

別添

島根原子力発電所 2 号炉
確率論的リスク評価 (P R A) について

目 次

1. レベル1 P R A
 - 1.1 内部事象 P R A
 - 1.1.1 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 運転時 P R A

表

内部事象運転時レベル1 P R A

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
第1.1.1.a-2表	P R Aで考慮する主な設備
第1.1.1.a-3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析
第1.1.1.b-3表	類似した起回事象のグループ化
第1.1.1.b-4表	選定した起回事象一覧表
第1.1.1.b-5表	起回事象発生頻度（平成24年3月まで）
第1.1.1.c-1表	成功基準の一覧
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	機器タイプ及び故障モード
第1.1.1.e-4表	システム信頼性評価結果
第1.1.1.f-1表	国内故障率データベースの例
第1.1.1.f-2表	共通原因故障を考慮した機器と故障モード
第1.1.1.f-3表	共通原因故障パラメータ
第1.1.1.g-1表	人的過誤確率に関するデータの例
第1.1.1.g-2表	人的過誤評価結果
第1.1.1.h-1表	炉心損傷頻度（起回事象別）
第1.1.1.h-2表	炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）
第1.1.1.h-3表	炉心損傷シーケンスの分析結果
第1.1.1.h-4表	重要度解析結果（起回事象別F V重要度）
第1.1.1.h-5表	重要度解析結果（起回事象別R A W）
第1.1.1.h-6表	重要度解析結果（基事象別F V重要度）
第1.1.1.h-7表	重要度解析結果（基事象別R A W）
第1.1.1.h-8表	不確かさ解析結果（事故シーケンスグループ別）
第1.1.1.h-9表	感度解析結果（外部電源復旧及びE C C S手動起動操作の影響）
第1.1.1.h-10表	感度解析結果（起回事象発生頻度）
第1.1.1.h-11表	感度解析結果（機器故障率）
第1.1.1.h-12表	感度解析結果（プラント固有データの反映）

停止時レベル1 P R A

第1.1.2.a-1表	P R Aで考慮する主な設備
第1.1.2.a-2表	系統設備概要

第1.1.2.a-3表	島根原子力発電所2号炉定期検査の工程日数の比較
第1.1.2.a-4表	各プラント状態の継続時間
第1.1.2.a-5表	緩和設備の使用可能性
第1.1.2.b-1表	既往の停止時レベル1 P R Aで選定している起因事象
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	起因事象発生頻度（平成24年3月まで）
第1.1.2.c-1表	成功基準の一覧
第1.1.2.c-2表	プラント状態ごとの崩壊熱
第1.1.2.c-3表	対象設備動作までの余裕時間
第1.1.2.e-1表	フロントライン系とサポート系の依存性
第1.1.2.e-2表	サポート系同士の依存性
第1.1.2.e-3表	システム信頼性評価結果
第1.1.2.g-1表	人的過誤評価結果
第1.1.2.h-1表	燃料損傷頻度（プラント状態別・起因事象別）
第1.1.2.h-2表	燃料損傷頻度（事故シーケンスグループ別）
第1.1.2.h-3表	事故シーケンスの分析結果
第1.1.2.h-4表	重要度解析結果（起因事象別 F V 重要度）
第1.1.2.h-5表	重要度解析結果（起因事象別 R A W）
第1.1.2.h-6表	重要度解析結果（基事象別 F V 重要度）
第1.1.2.h-7表	重要度解析結果（基事象別 R A W）
第1.1.2.h-8表	不確実さ解析結果（プラント状態別）
第1.1.2.h-9表	不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
第1.1.2.h-10表	感度解析結果（外部電源復旧及び E C C S 手動起動操作の影響（プラント状態別・起因事象別））
第1.1.2.h-11表	感度解析結果（外部電源復旧及び E C C S 手動起動操作の影響（事故シーケンスグループ別））

地震レベル1 P R A

第1.2.1.a-1表	地震レベル1 P R Aを実施するために収集した情報及び主な情報源
第1.2.1.a-2表	地震による事故シナリオのスクリーニング
第1.2.1.a-3表	地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト
第1.2.1.b-1表	敷地周辺の活断層諸元（宍道断層による地震）
第1.2.1.b-2表	敷地周辺の活断層諸元（F-Ⅲ断層＋F-Ⅳ断層＋F-Ⅴ断層による地震）
第1.2.1.b-3表	敷地周辺の活断層諸元（主要な活断層による地震）
第1.2.1.b-4表	敷地周辺の活断層諸元（その他の活断層による地震）
第1.2.1.b-5表	宍道断層による地震の発生頻度

第1.2.1.b-6表	対象領域の最大Mの設定値
第1.2.1.b-7表	ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方
第1.2.1.c-1-1表	考慮する不確かさ要因の例
第1.2.1.c-1-2表	損傷限界点の現実的な値（地震P S A学会標準）
第1.2.1.c-1-3表	地盤物性値
第1.2.1.c-1-4表	物性値（原子炉建物）
第1.2.1.c-1-5表	物性値（制御室建物）
第1.2.1.c-1-6表	物性値（タービン建物）
第1.2.1.c-1-7表	物性値（廃棄物処理建物）
第1.2.1.c-1-8表	現実的な物性値の評価方法
第1.2.1.c-1-9表	建物のばね定数と減衰定数（原子炉建物）
第1.2.1.c-1-10表	地盤のばね定数と減衰係数（原子炉建物）
第1.2.1.c-1-11表	地盤のばね定数と減衰係数（制御室建物）
第1.2.1.c-1-12表	地盤のばね定数と減衰係数（タービン建物）
第1.2.1.c-1-13表	地盤のばね定数と減衰係数（廃棄物処理建物）
第1.2.1.c-2-1表	強度係数の中央値の算出結果
第1.2.1.c-2-2表	強度係数 F_s の不確かさに対する対数標準偏差の設定
第1.2.1.c-2-3表	解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 ，構造物への入力地震動に関する係数 F_2 ，構造物の地震応答に関する係数 F_3 の中央値及び不確かさに対する対数標準偏差の設定
第1.2.1.c-2-4表	取水槽
第1.2.1.c-2-5表	屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）
第1.2.1.c-3-1表	考慮する不確かさ要因の整理
第1.2.1.c-3-2表	構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方
第1.2.1.c-3-3表	建物の応答係数
第1.2.1.d-1表	起回事象の発生頻度
第1.2.1.d-2表	評価対象システム一覧
第1.2.1.d-3表	人的過誤評価結果
第1.2.1.d-4表	炉心損傷頻度（起回事象別）
第1.2.1.d-5表	起回事象別の炉心損傷頻度，主要な事故シーケンス及びカットセット
第1.2.1.d-6表	炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）
第1.2.1.d-7表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度，主要な事故シーケンス及びカットセット
第1.2.1.d-8表	炉心損傷頻度（地震加速度区分別）
第1.2.1.d-9表	重要度解析結果（F V重要度）
第1.2.1.d-10表	完全独立の影響に係る感度解析の対象機器

津波レベル1 P R A

第1.2.2.a-1表	津波P R Aを実施するために収集した情報及び主な情報源
第1.2.2.a-2表	対象とした津波防護施設及び浸水防止設備
第1.2.2.a-3表	プラントウォークダウン結果
第1.2.2.a-4表	考慮すべき津波による影響
第1.2.2.a-5表	津波による損傷・機能喪失要因と対象となる構築物・機器の種類
第1.2.2.a-6表	津波により発生する起因事象の選定
第1.2.2.a-7表	津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と機能喪失浸水高
第1.2.2.a-8表	津波高さ別の事故シナリオと起因事象
第1.2.2.c-1表	建物・機器フラジリティの検討内容
第1.2.2.d-1表	津波発生頻度及び炉心損傷頻度（津波高さ別）
第1.2.2.d-2表	炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

内部事象運転時レベル1.5 P R A

第2.1.1.a-1表	原子炉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グループ
第2.1.1.b-3表	プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
第2.1.1.b-4表	炉心損傷頻度（プラント損傷状態別）
第2.1.1.c-1表	原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷の種類 の抽出
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	島根原子力発電所2号炉の原子炉格納容器耐性及び判断基準
第2.1.1.c-4表	格納容器破損モードの選定
第2.1.1.c-5表	格納容器破損モードの除外理由
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	格納容器破損モードと物理化学現象，対処設備，運転員操作の対応整理
第2.1.1.d-3表	ヘディングの従属性
第2.1.1.d-4表	ヘディングの選定及び定義
第2.1.1.e-1表	事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス
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.f-1表	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	物理化学現象の分岐確率評価結果
第2.1.1.f-3表	格納容器破損頻度（プラント損傷状態別）
第2.1.1.f-4表	格納容器破損頻度（格納容器破損モード別）
第2.1.1.f-5表	重要度解析結果（基事象別F V重要度）
第2.1.1.f-6表	重要度解析結果（基事象別R A W）
第2.1.1.g-1表	不確かさ解析結果（格納容器破損モード別）
第2.1.1.g-2表	感度解析結果（R P V破損確率の影響）

図

内部事象運転時レベル1 P R A

第1.1.1-1図	内部事象運転時レベル1 P R A評価フロー
第1.1.1.a-1図	主要な安全系統概要図
第1.1.1.a-2図	制御棒駆動系系統概要図
第1.1.1.a-3図	高圧炉心スプレー系系統概要図
第1.1.1.a-4図	低圧炉心スプレー系系統概要図
第1.1.1.a-5図	残留熱除去系系統概要図
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	原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅰ，区分Ⅱ）
第1.1.1.a-8図	原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅲ）
第1.1.1.a-9図	所内単線結線図
第1.1.1.a-10図	直流電源設備
第1.1.1.a-11図	原子炉冷却設備系統概要図
第1.1.1.a-12図	原子炉格納施設構造概要図
第1.1.1.d-1図	過渡事象イベントツリー
第1.1.1.d-2図	外部電源喪失イベントツリー
第1.1.1.d-3図	手動停止／サポート系喪失イベントツリー
第1.1.1.d-4図	原子炉冷却材喪失（LOCA）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LOCAイベントツリー
第1.1.1.e-1図	システム信頼性の評価例
第1.1.1.f-1図	共通原因故障同定フロー
第1.1.1.g-1図	自動減圧系の手動起動のHRAイベントツリー
第1.1.1.h-1図	炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）
第1.1.1.h-2図	炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
第1.1.1.h-3図	重要度解析結果（起因事象別）
第1.1.1.h-4図	重要度解析結果（基事象別）
第1.1.1.h-5図	不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
第1.1.1.h-6図	感度解析結果（外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響）
第1.1.1.h-7図	感度解析結果（プラント固有データの反映）

停止時レベル1 P R A

第1.1.2-1図	停止時レベル1 P R A評価フロー
第1.1.2.a-1図	運転停止中の炉心冷却・崩壊熱除去に関する設備概要図
第1.1.2.a-2図	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統概要図
第1.1.2.a-3図	復水輸送系系統概要図

第1.1.2.a-4図	燃料プール補給水系系統概要図
第1.1.2.a-5図	定期事業者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-6図	主要工程と使用可能な除熱及び補給系統
第1.1.2.b-1図	燃料損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイアグラム
第1.1.2.c-1図	運転停止中の崩壊熱
第1.1.2.d-1図	崩壊熱除去機能喪失イベントツリー
第1.1.2.d-2図	外部電源喪失イベントツリー
第1.1.2.d-3図	原子炉冷却材の流出イベントツリー
第1.1.2.e-1図	システム信頼性の評価例
第1.1.2.h-1図	評価工程期間中における1日当たりの燃料損傷頻度
第1.1.2.h-2図	燃料損傷頻度寄与割合（プラント状態別）
第1.1.2.h-3図	燃料損傷頻度寄与割合（起因事象別）
第1.1.2.h-4図	燃料損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
第1.1.2.h-5図	重要度解析結果（起因事象別）
第1.1.2.h-6図	重要度解析結果（基事象別）
第1.1.2.h-7図	不確実さ解析結果（プラント状態別）
第1.1.2.h-8図	不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
第1.1.2.h-9図	感度解析結果（外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響）

地震レベル1 P R A

第1.2.1-1図	地震レベル1 P R A評価フロー
第1.2.1.a-1図	プラントウォークダウン対象施設選定フロー
第1.2.1.a-2図	プラントウォークダウン実施結果の例
第1.2.1.a-3図	起因事象の抽出フロー
第1.2.1.b-1図	敷地周辺の活断層分布
第1.2.1.b-2図	領域震源モデルの対象領域
第1.2.1.b-3図	宍道断層による地震のロジックツリー
第1.2.1.b-4図	F-III断層+F-IV断層+F-V断層による地震のロジックツリー
第1.2.1.b-5図	主要な活断層及びその他の活断層による地震のロジックツリー
第1.2.1.b-6図	領域震源による地震のロジックツリー
第1.2.1.b-7図	平均地震ハザード曲線
第1.2.1.b-8図	フラクタイル地震ハザード曲線
第1.2.1.b-9図	震源別平均地震ハザード曲線
第1.2.1.b-10図	基準地震動 S_s-D 、 S_s-F1 及び S_s-F2 の応

	答スペクトル及び敷地における地震動の一樣ハザードスペクトル
第1.2.1.b-11図	基準地震動 $S_s - N1$ 及び $S_s - N2$ の応答スペクトル及び領域震源モデルによる一樣ハザードスペクトル
第1.2.1.b-12図	周期ごとの平均地震ハザード曲線
第1.2.1.b-13図	フラジリティ評価用地震動
第1.2.1.b-14図	耐震バックチェック評価用地震動 $S_s - 1$
第1.2.1.c-1-1図	原子炉建物の概要
第1.2.1.c-1-2図	制御室建物の概要
第1.2.1.c-1-3図	タービン建物の概要
第1.2.1.c-1-4図	廃棄物処理建物の概要
第1.2.1.c-1-5図	原子炉建物の地震応答解析モデル
第1.2.1.c-1-6図	制御室建物の地震応答解析モデル
第1.2.1.c-1-7図	タービン建物の地震応答解析モデル
第1.2.1.c-1-8図	廃棄物処理建物の地震応答解析モデル
第1.2.1.c-1-9図	原子炉建物のフラジリティ曲線
第1.2.1.c-1-10図	制御室建物のフラジリティ曲線
第1.2.1.c-1-11図	タービン建物のフラジリティ曲線
第1.2.1.c-1-12図	廃棄物処理建物のフラジリティ曲線
第1.2.1.c-2-1図	取水槽平面図
第1.2.1.c-2-2図	取水槽断面図 (A-A断面)
第1.2.1.c-2-3図	屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒) 平面図
第1.2.1.c-2-4図	屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒) 断面図 (A-A断面)
第1.2.1.c-2-5図	解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 (スペクトル形状係数) の評価
第1.2.1.c-2-6図	取水槽のフラジリティ曲線
第1.2.1.c-2-7図	屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒) のフラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-1図	建物の非線形応答を考慮した機器の応力
第1.2.1.c-3-2図	建物のスペクトル形状係数の概念図
第1.2.1.c-3-3図	原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-4図	原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-5図	原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-6図	非常用母線メタクラのフラジリティ曲線
第1.2.1.c-3-7図	スペクトル形状係数 F_{SA} の概念図
第1.2.1.c-3-8図	減衰係数 F_D の概念図
第1.2.1.c-3-9図	原子炉補機海水系配管のフラジリティ曲線
第1.2.1.d-1図	地震レベル 1 PRA 階層イベントツリー

第1.2.1.d-2図	外部電源喪失イベントツリー
第1.2.1.d-3図	全交流動力電源喪失イベントツリー
第1.2.1.d-4図	炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）
第1.2.1.d-5図	炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
第1.2.1.d-6図	炉心損傷頻度評価結果（地震加速度区分別）
第1.2.1.d-7図	不確実さ解析結果
第1.2.1.d-8図	感度解析結果（完全独立：事故シーケンスグループ別）
第1.2.1.d-9図	感度解析結果（完全独立：地震加速度区分別）
第1.2.1.d-10図	感度解析結果（使命時間72時間：事故シーケンスグループ別）
第1.2.1.d-11図	感度解析結果（使命時間72時間：地震加速度区分別）

津波レベル1 P R A

第1.2.2-1図	津波レベル1 P R A評価フロー
第1.2.2.a-1図	津波防護施設及び浸水防止設備の設置概要
第1.2.2.a-2図	プラントウォークダウン対象の構築物・機器の選定フロー
第1.2.2.a-3図	プラントウォークダウンチェックシート
第1.2.2.a-4図	構築物・機器現場写真
第1.2.2.a-5図	起因事象の抽出フロー
第1.2.2.b-1図	フラクティル曲線及び算術平均曲線
第1.2.2.b-2図	島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽
第1.2.2.c-1図	「被水・没水」，「流体力」及び「波力」に対するフラジリティ曲線
第1.2.2.d-1図	津波レベル1 P R A階層イベントツリー
第1.2.2.d-2図	炉心損傷頻度寄与割合（津波高さ別）
第1.2.2.d-3図	炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
第1.2.2.d-4図	不確実さ解析結果

内部事象運転時レベル1.5 P R A

第2.1.1-1図	内部事象運転時レベル1.5 P R A評価フロー
第2.1.1.a-1図	原子炉格納容器内の溶融炉心挙動
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.d-1図	格納容器イベントツリー
第2.1.1.e-1図	代表シーケンスにおける事故進展
第2.1.1.f-1図	格納容器破損頻度寄与割合（プラント損傷状態別）
第2.1.1.f-2図	格納容器破損頻度寄与割合（格納容器破損モード別）
第2.1.1.f-3図	重要度解析結果（基事象別）

第2.1.1.g-1図

不確かさ解析結果（格納容器破損モード別）

第2.1.1.g-2図

感度解析結果（原子炉圧力容器破損確率の影響）

1. レベル1 P R A
1.1 内部事象 P R A
1.1.1 運転時 P R A

内部事象運転時レベル1 P R Aは、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1 P S A編）：2008」（以下「レベル1 P S A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「P R Aの説明における参照事項」（平成25年9月 原子力規制庁）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

内部事象運転時レベル1 P R A実施に当たり必要とされる設計、運転・保守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P R Aの目的に応じて調査・収集した。

- ・ P R A実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等）
- ・ 定量化に当たり必要とされる情報（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主な情報源を、第1.1.1.a-1表に示す。

「a. 主要な設備の構成・特性」に安全系、サポート系及び電源系等の主要な設備の構成・特性について示し、「b. 原子炉格納容器の構成・特性」に原子炉格納容器の構成・特性について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

- ・ 出力
 - － 熱出力 2,436MW
 - － 電気出力 約820MW
- ・ プラント型式 ー 沸騰水型BWR-5
- ・ 格納容器型式 ー 圧力抑制形（M a r k - I改良型）

a. 主要な設備の構成・特性

今回のP R Aで考慮する主な設備を第1.1.1.a-2表に示す。本プラントのP R Aに係る基本設計は、次に説明する主要な安全システムにより構成される。第1.1.1.a-1図に本プラントの主要な安全システム概要を示す。また、第1.1.1.a-3表にシステム設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関するシステム

通常運転時は、再循環流量制御系、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。原子炉起動時及び停止時にも、反応度制御系を利用する。

異常時にあつては、以下のシステムにより原子炉を停止する。

1) 制御棒及び制御棒駆動系（第 1.1.1.a-2 図）

原子炉水位低（レベル 3）等の安全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) 原子炉冷却に関する系統

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。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。

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（第 1.1.1.a-3 図）

高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位低（レベル 1H）又は格納容器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・チェンバのプール水（第 2 水源）を炉心上部に設けられた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) 低圧炉心スプレイ系（第 1.1.1.a-4 図）

低圧炉心スプレイ系は、原子炉水位低（レベル 1）又は格納容器圧力高の信号で自動起動し、サプレッション・チェンバのプール水を炉心上部に設けられたノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。

3) 低圧注水系（第 1.1.1.a-5 図）

低圧注水系は、残留熱除去系が原子炉水位低（レベル 1）又は格納容器圧力高の信号で自動起動し、サプレッション・チェンバのプール水を原子炉へ注水して炉心を冷却する運転モードである。本原子炉施設では、低圧注水系を 3 系統設けている。

4) 自動減圧系

自動減圧系は、主蒸気系の SRV12 個のうち 6 個からなり、低圧注水系又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。本系統は、原子炉水位低（レベル 1）及び格納容器圧力高の両信号を受けて作動し、原子炉圧力を低下させる。

5) 原子炉隔離時冷却系（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（レベル 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、制御用電源は直流電源を用いており、発電所内のすべての交流電源が喪失しても原子炉の冷却を達成できる。

(c) 崩壊熱除去に関する系統

原子炉停止時は、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにより冷却される。

異常時にあっては、残留熱除去系のサブプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モードにより冷却される。

1) 残留熱除去系（第 1.1.1.a-5 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、弁の切替えにより、原子炉への注水及び原子炉格納容器の冷却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については、中間ループ、海水系からなる原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系により原子炉建物内の補機を冷却する。また、電源は、通常運転時は発電機から所内変圧器を通して供給し、原子炉停止時は 220kV 送電線から起動変圧器を通して受電する。なお、220kV 送電線停電時には、66kV 送電線から予備変圧器を通して受電する。

異常時にあっては、以下の系統により補機を冷却し、電源を供給する。

1) 原子炉補機冷却系（第 1.1.1.a-7 図～第 1.1.1.a-8 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、原子炉補機冷却系で冷却され、原子炉補機冷却系は原子炉補機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、高圧炉心スプレイ系補機冷却系で冷却され、高圧炉心スプレイ系補機冷却系は高圧炉心スプレイ系補機海水系で冷却される。

2) 電源系（第 1.1.1.a-9 図～第 1.1.1.a-10 図）

発電機トリップ等により所内常用電源が失われると、常用母線への給電は自動的に所内変圧器経由から起動変圧器経由の給電に切り替わる。さらに、常用母線から非常用母線への給電がない場合には、非常用母線の電圧低下を検知して 2 台の非常用ディーゼル発電機と 1 台の高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が自動起動し、非常用機器に給電する。

直流電源設備は、非常用の直流 115V の蓄電池 2 組及び高圧炉心スプレイ系の直流 115V の蓄電池 1 組が設けられている。直流電源設備は、電源の制御として遮断器の開閉のほか、非常用ディーゼル発電機の起動等にも用いられる。また、原子炉隔離時冷却系の電源として 230V の蓄電池 1 組が設けられている。

(e) その他の系統

1) 復水・給水系による除熱 (第 1.1.1.a-11 図)

復水・給水系は、復水器で凝縮した復水を復水ポンプ、復水昇圧ポンプ及び給水ポンプにより炉心へ注水する系統である。復水器による除熱は、復水器で蒸気を凝縮することにより、炉心から崩壊熱を除去する系統である。復水・給水系及び復水器による除熱のサポート系としては、循環水系、タービン・グランド蒸気系、抽出空気系及び気体廃棄物処理系がある。

b. 原子炉格納容器の構成・特性

(a) 原子炉格納容器の構成・特性 (第 1.1.1.a-12 図)

本プラントの原子炉格納容器は、圧力抑制形の鋼製格納容器 (Mark-I 改良型) である。原子炉格納容器は上下部半球胴部円筒形をしたドライウェルと円環形のサプレッション・チェンバに区分されている。ドライウェ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、原子炉冷却材喪失時に原子炉から放出される蒸気はこのベント管を通してサプレッション・プール水に導かれて凝縮される。

原子炉格納容器内雰囲気は、通常運転時において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) 残留熱除去系 (第 1.1.1.a-5 図)

本系統は、サプレッション・チェンバのプール水をドライウェ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、事故時に原子炉格納容器内に浮遊しているよう素を除去するとともに、原子炉格納容器内の温度、圧力を低減し、原子炉格納容器内の放射性物質が漏えいするのを抑制する。

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、炉心損傷へ至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、選定を行った。

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

既往の PRA, 安全評価審査指針及び EPR I 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 (第 1.1.1.b-1 表) 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。また、選定された起回事象と安

全評価審査指針及びE P R I N P - 2230 で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。分析結果については第 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原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内原子炉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、島根原子力発電所 2 号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。

プラント停止に至った過去のトラブル事象（発生時期）	起因事象
<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉出力上昇中主蒸気隔離弁閉による原子炉自動停止（1990. 12. 04） ・スクラム排水容器水位異常高信号による原子炉自動停止（1995. 01. 30） 	過渡事象
<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉再循環ポンプ速度低下に伴う原子炉手動停止（1989. 04. 10） ・原子炉再循環ポンプ電動機軸受潤滑油位低下に伴う原子炉手動停止（1990. 11. 19） ・原子炉再循環ポンプメカニカルシールの不具合に伴う原子炉手動停止（1993. 01. 18） ・ドライウェル冷却機凝縮水量及び床ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止（2004. 03. 17） ・原子炉再循環ポンプ点検に伴う点検停止（2005. 03. 25） ・原子炉再循環ポンプ点検に伴う点検停止（2005. 06. 18） 	手動停止／サポート系喪失

(2) 対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については、発生する可能性や影響を考慮し、評価対象外と判断している。なお、レベル 1 P S A 学会標準において、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。

【レベル 1 P S A 学会標準より抜粋】

5. 1. 3 同定した起因事象の除外 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 P S A の使用目的からは必要がないと考えられる場合には、5. 1. 1 或いは 5. 1. 2 で同定した起因事象を評価対象から除外してもよい

- ・原子炉冷却材流量の部分喪失（原子炉再循環ポンプ 1 台トリップ）
- ・燃料プールでの放射性物質の放出
- ・燃料集合体の落下
- ・制御棒落下
- ・放射性気体廃棄物処理施設の破損

- ・計装用空気系故障
- ・主蒸気管破断
- ・原子炉圧力容器破損

(3) 起回事象のグループ化

起回事象については、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、事象の類似した起回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。起回事象をグループ化するには、事故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し、さらに、必要とされる緩和設備等が類似しており、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範囲まで以下のとおり起回事象をグループ化している。グループ化した結果を第 1.1.1.b-3 表に示す。

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り、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は損なわれていないものの、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象を過渡事象としてグループ化する。なお、事象の進展が異なる一部の事象については独立した起回事象として取り扱う。

- ・過渡事象
- ・外部電源喪失（非常用電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす）

b. 原子炉冷却材喪失（LOCA）

原子炉冷却材の流出によりプラントパラメータが変動し、格納容器圧力高信号等が発生して原子炉スクラムに至る事象であり、起回事象としては原子炉冷却材圧力バウンダリ配管破損が該当する。また、LOCAに含まれる事象について破断規模に応じて期待されるECCS等の相違から、以下のとおり細分化を行った。

- ・大破断LOCA
- ・中破断LOCA
- ・小破断LOCA

なお、漏えい等の極めて少量の冷却材の流出は、小破断LOCAよりも事象の進展が緩やかであるため、手動停止に含めて考える。

c. 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、それに直結した原子炉格納容器外の残留熱除去系、低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系との隔離に失敗した場合に、原子炉の圧力が残留熱除去系、低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系に付加されるために発生する事象であり、独立した起回事象として取り扱う。

d. 手動停止／サポート系喪失

定期事業者検査のための通常停止及び通常運転中に軽微なトラブルが

生じた際等の計画外停止における手動停止操作を想定しており，原子炉スクラムを伴う事象ではないが，独立した起因事象として取り扱う。

また，サポート系の故障に起因する事象も，独立した起因事象として取り扱い，以下のとおり細分化を行った。

- ・交流電源故障
- ・直流電源故障
- ・原子炉補機冷却系故障
- ・タービン・サポート系故障

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5事象を選定した。選定した起因事象は第1.1.1.b-4表に示す。

(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1PRAで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。各起因事象の発生頻度の評価の考え方を以下に示す。

a. 過渡事象の発生頻度

過渡事象の発生頻度は，国内BWRの運転実績に基づいて算定した。運転実績には利用可能なデータである平成23年度（平成24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求める。

なお，国内では発生経験のないSRV誤開放の発生頻度に関しては，保守的に0.5件の発生を仮定して評価した。

○ 非隔離事象の発生頻度

$$= 83 / 526.2 = 1.6 \times 10^{-1} / \text{炉年}$$

83 : 非隔離事象の発生実績 (件)
526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

○ 隔離事象の発生頻度

$$= 13 / 526.2 = 2.5 \times 10^{-2} / \text{炉年}$$

13 : 隔離事象の発生実績 (件)
526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

○ 全給水喪失の発生頻度

$$= 5 / 526.2 = 9.5 \times 10^{-3} / \text{炉年}$$

5 : 全給水喪失の発生実績 (件)
526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

○ 水位低下事象の発生頻度

$$= 13 / 526.2 = 2.5 \times 10^{-2} / \text{炉年}$$

13 : 水位低下事象の発生実績 (件)
526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

○ 原子炉保護系誤動作等の発生頻度

$$= 39 / 526.2 = 7.4 \times 10^{-2} / \text{炉年}$$

39 : 原子炉保護系誤動作等の発生実績 (件)

526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

○ 外部電源喪失の発生頻度

$$= 3 / 792.7 = 3.8 \times 10^{-3} / \text{炉年}$$

3 : 外部電源喪失の発生実績 (件)

792.7 : 国内BWRプラント運転期間 (年) ※

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

○ SRV誤開放の発生頻度

$$= 0.5 / 526.2 = 9.5 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

b. 原子炉冷却材喪失 (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。

○ 大破断LOCA

$$= 2.0 \times 10^{-5} / \text{炉年}$$

○ 中破断LOCA

$$= 2.0 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

○ 小破断LOCA

$$= 3.0 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

c. 手動停止/サポート系喪失の発生頻度

手動停止の発生頻度は、過渡事象の発生頻度と同様に平成23年度(平成24年3月)までの国内BWRの運転経験に基づき算出した。

また、サポート系喪失の発生頻度については、国内BWRの運転経験を基に算出した。国内実績としては安全機能にかかわるサポート系の機能喪失事例は発生していないため、発生頻度は保守的に0.5件の発生を仮定し、これを対象システムの延べ運転年数で除して求める。

○ 手動停止の発生頻度

$$= 869 / 526.2 = 1.7$$

869 : 国内BWRの手動停止実績 (件)

526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

○ 原子炉補機冷却系故障 (非常用1系統) の発生頻度

$$= 0.5 / 757.9 = 6.6 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

757.9 : 国内BWR原子炉補機冷却系の延べ運転期間 (年)

○ 交流電源故障 (非常用1系統) の発生頻度

$$= 0.5 / 3652.9 = 1.4 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

3,652.9 : 国内BWR交流電源の延べ運転期間 (年)

- 直流電源故障（非常用1系統）の発生頻度
 $= 0.5 / 1915.7 = 2.6 \times 10^{-4} / \text{炉年}$
 1,915.7 : 国内BWR直流電源の延べ運転期間（年）
- タービン・サポート系故障の発生頻度
 $= 0.5 / 757.9 = 6.6 \times 10^{-4} / \text{炉年}$
 757.9 : 国内BWRタービン・サポート系の延べ運転期間（年）

d. 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り、低圧設計部に設計圧以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

(a) 評価対象配管

インターフェイスシステムLOCAの評価対象配管として、既往のPRAやNUREG/CR-5124の検討例より次のものが考えられる。

- ・ 低圧注水系注入配管
- ・ 低圧炉心スプレイ系注入配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却戻り配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却吸込み配管

なお、これらの配管は、すべて2個以上の通常時閉の隔離弁を有しており、インターロック等も備えているため、低圧設計部への異常な加圧はほとんど発生することはない。

(b) 評価方法

評価対象配管のうち、隔離弁が2個のものについて、インターフェイスシステムLOCAの発生頻度を評価する。インターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、低圧配管への異常な加圧の発生頻度とこの時の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次式で評価する。

$$F_{IS} = F_{PB} \cdot B \cdot H$$

ここで、

- F_{IS} : インターフェイスシステムLOCA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

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個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。

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

ここで、

- λ_1, λ_2 : 弁の故障率等
- P_1, P_2 : 弁の故障検出失敗確率

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考慮する。

1.1.1.c 成功基準

成功基準とは、原子炉設備が異常な状態となった際に、原子炉施設を安全に停止するために必要な安全機能、あるいは安全機能の組合せをいう。原子炉施設の安全停止に関わる安全機能は下記の3機能である。

- ・原子炉停止
- ・炉心冷却 (炉水位の維持)
- ・原子炉格納容器からの除熱

本PRAでは、本プラントの構成・特徴や、既往のPRA、あるいは安全解析等に基づき、それぞれの安全機能に対し、最低限必要な系統構成・作動機器台数を成功基準として設定した。なお、これらの決定に当たっては、必要に応じて許認可コード等を用いた解析を実施した。

① 成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

a. 一般的な炉心損傷判定条件

レベル1 P S A 学会標準における定義と同様に、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が $1,200^{\circ}\text{C}$ を超えると炉心損傷と判定する。

b. 起因事象ごとの成功基準の一覧表

上記を踏まえ、起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第 1.1.1.c-1 表に示す。

(2) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

自動起動・動作するものを除く事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間及びその設定根拠について、以下に示す。

(a) 炉心冷却

対象操作：過渡事象発生時の手動減圧

過渡事象発生時、炉心の冷却に対する余裕時間としては、炉心損傷防止の観点及び運転員による操作にかかる時間から とする。

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き、安定したプラント状態をもたらす、又は必要な安全機能を果たすことができる時間である使命時間 (求められる継続運転時間) は、レベル1 P S A 学会標準の考え方を参考に、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できると

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

考えられる時間として、24 時間を使命時間として設定した。実際の使命時間が 24 時間より短いものもあるが、保守的に一律 24 時間として機器の故障率を評価している。なお、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

(3) 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次表のとおりである。

成功基準解析	確認内容
LOCA時におけるECCSの炉心冷却機能に関する熱水力解析	ECCSの1つの系統において、炉心冷却が達成されることを確認した。
過渡事象時における原子炉減圧後の低圧ECCS（低圧炉心スプレイ系、低圧注水系）の炉心冷却機能に関する熱水力解析	原子炉を手動で減圧して、低圧ECCSの1つの系統において、炉心冷却が達成されることを確認した。

使用コード	コード検証
S A F E R	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、起因事象の発生及び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

イベントツリーは、各起因事象が発生した時に、原子炉の安全を確保するため必要な安全機能の成功又は失敗の組合せによって事象の進展を表わす際に使用される手法である。

イベントツリーの構造には、小イベントツリー／大フォールトツリーの手法を用いた。系統従属性や機器間従属性を適切に考慮して、島根原子力発電所2号炉の構成・特性に対応したヘディングの設定とツリーを構築し、事故シーケンスへの展開を行った。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第 1.1.1.d-1～5 図に示す。なお、事故シーケンスグループ分類については、「1.1.1.h 炉心損傷頻度」に示す。

イベントツリーの作成上の主要な仮定を以下に示す。

(1) 過渡事象のイベントツリー

過渡事象のイベントツリーは、「原子炉停止」、「圧力バウンダリ健全性」、「炉心冷却」（「高圧炉心冷却」、「原子炉減圧」、「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を

示す。

過渡事象後に原子炉停止に失敗すると「原子炉停止機能喪失」に分類する。原子炉停止に成功すると炉心冷却を行う。炉心冷却及び崩壊熱除去の作動条件は、原子炉冷却材圧力バウンダリの状態で異なるため、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を確認する。

炉心冷却は、原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）と原子炉が低圧状態で注水できる低圧炉心冷却（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系）がある。低圧炉心冷却は、原子炉減圧と連携して注水する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全な場合の高圧炉心冷却は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心冷却に失敗し原子炉減圧に失敗した場合は「高圧注水・減圧機能喪失」に分類し、高圧炉心冷却に失敗し低圧炉心冷却に失敗した場合は「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でない場合は、原子炉圧力が低圧炉心冷却の作動圧力まで減圧するため、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却が不能となると共に原子炉減圧は不要となる。高圧炉心冷却に失敗し低圧炉心冷却に失敗した場合は「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

炉心冷却に成功した場合に崩壊熱除去に成功すると「炉心損傷なし」に分類し、失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(2) 外部電源喪失のイベントツリー

外部電源喪失のイベントツリーは、電源設備（「直流電源」、「交流電源」）、「圧力バウンダリ健全性」及び「高圧炉心冷却」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

外部電源喪失が発生すると動力電源が喪失するため、交流電源（非常用ディーゼル発電機の起動）による早急な非常用電源確保が必要となる。非常用ディーゼル発電機の起動には直流電源設備からの給電が必要となる。直流電源の確保に成功すると交流電源が起動でき、交流電源が確保できた場合には過渡事象のイベントツリーへ移行する。

炉心冷却の作動条件は、原子炉冷却材圧力バウンダリの状態で異なるため、原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性を確認する。炉心冷却は、交流電源の確保に失敗した場合でも原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却として、タービン駆動の原子炉隔離時冷却系及び独立した専用非常用ディーゼル発電機のある高圧炉心スプレイ系がある。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全な場合の高圧炉心冷却は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。原子炉隔離時冷却系で炉心冷却に成功している場合は蓄電池が枯渇する「全交流動力電源喪失」に分類し、高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び

高圧炉心スプレイ系)に失敗した場合は、「全交流動力電源喪失」に分類する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でない場合の高圧炉心冷却は、高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類し、失敗した場合は「全交流動力電源喪失」に分類する。

直流電源が喪失した場合は、高圧炉心冷却として、独立した専用直流電源のある高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類し、失敗した場合は「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3) 手動停止／サポート系喪失のイベントツリー

手動停止／サポート系喪失のイベントツリーは、「圧力バウンダリ健全性」、炉心冷却（「高圧炉心冷却」、「原子炉減圧」、「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され、「原子炉停止」を除き過渡事象と同様となる。

手動停止／サポート系喪失は、プラント停止手順が同一であるため、イベントツリーの構造は同じものとなる。

手動停止／サポート系喪失は、原子炉の出力を制御しながら時間をかけて原子炉を停止するものであり、制御棒による通常停止操作で原子炉を停止する。原子炉停止操作中に原子炉自動スクラムが生じる事象については過渡事象で評価されるため、ここでは除外する。

なお、本評価では、手動停止において通常の停止操作により原子炉を停止することから、炉心冷却及び崩壊熱除去において復水・給水系を考慮する。

(4) 原子炉冷却材喪失のイベントツリー

原子炉冷却材喪失のイベントツリーは、「原子炉停止」、炉心冷却（「高圧炉心冷却」、「原子炉減圧」、「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

原子炉冷却材喪失後に原子炉停止に失敗すると「原子炉停止機能喪失」に分類する。原子炉停止に成功すると炉心冷却をする。

炉心冷却は、原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）と原子炉が低圧状態で注水できる低圧炉心冷却（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系）がある。低圧炉心冷却は、原子炉減圧と連携して注水する。

高圧炉心冷却に失敗し原子炉減圧に失敗した場合と、高圧炉心冷却に失敗し低圧炉心冷却に失敗した場合は「LOCA時注水機能喪失」に分類する。

炉心冷却に成功した場合に崩壊熱除去（残留熱除去系）に成功すると「炉心損傷なし」に分類し、失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

なお、原子炉冷却材喪失のイベントツリーは、冷却材流出の状態に応じて事故シーケンスは異なる。大破断LOCA時には、破断の直後に原子炉が瞬時に減圧するため、低圧炉心冷却作動のための原子炉減圧は不要となる。中破断LOCA時には、高圧炉心冷却として原子炉隔離時冷却系では容量不足のため、高圧炉心スプレイ系のみが使用可能であり、低圧炉心冷却作動には原子炉減圧が必要となる。小破断LOCA時には、高圧炉心冷却として高圧炉心スプレイ系以外に原子炉隔離時冷却系が使用でき、低圧炉心冷却作動には原子炉減圧が必要となる。

(5) インターフェイスシステムLOCAのイベントツリー

インターフェイスシステムLOCAのイベントツリーは、起因事象と隔離操作を考慮している。インターフェイスシステムLOCAが発生し、隔離操作に失敗した場合「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。

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、システム信頼性評価にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価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】

<原子炉停止系>

<ECCS>

- ・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

<原子炉隔離時冷却系>

<残留熱除去系>

<常用系設備>

- ・常用系設備（復水・給水系及び復水器による除熱）

【サポート系】

<補機冷却系>

- ・原子炉補機冷却系／海水系
- ・高圧炉心スプレイ系補機冷却系／海水系
- ・タービン補機冷却系／海水系

<電源>

- ・交流電源
- ・直流電源

<空調>

- ・ポンプ室空調
- ・非常用D G室換気系

② システム信頼性評価手法

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

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器で評価すべき故障モードを整理した。また、これらの情報に基づき「① 評価対象としたシステムとその説明」に示すシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。システム信頼性の評価例を第 1.1.1.e-1 図に示す。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第 1.1.1.e-3 表に示す。

なお、内部事象レベル 1 P R A では起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（過渡事象等）とサポート系（電源、補機冷却等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。

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 1.1.1.e-4 表に示す。起因事象ごとに結果が異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。

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) S R V 開放及び再閉

S R V の開放及び再閉によって原子炉圧力容器の圧力が維持されることを想定している。S R V は全部で 12 個あり、それぞれが逃がし弁機能と安

全弁機能を有している。島根原子力発電所2号炉においては、SRVが□
□開放すれば原子炉圧力容器の破損に至らない。□開放
せずに原子炉圧力容器の破損に繋がる発生確率は□と考えられ
るため、SRV開放の分岐確率は□考えている。

SRV開放後の再開については、□
□した値を用いている。SRVの閉失敗確率 (5.6×10^{-8}
/h) と試験間隔 (8,760 時間) を用いて1個あたりの閉失敗確率を求め、
全弁の閉失敗確率□としている。

(2) 制御棒4本挿入失敗確率

原子炉停止系の故障は、運転時に原子炉を停止する際、制御棒の多重故障により未臨界を確保できない事象として、隣接4本の制御棒の挿入失敗を想定した。評価においては、故障原因が少ないため、フォールトツリーは作成せず、制御棒1本当たりの挿入失敗確率 1.1×10^{-6} /要求時から、隣接4本制御棒挿入失敗確率は、 2.5×10^{-11} /要求時としている。

1.1.1.f 信頼性パラメータ

システム信頼性評価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、共通原因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

① 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通原因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守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。

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」に記載されているデータ (以下「国内故障率データ」という。) を使用する。使用した国内故障率データの例を第1.1.1.f-1表に示す。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)、電中研報告P00001、(財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

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

③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では、AM策等を考慮しない評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④ 待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

試験による待機除外について検討し、試験時でも作動要求があった場合、自動的に待機除外が解除されるような設備の場合はオーバーライドが期待できること及び試験時間が短時間なことから、評価への影響が軽微であるため考慮しないこととした。

(2) 保守作業による待機除外データ

保守作業による系統の待機除外確率 (q_{mu}) は、下記の式を用いて、評価した。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

λ_{mui} : 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_{mui} : 機器 i の平均修復時間

本評価では、NUREG/CR-2815を参考に、機器の異常発生率については、機器の故障率の10倍を用いる。この理由としては、機器の故障（機能喪失）だけでなく軽微な異常（例えば、弁の小リークや油漏れ）でも保守を受けることが考えられ、保守頻度は機器故障率に比較して高いと考えられるためである。

⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

(1) 共通原因故障の同定

多重性を持たせた機器については、共通原因故障を考慮する必要がある。共通原因故障を考慮する機器と故障モードの同定フローを第1.1.1.f-1図に示す。

ただし、多重性を持たせた機器についても、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、レベル1 P S A学会標準に従い評価対象機器から除外している。

その結果、次の機器に対し、共通原因故障を考慮した。

・同一系統内の冗長機器

同一系統内の冗長機器については共通原因故障を適用した。具体的には、原子炉補機冷却系等の弁、ポンプを選定した。

・独立した系統間の冗長機器

独立した系統間の冗長機器については、機能喪失した場合に影響する範囲が極めて広いため、共通原因故障を考慮した。具体的には、安全保護系、非常用電源設備及びE C C S（補機冷却系、関連する空調設備を

含む。)の主要機器を選定した。

(2) 想定される故障モード

共通原因故障で考慮する故障モードは、機器の機能喪失に対して想定するが、動的機器又は静的機器の故障モードのいずれかによって、故障モードの選定は異なると考えられる。したがって、これらを区別して故障モードの適用性を検討した。

具体的には、ポンプの起動失敗、ポンプの継続運転失敗、電動弁の作動失敗のような「動的機器の故障モード」、配管の閉塞のような「静的機器の故障モード」に分類される。これらのうち、動的機器の故障は共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから共通原因故障の適用対象とする。

共通原因故障を考慮した機器と故障モードを第 1.1.1.f-2 表に示す。

(3) 共通原因故障パラメータ

本評価では、MGL法を用いて、共通原因故障を考慮した。

共通原因故障パラメータとしては、米国で公開され、あるいはPRAでの使用実績がある文献等から、妥当と考えられる β 、 γ ファクタを使用した。MGL法は冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータである。本評価で使用した共通原因故障パラメータの例を第 1.1.1.f-3 表に示す。

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又は失敗の確率を評価することである。

本評価では、起因事象発生前の作業及び起因事象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。求めた人的過誤確率はシステム信頼性解析に引き継がれる。

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手法（Technique for Human Error Rate Prediction）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。第 1.1.1.g-1 表に人的過誤確率の評価において使用した主要なデータを示す。なお、本評価では、過誤回復として、複数の運転員によるバックアップを評価している。

(2) 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取り扱い

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

起因事象発生前の人的過誤として、試験、保守時において、作業終了後、その系統あるいは機器の復旧エラーを考慮した。具体的には、手動弁の開閉忘れ及び計測器の誤校正が挙げられる。

手動弁の開閉忘れは、手動弁の機械的故障と同様に、フォールトツリーで機器故障の1つのモードとして取り扱われる。ただし、運転員及び保修士による過誤回復の効果が大きく、通常無視できる程度となる。

計測器の誤校正は、同一プロセス量の計測器に対して共通な故障モードの1つとして、共通原因故障に含めて評価する。

b. 起因事象発生後人的過誤

起因事象発生後の人的過誤として、プラントで事故が発生した場合、運転員は事故時の運転手順書に記載されている手順に従って、原子炉を安全に停止させるために必要な操作を行う。手順に記載されている操作としては、原子炉へ注水を行うためのECCS等の操作や、自動減圧系による手動減圧、残留熱除去系の手動起動による原子炉格納容器除熱等がある。PRAにおいては、これらの運転員が行う操作を人的過誤の評価対象とする。

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。

(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、診断失敗として取り扱う。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。

診断失敗確率はTHERPの時間信頼性曲線を用いており、対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル等の補正係数を乗じて算出している。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 成功基準」で設定した余裕時間を用いる。

なお、今回のPRAで用いた余裕時間はすべて1,500分以内に設定している。これは、THERPに記載されている時間信頼曲線の範囲(1分-1,500分)である。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。

(b) 操作失敗

上記「b. 起因事象発生後人的過誤」に記載するように、事故シナリオに対し炉心損傷を防止するために事故時の運転手順書に記載された操作の中で必要となる操作を同定し、操作失敗として扱う。

THERP手法に基づき、運転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮して算出する。また、担当の運転員以外にも指導的な立場等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

事故対応の人的過誤としては、手動起動等の失敗があり、系統の機械系故障と同レベルで取り扱われる。具体的には、自動減圧系の手動減圧失敗や残留熱除去系の手動起動及びモード切替え等を考慮している。

第 1. 1. 1. g-1 図に人的過誤評価の例として、自動減圧系の手動起動の HRA イベントツリーを示す。

人的過誤評価結果を第 1. 1. 1. g-2 表に示す。

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

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。本評価では、WinNUPRA 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。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）。

b. 原子炉冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも、炉心を冷却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（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による高圧炉心冷却）と低圧注水機能（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系による低圧炉心冷却）があり、これらの注水機能の状況に応じて事故シーケンスグループを選定する。

事象発生後、高圧注水機能や低圧注水機能が喪失した場合、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る可能性があり、事故シーケンスグループとして分類する（高圧・低圧注水機能喪失）。

高圧注水機能が喪失し、原子炉の減圧に失敗した場合には、低圧注水機能が使用できないため、炉心への注水ができずに炉心損傷に至る可能性があり、事故シーケンスグループとして分類する（高圧注水・減圧機能喪失）。

LOCA発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失した場合、炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る可能性があり、事故シーケンスグループとして分類する（LOCA時注水機能喪失）。

また、原子炉冷却材が原子炉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うえで炉心の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分類する（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））。

c. 除熱機能

原子炉の注水に成功した場合においても、原子炉格納容器からの除熱機能が必要である。この機能が喪失した場合、原子炉格納容器が破損し、炉心損傷に至る（いわゆる格納容器先行破損が発生する）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（崩壊熱除去機能喪失）。

d. 安全機能のサポート機能

上記、原子炉冷却機能及び除熱機能といった安全機能を果たすためには、電源系や原子炉補機冷却系といったサポート系が必要である。これらの機能が喪失した場合、原子炉冷却機能及び除熱機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから、それぞれ事故シーケンスグループとして分類する（全交流動力電源喪失）。

以上から、次の事故シーケンスグループに分類される。

- ・高圧・低圧注水機能喪失
- ・高圧注水・減圧機能喪失
- ・全交流動力電源喪失
- ・崩壊熱除去機能喪失
- ・原子炉停止機能喪失
- ・LOCA時注水機能喪失
- ・格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

