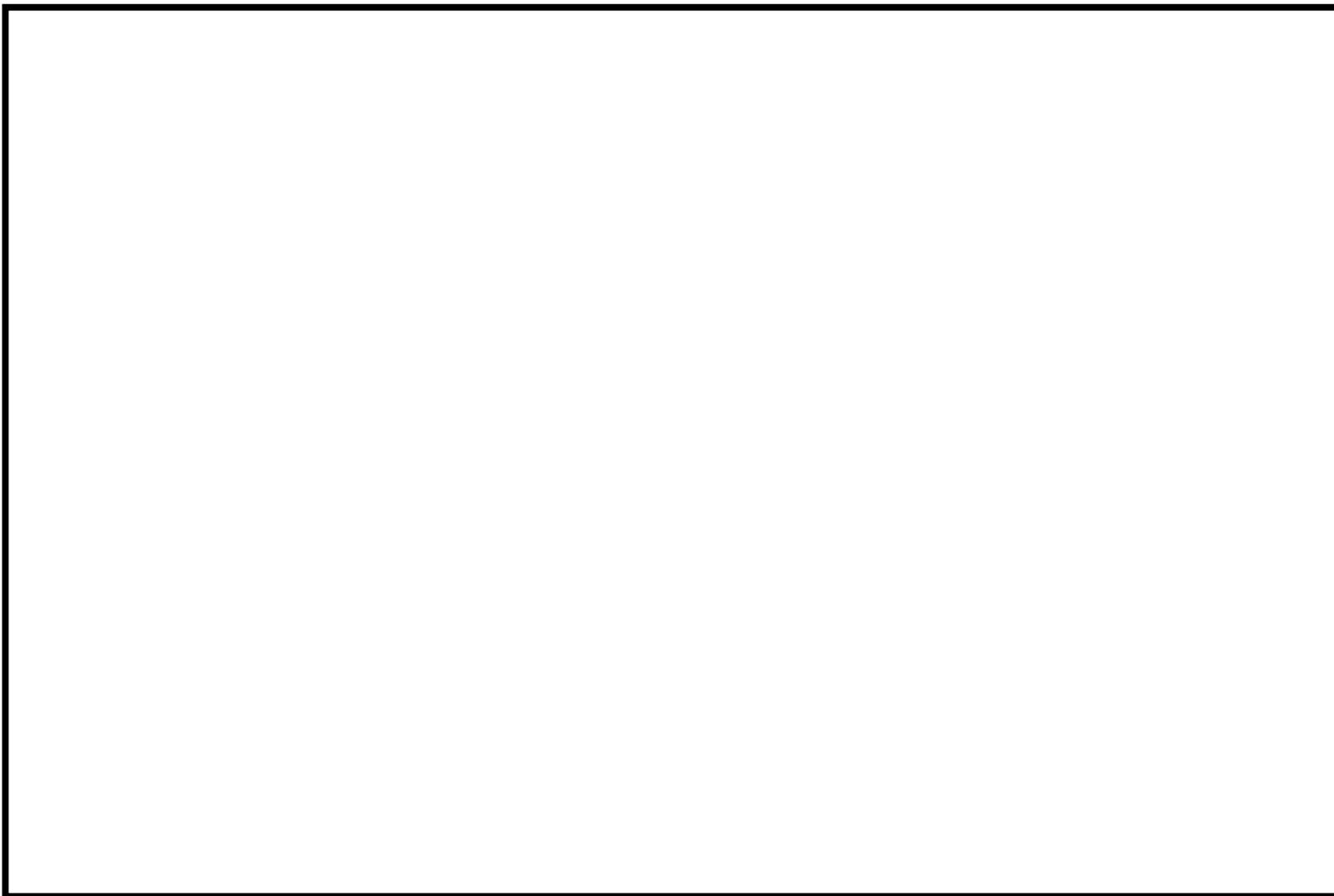


図 2 RHR-A配管線図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

対処設備作動までの余裕時間の考え方

余裕時間の設定に際し、MAAPを用いた事故シーケンスの事象進展の解析結果および運転操作から、以下のように余裕時間を設定した。

表1に事故進展解析結果と対処設備作動までの余裕時間の関係を示す。

1. 注水に関する操作の余裕時間

注水に関する操作の余裕時間は、TQUV, TQUX, TBシーケンスにおいて、注水停止後、炉心溶融に至るまでの時間に余裕を見込んだ時間として30分とした。

一方、LOCAシーケンスにおける余裕時間は、全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいことから、代表的に他のシーケンスと同じ値とした。



2. 格納容器除熱操作に関する余裕時間

崩壊熱除去機能喪失時のECCSおよびRCICによる原子炉への注水継続に必要となる操作を表2に示す。崩壊熱除去機能喪失時においてはこれらの操作に期待しない場合、原子炉注水後、S/P水温上昇による注水機能喪失となる。

表2に示す操作を考慮し原子炉への注水を継続した場合、格納容器破損は約 時間後である。一方、本評価においては、設置許可取得済の設備の機能のみに期待する観点より、表2に示す注水継続操作には期待せず、当該操作開始までの余裕時間内に格納容器除熱を実施し注水継続することとしている。以上より、格納容器除熱操作の余裕時間は8時間とした。

以上

表1 事故進展解析結果と対処設備作動までの余裕時間の関係

事故シーケンス	炉心溶融	圧力容器破損	格納容器破損	備考
TQUV (トランジェント後, 炉心メークアップ失敗・低圧シーケンス)				L1でADS手動起動を仮定
TQUX (トランジェント後, 炉心メークアップ失敗・高圧シーケンス)				—
TB (ステーション・ブラックアウト)				DCバッテリーは8時間を仮定
LOCA (大LOCA後, 炉心メークアップ失敗)				再循環ラインの両端破断を仮定
TW (トランジェント後, 崩壊熱除去失敗)				—
TC (トランジェント後, 原子炉停止失敗)				—

別紙 1.1.1. c-1-2

緩和操作	A 注水に関する操作	B 格納容器除熱操作
余裕時間	30分	8時間

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 原子炉への注水継続に必要となる操作

炉心冷却機能に関する系統	継続運転に必要となる操作	操作までの余裕時間
RCIC	RCIC 排気圧高トリップバイパス	B 約 20 時間
	CST への水源補給	約 8 時間
HPCS	S/C から CST への水源切替	約 10 時間 ^{※1}
	CST への水源補給	約 8 時間
LPCS, LPCI	RHR 復旧または PCV ベント	約 20 時間 ^{※2}

※1 S/C 水源による注水を継続した場合、約 10 時間後に最高使用温度 100℃に到達するため、水源を S/C から CST への切替える必要がある

※2 格納容器最高使用圧力到達による SRV 閉止を回避するため、RHR の復旧または PCV ベントが必要となる

成功基準の設定時の解析例について

1. 解析条件

本 PRA では、炉心冷却機能に係る成功基準は、SAFER および CHASTE 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。成功基準解析では、表 1 に示すとおり、プラント初期パラメータについては、定格値を用いており、ECCS 等の流量については、
を設定し、解析を実施している。

2. 余裕時間の取扱い

(1) 過渡変化時

「過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析」については、MAAP による事象進展解析結果を踏まえた余裕時間を設定している。

設定した余裕時間については、SAFER および CHASTE により、事象発生 30 分後に手動で減圧を開始し、低圧注水系による注水を行う成功基準解析を実施しており、判断基準を満足していることを確認している。

(2) LOCA 時

LOCA シーケンスについては、全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいことから、代表的に他のシーケンスと同様に 30 分とした。

3. 解析結果

成功基準解析の結果を表 2～表 5 に示す。

成功基準解析により、炉心損傷の判断基準である「燃料被覆管の最高温度が 1200℃以下であること」及び「燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること」を満足することを確認している。これらの解析結果に基づき、本評価において使用する成功基準を設定した。

なお、成功基準解析については、許認可解析で十分実績を有している SAFER および CHASTE を使用していることに加え、解析条件において以下を考慮することにより保守性を有している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

- 過渡事象の代表事象は、水位の低下が最も厳しい事象である給水流量の全喪失としている。



解析例として、給水流量の全喪失時、逃がし安全弁 1 弁により減圧する場合の原子炉水位変化および燃料被覆管温度変化を図 2 に示す。

4. 成功基準解析に用いるコードの取扱い

本評価においては、1. で述べたように、成功基準解析は SAFER および CHASTE コードにて行っており、MAAP コードによる解析は熱水力挙動確認のための参考解析と位置づけている。SAFER および CHASTE を用いる理由は、SAFER は MAAP に比べて炉心部分をより精緻に評価できるモデル(高出力バンドル/平均出力バンドルの取扱い、燃料棒表面の熱伝達係数の取扱い等)が組み込まれており、CHASTE は高温時に顕著となる輻射の影響を詳細に評価できるモデルが組み込まれていることから、燃料被覆管温度および酸化割合を適切に評価できるためである。

以 上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 成功基準解析の主要解析条件

項目	解析条件	安全解析（添付十）条件
初期原子炉熱出力	2,436MW(定格出力)	2,540MW (定格出力の約105%)
初期原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage] (定格圧力)	7.17MPa[gage] (定格圧力に余裕をみた値)
初期炉心流量	35,600t/h(定格流量)	37,400t/h (定格流量の105%)
原子炉初期水位	通常運転水位	レベル3(スクラム水位)
スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	同左
崩壊熱	ANSI/ANS5.1-1979 (33GWd/t)	GE(平均) +3σ
燃料	9×9(A)	同左
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	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] 第2段：7.44MPa[gage] 第3段：7.51MPa[gage] 第4段：7.58MPa[gage]	安全弁機能を仮定 第1段：7.79MPa[gage] 第2段：8.10MPa[gage] 第3段：8.17MPa[gage] 第4段：8.24MPa[gage]
高压炉心スプレイ系 流量		1,050m ³ /h (1.38MPa[dif]において)
低压炉心スプレイ系 流量		1,050m ³ /h (0.78MPa[dif]において)
低压注水系流量		1,136m ³ /h (ポンプ1台当たり, 0.14MPa[dif]において)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 大 LOCA 時の成功基準解析結果（破断面積：約 0.23m²）

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度 (°C)	燃料被覆管の 酸化割合 (%)	炉心冷却 の成否
高压炉心スプレイ系			○
低压炉心スプレイ系			
低压注水系			

表 3 中 LOCA 時の成功基準解析結果（破断面積：約 74cm²）

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度 (°C)	燃料被覆管の 酸化割合 (%)	炉心冷却 の成否
高压炉心スプレイ系			○
ADS+低压炉心スプレイ系			
ADS+低压注水系			

表 4 小 LOCA 時の成功基準解析結果（破断面積：約 cm²**1）

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度 (°C)	燃料被覆管の 酸化割合 (%)	炉心冷却 の成否
高压炉心スプレイ系			○
ADS+低压炉心スプレイ系			
ADS+低压注水系			

表 5 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	燃料被覆管の 表面温度 (°C)	燃料被覆管の 酸化割合 (%)	炉心冷却 の成否
高压炉心スプレイ系			○
逃がし安全弁（1 弁） + 低压炉心スプレイ系			
逃がし安全弁（1 弁） + 低压注水系			

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

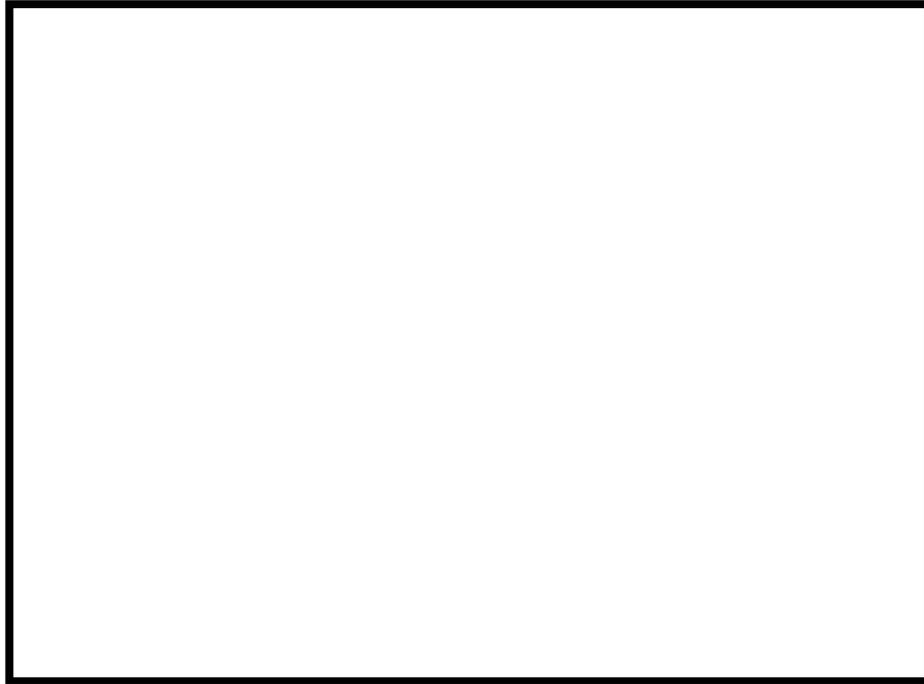


図1 注水特性



図2 給水流量全喪失時の原子炉水位変化および燃料被覆管温度変化

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

サブプレッションプール温度が上昇した場合の
HPCSの機能維持の考え方について

本評価におけるTBWシーケンスの事故シーケンスグループおよびHPCS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におけるTBWシーケンスの整理

TBWシーケンスは、外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用DGによる電源確保に失敗した後に、HPCS DGによる給電により、HPCS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するシーケンスであり、事故シーケンスグループとしては、崩壊熱除去失敗（TW）に整理している。

2. TBWシーケンスにおけるHPCSの機能維持

図1に示すとおり、TBWシーケンスにおいては、事象発生後約□分後にS/C水位高により、HPCSの水源が復水貯蔵タンクからサブプレッションプール水に切り替わる。保守的に8時間でTWと整理しているが、8時間後のサブプレッションプール水温度は□℃であり、HPCSの最高使用温度の100℃に達しないため、その時点までの注水は維持できる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

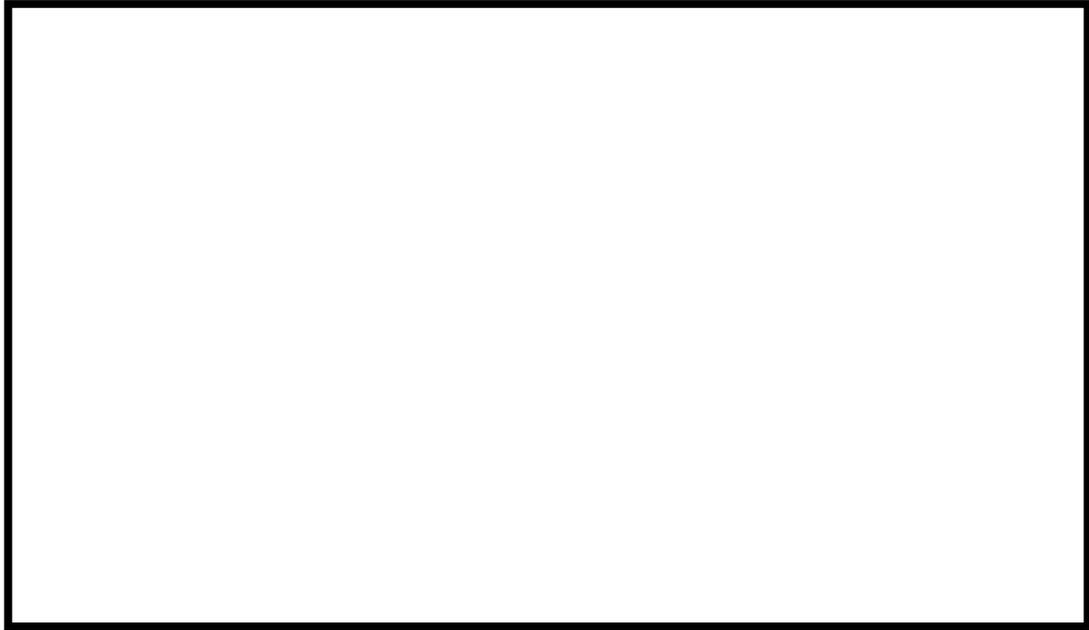


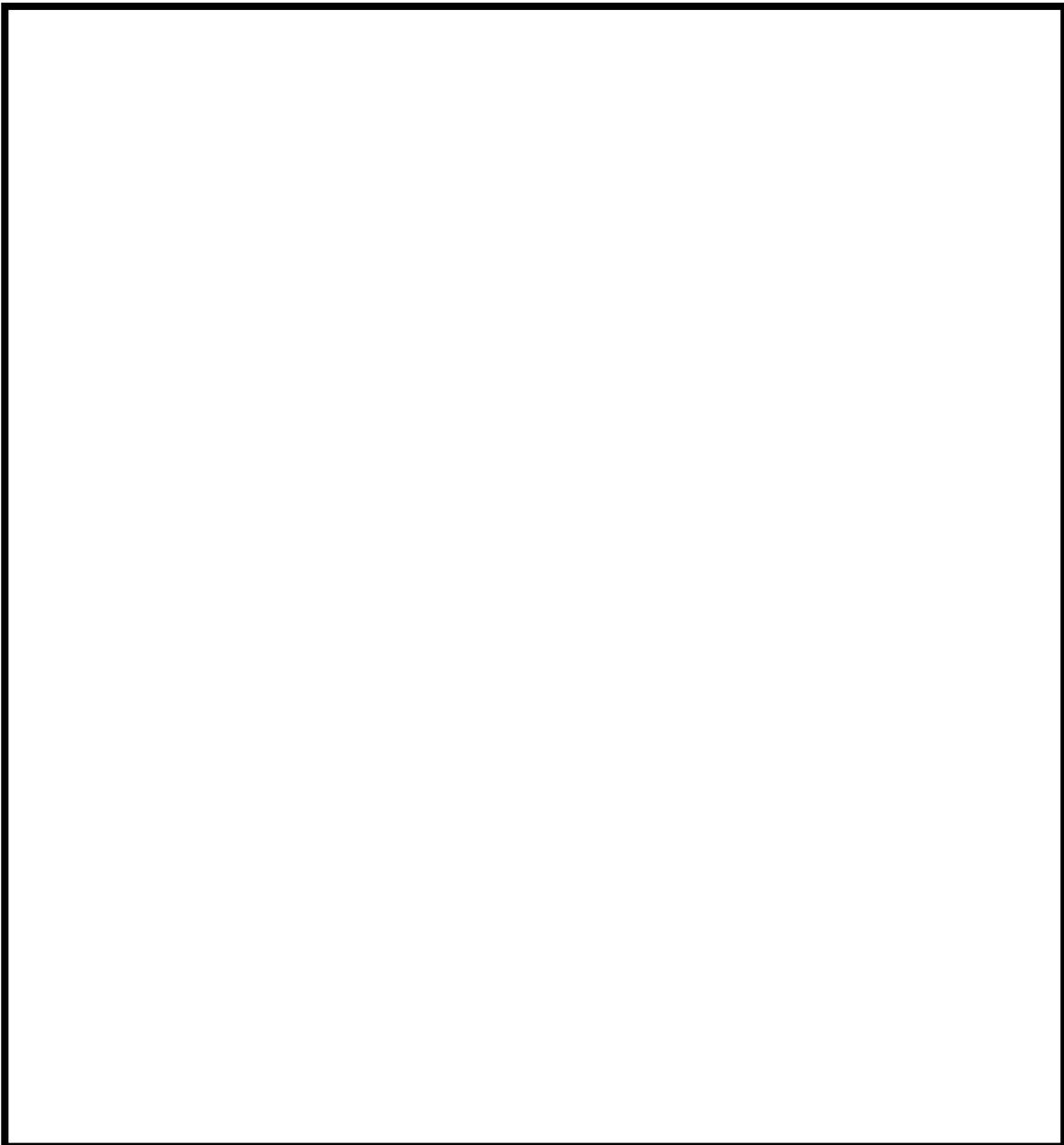
図1 TBWシーケンスにおけるS/C水位およびS/P水温

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

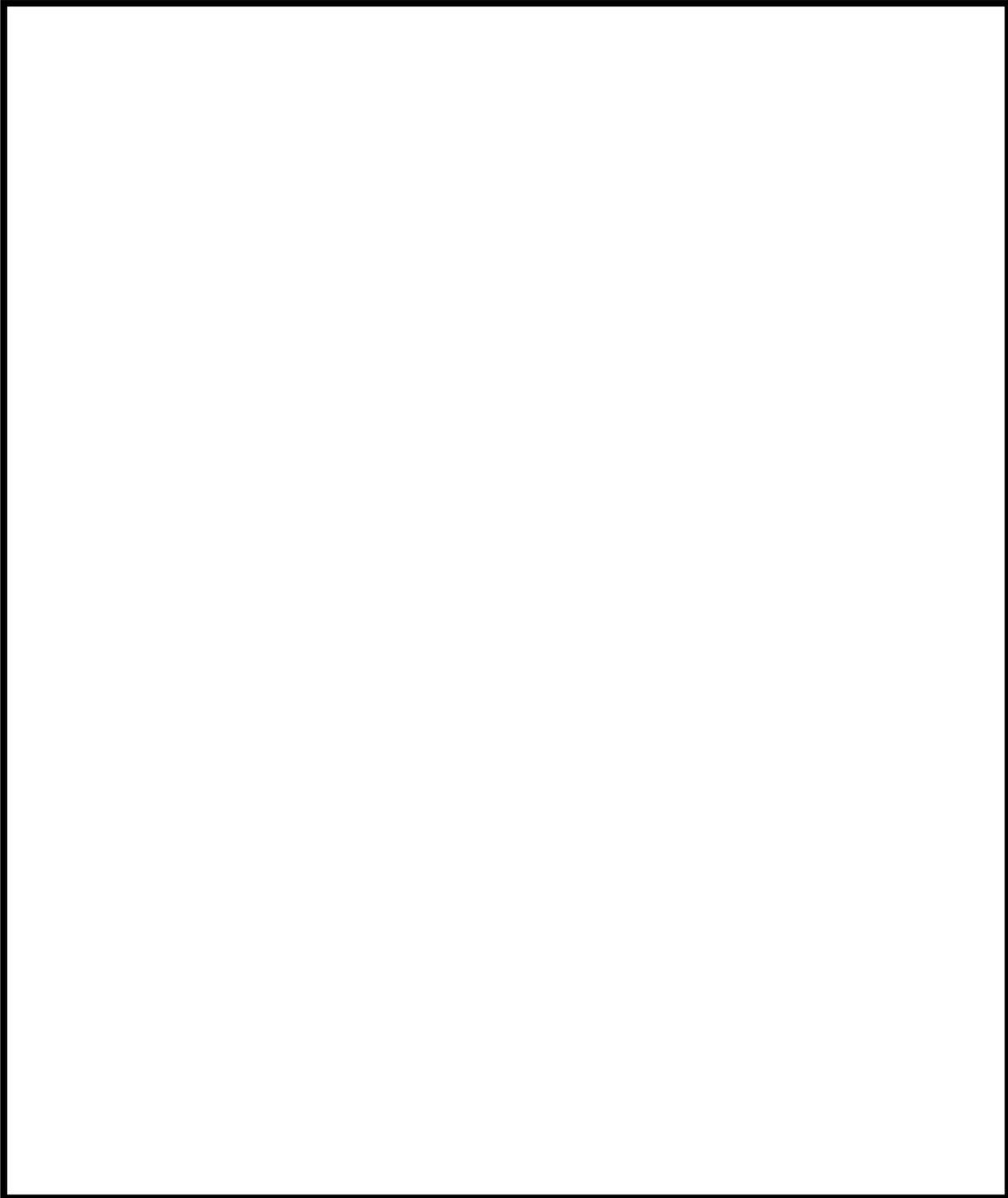
スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義

女川2号炉のPRAにおけるATWSシーケンスでは、スクラム電気系に関するヘディングと、スクラム機械系に関するヘディングを設定している。スクラム機械系の失敗については、隣接□本の制御棒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をもとに、隣接□本の制御棒の挿入に失敗する確率としている。

以下に、隣接□本の制御棒挿入に失敗する確率の評価の概要を述べる。

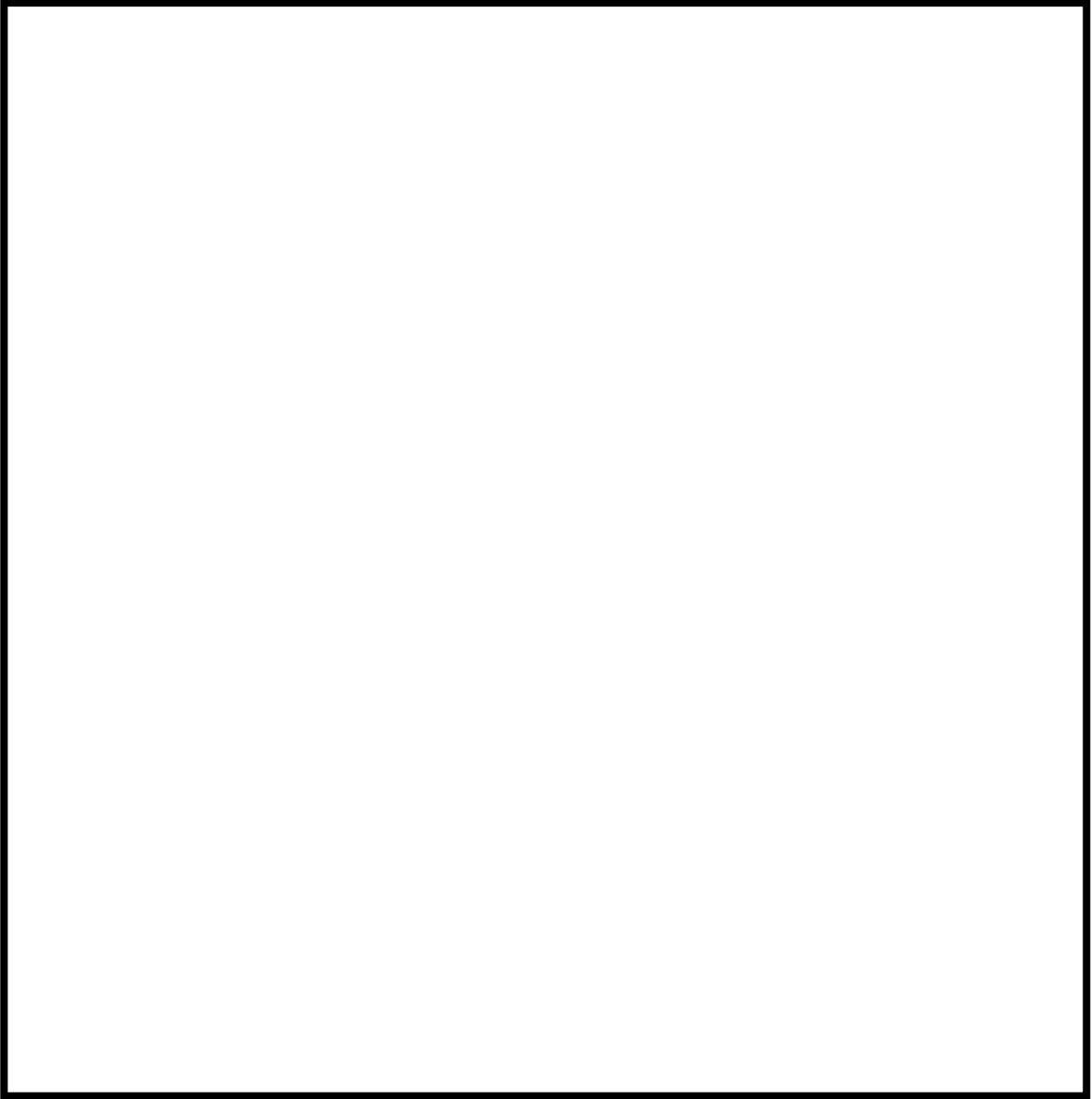


枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

故障確率データがない機器について既存データを
代用する場合の妥当性について

本評価において故障確率データについては、国内 21 ヶ年データ（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（平成 21 年 5 月公表）」）を用いている。本評価では、国内 21 ヶ年データにおいて整備されていない以下に示す機器については別の機器のデータを代用している。

なお、国内 21 ヶ年データに必要とする故障確率データがない場合については、同データベースの他の機器の故障率を代用することとしている。これは、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、また、対象機器の故障率算出のためのバウンダリ、故障モード等の設定等の本データベースの特殊性から、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。

以下に故障率を代用した機器について、その考え方について示す。

1. 機器故障率を代用した機器
(1) ECCS ポンプ室空調機

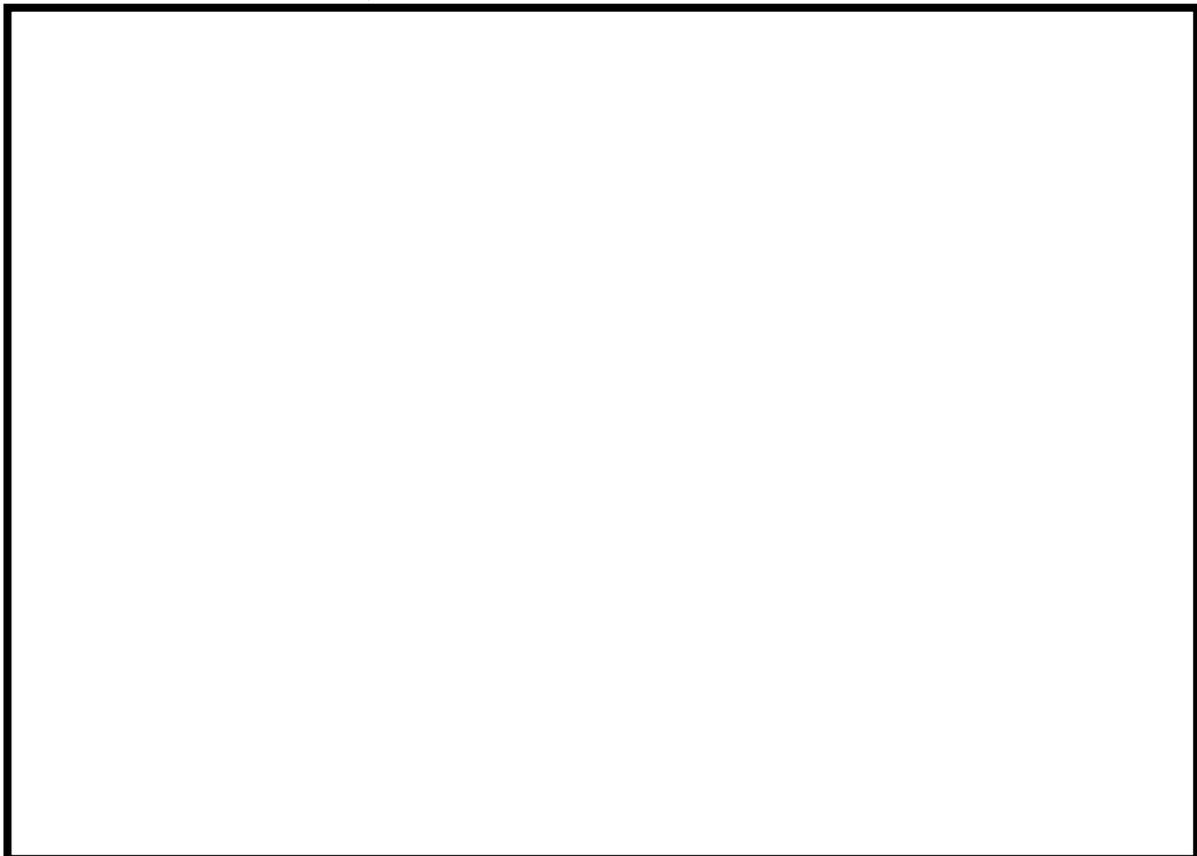


図 1 ECCS ポンプ室空調機概略図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(2) スクラムコンタクタ

スクラムコンタクタについては、「リレー」を代用し、「スクラムコンタクタ不動作」の故障率を「リレー不動作」の故障率として評価を実施している。

これは、「スクラムコンタクタ」は原子力特有の機器であり、また、コンタクタ（電磁接触器）がリレーの機器構造と類似しているため、「リレー不動作」の故障率を代用したものである。

(3) 中性子束検出器

中性子束検出器については、「放射線検出器」を代用し、「中性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器低出力」の故障率をそれぞれ「放射線検出器不動作」及び「放射線検出器高出力/低出力」の故障率として評価を実施している。

これは、「中性子束検出器」が原子力特有の機器であり、また、放射線検出器と類似しているため、放射線検出器の故障率を代用したものである。

(4) 制御弁

制御弁については、「空気作動弁」を代用し、制御弁の各故障モードの故障率をそれぞれ対応する空気作動弁の故障率として評価を実施している。

これは、「制御弁」については、原子力発電所における運用・保守等の特殊性から、また、空気作動弁の機器構造と類似しているため、空気作動弁の故障率を代用したものである。

2. 国内 21 ヶ年データ以外のデータベース

本評価において、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。

表1 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

代用している機器		NUREG/CR -6928	国内 21 年 データ (/時間)
ECCS ポン プ室空調機	起動失敗	8.0E-04 (d)	2.4E-07 ^{※1}
	継続運転 失敗	4.0E-06 (/時間)	6.0E-07 ^{※2}
スクラム コンタクタ	不動作	—	1.5E-09
中性子束 検出器	不動作	—	3.4E-08
	高出力	—	7.3E-08
	低出力	—	7.3E-08
制御弁	故障	—	4.7E-08 ^{※3}

※1

※2

※3

今回調査した結果得られた機器故障率については、本評価で使用したデータと比べて数桁高い値となっているデータもあり、該当する機器の故障率を使用した場合、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 JANSI 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。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

外部電源復旧の考え方について

1. 外部電源復旧の考え方について

今回実施したPRAでは、外部電源復旧については、原子力発電所の運転管理での対応ではなく、系統運用側(発電所外)での対応であり、また、送電線の復旧は重大事故対応等とは関係なく、通常行われる対応であることから期待して評価している。

外部電源喪失が生じた際の復旧に失敗する確率は、1993年の原子力施設事故・故障分析評価検討会 全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループ（以下、「SBO-WG」という。）の検討結果を参考としているが、図1に示すとおり過度に外部電源復旧に期待することのないよう、仮想的に2回線喪失が24時間継続した事例を1件追加した上で復旧失敗確率の(1)式を定義し、t時間後の外部電源復旧の失敗確率Pを求めている。

$$P = \exp(-2.535t^{0.2}) \quad (1)$$

なお、SBO-WGにおいては、外部電源喪失の原因として、雷、台風、雪、火災、山火事、塩害、風雨等が考慮されているが、地震、津波については集計の実績がないことから、評価に含まれていない。

なお、(財)電力中央研究所において、昭和63年4月～平成25年3月末までのデータを考慮した外部電源復旧失敗確率の評価が実施されていることから、今後PRA評価への適用性を検討していく。

2. 外部電源復旧失敗確率に対する感度解析

外部電源復旧失敗確率の変化に対する炉心損傷頻度への影響を確認するため、外部電源復旧失敗確率を1とした場合（外部電源喪失後の復旧なし）について、感度解析を行い、事故シーケンスグループ選定に対しての影響はないことを確認した。感度解析の結果については、本体資料に示す。

以上

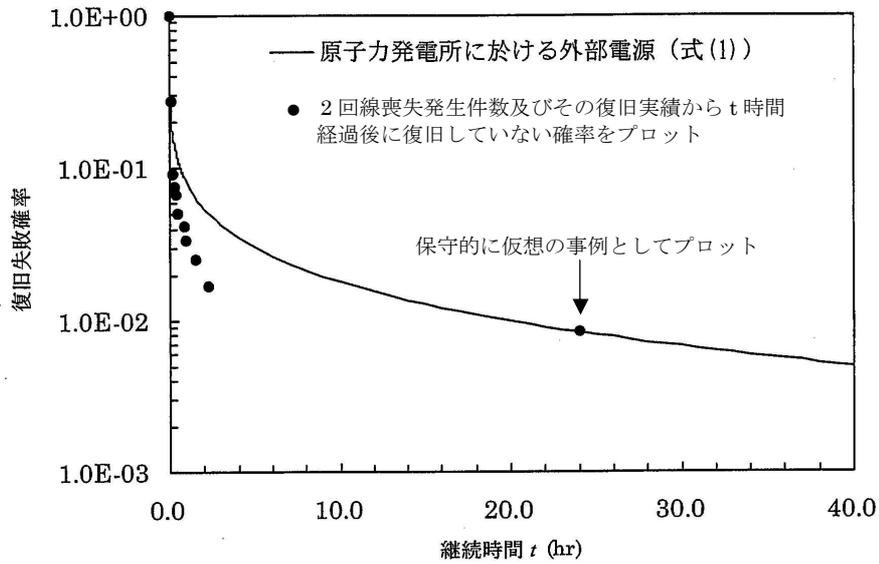


図1 原子力発電所における外部電源及び2回線送電線の復旧失敗確率

注：国内の2回線送電線路に対し、運転開始から1987年度末までの2回線喪失事故を調査し、1962年以降のデータを抽出した。これは、2回線喪失事例の発生頻度が1961年頃を境に低減傾向を示しており、信頼性に関する変化（信頼性向上の傾向）が表れているものと考えられたためである。

なお、2回線喪失事例の中で、30分以上継続した事例については、喪失の状況を調査し、当該地域での供給支障を生じていない事例は評価から除外した。これは、供給支障が生じていない場合は、早急な復旧実施の必要性が低く、これらの考慮は適切な評価に繋がらないと考えたためである。

保守頻度の設定と実績との比較について

1. 保守作業による待機除外確率の評価方法

本評価においては、各系統の保守による待機除外確率 P_{um} は、以下の式により推定している。

$$P_{um} = \sum_i (\lambda_i \times T_i)$$

λ_i : 保守頻度(定期試験等によって異常の発見が可能な機器 i の異常発生率)

T_i : 機器 i の平均修復時間

機器の保守頻度 λ_i については、NUREG/CR-2815 を参考に機器の故障率の 10 倍とする。これは、機器の機能喪失の前兆事象が発見された場合でも保守を受けることが考えられ、保守頻度は故障率に比較して高いと考えられるためである。

また、平均修復時間 T_i については、DG については、国内実績、それ以外については、WASH-1400 のデータを引用している。

2. 待機除外の評価対象機器の考え方

保守による待機除外確率を考慮する機器及び故障モードは、システム信頼性評価において考慮した全ての機器及び故障モードを対象とした。LPCS についての例を表1に示す。また、LPCSの系統概略図を図1に示す。

なお、機器及び故障モードについて、以下のケースを除外した。

- 該当する機器の故障モードをプラント運転中に検出できない場合
- 該当する故障モードが他の故障モードの故障率と比較して小さい場合
(故障率が大きい故障モードの異常発生率に含まれると判断)

表1 待機除外確率算出例（L P C S）

機種	故障モード	故障率λ	平均修復時間T	機器数	計算値※
電動ポンプ（非常用待機，純水）	起動失敗				
	継続運転失敗				
電動弁（純水）	作動失敗				
	誤開または誤閉				
	閉塞				
	外部リーク				
	内部リーク				
逆止弁	開失敗				
	閉失敗				
	外部リーク				
	内部リーク				
ファン／ブロアー	起動失敗				
	継続運転失敗				
	継続運転失敗（異常時）				
オリフィス	外部リーク				
	内部破損				
	閉塞				
遮断器	作動失敗				
	誤開				
	誤閉				
合計					

※計算値＝故障率λ × 平均修復時間T × 10 × 機器数

表1に記載の各機種について、故障モード選定の考え方を以下に示す。

・電動ポンプ

・電動弁

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

[Redacted]

・ 逆止弁

[Redacted]

[Redacted]

・ ファン/ブロアー

[Redacted]

・ オリフィス

[Redacted]

[Redacted]

・ 遮断器

[Redacted]

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. 保守作業による待機除外確率の評価結果及びその妥当性

表2に、1. の評価方法を用いて算出した主な系統の待機除外確率と国内BWR待機除外データを用いて推定した待機除外確率を示す。評価結果は、概ね同じオーダーにあり、本評価に用いた待機除外確率には適用性があると考えられる。

表2 保守作業による待機除外確率の比較

系統	本評価 待機除外確率	国内 BWR 待機除外確率※
非常用ディーゼル発電機 (D/G)		5.57E-4
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)		7.39E-4
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)		1.53E-4
残留熱除去系 (RHR-A/B)		3.09E-5
残留熱除去系 (RHR-C)		3.82E-5

4. 非常用 D/G の平均修復時間の実績との比較

電中研報告書*のなかで、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）2740393.4hに対し、待機除外回数32回、待機除外時間1525.1h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、本評価で用いられている平均修復時間20hの倍以上となっている。しかし、本評価では機器の機能喪失の前兆事象を考慮して機器故障率を10倍した値を待機除外確率の算出に用いているため、非常用D/Gの待機除外確率 は国内BWRプラントの待機除外確率(5.57E-04)より大きい値となり、保守性を有していると考えられる。

※「ベイズ統計学に基づくアンアベイラビリティ推定法の開発 –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 電力中央研究所(1998～2007年度における国内全BWRの待機除外データを使用)

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

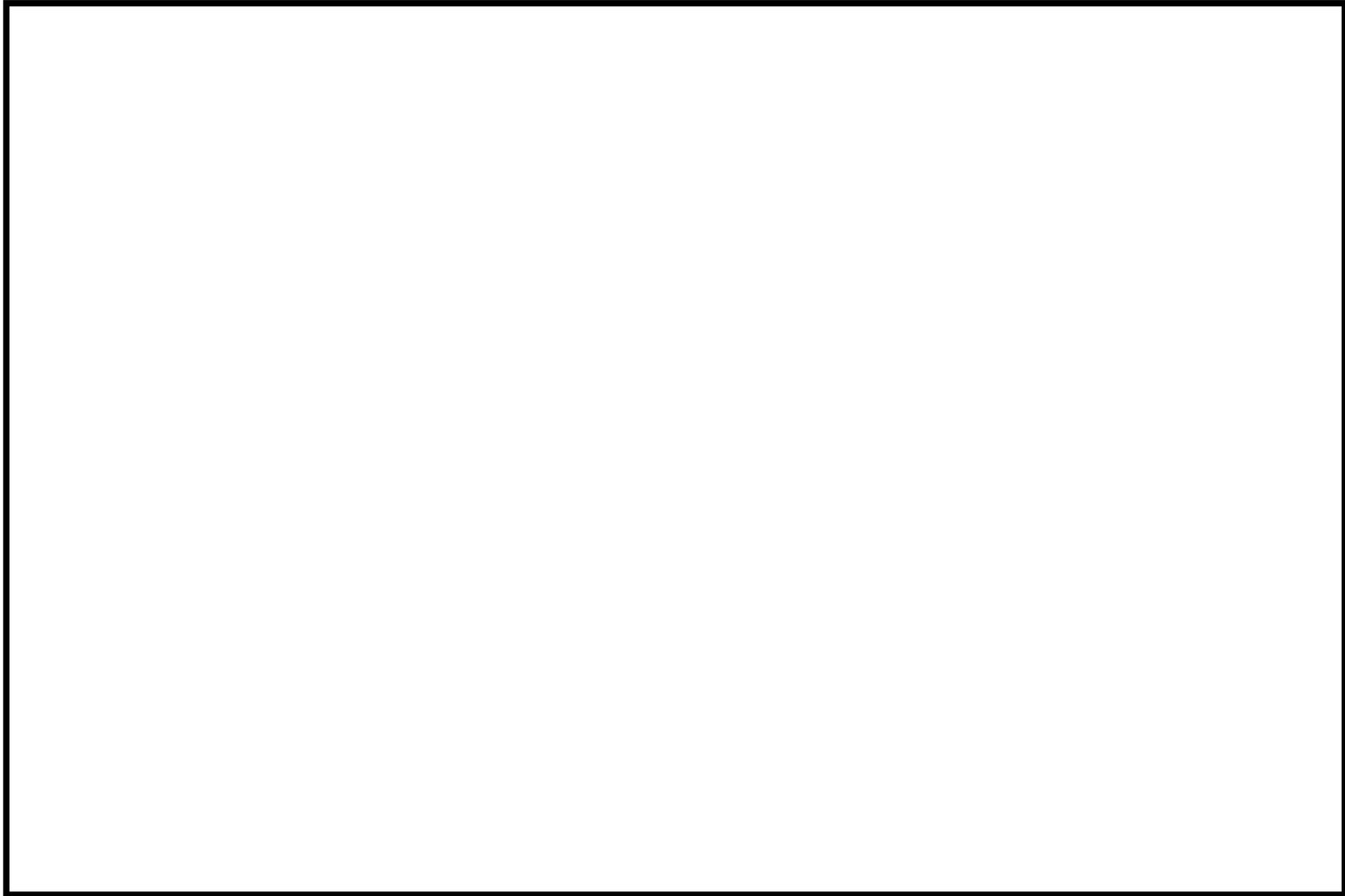


図1 低圧炉心スプレイ系 系統概略図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

共通要因故障の除外例について

システム間共通要因故障の同定手順について図 1 に示す。システム間共通要因故障の同定，除外の手順は以下のとおりである。

手順① 炉心損傷の緩和機能で分類

モデル化している全システムを対象に，炉心損傷に対する緩和機能で分類し，グループ化する。なお，グループ化した結果，冗長性のないシステムである場合，システム間の共通要因故障を考慮する必要がないため除外する。

分類した結果を表 1 に示す。

手順② システム間共通要因故障の除外

手順①で分類したシステム群を対象に，明確な理由によってシステム間の共通要因故障を考慮しなくてもいいシステムがある場合，共通要因故障を考慮するシステム群から除外する。

除外した結果を表 2 に示す。

手順③ システムグループごとの代表機器の共通属性調査

手順②で残ったシステムグループ群を対象に，グループごとに機器の共通属性を定性的に分析し，システム間の共通要因故障を考慮すべきシステムおよび機器群を同定する。ただし，動的機器の静的故障モード，静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の確率が低いと判断できる機器については除外する。補機冷却系を例に分類した結果を表 3 に示す。

以上の手順に基づく同定の結果，表 4 に示すとおり，系統間の共通要因故障を考慮することとした。

以上

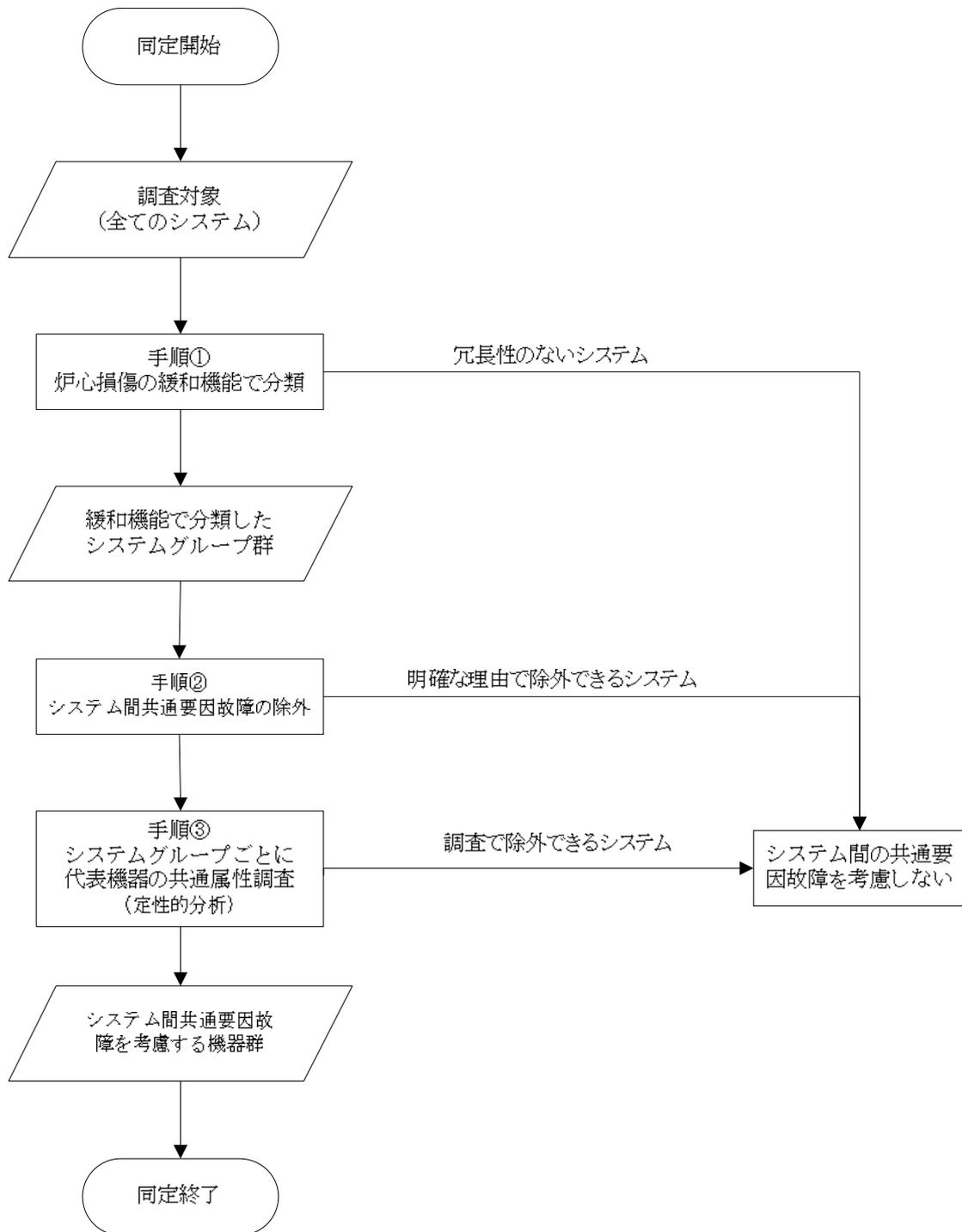
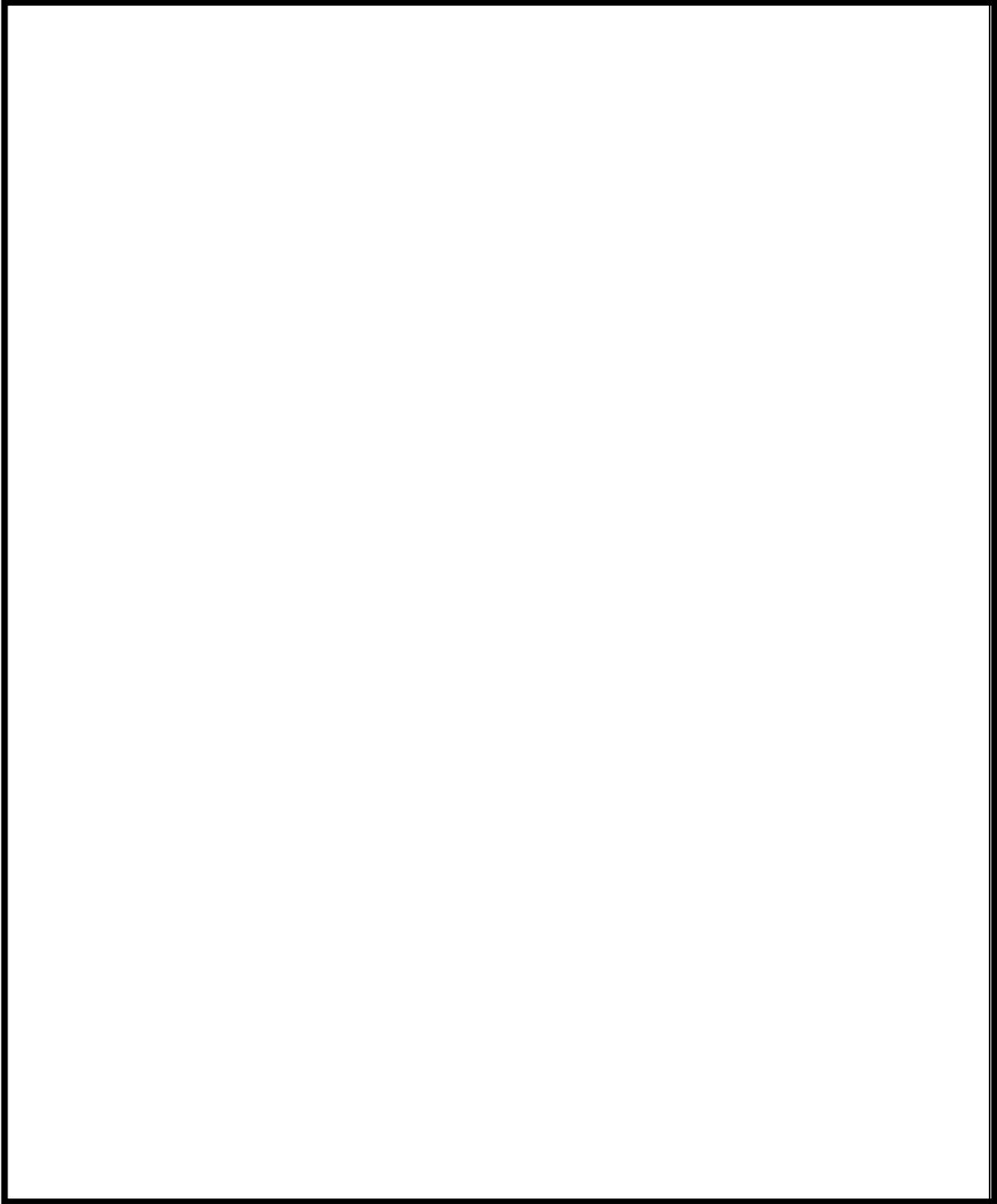


図1 システム間共通要因故障機器群の同定手順

表1 手順①炉心損傷の緩和機能による分類



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 手順②系統間共通要因故障の除外

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 3 手順③機器の型式, 機能による分類(補機冷却系で例示)

--

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表4 システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器

系統	機器
交流電源	非常用 D/G-A, B
直流電源	蓄電池 A, B
低圧 ECCS 自動起動信号	検出器, トリップ設定器
RHR-A, B, C	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RCW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RSW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
非常用 D/G 空調	非常用 D/G-A, B の送風機

共通要因故障を考慮した場合の感度解析について

1. 感度解析ケースの選定

全炉心損傷頻度を評価した結果、崩壊熱除去機能喪失（TW）の寄与が支配的であることから、本評価において系統間共通要因故障を考慮していない「RHR ポンプ室空調」および「RSW 海水ストレーナ」について表 1 のとおり、感度解析を行った。

（1）ケース 1：RHR ポンプ室空調

独立したポンプ室ごと設置されていることから、共通要因故障を考慮する対象から除外しているが、系統間の共通要因故障を考慮した場合の感度解析を行った。

（2）ケース 2：RSW 海水ストレーナ

静的機器であること、また、常用機器であり 2 週間に 1 回の頻度で切替運転が行われており健全性が確認できることから共通要因故障を考慮する対象から除外しているが、系統間の共通要因故障を考慮した場合の感度解析を行った。

2. 感度解析結果

図 1 に事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の比較を示す。結果は以下に示すとおりであり、事故シーケンスグループの選定に影響を与えるような感度はないことを確認した。

（1）ケース 1：RHR ポンプ室空調

全炉心損傷頻度は、ベースケースの $5.5E-05$ (/炉年) に対し、ケース 1 では (/炉年) となった。RHR ポンプ室空調の共通要因故障により RHR が同時に機能喪失に至ることから TW の炉心損傷頻度が増加したものの、増加の割合は約 倍にとどまる。その他の事故シーケンスグループについては差は見られなかった。

（2）ケース 2：RSW 海水ストレーナ

全炉心損傷頻度は、ベースケースの $5.5E-05$ (/炉年) に対し、ケース 2 では

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

□ (炉年)であり、ベースケースとの差は見られなかった。□

以上

表 1 感度解析ケースで考慮した共通要因故障

	機器名称	系統	故障モード
ケース 1	RHR ポンプ室空調 ファン	RHR-A/B/C	起動失敗 継続運転失敗
ケース 2	海水ストレーナ	RSW-A/B(運転中ライン)	閉塞 内部破損
		RSW-A/B(待機中ライン)	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

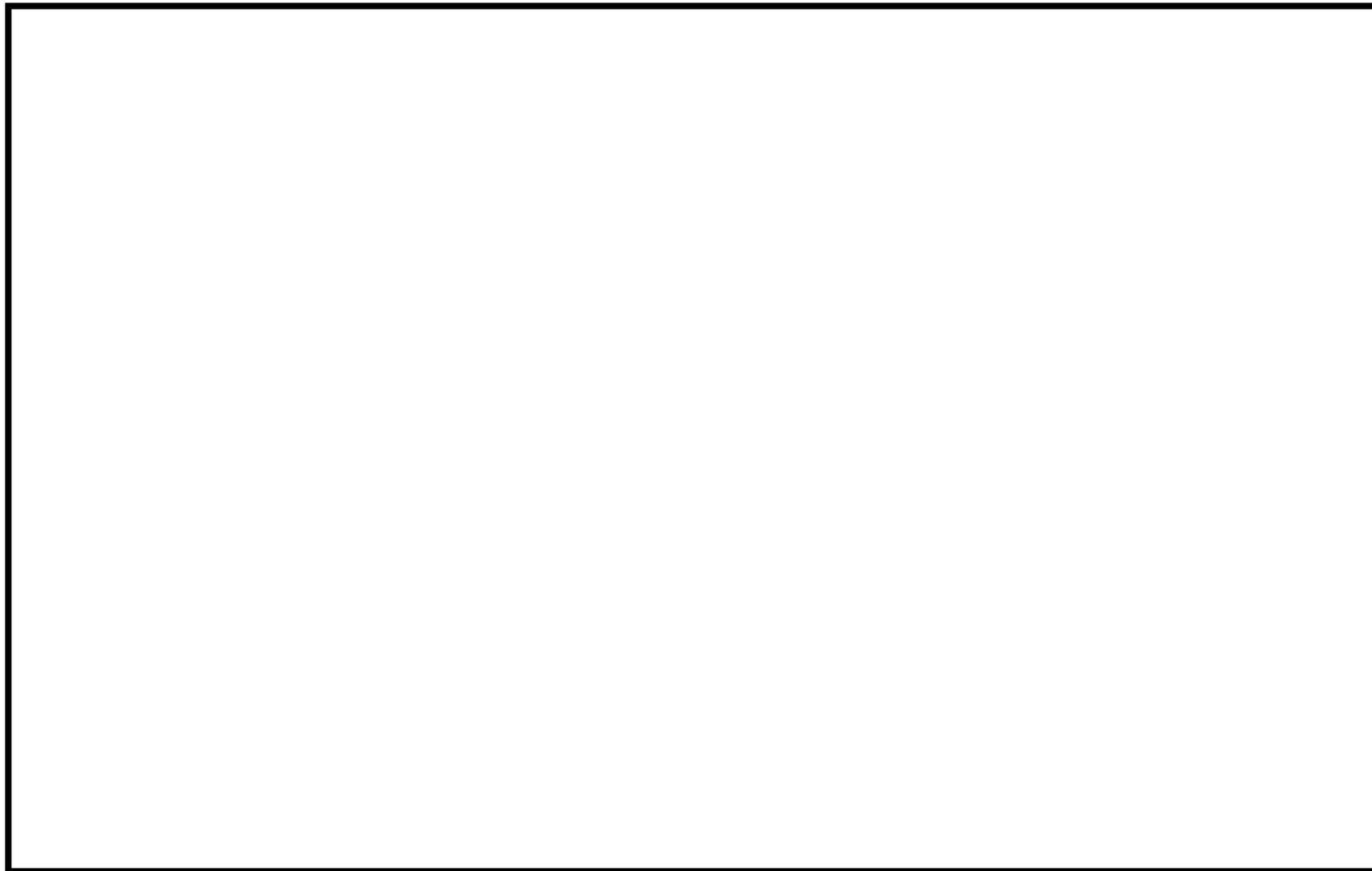


図1 事故シーケンスグループ別の比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

共通要因故障パラメータの設定方法について

共通要因故障パラメータは、PRA で使用実績のある β ファクタ及び γ ファクタを使用して評価している。

共通要因故障因子については、機器故障率と同様に、国内プラントの実績に基づくデータを本来は使用すべきである。しかし、2013 年 10 月時点では、(財)電力中央研究所にて共通要因故障因子の検討はなされているが、機器故障率のように広く議論され認知されたものではないため、本評価では表 1 に示すように使用実績のある海外文献等のデータを β ファクタ及び γ ファクタを使用して

例としてポンプの β ファクタの算出方法を示す。表 2 に示すポンプにおける機能喪失の要因分析結果により、

[Redacted] β ファクタを 0.039 と設定した。

なお、NUREG/CR-1205 で共通要因故障に分類されている事例は、故障原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。従ってこの β ファクタは保守的な値である。

以上

表 1 共通要因故障因子(β ファクタ及び γ ファクタ)

機器タイプ	β ファクタ	γ ファクタ	出典
ポンプ	0.039	0.52	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁類	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev. 1
D/G	0.021	-	NUREG-1150
計装/制御装置	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
リレー (スクラムコンダクター)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	-	NUREG-1150

※ γ ファクタは、共通要因故障によって多重故障(2重以上)が発生したとき、それが3重以上の故障である条件付確率

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表2 NUREG/CR-1205 table 10

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

Type of Event	Category										Subtotal		Total %	
	Running		Alternating		Standby									
	Faults	%	Faults	%	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	

別紙 1.1.1.1.f-6-2

38

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

共通要因故障を考慮している機器について、
メーカーが相違している場合の考え方

共通要因故障については、同一又は異なるシステムの機器において、メーカーの相違を含む以下に示す共通属性を考慮して、故障機器群を同定している。

- ① メーカー
- ② 内的環境（温度，圧力，流量）
- ③ 外的環境（設置区画）
- ④ 試験・保守（試験・保守点検の手順と特徴）

メーカーが異なる低圧ECCSポンプの共通属性の例を下表に示す。

RHRポンプA, B, Cはメーカー，内的環境，試験・保守がほぼ一致していることから，共通要因故障が発生する可能性があると考えられるため，共通要因故障を考慮している。

LPCSポンプについては，RHRポンプと一致する項目はなく，共通要因故障が発生する蓋然性が低いと考えられるため，LPCSポンプとRHRポンプについては共通要因故障を考慮していない。

機器		RHR ポンプ A	RHR ポンプ B	RHR ポンプ C	LPCS ポンプ
メーカー		メーカー A			メーカー B
内的環境	定格流量	約 1160m ³ /h/台			約 1070m ³ /h/台
	定格揚程	105m			211m
	最高使用温度	186℃		100℃	100℃
外的環境	区画	RHR ポンプ A室	RHR ポンプ B室	RHR ポンプ C室	LPCS ポンプ室
試験・保守	手順書	同一手順書			別手順書

以上

故障モード毎の共通要因故障の評価に
使用しているパラメータについて

共通要因故障因子は、機器故障率と同様に、国内プラントの実績に基づくデータを本来は使用すべきである。現在、(財)電力中央研究所等において国内機器故障率に基づき、整備に向けて検討がなされているが、機器故障率のように広く議論され認知されたものではないため、本評価ではこれまで実績のある値を使用し、故障モードに関わらず、共通要因故障パラメータについては同じ値を用いている。

故障モードごとに共通要因故障パラメータを示している文献として、NUREG/CR-5497の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」があることから、記載されている CCF パラメータを用い感度解析を行った。表 1～表 5 に現状のモデルで使用している CCF パラメータと「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されている CCF パラメータを示す。

感度解析の結果、全炉心損傷頻度は、ベースケースで $5.5E-05$ (/炉年)、感度解析ケースで となるが、支配的な事故シーケンスには影響はなかった。図 1 に事故シーケンスグループ別の結果を示す。

支配的な事故シーケンスである TW について、除熱失敗における上位のカットセットに RCW 又は RSW ポンプの共通要因故障がある。これらのポンプの共通要因故障の割合を示す $\beta \times \gamma \times \delta$ を比較すると、ベースケースでは $2.0E-2$ 、感度解析ケース(継続運転失敗, CCCG-4)では $2.3E-3$ と約 1/10 に低下する。この差のために、RCW/RSW ポンプ継続運転失敗共通要因故障の確率が小さくなり、TW における炉心損傷頻度が低下した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 電動ポンプの CCF パラメータ

		β	γ	δ
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	-	-
	継続運転失敗_CCCG-3	4.14E-02	1.83E-01	-
	継続運転失敗_CCCG-4	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01
	起動失敗_CCCG-2	2.45E-02	-	-
	起動失敗_CCCG-3	2.31E-02	4.18E-01	-
	起動失敗_CCCG-4	2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01

※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のこと。数値は共通要因故障を考慮する機器総数を示す

表2 電動弁の CCF パラメータ

		β	γ	δ
現状モデル		1.30E-01	5.65E-01	1.00E+00
CCF Parameter	開閉失敗_CCCG-2	9.46E-03	-	-
Estimations 2010	開閉失敗_CCCG-3	1.05E-02	2.12E-01	-

表3 逆止弁の CCF パラメータ

		β	γ	δ
現状モデル		1.30E-01	5.65E-01	1.00E+00
CCF Parameter	開失敗_CCCG-2	0.00E+00	-	-
Estimations 2010	開失敗_CCCG-3	0.00E+00	0.00E+00	-

表 4 非常用 D/G の CCF パラメータ

		β
現状モデル		2.10E-02
CCF Parameter	起動失敗_CCCG-2	1.08E-02
Estimations 2010	継続運転失敗_CCCG-2	2.24E-03

表 5 蓄電池の CCF パラメータ

		β
現状モデル		8.00E-03
CCF Parameter	CCCG-2	0.00E+00
Estimations 2010		

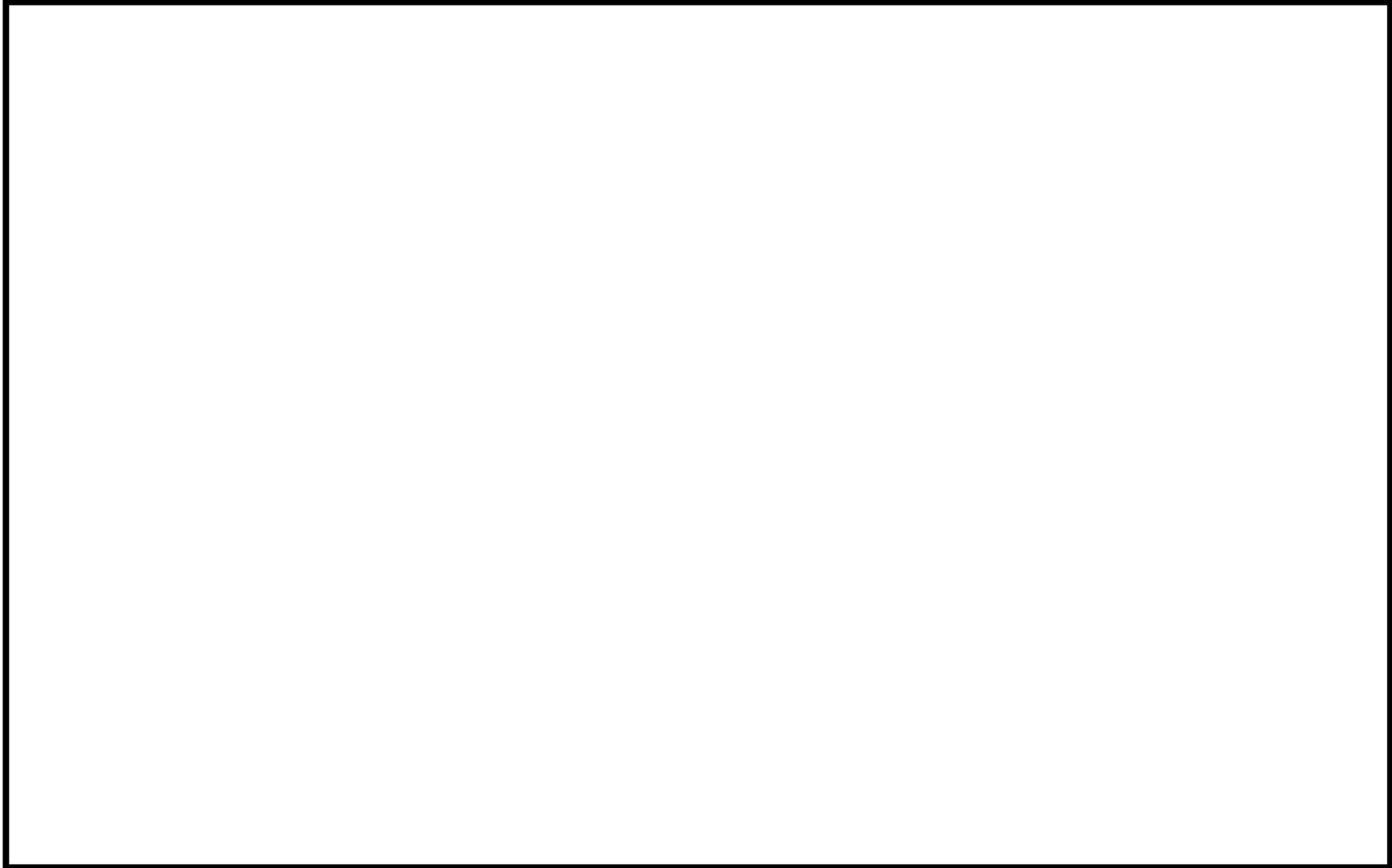


図1 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

人的過誤操作失敗に係る詳細設定について

人的過誤確率の評価に使用したHRAイベントツリーの代表例として、「原子炉注水成功後のRHRによる格納容器除熱操作失敗」のHRAを図1に示す。なお、HRAイベントツリーの各分岐の過誤確率は過誤確率計算シートにて算出した中央値で扱い、過誤確率の合成についてはNUREG/CR-1278のAPPENDIX-Aに従いTHEPR計算シートにて算出し人的過誤確率の平均値を導出する。

1. 原子炉注水成功後のRHRによる格納容器除熱操作

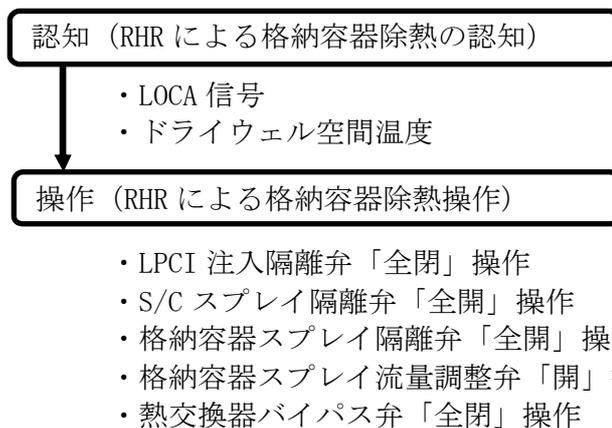
(1) 操作内容

原子炉への注水に成功した後のRHRによる格納容器からの除熱操作に失敗する。

(2) 操作に使用する手順書

非常時操作手順書(徴候ベース)/原子炉設備運転手順書

この手順書に基づき、以下の認知・操作を実施する。



本評価では、ドライウェル圧力高やドライウェル空間温度高などに対する運転員の認知を「RHRによる格納容器除熱の認知」(F_{1.1})で、一連の電動弁操作を「RHRによる格納容器除熱操作」(F_{2.1})で評価している。

(3) 余裕時間

原子炉注水後，崩壊熱によりS/P水温が上昇し，S/Pを水源とする注水設備が機能喪失するまでの時間に余裕を見込んだ8時間とする。格納容器冷却モードなどは比較的短時間で実施できることから15分程度で完了できる。

(4) 追加の指示や過誤回復の可能性

業務の連携などは良好であり，担当運転員以外にも指導的な立場などの他の運転員からの指示によるバックアップに期待できる。

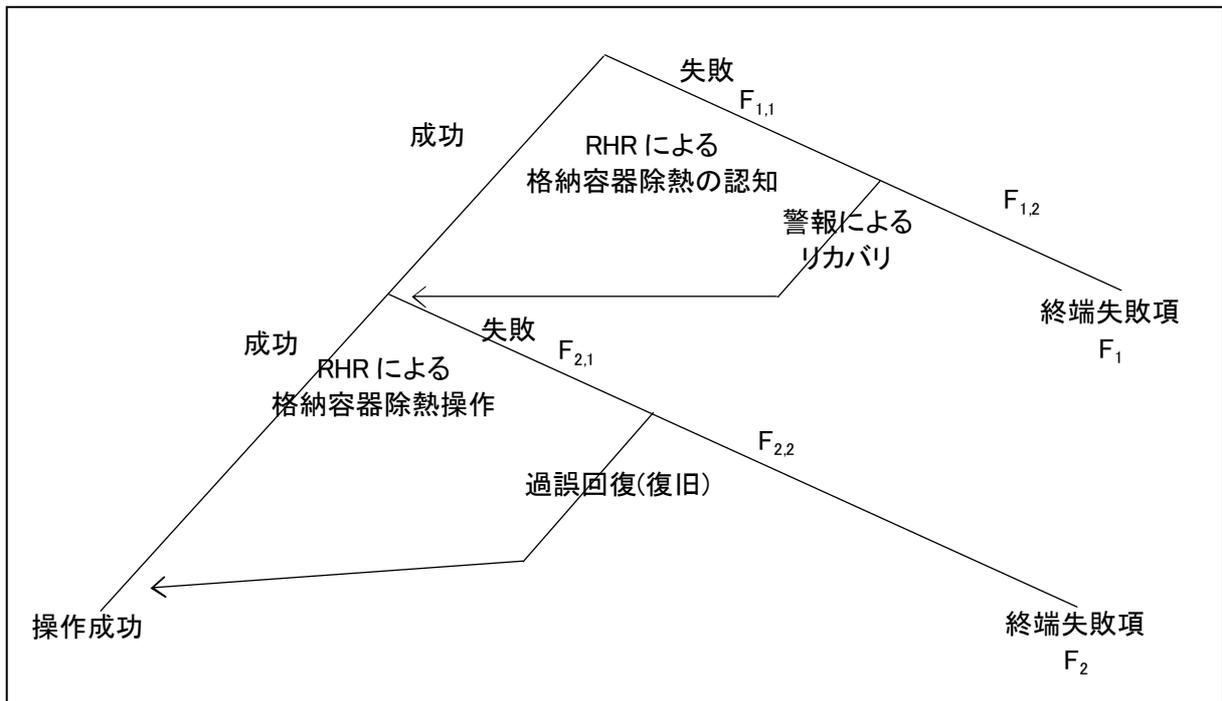
なお，認知については，担当運転員が主要パラメータを計器から読み取り，事象発生後から余裕時間内でRHRによる格納容器除熱操作の必要性の認知に失敗することを想定している。

また，余裕時間内にS/P水温高などの警報が発せられることから，警報による認知失敗のリカバリーに期待できる。その警報発生時に対応を間違えた場合にはリカバリーに失敗する。

2. オミSSIONエラーを考慮していない理由

オMISSIONエラーとは実施するべき操作を行わない過誤である。

事象の認知については，格納容器除熱の必要性に気づき該当手順書を使用することの判断まで含まれている。また，該当手順書等から明確に理解でき，訓練されている操作であることから，認知失敗及びオMISSIONエラーと比較して，オMISSIONエラーの寄与は十分小さいと考え，本操作の評価ではオMISSIONエラーを考慮していない。



終端失敗項	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値(平均値)
F ₁	RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する	2.0E-7
		過誤確率計算シートF _{1,1} 過誤確率計算シートF _{1,2}
F ₂	RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する	1.7E-4
		過誤確率計算シートF _{2,1} 過誤確率計算シートF _{2,2}

人的過誤確率(平均値) : 1.7E-4 EF : 4.9

図1 RHR操作失敗のHRAイベントツリー及び評価結果

過誤確率計算シート $F_{1,1}$

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 (添付表 1 参照)	
2. ストレス要因 (添付表 4 参照)	
3. 操作の複雑さ	
4. 訓練と経験 (添付表 4 参照)	
5. 操作の手順 (添付表 3 参照)	
6. 人間工学要因 (添付表 2 参照)	
7. 健康状態	
8. 業務の連携	

当該過誤確率値 (中央値) = 中央値 × ストレスファクタ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

過誤確率計算シート $F_{1,2}$

操作に失敗する確率：RHR による格納容器除熱の認知に失敗した後，警報によるリカバリに失敗する

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 (添付表 4 参照)	
2. ストレス要因 (添付表 4 参照)	
3. 操作の複雑さ	
4. 訓練と経験 (添付表 4 参照)	
5. 操作の手順 (添付表 3 参照)	
6. 人間工学要因 (添付表 2 参照)	
7. 健康状態	
8. 業務の連携	
9. 操作に対する確認・回復	

当該過誤確率値（中央値）＝中央値×ストレスファクタ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

過誤確率計算シート $F_{2,1}$

操作に失敗する確率：RHR による格納容器除熱の操作に失敗する

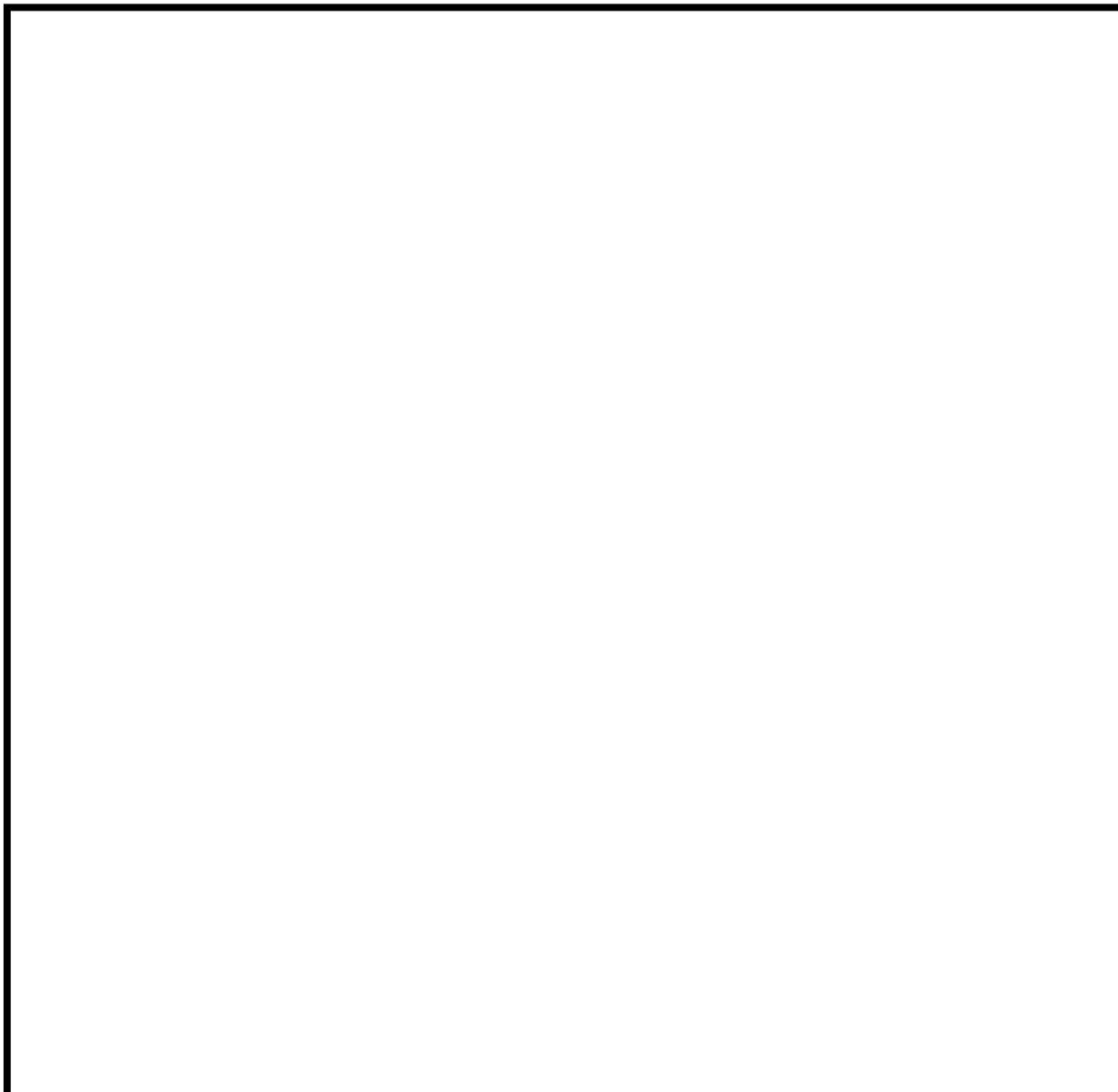
行動形成因子及び過誤確率	当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間 (添付表 4 参照)	
2. ストレス要因 (添付表 4 参照)	
3. 操作の複雑さ	
4. 訓練と経験 (添付表 4 参照)	
5. 操作の手順 (添付表 3 参照)	
6. 人間工学要因 (添付表 2 参照)	
7. 健康状態	
8. 業務の連携	

当該過誤確率値（中央値）＝中央値×ストレスファクタ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

過誤確率計算シート $F_{2,2}$

過誤回復(復旧)に失敗する確率($F_{2,2}$) : RHR による格納容器除熱の操作に失敗した後、他の運転員のバックアップに失敗する。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

添付表 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 [メディアン])	EF	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 [メディアン])	EF	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 [メディアン])	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
				11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
								19.	50	.001	10
				12.	70	.0001	30				
								20.	80	.0001	30
				13.	1510	.00001	30				
								21.	1520	.00001	30

- (注)
- 2次事象及び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
 - ここでは曲線の数値で示している。

添付表2 手動操作のコミッショエラーの確率の例

(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 (機能別によく分類された配置)	.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.	スイッチを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 (不完全な装着及び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

添付表 3 手順書を使うときのオMISSIONエラーの確率の例
(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

添付表 4 ストレスと熟練度によるHEP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

添付表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

添付表 6 警報への対応に失敗する確率 (NUREG/CR-1278から抜粋)

Table 20-23 The Annunciator Response Model: estimated HEPs* for multiple annunciators alarming closely in time** (from Table 11-13)

Item	Number of ANNs	Pr[F _i] for each annunciator (ANN) (or completely dependent set of ANNs) successively addressed by the operator										Pr[F _i] [†]	
		(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)		(k)
(1)	1	.0001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	.0001
(2)	2	.0001	.001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	.0006
(3)	3	.0001	.001	.002	-	-	-	-	-	-	-	-	.001
(4)	4	.0001	.001	.002	.004	-	-	-	-	-	-	-	.002
(5)	5	.0001	.001	.002	.004	.008	-	-	-	-	-	-	.003
(6)	6	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	-	-	-	-	-	.005
(7)	7	.0001	.004	.002	.004	.008	.016	.032	-	-	-	-	.009
(8)	8	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	.032	.064	-	-	-	.02
(9)	9	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	.032	.064	.13	-	-	.03
(10)	10	.0001	.001	.002	.004	.008	.016	.032	.064	.13	.25	-	.05
(11)	11-15	Pr[F _i] for each additional ANN beyond '0' = .25										.10	
(12)	16-20											.15	
(13)	21-40											.20	
(14)	>40											.25	

*The HEPs are for the failure to initiate some kind of intended corrective action as required. The action carried out may be correct or incorrect and is analyzed using other tables. The HEPs include the effects of stress and should not be increased in consideration of stress effects.

EF of 10 is assigned to each Pr[F_i] or Pr[F₁]. Based on computer simulation, use of an EF of 10 for Pr[F₁] yields approximately correct upper bounds for the 95th percentile. The corresponding lower bounds are too high; they are roughly equivalent to 20th-percentile rather than the usual 5th-percentile bounds. Thus, use of an EF of 10 for the mean Pr[F₁] values provides a conservative estimate since the lower bounds are biased high.

**"Closely in time" refers to cases in which two or more annunciators alarm within several seconds or within a time period such that the operator perceives them as a group of signals to which he must selectively respond.

†Pr[F_i] is the expected Pr[F] to initiate action in response to a randomly selected ANN (or completely dependent set of ANNs) in a group of ANNs competing for the operator's attention. It is the arithmetic mean of the Pr[F_i]s in a row, with an upper limit of .25.

添付表 7 異常事象対応に参加できる運転員及び助言者の数と人的従属性のレベル
(NUREG/CR-1278からの抜粋)

(THERPで仮定されているもの：プラントに依存する)

区分	異常事象が認知されてからの時間	運転員又はアドバイザーによるプラントの運転管理	他者との従属性 (Dependence)
1.	0～1分	RO	
2.	1分	RO SRO又はSS -----	ROとHD
3.	5分	RO SRO ----- SS ----- 1名又は複数のAO _s *	ROとHD ROやSROとLD又はMD
4.	15分	RO SRO ----- SS ----- STA -----	ROとHD ROやSROとLD又はMD ROやSROとLD又はMD (診断と主要な事項について) ROやSROとHD又はCD (詳細な操作に対して) 1名又は複数のAO _s *

(注) RO: 運転員 (Reactor Operator), SRO: 上級運転員 (Senior Reactor Operator)
SS: 当直長 (Shift Supervisor), STA: 当直技術顧問 (Shift Technical Advisor)
AO: 補機運転員 (Auxiliary Operator)
HD: 高従属 (High Dependence) CD: 完全従属 (Complete Dependence)
MD: 中従属 (Moderate Dependence) LD: 低従属 (Low Dependence)

* : AO_sは5分以後で運転補助が期待できるものとし、プラント状況に応じて従属性を設定すること。

添付表 8 先行タスク失敗を受けた、従属性レベル毎のCHEP (UCB) の近似
(NUREG/CR-1278から抜粋)

Table 20-21 Approximate CHEPs and their UCBs for dependence levels* given FAILURE on the preceding task (from Table 7-3)

Levels of Dependence		BHEPs		
Item		(a)	(b)	(c)
(1)	ZD**	< .01	.05 (EF=5)	.1 (EF=5)
		(d)	(e)	(f)
		.15 (EF=5)	.2 (EF=5)	.25 (EF=5)

Levels of Dependence		Nominal CHEPs and (Lower to Upper UCBs) [†]		
Item		(a)	(b)	(c)
(2)	LD	.05 (.015 to .15)	.1 (.04 to .25)	.15 (.05 to .5)
(3)	MD	.15 (.04 to .5)	.19 (.07 to .53)	.23 (.1 to .55)
(4)	HD	.5 (.25 to 1.0)	.53 (.28 to 1.0)	.55 (.3 to 1.0)
(5)	CD	1.0 (.5 to 1.0)	1.0 (.53 to 1.0)	1.0 (.55 to 1.0)
		(d)	(e)	(f)
(2)	LD	.19 (.05 to .75)	.24 (.06 to 1.0)	.29 (.08 to 1.0)
(3)	MD	.27 (.1 to .75)	.31 (.1 to 1.0)	.36 (.13 to 1.0)
(4)	HD	.58 (.34 to 1.0)	.6 (.36 to 1.0)	.63 (.4 to 1.0)
(5)	CD	1.0 (.58 to 1.0)	1.0 (.6 to 1.0)	1.0 (.63 to 1.0)

* Values are rounded from calculations based on Appendix A. All values are based on skilled personnel (i.e., those with >6 months experience on the tasks being analyzed).

** ZD = BHEP. EFs for BHEPs should be based on Table 20-20.

† Linear interpolation between stated CHEPs (and UCBs) for values of BHEPs between those listed is adequate for most PRA studies.

起因事象発生前の人的過誤として評価した 事例の抽出過程について

起因事象発生前の人的過誤の評価事例については、以下のとおり①人的過誤の抽出、②抽出した人的過誤のスクリーニングにより選定している。

HPCSおよびSDVにおける抽出検討例を表1および表2に示す。

1. 起因事象発生前の人的過誤の抽出

起因事象発生前に本来の待機状態等と異なる状態にある確率を評価することを目的として、以下の方法により検討対象となる人的過誤を抽出する。

- ・起因事象発生前の人的過誤の抽出に当たっては、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」の考え方を参考に、起因事象発生前の人的過誤のモードとして以下を考慮した。

モード1： 待機状態又は運転状態への復旧

モード2： 起動信号又は設定点の復旧，再設定

モード3： 通電状態への復旧

- ・起因事象発生前の人的過誤の抽出においては、FTでモデル化されている待機機器全てを対象とし、プラント運転中と停止中における操作・作業等を手順書類（定例試験手順，設備操作手順，点検・保守要領等）の確認を行った。なお，操作が直接発生しない機器（リレーや逆止弁），静的機器（ストレーナやオリフィス）などは対象外とした。

2. 抽出した人的過誤のスクリーニング

上記1.により抽出された操作・作業に対して学会標準解説及びNUREG-1792を参照し，以下の観点からスクリーニングを実施した。

- (1) 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
- (2) 実施されている保守後の機能試験によって，誤調整が明らかになるもの

- (3) 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、かつ調整が中央制御室から可能なもの
- (4) 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 (NUREG-1792)
- (5) 機器の状態確認が頻繁に実施されているもの



3. 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果

上記1. および2. に基づき抽出した起因事象発生前の人的過誤は次のとおり。

- (1) 手動弁の開け忘れ/閉め忘れ (表1)

PCV内の注入元弁などの「手動弁の開け忘れ/閉め忘れ」を抽出した。

- (2) スクラム排出容器 (表2)



以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 起回事象発生前の人的過誤の抽出検討例 (HPCS)

HPCS	起回事象発生前の人的過誤の検討対象			試験等に伴う操作などに起因			備考
	機器番号	機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	対応除外ルール	人的過誤	
吸込みライン	F014	CST側吸込みライン手動弁	[Redacted]			-	
	F001	CST側吸込みライン電動弁				-	
	F006	S/C側吸込みライン電動弁				-	
ポンプ	C001	電動ポンプ				-	
テストライン	F008	CST側テストライン電動弁				-	
	F009	CST側テストライン電動弁				-	
	F015	CST側テストライン手動弁				-	
	F010	S/C側テストライン電動弁				-	
ミニマムフローライン	F011	CST側ミニマム電動弁				-	
	F012	CST側ミニマム電動弁				-	
	F013	S/Cミニマム電動弁				-	
注入ライン	F003	注入隔離電動弁				-	
	F004	試験可能逆止弁				-	
	F005	注入元手動弁				対象	中央制御室にて状態表示が確認できるが、中央制御室から開閉操作ができないため 機器故障・共通原因故障を含む
自動起動信号	LS631A-D LT031A-D	HPCS起動信号 設定器/伝送器原子炉水位 L-2				-	

別紙 1.1.1.g-2-3

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 起回事象発生前の人的過誤の抽出検討例 (SDV)

SDV	起回事象発生前の人的過誤の検討対象			試験等に伴う操作などに起因			備考	
	機器番号	機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	対応除外ルール	人的過誤		
SDV水位高	LS616A1-D1 LS616A2-D2 LT016A1-B1 LT016C2-D2 等	設定器/伝送器					-	機器故障・共通原因故障を含む
							-	機器故障を含む
	SDV-A SDV-B	水位高アナウン セータ等					対象	中央制御室にて状態表示が確認できるが、重要性を鑑み、その状態が日常的に確認されるものではないものと仮定した
ドレンライン	F052A-D	ドレン弁					-	

別紙 1.1.1.g-2-4

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

起因事象発生前の人的過誤を除外する妥当性について

定例試験において非常用DGを母線に並列させる際、手動でガバナの調整を行なうため、試験後に自動投入の設定へ復旧することに失敗することが考えられる。本評価においては、以下の理由から起因事象発生前の人的過誤から「DGガバナの復旧失敗」を除外している。なお、「DGガバナの復旧失敗」を除外せずに評価を行った場合でも、その影響は小さいことを確認した。

1. 「DGガバナの復旧失敗」を除外する理由

「DGガバナの復旧失敗」については、試験操作者とは別のチェック者が配置されることから、NUREG-1792を参照し、「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」として除外している。

2. 「DGガバナの復旧失敗」を考慮しない場合の影響評価

「DGガバナの復旧失敗」を除外しない場合、「DG起動信号故障」のフォールトツリーは図1のとおりとなる。この場合、定例試験においてDGガバナの復旧手順及びチェックリストによる復旧ができることから、「DGガバナの復旧失敗」確率は [] と評価される。

さらに、「DGガバナの復旧失敗」によりDGが自動起動に失敗した場合においても、「DGの自動起動失敗後の手動バックアップ操作」（失敗確率 []）により復旧が可能である。よって、「DGガバナの復旧失敗」に関連する失敗確率は [] となり、「DGガバナの復旧失敗」が「DG起動信号故障」に占める寄与割合は約 [] %と小さい。また、全炉心損傷頻度への寄与割合は [] %以下であり、影響がないことを確認した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図1 「DGガバナの復旧失敗」を考慮した場合の「DG起動信号故障」の評価

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

計器の校正ミスの取り扱いについて

本PRAでは、保守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 年データにおける校正ミスの取扱い

本PRA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 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 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、機器の故障件数には、機器の機械的故障以外に、保守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 年データに記載されているデータのうち、保守員の校正ミスを含む機器故障率の例を表 1 に示す。表 1 に示すとおり、21 年データには、保守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PRA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、同じ保守員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。21 年データでは機器故障として取り扱われているため、この校正ミスによる共通要因故障についても、本PRAにおいては人的過誤としてはモデル化せず、機器の共通要因故障でモデル化している。

以上

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

人的過誤として考慮する評価項目と結果について

本評価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ファクタ及び余裕時間と共に表 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、照明などの作業環境、タスクの特性、マンマシンインターフェースなど）、内的状態（経験、訓練などによって形成される知識及びスキル）又はストレスなどの行動形成因子によって大きく影響される。

本評価での人的過誤の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

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

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

なお、本評価では、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

(1) 起回事象発生前の人的過誤のストレスファクタ（表1）

起回事象発生前の人的過誤に対して、事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスには至らないため、本評価では、ストレスレベル「作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ1を設定した。

(2) 起回事象発生後の人的過誤のストレスファクタ（表2）

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

高圧注水系が失敗した後の操作である「ADS・低圧ECCS自動起動失敗後の手動バックアップ操作」については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「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。

以上

表1 起因事象発生前の人的過誤のストレスファクタ

起因事象発生前の人的過誤	ストレス ファクタ	過誤確率 (平均値)	EF
手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	1	4.0E-04	5
SDV 警報の検出失敗	1	2.9E-04	11

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

起因事象発生後の人的過誤	ストレス ファクタ	余裕時間	過誤確率 (平均値)	EF
高圧 ECCS 作動後の水位制御操作	2	30 分	5.8E-03	9
RCIC 水源切替操作	2	30 分	6.8E-03	8
高圧 ECCS 自動起動失敗後の手動 バックアップ操作	2	30 分	5.8E-03	9
ADS・低圧 ECCS 自動起動失敗後 の手動バックアップ操作	5	30 分	1.3E-01	10
原子炉注水後の RHR による格納 容器除熱操作	2	8 時間	1.7E-04	5
MSIV 開操作失敗	2	30 分	7.3E-03	7
給復水関連操作失敗	2	30 分	5.8E-03	9
DG・DG ファンの自動起動失敗後 の手動バックアップ操作	2	30 分	5.8E-03	9

表3 ストレスと熟練度による補正係数*

項目	ストレスレベル	HEPsの増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×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)	0.25 (EF=5)	0.50 (EF=5)

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

※原子力発電所の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 PSA編）：2008 解説表23-4

PRA の使用コードの検証について

内的レベル1PRA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、RiskSpectrum®PSAを使用している。解析コードの概要及び検証について以下に示す。

1. 解析コードの概要

RiskSpectrum®PSAは、イベントツリー及びフォールトツリーを作成し、ミニマルカットセットを算出したうえで四則演算を用いた計算式により定量化している。

(1) イベントツリー及びフォールトツリーの作成

図1に示すように、選定された起因事象に対して炉心損傷防止の観点で必要となる各緩和機能をヘディングとして成功/失敗の分岐を設けることでイベントツリーを作成する。また、各ヘディングにおける分岐確率算出のためにフォールトツリーを作成する。

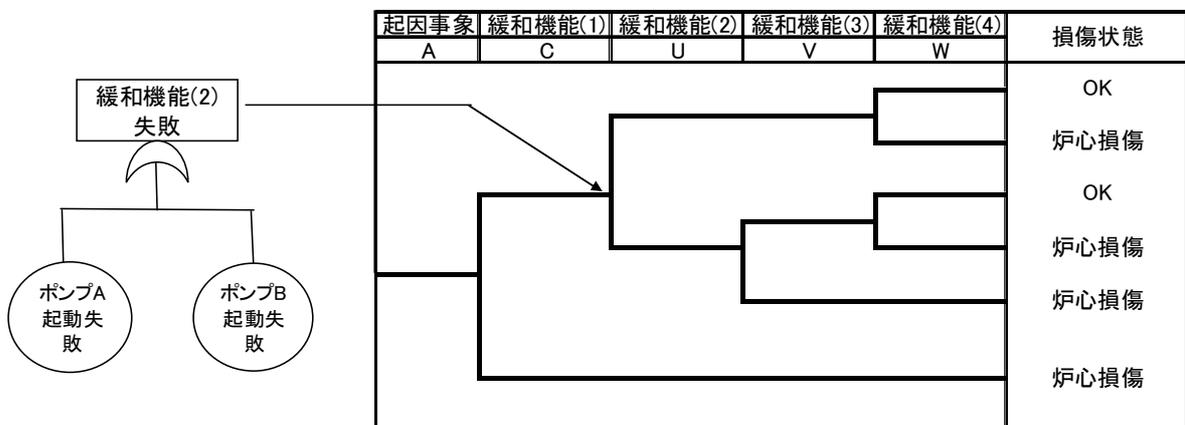


図1 イベントツリー及びフォールトツリーの例

(2) ブール演算処理

算出するシーケンスの頂上事象に至る最小の組合せをブール演算処理によって求める。ブール演算処理の概要図を図2に示す。

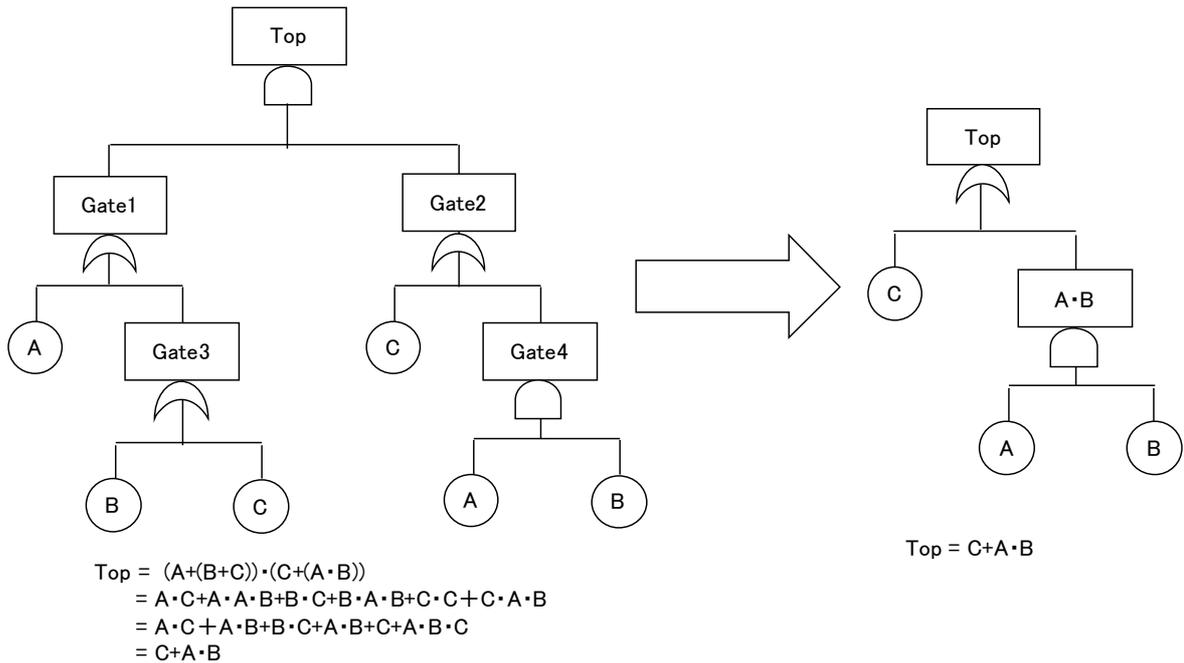


図2 ブール演算処理の概要

(3) 定量化

算出したミニマルカットセットについて、上限近似法^{*}を用いて定量化を行う。上限近似法を用いると、ミニマルカットセットが図2のようにC及びA・Bとなる場合、以下の式により求められる。

なお、今回の評価ではミニマルカットセットの打ち切り値を 10^{-20} としている。

$$\begin{aligned} P(\text{Top}) &= 1 - (1 - P(C)) \cdot (1 - P(A \cdot B)) \\ &= P(C) + P(A) \cdot P(B) - P(A) \cdot P(B) \cdot P(C) \end{aligned}$$

P(Top) : 頂上事象の確率

P(A・B) : 事象A, 事象Bが同時に発生する確率

P(A) : 事象Aの確率, P(B) : 事象Bの確率, P(C) : 事象Cの確率

^{*}上限近似法とは、カットセットの共通部分を考慮し、計算結果が過大評価されることを避けるための近似手法である。

2. 解析コードの検証

解析コードの妥当性については、RiskSpectrum[®]PSAからのアウトプットと手

計算結果とを比較することで確認している。

(1) フォールトツリー定量化結果の確認

図3に示すシステムモデル(システムA)を用いて、RiskSpectrum®PSAによる解析結果と手計算による結果が有効数字3桁の範囲で相違がないことを確認することで、フォールトツリーによる定量化結果が妥当であることを確認した。

【解析の前提条件】

- システム A は、水源から冷却水を 2 台のポンプで炉心に注水する。
- 成功基準は、ポンプ 2 台中 1 台が起動し炉心に冷却水を注入できることとする。
- 共通要因故障については考慮しない。
- ミニマルカットセットの定量化は上限近似法を用いる。
- 故障モードは以下を想定する。
 - ・ 電動ポンプ：起動失敗(1.3E-07/hour)
継続運転失敗(1.1E-06/hour)
制御部故障(4.8E-08/hour)
 - ・ 逆止弁：開失敗(7.1E-09/hour)
 - ・ 電源(サポート系)：変圧器機能喪失(2.6E-8/hour)
電源喪失の場合、ポンプは A, B ともに機能喪失する。
- 故障時間は以下を想定する。
 - ・ 健全性確認間隔：1 月(720hour)
(ポンプ起動失敗及び制御部故障, 逆止弁開失敗)
 - ・ 使命時間：24hour
(ポンプ継続運転失敗, 変圧器機能喪失)

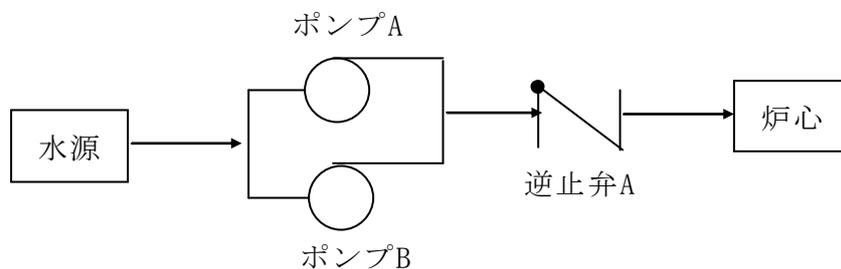


図3 検証に用いたモデル(システム A)

- ① RiskSpectrum®PSA：8.804E-04
- ②手計算による解析結果：8.804E-4

以上により，フォールトツリーの定量化結果の妥当性を確認した。

(2) イベントツリー定量化結果の確認

(1)でフォールトツリーの定量化結果の妥当性を確認し，ここではイベントツリーの定量化結果の妥当性について確認を行う。図4に示すように，システムAとシステムBから構成されるイベントツリーを作成し，RiskSpectrum®PSAの解析結果と手計算の結果が有効数字3桁の範囲で相違がないことを確認することでイベントツリーによる定量化結果が妥当であることを確認する。以下にイベントツリーを示す

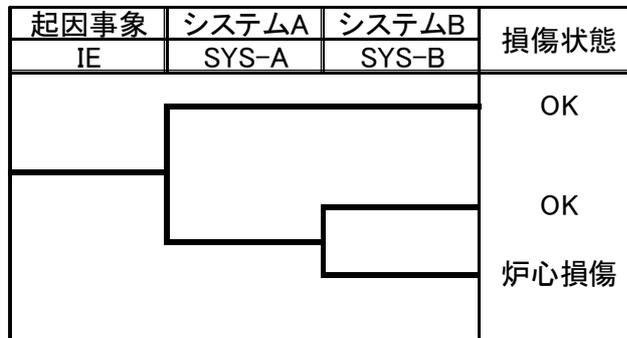


図4 検証に用いたイベントツリー

【イベントツリーの説明】

- ・ システムAとシステムB両方が機能喪失した場合に炉心損傷となる。
- ・ 成功分岐確率は考慮しない。
- ・ ミニマルカットセットの定量化は上限近似法を用いる。

システムAについては(1)のシステムを用いる。システムBのモデルについて図5に示す。

【システムBにおける解析の前提条件】

- システムBは，水源から冷却水を1台のポンプで炉心に注入する。
- 成功基準はポンプCが起動し，炉心に冷却水を注入できること。
- 共通要因故障については考慮しない。
- 故障モードの想定はシステムAと同様とする。なお，サポート系の電源

が機能喪失した場合、ポンプ A, B に加えポンプ C も機能喪失するものとする。

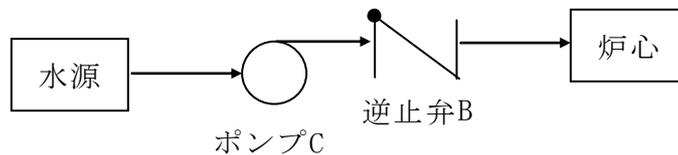


図 5 検証に用いたモデル(システム B)

以上を踏まえ、計算の結果を示す。

- ① RiskSpectrum®PSA : 6.240E-04
- ② 計算による解析結果 : 6.240E-4

以上のとおり、イベントツリー定量化の妥当性を確認した。

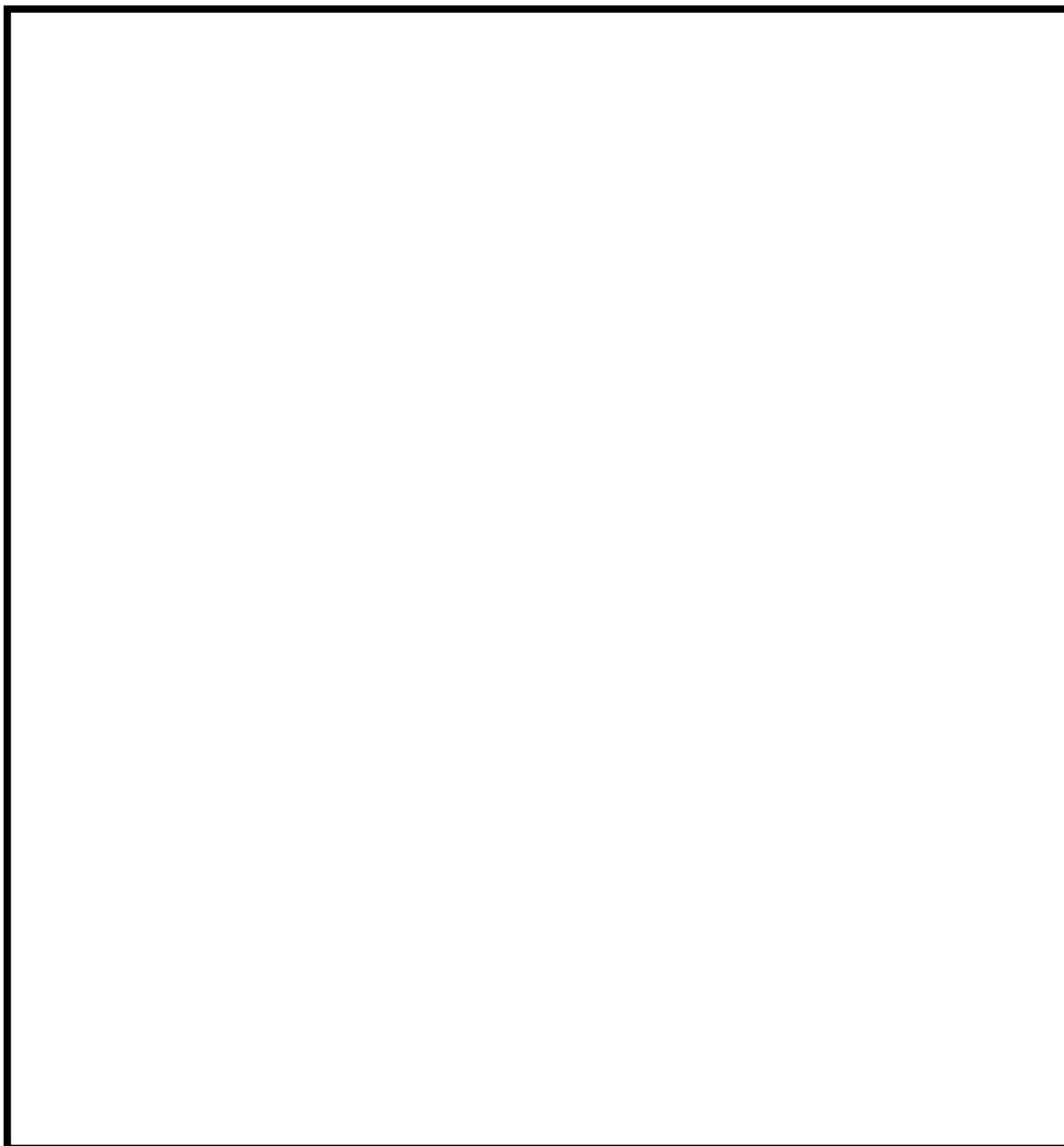
3. 他の PRA 解析コードとの比較

RiskSpectrum®PSA は海外及び国内において十分な使用実績のある信頼性の高い計算コードであるが、参考として、国内で使用実績のある Safety Watcher とのベンチマークによる比較を行った。表 1 にベンチマークの結果を示す。

また、図 6 にベンチマークに用いたイベントツリーを示す。RiskSpectrum®PSA においては、上限近似法を用いて計算し、Safety Watcher においては、二分決定図 (Binary Decision Diagram : BDD) 手法により厳密解を計算しており、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。

以上

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



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

非同種事象	T1	MN_T1	C_T1	M_T1	P_T1	UH_T1	UR_T1	X1_T1	VA_T1	VS_T1	VB_T1	VC_T1	WA_T1	WB_T1	No.	Conseq.
															1	
															2	
															3	CD,TW
															4	
														2	5	
														2	6	CD,TW
															7	
														3	8	
															9	CD,TW
															10	
															11	
															12	CD,TW
															13	
														3	14	
															15	CD,TW
															16	
															17	
															18	CD,TW
															19	CD,TQUV
															20	CD,TQUX
															21	
															22	
															23	CD,TW
														2	24	
														3	25	
															26	CD,TW
															27	
															28	
															29	CD,TW
															30	
															31	
														3	32	CD,TW
															33	
															34	
															35	CD,TW
															36	CD,TQUV
															37	
															38	
															39	

図 6 ベンチマークに用いたイベントツリー

RCIC 運転継続 8 時間の妥当性について

1. 設備概要

原子炉隔離時冷却系（RCIC）は、図 1 に示すようにポンプ、蒸気駆動タービン及び計測制御装置等からなり、ドライウェル内側の主蒸気隔離弁上流から抽出した蒸気によってタービンを駆動する。RCIC は、原子炉停止後、何らかの原因で復水・給水が停止した場合に、原子炉水位を維持するため、原子炉蒸気の一部を用いたタービン駆動ポンプにより、復水貯蔵タンク水またはサブプレッションチェンバのプール水を原子炉に注水することを目的としている。RCIC の後備設備としては、高圧炉心スプレイ系（HPCS）を有して、原子炉隔離時の補給系統多様化を図っている。

また、外部電源喪失時及び非常用交流電源喪失時（全交流動力電源喪失時）においても、主蒸気逃がし安全弁と相まって、原子炉隔離時冷却機能を発揮できる設計としている。

2. 配置設計

RCIC ポンプ・タービンの配置を図 2 に示す。RCIC は、格納容器内の主蒸気配管から分岐し炉蒸気を取り出し、サブプレッションプールに排気することで、格納容器内に閉じた系を形成させることから、原子炉建屋二次格納施設内に設置している。また、RCIC ポンプの性能（NPSH）を確保する観点で、水源より低い原子炉建屋最地下階に設置している。

なお、RCIC 後備設備である HPCS とは、配置上分散を図っている。

3. 設備設計

3. 1 系統・機器設計

RCIC は、原子炉から発生する蒸気を RCIC タービンに導き、RCIC ポンプを駆動させる。仕事を行ったタービン排気蒸気は、サブプレッションチェンバの水中に排出し、蒸気を凝縮させる。RCIC タービンにより駆動する RCIC ポンプは、復水貯蔵タンク水またはサブプレッションチェンバのプール水を原子炉へ移送する。

また、RCIC ポンプ・タービンの機能維持するための RCIC ポンプ軸受部冷却については、RCIC ポンプ吐出側より冷却水を供給し、RCIC ポンプ吸込配管

に戻すことにより、RCIC タービンの潤滑油冷却器及びバロメトリックコンデンサの冷却については、RCIC ポンプ吐出側より冷却水を供給し、真空タンクに回収した後、復水ポンプにより RCIC ポンプ吸込配管に戻すことにより、自系統で完結させる設計としている。

3. 2 電源系設計

RCIC の運転継続時間は、現在の許認可における直流電源の給電継続時間である 8 時間継続運転可能な蓄電池容量を保有している。蓄電池定格容量の 4000A に対する設計負荷積上げ分の余裕を考慮した場合、以下の評価により約 9 時間程度の給電が可能である。また、1 時間負荷を 30 分で切り離した場合には、約 10 時間程度の給電が可能である。

(1) 評価方法

ある時間の給電に必要な蓄電池の容量は、電池工業会規格 SBA S 0601「据置蓄電池の容量算出法」に準じて次の式を用いて評価できる。なお、蓄電池特性については蓄電池メーカー提示のものを用いる。

蓄電池容量算定法は下記規格による。

電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2001)

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

C: +10°Cにおける定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率 (0.8)

I: 放電電流(A)

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって決められる容量換算時間(時)



<対象蓄電池>

1 2 5 V 蓄電池 2 A : 4, 000Ah

<負荷抑制の操作>

ケース 1 (標準ケース)

- ・SB0後1時間でCVCFなどの負荷切り離し

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

ケース 2（感度解析ケース）

- ・SB0後30分でCVCFなどの負荷切り離し

(2) 評価結果

事象発生9時間後まで表1（ケース1）の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約3,730Ahとなる。また、事象発生10時間後まで表2（ケース2）の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約3,879Ahとなる。125V蓄電池2Aの設計容量は4,000Ahであることから約9時間程度もしくは約10時間程度の直流電源供給が可能である。

表1 ケース1 時間あたりの負荷電流

時間 負荷名称	1分 負荷電流(A)	60分 (1時間) 負荷電流(A)	480分 (8時間) 負荷電流(A)	540分 (9時間) 負荷電流(A)
RCIC 真空ポンプ	89	45	45	45
RCIC 復水ポンプ	113	57	57	57
M/C, P/C	215	-	-	-
D/G 初期励磁*	-	-	-	-
その他の負荷	958	571	145	145
合計	1375	673	247	247

* : D/G 初期励磁は M/C, P/C のしゃ断器投入と重なって操作されることが無く、かつ D/G 初期励磁電流はしゃ断器引き外し電流より小さいため蓄電池容量計算上は含めない。

表2 ケース2 時間あたりの負荷電流

時間 負荷名称	1分 負荷電流(A)	30分 (0.5時間) 負荷電流(A)	480分 (8時間) 負荷電流(A)	600分 (10時間) 負荷電流(A)
RCIC 真空ポンプ	89	45	45	45
RCIC 復水ポンプ	113	57	57	57
M/C, P/C	215	-	-	-
D/G 初期励磁*	-	-	-	-
その他の負荷	958	571	145	145
合計	1375	673	247	247

* : D/G 初期励磁は M/C, P/C のしゃ断器投入と重なって操作されることが無く、かつ D/G 初期励磁電流はしゃ断器引き外し電流より小さいため蓄電池容量計算上は含めない。

4. RCIC の運転による各種評価・解析結果

表 3 に RCIC 運転による各種評価・解析結果を示す。

4. 1 水源の評価

水源は、復水貯蔵タンクを初期水源とし、自動でサプレッションチェンバのプール水源に切り替わることはないため、主蒸気逃がし安全弁および RCIC からの炉蒸気凝縮に伴うプール水温上昇による RCIC ポンプ運転継続は阻害されない。また、復水貯蔵タンクの保有水量は、8 時間の原子炉補給に必要な容量約 400m³ に対し、約 1,192m³ 確保しており、水源が枯渇することはない。

4. 2 RCIC 室温評価

RCIC 運転に伴い、RCIC 室温が上昇するが、全交流動力電源喪失時の RCIC 室温の評価を実施したところ、8 時間後の RCIC 室温は約 56℃であり、RCIC 室空調の設計温度である環境最高温度 66℃を下廻る結果となった。また、操作を実施する中央制御室においても、電源盤の熱負荷を考慮しても 8 時間後で約 38℃の評価結果であり、制御盤の設計条件である環境最高温度 40℃を下回る。

4. 3 サプレッションチェンバ水温評価

主蒸気逃がし安全弁および RCIC からの炉蒸気凝縮に伴うプール水温上昇に伴いサプレッションチェンバ圧力が上昇する。RCIC タービンは機器保護の観点で排気圧力高トリップ回路を設けている。本設定値は 294kPa[gage]であるが、8 時間後の S/P 圧力は約 55kPa[gage]であり、RCIC の運転継続は阻害されない。なお、RCIC 機能喪失まで実力運転の継続を試みる場合を想定し、設定圧力到達前までに、当該トリップ回路を解除する手順を整備している。

4. 1 に示す通り、RCIC 運転は復水貯蔵タンクを利用することから、サプレッションプール水温上昇の影響を受けることなく運転が可能である。

サプレッションプール水を利用する場合、8 時間後のサプレッションプール水温は約 90℃となり、設計温度を超えることとなるが、この時の RCIC ポンプの有効 NPSH は約 m であり、RCIC ポンプの必要 NPSH m を上回っているため、キャビテーションは発生しない。また、RCIC タービンスラスト軸受についても、軸受の材質等により設定した潤滑油上限値 (℃) を満足する冷却水入口温度は約 ℃以下であるため、問題ない。また、ポンプ軸

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

受については、使用温度の制限値である上限温度が□℃であるため、ベアリング温度上昇を考慮しても問題はない。

5. 8時間運転以降の RCIC 運転状態について

(1) バッテリー機能喪失時の RCIC 運転状態

RCIC バッテリー機能喪失時の状態毎の運転状態を表 4 に示す。また、RCIC の運転に必要な負荷リストを表 5 に示す。

全交流動力電源喪失 8 時間以降、機器動作に必要な容量が得られなくなった場合、RCIC は機器動作が不能となる。この時点の RCIC 運転状態により、RCIC 系統はトリップするケースと一時的に運転継続するが設計運転状態から外れた運用の継続によりいずれトリップするケースに分かれると考えられる。従って、バッテリー機能喪失時においても RCIC がトリップしない可能性がある。

(2) 福島第一原子力発電所における RCIC の継続運転に対する知見

福島第一原子力発電所事故に関する報告書である「福島原子力事故における未確認・未説明事項の調査・検討結果～第 2 回進捗報告～」によると 3 号機の RCIC については約 20 時間程度運転を実施した実績がある。RCIC 関連操作について、以下に時系列を示す。

【3 号機 RCIC 関連操作と観測事実】

平成 23 年 3 月 11 日 (金)

- 14:46 東北地方太平洋沖地震発生。第 3 非常態勢を自動発令
- 14:47 原子炉自動スクラム、主タービン手動トリップ
- 14:48 非常用ディーゼル発電機自動起動
- 15:05 原子炉隔離時冷却系 (以下、「RCIC」) 手動起動
- 15:25 RCIC 自動停止 (原子炉水位高)
- 15:27 津波第一波到達
- 15:35 津波第二波到達
- 15:38 全交流電源喪失
- 16:03 RCIC 手動起動

平成 23 年 3 月 12 日 (土)

- 11:36 RCIC 自動停止

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

上記時系列のとおり、約 20 時間程度 RCIC を継続運転しているが、その際には以下の対応を実施している。

- ・バッテリー節約のため、監視計器や制御盤、計算機について、監視及び運転制御に最低限必要な設備を除き、負荷の切り離しを実施
- ・監視計器については、A 系 B 系と二重化されていることから片系ずつ使用しバッテリー消費量の低減を図った
- ・中央制御室の非常灯や時計の切り離しや、別室の蛍光灯を抜くなども実施

なお、今回の申請において、所内常設蓄電式直流電源設備を整備することにより、中央制御室等において簡易な操作で負荷の切り離しを行うことで 8 時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり、必要な電力を供給することとしている。

また、福島第一原子力発電所 2 号炉の原子炉隔離時冷却系がサプレッションプールを水源として 2 日以上（平成 23 年 3 月 12 日 5 時から 14 日 9 時頃）運転していたと考えられており、平成 23 年 3 月 14 日 7 時に計測されたサプレッションプールの温度は 146℃であったことから、原子炉隔離時冷却系は、サプレッションプールの温度が 100℃を超える温度にあった場合においても運転を継続できる可能性があると考えられる。

以上

表3 RCIC 継続運転への影響評価

RCIC 継続運転を阻害する事象		評価
S/P 水温 上昇	S/P 水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの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考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は CST であり、自動で S/P に水源が切り替わることはないため、S/P 水温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。事象発生後 8 時間の間に原子炉注水のために必要となる水量は約 400m ³ であり、水源が枯渇することはない。また、S/P からの吸い込みを仮定した場合、8 時間後の S/P 水温は約 90℃ となる。この時の RCIC ポンプの有効 NPSH は約 <input type="text"/> m であり、RCIC ポンプの必要 NPSH <input type="text"/> m を上回っているため、キャビテーションは発生しない。また、RCIC タービンスラスト軸受についても、潤滑油上限値 (<input type="text"/> ℃) を満足する冷却水入口温度は約 <input type="text"/> ℃ 以下であるため、問題ない。また、ポンプ軸受については、上限温度が <input type="text"/> ℃ であるため、ベアリング温度上昇を考慮しても問題はない。
S/C 圧力 上昇	RCIC タービン保護のため、排気管の圧力 294kPa (gage) にて RCIC タービントリップのインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SB0 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から 8 時間後の S/C 圧力は約 55 kPa (gage) であり、294kPa (gage) を下回っている。従って、S/C 圧力上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。
RCIC 室 温上昇	RCIC の機器設計において想定している環境の最高温度は 66℃ である。SB0 では換気空調系が停止するため、RCIC 室温が最高温度を超える可能性が考えられる。	SB0 により換気空調系が停止した後の RCIC 室温を評価したところ、8 時間後で約 56℃ であり、66℃ を下回る結果となった。RCIC の機器設計において想定している最高温度を下回るため、RCIC 室温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。
中央制御 室温上昇	環境条件として想定している中央制御室温の最高温度は 40℃ である。SB0 では換気空調系が停止するため、中央制御室温が最高温度を超える可能性が考えられる。	SB0 により換気空調系が停止した後の中央制御室温を評価した結果、電源盤の熱負荷を考慮した場合においても 8 時間後で約 38℃ であり、40℃ を下回る結果となった。従って、中央制御室温上昇によって RCIC 継続運転は阻害されない。

別紙 1.1.1.h-2-7

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表4 バッテリー機能喪失時の RCIC 運転状態

機能喪失時の状態	機能喪失後の状態
RCIC 運転中	炉圧が高い場合、蒸気加減弁が全開となるためオーバースピードトリップするが、炉圧が低い場合には、全開状態でもトリップしない可能性がある
RCIC 停止中	RCIC 系は停止のまま
RCIC 起動中	注入弁、タービン止め弁が全開の場合には(1)と同じとなるが、中間開度で停止した場合、トリップしない可能性がある
RCIC 強制トリップ後	トリップ状態を維持する

表5 RCIC 運転に必要な負荷リスト

負荷名称	台数	容量 (kW)	備考
RCIC 真空ポンプ	1	3.7	連続運転 (8 時間)
RCIC 復水ポンプ	1	3.7	連続運転 (8 時間)
RCIC 注入弁	1	2.97	1 分間
RCIC タービン止め弁	1	1.92	1 分間
RCIC ポンプミニマムフロー弁	1	0.9	1 分間
RCIC 冷却水ライン止め弁	1	0.45	1 分間
計		13.64	

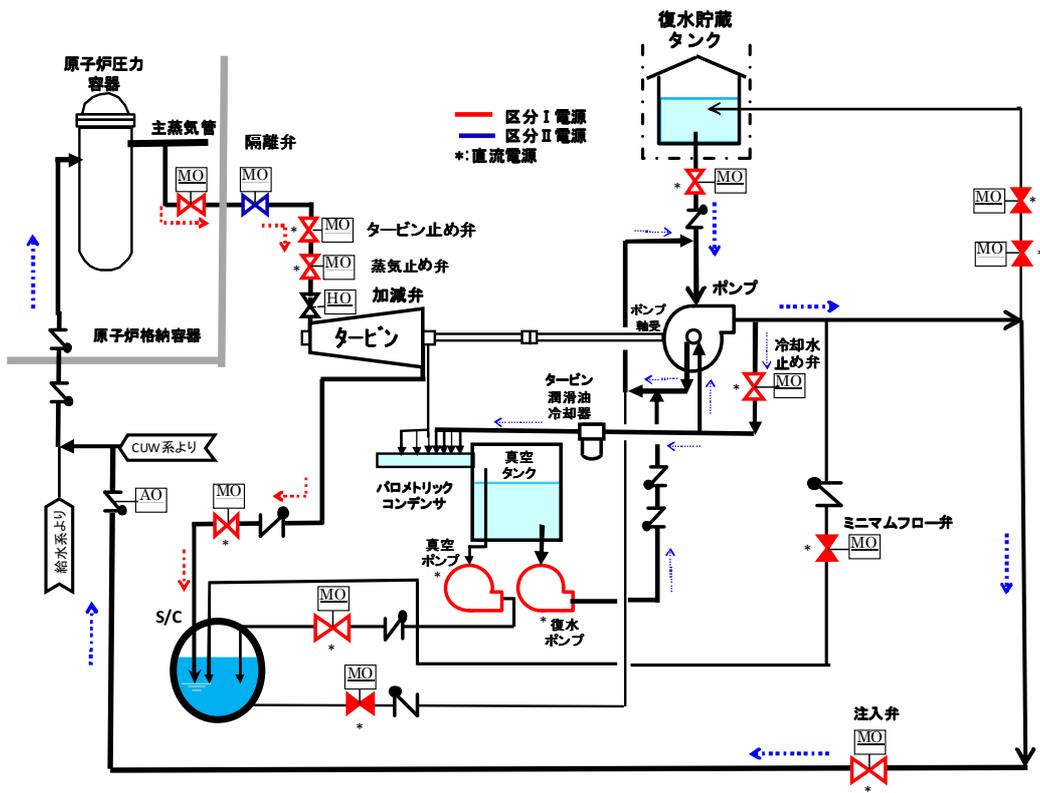


図1 RCIC 系統概要図



図2 RCIC 配置

枠囲みの内容は核物質防護に係わる情報のため、公開できません。

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

表1に起因事象別の炉心損傷頻度と主要シーケンスを，表2に事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要シーケンスを示す。

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，図1及び図2にイベントツリーを示す。

なお， RiskSpectrum®PSAでは，各緩和機能の喪失に至るミニマルカットセット毎に炉心損傷頻度が算出され，それらの組み合わせを積算することで各事故シーケンスの定量計算を実施している。各カットセットを対象とした計算では，着目するヘディングより前のヘディングで発生している基事象を前提条件に当該ヘディングの分岐確率が設定され，計算結果に反映される。このため，事故シーケンスとしての炉心損傷頻度が直接算出可能である一方，共通的な基事象が各ヘディングの分岐確率に及ぼす影響を個別に確認することはできない。このため，図1及び図2に示すイベントツリーの分岐確率は，アウトプットからの逆算等により算出した値を記載している。

以上

表 1 起因事象別の炉心損傷頻度と主要シーケンス

起因事象	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス (E T上のシーケンス番号)
非隔離事象	2.9E-05	非隔離事象+除熱失敗 (①)
隔離事象	4.7E-06	隔離事象+除熱失敗
全給水喪失	1.7E-06	全給水喪失+除熱失敗
水位低下事象	4.7E-06	水位低下事象+除熱失敗
RPS 誤動作等	9.5E-06	RPS 誤動作等+除熱失敗 (②)
外部電源喪失	8.2E-07	外部電源喪失+除熱失敗
S/R 弁誤開放	1.7E-07	S/R 弁誤開放+除熱失敗
小 LOCA	5.2E-08	小 LOCA+除熱失敗
中 LOCA	3.4E-08	中 LOCA+除熱失敗
大 LOCA	3.4E-09	大 LOCA+除熱失敗
原子炉補機 冷却系故障	区分Ⅰ	1.5E-08 原子炉補機冷却系 A 系故障 + 除熱失敗
	区分Ⅱ	9.5E-07 原子炉補機冷却系 B 系故障 + 除熱失敗
交流電源 故障	区分Ⅰ	4.2E-09 交流電源 C 系故障+除熱失敗
	区分Ⅱ	2.0E-07 交流電源 D 系故障+除熱失敗
直流電源 故障	区分Ⅰ	8.0E-09 直流電源 A 系故障+除熱失敗
	区分Ⅱ	3.7E-07 直流電源 B 系故障+除熱失敗
タービン・ サポート系故障	1.2E-07	タービン・サポート系故障 + 除熱失敗
通常停止	2.7E-06	通常停止+除熱失敗
ISLOCA	5.1E-09	ISLOCA

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 (E T上のシーケンス番号)
TQUX	1.9E-07	非隔離事象＋高圧注水失敗＋減圧失敗 (③)
TQUV	2.9E-11	S/R 弁誤開放＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗
TW	5.5E-05	非隔離事象＋除熱失敗 (①)
TB	6.1E-11	外部電源喪失＋非常用 D/G 失敗＋HPCS 失敗
TBU	1.3E-12	外部電源喪失＋非常用 D/G 失敗 ＋HPCS 失敗＋RCIC 失敗
TBP	9.3E-13	外部電源喪失＋非常用 D/G 失敗 ＋S/R 弁再閉失敗＋HPCS 失敗
TBD	4.5E-12	外部電源喪失＋直流電源確保失敗＋HPCS 失敗
AE	4.2E-14	大 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗
S1E	3.3E-12	中 LOCA＋高圧注水失敗＋減圧失敗
S2E	5.5E-14	小 LOCA＋高圧注水失敗＋減圧失敗
ISLOCA	2.4E-09	ISLOCA
TC	3.9E-09	非隔離事象＋スクラム失敗

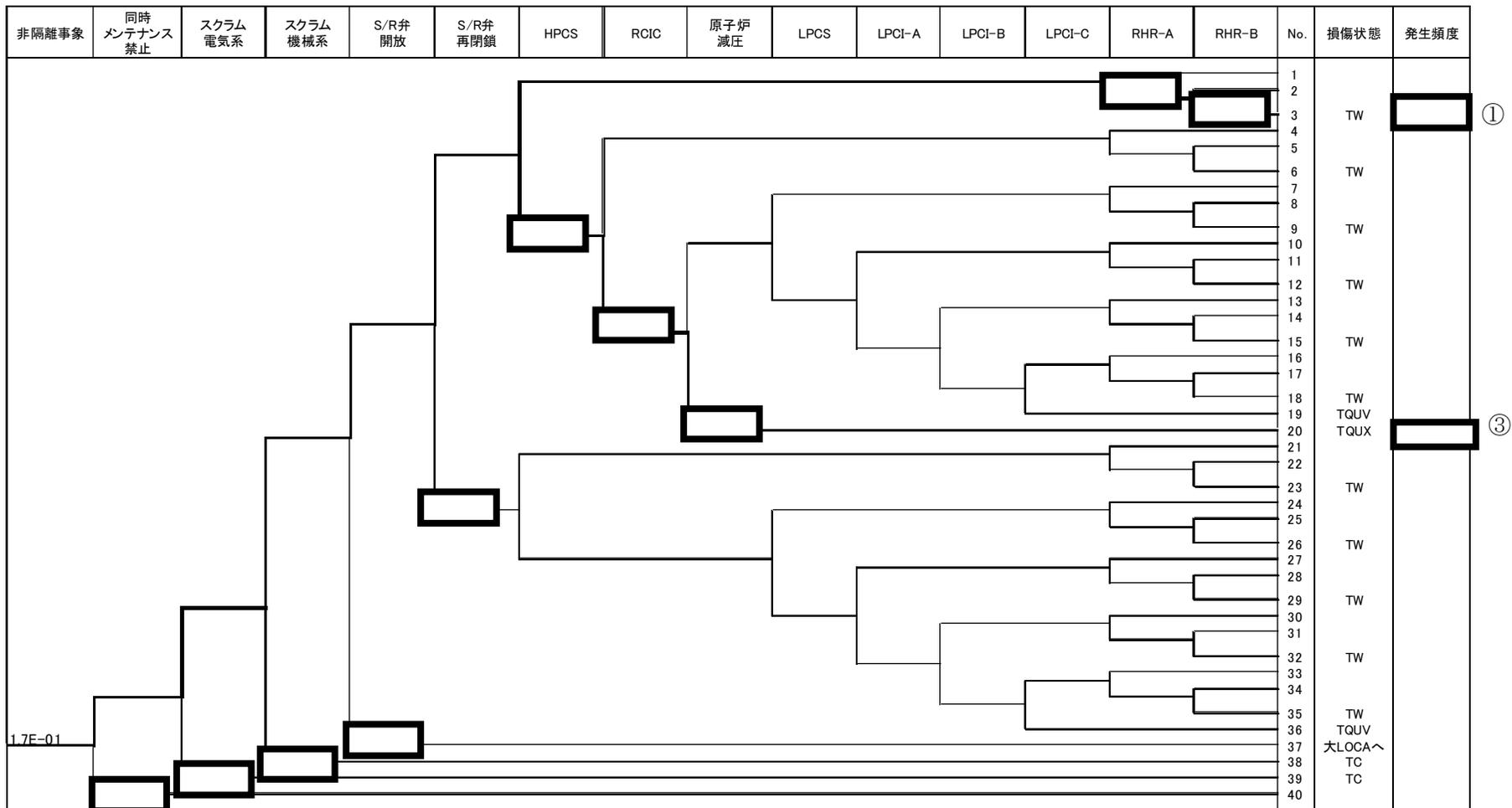


図1 非隔離事象に対するイベントツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

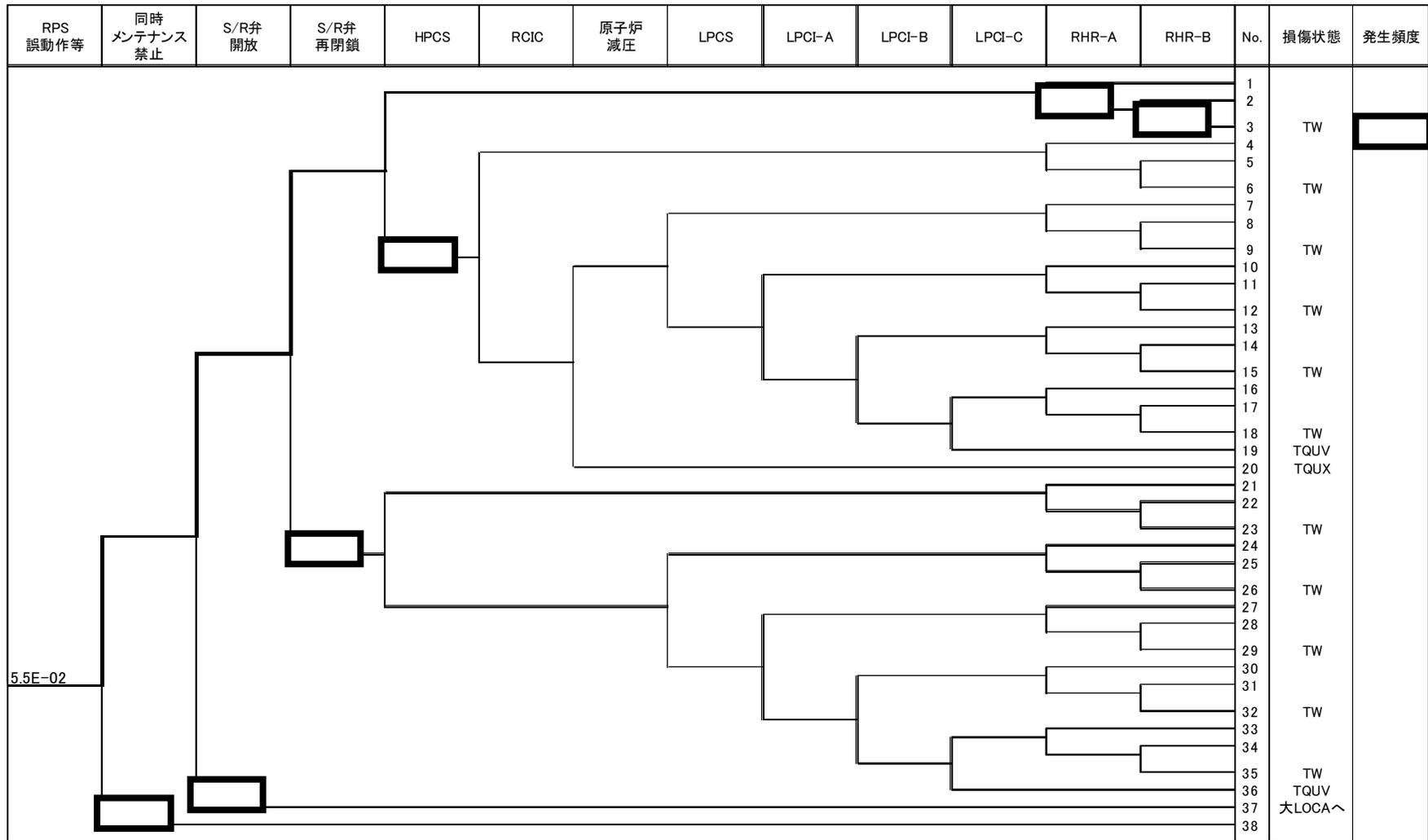


図2 RPS 誤動作等に対するイベントツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

不確実さ解析における計算回数について

本評価では、モンテカルロ法の試行回数を [] として不確実さ解析を行っている。モンテカルロ法による不確実さ解析のイメージを図 1 に示す。

モンテカルロ法の試行回数の増加に伴う評価値の遷移により、評価結果の収束について確認を行った結果を図 2 に示す。これにより、試行回数 [] で各統計量は十分収束していると考えられる。

以上

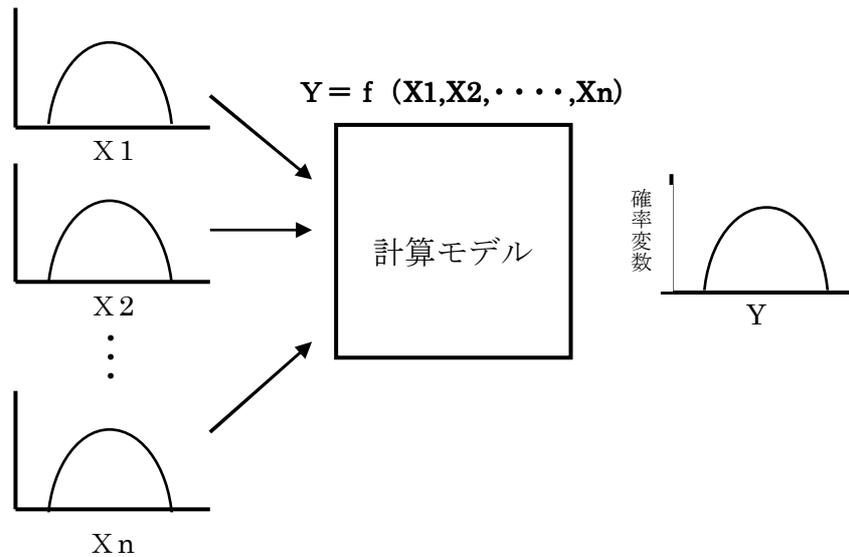


図 1 不確実さ解析（イメージ図）



図 2 不確実さ解析結果の推移

[] 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

1.1.2 停止時 PRA

停止時 PRA は、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2010）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第 1.1.2-1 図に示す。

1.1.2.a. 対象プラント

①対象とするプラントの説明

(1)プラント情報の収集・分析

内部事象停止時レベル1PRA実施にあたり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転・保守管理の情報をPRAの目的に応じて調査・収集した。

－PRA実施にあ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)

－定量化にあたり必要とされる情報(機器故障、起因事象発生に関する運転経験等)

本プラントについて入手した図書類を、第1.1.2.a-1表に示す。

以下に本プラントの基本仕様を示す。

- ・出力
 - － 熱出力 2,436MWt
 - － 電気出力 825MWe
- ・プラント型式
 - － 沸騰水型BWR-5
- ・格納容器型式
 - － 圧力抑制形（マーク I 改良型）

以下に、停止時レベル1PRAにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

a. 主要な設備の構成・特性

本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な安全系

統により構成される。第1.1.2.a-1図に本プラントの主要設備の概要を示す。また、第1.1.2.a-1表に期待する主な系統を、第1.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統

本プラントの停止時PRAでは、プラント運転中と停止・起動過程を除いた主復水器の真空破壊から制御棒の引き抜き開始までが評価対象期間である。また、反応度投入事象を起因事象から除外したことから、原子炉停止に関する系統（スクラム系、ほう酸水注入系）はモデル化していない。

(b) 原子炉冷却に関する系統（第1.1.1.a-4図）

本評価で対象とする原子炉冷却に関する系統は、熱除去機能を持つ残留熱除去系と注水機能を持つ高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、低圧炉心注入系、復水補給水系としている。

1) 残留熱除去系（RHR）（第1.1.1.a-8図）

残留熱除去系は、ポンプ3台、熱交換器2基からなり、原子炉停止後の崩壊熱を、原子炉から除去する。

原子炉停止時には、冷却材は原子炉再循環ポンプ入口側から残留熱除去系のポンプ及び熱交換器を経て原子炉再循環ポンプ出口側に戻され、炉心を冷却する。

2) 非常用炉心冷却系（ECCS）（第1.1.1.a-1図）

原子炉停止時には、自動信号に期待できず、運転員の手動操作により、非常用炉心冷却系（高圧炉心スプレイ系（HPCS）、低圧炉心スプレイ系（LPCS）、低圧炉心注水系（LPCI））を起動し原子炉へ注水して炉心を冷却する。系統構成等については運転時と同じである。

3) 復水補給水系（MUWC）

復水補給水系は、ポンプ3台、復水貯蔵タンク1基、配管及び弁類で構成される。本系統は、定期点検時には通常使用する系統であり、残留熱除去系の注水配管等を経由し原子炉への注水が可能である。

なお、熱除去機能を持つ以下の系統については本評価では評価対象外とした。

- ・燃料プール冷却浄化系（FPC）

燃料プール冷却浄化系は、ポンプ、熱交換器、ろ過脱塩器等で構成され、使用済燃料からの崩壊熱を除去するとともに、燃料プール水を浄化する系統である。本系統は、原子炉ウェルと燃料プールを仕切るプールゲートを閉じた時点で、炉心から取り出した燃料1回分取替量から発生する崩壊熱及びそれ以前の使用済燃料から発生する崩壊熱に対し、冷却可能な設計としている。

本評価においては、本系統により原子炉停止後の崩壊熱を原子炉から除去することに期待できるのは、原子炉ウェル満水の一部期間のみであることから期待していない。

- ・原子炉冷却材浄化系（CUW）

原子炉冷却材浄化系は、ポンプ、再生熱交換器、非再生熱交換器、ろ過脱塩器等で構成され、原子炉一次系内の不純物を除去して炉水の水質を維持する。本系統は、原子炉の熱除去を行う補助機能を有するが、冷却能力が小さいため、本評価においては期待していない。

(c) 安全機能のサポート機能に関する系統

原子炉停止時の補機冷却は、淡水ループ、海水系からなる原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系により原子炉建物内の機器を冷却する。また、電源は起動変圧器を通して受電する。

異常時には、以下の系統により補機の冷却、電源の供給を行う。

1) 補機冷却系

低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機は原子炉補機冷却水系で冷却され、原子炉補機冷却水系は原子炉補機冷却海水系で冷却される。また、高圧炉心スプレイ系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機は、高圧炉心スプレイ補機冷却系で冷却され、高圧炉心スプレイ補機冷却系は高圧炉心スプレイ補機冷却海水系で冷却される。

なお、本評価では原子炉補機冷却系のタイラインによるサポート系の融通については期待していない。（別紙1.1.2.a-1）

2) 電源系

原子炉の停止中は、起動変圧器を通して、所内電源を受電する。非常用高圧母線が停電した場合には、非常用高圧母線に接続された負荷は、動力用変圧器及び非常用低圧母線に接続されるモータコントロールセンタを除いて全て遮断される。ディーゼル発電機が自動起動し、非常用高圧母線に接続され原子炉の停止に必要な負荷が自動的に投入される。

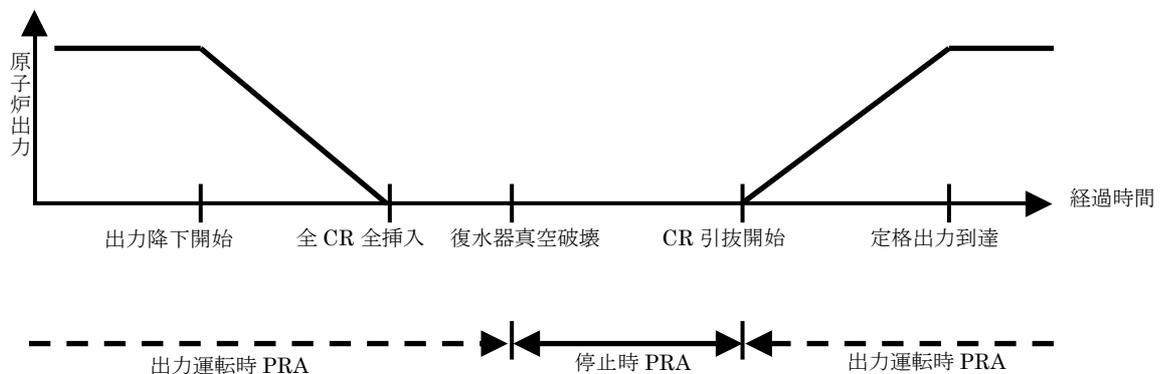
直流電源設備は、非常用所内電源として所内用125V 2系統、高圧炉心スプレイ系用125V 1系統が設けられている。

第1.1.1.a-10図に本プラントの所内単線結線図を、第1.1.1.a-9図に原子炉補機冷却水設備系統概要図を示す。

②停止時のプラント状態の推移

(1) 評価対象期間の設定

停止時における評価対象期間については、日本原子力学会標準に準拠して、起因事象及び緩和設備の状態が大きく変化することを考慮し、下図に示すように、原子炉停止過程における「復水器真空破壊」の時点から原子炉起動過程における「制御棒（CR）引抜開始」の時点までの期間とした。



(2) 停止時プラント状態の推移

プラント状態の変化に伴って崩壊熱除去などに対する成功基準，余裕時間，及び使用可能な設備の組み合わせが変化することを考慮し，定期検査工程を以下のプラント状態に分類した。

- ・原子炉冷温停止への移行状態 (S)
- ・PCV/RPV開放への移行状態 (A)
- ・原子炉ウェル満水状態 (B)
- ・PCV/RPV閉鎖への移行状態 (C)
- ・起動準備状態 (D)

これらのプラント状態を，状態毎のプラントの主要パラメータとともに第1.1.2. a-2図に示す。

(3) 評価対象とする定期検査工程

評価対象とする定期検査工程としては，過去の運転実績を代表するものとして必要であるため，以下の手順に従って実定期検査工程を選定し，評価対象工程を選定した。

- ・燃料の全数取出期間中は炉心に燃料が存在せず，炉心損傷は発生しないため全数取出を行う工程は評価対象外とし，燃料の部分取出を行っている工程を選定する。
- ・トラブル等により長期定期検査となった定期検査工程を除き，至近の一般的な定期検査工程を選定する。

女川2号炉の至近の定期検査における，工程継続期間の比較結果を第1.1.2. a-2表に示す。この結果，部分取出を行っており，最も至近の定期検査工程である第4回定期検査を選定した。（別紙1.1.2. a-2）

③プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では，以下のように状態が変化する。

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

このため、プラント状態について、原子炉冷却材のインベントリー（水位）、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、分類を行った。（別紙1.1.2.a-3）

(2) プラント状態分類の分類結果

(1)の考え方に従い、②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態(以降、POS : Plant Operational State)に分類した。POSの分類及び使用可能な緩和設備を第1.1.2.a-3図に示す。各POSについて、以下に概説する。

a. 原子炉冷温停止への移行状態 : POS-S

プラント停止直後は、停止時冷却モード運転中の残留熱除去系 1 系統のほか、残りの残留熱除去系 1 系統が待機状態にある。

主復水器の真空破壊から RPV 開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉冷温停止への移行状態(S)として分類する。この期間としては、24 時間(1 日)を設定する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、原子炉開放作業期間の初日が該当する。

b. PCV/RPV 解放への移行状態 : POS-A

PCV/RPV の開放作業開始から原子炉ウエルの水張りまでの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内のインベントリー(水位)も運転中と大きく変わらないことから、この期間を POS-A として分類する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、原子炉開放作業期間の 2 日目～5 日目(4 日間)が該当する。

また、POS-A の期間 4 日間のうち、前半の 2 日間と後半の 2 日間で主要緩和系統の多くが待機状態から待機除外状態に変わるため、A1 と A2 の 2 つのプラント状態に分類する。

c. 原子炉ウェル満水状態：POS-B

RPV 開放完了から RPV 閉鎖開始までの期間は、原子炉ウェルが満水の状態にある。この期間は、原子炉内のインベントリー(水位)が多く、崩壊熱を除去しているシステムが機能喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間に上昇することは無いという特徴があることから、この期間を POS-B として分類する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、燃料移動作業期間(2 日間)、LPRM 取替作業期間(3 日間)、CRD 点検作業期間(6 日間)、燃料装荷作業期間(5 日間)、炉心確認・CRD ベント機能試験期間(5 日間)、の合計 21 日間が該当する。

また、POS-B の期間 21 日間のうち、前半の 16 日間は区分Ⅰによる崩壊熱除去が行われているが、後半の 5 日間は区分Ⅱによる崩壊熱除去に切り替わるため、B1 と B2 の 2 つのプラント状態に分類する。

d. PCV/RPV 閉鎖への移行状態：POS-C

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は、設備の保守点検は継続中であるが、原子炉内のインベントリー(水位)は運転中とほぼ同じであることから、この期間を POS-C として分類する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、原子炉復旧作業期間(5 日間)、RPV 漏洩試験作業期間(2 日間)、PCV 復旧作業期間(6 日間)、PCV 漏洩試験作業期間(2 日間)、の合計 15 日間が該当する。

POS-C の期間 15 日間のうち、前半の 13 日間は主要緩和系統の運転状態はプラント状態 B2 と大きな違いは無いが、後半の 2 日間では多くの緩和系統が待機除外状態から待機状態へ復帰するため、C1 と C2 の 2 つのプラント状態に分類する。

e. 起動準備状態：POS-D

PCV/RPV 閉鎖が終了後、プラントの再起動までに設備の機能確認などの起

動準備が実施される。この期間中は、設備の保守点検が終了しており、タービン駆動の注水系を除き、緩和設備の多くが待機状態となっており、この期間を POS-D として分類する。

なお、定期検査工程の主要作業期間としては、起動前試験作業期間(4日間)、系統構成作業期間(2日間)、の合計6日間が該当する。

1.1.2.b. 起回事象

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

①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1)起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象を以下の手法から検討し、選定を行った。

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

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

b. マスターロジックダイアグラムに基づく分析

マスターロジックダイアグラムを用いて起回事象の同定を行った。分析結果について第1.1.2.b-1図に示す。

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

「燃料の熱的損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不能」が考えられる。「燃料の過出力」をもたらす事象として、「反応度投入事象」が考えられる。一方、「燃料の冷却不能」をもたらす事象としては、「原子炉冷却材の流出」及び「崩壊熱除去の失敗」が考えられる。前者の「原

子炉冷却材の流出」をもたらす事象として、「配管破断LOCA」, 「ISLOCA」及び「停止時特有のLOCA」が考えられる。このうち「配管破断LOCA」及び「ISLOCA」については、プラント停止中に原子炉圧力が大気圧状態に置かれている状態では発生の可能性が極めて低いと考えられる。後者の「崩壊熱除去の失敗」をもたらす事象としては、「RHRフロントライン系機能喪失」事象、「RHRサポート系機能喪失」事象及び「外部電源喪失」事象が考えられるため、これらも炉心損傷に至る起因事象として考慮する。

「停止時特有のLOCA」の要因は様々考えられるが、定期検査工程の作業時において人的過誤が要因となって冷却材流出が発生する確率が、機械的な故障が発生する確率よりも高いと考えられることから、人的過誤により発生しうる冷却材流出(LOCA)を評価対象とする。定期検査工程中に人的過誤が要因となりLOCAが発生すると考えられる作業としては、RHR切替作業、CRD交換作業、LPRM交換作業、CUWブロー作業の4つが挙げられる。

c. 国内外での既往のPRAによる知見の活用

既往のPRAで選定された起因事象について調査を実施した。調査結果について第1.1.2.b-1表に示す。なお、女川2号炉における過去のトラブル事例はない。

(2) 同定した起因事象の除外

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

a. インターフェイスシステムLOCA

この事象は、原子炉圧力容器に接続する配管の高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスにおいて、隔離機能が喪失することによって、低圧設計部分に設計圧を超える圧力がかかり機器破損を起し、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。停止時PRAの評価対象範囲においては、長時間にわたり原子炉圧力容器が開放されている。また、原子炉圧力容

器が開放されていない期間においても、原子炉冷却材バウンダリ漏洩検査時を除いて、原子炉圧力が高圧になることはない。検査時には、検査の性格上、原子炉冷却材バウンダリを構成する隔離弁を閉鎖し加圧すること、またその場合、現場での監視がなされていることから、隔離弁の多重故障を伴わないと発生しないインターフェイスシステム LOCA が発生する可能性は非常に小さい。さらに、検査時において原子炉が高圧に保持される期間は数時間程度と短い期間である。出力運転時 PRA におけるインターフェイスシステム LOCA の発生頻度が非常に小さいことを考え合わせ、本評価では、この期間におけるインターフェイスシステム LOCA の発生頻度を起因事象から除外した。

b. 配管破断によるLOCA

停止時においては、出力運転時と異なり原子炉冷却材バウンダリの内部にある冷却材の圧力が低いことから、出力運転時の圧力で設計されている原子炉冷却材圧力バウンダリの配管が破断することによる冷却材流出の発生率は十分小さいと考えられる。

なお、停止時PRAが対象とする定期検査期間においては、配管破断の発生確率は出力運転時の配管破断の年間発生確率に比べて、小さくなると考えられるため、本評価では、停止期間中の配管破断に起因する冷却材流出事象を起因事象から除外した。

c. 反応度投入事象

プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、厳格な管理等により、制御棒駆動機構の点検等を行う場合でも1体毎にしか行えない。また万一、制御棒が誤引抜された場合でも、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、燃料に破損が生じたとしても、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らないため、起因事象から除外した。

なお、近年、BWRにおいて停止中に制御棒が誤って引き抜けた事象が発生したが、これを受けて、ノンリターン運転時のHCU隔離を行わない等の実効的な再発防止策がとられ、同様の事象発生は防止されている。（別紙1.1.2.b-1）

d. 燃料集合体の落下事象

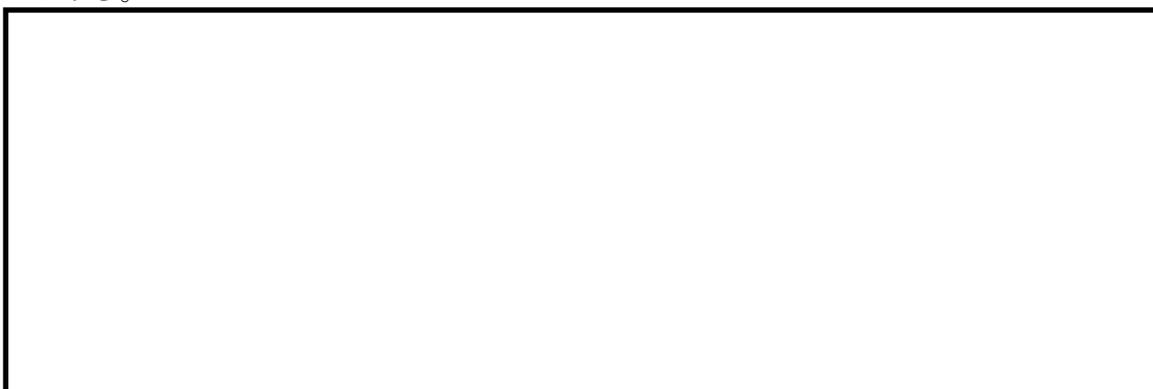
燃料取扱設備は、燃料集合体の総重量を十分上回る重量に耐えることのできる強度に設計されている。また、燃料つかみ具のワイヤの二重化等、設計上の配慮を多重に設けており、燃料取替中に、使用済燃料集合体が脱落、落下する可能性は非常に小さいと考えられる。

また、燃料集合体の落下事故による、核分裂生成物の放出量及び線量当量の評価が行われており、本事故による周辺の公衆に与える放射線被ばくリスクは十分に小さいと考えられる。

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

e. RHR 運転中の LOCA

本事象は、RHR 停止時冷却モードで運転中の RHR から冷却材が流出する事象である。



従って、本評価では、RHR 運転中の LOCA は RHR 切替時の LOCA で代表できるとし起因事象から除外した。（別紙 1. 1. 2. b-2）

(3) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化するには、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり、同一

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起因事象であるため、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起因事象をグループ化することとしている。

評価対象とする起因事象のうち、RHR サポート系機能喪失と外部電源喪失については、起因事象従属性を有する起因事象であり、他の起因事象と同一のグループとしない。また、停止時特有の LOCA についても、各々成功基準が異なると考えられることから、他の起因事象と同一のグループとしない。したがって、同定した起因事象については、それぞれ単独で炉心損傷の評価を実施することとしグループ化はしない。

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象は以下の 7 事象とした。プラント状態との対応を第 1. 1. 2. b-2 表に示す。

- ・ RHR フロントライン系機能喪失

RHR フロントライン系の弁やポンプの故障により RHR フロントライン系が機能喪失する事象。

- ・ RHR サポート系機能喪失

RHR サポート系の弁やポンプの故障により、RHR サポート系が機能喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・ 外部電源喪失

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

- ・ RHR 切替時の LOCA

RHR 切替作業を実施する前に、誤ってミニマムフロー弁を開状態としたことで S/C への流出経路が生じてしまい、冷却材の流出が発生する事象。(別紙 1. 1. 2. b-3)

- ・ CUW ブロー時の LOCA

原子炉水の排水が終了後、CUW ブローライン流量調節弁と CUW ブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより、冷却材の流出が発生する事象。

- ・ CRD 交換時の LOCA

CRD の交換作業時に冷却材の流出が発生する事象。

- ・ LPRM 交換時の LOCA

LPRM の交換作業時に冷却材の流出が発生する事象。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、次のa. からc. の手法を用いて算出した。

なお、運転実績には利用可能なデータである平成20年度（平成21年3月）までのデータを用いた。

a. 出力時及び停止時の運転実績より算出

外部電源喪失の発生頻度は、出力時及び停止時の運転経験から得られた発生件数と運転期間(暦日及び総定期検査日数)を用いて算出した。外部電源喪失事象は出力運転時PRAで評価した3件と停止時特有の外部電源喪失事象1件の発生実績がある。

- ・ 外部電源喪失の発生頻度

$$=3/706.1/365.25+1/70,822$$

$$=2.58 \times 10^{-5} (\text{/日})$$

706.1 : 暦年

70,822 : 総定期検査日数

b. 停止時の運転実績より算出

RHRフロントライン系機能喪失及びRHRサポート系機能喪失の発生頻度は、停止時のプラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と総定期検査日数を用いて算出した。RHRフロントライン系機能喪失事象は4件の発生実績があるが、RHRサポート系機能喪失事象は発生実績は無く、発生件数を0.5件として評価した。

- ・ RHRフロントライン系機能喪失の発生頻度

$$=4/70,822$$

$$=5.65 \times 10^{-5} (\text{/日})$$

70,822 : 総定期検査日数

- ・ RHRサポート系機能喪失の発生頻度

$$=0.5/70,822$$

$$=7.06 \times 10^{-6} (\text{/日})$$

70,822 : 総定期検査日数

c. システム解析により算出

次の4つの起因事象については、発生実績が0件である上に運転実績がb.の起因事象に比べても極めて少なくなり、発生件数を0.5件と仮定すると過度に保守的な評価となる。したがって、システム評価による評価を実施した。

(別紙 1.1.2. b-4)

- ・ RHR 切替時の LOCA
- ・ CRD 交換時の LOCA
- ・ LPRM 交換時の LOCA
- ・ CUW ブロー時の LOCA

(a) RHR切替時のLOCA

定期検査中に RHR 切替作業を実施する前に、誤ってミニマムフロー弁を開状態としたことで S/C への流出経路が生じてしまい、冷却材の流出が発生させるものである。

ミニマムフロー弁の閉め忘れあるいはミニマムフロー弁の自動信号の隔離失敗により、RHR 切替時の冷却材流出が発生する。この人的過誤確率を算出し、RHR 切替時の LOCA の発生頻度を $2.4E-4$ (/回) と評価した。

(b) CUWブロー時のLOCA

CUW ブロー時の LOCA は、原子炉水の排水が終了後、CUW ブローライン流量調節弁と CUW ブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより発生するものである。

CUW ブローライン流量調節弁と CUW ブローライン出口弁、両方の弁の閉め

忘れにより発生する人的過誤確率を算出し、CUW ブロー時の LOCA の発生頻度を $8.1E-5$ (／回) と評価した。

(c) CRD交換時のLOCA

通常、制御棒駆動機構フランジに支えられているCRD本体は、原子炉压力容器に溶接されている制御棒駆動機構ハウジングに取り付けられている。また、制御棒とカップリング状態にある。

CRD の交換作業において、冷却材流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを作成し、発生頻度を $5.5E-6$ (／定期検査) と評価した。

(d) LPRM交換時のLOCA

LPRM の交換作業において、冷却材流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを作成し、発生頻度を $3.3E-6$ (／定期検査) と評価した。

以上のとおり評価した各起因事象の発生頻度について第1.1.2.b-3表に、炉心損傷頻度評価で用いる滞在時間を考慮したプラント状態別の起因事象発生頻度を第1.1.2.b-4表に整理する。

1.1.2.c. 成功基準

既往のPRAや熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

①成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

有効燃料長頂部が露出した状態とする。(別紙1.1.2.c-1)

(2) 起因事象ごとの成功基準

a. 崩壊熱及び冷却材蒸発量の評価

発生する崩壊熱については、学会標準で使用が認められている May-Witt の

式を用いて評価した。

崩壊熱の評価結果を第 1.1.2. c-1 表及び第 1.1.2. c-1 図に示す。また、崩壊熱から算出した冷却材蒸発量の評価結果を第 1.1.2. c-2 図に示す。

b. 起回事象「RHRフロントライン系機能喪失」、「RHRサポート系機能喪失」、「外部電源喪失」の成功基準

起回事象「RHRフロントライン系機能喪失」、「RHRサポート系機能喪失」、「外部電源喪失」に対してRHR 1系統の除熱能力（事故時約26.9MWt）が、a. で算出した崩壊熱発生量を上回ることから、停止時の評価対象期間を通して、RHR 1系統は崩壊熱除去のための十分な除熱能力があると考えられる。

なお、ウェル満水の期間内でのみ除熱機能が期待できる燃料プール冷却浄化系の除熱能力（4.8MWt）は、ウェル満水の後半5日間にのみ期待出来るが、期間が短いことから、本評価では保守的に燃料プール冷却浄化系に期待しない。

また、注水機能を持つ緩和設備である HPCS, LPCS, LPCI, MUWC に対して、この中で最も注水能力が低い MUWC (100m³/h) についても全期間において崩壊熱による冷却材蒸発量を上回っており、停止時の評価対象期間において十分な注水能力を有していると判断できる。

c. 起回事象「停止時特有のLOCA」の成功基準

各LOCA事象の冷却材流出量と緩和設備の注水能力を比較し、流出量を補うだけの注水が可能な系統を成功基準とする。

HPCS, LPCS, LPCIについては、全ての「停止時特有のLOCA」の起回事象、「RHR切替時のLOCA」、「LPRM交換時のLOCA」、「CRD交換時のLOCA」、「CUWブロー時のLOCA」に対して、十分な炉心注水能力がある。また、MUWCについては、「RHR切替時のLOCA」、「LPRM交換時のLOCA」に対して十分な炉心注水能力がある。

緩和設備の点検状況を考慮して、各起回事象及び各プラント状態における成功基準を第1.1.2. c-2表に示す。（別紙1.1.2. c-2）

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

(a) 除熱系緩和設備作動に対する余裕時間

原子炉冷却材が限界温度になるまでに、除熱系緩和設備（RHR-A, B）の作動が必要となる。

限界温度になるまでの余裕時間 t_{M1} は、以下の式を用いて計算する。

$$t_{M1} = \frac{\Delta T \times M_I \times C}{Q_D}$$

ここで、 t_{M1} : 冷却材温度上昇時の余裕時間 (sec)

ΔT : 差温(限界温度－初期温度[50℃]) (℃)

M_I : 保有水量 (g)

C : 比熱 (J/g・℃)

Q_D : 崩壊熱量 (W=J/sec)

である。

なお、限界温度はウエル満水の POS-B1, B2 で、使用済燃料プールの最高使用温度 65℃、それ以外の POS で水の沸騰温度 100℃としている。(別紙 1.1.2.c-3)

(b) 注水系緩和設備作動に対する余裕時間（崩壊熱除去時）

原子炉水位が燃料有効長頂部（TAF）に到達するまでに、注水系緩和設備（HPCS, LPCS, LPCI, MUWC）の作動が必要となる。

TAF に到達するまでの余裕時間 t_{M2} は、以下の式を用いて計算する。

$$t_{M2} = t_{M1} + \frac{M_V \times H_V}{Q_D}$$

ここで、 t_{M2} : 冷却材蒸発時の余裕時間 (sec)

M_V : 蒸発水量 (g)

H_V : 蒸発潜熱 (J/g)

Q_D : 崩壊熱量 (W=J/sec)

である。

なお、原子炉ウェル満水時には使用済燃料プールの最高使用温度 65°C から 100°C に温度上昇するのに必要な時間が加算されている。

(c) 注水系緩和設備作動に対する余裕時間 (LOCA時)

原子炉冷却材の流出を伴う起因事象では、余裕時間は冷却材流出により原子炉水位が TAF に到達するまでの時間である。

各冷却材流出事象の余裕時間が異なるが、本評価では、全ての冷却材流出事象に対して保守的に注水系緩和設備作動までの余裕時間を 0.5 時間とする。(別紙 1.1.2. c-4)

以上より、対処設備作動までの余裕時間は第1.1.2. c-3表にまとめる。

b. 使命時間

事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、プラントを安定な状態とすることが可能な時間として使命時間を24時間と設定した。

(4) 熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性

本評価において、熱水力解析等は実施していない。

1.1.2. d. 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、起因事象の発生並びに各種安全機能喪失の組合せのことである。

① イベントツリー

成功基準に基づいて、各起因事象の炉心損傷防止のために必要な緩和設備または緩和操作を考慮し、起因事象ごとに事故シーケンスを展開した。各起因事象のイベントツリーの概要を第 1.1.2. d-1~3 図に示す。イベントツリーについては別添 1.1.2 に示す。

なお、炉心損傷シーケンスグループの分類については 1.1.2. h 項に示す。

1.1.2. e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析を行う。本項目では、起因事象ごとに作成されたイベントツリーのヘディングに対応した緩和システムについて、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構築した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステム毎に概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.2. e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.2. e-2表に示す。

なお、プラント停止時は、原子炉は冷温停止状態にあること、余裕時間が運転中に比べ長くなる等の停止時特有の特徴を考慮し、システム信頼性の評価においては下記のa.～d.を仮定している。

a. 信号

機器の自動起動に対する信号系は点検などにより期待できないことも考えられるため、ポンプや電動弁等については、自動起動信号はモデル化せず、手動操作のみモデル化する。なお、待機中の非常用D/Gについては、定期検査中においても自動起動できる状態で待機しているため、自動起動信号および手動操作をモデル化する。

b. ポンプ室空調機

運転時と同様にポンプ室空調機をモデル化する。

c. 現場操作

電動弁や手動弁の現場での手動開閉操作には期待出来ないこととし、モデル化していない。

d. メンテナンス

出力運転時レベル1PRAでは、系統がメンテナンスにより使用不能となる事象

を考慮しているが、停止時レベル1PRAでは、定期検査期間中に計画的に点検されることから、メンテナンスのモデル化を省略する。

【フロントライン系】

- ・ 残留熱除去系 (RHR)
- ・ 高圧炉心スプレイ系 (HPCS)
- ・ 低圧炉心スプレイ系 (LPCS)
- ・ 低圧炉心注水系 (LPCI)
- ・ 復水補給水系 (MUWC)

【サポート系】

- ・ 交流電源系
- ・ 直流電源系
- ・ 補機冷却水系
- ・ 空調系

②システム信頼性評価手法

システムが機能喪失に至る要因の組み合わせを網羅的に展開でき、システムの非信頼度を定量化できる手法として、フォールトツリー (F T) 法を用いる。

フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを整理した。

③システム信頼性評価の結果

システム信頼性評価の結果について、各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第1.1.2. e-3表に示す。

④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

(1)外部電源の復旧失敗確率

外部電源の復旧失敗確率の算出には、1962年度から1987年度までの外部電

源喪失後の2回線送電線の復旧実績に基づくデータを用い、仮想的に24時間のデータを加え、包絡した曲線によって評価し、イベントツリーで考慮している各時間フェイズに対して考慮する。

1.1.2.f. 信頼性パラメータ

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

①非信頼度を構成する要素と評価式

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

②機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA（<http://www.nucia.jp/>）で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確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）」に記載されているデータ（以下、国内故障率データ）を使用する。また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（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。

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

停止時PRAにおいては、機器の待機除外状態は、プラント状態分類の中で直接考慮している。

⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器については、型式、機能、環境、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。ただし、動的機器の静的故障モード、静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障については除外した。

本評価では、MGL(Multiple Greek Letter)法を用いて共通要因故障の発生確率を計算する。本評価では米国で公開され、あるいはPRAでの使用実績がある文献や既往のPRA研究などから、妥当と考えられるパラメータを使用することとする。

同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モードを第1.1.2.f-1表に、システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器を第1.1.2.f-2表に、共通要因故障パラメータの一覧を第1.1.2.f-3表にそれぞれ示す。

また、システム間共通要因故障機器群の同定手順を第1.1.2.f-1図に示す。

1.1.2.g. 人的過誤

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

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

①評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の算出に用いた方法

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

(2) 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取扱い

本作業では、起回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。

a. 起回事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、「手動弁の保守後の復帰失敗（開け忘れ及び閉め忘れ）」を評価対象としている。

(別紙 1. 1. 2. g-1)

b. 起回事象発生後人的過誤

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

それぞれの事象発生後の人的過誤に対して、「診断失敗」と「操作失敗」を考慮し評価している。(別紙 1. 1. 2. g-2)

(a) 診断失敗

起回事象の発生や操作の必要性に対する診断を、診断過誤として取り扱う。診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。

診断失敗は、THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については、第1. 1. 2. c-3表の余裕時間を用いる。

なお、診断失敗が発生した場合、対象となる緩和システムに期待出来ない

ものとして取り扱う。また、時間信頼性曲線において、余裕時間が1,500分を超えるものについては、1,500分における診断失敗確率を用いている。

また、除熱の必要性に対する診断と注水の必要性に対する診断は従属しており、除熱の必要性に対する診断に失敗した場合の注水の必要性に対する診断失敗確率については条件付き確率を用いる。

(b) 操作失敗

事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。

操作失敗については、THERPの「手動操作のコミッショナー」として評価している。また、業務の連携などは良好であり、担当運転員以外にも指導的な立場などの他の運転員からの指示に期待できるため、過誤回復に期待できるものとしている。

(3) 人的過誤評価結果

人的過誤の評価結果を第1.1.2.g-1表及び第1.1.2.g-2表に示す。(別紙1.1.2.g-3)

1.1.2.h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、RiskSpectrum®PSAを使用し、フォールトツリーリンクングによる定量化を行った。また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために、事故シーケンスグループに分類する。

(1) 事故シーケンスグループ

a. 崩壊熱除去・炉心冷却機能

LOCA以外の起因事象発生時に、崩壊熱除去および炉心冷却の機能が喪失し炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、崩壊

熱除去機能喪失に分類する。(崩壊熱除去機能喪失)

b. 安全機能のサポート機能

外部電源喪失時に、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、全交流動力電源喪失に分類する。なお、本評価では、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。

(全交流動力電源喪失)

c. 原子炉冷却材の流出

停止時特有のLOCAの発生時に、原子炉冷却材が流出することにより炉心損傷に至る可能性があることから、事故シーケンスグループとして、原子炉冷却材の流出に分類する。(原子炉冷却材の流出)

以上から分類した事故シーケンスグループについて第1.1.2.h-1表に示す。

②炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 9.8×10^{-7} (／定期検査) となった。

全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい主要シーケンス、ならびに主要カットセットについて第1.1.2.h-2表に、起因事象及びPOS別の炉心損傷頻度を第1.1.2.h-3表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.2.h-4表に示す。

起因事象別、POS別、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合について第1.1.2.h-1図に示す。

(2) 評価結果の分析

事故シーケンスグループ別の結果では、崩壊熱除去機能喪失による寄与が約95%を占めている。全交流動力電源喪失による寄与は約5%であり、原子炉冷却

材の流出による寄与は1%未満であった。

全炉心損傷頻度に対する寄与割合の高い事故シーケンスは、崩壊熱除去機能喪失のシーケンスで占められている。POS-B1、POS-B2及びPOS-C1でRHRフロントライン系又はサポート系が機能喪失した後、MUWCによる注水に失敗することで崩壊熱除去機能喪失による炉心損傷至るというシーケンスである。これらのPOSにおいて、崩壊熱除去に失敗した後に期待できる緩和系はMUWCのみであり、MUWCによる注水に失敗することで崩壊熱除去ができずに炉心損傷に至るため、崩壊熱除去機能喪失の寄与が高くなる。

起因事象別の結果では、RHRフロントライン系機能喪失による寄与が最も大きく、全炉心損傷頻度の約80%を占めている。次いで、RHRサポート系機能喪失の寄与割合が高く、約11%である。RHRサポート系機能喪失はRHRフロントライン系喪失時よりも使用できる緩和設備は一般的に少なくなるものの、炉心損傷頻度に対する寄与が大きいPOS(B1、B2及びC1)では、もともと使用可能な緩和設備に差が無い場合、起因事象発生頻度の違いがそのまま炉心損傷頻度の差となっている。

POS別の結果では、POS-B1、POS-B2、POS-C1の炉心損傷頻度が大きい結果となり、全炉心損傷頻度の約95%を占めている。これらのPOSでは待機除外となっているシステムが多く、期待できる緩和設備が少なくなるためである。

(別紙1.1.2.h-1)

③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

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

(1)重要度解析

炉心損傷頻度に対するFussell-Vesely(FV)重要度及びリスク増加価値(RAW)

を評価し、炉心損傷頻度への寄与の大きい要因を分析した。

FV重要度の評価結果を第1.1.2.h-5表に示す。評価の結果、「MUWC操作失敗」が最も高い値となった。POS-B1, B2およびPOS-C1においては、崩壊熱除去機能喪失時に緩和設備がMUWCのみであり、MUWCによる注水に失敗した場合は炉心損傷に至るため、「MUWC操作失敗」の寄与割合が高くなる。

RAWの評価結果を第1.1.2.h-6表に示す。評価の結果、「MUWC操作失敗」、「MUWCポンプ継続運転共通要因故障」が最も高い値となった。FV重要度で述べたとおり、POS-B1, B2およびPOS-C1では緩和設備がMUWCのみであることから、MUWCに関するこれらの基事象のRAWが高くなる。

FV重要度とRAWの相関を第1.1.2.h-2図および第1.1.2.h-3図に示す。いずれにおいても、「MUWC操作失敗」の重要度が高く、崩壊熱除去機能に係る対策が重要となる。

(2) 不確実さ解析

全炉心損傷頻度の下限值(5%)、中央値(50%)、平均値、及び上限値(95%)の評価結果を第1.1.2.h-7表および第1.1.2.h-4図に示す。全炉心損傷頻度の点推定値は 9.8×10^{-7} /定期検査であったが、不確実さ解析の結果、平均値は 1.0×10^{-6} /定期検査、不確実さ幅を示すエラーファクター(EF)は4.7となり、各パラメータの不確実さの影響により上限値と下限値の間に約22倍の不確実さ幅がある結果となっている。

(3) 感度解析

a. 外部電源復旧の有無

今回実施したPRAでは、外部電源喪失時に外部電源復旧による電源確保に期待している。感度解析ケースでは、この外部電源復旧に期待しないものとして感度解析を実施した。感度解析結果を第1.1.2.h-8表、第1.1.2.h-5図および第1.1.2.h-6図に示す。(別紙1.1.2.h-1)

評価の結果、全交流動力電源喪失については、外部電源復旧を考慮しないことにより、非常用電源が確保できず、緩和設備が使用不能となる確率が高くなるため、炉心損傷頻度が増加した。事故シーケンスグループ別寄与割合および事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度については、全交流動力電源喪失が支配的となったが、事故シーケンスグループの選定においては、影響がないことを確認した。

第1.1.2.a-1表 停止時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の実施にあたり必要とされる基本的な情報	a) 設計情報	1) 原子炉設置許可申請書
		2) 配管計装線図(P&ID)	
		3) インターロックブロック線図(IBD)	
		4) 展開接続図(ECWD)	
		5) 単線結線図	
		6) 系統設計仕様書(SS)	
		b) 運転・保守管理情報	1) 原子炉施設保安規定
			2) 保全計画書
			3) 定期試験手順書
			4) 原子炉設備運転手順書
5) 非常時操作手順書(プラント停止中)			
2. 停止期間中のプラントの状態調査	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント停止期間を分類するための情報 ・プラント停止中に使用可能な設備を POS ごとに整理するための情報 	1) 上記 1 の情報源	
2) 系統運用工程表			
3. 起因事象の選定	過渡事象, 外部電源喪失などに関する事例	1) 上記 1 の情報源	
		2) 先行 PRA 報告書	
		3) 原子力施設運転管理年報	

第1.1.2.a-1表 停止時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
4. 成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> 安全系などのシステム使用条件 システムの現実的な性能 運転員による緩和操作 	1) 上記 1 の情報源
5. 事故シーケンスの分析		2) 先行 PRA 報告書
6. システム信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態 	1) 上記 1 の情報源
		2) 下記 7, 8 の情報源
7. 人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 運転員による緩和操作等 各種操作・作業などに係る体制 人間信頼性の解析手法 	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
8. パラメータの作成	<ul style="list-style-type: none"> 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 (2009年5月 日本原子力技術協会)
		3) 共通要因故障パラメータ ・ NUREG/CR-1205 Rev. 1 ・ NUREG/CR-1363 Rev. 1 ・ NUREG-1150 ・ NUREG/CR-2771 ・ SECY-83-293

第1.1.2. a-2表 停止時PRAで期待する主な系統

機能及び設備名		説明
原子炉停止機能		停止時の評価であるため、考慮しない。
崩壊熱除去系		
設計基準対象施設	残留熱除去系	原子炉停止時冷却モードにて、崩壊熱を除去する。
炉心冷却機能		
設計基準対象施設	高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系ポンプを手動起動し原子炉へ注水する。
	低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系ポンプを手動起動し原子炉へ注水する。
	低圧炉心注水系	残留熱除去系を低圧注水モードで原子炉へ注水する。
	復水補給水系	復水貯蔵タンクから残留熱除去系の注水配管を經由し原子炉へ注水する。
安全機能のサポート機能		
設計基準対象施設	原子炉補機冷却水系	残留熱除去ポンプ、非常用ディーゼル発電機等を冷却する。
	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系を冷却する。
	非常用ディーゼル発電機	外部電源の喪失を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。
	直流電源	非常用ディーゼル発電機の起動など機器の制御に用いる。

第1.1.2. a-3表 女川2号炉定期検査の工程継続期間の比較

定期検査	工程継続期間(日)	燃料取出方法	特別な工程
第1回	70	部分取出	—
第2回	60	部分取出	—
第3回	55	部分取出	—
第4回	47	部分取出	—
第5回	100	全数取出	水没弁点検等
第6回	190	全数取出	シュラウド点検等
第7回	127	全数取出	タイロッド補修等
第8回	150	全数取出	ECCS ストレーナ工事
第9回	109	全数取出	OG 系点検等
第10回	182	全数取出	制御棒監視装置更新

□ : 本評価において対象とする定期検査工程

第1.1.2.b-1表 既往の停止時PRAにおける起回事象との比較

起回事象	NUREG/CR-6143 (Grand Gulf)	JNES検討※	本評価 (女川2号炉)
RHR フロントライン系 機能喪失	○	○	○
RHR サポート系 機能喪失	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断 LOCA	○	○	—
RHR 運転中の LOCA	○	○	—
RHR 切替時の LOCA	○	○	○
LPRM 交換時の LOCA	—	—	○
CRD 交換時の LOCA	—	—	○
CUW ブロー時の LOCA	—	—	○

※：“PSA手法の標準化に係る整備＝停止時内の事象レベル1PSA／地震PSA＝”別冊1，平成23年1月 独立行政法人 原子力安全基盤機構

第1.1.2.b-2表 プラント状態と起回事象の対応

起回事象	POS-S	POS-A1	POS-A2	POS-B1	POS-B2	POS-C1	POS-C2	POS-D
RHR フロントライン系機能喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
RHR サポート系機能喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
RHR 切替時の LOCA	-	-	-	-	○	-	-	-
CRD 交換時の LOCA	-	-	-	○	-	-	-	-
LPRM 交換時の LOCA	-	-	-	○	-	-	-	-
CUW ブロー時の LOCA	-	-	-	-	-	○	-	○

第1.1.2.b-3表 各プラント状態における起因事象発生頻度

起因事象	発生頻度	発生頻度の評価方法
RHRフロントライン系 機能喪失	$5.7 \times 10^{-5} / \text{日}$	国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） （RHRサポート系の機能喪失事象は発生実績がないため総定期検査日数に対し0.5回の発生を仮定）
RHRサポート系 機能喪失	$7.1 \times 10^{-6} / \text{日}$	
外部電源喪失	$2.6 \times 10^{-5} / \text{日}$	
RHR切替時LOCA	$2.4 \times 10^{-4} / \text{回}$	ミニマムフロー弁の誤操作を人的過誤確率として評価し、起因事象発生頻度とする。
CRD交換時LOCA	$5.5 \times 10^{-6} / \text{定期検査}$	CRD交換時の操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考慮した簡単なイベントツリーを構築し、起因事象発生頻度を計算することとする。
LPRM交換時LOCA	$3.3 \times 10^{-6} / \text{定期検査}$	LPRM交換時の操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考慮した簡単なイベントツリーを構築し、起因事象発生頻度を計算することとする。
CUWブロー時LOCA	$8.1 \times 10^{-5} / \text{回}$	操作対象となる手動弁の閉め忘れを人的過誤確率として評価し、起因事象発生頻度とする。

第 1. 1. 2. b-4 表 POS 別の起因事象発生頻度

	各プラント状態の起因事象発生頻度(／定期検査)							
	S	A1	A2	B1	B2	C1	C2	D
滞在時間(日)	1	2	2	16	5	13	2	6
RHR フロントライン系機能喪失	5. 7E-05	1. 1E-04	1. 1E-04	9. 0E-04	2. 8E-04	7. 3E-04	1. 1E-04	3. 4E-04
RHR サポート系機能喪失	7. 1E-06	1. 4E-05	1. 4E-05	1. 1E-04	3. 5E-05	9. 2E-05	1. 4E-05	4. 2E-05
外部電源喪失	2. 6E-05	5. 2E-05	5. 2E-05	4. 1E-04	1. 3E-04	3. 4E-04	5. 2E-05	1. 5E-04
RHR 切替時の LOCA	—	—	—	—	2. 4E-04	—	—	—
CRD 交換時の LOCA	—	—	—	5. 5E-06	—	—	—	—
LPRM 交換時の LOCA	—	—	—	3. 3E-06	—	—	—	—
CUW ブロー時の LOCA	—	—	—	—	—	1. 6E-04	—	8. 1E-05

第 1. 1. 2. c-1 表 各 POS の崩壊熱発生量

POS	POS 別の代表時間※	崩壊熱発生量(MWt)
POS-S	8 時間後	20. 8
POS-A1	1 日後	15. 2
POS-A2	3 日後	9. 9
POS-B1	5 日後	8. 6
POS-B2	21 日後	4. 6
POS-C1	26 日後	2. 6
POS-C2	39 日後	2. 2
POS-D	41 日後	2. 1

※代表時間については発電機解列を起点と設定している。

第 1.1.2. c-2 表 各起因事象及び各プラント状態における成功基準

POS 起因事象	S	A 1	A 2	B 1	B 2	C 1	C 2	D
RHRフロント系機能喪失	RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	LPCS MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	RHR-A LPCS LPCI-C MUWC	RHR-A LPCS LPCI-C HPCS MUWC
RHRサポート系機能喪失	RHR-B LPCI-C HPCS MUWC	RHR-B LPCI-C HPCS MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	RHR-A LPCS MUWC	RHR-A LPCS HPCS MUWC
外部電源喪失	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-A LPCS MUWC	RHR-A MUWC	RHR-B MUWC	RHR-B MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC
RHR切替時のLOCA					LPCI-A MUWC			
CRD交換時のLOCA				LPCI-A				
LPRM交換時のLOCA				LPCI-A MUWC				
CUWブロー時のLOCA						LPCI-B		LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C HPCS

第 1. 1. 2. c-3 表 対象設備の余裕時間

起因事象	POS	POS 別の 代表時間	対象設備	
			除熱系 RHR-A/B	注水系 HPCS, LPCS, LPCI-A/B/C, MUWC
			余裕時間 (h)	余裕時間 (h)
RHR フロントライン系機能喪失 RHR サポート系機能喪失 外部電源喪失	POS-S	8 時間後	0.5	4
	POS-A1	1 日後	1	6
	POS-A2	3 日後	1	9
	POS-B1	5 日後	5	81
	POS-B2	21 日後	9	153
	POS-C1	26 日後	6	35
	POS-C2	39 日後	7	42
	POS-D	41 日後	7	43
RHR 切替時の LOCA	POS-B2	—	—	0.5
CRD 交換時の LOCA	POS-B1			
LPRM 交換時の LOCA				
CUW ブロー時の LOCA	POS-C1 POS-D			

第 1.1.2. e-1 表 フロントライン系とサポート系間の相互依存表

サポート系 フロントライン系	交流電源			直流電源			原子炉補機冷却水系			ポンプ室 空調	
	常用	非常用			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	区分Ⅰ	区分Ⅱ		区分Ⅲ
		区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ							
残留熱除去系 A (RHR-A)		○			○			○			○
残留熱除去系 B (RHR-B)			○			○			○		○
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)				○			○			○	○
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)		○			○			○			○
低圧注水系 A (LPCI-A)		○			○			○			○
低圧注水系 B (LPCI-B)			○			○			○		○
低圧注水系 C (LPCI-C)			○			○			○		○
復水補給水系 (MUWC)		○※	○※								

※ 何れか一方の電源供給により作動可能

第 1. 1. 2. e-2 表 サポート系間の相互依存表

サポート (影響を与える側)		交流電源			直流電源			原子炉 補機冷却水系			原子炉 補機冷却海水系			ポンプ/DG 室空調	
		常用	非常用			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	区分Ⅰ	区分Ⅱ		区分Ⅲ
			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ										
交流電源	常用														
	非常用	区分Ⅰ				○			○					○	
		区分Ⅱ						○		○				○	
		区分Ⅲ							○		○			○	
直流電源	区分Ⅰ	○													
	区分Ⅱ		○												
	区分Ⅲ			○											
原子炉 補機冷却水系	区分Ⅰ	○			○						○			○	
	区分Ⅱ		○			○						○		○	
	区分Ⅲ			○			○						○	○	
原子炉 補機冷却海水系	区分Ⅰ	○			○										
	区分Ⅱ		○			○									
	区分Ⅲ			○			○								
ポンプ室空調			○	○	○										

第 1.1.2. e-3 表 システム信頼性評価結果

起因事象	システム系統	代表的な F T の非信頼度
<ul style="list-style-type: none"> • RHR フロントライン系 機能喪失 • RHR サポート系 機能喪失 • LOCA 	残留熱除去系 (RHR-A) ※	4.6×10^{-3}
	残留熱除去系 (RHR-B) ※	4.6×10^{-3}
	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	1.8×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧炉心注水系 (LPCI-A)	1.4×10^{-3}
	低圧炉心注水系 (LPCI-B)	1.4×10^{-3}
	低圧炉心注水系 (LPCI-C)	1.4×10^{-3}
	復水補給水系 (MUWC)	3.5×10^{-4}
外部電源喪失	残留熱除去系 (RHR-A)	3.8×10^{-4}
	残留熱除去系 (RHR-B)	3.8×10^{-4}
	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	5.7×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧炉心注水系 (LPCI-A)	保守的に期待しない
	低圧炉心注水系 (LPCI-B)	保守的に期待しない
	低圧炉心注水系 (LPCI-C)	1.3×10^{-3}
	復水補給水系 (MUWC)	3.7×10^{-4}

※ LOCA時に期待しない

第 1. 1. 2. f-1 表 同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モード

機器	故障モード
ポンプ	起動失敗
	連続運転失敗
ファン	起動失敗
	連続運転失敗
弁	作動失敗
	開/閉失敗
検出器 トリップ設定器 リレー	不動作
	誤動作

第 1.1.2. f-2 表 システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器

系統	機器
交流電源	非常用 D/G-A, B
直流電源	蓄電池 A, B
RHR-A, B, C	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RCW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
RSW-A, B	ポンプ, 電動弁, 逆止弁
非常用 D/G 空調	非常用 D/G-A, B の送風機

第 1. 1. 2. f-3 表 共通要因故障パラメータの一覧

機器種類	β	γ	出典
ポンプ	0.039	0.52	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁類	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev. 1
DG	0.021	—	NUREG-1150
検出器および警報設定器	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
スクラムコンダクター (リレー)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	—	NUREG-1150

第 1. 1. 2. g-1 表 人的過誤の評価結果 (診断失敗)

POS	余裕時間		除熱の必要性に対する 診断の失敗確率		注水の必要性に対する 診断の失敗確率	
	除熱系	注水系	平均値	EF	平均値	EF
	(時間)	(時間)				
POS-S	0.5	4	2.7E-03	10	5.1E-05	43
POS-A1	1	6	8.5E-04	30	3.8E-05	43
POS-A2	1	9	8.5E-04	30	2.8E-05	43
POS-B1	5	81	2.7E-04	30	1.4E-05	43
POS-B2	9	153	1.8E-04	30	1.4E-05	43
POS-C1	6	35	2.4E-04	30	1.4E-05	43
POS-C2	7	42	2.1E-04	30	1.4E-05	43
POS-D	7	43	2.1E-04	30	1.4E-05	43

第 1. 1. 2. g-2 表 人的過誤の評価結果

起因事象発生前/ 起因事象発生後	説明	平均値	EF
起因事象発生前	手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	4. 0E-04	5
起因事象発生後	除熱の必要性に対する診断失敗	第 1. 1. 2. g-1 表 参照	
	注水の必要性に対する診断失敗		
	LOCA 時の診断失敗	7. 1E-07	26
	LOCA 時の隔離失敗	8. 3E-06	13
	除熱系の手動起動失敗	5. 3E-05	10
	注水系の手動起動失敗	3. 5E-04	10

第 1. 1. 2. h-1 表 炉心損傷シーケンスグループ

起因事象	シーケンスの説明	シーケンスグループ
RHRフロントライン系機能喪失	RHRフロントライン・サポート系機能喪失後，崩壊熱除去と炉心注水の失敗によって炉心損傷に至る事故シーケンス	崩壊熱除去機能喪失
RHRサポート系機能喪失		
外部電源喪失	外部電源喪失時，非常用D/G等による交流電源の確保に成功した後，崩壊熱除去と炉心注水の失敗によって炉心損傷に至る事故シーケンス	全交流動力電源喪失
	外部電源喪失時，非常用D/G等による交流電源の確保に失敗し，全交流動力電源喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンス	
RHR切替時のLOCA	原子炉冷却材の流出後，炉心注水の失敗によって炉心損傷に至る事故シーケンス	原子炉冷却材の流出
CRD交換時のLOCA		
LPRM交換時のLOCA		
CUWブロー時のLOCA		

第 1. 1. 2. h-2 表 主要事故シーケンスとカットセット

起回事象	POS	事故シーケンスの概要	事故 シーケンス グループ	発生頻度 [/定期検査]	寄与 割合 (%)	主要カットセット
RHR フロント ライン系機能喪失	POS-B1	RHR フロントライン系が機能喪失 した後、崩壊熱除去・炉心冷却に 失敗	崩壊熱除去 機能喪失	3. 3E-07	33. 4	①MUWC 操作失敗 ②変圧器機能喪失
RHR フロント ライン系機能喪失	POS-C1	RHR フロントライン系が機能喪失 した後、崩壊熱除去・炉心冷却に 失敗	崩壊熱除去 機能喪失	2. 9E-07	29. 1	①MUWC 操作失敗 ②MUWC ポンプ C 継続運転失敗
RHR フロント ライン系機能喪失	POS-B2	RHR フロントライン系が機能喪失 した後、崩壊熱除去・炉心冷却に 失敗	崩壊熱除去 機能喪失	1. 0E-07	10. 5	①MUWC 操作失敗 ②変圧器機能喪失
RHR サポート系 機能喪失	POS-B1	RHR サポート系が機能喪失した 後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	崩壊熱除去 機能喪失	4. 3E-08	4. 3	①MUWC 操作失敗 ②外部電源喪失
RHR サポート系 機能喪失	POS-C1	RHR サポート系が機能喪失した 後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	崩壊熱除去 機能喪失	3. 8E-08	3. 9	①MUWC 操作失敗 ②MUWC ポンプ C 継続運転失敗

第 1. 1. 2. h-3 表 起因事象別・POS 別の炉心損傷頻度

	POS-S	POS-A1	POS-A2	POS-B1	POS-B2	POS-C1	POS-C2	POS-D	合計
日数	1	2	2	16	5	13	2	6	—
RHR フロントライ ン系機能喪失	2. 9E-09 (2. 9E-09)	4. 2E-09 (2. 1E-09)	7. 6E-09 (3. 8E-09)	3. 5E-07 (2. 2E-08)	1. 1E-07 (2. 2E-08)	3. 1E-07 (2. 4E-08)	1. 5E-09 (7. 6E-10)	4. 7E-09 (7. 8E-10)	7. 9E-07
RHR サポート系 機能喪失	3. 6E-10 (3. 6E-10)	5. 3E-10 (2. 7E-10)	6. 2E-09 (3. 1E-09)	4. 6E-08 (2. 9E-09)	1. 5E-08 (2. 9E-09)	4. 1E-08 (3. 1E-09)	1. 9E-10 (9. 7E-11)	5. 8E-10 (9. 6E-11)	1. 1E-07
外部電源喪失	1. 5E-09 (1. 5E-09)	2. 1E-09 (1. 1E-09)	8. 2E-09 (4. 1E-09)	3. 0E-08 (1. 9E-09)	8. 8E-09 (1. 8E-09)	3. 0E-08 (2. 3E-09)	7. 6E-10 (3. 8E-10)	2. 1E-09 (3. 5E-10)	8. 3E-08
CUW ブロー時の LOCA	—	—	—	—	—	1. 2E-10	—	5. 7E-11	1. 7E-10
RHR 切替時の LOCA	—	—	—	—	1. 7E-10	—	—	—	1. 7E-10
CRD 交換時の LOCA	—	—	—	4. 0E-12	—	—	—	—	4. 0E-12
LPRM 交換時の LOCA	—	—	—	2. 3E-12	—	—	—	—	2. 3E-12
合計	4. 7E-09	6. 9E-09	2. 2E-08	4. 3E-07	1. 3E-07	3. 8E-07	2. 5E-09	7. 4E-09	9. 8E-07

上段：／定期検査，下段()内：／日

第 1. 1. 2. h-4 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (/定期検査)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	9. 3E-07	94. 8
全交流動力電源喪失	5. 1E-08	5. 1
原子炉冷却材の流出	3. 5E-10	0. 1 未満
合計	9. 8E-07	100

第 1. 1. 2. h-5 表 FV 重要度評価結果

順位	基事象	FV 重要度
1	MUWC 操作失敗	7. 8E-01
2	MUWC ポンプ C 継続運転失敗	2. 1E-02
3	除熱の必要性に対する診断失敗 (POS-B1)	2. 0E-02
4	注水の必要性に対する診断失敗 (除熱の診断失敗時の条件付き確率, POS-B1)	2. 0E-02
5	除熱の必要性に対する診断失敗 (POS-C1)	1. 6E-02
6	注水の必要性に対する診断失敗 (除熱の診断失敗時の条件付き確率, POS-C1)	1. 6E-02
7	注水の必要性に対する診断失敗 (POS-B1)	1. 4E-02
8	注水の必要性に対する診断失敗 (POS-C1)	1. 1E-02
9	パワーセンタ動力変圧器 D 機能喪失	1. 0E-02
10	パワーセンタ動力変圧器 C 機能喪失	1. 0E-02

第 1.1.2.h-6 表 RAW 評価結果

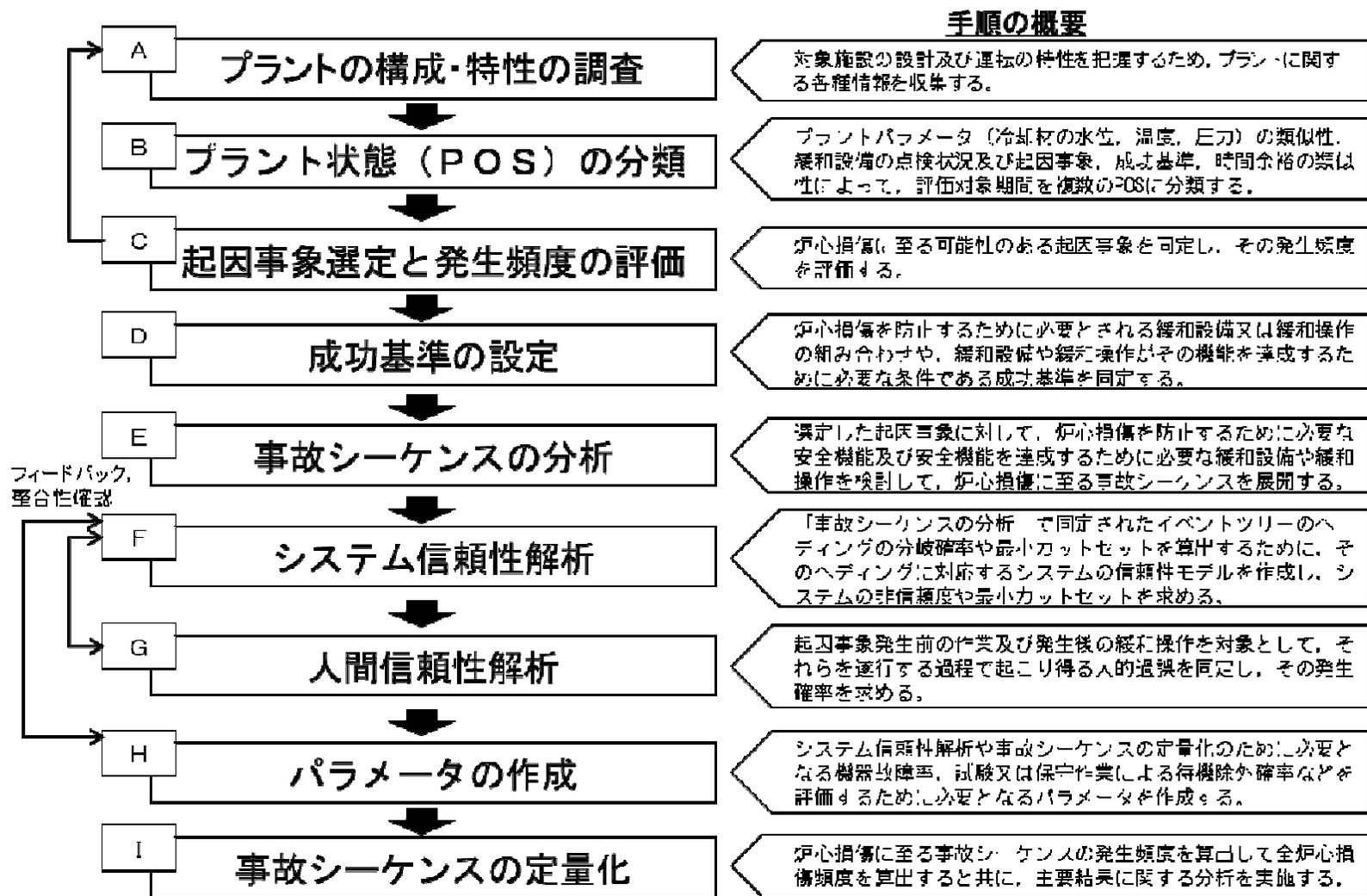
順位	基事象	RAW
1	MUWC 操作失敗	2.2E+03
1	MUWC ポンプ継続運転共通要因故障	2.2E+03
3	パワーセンタ動力変圧器 D 機能喪失	1.6E+03
3	460V R/B MCC D 電源喪失	1.6E+03
3	動力変圧器遮断器 D 誤開	1.6E+03
3	受電遮断器 2D 誤開	1.6E+03
3	低圧非常用母線 D 機能喪失	1.6E+03
3	高圧非常用母線 D 機能喪失	1.6E+03
9	パワーセンタ動力変圧器 C 機能喪失	1.6E+03
9	460V R/B MCC C 電源喪失	1.6E+03

第 1. 1. 2. h-7 表 不確実さ評価結果

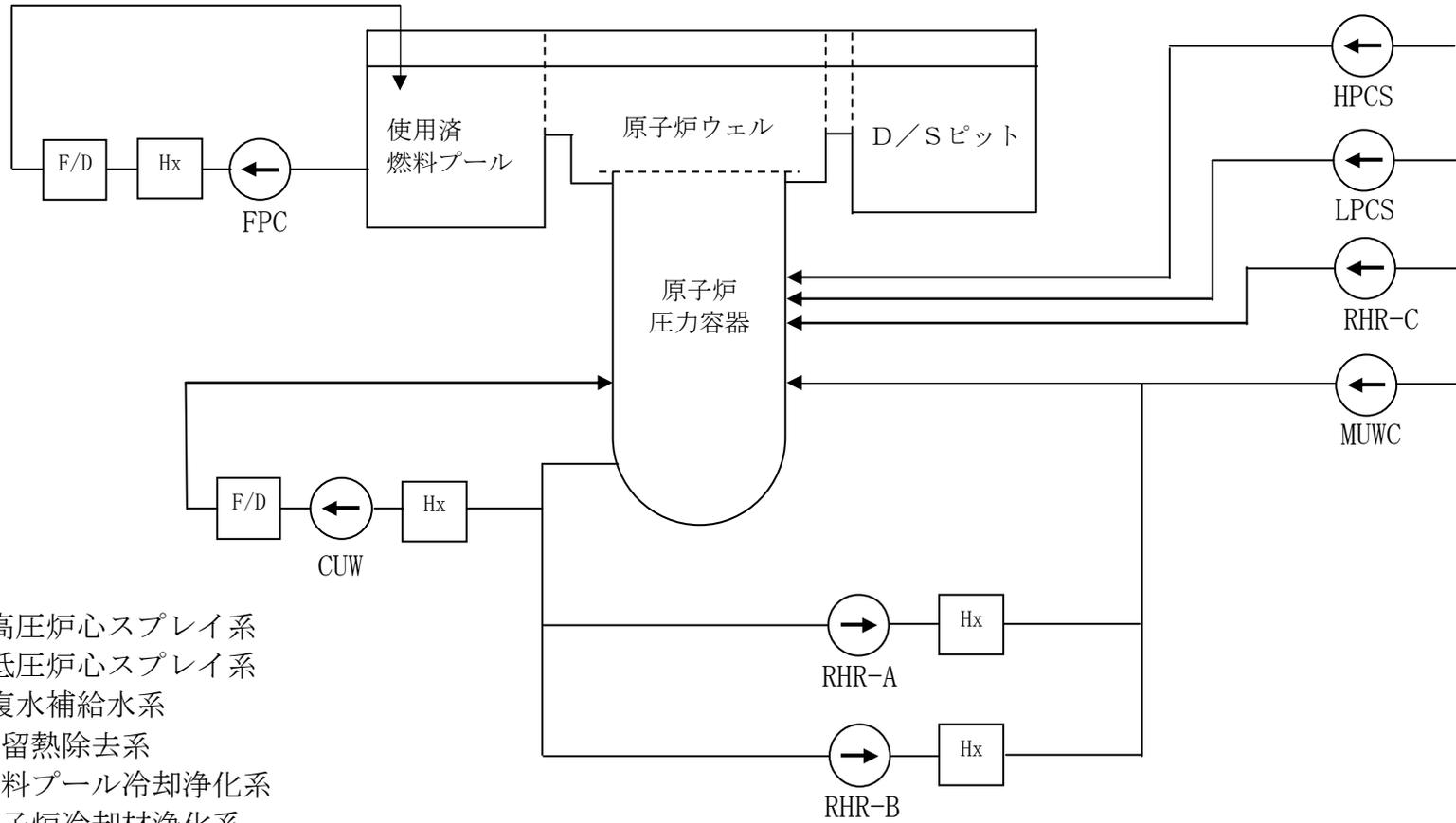
		全炉心損傷頻度 (/定期検査)
点推定解析		9. 8E-07
不確実さ解析	平均値	1. 0E-06
	5%確率値	1. 5E-07
	中央値	5. 0E-07
	95%確率値	3. 4E-06
	EF	4. 7

表 1. 1. 2. h-8 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	外部電源復旧有り (ベースケース) (/定期検査)	外部電源復旧無し (/定期検査)	外部電源復旧無し /外部電源復旧有り
崩壊熱除去機能喪失	9. 3E-07	9. 2E-07	0. 99
全交流動力電源喪失	5. 1E-08	3. 7E-06	73. 01
原子炉冷却材の流出	3. 5E-10	3. 5E-10	1. 00
合計	9. 8E-07	4. 6E-06	4. 70