② 炉心損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 6.2×10^{-6} / 炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第 1.1.1.h-1 表に示す。また、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-2 表に示す。さらに、炉心損傷シーケンスの分析結果を第 1.1.1.h-3 表に示す。

起因事象別の結果では、過渡事象を起因とする炉心損傷頻度が大部分を占めている。次いで、手動停止／サポート系喪失、外部電源喪失が支配的となっている。一方、原子炉冷却材喪失（LOCA）事象の寄与割合は小さくな

っている。また、事故シーケンスグループ別で分析すると、崩壊熱除去機能喪失が支配的であり、次いで全交流動力電源喪失が支配的となっている。

(1) 評価結果の分析

起因事象別炉心損傷頻度寄与割合及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度寄与割合を第 1.1.1.h-1 図及び第 1.1.1.h-2 図に示す。事故シーケンスグループごとの寄与割合としては「崩壊熱除去機能喪失」が支配的となる。

a. 崩壊熱除去機能喪失（炉心損傷頻度： 6.2×10^{-6} / 炉年，寄与割合：約 100%）

AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、手動停止時を除いて、原子炉格納容器からの除熱機能として期待できるのは残留熱除去系のみであることから、崩壊熱除去機能喪失の炉心損傷頻度が大きくなる。

なお、起因事象発生頻度については、手動停止／サポート系喪失が大きくなるが、手動停止時に常用系の緩和機能を期待できること等から、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

炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で、重要度解析を実施した。また、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、不確実さ解析を行った。

また、炉心損傷頻度を解析する評価上の仮定について、結果への影響を把握するため、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FV重要度及びRisk Achievement Worth（以下「RAW」という。）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。重要度は、起因事象及び緩和系に対して評価した。

a. FV重要度

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。

$$FV = \frac{F(CD) - F(CD | A=0)}{F(CD)}$$

$F(CD | A=0)$: 対象とする事象Aの生起確率が0の場合の炉心損傷頻度

$F(CD)$: 炉心損傷頻度

b. RAW

対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標。

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

$F(CD | A=1)$: 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

起回事象別のFV重要度の評価結果は第1.1.1.h-4表のとおりであり、炉心損傷頻度の支配的要因である過渡事象が高くなった。起回事象別のRAWの評価結果は、第1.1.1.h-5表のとおりであり、起回事象に対して有効な緩和手段の少ないインターフェイスシステムLOCAが最も高くなった。FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-3図に示す。

基事象別のFV重要度の評価結果は第1.1.1.h-6表のとおりであり、AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、残留熱除去系が高く、続いてそのサポート系である原子炉補機冷却系、原子炉補機海水系及び非常用交流電源機能が高くなった。崩壊熱除去機能喪失に対しては、有効性評価の事故シーケンスとして残留熱除去系が故障した場合に該当する事故シーケンス及び取水機能が喪失した場合に該当する事故シーケンスの2つの事故シーケンスを選定しており、それぞれに対して格納容器フィルタベント系、原子炉補機代替冷却系等を整備することが重大事故等対策として有効となる。

また、基事象別RAWの評価結果は第1.1.1.h-7表のとおりであり、AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、原子炉補機冷却系、原子炉補機海水系、非常用交流電源等のサポート系及び残留熱除去系の機能喪失が高くなった。ECCS等フロントライン系の安全機能がサポート系の機能に依存していることによりサポート系の喪失がリスク増加に寄与している。これらのサポート系の機能喪失を含む事故シーケンスに対しては、原子炉補機代替冷却系や常設代替交流電源設備といった重大事故等対策を整備することが有効である。フロントライン系として上位にある残留熱除去系の機能喪失は、崩壊熱除去機能が残留熱除去系のみになっていることが原因と考えられる。これに対しては格納容器フィルタベント系を整備することが重大事故等対策として有効となる。FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-4図に示す。

原子炉停止に関する機器は、FV重要度の観点からは高くならなかったがRAWでは高くなっている。これは、原子炉停止に関する機器の非信頼度が小さいため、原子炉停止に関する機器の機能喪失により炉心損傷が起ると仮定した場合、炉心損傷頻度が増加することによる。原子炉停止に

係る対策としては、ほう酸水注入系及び代替原子炉再循環ポンプトリップ機能並びに代替制御棒挿入機能による原子炉停止機能を持つシステムを整備することが重大事故等対策として有効となる。

(2) 不確実さ解析

起因事象，機器故障率，人的過誤及び共通原因故障等の統計的な不確かさを考慮し，モンテカルロ法を用いて不確実さ解析を行った。不確実さ解析の結果を第 1.1.1.h-8 表及び第 1.1.1.h-5 図に示す。

全炉心損傷頻度は 6.2×10^{-6} / 炉年 (平均値)，エラーファクタ (以下「E F」という。) は 3.0 となった。これは，各パラメータの不確実さの影響により，上限と下限の間に約 9 倍の不確実さ幅があることを意味する。

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

また，事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の E F は，低いもので一桁，高いもので約 22 となった。

(3) 感度解析

a. 外部電源復旧及び E C C S 手動起動操作の影響

平成 4 年の計画以前から整備している AM 策である「外部電源復旧」と「E C C S の手動起動」を P R A で考慮した場合の事故シーケンスの抽出及び評価全体への影響を分析するため，感度解析を実施した。感度解析の結果を第 1.1.1.h-9 表及び第 1.1.1.h-6 図に示す。

感度解析の結果，外部電源の復旧及び E C C S 手動起動の操作を考慮した炉心損傷頻度は 5.8×10^{-6} / 炉年となり，ベースケースの 6.2×10^{-6} / 炉年から若干低下した。主に「全交流動力電源喪失」及び「高圧・低圧注水機能喪失」の炉心損傷頻度が低下している。「全交流動力電源喪失」については，全交流動力電源喪失状態時に電源復旧する可能性が考慮されるため，炉心損傷頻度が低減している。また，「高圧・低圧注水機能喪失」については，E C C S 自動起動失敗時のバックアップ操作を考慮するため，炉心損傷頻度が低減している。

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，起因事象発生頻度及び機器故障率データについて，頻度論統計とベイズ統計の 2 通りについて感度解析を実施した。

(a) 起因事象発生頻度

起因事象発生頻度について，第 1.1.1.h-10 表に示す。対象とする起因事象は島根原子力発電所 2 号炉で発生経験のある事象を選定している。

隔離事象は，島根原子力発電所 2 号炉の運転経験データより 1 件の発生件数があるため，ベースケースの 2.5×10^{-2} / 炉年から頻度論統

計では約 2.2 倍の 5.4×10^{-2} / 炉年, ベイズ統計では約 1.5 倍の 3.8×10^{-2} / 炉年となった。

原子炉保護系誤動作等については, 島根原子力発電所 2 号炉の運転経験データより 1 件の発生件数がカウントされているが, 国内故障率データの発生件数も 39 件と多いため, 頻度論統計及びベイズ統計では発生頻度は同等となった。

手動停止(通常停止)についても, 島根原子力発電所 2 号炉の運転経験データは 24 件カウントされているが, 国内故障率データの発生件数も 869 件と多いため, 発生頻度は同程度の 1.7 / 炉年から頻度論統計は 1.3 / 炉年, ベイズ統計は 1.4 / 炉年と低減した。

(b) 機器故障率データ

第 1.1.1.h-11 表に機器故障率の結果について示す。島根原子力発電所 2 号炉の故障件数, 運転延べ時間, 事前データを基に機器故障率の算出を行った結果, 国内故障率データと同程度となった。

(c) 炉心損傷頻度

炉心損傷頻度に対する感度解析の結果を第 1.1.1.h-12 表及び第 1.1.1.h-7 図に示す。

感度解析の結果, 全炉心損傷頻度は, 頻度論統計は 6.5×10^{-6} / 炉年となり, ベイズ統計は 5.7×10^{-6} / 炉年となった。ベースケースの解析結果 6.2×10^{-6} / 炉年から若干低下したが, ベースケースの炉心損傷頻度の E F の幅の中に含まれていることから, 固有プラントデータを適用した評価は一般パラメータを適用した評価と比較して大きな差はないと考えられる。

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

P R A 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	P R A 実施に当たり必要とされる基本的な情報	(1) 設計情報	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉設置変更許可申請書 工事計画認可申請書 配管計装線図 単線結線図 展開接続図 プラント機器配置図 系統設計仕様書 機器設計仕様書 インターロックブロック線図 	
			(2) 運転管理情報	<ul style="list-style-type: none"> 保安規定 運転要領書 定期試験要領書 巡視点検要領書 	
2	定量化	(1) 起因事象の選定と発生頻度の評価	過渡事象, 外部電源喪失等に関する事例	<ul style="list-style-type: none"> 上記 1 の情報源 原子力施設運転管理年報 既往の P R A に関する情報 原子力発電所運転管理年報 原子力安全推進協会により運営されている N U C I A 電気事業者によるプレスリリース E P R I NP-2230 N U R E G 等の報告書 	
			(2) 成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> 安全系等のシステム使用条件 システムの現実的な応答 運転員による緩和操作 	<ul style="list-style-type: none"> 上記 1 の情報源 既往の P R A に関する情報
			(3) 事故シーケンスの分析		
			(4) システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態	
			(5) 人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 運転員による緩和操作等 各種操作, 作業等に係る体制 	<ul style="list-style-type: none"> 上記 1 の情報源 人間信頼性解析に関する報告書 (N U R E G / C R - 1 2 7 8)
			(6) パラメータの作成	対象プラントに即したデータ	<ul style="list-style-type: none"> 上記 1 の情報源 プラント運転記録 国内故障率データ 原子力施設運転管理年報 N U R E G 等の報告書

第 1.1.1.a-2 表 P R A で考慮する主な設備

機能及び設備名		機器の説明
原子炉停止機能		
設計基準対象施設	原子炉停止系	原子炉水位低等の異常を検知した際に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。制御棒及び制御棒駆動系並びにほう酸水注入系から構成される。ほう酸水注入系は設計基準対応としての設備でもあるが、運転時の異常な過渡変化時におけるほう酸水注入系については、緊急停止失敗時の重大事故等対策としても位置付けていることから、考慮していない。
炉心冷却機能		
設計基準対象施設	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低又は格納容器圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより高圧～低圧状態の炉心に注水する。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低を検知した際に自動起動し、タービン駆動のポンプにより高圧状態の炉心に注水する。
	低圧注水系	原子炉水位低又は格納容器圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。
	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位低又は格納容器圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。
	自動減圧系	原子炉水位低及び格納容器圧力高を検知した際に自動減圧機能を有する S R V を開放して原子炉圧力を低下させる。
AM策	原子炉手動減圧＋低圧注水操作	原子炉手動減圧については、設計基準（残留熱を除去する系統）としての機能もあることから考慮する。低圧注水操作については、手動操作は考慮せず、自動起動のみ考慮している。
格納容器熱除去機能		
設計基準対象施設	残留熱除去系	ドライウェル及びサブプレッション・チェンバ内にスプレイし、原子炉格納容器の温度、圧力を低下させる。
AM策	残留熱除去系の手動起動	設計基準（L O C A 時の格納容器冷却機能）としても位置付けられることから考慮している。
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。
	非常用ディーゼル発電機	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。
	直流電源設備	原子炉隔離時冷却系の起動や S R V の電磁弁の開閉等、非常用機器の制御に用いる。

第 1. 1. 1. a-3 表 系統設備概要

項目	概要
原子炉停止系	制御棒 137 本
原子炉保護系	1 out of 2 × 2
原子炉隔離時冷却系	タービン駆動ポンプ台数 1 容量：約 100m ³ /h, 全揚程 約 120m～約 900m
高圧炉心スプレイ系	電動ポンプ台数 1 容量：約 320m ³ /h～約 1,050m ³ /h, 全揚程 約 890m～約 260m
低圧炉心スプレイ系	電動ポンプ台数 1 容量：約 1,050m ³ /h, 全揚程 約 190m
残留熱除去系 (低圧注水モード)	電動ポンプ台数 3 容量：約 1,200m ³ /h, 全揚程 約 95m
自動減圧系	弁個数 6 (SRVと共用)
残留熱除去系 (格納容器冷却モード)	電動ポンプ台数 2 容量：約 1,200m ³ /h, 全揚程 約 95m
原子炉補機冷却系	電動ポンプ台数 4 (うち 2 台は予備) 容量：約 1,700m ³ /h
原子炉補機海水系	電動ポンプ台数 4 (うち 2 台は予備) 容量：約 2,000m ³ /h
高圧炉心スプレイ系補機冷却系	電動ポンプ台数 1 容量：約 240m ³ /h
高圧炉心スプレイ系補機海水系	電動ポンプ台数 1 容量：約 340m ³ /h
非常用ディーゼル発電設備	非常用ディーゼル発電機台数 2 容量：約 7,300kVA 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機台数 1 容量：約 4,000kVA
直流電源設備	所内蓄電池 電圧 115V 2組 容量：約 1,200Ah 電圧 230V 1組 容量：約 3,500Ah 高圧炉心スプレイ系蓄電池 電圧 115V 1組 容量：約 500Ah

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 (共通懸 P S A レビュー検討 WG)	今回の PRA
L	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA 中破断 LOCA 小破断 LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA 中破断 LOCA 小破断 LOCA 極小破断 LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA 中破断 LOCA 小破断 LOCA 極小破断 LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA 中破断 LOCA 小破断 LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA 中破断 LOCA 小破断 LOCA
O					
C					
A	<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 L OCA 	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステム L OCA 	<ul style="list-style-type: none"> — 	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステム LOCA
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 復水器による除熱が使用可能でない過渡事象 復水器による除熱が使用可能な過渡事象 給水喪失 S R V 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 復水器による除熱が使用可能でない過渡事象 復水器による除熱が使用可能な過渡事象 給水喪失 S R V 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 主蒸気隔離弁閉 復水器真空喪失 給水喪失 外部電源喪失 S R V 誤開放 その他 	<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 原子炉保護系誤動作等 外部電源喪失 S R V 誤開放 交流電源故障 直流電源故障 原子炉補機冷却系故障 タービン・サポート系故障 手動停止

第 1.1.1.b-2 表 過渡事象等の起因事象の分析 (1 / 2)

項目 (島根原子力発電所 2 号炉 申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (島根原子力発電所 2 号炉 申請書添付書類十)	E P R I N P - 2230 による過渡事象	起因事象の状況			緩和設備の状況		起因事象	
			原子炉冷却材圧力バウンダリの状態	外部電源の状態	主蒸気管隔離	初期の復水・給水系の使用	主な原子炉スクラム信号		
過渡事象	炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	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				原子炉保護系誤動作等	過渡事象	
		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						起因事象対象外
		原子炉冷却材流量の部分喪失	原子炉再循環ポンプ 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)						非隔離事象
		原子炉冷却材系の停止ルーブの誤起動	再循環停止ルーブ誤起動						外部電源喪失
		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
		給水加熱喪失	給水加熱喪失						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)						非隔離事象
		発電機負荷	発電機負荷 タービントリップ						非隔離事象
		圧力制御装置の故障 (蒸気流量減少)	圧力制御装置の故障 (蒸気流量減少)						隔離事象
		バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖	バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖						隔離事象
		発電機負荷遮断バイパス弁不作動	発電機負荷遮断バイパス弁不作動						隔離事象
		タービントリップバイパス弁不作動	タービントリップバイパス弁不作動						非隔離事象
主蒸気隔離弁の閉鎖	主蒸気隔離弁の閉鎖					非隔離事象			
主蒸気隔離弁の誤閉鎖	主蒸気隔離弁の誤閉鎖					非隔離事象			
主蒸気隔離弁の 1 弁閉鎖	主蒸気隔離弁の 1 弁閉鎖					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)					非隔離事象			
原子炉圧力制御系の故障	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			
給水流量の全喪失	給水流量の全喪失					全給水喪失 水位低下事象			

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 1.1.1.b-3 表 類似した起因事象のグループ化

炉心損傷に至る可能性のある事象	起因事象	
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） バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖 全原子炉再循環ポンプトリップ 原子炉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） 高圧注入系／高圧炉心スプレイ系の誤起動 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	非隔離事象	
主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖 圧力抑制装置の故障（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	隔離事象	過渡事象
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 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	
出力運転中の制御棒引き抜き 起動時における制御棒引き抜き 原子炉保護系故障による原子炉スクラム プラント異常による原子炉スクラム 原子炉保護系計装の故障による原子炉スクラム	原子炉保護系誤動作等	
S R V 誤開放／開固着	S R V 誤開放	
外部電源喪失 補助電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失
計画されているプラント停止の他，比較的軽微な故障による計画されない停止を含む原子炉手動停止	手動停止	
交流電源故障	サポート系喪失	手動停止／サポート系喪失
直流電源故障		
原子炉補機冷却系故障		
タービン・サポート系故障		
原子炉冷却材喪失（大破断 L O C A，中破断 L O C A，小破断 L O C A）	原子炉冷却材喪失（L O C A）	原子炉冷却材喪失（L O C A）
インターフェイスシステム L O C A	インターフェイスシステム L O C A	インターフェイスシステム L O C A

第 1.1.1.b-4 表 選定した起因事象一覧表

起因事象	説明
過渡事象	タービントリップ, 主蒸気隔離弁閉等, 原子炉スクラムを生じさせるおそれのある過渡事象を対象とする。
外部電源喪失	送電系統の故障等により所内電源の一部又は全部が喪失し, 運転状態が乱される事象であり, 緩和機能として, 原子炉スクラム, 非常用交流電源に期待している。
手動停止/ サポート系喪失	過渡事象と異なり, 原子炉スクラム信号は発生せず自動で原子炉停止には至らず, 安全上問題にならない可能性があるトラブルだが, 手動停止を行うことで炉心損傷への波及的影響の観点から評価するもの。定期事業者検査等前もって計画されているプラント停止のほか, 機器からの漏えい等の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いる。極小破断LOCAも対象とする。
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	原子炉冷却材圧力バウンダリ配管破断を想定事象とする, そこから生じるプラント応答を評価の対象とする。
インターフェイスシステム LOCA	原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部の取り合い部分(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り, 低圧設計部に設計以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして, 原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

第 1.1.1.b-5 表 起回事象発生頻度 (平成 24 年 3 月まで)

起回事象		発生 件数	発生頻度 (/炉年)	発生頻度 (/炉年)	E F	備考
過渡事象	非隔離事象	83	1.6E-01	2.9E-01	3	国内BWR実績データ (平成 24 年 3 月末時 点)
	隔離事象	13	2.5E-02		3	
	全給水喪失	5	9.5E-03		3	
	水位低下事象	13	2.5E-02		3	
	原子炉保護系 誤動作等	39	7.4E-02		3	
	S R V 誤開放	0	9.5E-04		3	発生実績はないため、 発生件数 0.5 件とし て、運転炉年より算出
外部電源喪失		3	3.8E-03	3.8E-03	3	国内BWR実績デ ータ (平成 24 年 3 月末時点)
手動停止 / サポート系 喪失	手動停止 (通常停 止を含む)	869	1.7	1.7	3	発生件数と運転炉年よ り算出
	サポート系喪失 (交流電源故障)	0	1.4E-04		3	
	サポート系喪失 (直流電源故障)	0	2.6E-04		3	
	サポート系喪失 (原子炉補機冷 却系故障)	0	6.6E-04		3	
	サポート系喪失 (タービン・サポ ート系故障)	0	6.6E-04		3	
原子炉冷却 材喪失 (LOCA)	大破断LOCA	0	2.0E-05	5.2E-04	20	N U R E G / C R - 1829 及び N U R E G / C R - 5750
	中破断LOCA	0	2.0E-04		20	
	小破断LOCA	0	3.0E-04		10	
インターフェイスシステム LOCA		0	8.1E-08	8.1E-08	10	隔離弁等の故障率等 により低圧設計配管 が破損する頻度を算 出

第 1.1.1.1.c-1 表 成功基準の一覧

起因事象	原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
過渡事象 手動停止 / サポータ系喪失	S R V 正常作動時	<ul style="list-style-type: none"> 給水系※¹ 高圧炉心スプレイ系 自動減圧系 (手動) + 低圧炉心スプレイ系 自動減圧系 (手動) + 1 / 3 低圧注水系 自動減圧系 (手動) + 復水系※¹ 原子炉隔離時冷却系 	<ul style="list-style-type: none"> 1 / 2 残留熱除去系 復水器による除熱※¹
	S R V 1 個以上開固着時	<ul style="list-style-type: none"> 給水系※¹ 高圧炉心スプレイ系 低圧炉心スプレイ系 1 / 3 低圧注水系 復水系※¹ 	<ul style="list-style-type: none"> 1 / 2 残留熱除去系
	大破断 LOCA	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系 低圧炉心スプレイ系 1 / 3 低圧注水系 	<ul style="list-style-type: none"> 1 / 2 残留熱除去系
	中破断 LOCA	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系 自動減圧系 + 低圧炉心スプレイ系 自動減圧系 + 1 / 3 低圧注水系 	<ul style="list-style-type: none"> 1 / 2 残留熱除去系
	小破断 LOCA	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系 自動減圧系 + 低圧炉心スプレイ系 自動減圧系 + 1 / 3 低圧注水系 原子炉隔離時冷却系 	<ul style="list-style-type: none"> 1 / 2 残留熱除去系
	原子炉スクラム失敗時	原子炉保護系 + スクラム排出水容器	期待できない※ ²

※¹ 手動停止時のみ成功基準として期待している。

※² ほう酸水注入系を考慮しない評価条件であるため、原子炉スクラム失敗時の原子炉未臨界に係る成功基準はない。

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

サポート系 (影響を与える側)	フロントライン系 (影響を受ける側)	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却			原子炉減圧	低圧炉心冷却				崩壊熱除去		
		原子炉停止系	SRV	給水系 ^{※3}	原子炉隔離時冷却系	高圧炉心スプレイ系	SRV	低圧炉心スプレイ系	低圧注水系(A系)	低圧注水系(B系)	低圧注水系(C系)	復水系 ^{※3}	復水器による除熱 ^{※3}	残留熱除去系(A系) ^{※5}
交流電源	常用交流電源	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	○	-	-
	非常用交流電源 ^{※1} (区分Ⅰ)	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	○	-
	非常用交流電源 ^{※1} (区分Ⅱ)	-	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	○
	非常用交流電源 ^{※1} (高圧炉心スプレイ系)	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-
直流電源	直流電源 ^{※2} (区分Ⅰ)	-	-	○ ^{※4}	-	-	-	○ ^{※4}	○	-	-	○ ^{※4}	○ ^{※4}	-
	直流電源 ^{※2} (区分Ⅱ)	-	-	○ ^{※4}	○	-	-	○ ^{※4}	-	○	○	○	-	○
	直流電源 ^{※2} (高圧炉心スプレイ系)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	直流電源 ^{※2} (原子炉隔離時冷却系)	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-
補機冷却系	原子炉補機冷却系(A系)	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-
	原子炉補機冷却系(B系)	-	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	○
	高圧炉心スプレイ系補機冷却系	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	タービン補機冷却系	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-
空調	ポンプ室空調	-	-	-	-	-	-	○	○	○	○	-	○	

※1 非常用交流電源は、外部電源又は非常用ディーゼル発電機からの給電が可能。

※2 直流電源は、蓄電池又は充電器からの給電が可能。

※3 復水・給水系は、手動停止のみ考慮。代表的なサポート機器を表示、復水・給水系設備としても従属有り。

※4 いずれか一方の電源供給で作動可能。

※5 原子炉停止時冷却モード、格納容器スプレイモード及びサブプレッション・プール水冷却モードを考慮。

第 1.1.1.e-2 表 サポート系同士の依存性

サポート系 (影響を与える側)	サポート系 (影響を受ける側)			非常用ディーゼル発電機				補機冷却系				補機海水系			空調	
	非常用ディーゼル発電機 (A系)	非常用ディーゼル発電機 (B系)	非常用ディーゼル発電機 (高圧炉心スプレイ系)	原子炉補機冷却系 (A系)	原子炉補機冷却系 (B系)	高圧炉心スプレイ系補機冷却系	タービン補機冷却系	原子炉補機海水系 (A系)	原子炉補機海水系 (B系)	高圧炉心スプレイ系補機海水系	タービン補機海水系	ポンプ室空調/非常用DG室換気系				
サポート系 (影響を与える側)	サポート系 (影響を受ける側)															
交流電源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
直流電源	○ ^{*1}	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
補機冷却系	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
補機海水系	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
空調	○	○	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

※1 起動時は直流電源による電源供給が必須。

第 1. 1. 1. e-3 表 機器タイプ及び故障モード(1 / 3)

機器タイプ	故障モード
非常用ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
電動ポンプ (非常用待機, 純水)	起動失敗
電動ポンプ (常用運転, 純水)	継続運転失敗
電動ポンプ (非常用待機, 海水)	起動失敗
電動ポンプ (常用運転, 海水)	継続運転失敗
電動ポンプ (常用待機, 海水)	起動失敗
	継続運転失敗
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
電動弁 (純水)	作動失敗
	誤開又は誤閉
	内部リーク
	閉塞
電動弁 (海水)	作動失敗
	誤開又は誤閉
	内部リーク
	閉塞
空気作動弁	作動失敗
	誤開又は誤閉
	閉塞
油圧作動弁	作動失敗
逆止弁	開失敗
手動弁	作動失敗
	閉塞
	内部リーク
安全弁	開失敗
	誤開
	内部リーク
逃がし安全弁 (BWR)	閉失敗

第 1. 1. 1. e-3 表 機器タイプ及び故障モード(2 / 3)

機器タイプ	故障モード
ファン/ブローア	起動失敗
	継続運転失敗
ダンパ	作動失敗
	閉塞
熱交換器	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
タンク	閉塞
オリフィス	閉塞
ストレーナ/フィルタ (純水等)	閉塞
ストレーナ/フィルタ (海水等)	閉塞
制御棒駆動装置 (BWR)	挿入失敗
遮断器	作動失敗
	誤開
変圧器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
充電器	機能喪失
母線	機能喪失
配管 3 インチ未満	閉塞
配管 3 インチ以上	閉塞
リレー	不動作
遅延リレー	不動作

第 1. 1. 1. e-3 表 機器タイプ及び故障モード(3 / 3)

機器タイプ	故障モード
警報設定器	不動作
	誤動作
圧力トランスミッタ	不動作
	高出力／低出力
水位トランスミッタ	不動作
	高出力／低出力
温度検出器	高出力／低出力
放射線検出器	不動作
	高出力／低出力
圧力スイッチ	不動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ	不動作
手動スイッチ	不動作
配線／電線	短絡
	地絡
	断線
アナランシエータ	機能喪失

第 1.1.1.e-4 表 システム信頼性評価結果

起回事象	システム	非信頼度 (点推定値)
過渡事象 手動停止	高压炉心スプレイ系	3.1E-04
	原子炉隔離時冷却系	2.2E-03
	手動減圧	4.0E-03
	低压炉心スプレイ系	6.6E-04
	低压注水系	6.9E-04
	残留熱除去系	2.8E-03
	復水・給水系*	2.8E-05
	復水器による除熱*	8.8E-04
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	高压炉心スプレイ系	3.9E-04
	原子炉隔離時冷却系	4.8E-03
	手動減圧及び自動減圧	1.7E-07
	低压炉心スプレイ系	2.9E-04
	低压注水系	3.2E-04
	残留熱除去系	2.8E-03
—	スクラム電気系	2.9E-09
	スクラム機械系	2.5E-11
	非常用電源	1.1E-05

※ 手動停止のみ成功基準として期待している。

第 1. 1. 1. f-1 表 国内故障率データベースの例

機 器※	故障モード	平均値 (／h)	E F
電動ポンプ (非常用／純水)	起動失敗	1. 3E-07	17
	継続運転失敗	1. 1E-06	12
タービン駆動 ポンプ	起動失敗	4. 1E-06	47
	継続運転失敗	2. 9E-06	4
電動弁 (純水)	作動失敗	4. 8E-08	60
	誤開／誤閉	2. 5E-09	9
	閉塞	9. 7E-09	16
空気作動弁	作動失敗	1. 1E-07	6
	誤開／誤閉	2. 7E-08	37
	閉塞	1. 0E-08	22
油圧作動弁	作動失敗	4. 5E-07	17
	誤開／誤閉	1. 1E-07	18
	閉塞	2. 2E-08	10
逆 止 弁	開失敗	7. 1E-09	17
	内部リーク	7. 1E-09	17
非常用ディーゼル 発電機	起動失敗	4. 3E-06	7
	運転継続失敗	9. 5E-05	2

※ 今回の P R A では、「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」に記載されている多数の機器のデータを使用しており，ここではその一部を例示している。

第 1.1.1.f-2 表 共通原因故障を考慮した機器と故障モード (1 / 2)

機器	故障モード
RCWポンプ	起動失敗
RCWポンプ	継続運転失敗
RSWポンプ	起動失敗
RSWポンプ	継続運転失敗
RCWポンプ出口逆止弁	開失敗
RSWポンプ出口逆止弁	開失敗
RCW RHR熱交換器出口弁	作動失敗
RCW DG冷却水出口弁	開失敗
非常用DG	起動失敗
非常用DG	継続運転失敗
蓄電池	機能喪失
原子炉水位トリップユニット	作動失敗
格納容器圧力トリップユニット	作動失敗
原子炉水位トランスミッタ	作動失敗
格納容器圧力トランスミッタ	作動失敗
HPCS専用原子炉水位トリップユニット	作動失敗
HPCS専用格納容器圧力トリップユニット	作動失敗
HPCS専用原子炉水位トランスミッタ	作動失敗
HPCS専用格納容器圧力トランスミッタ	作動失敗
非常用DG燃料油ポンプ	起動失敗
非常用DG燃料油ポンプ	継続運転失敗
非常用DG燃料油タンク内逆止弁	開失敗
非常用DG燃料油ポンプ出口逆止弁	開失敗
RHRポンプ	起動失敗
RHRポンプ	継続運転失敗
RHRポンプ出口逆止弁	開失敗
RHRミニマムフローライン逆止弁	開失敗
RHR注入ライン試験可能逆止弁	開失敗
RHR炉水戻り試験可能逆止弁	開失敗
RHR S/P側ポンプ入口弁	閉失敗
RHR熱交換器バイパス弁	閉失敗
RHR D/W第1スプレイ弁	開失敗
RHR D/W第2スプレイ弁	開失敗

第 1.1.1.f-2 表 共通原因故障を考慮した機器と故障モード (2 / 2)

機器	故障モード
RHR 注入弁	作動失敗
RHR SDC ポンプ炉水入口弁	開失敗
RHR ポンプ炉水戻り弁	開失敗
RHR テスト弁	開失敗
RHR ミニマムフロー弁	作動失敗
R C I C 水位トリップユニット	作動失敗
R P S トリップユニット (放射線検出器)	作動失敗
SDV トリップユニット (警報)	作動失敗
R P S 水位トリップユニット	作動失敗
R P S 圧力トリップユニット	作動失敗
SDV トリップユニット (スクラム)	作動失敗
R P S 放射線検出器	作動失敗
R P S スクラムコンタクタ	作動失敗
SDV レベルスイッチ	作動失敗
SDV 水位トランスミッタ (警報)	作動失敗
R P S 水位トランスミッタ	作動失敗
SDV 水位トランスミッタ (スクラム)	作動失敗
R P S 圧力トランスミッタ	作動失敗
非常用 D G 室送風機	起動失敗
非常用 D G 室送風機	継続運転失敗
非常用電気品室送風機	継続運転失敗
非常用電気品室排風機	継続運転失敗
RHR ポンプ室送風機	起動失敗
RHR ポンプ室送風機	継続運転失敗
非常用 D G 室送風機出口ダンパ	作動失敗
A D S 水位トリップユニット	作動失敗
A D S 圧力トリップユニット	作動失敗
A D S 水位トランスミッタ	作動失敗

第 1.1.1.f-3 表 共通原因故障パラメータ

機器タイプ	β ファクタ	γ ファクタ	出典
ポンプ	3.9E-02	5.2E-01	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁	1.3E-01	5.7E-01	NUREG/CR-1363 Rev. 1
非常用 ディーゼル 発電機	2.1E-02	—	NUREG-1150
計装・制御 機器	8.2E-02	6.7E-01	NUREG/CR-2771
リレー	5.0E-02	1.0E-01	SECY-83-293
蓄電池	8.0E-03	—	NUREG-1150 (NUREG-0666 に基づき評価)

※ γ ファクタは、共通原因故障によって多重故障（2重以上）が発生した時、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 人的過誤確率に関するデータの例

エラーモード	人的過誤確率	
	中央値	E F
1. 時間信頼性曲線から得られる人的過誤確率の値		
(a) 事象に応答しない (20 分)	1.0E-02	10
(b) 事象に応答しない (30 分)	1.0E-03	10
2. 個別操作に対する人的過誤確率の値		
(a) ラベルで区別される操作盤のスイッチ操作	3.0E-03	3
(b) 機能的に分離された操作盤のスイッチ操作	1.0E-03	3
3. ストレスファクタ (作業負荷がやや高い)	2	—

(NUREG/CR-1278 に基づく)

第 1.1.1.g-2 表 人的過誤評価結果

人的過誤		余裕時間 (分)	人的過誤確率 (平均値)	E F
起因事象 発生前	手動弁開／閉忘れ	—	2.7E-05	10
	スクラム排水水容器警報認知失敗	—	2.7E-04	10
起因事象 発生後	原子炉隔離時冷却系作動後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（初期水源確保時）	10	5.3E-01	10
	原子炉注水成功後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（長期水源確保時）	—	2.5E-03	3
	高压炉心スプレイ系作動後の高压炉心スプレイ系サブプレッション・プール側水源切替操作失敗	10	5.3E-01	10
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）手動操作失敗	—	2.5E-03	3
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）手動操作失敗	—	2.5E-03	3
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（停止時冷却モード）手動操作失敗	—	5.2E-03	5
	復水・給水系による除熱操作失敗	—	5.2E-04	5
	復水・給水系による注水操作失敗	—	5.2E-03	5
	抽出空気系手動操作失敗	—	2.0E-01	10
	タービン・グランド蒸気系手動操作失敗	—	2.0E-01	10
	復水系／復水ポンプ再起動操作失敗	—	2.0E-01	10
手動減圧操作失敗	30	4.0E-03	10	

第 1.1.1.h-1 表 炉心損傷頻度（起因事象別）

起因事象	発生頻度 (／炉年)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
過渡事象	2.9E-01	4.5E-06	72
手動停止／ サポート系喪失	1.7	1.2E-06	19
外部電源喪失	3.8E-03	5.2E-07	8
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	5.2E-04	9.3E-09	0.2
インターフェイスシステム LOCA	8.1E-08	3.3E-09	<0.1
合計		6.2E-06	100

第 1. 1. 1. h-2 表 炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合 （％）
崩壊熱除去機能喪失	6. 2E-06	約 100
全交流動力電源喪失	2. 7E-09	<0. 1
長期 T B	2. 7E-09	<0. 1
T B U	1. 2E-11	<0. 1
T B P	8. 2E-12	<0. 1
T B D	3. 8E-12	<0. 1
高圧注水・減圧機能喪失	5. 1E-09	<0. 1
原子炉停止機能喪失	6. 4E-10	<0. 1
高圧・低圧注水機能喪失	3. 3E-09	<0. 1
LOCA時注水機能喪失	4. 3E-13	<0. 1
インターフェイスシステム LOCA	3. 3E-09	<0. 1
合計	6. 2E-06	100

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (1/10)

事故シーケンス	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	①非隔離事象+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	2.1E-10	7.0	
		②非隔離事象+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス	1.9E-10	6.3	
		③非隔離事象+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPCSメンテナンス	1.2E-10	4.0	
	過渡事象 +圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗 +高圧炉心冷却(HPCS)失敗 +低圧炉心冷却失敗	3.4E-11	①逃がし安全弁誤開放+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	1.2E-12	3.5
			②逃がし安全弁誤開放+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス	1.1E-12	3.2
			③逃がし安全弁誤開放+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCSメンテナンス	6.9E-13	2.0
	手動停止 +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	4.7E-13	①手動停止(通常停止)+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HP SWポンプ起動失敗+2起動変圧器機能喪失	1.4E-14	3.0
			②手動停止(通常停止)+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HP SWポンプ起動失敗+動力変圧器2C機能喪失	1.4E-14	3.0
			③手動停止(通常停止)+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+2起動変圧器機能喪失	1.3E-14	2.8
			④手動停止(通常停止)+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+動力変圧器2C機能喪失	1.3E-14	2.8
	手動停止 +圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗 +高圧炉心冷却(HPCS)失敗 +低圧炉心冷却失敗	1.5E-13	①手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗+非常用DG-H継続運転失敗+外部電源喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.3E-14	8.7
			②手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗+非常用DG-H起動失敗+外部電源喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.9E-15	5.9
③手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因起動失敗+非常用DG-H継続運転失敗+外部電源喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗			8.9E-15	5.9	
サポート系喪失 +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	2.3E-10	①直流母線A喪失+S2水位トランスミッタLX298-1D機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	
		②直流母線A喪失+S2水位トランスミッタLX298-1B機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	
		③直流母線B喪失+S1水位トランスミッタLX298-1A機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	
		④直流母線B喪失+S1水位トランスミッタLX298-1C機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	
サポート系喪失 +圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗 +高圧炉心冷却(HPCS)失敗 +低圧炉心冷却失敗	4.0E-12	①補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+S2水位トランスミッタLX298-1D機能喪失	3.1E-14	0.8	
		②補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+S2水位トランスミッタLX298-1B機能喪失	3.1E-14	0.8	
		③補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+S1水位トランスミッタLX298-1C機能喪失	3.1E-14	0.8	
		④補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+S1水位トランスミッタLX298-1A機能喪失	3.1E-14	0.8	

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (2/10)

事故シーケンス		炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	4.0E-09	①非隔離事象+RCICトラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞+手動減圧操作失敗	1.4E-10	3.5
			②非隔離事象+RCICポンプ起動失敗+HPSWポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	9.6E-11	2.4
			③非隔離事象+HPCW/HPSWメンテナンス+RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	8.8E-11	2.2
	手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	5.7E-13	①手動停止(通常停止)+RCICトラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞+動力変圧器2C機能喪失+手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6
			②手動停止(通常停止)+RCICトラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞+2起動変圧器機能喪失+手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6
			③手動停止(通常停止)+RCICポンプ起動失敗+HPSWポンプ起動失敗+2起動変圧器機能喪失+手動減圧操作失敗	6.3E-15	1.1
	サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	1.1E-09	①直流母線B喪失+HPSWポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.1E-10	10
			②直流母線B喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+手動減圧操作失敗	9.8E-11	8.9
			③直流母線B喪失+HPCSメンテナンス+手動減圧操作失敗	5.9E-11	5.4

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (3/10)

事故シーケンス	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 失敗+高圧 炉心冷却 (HPCS) 失敗	①外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H継続運転失敗	4.1E-10	15	
		②外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H起動失敗	2.8E-10	10	
		③外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因起動失 敗+非常用DG-H継続運転失敗	2.8E-10	10	
	外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 失敗 + 圧力バウンダリ健 全性 (SRV再閉) 失敗 + 高圧炉心冷却 (H PCS) 失敗	8.2E-12	①外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁 再閉鎖失敗	1.2E-12	15
			②外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H起動失敗+逃がし安全弁再閉 鎖失敗	8.4E-13	10
			③外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因起動失 敗+非常用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉 鎖失敗	8.4E-13	10
	外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 失敗 + 高圧炉心冷却 (H PCS) 失敗	1.2E-11	①外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H継続運転失敗+RCICポン プ起動失敗	6.0E-13	5.0
			②外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H起動失敗+RCICポンプ起 動失敗	4.1E-13	3.4
			③外部電源喪失+非常用DG-A, B 共通原因起動失 敗+非常用DG-H継続運転失敗+RCICポンプ起 動失敗	4.1E-13	3.4
	外部電源喪失 + 直流電源 (区分1, 2) 失敗 + 高圧炉心冷却 (H PCS) 失敗	3.8E-12	①外部電源喪失+蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失 +非常用DG-H継続運転失敗	1.4E-12	37
			②外部電源喪失+蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失 +非常用DG-H起動失敗	9.7E-13	26
			③外部電源喪失+蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失 +非常用DG-Hメンテナンス	5.4E-13	14

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (4/10)

事故シーケンス	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 +崩壊熱除去失敗	①非隔離事象+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	
		②非隔離事象+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	
		③非隔離事象+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	
	過渡事象 +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗	1.7E-11	①非隔離事象+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗+RCICトラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞	7.8E-14	0.5
			②非隔離事象+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗+RCICトラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞	7.8E-14	0.5
			③非隔離事象+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗+RCICトラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞	7.8E-14	0.5
			④非隔離事象+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗+RCICトラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞	7.8E-14	0.5
	過渡事象 +圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 +崩壊熱除去失敗	3.3E-08	①逃がし安全弁誤開放+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			②逃がし安全弁誤開放+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			③逃がし安全弁誤開放+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			④逃がし安全弁誤開放+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
	過渡事象 +圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 +高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗	3.6E-11	①逃がし安全弁誤開放+HPSWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			②逃がし安全弁誤開放+HPSWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			③逃がし安全弁誤開放+HPSWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			④逃がし安全弁誤開放+HPSWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
	外部電源喪失 +交流電源 (DG-A, B) 喪失	4.4E-07	①外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗	1.8E-07	41
			②外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因起動失敗	1.2E-07	27
			③外部電源喪失+非常用DG-A継続運転失敗+非常用DG-B継続運転失敗	2.0E-08	4.5
	外部電源喪失 +交流電源 (DG-A, B) 喪失 +圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗	1.3E-09	①外部電源喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗	5.4E-10	42
			②外部電源喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+非常用DG-A, B共通原因起動失敗	3.7E-10	28
			③外部電源喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+非常用DG-A継続運転失敗+非常用DG-B継続運転失敗	5.9E-11	4.5
	外部電源喪失 +直流電源 (区分1, 2) 失敗	6.3E-10	①外部電源喪失+蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失	6.3E-10	約 100
			②外部電源喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失	1.9E-12	0.3

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (5/10)

事故シーケンス	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	
崩壊熱除去機能喪失	手動停止 + 崩壊熱除去失敗	①手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因 継続運転失敗+外部電源喪失	1.9E-09	16	
		②手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因 起動失敗+外部電源喪失	1.3E-09	11	
		③手動停止(通常停止)+RCW/RSW-Bメンテナ ンス+動力変圧器2C機能喪失	7.5E-10	6.3	
	手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	1.1E-14	①手動停止(通常停止)+RCICトラス水入口弁開 操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉 塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bメンテナ ンス	1.4E-16	1.3
			②手動停止(通常停止)+RCICトラス水入口弁開 操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉 塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bポンプ起動 失敗	1.1E-16	1.0
			③手動停止(通常停止)+RCICトラス水入口弁開 操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉 塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bポンプ室冷 却機送風機起動失敗	1.0E-16	0.9
	手動停止 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	3.1E-11	①手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+非 常用DG-A, B共通原因継続運転失敗+外部電源喪 失	5.7E-12	18
			②手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+非 常用DG-A, B共通原因起動失敗+外部電源喪失	3.9E-12	13
			③手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+R CW/RSW-Bメンテナンス+動力変圧器2C機能 喪失	2.3E-12	7.4
	手動停止 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗 + 高圧炉心冷却 (H PCS) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	1.7E-14	①手動停止(通常停止)+HPSWポンプ起動失敗+逃 がし安全弁再閉鎖失敗+動力変圧器2C機能喪失+R HR-Bメンテナンス	2.0E-16	1.2
			②手動停止(通常停止)+HPCW/HPSWメンテナ ンス+逃がし安全弁再閉鎖失敗+動力変圧器2C機能 喪失+RHR-Bメンテナンス	1.9E-16	1.1
			③手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常 用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+ RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B 共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9
④手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常 用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+ RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通 原因作動失敗			1.6E-16	0.9	
⑤手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常 用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+ RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗			1.6E-16	0.9	
⑥手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常 用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+ RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通 原因作動失敗			1.6E-16	0.9	

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果（6/10）

事故シーケンス	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	
崩壊熱除去機能喪失	サポート系喪失 + 崩壊熱除去失敗	①補機冷却系 A 喪失 + RCW/R SW - B メンテナンス	4.8E-08	4.0	
		②補機冷却系 A 喪失 + RHR - B メンテナンス	4.1E-08	3.4	
		③補機冷却系 B 喪失 + RHR - A メンテナンス	4.1E-08	3.4	
	サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	①直流母線 B 喪失 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR - A メンテナンス	1.7E-12	1.2	
		②直流母線 B 喪失 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR - A ポンプ起動失敗	1.3E-12	0.9	
		③直流母線 B 喪失 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR - A ポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-12	0.9	
	サポート系喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV 再開) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	①補機冷却系 A 喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + RCW/R SW - B メンテナンス	1.4E-10	3.7	
		②補機冷却系 A 喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + RHR - B メンテナンス	1.2E-10	3.2	
		③補機冷却系 B 喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + RHR - A メンテナンス	1.2E-10	3.2	
	サポート系喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV 再開) 失敗 + 高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	3.7E-12	①補機冷却系 B 喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR - A メンテナンス	1.3E-14	0.4
			②補機冷却系 A 喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR - B メンテナンス	1.3E-14	0.4
			③補機冷却系 B 喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR - A ポンプ起動失敗	9.8E-15	0.3
④補機冷却系 A 喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR - B ポンプ起動失敗			9.8E-15	0.3	

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (7/10)

事故シーケンス	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	冷却材喪失 (小破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	①小破断LOCA+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	13
		②小破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	13
		③小破断LOCA+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	13
		④小破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	13
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗	①小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HPSWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
		②小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HPSWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
		③小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HPSWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
		④小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HPSWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	①中破断LOCA+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	13
		②中破断LOCA+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	13
		③中破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	13
		④中破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	13
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗	①中破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
		②中破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
		③中破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
		④中破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	①大破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	13
		②大破断LOCA+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	13
		③大破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	13
		④大破断LOCA+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	13
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗	①大破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2
		②大破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2
		③大破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2
		④大破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (8/10)

事故シーケンス		炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
原子炉停止機能喪失	過渡事象 +原子炉停止失敗	6.4E-10	①非隔離事象+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	4.4E-10	69
			②隔離事象+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	6.9E-11	11
			③水位低下事象+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	6.9E-11	11
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +原子炉停止失敗	8.7E-13	①小破断LOCA+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	8.2E-13	94
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +原子炉停止失敗	5.8E-13	①中破断LOCA+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	5.5E-13	95
冷却材喪失 (大破断LOCA) +原子炉停止失敗	5.8E-14	①大破断LOCA+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	5.5E-14	95	

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (9/10)

事故シーケンス	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
冷却材喪失 (LOCA)	冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	①小破断 LOCA+RCIC 水源切替失敗+HPSW ポンプ起動失敗+RCWポンプ共通原因継続 運転失敗	4.0E-17	1.4
		②小破断 LOCA+RCIC 水源切替失敗+HPCW /HPSWメンテナンス+RCWポンプ共通原因 継続運転失敗	3.7E-17	1.3
		③小破断 LOCA+RCIC トーラス水入口弁開 操作失敗+HPCS 水源切替手動操作失敗+ CST閉塞+RCWポンプ共通原因継続運 転失敗	3.4E-17	1.2
	冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	①小破断 LOCA+S1, S2 水位トランスミ ッタ LX298-1 共通原因機能喪失+HPSW ポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.6E-15	28
		②小破断 LOCA+S1, S2 水位トランスミ ッタ LX298-1 共通原因機能喪失+HPCW/ HPSWメンテナンス+手動減圧操作失敗	1.4E-15	25
		③小破断 LOCA+S1, S2 水位トランスミ ッタ LX298-1 共通原因機能喪失+HPCS メンテナンス+手動減圧操作失敗	8.7E-16	15
	冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	①中破断 LOCA+RCWポンプ共通原因 継続運転失敗+HPSWポンプ起動失敗	1.1E-14	3.1
		②中破断 LOCA+RCWポンプ共通原因 継続運転失敗+HPCW/HPSWメンテナ ンス	9.8E-15	2.8
		③中破断 LOCA+RSWポンプ共通原因 継続運転失敗+HPSWポンプ起動失敗	7.7E-15	2.2
	冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	①中破断 LOCA+S1, S2 圧力トランスミ ッタ PX217-7 共通原因機能喪失+HPSW ポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.1E-15	2.8
		②中破断 LOCA+S1, S2 圧力トランスミ ッタ PX217-7 共通原因機能喪失+HPCW/ HPSWメンテナンス+手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6
		③中破断 LOCA+S1, S2 水位トランスミ ッタ LX298-1 共通原因機能喪失+HPSW ポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6
④中破断 LOCA+S1, S2 水位トランスミ ッタ LX298-2 (レベル3) 共通原因機能 喪失+HPSWポンプ起動失敗+手動減 圧操作失敗		1.0E-15	2.6	
冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	①大破断 LOCA+RCWポンプ共通原因 継続運転失敗+HPSWポンプ起動失敗	1.1E-15	3.2	
	②大破断 LOCA+RCWポンプ共通原因 継続運転失敗+HPCW/HPSWメンテナ ンス	9.8E-16	2.9	
	③大破断 LOCA+RSWポンプ共通原因 継続運転失敗+HPSWポンプ起動失敗	7.7E-16	2.3	