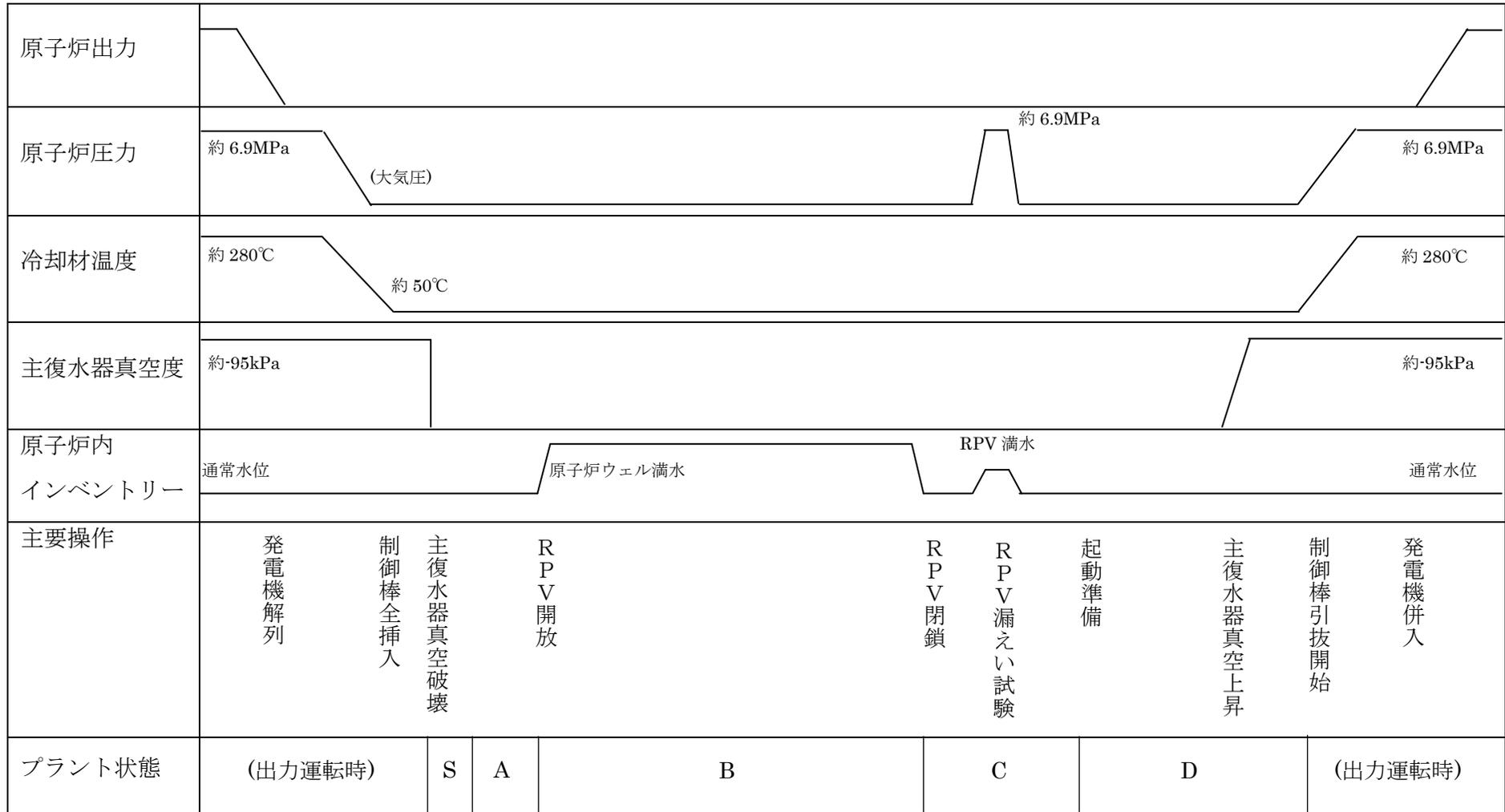


第1.1.2-1図 停止時レベル1PRA評価フロー図



- HPCS : 高圧炉心スプレイ系
- LPCS : 低圧炉心スプレイ系
- MUWC : 復水補給水系
- RHR : 残留熱除去系
- FPC : 燃料プール冷却浄化系
- CUW : 原子炉冷却材浄化系
- Hx : 熱交換器
- F/D : ろ過脱塩装置

第 1.1.2. a-1 図 停止時の主要設備の概要

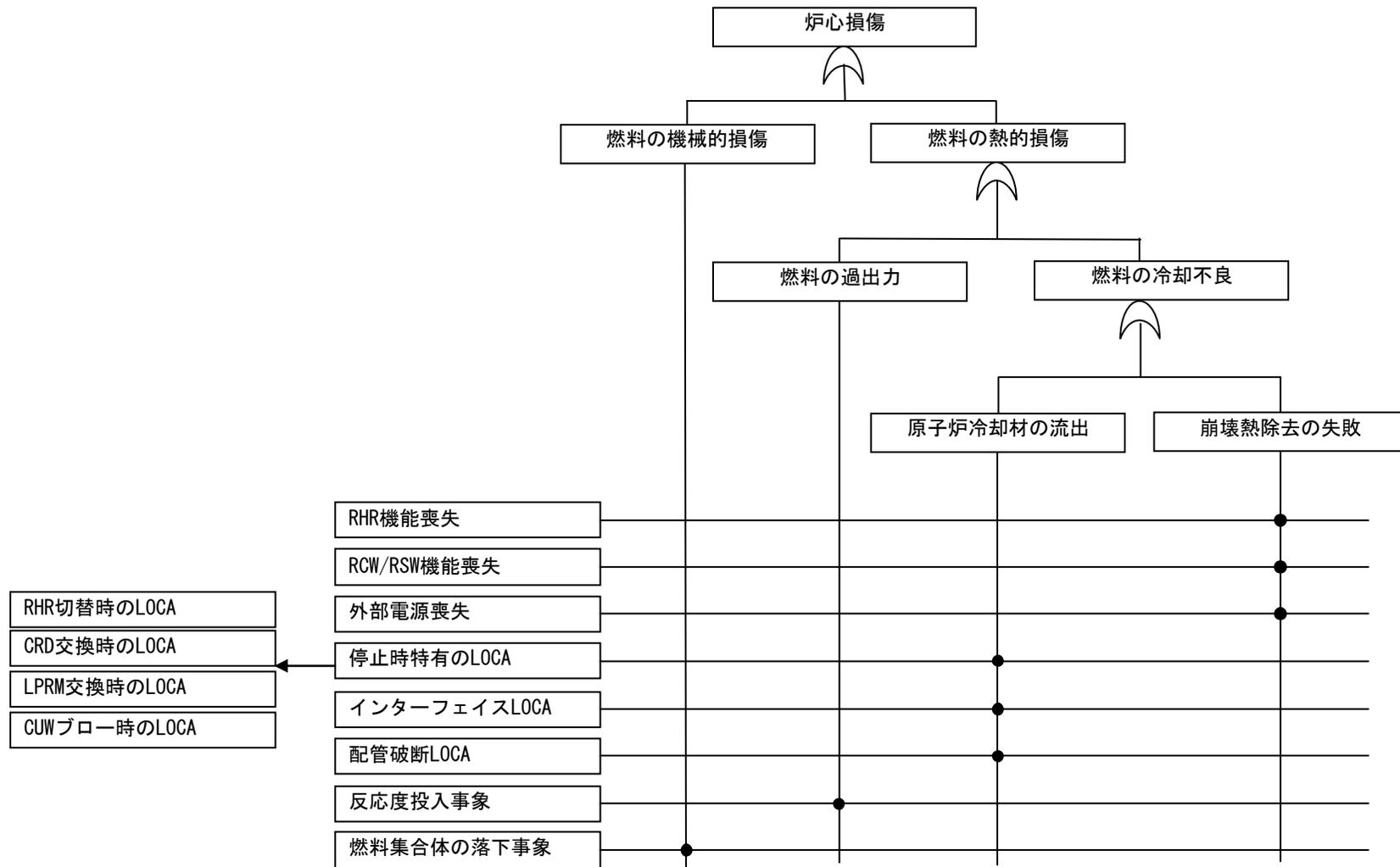


第 1. 1. 2. a-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

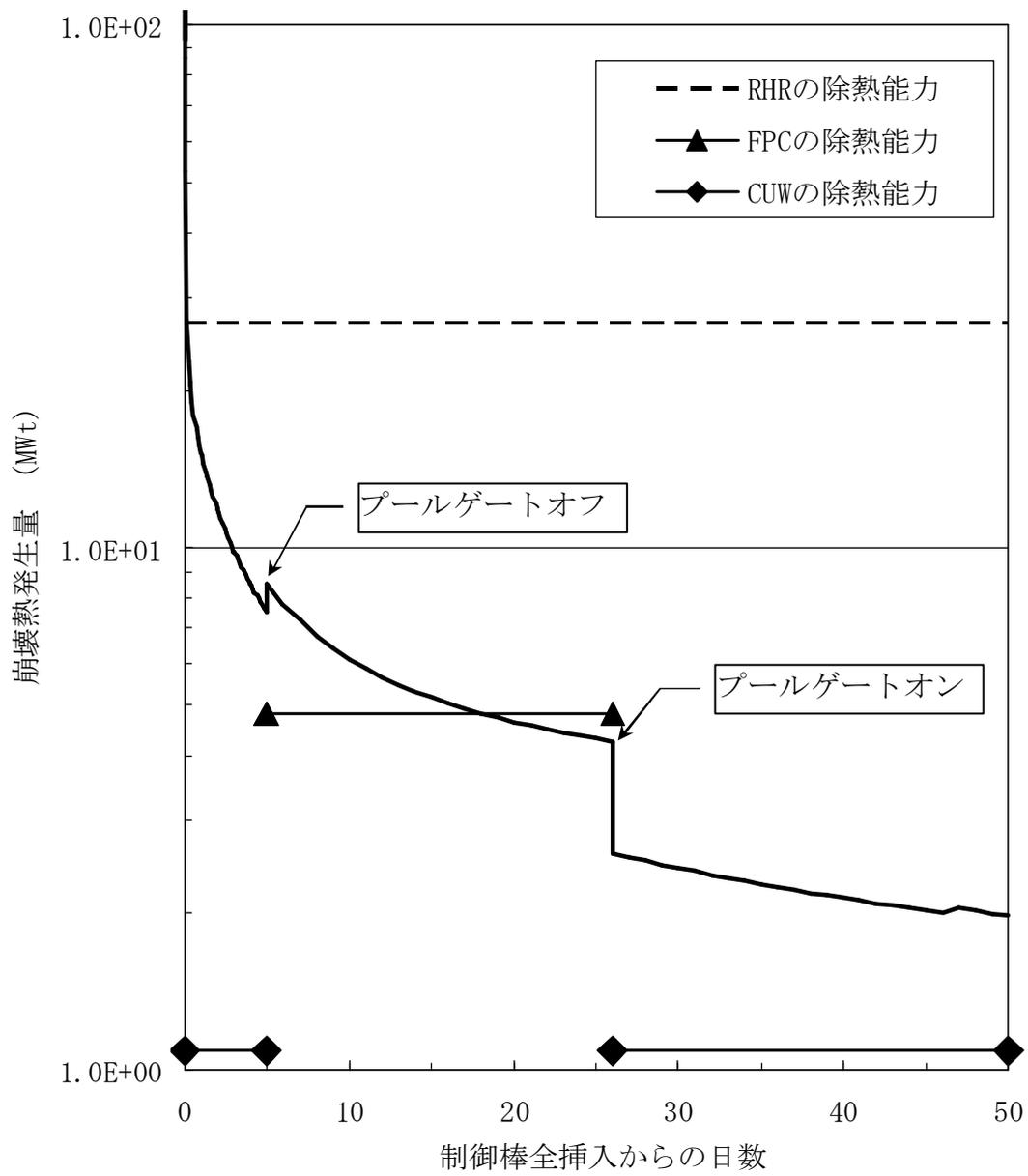
累積日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
POSの分類	S	A1		A2		B1										B2					C1										C2		D														
日数	1	2	2		16																5					13													2		6						
定期検査主要工程	原子炉開放				燃料移動	LPRM取替	CRD点検					燃料装荷					炉心確認, CRDベント機能試験					原子炉復旧					RPV漏洩試験	PCV復旧					PCV漏洩試験	起動前試験	系統構成												
代表水位	通常水位				原子炉ウエル満水																通常水位																										
崩壊熱除去	RHR-A	■																													■																
	RHR-B	■																■																													
炉心注水	RCIC																																														
	HPCS	■																																													
	LPCI-A	■																																													
	LPCI-B	■																																													
	LPCI-C	■																																													
	LPCS	■																																													
	MUWC (ポンプA)	■																																													
	MUWC (ポンプB)	■																																													
MUWC (ポンプC)	■																																														
サポート系	RCW/RSW-A	■																													■																
	RCW/RSW-B	■																■																													
	HPCW/HPSW	■																																													
	DG-A	■																																													
	DG-B	■																																													
	DG (HPCS)	■																																													

■ : 運転中 □ : 待機状態

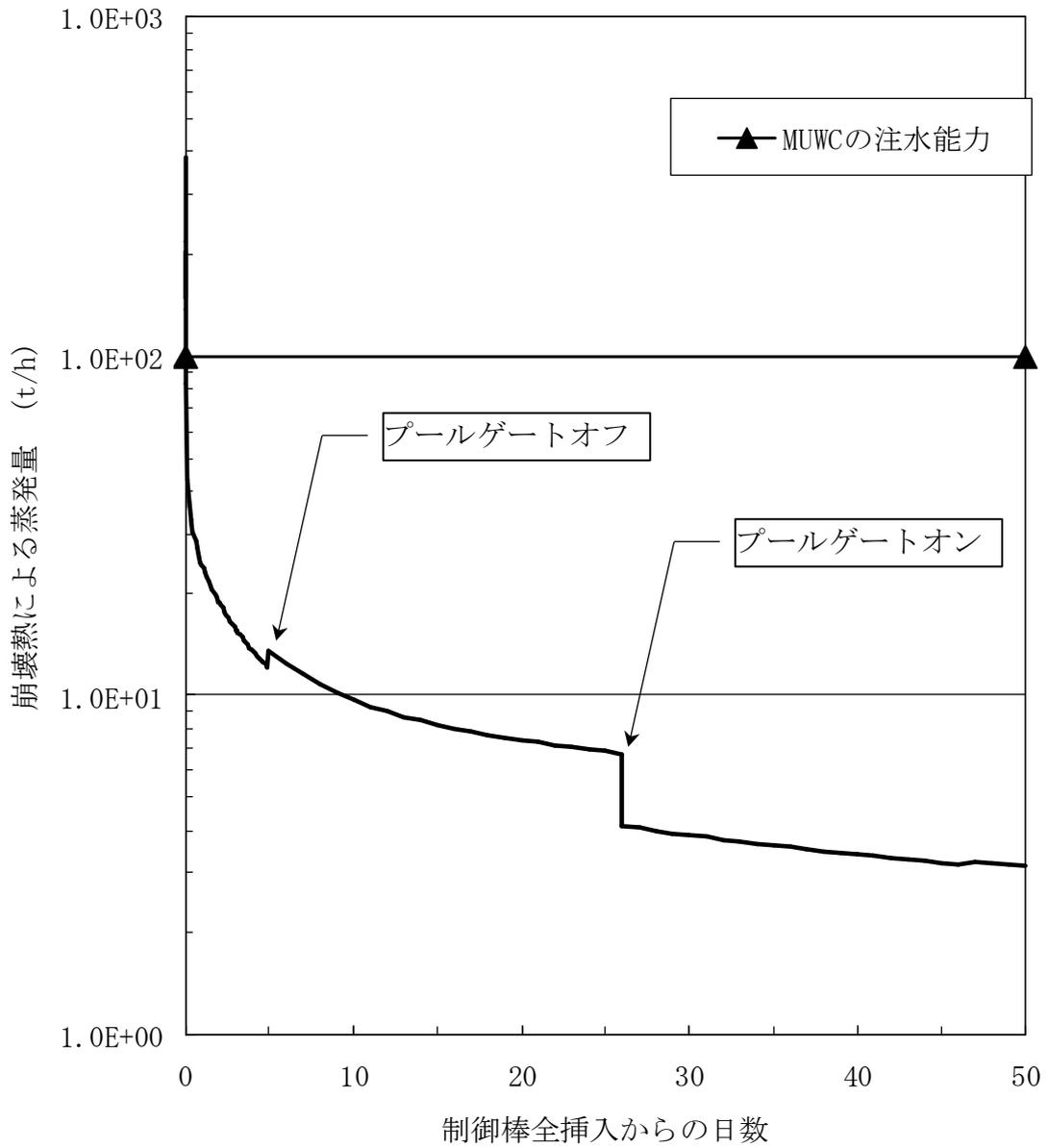
第1.1.2. a-3図 POSの分類及び使用可能な緩和設備



第 1. 1. 2. b-1 図 起因事象の抽出に用いたマスターロジックダイヤグラム



第1.1.2. c-1図 崩壊熱の評価結果



第1.1.2. c-2図 冷却材蒸発量の評価結果

崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去・炉心冷却	損傷状態
		OK
		崩壊熱除去機能喪失

第1.1.2.d-1図 RHRフロントライン・サポート系機能喪失のイベントツリー

【仮定条件】

- ・運転中のRHRフロントライン系またはRHRサポート系が機能喪失する場合を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- ・崩壊熱除去及び注水に失敗する場合、「崩壊熱除去機能喪失」により炉心損傷に至る。

外部電源喪失	直流電源 (区分Ⅰ・Ⅱ)	交流電源 (区分Ⅰ・Ⅱ)	崩壊熱除去・ 炉心冷却	損傷状態	
				OK	
				崩壊熱除去 機能喪失	
				OK	
					全交流動力 電源喪失
					OK
					全交流動力 電源喪失

第1.1.2.d-2図 外部電源喪失のイベントツリー

【仮定条件】

- ・外部電源喪失事象が発生すると崩壊熱除去の動力用電源が喪失するため、非常用電源の確保が必要となる。
- ・交流電源（非常用ディーゼル発電機の起動または外部電源の復旧）の確保には直流電源が必要とする。
- ・本イベントツリーのヘディングにおける直流電源及び交流電源は、区分Ⅰ及び区分Ⅱを表す。

【イベントツリーの説明】

- ・直流電源と交流電源の確保に成功した後の展開は、RHRフロントライン・サポート系機能喪失のイベントツリーと同じである。
- ・直流電源または交流電源の確保に失敗した場合、「全交流動力電源喪失」により炉心損傷に至る。
- ・直流電源（区分Ⅰ，Ⅱ）または交流電源（Ⅰ，Ⅱ）の確保に失敗し，HPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却に失敗した場合，「全交流動力電源喪失」により炉心損傷に至る。ただし，HPCSに成功した場合は炉心損傷に至らない。

原子炉冷却材の流出	炉心冷却	損傷状態
		OK
		原子炉冷却材の流出

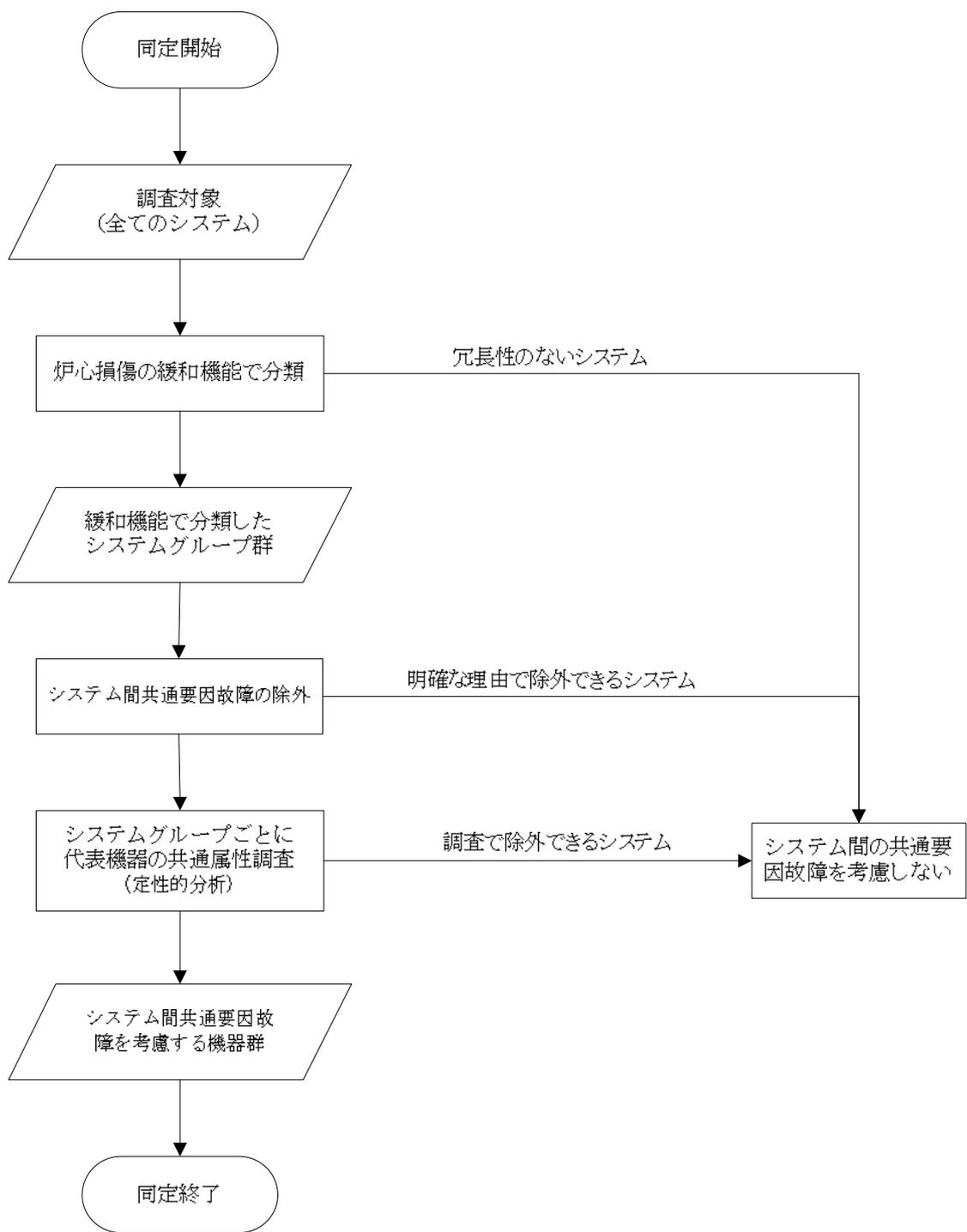
第1.1.2. d-3図 LOCAのイベントツリー

【仮定条件】

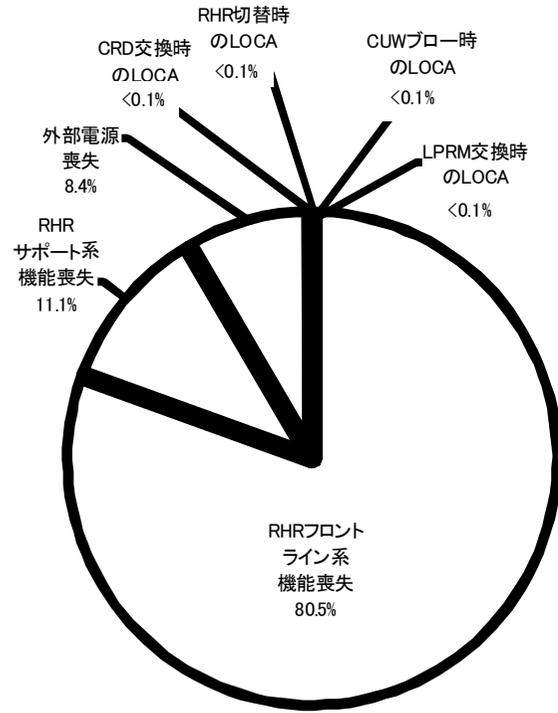
- ・ 停止時特有のLOCAが発生する場合を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

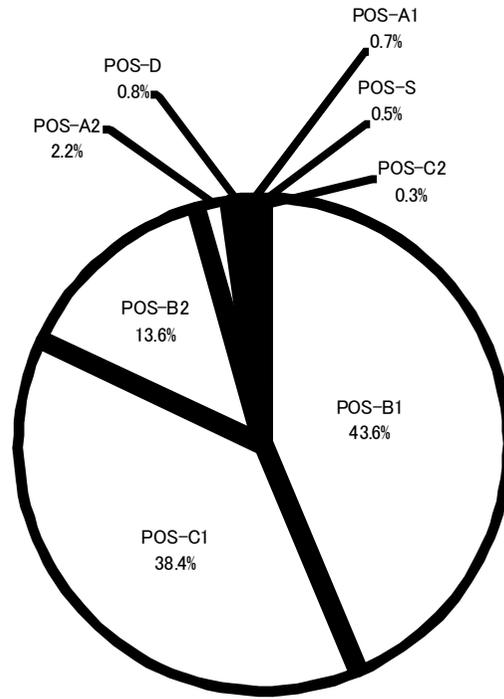
- ・ 起因事象発生後，冷却材流出の隔離または注水系による炉心冷却に成功すれば，事象が収束する。
- ・ 炉心冷却が失敗する場合，「原子炉冷却材の流出」により炉心損傷に至る。



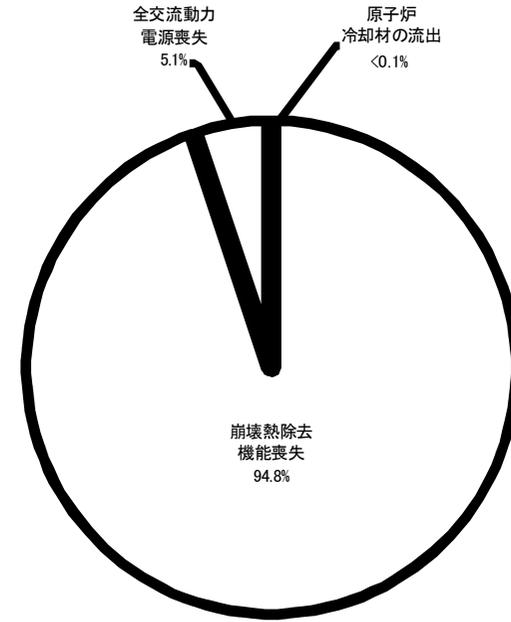
第1.1.2. f-1図 システム間共通要因故障機器群の同定手順



(起因事象別)

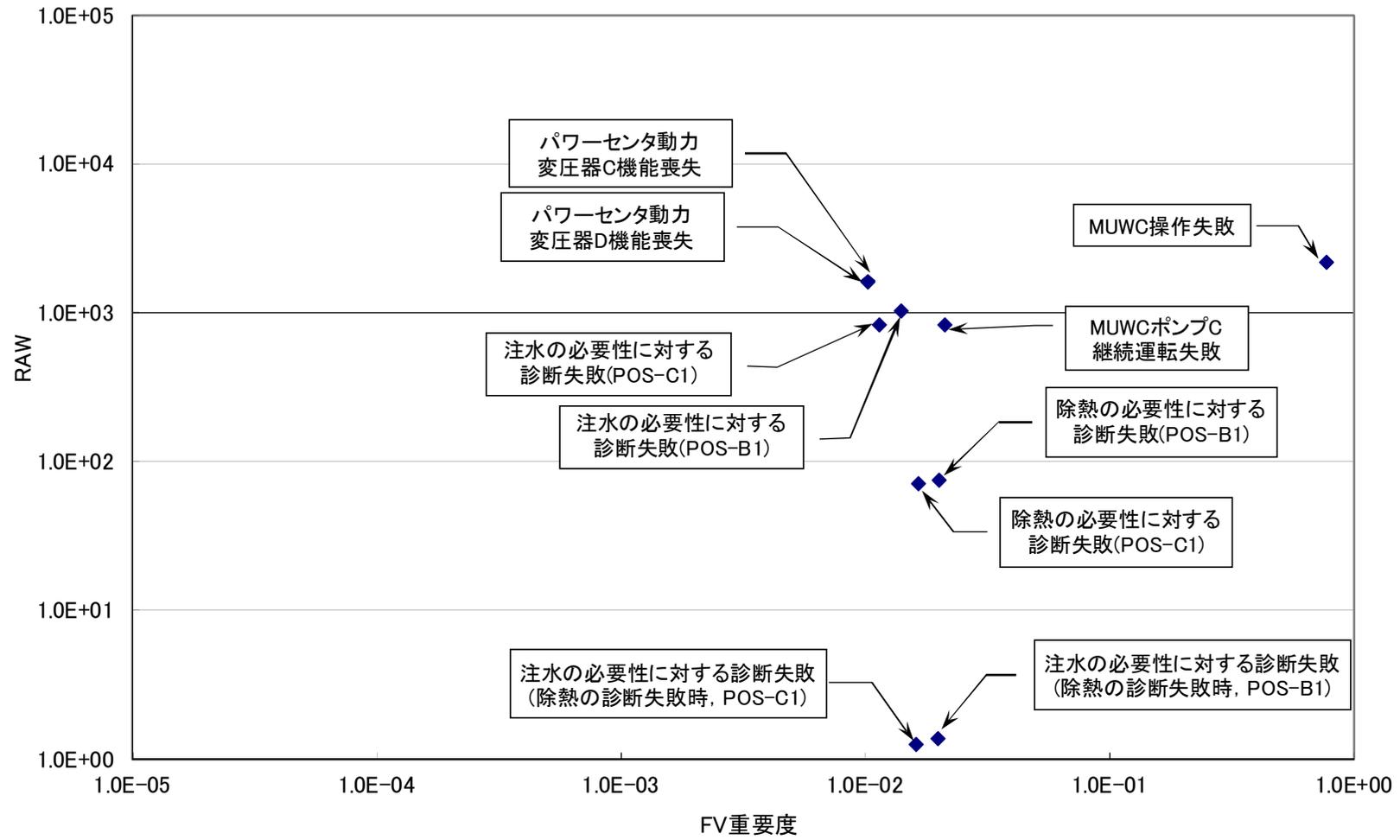


(POS別)

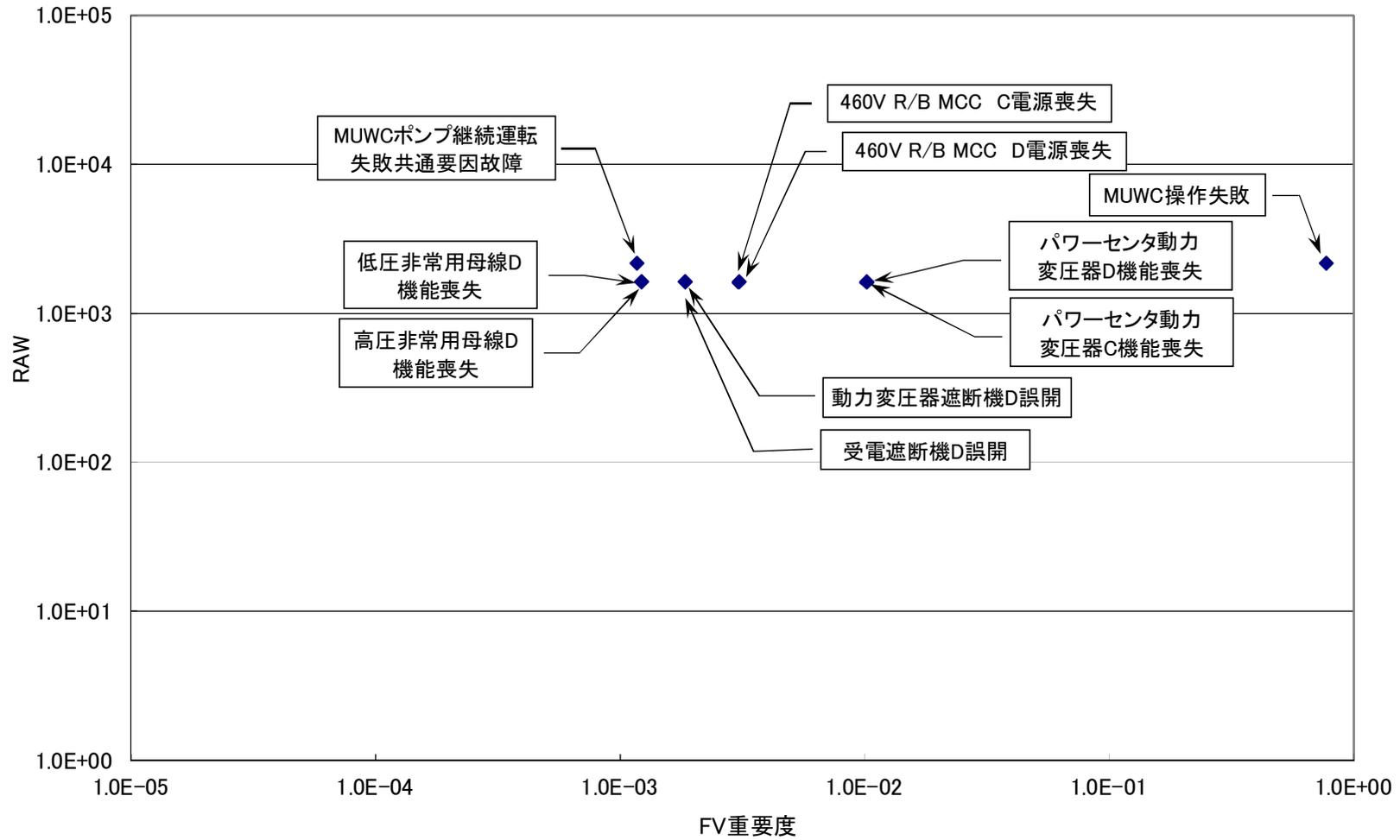


(事故シーケンスグループ別)

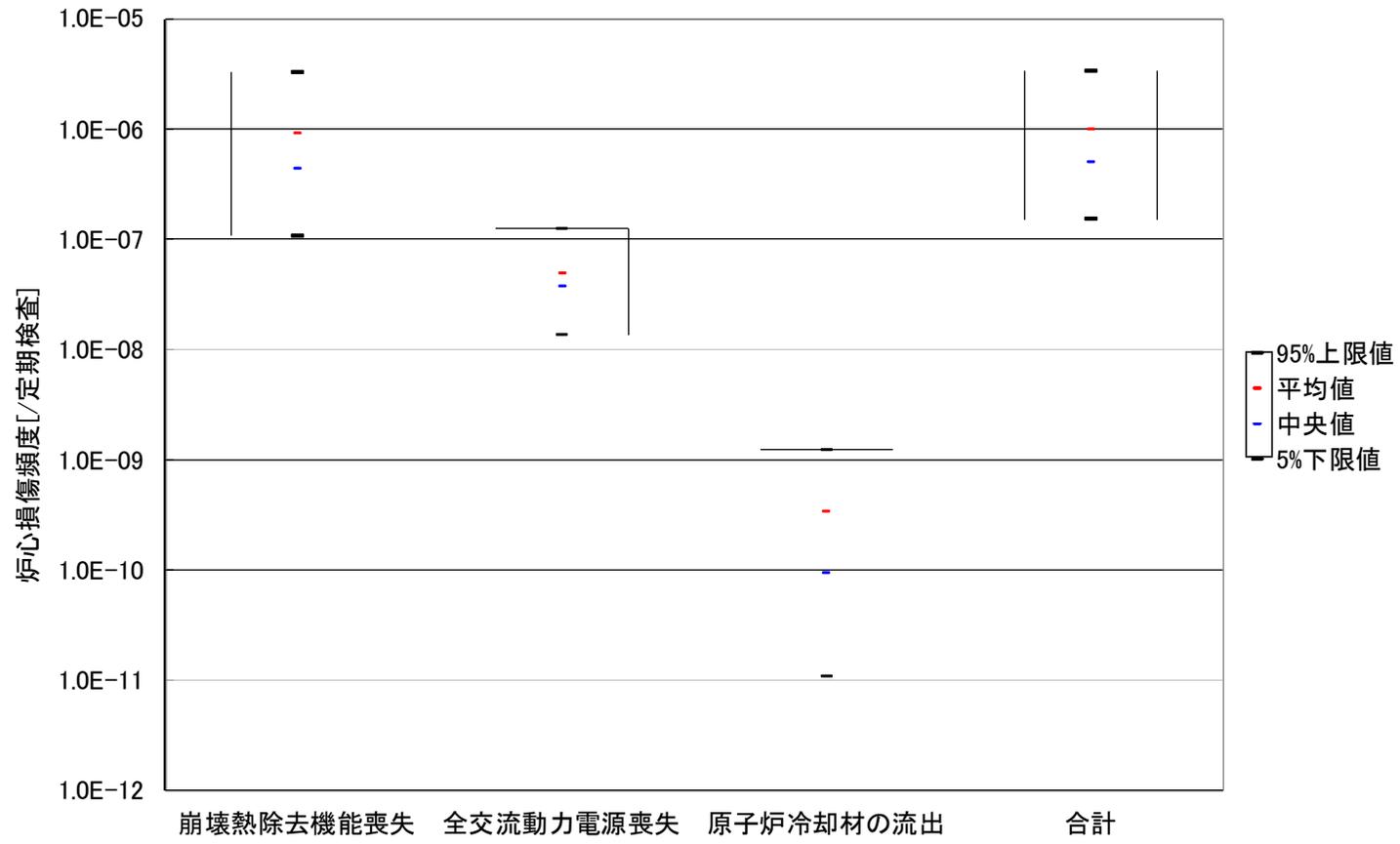
第1.1.2.h-1図 炉心損傷頻度への寄与割合



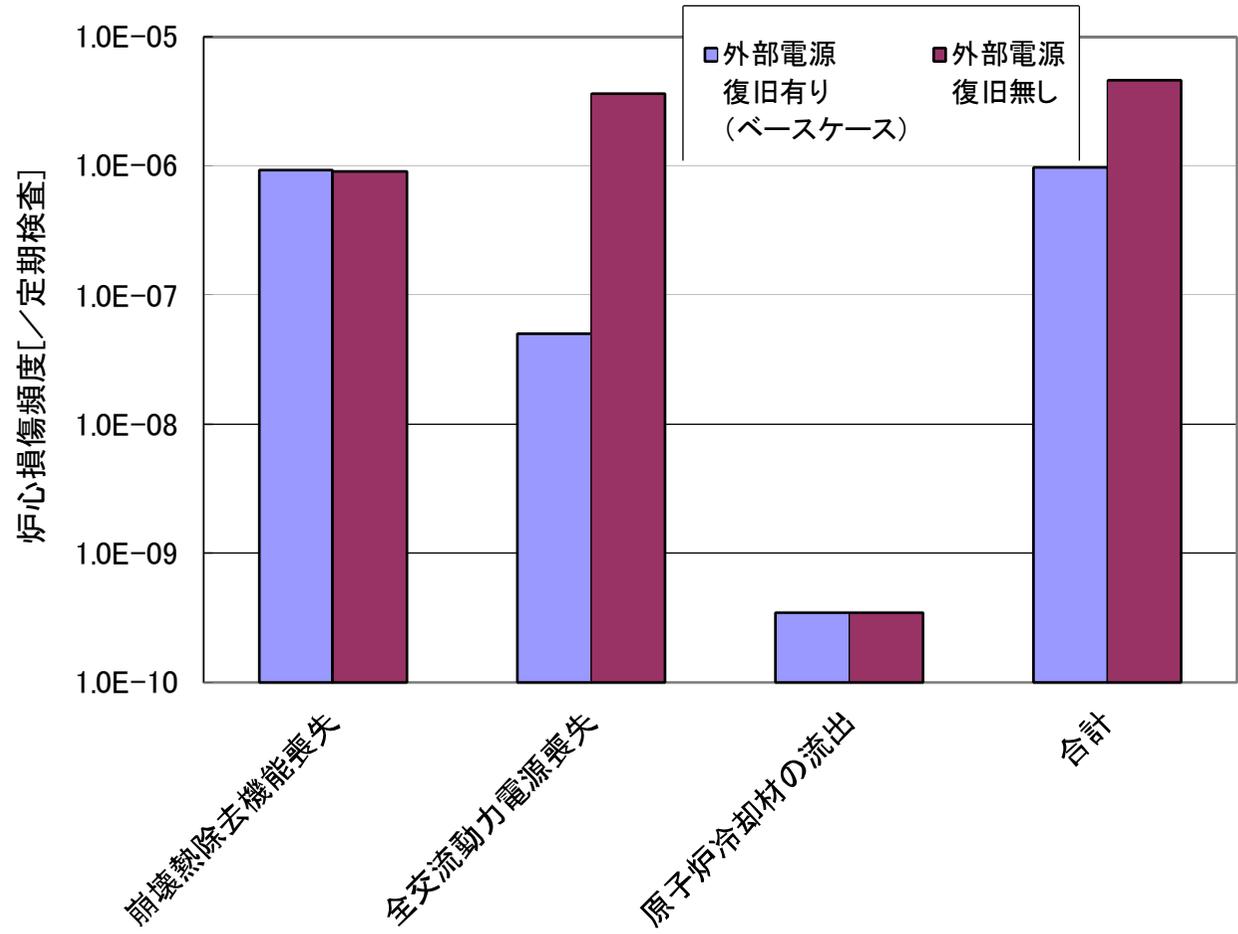
第1.1.2.h-2図 FV重要度とRAWの相関(FV重要度上位基事象)



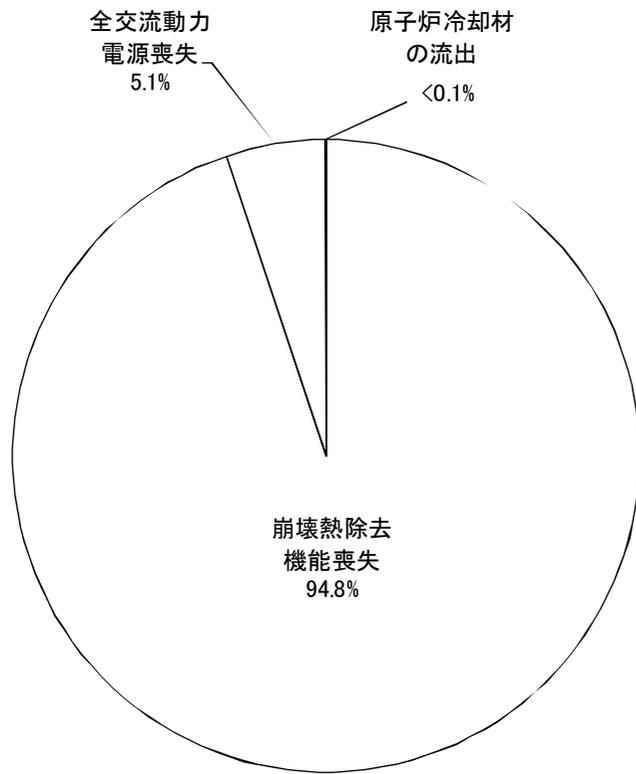
第1.1.2.h-3図 FV重要度とRAWの相関(RAW上位基事象)



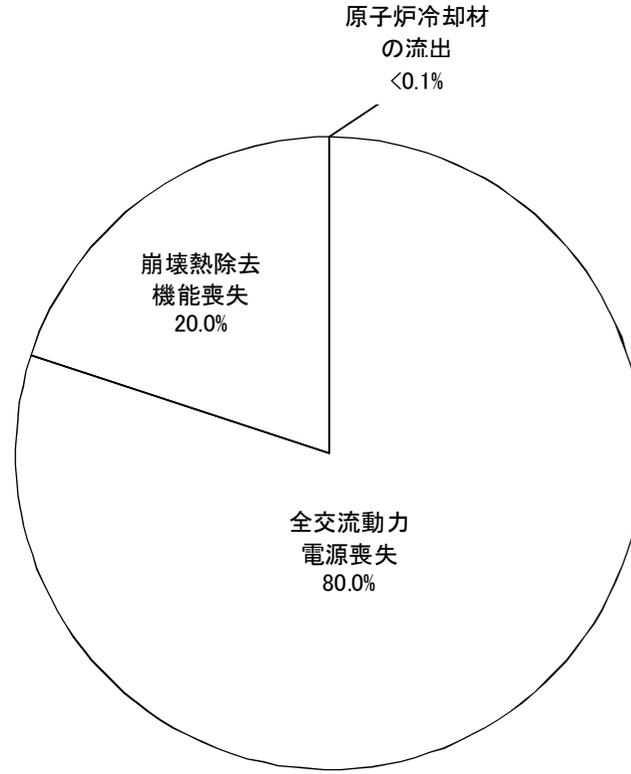
第 1. 1. 2. h-4 図 不確実さ評価結果



第 1.1.2. h-5 図 外部電源復旧の有無に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)



(復旧有り (ベースケース))



(復旧無し)

第 1.1.2.h-6 図 外部電源復旧の有無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比較)

期待する影響緩和設備におけるタイライン等による
他システムからのサポート系の融通について

原子炉補機冷却系は、A系とB系の淡水タイラインを通して、運転系列から停止系列に冷却水を供給できるよう設計されており、片系列を停止する際に、通水操作を行う場合がある（図1参照）。

ただし、本評価においては、原子炉補機冷却系のタイラインによるサポート系の融通については期待していない。

以 上



図1 原子炉補機冷却系片系（A系）停止時運転モード

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

評価対象とした定期検査工程の代表性について

評価対象とする定期検査工程としては、過去の運転実績を代表するものとする必要があるため、以下の手順に従って実定期検査工程を選定し、評価対象工程を選定した。

- ・ 燃料の全数取出期間中は炉心に燃料が存在せず、炉心損傷は発生しないため全数取出を行う工程は評価対象外とし、燃料の部分取出を行っている工程を選定する。
- ・ トラブル等により長期定期検査となった定期検査工程を除き、至近の一般的な定期検査工程を選定する。

女川2号炉の至近の定期検査における、工程継続期間の比較結果より、部分取出を行っており、最も至近の定期検査工程である第4回定期検査を選定した。(表 1 参照)

表 1 女川2号炉定期検査の工程継続期間の比較

定期検査	工程継続期間(日)	燃料取出方法	特別な工程
第 1 回	70	部分取出	—
第 2 回	60	部分取出	—
第 3 回	55	部分取出	—
第 4 回	47	部分取出	—
第 5 回	100	全数取出	水没弁点検等
第 6 回	190	全数取出	シュラウド点検等
第 7 回	127	全数取出	タイロッド補修等
第 8 回	150	全数取出	ECCS ストレーナ工事
第 9 回	109	全数取出	OG 系点検等
第 10 回	182	全数取出	制御棒監視装置更新

: 本評価において対象とする定期検査工程

以下に、炉心損傷リスクに変動を与える可能性のある作業について述べる。

① 全燃料取出状態

本評価では炉心損傷頻度を評価するために、部分燃料取出の定期検査工程を評価対象としており、全燃料取出状態がある定期検査工程を選定するよりも保守的な評価である。（「別紙1.1.2.c-1 炉心損傷条件について」参照）

なお、全燃料が燃料プールにあると想定した場合の燃料損傷頻度は \square （/日）となり、本評価におけるPOS-B1（燃料取替期間）の日当たりの炉心損傷頻度（ $2.7E-08$ （/日））に比べ \square 程度低い。

② MUWC全停

本評価においては、定期検査工程においてMUWC3台全てが使用できない状態は想定していない。評価対象外とした定期検査工程においては、MUWC全停の間があるものの、本評価において考慮していない緩和設備（ろ過水系等）が1系統以上使用可能であり、本評価においては、MUWC1系統が使用可能であることを前提として評価した。

③ 海水系統切替え時期（角落とし）

本評価では、原子炉ウエル満水状態となる前（POS-A）に、主要緩和系の多くが待機状態から待機除外状態に変わる（角落とし）。この仮定は原子炉ウエル満水状態（POS-B）で角落としを行うよりも余裕時間が短くなるため、保守的な評価となっている。

④ 海水系統切替え時期（RHR切替）

本評価ではRHR切替を原子炉ウエル満水状態（POS-B）で実施しているが、通常水位（POS-C等）に実施した場合は、RHR切替時のLOCAを考慮した時に余裕時間が短くなるものの、本評価では0.5時間を停止時PRAのLOCAの共通の余裕時間としており、RHR切替が通常水位で行われた場合を仮定した余裕時間 \square と比較しても保守的な評価となっている。

（「別紙1.1.2.c-4 停止時PRAにおけるLOCAの余裕時間の考え方について」参照）

⑤ 定期検査の期間の相違

本評価で評価対象とした定期検査工程は比較的短期間となる47日間を想定している。

\square 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

長期間の定期検査工程とした場合、使用できる緩和系が多くなり、崩壊熱の低下により各工程の余裕時間が長くなるなど1日毎の炉心損傷頻度は低下する要因となる。したがって、1日毎の炉心損傷頻度が保守的な仮定であるという観点から本評価の評価期間は妥当と考えられる。

⑥ 特別な工程

シュラウド点検や、タイロッド補修等、特別な工事については、その内容に応じた安全対策がとられた上で実施される。今回のPRAは、事故シーケンスの選定を目的としていることから、評価対象工程の選定にあたっては、特別な工程は対象としていない。

なお、全燃料を燃料プールへ移動し、プールゲートを閉じた状態で行われ、かつ周期的に行われる特別な工程として、水没弁の点検が挙げられる。本評価では、①で述べたとおり、全燃料がプールにある場合に比べ保守的な評価であることから、特別な工程を考慮しても炉心損傷頻度への影響はない。

以上より、本評価の評価対象工程は妥当である。

以 上

プラント状態の分類の考え方について

女川 2 号炉において評価対象とする定期検査工程を図 1 に示す。以下に各 POS 分類の考え方について述べる。

a. 原子炉冷温停止への移行状態：POS-S

炉内で発生する崩壊熱は、プラント停止直後が最も大きく、以後は指数関数的に減少していくことから、プラント停止後 1 日を崩壊熱が大きい期間としてプラント状態を分類する際に考慮し、主復水器の真空破壊から RPV 開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉冷温停止への移行状態(S)として分類する。

この期間において、補機冷却系および緩和設備の状態に変更はないため、POS-S 内においてプラント状態の分類は不要とする。

b. PCV/RPV 開放への移行状態：POS-A

PCV/RPV の開放作業開始から原子炉ウエルの水張りまでの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内のインベントリー(水位)も運転中と大きく変わらないことから、この期間を POS-A として分類する。

POS-A の期間においては、期間の途中で補機冷却系および主要緩和設備が待機除外状態となるため、以下のとおり 2 つのプラント状態に分類する。

- ・ POS-A1 (2 日間) 補機冷却系が 2 系統運転および RHR-B(LPCI-B), LPCI-C, HPCS が待機状態の期間
- ・ POS-A2 (2 日間) 補機冷却系が片系運転および RHR-B(LPCI-B), LPCI-C, HPCS が待機除外状態の期間

c. 原子炉ウエル満水状態：POS-B

RPV 開放完了から RPV 閉鎖開始までの期間は、原子炉ウエルが満水の状態にある。この期間は、原子炉内のインベントリー(水位)が多く、崩壊熱を除去しているシステムが機能喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間のうちに上昇することは無いという特徴があることから、この期間を POS-B として分類する。

POS-B の期間においては、角切替えに伴い使用可能な緩和設備の組み合わせが変化することから、以下のとおり 2 つのプラント状態に分類する。

- ・ POS-B1 (16 日間) 角切替え前の期間
- ・ POS-B2 (5 日間) 角切替え後の期間

d. PCV/RPV 閉鎖への移行状態：POS-C

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は、設備の保守点検は継続中であるが、原子炉内のインベントリー(水位)は運転中とほぼ同じであることから、この期間を POS-C として分類する。

POS-C の期間においては、補機冷却系が復帰する、および主要な緩和設備が待機除外状態から待機状態に復帰する PCV 漏えい試験前後において、以下のとおり 2 つのプラント状態に分類する。

- ・ POS-C1 (13 日間) 補機冷却系が片系運転および RHR-A(LPCI-A), LPCI-C, LPCS が待機除外状態の期間
- ・ POS-C2 (2 日間) 補機冷却系が 2 系統運転および RHR-A(LPCI-A), LPCI-C, LPCS が待機状態の期間

e. 起動準備状態：POS-D

PCV/RPV 閉鎖が終了後、プラントの再起動までに設備の機能確認などの起動準備が実施される。この期間中は、設備の保守点検が終了しており、タービン駆動の注水系を除き、緩和設備の多くが待機状態となっていることから、この期間を POS-D として分類する。

POS-D の期間において補機冷却系および緩和設備の状態に変更はないため、POS-D 内においてプラント状態の分類は不要とする。

以 上

起回事象から CR 引抜事象を除外している理由について

プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、厳格な管理等により、制御棒駆動機構の点検等を行う場合でも 1 体毎にしか行えない。また万一、制御棒が誤引抜された場合でも、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、燃料に破損が生じたとしても、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らないと考えられる。

なお、近年、BWRにおいて停止中に制御棒が誤って引き抜けた事象が発生したが、これを受けて、ノンリターン運転時のHCU隔離を行わない等の実効的な再発防止策がとられ、同様の事象発生に対する対策が実施されている。

以下に停止時PRAにおいて、CR引抜事象を起回事象から除外した理由を示す。

1. 過去の反応度投入事象例

(平成 11 年 志賀原子力発電所1号機の臨界に係る事故^{※1})

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時に誤った手順により弁を操作した結果、3本の制御棒が部分的に引抜状態となり、原子炉が臨界状態となった。

本事象については、日本原子力技術協会により、同様の事象が起きた場合の炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性があるものの、出力はごく短時間で低下、整定し、ピーク出力部燃料エンタルピー増分は燃料の破損しきい値を十分下回っており、燃料健全性に問題ないことが確認されている^{※2}。

※1 「志賀原子力発電所1号機の臨界事故についての報告書の提出について」

平成19年 北陸電力株式会社

※2 「北陸電力(株)志賀原子力発電所1号機で発生した臨界時の炉心挙動解析」

日本原子力学会誌 Vol. 49. No. 10(2007)

2. 反応度投入事象を防止するための対策

過去にBWRプラントにおいて、1. に示すような停止時に制御棒が誤って引き抜かれた事象が発生していることから、本プラントにおいては、①HCU隔離時にはリターン運転とする、②「制御棒冷却水原子炉間差圧 高高」が発生した場合に制御棒駆動水ポンプを停止するインターロックを設置する、という対策が実施されている。

3. 制御棒の誤引抜が発生する確率

制御棒の誤引抜が発生する確率を以下の仮定により評価した。

(1) 制御棒誤引抜に至るシナリオ

(2) 評価モデル

上記シナリオを想定し、図1に示すフォールトツリーを用いて評価した。

評価の結果、制御棒誤引抜が発生する確率は、となった。

4. 結論

以上より、制御棒の誤引抜事象については、その影響度については、過去に発生した事象に対する評価結果から小さく、また、発生確率も小さいことから、起因事象から除外した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図1 制御棒誤引抜き時のフォールトツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

RHR 運転中の LOCA を起因事象から除外する考え方について

停止時 PRA において、RHR 停止時冷却モードのうち、運転中の RHR から冷却材が流出する事象（以下、RHR 運転中の LOCA と呼ぶ）を起因事象から除外した理由は以下のとおり。

1. 冷却材流出経路および要因の特定

図 1 に運転中の RHR-A 停止時冷却モードの系統概要図を示す。冷却材流出経路の特定に際しては、以下の選定条件を設定した。

- ・ RHR 停止時冷却系運転中に冷却材バウンダリを構成する弁の故障を対象とする。
- ・ 流出先が原子炉となる弁の故障を除く。
- ・ 1 弁の故障により冷却材の流出が発生するものを対象とする。
- ・ 弁の故障モードは内部破損を対象とする。

上記の選定条件より、次の 4 弁を選定した（図 1）。



2. 発生頻度の算出



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

評価の結果、RHR 運転中の LOCA の発生頻度は となり、定検日数を考慮しても RHR 切替時の LOCA (2.4×10^{-4} /定期検査) よりも十分小さく、他の起因事象に比べても小さい値となった。

また、RHR 運転中の LOCA は、事象発生後の事故シーケンスの展開が RHR 切替時の LOCA とほぼ同様となるため、本評価では、RHR 運転中の LOCA は RHR 切替時の LOCA (2.4×10^{-4} /定期検査) などの人的過誤が要因となる LOCA で代表できるとし起因事象から除外した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

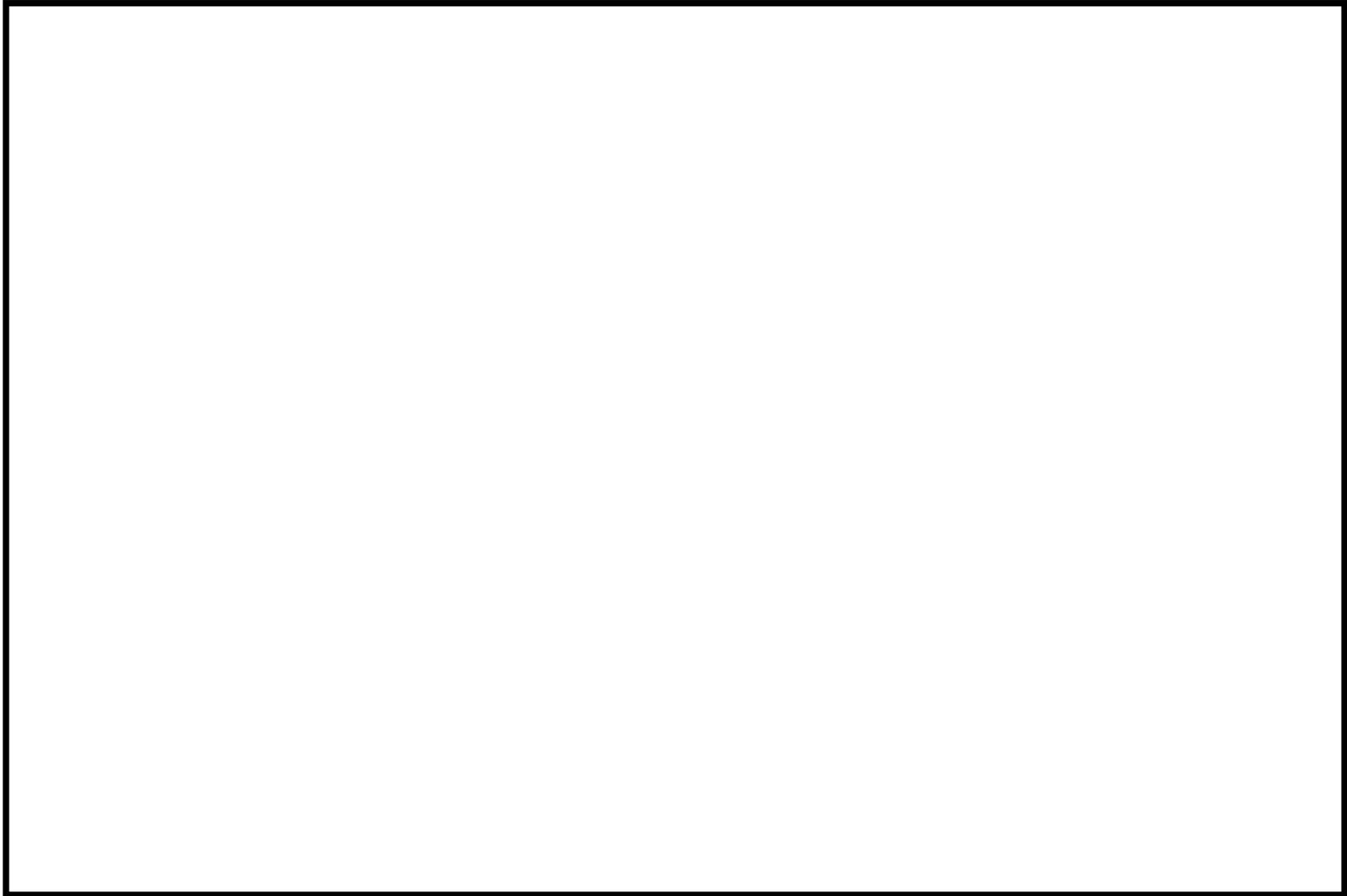


図 1 RHR-A 系統概略図 (停止時冷却モード運転中)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

RHR 切替時の LOCA を POS-B2 のみで考慮している理由について

1. POS-B 以外の期間における RHR 起動時の LOCA

RHR 切替時と同様、機能検査等に伴う RHR 起動時においても、ミニマムフロー弁が開状態となった場合には、S/C への冷却材の流出が発生する可能性がある。ただし、本評価では、以下の理由で POS-B 以外の RHR 起動時の LOCA を考慮していない。

- (1) POS-B 以外の期間には、原子炉水位インターロックが働く状態であり、原子炉水位が L-3 に達した際にインターロックにより RHR 停止時冷却モード第 1 隔離弁および第 2 隔離弁が自動閉となり、POS-B 以外の期間に RHR 起動時の LOCA が発生しても、原子炉の隔離に期待できる。
- (2) POS-B 以外の期間には、下表に示すように、POS-B より多くの緩和設備が待機状態であることから、POS-B 以外の期間に RHR 起動時の LOCA が発生しても、影響は小さい。

POS-C1 については、緩和設備は POS-B と同等であるものの、(1) で述べた原子炉水位インターロックが有効な状態にある。

POS	期待できる緩和設備
POS-B1, B2	LPCI-A, MUWC
POS-C1	LPCI-B, MUWC
POS-A2	LPCS, LPCI-A, MUWC
POS-S, A1, C2, D	LPCI-A/B/C, HPCS, LPCS, MUWC

2. POS-B における RHR 起動時の LOCA

POS-B においては、角切替に伴う RHR-B の起動以外においては、RHR-A/B の停止時冷却モードの起動は行われていない。

RHR-B 停止時冷却モードの起動は POS-B2 の RHR 切替時に行われるが、この状態においてはミニマムフロー弁の開防止措置は実施されておらず、RHR-B 起動の際に新規で開防止措置を行うため、人的過誤に伴う LOCA が発生する可能性がある。

以上より、本評価では、RHR の角切替時 (POS-B2) にのみ RHR 切替時の LOCA を考慮している。

3. RHR 起動時の LOCA の感度解析

(1) 感度解析条件

RHR 起動時の LOCA の感度解析条件として、POS-B 以外の RHR 起動により、LOCA が発生する可能性がある回数と発生頻度を下表に示す。

POS	LOCA が発生する可能性がある RHR 起動回数	RHR 起動操作内容	起因事象発生頻度
POS-S	1 回	・発電機解列後の RHR-A 停止時冷却モード起動	2.4E-04
POS-D	2 回	・D/G オートピックアップ検査終了に伴う RHR-A 起動 ・D/G オートピックアップ検査終了に伴う RHR-B 起動	4.9E-04

(2) 感度解析結果

表 1 及び図 1 に POS 別の RHR 起動時の LOCA の炉心損傷頻度を示す。

POS-S における RHR 起動時の LOCA による炉心損傷頻度は POS-B2 の RHR 切替時の LOCA に比べ [] 小さい結果となった。これは、POS-S および POS-D では待機緩和設備が多く、水位インターロックが機能しているためである。

また、全炉心損傷頻度は、ベースケースの $9.8E-07$ (/定期検査) に対し、感度解析ケースでは [] (/定期検査) であり、ベースケースとの差は見られなかった。

したがって、RHR 起動時の LOCA を考慮しても、重要事故シーケンスの選定に影響はないと考えられる。

以 上

表1 各 POS における RHR 起動時の LOCA の感度解析結果

起回事象	炉心損傷頻度
RHR 切替時の LOCA : POS-B2 (本評価で考慮)	1.7E-10
RHR 起動時の LOCA : POS-S	
RHR 起動時の LOCA : POS-D	

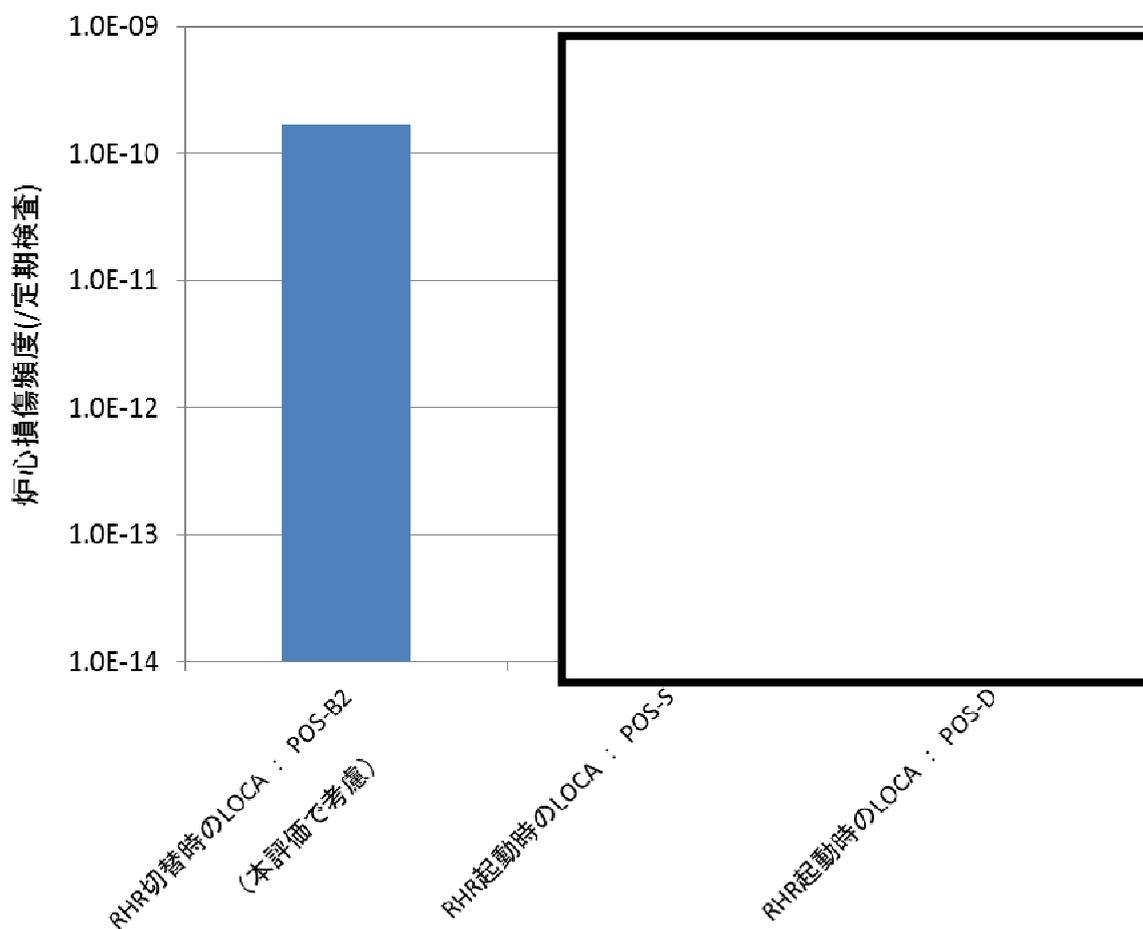


図1 RHR 起動時の LOCA を考慮した感度解析結果

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

停止時の LOCA の発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について

停止時 PRA 起回事象で評価対象とした冷却材流出事象（LPRM 交換時，CRD 交換時，RHR 切替時，CUW ブロー時）の発生頻度については，実績等を用いた算出が困難であるため論理モデルにより算出している。以下にその算出方法を示す。

1. LPRM 交換時の冷却材流出

LPRM は全 31 本あり，これを 5 年周期で全交換するものと仮定し，1 回の定期検査あたり 6 本が交換されるものとする。

LPRM の交換作業において，冷却材流出が発生する可能性のある項目について図 1 に示すイベントツリーを作成し，発生頻度を $3.3E-6$ （ \surd 定期検査）と評価した。

2. CRD 交換時の冷却材流出

CRD は全 137 本あり，これを 7 年周期で全交換するものと仮定し，1 回の定期検査あたり 20 本が交換されるものとする。

通常，制御棒駆動機構フランジに支えられている CRD 本体は，原子炉圧力容器に溶接されている制御棒駆動機構ハウジングに取付けられている。また，制御棒とカップリング状態にある。

CRD の交換作業において，冷却材流出が発生する可能性のある項目について図 2 に示すイベントツリーを作成し，発生頻度を $5.5E-6$ （ \surd 定期検査）と評価した。

3. RHR 切替時の冷却材流出

図 3 に RHR-A 停止時冷却モードの系統概要図を示す。RHR 切替時の冷却材流出は，RHR 切替時にメンテナンスから復帰した RHR により除熱を開始する際に，冷却材流出が発生する事象である。ここで想定する事象は，停止時冷却モードの取水ラインにより原子炉容器から取水するが，弁を誤操作することで，取水した冷却材の量と等しい量が原子炉容器へ戻らず，原子炉容器内の冷却材が減少する事象である。

人的過誤により冷却材が流出する可能性がある弁は、以下の4つの弁である。



しかし、ミニマムフロー弁以外からの流出は機械的故障とインターロック故障の重畳で発生するため、発生頻度は非常に小さい。このため、ミニマムフロー弁に関する人的過誤のみを評価した。

ミニマムフロー弁の閉め忘れあるいはミニマムフロー弁の自動信号の隔離失敗により、RHR切替時の冷却材流出が発生する。この人的過誤確率を算出し、RHR切替時の冷却材流出の発生頻度を $2.4E-4$ (/回)と評価した。

4. CUWブロー時の冷却材流出

図4にCUWブロー時の流路図を示す。CUWブロー時の冷却材流出は、CUWブローにより目標水位まで水位を低下した後、CUWブローライン流量調節弁とCUWブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより発生するものである。

CUWブローライン流量調節弁とCUWブローライン出口弁、両方の弁の閉め忘れにより発生する人的過誤確率を算出し、CUWブロー時の冷却材流出の発生頻度を $8.1E-5$ (/回)と評価した。

起因事象として選定されるCUWブローはPOS-C1に2回、POS-Dに1回あるため、発生頻度は $2.4E-4$ (/定期検査)となる。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

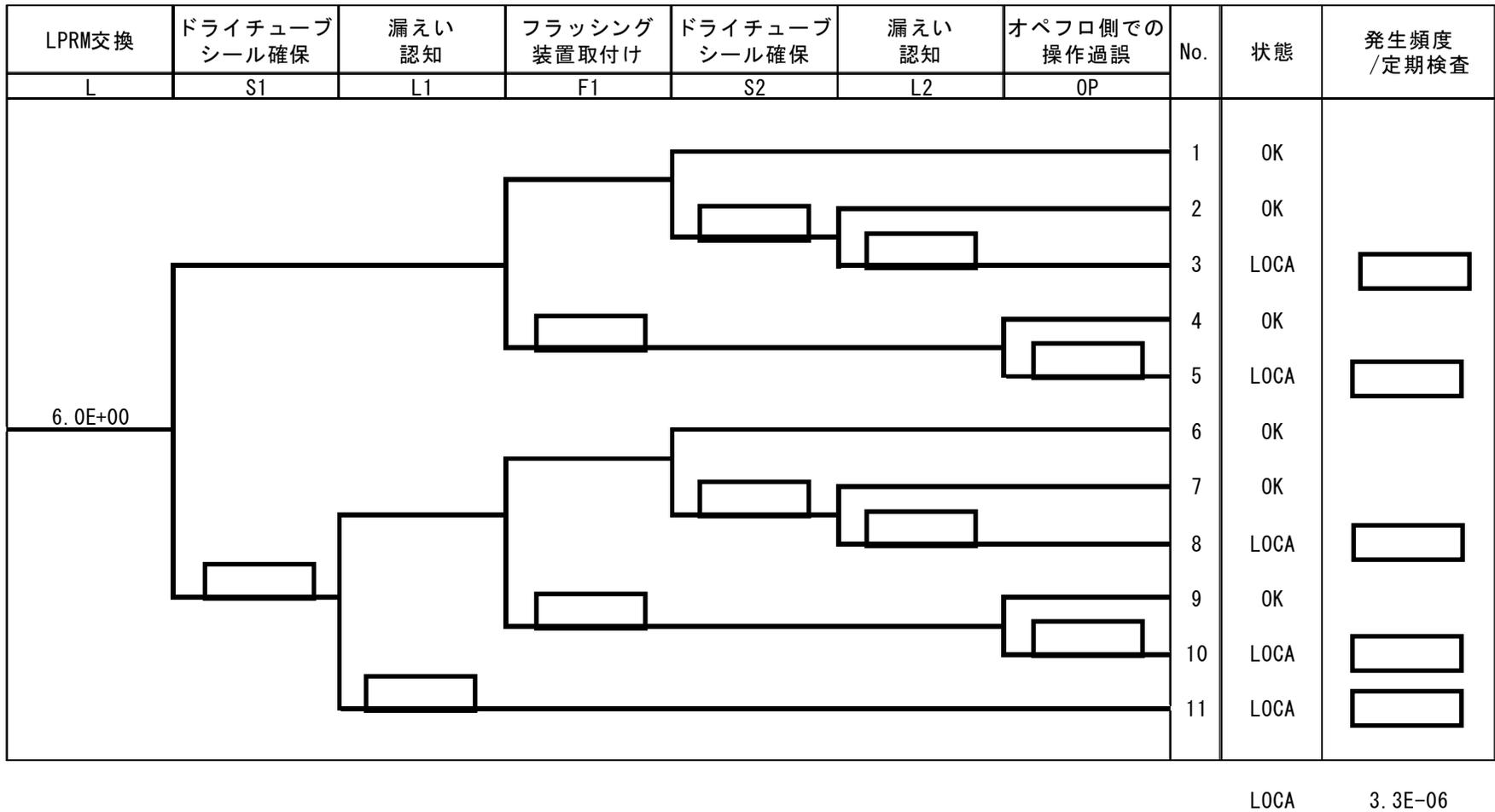


図1 LPRM 交換時の冷却材流出発生頻度のイベントツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

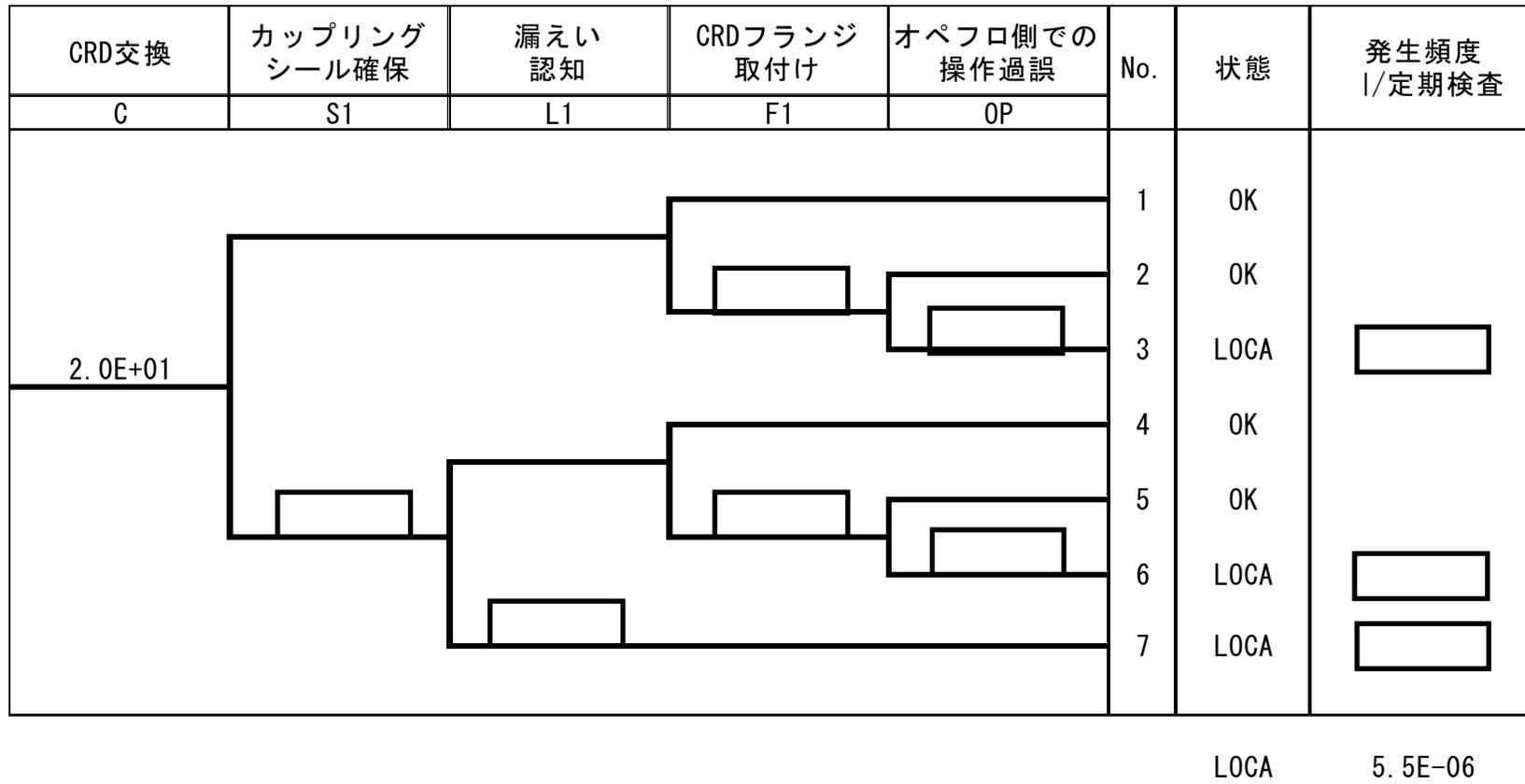


図2 CRD 交換時の冷却材流出発生頻度のイベントツリー

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

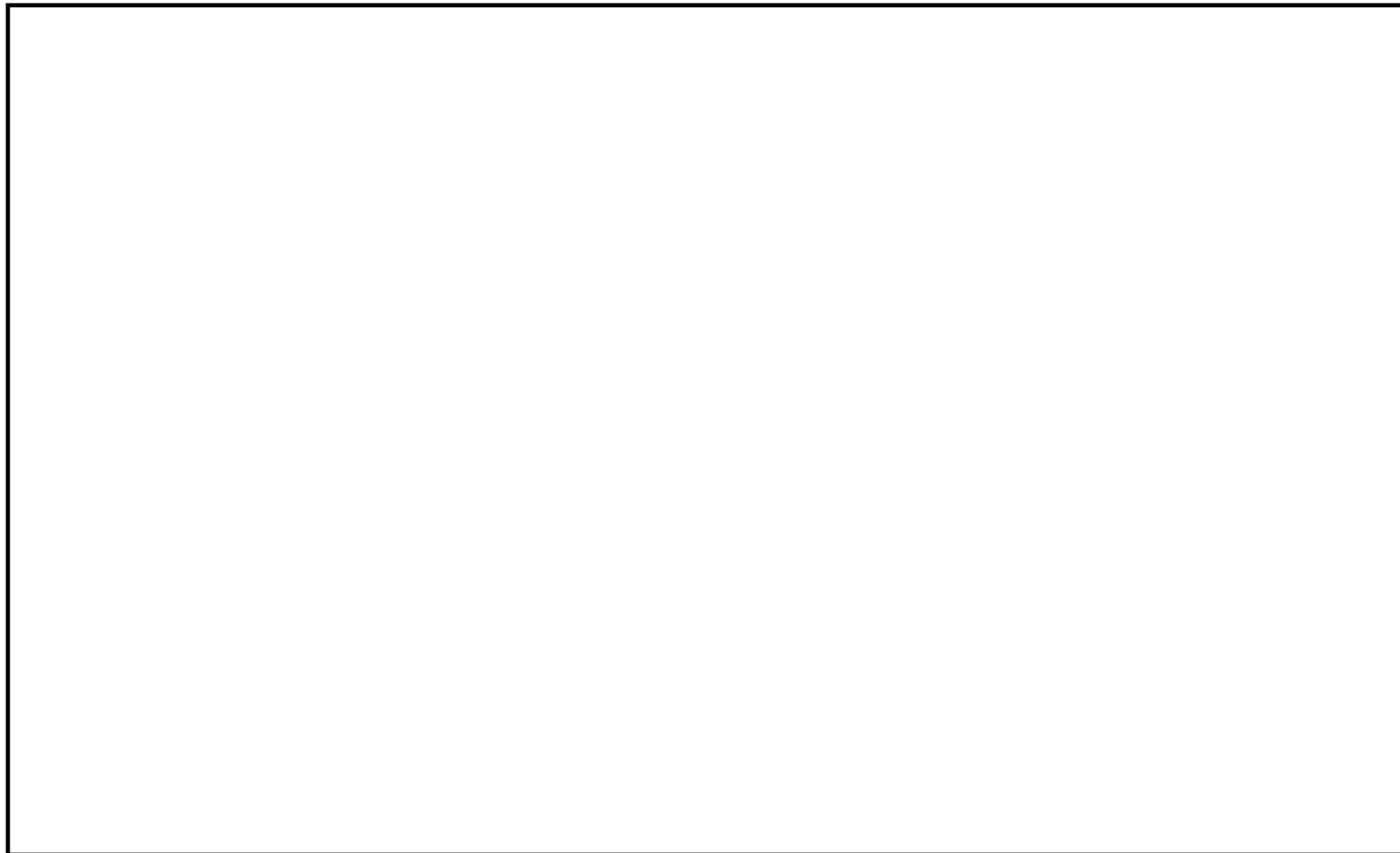


図3 RHR-A 系統概略図（停止時冷却モード運転中）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

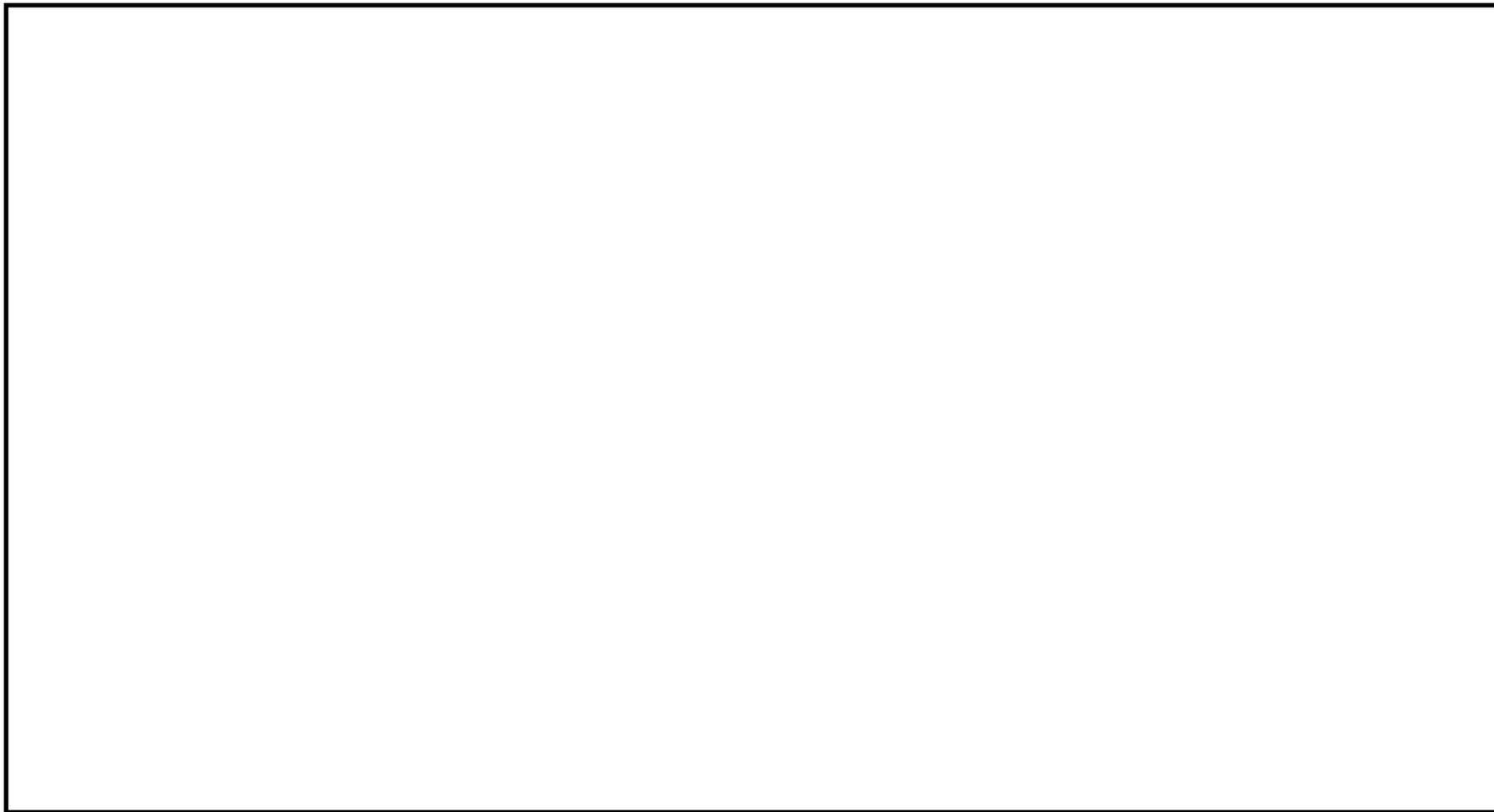


図 4 CUW ブロー時冷却材流出の冷却材流出の流路図

炉心損傷条件について

1. 炉心損傷判定条件

本評価では、炉心損傷の判定条件を“炉心燃料の有効燃料長頂部が露出した状態”としている(表 1)。

表 1 炉心損傷の判定条件

NO.	燃料状態 ^{※1}	原子炉水位	プールゲート ^{※2}	評価対象とする燃料 ^{※2}	炉心損傷の判定条件	本 PRA で評価する POS
1	全燃料装荷時	原子炉通常水位	閉	炉心燃料	炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出する	POS-S, A1, A2, C1, C2, D
2	全燃料装荷時	原子炉ウェル満水	開	炉心燃料 + 使用済燃料	炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出する	POS-B1, B2

※1 POS-B1 では燃料交換期間を含むが、評価対象工程は部分燃料取出であるため、原子炉は「全燃料装荷」として扱う。

※2 原子炉の炉心損傷頻度を保守的に考慮するため、原子炉ウェル満水時はプールゲートを「開状態」、評価対象とする燃料を「炉心燃料+使用済燃料」とし、冷却材蒸発時の蒸発水量は「原子炉側のみ」とする。

2. 冷却材の保有水量

本評価では、表 2 および図 1 に示した水量を用いて余裕時間を評価した。

(1) 原子炉通常水位時の評価

崩壊熱による冷却水温度上昇時については、圧力容器底部から原子炉通常水位まで (a+b) を保有水量として考慮し、原子炉水の蒸発による水位低下時の蒸発水量については、原子炉通常水位から TAF 到達まで (b) としている。

(2) 原子炉ウェル満水時の評価

崩壊熱による冷却水温度上昇時については、原子炉側とプール側の両方を余裕時間算出のための保有水量として考慮 (a+b+c1+c2+d+e) し、原子炉水の蒸発による水位低下時については、原子炉側のみの蒸発水量を考慮 (b+c1+c2) しており、D/S プールの水量は考慮していない。崩壊熱による冷却水の蒸発については、(b+c1+c2) の蒸発により炉心損傷条件(炉心燃料の TAF 到達)としている。プールゲートが開いている状態では、原子炉側と燃料プール側が繋がっていることから、燃料プール内の保有水量 (d) も考慮できるが、これを考慮していない

め、保守的な炉心損傷条件となっている。なお、評価に用いた燃料については、全ての燃料が炉心内に存在するものとして評価を行っている。

仮に、全燃料がプール側にあり、かつプールゲートが閉じた時を想定しても、原子炉側の TAF までの保有水量 $(b+c1+c2)$ に対して、燃料プールの保有水量 (d) の方が多いため、本評価において想定している炉心損傷条件は、より保守的な条件となっている。

表2 想定した保有水量

原子炉水位	余裕時間評価に使用する水量の範囲	余裕時間評価に使用する水量	評価に使用する水量の考え方	評価に使用する燃料の位置
通常水位時の場合	崩壊熱により水温が上昇する範囲		a+b	炉心
	崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲		b	炉心
原子炉ウェル満水時の場合	崩壊熱により水温が上昇する範囲		a+b+c1+c2+d+e	炉心
	崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲		b+c1+c2	炉心
(参考)プールゲート閉時の燃料プール側の TAF 到達までの水量			d	燃料プール

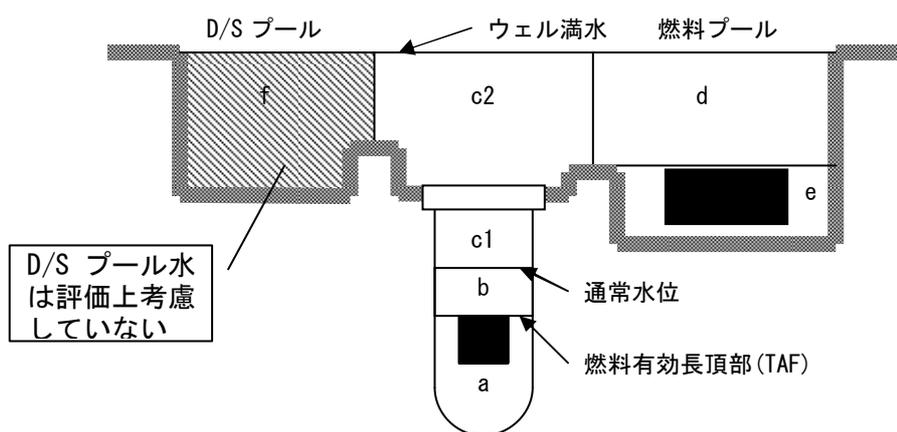


図1 保有水のエリア分割概要図

3. 保守性について

本評価ではウェル満水時に崩壊熱により冷却材が蒸発する範囲を、原子炉側に全ての熱源があると仮定して、原子炉側の保有水量のみで評価する保守的な評

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

価となっている。

この仮定は、「2. 冷却材の保有水量」で示したとおり全燃料が燃料プールにあり、プールゲートが閉じている場合のプール燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出する条件と比較しても保守的な評価となっている。

以 上

緩和操作の成功に必要な安全機能，当該操作時のプラント状態について

緩和操作の成功に必要な安全機能について以下に示す。また，影響が考えられるものに対して，感度解析を行うことにより，評価を行った。

1. 緩和操作に影響を与えるプラント状態

(1) 原子炉格納容器の開閉状態

原子炉格納容器の開閉状態について，POS-Sにおいては，復水器真空破壊と同時期に原子炉格納容器運転員・機器ハッチが解放されるため，事故時には格納容器除熱は不要となる。また，POS-C2の間中は原子炉格納容器漏洩率検査のため原子炉格納容器は一時的に閉鎖されるが，この期間は比較的短期間であり，崩壊熱レベルも低いため，POS-C2の状態としては原子炉格納容器が解放されているものとする。

以上より，本評価では，評価対象の全期間に渡って原子炉格納容器は解放されているとし，格納容器除熱は不要であるとして評価した。

(2) 原子炉圧力容器の開閉状態

原子炉圧力容器ヘッドはPOS-A1の間には取外される。原子炉圧力容器ヘッドベント弁のみ開放されているPOS-S及びPOS-A1の間においては，崩壊熱除去機能喪失により原子炉圧力が上昇することが考えられる。MAAPコードを用いた原子炉圧力変化の評価によれば，POS-S，A1ともに崩壊熱除去機能喪失により原子炉圧力は上昇し，炉心露出時点においても，原子炉減圧はS/R弁作動圧力を下回るものの，注水継続のためには，原子炉減圧が必要となる。

しかしながら，崩壊熱除去機能喪失後，炉心露出に至るまでには□時間程度の余裕時間があることから，本評価において，原子炉減圧については成功するものとして扱い，評価を行っている。

2. 感度解析

(1) 感度解析条件

POS-S，POS-A1において，原子炉減圧および原子炉注水後の格納容器除熱を考慮し，感度解析を行う。感度解析条件について，表1に示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(2) 感度解析結果

感度解析結果について、表2および図1に示す。

表2のとおり、POS-Sにおいては、原子炉注水後に格納容器除熱が必要となることにより、炉心損傷頻度がベースケースに比べ約 倍に増加している。また、POS-A1においては、炉心損傷頻度がベースケース比べて増加しているものの、増加の割合は約 倍にとどまる。

全炉心損傷頻度の増加の割合は約 倍にとどまっており、POS-Sで炉心損傷頻度が増加するものの、全炉心損傷頻度に対する影響は小さいことを確認した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 感度解析における評価条件

	POS	低圧注水時の 原子炉減圧	原子炉注水後の 格納容器除熱
ベースケース	POS-S	×	×
	POS-A1	×	×
感度解析ケース	POS-S	○	○
	POS-A1	○	×

○：考慮する

×：考慮しない

表2 POS-S, POS-Aにおける感度解析結果の比較

POS	起因事象	ベース ケース	感度解析 ケース	感度解析ケース /ベースケース
POS-S	RHRフロントライン系 機能喪失	2.9E-09		
	RHRサポート系機能喪失	3.6E-10		
	外部電源喪失	1.5E-09		
	合計	4.7E-09		
POS-A1	RHRフロントライン系 機能喪失	4.2E-09		
	RHRサポート系機能喪失	5.3E-10		
	外部電源喪失	2.1E-09		
	合計	6.9E-09		
合計(全POS)		9.8E-07		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

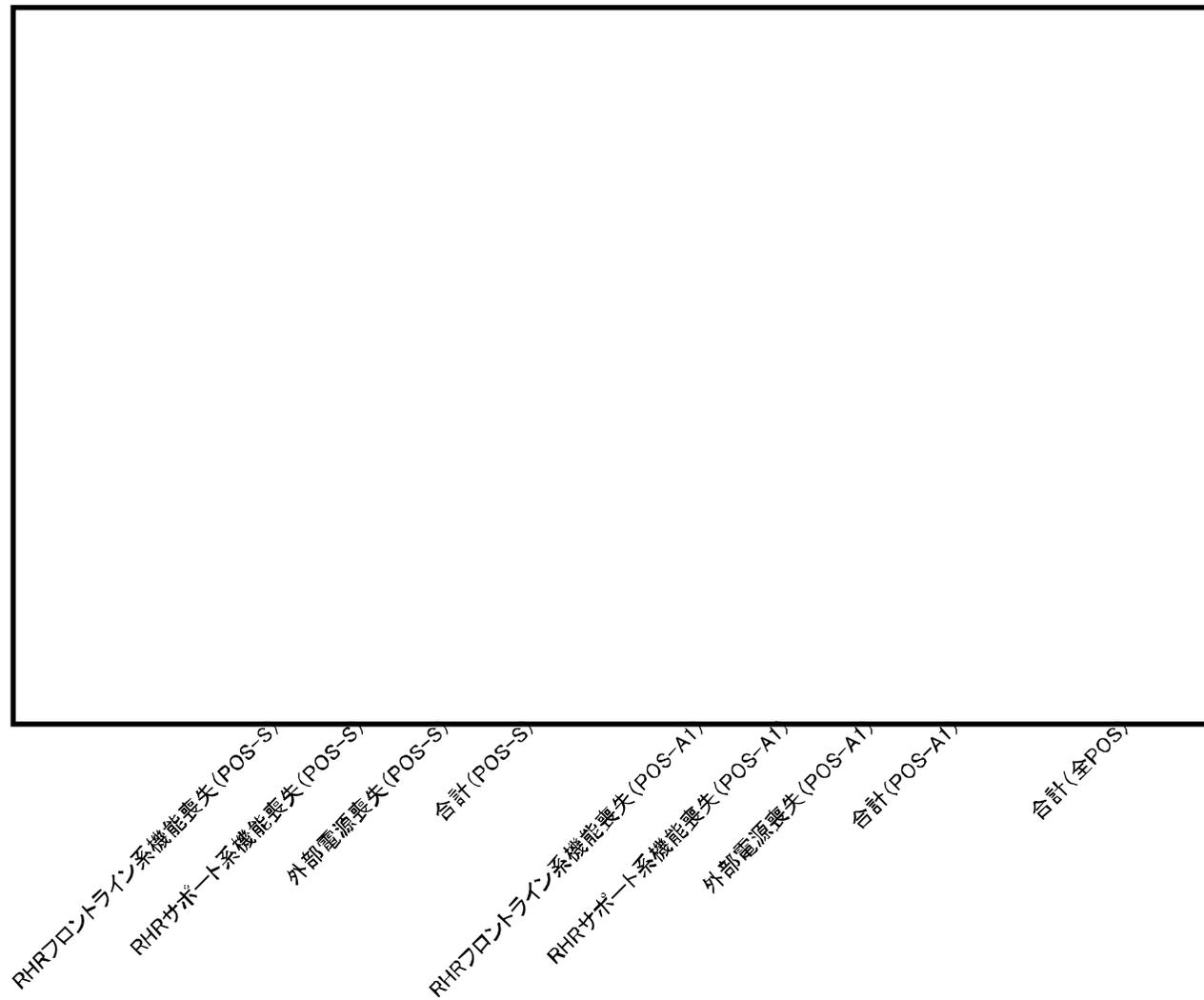


図1 POS-S, POS-Aにおける感度解析結果の比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について

1. 崩壊熱評価条件

発生する崩壊熱の計算には、停止時 PRA の学会標準に記載の May-Witt の式を用いる。また、炉心部には燃料が 560 体全数装荷されていることとし、燃料プールに保管されている燃料については使用済燃料ラックに貯蔵可能である約 2240 体が全て貯蔵されていることとする。発生する崩壊熱を評価した結果を表 1 に示す。

上記で算出した崩壊熱の評価に基づき、除熱系緩和設備作動に対する余裕時間および注水系緩和設備作動に対する余裕時間を算出した。

2. 冷却材初期温度

本評価において原子炉冷却材が限界温度になるまでの余裕時間算出式において使用する差温について「差温 $\Delta T = (\text{限界温度} - \text{初期温度}[50^\circ\text{C}])$ 」として算出している。

この際に使用している初期温度[50°C]は、発電所起動停止手順書において主復水器の真空破壊前に原子炉水温度を 50°C に維持すると定められていることから、余裕時間算出式に使用する初期温度を 50°C と設定している。

表 1 各 POS の代表時間における崩壊熱発生量

POS	解列からの日数	崩壊熱発生量 (MWt)
POS-S	0.33 (8 時間後)	20.8
POS-A1	1 日後	15.2
POS-A2	3 日後	9.9
POS-B1	5 日後	8.6
POS-B2	21 日後	4.6
POS-C1	26 日後	2.6
POS-C2	39 日後	2.2
POS-D	41 日後	2.1

以 上

停止時の LOCA における余裕時間の考え方について

停止時PRAで考慮するLOCA（RHR切替時のLOCA，CUWブロー時のLOCA，CRD点検時のLOCA，LPRM交換時のLOCA）について，算出した各LOCA時の余裕時間を下表に示す。

起因事象	余裕時間(h)
RHR 切替時の LOCA	
CUW ブロー時の LOCA	
CRD 交換時の LOCA	
LPRM 交換時の LOCA	

本評価においては、

0.5時間を停止時PRAのLOCAの共通の余裕時間とした。

なお，停止時PRAで考慮する各LOCAの余裕時間算出の考え方は以下のとおり。

1. RHR切替時のLOCAに対する余裕時間

(1) 冷却材流出時の流出流量

RHR 切替時の LOCA の冷却材流出量は，RHR の停止時冷却モードの定格運転時に，ミニマムフロー弁が開いていた場合のミニマムフローラインへのバイパス流量について，ポンプ吐出側の流量バランスより、

(2) 余裕時間

本評価ではRHR切替は原子炉ウエル満水時に実施され，原子炉ウエル満水からTAFまでの原子炉水量と流出流量から，RHR切替時のLOCAの冷却材流出に対する余裕時間は

2. CUWブロー時のLOCAに対する余裕時間

(1) 冷却材流出時の流出流量

CUW ブロー時の LOCA の冷却材流出量は，CUW ポンプの 1 基の定格容量は 72 m³/h であり、

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

と仮定した。

(2) 余裕時間

通常水位から CUW ブロー時の LOCA が発生したと仮定して余裕時間を評価する。通常水位から TAF までの原子炉水量と流出流量から、RHR 切替時の LOCA の冷却材流出に対する余裕時間はと算出した。

3. CRD点検時のLOCAに対する余裕時間

CRD 点検時の LOCA の余裕時間は、保守的に仮定した CRD 口径が破断した場合において、水位が原子炉ウェル満水から TAF に達するまでの時間を評価し、と算出した。

4. LPRM交換時のLOCAに対する余裕時間

LPRM 交換時の LOCA の余裕時間は、保守的に仮定した LPRM 口径が破断した場合において、水位が原子炉ウェル満水から TAF に達するまでの時間を評価し、と算出した。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

起因事象発生前の操作に係わる人的過誤の選定の考え方について

1. 起因事象発生前の人的過誤の抽出

停止時PRAでは、停止時特有の起因事象発生前について、以下に示す考えに基づきスクリーニングアウトしており、起因事象発生前の人的過誤として出力運転時PRAの選定結果を適用している。

- ・各緩和設備が定期点検後、待機除外状態から待機状態に復旧する前に必ず機能試験を行うことから、停止時特有の起因事象発生前の人的過誤を検知することができると考えられる。

2. 起因事象発生前の人的過誤を考慮する場合の感度解析

(1) 感度解析の条件

感度解析の評価対象として「DGガバナの復旧失敗」および「信号誤作業」を想定した。信号誤作業においては、定期点検後の起動インターロックの復旧し忘れによりECCSを起動することができず機能喪失に至ることを想定している。

なお、人的過誤の評価についてはTHERP手法(NUREG/CR-1278)を用いて評価した。

起因事象発生前の人的過誤	
DGガバナの復旧失敗	
信号誤作業	

(2) 感度解析結果

表1および図1に事故シーケンスグループ別の感度解析結果の比較を示す。

全炉心損傷頻度は、ベースケースの $9.8E-07$ (/定期検査)に対し、感度解析ケースでは (/定期検査)であり、ベースケースとの差は見られなかった。また、各シーケンスグループの炉心損傷頻度についてもベースケースとの差は見られなかった。

したがって、停止時特有の起因事象発生前の人的過誤の選定について、重要事故シーケンスの選定に影響はないと考えられる。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表1 事故シーケンスグループ別の感度解析結果の比較

事故シーケンスグループ	ベースケース	感度解析ケース
崩壊熱除去機能喪失	9.3E-07	
全交流動力電源喪失	5.1E-08	
原子炉冷却材流出	3.5E-10	
合計	9.8E-07	

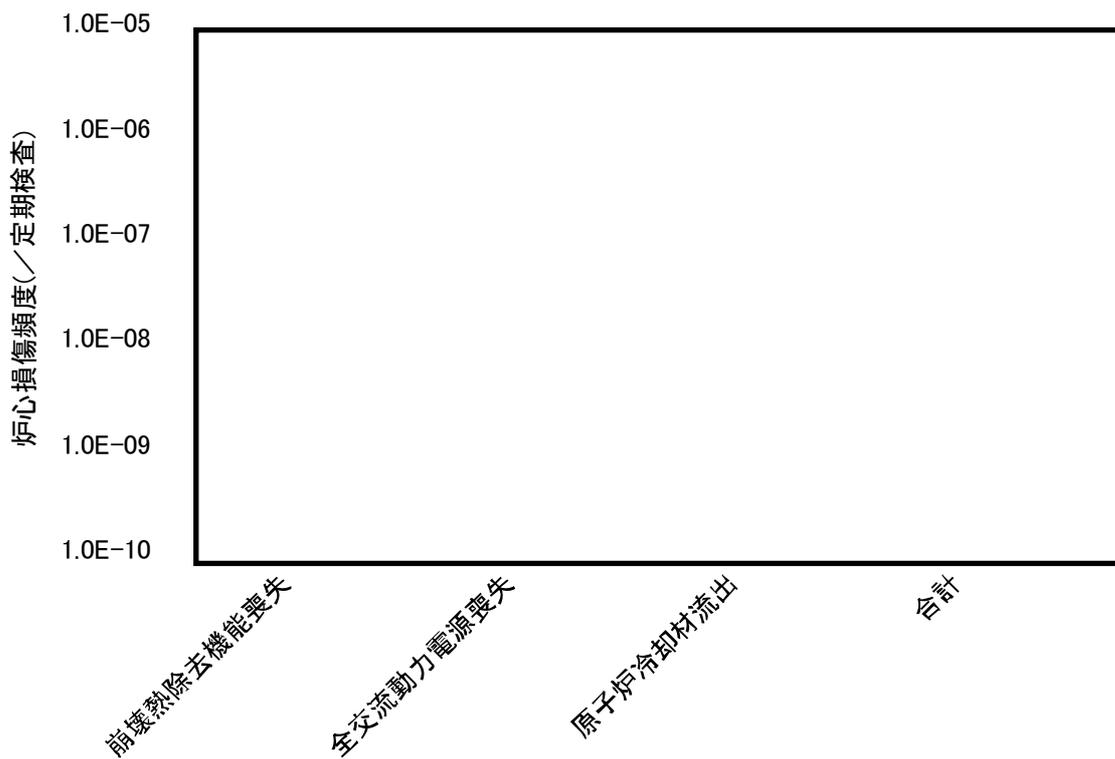


図1 事故シーケンスグループ別の感度解析結果の比較

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

人的過誤に係わる診断失敗確率の考え方について

1. 停止時評価における人的過誤確率値の妥当性について

停止時評価の人的過誤確率において、「LOCA 時の診断失敗」および「LOCA 時の隔離失敗」については、事象発生後に冷却材流出先の水位高警報によるリカバリを考慮しているため、他の人的過誤確率と比較すると相対的に小さい値となっている (LOCA 時の診断失敗確率 : $7.1E-07$)。これは、停止時の LOCA 発生時において、冷却材流出先である LCW 収集槽等において「LCW 収集槽水位高高警報」等の発生によるリカバリに期待できるためである。

女川 2 号炉 PRA に対するピアレビューでは、上記に関連し、運転員の認知と警報は一組の過誤として扱うことを推奨する旨のコメントを海外レビューアより受けている。このコメントについては、認知失敗は運転員の計器の読み取り等によるものであり、一方、リカバリは警報によるものであることから、両者が独立であるとする本評価に問題はないと考えている。また、本評価においては診断失敗に対する余裕時間を全ての LOCA 事象に対して保守的に 30 分として人的過誤確率を算出している。したがって、本評価における人的過誤確率の算出は妥当であると考えている。

なお、ピアレビューにてコメントを受けたこと、および日本原子力学会標準「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準 (レベル 1PSA 編) : 2010 (以下、「停止時レベル 1 学会標準」とする)」にて、「二つのサブタスクの失敗確率の積が過小評価と考えられる場合は従属性のレベルを再検討する」と記載されていることを踏まえ、上記の人的過誤確率に対する感度解析を行い、事故シーケンス選定への影響を確認した。

2. 感度解析について

感度解析ケースの選定にあたり、停止時レベル 1 学会標準に記載の「二つの関連サブタスクの失敗確率の積が 10^{-5} 以下になった場合は、仮定した従属性レベルを再検討する」を参考に、「LOCA 時の診断失敗」および「LOCA 時の隔離失敗」の人的過誤確率を $1.0E-05$ として感度解析を行った。

事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較について、表 1 および図 1 に示す。

感度解析の結果、LOCA に関する人的過誤確率が増加したことにより原子炉冷却材流出の炉心損傷頻度が増加したものの、原子炉冷却材の流出における主要なカットセットはベースケースと同様に LOCA 時の診断失敗であり、炉心損傷に至るシナリオに差はないといえる。したがって、事故シーケンスの選定に対して影響を与えるものではないと考えられる。

以 上

表1 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

事故シーケンスグループ	ベースケース	感度解析ケース	感度解析ケース / ベースケース
崩壊熱除去機能喪失	9.3E-07	9.3E-07	1.0
全交流動力電源喪失	5.1E-08	5.1E-08	1.0
原子炉冷却材流出	3.5E-10	4.9E-09	14.0
合計	9.8E-07	9.9E-07	1.0

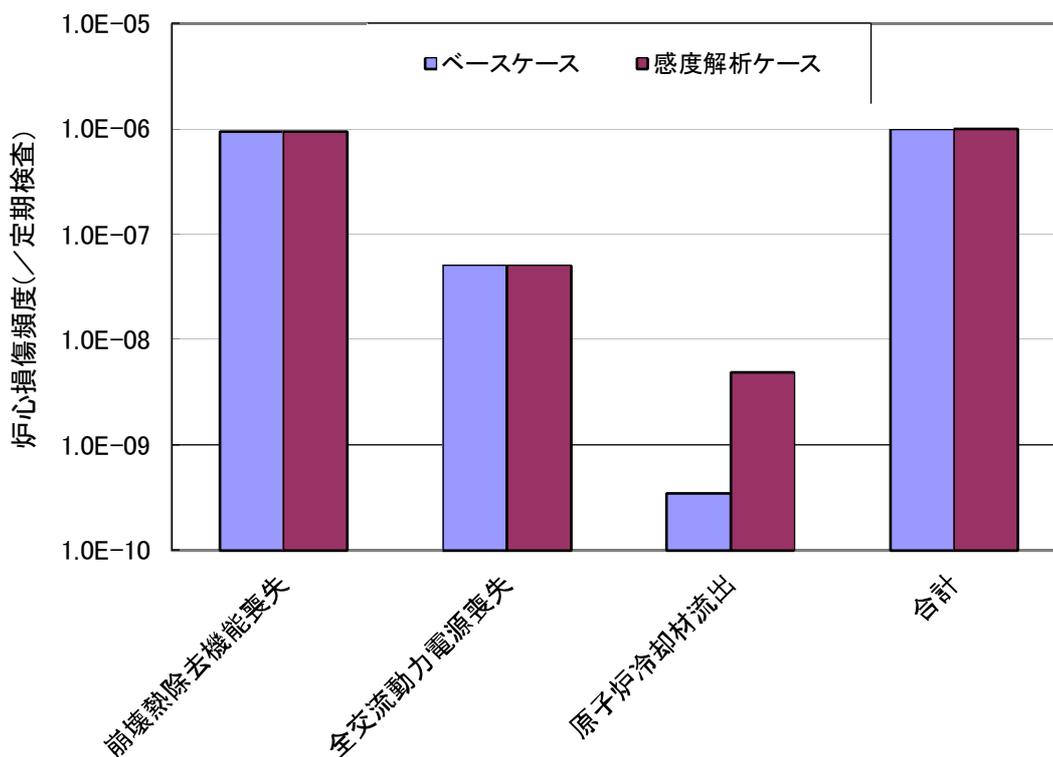


図1 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の比較

人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について

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

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

1. ストレスレベルの分類

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

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

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

2. ストレスファクタの設定の考え方

ストレスファクタについては、以下の考え方に基づき設定している。

①起因事象発生前

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

なお、起因事象発生後であっても、異常が判明していない段階についてはストレスレベル「作業負荷が適度 (段階的操作)」のストレスファクタ 1 を設定。

②起因事象発生後

- a) 異常時の操作となり、操作員のストレスが高いと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ 2 を設定。
- b) 異常時の操作において作業負荷に影響すると考えられる事項（余裕時間の長さ、事象進展の厳しさ、外的要因）が加わる場合、ストレスレベル「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。

上記の考え方にに基づき、以下のとおりストレスファクタを設定した。

(1) 起因事象発生前の人的過誤のストレスファクタ（表 1）

起因事象発生前の人的過誤に対して、事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスは発生していないと考えられるため、本評価では、ストレスレベル「作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ 1 を設定した。

(2) 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタ（表 2）

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

「LOCA時の隔離失敗」は原子炉水位の情報が不十分な可能性があり、冷却材が流出していることからストレスレベル「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。

「注水系の手動起動失敗」は崩壊熱除去システムが機能喪失しており、事象が進展していることから、「除熱系の手動起動失敗」より高いストレスと考えられるため、ストレスレベル「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。

なお、「除熱の必要性に対する診断失敗」などの事象に対する診断失敗は、起因事象の発生後であるが、原子炉の異常が判明していない段階での診断であり、特に高いストレスは発生していないと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ 1 を設定した。

以上

表1 起回事象発生前の人的過誤のストレスファクタ

起回事象発生前の人的過誤	ストレス ファクタ	過誤確率 (平均値)	EF	備考
手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	1	4.0E-04	5	事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスには至らないため、ストレスファクタ1を設定

表2 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタ

起因事象発生後の人的過誤	ストレスファクタ		過誤確率 (平均値)	EF	備考
	認知失敗	操作失敗			
除熱の必要性に対する 診断失敗	1	—	第 1.1.2. g-1 表参照		原子炉の異常が判明していない段階での診断であり、特に高いストレスは発生していないと考えられるため、ストレスファクタ 1 を設定
注水の必要性に対する 診断失敗	1	—			
LOCA 時の診断失敗	1	—	7.1E-07	26	
除熱系の手動起動失敗	—	2	5.3E-05	10	異常時の操作であり、操作員のストレスが高いと考えられるためストレスファクタ 2 を設定
LOCA 時の隔離失敗	—	5	8.3E-06	13	LOCA が発生後の操作であり、余裕時間が短く、事象進展が厳しいことから、ストレスファクタ 5 を設定
注水系の手動起動失敗	—	5	3.5E-04	10	LOCA 時の注水操作については、余裕時間が短く、事象進展が厳しいことから、ストレスファクタ 5 を設定した。なお、本評価では、その他の起因事象の場合の注水操作も保守的にストレスファクタ 5 を設定

表3 ストレスと熟練度による補正係数*

項目	ストレスレベル	HEPsの増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×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)	0.25 (EF=5)	0.50 (EF=5)

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

※原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 PSA編）：
2010 表L.4より

POS 別の炉心損傷頻度（日当たり）について

本評価における，POS別の日当たりの炉心損傷頻度を図 1 に示す。

POS別の日当たりの炉心損傷頻度では，高圧・低圧ECCS等の緩和系が待機除外となり，期待できる緩和系がRHR系とMUWCのみであるPOS-B1, POS-B2, POS-C1の全体に占める割合が高い。

また，起因事象別の日当たり炉心損傷頻度の内訳においては，起因事象発生頻度が高いRHRフロントライン系機能喪失の寄与が大きくなっている。

なお，停止時の LOCA（CUW ブロー時の LOCA，RHR 切替時の LOCA，CRD 交換時 LOCA，LPRM 交換時 LOCA）については，他の起因事象に比べ炉心損傷頻度が小さいこと及び定期検査中の頻度の観点から，図示していない。

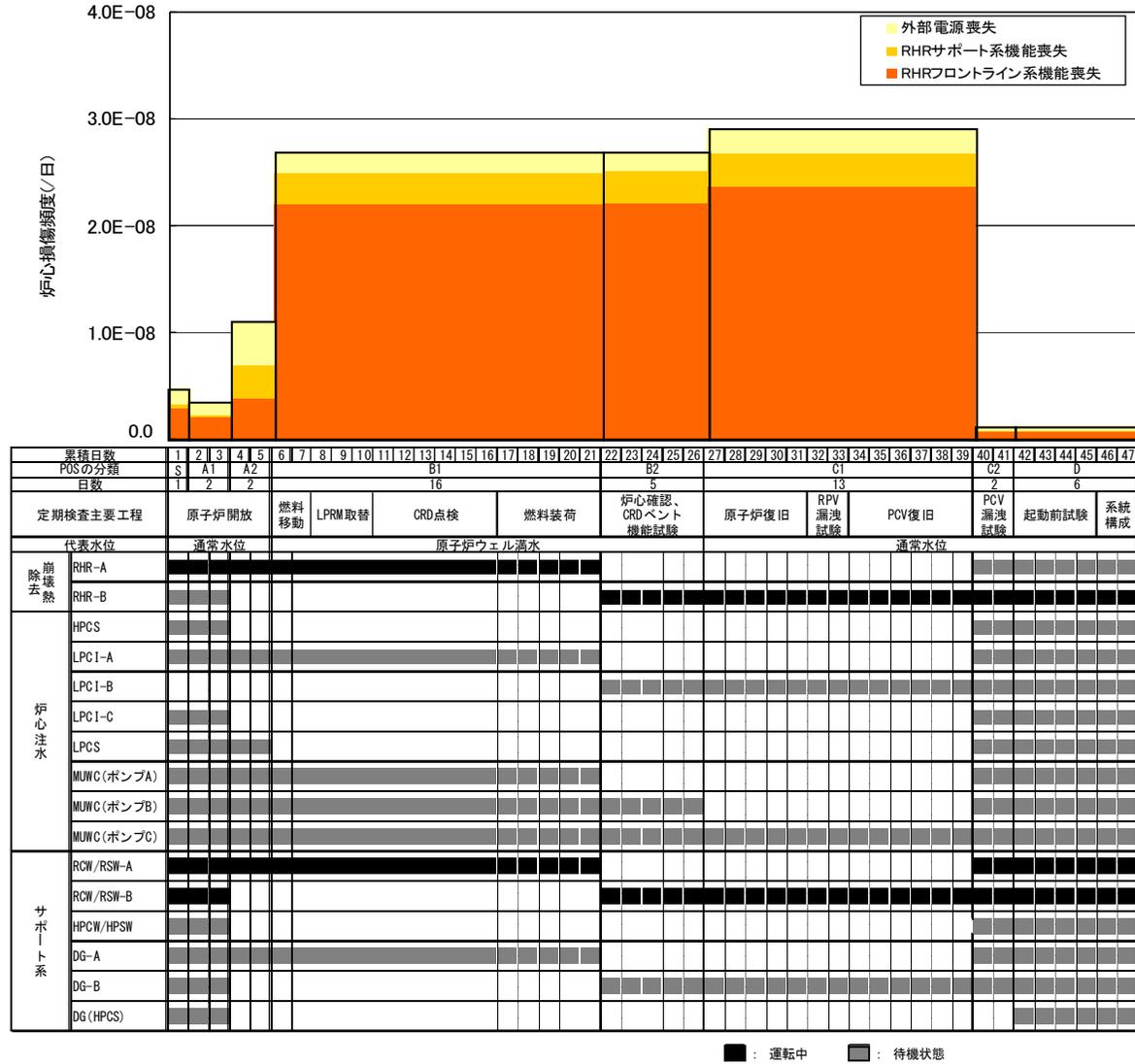


図1 POS別の日当たりの炉心損傷頻度

システム信頼性解析の結果について

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

1. 外部電源喪失時に非信頼度が増加しているシステム

(1) HPCS

①非信頼度： 1.8×10^{-3}

システムの状態：待機中

電源として外部電源およびHPCS-D/Gが使用可能

②非信頼度： 5.7×10^{-3}

システムの状態：待機中

電源としてHPCS-D/Gのみ使用可能

【差とその要因】

HPCS起動のための電源状態の違いにより非信頼度に差が生じている。HPCS-D/Gのみが使用可能である②では、外部電源およびHPCS-D/Gが使用可能である①に比べて非信頼度が高い値となる。

(2) MUWC

①非信頼度： 3.5×10^{-4}

システムの状態：ポンプ1台運転，2台待機中

②非信頼度： 3.7×10^{-4}

システムの状態：ポンプ1台停止，2台待機中

【差とその要因】

MUWCポンプの運転状態の違いにより非信頼度に差が生じている。②では、ポンプ起動失敗がシステムの機能喪失要因として加わるため、①に比べ非信頼度が高い値となる。

2. 外部電源喪失時に非信頼度が減少しているシステム

(1) RHR-A/B

①非信頼度： 4.6×10^{-3}

システムの状態：待機中

②非信頼度： 3.8×10^{-4}

システムの状態：停止中

(外部電源喪失の直前まで停止時冷却モードで運転)

【差とその要因】

システムの状態の違いにより非信頼度に差が生じている。

①では、RHR フロントライン系機能喪失等の起因事象により、運転中の RHR が機能喪失した際の待機中 RHR の起動を想定しており、ポンプの起動や停止時冷却モードの起動に必要な電動弁の開動作等を考慮している。

②では外部電源喪失後の RHR の再起動を想定している。外部電源喪失が発生する直前まで RHR が停止時冷却モードで運転されていたことから、停止時冷却モードにおける電動弁の開状態は維持されていると想定し、機能喪失要因として考慮していない。

以上のとおり、②では RHR の機能喪失要因となる機器故障が少ないため、①に比べて非信頼度が低い値となる。

(2) LPCS

①非信頼度： 1.2×10^{-3}

システムの状態：待機中

外部電源又は非常用 D/G-A による電源確保が必要

②非信頼度： 1.2×10^{-3}

システムの状態：待機中

非常用 D/G-A による電源確保に成功

【差とその要因】

LPCS 起動のための電源状態の違いにより非信頼度に差が生じている。②では、電源確保に成功した状態を想定しており、電源喪失は LPCS の機能喪失要因とならないため、①に比べて非信頼度が低い値となる。ただし、電源喪失の寄与は小さく、小数点 2 桁以下での差となっている。

(3) LPCI-C

①非信頼度： 1.4×10^{-3}

システムの状態：待機中

外部電源又は非常用 D/G-B による電源確保が必要

②非信頼度： 1.3×10^{-3}

システムの状態：待機中

非常用 D/G-B による電源確保に成功

【差とその要因】

LPCI-C 起動のための電源状態の違いにより非信頼度に差が生じている。②では、電源確保に成功した状態を想定しており、電源喪失は LPCI-C の機能喪失要因とならないため、①に比べて非信頼度が低い値となる。ただし、

電源喪失の寄与は小さく，影響は小さい。

以上

表 1 停止時 PRA におけるシステム信頼性評価結果

起回事象	システム系統	代表的な F T の非信頼度
①外部電源喪失以外 ・ RHR フロントライン系 機能喪失 ・ RHR サポート系 機能喪失 ・ LOCA	残留熱除去系 (RHR-A) ※1	4.6×10^{-3}
	残留熱除去系 (RHR-B) ※1	4.6×10^{-3}
	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	1.8×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-A)	1.4×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-B)	1.4×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-C)	1.4×10^{-3}
	復水補給水系 (MUWC)	3.5×10^{-4}
②外部電源喪失	残留熱除去系 (RHR-A)	3.8×10^{-4}
	残留熱除去系 (RHR-B)	3.8×10^{-4}
	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	5.7×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧注水系 (LPCI-A) ※2	保守的に期待しない
	低圧注水系 (LPCI-B) ※2	保守的に期待しない
	低圧炉心注水系 (LPCI-C)	1.3×10^{-3}
	復水補給水系 (MUWC)	3.7×10^{-4}

※ 1 : LOCA 時に期待しない

※ 2 : RHR による除熱失敗後の注水であるため保守的に期待しない。

2. レベル1.5 PRA

2.1 内部事象 PRA

2.1.1 出力運転時 PRA

出力運転時レベル1.5PRAは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル2PSA編）：2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第2.1.1-1図に示す。

2.1.1.a. プラントの構成・特性

① 対象プラントに関する説明

(1) 機器・システムの配置及び形状・設備容量

主要な機器・システムの配置及び形状・設備容量は、「1. レベル1 PRA」での記載と同様である。レベル1.5 PRAに関係する格納容器の特性を第2.1.1.a-1表に示す。

(2) 事故の緩和操作

事故時の対応として手順化されている以下の操作を期待している。

- ・外部電源復旧
- ・格納容器スプレイ（RHR）手動起動

(3) 燃料及びデブリの移動経路

事故時の燃料及びデブリなどの熱源の移動は、水素発生、熔融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）及び格納容器内の熱水力挙動、FP移行挙動に影響する。燃料及びデブリの移動経路は第2.1.1.a-1図に示す通りであり、次表のように整理される。

挙動	R P V破損時 放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動	ペDESTAL	最下区画のため 移動なし	なし
高速ガス流による 噴出	ペDESTAL	ペDESTAL開口部	ドライウエル

2.1.1.b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象レベル1 PRA（出力運転時）で得られた炉心損傷に至るすべての事故シーケンスについて、事象進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態（PDS）に分類し、プラント損傷状態の発生頻度を評価する。

① プラント損傷状態の一覧

(1) プラント損傷状態の考え方，定義

プラント損傷状態は、熱水力挙動の類似性として、事象進展の相違から、格納容器破損時期、原子炉圧力、炉心損傷時期により分類する。さらに、利用可能な事故の緩和設備及び緩和操作の類似性に着目するとともに、電源確保の状況により分類する。

a. 格納容器破損時期

炉心損傷後に格納容器破損が生じる場合と格納容器破損後に炉心損傷が生じる場合で分類する。この前後関係によって、事故の防止手段及び緩和手段の種類が大きく異なる。

b. 原子炉圧力

炉心損傷後、圧力容器が破損に至るまでに、圧力容器内が、高圧状態か

低圧状態で分類する。この原子炉圧力の違いによって、圧力容器破損時の格納容器雰囲気圧力上昇の程度、デブリの飛散の程度、デブリと格納容器バウンダリとの直接接触の可能性など、圧力容器破損後の事故進展が異なる。（別紙 2.1.1.b-1）

c. 炉心損傷時期

事故後に、炉心損傷が事故発生後早期か後期か（事象発生から 8 時間後を目安）で分類する。この時期の違いによって、原子炉圧力容器の破損時期、格納容器雰囲気圧力及び温度上昇の時期が大きく変化し、格納容器破損の時期が影響を受ける。このため、事故の緩和操作の時間余裕が大きく異なる。（別紙 2.1.1.b-2）

d. 電源確保

利用可能な事故の緩和設備及び緩和操作の類似性に着目して、電源が確保されている場合と、電源が喪失している場合で分類する。電源が喪失している場合、電源復旧により緩和設備が使用可能になることを考慮する。

BWR の PRA において用いる事故シーケンスの識別子を第 2.1.1.b-1 表に、レベル 1 PRA で得られた炉心損傷に至る事故シーケンスの特徴を第 2.1.1.b-2 表に示す。

(2) レベル 1 PRA の事故シーケンスのプラント損傷状態への分類結果

レベル 1.5 PRA で使用するプラント損傷状態は、レベル 1 PRA で得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを、上述の考え方で分類し、格納容器イベントツリーの初期状態になるようにする。

このように、プラント損傷状態を分類した結果を第 2.1.1. b-1 図に示す。このうち、次の a. から c. の事故シーケンスについては、プラント損傷状態の分類方法を個別に検討する。

a. TC と ISLOCA

TC と ISLOCA は同じプラント損傷状態に分類されたが、TC は未臨界確保の失敗、ISLOCA は格納容器外での原子炉冷却材圧力バウンダリの破損によるもので、異なるプラント損傷状態とする。また、これらは格納容器先行破損の事故シーケンスであるため、格納容器イベントツリーは作成しない。

b. TQUX と S2E

TQUX と S2E は同じプラント損傷状態に分類されたが、緩和手段と事象進展が相違することから、異なるプラント損傷状態として、各々個別の格納容器イベントツリーを作成する。

c. TQUV, AE と S1E

TQUV, AE と S1E は同じプラント損傷状態に分類されたが、事象進展が相違することから、異なるプラント損傷状態として、各々個別の格納容器イベントツリーを作成する。

② プラント損傷状態ごとの発生頻度

プラント損傷状態 (PDS) ごとの発生頻度を整理した結果を第 2.1.1. b-3 表に示す。レベル 1 PRA にて全体炉心損傷頻度への寄与が大きい以下の事故シーケンスグループに関連するプラント損傷状態の寄与が支配的となっている。

- ・崩壊熱除去機能喪失 (寄与：99.7%, PDS：TW)

- ・ 高圧注水・減圧機能喪失（寄与：0.3%，PDS：TQUX）

2.1.1.c. 格納容器破損モード

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

第2.1.1.c-1図にBWRのシビアアクシデントで考えられている事故進展を示す。事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を抽出した結果を第2.1.1.c-1表に示す。また、これらの負荷を発生時期に着目して系統的に整理したものを第2.1.1.c-2表に整理する。事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響する負荷から整理される物理的破損事象に加えて、格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象も考慮して選定した破損モードは以下のとおりである。なお、評価から除外した破損モードについては、別紙2.1.1.c-1に示す。（別紙2.1.1.c-1，2）

① 過圧破損（未臨界確保失敗）

原子炉停止失敗のシーケンスにおいて、炉心で発生した大量の水蒸気が格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇して、格納容器が過圧破損に至る破損モードであり、プラント損傷状態TCに対応する。

② 過圧破損（崩壊熱除去失敗）

崩壊熱除去失敗のシーケンスにおいて、炉心冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気が継続的にサプレッションプールに放出され、格納容器の圧力が徐々に上昇していく。このとき、格納容器から除熱ができな

ければ、水蒸気によって格納容器内は加圧され、格納容器破損に至る破損モードであり、プラント損傷状態 TW に対応する。

③ 過圧破損（長期冷却失敗）

炉心損傷後にデブリの冷却が達成される中で、損傷炉心冷却に伴う発生蒸気によってサプレッションプール水温が上昇し、格納容器圧力が上昇する破損モードである。

④ 過温破損

格納容器内に高温デブリが存在する場合、格納容器雰囲気がゆっくりと加熱され、格納容器貫通部あるいはフランジ部が熱的に損傷する場合がある。これら過温破損によって格納容器破損に至る破損モードである。

⑤ 格納容器雰囲気直接加熱

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

⑥ 水蒸気爆発

溶融物がペデスタルの冷却水中に落下した場合、また、格納容器内に放出されたデブリに対して、格納容器スプレイ冷却系などによる注水を実施した場合に、水蒸気爆発が発生して格納容器破損に至る破損モードである。

⑦ コア・コンクリート反応継続

原子炉圧力容器破損後に、格納容器内に放出されたデブリが冷却できないと、コア・コンクリート相互作用（MCCI）によって、コンクリート侵食が継続し、ペDESTAL破損に伴い格納容器破損に至る破損モードである。

⑧ 水素燃焼

水-Zr 反応あるいは水の放射線分解により発生した水素の爆発により格納容器破損に至る破損モードである。

⑨ 溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後にペDESTALへ落下した溶融デブリが、ペDESTAL床からドライウェル床に拡がった場合、高温のデブリがドライウェル壁に接触し、ドライウェル壁の一部が溶融貫通する破損モードである。

⑩ 隔離失敗

炉心が損傷した時点で、格納容器の隔離に失敗している破損モードである。

⑪ 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 から炉心損傷に至った場合には、放射性物質が格納容器をバイパスして放出される破損モードであり、プラント損傷状態 ISLOCA に対応する。

さらに、格納容器の物理的破損事象を、炉心損傷以前に破損する格納容器先行破損と炉心損傷後の格納容器破損に分類して、整理した格納容器破損モードを第 2.1.1.c-3 表に示す。

2.1.1.d. 事故シーケンス

① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

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

なお、格納容器先行破損となるプラント損傷状態（TW 及び TC）及び格納容器バイパス事象であるプラント損傷状態（ISLOCA）については、炉心損傷時点で既に格納容器の閉じ込め機能が喪失しているため、格納容器イベントツリーは構築しない。

② 格納容器イベントツリー

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

a. 重要な物理現象，対処設備の作動・不作動

格納容器イベントツリーの構築に際し、炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について各プラント損傷状態を考慮して抽出し、その発生条件及び発生後の事故進展を第 2.1.1.d-1 表に整理した。

b. 運転員操作

事故の影響緩和及び格納容器破損防止に係る運転員操作として、格納容器スプレイ（RHR）の手動起動を考慮した。

c. ヘディング間の従属性

a. 及び b. における検討からプラント損傷状態ごとにシステムの動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析することにより、格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を第 2.1.1. d-2 表のとおり設定した。第 2.1.1. d-2 表で定義したヘディングの状態が発生する確率は、他の複数のヘディングの状態に従属して決定される場合があるため、ヘディングの順序及び分岐確率の設定に際してヘディング間の従属性を調査しており、結果を第 2.1.1. d-3 表に示す。

(2) 格納容器イベントツリー

選定したヘディングについてヘディング間の従属性を考慮して順序付けし、放射性物質の環境への放出を表す物理事象ヘディングをイベントツリーの終端として破損モードに対応付けすることで格納容器イベントツリーを作成した。格納容器イベントツリーについては別添 2.1.1 に示す。

2.1.1. e. 事故進展解析

① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

プラントの熱水力的挙動及び炉心損傷、原子炉容器破損などの事象の発生時期、シビアアクシデント現象による格納容器負荷を解析すると共に、格納

容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の計算に必要なデータを得る事を目的として、各プラント損傷状態を代表する事故進展解析を実施する。

(1) 解析対象事故シーケンスの選定

事故進展解析では、8つのベースシナリオ（TQUV, TQUX, 長期 TB, TW, TC, AE, S1E, S2E,）を対象に、事故の緩和策を考慮しない場合について、準静的荷重（過温・過圧）のみにより格納容器破損に至る事故シーケンス挙動を評価する。

さらに、「PCV 内除熱長期冷却」(RHR 起動) の時間余裕を評価するため、TQUX 及び TQUV において、低圧 ECCS 起動に成功し圧力容器内で事象収束（RPV 健全）させた場合の格納容器圧力 1Pd（最高使用圧力）到達時間を評価する。選定した事故シーケンスを第 2.1.1. e-1 表に示す。

(2) 事故進展解析の解析条件

プラント構成・特性の調査より、全ての事故シーケンスに対し共通するプラント構成・特徴に依存した基本解析条件を第 2.1.1. e-2 表に示す。

(別紙 2.1.1. e-1)

また、解析対象の各事故シーケンスの事故進展解析条件の事故状態及び設備作動状況に関する解析条件を第 2.1.1. e-3 表に示す。(別紙 2.1.1. e-2, 3)

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

② 事故シーケンスの解析結果

選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果を第 2.1.1. e-1 図に示す。格納容器内の熱水力挙動の事象進展を表す主要事象発生時刻を第 2.1.1. e-4 表に示す。

それぞれの事故シーケンスの解析結果から、後述する分岐確率の定量化において参考になる知見を以下に整理する。このうち、緩和操作に関する分岐確率の評価に必要な時間余裕の検討結果を第 2.1.1. e-5 表にまとめる。

(1) プラント損傷状態：TQUV

本事故シーケンスでは、過渡事象後、高圧 ECCS の注水に失敗し、自動減圧には成功するが、さらに低圧 ECCS の注水に失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、圧力容器は低圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウェルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時の原子炉は低圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐は設定しない。
- ・ 炉心支持板破損及び圧力容器破損をもとに検討した時間余裕の知見から、同じ早期低圧炉心損傷シーケンスである TBP の電源復旧の分岐確率を設定する。

(2) プラント損傷状態：TQUX

本事故シーケンスでは、過渡事象後、高圧 ECCS の注水に失敗し、さらに減圧にも失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、緩和系の作動

にも失敗し、圧力容器は高圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウエルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時の原子炉は高圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐を設定し、圧力容器破損直前のジルコニウム酸化割合及び格納容器内の状態量等の知見から、その分岐確率を評価する。
- ・ 圧力容器破損時のデブリ組成、崩壊熱、及び圧力容器破損後のコンクリート侵食挙動を参考に、ヘディング「PCV 注水時 MCCI 継続なし」の分岐確率を評価する。
- ・ 炉心支持板破損及び圧力容器破損時刻をもとに検討した時間余裕の知見から、同じ早期高圧炉心損傷シーケンスである TBU における電源復旧の分岐確率を設定する。

(3) プラント損傷状態：長期 TB

本事故シーケンスでは、全交流電源喪失後、RCIC の起動に成功するが、バッテリーの枯渇により RCIC の注水が停止し、炉心損傷に至る。その後、圧力容器は高圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウエルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時の原子炉は高圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐を設定し、圧力容器破損直前のジルコニウム酸化割

合及び格納容器内の状態量等の知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐確率を評価する。

(4) プラント損傷状態：TW

本事故シーケンスでは、過渡事象後、原子炉スクラムには成功し、高圧 ECCS 及び RCIC による注水に成功するが、崩壊熱除去に失敗しているため、格納容器が先行過圧破損する。格納容器破損によって、S/P を水源とする ECCS が機能喪失することにより、炉心損傷から圧力容器破損に至る。

(5) プラント損傷状態：TC

本事故シーケンスでは、原子炉停止失敗後、ECCS による原子炉注水は成功するが、格納容器が先行過圧破損する。格納容器破損によって、S/P を水源とする ECCS が機能喪失することにより、炉心損傷から圧力容器破損に至る。

(6) プラント損傷状態：AE

本事故シーケンスでは、大 LOCA (再循環吸込み配管側の完全破断を想定) を起因事象とし、高圧 ECCS 及び低圧 ECCS の注水に失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、圧力容器は低圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウェルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・圧力容器破損時にはペDESTAL内に破断水が蓄積していることから、ヘディング「P/D内水中落下時水蒸気爆発なし」の分岐を設定し、圧力容器破損時の溶融炉心落下挙動の知見から、その分岐確率を評価する。
- ・圧力容器破損時の原子炉は低圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐は設定しない。

(7) プラント損傷状態：S1E

本事故シーケンスでは、中 LOCA（再循環吸込み配管側のスプリット破断を想定）を起因事象とし、高圧 ECCS 及び低圧 ECCS の注水に失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、圧力容器は低圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウエルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・圧力容器破損時にはペDESTAL内に破断水が蓄積していることから、ヘディング「P/D内水中落下時水蒸気爆発なし」の分岐を設定する。
- ・圧力容器破損時の原子炉は低圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐は設定しない。

(8) プラント損傷状態：S2E

本事故シーケンスでは、小 LOCA（再循環吸込み配管側のスプリット破断を想定）を起因事象とし、高圧 ECCS 及び低圧 ECCS の注水に失敗するため早期に炉心損傷に至る。その後、圧力容器は高圧状態で破損し、炉外デブリによりドライウエルが過熱され、格納容器過温破損に至る。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 圧力容器破損時にはペDESTAL内に破断水が蓄積していることから、ヘディング「P/D 内水中落下時水蒸気爆発なし」の分岐を設定する。
- ・ 圧力容器破損時の原子炉は高圧であるとの知見から、ヘディング「減圧失敗時 DCH なし」の分岐を設定する。

(9) プラント損傷状態：TQUV (RPV 健全)

本事故シーケンスは、低圧炉心損傷シーケンス (TQUV) において、低圧 ECCS (LPCI 1 台) により、炉心及び炉心溶融物の冷却に成功するシーケンスである。低圧 ECCS 開始は、圧力容器内で事象収束させるため、炉心支持板破損直前の事故後 2 時間とする。炉心溶融物は圧力容器内で冷却されるが、除熱機能が喪失しているため、S/P 水温の上昇により格納容器圧力も徐々に上昇する。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・ 格納容器圧力 1Pd 到達時刻をもとに検討した時間余裕の知見から、ヘディング「PCV 内除熱長期冷却」の分岐確率を設定する。

(10) プラント損傷状態：TQUX (RPV 健全)

本事故シーケンスは、高圧炉心損傷シーケンス (TQUX) において、原子炉減圧 (ADS 自動起動) 及び低圧 ECCS (LPCI 1 台) により、炉心及び炉心溶融物の冷却に成功するシーケンスである。原子炉減圧及び低圧 ECCS 開始は、圧力容器内で事象収束させるため、炉心支持板破損直前の事故後 2 時

間である。炉心溶融物は圧力容器内で冷却されるが、除熱機能が喪失しているため、S/P水温の上昇により格納容器圧力も徐々に上昇する。

(分岐確率の設定に参考となる知見)

- ・格納容器圧力 1Pd 到達時刻をもとに検討した時間余裕の知見から、ヘディング「PCV 内除熱長期冷却」の分岐確率を設定する。

なお、事故進展解析の対象外としたプラント損傷状態の格納容器イベントツリー分岐確率については、TBD 及び TBU は早期高圧炉心損傷シーケンスとして TQUX, TBP は早期低圧炉心損傷シーケンスとして TQUV で代表させて設定する。

2.1.1.f 格納容器破損頻度

① 格納容器破損頻度の評価方法

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

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

② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率

ヘディングの分岐確率は、シビアアクシデント現象に関する知見や事故進展解析結果及び工学的判断により設定した。ここでは、ヘディングの種類を、緩和操作及び物理化学現象の2つに分類し評価した。物理化学現象に関する分岐確率を第2.1.1.f-1表に示す。(別紙2.1.1.f-1, 2, 3, 4)

なお、格納容器破損に至る物理化学現象のうち、水素燃焼については、運転時には格納容器内は不活性化されていることから発生確率をゼロとした。また、溶融物直接接触については、ペDESTAL内に堆積した溶融炉心はドライウエル床上には拡がらない格納容器構造となっているため、発生確率をゼロとした。

緩和操作に関するヘディングの分岐確率はフォールトツリー (FT) を作成して設定した。FT作成にあたっては、運転員の操作性及び期待する機器の事故時の条件、事故進展解析の結果(緩和操作までの時間余裕)及びレベル1 PRAとの従属性を考慮し、機器故障率はレベル1 PRAと同じ値を使用した。緩和操作に関する分岐確率を第2.1.1.f-2表に示す。(別紙2.1.1.f-5)

③ 格納容器破損頻度の評価結果

格納容器破損頻度の評価結果を第2.1.1.f-3表及び第2.1.1.f-1図に示す。全格納容器破損頻度(CFF)は 5.5×10^{-5} /炉年、条件付き格納容器破損確率(CCFP)は1.00であった。

事故の影響緩和手段が喪失しているプラント損傷状態のCCFPは1であり、このようなプラント損傷状態が大部分を占めるため、全体のCCFPが高くなっている。

プラント損傷状態別炉心損傷頻度で全体の 99.7% を占める TW は、崩壊熱の除去に失敗しているため、格納容器が過圧により先行破損するもので、「過圧破損(崩壊熱除去失敗)」の寄与が非常に高く、全格納容器破損頻度のほぼ 100% を占める結果である。

TQUV シーケンスでは、低圧 ECCS 及び PCV スプレイ系に期待できないことから CCFP は 1 である。これに対して、TQUX では、炉心損傷後においても以下の緩和手段に期待できることから CCFP が 0.01 であり、また、その発生確率が TW に次いで全炉心損傷頻度の 0.3 % であることにより、全体の CCFP の低減に寄与している。

全交流動力電源喪失シーケンスのうち、長期 TB では、バッテリー枯渇後に利用可能な緩和手段がないことから CCFP は 1 である。これに対して、TBU 及び TBP については、外部電源復旧及び以下の緩和手段に期待できることから CCFP は 0.51 である。なお、それらの発生確率が全炉心損傷頻度の 0.1% 未満と小さいため、全体の CCFP の低減への寄与は小さい。

期待できる緩和手段

シーケンス	RPV 減圧 (炉心損傷後)	RPV 注水 (低圧 ECCS)	PCV 注水 (低圧 ECCS)	PCV 内除熱 長期冷却
TQUX	○	○	○	○
TBU(電源復旧後)	○	○	○	○
TBP(電源復旧後)	(不要)	○	○	○

格納容器破損モード別の格納容器破損割合を第 2.1.1.f-4 表及び第

2.1.1.f-2 図に示す。全格納容器破損頻度のうち、「過圧破損(崩壊熱除去失敗)」の寄与がほぼ 100%であり、その他の破損モードが 0.1%未満であった。

なお、格納容器破損頻度に支配的な因子は、全格納容器破損頻度に対して格納容器過圧破損が先行する TW の「過圧破損(崩壊熱除去失敗)」がほぼ 100%を占めることから、レベル 1 PRA の重要度評価より RHR 手動操作失敗であり、崩壊熱除去機能に係る強化対策によって格納容器破損を防止することができる。

2.1.1.g 不確実さ解析及び感度解析

① 不確実さ解析

プラント損傷状態毎の炉心損傷頻度及び格納容器イベントツリーの分岐確率の不確かさに着目した不確実さ解析を実施した評価結果を第 2.1.1.g-1 表及び第 2.1.1.g-1 図に示す。全格納容器破損頻度の平均値は点推定値と同等で 5.6×10^{-5} / 炉年、エラーファクターは 4.4 と評価され、95%上限値と 5%下限値の間には約 20 倍の不確実さがあるという結果になった。また、破損モード別の不確実さについても確認した結果、点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、今回の PRA の目的である格納容器破損モードの選定に際して重要となるプラント個別の格納容器破損頻度の相対的な割合に不確実さが大きな影響を与えないことを確認した。

各プラント損傷状態、破損モード別の不確実さについても評価結果を確認した結果、点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、今回の PRA の目的である格納容器破損モードの選定に際して重要となるプラント個別の

格納容器破損頻度の相対的な割合に不確かさが大きな影響を与えないことを確認した。

② 感度解析

格納容器破損頻度の外部電源復旧に関する感度解析を実施した評価結果を第 2.1.1.g-2 表及び第 2.1.1.g-2 図に示す。評価の結果、コア・コンクリート反応継続については、外部電源復旧を考慮しないことにより、全交流動力電源喪失シーケンスにおける炉心損傷頻度が増加することに加え、デブリ及び格納容器の冷却手段確保の可能性が減少することから、格納容器破損頻度が増加した。格納容器破損モード別格納容器破損割合、格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無い。

第 2.1.1. a-1 表 格納容器の主要仕様

項 目		仕様等
型 式		圧力抑制形 (マーク I 改良型)
容 積	ドライウエル空気体積 (ベント系含む)	
	サプレッションチェンバ体積	
最高使用圧力	ドライウエル	427kPa [gage]
	サプレッションチェンバ	427kPa [gage]
最高使用温度	ドライウエル	171°C
	サプレッションチェンバ	104°C
限界圧力		854kPa [gage] (最高使用圧力の 2 倍)
限界温度		200°C

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.1.1.b-1 表 事故シーケンスの識別子

識別子	内 容
A	大破断 LOCA
B	工学的安全施設に対する電源の故障状態
C	原子炉保護系の故障状態
D	工学的安全施設に対する直流電源の故障状態
E	非常用炉心冷却系による注水の故障状態
P	主蒸気逃し安全弁の再閉失敗
Q	給水系による注水の故障状態
S1	中破断 LOCA
S2	小破断 LOCA
T	過渡事象
U	高圧注水系による注水の故障状態
V	低圧非常用炉心冷却系による注水の故障状態
W	残留熱除去の失敗状態
X	原子炉の急速減圧の失敗状態

第 2.1.1. b-2 表 炉心損傷に至る事故シーケンス

事故シーケンス	特 徴
TQUV	高圧・低圧の ECCS 系の故障が生じているシーケンスである。このシーケンスにおいては、原子炉は低圧状態であり、早期に炉心損傷する。
TQUX	高圧 ECCS の故障と減圧失敗が生じているシーケンスである。本シーケンスにおいては、原子炉は高圧状態であり、炉心損傷は早期である。
長期 TB	全交流電源喪失シーケンスのうち、RCIC 作動後、DC 電源の枯渇により炉心損傷に至るシーケンスである。原子炉は高圧であり、炉心損傷は後期である。
TBD	全交流電源喪失シーケンスのうち、全交流電源の喪失後、直流電源系の喪失により、原子炉注水ができないシーケンスである。原子炉は高圧であり、炉心損傷は早期である。
TBU	全交流電源喪失シーケンスのうち、直流電源系は利用可能であるが、RCIC 等の故障により、原子炉注水ができないシーケンスである。原子炉は高圧であり、炉心損傷は早期である。
TBP	全交流電源喪失シーケンスのうち、直流電源系は利用可能であるが、逃がし安全弁の開放により原子炉が減圧し、RCIC による原子炉注水ができないシーケンスである。原子炉は低圧であり、炉心損傷は早期である。
TW	炉心注水機能は維持されているため炉心は健全であるが、崩壊熱の除去に失敗しているため、崩壊熱は格納容器内に蒸気として放出されることから、格納容器が過圧により破損し、その後、原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。原子炉は高圧であり、炉心損傷は後期である。
TC	炉心注水機能は維持されているため炉心は健全であるが、制御棒が挿入されないため大量の蒸気が格納容器内に放出されることから、炉心損傷前に格納容器が過圧により破損し、その後、原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷は早期である。
AE	大 LOCA 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。LOCA 時の破断は大規模であるため、低圧 ECCS 作動には原子炉減圧は不要であり、TQUV シーケンスと同様に、原子炉は低圧状態で、炉心損傷は早期である。
S1E	中 LOCA 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。LOCA 時の破断は中規模で、低圧 ECCS 作動には原子炉減圧が必要であるが、炉心損傷時点では、AE シーケンスと同様に、原子炉は低圧状態で、炉心損傷は早期である。
S2E	小 LOCA 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。LOCA 時の破断は、RCIC で炉水維持が可能な小規模破断である。TQUX シーケンスと同様に、原子炉は高圧状態で、炉心損傷は早期である。
ISLOCA	高圧部分と低圧部分を接続する系統で、隔離弁の故障等により低圧部分が過圧により破損するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリとのインターフェイスとなる配管が破損することにより、格納容器外へ原子炉冷却材が流出するシーケンスである。

第 2.1.1.b-3 表 プラント損傷状態の発生頻度

プラント 損傷状態	炉心損傷頻度 (／炉年)	割合
TQV	2.9E-11	<0.1%
TQUX	1.9E-07	0.3%
長期TB	6.1E-11	<0.1%
TBD	4.5E-12	<0.1%
TBU	1.3E-12	<0.1%
TBP	9.3E-13	<0.1%
TW	5.5E-05	99.7%
TC	3.9E-09	<0.1%
AE	4.2E-14	<0.1%
S1E	3.3E-12	<0.1%
S2E	5.5E-14	<0.1%
ISLOCA	2.4E-09	<0.1%
合計	5.5E-05	100%

第 2.1.1. c-1 表 格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類抽出

破損状態	破損形態	破損形態の解説
格納容器 バイパス	隔離失敗	PCV 隔離に失敗する
	インターフェイスシステム LOCA	インターフェイス LOCA 後の炉心損傷による格納容器バイパス
格納容器の 物理的破損	過圧破損（未臨界確保失敗）	未臨界確保失敗時の水蒸気発生に伴う PCV の過圧先行破損
	過圧破損（崩壊熱除去失敗）	崩壊熱除去失敗時の水蒸気蓄積に伴う PCV 過圧先行破損
	水蒸気爆発	格納容器内での水蒸気爆発による PCV 破損
	格納容器雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱によって PCV が破損
	溶融物直接接触	シェルアタックにより PCV 破損
	過温破損	PCV 貫通部が加熱されフランジシール部等が熱的に損傷して PCV が破損
	過圧破損（長期冷却失敗）	損傷炉心冷却時の水蒸気発生に伴う PCV 過圧破損
	コア・コンクリート反応継続	コア・コンクリート反応に伴う RPV 支持機能喪失による PCV 破損
	水素燃焼	水素燃焼による PCV 過圧破損

第 2.1.1. c-2 表 プラント損傷状態と負荷の対応

プラント損傷状態	炉心損傷前	RPV 破損前	RPV 破損直後	事故後期
AE S1E	—	隔離失敗	水蒸気爆発 溶融物直接接触	過圧破損（長期冷却失敗） 過温破損 コア・コンクリート反応継続 水素燃焼
S2E			格納容器雰囲気直接加熱 水蒸気爆発 溶融物直接接触	
TQUV TQUX TB			格納容器雰囲気直接加熱 溶融物直接接触	
TW TC	過圧破損（未臨界確保失敗） 過圧破損（崩壊熱除去失敗）	—	—	—
ISLOCA	ISLOCA による原子炉建屋への 冷却材流出継続	—	—	—

第 2.1.1. c-3 表 格納容器破損モードの選定

格納容器の状態		格納容器破損モード	破損モードの説明
健全性維持		RPV 内事故収束	損傷炉心は RPV 内で冷却され、RHR による崩壊熱除去に成功するモード。
		PCV 内事故収束	RPV 破損に至るが、損傷炉心は PCV 内で冷却され、RHR による崩壊熱除去に成功するモード。
	バイパス	インターフェイスシステム LOCA	格納容器をバイパスして炉内インベントリが外部に放出されるモード。
	PCV 隔離失敗	隔離失敗	事故後に PCV の隔離に失敗するモード。
物理的破損	PCV 先行破損	過圧破損 (未臨界確保失敗)	原子炉の停止に失敗したため、大量に発生し続ける水蒸気によって格納容器が過圧され、格納容器先行破損に至るモード。事故後早期に PCV 破損が生じる。
		過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	炉心への注水には成功するものの崩壊熱の除去に失敗、水蒸気蓄積によって過圧され格納容器先行破損に至るモード。事故後後期に PCV 破損が生じる。
	炉心損傷後の PCV 破損	水蒸気爆発	格納容器内での水蒸気爆発によって PCV が破損するモード。
		格納容器 雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱によって PCV が破損するモード。
		溶融物直接接触	シェルアタックにより PCV 破損するモード。
		過温破損	D/W 貫通部あるいはフランジ部の過温によって PCV 破損するモード。
		過圧破損 (長期冷却失敗)	損傷炉心冷却に伴う発生蒸気によりサプレッションプール水温が上昇し、PCV 圧力が上昇して破損するモード。
		コア・コンクリート 反応継続	コア・コンクリート反応によって圧力容器支持機能が喪失し、PCV 破損するモード。
	水素燃焼	水素燃焼によって PCV 破損するモード。	

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

第 2.1.1. d-1 表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
水蒸気（崩壊熱）による過圧	S/P 水温の上昇抑制に失敗	発生する蒸気によって PCV 圧力がゆっくりと上昇, PCV の過圧破損に至る。
未臨界確保失敗時の過圧	原子炉停止に失敗	発生する蒸気によって PCV 圧力が急速に上昇, PCV の過圧破損に至る。
PCV 過温	落下デブリへの注水に失敗	PCV 貫通部が加熱されフランジシール部等が熱的に損傷して格納容器破損に至る。
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	RPV が高圧の状態での破損	雰囲気ガスが直接加熱加圧されることにより格納容器破損に至る。
水蒸気爆発 (FCI)	水中へのデブリの落下またはデブリへの注水 (LOCA 時においては P/D に蓄水されている可能性があることから関連操作に関係なく発生する可能性がある)	デブリの持つ熱エネルギーが瞬時に機械的エネルギーに変換されることにより格納容器破損に至る。
コア・コンクリート反応 (MCCI) 継続	デブリへの注水に失敗または注水に成功するがデブリ冷却に失敗	P/D におけるコンクリート侵食が継続することにより圧力容器支持機能が喪失, 格納容器破損に至る。
シェルアタック	溶融炉心が P/D から D/W 床へ広がる格納容器形状	溶融炉心が D/W シェルを溶融貫通して格納容器破損に至る。
水素燃焼	水素及び酸素濃度が可燃限界に到達	可燃限界に達した場合, 水素の燃焼によって PCV 破損に至ることがある。

第 2.1.1. d-2 表 ヘディングの選定および定義

状態	ヘディング	定義
RPV 破損前	PCV 隔離	事故後の PCV 隔離が正常に実施されない場合、失敗とする。
	RPV 破損前 AC 復旧	RPV 破損前、外部電源復旧できない場合、失敗とする。
	RPV 減圧	炉心損傷後、DC 電源復旧後の D/W 圧力高による自動減圧ができない場合、失敗とする。
	RPV 注水(低圧 ECCS)	低圧 ECCS による RPV 注水ができない場合、失敗とする。PCV 内の温度・圧力は上昇しているため、起動信号として水位低に加えて D/W 圧力高にも期待できる。
RPV 破損後	RPV 破損なし	上記ヘディング「RPV 注水(低圧 ECCS)」に失敗すれば RPV 破損とする。
	P/D 内水中落下時水蒸気爆発なし	P/D 内に水プールが存在し、落下溶融炉心との FCI により水蒸気爆発が発生、格納容器が破損すれば失敗とする。
	減圧失敗時 DCH なし	RPV 高圧破損時に、溶融デブリが微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達や金属成分の酸化・発熱反応が生じて、PCV が破損すれば失敗とする。
	シェルアタックなし	P/D 内に堆積した溶融炉心が D/W 床へ流出することにより格納容器が破損すれば失敗とする。
	RPV 破損後 AC 復旧	RPV 破損後、AC 電源復旧できなかった場合、失敗とする。
	PCV 注水(低圧 ECCS)	RHR 格納容器スプレイ冷却モード(熱交換器による冷却なし)を起動できない場合、失敗とする。
	PCV 注水時水蒸気爆発なし	PCV スプレイにより、P/D 内に水プールが存在し、落下溶融炉心との FCI により水蒸気爆発が発生、格納容器が破損すれば失敗とする。
	PCV 注水時 MCCI 継続なし	PCV 内の炉心デブリ冷却に失敗し、コンクリート侵食が継続、P/D 破損に伴い PCV が破損すれば失敗とする。
事故後期	PCV 過温破損なし	破損前の RPV、あるいは RPV 破損後の溶融デブリからの輻射熱や対流熱伝達により、PCV 貫通部あるいはフランジシール部が加熱されて損傷すれば失敗とする。本評価においては、上記ヘディング「PCV 注水時 MCCI 継続なし」に成功した場合、過温破損とする。
	PCV 内除熱長期冷却	S/P 冷却モードおよび PCV スプレイ冷却モード(熱交換器による冷却あり)が起動できない場合、失敗とする。
	水素燃焼なし	水-Zr 反応あるいは水の放射線分解により発生した水素の燃焼により PCV 破損すれば失敗とする。

第 2.1.1. d-3 表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を受ける側)		ヘディング (影響を与える側)	PCV隔離	RPV破損前 AC復旧 (DC電源 がある場合 のみ)	RPV減圧	RPV注水 (低圧 ECCS)	RPV破損 なし	P/D内水中 落下時水 蒸気爆発 なし	減圧失敗 時DCHなし	シェルア タック直 接接触なし	RPV破損後 AC復旧 (DC電源 がある場合 のみ)	PCV注水 (低圧 ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆 発なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV過温破 損なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	備考	
RPV 破損前	PCV隔離																	従属性なし	
	RPV破損前AC復旧 (DC電源がある場合のみ)																		従属性なし
	RPV減圧																		従属性なし
	RPV注水 (低圧ECCS)		◎ ※1-1	◎ ※1-2															※1-1 RPV破損前AC電源復旧に従属 ※1-2 RPV減圧に従属
RPV 破損後	RPV破損なし			○ ※2-2	◎ ※2-1														※2-1 RPV注水に従属 ※2-2 RPV減圧後のRPV注水を介して従属
	P/D内水中落下時水蒸気爆発なし					◎ ※3													※3 RPV破損に従属
	減圧失敗時DCHなし			◎ ※4-1	◎ ※4-2														※4-1 RPV減圧に従属 ※4-2 RPV破損に従属
	シェルアタック直接接触なし					◎ ※5													※5 RPV破損に従属
	RPV破損後AC復旧 (DC電源がある場合のみ)		◎ ※6																※6 RPV破損前AC電源復旧に従属
	PCV注水 (低圧ECCS)		◎ ※7-1	○ ※7-4	◎ ※7-2	○ ※7-5					◎ ※7-3								※7-1 RPV破損前のAC電源復旧に従属 ※7-2 RPV注水に従属 ※7-3 RPV破損後のAC電源復旧に従属 ※7-4 RPV減圧後のRPV注水を介して従属 ※7-5 RPV破損後のRPV注水を介して従属
	PCV注水時水蒸気爆発なし						○ ※8-2					◎ ※8-1							※8-1 PCV注水に従属 ※8-2 RPV破損後のPCV注水を介して従属
	PCV注水時MCCI継続なし											◎ ※9-1							※9-1 PCV注水に従属 ※9-2 RPV破損後のPCV注水を介して従属
事故 後期	PCV過温破損なし													◎ ※10					※10 PCV注水時MCCI継続に従属
	PCV内除熱長期冷却		◎ ※11-1		○ ※11-4						◎ ※11-2	◎ ※11-3							※11-1 RPV破損前AC電源復旧に従属 ※11-2 RPV破損後AC電源復旧に従属 ※11-3 PCV注水に従属 ※11-4 RPV注水後のPCV注水を介して従属
	水素燃焼なし															◎ ※12			※12 PCV内除熱長期冷却に従属

(注) ◎ : 直接的な従属関係があるもの, ○ : 他のヘディングを介して間接的な従属関係があるもの

第 2.1.1. e-1 表 事故進展解析の対象とした事故シーケンス

プラント 損傷状態	事故シーケンス条件
TQUV	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉水位低 (L1) で ADS 手動起動による原子炉減圧→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (低圧) →格納容器破損 (注) 短期 SBO のうち低圧炉心損傷シーケンス (TBP) の事象進展も代表させる。
TQUX	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (高圧) →格納容器破損 (注) 短期 SBO のうち高圧炉心損傷シーケンス (TBD や TBU) の事象進展も代表させる。
長期 TB	全交流電源喪失→RCIC 作動→事故後 8 h で DC バッテリ 枯渇・RCIC 機能喪失→炉心損傷開始→圧力容器破損 (高圧) →格納容器破損
TW	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象, RHR 系による崩壊熱除去機能喪失→高圧注水系 (HPCS, RCIC) 作動→S/P 水位高で CST から S/P への水源切替 (HPCS) →タービン排気圧高で RCIC 停止→格納容器過圧破損, HPCS 停止→炉心損傷開始→圧力容器破損 (高圧)
TC	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象, 反応度停止失敗→RPV 過圧により 1 次系破断発生→ECCS (HPCS, LPCS, LPCI) 作動→S/P 水位高で CST から S/P への水源切替 (HPCS) →格納容器過圧破損, ECCS 停止→炉心損傷開始→圧力容器破損 (低圧)
AE	再循環吸込み側配管の完全破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (低圧) →格納容器破損
S1E	再循環吸込み側配管のスプリット破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (低圧) →格納容器破損
S2E	再循環吸込み側配管のスプリット破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損 (高圧) →格納容器破損
TQUV (RPV 健全)	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉水位低 (L1) で ADS 手動起動による原子炉減圧→炉心支持板破損直前(注)に低圧注水系 (LPCI1 台) 起動成功
TQUX (RPV 健全)	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→炉心支持板破損直前(注)に ADS 自動起動+低圧注水系 (LPCI1 台) 起動成功

(注) 低圧 ECCS 起動の時期として炉心支持板破損直前の事故後 2h とした。

第 2.1.1. e-2 表 基本解析条件

項目	条件 (初期値)	備考
原子炉熱出力	2,436MWt	定格値
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	7.03MPa[abs]	設計値
炉心流量	35.6×10^3 t/h	設計値
原子炉水位	通常運転水位	設計値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	設計値等に基づく現実的な 値 (平衡炉心 EOC 燃焼度× 1.1)
ドライウェル空气体積 (ベント系含む)		設計仕様値
サブプレッションチェンバ体積		設計仕様値
S/P 水位	3.55m	通常運転水位
格納容器内圧力	5kPa[gage]	通常運転中の代表値
格納容器内温度	D/W : 57°C	D/W 冷却系の設計仕様値
	S/C : 32°C	通常運転中の上限値
限界圧力	(過圧破損条件) 854kPa[gage]	格納容器健全性が保てる範 囲として設定
限界温度	(過温破損条件) 200°C	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.1.1. e-3 表 各事故シーケンスの事故進展解析条件

PDS	起回事象	原子炉停止系	原子炉隔離時 冷却系	自動減圧系	高压炉心 スプレイ系	低压炉心 スプレイ系	低压注水系
TQUV	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	×	○	×	×	×
TQUX	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	×	×	×	×	×
長期 TB	全交流電源喪失	○	○	×	×	×	×
TW	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	○	×	○	×	×
TC	過渡事象 (MSIV 全閉)	×	×	×	○	○	○
AE	再循環ライン 完全両端破断	○	×	×	×	×	×
S1E	再循環ライン 中破断	○	×	×	×	×	×
S2E	再循環ライン 小破断	○	×	×	×	×	×
TQUV (RPV 健全)	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	×	○	×	×	○
TQUX (RPV 健全)	過渡事象 (MSIV 全閉)	○	×	○	×	×	○

○：作動， ×：不作動

第 2.1.1. e-4 表 事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

主要事象	TQUV	TQUX	長期TB	TW	TC	AE	S1E	S2E	TQUV (RPV健全)	TQUX (RPV健全)
炉心溶融開始										
炉心支持板破損										
原子炉圧力容器破損										
格納容器最高使用圧力(1Pd)到達										
格納容器最高使用圧力の2倍(2Pd)到達 ^(注1)										
ドライウエルシエル温度200℃到達 ^(注2)										

注 1：格納容器圧力 2Pd 到達時間を格納容器過圧破損時間とする。

注 2：ドライウエルシエル温度 200℃到達時間を格納容器過温破損時間とする。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.1.1. e-5 表 緩和操作に対する時間余裕の検討結果

緩和操作	ヘディング	タイミング	適用シーケンス	事故進展解析との関連 ^(注)	時間余裕
炉心冷却	RPV減圧	事象発生から			
	RPV注水(低圧ECCS)				
格納容器除熱	PCV内除熱長期冷却	低圧ECCS自動起動から			
電源確保	RPV破損前AC復旧	事故発生から			
	RPV破損後AC復旧	事故発生から			

(注) 高圧および低圧シーケンスの代表として TQUX および TQUV を選定

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.1.1.f-1 表 物理化学現象に関する格納容器イベントツリー分岐確率の設定

現象	内容	発生条件	失敗確率
水蒸気爆発 (FCI)	<p>溶融炉心が原子炉圧力容器破損口から放出された際に、高温の溶融炉心が原子炉容器下部の格納容器内にたまっていた冷却材中に落下することにより、あるいは、高温の溶融炉心が落下・堆積した上に注水されることにより、激しい水蒸気生成あるいは水蒸気爆発が生じる現象である。</p>	<p>水中へのデブリ落下時 デブリへの注水時</p>	
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	<p>圧力容器が高圧状態で破損に至った場合に、圧力容器破損口からペDESTALに噴出した炉心溶融物が、高速のガス流により巻き上げられ、微粒子化して格納容器空間に移行する現象であり、溶融物の保有熱や溶融物の金属成分と水蒸気との金属-水反応による発熱により、格納容器雰囲気が直接加熱されることによって急激な圧力上昇が生じる。</p>	<p>RPV高圧破損時</p>	
デブリ冷却	<p>溶融炉心（デブリ）が十分に冷却されないと、高温の溶融炉心からの熱の移行により、床や側壁のコンクリートが熱せられて熱分解しさらには溶融侵食される。コンクリート侵食が継続すると、ペDESTALの支持機能が喪失し、格納容器破損となる。</p>	<p>デブリへの注水時</p>	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.1.1. f-2 表 緩和操作に関する格納容器イベントツリー分岐確率の設定

ヘディング	失敗確率	適用シーケンス	評価方法
RPV減圧	[Redacted Content]		
RPV注水			
PCV注水 (D/W)			
PCV内除熱長期冷却			
RPV破損前AC復旧			
RPV破損後AC復旧			
PCV隔離			

※ RiskSpectrum®PSA では分岐確率が直接出力されないため、レベル1 P R Aとの従属性（各緩和手段の使用可否等）を考慮していない値を示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.1.1.f-3 表 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度

プラント 損傷状態	炉心損傷頻度 (／炉年)	割合	条件付き格 納容器破損 確率 (—)	格納容器 破損頻度 (／炉年)	割合
TQUV	2.9E-11	<0.1%	1.00	2.9E-11	<0.1%
TQUX	1.9E-07	0.3%	0.01	2.2E-09	<0.1%
長期TB	6.1E-11	<0.1%	1.00	6.1E-11	<0.1%
TBD	4.5E-12	<0.1%	1.00	4.5E-12	<0.1%
TBU	1.3E-12	<0.1%	0.51	6.9E-13	<0.1%
TBP	9.3E-13	<0.1%	0.51	4.7E-13	<0.1%
TW	5.5E-05	99.7%	1.00	5.5E-05	100%
TC	3.9E-09	<0.1%	1.00	3.9E-09	<0.1%
AE	4.2E-14	<0.1%	1.00	4.2E-14	<0.1%
S1E	3.3E-12	<0.1%	1.00	3.3E-12	<0.1%
S2E	5.5E-14	<0.1%	1.00	5.5E-14	<0.1%
ISLOCA	2.4E-09	<0.1%	1.00	2.4E-09	<0.1%
合計	5.5E-05	100%	1.00	5.5E-05	100%

第 2.1.1.f-4 表 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器 破損頻度 (／炉年)	割合
過温破損	9.4E-13	<0.1%
過圧破損(長期冷却失敗)	1.3E-09	<0.1%
過圧破損(崩壊熱除去失敗)	5.5E-05	100%
過圧破損(未臨界確保失敗)	3.9E-09	<0.1%
格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	0%
水蒸気爆発	5.0E-15	<0.1%
コア・コンクリート反応継続	1.1E-10	<0.1%
水素燃焼	0.0E+00	0%
溶融物直接接触	0.0E+00	0%
インターフェイスシステムLOCA	2.4E-09	<0.1%
隔離失敗	9.4E-10	<0.1%
合計	5.5E-05	100%

第 2.1.1.g-1 表 格納容器破損頻度不確実さ解析

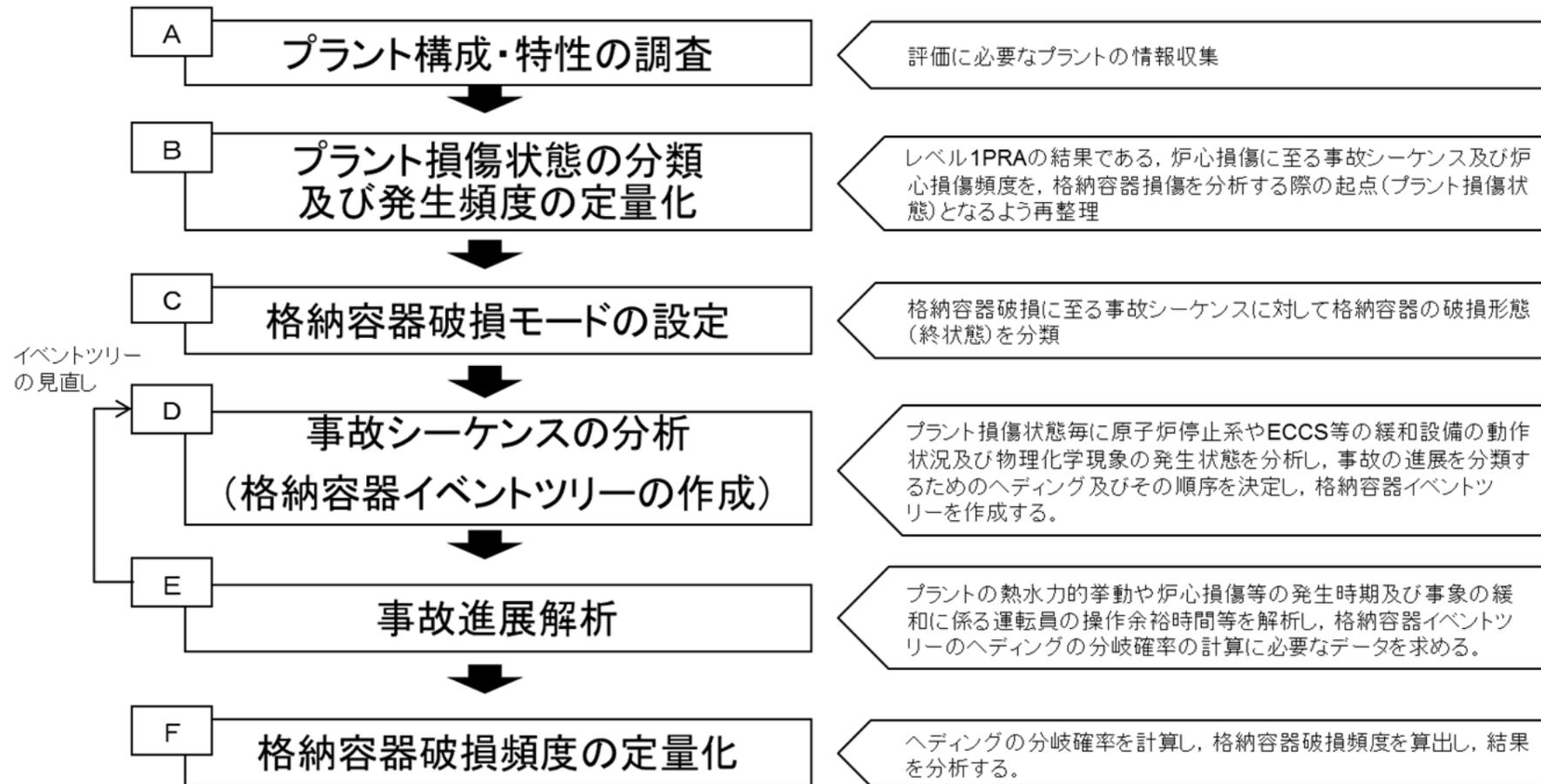
		全格納容器破損頻度 (CFF) (/炉年)
点推定解析		5.5E-05
不確実さ 解析	平均値	5.6E-05
	5 %確率値	8.7E-06
	中央値	3.4E-05
	95 %確率値	1.7E-04
	EF	4.4

格納容器破損モード		格納容器破損頻度 (/炉年)				
		5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
雰囲気圧力・温度 による静的負荷(格 納容器過圧・過温 破損)	過温破損	1.5E-14	1.7E-13	2.7E-12	7.1E-13	9.4E-13
	過圧破損(長期冷却失敗)	7.0E-12	1.5E-10	3.2E-09	9.0E-10	1.3E-09
	過圧破損(崩壊熱除去失敗)	8.4E-06	3.4E-05	1.7E-04	5.5E-05	5.5E-05
	過圧破損(未臨界確保失敗)	2.9E-10	1.7E-09	1.3E-08	4.0E-09	3.9E-09
格納容器雰囲気直接加熱		0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
水蒸気爆発		5.8E-19	5.5E-17	5.6E-15	3.7E-15	5.0E-15
コア・コンクリート反応継続		1.7E-11	6.3E-11	3.1E-10	1.0E-10	1.1E-10
水素燃焼		0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
溶融物直接接触		0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	7.5E-10	2.0E-09	5.6E-09	2.4E-09	2.4E-09
	隔離失敗	1.0E-11	1.5E-10	2.3E-09	6.7E-10	9.4E-10
合計		8.7E-06	3.4E-05	1.7E-04	5.6E-05	5.5E-05

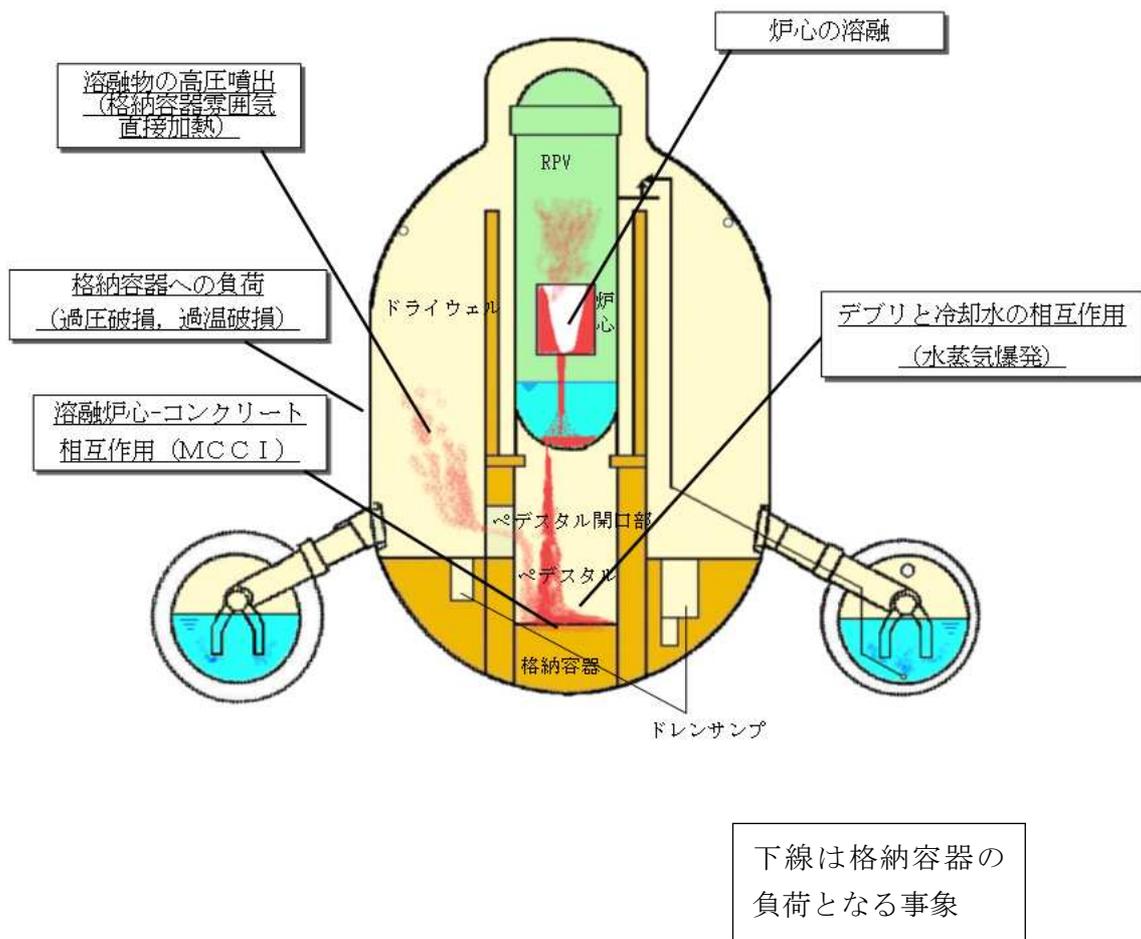
第 2.1.1.g-2 表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較（外部電源復旧）

格納容器破損モード	外部電源 復旧有り (ベースケース) (／炉年)	外部電源 復旧無し (／炉年)	外部電源復旧無し/ 外部電源復旧有り (—)
過温破損	9.4E-13	9.5E-13	1.01
過圧破損 (長期冷却失敗)	1.3E-09	1.3E-09	1.03
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	5.5E-05	5.6E-05	1.01
過圧破損 (未臨界確保失敗)	3.9E-09	3.9E-09	1.00
熔融物直接接触	0.0E+00	0.0E+00	1.00
格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	0.0E+00	1.00
コア・コンクリート 反応継続	1.1E-10	2.9E-09	25.50
水蒸気爆発	5.0E-15	5.0E-15	1.01
水素燃焼	0.0E+00	0.0E+00	1.00
インターフェイスシステム LOCA	2.4E-09	2.4E-09	1.00
隔離失敗	9.4E-10	9.8E-10	1.05
合計	5.5E-05	5.6E-05	1.01

手順の概要



第 2.1.1-1 図 内部事象レベル 1.5PRA 評価フロー図

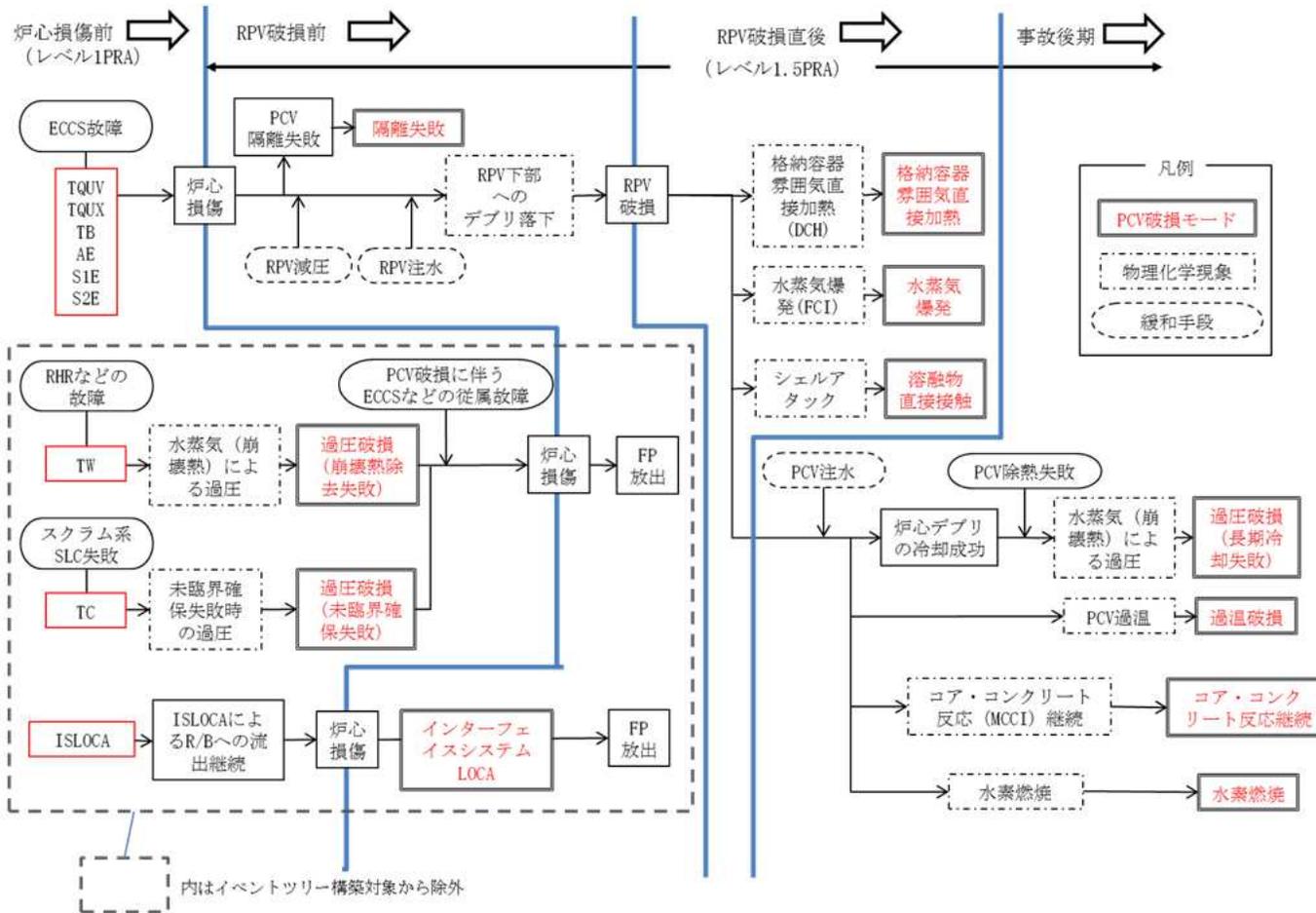


第 2.1.1. a-1 図 Mark-I 改良型格納容器の形状及びデブリの移動経路

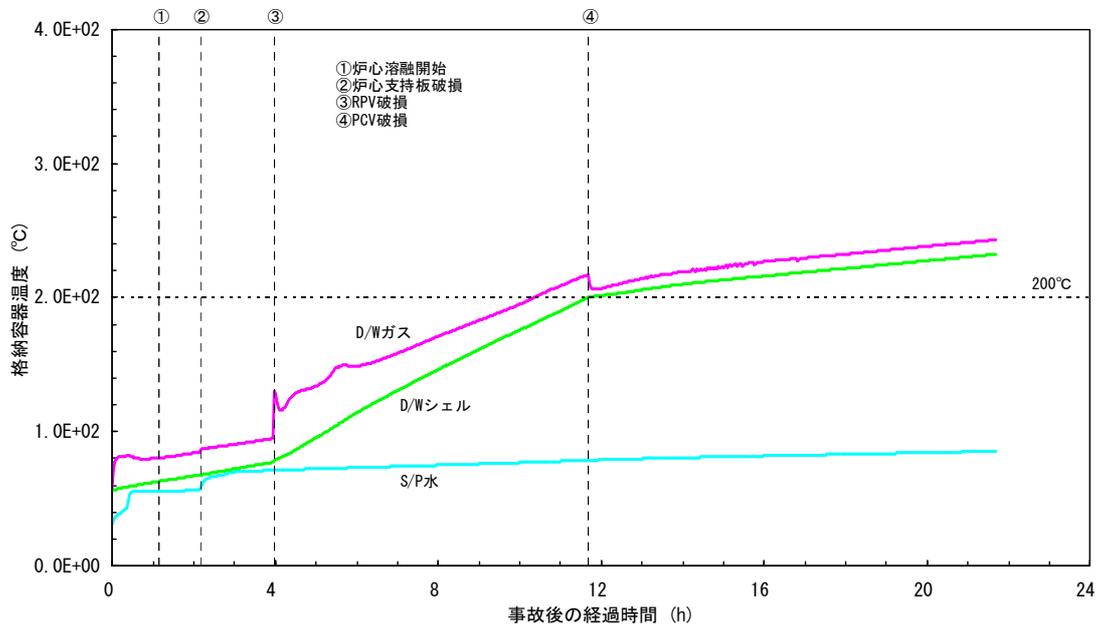
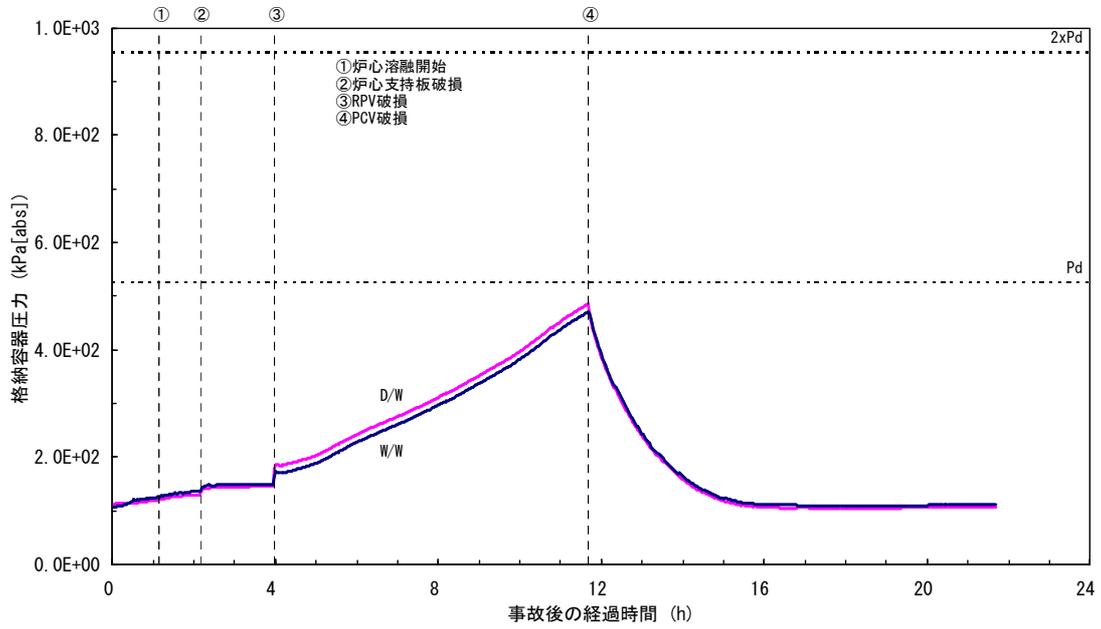
炉心損傷 事故シーケンス	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	電源確保	デブリの冷却手段 PCV除熱手段	プラント損傷状態			
	炉心損傷前		後期	TW		TW			
			早期	TC ISLOCA		TC ISLOCA			
TQUX TQUV AE S1E S2E 長期TB TBD TBU TBP TW ISLOCA TC	炉心損傷後	高圧	後期	長期TB		長期TB			
			早期	TQUX S2E 長期TB TBD TBU	電源確保 TQUX S2E DC電源確保, AC電源復旧必要	TQUX S2E			
							TBU		
							TQUX S2E TBD TBU	DC電源復旧必要	TBU
							TBD		TBD
							電源確保	TQUV AE S1E	TQUV AE, S1E
低圧						TQUV AE S1E TBP			
						電源復旧必要	TBP	TBP	

----- は格納容器イベントツリーで評価することを示す。

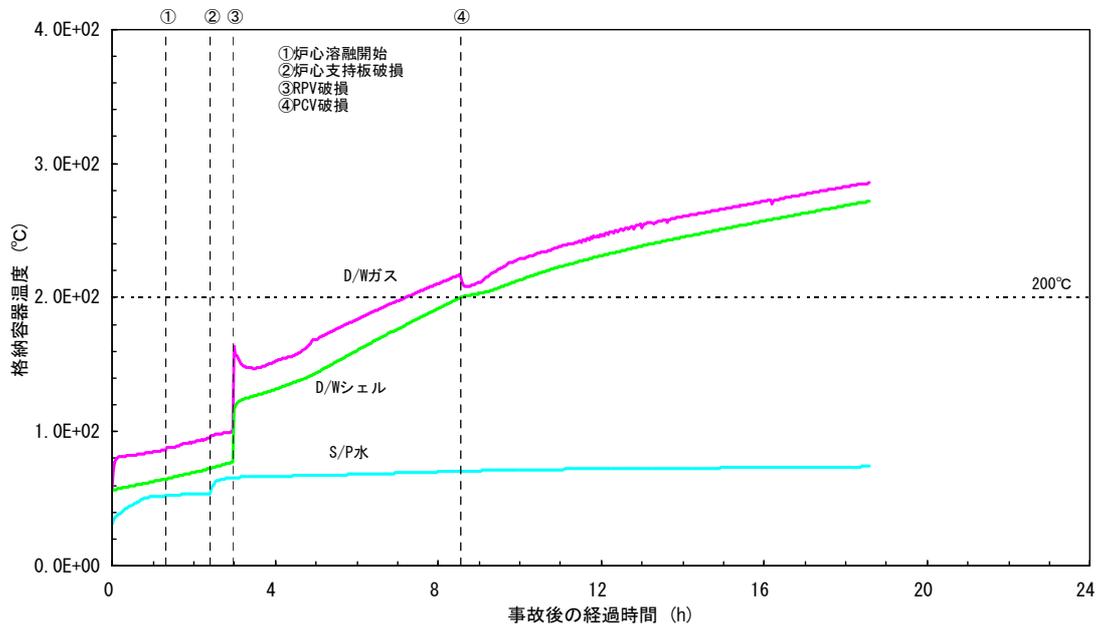
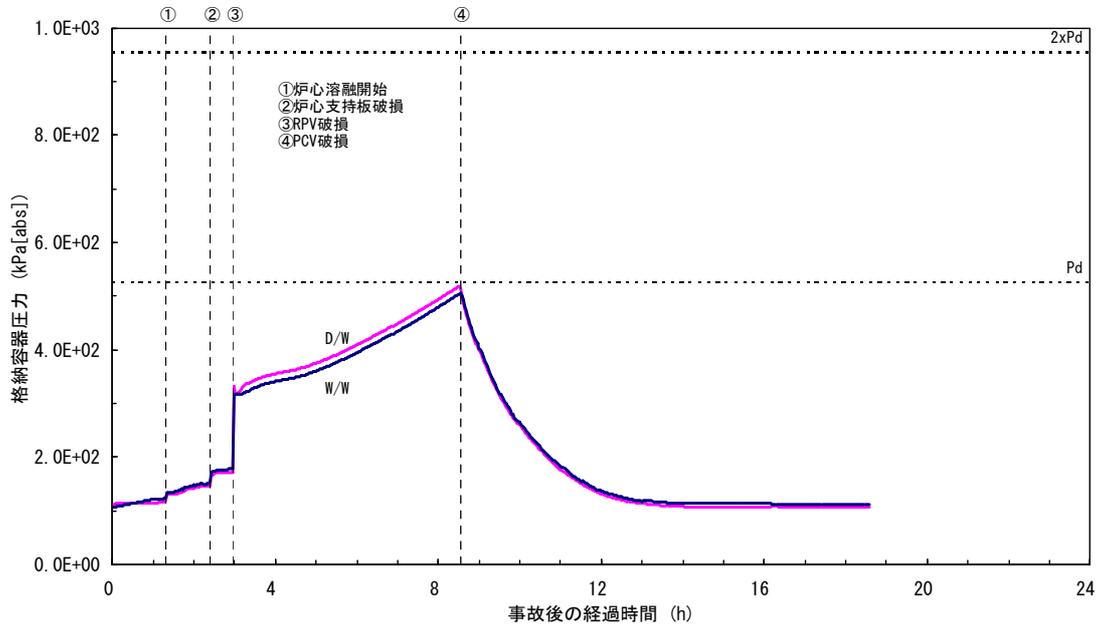
第 2.1.1. b-1 図 プラント損傷状態の分類



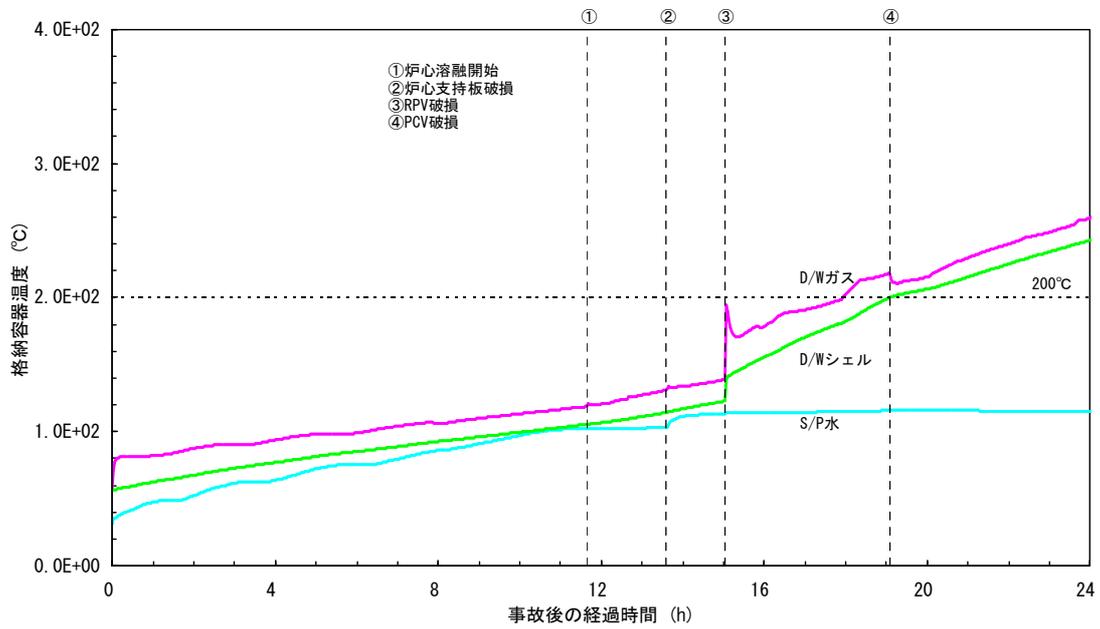
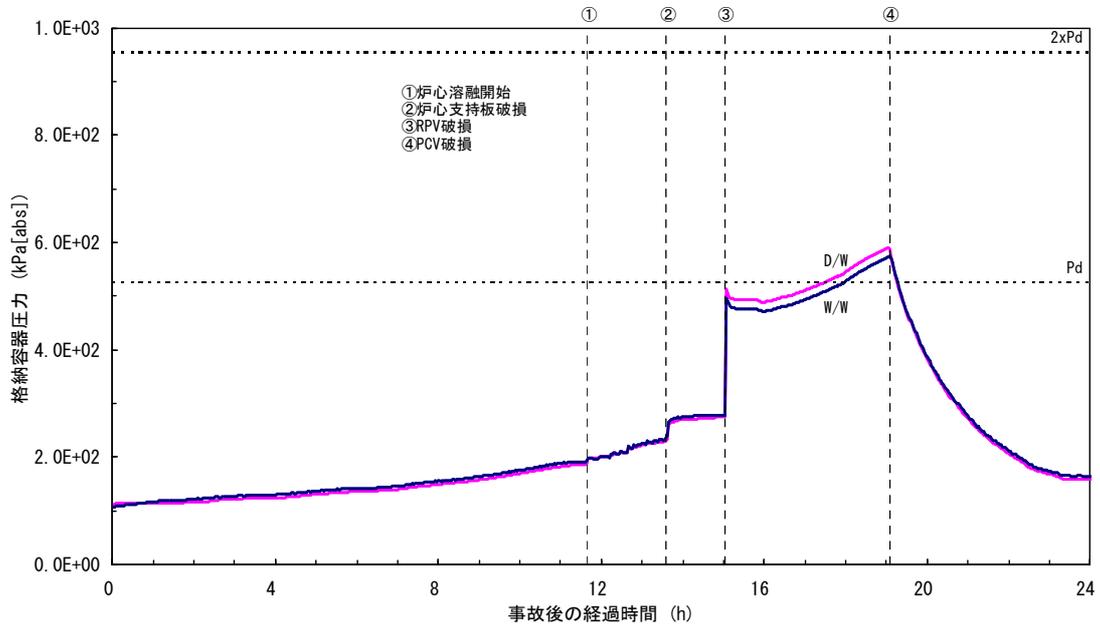
第 2.1.1. c-1 図 BWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展



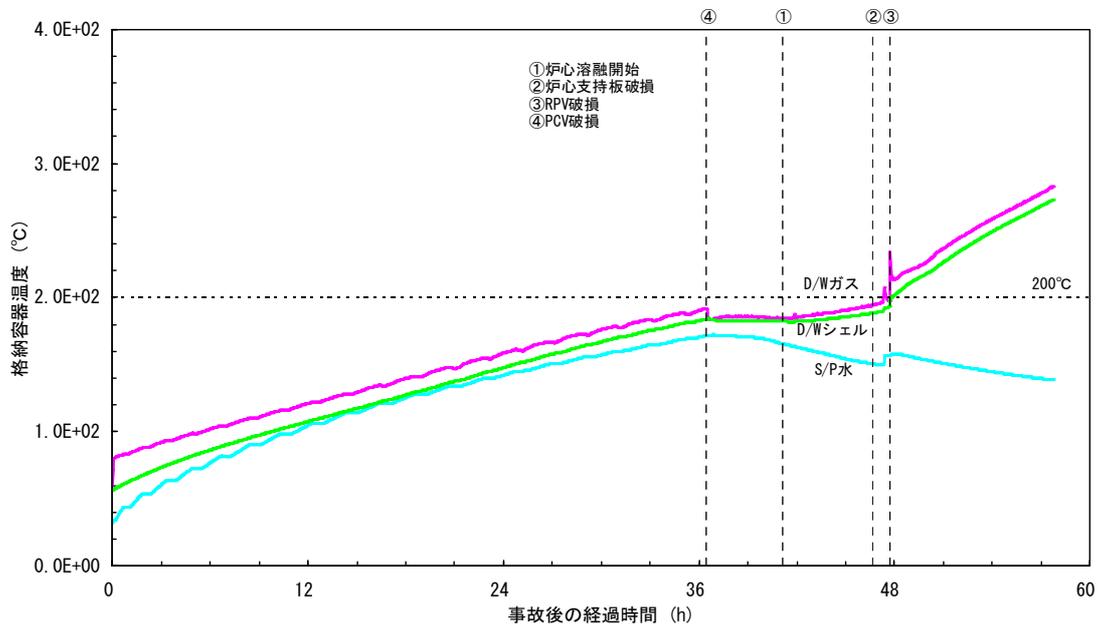
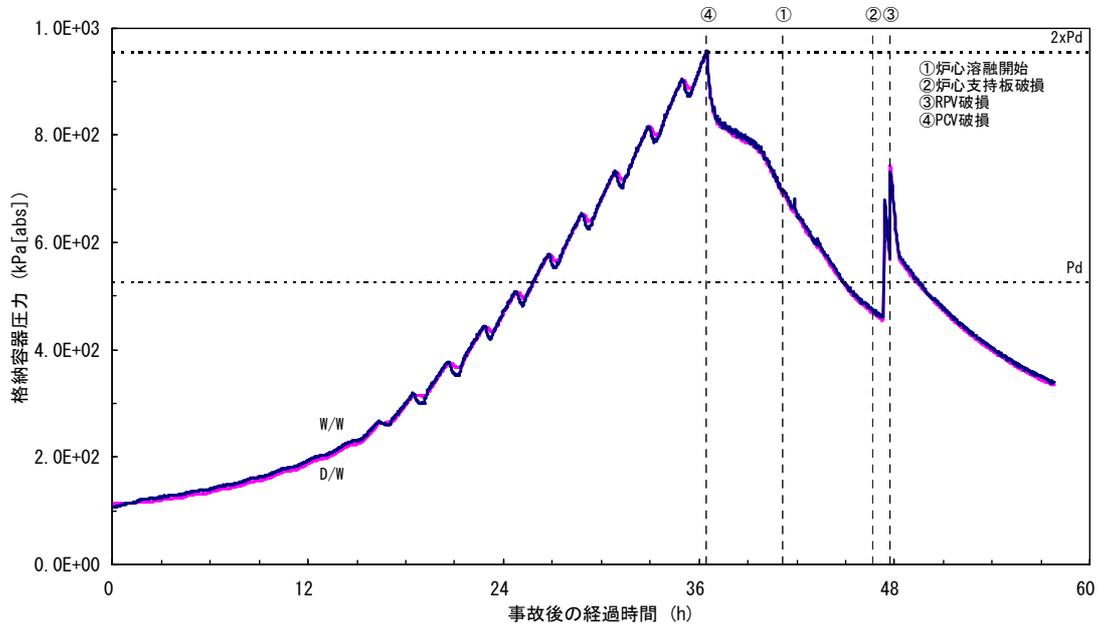
第 2. 1. 1. e-1 図 (1/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUV)



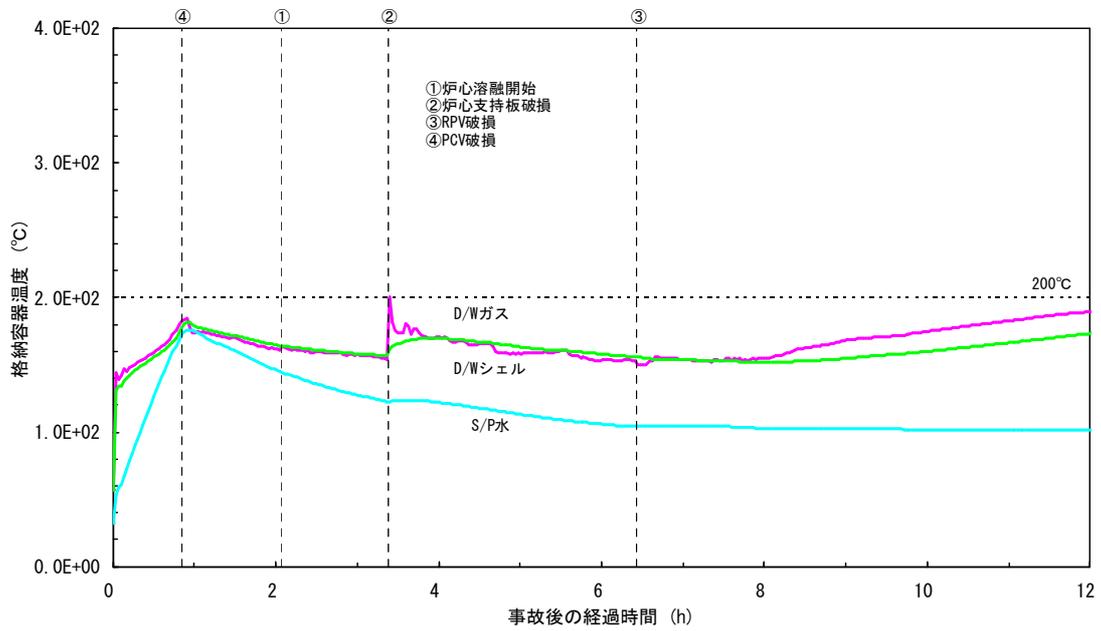
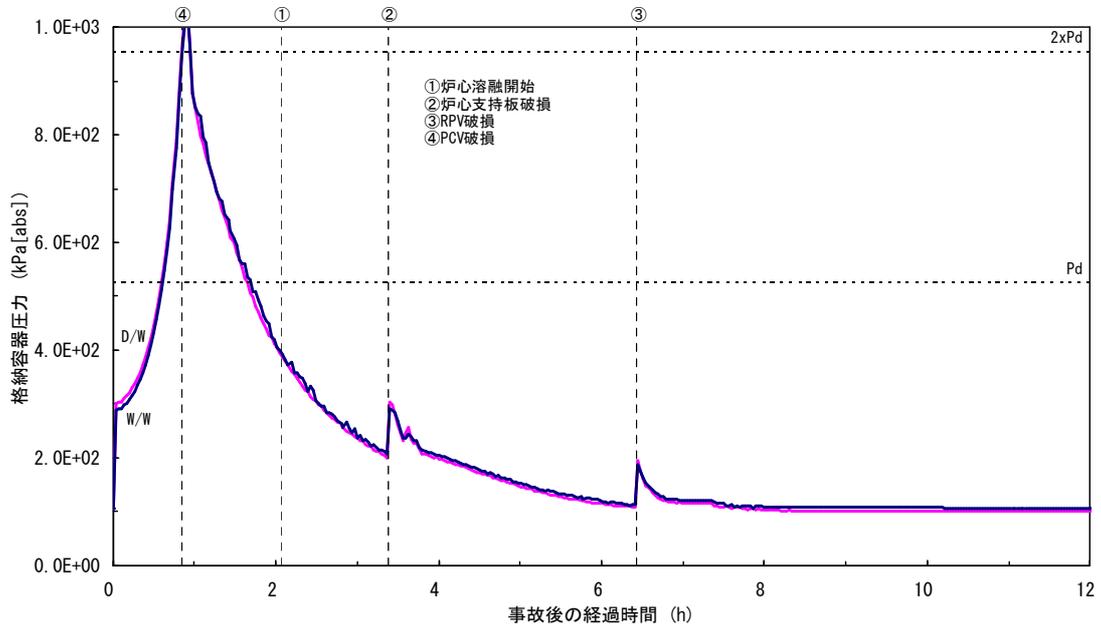
第 2.1.1. e-1 図 (2/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUX)



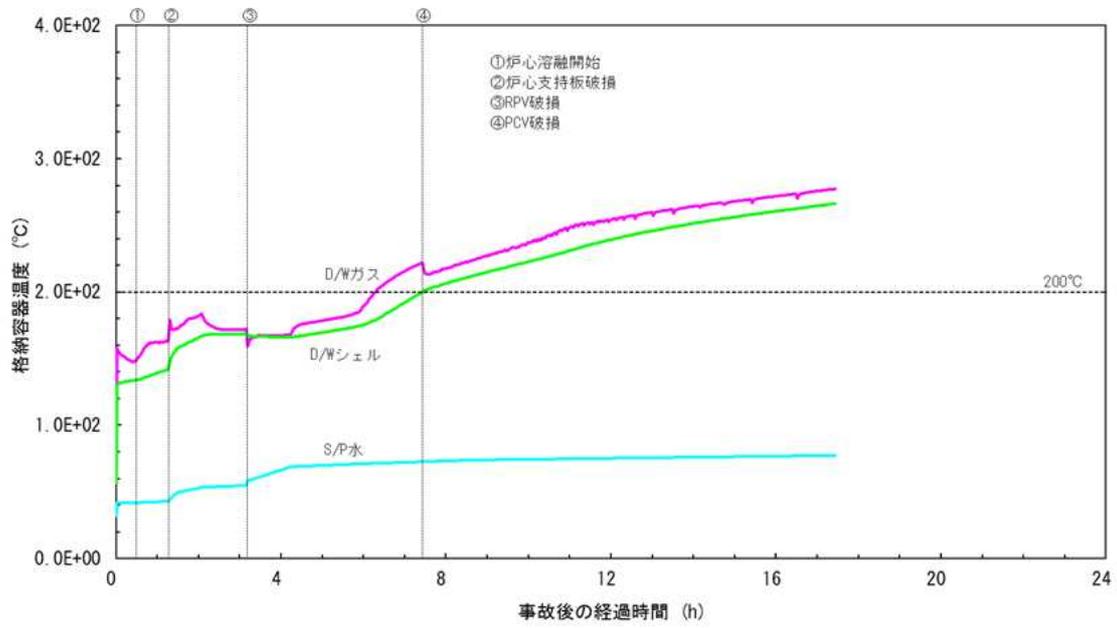
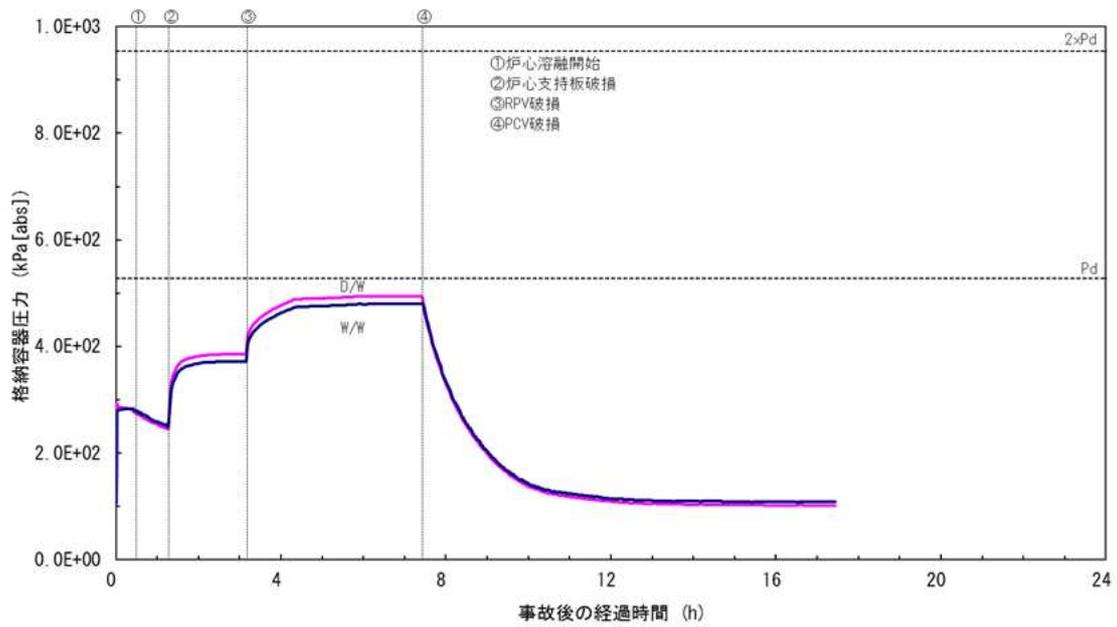
第 2.1.1. e-1 図 (3/10) 代表的な物理量の時間変化 (長期 TB)