第 1.1.1.h-3 表 炉心損傷シーケンスの分析結果 (10/10)

事故シーケンス	炉心損傷 頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
格納容器バイパス (インター フェイスシステム LOCA)	3.3E-09	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	3.3E-09	100

第 1.1.1.h-4 表 重要度解析結果 (起因事象別 F V 重要度)

起因事象	F V 重要度
過渡事象	7.2E-01
手動停止／サポート系喪失	1.9E-01
外部電源喪失	8.3E-02
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	1.5E-03
インターフェイスシステム LOCA	5.3E-04

第 1.1.1.h-5 表 重要度解析結果 (起因事象別 RAW)

起因事象	RAW
インターフェイスシステム LOCA	1.6E+05
手動停止／サポート系喪失	1.1E+02
外部電源喪失	2.3E+01
過渡事象	3.9E+00
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	3.9E+00

第 1.1.1.h-6 表 重要度解析結果 (基事象別 F V 重要度)

基事象	F V 重要度
R C W R H R 熱交換器出口弁 MV 2 1 4 - 7 A, B 共通原因作動失敗	1. 1E-01
R H R 熱交換器バイパス弁 MV 2 2 2 - 2 A, B 共通原因閉失敗	1. 1E-01
R H R ミニマムフロー弁 MV 2 2 2 - 1 7 A, B 共通原因作動失敗	1. 1E-01
R H R ポンプ A, B 共通原因起動失敗	9. 1E-02
R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因起動失敗	8. 6E-02
R H R ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	4. 8E-02
R H R ポンプ室送風機 3 区分共通原因起動失敗	4. 5E-02
非常用 D G - A, B 共通原因継続運転失敗	3. 0E-02
R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因継続運転失敗	2. 7E-02
R C W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	2. 5E-02

第 1.1.1.h-7 表 重要度解析結果 (基事象別 R A W)

基事象	R A W
R C W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4. 8E+04
R S W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因継続運転失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ出口逆止弁 V 2 2 2 - 1 A, B 共通原因開失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ室送風機 3 区分共通原因継続運転失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	4. 8E+04
R C W R H R 熱交換器出口弁 MV 2 1 4 - 7 A, B 共通原因作動失敗	4. 8E+04
R H R 熱交換器バイパス弁 MV 2 2 2 - 2 A, B 共通原因閉失敗	4. 8E+04
R H R ミニマムフロー弁 MV 2 2 2 - 1 7 A, B 共通原因作動失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ室送風機 3 区分共通原因起動失敗	4. 8E+04

第 1.1.1.h-8 表 不確かさ解析結果 (事故シーケンスグループ別)

事故シーケンス グループ	平均値	95%確率値	中央値	5%確率値	E F
崩壊熱除去 機能喪失	6.2E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0
全交流動力 電源喪失	2.7E-09	7.9E-09	1.8E-09	4.3E-10	4.3
長期T B	2.7E-09	7.8E-09	1.7E-09	4.1E-10	4.3
T B U	1.2E-11	3.6E-11	4.8E-12	8.4E-13	6.6
T B P	8.2E-12	2.9E-11	1.3E-12	5.8E-14	22
T B D	3.9E-12	1.5E-11	1.0E-12	7.4E-14	14
高圧注水・減圧 機能喪失	5.0E-09	1.4E-08	2.5E-9	8.1E-10	4.1
高圧・低圧注水 機能喪失	3.3E-09	1.1E-08	7.6E-10	1.0E-10	11
原子炉停止 機能喪失	6.1E-10	1.9E-09	6.2E-11	4.0E-12	22
インターフェイス システムL O C A	3.3E-09	9.5E-09	2.1E-09	5.7E-10	4.1
L O C A時注水 機能喪失	4.3E-13	1.3E-12	5.5E-14	3.6E-15	19
合計	6.2E-06	1.5E-05	4.0E-06	1.7E-06	3.0

第 1.1.1.h-9 表 感度解析結果 (外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響)

事故シーケンスグループ	ベースケース (/炉年)	感度解析結果 (/炉年)
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	5.8E-06
全交流動力電源喪失	2.7E-09	6.2E-11
長期TB	2.7E-09	5.6E-11
TBU	1.2E-11	1.3E-12
TBP	8.2E-12	9.0E-13
TBD	3.8E-12	3.8E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	4.9E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	1.7E-09
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	3.3E-09
LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	4.3E-13
合計	6.2E-06	5.8E-06

第 1.1.1.h-10 表 感度解析結果（起因事象発生頻度）

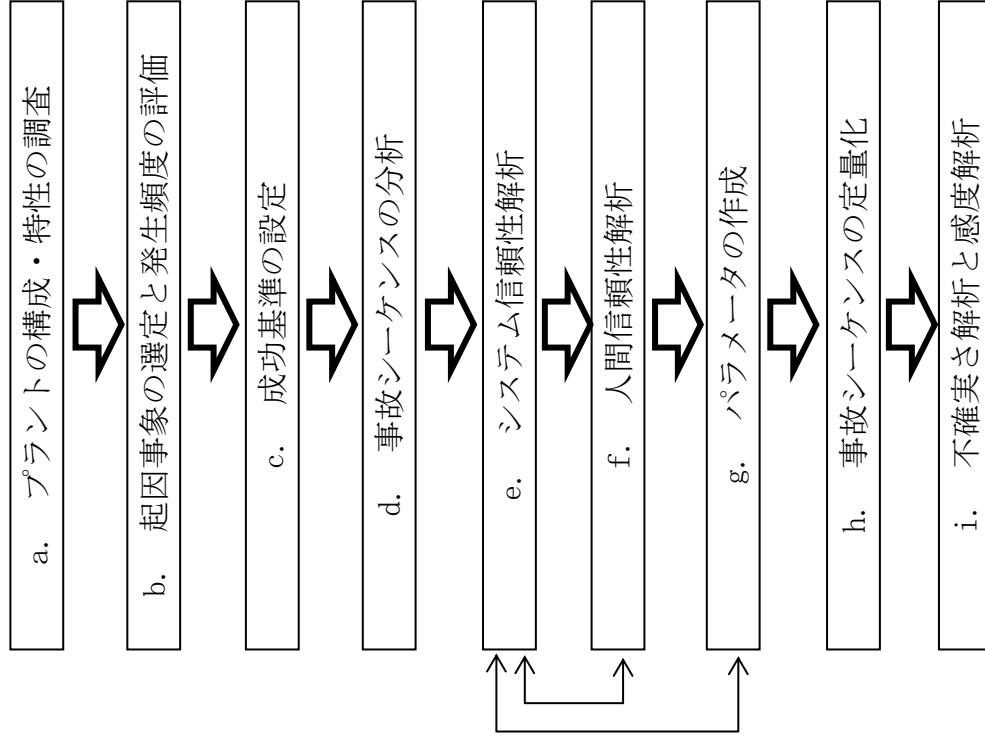
起因事象		ベース ケース (／炉年)	感度解析① (頻度論統計) (／炉年)	感度解析② (ベイズ統計) (／炉年)
過渡事象	隔離事象	2.5E-02	5.4E-02	3.8E-02
	原子炉保護系 誤動作等	7.4E-02	5.4E-02	7.1E-02
手動停止／ サポート系喪失	通常停止	1.7	1.3	1.4

第 1.1.1.h-11 表 感度解析結果（機器故障率）

故障モード	ベースケース (／h)	感度解析① (頻度論統計) (／h)	感度解析② (ベイズ統計) (／h)
非常用ディーゼル発電機 起動失敗	4.3E-06	3.1E-06	3.0E-06
タービン駆動ポンプ 起動失敗	4.1E-06	9.2E-06	5.3E-06
電動弁（純水等）作動失敗	4.8E-08	5.1E-08	3.4E-08
放射線検出器 高出力／低出力	7.3E-08	1.0E-06	3.1E-07

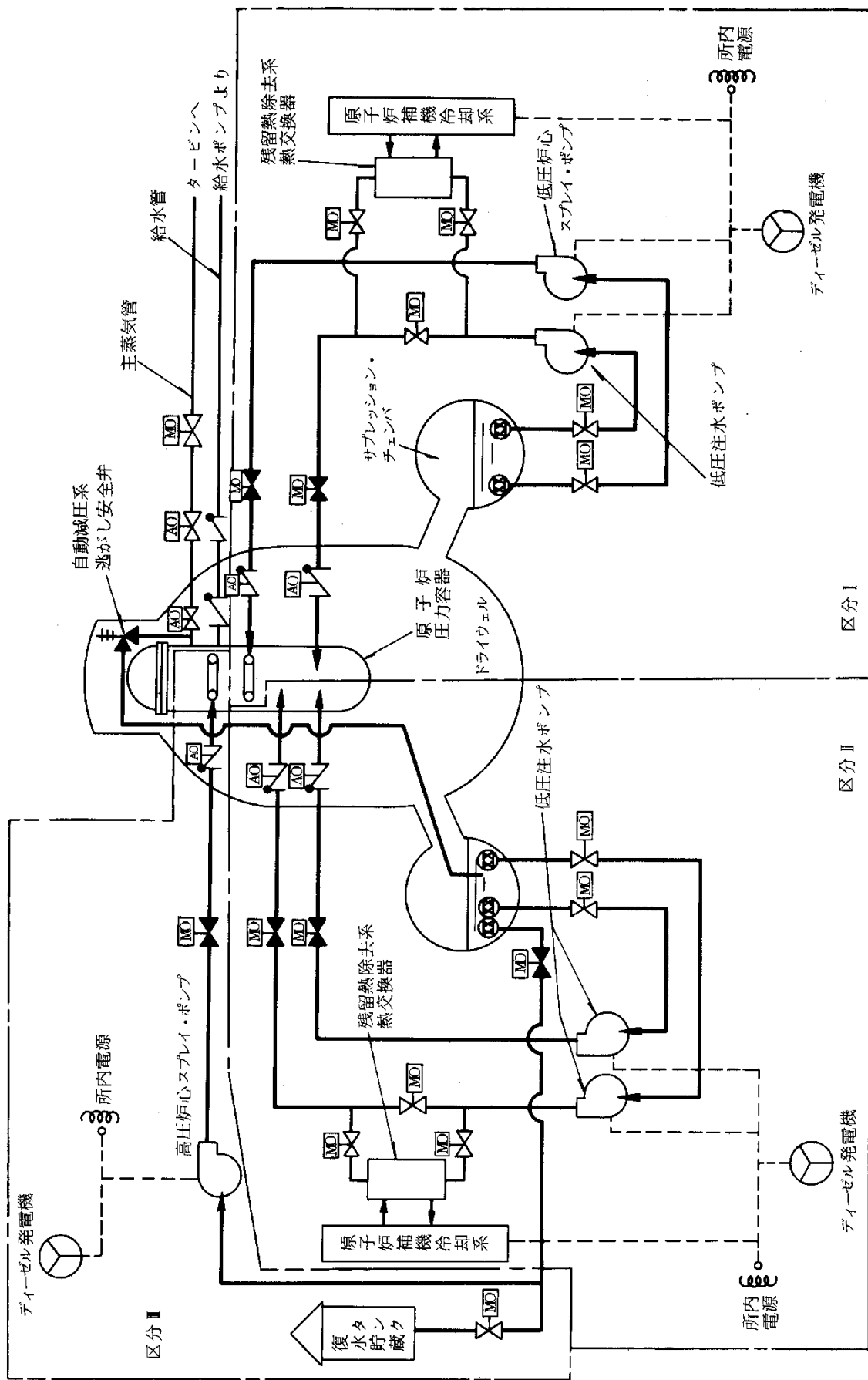
第 1. 1. 1. h-12 表 感度解析結果（プラント固有データの反映）

事故シーケンスグループ	ベースケース (／炉年)	感度解析① (頻度論統計) (／炉年)	感度解析② (ベイズ統計) (／炉年)
崩壊熱除去機能喪失	6. 2E-06	6. 5E-06	5. 7E-06
全交流動力電源喪失	2. 7E-09	2. 2E-09	2. 2E-09
長期 T B	2. 7E-09	2. 2E-09	2. 2E-09
T B U	1. 2E-11	1. 4E-11	1. 0E-11
T B P	8. 2E-12	6. 7E-12	6. 6E-12
T B D	3. 8E-12	3. 6E-12	3. 5E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5. 1E-09	7. 7E-09	5. 8E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3. 3E-09	3. 4E-09	3. 4E-09
原子炉停止機能喪失	6. 4E-10	7. 2E-10	6. 8E-10
インターフェイスシステム L O C A	3. 3E-09	3. 3E-09	3. 3E-09
L O C A 時注水機能喪失	4. 3E-13	4. 3E-13	4. 2E-13
合計	6. 2E-06	6. 5E-06	5. 7E-06

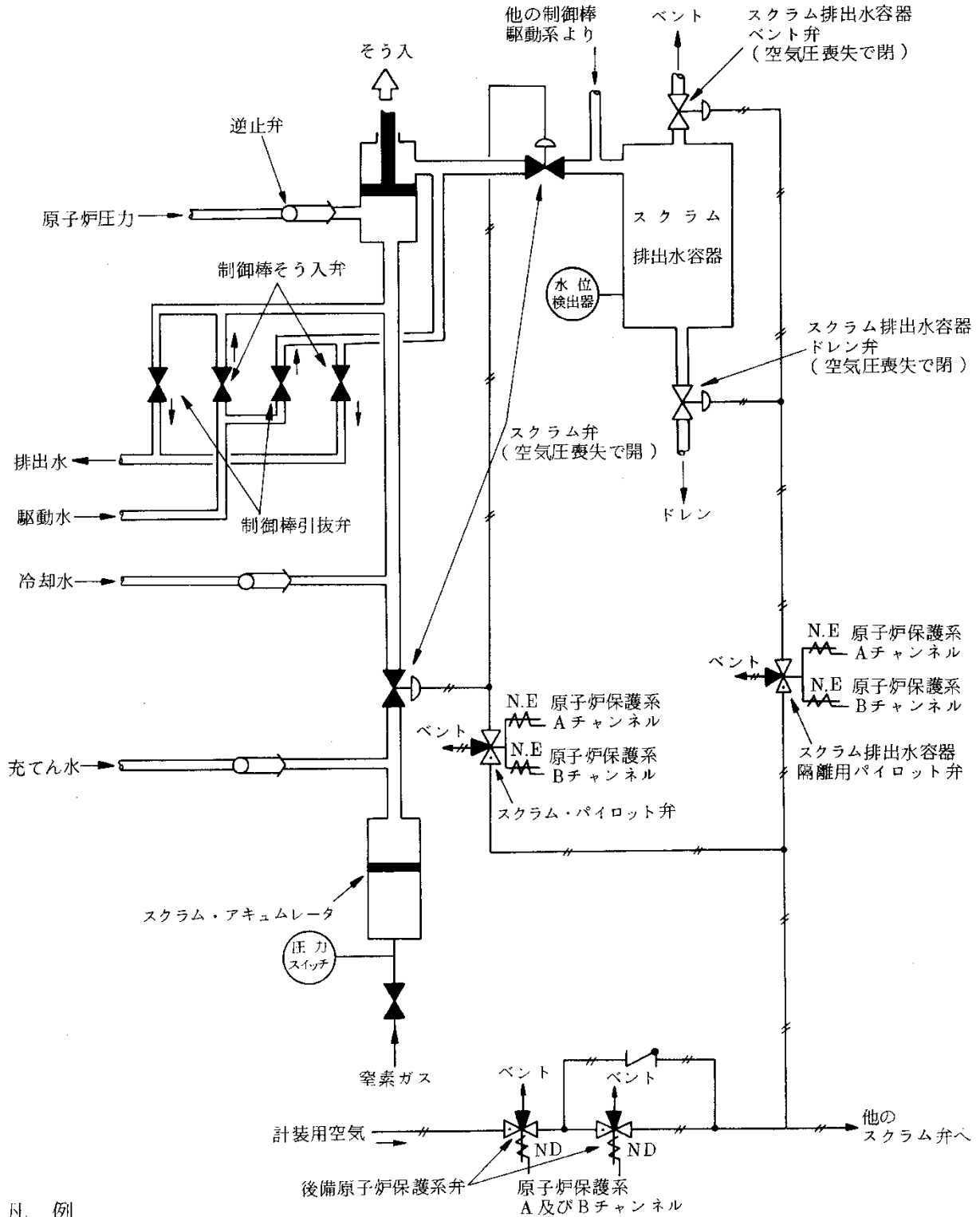


- ・島根原子力発電所2号炉のプラントの構成・特性を調査する。
- ・既往のPRA，島根原子力発電所2号炉の特徴を踏まえて，炉心損傷に至る可能性のある事象を選定し，その発生頻度の定量化を行う。
- ・炉心損傷の防止に必要な緩和機能を成功基準として設定する。
- ・イベントツリーのヘディングにおける分岐の有無を考慮して，事故シークエンスを網羅的に展開する。
- ・イベントツリーのヘディングの分岐確率を設定するためにフォールトツリーによるシステム信頼性解析を実施する。
- ・人間信頼性解析を実施し，システム信頼性解析に反映させる。
- ・システム信頼性解析で使用する機器故障率等のパラメータを作成する。
- ・炉心損傷に至る事故シークエンスの定量化を行う。
- ・全炉心損傷頻度の平均値及び不確かさの幅を求める。感度解析を実施し，結果への影響を確認する。

第 1.1.1-1 図 内部事象運転時レベル1 PRA 評価フロー



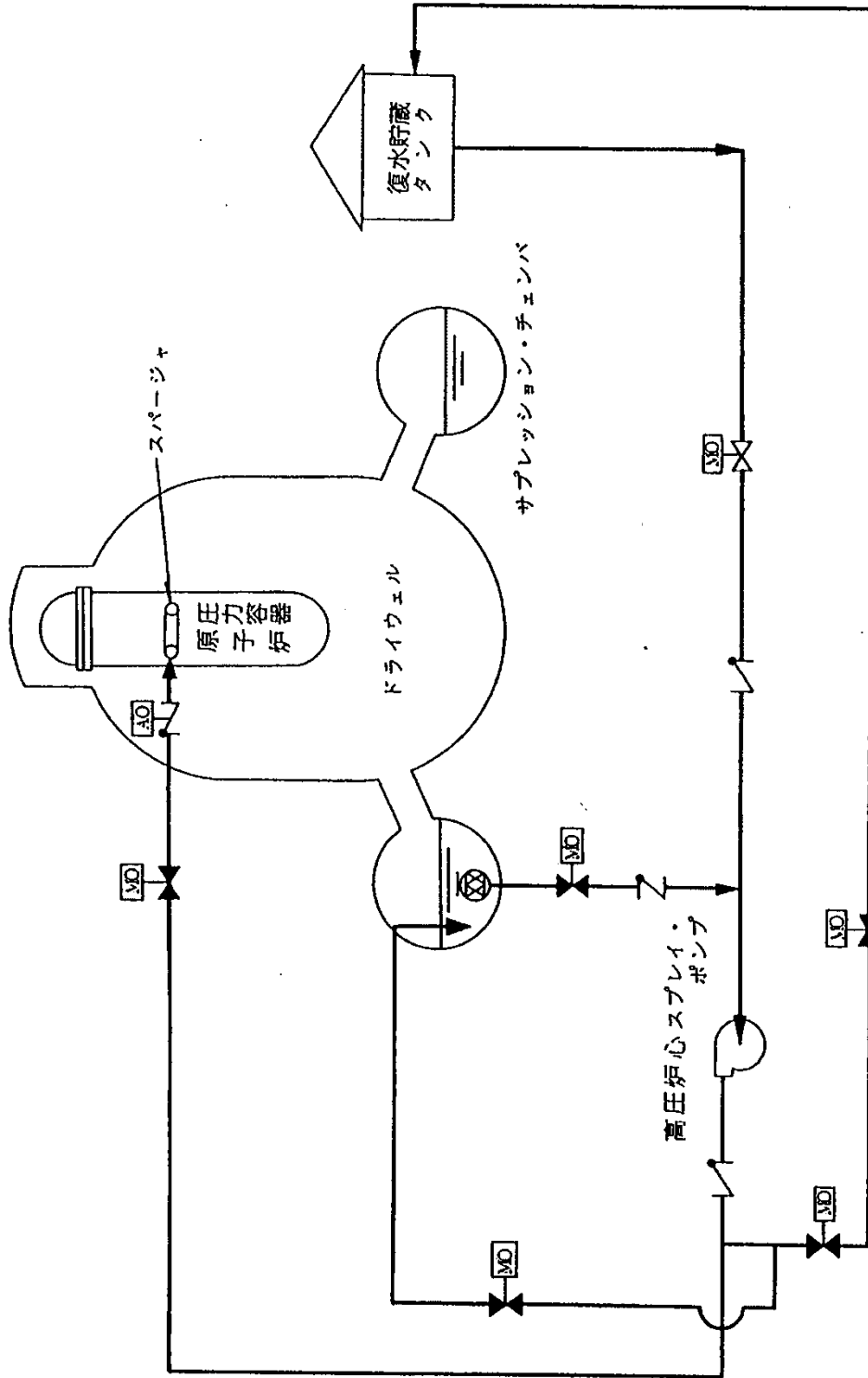
第 1.1.1.a-1 図 主要な安全系統概要図



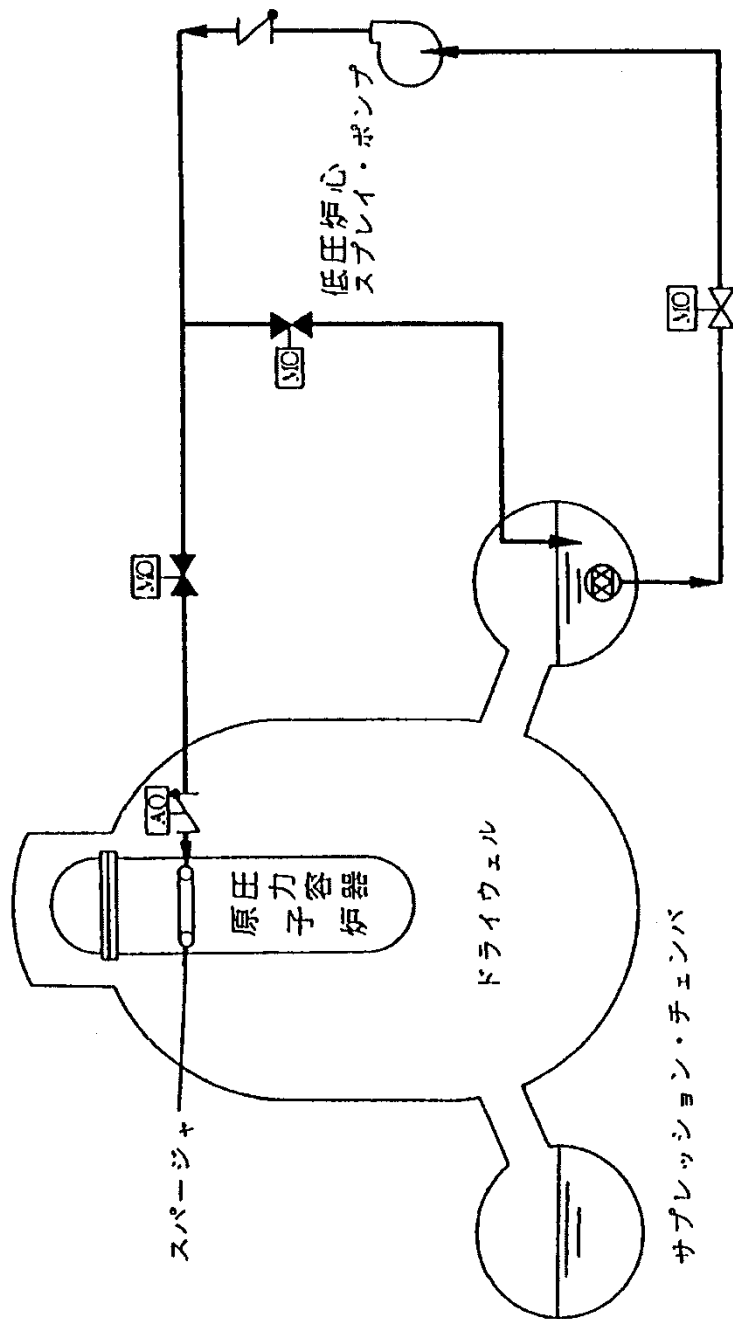
凡 例
 NE : 常時励磁
 ND : 常時無励磁

(原子炉保護系及び制御棒駆動系の作動前の状態を示す。)

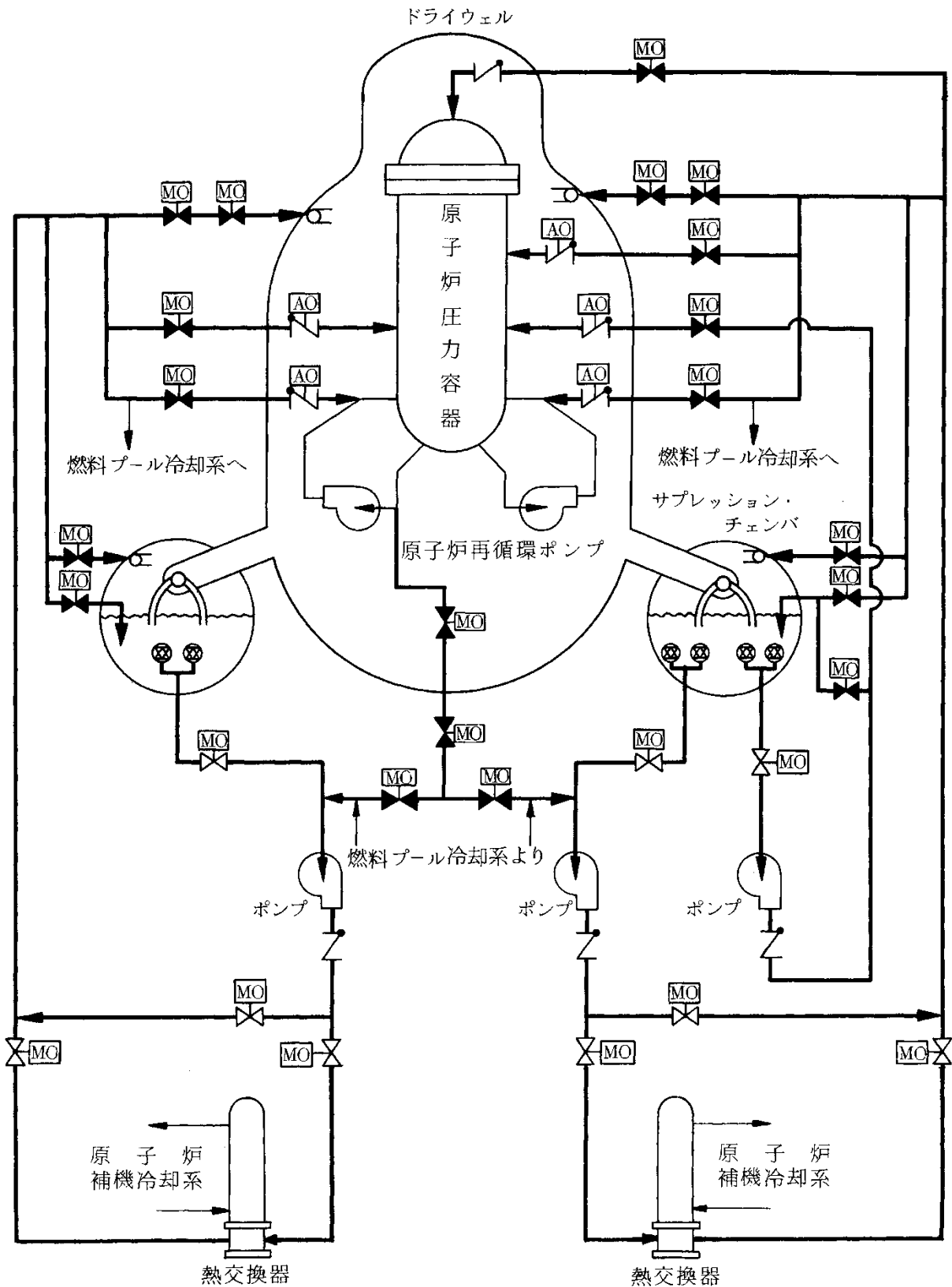
第 1.1.1.a-2 図 制御棒駆動系系統概要図



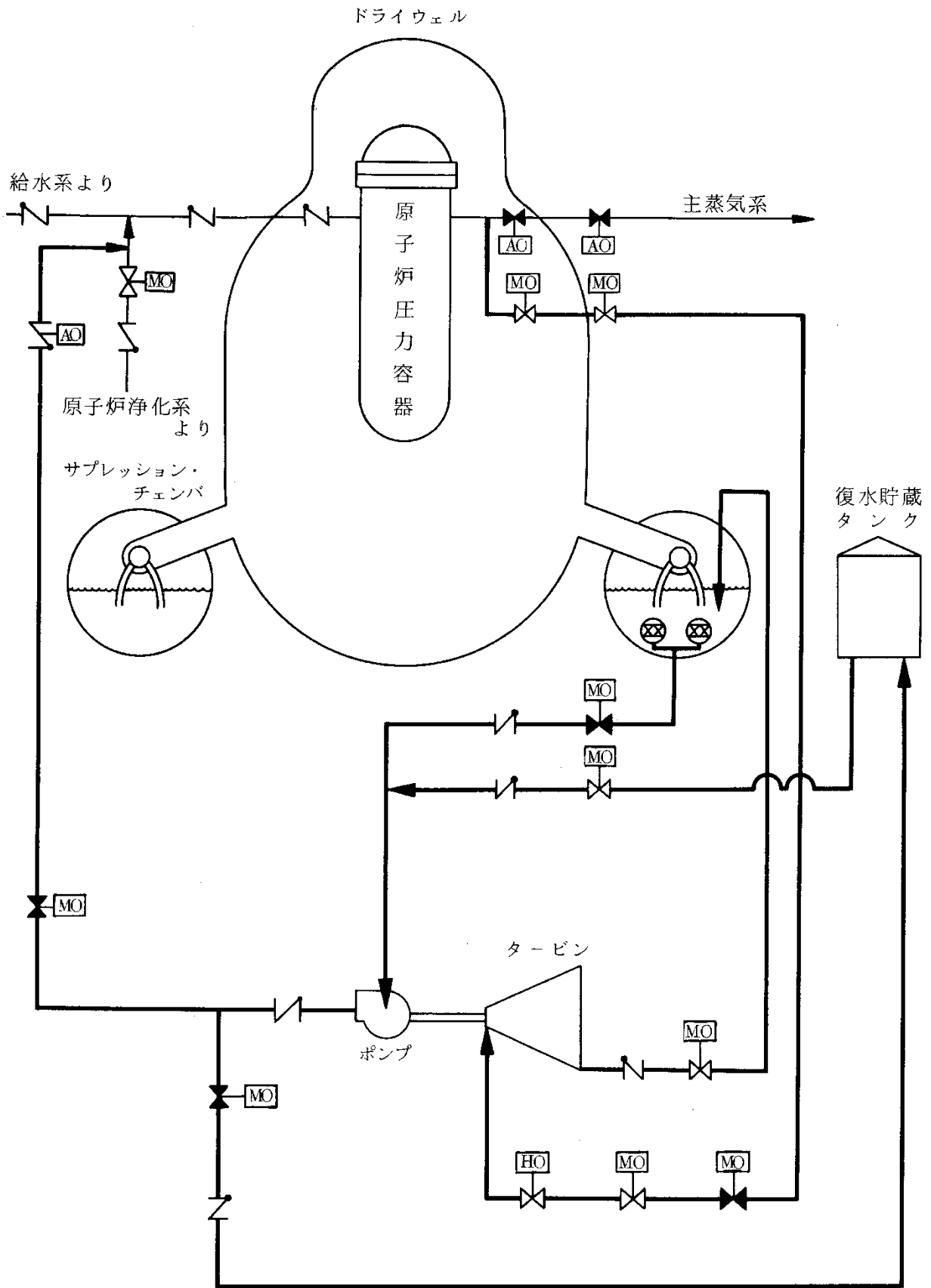
第1.1.1.a-3 図 高圧炉心スプレー系系統概要図



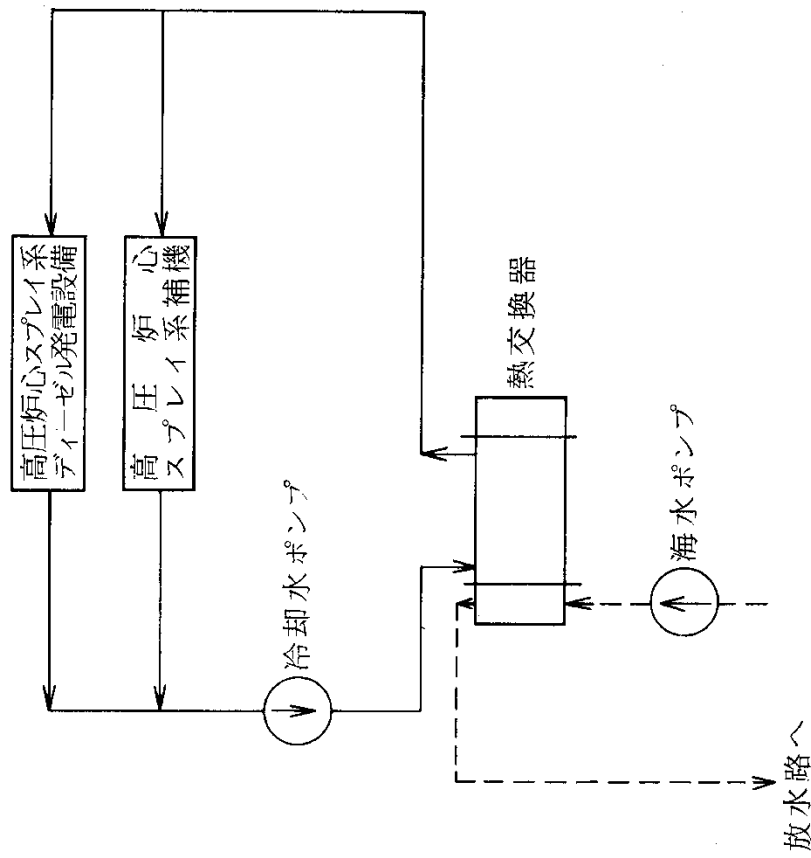
第1.1.1.a-4図 低圧炉心スプレイ系系統概要図



第 1.1.1. a-5 図 残留熱除去系系統概要図



第 1.1.1. a-6 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図

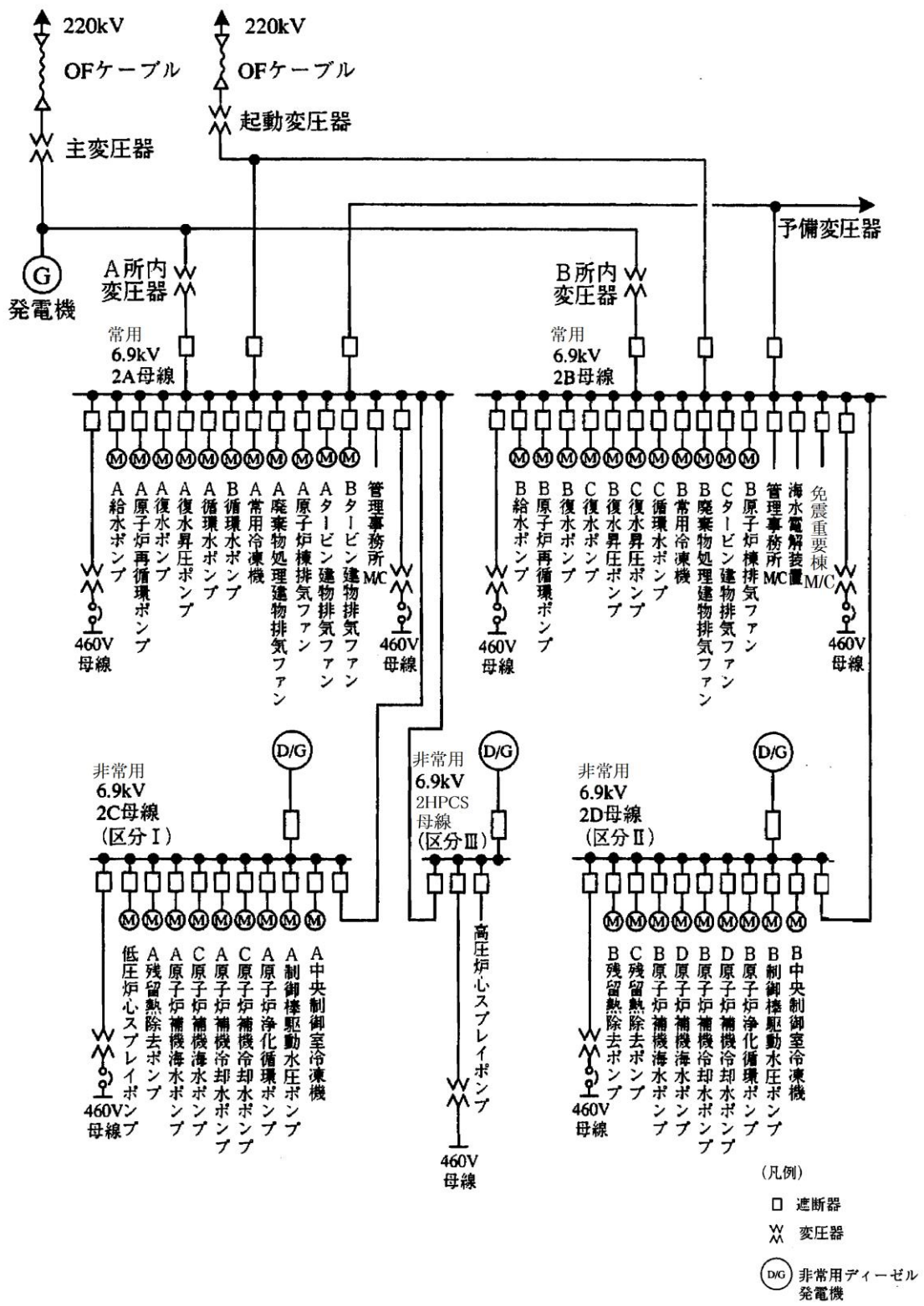


凡例

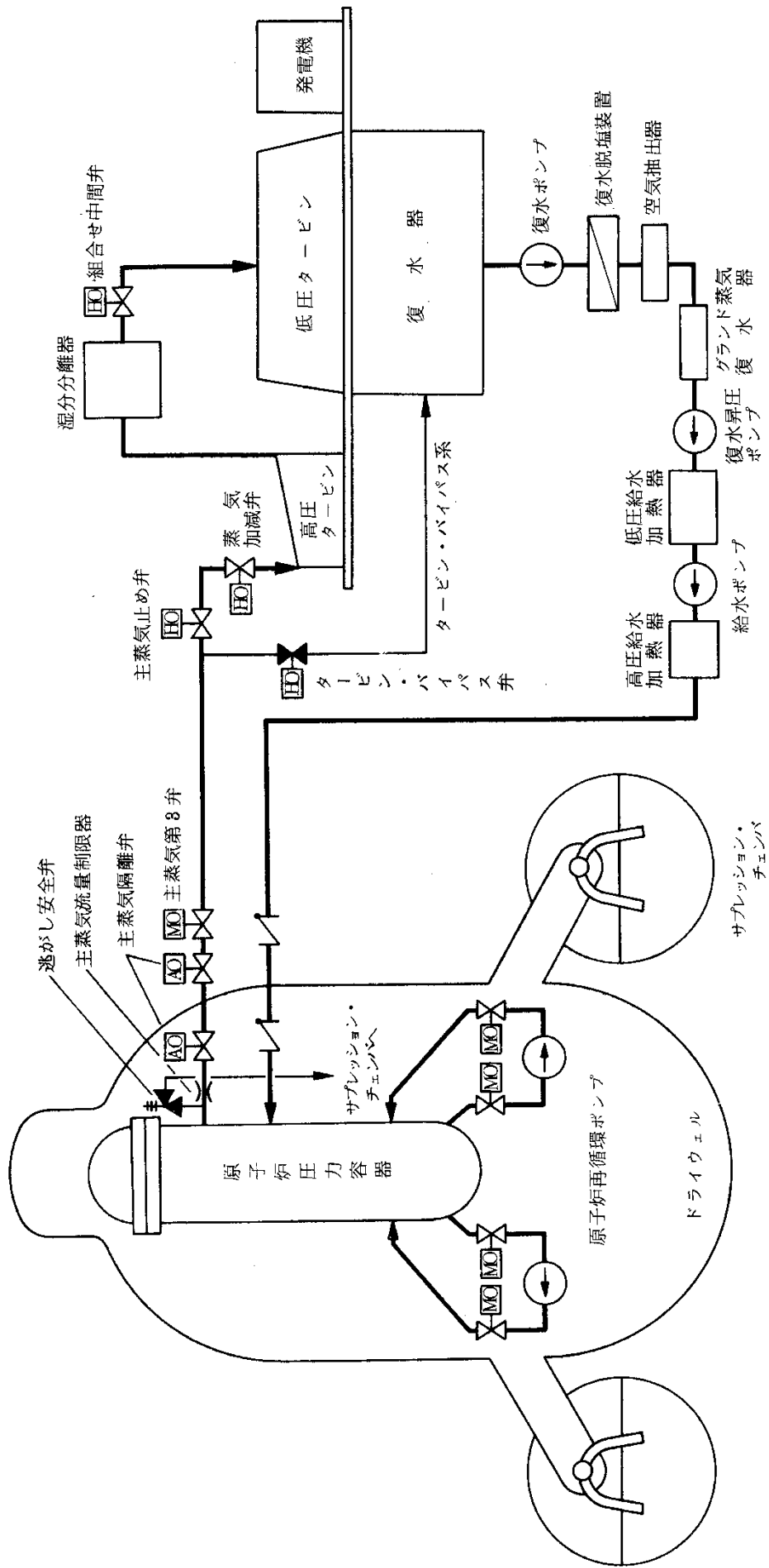
—— 淡水系 (中間ループ)

--- 海水系

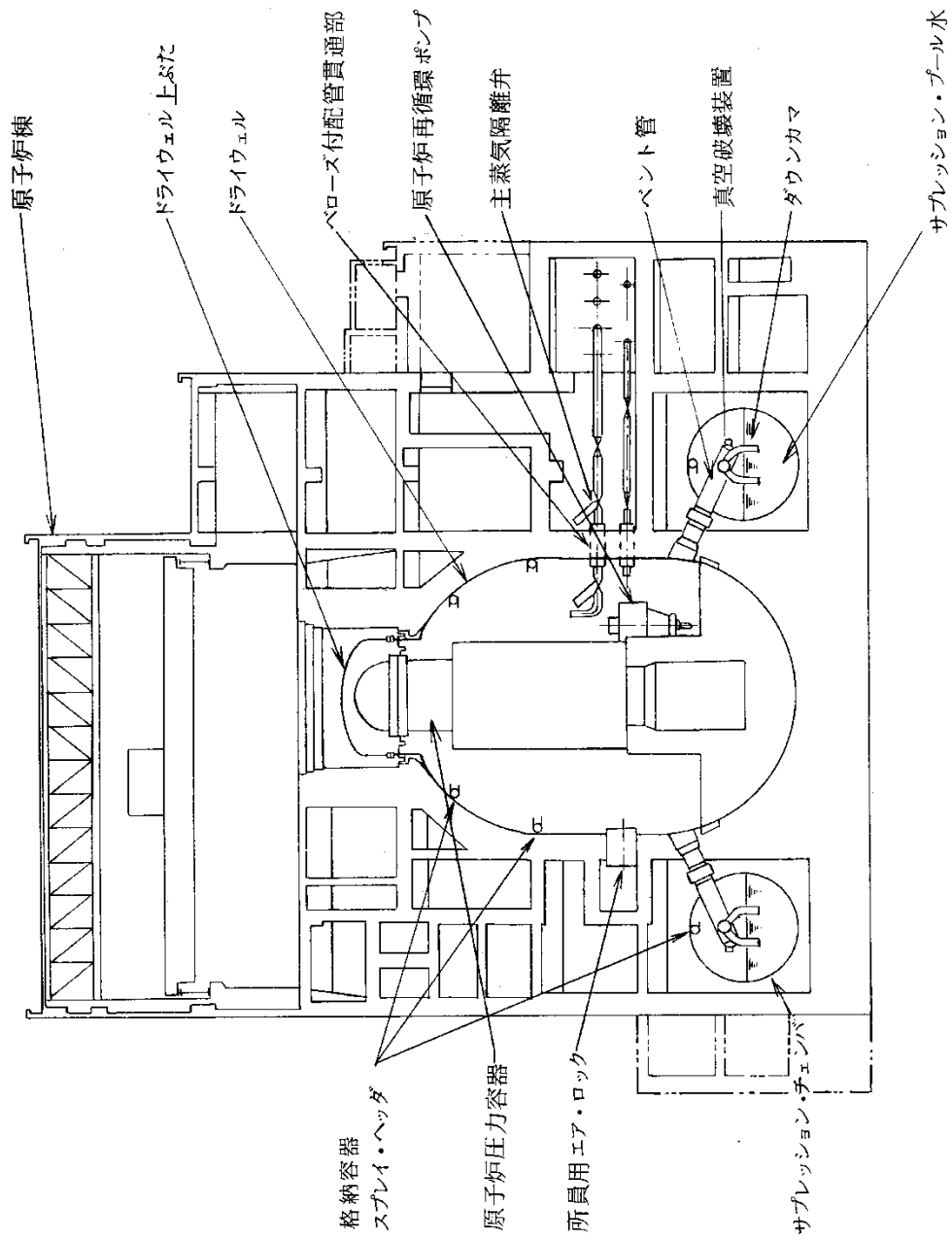
第 1.1.1.a-8 図 原子炉補機冷却系統概要図 (区分Ⅲ)



第 1. 1. 1. a-9 図 所内単線結線図



第 1.1.1.a-11 図 原子炉冷却設備系統概要図



第 1.1.1.a-12 図 原子炉格納施設構造概要図

過渡 事象	原子炉 停止	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	原子炉 減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱 除去	事故シナケンス	事故シナケンスグループ
過渡 事象	原子炉 停止	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心 冷却	原子炉 減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱 除去	炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
							過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失
							過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象＋圧力バウンダリ健全性失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
過渡事象＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失							
過渡事象＋原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失							

第 1.1.1.d-1 図 過渡事象イベントツリー

外部電源喪失	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シナリオ	事故シナリオグループ
					過渡事象へ	過渡事象へ
					外部電源喪失＋交流電源失敗	全交流動力電源喪失* 崩壊熱除去機能喪失
					外部電源喪失＋交流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
					外部電源喪失＋交流電源失敗＋圧力バウンダリ健全性失敗	崩壊熱除去機能喪失
					外部電源喪失＋交流電源失敗＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
					外部電源喪失＋直流電源失敗	崩壊熱除去機能喪失
					外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失

※ 高圧炉心スプレイ系が成功した事故シナリオを「崩壊熱除去機能喪失」、高圧炉心スプレイ系に失敗し原子炉隔離時冷却系が成功した事故シナリオを「全交流動力電源喪失」に分類

第 1.1.1.d-2 図 外部電源喪失イベントツリー

事故シケケンス	圧カバウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シケケンス	事故シケケンスグループ
手動停止 サポート 系喪失	圧カバウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	炉心損傷なし	炉心損傷なし
						手動停止／サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						手動停止／サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						手動停止／サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失
						手動停止／サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						手動停止／サポート系喪失＋圧カバウンダリ健全性失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						手動停止／サポート系喪失＋圧カバウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						手動停止／サポート系喪失＋圧カバウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失