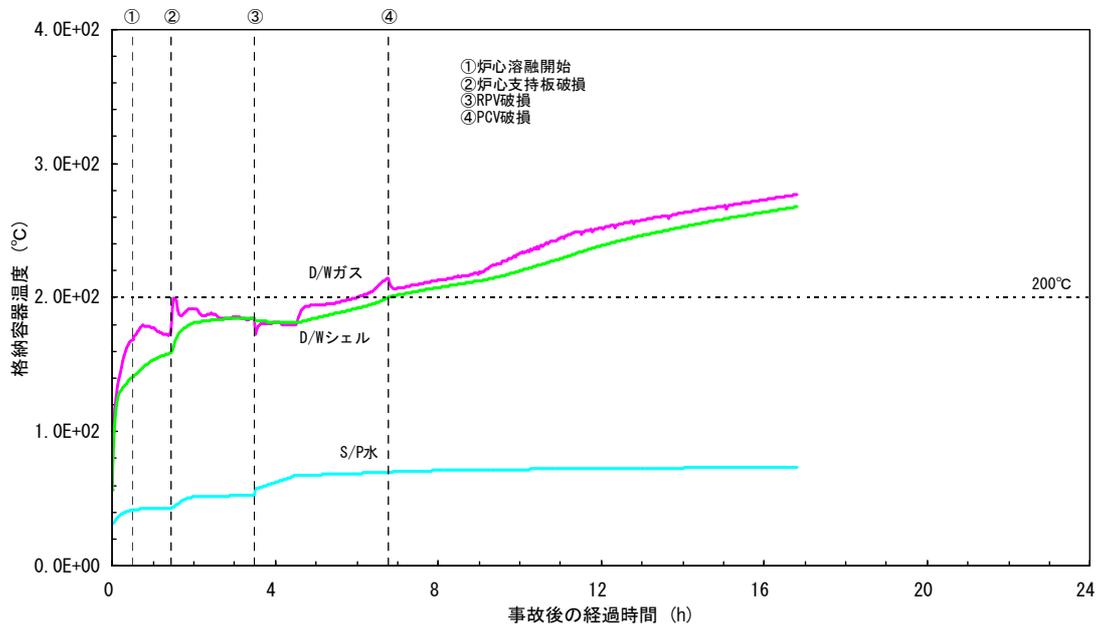
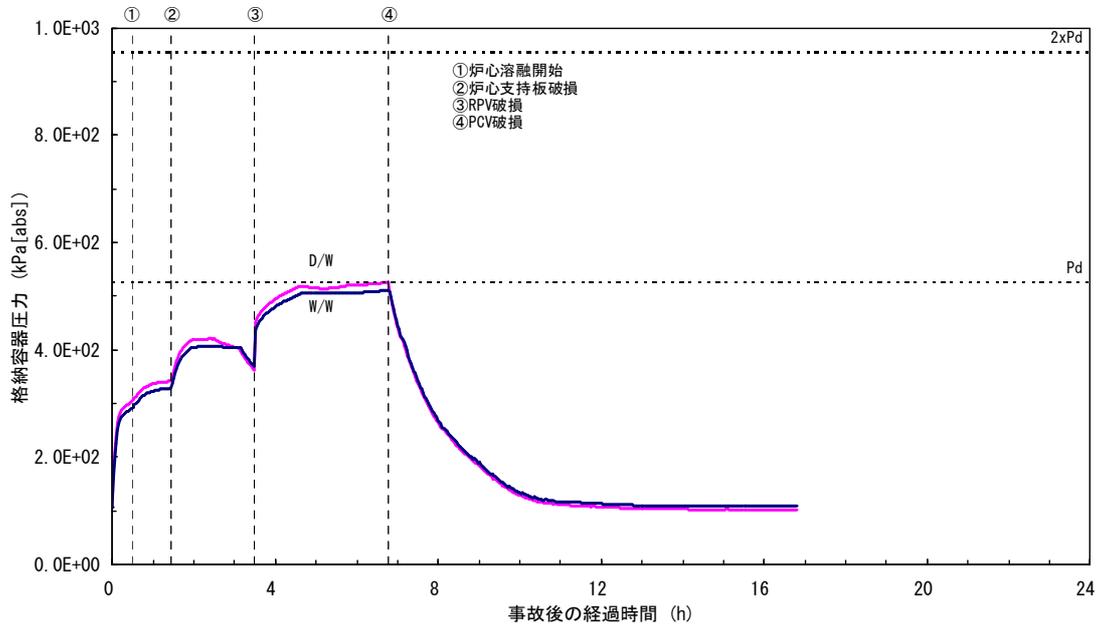
第 2.1.1. e-1 図 (4/10) 代表的な物理量の時間変化 (TW)



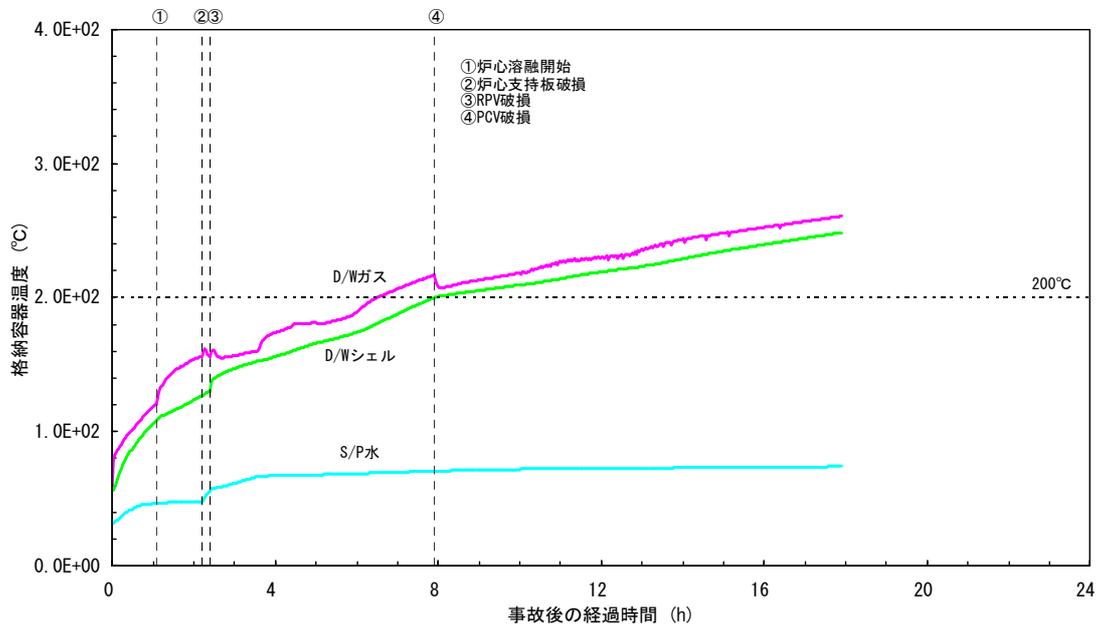
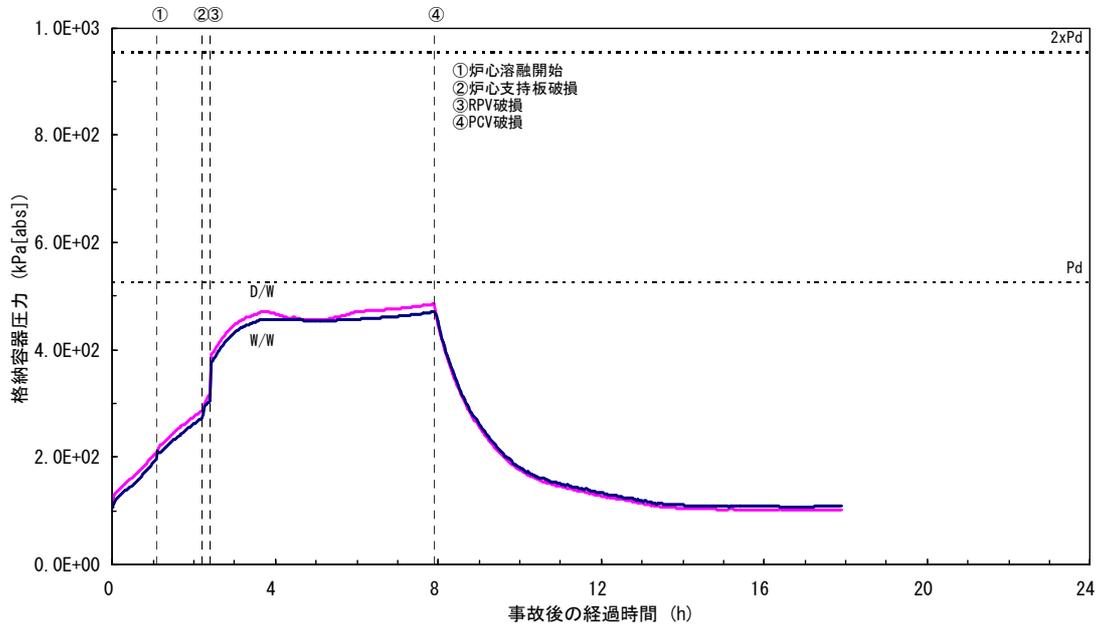
第 2.1.1. e-1 図 (5/10) 代表的な物理量の時間変化 (TC)



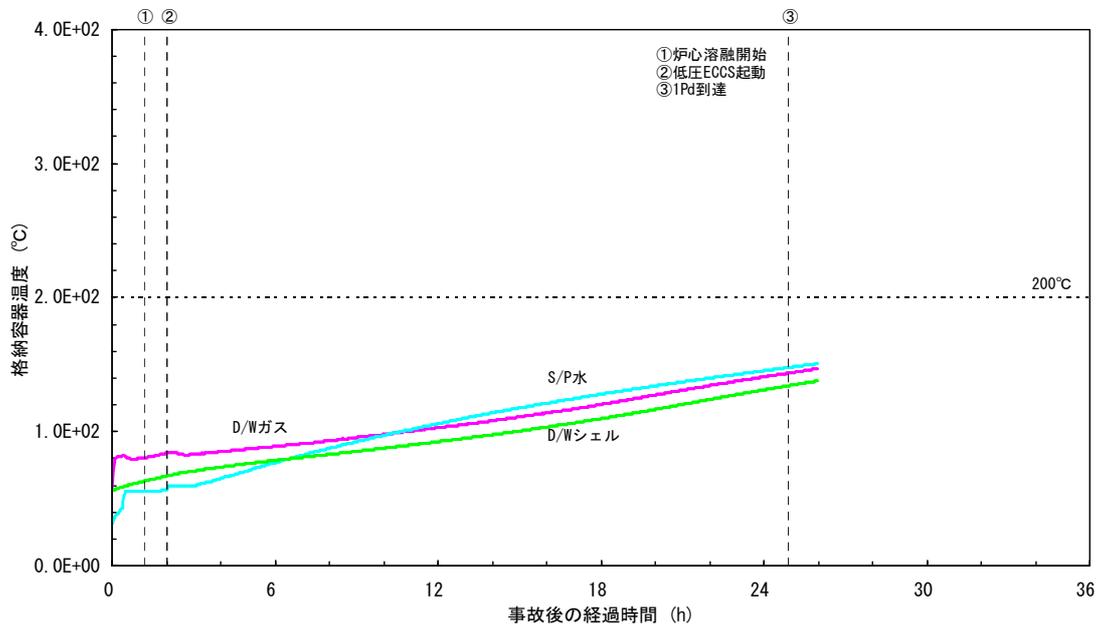
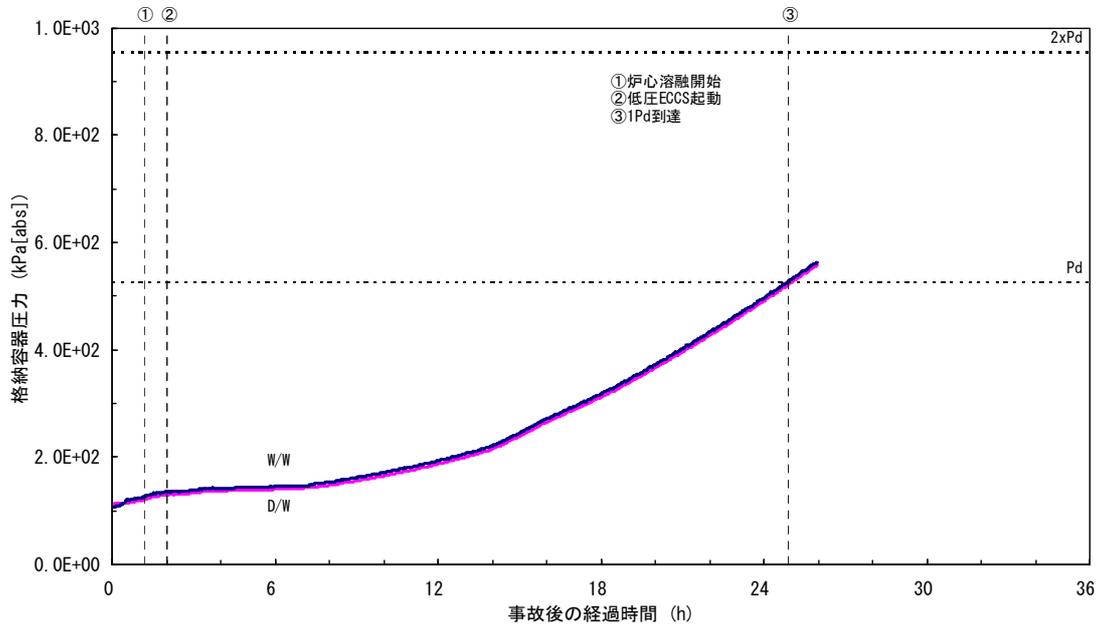
第 2.1.1. e-1 図 (6/10) 代表的な物理量の時間変化 (AE)



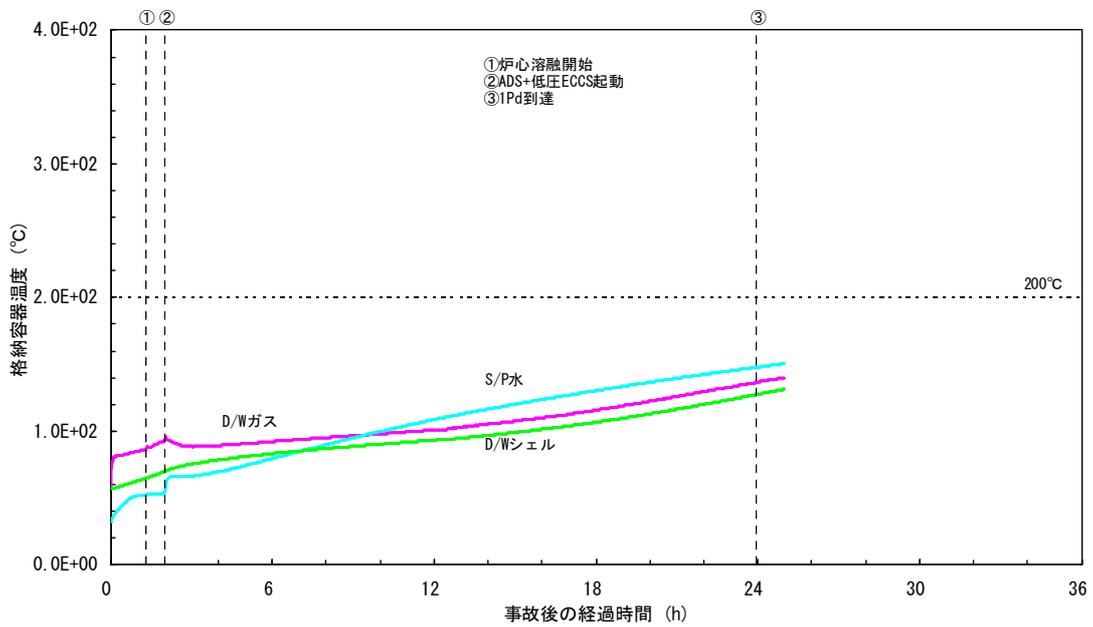
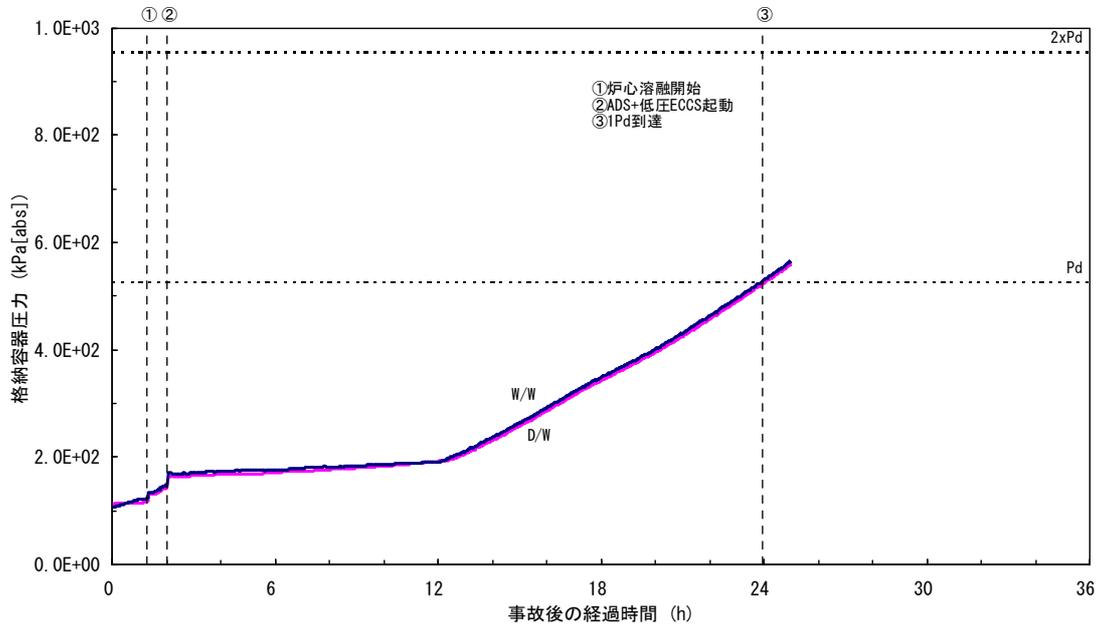
第 2.1.1. e-1 図 (7/10) 代表的な物理量の時間変化 (S1E)



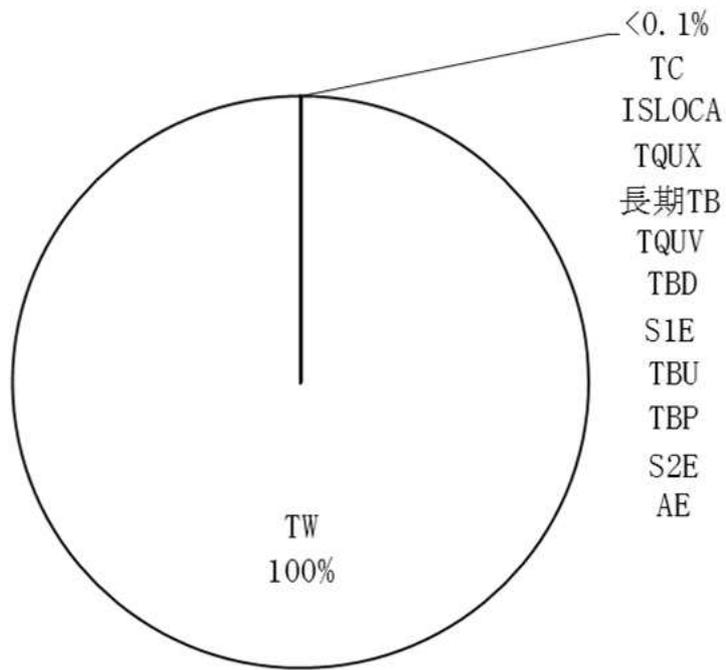
第 2.1.1. e-1 図 (8/10) 代表的な物理量の時間変化 (S2E)



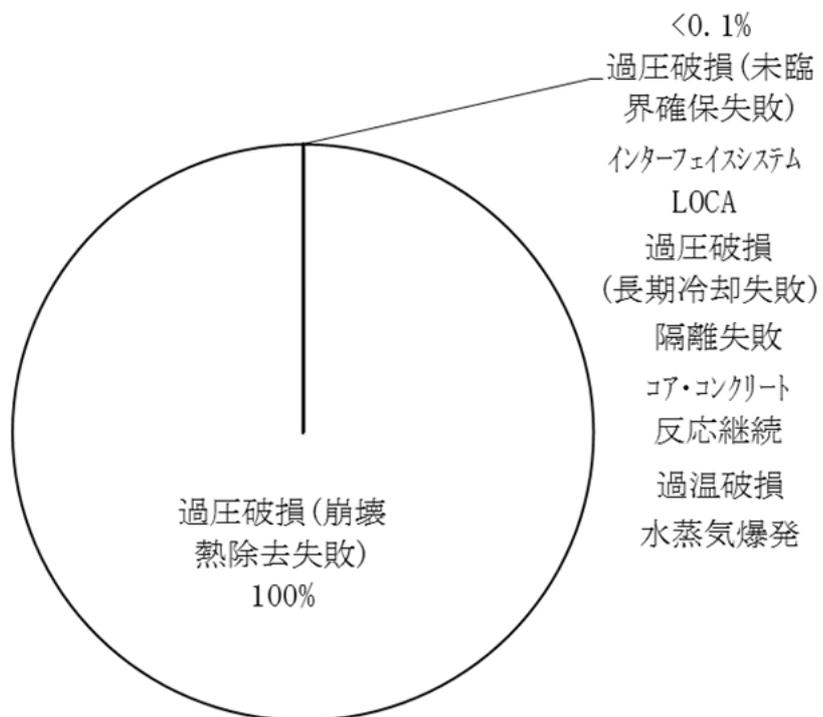
第 2.1.1. e-1 図 (9/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUV+低圧 ECCS (RPV 健全))



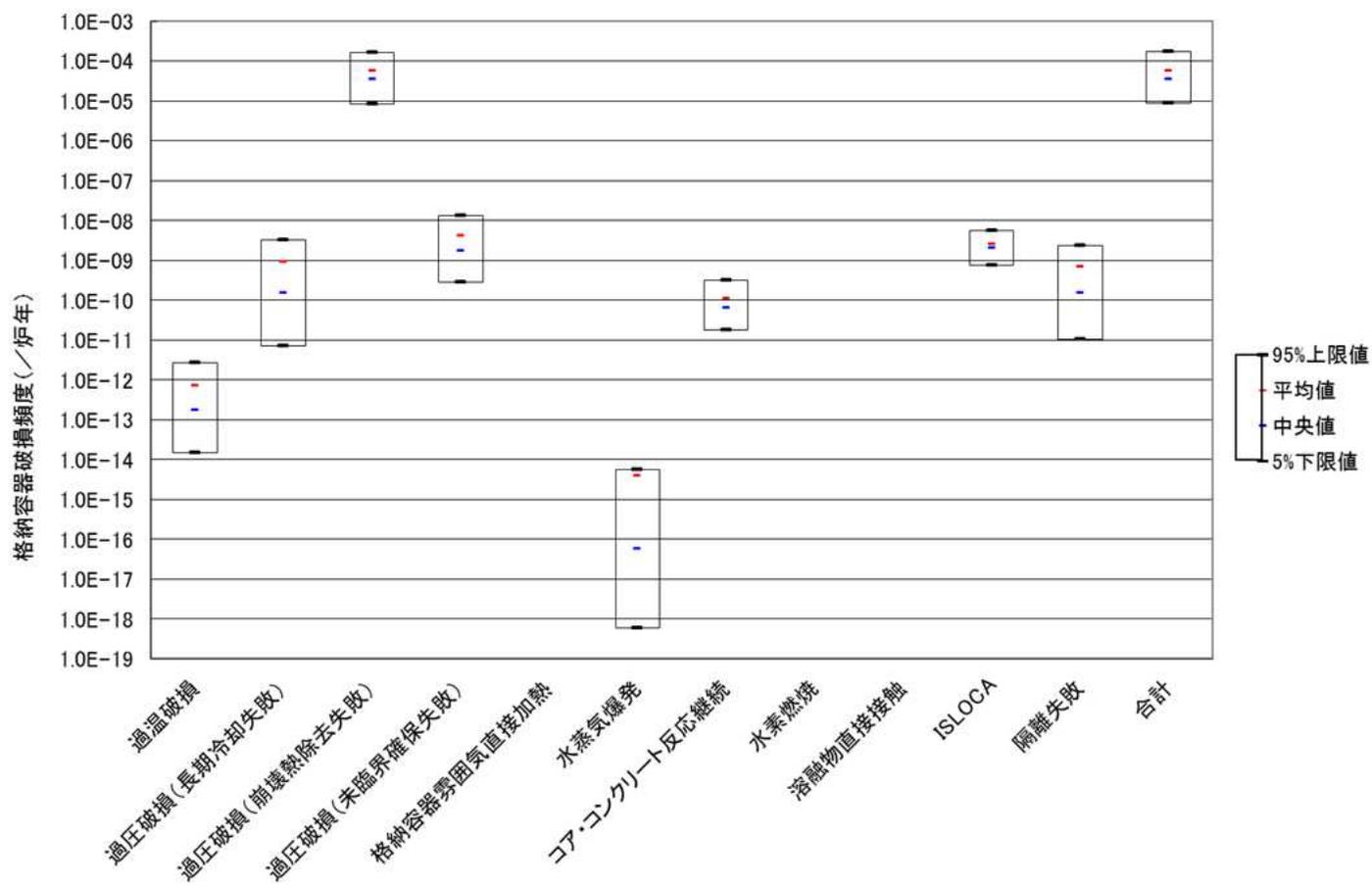
第 2.1.1. e-1 図 (10/10) 代表的な物理量の時間変化 (TQUX+低圧 ECCS (RPV 健全))



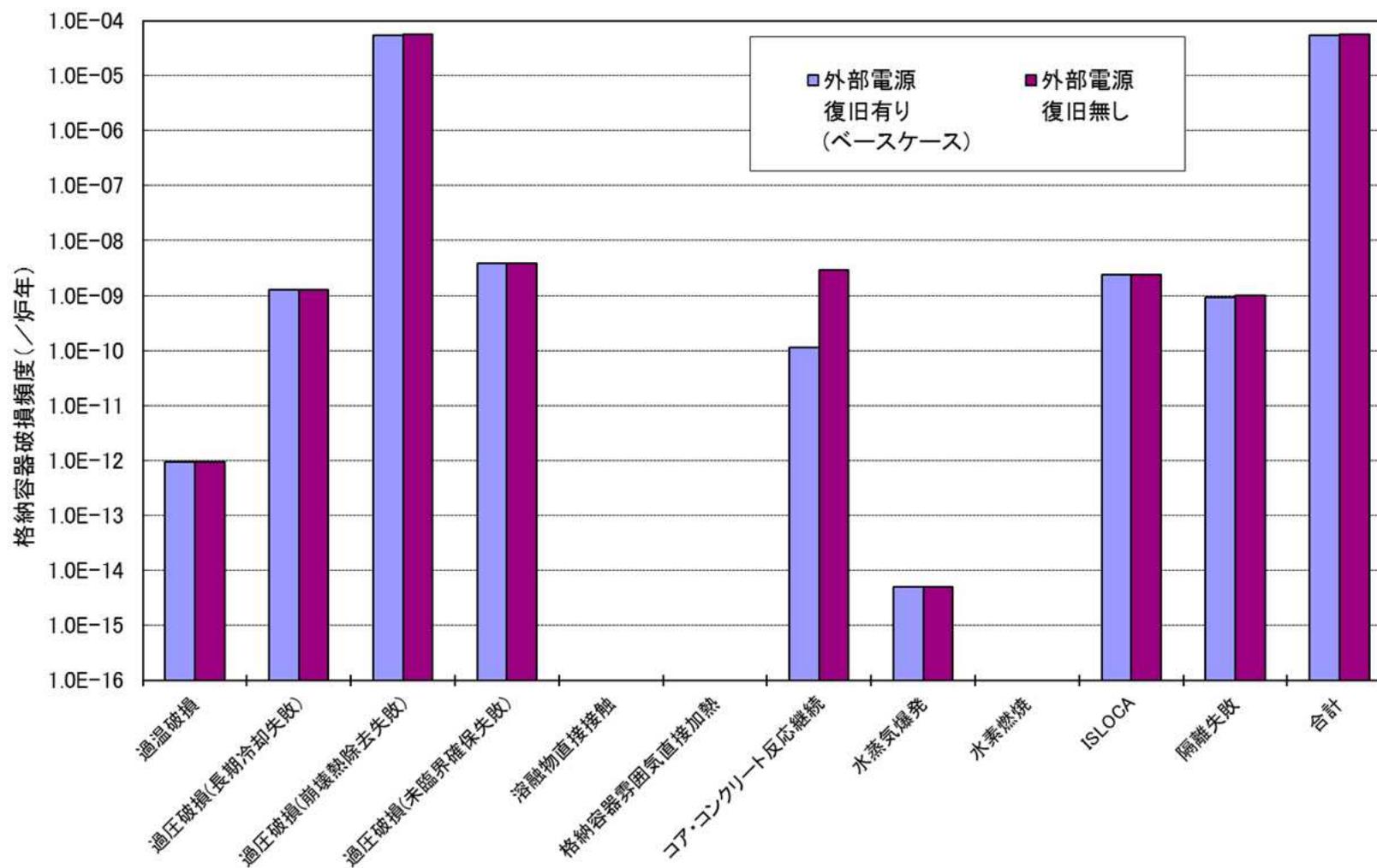
第 2.1.1.f-1 図 プラント損傷状態別格納容器破損割合



第 2.1.1.f-2 図 格納容器破損モード別格納容器破損割合



第 2.1.1. g-1 図 格納容器破損頻度不確かさ解析



第 2.1.1. g-2 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較 (外部電源)

TBP シーケンス, S1E および S2E シーケンスの原子炉圧力挙動について

プラント損傷状態 (PDS) の分類にあたっては、炉心損傷後、原子炉圧力容器が破損に至るまでに、原子炉圧力容器内が、高圧状態か低圧状態かを分類している。

ここでは、原子炉圧力バウンダリに破断が生じるシーケンスである TBP (SBO + SR 弁再閉鎖失敗)、S1E (中 LOCA + 高圧 ECCS 失敗) および S2E (小 LOCA + 高圧 ECCS 失敗 + 原子炉減圧失敗) シーケンスにおける原子炉圧力挙動および分類結果を以下に示す。

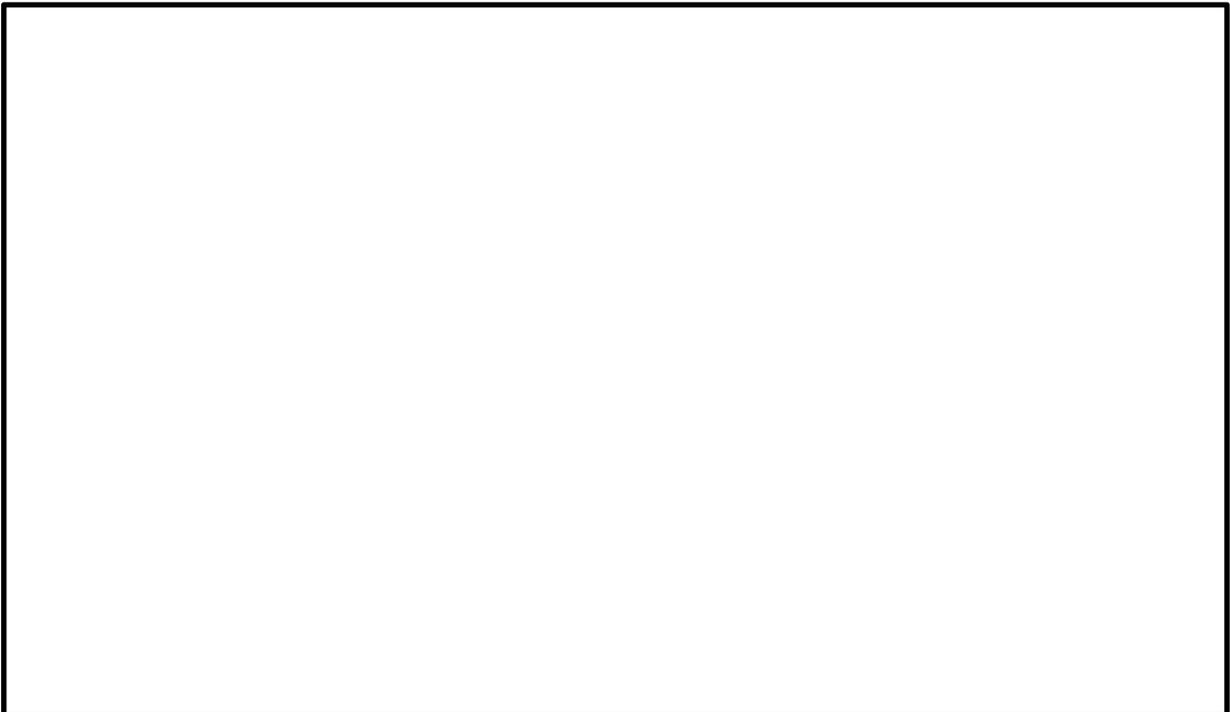
1. 主要解析条件

解析ケース	TBP シーケンス	<u>S1E シーケンス</u>	S2E シーケンス
事故シーケンス	SBO + SR 弁再閉鎖 失敗	<u>中 LOCA + 高圧 ECCS 失敗</u>	小 LOCA + 高圧 ECCS 失 敗 + 原子炉減圧失敗
破断箇所			
破断面積			

2. 解析結果

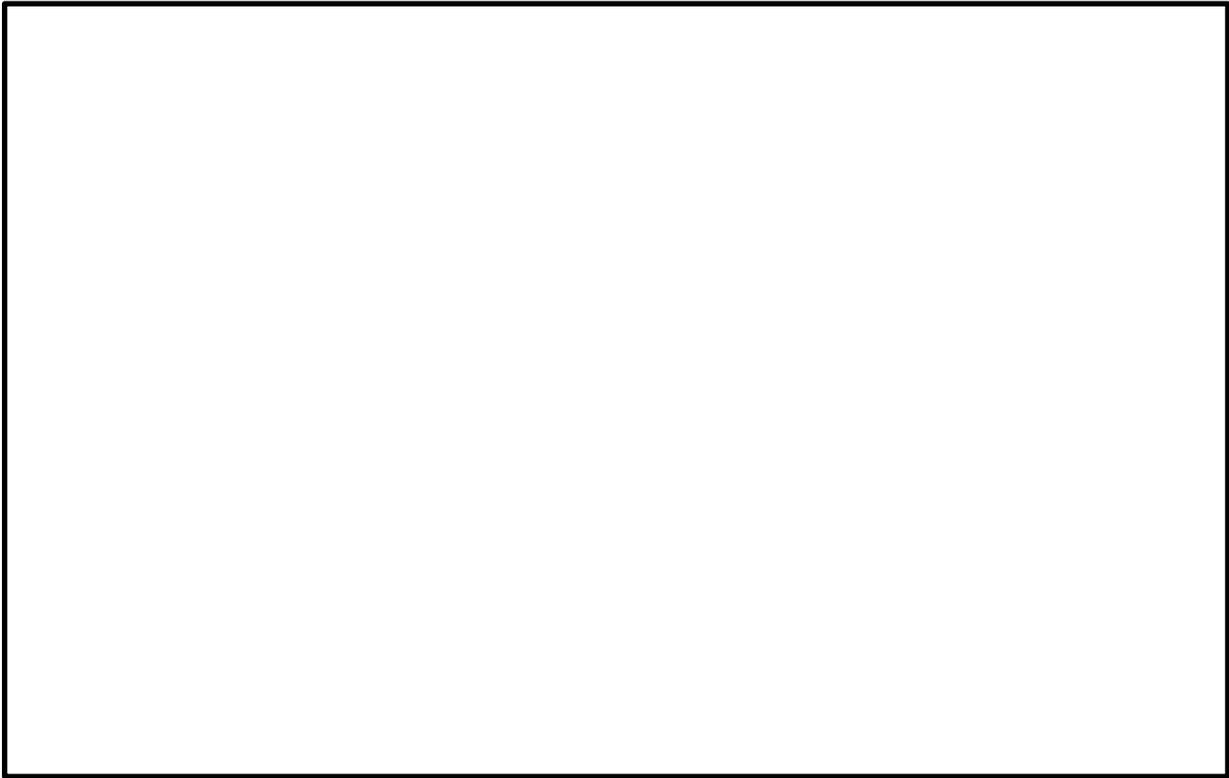
(1) TBP シーケンス

- ・炉心溶融開始時および RPV 破損時の原子炉圧力は、各々、約 0.5 および約 0.2 MPa [abs]。
- ・原子炉圧力の観点からは、低圧シーケンスに分類。



(2) S1E (中 LOCA+高圧 ECCS 失敗) シーケンス

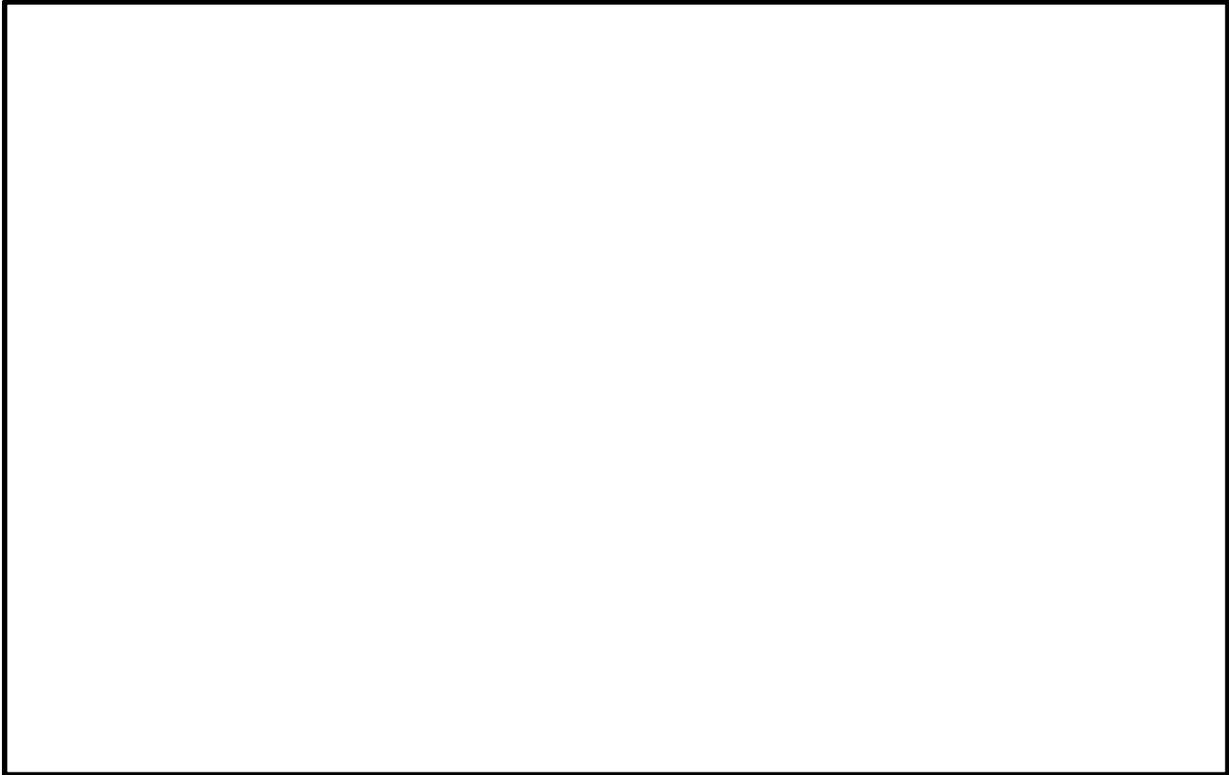
- 炉心溶融開始時および RPV 破損時の原子炉圧力は、各々、約 1.3 および約 0.4MPa[abs]。
- 原子炉圧力の観点からは、低圧シーケンスに分類。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(3) S2E (小 LOCA + 高圧 ECCS 失敗 + 原子炉減圧失敗) シーケンス

- ・ 炉心溶融開始時および RPV 破損時の原子炉圧力は約 7 MPa[abs]。
- ・ 原子炉圧力の観点からは、高圧シーケンスに分類。



以 上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉心損傷時期を分類する基準について

レベル 1.5PRA では、蓄電池による直流電源が使用可能な期間に発生する炉心損傷を早期、蓄電池枯渇後に発生する炉心損傷を後期に分類している。

直流電源設備は、設置した蓄電池により RCIC を 8 時間運転に必要な電力の供給を行うことが可能である設計となっていることから、炉心損傷時期を分類する目安は 8 時間としており、下図に示すとおりプラント損傷状態を早期、後期に分類している。

炉心損傷事故シーケンス	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	電源確保	デブリの冷却手段 PCV除熱手段	プラント損傷状態	
炉心損傷前	TW ISLOCA TC	高圧	後期			TW	
			早期			TC ISLOCA	
炉心損傷後	TW ISLOCA TC	高圧	後期			長期TB	
			早期		電源確保 TQUX S2E DC電源確保, AC電源復旧必要	TQUX S2E	
		低圧	早期			DC電源復旧必要	TBU
			早期		電源確保 TQUV AE S1E 電源復旧必要	TBD TQUV AE, S1E	
					TBP		

格納容器 ET
構築から除外

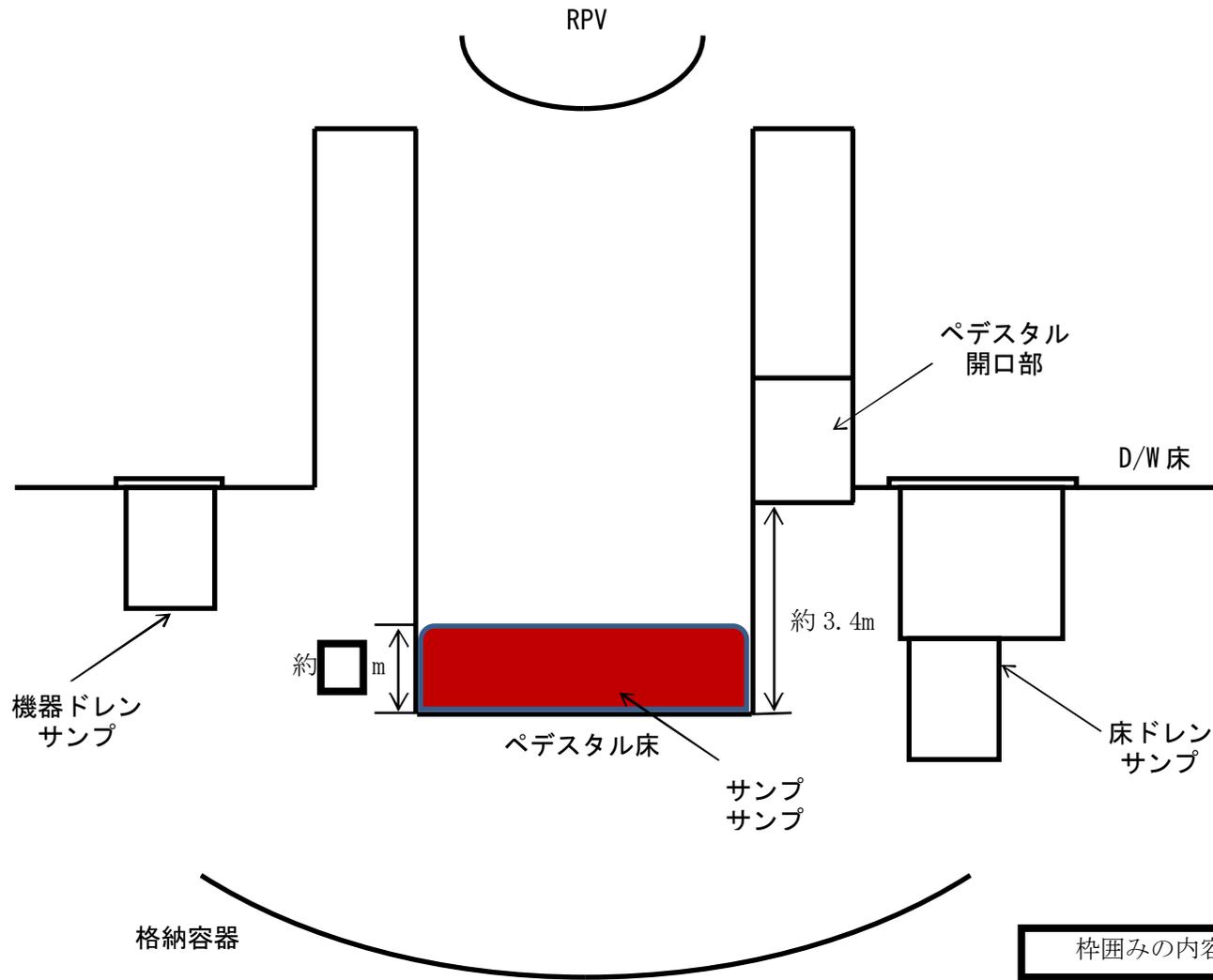
以上

評価から除外した PCV 破損モードについて

評価から除外した PCV 破損モードについて、PCV 破損モードの概要及び除外理由を下表に示す。

PCV 破損モード	概要	除外理由	備考
原子炉圧力容器内での水蒸気爆発 (炉内 FCI)	溶融物が下部プレナムの冷却水中に落下して、水蒸気爆発が発生する可能性がある。そのときの発生エネルギーによって、原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって格納容器へ衝突し、格納容器が破損する可能性がある。	本破損モードによる格納容器破損確率は、他の破損モードと比較して十分小さく無視できる。詳細は別紙 2.1.1.c-2 に示す。	CET ヘディングから除外している。
溶融物直接接触	原子炉圧力容器破損後にペDESTAL床へ落下したデブリが、ペDESTAL床からドライウエル床に広がり、デブリが冷却できない場合には、高温のデブリがドライウエル壁に接触し、ドライウエル壁の一部が溶融貫通する可能性がある。	本破損モードはペDESTAL床とドライウエル床が同一レベルに構成される BWR の Mark-I 型格納容器に特有のものであり、女川 2 号機の格納容器 (Mark-I 改良型) は、ペDESTAL床に落下したデブリが、ドライウエル床へ拡がらない構造である。(図 1 に示す)	CET ヘディングには考慮しているが、発生確率を 0 として評価している。
水素燃焼	燃料被覆管のジルコニウムと水蒸気との反応により発生する水素及び MCCI で発生する水素が、大量に格納容器内に蓄積され、燃焼する可能性がある。	BWR では格納容器内を窒素置換により酸素濃度を低く管理しているため、水素が可燃限界に至る可能性が十分小さい。なお、有効性評価においては、水の放射線分解による酸素濃度の上昇に対して保守的なシナリオで評価し、その評価結果は、事象発生から 7 日以内に酸素濃度が 5 % を超えることはない。	CET ヘディングには考慮しているが、発生確率を 0 として評価している。

以上



ペDESTAL床上に堆積する溶融デブリ体積は 100 %炉心落下を想定しても約 \square m^3 であり、ペDESTAL床面積約 \square m^2 からデブリ堆積高さは約 \square m であるが、ペDESTAL床からペDESTAL開口部下端までの高さは約 3.4 m あるため、ドライウェル床に溶融デブリが拡がることはない。なお、溶融炉心の流動性は高いため、ペDESTAL開口部を上回るほど高く堆積することはないと考えられる。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

図 1 ペDESTAL内堆積デブリ状況

FCI の知見について

1. 炉内 FCI において想定される現象

炉内 FCI による格納容器破損は α モード破損と呼ばれ、これまでに多くの現象論の研究、試験が行われてきた。 α モード破損とは、シビアアクシデント時に溶融炉心が下部プレナム冷却材中に落下し、高温の溶融炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。この時の発生したエネルギーにより、水塊が圧力容器上部に衝突し、さらに圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損に至るモードである。これまでの研究では、水蒸気爆発現象を以下のような段階的な過程によって説明するモデルが提唱されている。

- ① 炉内の冷却材が喪失し、炉心が溶融してその溶融炉心が下部プレナム冷却材中に落下する。水と接触した溶融炉心は、その界面の不安定性により、溶融炉心の一部もしくは大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。
- ② さらに、自発的もしくは外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し（トリガリング）、2液が直接接触する。
- ③ 下部プレナムにおける2液の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化により、さらに液体同士の接触を促進し（伝播）、蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する
- ④ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合領域）の膨張により運動エネルギーが発生し、上部ヘッドを破壊する。この結果、上部ヘッドはミサイルとなって格納容器に衝突する。

2. 既存の FCI 試験の整理

FCI について、過去に実施された代表的な実験研究として、JRC イスプラ研究所で実施された FARO 計画、KROTOS 計画、(旧) 日本原子力研究所で実施された ALPHA 計画及び (財) 原子力発電技術機構で実施された COTELS 計画がある。これらの試験では模擬溶融物として UO_2 混合物を用いた試験とアルミナ等を用いた試験がある。以下では、各試験の試験条件及び試験結果について示す。

2.1 ALPHA 計画

ALPHA 計画^[1] では、テルミット反応による酸化アルミニウムと鉄からなる模擬溶融物を用いた実験が実施されている。ALPHA 試験装置を図 2-1 に示す。試験容器は、内径 3.9m、高さ 5.7m、容積 $50m^3$ である。模擬格納容器に設置した冷却

水プールに高温溶融物を落下させ、水蒸気爆発に関する特性データを計測する試験装置である。表 2-1 に ALPHA 計画の試験結果のまとめを示す。高雰囲気圧力 (STX008, STX012, STX015), 低サブクール水 (STX014) の場合は水蒸気爆発の発生が抑制される試験結果が知見として得られている。また、水蒸気爆発のエネルギー変換効率は 1~6%程度となっている。なお、比較的大きなエネルギーが観測されている試験 (STX019, STX021) は、溶融物分散板を用いた試験ケースである。

2.2 KROTOS 計画

KROTOS 計画^{[2][3][4]}では、FARO 計画が大型試験装置であるのに対して小型の試験装置であるが、低圧・サブクール水を主として試験を実施している (図 2-2)。KROTOS 計画では模擬コリウムとして UO_2 混合物を用いた試験とアルミナを用いた試験を実施している。表 2-2 に KROTOS 計画の試験結果のまとめを示す。アルミナ試験では、サブクール度が高い試験ケース (K38, K40, K42, K43, K49) では、外部トリガー無しで水蒸気爆発が発生しているが、サブクール度が低い試験ケース (K41, K44, K50, K51) では、外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。一方、 UO_2 混合物試験では、外部トリガー無しでは水蒸気爆発は発生していない。また、 UO_2 混合物試験でも外部トリガー有りでは水蒸気爆発が発生している (K52, K53) が、これらのケースはサブクール度が高い試験ケースである。また、 UO_2 混合物試験の水蒸気爆発のエネルギー変換効率は、アルミナ試験の水蒸気爆発に比較して低い結果となっている。アルミナ試験と UO_2 混合物の相違については以下のように考察されている。

- ・ アルミナはプール水面近傍でブレイクアップし、粗混合時に粒子が半径方向に広がり、水蒸気爆発の伝播がし易くなった可能性がある。
- ・ UO_2 混合物の方が一般的に過熱度は小さく、 UO_2 混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化し易く、これが水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。
- ・ UO_2 混合物試験では水素が発生し、これにより蒸気膜の崩壊による水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。

2.3 FARO 計画

FARO 計画^[3]では、酸化物コリウム及び金属 Zr を含むコリウムが用いられ、多くの試験は高圧・飽和水条件で実施されているが、低圧・サブクール水条件の試験も実施されている。FARO 試験装置の概要を図 2-3 に示す。表 2-3 に FARO 計画の試験結果のまとめを示す。FARO 計画のいずれの試験ケースでも水蒸気爆発

は発生していない。FARO 試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ 高圧・飽和水試験，低圧・サブクール試験の何れにおいても水蒸気爆発は発生していない。
- ・ 高圧・飽和水の酸化物コリウム試験の場合は一部が粒子化し，一部はパンケーキ状でプール底部に堆積した。高圧・飽和水コリウムに金属 Zr 成分を含んだ試験及び低圧・サブクール試験では全てのコリウムは粒子化した。
- ・ 粒子の質量中央径は比較的大きかったが，試験条件（初期圧力，水深，コリウム落下速度，サブクール度）に依存していない。

2.4 COTELS 計画

COTELS 計画^[5]では，模擬熔融物として UO₂-Zr-ZrO₂-SS 混合物を用いており，コリウムに金属成分が含まれている。COTELS 試験装置の概要を図 2-4 に示す。表 2-4 に COTELS 計画の試験結果のまとめを示す。COTELS 試験で得られた主な知見は以下である。

- ・ サブクール度が大きいケースも含め，全ての試験で水蒸気爆発は発生していない。
- ・ プールに落下した熔融コリウムは，ほとんどがプール水中で粒子化した。
- ・ 粒子径は，コリウム落下速度の大きいケースを除いて，質量中央径で 6mm 程度である。コリウム落下速度の大きいケースの粒子径は小さくなっている。

2.5 知見のまとめ

上記で示した実験結果から得られた主な知見を以下にまとめる。

- ・ 高圧条件，または低サブクール水条件は，水蒸気爆発を抑制する傾向がある。（ALPHA 試験，KROTOS 試験）
- ・ UO₂ 混合物を用いた代表的な FCI 実験（外部トリガー無し）では，水蒸気爆発は確認されていない。（FARO 試験，COTELS 試験，KROTOS 試験）
- ・ 粒子化割合は，サブクール度に依存し，サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。金属成分が含まれていると粒子化が促進される。（FARO 試験）
- ・ 粒子化割合は，デブリ落下速度に依存し，落下速度が大きいと粒子化が促進される。（COTELS 試験）
- ・ UO₂ 混合物は（融点が高いため）過熱度が小さく，水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化すると考えられることが示唆される。（KROTOS 試験）

験の考察)

- ・ デブリ落下後の水プールが高ボイド率状態になると、トリガーの伝播を阻害する可能性がある。(KROTOS 試験の考察)
- ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられることが示唆される。(KROTOS 試験の考察)

3. 専門家会議等の知見

α モード破損の発生確率については、これまで専門家会議(SERG)等で議論がなされてきており^{[6][7]}、BWR についての議論の結果を表 3 に示す。BWR 体系では下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており、これらは大規模な水蒸気爆発の発生を制限すると考えられるため、 α モード破損の発生確率は、プラント全体でみた際に他の要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。

4. まとめ

3. で示したように、国際的な専門家会議の工学的議論から、BWR 体系の炉内 FCI は格納容器破損の脅威とならないことが結論付けられている。また、表 4 に炉内 FCI の影響因子に対して、代表的な実験結果、専門家会議の知見を踏まえた BWR 実機体系条件の分析結果を示す。表 4 に示すように、実験結果の知見を踏まえても BWR 実機体系では水蒸気爆発は抑制される傾向であり、大規模な水蒸気爆発は発生しないと考えられる。以上より、BWR 体系における α モード破損の発生可能性は十分小さいと考えられる。したがって、BWR における格納容器破損モードとして、炉内 FCI の考慮は不要である。

5. 参考文献

- [1] N. Yamano, Y. Maruyama, T. Kudo, A. Hidaka, J. Sugiyama, Phenomenological studies on melt-coolant interactions in the ALPHA program, Nucl. Eng. Des. 155 369-389, 1995
- [2] I. Huhtiniemi, D. Mgallon, H. Hohmann, Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts, Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999
- [3] D. Magallon, Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments, Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006
- [4] H. S. Park, R. Chapman, M. L. Corradini, Vapor Explosions in a

- One-Dimensional Large-Scale Geometry With Simulant Melts, NUREG/CR-6623, 1999
- [5] M. Kato, H. Nagasaka, COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions, JAERI-Conf 2000-015, 2000
 - [6] T. G. Theofanous and W. W. Yuen, The Probability of Alpha-Mode Containment Failure Updated, Nucl. Eng. Des. 155 459-473, 1995
 - [7] S. Basu, T. Ginsberg, A reassessment of the potential for an alpha-mode containment failure and a review of the current understanding of broader fuel-coolant interaction (FCI) issues, Report of the 2nd steam explosion review group workshop (SERG-2), NUREG-1524, 1996
 - [8] T. Okkonen, et al, Safety Issues Related to Fuel-Coolant Interactions in BWR's, NUREG/CP-0127, 1994
 - [9] T. G. Theofanous, et al, Steam Explosions: Fundamentals and Energetic Behavior, NUREG/CR-5960, 1994
 - [10] O. Zuchuat, et al, Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for Swiss Nuclear Power Plants, JAERI-Conf 97-011, 1998

表 2-1 ALPHA 試験の主要な試験条件及び試験結果^[1]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率(%)
ALPHA	STX002	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	289	1.0	No	Yes	-
	STX003	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	292	1.0	No	Yes	-
	STX005	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	300	1.0	No	Yes	-
	STX009	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	289	1.0	No	Yes	-
	STX016	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	295	0.9	No	Yes	0.86
	STX017	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	286	0.9	No	Yes	0.66
	STX018	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	283	0.9	No	Yes	3.33
	STX001	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	293	1.0	No	No	-
	STX010	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	297	1.0	No	Yes	-
	STX013	Fe-Al ₂ O ₃	10	0.10	284	1.0	No	No	-
	STX014	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	372	1.0	No	No	-
	STX008	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.60	288	1.0	No	No	-
	STX012	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.60	290	1.0	No	No	-
	STX015	Fe-Al ₂ O ₃	20	1.00	282	1.0	No	No	-
	STX006	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	298	1.0	No	No	-
	STX011	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	290	1.0	No	Yes	-
	STX019	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	0.9	No	Yes	5.67
STX020	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	1.0	No	No	-	
STX021	Fe-Al ₂ O ₃	20	0.10	281	0.9	No	Yes	4.05	

表 2-2 KROTOS 試験の主要な試験条件及び試験結果^{[2][3][4]}

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
KROTOS	K38	Alumina	1.5	2665	0.1	79	1.11	No	Yes	1.45
	K40	Alumina	1.5	3073	0.1	83	1.11	No	Yes	0.9
	K41	Alumina	1.4	3073	0.1	5	1.11	No	No	-
	K42	Alumina	1.5	2465	0.1	80	1.11	No	Yes	1.9
	K43	Alumina	1.5	2625	0.21	100	1.11	No	Yes	1.3
	K44	Alumina	1.5	2673	0.1	10	1.11	Yes	Yes	2.6
	K49	Alumina	1.5	2688	0.37	120	1.11	No	Yes	2.2
	K50	Alumina	1.7	2473	0.1	13	1.11	No	No	-
	K51	Alumina	1.7	2478	0.1	5	1.11	No	No	-
	K32	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	3.0	3063	0.1	22	1.08	No	No	-
	K33	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	3.2	3063	0.1	75	1.08	No	No	-
	K35	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	3.1	3023	0.1	10	1.08	Yes	No	-
	K36	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	3.0	3025	0.1	79	1.08	Yes	No	-
	K37	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	3.2	3018	0.1	77	1.11	Yes	No	-
	K45	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	3.1	3106	0.1	4	1.14	Yes	No	-
	K46	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	5.4	3086	0.1	83	1.11	Yes	No	-
	K47	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	5.4	3023	0.1	82	1.11	Yes	No	-
	K52	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	2.6	3133	0.2	102	1.11	Yes	Yes	0.02
K53	80wt%UO ₂ -20wt%ZrO ₂	3.6	3129	0.36	122	1.11	Yes	Yes	0.05	

表 2-3 FARO 試験の主要な試験条件及び試験結果^[3]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
FARO	L-06	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	18	2923	5	0	0.87	No	No	-
	L-08	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	44	3023	5.8	12	1.00	No	No	-
	L-11	77wt.%UO ₂ -19wt.%ZrO ₂ -4wt.%Zr	151	2823	5	2	2.00	No	No	-
	L-14	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	125	3123	5	0	2.05	No	No	-
	L-19	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	157	3073	5	1	1.10	No	No	-
	L-20	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	96	3173	2	0	1.97	No	No	-
	L-24	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	177	3023	0.5	0	2.02	No	No	-
	L-27	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	117	3023	0.5	1	1.47	No	No	-
	L-28	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	175	3052	0.5	1	1.44	No	No	-
	L-29	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	39	3070	0.2	97	1.48	No	No	-
L-31	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	92	2990	0.2	104	1.45	No	No	-	
L-33	80wt.%UO ₂ -20wt.%ZrO ₂	100	3070	0.4	124	1.60	Yes	No	-	

表 2-4 COTELS 試験の主要な試験条件及び試験結果^[5]

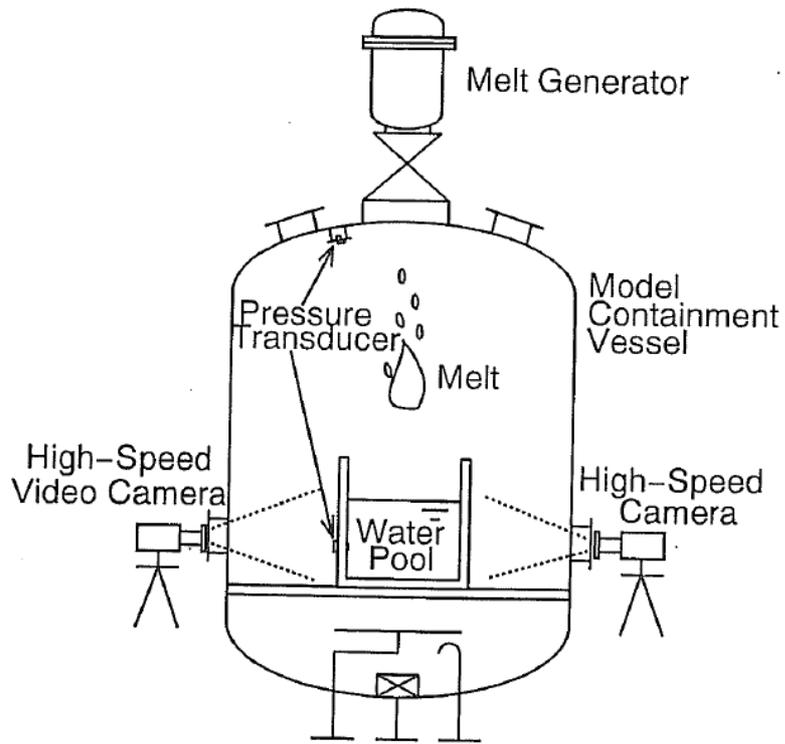
試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー変換効率 (%)
COTELS	A1	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	56.3	0.20	0	0.4	No	No	-
	A4	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	27.0	0.30	8	0.4	No	No	-
	A5	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	55.4	0.25	12	0.4	No	No	-
	A6	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	53.1	0.21	21	0.4	No	No	-
	A8	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	47.7	0.45	24	0.4	No	No	-
	A9	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	57.1	0.21	0	0.9	No	No	-
	A10	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	55.0	0.47	21	0.4	No	No	-
	A11	55wt.%UO ₂ -25wt.%Zr-5wt.%ZrO ₂ -15wt.%SS	53.0	0.27	86	0.8	No	No	-

表 3 BWR 体系における炉内 FCI 現象の発生確率に関する議論の整理

炉内 FCI に関する国際会議, 文献	BWR の炉内 FCI に関する議論
OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993) ^[8]	BWR の圧力容器下部プレナムは, 制御棒案内管で密に占められている。そして, 炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは, 炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。このような特徴によって, 燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され, 水蒸気爆発に起因する水-熔融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。従って, スラグにより破壊された圧力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は, PWR よりも BWR の方が起こりにくいと評価される。(T. Okkonen 等)
NUREG/CR-5960 (1994) ^[9]	BWR の下部プレナムには, 密に詰められた制御棒案内管があるため, 炉内水蒸気爆発問題の対象とならない。(T. G. Theofanous 等)
SERG-2 ワークショップ (1996) ^[7]	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため, BWR の α モード格納容器破損確率は, おそらく PWR より小さい。(M. Corradini)
OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) ^[10]	下部プレナム構造物の存在により, 水蒸気爆発の影響を緩和する。現在の知見は, 一般に BWR では炉内水蒸気爆発は格納容器への脅威とならない。(O. Zuchuat 等)

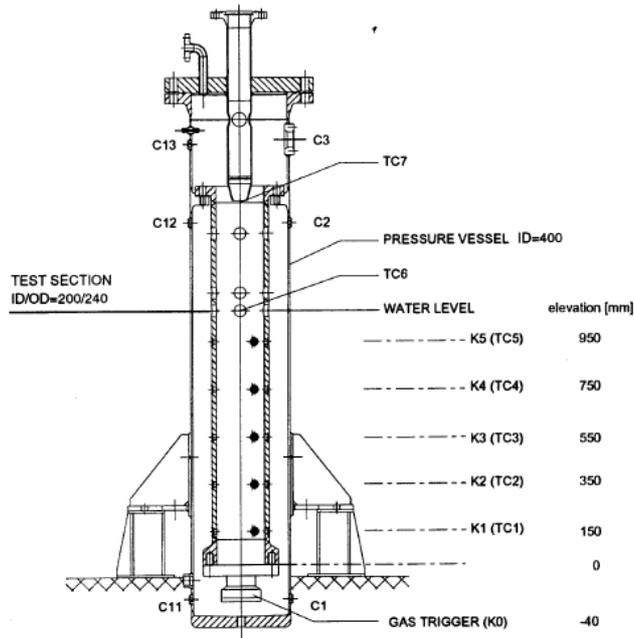
表 4 BWR 実機体系を踏まえた炉内 FCI の分析結果

炉内 FCI に影響する因子	BWR 実機体系の条件	実験・専門家会議等による知見	炉内 FCI への影響
溶融物組成	溶融落下物は, 金属成分を含む UO_2 混合物	<ul style="list-style-type: none"> ・ 模擬溶融物に UO_2 を用いた代表的な FCI 試験 (FARO 試験, COTELS 試験, KROTOS 試験) では, トリガー無しで水蒸気爆発は確認されていない。 ・ 溶融物に金属成分を含む場合は, 粒子化が促進される (FARO 試験)。 ・ UO_2 混合物では (融点が高いため) 過熱度が小さく, 水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化することが考えられる (KROTOS 試験の考察)。 ・ 金属-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し, 蒸気膜の安定化に寄与すると考えられる (KROTOS 試験の考察)。 	金属成分により粒子化が促進される可能性があるが, 粒子表面の固化, 水素発生により水蒸気爆発の発生は抑制される。
下部プレナム水温度	溶融物が下部プレナムに落下する状況では, 下部プレナム冷却材は飽和温度に近い	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低サブクール水条件では, 水蒸気爆発は抑制される可能性がある (ALPHA 試験, KROTOS 試験)。 ・ 粒子化割合は, サブクール度に依存し, サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる (FARO 試験)。 ・ 下部プレナム水が低サブクール条件の場合, デブリ落下時のボイド発生が多くなり, トリガーの伝播を阻害する可能性がある (KROTOS 試験の考察)。 	低サブクール条件では, 粒子化を抑制し, ボイド発生が多くなるため, 水蒸気爆発の発生を抑制する。
下部プレナム部構造材	下部プレナム部には多数の制御棒案内管等の構造物が存在	<ul style="list-style-type: none"> ・ 下部プレナム内の制御棒案内管等の多くの構造物が水蒸気爆発のエネルギーを吸収するため, 格納容器破損に至るような大規模なエネルギーは発生しない。(専門家会議等の知見) 	水蒸気爆発が発生しても, 構造物により水蒸気爆発のエネルギーが制限される。



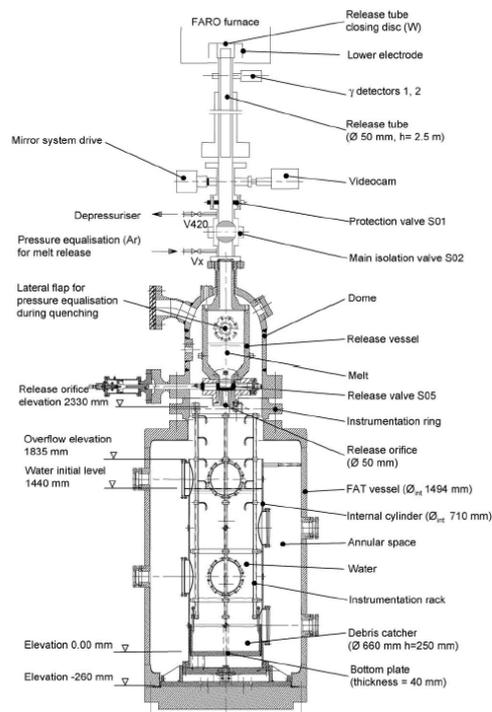
出典：参考文献[1] p. 371 Fig. 1

図 2-1 ALPHA 試験装置の概要



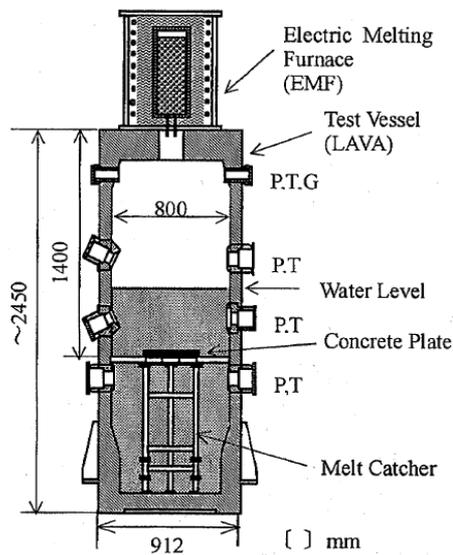
出典：参考文献[2] p. 380 Fig. 1

図 2-2 KROTOS 試験装置の概要



出典：参考文献[3] p.1999 Fig.1

図 2-3 FARO 試験装置の概要



P: Pressure, T: Temperature,
G: Gas sampling line

出典：参考文献[5] p.37 Fig.1

図 2-4 COTELS 試験装置の概要

格納容器破損限界への福島第一原子力発電所における知見の整理について

レベル 1.5PRA においては、炉心損傷後から格納容器破損に至るまでの事故シーケンス及び格納容器破損頻度(CFF)を評価している。この際、雰囲気圧力・温度による静的負荷に対する格納容器耐性として、過温破損に対して限界温度 200℃を、過圧破損に対して限界圧力 2Pd(格納容器の最高使用圧力の 2 倍、854kPa[gage])を判定基準としている。

今回の PRA の実施に際して、上記の判定基準を適用するに当たっては、以下のとおり福島第一原子力発電所事故の知見を考慮している。

(1) 福島第一原子力発電所事故による格納容器破損に関する知見

福島第一原子力発電所事故では、1～3 号機の格納容器がいずれも事故後のどこかのタイミングで破損に至ったと考えられ、その詳細なメカニズムについては、解明に向けた取り組みが進められているところである。

福島第一原子力発電所事故の調査結果は、平成 25 年 12 月に第 1 回進捗報告^[1]、平成 26 年 8 月に第 2 回進捗報告^[2]、平成 27 年 5 月に第 3 回進捗報告^[3]が行われている。また、平成 27 年 3 月の柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の新規制基準適合性に係る審査会合(原子炉格納容器の限界温度・圧力)^[4]で報告されている。ここでは、格納容器破損に係る情報として、漏えい経路、格納容器圧力挙動及び格納容器温度挙動に着目し、以下のとおり知見を整理した。

a. 格納容器破損時の漏えい経路

原子炉建屋での水素爆発が発生しておらず、原子炉建屋オペレーティングフロアの形状が維持されているため、他号機に比べて格納容器からの漏えい経路が推定し易い 2 号機に着目する。2 号機では、格納容器圧力の低下が確認された 3 月 15 日の朝方にブローアウトパネルから蒸気が放出されていること、後日の調査でオペレーティングフロアにおけるシールドプラグ近傍で高い線量率を観測したことが確認されている。これに加え、過去の試験結果等から考えられている漏えいポテンシャルの高い箇所を考慮に入れると、格納容器トップヘッドフランジ等のフランジシール部からの漏えいの可能性がある。

b. 1 号機の格納容器温度・圧力

1 号機のドライウェル圧力は、3 月 11 日 23 時 50 分頃に 0.6MPa[abs]を、3 月

12日2時30分頃に0.84MPa[abs]を計測した後、3月12日14時30分頃のベント操作による圧力減少まで、0.7MPa[abs]～0.8MPa[abs]程度の圧力で推移している。この間、注水による蒸気発生、格納容器温度の上昇、溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガス発生等によって、格納容器圧力は上昇傾向になると想定されるが、測定値からは圧力が一定となる傾向が示されており、格納容器からの漏えいがあったことが示唆される。

また、炉心損傷後の格納容器温度の測定データは得られていないものの、事故時に計測されたプラントデータを基に条件を仮定したMAAP解析が実施されており、その中でドライウェル温度も評価されている。1号機のMAAP解析結果からは、格納容器気相漏えいを仮定した3月12日11時46分頃において、ドライウェル温度は約300℃以上となっている。過去の研究によれば、このような過温条件ではガスケットが損傷する可能性があることから、過温によるガスケット損傷により格納容器からの漏えいが発生した可能性がある。実際に、1号機では格納容器内部調査により格納容器貫通部に設置されていた遮へい用の鉛板が消失していることが確認され、格納容器壁付近で少なくとも鉛の融点(328℃)以上を経験した可能性が検討されている。

c. 2号機の格納容器温度・圧力挙動

2号機では、原子炉隔離時冷却系運転期間中に格納容器圧力が徐々に上昇し、原子炉隔離時冷却系停止後、炉心損傷に伴う水素発生や逃がし安全弁の開放等によると考えられる上昇が、14日20時頃、21時頃、23時頃に観測され、格納容器圧力は0.75MPa[abs]程度にまで至る。その後3月15日7時20分頃までほぼ一定の圧力で推移している観測結果が得られており、高い圧力状態が継続していたと考えられる。なお、3月14日13:00頃から格納容器圧力が一時的に低下して再上昇しているが、この圧力低下を格納容器気相漏えいと仮定した場合に、その後の圧力上昇を説明できないことから、MAAPの解析においては、3月15日7時20分頃の格納容器気相漏えいを仮定している。この解析結果によれば、仮定した格納容器気相漏えいの前に、ドライウェル圧力が0.7MPa[abs]程度になると評価されている。

また、2号機のMAAP解析結果より、格納容器温度は3月13日12時頃から150℃を上回っており、格納容器気相漏えいを仮定した3月15日7時20分頃までの長期間にわたって150℃～175℃程度の高温状態が継続している。この温度域は、1号機と比較して低くなっているが、シリコンゴム製シール材にとっては厳しい

ものとなっております，この間にシール材の高温劣化が進んだと考えられる。

d. まとめ

格納容器破損に係る福島第一原子力発電所事故の知見を以下にまとめる。

- ・格納容器破損時の漏えい経路に関する知見として，現場の調査結果から，格納容器トップヘッドフランジ等のフランジシール部から漏えいが発生した可能性がある。
- ・シリコンゴム製のシール材が長時間にわたり苛酷事故環境下に晒されたことで劣化し，格納容器加圧との重畳によって格納容器破損に至った可能性がある。

(2) 今回のレベル 1.5PRA における福島第一原子力発電所事故の知見の反映

今回の女川原子力発電所 2 号炉におけるレベル 1.5PRA では，格納容器の過温破損及び過圧破損に対する破損判定基準として，重大事故等対策の有効性評価における破損判定基準と同じ条件（限界温度 200℃，限界圧力 2Pd）を用いている。

上述のとおり，福島第一原子力発電所事故の知見から，従来から格納容器トップフランジ等のシール部に用いられているシリコンゴム製のシール材は，長時間にわたる苛酷事故環境下への曝露によってシール機能が劣化し，格納容器加圧との重畳によって格納容器破損に至る可能性がある。しかしながら，女川原子力発電所 2 号炉においては，格納容器トップフランジ部等のシール材を改良 EPDM 材等に変更して格納容器健全性の評価を実施した結果，事故後 7 日間にわたり，限界温度及び限界圧力はそれぞれ 200℃，2Pd に対して余裕があることを確認している。

今回のレベル 1.5PRA における事故進展解析では，格納容器からの除熱に期待しないため，格納容器破損までの余裕時間は最も長いケースでも [] となっている。そのため，レベル 1.5PRA の格納容器破損判定条件として 200℃，2Pd を適用することは妥当であると考えている。なお，本条件が変更された場合は，レベル 1.5PRA の CET 構造への反映について検討を行う。

また，福島第一原子力発電所事故については，格納容器内の状況等，未だ確認が困難な点が多く，未解明な問題がある。一方で，これまでの調査結果等からは，現在レベル 1.5PRA で考慮しているモード以外で格納容器が破損に至ったとは考えにくい。このことから，事故シーケンスの抽出という観点では現在の

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

PRAでも網羅的な分析となっているものとする。

今後、事故時の格納容器挙動に関する新たな知見が得られた場合には、その知見を適切に反映していく予定である。

以上

参考文献：

- [1] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第1回進捗報告」平成25年12月13日
- [2] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第2回進捗報告」平成26年8月6日
- [3] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第3回進捗報告」平成27年5月20日
- [4] 東京電力株式会社「柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉 重大事故等対策の有効性評価について(原子炉格納容器の限界温度・圧力)」，別添-1“福島第一原子力発電所事故時の原子炉格納容器温度・圧力の挙動”平成27年3月

事故進展解析における炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉压力容器破損
の判断基準について

事故進展解析における，炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉压力容器破損の条件については，表 1 に示す条件を満足した場合に，破損したと判断する。

各項目の根拠については，以下の通りである。

1. 炉心溶融の判断

--

2. 炉心支持板破損の判断

--

3. 原子炉压力容器破損の判断

--

表 1 事故進展解析における炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉压力容器破損の判断

項目	条件	備考
炉心溶融の判断		
炉心支持板破損の判断		
原子炉压力容器破損の判断		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉心注水によるRPV破損回避の不確かさについて

レベル 1.5PRA では、原子炉圧力容器内溶融物保持（IVR：In-Vessel Retention）を考慮せず、低圧 ECCS による原子炉圧力容器（RPV）内注水が成功し、炉心支持板破損を回避できれば RPV 破損は無いと判定している。

この判定条件は、溶融炉心が RPV 下部プレナムへ移行しなければ RPV 破損は生じないとする考え方に基づくものである。溶融炉心の RPV 下部プレナムへの移行について、事象進展解析コード（MAAP4）は、溶融炉心が炉心支持板ノードに到達すると炉心支持板破損口（破損口サイズ：m²）から下部プレナムに移行するモデルとなっている。一方で、RPV 内注水が成功して炉心支持板ノードが冷却されれば、炉心支持板の上部ノードの溶融炉心も冷えて固化するため、溶融炉心は炉心支持板ノードに到達できず、RPV 下部プレナムに移行しないモデルとなっている。このように、RPV 内注水が成功すれば炉心支持板破損は生じないものの、MAAP コードの炉心溶融進展挙動には不確かさを含んでいる。

この不確かさをレベル 1.5PRA の評価に取り入れた感度解析を行うことにより、上記 RPV 破損回避の判定条件が妥当であることを確認する。

1. RPV 下部プレナムへのリロケーションの不確かさ

事象進展解析において、事故後 1 時間及び事故後 2 時間に注水した場合の炉心状態を図 1 に示す。この図では、高圧シーケンスである TQUX において、原子炉減圧（ADS）と低圧 ECCS（LPCI 1 台）による RPV 注水に成功した場合の結果を代表的に示している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

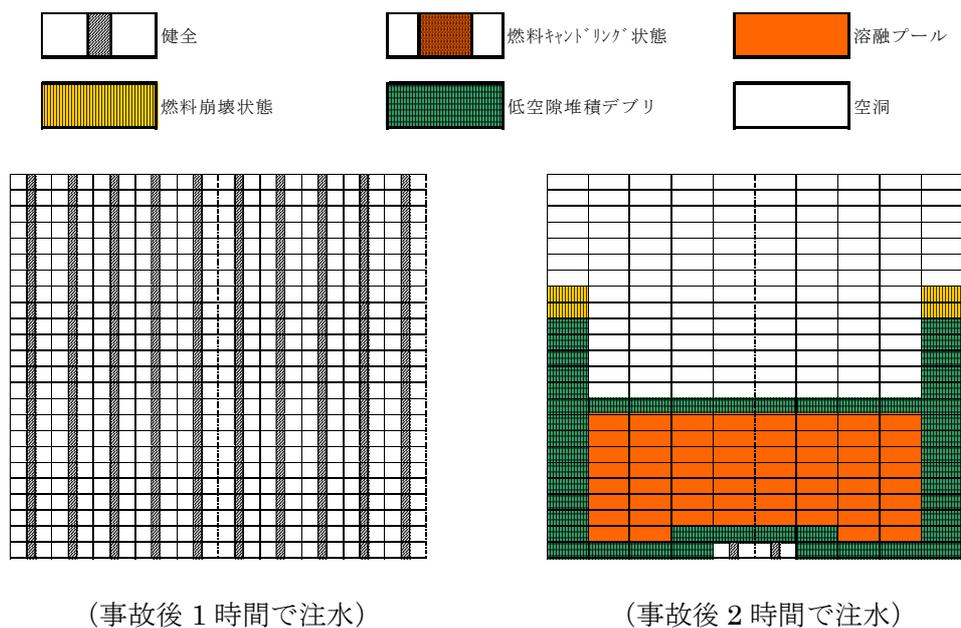


図 1 炉心支持板破損前 RPV 注水による炉心冠水後の炉心状態

図 1 に示すように、事故後 2 時間で注水した場合には、炉心内部に溶融プールが形成されており、この溶融プールが下部クラスト（低空隙堆積デブリ）によって保持されているため、MAAP コードでは炉心支持板は破損せず、RPV 下部プレナムへのリロケーションは無いと判定されている。しかし、この下部クラストの安定性に関して不確かさがあるため、この不確かさを安全側に考慮した炉心状態として、炉心崩壊がなく溶融プールが全く形成されない事故後 1 時間及び 0.5 時間で注水した炉心状態を考えることとする。

2. 不確かさを考慮した感度解析

レベル 1.5PRA では、事故後 2 時間の注水を RPV 破損回避の条件として、このために必要な緩和操作に対する余裕時間を設定している。すなわち、RPV 注水として、LOCA 信号による低圧 ECCS 自動起動を期待しているため、全交流電源喪失シーケンスである TBU, TBP において、この自動起動を可能にするための電源復旧操作の余裕時間を 2 時間と設定している。これに対し、上述の RPV 下部プレナムへのリロケーションの不確かさを取り入れた評価として、この余裕時間を 1 時間及び 0.5 時間とした感度解析を行う。

TBU, TBP の格納容器イベントツリーを図 2 に示す。上述の電源復旧操作に対応するヘディングは「RPV 破損前 AC 復旧」であり、この操作の余裕時間が 2 時間、1 時間及び 0.5 時間の場合の失敗確率を表 1 に示す。

表 1 「RPV 破損前 AC 復旧」の失敗確率

電源復旧の余裕時間	2 時間 (ベースケース)	1 時間	0.5 時間
失敗確率			

表 1 の失敗確率を用い、格納容器破損頻度 (CFF) の感度解析を実施した結果を表 2 及び図 3 に示す。電源復旧の失敗確率が高くなることにより、格納容器内デブリ及び格納容器の冷却手段確保の可能性が減少することから、それに伴いコア・コンクリート反応継続、及び過温破損が増加している。また、RPV 破損の頻度が増加することから、水蒸気爆発が増加している。しかし、その増加は僅かであり、全格納容器破損頻度、及びそれに占める格納容器破損モードの割合を変えるほどの影響は無い。

以上のように、「炉心支持板破損=RPV 下部プレナムへのリロケーション」とする物理モデルには不確かさがあるが、格納容器破損頻度に与える影響は小さく、また、格納容器破損モードの割合を変えるほどの影響がないことから、炉心支持板破損を回避できれば RPV 破損は無いという判定条件は妥当である。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2 格納容器破損モード別格納容器破損頻度の比較（外部電源復旧の余裕時間）

格納容器破損モード	電源復旧の余裕 時間 2 時間 (ベースケース) (/炉年)	電源復旧の余裕 時間 1 時間/ 電源復旧の余裕 時間 2 時間 (一)	電源復旧の余裕 時間 0.5 時間/ 電源復旧の余裕 時間 2 時間 (一)
過温破損	9.4E-13	1.01	1.02
過圧破損 (長期冷却失敗)	1.3E-09	1.00	1.00
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	5.5E-05	1.00	1.00
過圧破損 (未臨界確保失敗)	3.9E-09	1.00	1.00
溶融物直接接触	0.0E+00	-	-
格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	-	-
コア・コンクリート 反応継続	1.1E-10	1.01	1.01
水蒸気爆発	5.0E-15	1.01	1.02
水素燃焼	0.0E+00	-	-
ISLOCA	2.4E-09	1.00	1.00
隔離失敗	9.4E-10	1.00	1.00
合計	5.5E-05	1.00	1.00

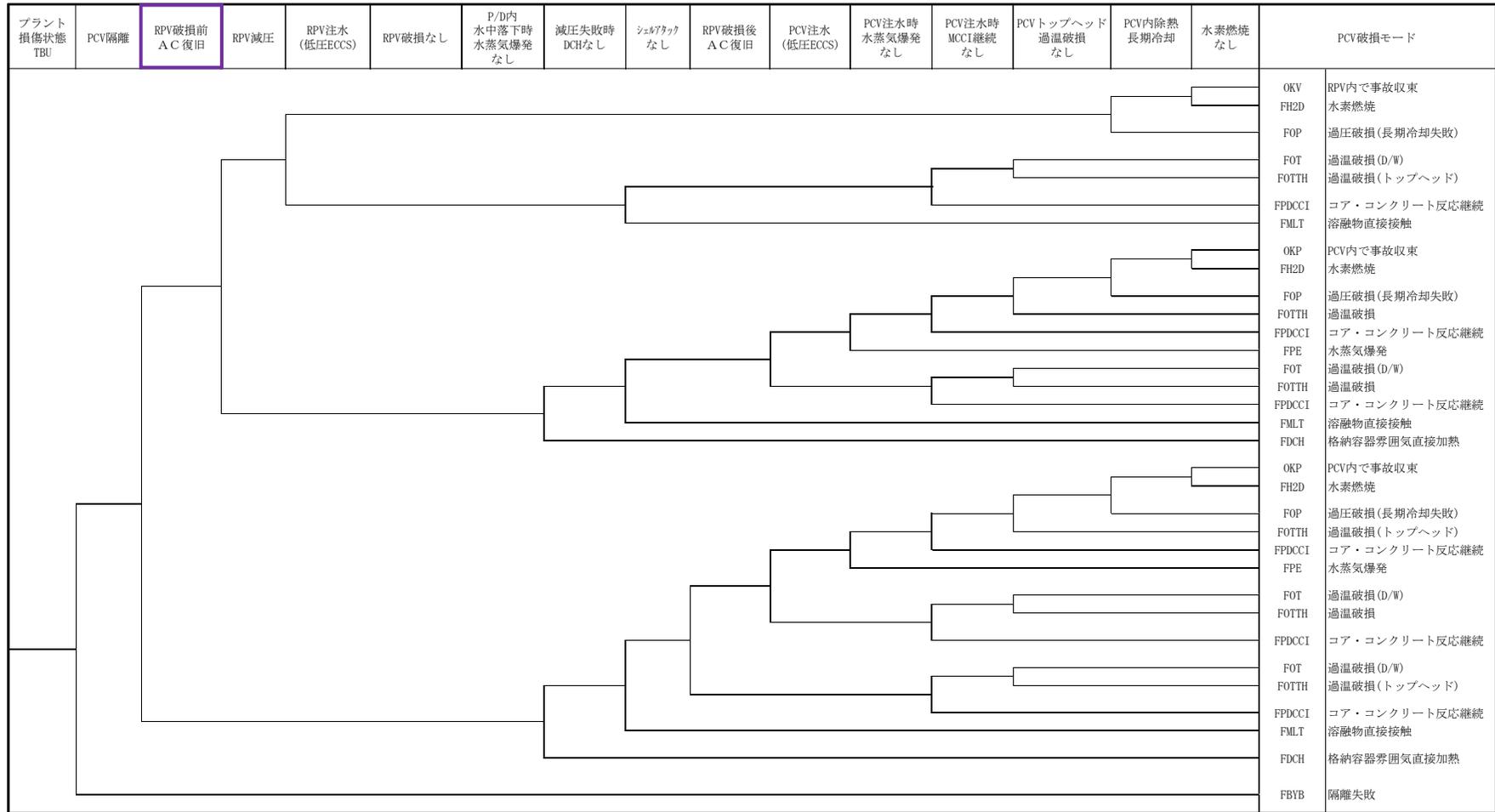


図 2 (a) TBU シーケンスの格納容器イベントツリー

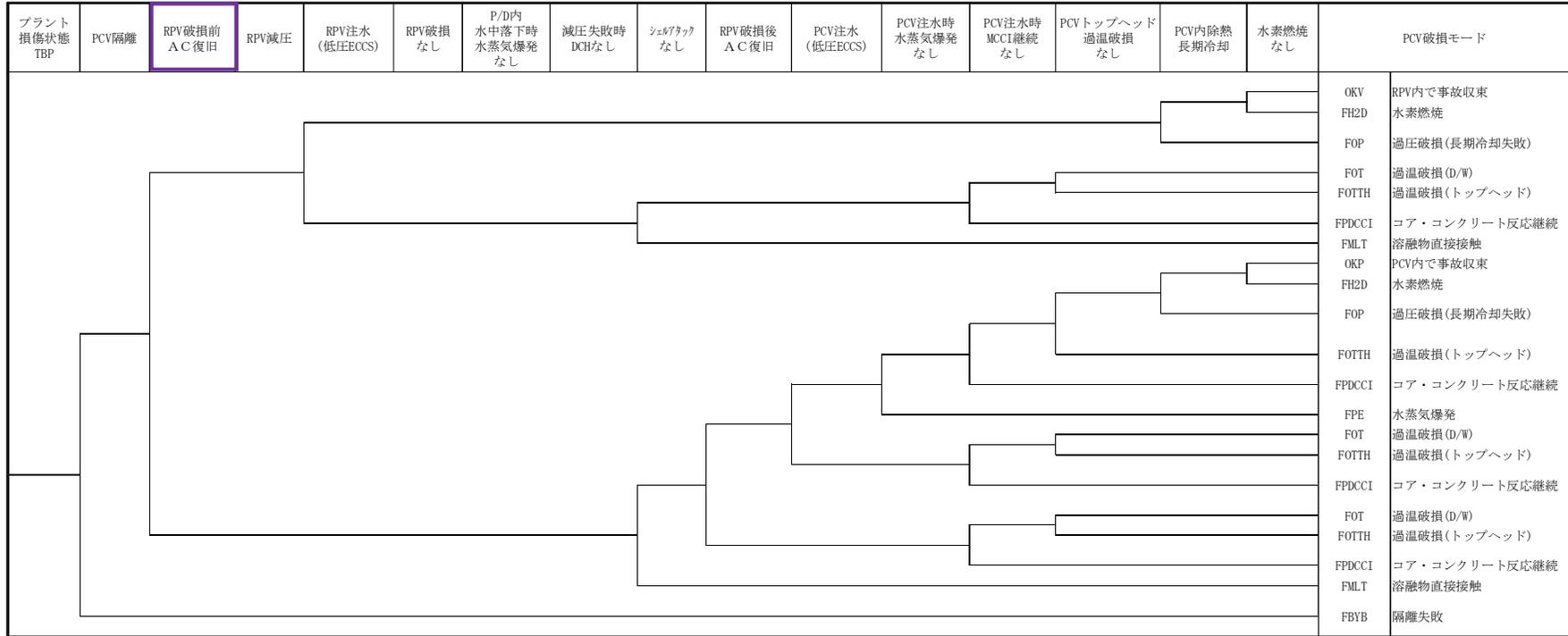


図 2 (b) TBP シーケンスの格納容器イベントツリー

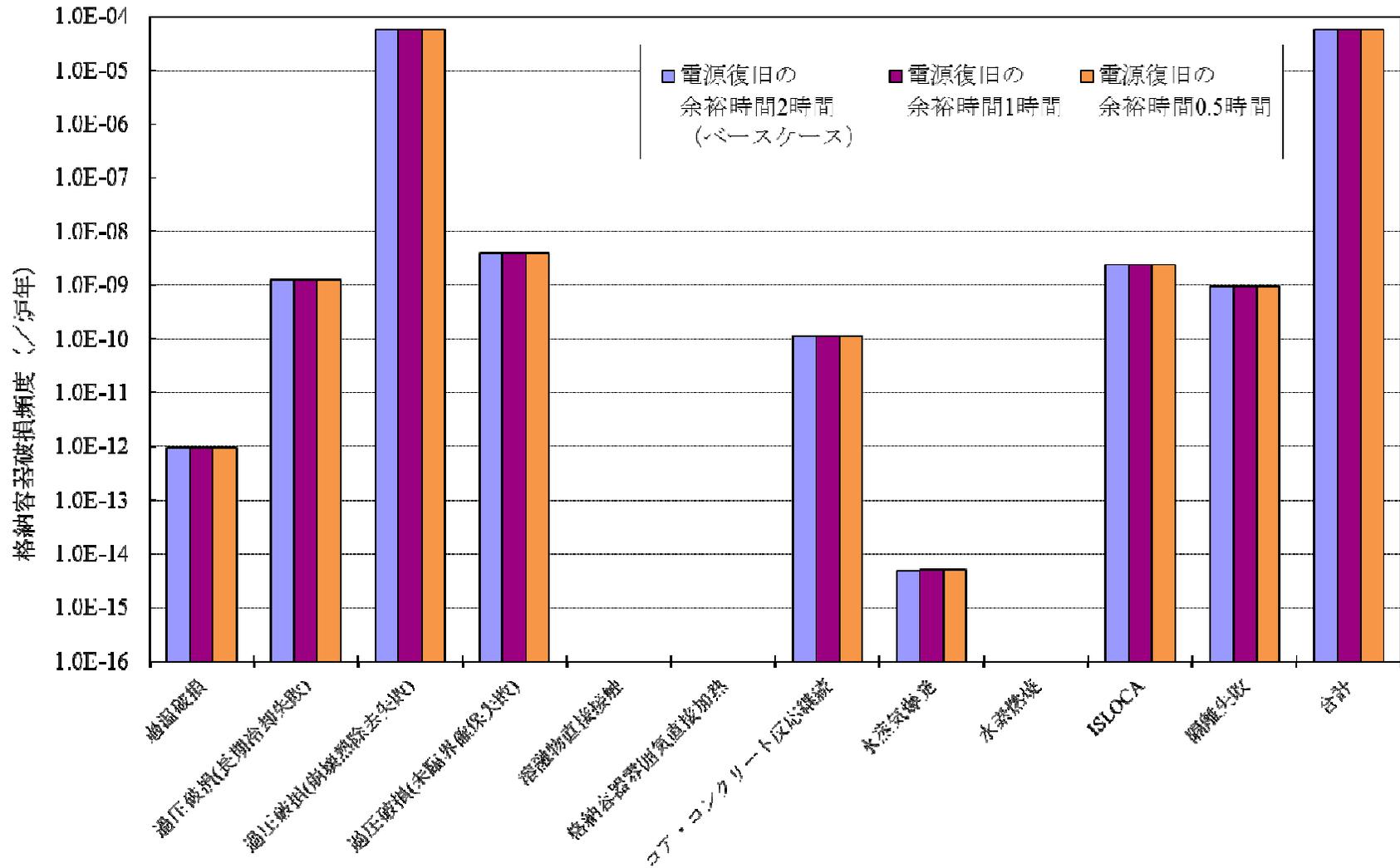


図3 電源復旧の余裕時間に関する感度解析結果

格納容器破損モードにおける物理化学現象の詳細について

格納容器破損モードにおける物理化学現象の詳細について、以下に示す。

格納容器イベントツリーにおける
物理化学現象による格納容器破損確率の設定方法

1. 炉外溶融燃料－冷却材相互作用（炉外 F C I）
2. 格納容器雰囲気直接加熱（D C H）
3. 溶融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）

1. 炉外溶融燃料—冷却材相互作用（炉外 F C I）

1. 炉外溶融燃料－冷却材相互作用（F C I）

(1) 事象の概要

溶融燃料が炉外の水プールに落下すると、溶融燃料によるジェットから分裂した溶融燃料の粒子（以下「溶融デブリ」という。）と水が混合し粗混合状態が形成される。このとき、溶融デブリの周囲では膜沸騰が形成され、溶融デブリと水は直接的には接触していないため、蒸気発生は比較的緩やかである。ここで、溶融デブリの膜沸騰に対して何らかの外乱が加わると、蒸気膜が崩壊し、溶融デブリと水が直接接触する（トリガリング）。溶融デブリと水が直接接触し、急速な伝熱および蒸気発生に伴う圧力波が発生すると、発生した圧力波によって溶融デブリはさらに微細化され、更なる伝熱及び蒸気発生を促進が起こる。このとき発生する圧力波が周囲に伝播することで更なるトリガリングを生じ、大規模な蒸気発生と衝撃波の発生に至る。発生した衝撃波が冷却材中を伝播し、格納容器の壁面に作用すると、格納容器壁面にひずみが生じる可能性がある。さらに、ひずみが大きい場合には、格納容器破損に至る可能性がある。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

水蒸気爆発の研究は1950年代に始まり、1960年代には原子炉施設における水蒸気爆発の事例が発端となり、原子炉の安全性に関連して精力的に行われるようになった。1970年代には、数kgから数十kg規模の溶融物を用いた大規模な実験的研究が始まり、機構に関するモデルが発達した。1975年には、Boardらによって、水蒸気爆発が図1に示すような4段階の素過程、すなわち、1) 初期粗混合状態、2) 自発的あるいは外部トリガ、3) 急速伝熱・細粒化を伴う相互作用の伝播、4) 膨張による機械的エネルギーの放出、から成るといいういわゆる熱的デトネーションモデルと呼ばれているモデルが提唱された。

上記の熱的デトネーションモデルにおいては、水蒸気爆発現象の各素過程は、以下に示すような、さらに詳細な過程を経て進行していくものと提唱されている。

- ① 高温高沸点液体（溶融金属）と低温低沸点液体（水など）の接触
- ② 粗混合：溶融金属の固まりが水中で細くなり粗い粒子として分散
- ③ 膜沸騰：細かく分散した金属液滴の周りを蒸気の膜が覆う
- ④ 蒸気膜の一部が崩壊
- ⑤ 金属と水の直接接触
- ⑥ 高温液滴の細粒化
- ⑦ 急激な熱移動
- ⑧ 圧力波の発生
- ⑨ 圧力波の伝播

⑩ 大規模な水蒸気爆発

炉外 F C I に関して、上記のモデルに基づき、国内外で実験的研究と解析モデル開発が実施されており、これらの知見を基に実機の炉外 F C I 発生時の発生荷重と格納容器破損確率の評価がなされている。先行研究例（AP600^[1]、System80+^{[2][3][4]}、ABWR^{[5][6]}、Forsmark3^[7]、Beznau^[8]）^[9]について、炉外 F C I による発生エネルギー評価モデル、流動解析モデル、構造応答モデルおよび壁耐力モデルをまとめたものを表 1 に示す。

炉内 F C I 研究も含め、F C I による格納容器破損確率を評価している先行研究例では、以下のように F C I 現象を扱っている。

- Beznau 炉外 F C I 評価 (Zuchuat ら)^[4]では、TEXAS コードを用いた炉外 F C I による発生圧力評価結果から、格納容器破損に至る過程を 3 つに分けて評価している。
- Sizewell B 炉内 F C I 評価 (Turland ら)^[7]では、トリガリング時に爆発に寄与する溶融デブリの割合と機械的エネルギー変換効率を与えている。
- PWR 大型ドライ PCCV 評価 (Theofanous ら)^[8]では、粗混合状態にある溶融デブリのエネルギーと機械的エネルギー変換効率を与えている。

また、F C I のリスクに関する研究プロジェクトとして、OECD/NEA の下で SERENA フェーズ 2 (2007 年～2012 年) が実施された^{[10], [11]}。SERENA フェーズ 2 では、炉外 F C I の不確かさをもたらす現象を解明して不確かさを減少させることを目的とし、コリウム溶融物を用いた試験が行われた。表 2 の試験結果が示す通り、機械的エネルギー変換効率 (Conversion Ratio) は、全て 1%未満で小さいという結果が得られた。

以上のように、これまでに実施された格納容器破損確率の評価においては、F C I に寄与する溶融デブリ量及び機械的エネルギー変換効率を与えて、F C I により発生するエネルギーを評価する手法と、F C I 解析コードにより直接評価する手法が用いられている。

(3) 今回の PRA における扱い

今回、女川 2 号炉の内部事象出力運転時レベル 1.5PRA のイベントツリーでは、炉外 F C I について分岐 (ヘディング) を設定している。この分岐確率の算出の考え方を、図 2 に示す。炉外 F C I に影響する不確実パラメータを選定すると共に各パラメータの分布を決定し、炉外 F C I により発生するエネルギーを評価することによって格納容器破損確率を求める。評価の詳細は(4)に示す。

今回の評価では、重大事故対策を考慮しないため、炉外FCIを考慮するシナリオは、RPV破損時にペDESTALに水プールが存在する可能性のある冷却材喪失事象時、及びRPV破損後にペDESTALへ落下した熔融デブリへの注水に成功する場合であり、ペDESTALの事前水張りを行うシナリオは考慮しない。

(4) FCIによる分岐確率の算出の考え方

①FCIに影響するパラメータの選定

熔融デブリと冷却材の接触から水蒸気発生までの一連の現象を説明するモデルとして、熱的デトネーションモデルが提唱されている。当該モデルにおいては、FCIを以下の4つの素過程段階に分けている。

- ・初期粗混合状態
- ・自発的あるいは外部トリガ
- ・急速伝熱・細粒化をともなう相互作用の伝播
- ・膨張による機械的エネルギーの放出

これらの各過程に対する現状の知見およびFCI現象に影響するパラメータについて、以下に整理する。

a. 初期粗混合状態

炉外FCIにおいては、熔融デブリが水中に落下した直後や、熔融デブリが床面に到達し、注水した時点等で熔融デブリが微細化するトリガリングが発生し、熔融デブリの熱エネルギーを瞬時に放出し、水蒸気爆発に至る。このトリガリングに寄与する熔融デブリの量を粗混合量と呼んでおり、水蒸気爆発の規模を規定すると考えられている。

これまでの水蒸気爆発に関する研究からは、粗混合量の定量化には至っていないものの、粗混合量にはRPV破損後に放出される熔融デブリの放出挙動やトリガタイミング等が影響すると考えられている。

この過程に含まれるパラメータとしては、以下が考えられる。

- ・RPV破損前に下部プレナムに落下する熔融デブリ量

炉心損傷進展挙動に応じて下部プレナムに落下する炉心熔融量が異なるため、不確かさ幅を有すると考えられる。本パラメータは、「FCIに寄与する熔融デブリ落下量」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

[redacted]
[redacted]に影響し、[redacted]
[redacted]
[redacted]により決まるため、不確かさ幅を有すると考えられる。

- ・ R P V破損後に放出される溶融デブリの特性（流量，組成）

溶融デブリの細粒化量に影響し，原子炉压力容器破損モード（核計装管や制御棒案内管の貫通部破損，下部ヘッドのクリープ破損等）や原子炉压力容器破損時の原子炉圧力により決まる。本パラメータは，「F C Iに寄与する溶融デブリ落下量」に影響するため，このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・ プール水中における粗混合領域

落下した溶融デブリのジェットからの離脱の態様と水中の落下挙動により決まる。ジェットから離脱した場合，熱伝達によって固化することで，粗混合量は減少する。本パラメータは，「F C Iに寄与する溶融デブリ落下量」に影響するため，このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・ F C Iに寄与する溶融デブリ落下量

F C Iに寄与する溶融デブリ量は，トリガリングが発生するタイミングの違いにより異なり，不確かさ幅を有すると考えられる。

b. 自発的あるいは外部トリガ

水プールへ落下して粗混合状態にある溶融デブリは，トリガリングが発生することでF C Iに至る。これまでに実施されたF C I実験による知見から，この過程に含まれるパラメータとしては，以下が考えられる。

- ・ 溶融デブリの過熱度

過熱度が小さい場合，溶融デブリ周りの蒸気膜崩壊時に接触界面温度が固化温度以下に低下してトリガリングが起きないと考えられている。本パラメータは，「トリガリング発生有無」に影響するため，このパラメータの不確かさに含めて評価する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

- ・プール水温

飽和水の場合には自発的トリガリングが発生しにくいという知見が得られている。本パラメータは、「トリガリング発生有無」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・トリガリング発生有無

トリガリングには多数の因子が寄与しており、不確かさ幅を有する。

c. 急速伝熱・細粒化をとまなう相互作用の伝播及び膨張による機械的エネルギーの放出

トリガリング発生後は、冷却材と熔融デブリが直接接触し、高温伝熱・沸騰、高温融体の細粒化が高速に進み（伝播）、系全体に広がる（膨張）することで、熔融デブリの熱エネルギーが機械的エネルギーに変換される。炉外FCIで発生する機械的エネルギーの大きさは、熔融デブリの熱エネルギーと、機械的エネルギー変換効率によって決まる。

熔融デブリの熱エネルギーは、FCIに寄与する熔融デブリ落下量と、熔融デブリの単位質量あたりの内部エネルギーとで決まる。熔融デブリの内部エネルギーは、熔融炉心における金属の酸化割合等の性状に依存し、不確かさ幅を有する。

炉外FCI発生時の機械的エネルギーへの変換効率は、アルミナを用いた試験で、保有熱エネルギーの1～3%程度、実機の熔融デブリに近い材料を用いた実験においては、1%以下となっている（KROTOS 実験^[12,13,14]）。これまでの実験等による知見から、機械的エネルギー変換効率は、トリガリングのタイミング、熔融デブリの組成、粗混合領域のボイド率等に依存することが分かっているが、現象論的な不確かさがある。

この過程に含まれるパラメータとしては、以下が考えられる。

- ・トリガリングのタイミング

トリガリングのタイミングが早い場合、粗混合状態を形成して水蒸気爆発に寄与する熔融デブリの量が少ないために発生エネルギーは小さくなる。タイミングが遅い場合、細粒化した熔融デブリの固化が進むうえ、冷却材ボイド率が高まり機械的エネルギーが低下する。トリガリングのタイミングについては、現象論的な不確かさを有すると考えられる。本パラメータは、「FCIに寄与する熔融デブリ落下量」及び「機械的エネルギー変換効率」に影響するため、それらのパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・ 溶融デブリの内部エネルギー

内部エネルギーが高いほど、発生する機械的エネルギーが増大する。溶融デブリの内部エネルギーは、溶融デブリの金属の酸化割合等の性状に依存する。溶融デブリの組成について、主に燃料 (UO₂)、被覆管 (Zr)、制御棒 (B₄C/SUS)、チャンネルボックス (Zr)、圧力容器下部ヘッド内構造材 (主に SUS) の混合物であり、溶融デブリ中金属の酸化割合は、不確かさ幅を有すると考えられる。

- ・ 粗混合領域のボイド率

ボイド率が高いと、水の運動エネルギーが蒸気相に吸収されてしまうため、エネルギー変換効率が低下する。粗混合領域のボイド率は、反応の過程に依存すると考えられるが、その過程には不確かさが存在する。本パラメータは、「機械的エネルギー変換効率」に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・ 機械的エネルギー変換効率

炉外 F C I 発生時の機械的エネルギーへの変換には多数の因子が寄与しており、不確かさ幅を有する。

以上に述べた F C I 現象の主要過程の知見から、F C I に関する支配パラメータとして、次のパラメータを選定するものとした。

- ・

- ・ F C I に寄与する溶融デブリ落下量
- ・ トリガリング発生有無
- ・ 溶融デブリ内部エネルギー
- ・ 機械エネルギー変換効率

②各パラメータの設定

各パラメータへの確率分布の設定の考え方を表 3 に示す。各パラメータの不確かさを考慮して分布を設定した。

③F C I 分岐確率の評価

炉外 F C I は、水中に落下した溶融デブリの内、F C I に寄与する溶融デブリが持つエネルギーが機械的エネルギーに変換され、格納容器壁面に作用することにより、格納容器壁面にひずみが生じ、格納容器破損に至る事象である。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉外 F C I による格納容器破損確率評価は図 2 の枠組みで評価した。

以下に評価の流れを示す。

- ・炉外水蒸気爆発の評価に影響し、不確かさが大きいパラメータとして、
 熔融炉心の単位質量当たりの熱エネルギー（熔融デブリ内部エネルギー）、および熱エネルギーから機械的エネルギーへの変換効率を選定し、各パラメータに確率密度関数 (pdf: probability density function) を設定する。




- ・機械的エネルギーとペDESTAL破損確率の因果関係（ペDESTALフラジリティ）を設定する。
- ・確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリングを実施し、機械的エネルギーを求め、ペDESTALフラジリティを参照することで、水蒸気爆発発生時の条件付きペDESTAL破損確率を評価し、トリガリング発生確率（水蒸気爆発の発生確率）を 0.1 として、また、ペDESTAL破損は保守的に格納容器破損と同等と仮定して、格納容器破損確率を評価する。

炉外水蒸気爆発の発生エネルギー（機械的エネルギー）とペDESTAL破損確率との因果関係（ペDESTALフラジリティ）は、



- ・塑性歪み  の破損確率を  とし、破損確率は塑性歪みに比例すると仮定する。

このようにして求めたペDESTALフラジリティを図 4 に示す。

パラメータの確率分布、粗混合量の評価式、およびペDESTALフラジリティをもとに、モンテカルロサンプリングを実施して、水蒸気爆発あり（トリガリングあり）の条件付きペDESTAL破損確率を求め、さらに、U02 混合物を用いた既往試験（外部トリガー無し）では水蒸気爆発がほとんど確認されていないことから、

 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

トリガリング発生確率（水蒸気爆発の発生確率）を 0.1 と仮定して、また、ペ
デスタル破損は保守的に格納容器破損と同等と仮定することにより、炉外水蒸
気爆発による格納容器破損確率を評価した。このようにして求めた炉外水蒸気
爆発による格納容器破損確率（平均値）は である。

以 上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

参考文献

- [1] Westinghouse, “AP600 Probabilistic Risk Assessment”, Rev.13, 1998
- [2] NUREG-1462, “Final Safety Evaluation Report Related to the Certification of the System 80+ Design Docket No.52-002”, Aug.1994
- [3] NUREG-1503, “Final Safety Evaluation Report Related to the Certification of the Advanced Boiling Water Reactor Design”, Jul.1994.
- [4] H.Almstrom, et al., “Significance of fluid-structure interaction phenomena for containment response to ex-vessel steam explosions”, OECD/CSNI Specialist Meeting, JAERI, Japan, May 1997.
- [5] O.Zuchuat, et al., “Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for SWISS Nuclear Power Plants”, OECD/CSNI Specialist Meeting, JAERI, Japan, May 1997.
- [6] GE, ABWR SSAR, section 19E.2.
- [7] ABBCE, System80+ SSAR-DC, section 19.11.
- [8] B.D.Turland, et al., “Quantification of the probability of containment failure caused by an in-vessel steam explosion for the Sizewell B PWR”, Nuclear Engineering and Design 155 (1995) pp. 445-458.
- [9] 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」財団法人原子力安全研究協会 平成13年7月
- [10] NEA/CSNI/R(2014)15, “OECD/SERENA Project Report Summary and Conclusion”, February 2015.
- [11] Seong-Wan Hong, Pascal Piluso and Matjazu Leskovar, “Status of the OECD-SERENA Project for the Resolution of Ex-Vessel Steam Explosion Risks”, Journal of Energy and Power Engineering 7 (2013)423-431
- [12] I. Huhtiniemi, et al., “Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts,” Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999.
- [13] D. Magallon, “Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments,” Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006.
- [14] H. S. Park, et al., “Vapor Explosions in One-Dimensional Large Scale Geometry with Simulant Melts”, NUREG/CR-6623, 1999
- [15] Steam Explosion Simulation Code JASMINE v.3 User’s Guide, 日本原子力研究開発機構, JAEA-Data/Code 2008-014, July 2008.
- [16] 軽水炉シビアアクシデント時の炉外水蒸気爆発による格納容器破損確率の評価, 日本原子力研究開発機構, JAEA-Research 2007-072, November 2007.