第 1.1.1.d-3 図 手動停止／サポート系喪失イベントツリー

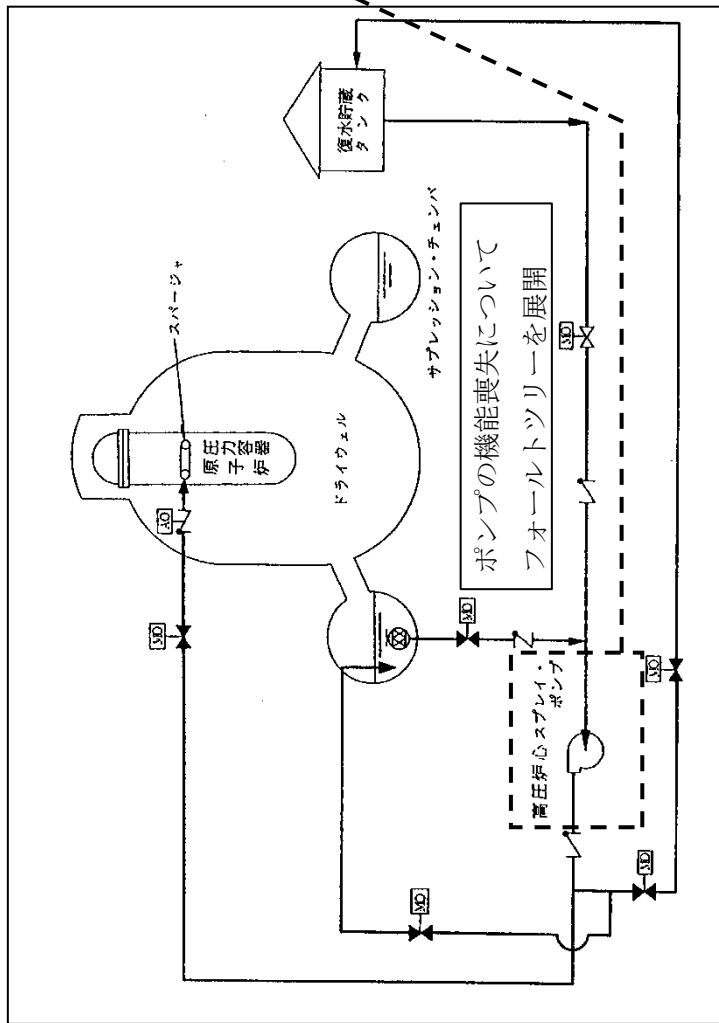
冷却材喪失 (LOCA)	原子炉 停止	高圧炉心 冷却	原子炉 減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱 除去	事故シナリオ	事故シナリオ ケース グループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA時注水機能喪失
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

第 1.1.1.d-4 図 原子炉冷却材喪失 (LOCA) イベントツリー

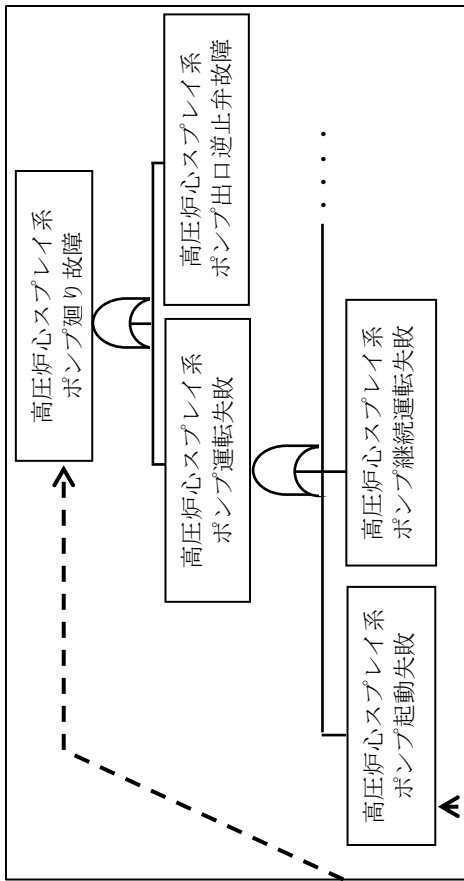
インターフェースシステムLOCA	運転員による隔離操作	事故シケケンス	事故シケケンスグループ
		手動停止／サポート系喪失へ 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)	手動停止／サポート系喪失へ 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)

第 1.1.1.1.d-5 図 インターフェースシステムLOCAイベントツリー

系統概要図 (高圧炉心スプレイ系)



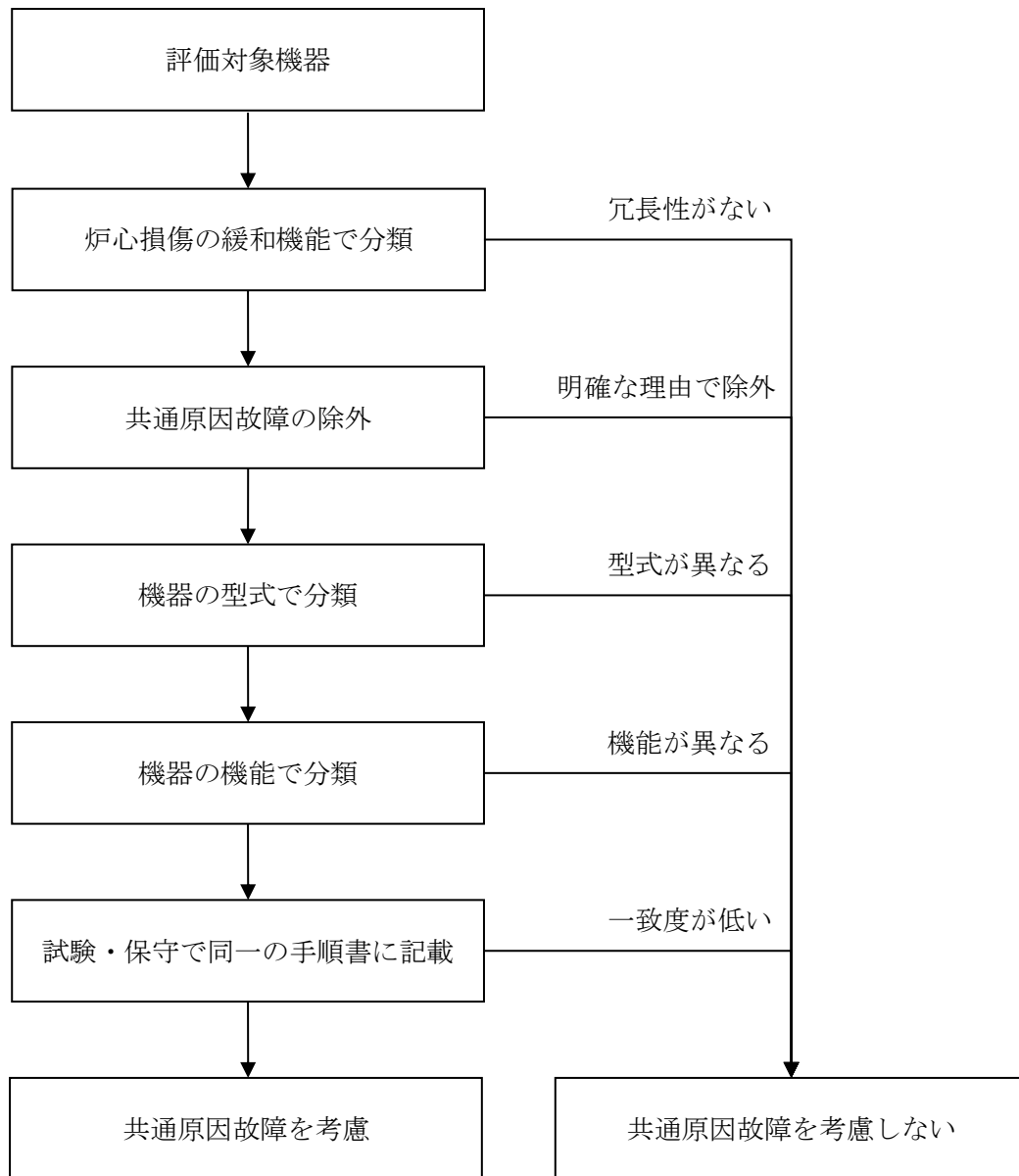
フォールトツリー (高圧炉心スプレイ系ポンプ廻り)



機器故障率データ

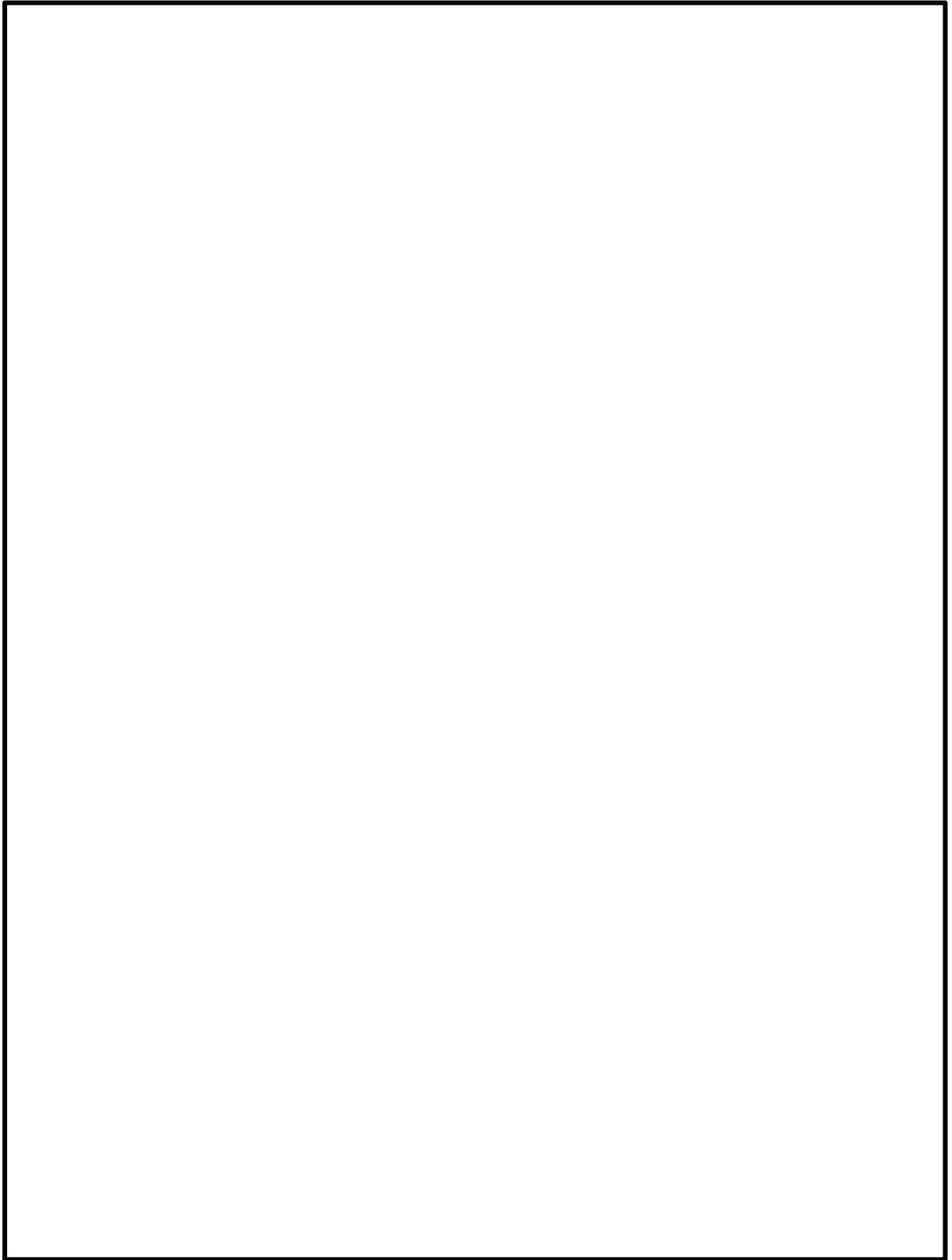
機 器	故障モード	国内故障率データ	
		平均値 (/h)	E F
電動ポンプ (非常用待機, 純水) 電動ポンプ (常用待機, 純水)	起動失敗	1.3E-07	17
	継続運転失敗	1.1E-06	12
タービン駆動ポンプ	起動失敗	4.1E-06	47
	継続運転失敗	2.9E-06	4

第 1.1.1.e-1 図 システム信頼性の評価例



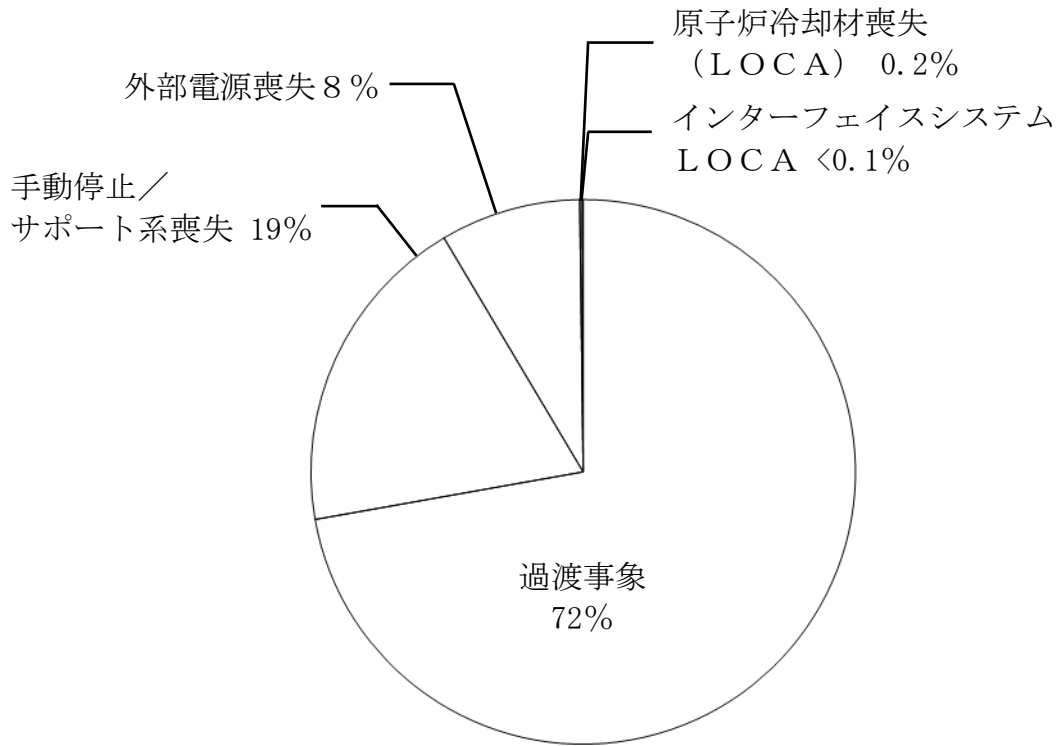
第 1.1.1.f-1 図 共通原因故障同定フロー

自動減圧系手動起動診断

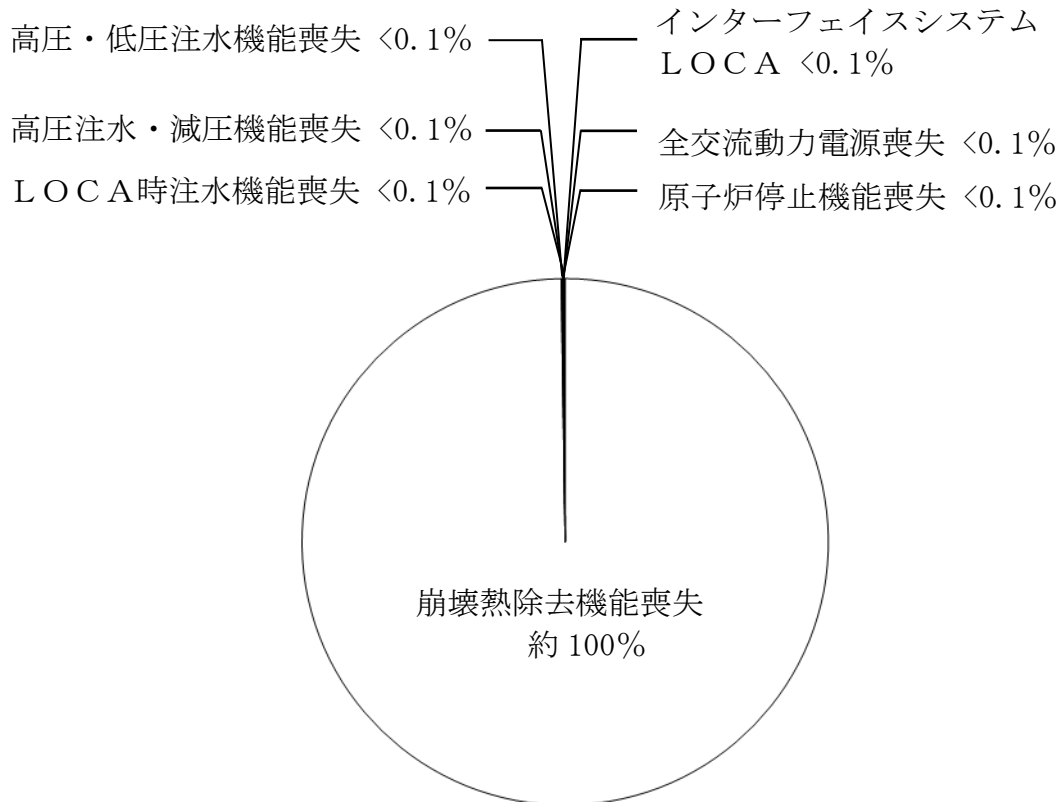


第 1.1.1.g-1 図 自動減圧系の手動起動のHRAイベントツリー

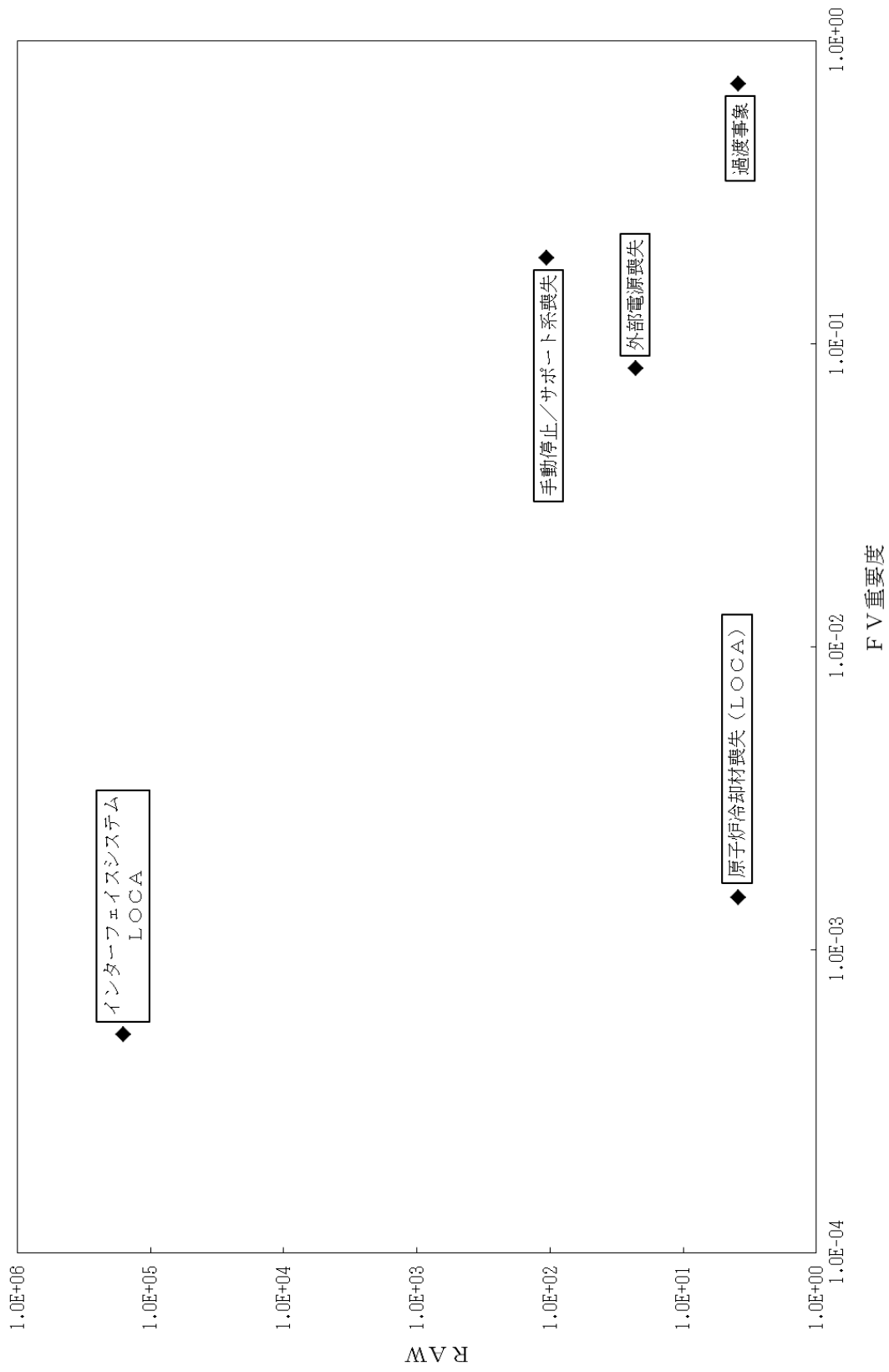
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



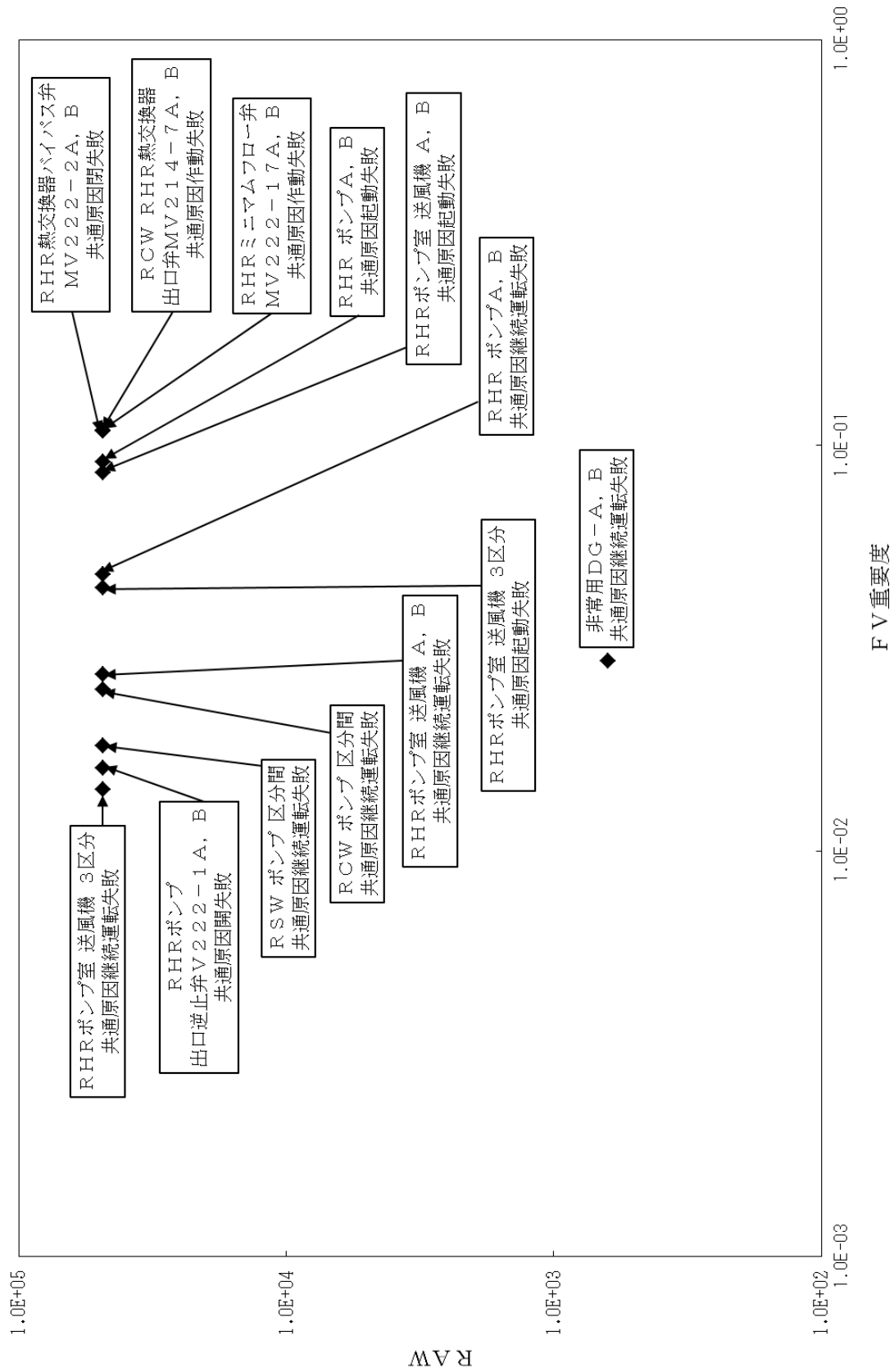
第 1.1.1.h-1 図 炉心損傷頻度寄与割合 (起因事象別)



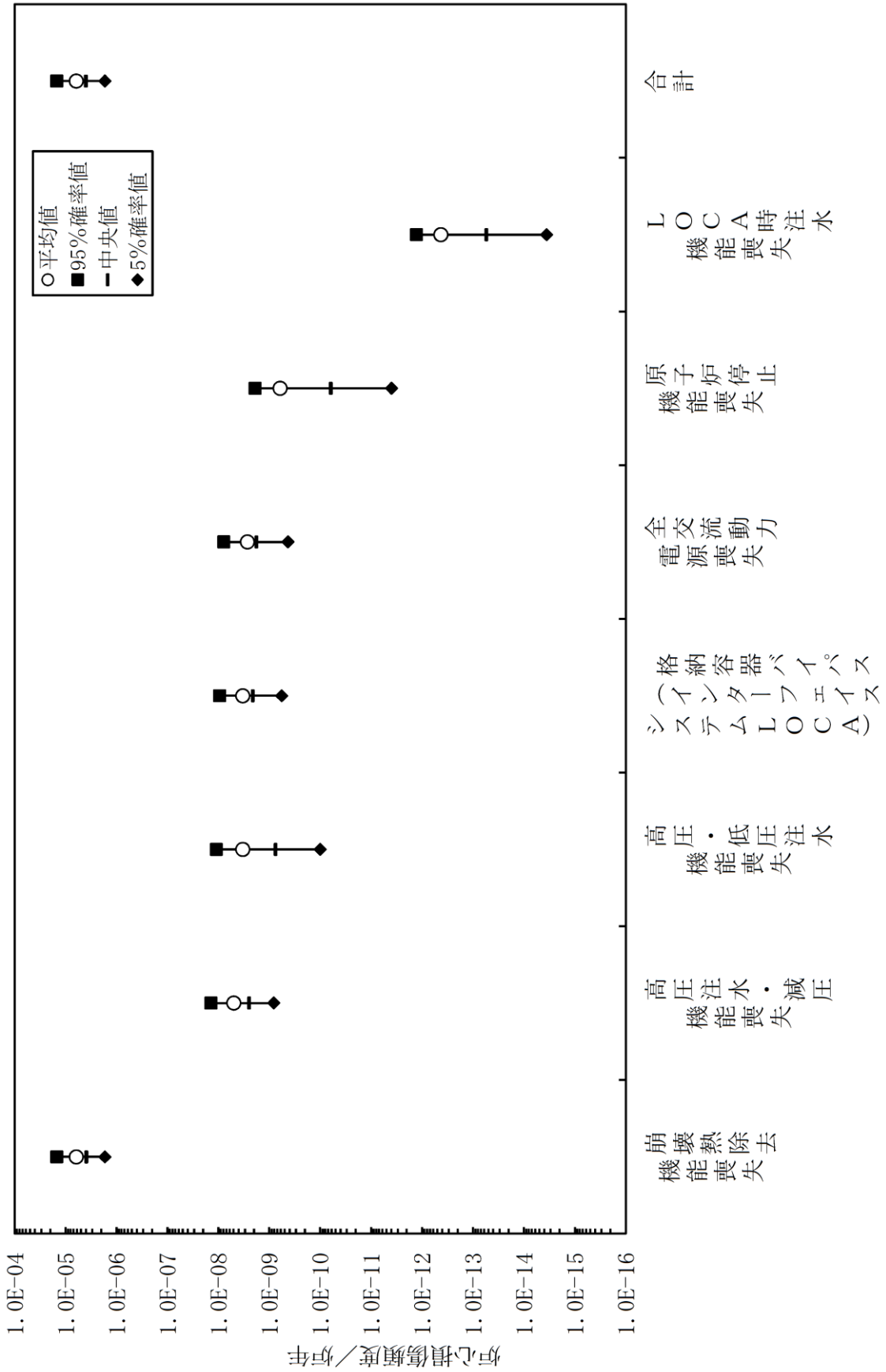
第 1.1.1.h-2 図 炉心損傷頻度寄与割合 (事故シーケンスグループ別)



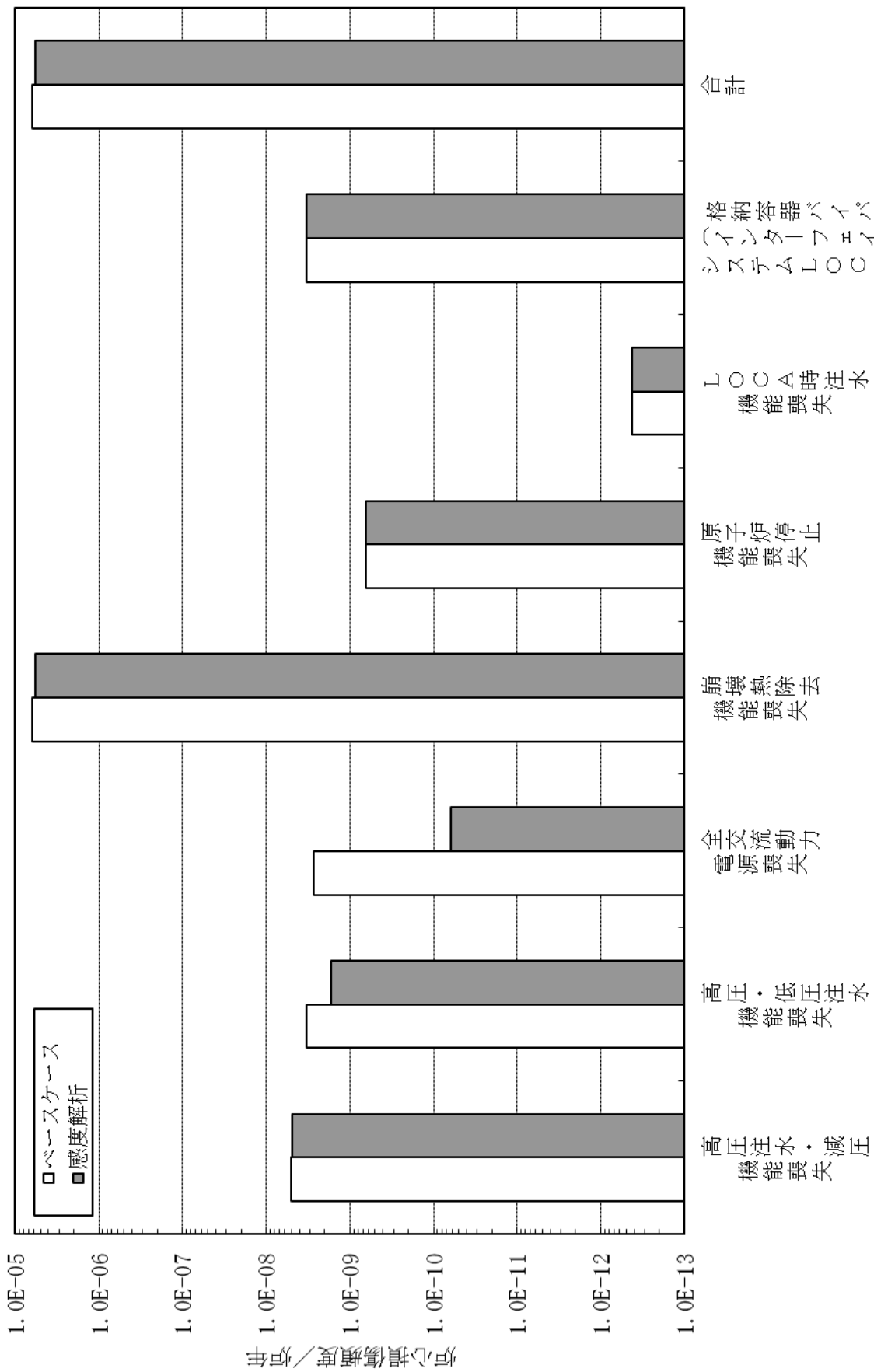
第 1.1.1.h-3 図 重要度解析結果 (起因事象別)



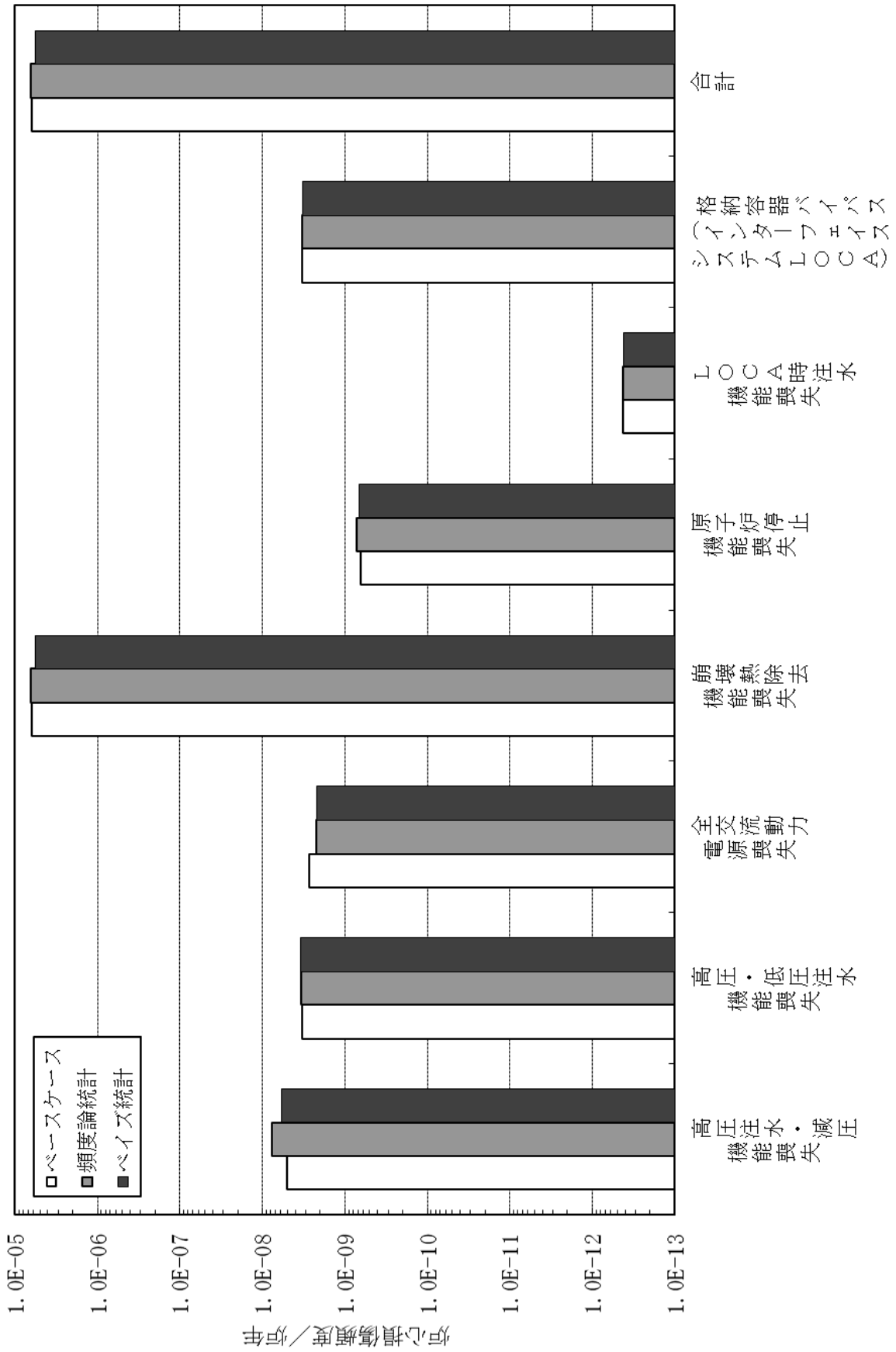
第 1.1.1.h-4 図 重要度解析結果 (基事象別)



第 1.1.1.h-5 図 不確実さ解析結果 (事故シナリオグループ別)



第 1.1.1.h-6 図 感度解析結果 (外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響)



第 1.1.1.h-7 図 感度解析結果 (プラント固有データの反映)

1.1.2 停止時PRA

停止時レベル1 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1 P S A編）：2010（以下「停止時P S A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」（平成25年9月原子力規制庁）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

本プラントの基本仕様は、以下のとおりである。

- ・出力
 - － 熱出力 2,436MW
 - － 電気出力 約820MW
- ・プラント型式 ー 沸騰水型BWR－5
- ・格納容器型式 ー 圧力抑制形（M a r k－I改良型）

以下に、停止時レベル1 PRAに係る安全系、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

本評価で考慮する主な設備を第1.1.2.a-1表に示す。停止時レベル1 PRAに係る本プラントの基本設計は、次に説明する主要な安全システムにより構成される。第1.1.2.a-1図に主要な系統設備の概要を示す。また、第1.1.2.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

今回のPRAでは、プラント運転中と停止・起動過程を除いた復水器真空破壊から制御棒引抜開始までを評価対象期間としている。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は考慮していない。

(b) 炉心冷却及び崩壊熱除去に関する系統

炉心の冷却及び崩壊熱の除去に関する設備のうち、崩壊熱除去及び注水の観点から以下の緩和機能を考慮する。

崩壊熱除去系統としては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を考慮する。また、注水系統としては、復水輸送系及び燃料プール補給水系を考慮する。

プラントの停止状態の特徴として、後述のとおり点検等のため運転中又は待機状態にある設備及び冷却材の保有水量が変化するとともに、時間の経過により燃料の崩壊熱が減少する。E C C Sは、手動起動のみ期待でき、自動起動信号は定期事業者検査により期待できない場合がある。また、本PRAでは崩壊熱の観点でより厳しいM O X燃料を考慮した評価を実施している。燃料プール冷却系については、1系列

運転となった場合に緩和設備として成功基準を満たさない。原子炉浄化系については、緩和設備として成功基準を満たすことができる期間が短い。以上を踏まえ、これらについては緩和設備として期待しない。

1) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（第1.1.2.a-2図）

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は、ポンプ2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。

原子炉停止時冷却モードは、原子炉再循環ポンプ吸込配管から炉水をポンプにより吸引し、熱交換器で冷却した後、原子炉再循環ポンプ吐出配管を經由して再び原子炉へ戻す。

2) 復水輸送系（第1.1.2.a-3図）

復水輸送系は、復水貯蔵タンク、補助復水貯蔵タンク、復水輸送ポンプ等で構成される。

本系統は、通常運転時及び運転停止中に復水器補給水、ろ過脱塩器の逆洗水及び洗浄水、原子炉ウェル水張り等復水を必要とする機器に復水貯蔵タンク水を給水する。また、プラントの余剰水及び液体廃棄物処理系の処理済水を復水貯蔵タンクに回収し再使用する。

3) 燃料プール補給水系（第1.1.2.a-4図）

燃料プール補給水系は、燃料プールの冷却水保有量の一部が喪失し、かつ、復水輸送系による燃料プール水の補給機能が喪失した時に、冷却水を燃料プールに補給する。

(c) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時及び運転停止中の補機冷却は、中間ループ、海水系からなる原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系により原子炉建物内の補機を冷却する。また、電源は、通常運転時は発電機から所内変圧器を通して供給し、運転停止中は主回線から起動変圧器を通して受電する。なお、主回線停電時には、66kV送電線から予備変圧器を通して受電する。

1) 補機冷却系（第1.1.1.a-7図）

残留熱除去系、原子炉浄化系、燃料プール冷却系及び非常用ディーゼル発電機は、原子炉補機冷却系で冷却され、原子炉補機冷却系は原子炉補機海水系で冷却される。

2) 電源系（第1.1.1.a-9図～第1.1.1.a-10図）

発電機を解列すると、常用母線への給電は自動的に所内変圧器経由から起動変圧器経由の給電に切り替わる。また、起動変圧器経由で受電できない場合は、予備変圧器から受電する。さらに、常用母線から非常用母線への給電がない場合には、非常用母線の電圧低下を検知して非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用機器に給電する。

直流電源設備は、非常用の直流115Vの蓄電池2組が設けられてい

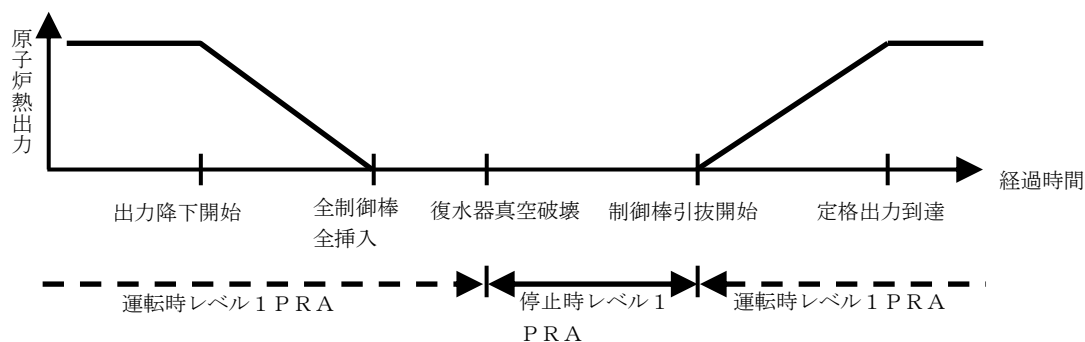
る。直流電源設備は、電源の制御として遮断器の開閉のほか、非常用ディーゼル発電機の起動等にも用いられる。

② 停止時のプラント状態の推移

(1) 評価対象期間の設定

原子炉の安全性の観点から見ると、復水器真空破壊を実施する以前と制御棒引抜開始以降は、安全系の待機状態は出力運転中とほぼ同一であり、仮に何らかの異常事象が発生した場合でも、安全系の自動起動によって、事象は終結される。したがって、復水器真空破壊を実施する以前と制御棒引抜開始以降は出力運転中の評価に包含されることから、既往の停止時レベル1 P R A及び停止時 P S A学会標準においても復水器真空破壊の実施から、制御棒引抜開始までが評価対象とされている。

以上より、停止中審査ガイドに定められる運転停止中の期間は、「原子炉運転停止の過程における主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」とされているが、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、停止時レベル1 P R Aにおける評価対象期間は、停止時 P S A学会標準を参考に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合せが変化することを考慮し、定期事業者検査工程を以下のプラント状態に分類した。

- ・原子炉低温停止への移行状態 (S)
- ・原子炉格納容器／原子炉压力容器開放への移行状態 (A)
- ・原子炉ウェル満水状態 (B)
- ・原子炉格納容器／原子炉压力容器閉鎖への移行状態 (C)
- ・起動準備状態 (D)

これらのプラント状態を、状態ごとのプラントの主要パラメータとともに

に第1.1.2.a-5図に示す。

(3) 評価対象とする定期事業者検査工程

定期事業者検査時の安全性を定量的に評価するうえで、定期事業者検査中のプラント状態並びに機器等の点検状態を把握することが重要である。プラント状態は定期事業者検査ごとに変化するが、プラント安全確保の観点からの安全処置及び運用管理の考え方は同一と考えられる。

また、評価対象とする定期事業者検査工程としては、過去の運転実績を代表するものとするため、以下の観点から定期検査工程を整理し、評価対象工程を選定した。

- ・過去の当該プラントの定期検査工程について、特別な工事を行っていないかどうかを確認する。
- ・定期検査に要した日数を比較し、平均的な定期検査工程を選定する。

島根原子力発電所2号炉の至近の定期検査における定期検査日数の比較結果を、第1.1.2.a-3表に示す。この結果、特別な工事がなく、平均的な日数で実施された、島根原子力発電所2号炉第14回定期検査（平成19年5月～平成19年7月）を選定した。

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にある設備が定期事業者検査工程とともに変化する
- ・原子炉内の保有水量が定期事業者検査工程とともに変化する
- ・燃料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、原子炉冷却材の保有水量、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、分類を行った。

(2) プラント状態分類の分類結果

(1)の考え方に従い、②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態（以下「POS」という。）に分類した。分類したPOSごとの継続時間を第1.1.2.a-4表、POSの分類及び使用可能な緩和設備を第1.1.2.a-5表及び第1.1.2.a-6図に示す。

各POSの概要を以下に示す。

a. 原子炉低温停止への移行状態（POS-S）

通常のプラント停止では、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧するまでは、主蒸気系を介して、復水器によって原子炉は除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードの運転による除熱を開始した後、復水器を真空破壊し、復水器による除熱を停止

する。プラント停止直後は、原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系統のほかに、残りの残留熱除去系1系統が待機状態にある。復水器真空破壊から原子炉圧力容器開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉低温停止への移行状態（POS-S）として分類する。

b. 原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態（POS-A）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放開始から原子炉ウエルの水張り完了までの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内の保有水量も運転中とほぼ変わらない。この期間は、原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系統のほかに、残りの残留熱除去系1系統が待機状態にある。この期間を、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放状態（POS-A）として分類する。

c. 原子炉ウエル満水状態（POS-B）

原子炉圧力容器開放完了から原子炉圧力容器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、原子炉内の保有水量が多く、残留熱除去系による除熱が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ない。この期間を原子炉ウエル満水状態（POS-B）として分類する。さらに、POS-Bの期間において、保守点検に伴い使用可能な設備の組合せ等が変化するため、POS-B-1、B-2、B-3及びB-4の4つの期間に分類する。

d. 原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（POS-C）

原子炉ウエ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、原子炉内の保有水量は運転中とほぼ同じである。しかし、炉心の崩壊熱は、停止直後の約1/10に低下している。原子炉圧力容器閉鎖開始から起動準備に入るまでの期間を、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（POS-C）として分類する。

e. 起動準備状態（POS-D）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖が終了後、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機能を除き、緩和設備の多くが待機状態となっている。原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖終了から制御棒引抜開始までの期間を、起動準備状態（POS-D）として分類する。

上記を踏まえ、停止時レベル1PRAの評価を実施するため、定期事業者検査期間中の主要工程と、系統の除熱及び注水能力を整理し、評価対象とするPOSを以下のとおり設定した。

- ・ POS-S : 原子炉低温停止への移行状態
- ・ POS-A : 原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態
- ・ POS-B-1 : 原子炉ウエル満水1の期間

- ・ P O S - B - 2 : 原子炉ウエル満水 2 の期間
- ・ P O S - B - 3 : 原子炉ウエル満水 3 の期間
- ・ P O S - B - 4 : 原子炉ウエル満水 4 の期間
- ・ P O S - C : 原子炉格納容器／原子炉压力容器閉鎖への移行状態
- ・ P O S - D : 起動準備状態

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、燃料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、選定を行った。

a. 国内外の既往の P R A による知見の活用

既往の P R A 研究で選定された起回事象について調査を実施し、起回事象を選定した。調査結果について第1.1.2.b-1表に示す。

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分析を行い、起回事象を選定した。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、燃料集合体や器物の落下に伴う「燃料の機械的損傷」及び「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」に至る要因として、「燃料集合体の落下事象」が考えられる。一方、「燃料の熱的損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不良」が考えられる。

「燃料の過出力」に至る要因として、「反応度の誤投入」が考えられる。一方、「燃料の冷却不良」に至る要因としては、「原子炉冷却材の流出」及び「崩壊熱除去失敗」が考えられる。

「原子炉冷却材の流出」に至る要因として、「配管破断 L O C A」、「インターフェイスシステム L O C A」及び保守点検における人的過誤に起因する L O C A 事象「停止時特有の L O C A」が考えられる。一方、「崩壊熱除去失敗」に至る要因として、残留熱除去ポンプ等の機械的な故障による「残留熱除去系機能喪失[フロントライン]」と原子炉補機冷却系等の機械的な故障による「補機冷却系機能喪失」とが考えられる。また、送電システムのトラブルによる「外部電源喪失」に起因するものも考えられる。

停止時特有の L O C A の要因は様々考えられるが、定期事業者検査工程の作業時において人的過誤が要因となって L O C A 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得る L O C A を評価対象とする。定期事業者検査工程中

に人的過誤が要因となり L O C A が発生すると考えられる作業としては、原子炉冷却材圧力バウンダリを直接点検している「制御棒駆動機構点検作業」，「局部出力領域モニタ交換作業」が挙げられるほか、定期事業者検査時の「残留熱除去系切替作業」，「原子炉浄化系ブロー作業」が挙げられる。

- c. 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原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び国内他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、今回の起因事象に島根原子力発電所 2 号炉における過去のトラブル事例はない。