[17] LS-DYNA KEYWORD USER' S MANUAL VOLUME I & 2, LIVERMORE SOFTWARE
TECHNOLOGY CORPORATION, August 2012.

表1 炉外FCI先行研究例の整理^[9]

	発生エネルギーモデル	流動解析モデル	構造解析モデル	壁耐力モデル
(1)米国 AP600 W社 SSAR ^[1]	TEXAS-IV コードによる解析。炉容器破損モードとして大規模破損と局所破損を対象に、トリガリングタイミングの影響も調べた。大規模破損では床でのトリガリングで最大圧力 170MPa、壁でのトリガリングで最大圧力 30MPa。	TEXAS-IV コードにより蒸気爆発から一貫して解析。	動的構造解析なし。	静的構造解析による耐力を算出。三角波を仮定したダイナミックロードファクターの最大値(1.5)で圧力負荷を補正して、壁健全性を判断。キャビティ壁耐力の具体的な数値は記載がないが、大規模破損の場合(45MPa)、壁は破損する結果となった。
(2)米国 System80+ CE社 SSAR ^[7]	3通りの評価を実施。①Henryによる評価：相互作用領域での発生圧力が壁までに減衰する効果を考慮して、壁負荷を算出した結果、圧力ピークは 500psi。②Moodyによる評価：ABWRと同様の手法であり、急速蒸気生成モデルによる評価結果から、コリウム量 2.5ton で 60psi。③TNT 火薬等価評価：エネルギー変換効率から発生エネルギーを求め、TNT 爆発衝撃の式を利用して算出した結果、コリウム量 60,000lbm で 9psi-s。	流動解析なし。	動的構造解析なし。	静的構造解析による耐力に基づき、矩形波/三角波を仮定したダイナミックロードファクターから、動的耐力を算出(矩形波の結果のみ記載あり)。動的耐力は、受け材で 930psi (DLF=1.25)、壁で 288psi (DLF=0.90)。
(3)米国 System80+ NRC FSER ^[2]	TEXAS コードによる解析。ベースケースに直径 3cm の許容用案内管 1本破損を想定し、パラメータ解析ケースとして貫通部破損数(1-8)、溶融物温度(100K おき)、水深(3通り)を解析している。ベースケースでの衝撃力は受け材に 7.0kPa-s、壁に 2.9kPa-s。最大のケースで、受け材で 61kPa-s、壁で 25kPa-s。	TEXAS コードにより蒸気爆発から一貫して解析。	動的構造解析なし。	ベデス外壁の耐力評価は ABB-CE の評価を参照している。
(4)米国 ABWR GE社 SSAR ^[6]	Moody の式から、粒径 2.5mm のコリウム粒子から飽和水への熱伝達によって生成される蒸気生成速度を算出。これを Rayleigh の気泡方程式に代入して、気泡の最大圧力を算出し、これが壁に加わる負荷としている。	流動解析なし。	動的構造解析なし。	静的構造解析による耐力に基づき、矩形波を仮定したダイナミックロードファクターから動的耐力を算出。ベデス外壁の耐力評価は DLF=1.0 の場合、8.5[kPa-s]。衝撃力に対する壁の耐力を評価し、それを発生するに必要な変位量を評価している。
(5)米国 ABWR NRC FSER ^[3]	TEXAS-II コードによる解析。MAAP 解析結果に基づく初期条件を保守的的条件としてコリウム流量 540kg/s、BWRSAR 解析結果に基づく初期条件 B E 条件としてコリウム流量 16.7kg/s を与える。保守的條件で 1.6MPa、B E 条件で 1.1MPa の圧力となった。	TEXAS-II コードにより蒸気爆発から一貫して解析。	動的構造解析なし。	静的構造解析による耐力に基づき、矩形波を仮定したダイナミックロードファクターから、動的耐力を算出。ベデス外壁の耐力評価は延性比 1.6 の場合、3.7[kPa-s]。
(6)スウェーデン Forsmark3 BWR 評価 ^[4]	蒸気爆発を簡易的に一つの高压気泡(半径 1m・密度 100kg/m ³ ・圧力 50MPa・温度 1100K)が膨張することによりモデル化。この条件は水蒸気爆発解析コード(PM-ALPHA、ESPROSE.m)による詳細解析結果とフィッティングすることで決められた。	DYNA-2D による流体-構造一貫解析。円筒形体系水プール(深さ 7m・半径 12m)、半径 6m にベデス外壁あり。気泡の急速膨張による圧力波の伝播とスラック(水領域)移動を評価。	DYNA-2D による流体-構造一貫解析。2次元軸対象モデル。プール底板は剛板、壁底部は移動可。壁弾性係数 48000MPa、降伏応力 23.4MPa。壁の変位量を評価。	壁の耐力評価ならびに破損判定は実施されていない。
(7)スイス Beznau W社型 PWR 評価 ^[5]	一次元 TEXAS コードによる解析。解析体系は断面積 1m ² 、セル高さ 0.25m、セル数 30 にて水プールと気相部を模擬。初期条件や解析モデルの不確かさを定量化(確率分布化)している。炉容器破損モードは貫通部破損を前提として 1-10 本を一律確率で与える。比較用に二次元 IFCI コードによる解析も実施。	TEXAS コードにより蒸気爆発から一貫して解析。	動的構造解析なし。	幾つかの代表的な負荷に対して、動的構造解析を実施している。格納容器破損確率を、「炉外 FCI によるベデスタル破損確率」*「ベデスタル破損時の SG サポート破損確率」*「SG サポート破損時の格納容器破損確率」として算出している。

表2 SERENA フェーズ2の試験結果

Test ID	TS-1	TS-2	TS-3	TS-4	TS-5	TS-6	KS-1	KS-2	KS-3	KS-4	KS-5	KS-6
Delivered Melt Mass (kg)	15.4	12.5	15.9	14.3	17.9	9.3	2.4	3.9	0.8	2.3	1.7	1.7
Melt Temperature (K)	~3000	3063	3107	3011	2940	2910	2969	3049	2850	2958	2864	2853
Melt Superheat (K)	145	228	272	171	140	239	109	189	-	38	64	182
Melt Composition (wt%) UO ₂ -ZrO ₂	73.4/26.6	68.0/32.0	71.0/29.0	81.0/19.0	76.0/18.3	73.3/18.5	70.0/30.0	70.0/30.0	70.0/30.0	80.0/20.0	80.1/11.4	73.0/20.4
Zr					5.0						8.5	
U					0.7							
Fe ₂ O ₃						4.9						4.1
FP						3.3						2.5
Water Depth (m)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Water Temperature (K)	301	334	331	333	337	338	302	333	332	332	327	340
Sub-cooling (K)	115.9	61.7	65.1	64.0	57.7	56.9	118	60	-	62	67	54
System Pressure (MPa)	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.2		0.2	0.2	0.2
Fall Distance (m)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	0.8	-	0.8	0.8	0.8
Jet Diameter (mm)	50	50	50	50	50	50	15	10	30	30	30	30
Triggering Time After Release (ms)	939	875	875	1040	1046	1050	931	922	-	851	1127	1542
Location of Melt Leading Edge at Trigger Time (m)	~0.3	~0.4	~0.4	~0.4	~0.1	~0.4	0.5	0.0	-	0.0	0.0	0.0
Void at Triggering (vol %)	~4	~3	~2	14-24	12-34	4-10	6.7	27	1	6	16	12
Max. Pressure (MPa)	17	10	12	20	7	25	34.7	23.3	-	44.7	-*	9.4
Impulse (N.s)	6640	>8000	~9000	>>9000	4680	>>9000	584	743	-	898	-*	~0
Steam Explosion	S/E	S/E	S/E	S/E	Steam Spike	S/E	S/E	S/E	-	S/E	Energetic event*	Located S/E
Conversion Ratio (%)	0.12	0.28	0.22	0.35	0.06	0.66	0.10	0.08	-	0.18	-	~0

表3 各パラメータ設定の考え方

<p>F C I に寄与する溶融デブリ落下量</p>		
<p>溶融デブリ内部エネルギー (MJ/kg)</p>	<p>分布：三角分布 最小値：1.3 最尤値：1.4 最大値：1.5</p>	
<p>機械エネルギー変換効率</p>	<p>分布：三角分布 最小値：0.002 最尤値：0.01 最大値：0.03</p>	
<p>トリガリング発生有無</p>	<p>発生頻度 0.1</p>	<p>既往のF C I 試験結果を踏まえて設定。衝撃波の発生が生じにくい低サブクール条件を除外し、高サブクール条件でのF C I 発生頻度から0.1を設定。</p>

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

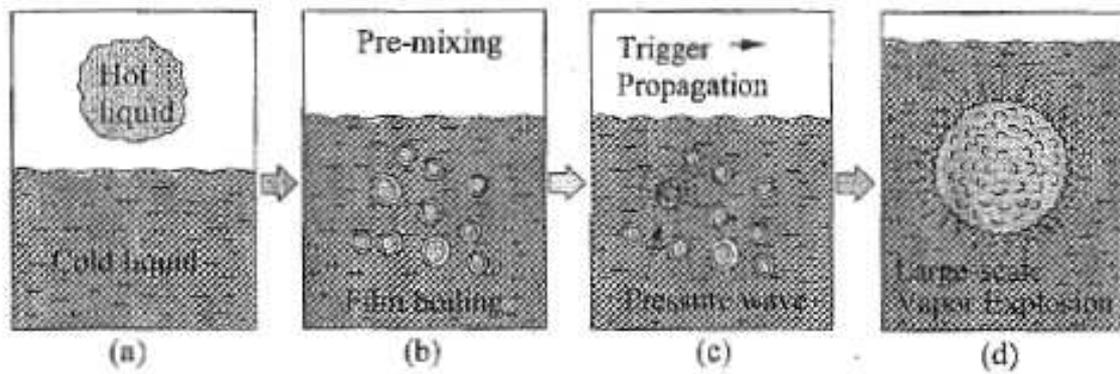


図1 熱的デトネーションモデルの概念

不確かさ要因

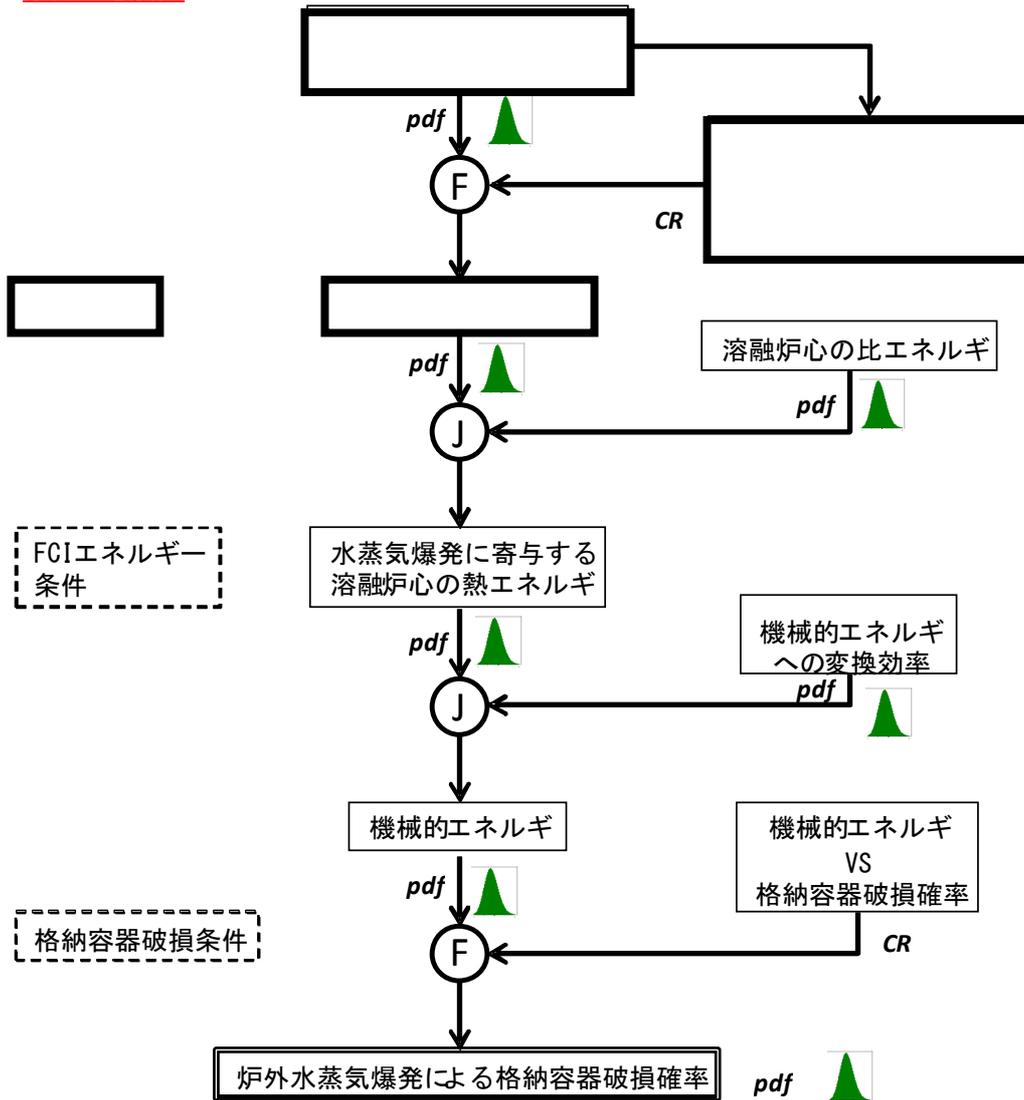


図2 FCIによる格納容器破損確率評価の枠組み

枠組みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

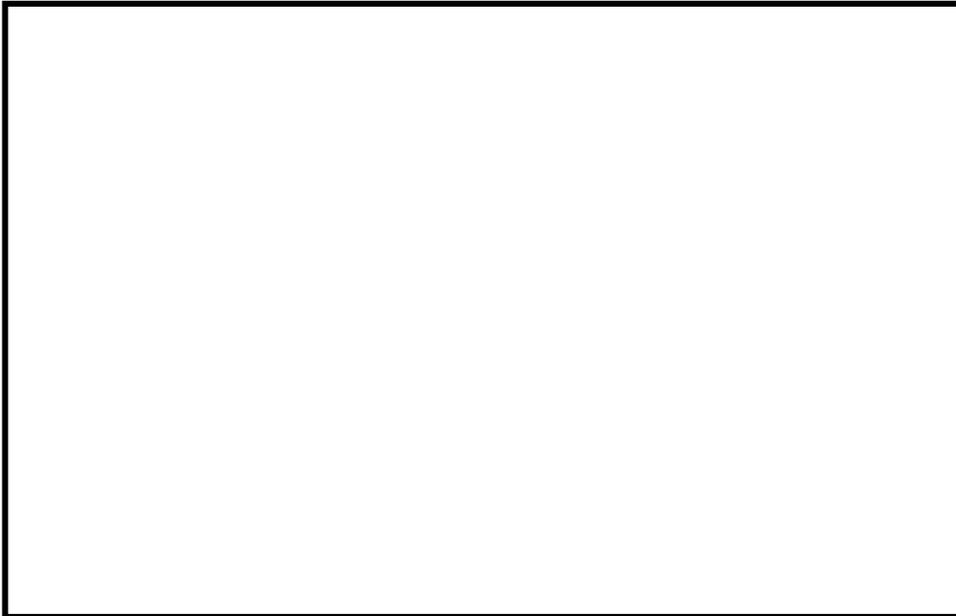
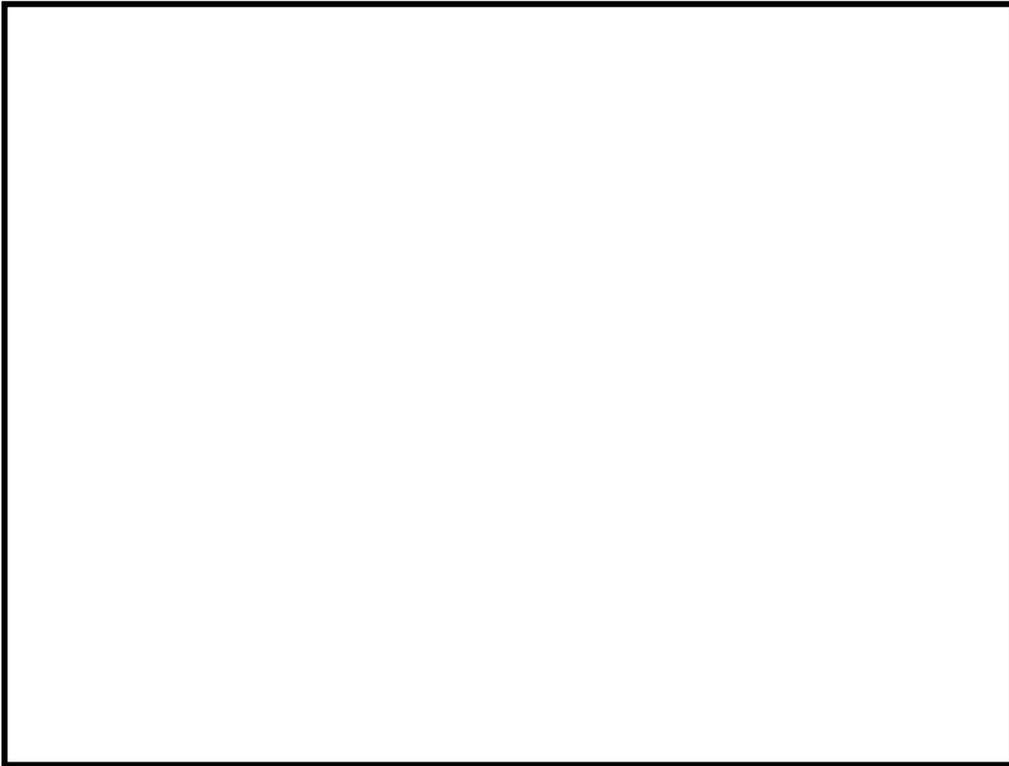


図4 ペDESTAL側面フラジリティ
(LS-DYNA^[17]による評価結果)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

2. 格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)

2. 格納容器直接加熱現象 (DCH)

(1) 事象の概要

格納容器直接加熱(DCH; Direct Containment Heating)は圧力容器下部プレナムに形成された炉心溶融物が高压の一次系の蒸気の圧力によって、圧力容器下部の破損部分から原子炉圧力容器下部キャビティ (ペDESTALキャビティという) 内に放出され (HPME; High Pressure Melt Ejection), 更に蒸気流によって液滴状態となって格納容器内に放出, この際, 雰囲気ガス中の水蒸気との金属-水反応による水素ガスと熱の発生, 溶融物液滴から格納容器内ガスへの熱伝達による加熱等によって, 格納容器内圧力が上昇する現象である。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

本現象は, シビアアクシデント時に格納容器破損に至る可能性のある現象として, 米国原子力規制委員会 (NRC) の確率論的安全評価報告書 NUREG-1150^[1-1]にて新たに考慮されたものである。

これまでの実験, 解析に基づき, DCH 現象は原子炉のシビアアクシデント時において考慮すべき重要な現象であるとの認識に変わりはないが, その発生確率は極めて低く, 仮に起こったとしても格納容器内圧は限界圧力以下で収まるであろうことが実験, 解析, コードによる予測により確認されているので^[1-2], DCH によって格納容器の破損に至る可能性は事実上排除し得るとの認識が一般的となりつつある。

また, DCH の前提となる溶融炉心の分散放出は, 高压条件下で溶融炉心が 1 次冷却系外に噴出される場合に発生するが, その圧力には閾値 (しきい値; 2 MPa[gage]以下) があり, 原子炉圧力容器を減圧させることにより, 溶融炉心の飛散を抑制あるいは緩和できることが知られている^[1-3]。

(3) 今回の PRA における扱い

BWR プラントは, 圧力容器内に気相部が存在し, 逃し安全弁を解放することで容易に, HPME/DCH の発生可能性のある圧力以下 (2 MPa[gage]以下) まで減圧することができる (その効果は重大事故対策の有効性評価において別途説明)。このため, BWR においては, DCH 現象が発生する可能性は極めて低い, リスクを抽出する目的で実施される PRA においては, 原子炉減圧に失敗したパスも考えられることから, 今回, 女川 2 号機の内の事象運転時レベ

ル 1.5PRA のイベントツリーでは、DCH についての分岐（ヘディング）を設定している。

分岐確率の算出の考え方は、図 1.1 の通りである。DCH に影響するパラメータを選定するとともに、各パラメータの分布を決定し、これらのパラメータの組み合わせ条件による格納容器ピーク圧力を MAAP コードの DCH モデルにより求め、各パラメータを変数とした相関式を作成、この相関式から格納容器ピーク圧力を求め、ピーク圧力に対する格納容器破損頻度（格納容器フラジリティ）の関係から、格納容器破損確率を求めている。詳細については(4)に示す。

なお、DCH の対象となるシーケンスは、高圧シーケンスである。高圧シーケンスを早期高圧破損、後期高圧破損に分類し、それぞれ、T Q U X シーケンス、長期 T B シーケンスで代表させている。

(4)DCH による分岐確率の算出の考え方

①DCH に影響するパラメータの選定

これまでの知見により、DCH 現象の主要過程は以下のように分けられる。

- ・ 溶融物の放出
- ・ 液滴の発生
- ・ 液滴の移行
- ・ 格納容器雰囲気との相互作用による圧力上昇

これらの各過程に対する現状の知見および DCH 現象に支配的なパラメータについて、以下に整理する。

a. 溶融物の放出

DCH において、まず重要な粗過程は、炉心溶融物の圧力容器からの放出過程である。

炉心溶融の進展により、溶融した炉心は炉心支持板破損に伴い下部プレナムへ移動する。

DCH が発生するためには、圧力容器が高圧状態であり、かつ、溶融物が堆積している領域において圧力容器破損が起こる（HPME）必要がある。BWR において全炉心が溶融し、下部プレナム内ヘデブリが移動すると、堆積高さは m となり、HPME が生じる可能性のある領域は下部ヘッド下端から m の領域に限られる（図 1.2 参照）。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

BWR ではこの領域に制御棒駆動機構ハウジング、中性子束モニタハウジング、およびドレンラインがあり、これら貫通配管の逸出や破損がまず想定される。これらの配管が逸出もしくは破損した場合、下部プレナム内の溶融物は、ペDESTALキャビティ床に堆積すると考えられる。

更に、圧力容器破損モードとしては、貫通配管の逸出・破損以外に、下部ヘッド連続部位のクリーブ破断も考えられる。しかし、BWR は、円筒形のペDESTAL構造壁の上端に支持スカートによって圧力容器が支持される構造となっており（図 1.3 参照）、デブリ堆積層の上部で圧力容器が破損したとしても、その破損部位は支持スカートより低い位置となり、溶融物は、貫通配管の破損時と同様に、ペDESTALキャビティに移行するものと考えられる。

また、非常に考えにくいだが、下部プレナム内にデブリが移動せず、炉心支持板上で溶融プールが形成される場合もあり得る。この際、横方向からデブリが流出したとしても、RPV シュラウドを貫通し、さらに圧力容器胴部本体を溶融貫通して圧力容器外にデブリが流出することは考えにくく、炉心側部からデブリが流出したとしても、最終的な行先は下部プレナム内となり、先の破損モードと同様に、ペDESTALキャビティに移行するものと考えられる。

以上の通り、BWR で想定される HPME による溶融物の移行先は、圧力容器のどのような破損モードを考慮したとしてもペDESTALキャビティに限られることとなる。

下部プレナム内に存在する溶融コリウム量は、ペDESTALキャビティに流出する溶融炉心量となるため、溶融物のペDESTALキャビティへの放出挙動は、原子炉圧力容器破損時に下部プレナム内に存在する溶融コリウム量が影響し、その不確かさは大きいと考えられる。

b. 液滴の発生

ペDESTALキャビティに放出された炉心溶融物は、ペDESTALキャビティの床にプール状または液膜状となって存在していると考えられ、そこへ原子炉容器破損口からの高速蒸気流が通過することにより気液界面において激しい波立ちが起こり炉心溶融物の一部が液滴となって蒸気流中に浮遊して流れる。この現象はエントレインメント現象と呼ばれている。

液滴の発生については、RPV からのブローダウンガス流量およびその継続時間により影響を受けるが、ここでは、保守的に、落下した炉心溶融物全量が液

滴になることを想定する。ただし、ドライウエルへの液滴移行量については、ガス流速による液滴発生率の違いを考慮して評価する。

c. 液滴の移行

液滴状態となった炉心溶融物は蒸気流と共に流動して行くが、その過程で蒸気流とは異なった様々な挙動をする。DCHが発生するためには、微粒子化したデブリがペDESTAL開口部に到達し、かつ付着することなく、ドライウエル空間へ移行する必要がある。

BWRのペDESTAL構造において、粒子化したデブリが開口部よりドライウエルへ移行するためには、同じ空間において、圧力容器からキャビティ床方向に流れる高圧蒸気流とは逆方向の流速場が必要であり、かつ、粒子が開口部に向かって運動する必要がある。Mark-I改型格納容器のように、粒子が発生するペDESTAL床面とペDESTAL開口部の間にレベル差が存在する場合、エントレインメントされた粒子は移動の過程で運動方向を変える必要があるため、ドライウエル空間に移行しにくい(図1.4参照)。

液滴の移行挙動は、RPVからのブローダウンガス流量およびその継続時間により影響を受ける。RPVからのブローダウンガス流量およびその継続時間はRPV破損面積に影響を受け、その不確かさは大きいと考えられる。また、D/Wへの粒子化デブリの移行割合はDCH現象の程度に直接的に影響し、その不確かさは大きいと考えられる。

d. 格納容器直接加熱による圧力上昇

ドライウエルへ移行した浮遊コリウム粒子はドライウエル雰囲気と熱的・化学的相互作用を行い、格納容器雰囲気を直接加熱し、水素発生および格納容器圧力上昇を引き起こす。なお、加熱を引き起こす主な原因は、高温の微粒子から雰囲気ガスへの伝熱によるものである。

DCH時の格納容器ピーク圧力は、圧力容器破損時の格納容器圧力と、熱的・化学的相互作用による圧力上昇、およびサプレッションプールへのベントクリアリングによる圧力抑制効果により決まる。

RPV破損時点での格納容器圧力およびD/W雰囲気との熱的・化学的相互作用による圧力上昇は圧力容器破損時点での炉内ジルコニウム酸化割合が影響し、その不確かさは大きいと考えられる。炉内ジルコニウム酸化割合が高いと、そ

の時点で発生している水素量が多く、RPV 破損時点の D/W 圧力は高い。一方、炉内ジルコニウム酸化割合が低いと、格納容器雰囲気との相互作用により発生する水素量が多くなるため、DCH 発生時の圧力上昇幅が大きくなる。

以上に述べた DCH 現象の主要過程の知見から、DCH 現象に関する不確実パラメータとして、次のパラメータを選定し確率分布を与えるものとした。

- ・ In-Vessel での Zr 酸化割合
- ・ 圧力容器破損面積
- ・ 下部プレナム内容融炉心割合
- ・ ドライウェルへの粒子化コリウム移行割合

②各パラメータへの確率分布の設定

各パラメータへの確率分布の設定の考え方は表 1.1 の通りである。各パラメータの不確実さを考慮して分布を設定した。

③DCH 分岐確率の評価

以下の流れで評価を行う。

- ・ DCH 現象評価に影響し、不確かさの大きいパラメータとして、炉内 Zr 酸化割合、RPV 破損面積、下部プレナム内容融炉心割合 [格納容器へ流出する溶融炉心割合]、および粒子化デブリの D/W への移行割合を選定し、各パラメータに確率密度関数 (pdf: probability density function) を設定する。
- ・ パラメータと格納容器圧力ピーク値との因果関係 (CR: Causal Relation) を作成する。
- ・ 格納容器圧力と格納容器破損確率の因果関係 (格納容器フラジリティ) を設定する。
- ・ 確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリングを実施し、パラメータと格納容器圧力ピーク値との因果関係から格納容器ピーク圧力を求め、格納容器フラジリティを参照することで格納容器破損確率を評価する。

上記のうち、DCH 時の格納容器ピーク圧力を表す相関式は、DCH 評価モデル (MAAP DCH モデル) を用いて以下のように作成する。

- ・DCH時の水-金属反応に影響するドライウエルの雰囲気条件(水蒸気量)を設定するため, RPV 破損までのドライウエル雰囲気条件を MAAP コードにより評価する。
- ・パラメータ値 (炉内 Zr 酸化割合, RPV 破損面積, 下部プレナム熔融炉心割合, D/W への粒子化デブリ移行割合) を変化させて, DCH 評価モデルにより RPV 破損後の格納容器圧力上昇分を計算する。
- ・RPV 破損前の格納容器圧力に DCH による圧力上昇分を加えて格納容器ピーク圧を求める。
- ・以上のパラメトリックな評価結果 (表 1-2 および表 1-3) に基づき相関式を作成する。
 - 圧力容器破損前の格納容器圧力 [P0] は, In-Vessel Zr 酸化割合 [X] の 1 次式で表す。
 - DCH 時の加圧量 [ΔP] は, 圧力容器破損面積 [A] と下部プレナム熔融割合に D/W への粒子化デブリ移行割合を乗じた全炉心に対する移行割合 [F] により, $c1 \times A^{c2} \times F^{c3}$ ($c1, c2, c3$ は定数) の関数形で近似する。
 - 最小自乗法によるフィッティングにより係数 $c1, c2, c3$ を決定する。

RPV 破損時の D/W 雰囲気条件が異なる早期 RPV 破損シナリオ (TQUX シーケンス) および後期 RPV 破損シナリオ (長期 TB シーケンス) に対して作成した DCH 時の D/W 圧力ピーク値 P_{peak} を与える相関式は以下の通りである。

(TQUX)

$$P_{peak} = P_0 + \Delta P =$$



(長期 TB)

$$P_{peak} = P_0 + \Delta P =$$



ここで, X: 炉内 Zr 酸化割合(-), A: 圧力容器破損面積(m²)

F: 下部プレナム熔融割合に D/W への粒子化デブリ移行割合を乗じた割合(-)

また, D/W 圧力ピーク値と格納容器破損確率の相関である格納容器フラジリ

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

ティは、代表的 Mark-I 改良型格納容器の耐性評価線図^[1-4]において、破損限界圧力の下限值（）を破損確率値と仮定し、さらに、不確かさとして幾何標準偏差を仮定した対数正規分布（図 1.5）とする。

以上により、モンテカルロサンプリングを実施して求めた格納容器破損確率（平均値）は、（早期 RPV 破損シナリオ；TQUX）、（後期 RPV 破損シナリオ；長期 TB）である。

なお、以上のように、DCH による格納容器破損確率は極めて低いと評価されるため、女川 2 号機の格納容器イベントツリー評価では DCH による格納容器破損はないものとしている。

以 上

参考文献

- [1-1] USNRC, “Severe Accident Risks: An Assessment for Five US. Nuclear Power Plants”, Final Summary Report, NUREG-1150 (1990)
- [1-2] 日本原子力学会, 「原子炉格納容器信頼性実証試験に関する調査報告書」 (1994)
- [1-3] (財) 原子力安全研究協会, 「次世代型軽水炉の原子炉格納容器設計におけるシビアアクシデントの考慮に関するガイドライン」 (1999)
- [1-4] M. Goto, et al., “Study for Ultimate Capacity of Typical BWR Containment Vessel in Japan,” ICONE-3, 1995.
- [1-5] L. G. Greimann, et al., “Reliability Analysis of Steel Containment Strength,” NUREG/CR-2442, 1982.

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1-1 DCH 評価の選定パラメータ

パラメータ (選定の考え方)	確率分布	設定の考え方
炉内 Zr 酸化割合 (RPV 破損時点での PCV 圧力, D/W 移行粒子中の Zr 量/DCH 時 Zr 酸化に影響)	分布形：三角分布 最小値：0.01 最尤値：0.24 最大値：0.53	<ul style="list-style-type: none"> 代表的な PRA (NUREG/CR-4551) での複数の専門家評価の平均値をもとに設定 最小値は DBA LOCA の上限値に設定
RPV 破損面積 (RPV からのブローダウンガス流量およびその継続時間に影響)	分布形：三角分布 最小値：0.002 m ² 最尤値 <input type="text"/> 最大値：2.0 m ²	<ul style="list-style-type: none"> 最小値は、下部ヘッドに接続されている中で最も細い計装配管相当を想定 最尤値は、CRD 貫通部 1 本の破損 (侵食後面積) を想定 最大値は下部ヘッドクリープ破断相当を仮定
下部プレナム内容融炉心割合 (全炉心に対して PCV ペDESTAL へ流出する溶融炉心割合であり, D/W への粒子化デブリ移行割合と合わせて DCH 現象の程度に影響)	分布形：三角分布 最小値：0.1 最尤値 <input type="text"/> 最大値：1.0	<ul style="list-style-type: none"> 最小値は、10%炉心量を仮定 最尤値は、支持板破損直前の炉心溶融物量 (MAAP 解析結果) を設定 最大値は、全量の溶融物が落下するとして 100%炉心量を設定
D/W への粒子化デブリ移行割合 (PCV ペDESTAL 内容融デブリの D/W への移行割合は DCH 現象の程度に直接的に影響)	分布形：一様分布 F _{pd-out} : <input type="text"/> F _{no-impact} : 一様分布 最小値：0.8 最大値：1.0	<ul style="list-style-type: none"> D/W へ移行する粒子化割合 (F_{frag}) は、ペDESTAL からペDESTAL 開口部へ到達する粒子割合 (F_{pd-out}) とペDESTAL 開口部で付着しない割合 (F_{no-impact}) の積 (F_{frag} = F_{pd-out} × F_{no-impact}) より計算 F_{pd-out} は、流動解析結果 (添付 1) に基づき設定 F_{no-impact} は工学的判断に基づき設定

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1-2 DCH 時の D/W ピーク圧力評価結果 (TQUX シーケンス)

In-Vessel Zr酸化割合 (%)	RPV破損面積 (m ²)	下部プレナム内 溶融炉心割合 (%)	D/Wへの粒子化 デブリ移行割合 (%)	RPV破損直前の D/W圧力 (MPa [abs])	DCH発生時の 圧力上昇幅 (MPa)	D/Wピーク圧力 (MPa [abs])

表 1-3 DCH 時の D/W ピーク圧力評価結果 (長期 TB シーケンス)

In-Vessel Zr酸化割合	RPV破損面積 (m ²)	下部プレナム内 溶融炉心割合	D/Wへの粒子化 デブリ移行割合	RPV破損直前の D/W圧力	DCH発生時の 圧力上昇幅	D/Wピーク圧力 (MPa [abs])

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

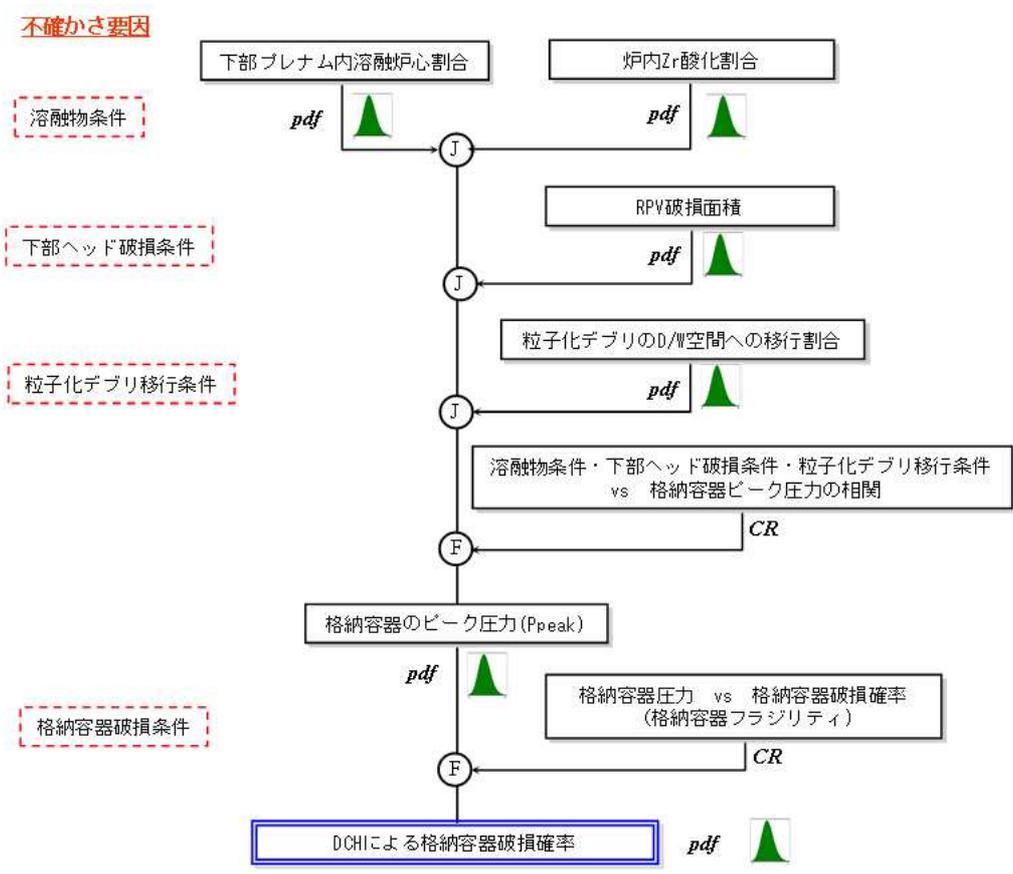


図 1.1 DCH による格納容器破損確率の評価フロー

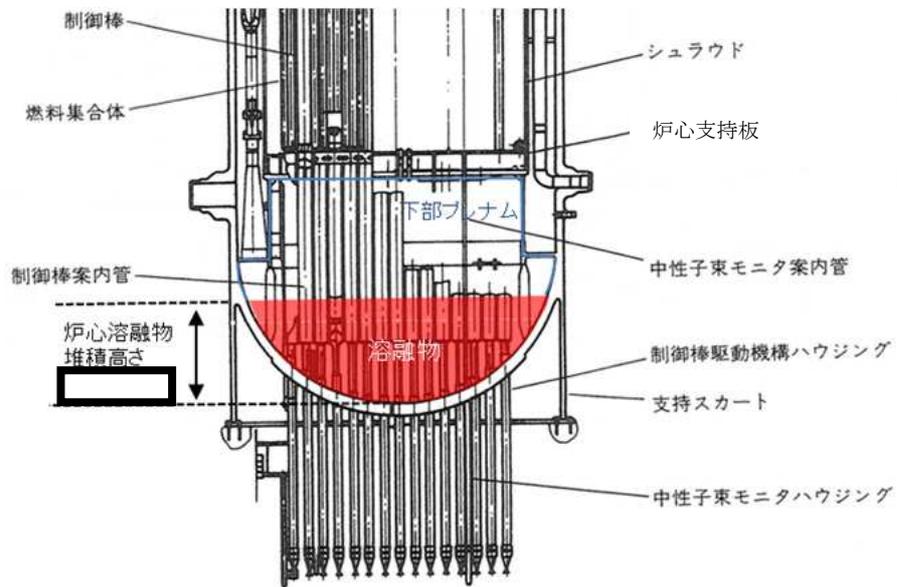


図-1.2 女川2号機の原子炉圧力容器下部プレナムの構造

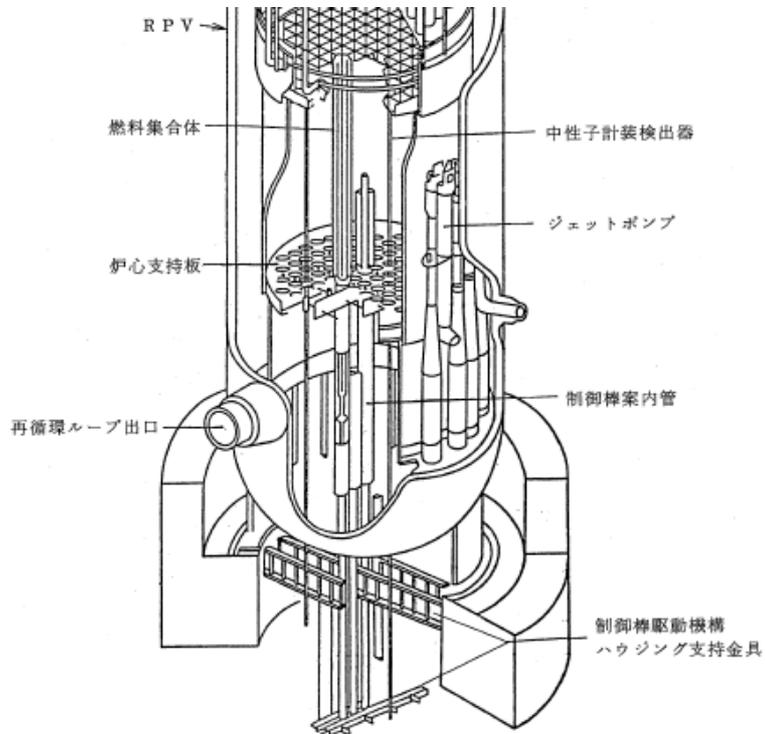


図-1.3 BWRプラントの圧力容器支持構造

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

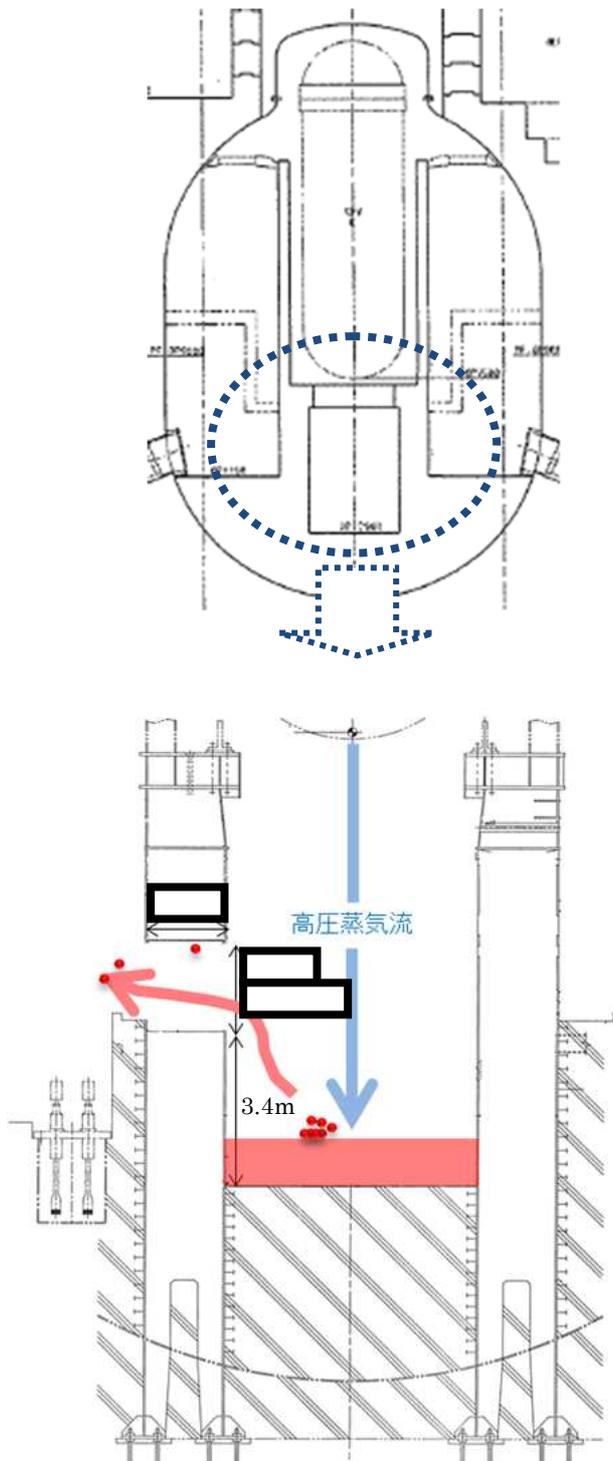


図-1.4 炉心溶融物液滴の移動経路

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

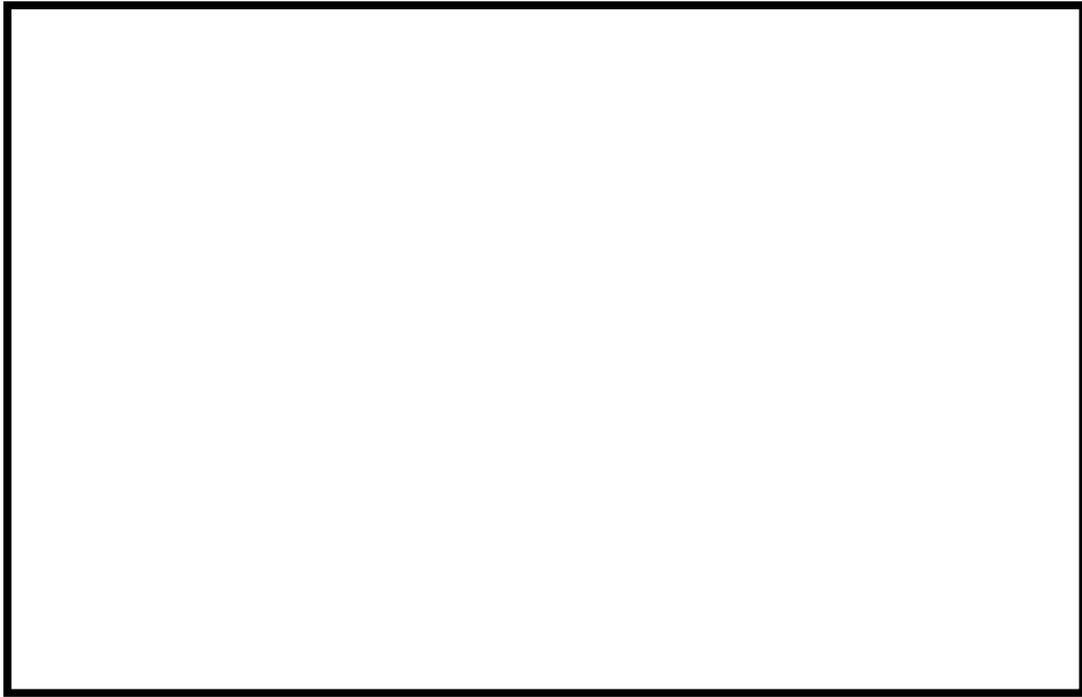


図 1.5 格納容器過圧破損の累積確率

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

原子炉圧力容器高圧破損時のペDESTAL内流動解析 (Mark-I, Mark-II) および Mark-I 改良型におけるペDESTAL開口部へ到達する粒子割合の検討

1. はじめに

本資料では、Mark-I および Mark-II のペDESTAL形状における原子炉圧力容器 (RPV) 高圧破損時のペDESTAL内の粒子挙動を、流速場評価に実績のある STAR-CD コードを用いて評価し、結果をまとめるとともに、これら解析結果をもとに、Mark-I 改良型格納容器におけるペDESTALからペDESTAL開口部へ到達する粒子割合の検討を行う。

ドライウェルへの粒子化コリウム移行割合を評価するためには、以下の 2 項目について把握する必要がある。

- ① ペDESTAL内流速場
- ③ ペDESTAL内流速場でのコリウム粒子の移行挙動

それぞれの解析結果を以下に述べる。

2. RPV 破損時のペDESTAL内流速場評価

RPV 破損時にペDESTALに放出される水蒸気によって形成される流速場を、流体解析プログラム STAR-CD を用いて解析した。

(1) 水蒸気のベッセル破損口からのブローダウン評価

ペDESTALへの水蒸気流入境界条件として、流入する水蒸気の密度、温度、圧力、および流速を与える必要がある。破損口において水蒸気が臨界流であると仮定した場合の Mark-I および Mark-II プラントのブローダウン条件を付表-1 に示す。

(2) STAR-CD によるペDESTAL内流動解析

付表-2 に STAR-CD によるペDESTAL内流動解析条件を示す。また、付図-1 および付図-2 にそれぞれ Mark-I プラントおよび Mark-II プラントの解析領域幾何形状モデルを示す。いずれもペDESTALの開口部を含むペDESTAL 1/2 セクターモデルを 3 次元座標系上に作成し、水蒸気流入境界条件として上記 (1) におけるブローダウン条件を用いて、圧縮性流体場での非定常計算を行い、ペDESTAL内での流動状況を解析した。

付図-3～付図-5にMark-Iプラントの圧力容器破損後 におけるペDESTAL内流速分布、ペDESTAL床面 (コリウム上面) でのガス流速分布、鉛直方向速度分布、および径方向速度分布を示す。また、付図-6～付図-8 に Mark-II プラントに対する同様の結果を

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

示す。

Mark-I および Mark-II プラントともに、圧力容器からペDESTALへの水蒸気噴出から [] で流速場はほぼ定常に達する。この時の水蒸気噴出速度は [] コリウム上面での最大流速（ほぼ水平流）は [] と [] である。圧力容器から噴出された水蒸気は、ペDESTAL床部のコリウムに当たって水平に向きを変え、ペDESTAL周方向へと広がる。特に、Mark-I の場合には、ペDESTAL床と同一レベルに開口部が存在するため、一部が開口部へ流れ込みドライウェルへ流出するが、ほとんどの水蒸気流はペDESTAL側壁に当たり上方へと向きを変え、側壁に沿って上昇する。Mark-II の場合には、開口部がペDESTAL床から [] 上方に存在し、上昇流の一部が向きを変えドライウェルへ流出することになるが、大部分はペDESTAL内を循環する流れを形成する。

3. ペDESTAL内流速場でのコリウム粒子の移行挙動

上記(2)で評価されたペDESTALでの流速場評価結果に基づいて、水蒸気によってエントレインされ発生すると想定したコリウム粒子の移行挙動を STAR-CD を用いて評価した。

主な解析条件は付表-2と同様である。ただし、初期条件（圧力場、流速場、温度場）には、水蒸気放出開始後 [] での STAR-CD 解析結果を用いた。また、付表-3及び付図-9に粒子移行挙動解析における評価条件を示す。コリウム粒子は初期状態で床一面に存在する [] と想定し、これらの粒子が水蒸気の流れによってどのように移送されるかを解析した。

移行粒子の軌跡と最終位置を付図-10 (Mark-I) および付図-12 (Mark-II) に示す。最終的に粒子がドライウェルへ流出するのは Mark-I のみであり、付図-11には流出粒子の発生箇所を示した。ドライウェルへ流出するコリウム粒子は、ペDESTAL開口部近傍で発生した粒子である。コリウム表面でエントレインにより発生したほとんどの粒子は、沈降により床に再付着するか、もしくは周方向流れによって側壁に衝突する。また、一部の粒子は上昇流によって天井まで到達し、特に、循環流の大きい Mark-II では、天井に到達する粒子の割合が多くなっている。

ドライウェルへの粒子移行が評価された Mark-I では、ペDESTAL床一面に配置した粒子の [] うちペDESTAL開口部近傍の [] が開口部へ流出し、そのうち [] がドライウェルへ流出しており、この結果からペDESTAL開口部へ到達する粒子割合は [] ドライウェルへの粒子移行割合は [] と評価される。

さらに、気体流速の違いによる粒子発生率の違いを考慮するため、Kataoka-Ishii の相関式^(注)適用により、粒子発生率が流速の [] に比例すると仮定すると、ペDESTALからペDESTAL開口部へ到達する粒子割合は [] , およびドライウェルへの粒子移行割合は [] と評価される。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(注) Kataoka-Ishii の相関式

液膜流からの液滴エントレインメント率 $\dot{\epsilon}_e$ (単位面積あたりの液滴質量発生率) を与える相関式であり、次式で表される。

$$\dot{\epsilon}_e = 6.6 \times 10^{-7} (\text{Re}_f \text{We})^{0.925} \left(\frac{\mu_g}{\mu} \right)^{0.26} \left(\frac{\mu_f}{D_h} \right),$$

$$\text{Re}_f \approx \frac{4\rho_f V_f h}{\mu_f}, \quad \text{We} \approx \frac{\rho_g V_g^2 D_h}{\sigma} \left(\frac{\Delta\rho}{\rho_g} \right)^{1/3}$$

4. 解析結果まとめ

Mark-I および Mark-II プラントを対象に、圧力容器底部高圧破損時のペDESTAL内非定常流動および粒子移行挙動解析を汎用流体解析プログラム STAR-CD コードを用いて行った。その結果は以下のようにまとめられる。

- RPV から噴出する水蒸気流の大半はペDESTAL内を循環する大きな流れを駆動するのに寄与し、ペDESTAL開口部からドライウエルへ流出する流れはその内の一部である。
- 水蒸気流によってエントレインされたコリウム粒子は、そのほとんどがコリウム(床面)上に沈降するかあるいは壁面に衝突して付着する。
- Mark-I プラントのみ有意なコリウム粒子がペDESTAL開口部からドライウエルへ移行するが、ペDESTALからペDESTAL開口部へ到達する粒子割合は およびドライウエルへの粒子移行割合は と少ない。また、Mark-II ペDESTAL形状では、ドライウエルへのコリウム粒子移行の可能性は非常に小さい。

5. Mark-I 改良型格納容器における移行割合の設定

Mark-I および Mark-II プラントを対象とした、圧力容器底部高圧破損時のペDESTAL内非定常流動および粒子移行挙動解析結果をもとに、Mark-I 改良型格納容器におけるデブリ粒子の移行割合について検討を行う。

先の解析結果から、デブリの移行割合については、粒子の発生するペDESTAL床面と D/W へ通じる開口部の高さにより異なることがわかる。Mark-I 改良型は、ペDESTAL床面よりペDESTAL開口部が上方に位置しており、Mark-II に近い構造となっている。このため、粒子移行挙動は Mark-II のそれに近いと考えられる。

また、Mark-II は開口部が床面から であるのに対し、Mark-I 改では、3.4m となる。このため、定性的にはより移行しにくい構造であると考えられる。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

以上の考察をもとに、Mark-I 改良型のペDESTALからペDESTAL開口部へ到達する粒子割合の設定については、保守的に Mark-II の解析結果を最小値に設定する。Mark-II の解析では、の粒子のうち開口部へ流出した粒子がなかったことから、移行割合はであると考えられることから、保守的にを設定する。

また、不確かさ幅を考慮し、最大値については、Mark-I の解析結果 も参照しつつ、を設定する。

なお、最小値、最大値の間の不確かさ分布は、一様分布を仮定する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

付表-1 ブローダウン条件

RPV 初期圧力	
RPV 内水蒸気体積	
RPV 破損口面積	
水蒸気ガス定数	
RPV 内水蒸気温度	
RPV 内水蒸気密度	
破損口水蒸気密度	
破損口水蒸気速度	

付表-2 STAR-CD によるペデスタル内流速場解析条件

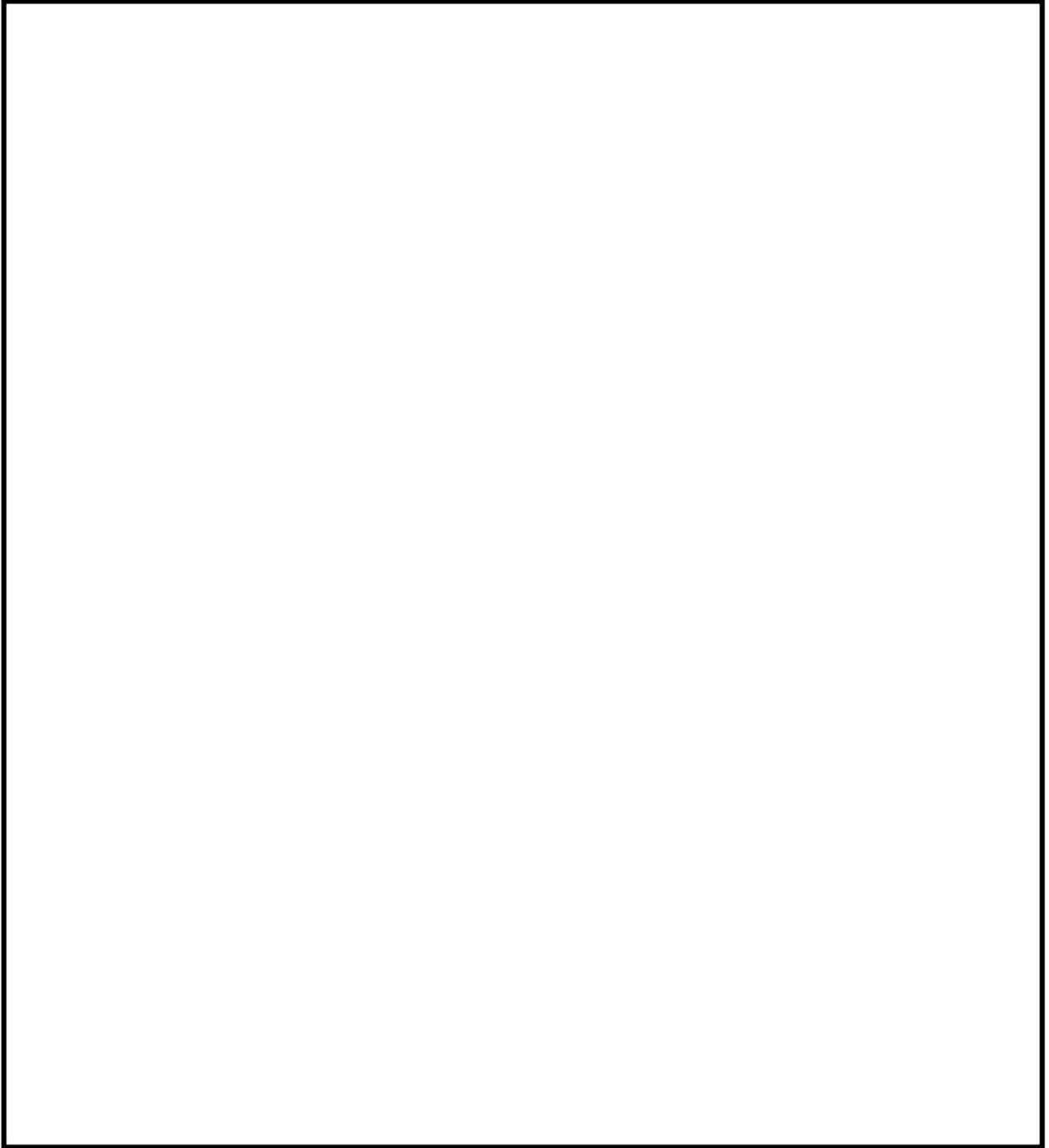
項 目		Mark-I	Mark-II
ペデスタル 幾何形状	領域	ペデスタル 1/2 セクターモデル	
	半径		
	高さ		
	D/W への開口部高さ		
	開口部サイズ (1/2 幅×高さ×長さ)		
初期雰囲気 条件	温度		
	圧力		
	ガス組成		
	流れの状態		
水蒸気流入 境界条件	流入面積		
	流入速度		
	流入温度		
ドライウェル 開口部圧力 境界条件	境界圧力		
	境界温度		
壁面境界条件	セクター分割面		
	P/D 壁面および開口部壁面		
乱流モデル			
流体密度計算			

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

付表-3 STAR-CDによる粒子移行挙動解析の評価条件(Mark-I, Mark-II 共通)

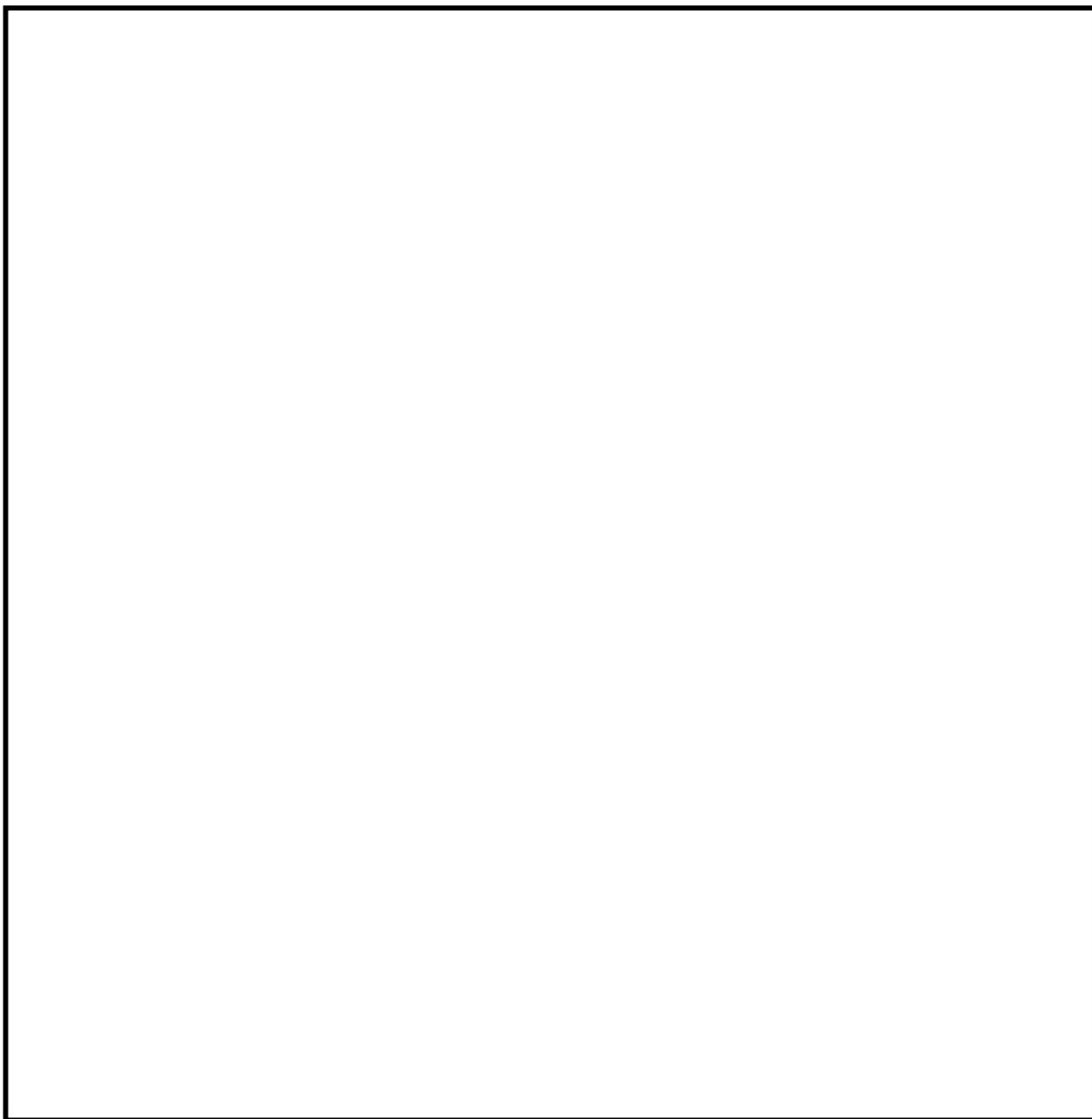
粒子直径	
粒子密度	
発生場所	
粒子個数	
反射条件	
気流場との連成	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



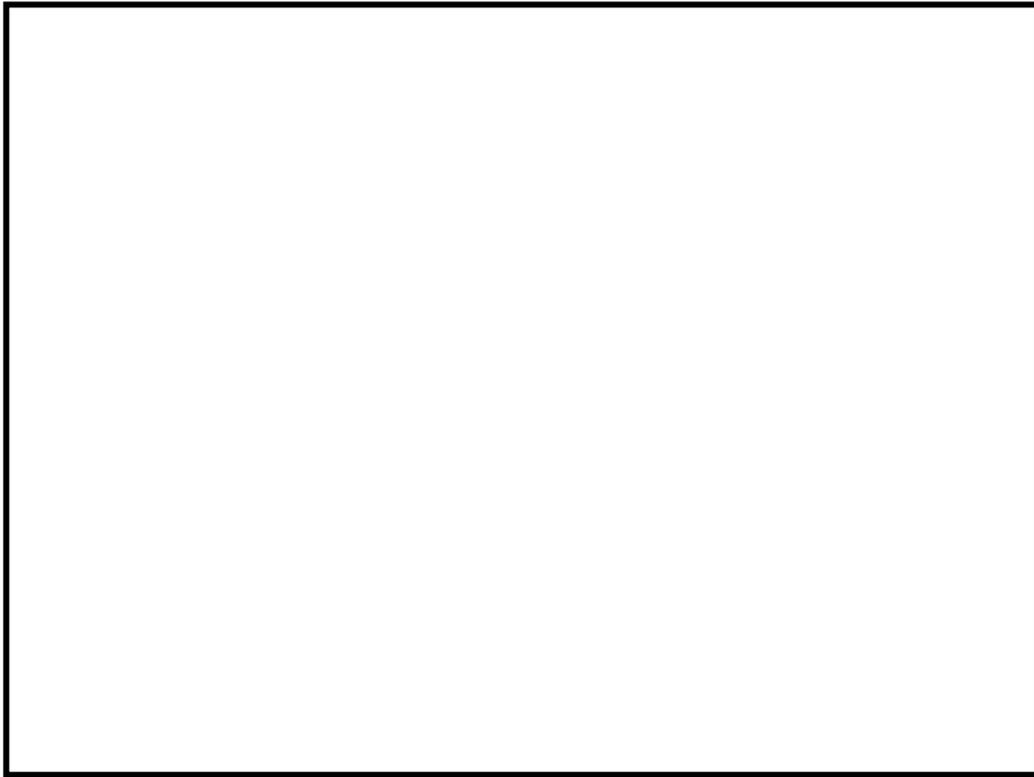
付図-1 STAR-CD 解析用幾何形状モデル
(Mark-I ペデスタル 1/2 セクター)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



付図-2 STAR-CD解析用幾何形状モデル
(Mark-II ペデスタル 1/2 セクター)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

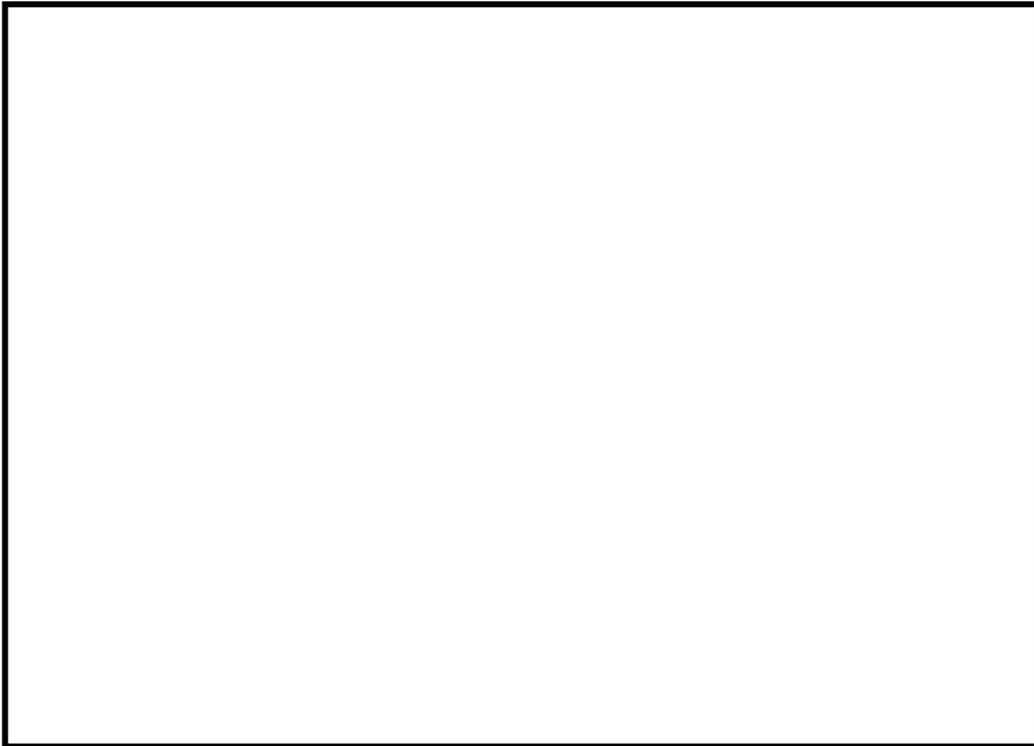


付図-3a Mark-I ペデスタル内流速分布

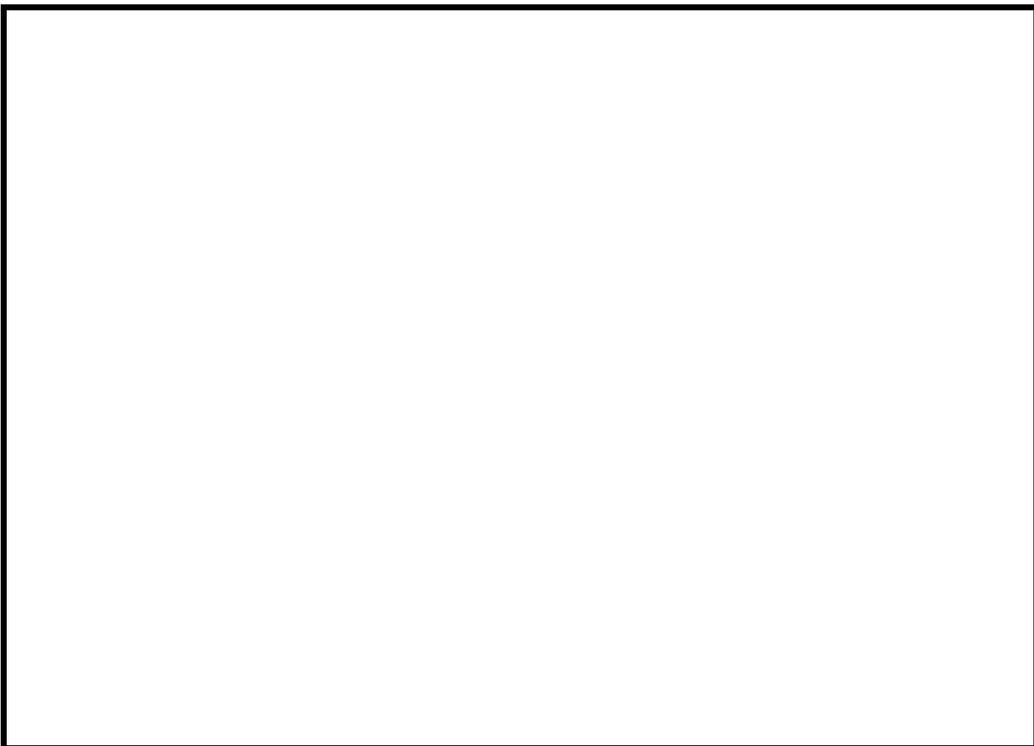


付図-3b Mark-I ペデスタル床面（コリウム上面）でのガス流速分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



付図-4 Mark-I ペデスタル内鉛直方向速度分布



付図-5 Mark-I ペデスタル内径方向速度分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

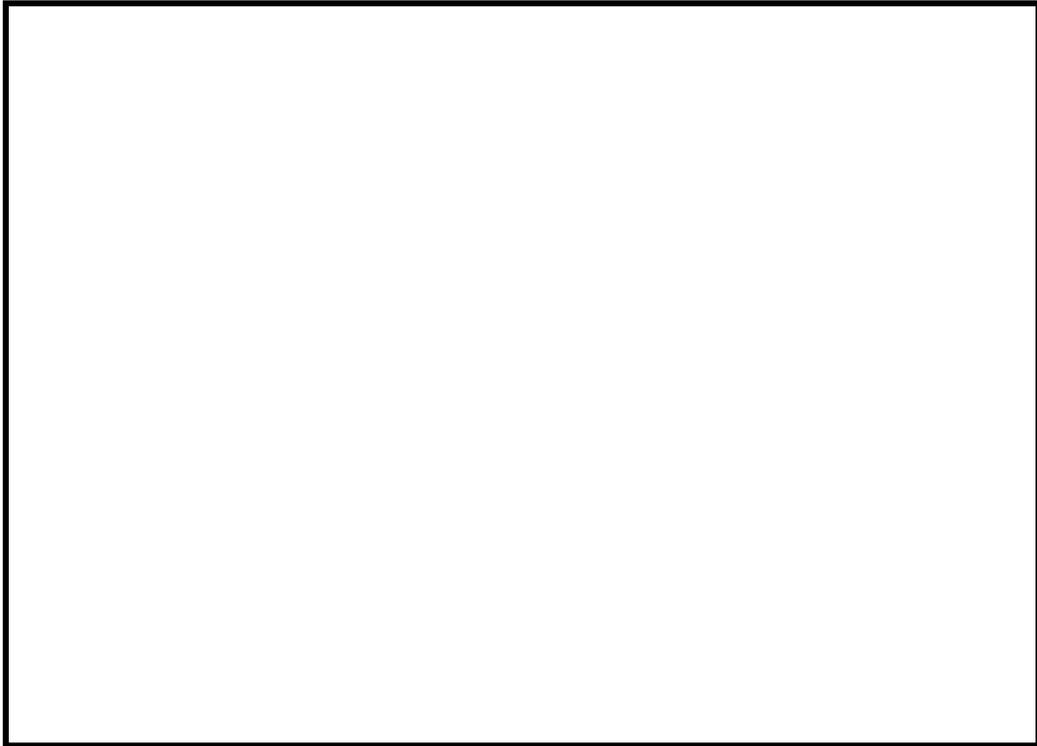


付図-6a Mark-II ペDESTAL内流速分布

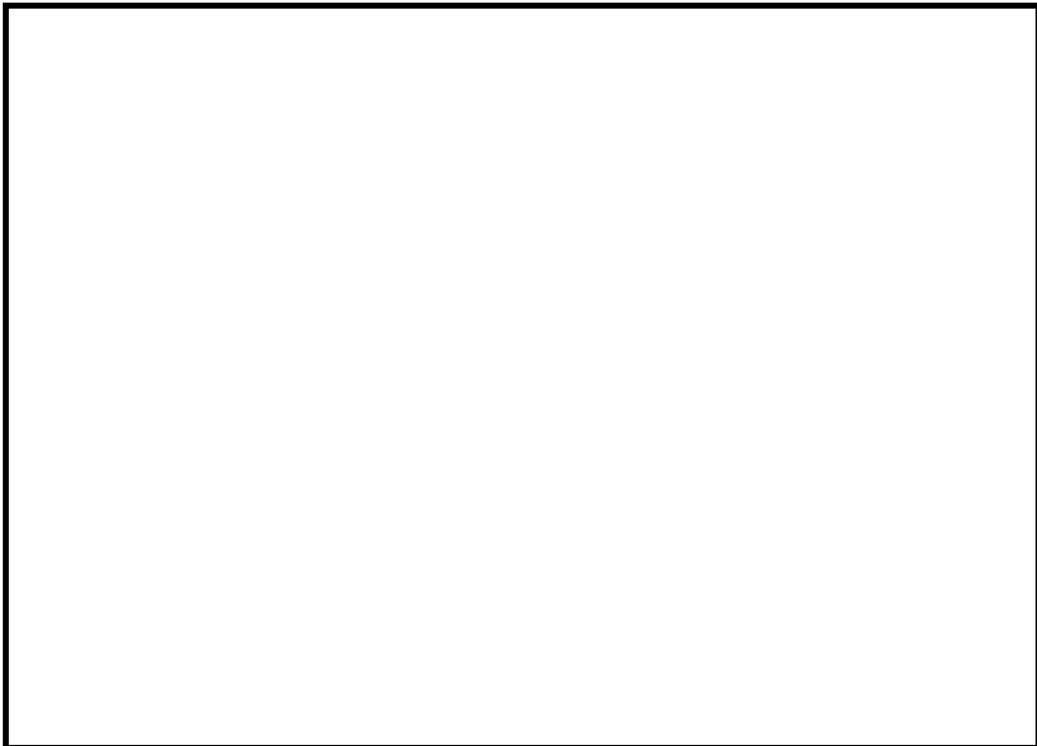


付図-6b Mark-II ペDESTAL内床面（コリウム上面）でのガス流速分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

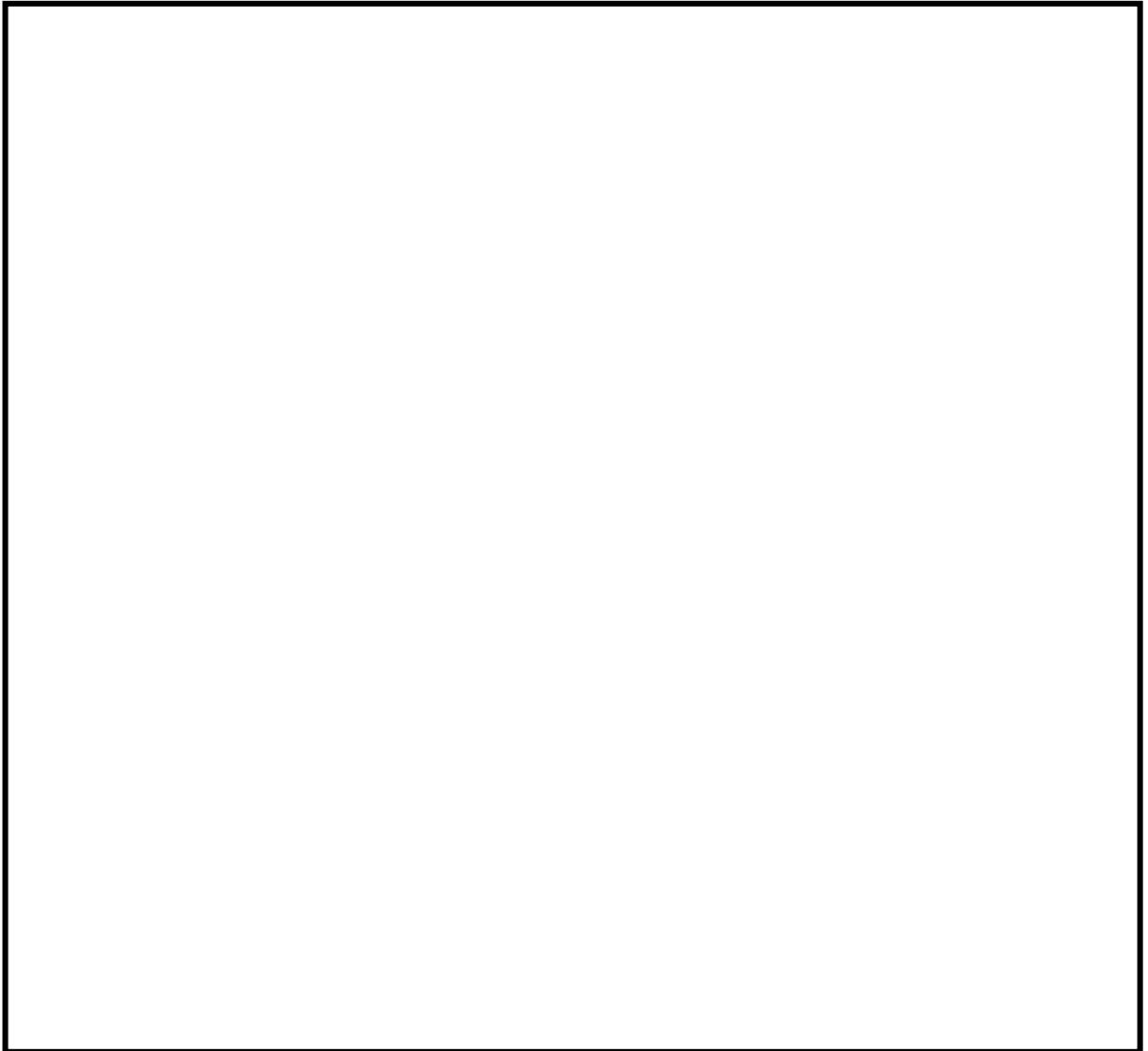


付図-7 Mark-II ペDESTAL内鉛直方向速度分布



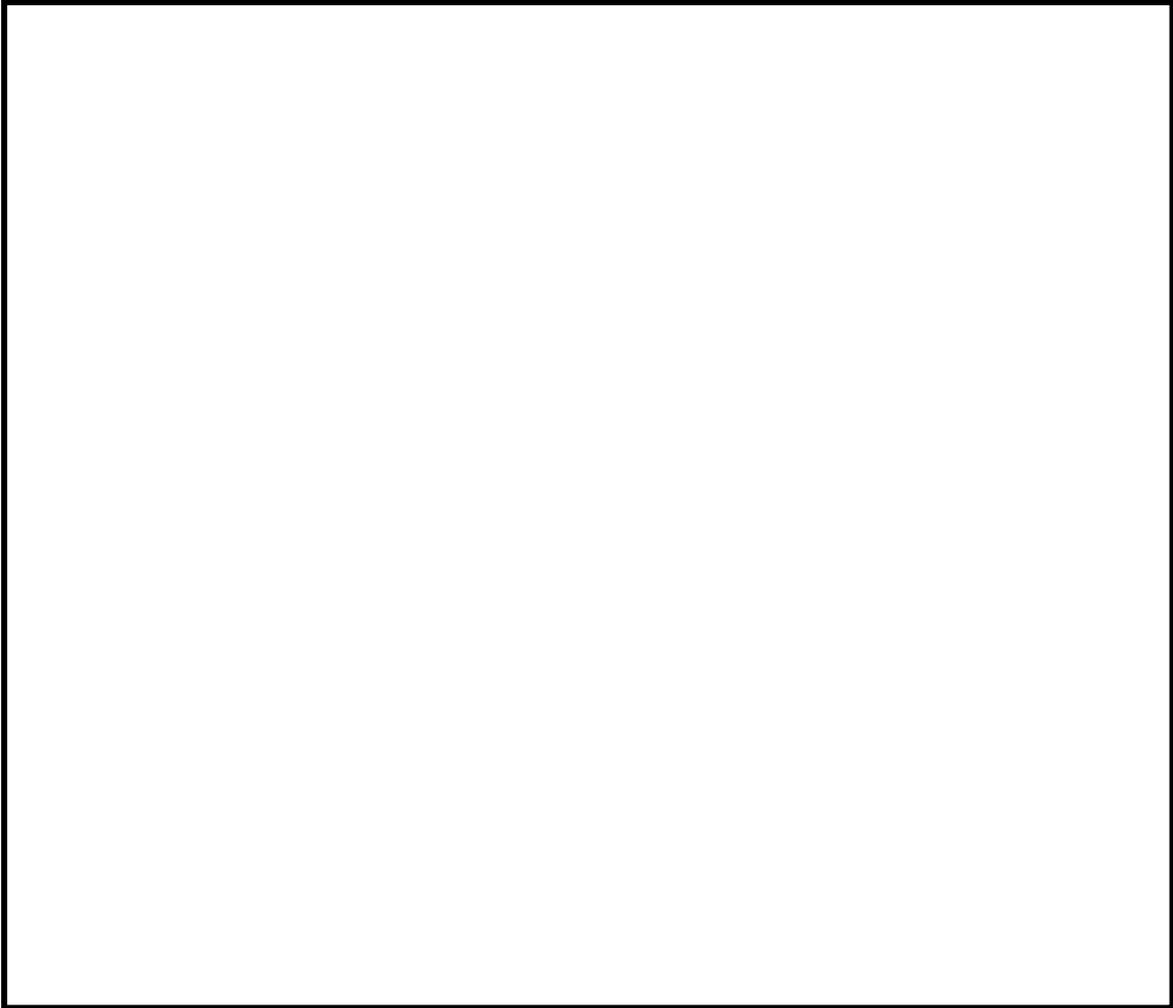
付図-8 Mark-II ペDESTAL内径方向速度分布

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



付図-9 粒子移行挙動解析における評価条件

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

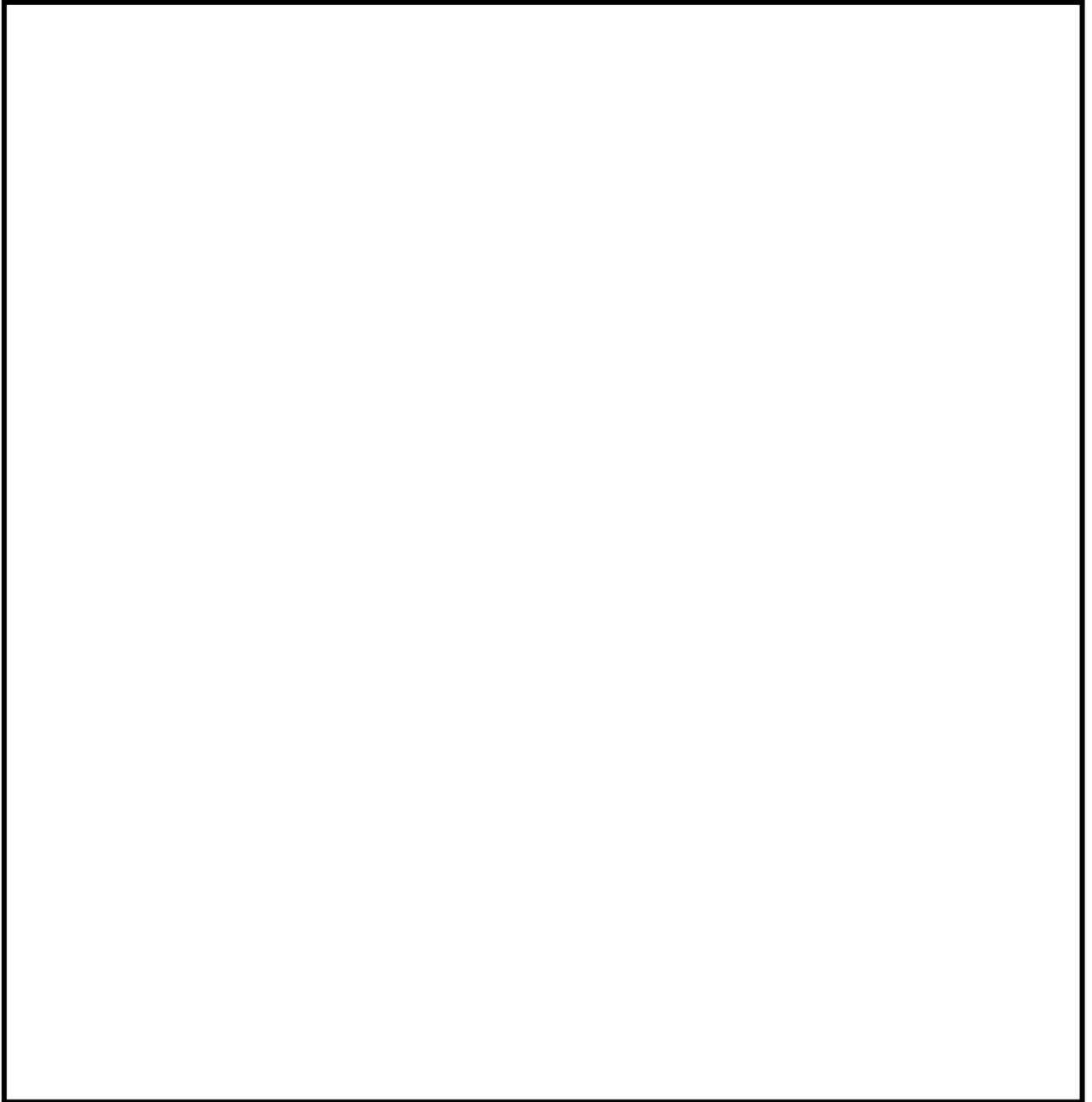


付図-10 移行粒子の軌跡と最終位置 (Mark-I)



付図-11 ドライウェルへの流出粒子の発生位置 (Mark-I)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



付図-12 移行粒子の軌跡と最終位置 (Mark-II)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCC I)

3. 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

(1) 事象の概要

溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)は、シビアアクシデントにおいて、炉心損傷後に溶融炉心が RPV 下部ヘッドを溶融貫通し、PCV のペDESTALの床面に落下した際、高温の溶融炉心からの熱の移行によりペDESTALのコンクリートが熱せられ、分解・侵食される事象である。

コンクリートの分解により発生する水蒸気および二酸化炭素が溶融炉心内を通過する際、未酸化金属成分と反応して水素や一酸化炭素等の非凝縮性の可燃性ガスが発生する。これらのガス発生による格納容器内の加圧が格納容器の閉じ込め機能維持に悪影響を与える可能性がある。

また、コンクリートの侵食が継続し、ペDESTALの床面を溶融貫通した場合、放射性物質の地中放出が起きる可能性や、側面の著しい侵食により RPV の支持機能が失われ、格納容器の閉じ込め機能維持に悪影響を与える可能性がある。MCCI を停止するためには、落下した溶融物（コリウム）を冷却することにより、侵食限界に至る前にコリウムと接しているコンクリート温度を溶融温度（約 1500K）以下にすることが必要となる。

ペDESTALの溶融炉心と接触しているコンクリートは、溶融炉心からの熱伝達により加熱され、その温度が融点を上回ると溶融し侵食される。この際にガス(水蒸気及び二酸化炭素)及びコンクリートスラグが発生し、溶融炉心に混入されて化学反応（未酸化 Zr による還元反応）し、水素や一酸化炭素が発生する。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

MCCI に関する過去の実験を表 1 に示す。また、MCCI の主要過程に関する主な知見を以下に示す。

- ・ 種々の冷却水無しの場合の MCCI 試験より、コンクリート侵食の速度は 10～20 cm/h 程度である。
- ・ 注水を伴った MCCI 実験(SWISS 実験^[1], WETCOR 実験^[2], MACE 実験^{[3][4][5][6]}, COTELS 実験^{[7][8]})のうち、コンクリートと接触している部分のコリウムが注水により最終的に固化し、コンクリートの侵食が停止した試験結果は COTELS 試験のみである。SWISS 試験, WETCOR 試験や MACE 試験ではコリウム上面のみならず側面にも強固なクラストが形成されコリウム内への冷却水の侵入を妨げた。
- ・ 塊状のコリウムの冷却性については、堆積厚さに依存するとともにコリ

ウム上部のハードクラスト形成の有無に起因して伝熱条件に大きな不確定性が存在する。

- ・ 溶融物の拡がりの実験や解析が行われ、水がないドライ状態では水がある場合に比べて溶融物が均一に広がる。
- ・ 水中に溶融炉心が落下すると大部分が粒子化してデブリベッドを形成する。
- ・ 粒子化が完全には進まず一部が塊状に堆積した場合でも、コンクリート床面に密着することなく侵食は起きていない。
- ・ 水プール中のデブリベッドの高さが不均一な場合でも、ベッド内部での沸騰により粒子が吹き上げられて自然と平坦化する。
- ・ デブリベッドのドライアウト熱流束は粒子径・ポロシティ・ベッド高さが影響する。

更に、OECD では、MACE 試験等、これまでに実施された統合試験による知見を踏まえ、これら試験により同定された圧力容器外でのデブリ冷却機構の確証的な根拠や定量的なデータを与えることで圧力容器外のデブリ冷却に関する問題を解決すること、および未だ不確かさの残る長期的な二次元侵食挙動を解決するため、MACE 試験が行われた米国アルゴンヌ国立研究所にて、デブリ冷却に関する更なる試験を実施した(MCCI-1 Project)^{[9][10]}。

圧力容器外でのデブリ冷却機構の観点からは、長期的なデブリ冷却と安定化を達成するために必要なデブリ冷却メカニズムに関する主要なデータを得るため、2種類の分離効果試験が実施されている。このうち、SSWICS 試験(試験体系を図 1a に、試験条件を表 2 に示す)から、デブリ内への冷却材の侵入可能性に関するデータを得ている。これによれば、圧力容器外でのデブリ冷却については、安定的なクラストは形成されず、クラストに冷却材が侵入することにより、熱伝導律速以上の熱流束を期待することができる。

更に、SSWICS 試験で得られたドライアウト熱流束を実機の事故シーケンス解析において直接的に適用できるよう、Lister/Epstein のドライアウト熱流束モデルへの適応が行われている。SSWICS 試験結果とこれに基づいた Lister/Epstein モデルによる予測の比較を図 1b に示す。

この試験結果およびこれらに基づいた予測値によれば、コンクリートを全く含有しないデブリに対する上面水プールへのドライアウト熱流束は、約 400kW/m^2 であり、コンクリート含有とともに熱流束は低下し、含有率 15% 程度以上では 100kW/m^2 となる(図 1b 参照)。

なお、MCCI-1 Project の終了後、MCCI-1Project を補完する目的で MCCI-2 Project^[11](2006 年～2010 年)が実施され、コードの改良・検証等に資する複数の試験が行われた。MCCI に影響するパラメータの確率分布のうち、水プールへのドライアウト熱流束の算出には、MCCI-1 Project で得られた相関式に基づいて確率分布を設定しているが、MCCI-2 Project の結果、相関式の見直しに繋がる新たな知見は得られなかった。

また、溶融物の拡がり挙動に関しては、ドライ条件、ウェット条件での実験、溶融物の拡がりを解析するコードの開発・検証がされている。ドライ条件での実験については、比較的新しい実験として KATS 実験^{[12][13][14]}がある。溶融物としてテルミット(Al_2O_3 約 150kg, Fe 約 150kg)を使用し、溶融物の放出速度や温度等をパラメータに溶融物の拡がり挙動に関するデータが収集された。ウェット条件での実験については、最近の知見として PULiMS 試験^[15]があり、この実験では水プールへ溶融した $\text{Bi}_2\text{O}_3\text{-WO}_3$ 合金を流入させ、水中での溶融物の拡がり挙動と固化性状が観測された。解析コードについては、苛酷事故解析コード SAMPSON を用いた ABWR の格納容器ペDESTAL 上におけるデブリ拡がり評価^[16]がされており、溶融炉心がペDESTAL のほぼ全面に均一に拡がる結果が得られた。このように、溶融物の拡がり挙動に関する複数の実験や解析が行われているが、溶融物の拡がり面積の見直しに繋がる新たな知見は得られなかった。

(3) 今回の PRA における扱い

今回、女川 2 号機の内部事象運転時レベル 1.5PRA のイベントツリーでは、MCCI 継続についての分岐(ヘディング)を設定している。この分岐確率の算出の考え方を、図 2 に示す。MCCI に影響するパラメータを選定すると共に各パラメータの分布を決定し、溶融炉心から水プールへの熱伝達量と [] を MCCI 停止に必要な除熱量と比較することで MCCI 継続又は停止を判定し、判定結果を集約することで MCCI の発生確率を求めた。評価の詳細は(4)に示す。

(4) MCCI による分岐確率の算出の考え方

①MCCI に影響するパラメータの選定

これまでに述べた MCCI の主要過程の知見から、MCCI 継続に関する不確実パラメータとして、次のパラメータを抽出し確率分布を与えるものとした。

・溶融炉心落下量

[] 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

- ・ 溶融炉心広がり面積
- ・ クラスト浸水によるドライアウト熱流束(デブリ落下後に注水する場合)



②各パラメータへの確率分布の設定

各パラメータへの確率分布の設定の考え方は表 3 の通り。各パラメータの不確かさを考慮して分布を設定した。

③MCCI 継続確率の評価

パラメータの確率分布をモンテカルロサンプリングすることによってデブリからの総除熱量の確率分布を求め、デブリ除熱量と MCCI 継続確率との関係式を参照することで、MCCI 継続確率の評価を行った。

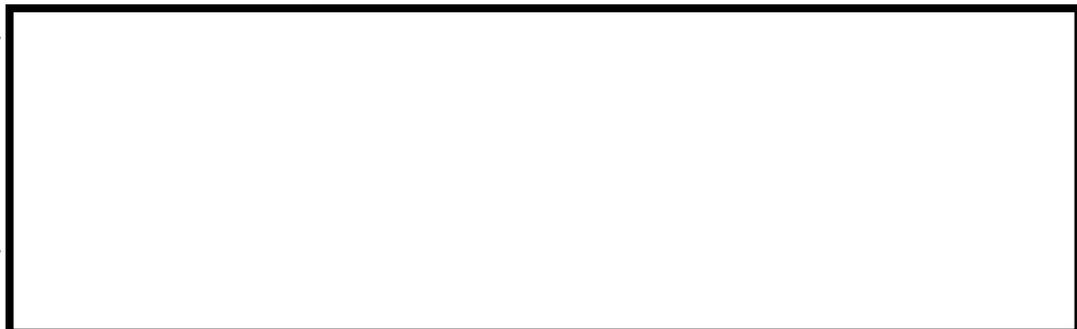
具体的な評価手順を以下に示す。

- ・ 堆積デブリ上方からの注水冷却（ペDESTALへの事前水張りなし）を想定し、プール水によるデブリからの除熱量を不確かさパラメータとして確率密度関数（pdf：probability density function）を設定する。



- ・ 単位時間当たりの総除熱量に対する MCCI 継続確率の因果関係（CR：Causal Relation）を作成し、その関係式を参照することで、MCCI 継続確率を評価する。

なお、デブリからの除熱量（単位時間当たり）が与えられた場合の MCCI 継続確率を次のような考え方で設定し、デブリ総除熱量と MCCI 継続確率との関係式とする（図 3）。





このようにして求めた、MCCI 継続による格納容器破損確率（平均値）は、である。

以上

参考文献

- [1] R. E. Blöse, et al., “SWISS: Sustained Heated Metallic Melt/Concrete Interactions With Overlying Water Pools,” NUREG/CR-4727 (1987).
- [2] R. E. Blöse, et al., “Core-Concrete Interactions with Overlying Water Pools – The WETCOR-1 Test,” NUREG/CR-5907 (1993).
- [3] EPRI, Technical Foundation of Reactor Safety, Knowledge Base for Resolving Severe Accident Issues, Rev.1,1022186 (2010).
- [4] B. R. Sehgal, et al., “ACE Project Phase C&D : ACE/MCCI and MACE Tests” , NUREG/CR-0119, Vol.2 (1991).
- [5] M. T. Farmer, et al., “Status of Large Scale MACE Core Coolability Experiments”, Proc. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany (1999).
- [6] M. T. Farmer, et al., “Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs,” Nuc. Eng. and Technol., 41, 5 (2009).
- [7] 原子力発電技術機構 (NUPEC), 「重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証試験) に関する 総括報告書」 (2003).
- [8] H. Nagasaka, et al., “COTELS Project (3): Ex-vessel Debris Cooling Tests,” Proc. of OECD/CSNI Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany (1999).
- [9] M. T. Farmer, et al., “Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs,” Nuc. Eng. and Technol., 41, 5 (2009).
- [10] M. T. Farmer. et al., “OECD-MCCI Project Final Report,” OECD/MCCI-2005-TR06, February 28, 2006.
- [11] M. T. Farmer, et al., “OECD MCCI-2 Project Final Report,” OECD/MCCI-2010-TR07 (2010).
- [12] Proceedings of the Second OECD (NEA) CSNI Specialist Meeting on Molten Core Debris-Concrete Interactions, NEA/CSNI/R(92)10, Karlsruhe, Germany (1992).
- [13] B. Eppinger, et al., “KATS Experiments to Simulate Corium Spreading in the EPR Core Catcher Concept,”
- [14] B. Eppinger, et al., “Simulationsexperimente zum Ausbreitungsverhalten von Kernschmelzen: KATS-8 bis KATS-17,” FZKA 6589 (2001)
- [15] A. Konovalenko, et al., “Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-Coolant Interaction” , NUTHOS-9, N9P0303, Taiwan (2012).
- [16] 中島 他, SAMPSON コードによる ABWR 格納容器ペデスタル上の炉心デブリの 3 次元拡がり評価, 日本原子力学会「2013 年秋の大会」H12, 2013 年 9 月