(2) 対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については、発生する可能性や影響を考慮し、本評価の対象外としている。

a. 配管破断 L O C A

運転停止中においては、通常運転時と異なり、原子炉冷却材圧力バウンダリの内部にある原子炉冷却材の圧力が、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい試験時を除いて低いことから、通常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 L O C A の発生率は十分小さいと考えられる。また、原子炉冷却材圧力バウンダリの配管は、供用期間中検査が行われており、減肉などによる破損も考え難い。したがって、本事象は除外する。

b. インターフェイスシステム L O C A

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こすことにより、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。停止時レベル 1 P R A の評価対象期間においては、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、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい試験時を除いて、原子炉圧力が高圧になることはなく、インターフェイスシステム L O C A の発生する確率は通常運転時に比べて非常に小さい。漏えい試験時には、原子炉圧力を通常運転圧力以上に上昇させてこれを保持するが、検査の性格上、原子炉冷却材圧力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 L O C A が発生する確率は非常に小さい。さらに、検査時において原子炉が高圧に保持される期間は数時間程度と短い期間である。したがって、本事象は除外する。

c. 燃料集合体の落下

原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放後に、原子炉ウェルに水張りした状態で、燃料取出作業を行う。燃料取替機に装着した燃料把握機を原子炉圧力容器の炉心内燃料集合体位置に降下させ、燃料把握機によって燃料集合体を吊り上げ、これを使用済燃料貯蔵ラックに移送して、ラック内に挿入する。燃料取扱設備は、燃料集合体の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おり、燃料把握機のワイヤの二重化を行っている。燃料把握機は、圧縮空気が喪失した場合、燃料集合体が外れないフェイル・セーフ設計となっており、また燃料つかみ具が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ようなインターロックを設けている。こうした設計上の配慮から、燃料取替え中に、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。したがって、本事象は除外する。

d. 反応度の誤投入

運転停止中には原則として全制御棒が挿入されており、制御棒駆動機構の試験を行う場合でも、厳格な管理等により1体ごとにしか行えない。また、万一、制御棒が誤って引き抜かれた場合でも、その影響は引き抜かれた制御棒等の周辺のみに限られるため、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らない。

また、過去にBWRプラントにおいて、運転停止中に制御棒が誤って引き抜かれた事象が発生している。本プラントでは、従前からHCU隔離時には制御棒駆動系はリターン運転とする手順としていたが、本事象に対する対策として、制御棒駆動水差圧高の検知の明確化を図るとともに、差圧が更に高くなった場合には制御棒駆動水ポンプをトリップさせるインターロックを設置する等の再発防止対策をとり、同様の事象発生を防止している。また、仮に同様の事象が発生したとしても、中性子束異常高による原子炉スクラムにより制御棒の引き抜きが停止することから燃料は健全性を失うことはない。したがって、本事象は除外する。

なお、制御棒の誤引き抜きが発生する確率を評価すると、発生確率は、と十分小さく、頻度の観点からも起因事象から除外しても問題ない。

e. 残留熱除去系運転中の冷却材流出

本事象は、残留熱除去系原子炉停止時冷却モードで運転中の残留熱除去系から、主に弁の損傷を起因として原子炉冷却材が流出する事象である。一方、残留熱除去系切替時の冷却材流出は、残留熱除去系切替時に主に人的過誤を起因として原子炉冷却材が流出する事象であるが、残留熱除去系運転中のLOCAは、事象発生後の事故シーケンスの展開としては残留熱除去系切替時の冷却材流出とほぼ同様となる。

また、残留熱除去系運転中のLOCAの発生頻度は、

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

替時の冷却材流出の 2.9×10^{-4} / 定期事業者検査より []
[] である。また、流出経路となる系統の最高使用圧力に対し、評価期間中の残留熱除去系原子炉停止時冷却モードにおける残留熱除去系の系統圧力は十分に低く、弁の破損が発生する可能性は十分に低いと考えられる。

以上より、残留熱除去系運転中の L O C A は、人的過誤が起因となる残留熱除去系切替時の冷却材流出で代表できるとし、本事象は除外する。

f. 燃料プール冷却系及び原子炉浄化系の機能喪失

定期事業者検査中もクラッドの処理等で燃料プール冷却系及び原子炉浄化系は運転しているが、燃料プール冷却系及び原子炉浄化系には 100% 炉心を冷却する能力は無く、主として残留熱除去系で冷却する設計となっている。このため、残留熱除去系が機能喪失すると燃料損傷に至る可能性があるが、燃料プール冷却系及び原子炉浄化系が機能喪失しても、冷却は残留熱除去系で行っており、燃料損傷に至る可能性はない。したがって、本事象は除外する。

(3) 起因事象のグループ化

起因事象のグループ化においては、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し、さらに、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範囲まで、以下のとおりグループ化した。各起因事象グループについて、P O S との対応を第 1. 1. 2. b-2 表に示す。

a. 崩壊熱除去機能喪失

崩壊熱除去機能に関わる弁、ポンプ等の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事象。

b. 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、非常用交流電源（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、さらに、非常用ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には、全交流動力電源喪失が発生し、崩壊熱除去機能が喪失する可能性がある。

c. 原子炉冷却材の流出

運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。

(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、停止時レベル 1 P R A で使用する起因事象の発生頻度の評価結果を第 1. 1. 2. b-3 表に示す。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す。

a. 崩壊熱除去機能喪失

各 P O S で使用する、残留熱除去機能喪失の発生頻度について以下に示す。

(a) 発生件数

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

残留熱除去系機能喪失[フロントライン]事象と補機冷却系機能喪失事象とに分けて評価する。

崩壊熱除去機能喪失の発生頻度は、国内BWRの運転実績に基づいて算定した。運転実績には利用可能なデータである平成23年度（平成24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、その件数を定期事業者検査日数で除して発生頻度を求める。

平成23年度（平成24年3月）までのデータによると、残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生は4件と報告されている。

また、国内では発生経験のない原子炉補機冷却系の機能喪失の発生頻度に関しては、保守的に0.5件の発生を仮定して評価した。

(b) 定期事業者検査1日当たりの発生頻度

平成23年度（平成24年3月）までのデータから、残留熱除去系が継続運転していた総日数を求める。残留熱除去系が継続運転している日数は、定期事業者検査時の解列から並列までの日数とし、中間停止、その他点検等による停止日数は考慮しないこととした。

残留熱除去系の総運転日数は83,830日であり、1日当たりの崩壊熱除去機能喪失の残留熱除去系機能喪失[フロントライン]及び補機冷却系機能喪失の発生頻度を以下のように算出する。

○ 残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度

$$= 4 / 83830 = 4.8 \times 10^{-5} / \text{日}$$

4：残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生実績（件）

83,830：総定期事業者検査日数（日）

○ 補機冷却系機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / 83830 = 6.0 \times 10^{-6} / \text{日}$$

0.5：原子炉補機冷却系機能喪失の発生実績（件）

83,830：総定期事業者検査日数（日）※

※ 原子炉補機冷却系の運転日数は残留熱除去系の運転日数に等しいものとする。

(c) POSごとの発生頻度

停止時レベル1PRAではPOSごとにイベントツリー評価を実施するため、POSごとに崩壊熱除去機能喪失の発生頻度を算出する必要がある。そのため、前項で算出した定期事業者検査1日当たりの崩壊熱除去機能喪失の発生頻度にPOSごとの日数を乗じて、POSにおける崩壊熱除去機能喪失の発生頻度を算出する。

定期事業者検査1日当たりの崩壊熱除去機能喪失の発生頻度から、下記の式によりPOSごとの発生頻度を算出している。

○ 残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度

$$= \text{残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度} (\text{／日}) \times \text{POS (S～D)の定期事業者検査日数} (\text{日／定期事業者検査})$$

- 補機冷却系機能喪失の発生頻度
 - = 補機冷却系機能喪失の発生頻度（／日）× POS（S～D）の定期事業者検査日数（日／定期事業者検査）

b. 外部電源喪失

(a) 発生件数

外部電源喪失の発生頻度は、崩壊熱除去機能喪失と同様に平成23年度（平成24年3月）までの国内BWRの運転経験に基づき算出した。外部電源喪失は、運転中と停止中のどちらも発生することから、どちらの発生件数も起因事象として考慮している。ただし、定期事業者検査などによる特有の状態（外部電源2系列非待機状態）で起きた発生件数は、運転中では起こらない事象であるため、運転停止中のみで発生件数を考慮する。

発生頻度の算出は、出力運転中で考慮している3件に対しては運転炉年（暦年）で除して算出し、停止時特有として考慮した1件に対しては停止日数で除して算出する。

(b) 定期事業者検査1日当たりの発生頻度

平成23年度までの国内BWRプラントの運転炉年は、792.7炉年となり、1日当たりの外部電源喪失発生頻度は以下のように算出する。

○ 外部電源喪失の発生頻度（出力運転時）

$$= 3 / 792.7 / 365.25 = 1.0 \times 10^{-5} / \text{日}$$

3：外部電源喪失の発生実績（件）（出力運転時）

792.7：国内BWRプラント運転期間（年）※

365.25：1年の平均日数

※ 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運転期間を運転実績として使用する。

（運転期間＝発電時間＋運転停止期間）

○ 外部電源喪失の発生頻度（運転停止中）

$$= 1 / 83830 = 1.2 \times 10^{-5} / \text{日}$$

1：外部電源喪失の発生実績（件）（運転停止中）

83,830：総定期事業者検査日数（日）

○ 外部電源喪失の発生頻度

$$= \text{外部電源喪失の発生頻度（出力運転時）}$$

+ 外部電源喪失の発生頻度（運転停止中）

$$= 2.2 \times 10^{-5} / \text{日}$$

(c) POSごとの発生頻度

停止時レベル1 PRAではPOSごとにイベントツリー評価を実施するため、POSごと（事象区分ごと）に外部電源喪失の発生頻度を算出する必要がある。そのため、前項で算出した定期事業者検査1日

当たりの外部電源喪失の発生頻度にPOSごとの日数を乗じて、各POSにおける外部電源喪失の発生頻度を算出する。

定期事業者検査1日当たりの外部電源喪失の発生頻度から、下記の式により事象区分ごとの発生頻度を算出する。

○ 外部電源喪失の発生頻度×各POS（S～D）の定期事業者検査日数（日／定期事業者検査）

c. 原子炉冷却材の流出

(a) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出の発生頻度

制御棒駆動機構点検本数及び機器点検手順から、原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある以下の事象に対して、操作失敗の人的過誤確率、機器故障率を考慮したイベントツリーを作成して評価した結果、発生頻度は 6.5×10^{-7} ／定期事業者検査となった。

- ・カップリングシール確保
- ・制御棒駆動機構フランジ取付け
- ・燃料取替階側での操作

(b) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出の発生頻度

局部出力領域計装交換本数及び機器点検手順から、原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある以下の事象に対して、操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考慮したイベントツリーを作成して評価した結果、発生頻度は 3.7×10^{-7} ／定期事業者検査となった。

- ・局部出力領域計装シール確保
- ・フラッシング装置取付け
- ・燃料取替階側での操作

(c) 残留熱除去系運転切替時の冷却材流出の発生頻度

ミニマムフロー弁の閉め忘れを対象として、HRAイベントツリーを作成し、人的過誤確率を求めることにより評価した結果、発生頻度は 2.9×10^{-4} ／定期事業者検査となった。

(d) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出の発生頻度

原子炉浄化系ブロー時の弁の閉め忘れを対象として、HRAイベントツリーを作成し、人的過誤確率を求めることにより評価した結果、発生頻度は 1.3×10^{-4} ／定期事業者検査となった。

1.1.2.c 成功基準

既往のPRAや熱水力解析結果を反映し、燃料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) 燃料損傷判定条件

a. 一般的な燃料損傷判定条件

停止時 P S A 学会標準における定義と同様、燃料棒有効長頂部が露出した状態とする。

b. 起因事象ごとの成功基準

運転停止中の発電用原子炉施設に発生した異常事象を安全に収束させるために必要な安全機能を摘出し、各安全機能の成功基準を設定した。設定した成功基準を第1.1.2.c-1表に示す。

成功基準の設定に当たっては、May-Wittの式及びORIGEN2コードを用いた崩壊熱評価により、第1.1.2.c-1図に示す崩壊熱曲線を作成した。また、各POSの代表時間における崩壊熱量を第1.1.2.c-2表のとおり算出した。これらの結果を用いて、緩和設備に要求される除熱能力又は注水能力について検討し、POSを考慮したうえで、炉心冷却を達成するための崩壊熱除去機能、注水機能として必要な系統及び機器の作動台数等を決定した。

(2) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

原子炉冷却材の流出の有無により、余裕時間が異なることを考慮し、以下のとおり対処設備作動までの余裕時間を評価した。評価結果を第1.1.2.c-3表に示す。

(a) 崩壊熱除去機能喪失又は外部電源喪失

崩壊熱除去機能喪失又は外部電源喪失の発生時の崩壊熱除去・炉心冷却に使用可能な緩和設備の動作までの余裕時間を、崩壊熱の評価結果及び以下の評価式を用いて評価した。なお、燃料プール内の燃料体数によって余裕時間は異なるため、通常水位（POS-S、POS-A、POS-C及びPOS-D）では原子炉内に100%の燃料が入っている状態における崩壊熱を考慮し、また、原子炉ウェル水位（POS-B-1～B-4）ではPOS-B-1、POS-B-4は原子炉内に100%の燃料が入っている状態における崩壊熱、POS-B-2、POS-B-3は燃料プール内に630%（100%燃料+使用済燃料530%）の燃料が入っている状態における崩壊熱を考慮して、限界温度（通常水位では100℃、原子炉ウェル満水では66℃）になるまでの時間を評価した。

・原子炉冷却材温度上昇までの余裕時間

$$t_{M1} = \frac{\Delta T \times M_1 \times C}{Q_D}$$

t_{M1} : 原子炉冷却材温度上昇時の余裕時間

ΔT : 差温（限界温度－初期温度）

M_1 : 保有水量

- C : 比熱
 Q_D : 崩壊熱量
 ・原子炉冷却材の水位低下までの余裕時間

$$t_{M2} = t_{M1} + \frac{M_2 \times H_v}{Q_D}$$

- t_{M2} : 原子炉冷却材蒸発時の余裕時間
 M₂ : 蒸発水量
 H_v : 蒸発潜熱
 Q_D : 崩壊熱量

(b) 原子炉冷却材の流出

制御棒駆動機構点検時，局部出力領域モニタ交換時，残留熱除去系切替時及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出において，燃料露出までの余裕時間は1時間以上あることから，緩和設備作動までの余裕時間を1時間としている。

b. 使命時間

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

(3) 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，解析コードを使用した熱水力解析は実施していない。燃焼コードであるORIGEN2コードについては，燃料プール等の許認可で使用実績があり，PNL (Pacific Northwest National Laboratory) 及びEPRI (Electric Power Research Institute) の文献等により大型実験／ベンチマーク試験による検証が実施されている。

1.1.2.d 事故シーケンス

事故シーケンスとは，燃料損傷等に至るまでの，起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組合せのことである。

① イベントツリー

各起因事象に対して，燃料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，燃料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，燃料損傷又は燃料損傷なしのいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリー及び各シーケンスに対して分類された事故シーケンスグループを第1.1.2.d-1図～第1.1.2.d-3図に示す。なお，事故シーケンスグループについては，「1.1.2.h 燃料損傷頻度」に示す。

イベントツリーの作成上の主要な仮定を以下に示す。

(1) 崩壊熱除去機能喪失のイベントツリー

崩壊熱除去機能喪失のイベントツリーは、起因事象を除き、「崩壊熱除去・炉心冷却」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

崩壊熱除去機能喪失後に崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。運転している残留熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失しても、待機中の残留熱除去系、原子炉浄化系又は燃料プール冷却系の起動若しくは蒸発に伴う水位低下を補う注水のいずれかに成功すれば、燃料損傷に至らない。

(2) 外部電源喪失のイベントツリー

外部電源喪失のイベントツリーは、電源設備（「直流電源」、「交流電源」）及び「崩壊熱除去・炉心冷却」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

外部電源喪失が発生すると動力電源が喪失するため、交流電源（非常用ディーゼル発電機の起動）による早急な非常用電源確保が必要となる。非常用ディーゼル発電機の起動には直流電源（蓄電池）からの給電が必要となる。直流電源に成功すると交流電源が起動でき、交流電源が確保できた場合には崩壊熱除去・炉心冷却設備が起動できる。

外部電源喪失後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。外部電源喪失後、非常用ディーゼル発電機が起動し、外部電源喪失により停止した崩壊熱除去設備の再起動又は蒸発に伴う水位低下を補う注水のいずれかに成功すれば、燃料損傷に至らない。

また、外部電源喪失後、直流電源に失敗又は交流電源に失敗すると「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3) 原子炉冷却材の流出のイベントツリー

原子炉冷却材の流出のイベントツリーは、起因事象を除き、「流出隔離・炉心冷却」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

原子炉冷却材の流出後に崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「原子炉冷却材の流出」に分類する。原子炉冷却材が流出しても、流出に伴う水位低下を補う注水に成功すれば、燃料損傷に至らない。

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確率及び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系の成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性評価にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要とな

るサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価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。

【フロントライン系】

- ・残留熱除去系
- ・燃料プール補給水系
- ・復水輸送系

【サポート系】

- ・交流電源
- ・直流電源
- ・原子炉補機冷却系／海水系

② システム信頼性評価手法

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

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器で考慮すべき故障モードを整理した。また、従属故障、人的過誤によるアンアベイラビリティ等の構成要素を考慮し、これらの情報に基づき①に示すシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。システム信頼性評価の例を第1.1.2.e-1図に示す。

なお、停止時レベル1 PRAにおけるシステム信頼性評価では、原子炉が停止状態にあること、余裕時間があり作業員や運転員による現場対応が可能であることなどの停止時特有の特徴を考慮し、以下を仮定している。

・信号

機器の自動起動は、点検などにより期待しない。手動起動は、通常運転停止中に運転する系統において、運転員による中央制御室での手動操作を考慮する。なお、待機中の非常用ディーゼル発電機については、定期事業者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、運転時と同様に自動起動信号を考慮する。

・残留熱除去ポンプ室空調機

運転停止中は、原子炉冷却材の温度が出力運転時と比べて十分に低いことより、ポンプを運転することに伴うポンプ室温度の上昇は、ポンプに影響を及ぼすほどまでは上昇しないと考えられるため、ポンプ室の空調機は考慮しない。

- ・非常用ディーゼル発電機室空調機

運転停止中の場合は、出力運転時と比べて余裕時間があり、作業員や運転員による現場対応が可能であると考えられるため、非常用ディーゼル発電機室の空調機は考慮しない。

- ・現場操作

電動弁の電源が機能喪失している場合等、当該電動弁を現場にて手動で開又は閉にすることにより、注水のためのラインナップが可能となる。運転中と異なり運転停止中の場合には余裕時間があるため、本評価においては、弁の現場操作を期待しているが、系統の人的過誤に含め、現場操作は考慮しない。

- ・メンテナンス

停止時レベル1 P R Aにおいては、機器の待機除外確率はP O S分類の中で直接考慮している。ただし、非常用ディーゼル発電機は、自動起動できる状態で待機しており、サーベランス試験も実施することからメンテナンスによる待機除外確率を考慮する。

③ システム信頼性評価の結果

フォールトツリー解析では、系統や機器の運転状態や待機状態を考慮して各P O Sにおけるシステムの非信頼度及び主要なミニマルカットセットの評価を実施した。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

システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。

1.1.2.f 信頼性パラメータ

本作業は、システム信頼性評価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、共通原因故障パラメータ及び試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備するものである。

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、共通原因故障パラメータ、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。これらの評価式は、内部事象運転時レベル1 P R Aと同じである。

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性評価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、内部事象運転時レベル1 P R Aと同様、原則として、原子力安全推進協会（J A N S I）が管理している原子力施設情報公開ライブラリー（N U

C I A) (<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 (国内故障率データ) を使用する。使用した国内故障率データは内部事象運転時レベル1 P R Aと同様である。また、N U C I A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収集されている。

なお、評価対象機器のうち、N U C I A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N U C I Aの機器グループに分類した。

③ 機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率

本評価では、故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④ 待機除外確率

停止時レベル1 P R Aにおいては、機器の待機除外状態は、P O S分類の中で直接考慮している。

⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

システムにおいて多重性を持たせた機器については、共通原因故障を考慮する必要がある。共通原因故障を考慮する機器と故障モードの同定は、内部事象運転時レベル1 P R Aと同様に、同一系統内の冗長機器等について、共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられる動的機器の故障を対象とした。また、評価方法についても、内部事象運転時レベル1 P R Aと同様に、M G L法を用い、共通原因故障パラメータは、米国で公開され、あるいはP R Aで使用実績のある文献から、妥当と考えられる β 、 γ ファクタを使用した。M G L法は冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く実績のある共通原因故障パラメータである。

1.1.2.g 人的過誤

人間信頼性解析とは、燃料損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動 (タスク) に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。本評価では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック (N U R E G / C R -

1278) の T H E R P (Technique for Human Error Rate Prediction) 手法を使用して評価した。

(1) 起因事象発生前人的過誤

起因事象発生前の人的過誤として、試験、保守時において作業終了後、その系統あるいは機器を正しい状態に復旧させる際の復旧失敗を考慮した。

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は所定の手順に従って、原子炉を安全な状態にするために必要な措置をとる。本評価においては、運転員等が行う「診断失敗」と「操作失敗」を人的過誤の評価対象とする。

a. 診断失敗

崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失発生後、緩和設備の起動の必要性の診断に対する人的過誤を診断失敗として取り扱う。また、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。

診断失敗確率は、T H E R P の標準診断曲線を用いて評価した。曲線を用いる際に必要な余裕時間は、第1.1.2.c-3表の余裕時間を用いた。なお、燃料の崩壊熱及び原子炉水位が P O S により異なるため、P O S ごとに診断失敗の確率は異なる。診断に成功した場合に、緩和系に期待できるものとした。

b. 操作失敗

手順書に記載された操作の中で、燃料損傷を対象とする事故シーケンスに対して必要となる操作について同定し、操作失敗確率を評価した。

(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表に示す。

1.1.2.h 燃料損傷頻度

① 燃料損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。本評価では、W i n N U P R A 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。また、燃料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

運転停止中に起因事象が発生し、原子炉を安全な状態に移行させるための緩和機能として、「原子炉停止機能」、「炉心冷却及び崩壊熱除去に関する機能」及び「安全機能のサポート機能」がある。これらの安全機能に着目し、燃料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

運転停止中は、原子炉に全制御棒が全挿入されているが、制御棒が引

き抜ける等、反応度の誤投入により燃料が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反応度の誤投入に分類する。しかし、本評価では、プラント運転中と停止・起動過程を除いた復水器真空破壊から制御棒引抜開始までを評価対象期間としている。また、反応度投入事象を起因事象から除外したことから、本事故シーケンスグループを今回のPRAでは考慮しない。

b. 炉心冷却及び崩壊熱除去に関する機能

LOCA以外の起因事象発生時に、炉心冷却機能及び崩壊熱除去機能が喪失した場合、燃料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)

また、LOCA時において、炉心冷却及び崩壊熱除去機能が喪失した場合、燃料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)

c. 安全機能のサポート機能

上記、炉心冷却及び崩壊熱除去機能といった安全機能を果たすためには、電源系や補機冷却系といったサポート機能が必要である。外部電源喪失時には、非常用電源などの確保に失敗した場合、安全機能が喪失し燃料の冷却が十分に行われず燃料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。(全交流動力電源喪失)

以上から、次の事故シーケンスグループに分類される。

- ・崩壊熱除去機能喪失
- ・原子炉冷却材の流出
- ・全交流動力電源喪失

② 燃料損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果、全燃料損傷頻度は 6.0×10^{-6} / 定期事業者検査となった。評価工程中の1日当たりの燃料損傷頻度を第1.1.2.h-1図に示すとともに、POS別・起因事象別の燃料損傷頻度の内訳を第1.1.2.h-1表に、事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度の内訳を第1.1.2.h-2表に示す。また、事故シーケンスに対する分析結果を第1.1.2.h-3表に示す。

POS別の結果では、緩和設備が他のPOSに比べて少ないPOS-Bにおいて燃料損傷頻度が高くなっており、起因事象別の結果では、外部電源喪失の寄与が支配的となる。また、事故シーケンスグループ別の結果では、全交流動力電源喪失が支配的となる。

(1) 評価結果の分析

POS別及び起因事象別の燃料損傷頻度寄与割合を第1.1.2.h-2図及び第1.1.2.h-3図に示す。また、事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度

寄与割合を第1.1.2.h-4図に示す。

事故シーケンスグループ別の寄与割合としては、「全交流動力電源喪失」が支配的となる。

- a. 全交流動力電源喪失（燃料損傷頻度： 6.0×10^{-6} / 定期事業者検査，寄与割合：約 100%）

AM策等を考慮しない今回の評価条件においては，運転停止中に外部電源喪失が発生した場合，考慮できる非常用交流電源が少ない場合があることから，全交流動力電源喪失の燃料損傷頻度が大きくなる。

③ 重要度解析，不確かさ解析及び感度解析

燃料損傷に至る支配的な要因を確認する観点で，重要度解析を実施した。また，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燃料損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として，不確かさ解析を実施した。

また，燃料損傷頻度を解析する評価上の仮定について，結果への影響を把握するため，感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

燃料損傷頻度に対するFV重要度及びRAWを評価し，燃料損傷頻度への寄与の大きい要因を分析した。重要度は，起因事象及び緩和系に対して評価した。

起因事象別のFV重要度の評価結果は第1.1.2.h-4表のとおりであり，他のPOSに比べて緩和設備の少ないPOS-Bにおける外部電源喪失が上位となった。また，RAWの評価結果は第1.1.2.h-5表のとおりであり，FV重要度同様にPOS-Bにおける外部電源喪失が上位となった。FV重要度とRAWの相関を第1.1.2.h-5図に示す。

基事象別のFV重要度の評価結果は第1.1.2.h-6表のとおりであり，非常用交流電源が大きく，続いて，そのサポート機能である原子炉補機冷却系，原子炉補機海水系及び直流電源が上位となった。また，RAWの評価結果は第1.1.2.h-7表のとおりであり，FV重要度同様に非常用交流電源が上位となった。FV重要度とRAWの相関を第1.1.2.h-6図に示す。

AM策等を考慮しない今回の評価条件においては，非常用交流電源の機能喪失に伴う全交流動力電源喪失が支配的となることから，電源機能に係る対策が重要となる。

(2) 不確かさ解析

起因事象，機器故障率，人的過誤，共通原因故障等の統計的な不確かさを考慮し，モンテカルロ法を用いて不確かさ解析を行った。不確かさ解析の結果を第1.1.2.h-8，9表及び第1.1.2.h-7，8図に示す。

全燃料損傷頻度は 6.0×10^{-6} / 定期事業者検査（平均値），EFは2.3となった。また，POS別燃料損傷頻度のEFも，一桁程度となった。各パラ

メータの不確かさ影響による上限値と下限値の間には大きな幅はないことが分かった。

(3) 感度解析

a. 外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響

平成4年の計画以前から整備しているAM策である「外部電源復旧」と「ECCSの手動起動」を考慮した場合の事故シーケンス抽出及び評価全体への影響を分析するため、感度解析を実施した。感度解析の結果を第1.1.2.h-10, 11表及び第1.1.2.h-9図に示す。

感度解析の結果、外部電源の復旧及びECCS手動起動の操作を考慮した燃料損傷頻度は 7.9×10^{-9} / 定期事業者検査となり、ベースケース 6.0×10^{-6} / 定期事業者検査から約1 / 1,000に低減した。外部電源の復旧及びECCS手動起動の操作を考慮することにより燃料損傷頻度が上記の程度まで低減するが、事故シーケンス選定への影響はない。

第 1. 1. 2. a-1 表 P R A で考慮する主な設備

機能及び設備名	機器の説明
原子炉停止機能	運転停止中の評価であるため、考慮しない。
崩壊熱除去機能	
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。
原子炉浄化系	成功基準を満たす期間が短いことから、保守的に緩和機能として期待しない。
燃料プール冷却系	1 系列では成功基準を満足しないことから、緩和機能として期待しない。
炉心冷却機能	
復水輸送系	復水を必要とする機器に復水貯蔵タンク水を給水する。
燃料プール補給水系	燃料プールの冷却水保有量の一部が喪失し、かつ、復水輸送系による燃料プール水の補給機能が喪失した時に、冷却水を燃料プールに補給する。
安全機能のサポート機能	
原子炉補機冷却系	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。
原子炉補機海水系	原子炉補機冷却系を冷却する。
非常用ディーゼル発電機	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。
直流電源	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-2 表 系統設備概要

項目	概要
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	電動ポンプ台数 2 容量：約 1,200m ³ /h/台 熱交換器 2 伝熱容量：約 3.3E+07kJ/h/基
燃料プール冷却系	電動ポンプ台数 2 容量：約 200m ³ /h/台 熱交換器 2 伝熱容量：約 6.8E+06kJ/h/基
原子炉浄化系	電動ポンプ台数 2 容量：約 110m ³ /h/台 電動ポンプ台数 1 容量：約 220m ³ /h 再生熱交換器 1 伝熱容量：約 1.7E+08kJ/h 非再生熱交換器 1 伝熱容量：約 5.9E+07kJ/h 補助熱交換器 1 伝熱容量：約 7.9E+07kJ/h
復水輸送系	電動ポンプ台数 3 容量：約 85m ³ /h/台
燃料プール補給水系	電動ポンプ台数 1 容量：約 30m ³ /h
原子炉補機冷却系	電動ポンプ台数 4 (うち 2 台は予備) 容量：約 1,700m ³ /h/台 熱交換器 2 (うち 1 基は予備) 伝熱容量：約 1.1E+08kJ/h/基
原子炉補機海水系	電動ポンプ台数 4 (うち 2 台は予備) 容量：約 2,000m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機	非常用ディーゼル発電機台数 2 容量：約 7,300kVA/台
直流電源設備	所内蓄電池 電圧115V 2組 容量：約1,200AH/組

第 1.1.2.a-3 表 島根原子力発電所 2 号炉定期検査の工程日数の比較

定期検査回数	解列日 ～並列日	停止 日数	主要工事等
第 1 回	H2. 2. 5 ～4. 18	73	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 原子炉再循環ポンプ振動記録計設置工事, 原子炉再循環流量制御系多重化工事
第 2 回	H3. 5. 7 ～7. 15	70	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 原子炉再循環ポンプ用電動機軸受油面計多重化工事
第 3 回	H4. 9. 7 ～11. 18	73	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 局部出力領域計装用電線管遮へい材敷設工事
第 4 回	H6. 1. 12 ～3. 23	71	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 選択制御棒挿入機能改造工事, 出力領域計測装置の警報動作範囲変更工事
第 5 回	H7. 4. 27 ～7. 10	75	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, ジェットポンプビーム取替工事
第 6 回	H8. 9. 6 ～11. 8	64	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事
第 7 回	H10. 1. 5 ～2. 22	49	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, アクシデントマネジメント策工事
第 8 回	H11. 5. 11 ～7. 9	60	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 復水器内給水加熱器防熱板取替工事, アクシデントマネジメント策工事
第 9 回	H12. 9. 17 ～10. 29	43	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 制御棒取替工事, 逃がし安全弁取替工事
第10回	H14. 1. 8 ～2. 21	45	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 制御棒取替工事, 逃がし安全弁取替工事, アクシデントマネジメント対策工事
第11回	H15. 4. 15 ～8. 1	109	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, タービン建物配管床ドレンサンプルタンク取替工事, 制御棒取替工事, 発電機回転子点検工事, B・C 低圧タービン動翼修理工事, 炉心シュラウド溶接線点検, 原子炉再循環系配管等の溶接継手部点検
第12回	H16. 9. 7 ～ H17. 2. 6	153	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 制御棒取替工事, 9×9 (B) 燃料採用, 燃料取替階モニタ及び原子炉棟排気高レンジモニタ改造工事, 計装用無停電交流電源装置改造工事, 炉心シュラウド修理工事, 炉心シュラウド予防保全工事, 圧力抑制室内部塗装工事, 原子炉再循環系配管修理工事
第13回	H18. 2. 28 ～6. 3	96	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, 制御棒取替工事, 炉心シュラウド予防保全工事, 原子炉浄化系配管他点検, 蒸気タービン設備他配管点検
第14回	H19. 5. 8 ～7. 22	76	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, 制御棒取替工事, 非常用炉心冷却系ポンプ入口ストレーナ取替工事, 高圧炉心スプレイ系スパージャノズル修理工事, 耐震裕度向上工事
第15回	H20. 9. 7 ～ H21. 3. 24	199	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, 制御棒取替工事, 水没弁点検工事, 耐震裕度向上工事, 残留熱除去系ヘッドスプレイ配管改造工事
第16回	H22. 3. 18 ～12. 6	264	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, 制御棒取替工事, 耐震裕度向上工事, 原子炉再循環系配管他修理工事
平均		約95	—

第 1. 1. 2. a-4 表 各プラント状態の継続時間

POS	POSの継続時間（日）
S	1
A	5
B-1	6
B-2	28
B-3	10
B-4	8
C	9
D	6

第 1.1.2.a-5 表 緩和設備の使用可能性

POS		S	A	B-1	B-2	B-3	B-4	C	D
緩和設備	A	○	○	○	○	×	×	△	△
	B	△	△	×	×	○	○	○	○
	燃料プール冷却系	—	—	×※1	×※1	×※1	×※1	—	—
	原子炉浄化系	×	×	×	×	×	×※2	×※2	×※2
	燃料プール補給水系	—	—	△	△	△	△	—	—
	復水輸送系ポンプ	○	○	○	○	○	○	○	○
	A	△	△	△	△	△	△	△	△
	B	△	△	△	△	△	△	△	△
	C	△	△	△	△	△	△	△	△
	非常用ディーゼル発電機	△	△	△	△	×	×	△	△
	A	△	△	×	×	△	△	△	△
	B	△	△	×	×	△	△	△	△
	非常用交流電源	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅰ	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅱ	○	○	○	○	○	○	○	○
	直流電源	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅰ	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅱ	○	○	○	○	○	○	○	○
	原子炉補機冷却系	○	○	○	○	×	△	△	△
	A	△	△	×	×	○	○	○	○
	B	△	△	×	×	○	○	○	○
	原子炉補機海水系	○	○	○	○	×	△	△	△
	A	○	○	○	○	×	△	△	△
	B	△	△	×	×	○	○	○	○

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

※1 燃料プール冷却系は、1 系統運転の場合には成功基準を満足しないことから緩和機能として期待しない。

※2 原子炉浄化系は、成功基準を満足する期間が短いことから保守的に緩和機能として期待しない。

第 1.1.2.b-1 表 既往の停止時レベル 1 P R A で選定している起回事象

起回事象	NUREG/ CR-6143 (Grand Gulf)	JNES 検討 ^{※1}	本評価
残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]	○	○	○
補機冷却系機能喪失	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断 L O C A	○	○	—
残留熱除去系 運転中の L O C A	○	○	—
残留熱除去系 切替時の冷却材流出	○	○	○
局部出力領域モニタ 交換時の冷却材流出	—	—	○
制御棒駆動機構 点検時の冷却材流出	—	—	○
原子炉浄化系 ブロー時の冷却材流出	—	—	○

※1 “P S A 手法の標準化に係る整備＝停止時内の事象レベル 1 P S A / 地震 P S A = (別冊 1) 停止時内の事象レベル 1 P S A 実施手順書”, 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 プラント状態と起因事象の対応

起因事象	POS	S	A	B-1	B-2	B-3	B-4	C	D
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]	○	○	○	○	○	○	○	○
	補機冷却系機能喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
外部電源喪失	外部電源喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉冷却材の流出	制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	—	—	—	○	—	—	—	—
	局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	—	—	—	○	—	—	—	—
	残留熱除去系切替時の冷却材流出	—	—	—	—	○	—	—	—
	原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	—	—	—	—	—	—	○	—

第 1.1.2.b-3 表 起因事象発生頻度 (平成 24 年 3 月まで)

起因事象	POS	発生頻度	備考
崩壊熱除去機能喪失			1) 崩壊熱除去機能喪失における残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]は,実績データに基づき算出。また,補機冷却系機能喪失は,発生経験がないため0.5件を仮定 2) 外部電源喪失は,実績データに基づき算出 3) 崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失の単位は(日),原子炉冷却材の流出の単位は(定期事業者検査)
・残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]	全POS	4.8E-05	
・補機冷却系機能喪失	全POS	6.0E-06	
外部電源喪失	全POS	2.2E-05	
原子炉冷却材の流出			
・残留熱除去系切替時の冷却材流出	B-3	2.9E-04	
・制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	B-2	6.5E-07	
・局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	B-2	3.7E-07	
・原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	C	1.3E-04	

第 1.1.2.c-1 表 成功基準の一覧

起因事象	POS	S	A	B-1	B-2	B-3	B-4	C	D
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]	B-RHR CWT	B-RHR CWT	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	A-RHR CWT	A-RHR CWT
	補機冷却系機能喪失	B-RHR CWT	B-RHR CWT	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	A-RHR CWT	A-RHR CWT
外部電源喪失	外部電源喪失	A-RHR B-RHR CWT	A-RHR B-RHR CWT	A-RHR CWT FMW	A-RHR CWT FMW	B-RHR CWT FMW	B-RHR CWT FMW	A-RHR B-RHR CWT	A-RHR B-RHR CWT
原子炉冷却材の流出	制御棒駆動機構 点検時の冷却材流出	-	-	-	CWT	-	-	-	-
	局部出力領域モニタ交 換時の冷却材流出	-	-	-	CWT	-	-	-	-
	残留熱除去系 切替時の冷却材流出	-	-	-	-	CWT	-	-	-
	原子炉浄化系 ブロー時の冷却材流出	-	-	-	-	-	-	CWT	-

ーは該当起因事象発生無し

RHR : 残留熱除去系 (1/2) FMW : 燃料プール補給水系 (1/1)

CWT : 復水輸送系 (1/3)

第 1.1.2.c-2 表 プラント状態ごとの崩壊熱

POS	各POSの代表時間 (解列からの日数)	崩壊熱量 (MW)
S	0.25日後 (6時間後)	23
A	1日後	16
B-1	6日後	9.3
B-2	12日後	7.5
B-3	40日後	5.1
B-4	50日後	4.8
C	58日後	3.2
D	67日後	3.0

第 1.1.2.c-3 表 対象設備動作までの余裕時間

起因事象	POS	POS別の 代表時間 (解列から の日数)	対象設備				注水機能	
			除熱機能		燃料プール冷却系 余裕時間 (時間) (ウエール満水時66°C)	復水輸送系 余裕時間 (時間) (T A F まで)	燃料プール 補給水系 余裕時間 (時間) (T A F まで)	
			残留熱除去系 (A系/B系) 余裕時間 (時間) (T A F まで)	原子炉浄化系 余裕時間 (時間) (T A F まで)				
残留熱除去系機能喪失 [フロントライン] 補機冷却系機能喪失 外部電源喪失	S	0.25日後 (6時間後)	3.7	—	—	3.7	—	
	A	1日後	5.3	—	—	5.3	—	
	B-1	6日後	80	—	—	80	80	
	B-2	12日後	110	—	—	110	110	
	B-3	40日後	160	—	—	160	160	
	B-4	50日後	190	—	—	190	190	
	C	58日後	26	—	—	26	—	
	D	67日後	27	—	—	27	—	
	B-2	—	—	—	—	—	—	
	B-2	—	—	—	—	1.0	—	
B-3	—	—	—	—	—	—		
C	—	—	—	—	—	—		

第 1.1.2.e-1 表 フロントライン系とサポータ系の依存性

フロントライン系 (影響を受ける側)	除熱機能						注水機能			
	サポータ系 (影響を与える側)	残留熱除去系 (A系)	残留熱除去系 (B系)	燃料プール 冷却系	原子炉浄化系	燃料プール 補給水系	復水輸送系 (Aポンプ)	復水輸送系 (Bポンプ)	復水輸送系 (Cポンプ)	
交流電源	非常用交流電源 ^{※1} (区分Ⅰ)	○	-	-	-	○ ^{※3}	○	-	○ ^{※3}	
	非常用交流電源 ^{※1} (区分Ⅱ)	-	○	-	-	○ ^{※3}	-	○	○ ^{※3}	
直流電源	直流電源 ^{※2} (区分Ⅰ)	○	-	-	-	○ ^{※3}	○	-	○ ^{※3}	
	直流電源 ^{※2} (区分Ⅱ)	-	○	-	-	○ ^{※3}	-	○	○ ^{※3}	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 (A系)	○	-	-	-	-	-	-	-	
	原子炉補機冷却系 (B系)	-	○	-	-	-	-	-	-	

※1 非常用交流電源は、外部電源又は非常用ディーゼル発電機からの給電が可能

※2 直流電源は、蓄電池又は充電器からの給電が可能

※3 非常用交流電源(区分Ⅰ)及び直流電源(区分Ⅰ)、又は非常用交流電源(区分Ⅱ)及び直流電源(区分Ⅱ)いずれか一方の電源供給で作動可能

第 1.1.2.e-2 表 サポート系同士の依存性

サポート系 (影響を与える側)	サポート系 (影響を受ける側)		非常用ディーゼル発電機		補機冷却系		補機海水系	
	非常用ディーゼル 発電機(A系)	非常用ディーゼル 発電機(B系)	原子炉補機 冷却系(A系)	原子炉補機 冷却系(B系)	原子炉補機 海水系(A系)	原子炉補機 海水系(B系)		
交流電源	非常用交流電源 (区分Ⅰ)	—	○	—	○	—		
	非常用交流電源 (区分Ⅱ)	—	—	○	—	○		
直流電源	直流電源 (区分Ⅰ)	○ ^{*1}	—	○	—	—		
	直流電源 (区分Ⅱ)	—	○ ^{*1}	—	—	○		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 (A系)	○	—	—	—	—		
	原子炉補機冷却系 (B系)	—	○	—	—	—		
補機海水系	原子炉補機海水系 (A系)	○	—	○	—	—		
	原子炉補機海水系 (B系)	—	○	—	○	—		

※ 1 起動時は蓄電池からの電源供給が必須

第 1.1.2.e-3 表 システム信頼性評価結果

機能	システム	非信頼度 (点推定値)	備考
崩壊熱除去機能	残留熱除去系 (A系)	2.2E-03	
	残留熱除去系 (B系)	2.2E-03	
	原子炉浄化系 (C UW)	-	
	燃料プール冷却系 (F P C)	-	
炉心冷却機能	復水輸送系 (Aポンプ)	1.6E-04	
	復水輸送系 (Bポンプ)	1.8E-04	
	復水輸送系 (Cポンプ)	1.8E-04	
安全機能の サポート機能	燃料プール補給水系 (F MW)	5.6E-04	LOCA時に期待しない
	原子炉補機冷却系 (A-R C W / R S W)	1.0E-04	残留熱除去系冷却時
	原子炉補機冷却系 (B-R C W / R S W)	6.6E-05	非常用ディーゼル発電機冷却時
		1.0E-04	残留熱除去系冷却時
	6.6E-05	非常用ディーゼル発電機冷却時	

第1.1.2.g-1表 人的過誤評価結果

人的過誤	余裕時間 (時間)	人的過誤確率 (平均値)	E F
POS-S 短時間診断失敗	0.6	1.5E-03	10
POS-A 短時間診断失敗	0.8	5.6E-04	10
POS-B-1 短時間診断失敗	2.2	4.8E-04	30
POS-B-2 短時間診断失敗	3.7	3.3E-04	30
POS-B-3 短時間診断失敗	5.4	2.5E-04	30
POS-B-4 短時間診断失敗	5.1	2.6E-04	30
POS-C 短時間診断失敗	4.0	3.1E-04	30
POS-D 短時間診断失敗	4.3	3.0E-04	30
原子炉浄化系ブロー時の水位低下の認知失敗	1.0	7.2E-07	10
制御棒駆動機構点検，局部出力領域モニタ交換及び残留熱除去系切替時の水位低下の認知失敗	—	≒ 0	—
制御棒駆動機構点検及び局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出の隔離失敗	—	5.3E-02	10
残留熱除去系切替及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出の隔離失敗	—	5.3E-03	10
停止時系統起動操作失敗	—	5.3E-05	10

第 1.1.2.h-1 表 燃料損傷頻度 (プラント状態別・起因事象別)

POS	起因事象	崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉冷却材の流出				合計 (/定期事業者 検査)
				制御棒駆動 機構点検時 の冷却材流出	局部出力領域 モニタ交換時 の冷却材流出	残留熱除去系 切替時 の冷却材流出	原子炉浄化系 ブロー時 の冷却材流出	
S	原子炉冷態停止への移行状態	6.9E-12	2.5E-09	—	—	—	—	2.5E-09
A	原子炉格納容器/圧力容器開放への移行状態	3.5E-11	1.3E-08	—	—	—	—	1.3E-08
B-1	原子炉ウエル満水 1	1.1E-11	6.9E-07	—	—	—	—	6.9E-07
B-2	原子炉ウエル満水 2	5.0E-11	3.2E-06	1.9E-12	1.1E-12	—	—	3.2E-06
B-3	原子炉ウエル満水 3	1.8E-11	1.1E-06	—	—	8.4E-11	—	1.1E-06
B-4	原子炉ウエル満水 4	1.4E-11	9.2E-07	—	—	—	—	9.2E-07
C	原子炉格納容器/圧力容器閉鎖への移行状態	6.3E-11	2.3E-08	—	—	—	2.7E-10	2.3E-08
D	起動準備状態	4.2E-11	1.5E-08	—	—	—	—	1.5E-08
合計 (/定期事業者検査)		2.4E-10	6.0E-06	3.5E-10				6.0E-06

第 1.1.2.h-2 表 燃料損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

運転停止中 事故シーケンスグループ	燃料損傷頻度 (/定期事業者検査)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	2.7E-10	<0.1
全交流動力電源喪失	6.0E-06	100
原子炉冷却材の流出	3.5E-10	<0.1
合計	6.0E-06	100

第1.1.2.h-3表 事故シーケンスの分析結果（1 / 3）

事故シーケンス		全燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	主要なカットセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	寄与割合 (%)
L O C A	原子炉冷却材 の流出 + 流出隔離・炉 心冷却失敗	3.5E-10	①CUWブロー+水位低下 認知失敗 (CUWブロー)	C	1.9E-10	54.0
			②RHR切替+流出の隔離 失敗+CWT起動操作失敗	B-3	8.3E-11	23.4
			③CUWブロー+流出の隔 離失敗+CWT起動操作失 敗	C	7.6E-11	21.3
			④CRD点検+流出の隔離 失敗+CWT起動操作失敗	B-2	1.9E-12	0.5
			⑤LPRM交換+流出の隔 離失敗+CWT起動操作失 敗	B-2	1.1E-12	0.3

第1.1.2.h-3表 事故シーケンスの分析結果（2 / 3）

事故シーケンス		全燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	主要なカットセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	寄与割合 (%)
崩 壊 熱 除 去 機 能 喪 失	崩壊熱除去機 能喪失 + 崩壊熱除 去・炉心冷却 失敗	2.4E-10	①フロントライン系機能喪 失+FMWポンプ出口弁M V216-2開失敗+CWT 起動操作失敗	B-2	1.5E-11	6.3
			②フロントライン系機能喪 失+FMWポンプ出口弁M V216-2開制御故障+ CWT起動操作失敗	B-2	1.5E-11	6.2
			③フロントライン系機能喪 失+FMWポンプ出口弁M V216-2開失敗+CWT 起動操作失敗	B-3	5.4E-12	2.3
			④フロントライン系機能喪 失+FMWポンプ出口弁M V216-2開制御故障+ CWT起動操作失敗	B-3	5.3E-12	2.2
			⑤フロントライン系機能喪 失+RHRポンプ炉水戻り 弁MV222-11A作動 失敗+CWT起動操作失敗	C	4.8E-12	2.0
	外部電源喪失 +崩壊熱除 去・炉心冷却 失敗	3.1E-11	①外部電源喪失+RHR炉 水入口止め弁V222-5 閉塞+CWT起動操作失敗	C	4.0E-13	1.3
			②外部電源喪失+RHRポ ンプ炉水戻り弁MV222 -11A, B共通原因開失敗 +CWT起動操作失敗	C	2.9E-13	0.9
			②外部電源喪失+RHRポ ンプ炉水入口弁MV222 -8A, B共通原因作動失敗 +CWT起動操作失敗	C	2.9E-13	0.9
			④外部電源喪失+RHR炉 水入口止め弁V222-5 閉塞+CWT起動操作失敗	D	2.7E-13	0.9
			⑤外部電源喪失+RHR炉 水入口止め弁V222-5 閉塞+CWT起動操作失敗	A	2.2E-13	0.7

第 1.1.2.h-3 表 事故シーケンスの分析結果 (3 / 3)

事故シーケンス		全燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	主要なカットセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	寄与割合 (%)
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 + 交流電源喪失	6.0E-06	①外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機A継続運転失敗	B-2	1.4E-06	23.7
			②外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機A起動失敗	B-2	9.7E-07	16.3
			③外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機Aメンテナンス	B-2	5.4E-07	9.0
			④外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機B継続運転失敗	B-3	5.1E-07	8.5
			⑤外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機B継続運転失敗	B-4	4.1E-07	6.8
	外部電源喪失 + 直流電源喪失	4.3E-08	①外部電源喪失+蓄電池A機能喪失	B-2	1.3E-08	29.5
			②外部電源喪失+蓄電池A遮断器誤開	B-2	1.1E-08	24.2
			③外部電源喪失+蓄電池B機能喪失	B-3	4.6E-09	10.6
			④外部電源喪失+蓄電池B遮断器誤開	B-3	3.8E-09	8.6
			⑤外部電源喪失+蓄電池B機能喪失	B-4	3.7E-09	8.4

第 1.1.2.h-4 表 重要度解析結果 (起因事象別 F V 重要度)

起因事象	P O S	F V 重要度
外部電源喪失	B - 2	5.3E-01
外部電源喪失	B - 3	1.9E-01
外部電源喪失	B - 4	1.5E-01
外部電源喪失	B - 1	1.1E-01
外部電源喪失	C	3.8E-03
外部電源喪失	D	2.5E-03
外部電源喪失	A	2.1E-03
外部電源喪失	S	4.2E-04
原子炉冷却材の流出 (原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出)	C	4.4E-05
原子炉冷却材の流出 (残留熱除去系切替時の冷却材流出)	B - 3	1.4E-05

第 1.1.2.h-5 表 重要度解析結果 (起因事象別 R A W)

起因事象	P O S	R A W
外部電源喪失	B - 1	8.6E+02
外部電源喪失	B - 4	8.6E+02
外部電源喪失	B - 3	8.6E+02
外部電源喪失	B - 2	8.6E+02
外部電源喪失	S	2.0E+01
外部電源喪失	A	2.0E+01
外部電源喪失	C	2.0E+01
外部電源喪失	D	2.0E+01
原子炉冷却材の流出 (制御棒駆動機構点検時の冷却材流出)	B - 2	1.5E+00
原子炉冷却材の流出 (局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出)	B - 2	1.5E+00

第 1.1.2.h-6 表 重要度解析結果（基事象別 F V 重要度）

基事象	F V 重要度
非常用ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	2.9E-01
非常用ディーゼル発電機 A 起動失敗	2.0E-01
非常用ディーゼル発電機 B 継続運転失敗	1.5E-01
非常用ディーゼル発電機 A メンテナンス	1.1E-01
非常用ディーゼル発電機 B 起動失敗	1.0E-01
非常用ディーゼル発電機 B メンテナンス	5.8E-02
非常用ディーゼル発電機 A, B 共通原因継続運転失敗	1.3E-02
非常用ディーゼル発電機 A, B 共通原因起動失敗	8.8E-03
非常用ディーゼル発電機 A 遮断器作動信号故障	6.3E-03
燃料移送ポンプ A 起動失敗	6.1E-03

第 1.1.2.h-7 表 重要度解析結果（基事象別 R A W）

基事象	R A W
原子炉補機冷却海水ポンプ A, B 共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却ポンプ A, B 共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却海水ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプ A, B 共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却系 非常用ディーゼル発電機冷却水出口弁 MV 2 1 4 - 1 2 A, MV 2 1 4 - 1 3 A 共通原因開失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	2.7E+02
燃料移送タンク内逆止弁 V 2 8 0 - 9 9 A, B 共通原因開失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプ出口逆止弁 V 2 8 0 - 1 0 2 A, B 共通原因開失敗	2.7E+02
蓄電池 A, B 共通原因機能喪失	2.7E+02

第1.1.2.h-8表 不確かさ解析結果（プラント状態別）

POS	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）				
	平均値	95%確率値	中央値	5%確率値	E F
S	2.5E-09	6.8E-09	1.8E-09	5.1E-10	3.6
A	1.3E-08	3.4E-08	9.1E-09	2.6E-09	3.6
B-1	6.8E-07	1.8E-06	4.9E-07	1.4E-07	3.6
B-2	3.2E-06	8.6E-06	2.3E-06	6.7E-07	3.6
B-3	1.2E-06	3.1E-06	8.3E-07	2.4E-07	3.6
B-4	9.1E-07	2.4E-06	6.6E-07	1.9E-07	3.5
C	2.3E-08	6.1E-08	1.7E-08	4.8E-09	3.6
D	1.5E-08	4.1E-08	1.1E-08	3.1E-09	3.6
合計	6.0E-06	1.3E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3

第1.1.2.h-9表 不確かさ解析結果（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンス グループ	平均値	95%確率値	中央値	5%確率値	E F
崩壊熱除去機能喪失	2.8E-10	9.6E-10	7.9E-11	8.2E-12	11
全交流動力電源喪失	6.0E-06	1.2E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3
原子炉冷却材の流出	3.6E-10	1.3E-09	6.9E-11	4.7E-12	16
合計	6.0E-06	1.3E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3

第 1.1.2.h-10 表 感度解析結果（外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響（プラント状態別・起因事象別））

POS	起因事象	崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉冷却材の流出				合計 (定期事業者検査)
				制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	残留熱除去系切替時の冷却材流出	原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	
S	原子炉冷態停止への移行状態	5. 2E-17 (6. 9E-12)	5. 3E-13 (2. 5E-09)	—	—	—	—	5. 3E-13 (2. 5E-09)
A	原子炉格納容器/圧力容器開放への移行状態	2. 6E-16 (3. 5E-11)	2. 1E-12 (1. 3E-08)	—	—	—	—	2. 1E-12 (1. 3E-08)
B-1	原子炉ウエル満水 1	1. 1E-11 (1. 1E-11)	1. 6E-09 (6. 9E-07)	—	—	—	—	1. 6E-09 (6. 9E-07)
B-2	原子炉ウエル満水 2	5. 0E-11 (5. 0E-11)	4. 9E-09 (3. 2E-06)	1. 9E-15 (1. 9E-12)	1. 1E-15 (1. 1E-12)	—	—	4. 9E-09 (3. 2E-06)
B-3	原子炉ウエル満水 3	1. 8E-11 (1. 8E-11)	1. 1E-09 (1. 1E-06)	—	—	8. 4E-11 (8. 4E-11)	—	1. 2E-09 (1. 1E-06)
B-4	原子炉ウエル満水 4	1. 3E-11 (1. 4E-11)	3. 8E-12 (9. 2E-07)	—	—	—	—	1. 6E-11 (9. 2E-07)
C	原子炉格納容器/圧力容器閉鎖への移行状態	4. 7E-16 (6. 3E-11)	1. 0E-12 (2. 3E-08)	—	—	—	1. 9E-10 (2. 7E-10)	1. 9E-10 (2. 3E-08)
D	起動準備状態	3. 1E-16 (4. 2E-11)	6. 4E-13 (1. 5E-08)	—	—	—	—	6. 4E-13 (1. 5E-08)
合計 (定期事業者検査)		9. 1E-11 (2. 4E-10)	7. 5E-09 (6. 0E-06)	2. 8E-10 (3. 5E-10)		—	—	7. 9E-09 (6. 0E-06)

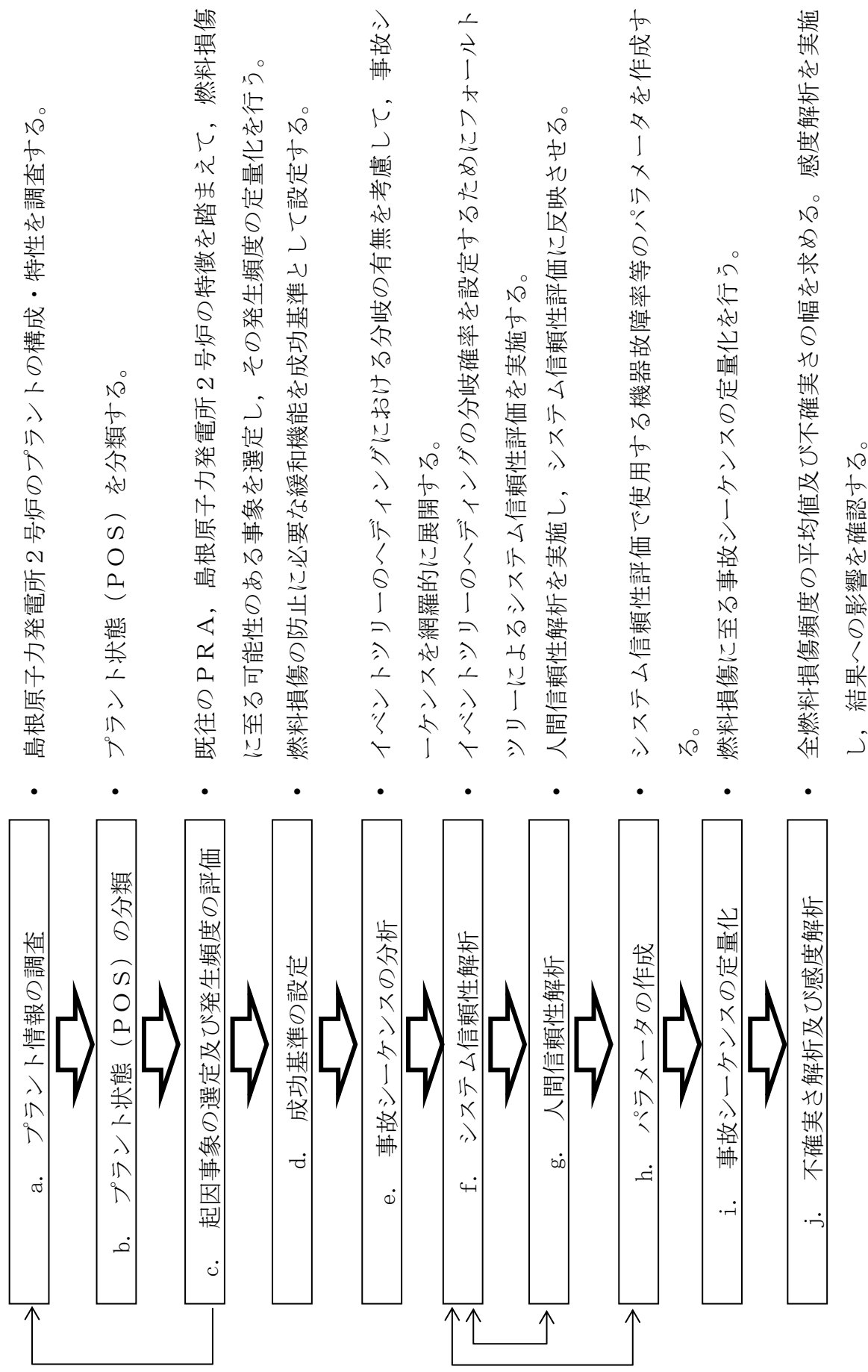
() はベースケース

第 1.1.2.h-11 表 感度解析結果

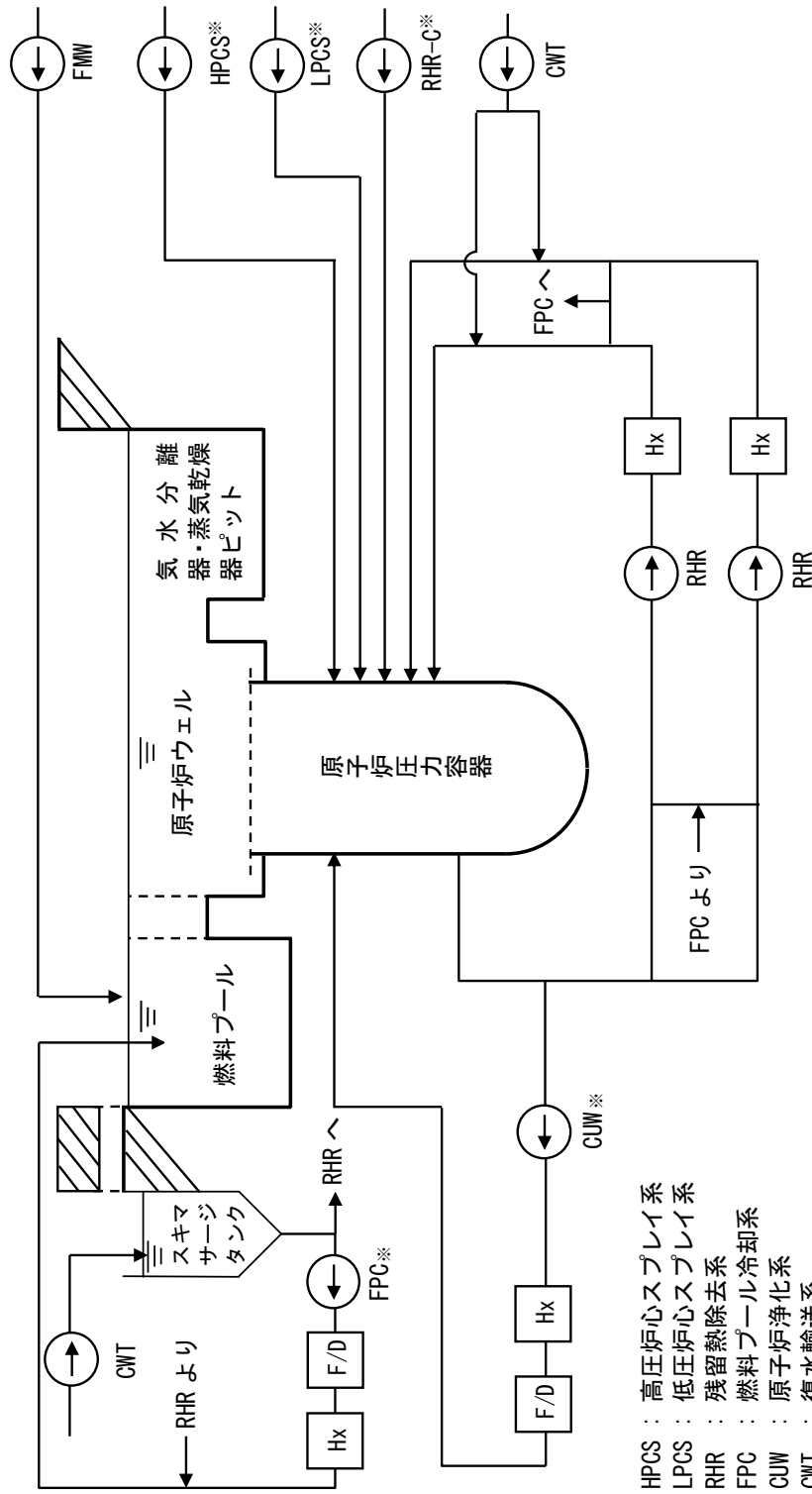
(外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響 (事故シーケンスグループ別))

事故シーケンスグループ	燃料損傷頻度 (\surd 定期事業者検査)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	9.1E-11 (2.7E-10)	1.2
全交流動力電源喪失	7.5E-09 (6.0E-06)	95
原子炉冷却材の流出	2.8E-10 (3.5E-10)	3.5
合計	7.9E-09 (6.0E-06)	100

() はベースケース



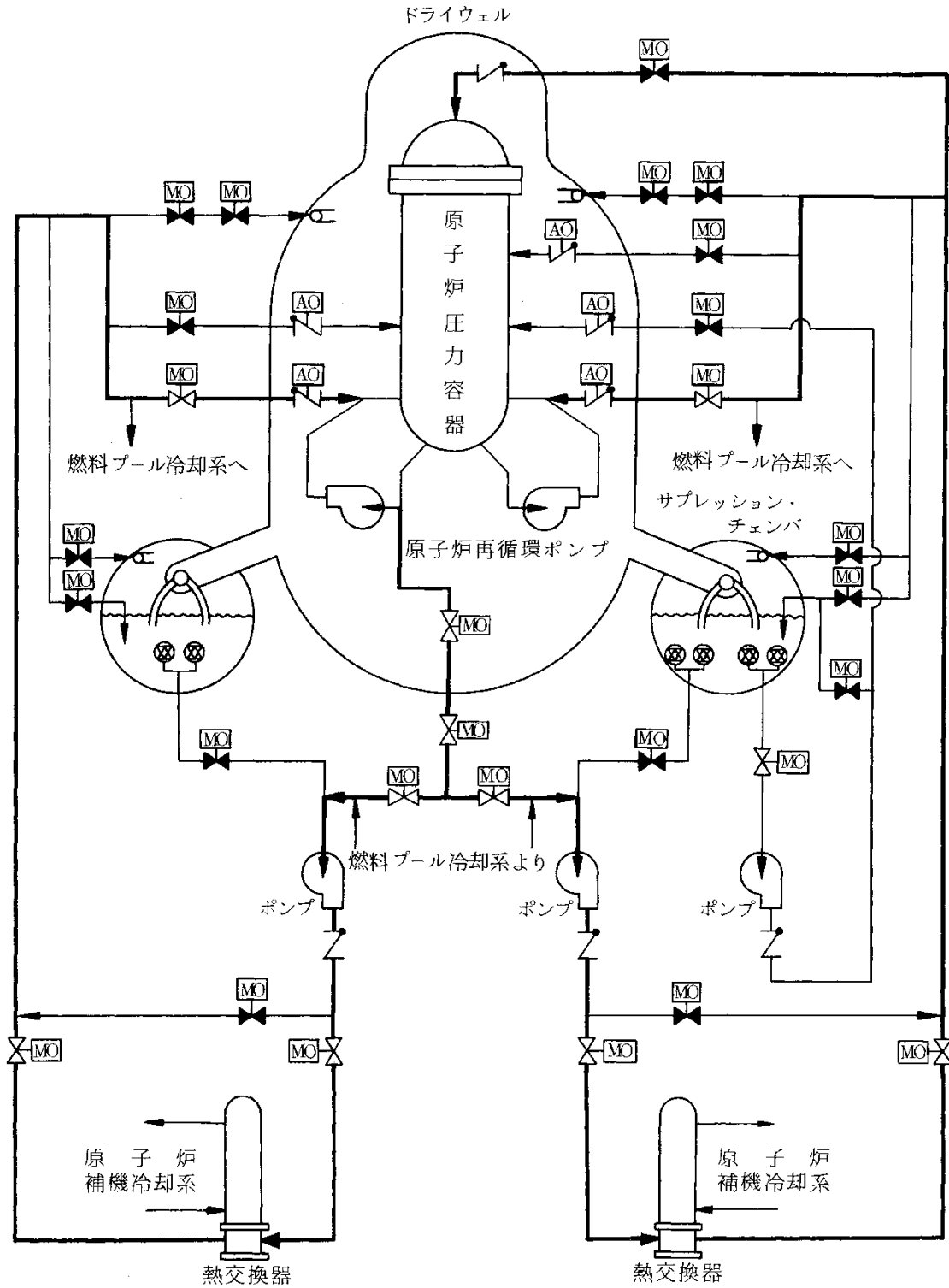
第 1.1.2-1 図 停止時レベル1 PRA 評価フロー



※今回のPRAでは期待していない設備
(RHRは低圧注水モードを期待せず)

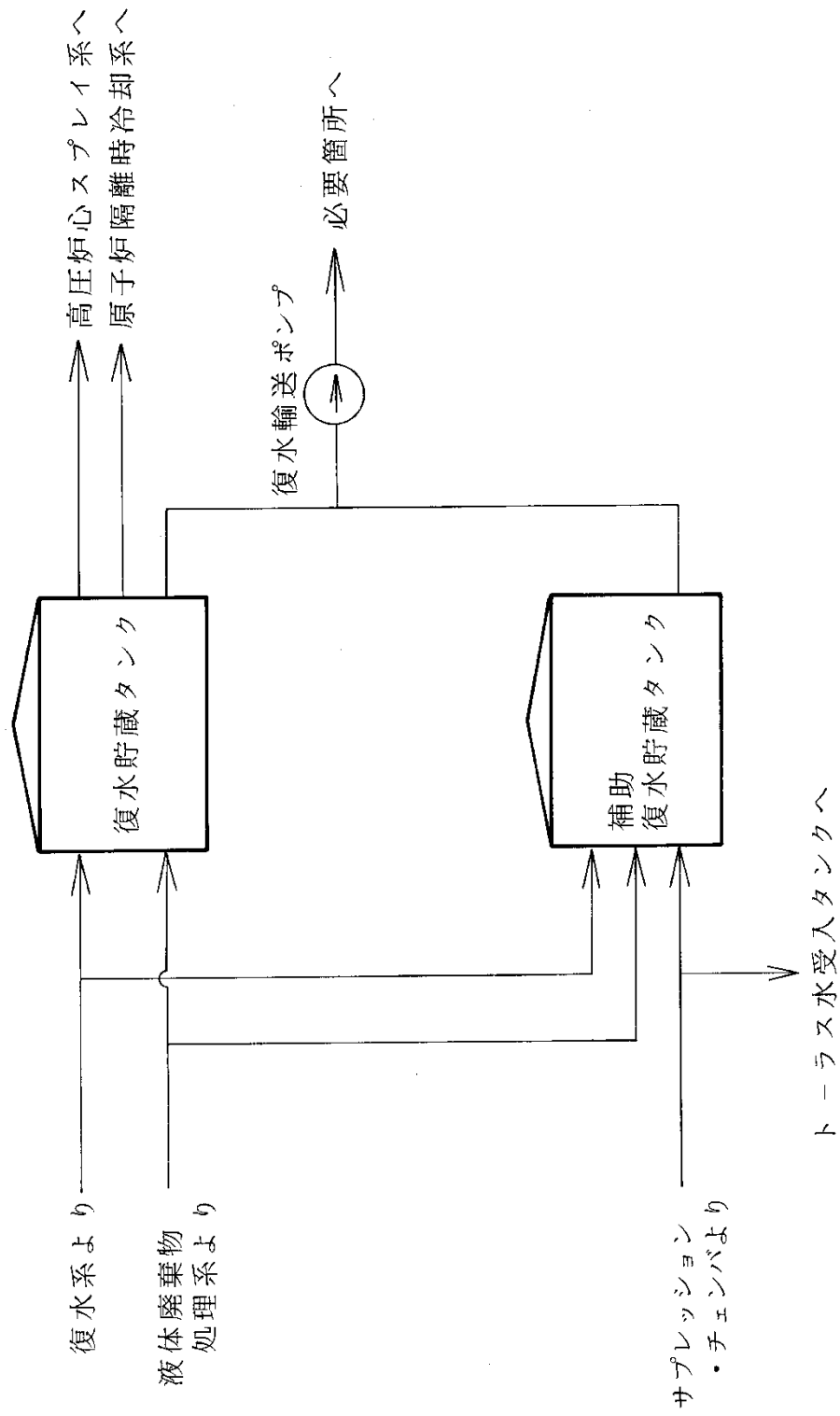
- HPCS : 高圧炉心スプレー系
- LPCS : 低圧炉心スプレー系
- RHR : 残留熱除去系
- FPC : 燃料プール冷却系
- CUW : 原子炉浄化系
- CWT : 復水輸送系
- FMW : 燃料プール補給水系
- Hx : 熱交換器
- F/D : ろ過脱塩装置

第 1.1.2.a-1 図 運転停止中の炉心冷却・崩壊熱除去に関する設備概要図

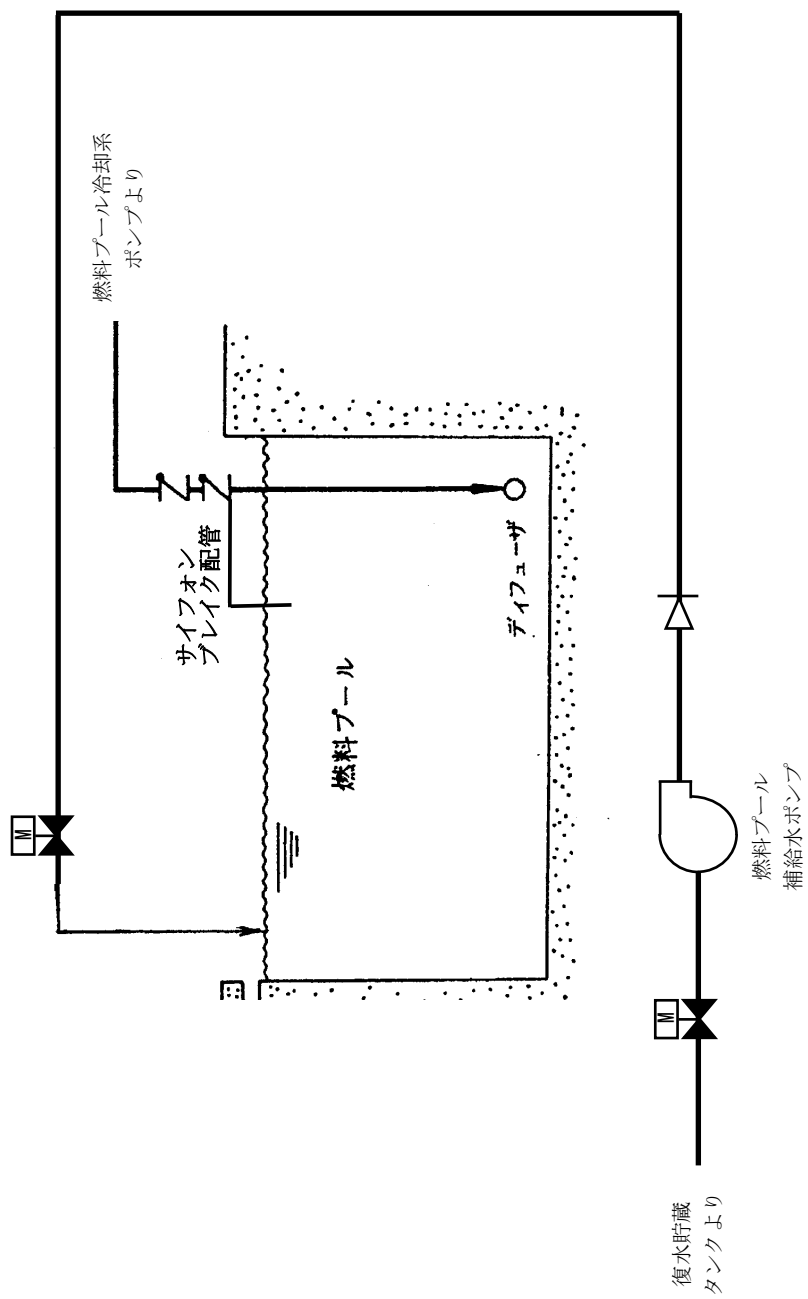


(弁の開閉状態は本モード運転中を示す。)

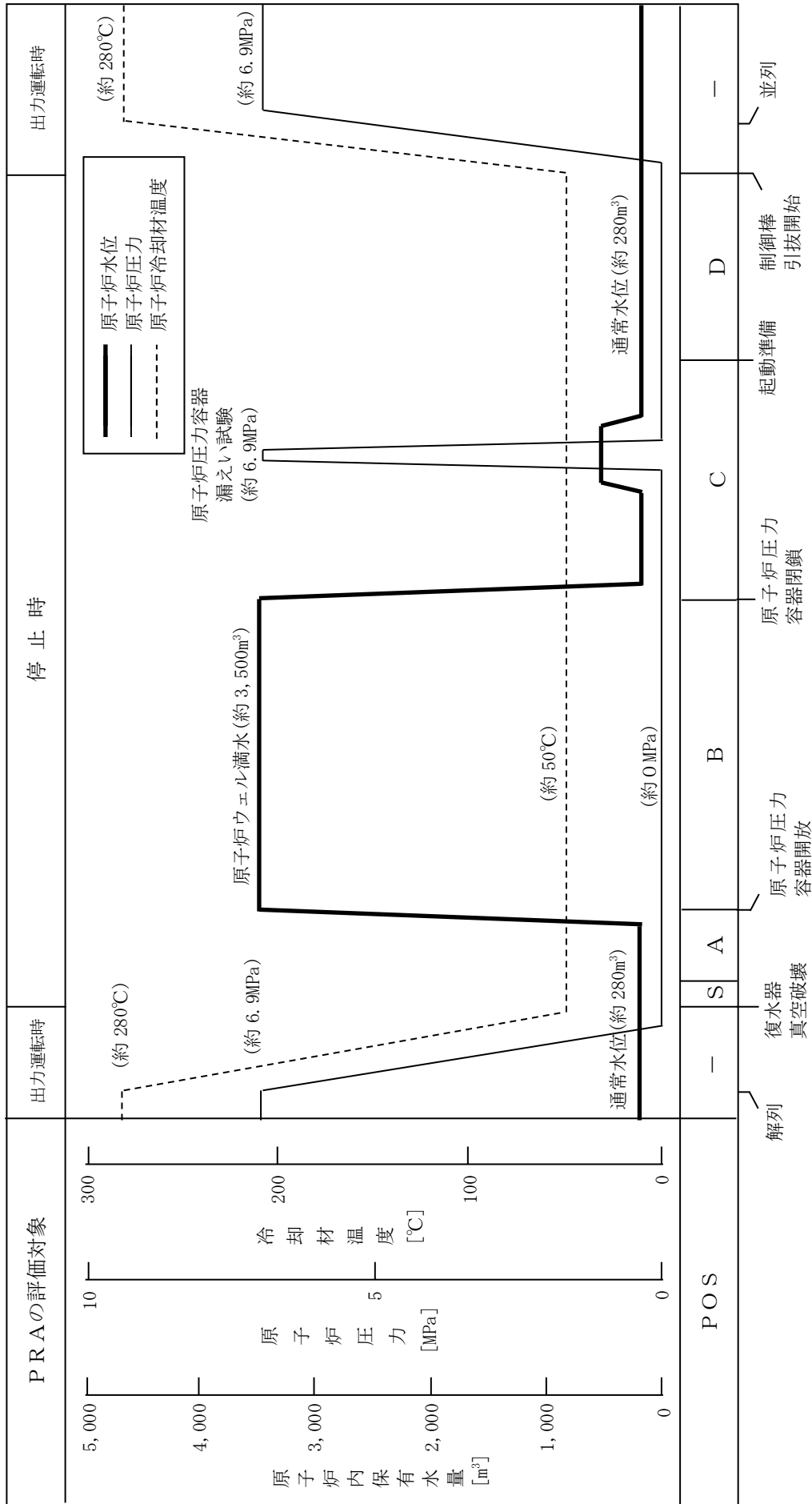
第 1.1.2. a-2 図 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 系統概要図



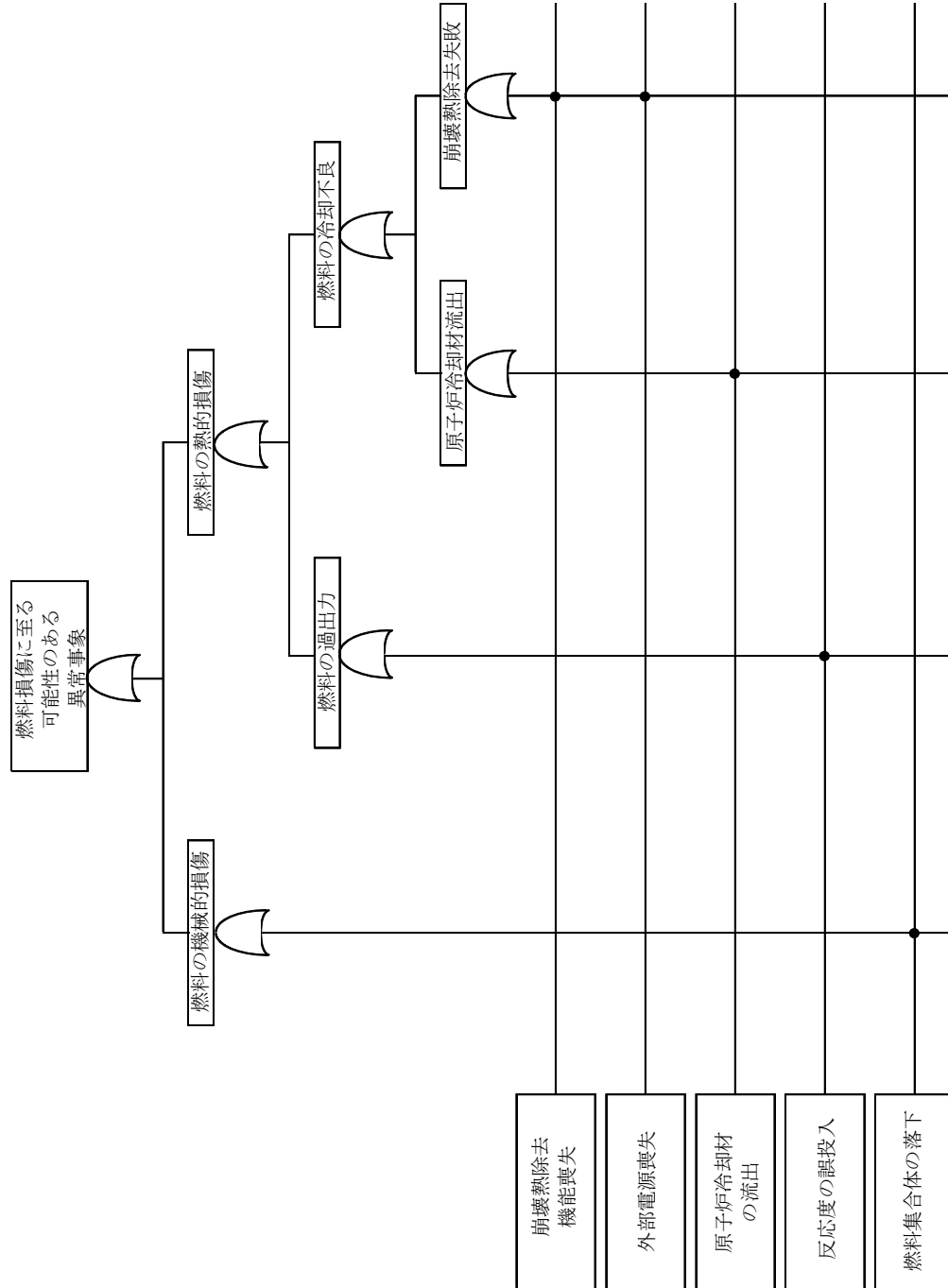
第 1.1.2.a-3 図 復水輸送系系統概要図



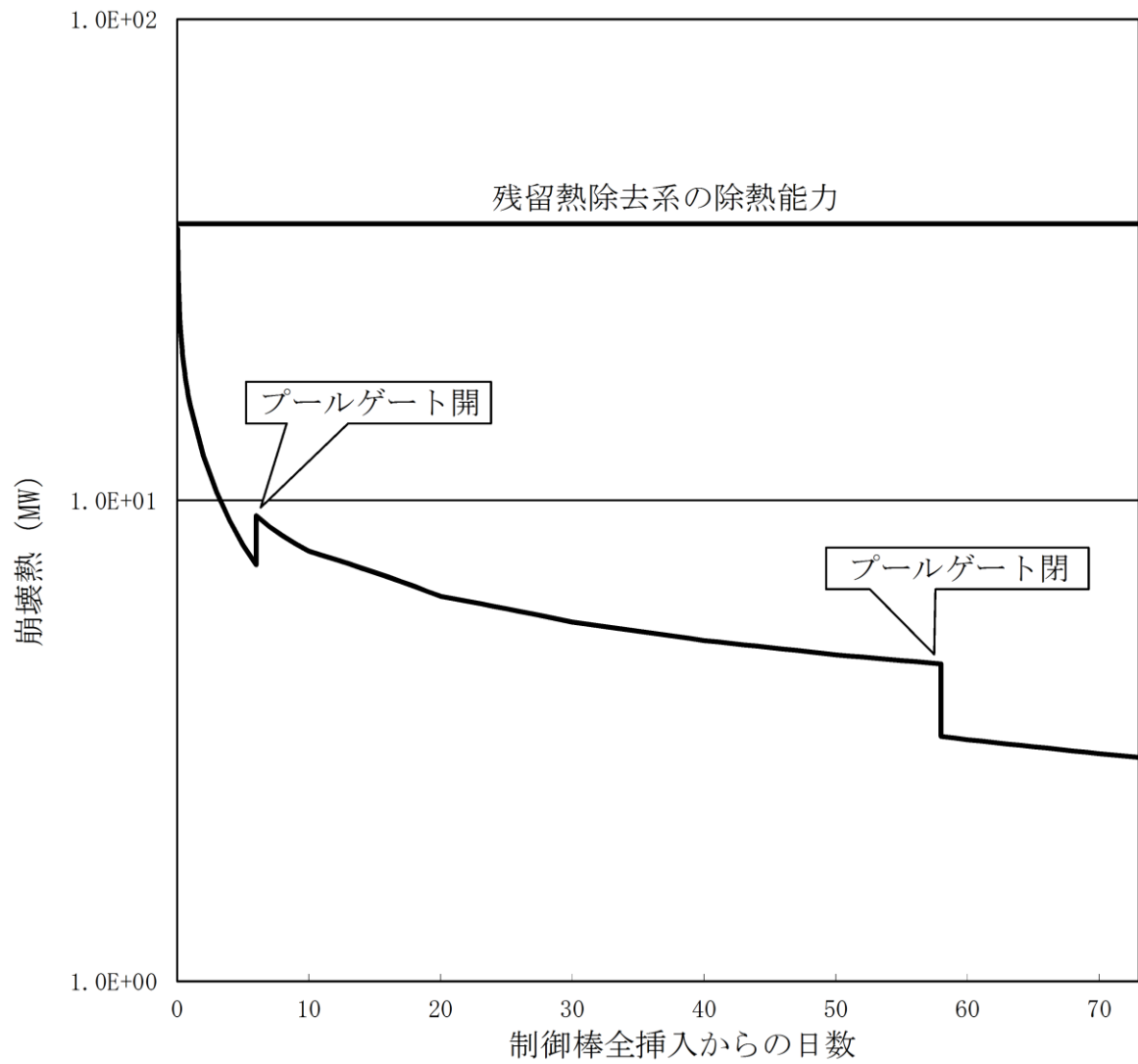
第 1.1.2.a-4 図 燃料プール補給水系統概要図



第 1.1.2.a-5 図 定期事業者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.b-1 図 燃料損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイヤグラム



第 1. 1. 2. c-1 図 運転停止中の崩壊熱

崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		燃料損傷なし	燃料損傷なし
		崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失

第1.1.2.d-1図 崩壊熱除去機能喪失イベントツリー

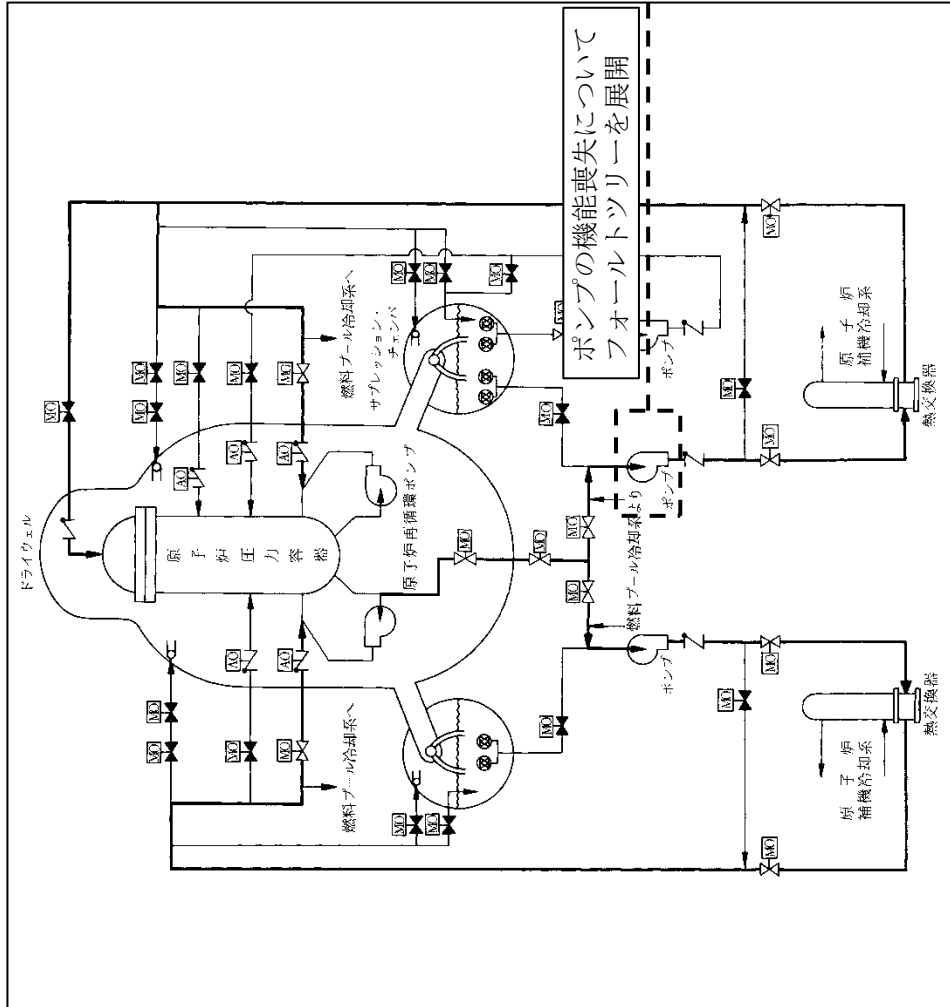
外部電源喪失	直流電源	交流電源	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
				燃料損傷なし	燃料損傷なし
				外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失
				外部電源喪失+交流電源喪失	全交流動力電源喪失
				外部電源喪失+直流電源喪失	全交流動力電源喪失

第1.1.2.d-2図 外部電源喪失イベントツリー

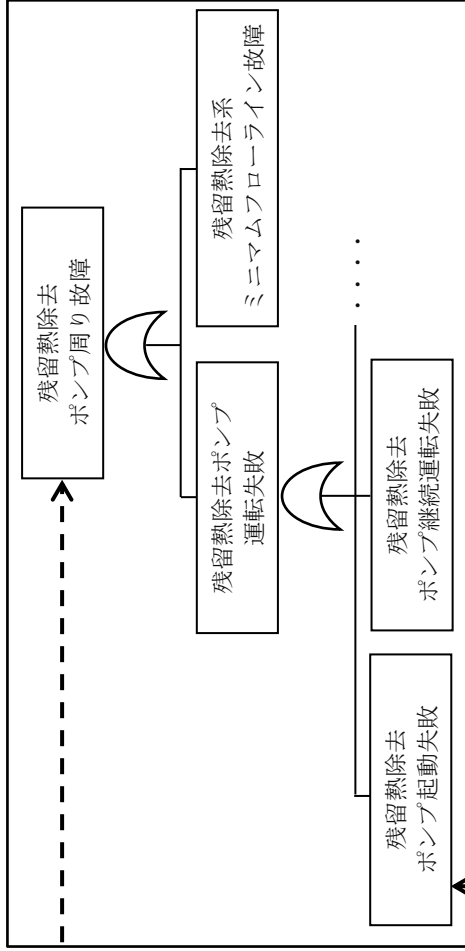
原子炉冷却材の流出	流出隔離・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		燃料損傷なし	燃料損傷なし
		原子炉冷却材の流出 + 流出隔離・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出

第1.1.2.d-3図 原子炉冷却材の流出イベントツリー

系統概要図 (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) A 系統の例)



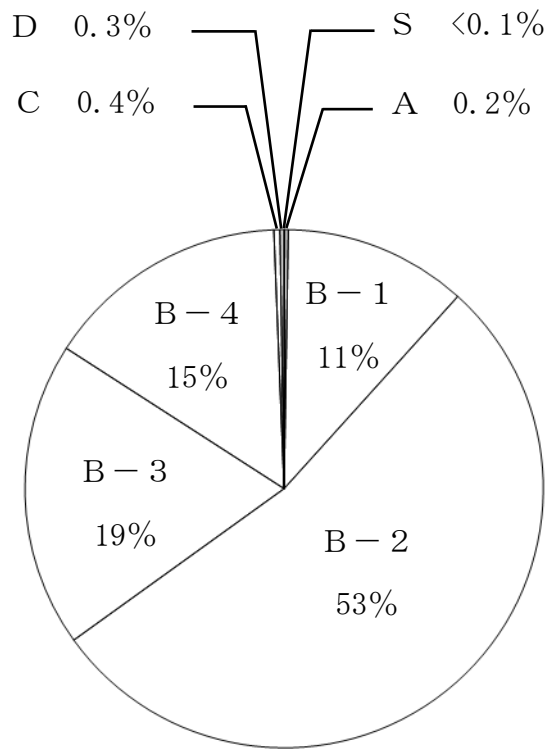
フォールトツリ (残留熱除去ポンプ周り)



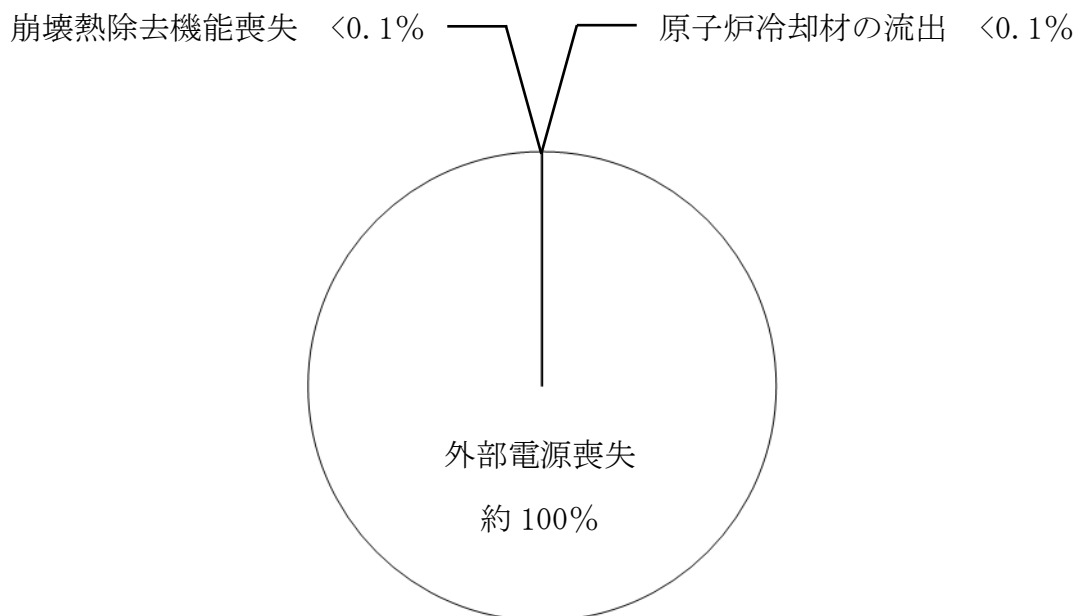
参照する機器故障率データ

機器	故障モード	国内故障率データ	
		平均値 (/h)	E F
電動ポンプ (非常用待機/純水) 電動ポンプ (常用運転/純水)	起動失敗	1.3E-07	17
	継続運転失敗	1.1E-06	12
タービン駆動ポンプ	起動失敗	4.1E-06	47
	継続運転失敗	2.9E-06	4