表1 MCCI時のデブリ冷却性に関する既往の試験及び主な知見

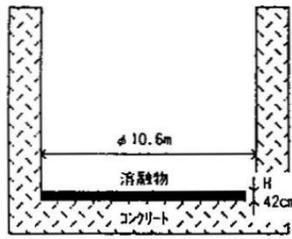
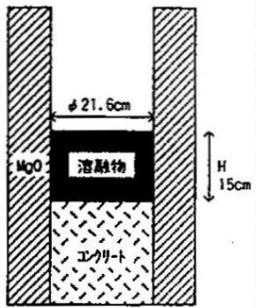
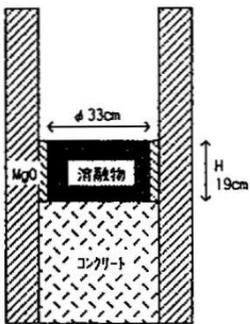
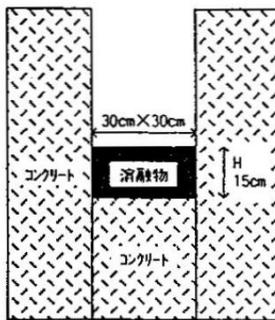
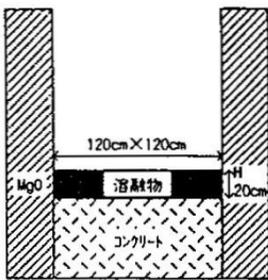
	実機	SWISS-2	WETCOR-1	MACE MO	MACE M3b
体系	 <p>(ABWR 1350MWプラントの例)</p>				
熔融物 (初期条件)	(ABWR 1350MW, 100%炉心, 全Zr 20%酸化の場合)	金属	酸化物	PWRコリウム (Zr 70%酸化)	100% 酸化物コリウム
質量	~310 ton	44.2 kg	34.1 kg	130 kg	1800 kg
成分	UO ₂ : 55 w/o ZrO ₂ : 7 w/o Zr : 21 w/o スティム: 17 w/o	ステンレススティール	Al ₂ O ₃ : 76.8 w/o CaO : 16.9 w/o SiO ₂ : 4 w/o others	UO ₂ : 56 w/o ZrO ₂ : 11 w/o Zr : 4 w/o SiO ₂ : 3 w/o CaO : 3 w/o Conc: 23 w/o	UO ₂ : 56.9 w/o ZrO ₂ : 29.1 w/o others
温度	~2500 K	~1900 K	1850 K	~2000 K	2500 K
コンクリート種類	玄武岩系	石灰岩系 (Limestone/Common Sand)	石灰岩系 (Limestone/Common Sand)	石灰岩系 (Limestone/Common Sand)	石灰岩系 (Limestone/Common Sand)
形状	2次元	1次元	1次元	2次元	1次元
発熱密度	(1% 熱出力として) ・ 0.23 W/g UO ₂ ・ 1.1 W/cm ³ melt ・ 0.44 MW/m ²	・ 1.5~ 1.7 W/g ・ 10.2~11.5 W/cm ³ ・ 1.5~ 1.7 MW/m ²	・ 0.30 W/g ・ 0.61 W/cm ³ ・ 0.12 MW/m ²	・ 0.35 W/g UO ₂ ・ 1.9 W/cm ³ melt ・ 0.28 MW/m ²	・ 0.3 W/g UO ₂ ・ 1.1 W/cm ³ melt ・ 0.21 MW/m ²
主な知見	—	・ デブリ上部に安定クラスト形成 ・ 浸食速度: 27cm/hr (40分間でおおよそ18cm) ・ 水プールへの熱流束: ~0.8 MW/m ² (平均)	・ デブリ上部に安定クラスト形成 ・ 浸食速度: 6~11 cm/hr (30分間でおおよそ3~6cm) ・ 水プールへの熱流束: 0.52 MW/m ² (熔融時) 0.25 or 0.20 MW/m ² (凝固後)	・ デブリ上部に安定クラスト形成 ・ 浸食速度: 8~11 cm/hr (70分間でおおよそ11cm) ・ 水プールへの熱流束: 3.5 MW/m ² (注水初期), 0.6 MW/m ² (~35分まで) から 0.15MW/m ² (試験終了) まで減少 ・ 周期的なメルトプールのスウェル, クラスト上へのメルト噴出冷却	・ デブリ上部に安定クラスト形成 ・ 浸食速度: 6時間でおおよそ30cm ・ 水プールへの熱流束: 4.9 MW/m ² (注水直後) 0.6 MW/m ² (初期20分間) から 0.24MW/m ² まで急減, その後 ~3hrで0.085MW/m ² まで低下
参考文献		NUREG/CR-4727	NUREG/CR-5907	2nd OECD(NEA)CSNI Specialist Mtg. on MCCI	(日本原子力研究所による速報)

表2 SSWICS 試験(デブリ冷却試験)条件一覧^[10]

Parameter	Test Number						
	1	2	3	4	5	6	7
Melt composition (wt % UO ₂ /ZrO ₂ /Cr/concrete)	61/25/6/8	61/25/6/8	61/25/6/8	48/20/9/23	56/23/7/14	56/23/6/14	64/26/6/4
Concrete type	LCS	SIL	LCS	LCS	LCS	SIL	LCS
Melt mass (kg)	75	75	75	60	68	68	80
Melt diameter / depth (cm)	30 / 15	30 / 15	30 / 15	30 / 15	30 / 15	30 / 15	30 / 15
Basemat type	Inert	Inert	Inert	Inert	Inert	Inert	Inert
Initial melt temperature (°C)	~2300	~2100	~2100	~2100	~2100	~1950	~2100
Initial vessel and coolant temperature (°C)	20	20	100	100	100	100	100
System pressure (bar)	1	1	4	4	4	1	4
Water injection period (sec)	665	760	183	195	622	215	194
Water injection flowrate (lpm)	4	4	12	13	6	14	13
Water injected (liters)	33	39	34	40	61	47	40
Condensate collected over course of test (kg)	24.7	16.1	28.9	21.9	22.7	27.6	31.4
Test duration (hours)	2.2	1.2	1.8	2.4	2.6	3.9	1.4

表3 各パラメータの設定の考え方(②)

パラメータ (選定の考え方)	
溶融炉心落下割合	
溶融炉心の拡がり 面積	
水プールへのドラ イアウト熱流束	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

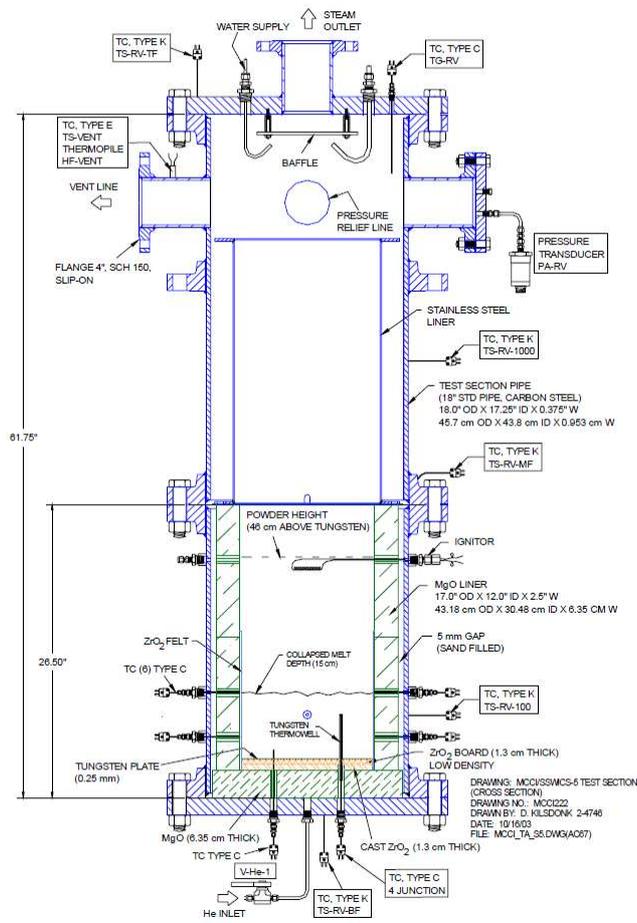


図 1 a SSWICS 試験装置^[10]

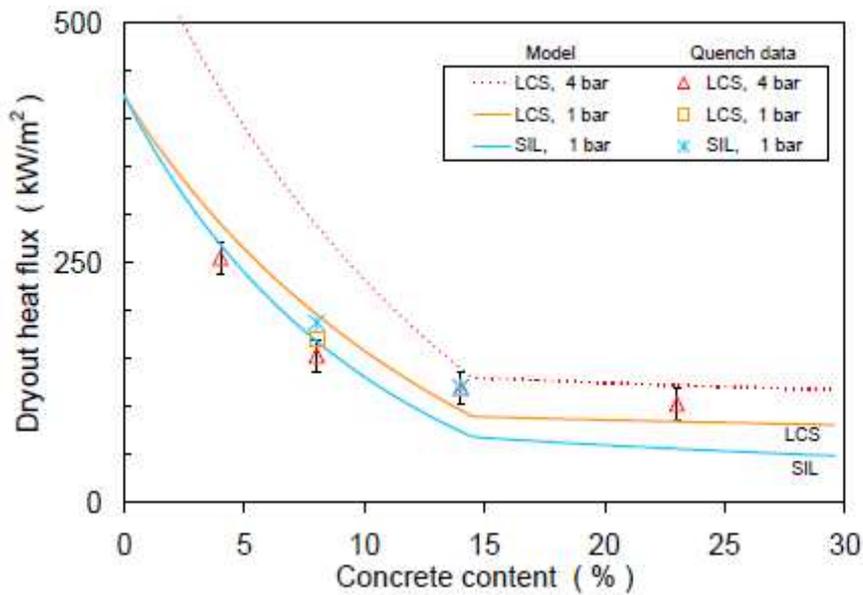


図 1b SSWICSデータと Lister/Epstein モデルのドライアウト熱流束の比較^[10]

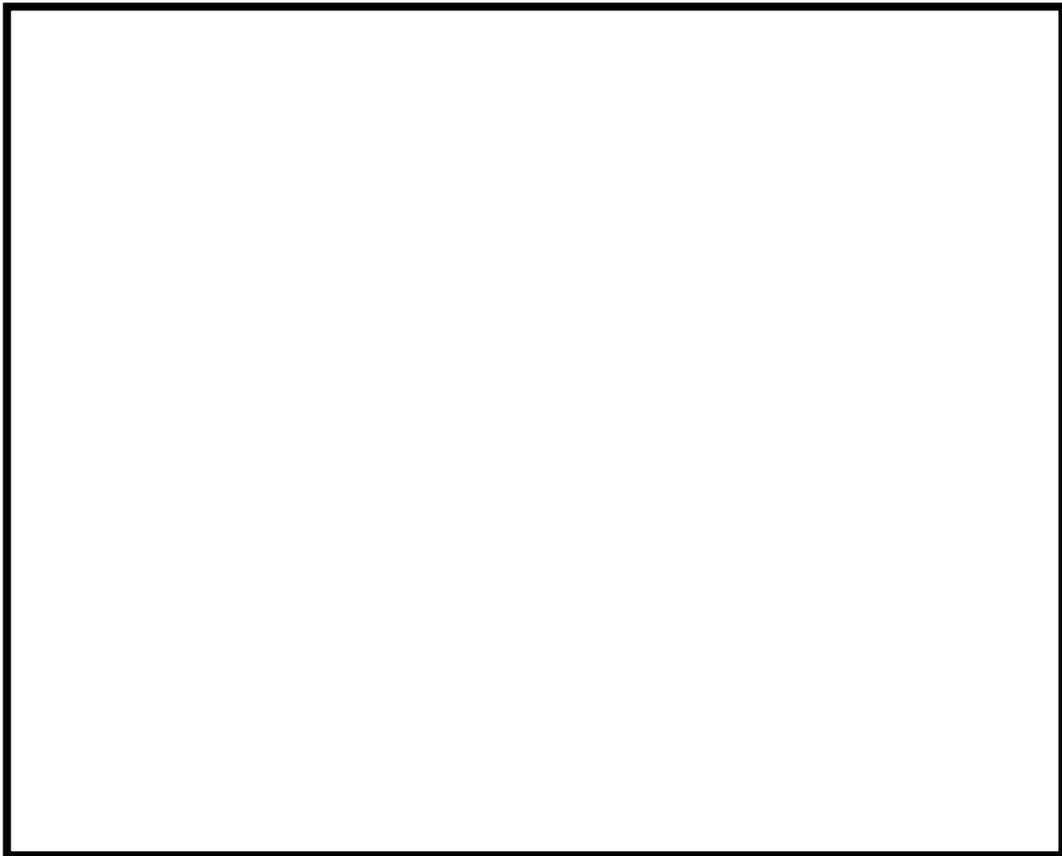


図2 MCCI 継続による格納容器破損確率の評価のフロー



図3 デブリからの除熱量と MCCI 継続確率の関係

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉外 FCI におけるペDESTALフラジリティの作成方法について

炉外での溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）による格納容器破損では、炉外 FCI 時に発生する可能性のある水蒸気爆発において、爆発時の動的荷重によって圧力容器を支持するペDESTAL構造物の損壊から圧力容器の変位を生じ、格納容器の配管貫通部破損に至ることを想定している。

この想定に従い、炉外 FCI 時のペDESTALフラジリティは、LS-DYNA コードにより動的荷重評価モデルを作成し、水蒸気爆発で発生する機械的エネルギーに対するペDESTAL鋼板の最大塑性歪みを解析することで作成している。

解析により求めたペDESTAL鋼板の最大塑性歪みを、ペDESTAL支持機能が喪失すると仮定した塑性歪みに対する割合から、ペDESTAL破損確率に変換し、機械的エネルギーに対して線形的に近似することで、任意の機械的エネルギーに対するペDESTAL破損確率の因果関係（ペDESTALフラジリティ）の作成を行っている。

なお、ペDESTAL破損は保守的に格納容器破損に直結すると仮定して、格納容器破損確率を評価している。

1. LS-DYNA の概要

LS-DYNA^[1]は、Livermore Software Technology Corporation が開発した汎用有限要素解析コードで、流体－構造体の連成解析が可能であり、構造の変形応答を伴う衝撃解析に適している。時間と共に接触条件や構造物形状が変化するような非線形解析が可能であり、境界条件として機械的エネルギー、初期圧力を設定することで、衝撃や爆発による圧力伝播、構造物の塑性歪みの解析を行う。

2. LS-DYNA による塑性歪み解析

(1) 解析条件

LS-DYNA を用いた解析体系を図 1 に示す。体系は女川 2 号機のペDESTAL形状を模擬しており、ペDESTAL内には CRD 搬入口下端まで水位があるものとしている。また、ペDESTAL液相部内での蒸気爆発による圧力波が液相部もしくは気相部を伝播してペDESTAL構造物に働く荷重・塑性歪みの評価を行うため、体系はペDESTALの外側鋼板までを対象としている。

爆発源がもつ機械的エネルギーはパラメトリックな入力とする。また、初期圧力は、KROTOS 試験結果を参考に で固定としている。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(2) 解析結果

機械的エネルギーとして [] を与え、それぞれの機械的エネルギーに対するペDESTAL鋼板の最大塑性歪みを評価した。

女川2号機のペDESTALは、ペDESTALの内側鋼板（ペDESTAL内面）および外側鋼板（ペDESTAL外面）がリブで結合された構造となっており、内外両方の鋼板における塑性歪み量が評価されるが、内側鋼板が破損した場合にペDESTAL支持機能が即座に消失することはないと考えられるため、ここでは外側鋼板に着目している。ペDESTAL外側鋼板の最大の塑性歪み点の解析結果を図2に示す。図2からわかるとおり、塑性歪みの発生する部位は極めて局所的な範囲に限られている。

3. ペDESTALフラジリティの作成

ペDESTAL支持機能が喪失する塑性歪みとして、女川2号機のペDESTAL鋼板の材料であるSPV490の試験結果^[2]より、当該材料の最大引張強さに対する塑性歪みである [] を仮定する。即ち、ペDESTALの塑性歪みが [] に至った場合、ペDESTALの支持機能が喪失するとしてペDESTAL破損確率を1とする。

塑性歪み [] の範囲におけるペDESTAL破損確率は、塑性歪み量 [] に対する割合として以下のように設定する。

$$\text{ペDESTAL破損確率(\%)} = \text{外側鋼板最大塑性歪み量(\%)} \times \frac{[]}{[]} \times 100$$

ペDESTALフラジリティはLS-DYNAにより評価した機械的エネルギー毎の外側鋼板最大塑性歪み量を先の方法によりペDESTAL破損確率に変換し、これを機械的エネルギーに対して線形近似することで設定する。機械的エネルギーに対する外側鋼板最大塑性歪み量、および先の方法により変換したペDESTAL破損確率を表1に示す。また、機械的エネルギーに対して線形近似により求めたペDESTALフラジリティを図3に示す。

なお、発生エネルギーが50MJ以下では塑性歪みが発生しないため、破損確率を0とし、50MJより大きい範囲で線形近似を行っている。

参考文献：

- [1] LS-DYNA KEYWORD USER'S MANUAL VOLUME I & 2, LIVERMORE SOFTWARE TECHNOLOGY CORPORATION, August 2012.
- [2] 溶接部等熱影響部信頼性実証試験（原子炉格納容器）に関する報告書，原子力安全基盤機構，平成8年3月

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 発生機械的エネルギーと最大塑性歪みおよびペDESTAL破損確率への変換

機械的エネルギー (MJ)	最大塑性歪み (%)	ペDESTAL破損確率 (%)

注) ペDESTAL破損確率(%) = 外側鋼板最大塑性歪み(%) / × 100

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

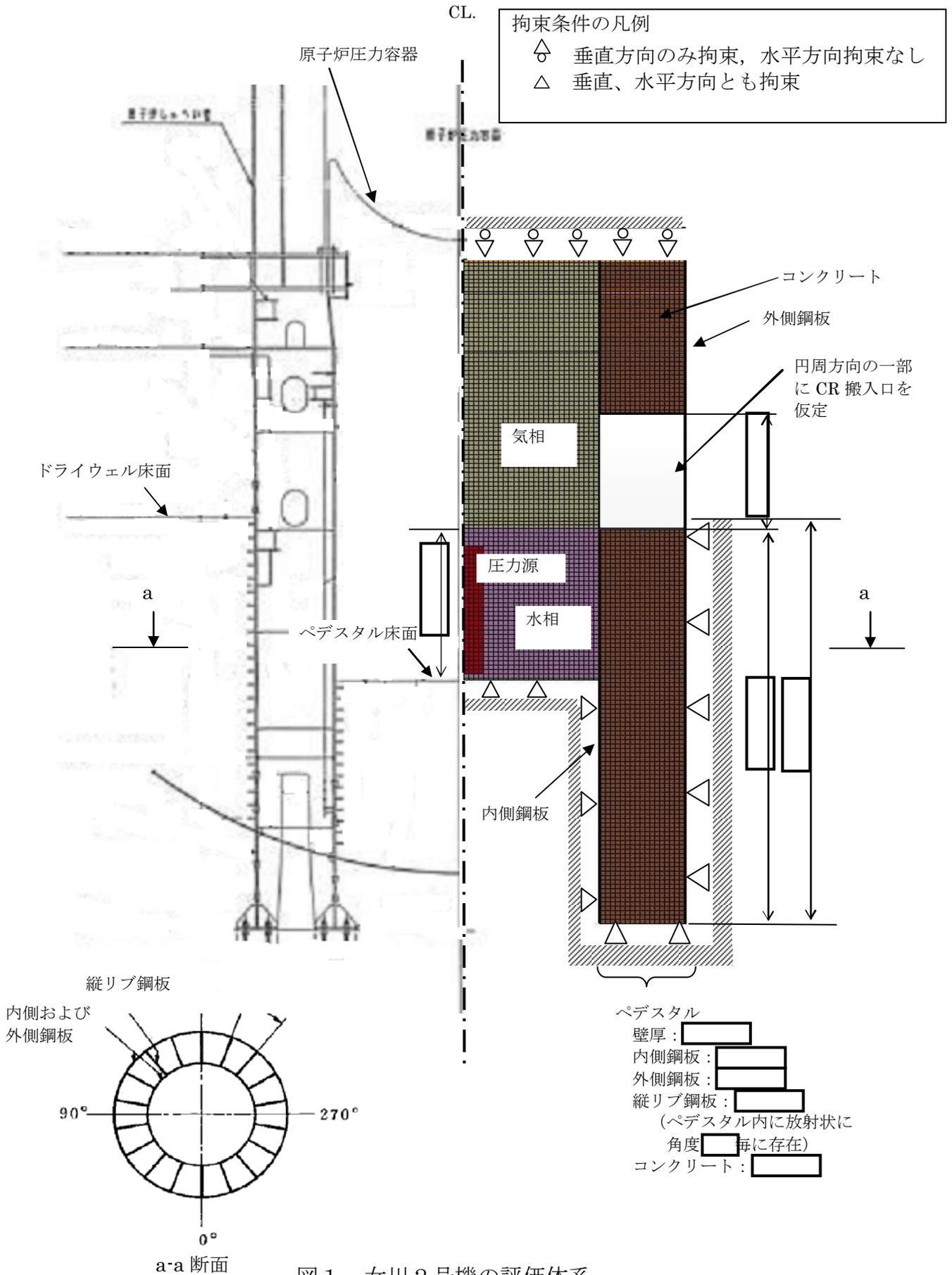
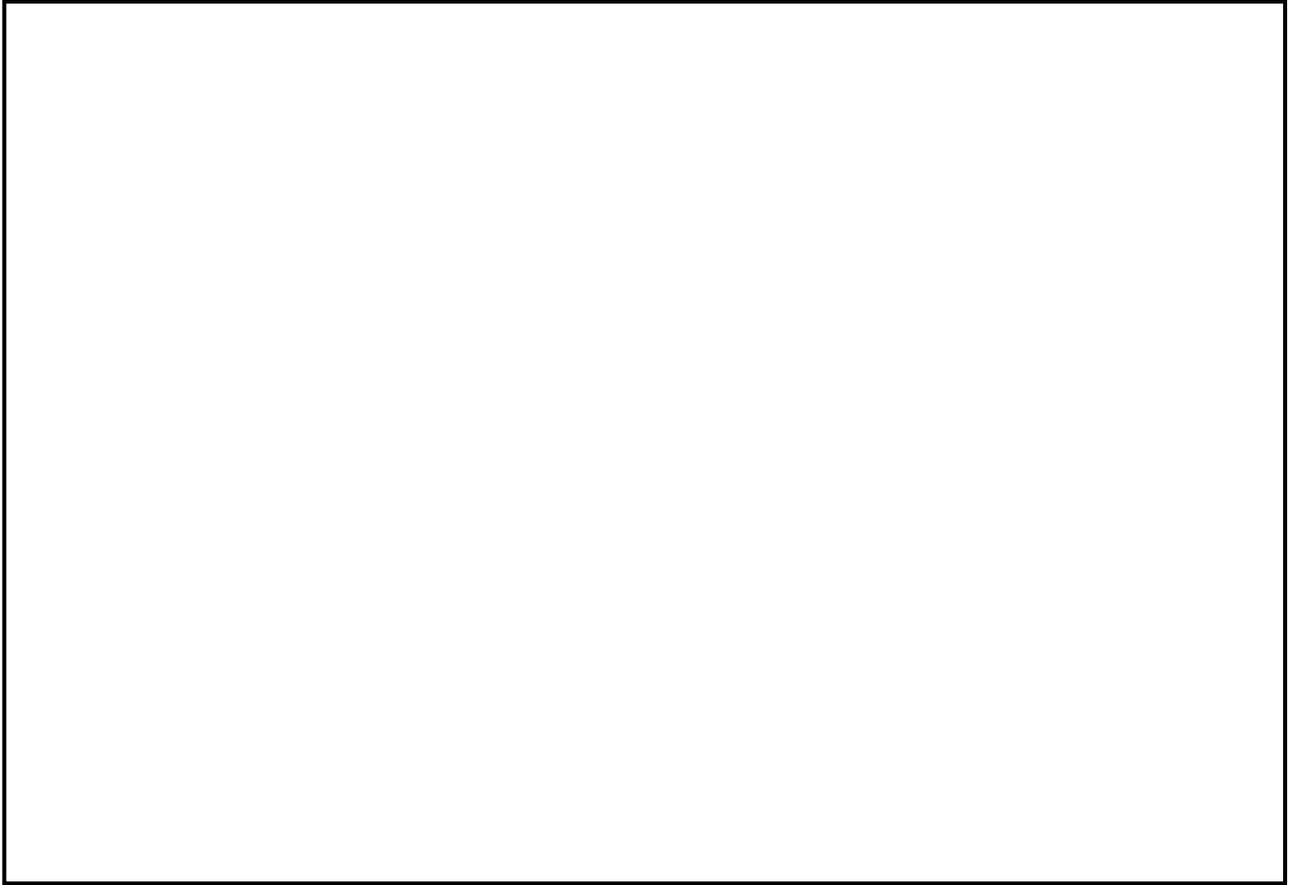
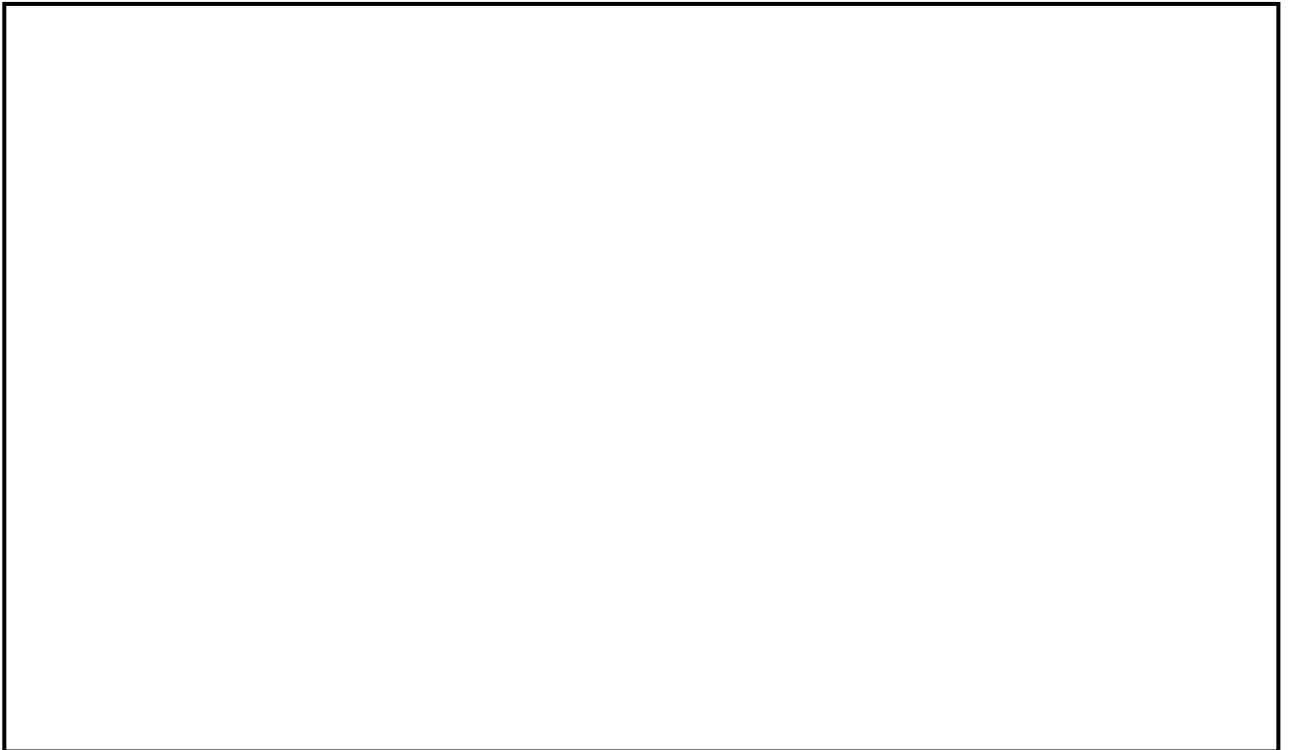


図1 女川2号機の評価体系

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



ペDESTAL外側鋼板の最大塑性歪み履歴（女川2号機）



ペDESTAL外側鋼板の最大塑性歪みコンター(10ms時)（女川2号機）

図2 LS-DYNA解析結果（機械エネルギー：）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

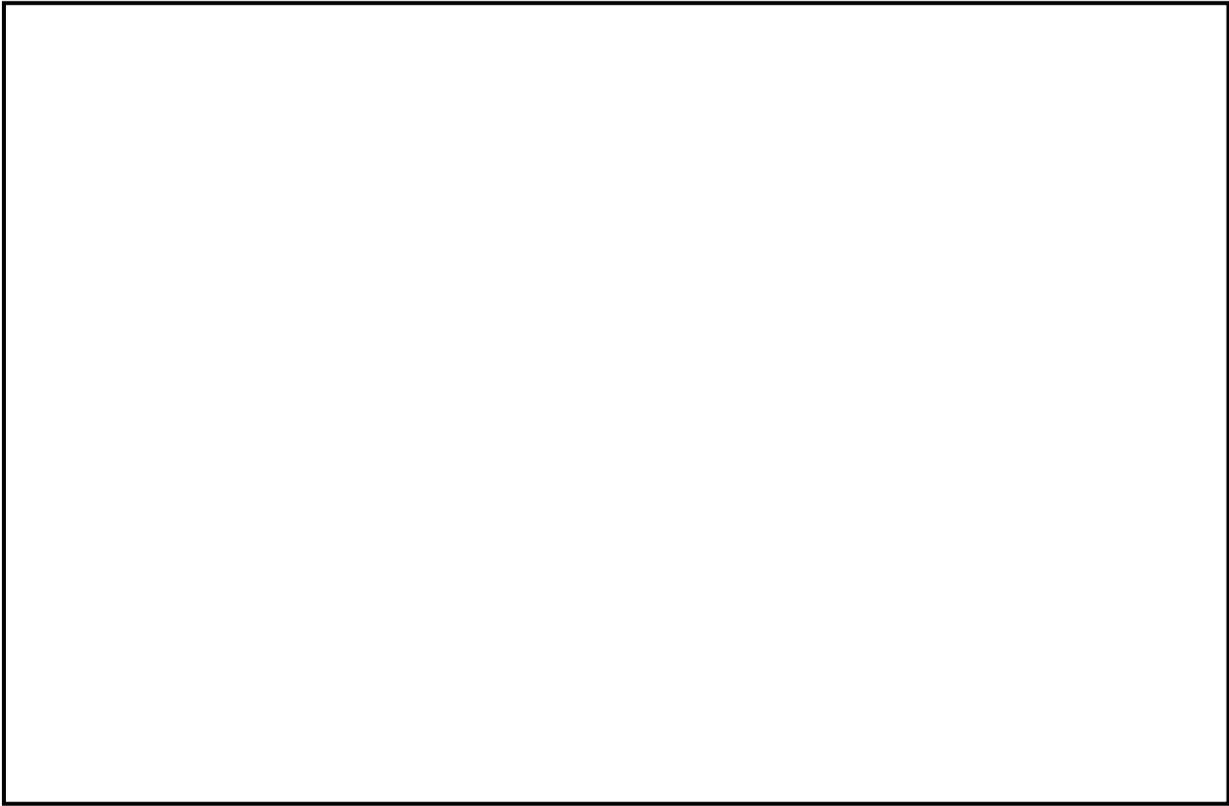


図3 機械的エネルギーとペDESTAL破損確率の因果関係（ペDESTALフラジリティ）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

炉外 FCI における [] 因果関係作成方法について

今回の評価では, []

[]

1. []

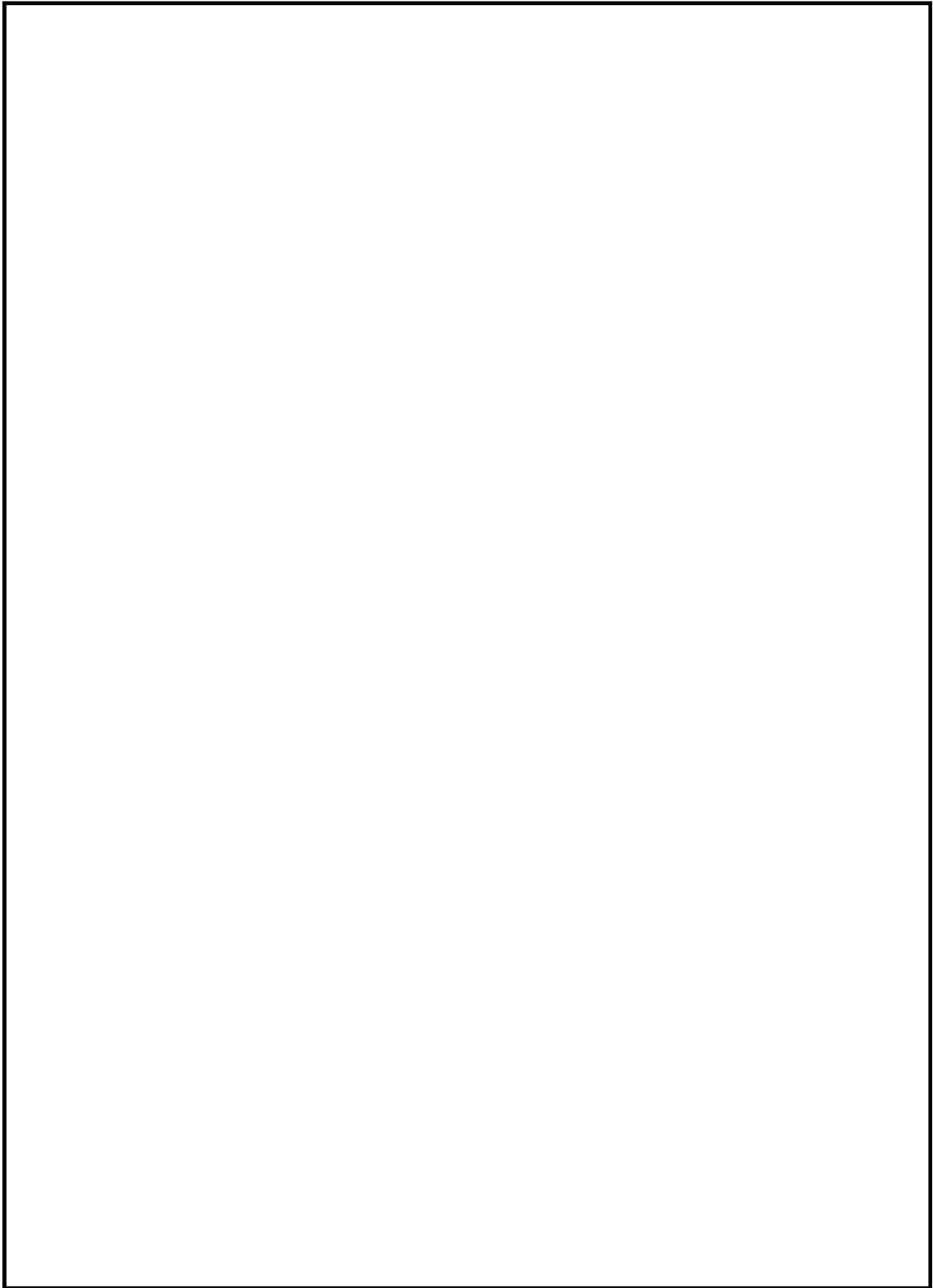
[]

2. []

(1) 解析条件

[]

[] 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



参考文献：



- [2] 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」
財団法人 原子力安全研究協会 平成13年7月

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1 感度解析結果のまとめ

--

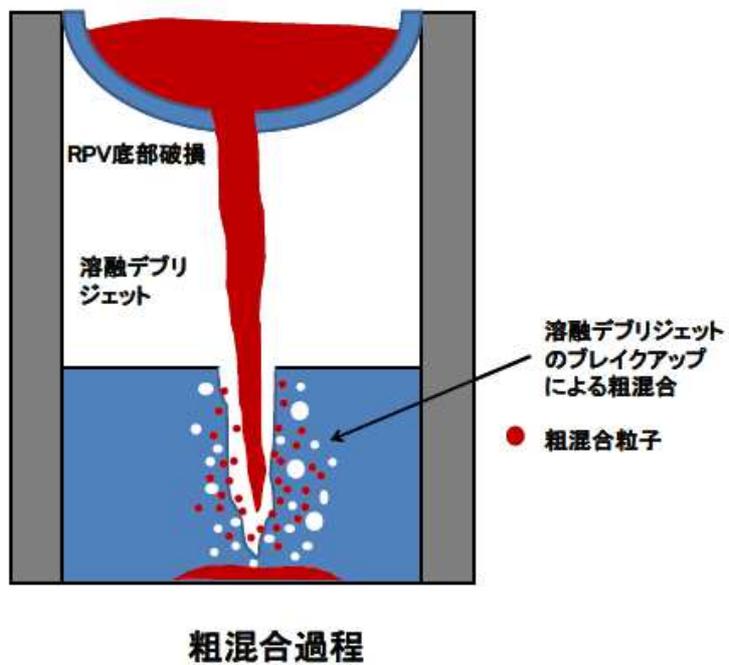


図 1 炉外 FCI 現象における粗混合過程

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

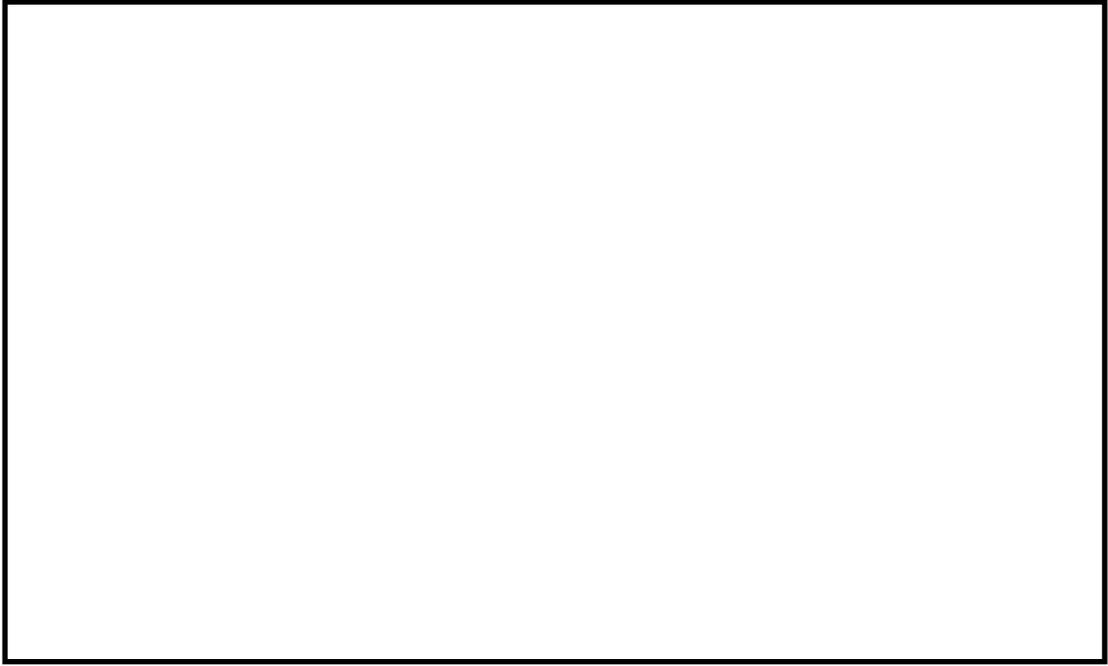


図 2



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

DCH による格納容器フラジリティ評価における温度負荷の扱いについて

格納容器直接加熱（DCH：Direct Containment Heating）による格納容器破損確率の評価では、格納容器への圧力負荷による格納容器破損確率の因果関係（格納容器フラジリティ）を使用しており、この格納容器フラジリティにおいて、格納容器への温度負荷は考慮していない。

DCH は、炉心溶融物が高圧状態で圧力容器から噴出した際に、高速のガス流により粒子化した炉心溶融物がドライウェル（D/W）空間部へ移行し、溶融物の保有熱や、溶融物の金属成分と水蒸気との金属－水反応による発熱により、D/W 雰囲気は直接加熱されることによって急速な圧力上昇が生じる現象である。

この DCH 発生時の格納容器の圧力と温度の変化を、女川 2 号機を対象として解析した。解析条件を表 1 に、結果を図 1 に示す。この図に示すとおり、DCH による格納容器内雰囲気は温度・圧力の上昇の後に、格納容器壁面温度は遅れて上昇し、限界温度である 200℃を大きく下回って推移する。

このことから、DCH 発生時の短期的な格納容器破損評価では、格納容器への圧力負荷による格納容器破損確率を使用することで十分と判断できる。また、DCH 発生時の格納容器に対する温度負荷は、直接的なシビアアクシデント現象による負荷としてではなく、現象発生後の事故進展において発生し得る準静的負荷として考慮している。

以上

表1 DCH評価モデル (MAAP DCHモデル) 評価条件

パラメータ	入力値	備考
対象シーケンス	T Q U X	—
炉内 Zr 酸化割合 (%)	53	不確かさ確率分布 (三角分布) の最大値
RPV 破損面積 (m ²)	2.0	不確かさ確率分布 (三角分布) の最大値
下部プレナム内溶融炉心割合 (%)	100	不確かさ確率分布 (三角分布) の最大値
D/W への粒子化デブリ移行割合 (%)		不確かさ確率分布 (一様分布) の最大値

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



図1 DCH発生時の格納容器の圧力と温度の変化

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

PCV 隔離の分岐確率の妥当性について

1. 格納容器隔離失敗確率の参考文献

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

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

ただし、BWR においては、定格運転中は格納容器内を窒素置換しているため、エアロック開閉に伴う隔離失敗は想定されない。

表 1 大規模漏えいとして抽出された事象 (NUREG/CR-4220)

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

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

なお、上記で用いたデータは PWR に対するものであるが、BWR では格納容器内を窒素雰囲気として管理し漏えいを検出しやすいことから、PWR のデータは、保守的であると考えられる。

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

2. 実プラントで想定される格納容器隔離失敗の経路

実プラント（女川 2 号炉）で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示す通りである。

- (1) 機械的破損による隔離機能喪失
 - a) 格納容器貫通部からの漏えい
格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。
 - b) 格納容器アクセス部等からの漏えい
ドライウェル主フランジ、機器搬出入口、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。
 - c) 格納容器隔離弁からの漏えい
可燃性ガス濃度制御系等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。
 - d) 格納容器外バウンダリからの漏えい
格納容器調気系等の格納容器内雰囲気と連通している部分のバウンダリが破損する場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。
- (2) 人的過誤による隔離機能喪失
 - a) 漏えい試験配管からの漏えい
定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

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

EPRI 報告書では、総合漏えい率試験（ILRT : Integrated Leak Rate Test）間隔を 15 年に延長することのリスク影響を評価しており、2007 年時点までの ILRT データを調査している。この報告書では大規模漏えいに至る漏えいとして、設計漏えい率の 35 倍を基準としているが、大規模漏えいに至る隔離機能喪失事象の実績は 0 件となっている。なお、設計漏えい率の 10 倍より大きい

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

漏えい事象として表 2 に示す 3 件が抽出されている。

表 2 EPRI 報告書で抽出された比較的大きな漏えい事象²

Date	Plant	Cause
Aug-84	不明	記載なし
Jun-85	不明	記載なし
Dec-90	Dresden 2 BWR Mark 1	ILRT 中に発見された 真空破壊弁の漏えい

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

以上

内部事象運転時レベル1 PRAイベントツリー

目 次

1.	非隔離事象		
	○ 非隔離事象 ATWS (TT)	図	1-1
	○ 非隔離事象 (TT_S)	図	1-2
2.	隔離事象		
	○ 隔離事象 ATWS (TM)	図	2-1
	○ 隔離事象 (TM_S)	図	2-2
3.	全給水喪失		
	○ 全給水喪失時 ATWS (TF)	図	3-1
	○ 全給水喪失時 (TF_S)	図	3-2
4.	水位低下事象		
	○ 水位低下事象 ATWS (TOTF)	図	4-1
	○ 水位低下事象 (TOTF_S)	図	4-2
5.	R P S 誤動作等		
	○ R P S 誤動作等 (TO)	図	5
6.	外部電源喪失 (TE)	図	6-1
	○ 外部電源喪失 (TE_0) (外電復旧後)	図	6-2
	○ 外部電源喪失 (TE_1) (DG-A, B 成功)	図	6-3
	○ 外部電源喪失 (TE_2) (DG-B 失敗)	図	6-4
	○ 外部電源喪失 (TE_3) (DG-A 失敗)	図	6-5
	○ 外部電源喪失 (TE_4) (DG-A, B 失敗)	図	6-6
	○ 外部電源喪失 (TE_5) (直流電源喪失)	図	6-7
	○ 外部電源喪失 (TE_6) (ATWS)	図	6-8
7.	S R 弁誤開放		
	○ S R 弁誤開放 ATWS (TI)	図	7-1
	○ S R 弁誤開放 (TI_S)	図	7-2

8. 小LOCA	
○ 小LOCA (S2)	図 8
9. 中LOCA	
○ 中LOCA (S1)	図 9
10. 大LOCA	
○ 大LOCA (A)	図 10
11. 原子炉補機冷却系1系列故障	
○ 補機冷却系A系喪失 (MRCA)	図 11-1
○ 補機冷却系B系喪失 (MRCB)	図 11-2
12. 非常用交流電源1系列故障	
○ 交流母線C喪失 (MACC)	図 12-1
○ 交流母線D喪失 (MACD)	図 12-2
13. 直流電源1系列故障	
○ 直流母線A喪失 (MDCA)	図 13-1
○ 直流母線B喪失 (MDCB)	図 13-2
14. タービン・サポート系故障	
○ タービン・サポート系故障 (TS)	図 14
15. 通常停止	
○ 通常停止 (MS)	図 15
16. ISLOCA	
○ ISLOCA (低圧配管_隔離成功) (LP_IS)	図 16-1
○ ISLOCA (低圧配管_隔離失敗) (LP_IF)	図 16-2
○ ISLOCA (高圧配管_隔離成功) (HP_IS)	図 16-3
○ ISLOCA (高圧配管_隔離失敗) (HP_IF)	図 16-4

非隔離事象 TT	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
TT,S									
TC									
TC									

図1-1 非隔離事象ATWS (TT)

隔離事象 TM	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A		RHR-B		備考
						WRA	WRB	WRB	WRB	
TM_S										
TC										
TC										

図2-1 隔離事象ATWS (TM)

全給水喪失 TF	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A		RHR-B		備考											
						WRA	WRB	WRB	WRB												
											TF_S										
											TC										
TC																					

図3-1 全給水喪失時ATWS (TF)

水位低下事象 TOTF	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
TOTF_S									
TC									
TC									

図4-1 水位低下事象ATWS (TOTF)

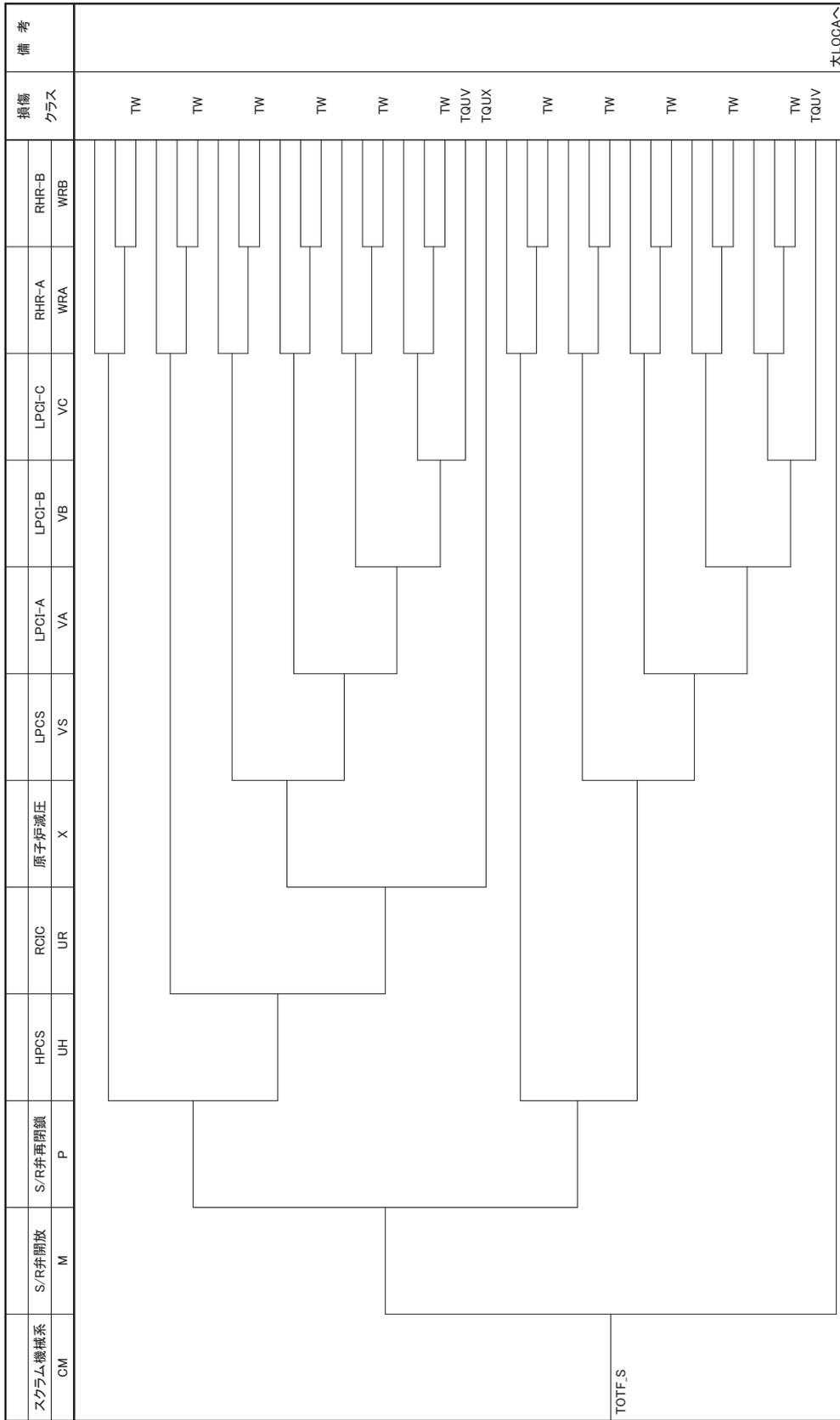


図4-2 水位低下事象 (TOTF_S)

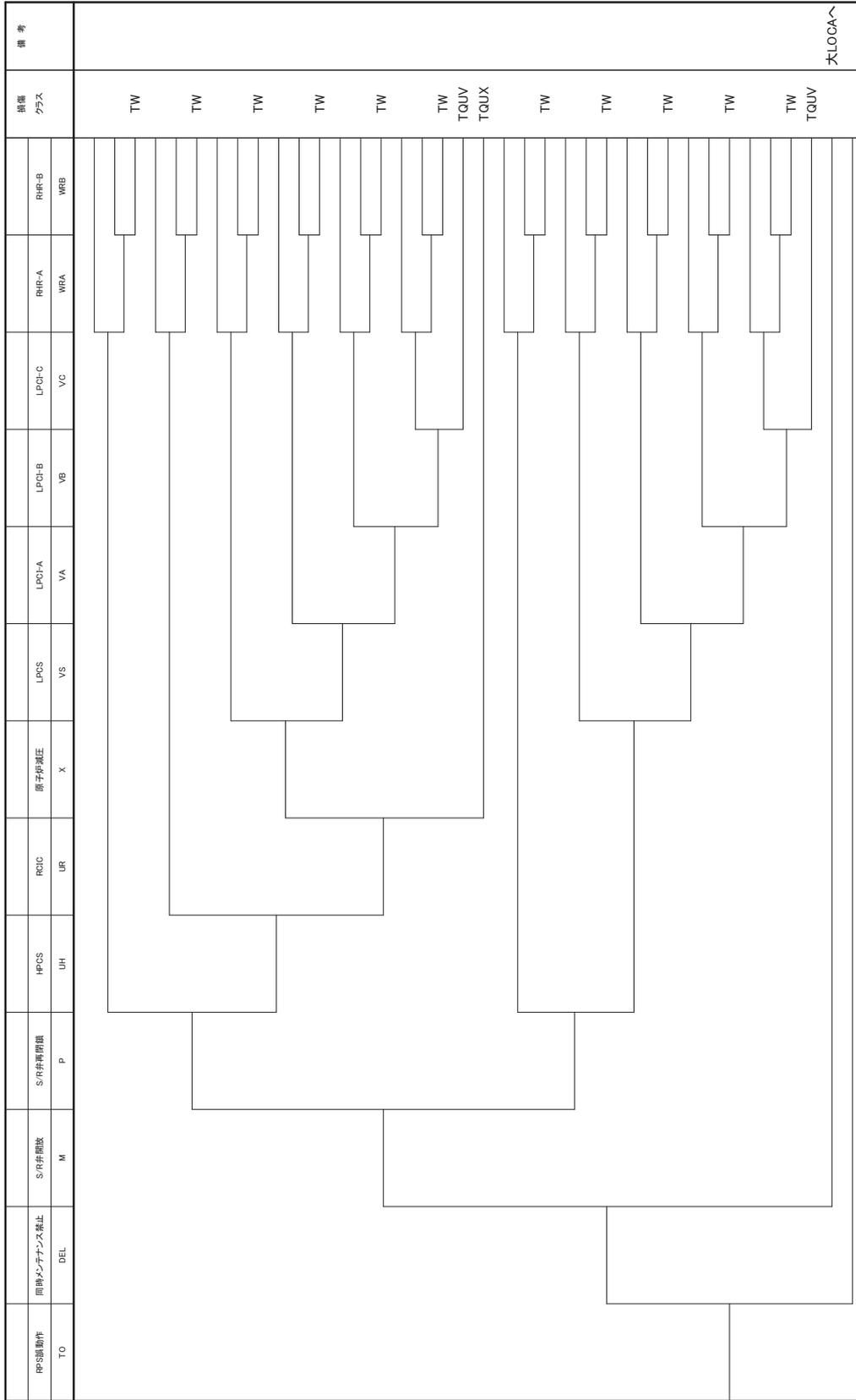
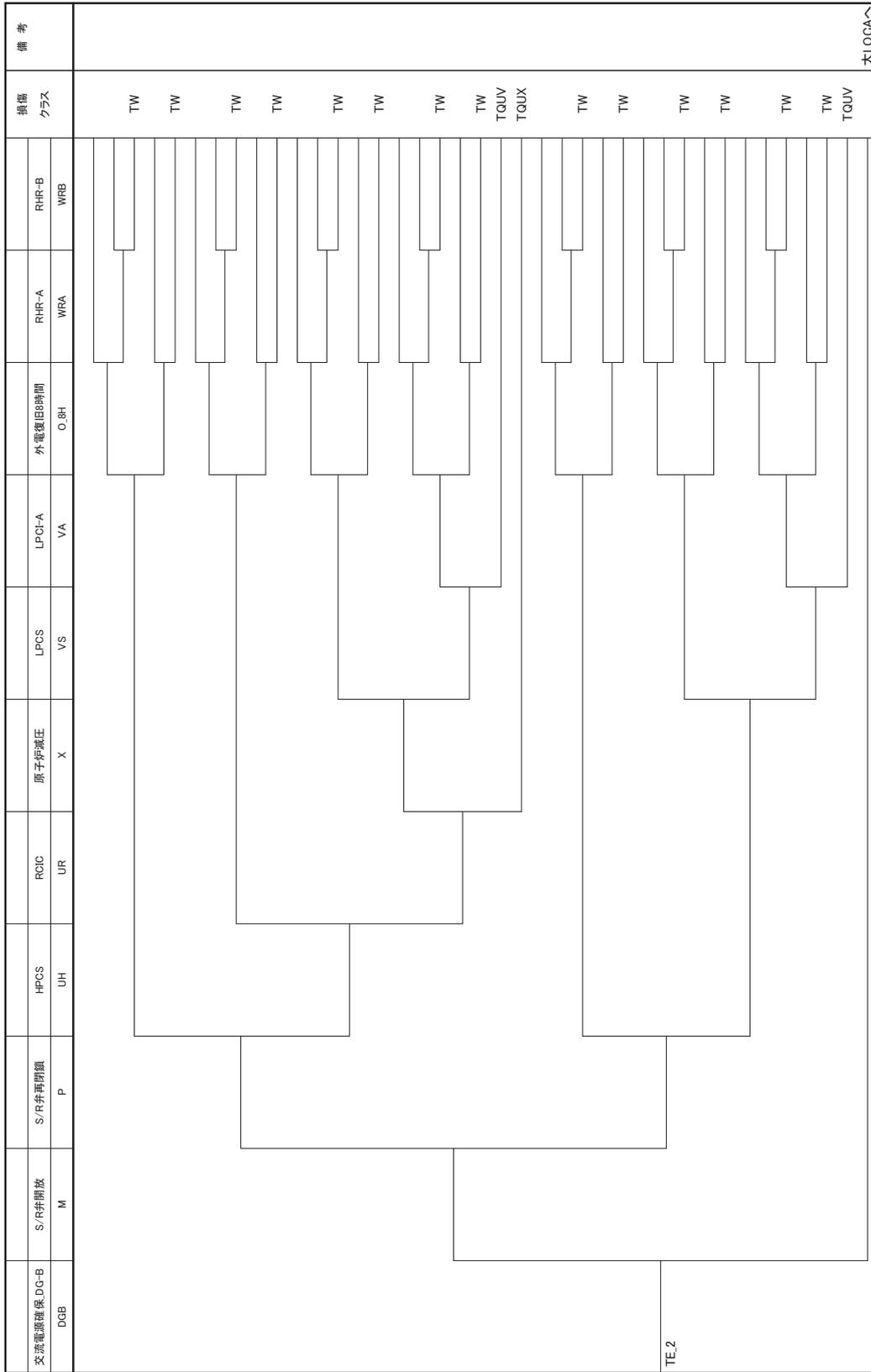


図5 R P S 誤動作等 (T0)

外部電源喪失 TE	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	直流電源喪失 DC	外電復旧30分 O_30M	交流電源確保 DG-A DGA	交流電源確保 DG-B DGB	損傷 クラス	備考
									TE_0
									TE_1
									TE_2
									TE_3
									TE_4
									TE_5
									TE_6

図6-1 外部電源喪失(TE)



TE.2

図6-4 外部電源喪失(TE_2)(DG-B失敗)

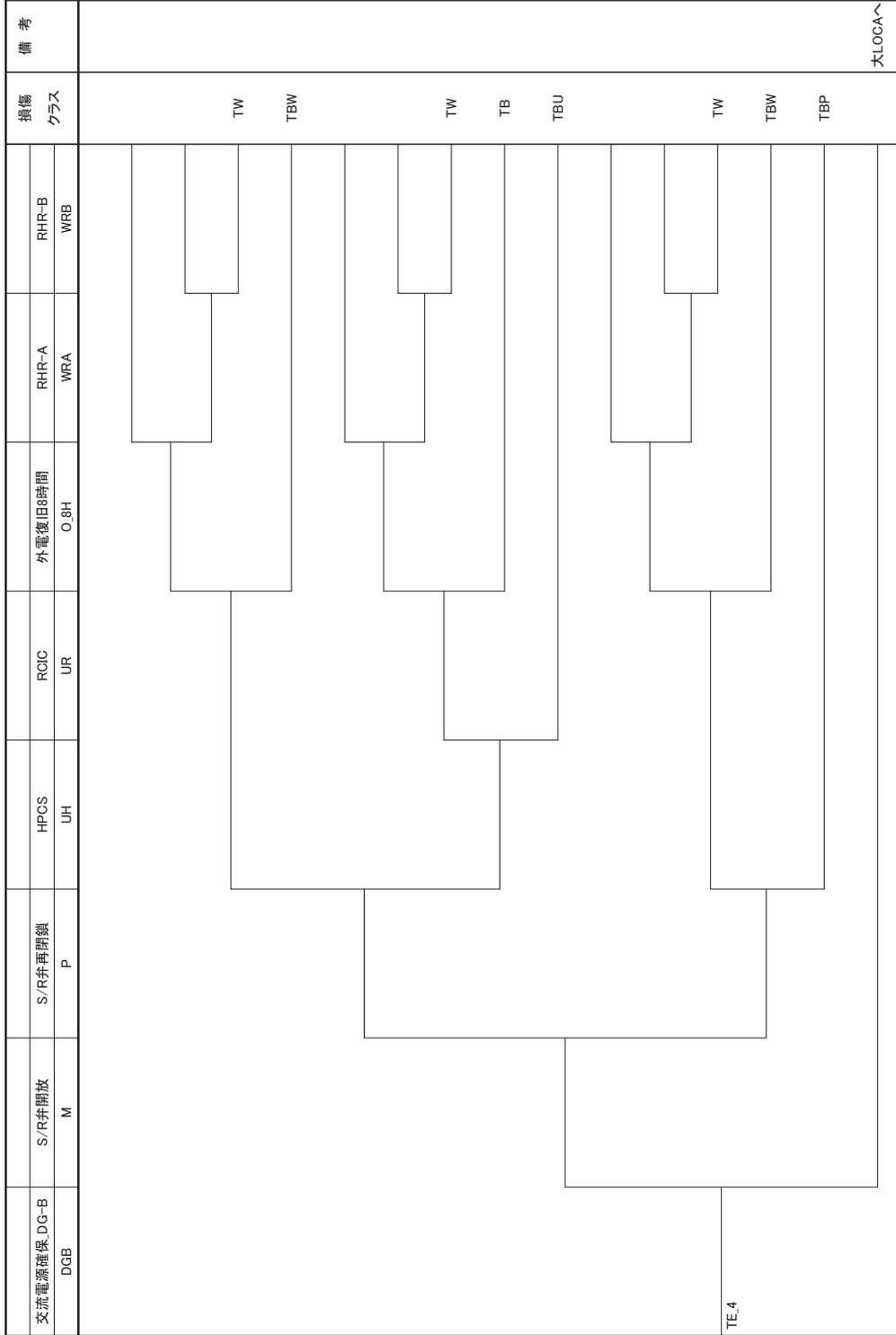


図6-6 外部電源喪失(TE_4)(DG-A, B失敗)

直流電源喪失 DC	S/R弁開放 M	S/R弁閉鎖 P	HPCS UH	外電復旧時間 O.BH	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
							TBW	
							TBD	
							TBW	
							TBD	
								大LOCAへ

TE.5

図6-7 外部電源喪失(TE.5)(直流電源喪失)

スクラム機種系 OM	HPCS UH	S/R弁開放 M	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
					TC	
					TC	
					TC	

TE_6

図6-8 外部電源喪失(TE_6)(ATWS)

S/A弁誤開放 TI	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 CM	HPCS UH	S/A弁開放 M	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
<p style="text-align: center;">TLS</p>									
<p style="text-align: center;">TC</p>									
<p style="text-align: center;">TC</p>									

図7-1 S R 弁誤開放ATWS (TI)

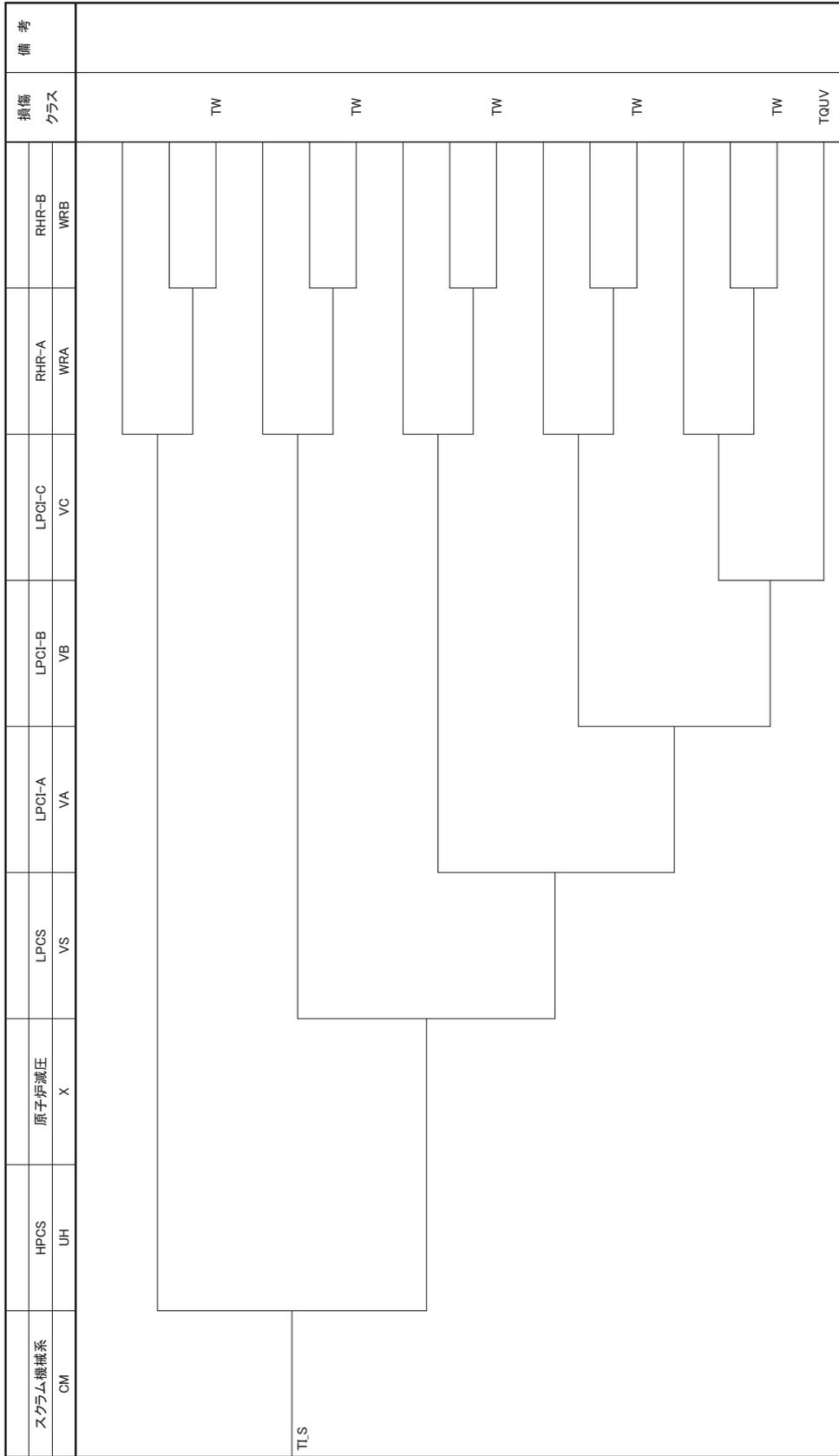


図7-2 S R 弁誤開放 (TI_S)

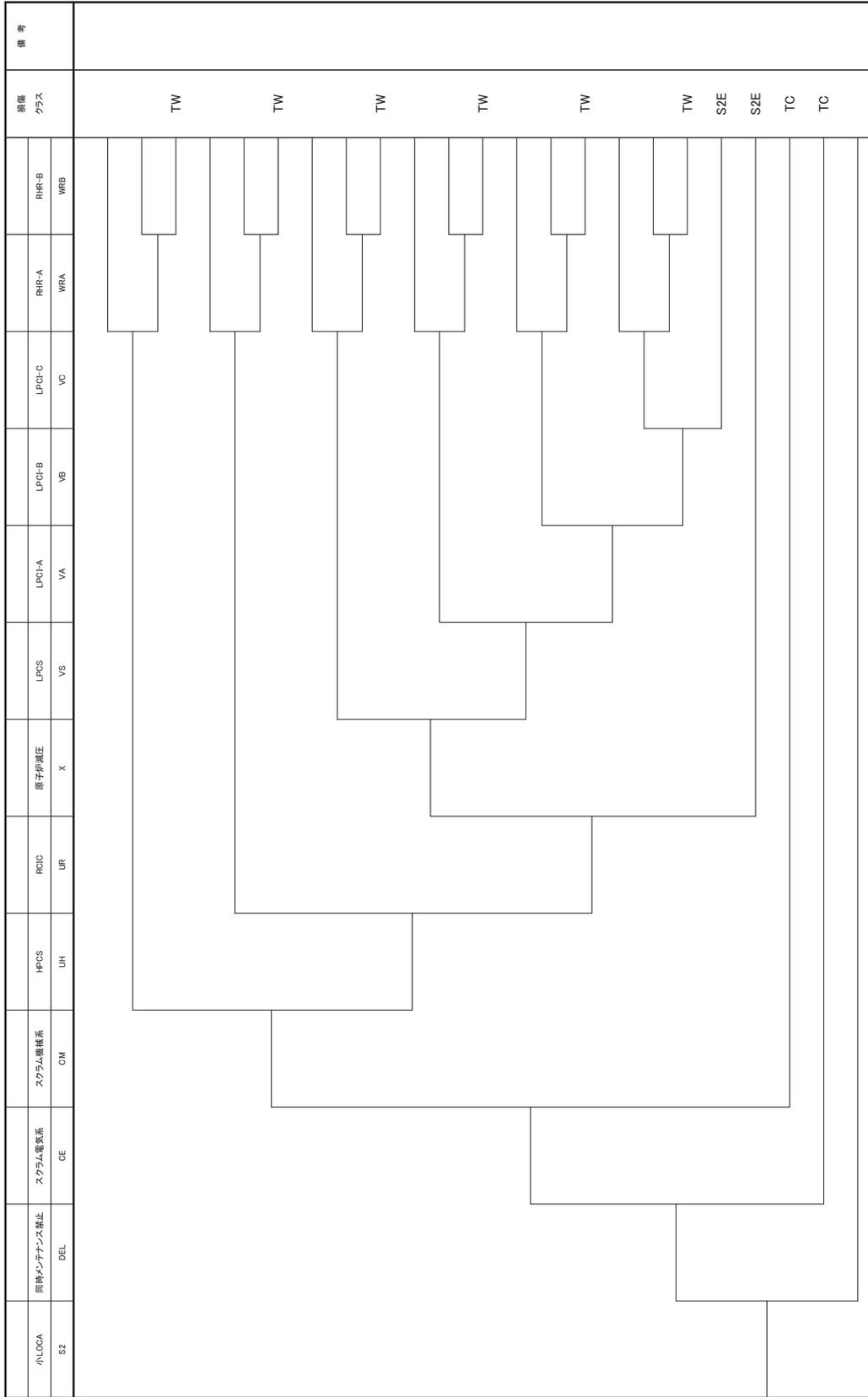


図8 小LOCA (S2)

中LOCA SI	同時メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 GE	スクラム機械系 GM	HPCS UH	原存降減 X	LPCS VS	LPOI-A VA	LPCB VB	LPOI-C VC	RHR-A WRA	RHR-B WRB	備考
												TW
												TW
												TW
												TW
												TW
												TW
												SIE
												SIE
												TC
												TC

図9 中LOCA (SI)

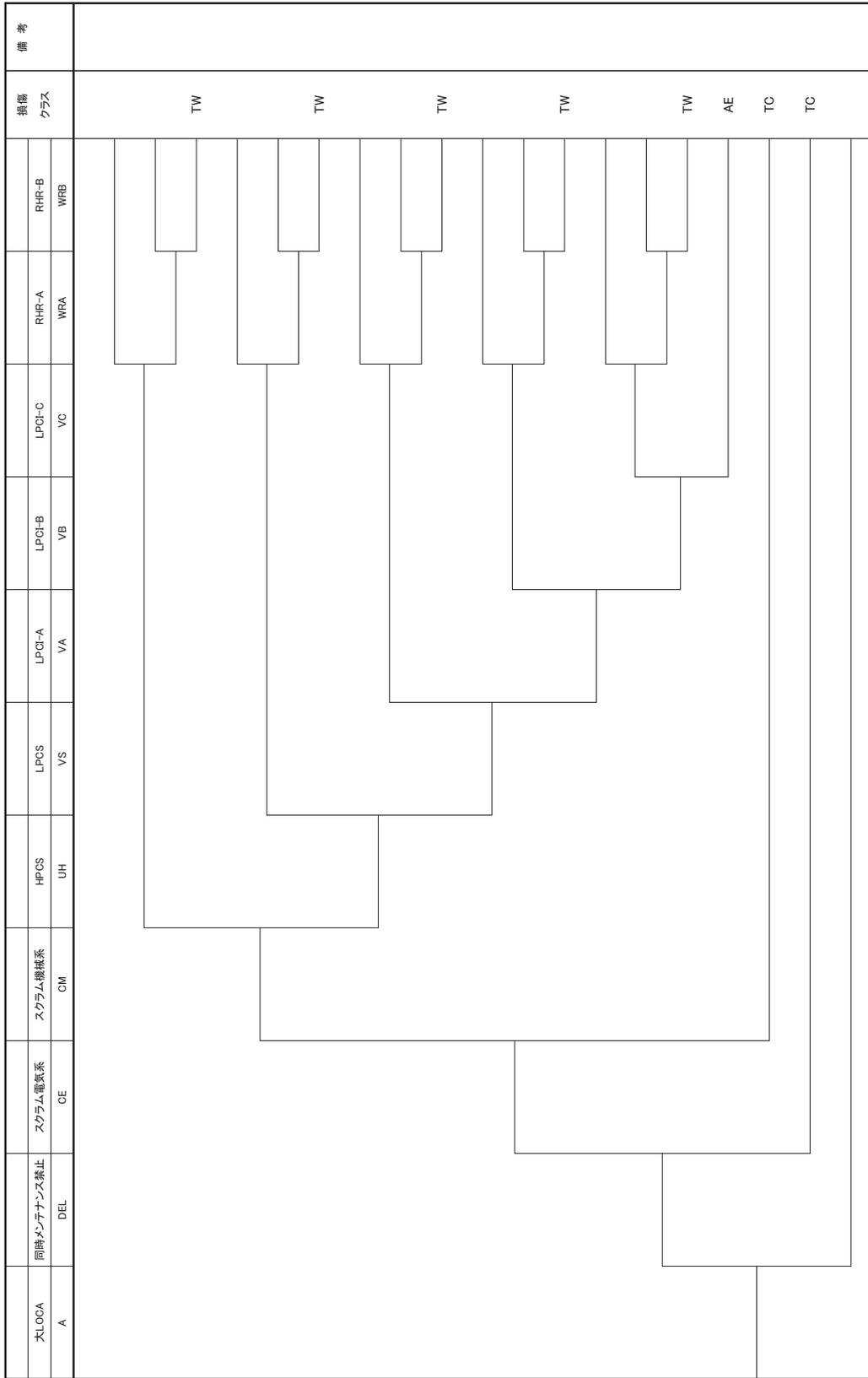


図10 大LOCA (A)

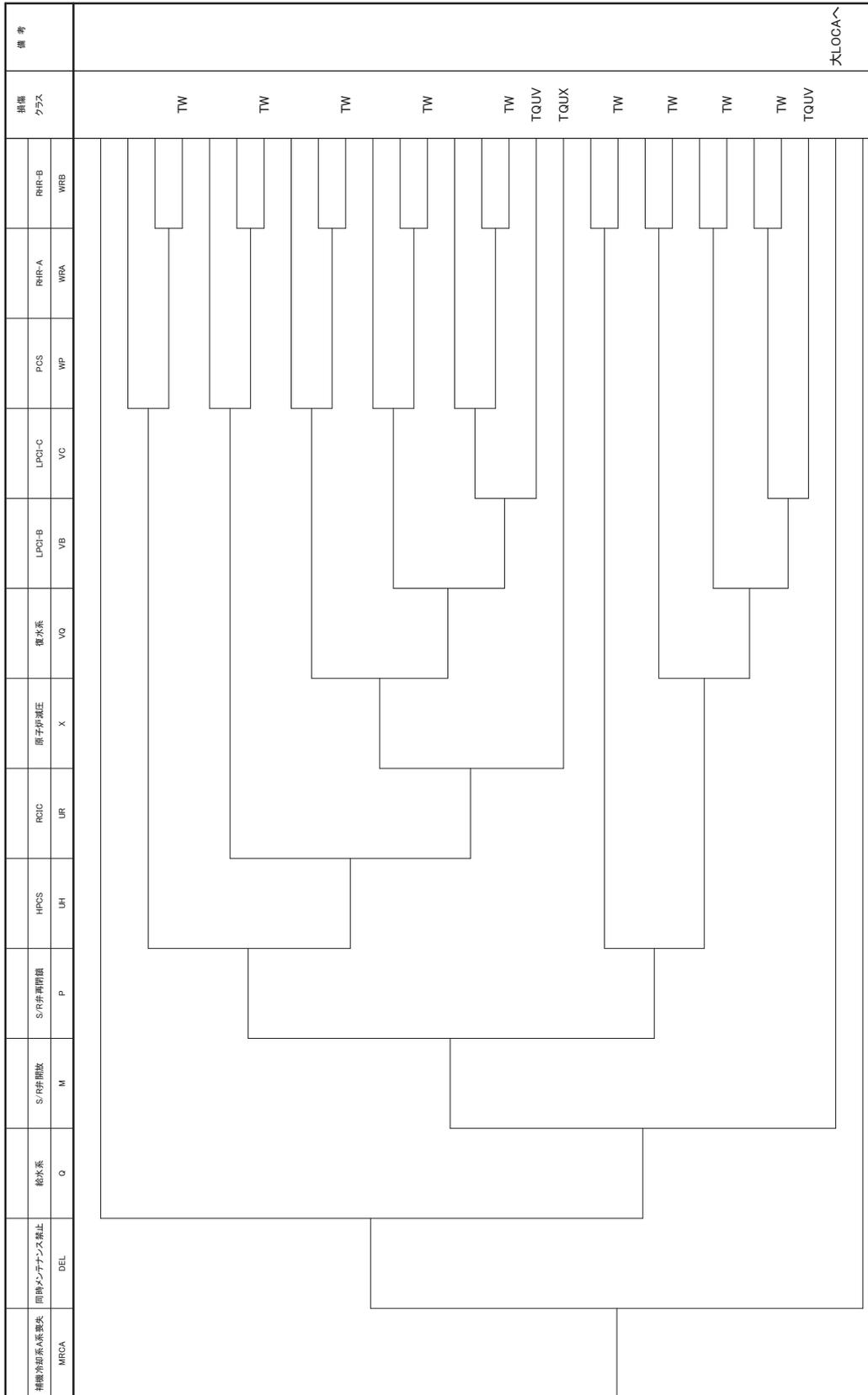


図11-1 補機冷却系A系喪失 (MRCA)

補機冷却系B系喪失 MRCB	同時メンテナンス禁止 DEL	S/R非開放 M	S/R非閉鎖 P	HPCS UH	ROIC UR	原子炉減圧 X	復水系 VQ	LPCS VS	LPCI-A VA	RHR-A WRA	RHR-B WRB	操働 クラス	備考
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TQUV	
												TQUX	
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TW	
												TQUV	大LOCAへ

図11-2 補機冷却系B系喪失 (MRCB)

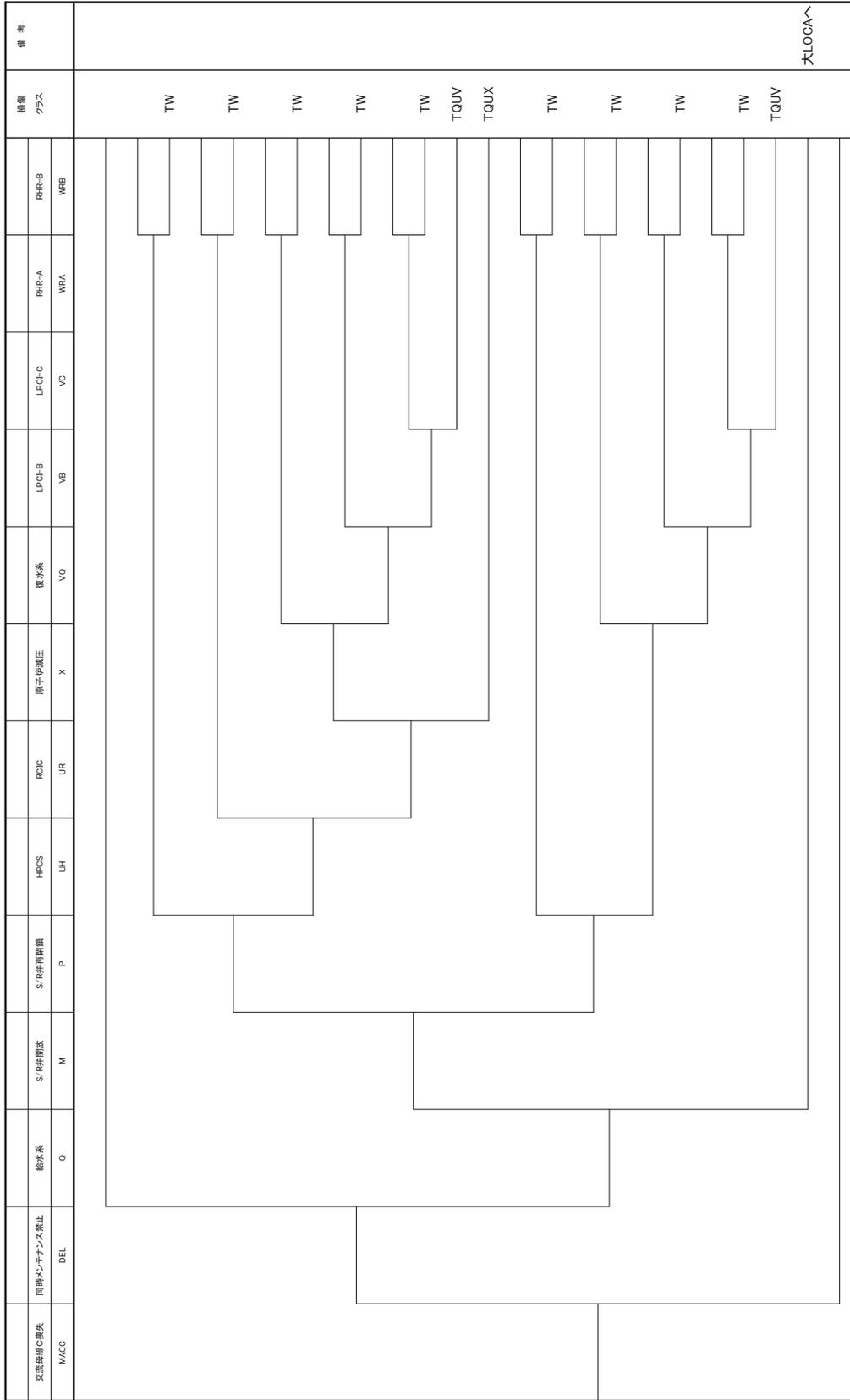


図12-1 交流母線C喪失 (MACC)

交流母線D喪失 MACD	同時メンテナンス禁止 DEL	S/R弁開放 M	S/R弁再閉鎖 P	HPCS UH	RCIC UR	原子炉減圧 X	LPCS VS	LPCI-A VA	損傷 クラス		備考
									RHR-A WRA	RHR-B WRB	
										TW	
										TW	
										TW	
										TW	
										TQUV	
										TQUX	
										TW	
										TW	
										TW	
										TQUV	
											大LOGAへ

図12-2 交流母線D喪失 (MACD)

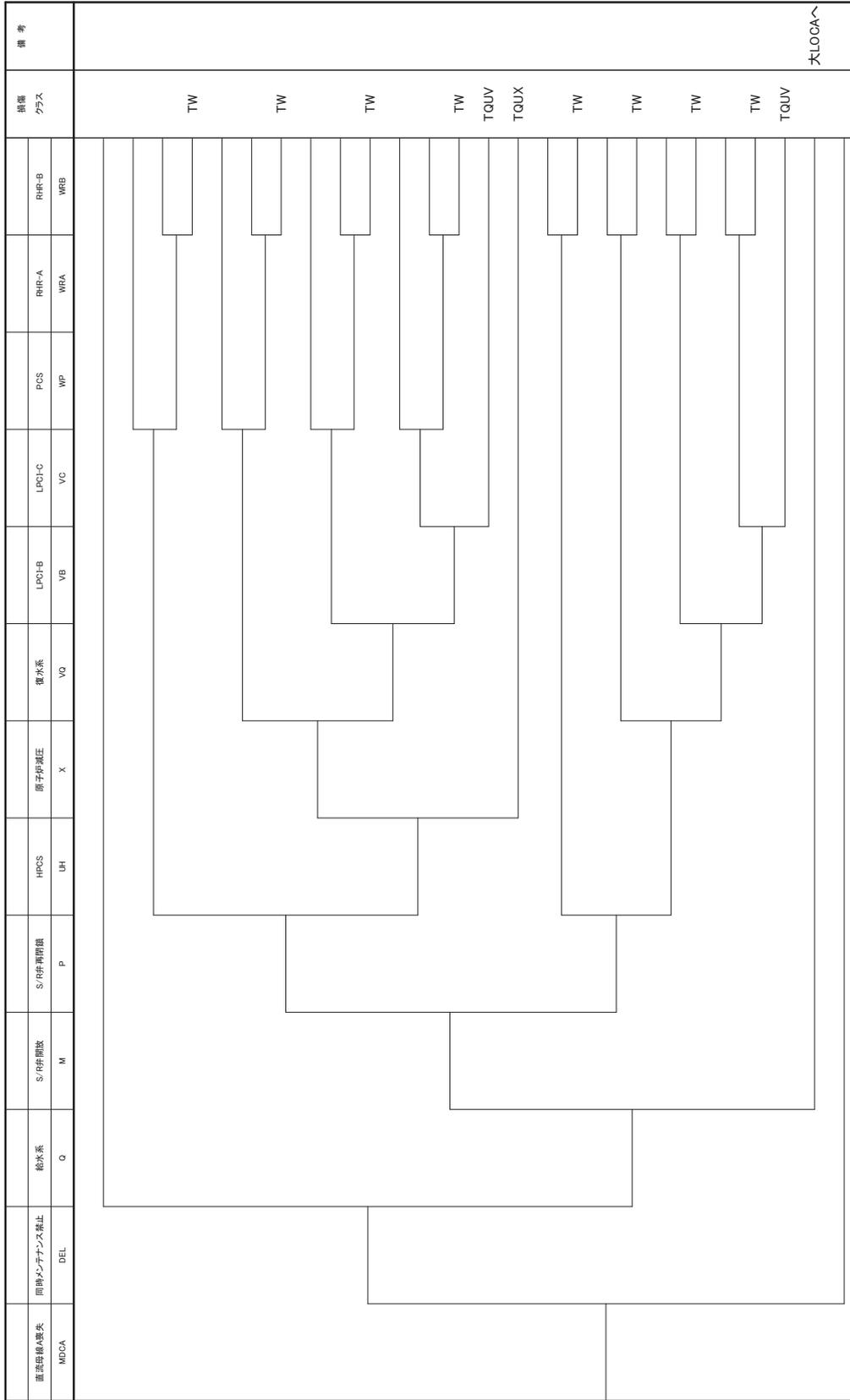


図13-1 直流母線A喪失 (MDCA)

直流母線B喪失 MDCB	同時メンテナンス禁止 DEL	S/R弁開放 M	S/R弁再閉鎖 P	HPCS UH	RCIC UR	原子炉減圧 X	LPCS VS	LPCI-A VA	RHR-A WRA	RHR-B WRB	損傷 クラス	備考
											TW	
											TW	
											TW	
											TW	
											TW	
											TQUV	
											TQUX	
											TW	
											TW	
											TW	
											TQUV	
												大LOCA~

図13-2 直流母線B喪失 (MDCB)

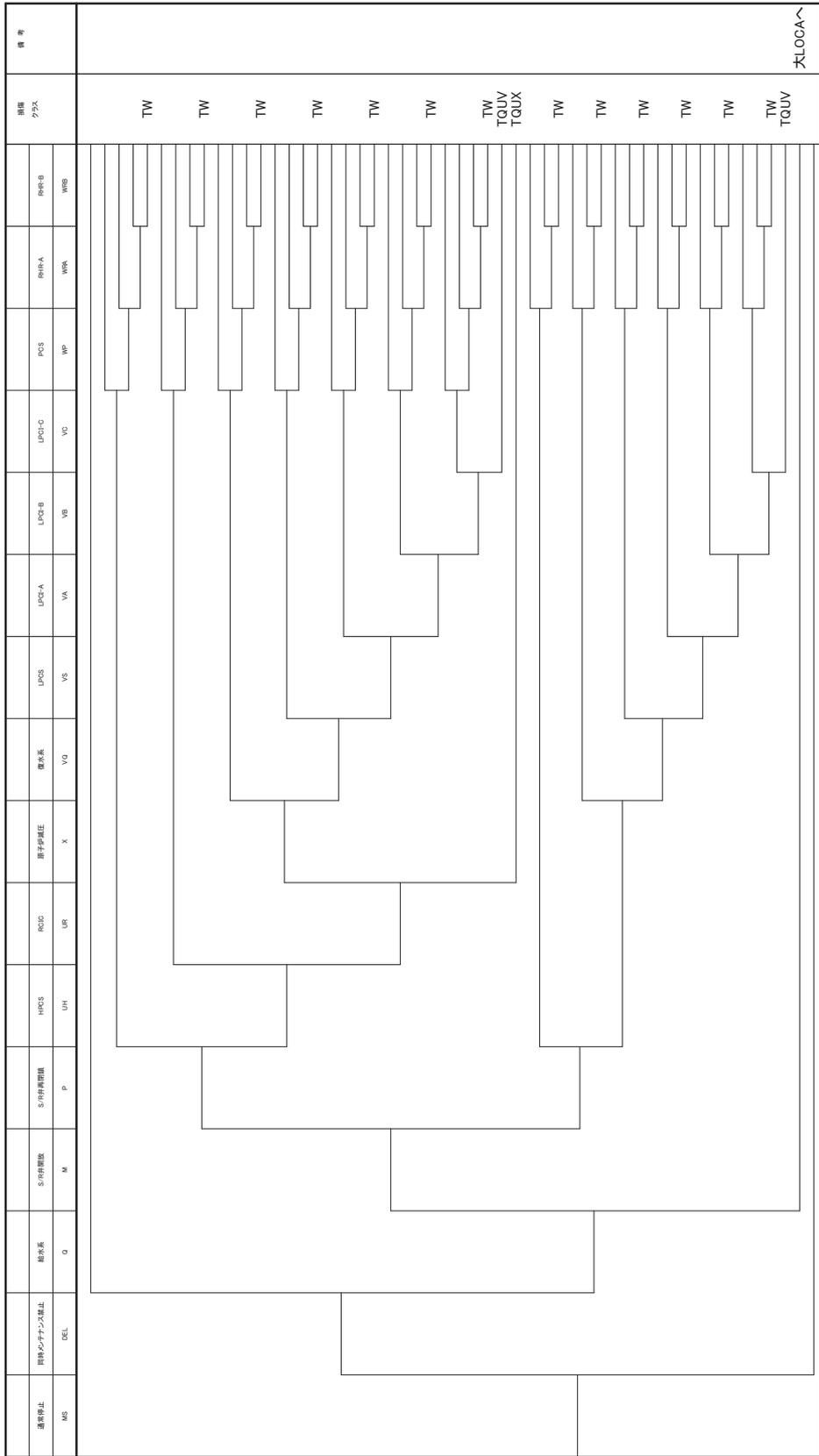


図15 通常停止 (MS)

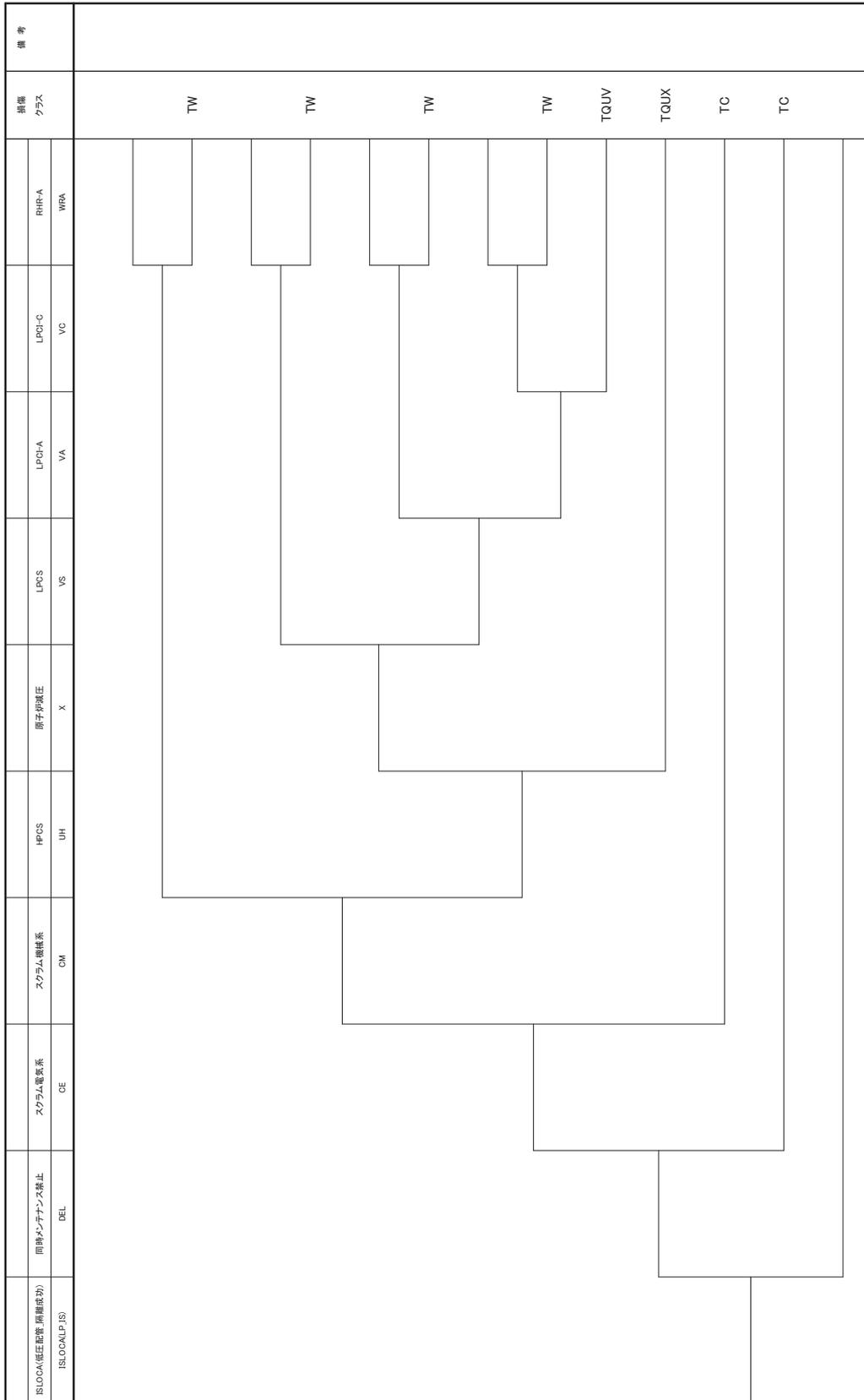


図16-1 I S L O C A (低圧配管_隔離成功) (LP-IS)

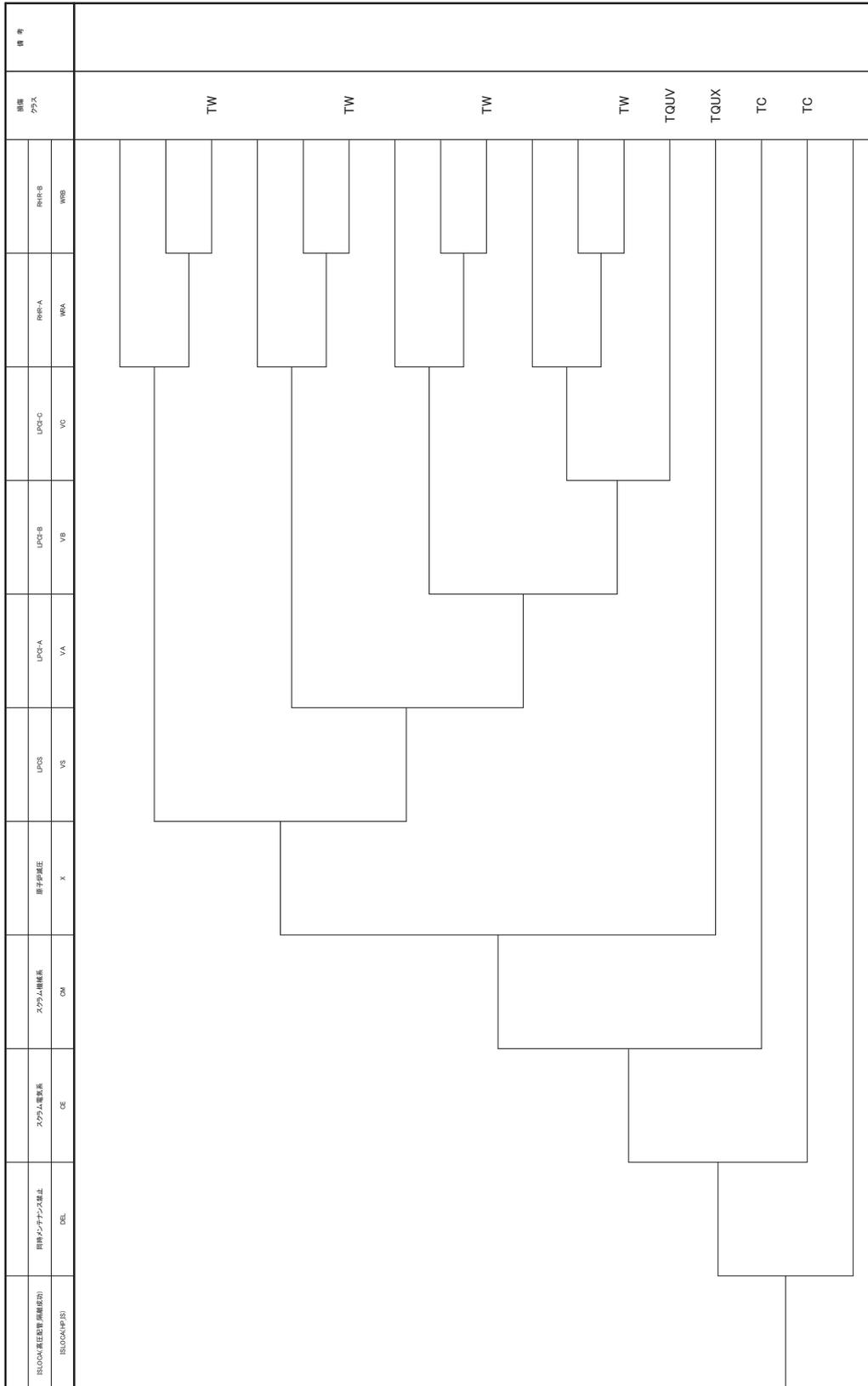


図16-3 ISLOCA (高圧配管_隔離成功) (HP-IS)

ISLOCA(高圧配管_隔離失敗) ISLOCA(HP_IF)	同種メンテナンス禁止 DEL	スクラム電気系 CE	スクラム機械系 OM	原子炉減圧 X	LPCS VS	LPCI-A VA	LPCI-B VB	LPCI-C VC	ISLOCA	備考
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	
									ISLOCA	

図16-4 ISLOCA (高圧配管_隔離失敗) (HP_IF)

内部事象停止時レベル1 PRAイベントツリー

目 次

1. RHR 機能喪失時のイベントツリー	
○ POS-S	☒ 1-1
○ POS-A1	☒ 1-2
○ POS-A2	☒ 1-3
○ POS-B1	☒ 1-4
○ POS-B2	☒ 1-5
○ POS-C1	☒ 1-6
○ POS-C2	☒ 1-7
○ POS-D	☒ 1-8
2. RCW 機能喪失時のイベントツリー	
○ POS-S	☒ 2-1
○ POS-A1	☒ 2-2
○ POS-A2	☒ 2-3
○ POS-B1	☒ 2-4
○ POS-B2	☒ 2-5
○ POS-C1	☒ 2-6
○ POS-C2	☒ 2-7
○ POS-D	☒ 2-8
3. 外部電源喪失時のイベントツリー	
3. 1 POS-S	☒ 3-1-1
○ POS-S (外電復旧成功)	☒ 3-1-2
○ POS-S (DG-A, B 成功)	☒ 3-1-3
○ POS-S (DG-B 失敗)	☒ 3-1-4
○ POS-S (DG-A 失敗)	☒ 3-1-5
○ POS-S (DG-A, B 失敗)	☒ 3-1-6

3. 2	POS-A1	☒	3-2-1
○	POS-A1 (外電復旧成功)	☒	3-2-2
○	POS-A1 (DG-A, B 成功)	☒	3-2-3
○	POS-A1 (DG-B 失敗)	☒	3-2-4
○	POS-A1 (DG-A 失敗)	☒	3-2-5
○	POS-A1 (DG-A, B 失敗)	☒	3-2-6
3. 3	POS-A2	☒	3-3-1
○	POS-A2 (外電復旧成功)	☒	3-3-2
○	POS-A2 (DG-A 成功)	☒	3-3-3
○	POS-A2 (DG-A 失敗)	☒	3-3-4
3. 4	POS-B1	☒	3-4-1
○	POS-B1 (外電復旧成功)	☒	3-4-2
○	POS-B1 (DG-A 成功)	☒	3-4-3
○	POS-B1 (DG-A 失敗)	☒	3-4-4
3. 5	POS-B2	☒	3-5-1
○	POS-B2 (外電復旧成功)	☒	3-5-2
○	POS-B2 (DG-B 成功)	☒	3-5-3
○	POS-B2 (DG-B 失敗)	☒	3-5-4
3. 6	POS-C1	☒	3-6-1
○	POS-C1 (外電復旧成功)	☒	3-6-2
○	POS-C1 (DG-B 成功)	☒	3-6-3
○	POS-C1 (DG-B 失敗)	☒	3-6-4
3. 7	POS-C2	☒	3-7-1
○	POS-C2 (外電復旧成功)	☒	3-7-2
○	POS-C2 (DG-A, B 成功)	☒	3-7-3
○	POS-C2 (DG-B 失敗)	☒	3-7-4
○	POS-C2 (DG-A 失敗)	☒	3-7-5
○	POS-C2 (DG-A, B 失敗)	☒	3-7-6
3. 8	POS-D	☒	3-8-1
○	POS-D (外電復旧成功)	☒	3-8-2
○	POS-D (DG-A, B 成功)	☒	3-8-3
○	POS-D (DG-B 失敗)	☒	3-8-4
○	POS-D (DG-A 失敗)	☒	3-8-5
○	POS-D (DG-A, B 失敗)	☒	3-8-6

4. 冷却材流出時のイベントツリー

- RHR 切替時 (POS-B2) 図 4-1
- CRD 点検時 (POS-B1) 図 4-2
- LPRM 点検時 (POS-B1) 図 4-3
- CUW ブロー時 (POS-C1) 図 4-4
- CUW ブロー時 (POS-D) 図 4-5

RHR喪失(POS-A1) RF-A1	メンテナンス事象除外 DEL	過渡事象時の短時間診断 HEI	RHR-B起動 SRB	過渡事象時の長時間診断 HEZ	MUWC MUW	LPCS		LPOF-C		HFCS		損傷 クラス	備考
						LPCS	LPS	LPOF-C	LPC	HFCS	HPS		
													HREM
													HREM
													HREM
													HREM
													HREM

図1-2 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-A1)

RHR喪失(POS-A2) RF A2	メンテナンス事象除外 DEL	過渡事象時の短時間診断 HE1	過渡事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW	LPCS LPS	損傷 クラス	備 考
<p style="text-align: center;">HREM</p>							
<p style="text-align: center;">HREM</p>							
<p style="text-align: center;">HREM</p>							

図1-3 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-A2)

RHR喪失(POS-BI) RF.B1	メンテナンス事象除外 DEL	通過事象時の短時間診断 HE1	通過事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW		損傷 クラス	備考
						HREM	
						HREM	
						HREM	
						HREM	

図1-4 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-BI)

RHR喪失(POS-B2) RF.B2	メンテナンス事象除外 DEL	通過事象時の短時間診断 HE1	通過事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW		損傷 クラス	備考
						HREM	
						HREM	
						HREM	
						HREM	

図1-5 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-B2)