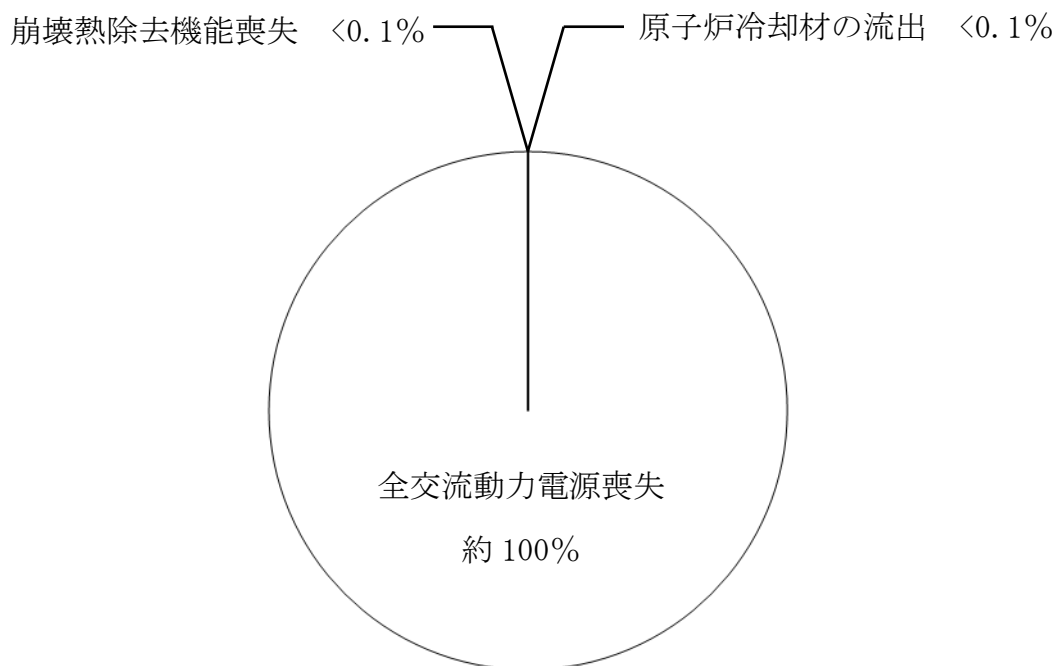
第1.1.2.e-1図 システム信頼性の評価例



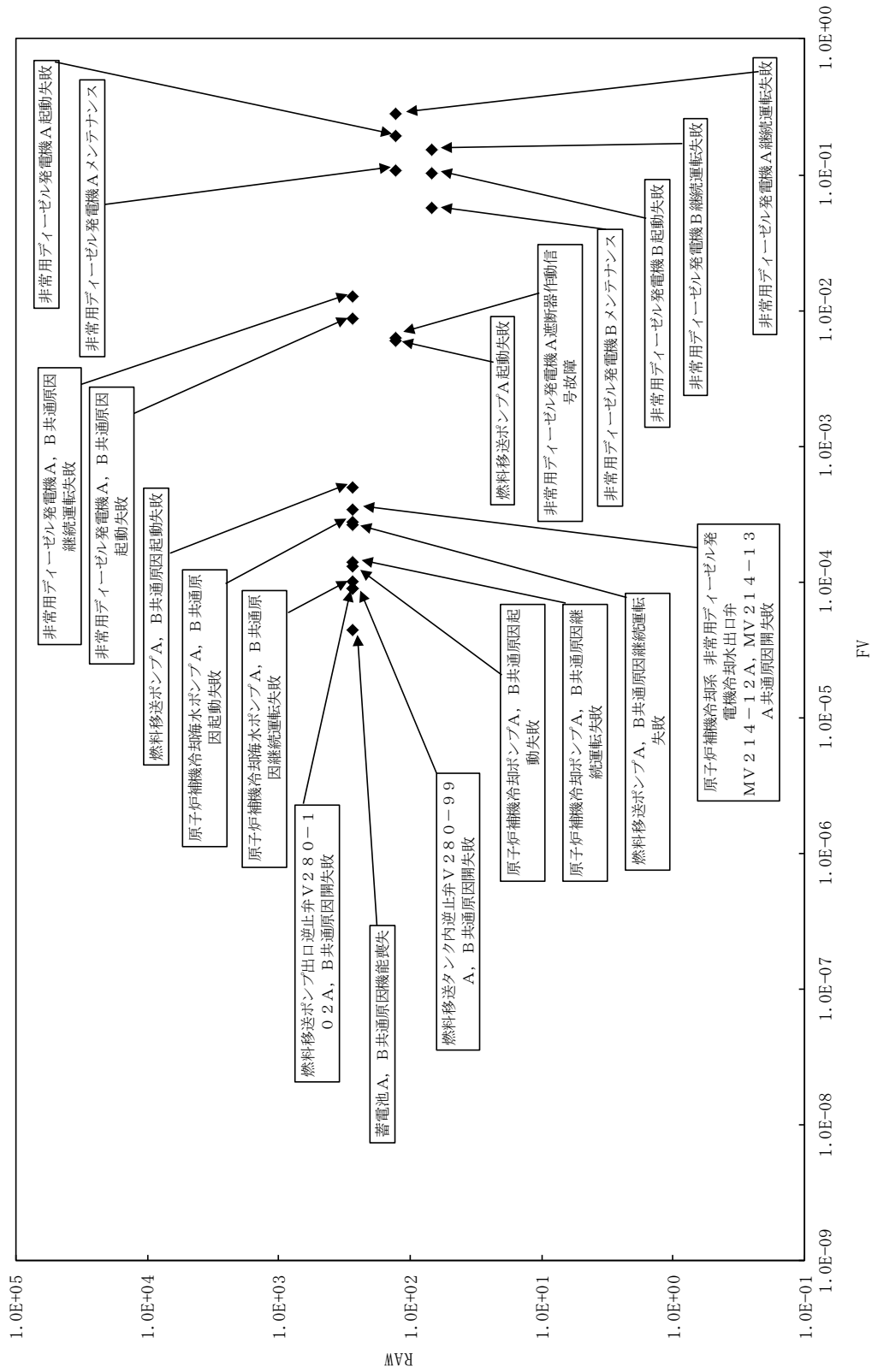
第 1.1.2.h-2 図 燃料損傷頻度寄与割合（プラント状態別）



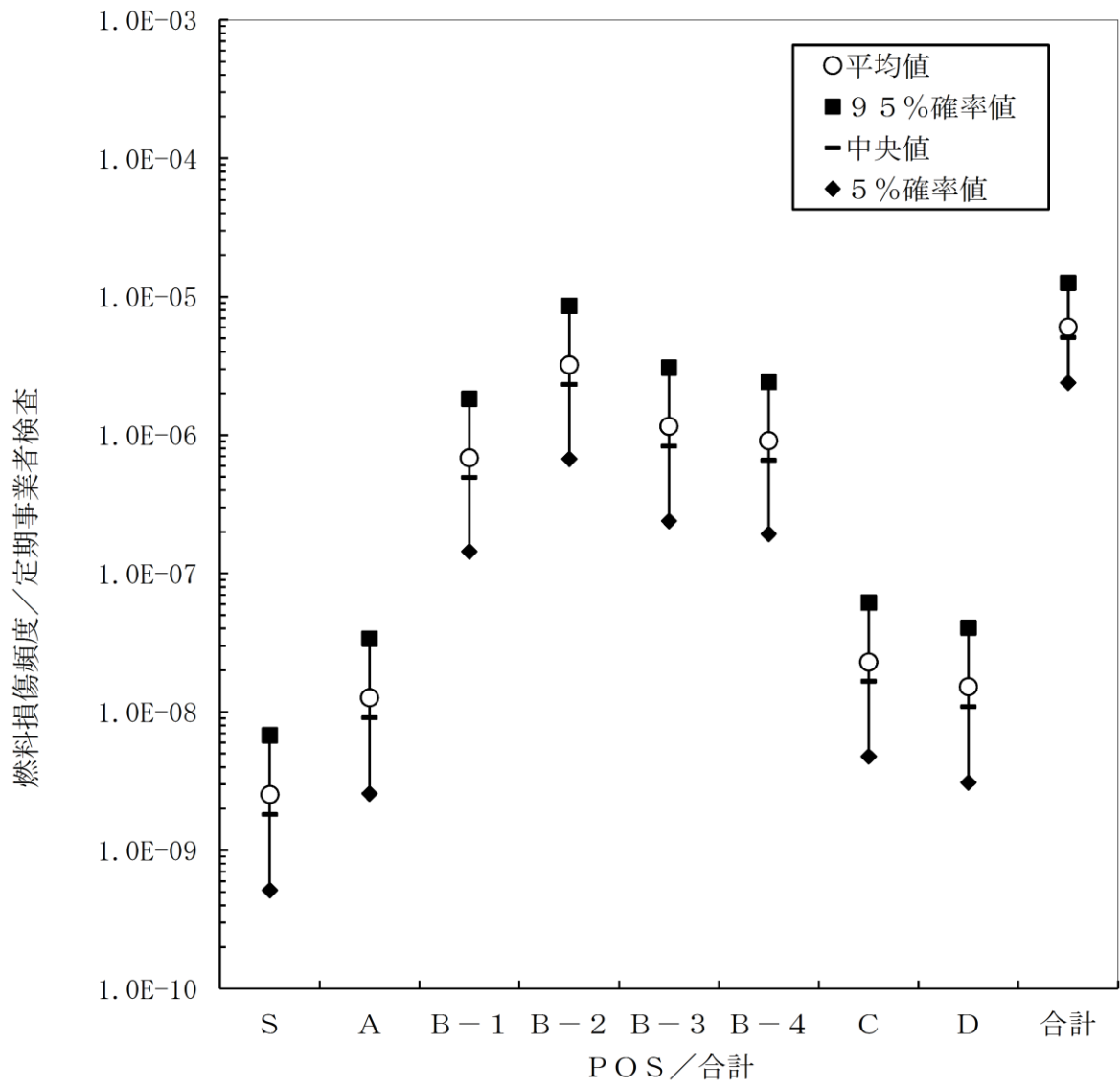
第 1.1.2.h-3 図 燃料損傷頻度寄与割合（起因事象別）



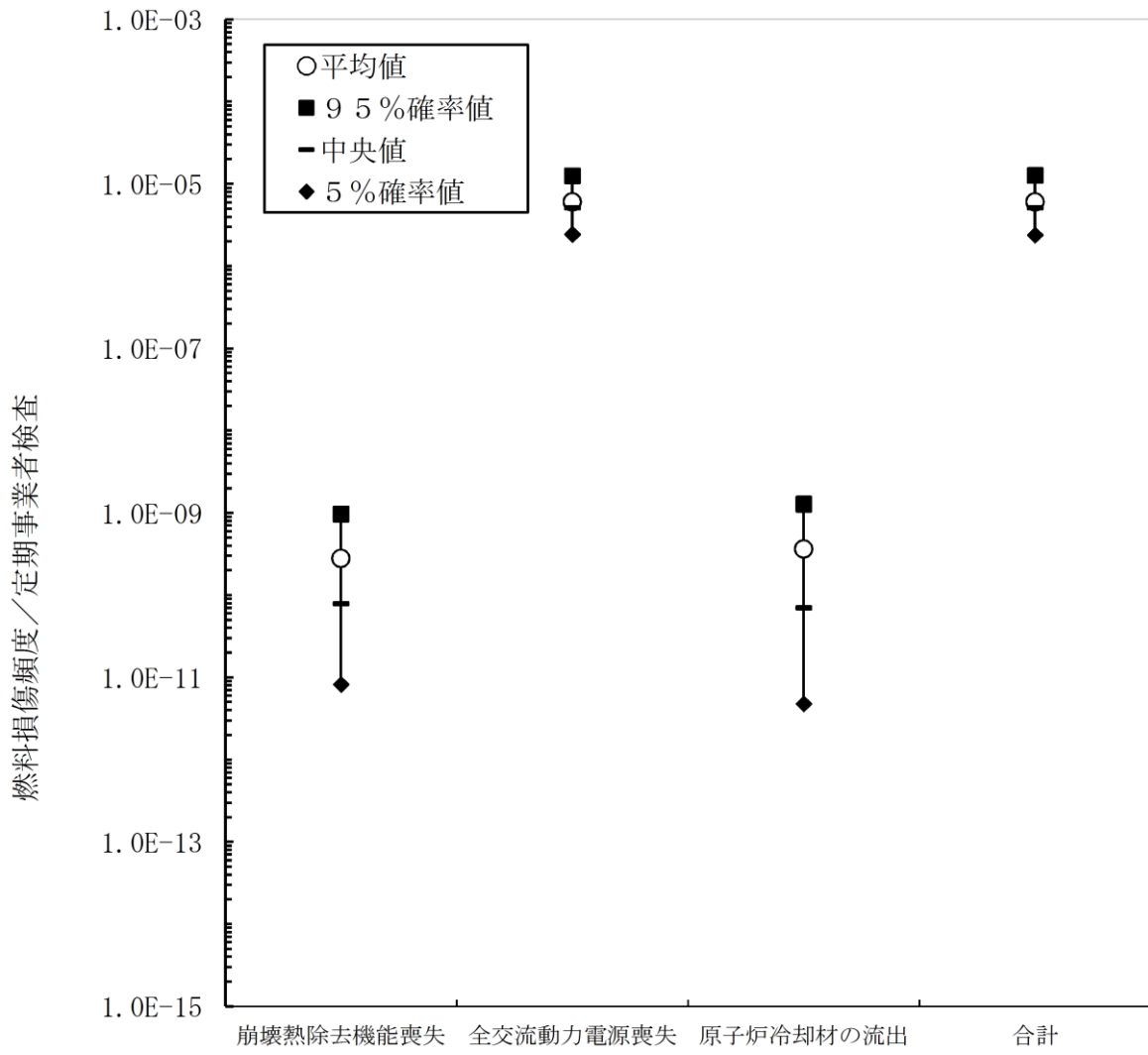
第 1.1.2.h-4 図 燃料損傷頻度寄与割合 (事故シーケンスグループ別)



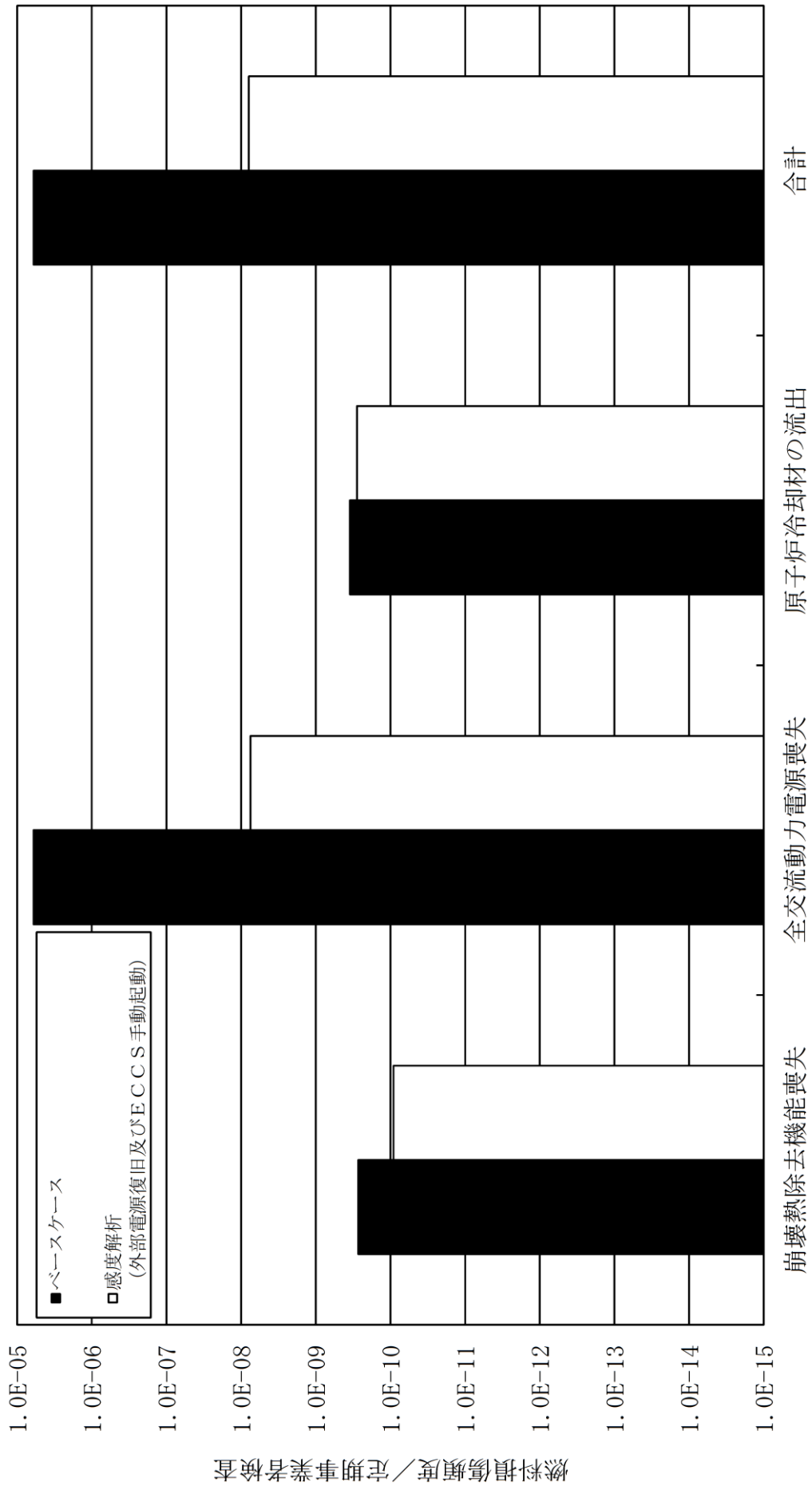
第 1.1.2.h-6 図 重要度解析結果 (基事象別)



第 1.1.2.h-7 図 不確実さ解析結果 (プラント状態別)



第 1.1.2.h-8 図 不確実さ解析結果 (事故シーケンスグループ別)



第 1.1.2.h-9 図 感度解析結果 (外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響)

1.2 外部事象P R A

1.2.1 地震P R A

地震レベル1 P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下「地震P S A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「P R Aの説明における参照事項」（平成25年9月 原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.1-1図に示す。なお、今回のP R Aでは、地震単独の影響のみを評価しており、地震に伴う津波、溢水、火災等の重畳は対象としていない。

1.2.1.a 対象プラントと事故シナリオ

① 対象とするプラントの説明

(1) サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象運転時レベル1 P R Aで収集したプラントの基本的な情報（設計、運転・保守管理情報等）に加え、地震レベル1 P R Aを実施するために、プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等の地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.1.a-1表に示す。

(2) P R Aにおいて考慮する主な設備の概要

地震レベル1 P R Aにおいて考慮する主な設備は「1.1.1 運転時P R A」での記載と同様である。

(3) 地震に対する特徴

内部事象運転時レベル1 P R Aに対する地震レベル1 P R Aの特徴は以下のとおり。

- ・設計基準対象施設は、各施設の安全機能が喪失した場合の相対的な影響の程度に応じて、耐震重要度をSクラス、Bクラス及びCクラスに分類し、設計されている。地震レベル1 P R Aでは大規模な地震を考慮するため、Bクラス及びCクラスの施設については、緩和機能として期待しない。
- ・地震時には、機器及び電源の復旧は不可能とし、外部電源喪失時の外部電源復旧に期待しない。
- ・事故シーケンス評価における起因事象に関しては、複数の建物・構築物、安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷することによる様々な起因事象を合理的に処理するために、成功基準の観点からグループ化を行ったうえで、プラントへの影響が最も厳しい起因事象に代表させる形で階層イベントツリーを作成している。

(4) プラントウォークダウン

a. プラントウォークダウンの実施手順

机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のため、以下の観点でプラントウォークダウン（以下

「P W D」という。) 実施要領及びチェックシートを作成し、P W Dを実施した。

- ・耐震安全性の確認
- ・波及的影響の確認

b. プラントウォークダウン対象の建物・構築物・機器の選定

Sクラスの建物・構築物・機器をP W D対象として選定した。P W D対象施設選定フローを第1.2.1.a-1図に示す。

c. プラントウォークダウン実施結果

P W Dチェックシートを用いて、P W D対象の建物・構築物・機器の確認を実施した。その結果、Sクラスの建物・構築物・機器は、耐震安全性や波及的影響に関して問題はなく、フラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項は確認されなかった。実施結果の例を第1.2.1.a-2図に示す。

(5) 地震レベル1 P R Aの実施に当たっての前提条件等について

地震レベル1 P R Aの実施に当たっての前提条件等を以下に示す。

a. 評価の前提条件について

- ・評価地震動の範囲は0.0G～3.0G（解放基盤表面上の加速度）とする。
- ・外部電源系は他の耐震設計された設備と比較すると耐震性が小さく、外部電源系が健全な場合は他の系統も健全と考えられるため、炉心損傷に至ることはないとする。
- ・津波が建物・構築物・機器及び緩和機能に及ぼす影響は考慮せず、地震の影響のみ評価する。

b. 地震の影響について

- ・冗長機器及び設備は、地震の影響により同時に損傷する（完全相関）と仮定する。
- ・余震による炉心損傷への影響は考慮しない。

② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオの分析

事故シナリオの分析を行い、地震レベル1 P R Aで対象とする起因事象を選定した。また、対象とする建物・構築物及び機器を選定するとともに、その影響（起因事象の発生、緩和設備への影響）を整理した。

(1) 事故シナリオの概括的な分析・設定

収集したプラント関連情報及びP W Dによって得られた情報を用いて、事故シナリオを広範に分析した。事故シナリオの分析に当たっては、地震起因により安全機能を有する建物・構築物及び機器が損傷して炉心損傷事故に繋がる事故シナリオだけでなく、安全機能への間接的影響（地震起因の火災、溢水、津波の影響を除いた周辺設備の損傷による間接的な影響（例：斜面崩壊、クレーン落下など））による事故シナリオも広範囲に抽

出した。

選定した事故シナリオのうち、安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年劣化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行い、安全機能を有する建物・構築物・機器の損傷が炉心損傷に直結する事故シナリオと合わせて事故シナリオの明確化を行った。スクリーニング結果を第1.2.1.a-2表に示す。事故シナリオのスクリーニングについては、これまでに決定論的に評価されている情報、又は運用面での対策・対応に関する情報に基づき判断している。

(2) 起因事象の選定

第1.2.1.a-3図に示すフローを用いて、以下を地震によって発生する起因事象として選定した。

- ・外部電源喪失
- ・原子炉建物損傷
- ・原子炉格納容器損傷
- ・原子炉圧力容器損傷
- ・格納容器バイパス
- ・E x c e s s i v e L O C A
- ・制御室建物損傷
- ・廃棄物処理建物損傷
- ・計装・制御系喪失
- ・直流電源喪失
- ・交流電源・補機冷却系喪失

(3) 建物・構築物・機器リストの作成

選定した起因事象の要因となる建物・構築物・機器及び地震時に使用可能な緩和設備に係る建物・構築物・機器を抽出し、建物・構築物・機器リストを作成した。建物・構築物・機器リストを第1.2.1.a-3表に示す。

1.2.1.b 確率論的地震ハザード

① 確率論的地震ハザード評価の方法

基準地震動の超過確率の算出に用いた確率論的地震ハザード評価を行うに当たっては、地震P S A学会標準を踏まえて実施した。

② 確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

(1) 震源モデルの設定

震源モデルは、以下に示す特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。

a. 特定震源モデル

敷地から100km以内に位置する敷地周辺の地質調査結果に基づいて評価した活断層、地震調査研究推進本部(2016)⁽¹⁾に掲載されている活断層及び「[新編]日本の活断層」⁽²⁾に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活

断層をモデル化し、検討用地震の宍道断層による地震及びF－Ⅲ断層＋F－Ⅳ断層＋F－Ⅴ断層による地震については、決定論による「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」の評価において基本震源モデル及び認識論的不確かさとして考慮した評価ケースに基づいてモデル化した。敷地周辺の活断層分布及び活断層諸元を第1.2.1.b-1図、第1.2.1.b-1表、第1.2.1.b-2表、第1.2.1.b-3表及び第1.2.1.b-4表に示す。また、地質調査結果等に基づき設定した宍道断層による地震の発生頻度を第1.2.1.b-5表に示す。

b. 領域震源モデル

萩原(1991)⁽³⁾及び垣見ほか(2003)⁽⁴⁾の領域区分に基づき、敷地から半径100km以内の領域を対象にモデル化した。対象領域の最大マグニチュード(以下「M」という。)については、各領域で過去に発生した活断層と関連づけることが困難な地震の最大Mに基づいて設定し、また最大Mに幅がある場合には、その中央値、上限値、下限値に基づいて設定した。領域震源モデルの対象領域を第1.2.1.b-2図に、対象領域の最大Mの設定値を第1.2.1.b-6表に示す。

(2) 地震動伝播モデルの設定

特定震源モデルのうち、宍道断層による地震は敷地の極近傍に位置し、またF－Ⅲ断層＋F－Ⅳ断層＋F－Ⅴ断層による地震はNoda et al.(2002)⁽⁵⁾の方法(以下「耐専式」という。)が適用範囲外となる評価ケースがあり、敷地の比較的近くに位置することから、これらの震源モデルには断層モデルを用いた手法と距離減衰式の両者を用いた。それ以外の震源モデルについては距離減衰式のみを用いた。距離減衰式としては、基本的に内陸補正の有無を考慮した耐専式を用い、耐専式の適用範囲外となる宍道断層による地震についてはAbrahamson et al.(2014)⁽⁶⁾を用いた。

(3) ロジックツリーの作成

ロジックツリーは、震源モデル及び地震動伝播モデルにおいて、地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす認識論的不確かさを選定して作成した。作成したロジックツリーを第1.2.1.b-3図、第1.2.1.b-4図、第1.2.1.b-5図及び第1.2.1.b-6図に、ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方を第1.2.1.b-7表に示す。

③ 確率論的地震ハザード評価結果

(1) 地震ハザード曲線

ロジックツリーに基づき評価した平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b-7図に、フラクタイル地震ハザード曲線を第1.2.1.b-8図に示す。また、震源別の平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b-9図に示す。

(2) 一様ハザードスペクトル

基準地震動 S_{s-D} 、 S_{s-F1} 及び S_{s-F2} の応答スペクトルと年

超過確率ごとの一様ハザードスペクトルの比較を第1.2.1.b-10図に示す。基準地震動 $S_s - D$ の年超過確率は、周期0.2秒より短周期側では $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度、それより長周期側では $10^{-5} \sim 10^{-6}$ 程度であり、また基準地震動 $S_s - F 1$ 及び $S_s - F 2$ の年超過確率は、周期0.5秒より短周期側では $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度、それより長周期側では $10^{-3} \sim 10^{-4}$ 程度である。

また、基準地震動 $S_s - N 1$ 及び $S_s - N 2$ の応答スペクトルと領域震源モデルによる年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルの比較を第1.2.1.b-11図に示す。基準地震動 $S_s - N 1$ 及び $S_s - N 2$ の年超過確率は $10^{-4} \sim 10^{-6}$ 程度である。

一様ハザードスペクトルの算出のもととなる周期ごとの平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b-12図に示す。

(3) フラジリティ評価用地震動

「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」を用いる建物のフラジリティ評価に適用する評価用地震動は年超過確率 $10^{-4} \sim 10^{-6}$ の一様ハザードスペクトルを考慮して設定した形状に適合する模擬波とした。模擬波の経時特性は基準地震動の策定と同様にNoda et al. (2002) ⁽⁵⁾ に基づき、地震規模M7.7、等価震源距離 $X_{eq} = 17.3\text{km}$ として設定した。建物のフラジリティ評価用地震動を第1.2.1.b-13図に示す。

なお、屋外重要土木構造物及び機器のフラジリティ評価に適用する評価用地震動は耐震バックチェック評価用地震動 $S_s - 1$ （以下「 $S_s - 1$ 」という。）とした。 $S_s - 1$ を第1.2.1.b-14図に示す。

1.2.1.c 建物・機器フラジリティ

1.2.1.c-1 建物のフラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

(1) 評価対象物

建物のフラジリティ評価の対象は、第1.2.1.a-3表の建物・構築物・機器リストに記載されたものとし、原子炉建物、制御室建物、タービン建物及び廃棄物処理建物とした。各建物の概要をそれぞれ第1.2.1.c-1-1図、第1.2.1.c-1-2図、第1.2.1.c-1-3図及び第1.2.1.c-1-4図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

建物の要求機能喪失に繋がる支配的な構造的損傷モード及び部位として、建物の崩壊シーケンスを踏まえ、層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

② フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」を選択した。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。

③ フラジリティ評価上の主要な仮定

(1) 考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的な不確実さ（以下「 β_r 」という。）と認識論的不確実さ（以下「 β_u 」という。）については、地震P S A学会標準に基づき評価した。考慮する不確実さ要因の例を第1.2.1.c-1-1表に示す。

(2) 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、耐震壁のせん断破壊の程度を表すことができる指標として、せん断ひずみを選定した。

④ フラジリティ評価における耐力情報

現実的耐力である損傷限界時のせん断ひずみの平均値と変動係数は地震P S A学会標準に示された実験結果に基づく値を用いることとし、対数正規分布を仮定した。損傷限界点の現実的な値を第1.2.1.c-1-2表に示す。

⑤ フラジリティ評価における応答情報

現実的応答については、現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震P S A学会標準に基づき算出し、対数正規分布を仮定した。損傷評価の指標である耐震壁のせん断破壊に対しては水平動が支配的であることから、水平動による評価を行うこととした。

(1) 入力地震動

入力地震動は第1.2.1.b-13図に示す模擬波を入力レベルごとに係数倍したものとした。（最大3,000gal）

(2) 現実的な物性値と応答解析モデル

島根原子力発電所の地盤物性値を第1.2.1.c-1-3表に示す。原子炉建物、制御室建物、タービン建物及び廃棄物処理建物の物性値をそれぞれ第1.2.1.c-1-4表、第1.2.1.c-1-5表、第1.2.1.c-1-6表及び第1.2.1.c-1-7表に示す。応答解析に用いる現実的な物性値は、地震P S A学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第1.2.1.c-1-8表に示す。

原子炉建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-5図、第1.2.1.c-1-9表及び第1.2.1.c-1-10表に示す。制御室建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-6図及び第1.2.1.c-1-11表に示す。タービン建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-7図及び第1.2.1.c-1-12表に示す。廃棄物処理建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-8図及び第1.2.1.c-1-13表に示す。

(3) 現実的応答

現実的応答は、地震P S A学会標準に準拠して、対数正規分布を仮定し、その中央値は物性値に中央値を与えた応答解析結果より算出した。また、対数標準偏差は、地震P S A学会標準に基づき、最大応答せん断ひずみとして0.2を与えた。

⑥ 建物のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線とHCLPFを算出した。フラジリティ曲線は、各建物を構成する評価対象部位のうち、HCLPFが最小となる要素を対象として算出することとした。ここで、損傷確率は、現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は、対数正規累積分布関数により近似し、信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。

原子炉建物、制御室建物、タービン建物及び廃棄物処理建物のフラジリティ曲線を第1.2.1.c-1-9図、第1.2.1.c-1-10図、第1.2.1.c-1-11図及び第1.2.1.c-1-12図に示す。また、HCLPFについて第1.2.1.a-3表の建物・構築物・機器リストに示す。

1.2.1.c-2 屋外重要土木構造物のフラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

(1) 評価対象物

屋外重要土木構造物のフラジリティ評価の対象は、第1.2.1.a-3表の建物・構築物・機器リストに示す取水槽及び屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）とする。取水槽の平面図を第1.2.1.c-2-1図、断面図を第1.2.1.c-2-2図、屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）の平面図を第1.2.1.c-2-3図、断面図を第1.2.1.c-2-4図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

S s - 1 を用いた非線形時刻歴地震応答解析による耐震評価に基づき、構造部材の曲げ及びせん断破壊のうち、S s - 1 による耐震裕度が厳しいせん断破壊を選定し、最も耐震性の低い部材を評価対象とした。

② フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として、「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」、「現実的耐力と応答係数による方法（原研法）」、「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」の中から「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を選択した。「安全係数法」は、後述のとおり、耐力係数及び応答係数により評価する。

耐力係数の評価で用いる現実的耐力は、材料強度の規格値等をもとに、地震P S A学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき中央

値や不確実さを設定し、算定している。この現実的耐力の評価法は、「応答解析に基づく方法」、「原研法に基づく方法」及び「安全係数法」のいずれも本質的に同じであり、同等の精度を有している。

応答係数は、既工認等で実績のある決定論的評価である応答解析結果に基づき、安全側に設定している。また、この応答解析に含まれる余裕や不確実さは、地震PSA学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき設定している。

以上より、米国での評価実績もあり、既往の応答評価結果をもとに安全側に評価することができる「安全係数法」を用いることとする。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。

③ フラジリティ評価上の主要な仮定

(1) 耐力係数と応答係数による方法に基づくフラジリティ評価

耐力係数と応答係数による方法に基づくフラジリティ評価では、耐力係数と応答係数の積である安全係数に設計応答を評価する際に用いた地震動の最大加速度 A_{input} を乗じてフラジリティ曲線の中央値 A を算出する。

$$A = F \cdot A_{input} = F_C \cdot F_R \cdot A_{input}$$

ここで、

F : 安全係数

F_C : 耐力係数の中央値

F_R : 応答係数の中央値

安全係数は、現実的耐力と現実的応答の割合で定義されるが、現実的耐力に対する設計応答の割合（耐力係数）と設計応答に対する現実的応答の割合（応答係数）に分離して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的耐力}}{\text{現実的応答}} = \underbrace{\frac{\text{現実的耐力}}{\text{設計応答}}}_{\text{耐力係数 } F_C} \times \underbrace{\frac{\text{設計応答}}{\text{現実的応答}}}_{\text{応答係数 } F_R}$$

$$F_C = F_S \times F_\mu$$

$$F_R = F_1 \times F_2 \times F_3$$

ここで、

F_S : 強度係数

F_μ : 塑性エネルギー吸収係数

F_1 : 解放基盤表面の地震動に関する係数

F_2 : 構造物への入力地震動に関する係数

F_3 : 構造物の地震応答に関する係数

(2) 考慮する不確実さの要因

β_r と β_u については、地震PSA学会標準等を参考に評価した。

④ フラジリティ評価における耐力情報

現実的耐力は、「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会，2005）」のせん断破壊に対する照査（材料非線形解析を用いる方法）による評価値を適用した。現実的耐力評価に含まれる不確かさ要因は，地震P S A学会標準を参考に，コンクリートの圧縮強度と鉄筋の降伏強度を考慮した。

現実的耐力の評価に当たっての材料物性値（中央値）について，コンクリートの実強度の平均値は，設計基準強度の1.4倍とした（地震P S A学会標準による）。また，鉄筋の実降伏点の平均値は，規格降伏点の1.1倍とした（「鋼材等及び溶接部の許容応力度並びに材料強度の基準強度を定める件，平成12年（2000年）12月26日，建設省告示第2464号」による）。

⑤ フラジリティ評価における応答情報

設計応答は， $S_s - 1$ を用いた非線形時刻歴地震応答解析による構造部材の発生応力を設定した。

⑥ 屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

(1) 耐力係数 F_c のうち強度係数 F_s の評価

強度係数は，現実的耐力及び設計応答に基づき，評価した。

各構造物の強度係数 F_s の中央値及び不確かさを以下に示す（中央値，不確かさの詳細は，第1.2.1.c-2-1表，第1.2.1.c-2-2表のとおり）。

a. 取水槽

$$F_s = 5.00, \beta_r = 0.10, \beta_u = 0.15$$

b. 屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

$$F_s = 7.14, \beta_r = 0.10, \beta_u = 0.15$$

(2) 耐力係数 F_c のうち塑性エネルギー吸収係数 F_μ

構造物の設計応答に， $S_s - 1$ を用いた非線形時刻歴地震応答解析を用いていることから，塑性エネルギー吸収係数 F_μ は考慮しない。

各構造物の塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確かさを以下に示す。

a. 取水槽，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

$$F_\mu = 1.00, \beta_r = 0.00, \beta_u = 0.00$$

(3) 応答係数 F_R の評価（ F_1 ， F_2 ， F_3 の評価）

応答係数のうち F_1 （解放基盤表面の地震動に関する係数）は，スペクトル形状係数として評価し，その中央値は第1.2.1.c-2-5図のとおり，構造物の固有周期に対する一様ハザードスペクトルと $S_s - 1$ の加速度応答スペクトルの比率として評価した。不確かさは，一様ハザードスペクトルを評価に用いていることから，第1.2.1.c-2-3表のとおり評価した。

F_2 （構造物への入力地震動に関する係数）及び F_3 （構造物の地震応答

に関する係数) について、地盤と構造物を一体としてモデル化した非線形時刻歴地震応答解析を用いていることから、 F_2 と F_3 を併せて、地盤モデルに係るサブ応答係数として評価した。中央値と対数標準偏差は、地震P S A学会標準を参考に、第1.2.1.c-2-3表のとおり評価した。

各構造物の F_1 、 F_2 、 F_3 の中央値及び不確かさを以下に示す。

a. 取水槽，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

$$F_1=0.87, \beta_r=0.00, \beta_u=0.00$$

$$F_2, F_3=1.00, \beta_r=0.10, \beta_u=0.15$$

(4) フラジリティ評価結果のまとめ

各係数の評価結果について、取水槽を第1.2.1.c-2-4表に、屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）を第1.2.1.c-2-5表に示す。

フラジリティ曲線について、取水槽を第1.2.1.c-2-6図，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）を第1.2.1.c-2-7図に示す。また、信頼度50%での50%損傷確率及びHCLPFについて、第1.2.1.a-3表に示す。

1.2.1.c-3 機器フラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

機器のフラジリティ評価の対象を、第1.2.1.a-3表の建物・構築物・機器リストに示す。損傷モードは、構造損傷と機能損傷に分類し、評価対象機器の要求機能を踏まえて適切に設定する。タンク及び熱交換器のような静的機器は、要求機能の喪失につながる延性破壊や疲労破壊等の構造損傷の観点から評価し、電気盤類及びポンプのような動的機器については、システム評価上の要求機能に対応して構造損傷・機能損傷（動的機能限界や電氣的機能限界）双方の観点から評価する。フラジリティは、J E A G 4601に従って実施した既往の地震応答解析結果を基に算出する。

なお、構造強度に関する評価は、機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について評価しており、部位間で裕度（例えば、設計許容値／発生応力）が異なっている。また、裕度は、同一部位でも評価応力の種類（引張応力・曲げ応力・組合せ応力等）によって異なる。構造損傷に関するフラジリティ評価は、これらの各部位・各評価応力の中から、基本的には最も裕度が低い部位・評価応力について実施した。

② フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として、「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」、「現実的耐力と応答係数による方法（原研法）」、「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」の中から「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を選択した。「安全係数法」は後述のとおり、耐力係数及び応答係数により評価する。

耐力係数の評価で用いる現実的耐力は、構造損傷については材料強度の規格値等をもとに、機能損傷については試験結果をもとに、地震P S A学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき中央値や不確かさを設定し、算定している。この現実的耐力の評価法は、「応答解析に基づく方法」、「原研法に基づく方法」及び「安全係数法」は本質的に同じであり、同等の精度を有している。

応答係数は、既工認等で実績のある機器の決定論的評価である応答解析結果に基づき評価しているが、決定論的評価は保守性を有する線形範囲の評価を行っている。また、この応答解析に含まれる余裕や不確かさを地震P S A学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき設定している。したがって、「安全係数法」は線形範囲において「応答解析に基づく方法」と比較して遜色のない精度で現実的な応答を求めることができる。

以上より、米国での評価実績もあり、既往の応答評価結果をもとに評価することができる「安全係数法」を用いることとする。評価手法は地震P S A学会標準に準拠した手法とする。

③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）

機器のフラジリティは評価対象機器が損傷に至る時点における地震動の最大加速度Aを評価尺度として示すものである。ここで、地震動の最大加速度Aをフラジリティ加速度と称して、確率量として扱い、以下の式で表す。

$$A = A_m \cdot \varepsilon_r \cdot \varepsilon_u$$

ここで、

A_m : 50%損傷確率に対する最大加速度の中央値

ε_r : 中央値に対する偶然的な不確かさを示す確率密度分布。中央値を1として対数標準偏差 β_r である対数正規分布を仮定する。

ε_u : 中央値に対する認識論的な不確かさを示す確率密度分布。中央値を1として対数標準偏差 β_u である対数正規分布を仮定する。

フラジリティ加速度Aを対数正規累積分布関数で示したものが機器フラジリティ曲線である。

なお、安全係数法によるフラジリティ評価は、直接 A_m 、 ε_r 、 ε_u からフラジリティ加速度を算出せず、安全係数の概念を用いて下式により算出する。

$$A_m = F \cdot A_d \quad (\text{式 1.2.1-1})$$

ここで、

F : 安全係数（裕度）

A_d : 基準地震動の最大加速度

安全係数（裕度）Fは、(式1.2.1-2)に示すように、基準とする地震動による現実的な応答に対する機器の現実的な耐力の割合で定義されるが、(式1.2.1-3)に示すように評価対象機器の現実的な応答に対する設計応答値の

割合（応答係数）と設計応答値に対する現実的な耐力の割合（耐力係数）に分離して評価する。

ただし、入力地震動に対する機器の応答には、機器自身の応答に加えて建物の応答が影響することから、応答に関する係数は機器の応答係数と建物の応答係数に分割して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \quad (\text{式 1.2.1-2})$$

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力係数}} \quad (\text{式 1.2.1-3})$$

よって、

$$F = F_C \cdot F_{RE} \cdot F_{RS}$$

ここで、

F_C : 耐力係数

F_{RE} : 機器の応答係数

F_{RS} : 建物の応答係数

耐力係数 F_C 、機器の応答係数 F_{RE} 及び建物の応答係数 F_{RS} は、それぞれ以下に示す係数に分離して評価する。これらの係数は、フラジリティ評価上に存在する各種の保守性及び不確実さ要因を評価したものであり、すべて対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の整理結果を第1.2.1.c-3-1表に示す。また、耐力係数 F_C の算定に用いる構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方を第1.2.1.c-3-2表に示す。

$$F_C = F_S \cdot F_\mu$$

ここで、

F_S : 強度係数

F_μ : 塑性エネルギー吸収係数

$$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$$

ここで、

F_{SA} : スペクトル形状係数

F_D : 減衰係数

F_M : モデル化係数

F_{MC} : モード合成係数

$$F_{RS} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$$

ここで、

F_1 : 解放基盤表面の地震動に関する係数
 ・ 建物のスペクトル形状係数

- F₂ : 建物への入力地震動に関する係数
- ・地盤モデルに関するサブ応答係数
 - ・基礎による入力損失に関するサブ応答係数
- F₃ : 建物の地震応答に関する係数
- ・建物振動モデルに関するサブ応答係数
 - ・地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数
 - ・非線形応答に関するサブ応答係数

建物の応答係数は、第1.2.1.c-3-3表の値を使用する。

④ フラジリティ評価における耐力情報

耐力値は、J S M E 発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）に示されている部材の許容値を適用した。確率分布の不確かさは、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、 β_r 、 β_u として定量化した。

⑤ フラジリティ評価における応答情報

設計応答値は、建物・構築物の非線形地震応答解析及び機器の線形地震応答解析による機器評価部位における発生応力等を設定した。地震動はS_{s-1}（600gal）を基本とするが、建物・構築物の非線形応答を精度よく評価する場合は、S_{s-1}の2倍の地震動（1,200gal）（以下「S_{s-1}×2」という。）を用いる。この考え方を第1.2.1.c-3-1図に示す。確率分布の不確かさは、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、 β_r 、 β_u として定量化した。

⑥ 機器のフラジリティ評価結果

機器のフラジリティ評価は、その評価上の特徴を踏まえ、「建物内大型機器及び炉内構造物」、「静的機器」、「動的機器」、「電気品」及び「配管」の5グループに分類した。機器のフラジリティ評価結果を第1.2.1.a-3表に示す。

また、グループごとに代表機器の評価の具体例を以下に示す。

(1) 建物内大型機器及び炉内構造物（原子炉格納容器スタビライザ）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に、原子炉格納容器スタビライザの耐震性評価結果を下表に示す。

- ・評価対象機器：原子炉格納容器スタビライザ
- ・設置位置：原子炉格納容器内部
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：20Hz以上（剛）
- ・地震動：S_{s-1}×2
- ・評価温度：57℃

表 原子炉格納容器スタビライザの耐震性評価結果

評価部位	材料	評価指標	発生値 [MPa]
フランジボルト	S N B 24-1	引張応力	527

a. 耐力係数 F_C の評価

F_C は以下の式にて評価する。

$$F_C = F_S \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数 F_S

本係数は、設計応力に対する限界強度の持つ保守性及び不確実さを評価するものであり、次式により評価する。

$$F_S = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで、

- σ_C : 限界応力の中央値
- σ_T : 地震時発生応力
- σ_N : 通常運転時応力

フランジボルトの材質は S N B 24-1 であることから、限界応力として J S M E 発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第 I 編付録図表 Part 5 の引張応力 $S_u = 1,105 \text{ MPa}$ を採用する。限界応力の中央値 σ_C は、規格値に含まれる余裕として S_u 値を 1.17 倍し、さらに、フランジボルトの応力評価を有効断面積での評価とするため、0.75 倍（有効断面積と呼び径断面積の比）した値とすると、以下で与えられる。

$$\sigma_C = 1.17 \times 0.75 \times S_u = 1.17 \times 0.75 \times 1,105 = 970 \text{ MPa}$$

強度係数 F_S の中央値は、以下で与えられる。なお、フランジボルトに作用する通常運転時応力 σ_N は、0 MPa である。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{970}{527} = 1.84$$

不確実さは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が 99% 信頼下限に相当すると考え、すべて β_u として次式により評価する。

$$\beta_u = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u} \right) = 0.07 \quad (\beta_r = 0)$$

強度係数 F_S の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_S = 1.84, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_{μ}

本係数は、塑性変形によりエネルギー吸収することによる保守性及び不確実さを評価するものである。

フランジボルトは塑性変形によるエネルギー吸収効果が小さいと考え、本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_{μ} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{\mu} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

$$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$$

機器の応答係数 F_{RE} は、評価対象機器及びそれを支持する機器の応答に対して評価する。原子炉格納容器スタビライザは、原子炉格納容器とガンマ線遮蔽壁間に設置され、ガンマ線遮蔽壁の応答を支配的に受けると考えられる。したがって、機器の応答係数 F_{RE} はガンマ線遮蔽壁の応答に対して評価する。

(a) スペクトル形状係数 F_{SA}

ガンマ線遮蔽壁は床応答スペクトルを用いて評価しないため、本係数は考慮しない。

スペクトル形状係数 F_{SA} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(b) 減衰係数 F_D

ガンマ線遮蔽壁（鉄筋コンクリート）の減衰係数 F_D は、建物の地震応答に関する係数 F_3 で考慮するため、本係数は考慮しない。

減衰係数 F_D の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_D = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(c) モデル化係数 F_M

本係数は、機器のモデル化が持つ保守性及び不確実さを評価する。原子炉格納容器ガンマ線遮蔽壁等の機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。不確実さは、Kennedy⁽⁷⁾ の評価結果を参考に0.15としすべて β_u とする。

モデル化係数 F_M の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.15$$

(d) モード合成係数 F_{MC}

ガンマ線遮蔽壁はモード合成をしていないため、本係数は考慮しない。

モード合成係数 F_{MC} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{MC} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

$$F_{RS} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$$

建物応答に関する各係数は、第1.2.1.c-3-3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本係数は建物への入力として用いる解放基盤表面における設計用地震動の目標周期特性（建物のスペクトル形状係数）の設定における保守性及び不確実さを評価する。中央値は、最大加速度でアンカーした基準地震動のターゲットスペクトルと一様ハザードスペクトルの比として以下により評価する。第1.2.1.c-3-2図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

剛な機器：建物の1次固有周期におけるスペクトルの比

柔な機器：機器の固有周期におけるスペクトルの比

不確実さは地震ハザード評価に含まれるため考慮しない。

本機器は、原子炉建物内に設置され、ガンマ線遮蔽壁の水平応答を支配的に受けるため、ガンマ線遮蔽壁の1次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_1 = 0.77, \beta_r = 0, \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動に関する係数 F_2

本係数は地盤モデルに関するサブ応答係数及び基礎による入力損失に関するサブ応答係数の積として評価する。

・地盤モデルに関するサブ応答係数

解放基盤表面位置と建物基礎底面位置が異なることに対する保守性及び不確実さ、かつ表層地盤による建物応答への保守性及び不確実さを考慮する。

・基礎による入力損失に関するサブ応答係数

建物1次固有周期近傍における基礎の拘束効果による入力損失の保守性及び不確実さを考慮する。

中央値は以下の理由から1.00とする。

- ・地盤物性値の設計値と中央値はほとんど相違がない。また、解放基盤表面の最大加速度1,000gal以上では表層の剛性低下が顕著となり建物及び支持岩盤を拘束する効果が期待できず入力低減効果が見込めない。
- ・基礎の拘束効果による入力損失の影響は小さい。

不確実さは、建物への入力地震動に関する係数 F_2 及び建物の地震応答に関する係数 F_3 を併せてひとつの値として評価する。 β_r は、地震PSA学会標準を参考に0.2とする。 β_u は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁸⁾に基づき0.15とする。建物への入力地震動に関する係数 F_2 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_2 = 1.00, \beta_r = 0.20, \beta_u = 0.15 \quad (\beta_r \text{ 及び } \beta_u \text{ は } F_3 \text{ と共通})$$

(c) 建物の地震応答に関する係数 F_3

本係数は、建物振動モデルに関するサブ応答係数、地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数及び非線形応答に関するサブ応答係数の積として評価する。

・建物振動モデルに関するサブ応答係数

建物の減衰及び剛性の評価に際して、設計時の物性を用いた場合の応答に基づき現実的な物性を用いた場合の応答の保守性及び不確実さを評価する。

・地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数

地下逸散減衰及び地盤－建物の相互作用の評価に際して、設計時の物性を用いた場合の応答に基づき、現実的な物性を用いた場合の応答の保守性及び不確実さを評価する。

・非線形応答に関するサブ応答係数

建物の非線形応答が機器入力に与える保守性及び不確実さを評価する。

中央値は以下の理由から1.00とする。

- ・減衰定数の設計値に基づく応答スペクトルと中央値に基づく応答スペクトルにはほとんど相違がない。
- ・地盤物性値の設計値と中央値はほとんど相違がない。また、建物の実剛性が応答に与える影響は小さい。
- ・建物の非線形応答によって応答加速度が低減される可能性があるが、保守的な値として1.00を適用する。

不確実さは、建物への入力地震動に関する係数 F_2 及び建物の地震応答に関する係数 F_3 を併せてひとつの値として評価する。 β_r は、地震PSA学会標準を参考に0.2とする。 β_u は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁸⁾に基づき0.15とする。建物の地震応答に関する係数 F_3 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_3 = 1.00, \beta_r = 0.20, \beta_u = 0.15 \quad (\beta_r \text{ 及び } \beta_u \text{ は } F_2 \text{ と共通})$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉格納容器スタビライザのフラ

ジリティ加速度の中央値 A_m 、 β_r 、 β_u 及びHCLPFを以下に示す。

原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-3図に示す。

$$A_m = 1.74 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.22$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 1.74 \times \exp(-1.65 \times (0.20 + 0.22)) \\ &= 0.87 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 原子炉格納容器スタビライザ（フランジボルト）安全係数評価結果の一覧

F _C		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _s	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	0.87
β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	
1.84	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.77	1.00	1.00	1.74	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.20	
0.07	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.15		0.22	

(2) 静的機器（原子炉補機冷却系サージタンク）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に、原子炉補機冷却系サージタンクの耐震性評価結果を下表に示す。裕度は基礎ボルトが最小となるため、基礎ボルトを対象にフラジリティ曲線を算出した。

- ・評価対象機器：原子炉補機冷却系サージタンク
- ・設置位置：原子炉建物E L42.8m
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：20Hz以上（剛）
- ・地震動：S s - 1
- ・評価温度：50℃