RHR喪失(POS-C1) RF_C1	メンテナンス事象除外 DEL	通過事象時の短時間診断 HE1	通過事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW		損傷 クラス	備考
						HREM	
						HREM	
						HREM	
						HREM	

図1-6 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-C1)

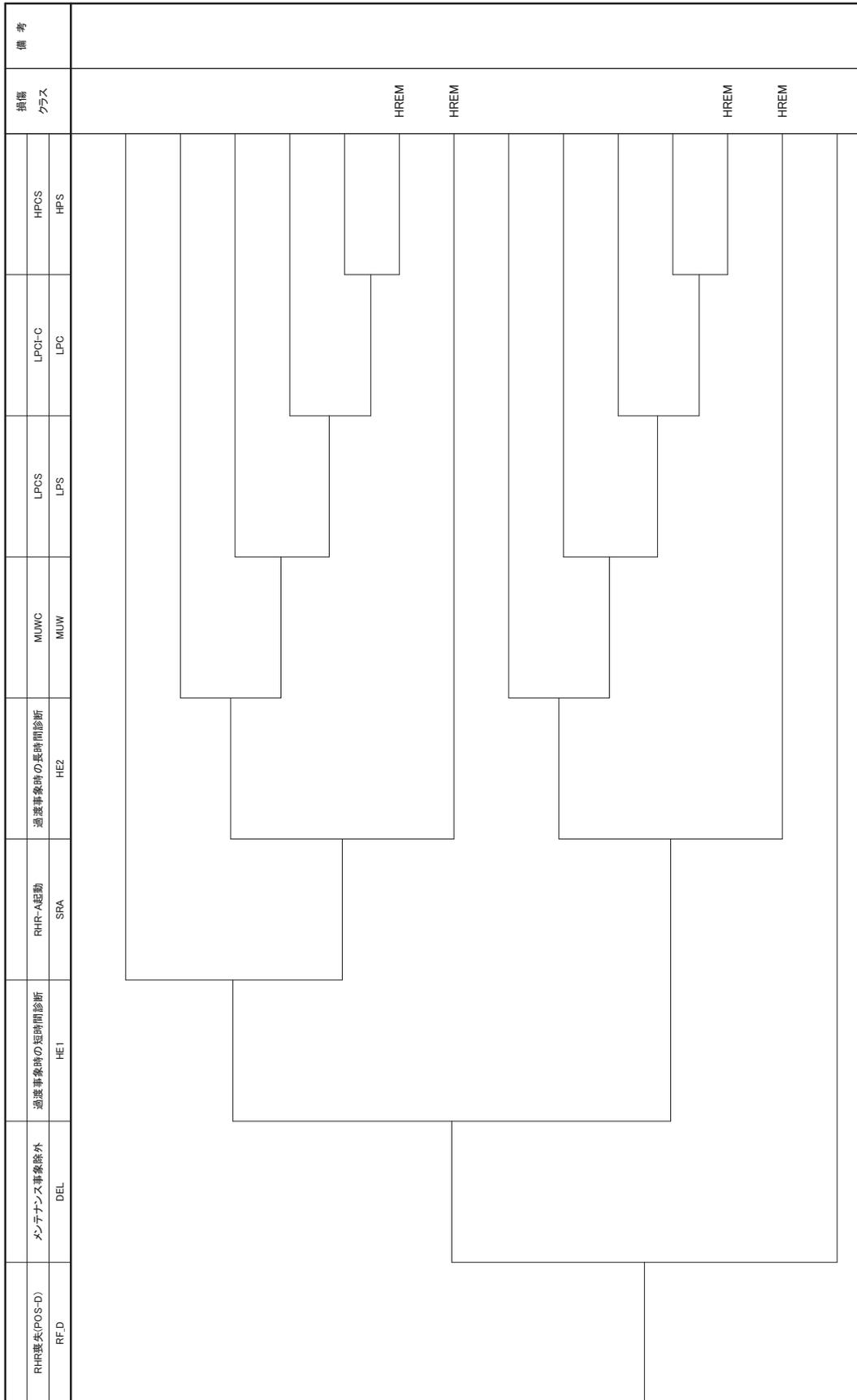


図1-8 RHR機能喪失時のイベントツリー (POS-D)

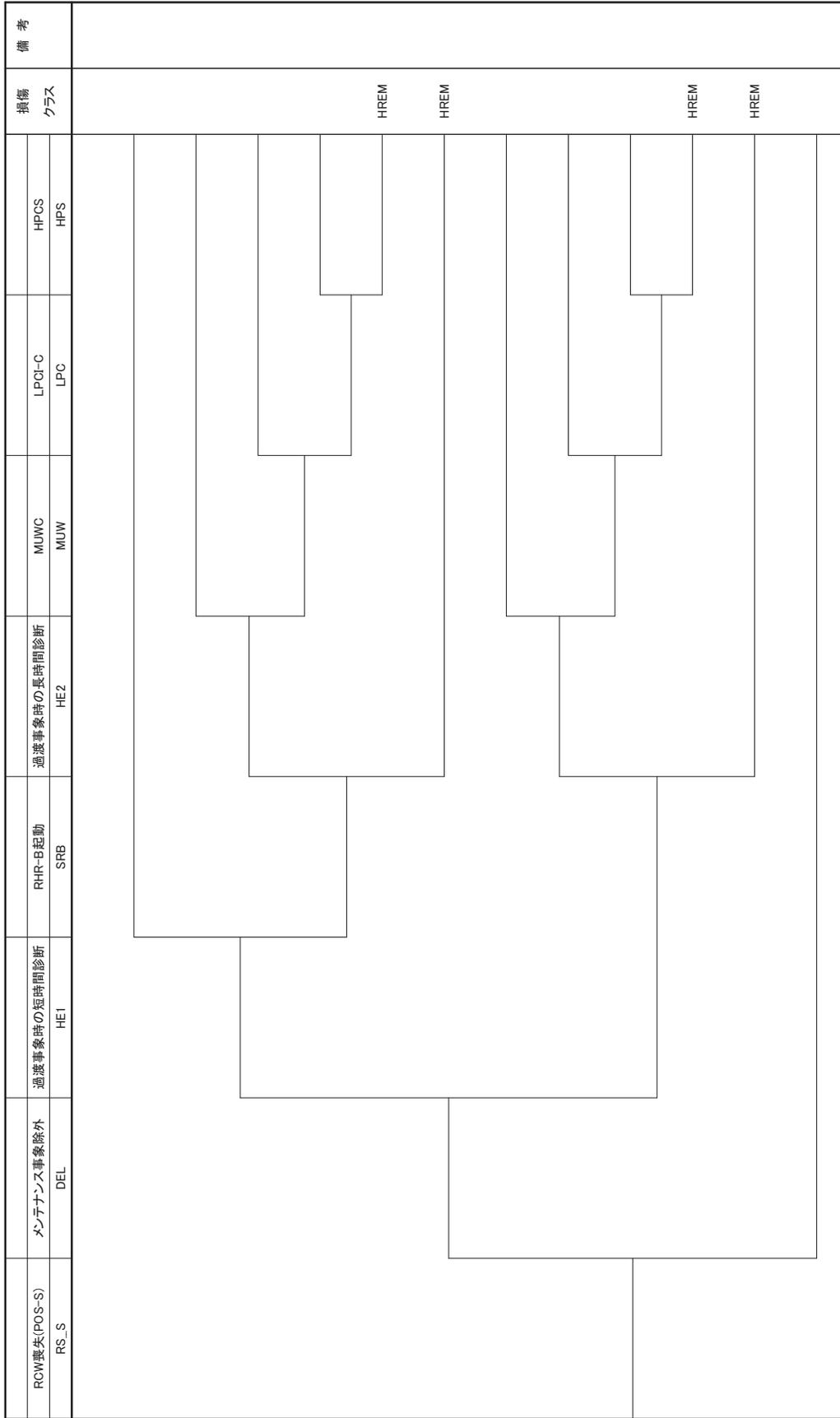


図2-1 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-S)

RCW喪失(POS-A1) RS_A1	メンテナンス事象 除外 DEL	過渡事象時の短時間診断 HE1	RHR-B起動 SRB	過渡事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW	LPOI-C LPC	HPCS HPS	損傷 クラス	備考

図2-2 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-A1)

RCW喪失(POS-A2) RS_A2	メンテナンス事象除外 DEL	通過事象時の短時間診断 HE1	通過事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW		損傷 クラス	備考
						HREM	
						HREM	
						HREM	
						HREM	

図2-3 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-A2)

RCW喪失(POS-B1) RS,B1	メンテナンス事象除外 DEL	過渡事象時の短時間診断 HE1	過渡事象時の長時間診断 HE2	損傷 クラス		備考
				MUWC	MUW	
					HREM	
					HREM	
					HREM	
					HREM	

図2-4 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-B1)

RCW喪失(POS-B2) RS_B2	メンテナンス事象除外 DEL	通過事象時の短時間診断 HE1	通過事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW		損傷 クラス	備考
						HREM	
						HREM	
						HREM	
						HREM	

図2-5 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-B2)

RCW喪失(POS-C1) RS_C1	メンテナンス事象除外 DEL	通過事象時の短時間診断 HE1	通過事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW		損傷 クラス	備考
						HREM	
						HREM	
						HREM	
						HREM	

図2-6 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-C1)

RCW喪失(POS-C2) RS C2	メンテナンス事象除外 DEL	過渡事象時の短時間診断 HE1	RHR-A起動 SRA	過渡事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW	LPCS LPS	損傷 クラス	備考

図2-7 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-C2)

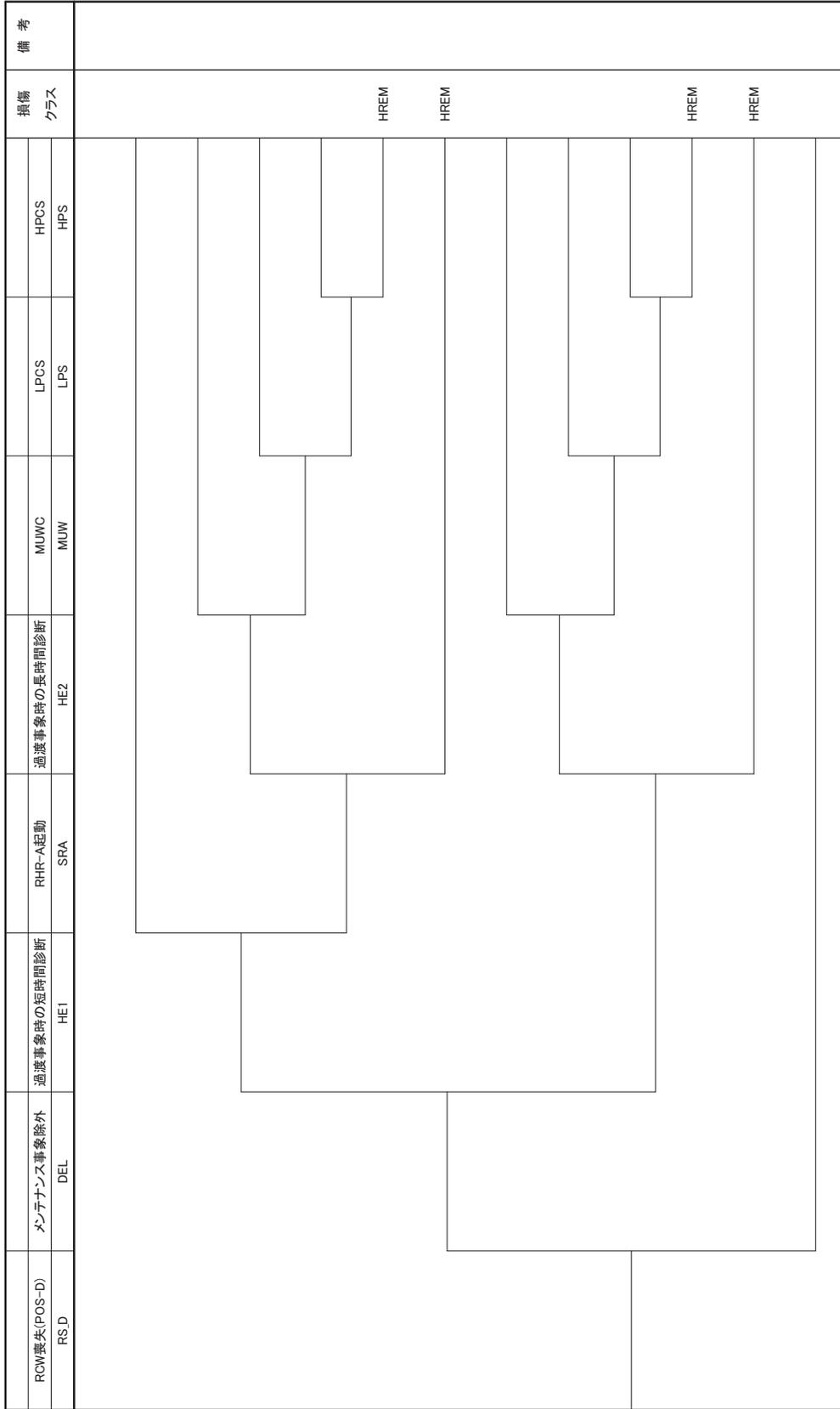


図2-8 RCW機能喪失時のイベントツリー (POS-D)

外電喪失(POS-S) LP_S	メンテナンスマン除外 DEL	DG喪失 DCF	外電復旧(短期) RES	DG-A起動 SDA	DG-B起動 SDB	外電復旧(長期) REL	DG-A起動(長期) SDAL	DG-B起動(長期) SDBL	MUW MUW	LPCS		LPC		HPS HPS	備考
										LPCS LPS	LPCS LPS	LPC LPC	LPC LPC		
															LP_S_1
															LP_S_2
															LP_S_3
															LP_S_4
															LP_S_5
															LOSP

図3-1-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S)

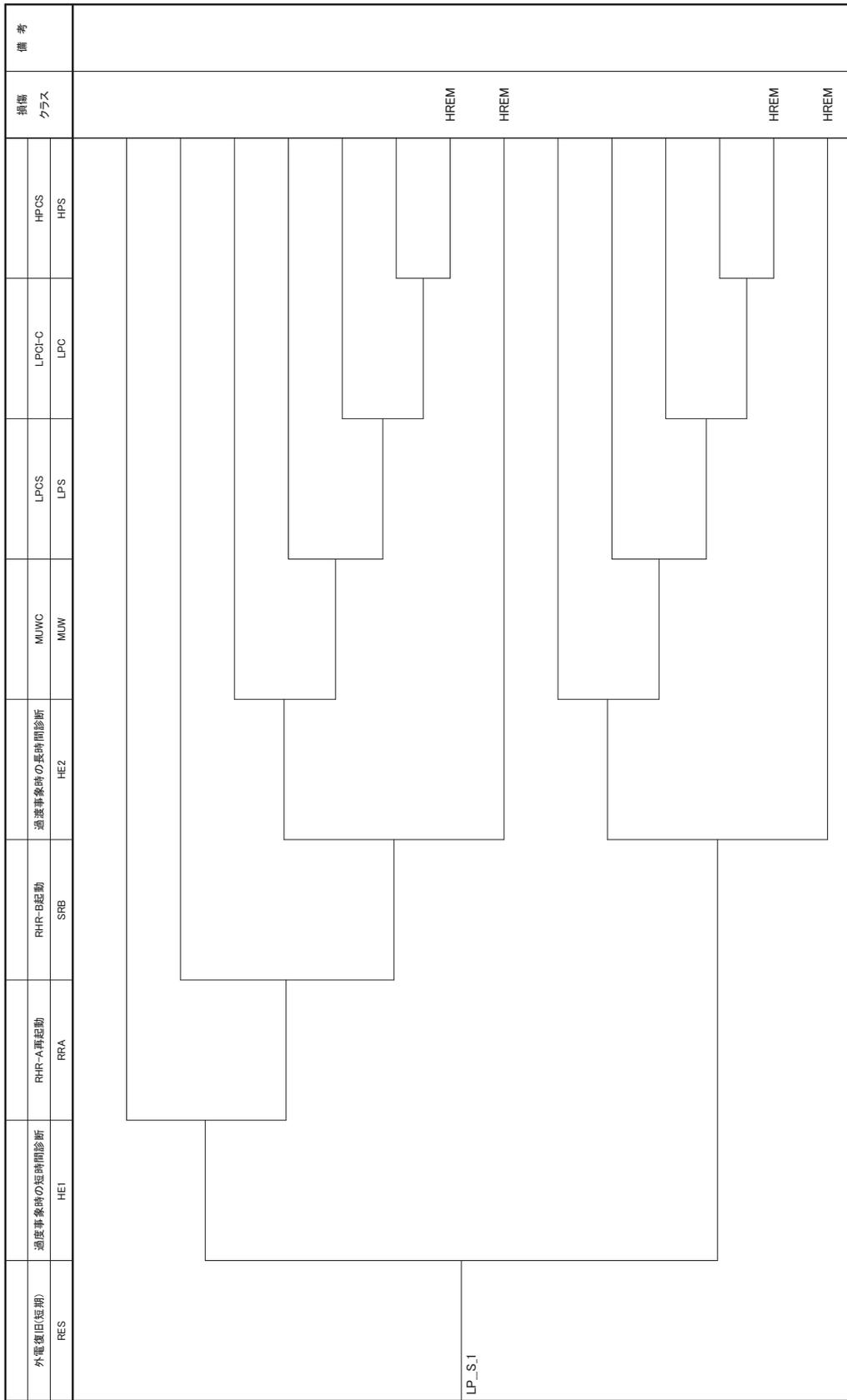


図3-1-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (外電復旧成功)

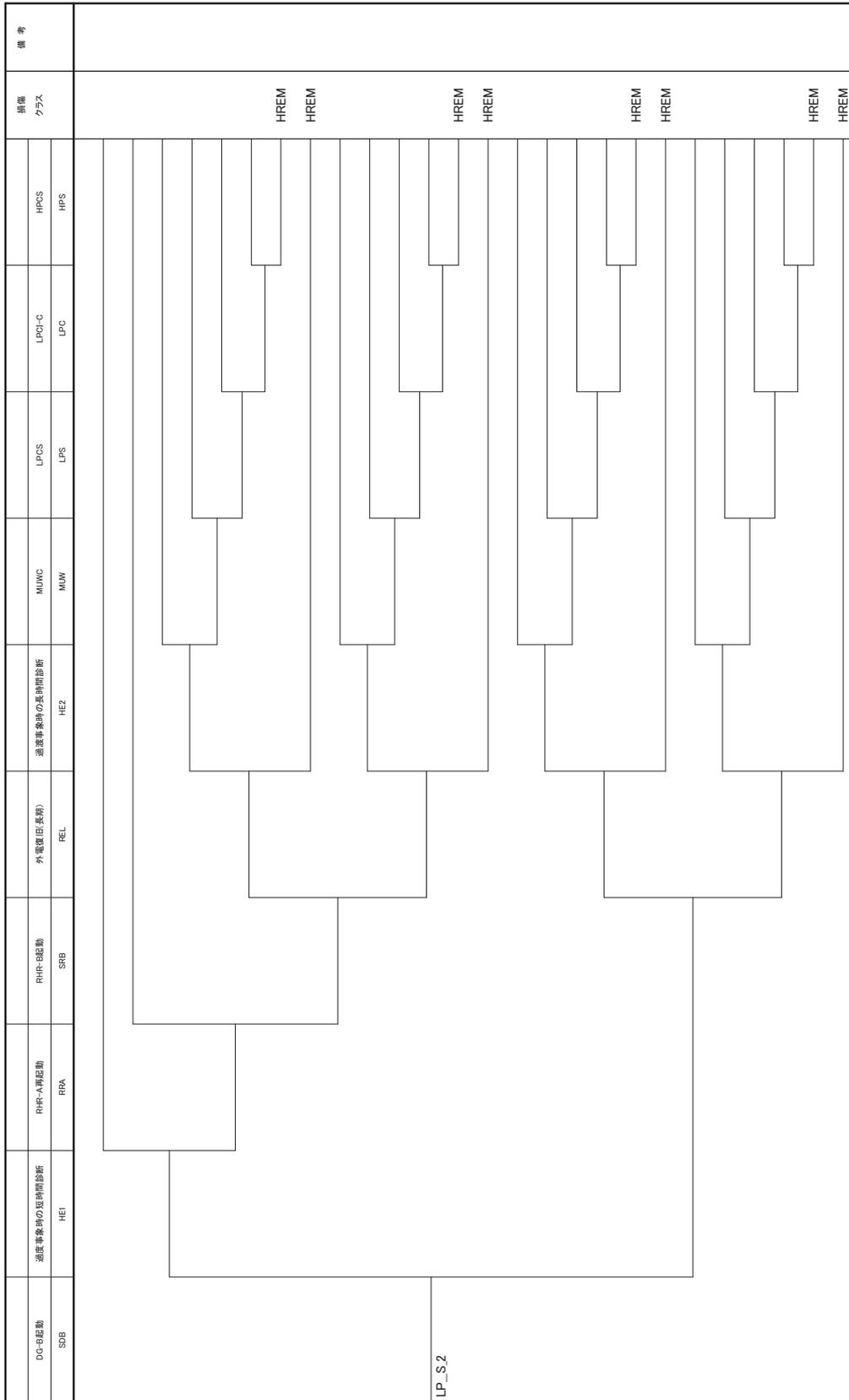


図3-1-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (DG-A, B成功)

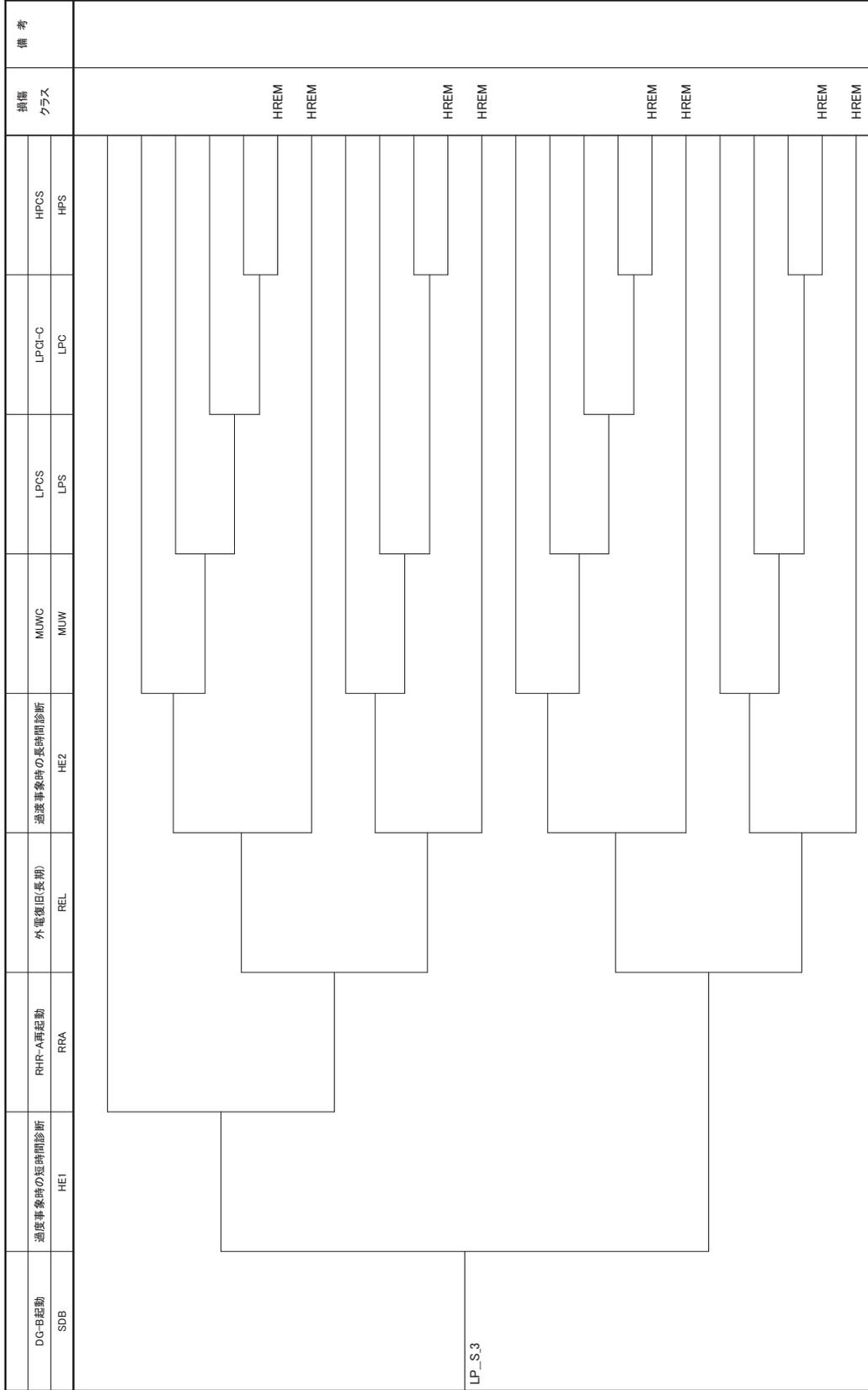


図3-1-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (DG-B失敗)

項目	過度事象時の短時間診断 HE1	外電復旧(成功) REL	過度事象時の長時間診断 HE2	MUWC MUW	LPCS LPS	LPOF-C LPC	HPCS HPS	損傷 クラス	備考
DG-B起動 SDB LP_S.4								HREM HREM	
								HREM HREM	
								HREM HREM	
								HREM HREM	
								HREM HREM	

図3-1-5 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (DG-A失敗)

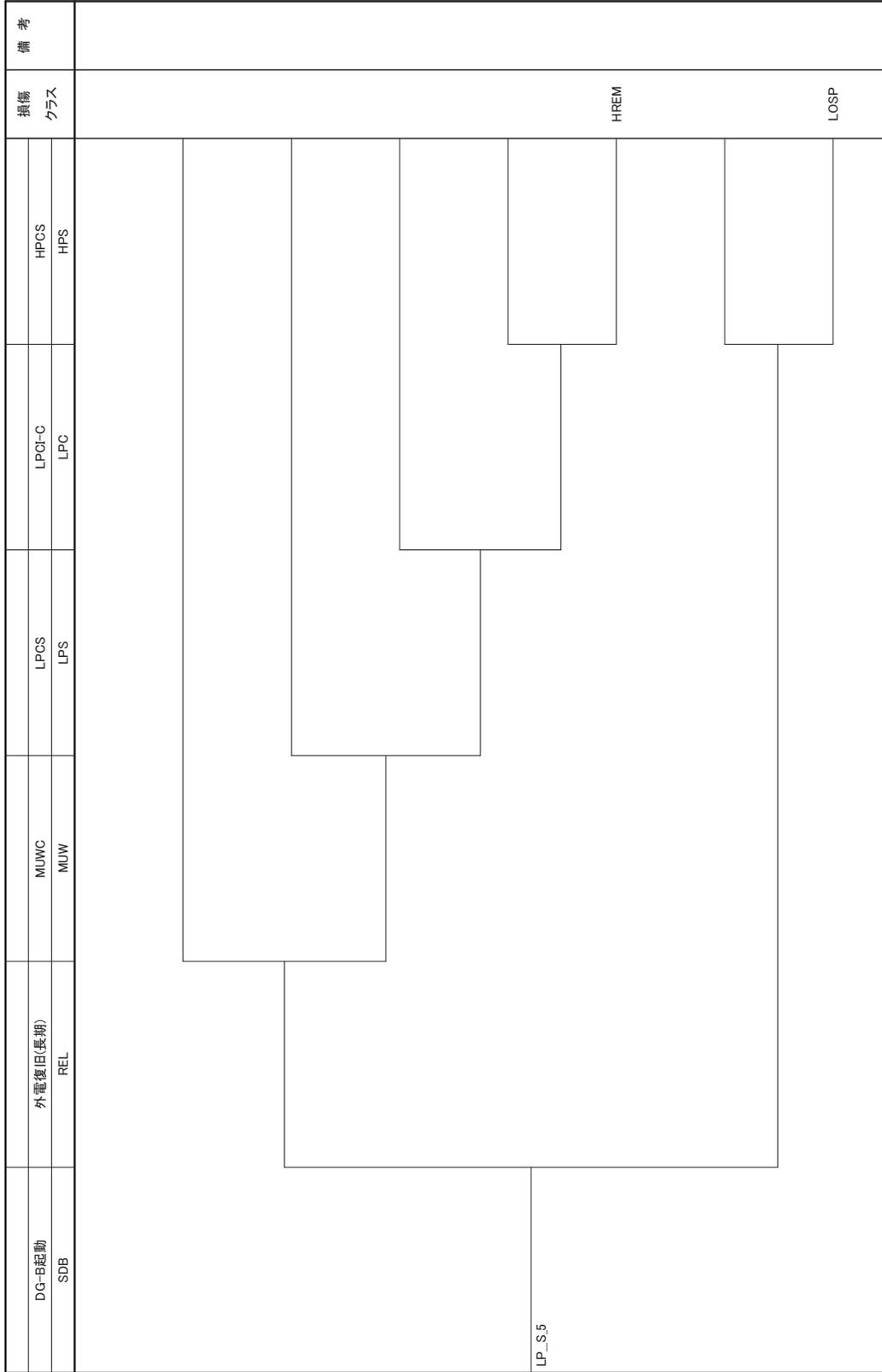


図3-1-6 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-S) (DG-A, B失敗)

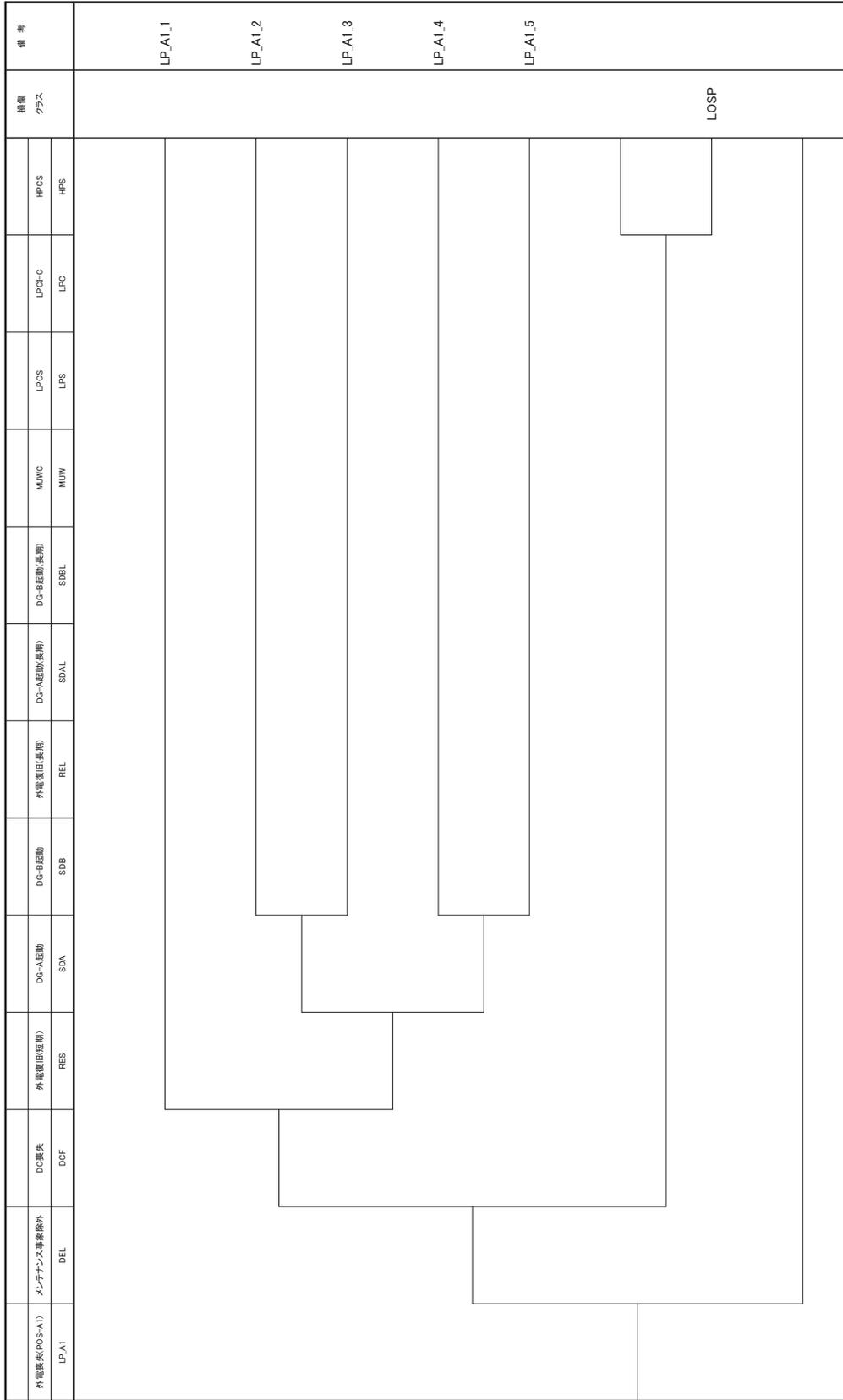


図3-2-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1)

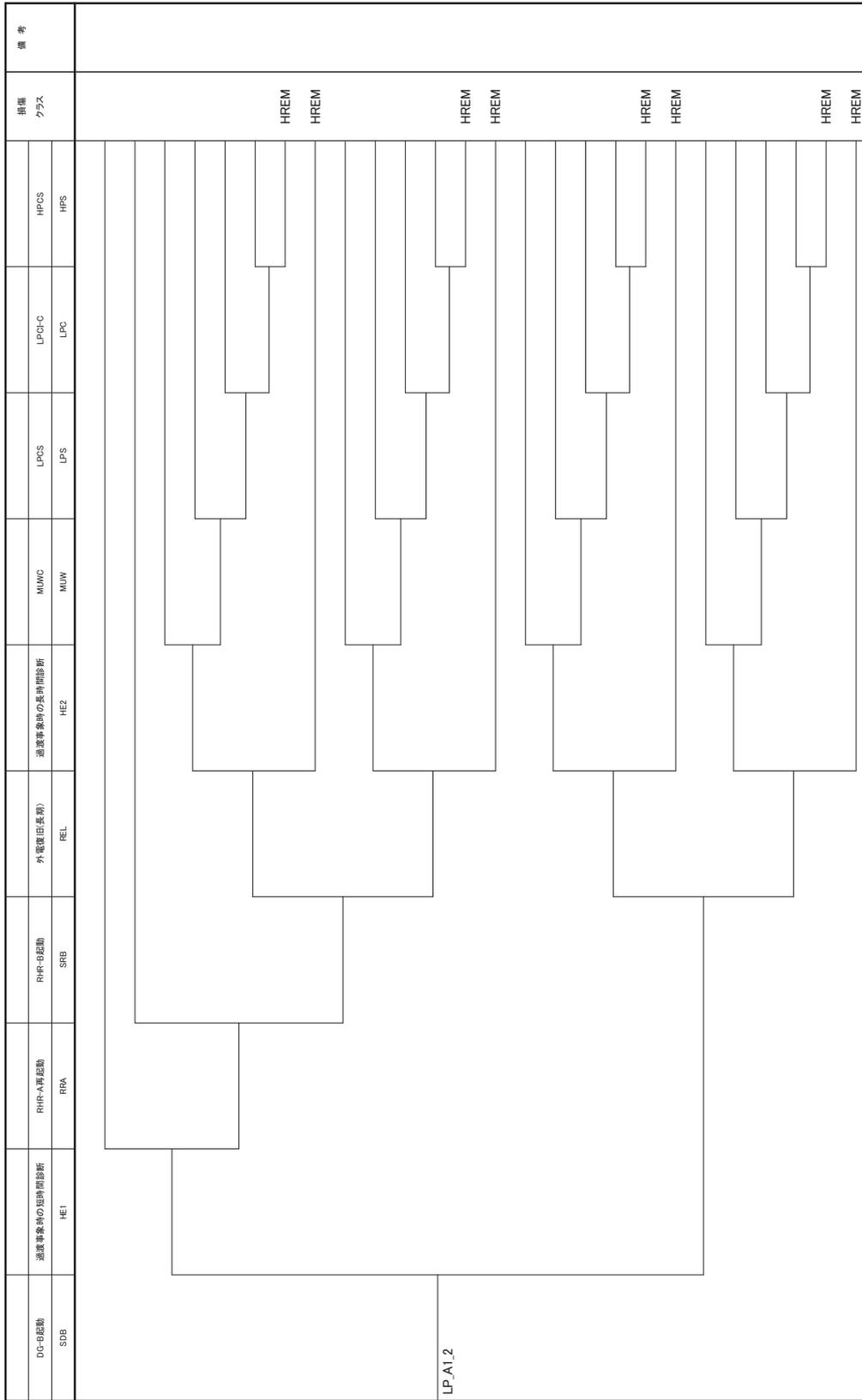


図3-2-3 外部電源喪失時のイベントツリー (DG-A, B成功)

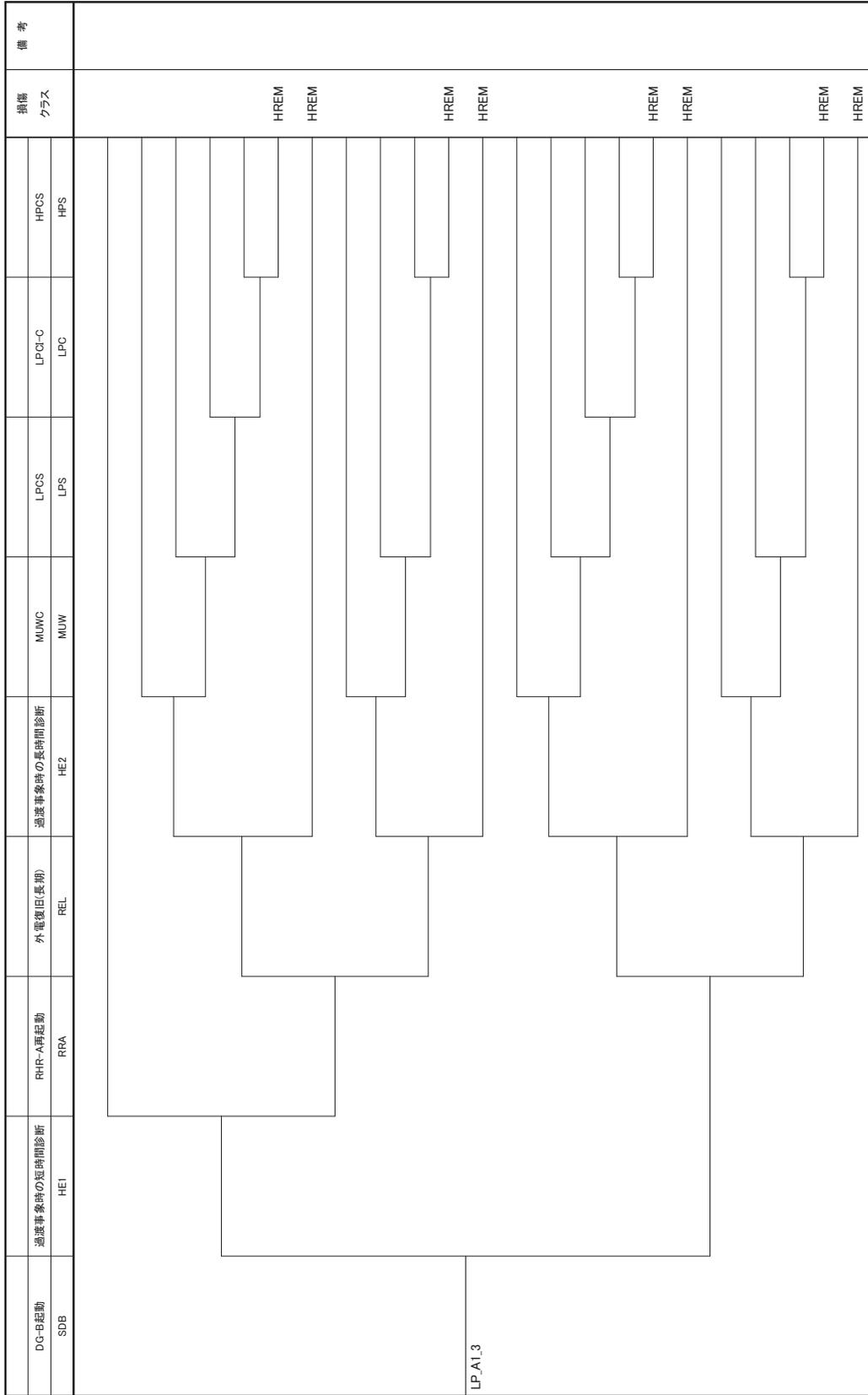


図3-2-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1) (DG-B失敗)

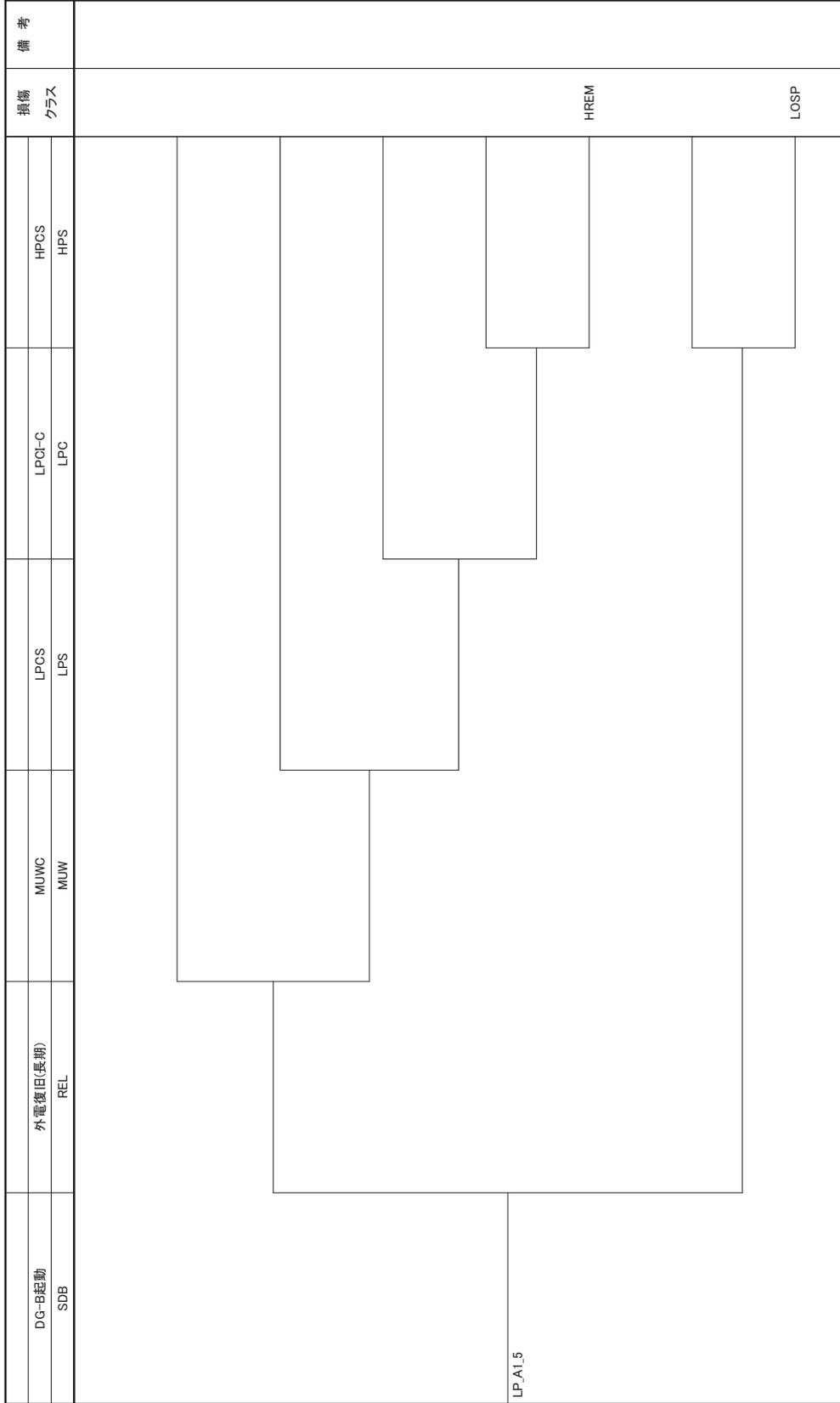


図3-2-6 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A1) (DG-A, B失敗)

外電喪失(POS-A2) LP/A2	メンテナンス事象除外 DEL	DC喪失 DCF	外電復旧(短期) RES	DG-A起動 SDA	外電復旧(長期) REL	DG-A起動(長期) SDAL	MUWC MUW	LPCS LPS	損傷 クラス	備考
										LP_A2.1
										LP_A2.2
										LP_A2.3
									LOSP	

図3-3-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A2)

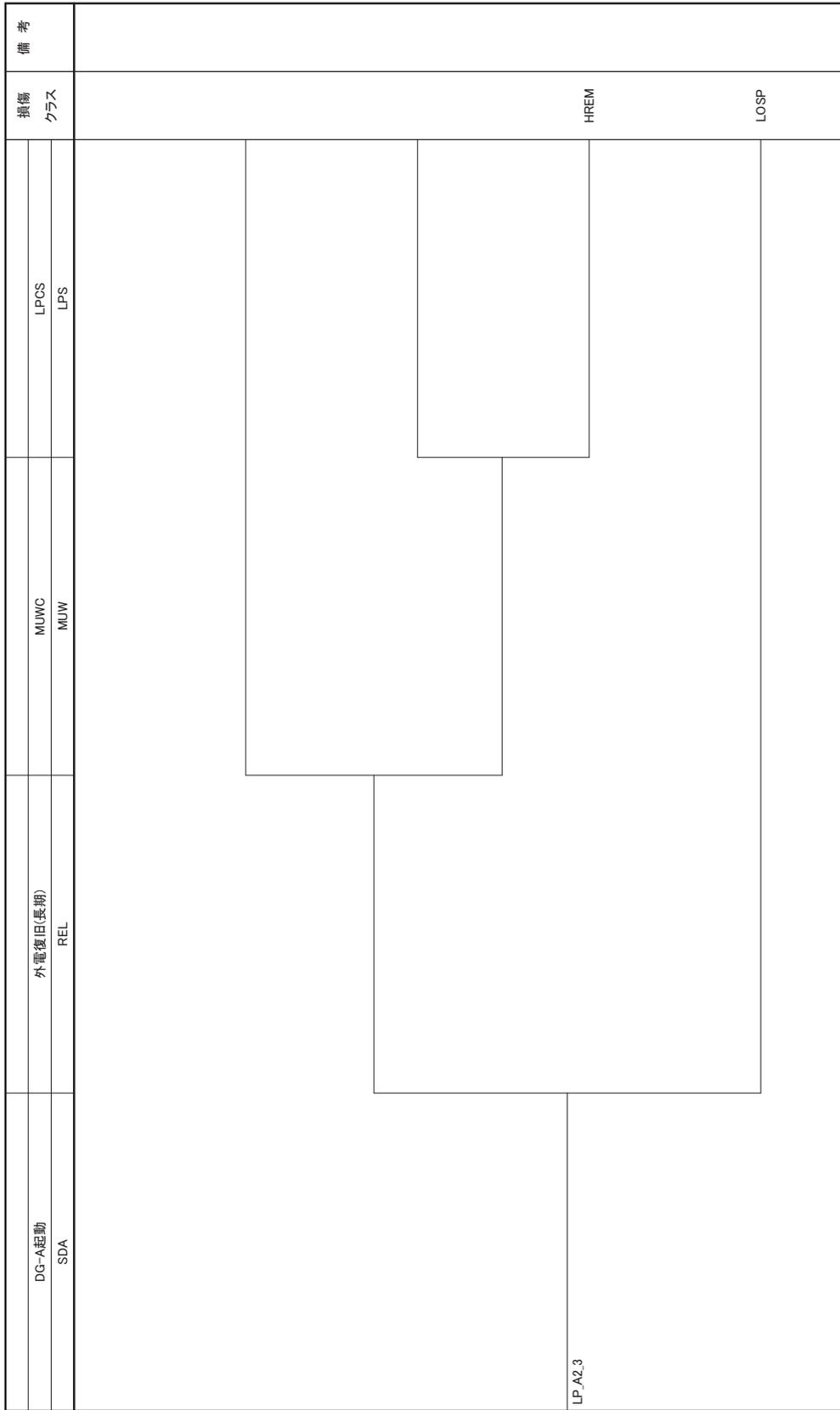


図3-3-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-A2) (DG-A失敗)

外電喪失(POS-B1) LP_B1	メンテナンス事象除外 DEL	DC喪失 DCF	外電復旧(短期) RES	DG-A起動 SDA	外電復旧(長期) REL	DG-A起動(長期) SDAL	MUWC MUW	備考
								LP_B1.1
								LP_B1.2
								LP_B1.3
								LOSP

図3-4-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B1)

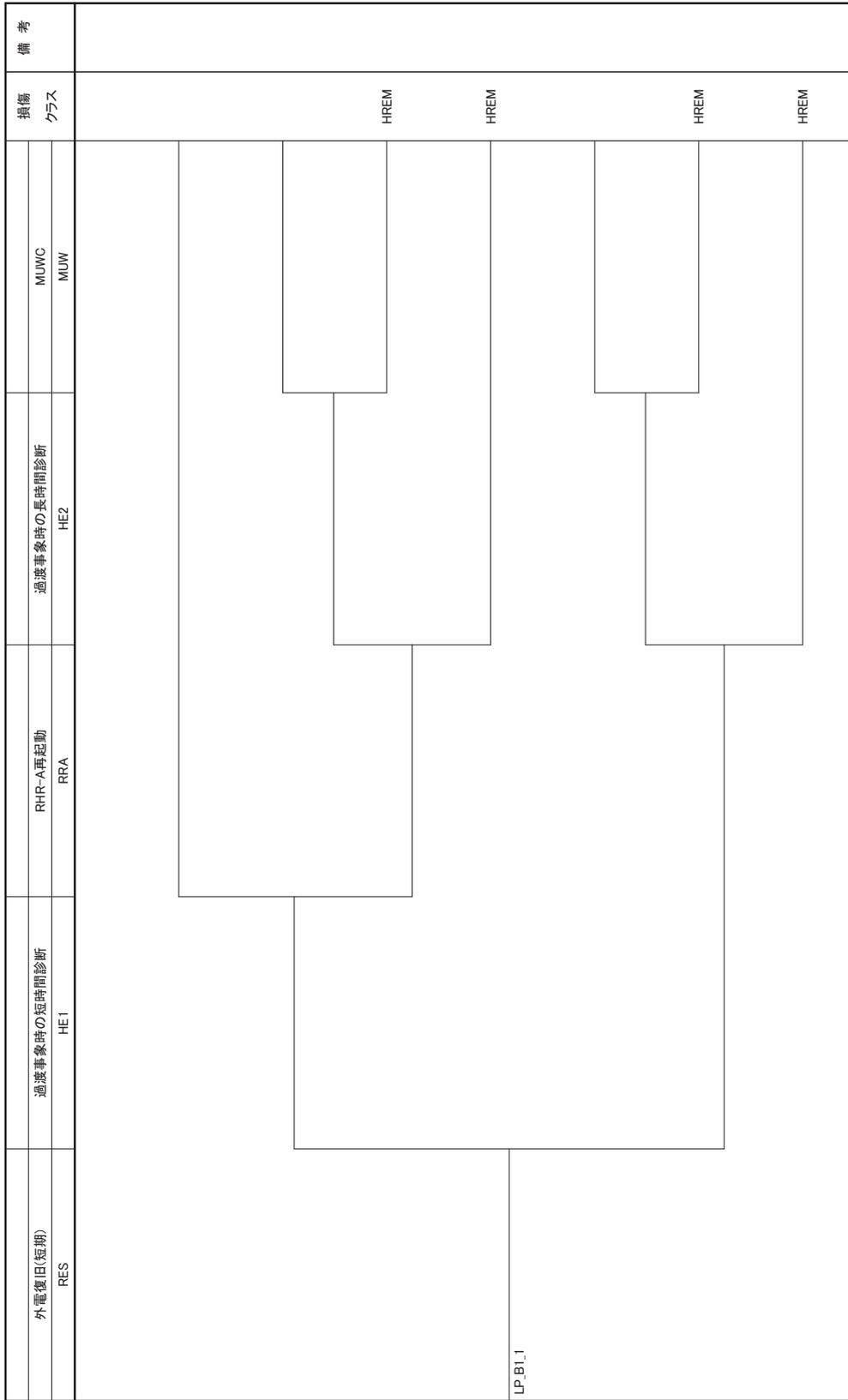


図3-4-2 外部電源喪失時のイベントツリー (外電復旧成功)

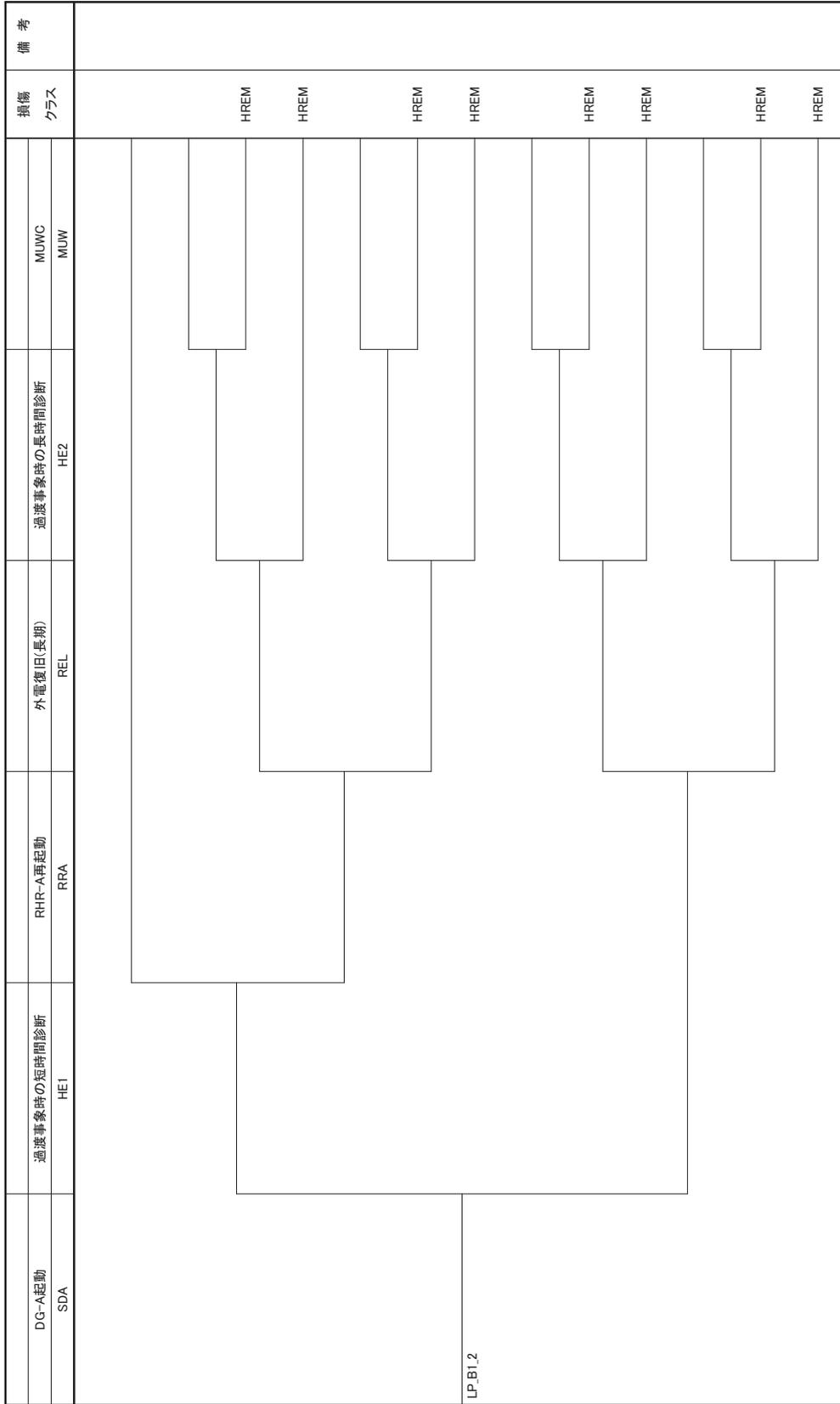


図3-4-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B1) (DG-A成功)

外電喪失(POS-B2) LP_B2	メンテナンス事象除外 DEL	DC喪失 DCF	外電復旧(短期) RES	DG-B起動 SDB	外電復旧(長期) REL	DG-B起動(長期) SDBL	MUWC MUW	損傷 クラス	備考
									LP_B2_1
									LP_B2_2
									LP_B2_3
								LOSP	

図3-5-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B2)

DG-B起動 SDB	外電復旧(長期) REL	MUWC MUW	損傷 クラス	備考
			HREM	
LP_B2.3			LOSP	

図3-5-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-B2) (DG-B失敗)

外電喪失(POS-C1) LP_C1	メンテナンス事象除外 DEL	DC喪失 DCF	外電復旧(短期) RES	DG-B起動 SDB	外電復旧(長期) REL	DG-B起動(長期) SDBL	MUWC		備考
							MUWC	MUW	
									LP_C1.1
									LP_C1.2
									LP_C1.3
									LOSP

図3-6-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C1) (外電復旧成功)

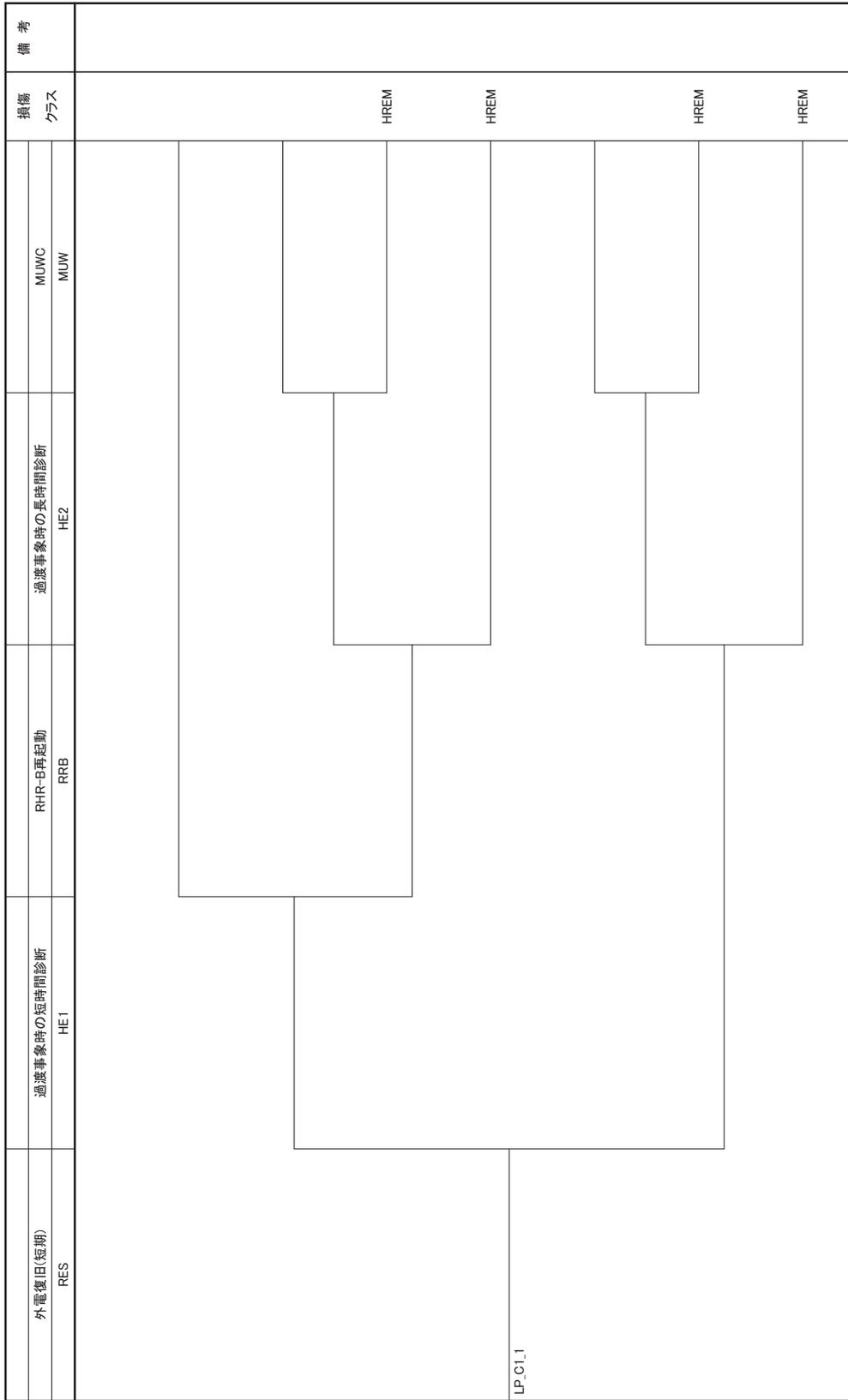


図3-6-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C1) (外電復旧成功)

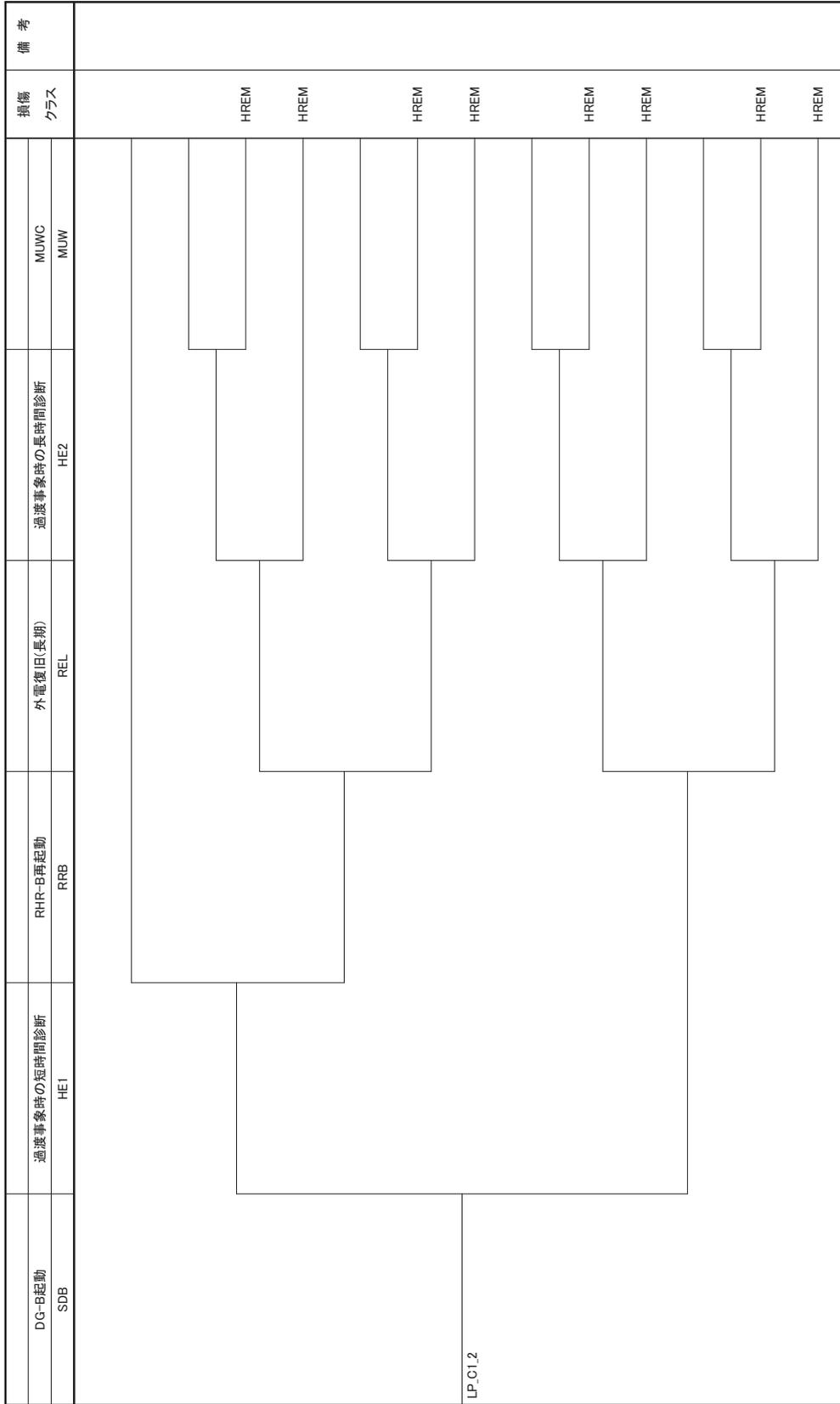


図3-6-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C1) (DG-B成功)

備考	損傷クラス	MUWC MUW	外電復旧(長期) REL	DG-B起動 SDB
HREM				
LOSP				
				LP_C1.3

図3-6-4 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C1) (DG-B失敗)

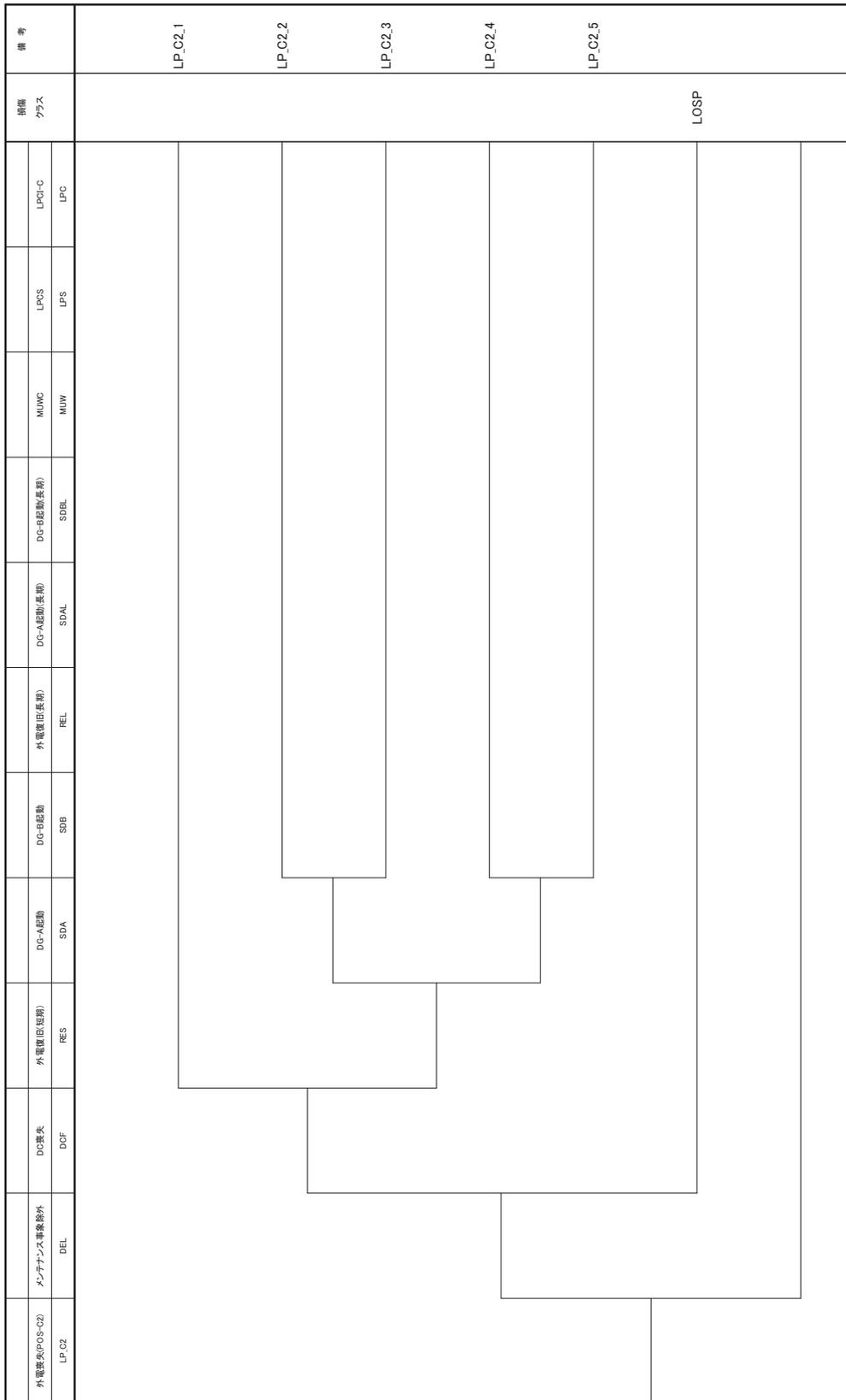


図3-7-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2)

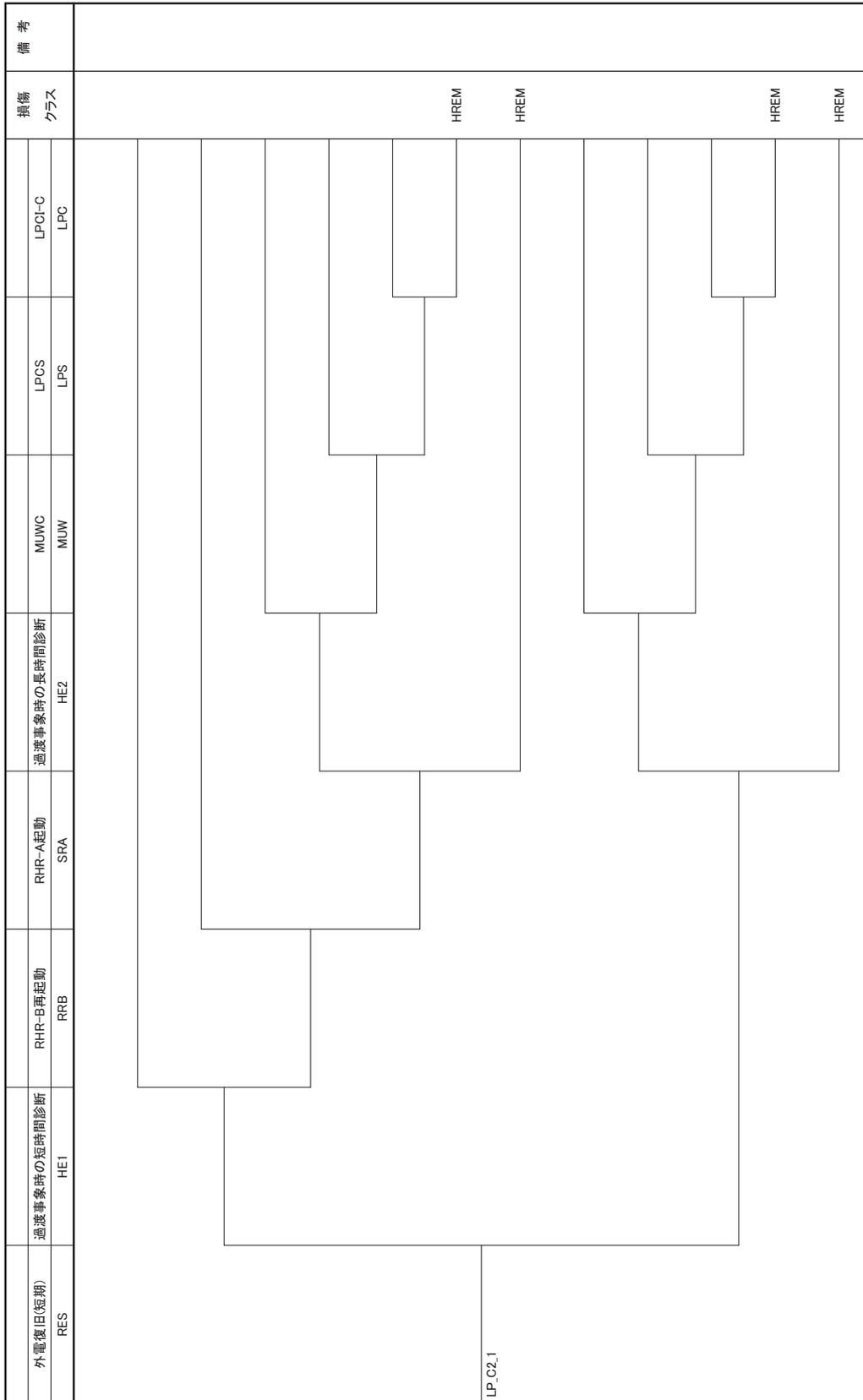


図3-7-2 外部電源喪失時のイベントツリー (外電復旧成功)

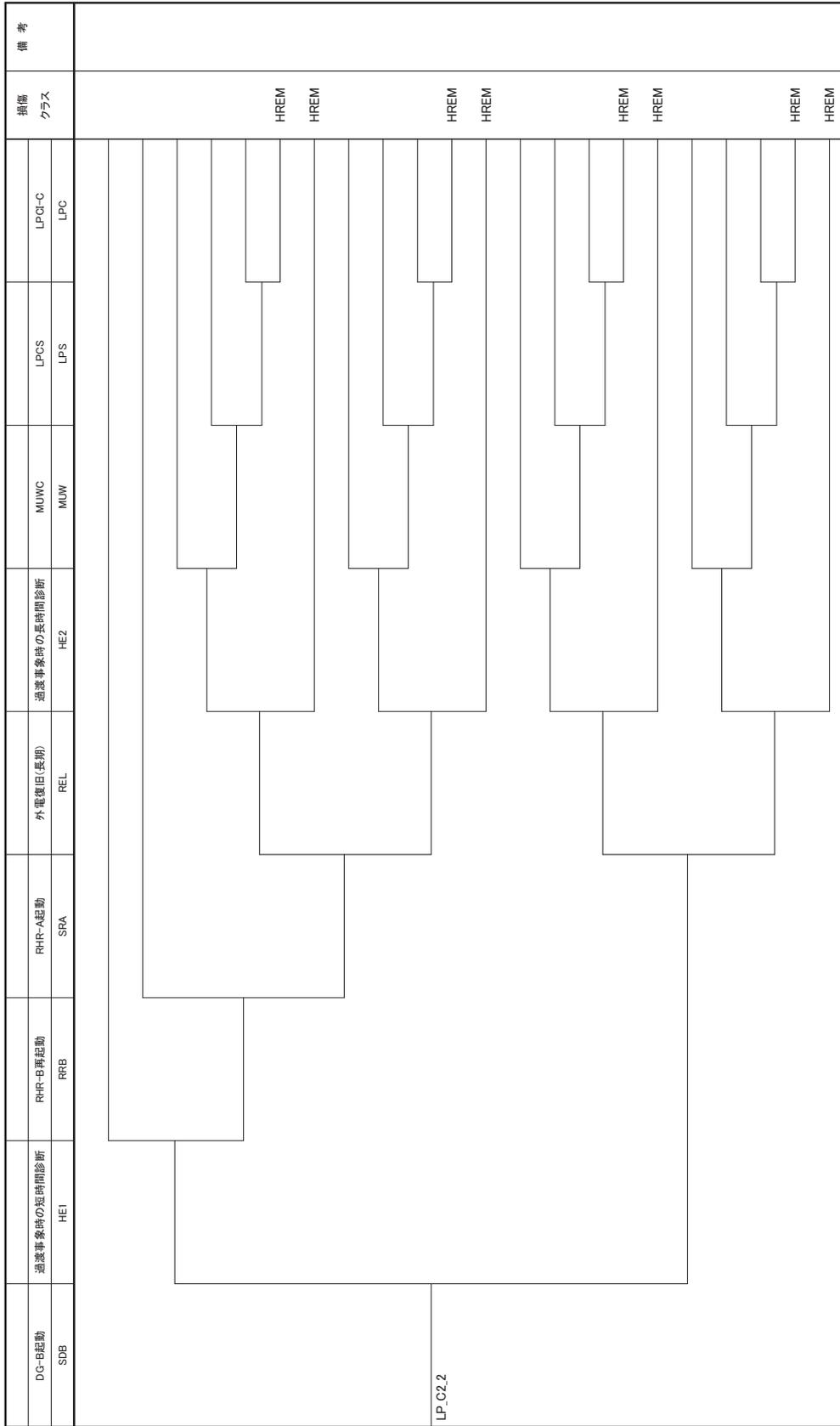


図3-7-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2) (DG-A, B成功)

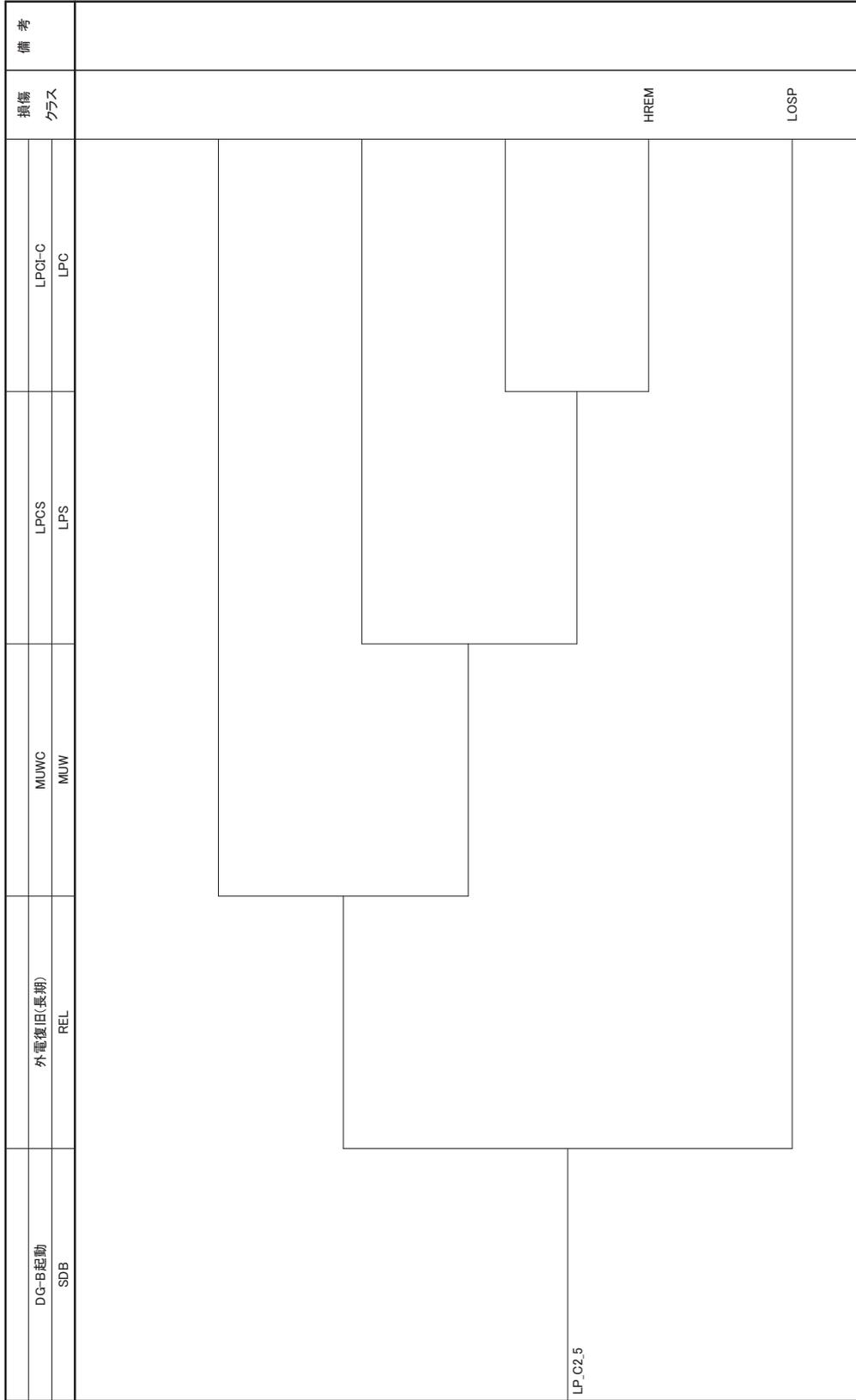


図3-7-6 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-C2) (DG-A, B失敗)

外電喪失(POS-D) LP_D	メンテナンスマン除外 DEL	DG喪失 DCF	外電復旧(短期) RES	DG-A起動 SDA	DG-B起動 SDB	外電復旧(長期) REL	DG-A起動(長期) SDAL	DG-B起動(長期) SDBL	MUW MUW	LPCS		LPC		HPS	備考
										LPCS	LPS	LPC	LPC		
															LP_D_1
															LP_D_2
															LP_D_3
															LP_D_4
															LP_D_5
															LOSP

図3-8-1 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D)

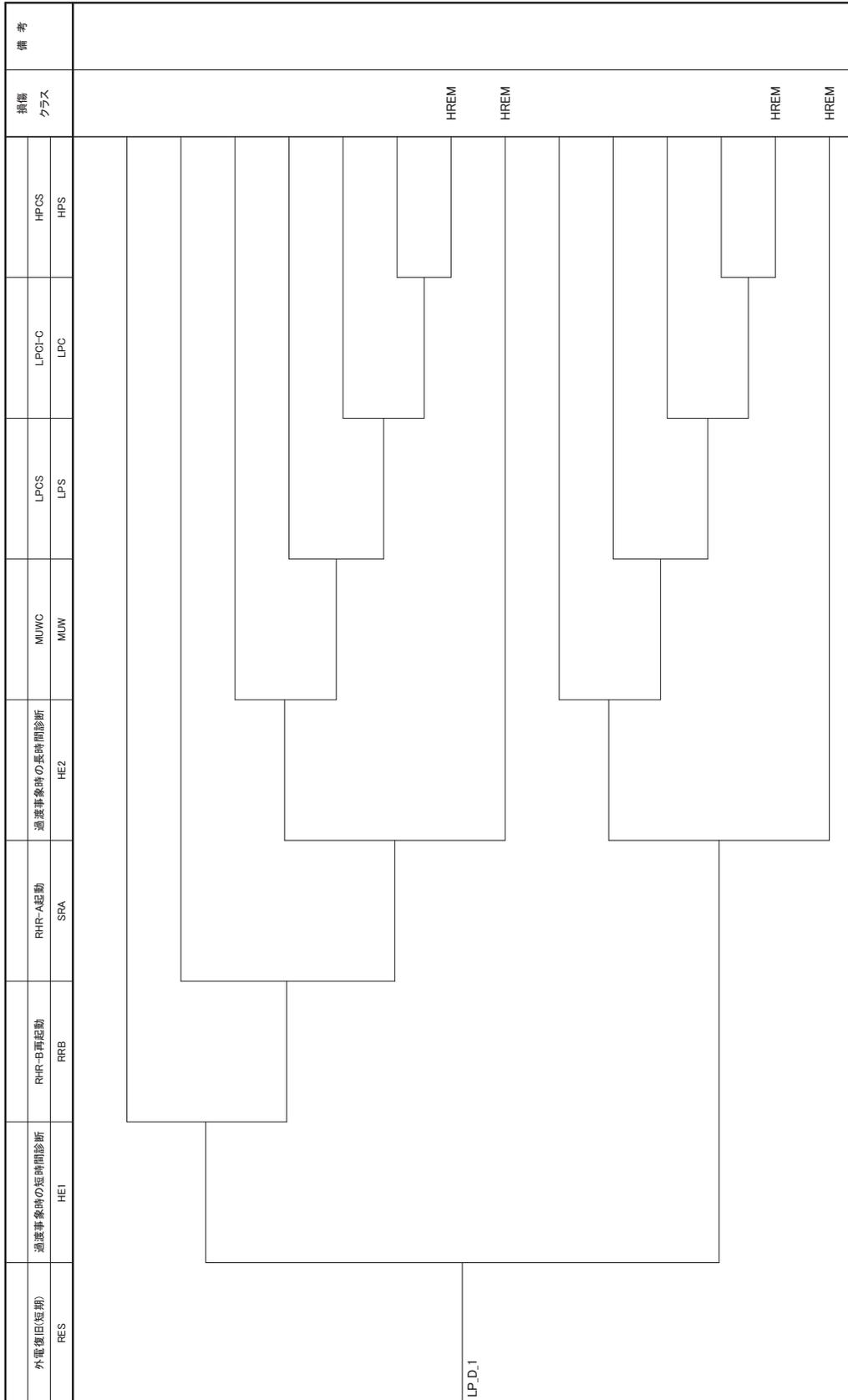


図3-8-2 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D) (外電復旧成功)

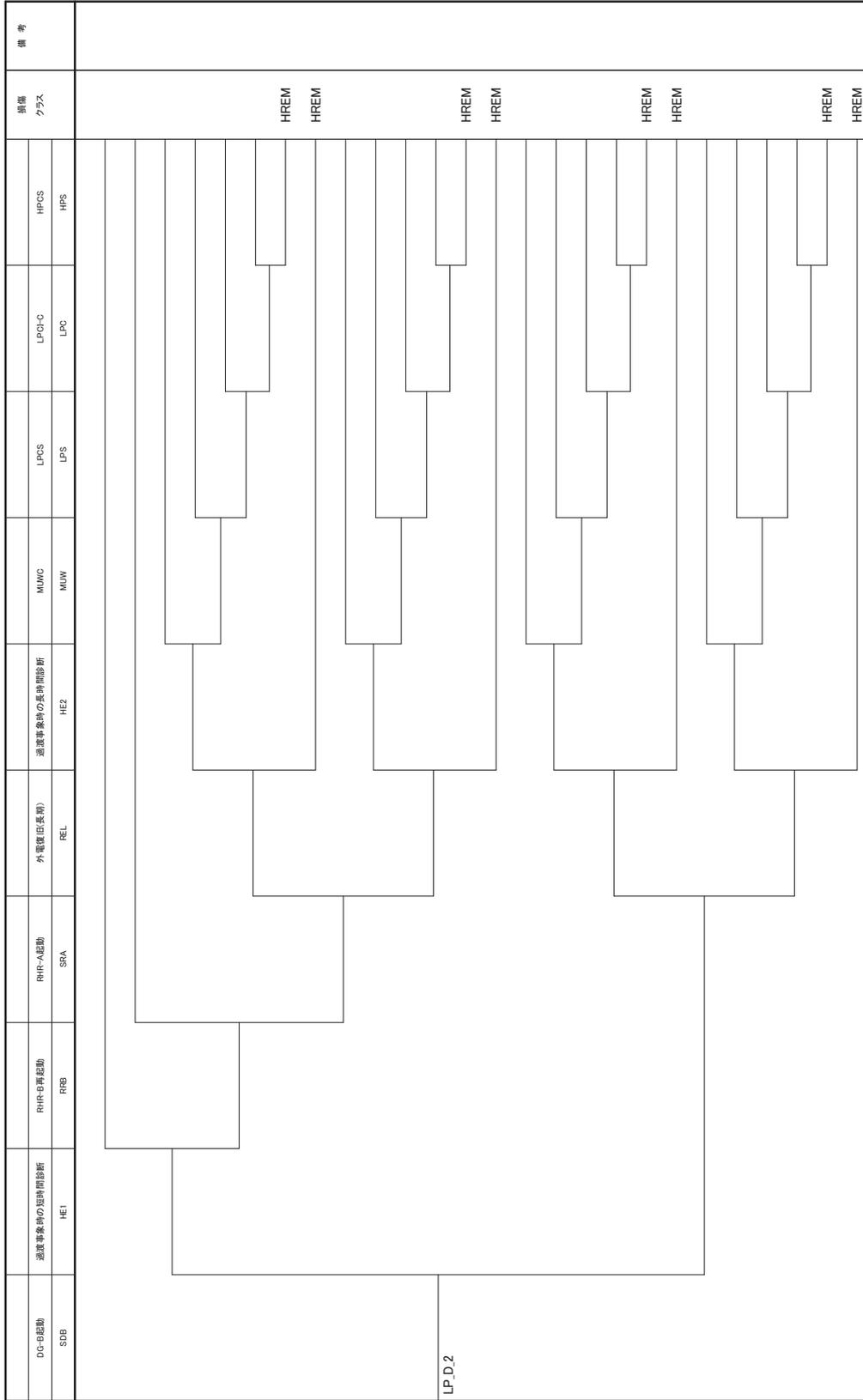


図3-8-3 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D) (DG-A, B成功)

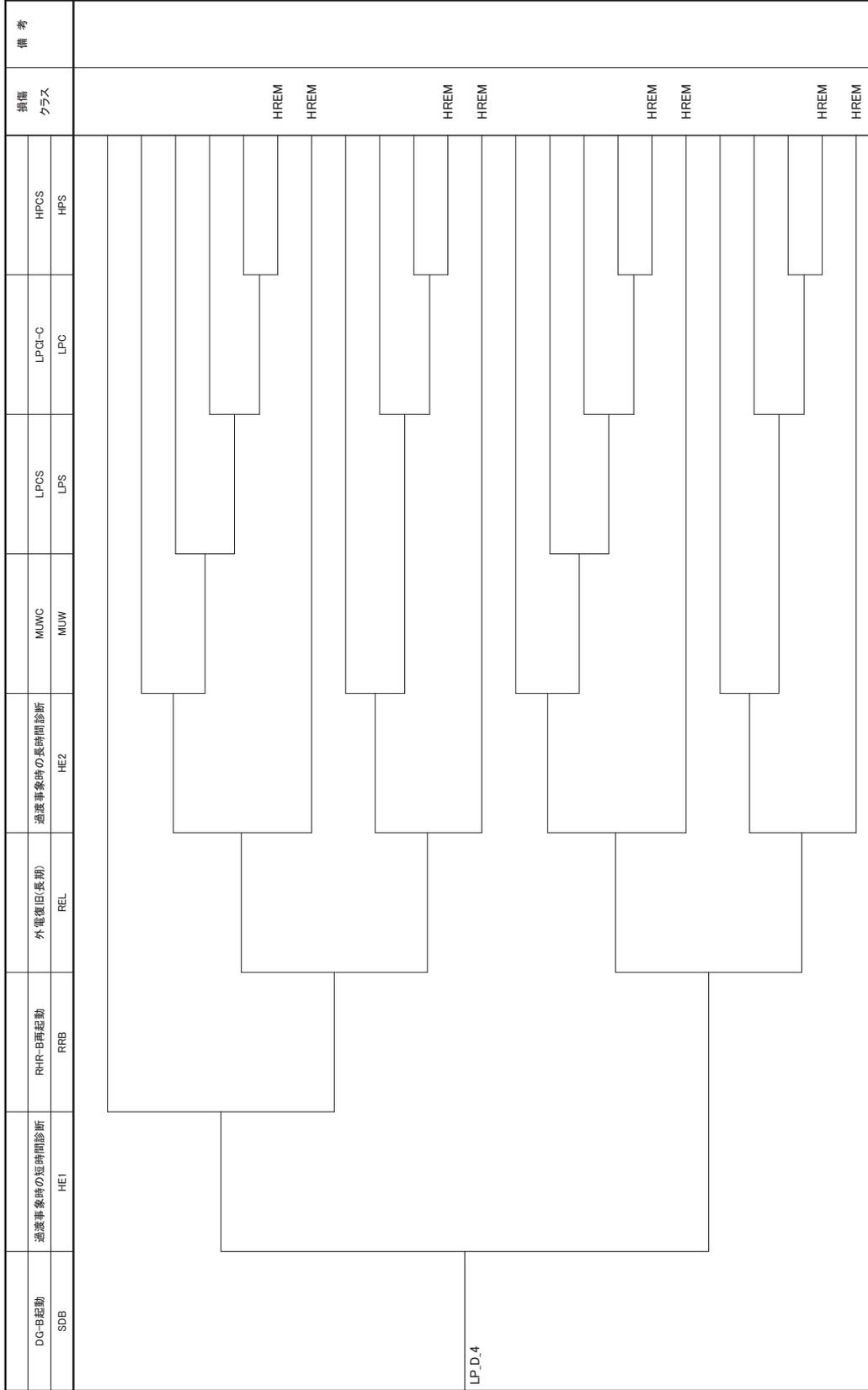


図3-8-5 外部電源喪失時のイベントツリー (POS-D) (DG-A失敗)

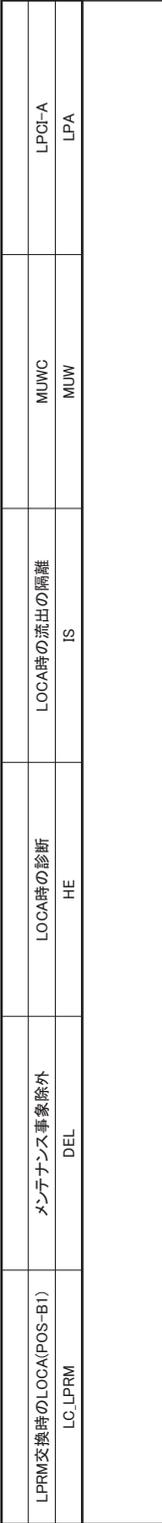
LPRM交換時のLOCA(POS-B1) LC.LPRM	メンテナンス事象除外 DEL	LOCA時の診断 HE	LOCA時の流出の隔離 IS	MUWC MUW	LPCI-A LPA	損傷 クラス	備考
						LOCA	
						LOCA	

図4-3 冷却材流出時のイベントツリー (LPRM点検時) (POS-B1)

内部事象運転時レベル 1.5 PRA イベントツリー

目 次

1. 高圧・低圧注水機能喪失	
○TQUV	図 1
2. 高圧注水・減圧機能喪失	
○TQUX	図 2
3. 全交流電源喪失	
○長期 TB	図 3
○TBD	図 4
○TBU	図 5
○TBP	図 6
4. L O C A時注水機能喪失	
○AE	図 7
○S1E	図 8
○S2E	図 9

プラント 損傷状態 TQUV	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧EGCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シェルアタック なし	PCV注水 (低圧EGCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード	
														FOT	過温破損
														FPDCCI	コア・コンクリート反応継続
														FMLT	溶融物直接接触
														FBYP	隔離失敗

図1 高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)

プラント 損傷状態 TQUX	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シェルアタック なし	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
														OKV RPV内事故収束
														FH2D 水素燃焼
														FOP 過圧破損(長期冷却失敗)
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														OKP -
														FH2D -
														FOP -
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FPE 水蒸気爆発
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
													FDCH 格納容器雰囲気直接加熱	
													FBYP 隔離失敗	

図 2 高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)

プラント 損傷状態 TB	PCV隔離	RPV破損前 AC復旧	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シェルタック なし	RPV破損後 AC復旧	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード	
																FOT	過温破損
																FPDCCI	コア・コンクリート反応継続
																FMLT	溶融物直接接触
																FDCH	格納容器雰囲気直接加熱
																FBYP	隔離失敗

図3 全交流電源喪失（長期TB）

プラント 損傷状態 TBD	PCV隔離	RPV破損前 AC復旧	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シェルアタック なし	RPV破損後 AC復旧	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード	
																FOT	過温破損
																FPDCCI	コア・コンクリート反応継続
																FMLT	溶融物直接接触
																FDCH	格納容器雰囲気直接加熱
																FBYP	隔離失敗

図4 全交流電源喪失 (TBD)

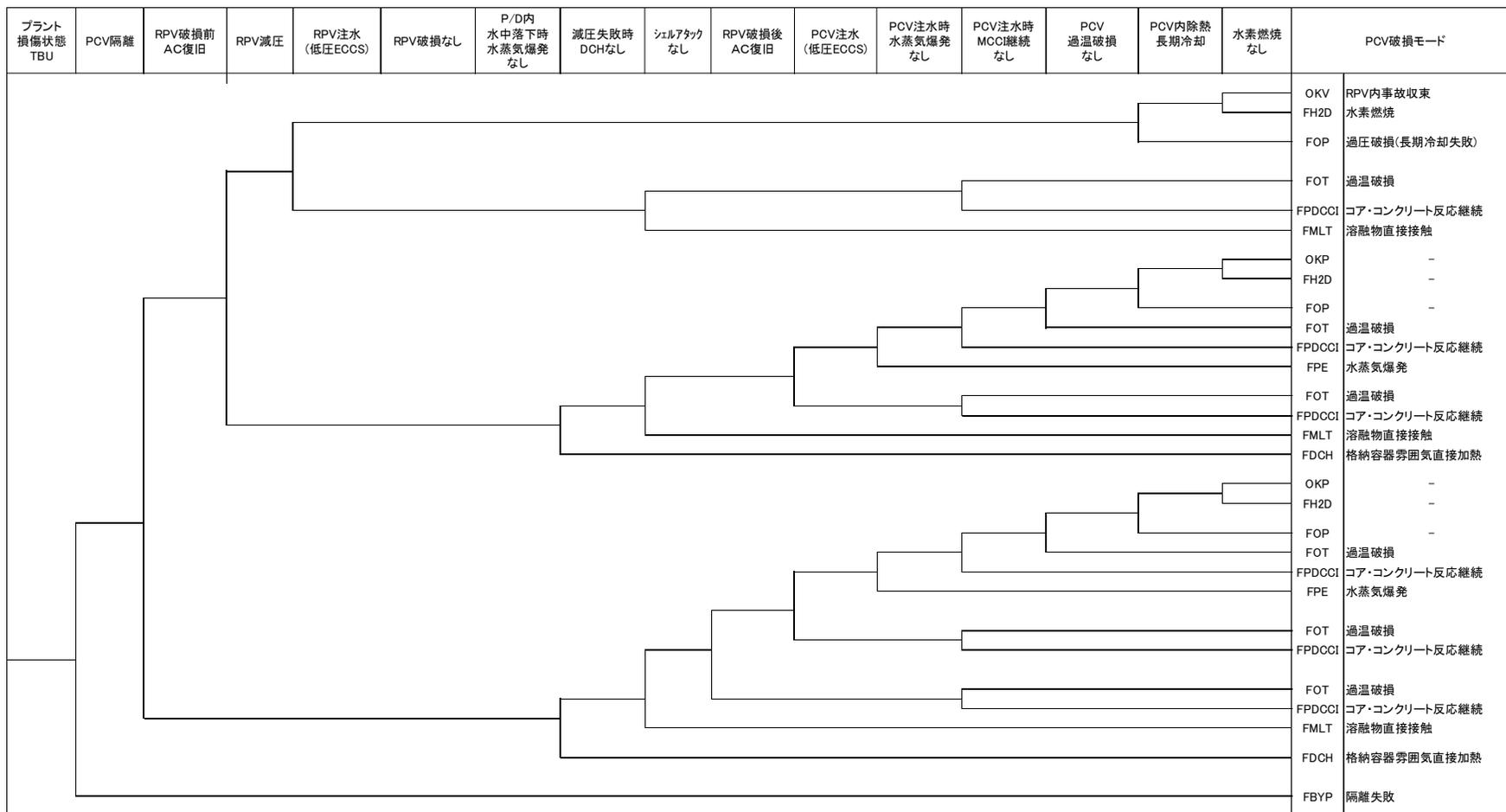


図 5 全交流電源喪失 (TBU)

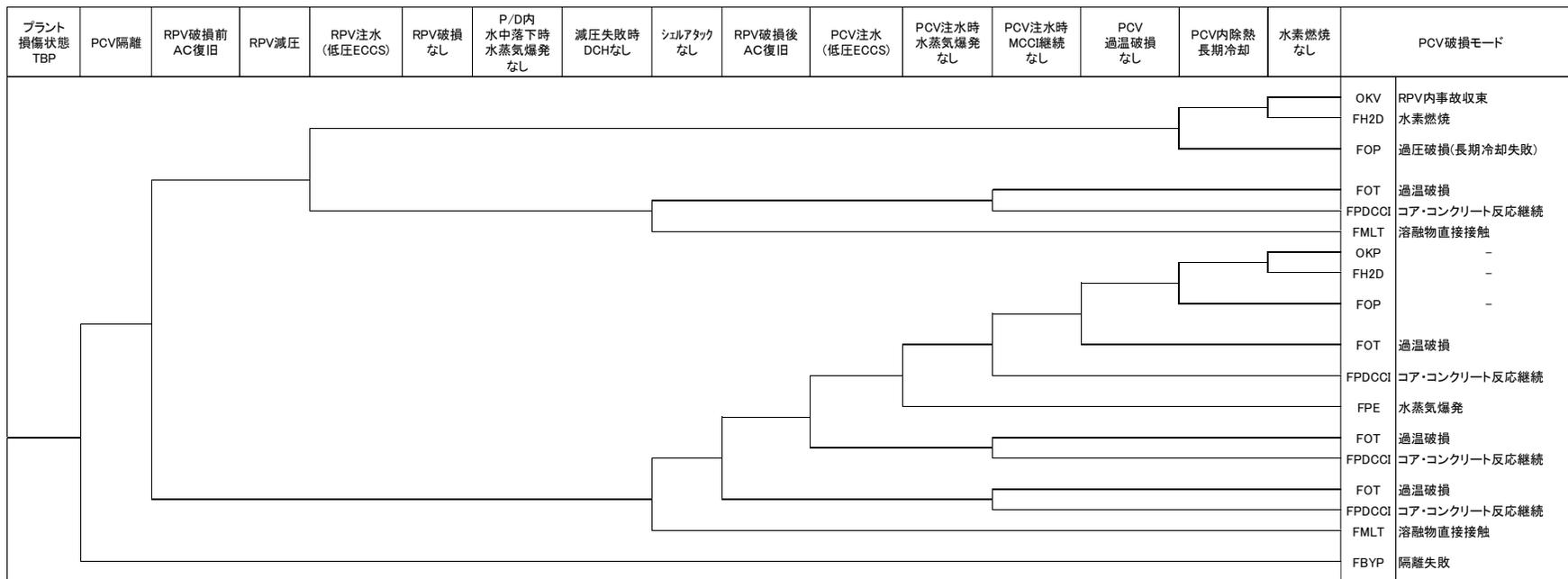


図 6 全交流電源喪失 (TBP)

プラント 損傷状態 AE	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧ECCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シェルアタック なし	PCV注水 (低圧ECCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														FPE 水蒸気爆発
														FBYP 隔離失敗

図7 LOCA時注水機能喪失 (AE)

プラント 損傷状態 S1E	PCV隔離	RPV減圧	RPV注水 (低圧EGCS)	RPV破損 なし	P/D内 水中落下時 水蒸気爆発 なし	減圧失敗時 DCHなし	シェルアタック なし	PCV注水 (低圧EGCS)	PCV注水時 水蒸気爆発 なし	PCV注水時 MCCI継続 なし	PCV 過温破損 なし	PCV内除熱 長期冷却	水素燃焼 なし	PCV破損モード
														FOT 過温破損
														FPDCCI コア・コンクリート反応継続
														FMLT 溶融物直接接触
														FPE 水蒸気爆発
														FBYP 隔離失敗

図8 LOCA時注水機能喪失 (S1E)

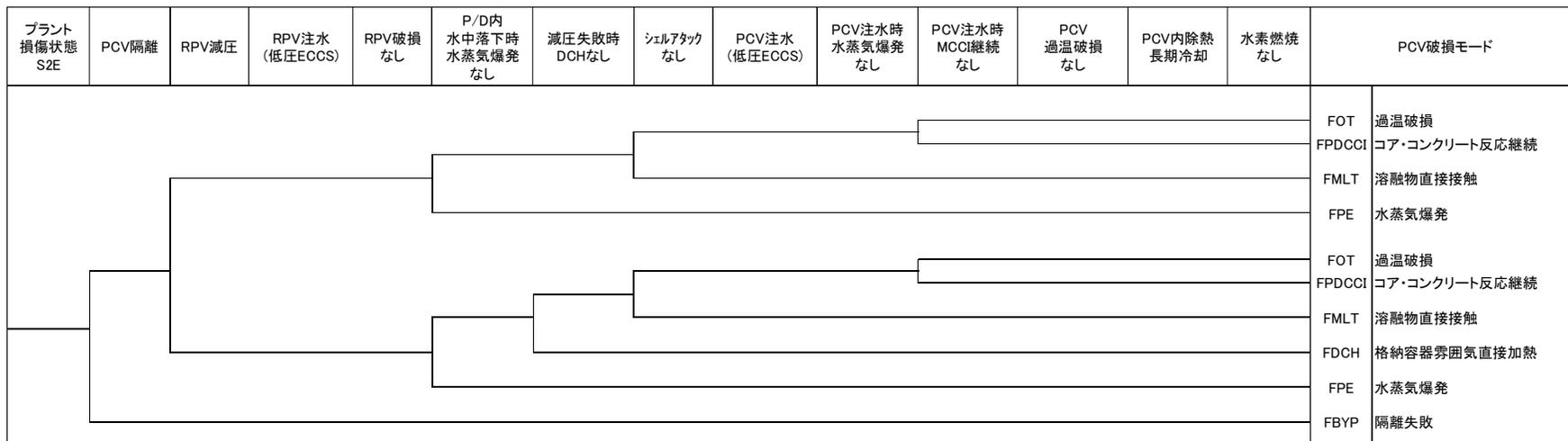


図9 LOCA時注水機能喪失 (S2E)