表 原子炉補機冷却系サージタンクの耐震性評価結果

評価部位	材料	評価指標	発生値 [MPa]	許容値 [MPa]	裕度
基礎ボルト	S S 400	引張応力	112	205	1.83
		せん断応力	53	159	3.00

a. 耐力係数 F_C の評価

F_C は以下の式にて評価する。

$$F_C = F_s \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数 F_s

基礎ボルトには組合せ応力が作用するため、本係数は、次式により評価する。

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_c}\right)^2 + \left(\frac{\tau}{\tau_c}\right)^2 = \left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2 = \lambda^2 \leq 1$$

$$F_s = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}}$$

ここで、

- λ : 基礎ボルトの応力比
- σ : ボルトの引張応力
- τ : ボルトのせん断応力
- σ_c : せん断が作用しない場合の限界引張応力の中央値
- τ_c : 引張が作用しない場合の限界せん断応力の中央値
- F_τ : せん断に対する裕度
- F_σ : 引張に対する裕度

基礎ボルトの材質はS S 400であることから、限界応力としてJ S M E発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第I編付録図表Part 5の引張応力 $S_u = 394\text{MPa}$ を採用する。せん断が作用しない場合の限界引張応力の中央値 σ_c は、規格値に含まれる余裕として S_u 値を1.17倍し、さらに、基礎ボルトの応力評価を有効断面積での評価とするため、0.779倍（有効断面積と呼び径断面積の比）した値とすると、以下で与えられる。

$$\sigma_c = 1.17 \times 0.779 \times S_u = 1.17 \times 0.779 \times 394 = 359\text{MPa}$$

引張が作用しない場合の限界せん断応力の中央値 τ_c は、規格値に含まれる余裕として S_u 値を1.17倍し、さらにせん断の許容値に適用する $\sqrt{3}$ で除した値とすると、以下で与えられる。

$$\tau_c = 1.17 \times 1 / \sqrt{3} \times S_u = 1.17 \times 1 / \sqrt{3} \times 394 = 266\text{MPa}$$

強度係数 F_s は、次式により評価する。

$$\frac{1}{F_\sigma} = \frac{\sigma}{\sigma_c} = \frac{112}{359}$$

$$\frac{1}{F_\tau} = \frac{\tau}{\tau_c} = \frac{53}{266}$$

$$F_s = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{112}{359}\right)^2 + \left(\frac{53}{266}\right)^2}} = 2.70$$

不確実さは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が99%信頼下限に相当すると考え、すべて β_u として次式により評価する。

$$\beta_u = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u}\right) = 0.07 \quad (\beta_r = 0)$$

強度係数 F_s の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_s = 2.70, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

基礎ボルトは塑性変形によるエネルギー吸収効果が小さいと考え、本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

$$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$$

本機器は剛な機器であるため、本係数は考慮しない。

機器の応答係数 F_{RE} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{RE} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

$$F_{RS} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$$

建物応答に関する各係数は、第1.2.1.c-3-3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本機器は、原子炉建物内に設置されるため、原子炉建物の1次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_1 = 1.22, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2, F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2, F_3 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_2, F_3 = 1.00, \quad \beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.15$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ加速度の中央値 A_m , β_r , β_u 及びHCLPFを以下に示す。

す。

原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-4図に示す。

$$A_m = 2.01 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.17$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 2.01 \times \exp(-1.65 \times (0.20 + 0.17)) \\ &= 1.09 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 原子炉補機冷却系サージタンク安全係数評価結果の一覧

F _C		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _s	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	1.09
β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	
2.70	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.22	1.00	1.00	2.01	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.20	
0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.17	

(3) 動的機器（原子炉補機海水ポンプ）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に示す。裕度は電動機の動的機能損傷（水平）が最小となるため、電動機の動的機能損傷（水平）を対象にフラジリティ曲線を算出した。

- ・評価対象機器：原子炉補機海水ポンプ用電動機
- ・設置位置：取水槽 E L 1.1m
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：20Hz以上（剛）
- ・地震動：S_s-1
- ・応答加速度：
 - 水平方向 1.38 (G)
 - 鉛直方向 0.79 (G)
- ・機能確認済加速度：
 - 水平方向 2.5 (G)
 - 鉛直方向 3.0 (G)

a. 耐力係数 F_C の評価

F_C は以下の式にて評価する。

$$F_C = F_s \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数 F_s

本係数は次式により評価する。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}}$$

機能損傷モードに対する強度係数 F_s は、加振試験等により機能維持することが確認された加速度（機能維持確認済加速度）を用いて評価する。 fragility 評価のベースとする機能維持確認済加速度レベルではポンプ類及び電動機類に誤動作・損傷が見られないことから、以下に示す方法（ここでは、 β 設定法と呼ぶ）により誤動作・損傷に対する加速度の中央値を推定する。

[β 設定法の概要]

fragility 評価において、HCLPF は次式により評価される。

$$HCLPF = A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

上式より、

$$A_m = HCLPF \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

これと同様に、加振試験における損傷加速度の中央値とHCLPF の関係は次式により表される。

損傷加速度の中央値

$$= \text{損傷加速度のHCLPF} \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

したがって、“損傷加速度のHCLPF = 機能維持確認済加速度”とし、 β_r 及び β_u を与えることにより、損傷加速度の中央値を推定できる。

ポンプ及び電動機類等の動的機器に関する誤動作等の不確実さデータの知見は現状得られていないが、電気品の誤動作に関する不確実さ ($\beta_c = 0.17^{(9)}$) よりも小さいと仮定し、 $\beta_r = \beta_u = 0.10$ とする。

電動機の損傷加速度の中央値は、 β 設定法に基づき次式により評価する。

$$\begin{aligned} \text{損傷加速度の中央値} &= \text{機能維持確認済加速度} \\ &\quad \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 2.5 \times \exp(1.65 \times (0.10 + 0.10)) \\ &= 3.48 \text{ (G)} \end{aligned}$$

強度係数 F_s の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$\begin{aligned} F_s &= \text{損傷加速度の中央値} / \text{応答加速度} \\ &= 3.48 / 1.38 = 2.52 \\ \beta_r &= 0.10, \quad \beta_u = 0.10 \end{aligned}$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

損傷加速度のHCLPF を機能維持確認済加速度としており本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

$$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$$

本機器は剛な機器であるため、本係数は考慮しない。

機器の応答係数 F_{RE} の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_{RE} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

$$F_{RS} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$$

建物応答に関する各係数は、第1.2.1.c-3-3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本機器は、取水槽内に設置されるため、取水槽の1次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_1 = 0.92, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2 , F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2 , F_3 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_2, F_3 = 1.00, \quad \beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.15$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機海水ポンプのフラジリティ加速度の中央値 A_m , β_r , β_u 及び $HCLPF$ を以下に示す。

原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-5図に示す。

$$A_m = 1.42 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.22, \quad \beta_u = 0.18$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 1.42 \times \exp(-1.65 \times (0.22 + 0.18)) \\ &= 0.73 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 原子炉補機海水ポンプ安全係数評価結果の一覧

F _C		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _S	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	0.73
β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	
2.52	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.92	1.00	1.00	1.42	
0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22	
0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.18	

(4) 電気品（非常用母線メタクラ）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に示す。裕度は動的機能損傷（水平）が最小となるため、動的機能損傷（水平）を対象にフラジリティ曲線を算出した。

- ・評価対象機器：非常用母線メタクラ
- ・設置位置：原子炉建物E L 23.8m
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：20Hz以上（剛）
- ・地震動：S s -1
- ・応答加速度：
 - 水平方向 0.92 (G)
 - 鉛直方向 0.82 (G)
- ・機能確認済加速度：
 - 水平方向 2.87 (G)
 - 鉛直方向 2.50 (G)

a. 耐力係数F_Cの評価

F_Cは以下の式にて評価する。

$$F_C = F_S \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数F_S

本係数は次式により評価する。

$$F_S = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}}$$

機能損傷モードの強度係数はβ設定法に基づき評価した。不確実さは、電気品の既往試験結果⁽⁹⁾より、電気品の誤動作に関する不確実さβ_cの最大0.17を採用し、β_rとβ_uは文献⁽¹⁰⁾より1：2で配分し、β_r=0.08、β_u=0.15とする。

したがって、非常用母線メタクラの損傷加速度の中央値は、次式により評価する。

損傷加速度の中央値

$$= \text{機能維持確認済加速度} \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

$$= 2.87 \times \exp(1.65 \times (0.08 + 0.15))$$

$$= 4.19 \text{ (G)}$$

強度係数 F_s の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_s = \text{損傷加速度の中央値} / \text{応答加速度}$$

$$= 4.19 / 0.92 = 4.55$$

$$\beta_r = 0.08, \quad \beta_u = 0.15$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

損傷加速度の HCLPF を機能維持確認済加速度としており本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

$$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$$

本機器は剛な機器であるため、本係数は考慮しない。

機器の応答係数 F_{RE} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{RE} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

$$F_{RS} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$$

建物応答に関する各係数は、第 1.2.1.c-3-3 表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本機器は、原子炉建物内に設置されるため、原子炉建物の 1 次固有周期に対応した値として本係数を適用する。解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_1 = 1.22, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2 , F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2 , F_3 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_2, F_3 = 1.00, \quad \beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.15$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。非常用母線メタクラのフラジリティ

加速度の中央値 A_m 、 β_r 、 β_u 及びHCLPFを以下に示す。非常用母線メタクラのフラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-6図に示す。

$$A_m = 3.40 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.22, \quad \beta_u = 0.21$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 3.40 \times \exp(-1.65 \times (0.22 + 0.21)) \\ &= 1.67 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 非常用母線メタクラ安全係数評価結果の一覧

F _C		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _s	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	
β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	
4.55	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.22	1.00	1.00	3.40	1.67
0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22	
0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.21	

(5) 配管（原子炉補機海水系配管）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に、原子炉補機海水系配管の耐震性評価結果を下表に示す。

- ・評価対象機器：原子炉補機海水系配管
- ・設置位置：取水槽E L 0.6m
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：8.49Hz
- ・地震動：S s - 1
- ・評価温度：40℃

表 原子炉補機海水系配管の耐震性評価結果

材 料	評価指標	発生値 [MPa]	許容値 [MPa]	裕度
SM41C	一次応力	264	360	1.36

a. 耐力係数 F_C の評価

F_C は以下の式にて評価する。

$$F_C = F_s \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数 F_s

本係数は、次式により評価する。

$$F_s = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで、

σ_C ：限界応力の中央値

σ_T : 地震時発生応力

σ_N : 通常運転時応力

配管の材質はSM41Cであることから、限界応力としてJSME発電用原子力設備規格設計・建設規格(2005年度版)第I編付録図表Part 5の引張応力 $S_u=400\text{MPa}$ を採用する。限界応力の中央値 σ_c は、規格値に含まれる余裕として S_u 値を1.17倍した値とすると、以下で与えられる。

$$\sigma_c = 1.17 \times S_u = 1.17 \times 400 = 468\text{MPa}$$

強度係数 F_s は、以下で与えられる。なお、通常運転時応力 $\sigma_N=27\text{MPa}$ である。

$$F_s = \frac{\sigma_c - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N} = \frac{468 - 27}{264 - 27} = 1.86$$

不確実さは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が99%信頼下限に相当すると考え、すべて β_u として次式により評価する。

$$\beta_u = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u}\right) = 0.07 \quad (\beta_r = 0)$$

強度係数 F_s の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_s = 1.86, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

強度係数 F_s の評価において、弾塑性範囲まで考慮した S_u を用いているため、本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

$$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$$

(a) スペクトル形状係数 F_{SA}

本係数は、設計で用いられる拡幅した床応答スペクトルが持つ保守性及び不確実さを評価するものであり次式により評価する。第1.2.1.c-3-7図にスペクトル形状係数 F_{SA} の概念図を示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

拡幅後／拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度比は、サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられるため、代表プラントで評価した値を共通値として用いる。代表プラントでの応答加速度

比は、機器の主要な固有周期帯である0.05～0.10秒において平均値が、最小1.1，最大1.4であったことから，中央値は次式により算出する。

$$F_{SA} = \sqrt{1.1 \times 1.4} = 1.24$$

不確実さは，応答比加速度比の最小値と最大値がそれぞれ中央値に対し中央値－95%下限値と中央値＋95%上限値に相当するものとみなし，中央値及び不確実さを計算する。不確実さは各機器に対して一般値として適用するため，すべて β_u とする。

$$\beta_u = \frac{1}{1.65 \times 2} \ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right) = 0.07$$

スペクトル形状係数 F_{SA} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{SA} = 1.24, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.07$$

(b) 減衰係数 F_D

本係数は，現実的減衰定数の中央値に対して設計用減衰定数が持つ保守性及び不確実さを評価するものであり，次式により評価する。第1.2.1.c-3-8図に減衰係数 F_D の概念図を示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{現実的減衰定数の中央値による応答値}}$$

設計用減衰定数による応答値と現実的減衰定数の中央値による応答値は，以下のNewmark応答倍率式⁽¹¹⁾を用いる。

$$\text{応答値} = 3.21 - 0.68 \times \ln(h)$$

ここで，

h ：減衰定数 (%)

本配管は，J E A G 4601の配管区分Ⅱに該当する保温材無の配管であることから設計用減衰定数は1.0%である。現実的減衰定数の中央値は，過去の振動試験データを参考に4.1%とする。不確実さについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限值として用いられているため，設計用減衰定数による応答値が現実的減衰定数の中央値による応答値の+2.33 β (99%上限値)と仮定して算出する。 β_r と β_u は1：1で配分する。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{現実的減衰定数の中央値による応答値}} \\ = \frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1.0)}{3.21 - 0.68 \times \ln(4.1)} = 1.43$$

$$\beta_r = \beta_u = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln\left(\frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1.0)}{3.21 - 0.68 \times \ln(4.1)}\right) = 0.11$$

減衰係数 F_D の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_D=1.43, \beta_r=0.11, \beta_u=0.11$$

(c) モデル化係数 F_M

機器の解析モデル化は妥当であり，中央値に相当すると考える。不確実さは，Kennedy⁽⁷⁾の評価結果を参考に0.15としすべて β_u とする。

モデル化係数 F_M の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_M=1.00, \beta_r=0, \beta_u=0.15$$

(d) モード合成係数 F_{MC}

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析のモード合成に含まれる保守性及び不確実性を評価する。モード合成係数 F_{MC} の中央値及び不確実さは地震PSA学会標準の値を参考に設定する。また，不確実さは解析手法が本質的に持つものであるため，すべて β_r とする。

モード合成係数 F_{MC} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{MC}=1.03, \beta_r=0.13, \beta_u=0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

$$F_{RS}=F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$$

建物応答に関する各係数は，第1.2.1.c-3-3表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本配管は柔な機器であるため，配管の1次固有周期に対応した値としての係数を適用する。解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_1=0.77, \beta_r=0, \beta_u=0$$

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2, F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2, F_3 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_2, F_3=1.00, \beta_r=0.20, \beta_u=0.15$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機海水系配管のフラジリティ加速度の中央値 A_m ， β_r ， β_u 及び $HCLPF$ を以下に示す。原子炉補機海水系配管のフラジリティ曲線を第1.2.1.c-3-9図に示す。

$$A_m=1.60 \text{ (G)}$$

$$\beta_r=0.26, \beta_u=0.26$$

$$HCLPF=A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

$$=1.60 \times \exp(-1.65 \times (0.26 + 0.26))$$

$$=0.68 \text{ (G)}$$

表 原子炉補機海水系配管の安全係数評価結果の一覧

F _C		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _S	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	
β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	
1.86	1.00	1.24	1.43	1.00	1.03	0.77	1.00	1.00	1.60	
0.00	0.00	0.00	0.11	0.00	0.13	0.00	0.20		0.26	
0.07	0.00	0.07	0.11	0.15	0.00	0.00	0.15		0.26	

1.2.1.d 事故シーケンス

① 起回事象

(1) 評価対象とした起回事象とその説明

事故シナリオの分析を踏まえ、地震レベル1 P R Aにおける起回事象は、以下を評価対象とした。なお、起回事象の発生頻度を第1.2.1.d-1表に示す。

- ・外部電源喪失

外部電源系が地震動により損傷し、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱される事象である。他の過渡事象と比較して、広範囲な緩和系の機能喪失に至るため、過渡事象を代表する起回事象として選定した。

- ・原子炉建物損傷

原子炉建物が損傷すると建物全体が崩壊する可能性があり、同時に建物内の原子炉格納容器や原子炉圧力容器等の機器及び構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。原子炉建物損傷が発生した場合に緩和系の機能に期待できる可能性を厳密に考慮することは困難なため、保守的に全損を仮定し、原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものとして直接炉心損傷に至る起回事象として整理した。

- ・原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器の損傷により、原子炉格納容器内の機器及び原子炉圧力容器等の構造物が広範囲にわたり損傷する可能性がある。原子炉格納容器損傷が発生した場合の損傷程度を厳密に評価することは困難であるため、保守的に直接炉心損傷に至る起回事象として整理した。

- ・原子炉圧力容器損傷

原子炉圧力容器の支持機能喪失等により、原子炉圧力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷や、原子炉冷却材の流路閉塞が発生する可能性がある。原子炉圧力容器損傷が発生した場合の損傷程度を厳密に評価することは困難であるため、保守的に直接炉心損傷に至る起回事象として整理した。

- ・格納容器バイパス

格納容器バイパス事象は、バイパス破断及びインターフェイスシステム L O C A に細分化される。バイパス破断は、常時開の隔離弁に接続し

ている配管の原子炉格納容器外での破損と、隔離弁の閉失敗が同時に発生する事象であり、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ流出する事象である。

格納容器バイパス発生時は、破損箇所の隔離に失敗し、高温・高圧の蒸気や溢水が原子炉格納容器外（原子炉建物）に流出することにより、原子炉建物内の他の機器（電気品、計装品等）へ悪影響を及ぼすことが避けられないため、直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

なお、インターフェイスシステムLOCAは、隔離弁の誤開若しくは内部破損により高圧の冷却材が低圧設計側を損傷させ、冷却材が喪失する事象である。ただし、隔離弁の誤開は人的過誤が主な要因と考えられ、地震によって多重の隔離弁が同時に誤開するような状況は稀有であり、また、地震によって隔離弁の内部破損が発生するよりも、配管の構造損傷が先行して発生することが予想される。したがって、地震レベル1PRAでは、インターフェイスシステムLOCAが発生する頻度は極めて低いとして、評価対象外とする。

- Excessive LOCA

地震動によって原子炉格納容器内にある一次系配管又はそのサポート部が損傷することにより、原子炉冷却材喪失を引き起こす事象である。

内部事象運転時レベル1PRAでは、LOCAを大、中、小破断LOCAに分類しているものの、地震レベル1PRAでは、同一の地震動による複数の配管損傷の相関性を考慮すると、事故シナリオを詳細に分析すること（緩和系にどの程度期待できるか判断すること）が困難なため破断の規模による分類が厳密には難しいこと、相関を持つ配管を同定し、損傷の相関係数をすべての配管に対して適切に算定することは現状の評価技術では困難であることから、原子炉格納容器内の一次系配管の大規模な破断によりECCS性能を上回る大規模なLOCA（Excessive LOCA）が発生するものと想定し、直接炉心損傷に至る起因事象として代表させた。

- 制御室建物損傷

制御室建物の損傷により、建物内の中央制御盤等が損傷を受ける可能性がある。制御室建物損傷が発生した場合に緩和系の制御機能が喪失する可能性があり、実際の影響範囲を厳密に考慮することは困難なため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

- 廃棄物処理建物損傷

廃棄物処理建物の損傷により、建物内の補助盤室やバッテリー室等に設置された機器等が大規模な損傷を受ける可能性がある。廃棄物処理建物損傷が発生した場合に緩和系の制御機能が喪失する可能性があり、実際の影響範囲を厳密に考慮することは困難なため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

- ・計装・制御系喪失

計装・制御系が損傷した場合、プラントの監視及び制御が不能に陥る可能性があること、プラント挙動に対する影響が現在の知見では明確ではないことから、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

- ・直流電源喪失

直流電源を供給する設備の損傷により、非常用交流電源の制御機能等が喪失するため、全交流動力電源喪失となる。安全系に関係する直流電源系は、同種系列間での地震による損傷は完全相関を仮定した。

- ・交流電源・補機冷却系喪失

交流電源・補機冷却系の損傷により、非常用交流電源及び炉心冷却等に必要な各種機器の冷却機能が喪失する。さらに地震により外部電源喪失が発生している場合には、全交流動力電源喪失に至る。事象の緩和に必要な系統の機能が広範に喪失するため、起因事象として選定した。安全系に関係する交流電源・補機冷却系は、同種系統間での地震による損傷は完全相関を仮定した。

(2) 階層イベントツリーとその説明

事故シーケンスの定量化では、第1.2.1.d-1図の階層イベントツリーで、地震により発生する起因事象の発生確率の和が1.0を超えないように取り扱う。階層イベントツリーは、起因事象が発生したときの炉心損傷への影響が大きい順に並べ、これらをヘディングとしており、それらの発生確率は、それぞれ対象とする建物・構築物・機器などを設定し、そのフラジリティを評価することで算出する。

ただし、外部電源系は他の耐震設計された設備と比較すると耐震性が小さく、外部電源系が健全な場合は他の系統も健全であると考えられることから、炉心損傷に至ることはない想定し、外部電源喪失を最初のヘディングに設定した。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

直接炉心損傷に至る事象については、緩和手段がないため成功基準を設定していない。本評価では、全交流動力電源喪失時についても、緩和手段がないため成功基準を設定していない。これら以外の起因事象については、起因事象の発生原因（内的要因か外的要因か）が成功基準の設定に直接関係しないと考えられることから、内部事象運転時レベル1 P R Aをもとに成功基準を設定した。

使命時間については、内部事象運転時レベル1 P R Aと同様に24時間とした。また、地震で損傷した機器の復旧は期待していない。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

起因事象の発生要因は地震と内部事象では異なるが、起因事象発生後の緩和機能は内部事象運転時レベル1 P R Aと同様の機能に期待する。

イベントツリーの展開方法には小イベントツリー／大フォールトツリー法を用い、事故シーケンスの定量化手法にはフォールトツリー結合法を用いた。これにより、サポート系とフロントライン系間などの従属関係がフォールトツリー内で明示的に表現され、従属関係が適切に取り扱われる。

外部電源喪失及び全交流動力電源喪失のイベントツリーを第1.2.1.d-2図、第1.2.1.d-3図に示す。

④ システム信頼性

(1) 評価対象としたシステムとその説明

評価対象システムの各系統の情報や依存性については内部事象運転時レベル1 P R Aと同等であるが、それぞれについて地震における故障の分析を行い、起因事象に係るフォールトツリー及び緩和系に係るフォールトツリーを作成した。フォールトツリーのモデル化に当たっては、内部事象運転時レベル1 P R Aのフォールトツリーをもとに既に考慮されている機器故障、人的過誤に加えて、地震による動的機器や電気機器の損傷を基事象としてフォールトツリーに追加している。さらに地震時特有の建物・構築物、大型機器の損傷も基事象としてフォールトツリーに追加している。評価システムの一覧を第1.2.1.d-2表に示す。

(2) 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

相関性が考えられるすべての構造物、系統又は機器に対する本評価モデルにおける相関性の取扱いは、同一系統での同種の機器間において損傷の完全相関（完全従属）を仮定する方法を採用した。

(3) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。

⑤ 人的過誤

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

地震発生後の運転員操作に対する人間信頼性解析手法には、内部事象運転時レベル1 P R Aで採用しているTHERP手法（NUREG／CR-1278）を採用する。中央制御室での操作等に対する人間信頼性解析における仮定は以下のとおり。

a. 起因事象発生前人的過誤

試験、保守作業後の復旧ミス等であり、事象発生の原因が地震であっても変わることはないため、内部事象運転時レベル1 P R Aでの検討結果を用いた。

b. 起回事象発生後人的過誤

地震発生後は、運転員操作に係る心的負荷が大きいことを考慮し、人的過誤のストレスファクタを設定している。

具体的には、地震発生後に運転員による対応を必要とする操作に対して、ストレスファクタは10とする。

今回のPRAで評価対象とした人的過誤の項目及び評価結果を第1.2.1.d-3表に示す。

⑥ 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、WinNUPRA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。

(2) 炉心損傷頻度の算出結果

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 7.9×10^{-6} / 炉年となった。起回事象別の炉心損傷頻度の内訳を第1.2.1.d-4表、起回事象別の炉心損傷頻度寄与割合を第1.2.1.d-4図に示す。

起回事象別の結果では、「交流電源・補機冷却系喪失」による炉心損傷頻度が全体の約5割を占めており、特に非常用ディーゼル発電機関連設備の損傷により安全機能の喪失に至るシナリオが重要となっている。

地震レベル1PRAでは大型静的機器、建物、制御盤等の損傷等による事故シナリオを考慮しており、原子炉建物損傷、原子炉格納容器損傷、原子炉圧力容器損傷、Excessive LOCA、計装・制御系喪失等を地震特有の事故シーケンスとして整理した。第1.2.1.d-5表に起回事象別の炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセットを示す。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第1.2.1.d-6表、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合を第1.2.1.d-5図に示す。全交流動力電源喪失の寄与が最も大きく、次いで崩壊熱除去機能喪失、高圧・低圧注水機能喪失が続いている。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセットを第1.2.1.d-7表に示す。

また、地震加速度区分別の炉心損傷頻度を第1.2.1.d-8表及び第1.2.1.d-6図に示す。0.4G以下の地震加速度が小さい領域では、地震の発生頻度は大きいものの起回事象又は緩和機能に係る機器等が損傷しにくいいため、炉心損傷頻度への寄与は小さい。地震加速度が増加すると、炉心損傷頻度への寄与は増加する。炉心損傷頻度は、地震加速度区分0.8G~1.0Gで最も大きく、次いで地震加速度区分1.0G~1.2Gとなっており、これは非常用ディーゼル発電機関連設備（燃料移送系等）といった全交流動力電源喪失の要因となる機器の損傷による影響が大きい。さらに地震加速度が増加すると、地震による機器の損傷確率は増加するものの、地震の発生頻度が

減少するため、地震加速度区分の炉心損傷頻度は減少傾向となる。

なお、原子炉建物損傷、計装・制御系喪失等の炉心損傷直結事象については、事象進展の特定、詳細な事故シーケンスの定量化が困難であるため、保守的に炉心損傷直結事象として整理している等、地震に対するプラントの現実的な耐性が地震レベル1 P R Aの結果に現れているものではない。

(3) 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析

重要度解析では、炉心損傷頻度に有意な寄与を持つ機器故障、人的過誤等を対象に、各基事象の全地震加速度区分における炉心損傷頻度の積分値に対するF V重要度を算出した。基事象別のF V重要度の評価結果を第1.2.1.d-9表に示す。

燃料移送系配管、続いて原子炉補機海水系配管、原子炉補機海水ポンプが挙がっており、いずれも全交流動力電源喪失の要因となる機器が上位を占める結果となった。

b. 不確実さ解析

不確実さ解析では、確率論的地震ハザード、建物・構築物・機器フラジリティ及びランダム故障に含まれる不確かさの要因を対象として不確実さの伝播解析を実施し、全炉心損傷頻度について平均値、中央値、95%確率値、5%確率値及び不確かさの指標としてE Fを評価した。不確実さ解析の結果を第1.2.1.d-7図に示す。

c. 感度解析

本評価における解析上の仮定が炉心損傷頻度に与える影響の感度を確認するため、以下のとおり感度解析を実施した。

(a) 感度解析ケース1（完全独立）

ベースケースでは、同種の機器間に耐力、応答の完全相関を仮定しているが、損傷の完全独立を仮定した場合の感度解析を実施した。

損傷の完全独立の仮定は、リスク上重要な建物・構築物・機器を対象にするものとし、具体的には、F V重要度の値が0.01以上の機器を対象として選定した。ただし、原子炉建物といった損傷の完全相関を仮定していないものは対象から除外するとともに、原子炉格納容器内配管については、以下の理由から対象から除外した。

原子炉格納容器内配管の完全独立を仮定した場合、まず個々の配管の地震による損傷の程度（両端破断、亀裂等）に応じた原子炉冷却材の漏えい規模を同定若しくは仮定して、成功基準を設定する必要がある。さらに、同一の地震動によって複数の配管破損が重畳する組合せを考慮し、配管損傷の規模に応じて起因事象を適切に分類する必要がある。これらの工学的判断は、事象が複雑であり判断基準が不明瞭であるため、判断の正当性・妥当性を確認することは技術的に困難なこ

とから、原子炉格納容器内配管については対象から除外することとした。第1.2.1.d-10表に感度解析の対象機器を示す。

炉心損傷頻度は、ベースケースの 7.9×10^{-6} ／炉年に対し、感度解析ケース1では 5.5×10^{-6} ／炉年となり、約3割低減する結果となった。事故シーケンスグループ別の感度解析結果を第1.2.1.d-8図、地震加速度区分別の感度解析結果を第1.2.1.d-9図に示す。

第1.2.1.d-9図からは、感度解析ケース1ではベースケースに比べ、「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失」及び「高圧・低圧注水機能喪失」の炉心損傷頻度が低減していることが分かる。これは、非常用ディーゼル発電機関連設備（燃料移送系配管等）、原子炉補機冷却系関連設備（原子炉補機海水系配管等）、残留熱除去系関連設備（残留熱除去系電動弁等）について同種系統間で損傷の完全独立を仮定したことにより、これらの系統の地震による損傷確率が低下したためである。

(b) 感度解析ケース2（使命時間72時間）

ベースケースでは、ランダム故障確率の使命時間を24時間と設定して評価したが、使命時間を72時間とした場合の感度解析を実施した。これは、地震レベル1 P R Aでは、設計基準地震動を超える大規模な地震動によって耐震重要度の高い設備の機能喪失が生じる事故シーケンスを対象とするため、機能喪失した設備の修復及びサイト内、サイト外からの支援に時間を要することが想定されることから、これらの修復や支援が可能となるまでの時間に対する感度を確認するために設定したものである。

炉心損傷頻度は、ベースケースの 7.9×10^{-6} ／炉年に対し、感度解析ケース2では 7.9×10^{-6} ／炉年と同等の結果となった。事故シーケンスグループ別の感度解析結果を第1.2.1.d-10図、地震加速度区分別の感度解析結果を第1.2.1.d-11図に示す。

第1.2.1.d-11図の結果からは、ランダム故障による寄与が比較的大きい低加速度領域において、炉心損傷頻度増加の影響が確認できる。

参考文献

- (1) 地震調査研究推進本部 地震調査委員会 (2016) : 中国地域の活断層の長期評価 (第一版)
- (2) 活断層研究会編 (1991) : [新編] 日本の活断層 分布図と資料, 東京大学出版会
- (3) 萩原尊禮編 (1991) : 日本列島の地震 地震工学と地震地体構造, 鹿島出版会
- (4) 垣見俊弘・松田時彦・相田勇・衣笠善博 (2003) : 日本列島と周辺海域の地震地体構造区分, 地震, 第2輯, 第55巻
- (5) Noda, S. ・ K. Yashiro ・ K. Takahashi ・ M. Takemura ・ S. Ohno ・ M. Tohdo ・ T. Watanabe (2002) : RESPONSE SPECTRA FOR DESIGN PURPOSE OF STIFF STRUCTURES ON ROCK SITES, OECD-NEA Workshop on the Relations Between Seismological DATA and Seismic Engineering, Oct.16-18 Istanbul
- (6) Abrahamson, N. A. ・ W. J. Silva ・ R. Kamai (2014) : Summary of the ASK14 ground motion relation for active crustal regions, Earthquake Spectra Vol. 30, No. 3
- (7) Kennedy, R. P. ・ M. K. Ravindra (1984) : Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies, Nuclear Engineering and Design, Vol. 79
- (8) 美原義徳・伏見実・宮崎覚・杉田浩之 (2007) : 原子力発電所建屋のフラジリティ評価における認識的不確実さに関する研究 (その3) まとめ, 日本建築学会大会学術講演梗概集, B-2, 構造II
- (9) 独立行政法人 原子力安全基盤機構 (2006) : 原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査 機器耐力その3 (総合評価) に係る報告書 (平成18年8月), 06 基構報-0003
- (10) Bandyopadhyay, K. K. ・ C. H. Hofmayer ・ M. K. Kassir ・ S. Shteyngart (1991) : Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (Phase II), NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007, Vol. 4
- (11) Newmark, N. M. ・ W. J. Hall (1978) : Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants, NUREG/CR-0098
- (12) 入倉孝次郎・三宅弘恵 (2001) : シナリオ地震の強震動予測, 地学雑誌, Vol. 110, No. 6
- (13) 武村雅之 (1998) : 日本列島における地殻内地震のスケーリング則 地震断層の影響および地震被害との関連, 地震第2輯, 第51巻
- (14) 松田時彦 (1975) : 活断層から発生する地震の規模と周期について, 地震, 第2輯, 第28巻
- (15) 武村雅之 (1990) : 日本列島およびその周辺地域に起こる浅発地震のマグニチュードと地震モーメントの関係, 地震, 第2輯, 第43巻
- (16) 奥村俊彦・石川裕 (1998) : 活断層の活動度から推定される平均変位速度に

関する検討，土木学会第53回年次学術講演会講演概要集，第I部（B）

- (17) 渡辺満久・中田高・奥村晃史・熊原康博・後藤秀昭・隈元崇・今泉俊文・徳岡隆夫・吹田歩（2006）：鹿島断層（島根半島）東部におけるトレンチ調査，日本地震学会秋季大会講演予稿集
- (18) 今泉俊文・宮内崇裕・堤浩之・中田高編（2018）：活断層詳細デジタルマップ [新編]，東京大学出版会

第1.2.1.1.a-1表 地震レベル1 PRAを実施するために収集した情報及び主な情報源

	PRAの作業	情報	主な情報源
1	プラントの構成・特性の調査	設計・運転管理に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 内部事象運転時レベル1 PRAで使用了設計図書 (原子炉設置変更許可申請書, 工事計画認可申請書, 配管計装線図, 単線結線図, 展開接続図, プラント機器配置図, 系統設計仕様書, 機器設計仕様書, 原子炉施設保安規定, 運転要領書, 定期試験要領書, 巡視点検要領書) PWD
2	確率論的地震ハザード評価	敷地周辺地域における地震発生様式を考慮し, 震源モデルの設定に係る震源特性や, 地震動伝播モデルの設定に係わる地震動伝播特性に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉設置許可申請書 気象庁地震カタログ 地質調査結果 文献調査結果 (参考文献(1)～(6), (12)～(18))
3	建物・機器フラジリティ評価	プラント固有の建物・機器の耐力評価並びに応答評価に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 耐震計算書 既往のPRAに関する情報
4	事故シナリオの分析と起因 事象の分類	大規模地震時に想定されるプラント状態	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源
		<ul style="list-style-type: none"> 安全系等のシステム使用条件 システムの現実的な応答 運転員による緩和操作 	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 既往のPRAに関する情報
		<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 	
		<ul style="list-style-type: none"> 評価結果の妥当性を確認できる情報 	

第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング (1/4)

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
① 安全機能を有する建物・構築物・機器以外の屋内設備の損傷		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器・原子炉格納容器への影響	<p>以下のとおり天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器・原子炉格納容器への影響は極めて小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・地震時に落下しないよう落下防止装置を有する構造となっている。 ・他プラントの天井クレーンにおいて地震によりクレーン駆動部の軸継手部に破損が確認されているが、走行機能を目的とした部品が損傷したものであり、落下防止装置は健全であったことが確認されている。 ・仮に落下しても影響がないようプラント運転時の待機位置は気水分離器・蒸気乾燥器ピット側としている。 	工学的判断によりスクリーニングアウト
耐震重要度B、Cクラスの機器の損傷に伴うSクラス機器の損傷	<p>下位クラスの機器は、衝突、転倒、落下によりSクラス機器の安全機能を損なうことがないよう、隔離をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、基準地震動Ssに対する構造強度を持たせる等の方策により、波及的影響の発生を防止している。また、PWDにより下位クラス機器がSクラス機器に波及的影響を与えないことを確認している。</p>	工学的判断によりスクリーニングアウト
主タービンの軸受けなどの損傷に伴うタービン・ミサイルによる隣接原子炉建物内関連設備への影響	<p>設置変更許可申請書添付書類において、タービン・ミサイルによって安全上重要な構築物、系統及び機器が損傷する可能性は極めて小さいことを確認している。</p>	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング (2/4)

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
② 安全機能を有する建物・構築物・機器以外の屋外設備の損傷		
排気筒の転倒による原子炉建物又は周辺構造物への影響	<p>排気筒の転倒による原子炉建物及び周辺構造物への影響は、以下のとおり極めて小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・排気筒は、条件付炉心損傷確率が1となる地震動レベルを超える1200gal相当の地震動に対して、各部材が損傷しないことを確認している。 ・他プラントにおいて地震により排気筒と排気ダクトを接続しているベローズに亀裂が確認されているが、排気筒は健全であったことが確認されている。 	工学的判断によりスクリーニングアウト
斜面崩壊による原子炉建物又は周辺構造物への影響	原子炉建物周辺の斜面を評価した結果、基準地震動による地震力に対して十分な安全性を有していることが確認された。	工学的判断によりスクリーニングアウト
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	外部電源系のフラジリティは、耐力の小さいセラミックインシュレータで代表させており、送電網周りの影響を包絡していると判断。	地震レベル1 P R Aで考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な給水源の停止に伴う冷却水枯渇の影響	原子炉注水から除熱を含めた長期冷却のための水源については、サブレーション・チェンバに期待することで炉心冷却に成功するモデルとしており、外部水源に期待していない。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング (3/4)

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
③ 運転員操作の阻害による波及的影響		
<p>施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミス</p>	<p>施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミスがプラントに与える影響を，定量的に評価する手法は確立されていないが，設備の設計・製作・施工の各段階における品質保証活動で適正に管理されているため，評価への影響は小さいと考えられる。</p>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>
<p>地震後の運転員による操作において，地震による高ストレスを受けた条件下で引き起こされる操作失敗</p>	<p>地震後の混乱に伴う高ストレス状態は運転員操作の阻害要因となりえる。</p>	<p>地震レベル1 P R Aで考慮</p>
<p>変圧器等碍子類の損傷によるサイト停電に伴うバックアップ操作の支障</p>	<p>地震要因による設備の損傷状態は様々であり，地震後の初期段階で機器そのものの復旧に期待することは現実的ではないと考えられる。また，複数基同時被災の影響並びに損傷の相関性を考慮すると，他号機においても同様な事象が発生している可能性がある。</p>	<p>損傷機器の復旧や他号機からの電源融通には期待しない。</p>
<p>地盤液状化，よう壁損傷による構内通行支障</p>	<p>地震発生後，原子力発電所構内の道路に陥没，段差，亀裂等の損傷が発生し，構内通行に支障が出る可能性があるが，本評価では現場操作に期待していないため，構内通行支障による影響はない。</p>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>
<p>二次部材損傷による運転員等従業員への影響</p>	<p>施設内の損壊物や地震動による飛来物による運転員等を傷付け，操作を妨げる可能性があるが，中央制御室付近において，運転員操作を著しく妨げるような物体は基本的にはないものと考えられる。</p>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>

第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング (4/4)

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
<p>余震による地震動の安全機能への影響</p> <p>余震による炉心損傷への影響評価</p>	<p>地震PSA学会標準では余震の評価手法が例示されているが、系統的な評価手法は確立されておらず、余震による影響は今後の課題と考えるが、以下のとおり評価への影響は小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・本震を上回るような余震は稀有である。 ・本震による地震力を下回る余震による地震力による施設の損傷モードとしては、疲労破損が挙げられる。配管系は旧独立行政法人原子力安全基盤機構の配管系終局強度試験において、低サイクル疲労強度は設計疲れ線図を上回る強度であり、破損に対して非常に大きな安全裕度を有している。 ・動的機器の機能維持を確認する試験は、試験体に対して段階的に加振レベルを上げながら繰り返し試験を実施している。動的機器は機能維持が確認された最大加速度を現実的耐力としていることから、余震による影響を含めたフラジリティ評価となっている。 	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト (今後の課題)</p>
<p>経年劣化を考慮した場合の影響</p>		
<p>経年劣化事象を考慮した場合の炉心損傷への影響評価</p>	<p>建物については経年変化による強度低下の可能性は小さいと考えられ、定期的な点検と保全を計画的に実施していることから経年劣化が構造物の耐震性に与える影響は小さいものと考えられる。</p> <p>また、機器については保全により、耐震上大きな影響が生じないよう管理・対処することとしている。</p>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (1 / 7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF (G)
				β_r	
				β_u	
外部電源喪失	セラミック インシュレータ	構造損傷	セラミック	0.50	0.18
				0.32	
				0.29	
原子炉建物損傷	原子炉建物	構造損傷	—	3.23	1.39
				0.36	
				0.15	
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器	構造損傷	シヤラグ	2.47	1.16
				0.22	
				0.24	
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器 スタビライザ	構造損傷	フランジボルト	1.74	0.87
				0.20	
				0.22	
原子炉格納容器損傷	原子炉圧力容器 ペDESTAL	構造損傷	円筒部	2.55	1.19
				0.22	
				0.24	
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器	構造損傷	ボルト	2.38	1.11
				0.22	
				0.24	
原子炉圧力容器損傷	ガンマ線遮蔽壁	構造損傷	胴	5.10	2.55
				0.20	
				0.22	
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器 スタビライザ	構造損傷	ロッド	2.25	1.05
				0.22	
				0.24	
格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	機能損傷	— (水平方向評価)	4.95	2.06
				0.27	
				0.26	
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系 隔離弁	機能損傷	— (水平方向評価)	8.71	3.63
				0.27	
				0.26	
格納容器バイパス	原子炉浄化系隔離弁	機能損傷	— (水平方向評価)	5.26	2.19
				0.27	
				0.26	
格納容器バイパス	給水系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.88	2.87
				0.27	
				0.26	
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
Excessive LOCA	原子炉格納容器内 配管 (P L R 配管)	構造損傷	配管本体	1.68	0.75
				0.25	
				0.24	
制御室建物損傷	制御室建物	構造損傷	—	6.48	1.85
				0.61	
				0.15	
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物	構造損傷	—	4.37	2.62
				0.16	
				0.15	
計装・制御系喪失	制御盤	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.11	2.16
				0.14	
				0.25	
計装・制御系喪失	計装ラック	機能損傷	— (水平方向評価)	3.40	1.67
				0.22	
				0.21	
計装・制御系喪失	計装用無停電 交流電源設備	機能損傷	— (水平方向評価)	3.95	1.82
				0.22	
				0.25	
計装・制御系喪失	ケーブル・トレイ	構造損傷	サポート	2.26	0.96
				0.26	
				0.26	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (2/7)

起因事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	
				β_r	HCLPF(G)
				β_u	
直流電源	直流母線盤	機能損傷	— (水平方向評価)	5.15	2.37
				0.22	
				0.25	
直流電源	蓄電池	構造損傷	ボルト	8.97	4.87
				0.20	
				0.17	
直流電源	充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	3.95	1.82
				0.22	
				0.25	
交流電源	燃料移送系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
交流電源	非常用ディーゼル発電設備非 常用ディーゼル室送風機	構造損傷	ボルト	3.80	2.06
				0.20	
				0.17	
交流電源	非常用ディーゼル発 電設備	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
交流電源	非常用母線メタクラ	機能損傷	— (水平方向評価)	3.40	1.67
				0.22	
				0.21	
交流電源	非常用コントロール センタ	機能損傷	— (水平方向評価)	2.72	1.34
				0.22	
				0.21	
交流電源	燃料移送系配管	構造損傷	配管本体	1.52	0.67
				0.25	
				0.25	
交流電源	非常用ディーゼル発 電設備燃料移送ポン プ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.53	0.90
				0.14	
				0.18	
交流電源	非常用ロードセンタ	機能損傷	— (水平方向評価)	3.57	1.76
				0.22	
				0.21	
交流電源	非常用ディーゼル発 電設備空気だめ	構造損傷	胴板	3.77	2.05
				0.20	
				0.17	
交流電源	非常用ディーゼル発電設 備ディーゼル燃料デイト ンク	構造損傷	ボルト	3.37	1.83
				0.20	
				0.17	
交流電源	非常用ディーゼル発電設 備燃料貯蔵タンク	構造損傷	ボルト	1.39	0.75
				0.20	
				0.17	
交流電源	非常用母線変圧器	構造損傷	ボルト	5.40	2.93
				0.20	
				0.17	
交流電源	屋外配管ダクト (タービン建物～排 気筒)	構造損傷	—	3.80	2.13
				0.14	
				0.21	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (3 / 7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r	
				β_u	
補機冷却系	取水槽	構造損傷	-	2.66	1.49
				0.14	
				0.21	
補機冷却系	タービン建物	構造損傷	-	1.99	0.96
				0.29	
				0.15	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 逆止弁	機能損傷	- (水平方向評価)	6.30	2.58
				0.28	
				0.26	
補機冷却系	原子炉補機海水系 逆止弁	機能損傷	- (鉛直方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 熱交換器	構造損傷	ボルト	2.26	1.23
				0.20	
				0.17	
補機冷却系	原子炉補機冷却水 ポンプ	機能損傷	- (鉛直方向評価)	3.68	2.17
				0.14	
				0.18	
補機冷却系	原子炉補機海水 ポンプ	機能損傷	- (水平方向評価)	1.42	0.73
				0.22	
				0.18	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 電動弁 (ゲート)	機能損傷	- (水平方向評価)	2.33	0.92
				0.29	
				0.27	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 電動弁 (グローブ)	機能損傷	- (水平方向評価)	1.72	0.73
				0.27	
				0.25	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 空気作動弁 (バタフライ)	機能損傷	- (水平方向評価)	2.59	1.10
				0.27	
				0.25	
補機冷却系	原子炉補機海水系 電動弁 (バタフライ)	機能損傷	- (鉛直方向評価)	1.65	0.74
				0.22	
				0.27	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
補機冷却系	原子炉補機海水系 配管	構造損傷	配管本体	1.60	0.68
				0.26	
				0.26	
補機冷却系	原子炉補機海水 ストレータ	構造損傷	ボルト	2.60	1.41
				0.20	
				0.17	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 サージタンク	構造損傷	ボルト	2.01	1.09
				0.20	
				0.17	
補機冷却系	原子炉補機冷却水 ポンプ熱交換器室 冷却機	構造損傷	ボルト	8.21	4.46
				0.20	
				0.17	
スクラム系	炉心支持板	構造損傷	支持板	2.66	1.33
				0.20	
				0.22	
スクラム系	燃料集合体	機能損傷	燃料集合体	3.73	1.66
				0.24	
				0.25	
スクラム系	制御棒案内管	構造損傷	長手中央部	2.34	1.11
				0.22	
				0.23	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト（4 / 7）

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)
				β_r	
				β_u	
スクラム系	水圧制御ユニット	構造損傷	フレーム	4.40	1.93
				0.25	
				0.25	
スクラム系	制御棒駆動機構 ハウジング	構造損傷	制御棒駆動機構 ハウジング	3.22	1.24
				0.24	
				0.34	
スクラム系	制御棒駆動系配管	構造損傷	サポート	2.77	1.16
				0.27	
				0.26	
スクラム系	炉心シュラウド	構造損傷	下部胴	2.51	1.19
				0.22	
				0.23	
スクラム系	シュラウドサポート	構造損傷	サポートレグ	2.11	0.91
				0.23	
				0.28	
スクラム系	上部格子板	構造損傷	グリッドプレート	3.10	1.55
				0.20	
				0.22	
スクラム系	制御棒駆動機構ハウ ジングレストレント ビーム	構造損傷	一般部	6.15	3.08
				0.20	
				0.22	
逃がし安全弁開放/ 再閉鎖	逃がし安全弁	機能損傷	— (水平方向評価)	9.01	3.76
				0.27	
				0.26	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.39	1.00
				0.27	
				0.26	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 電動弁 (ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.02	0.84
				0.27	
				0.26	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 電動弁 (グローブ)	機能損傷	— (水平方向評価)	1.72	0.73
				0.27	
				0.25	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却 ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却 ポンプ駆動用蒸気 タービン	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	
原子炉隔離時冷却系	サプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68	0.79
				0.22	
				0.24	
原子炉隔離時冷却系	230V直流母線盤	機能損傷	— (水平方向評価)	5.66	2.61
				0.22	
				0.25	
原子炉隔離時冷却系	230V蓄電池	構造損傷	ボルト	7.68	4.17
				0.20	
				0.17	
原子炉隔離時冷却系	230V充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	4.33	1.99
				0.22	
				0.25	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 直流コントロールセ ンタ	機能損傷	— (水平方向評価)	4.78	2.35
				0.22	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ ポンプ室冷却機	構造損傷	ボルト	12.16	6.60
				0.20	
				0.17	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (5 / 7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r	
				β_u	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 電動弁(ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.22	0.93
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 配管	構造損傷	配管本体	1.41	0.63
				0.25	
				0.24	
高圧炉心スプレイ系	サプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68	0.79
				0.22	
				0.24	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電設備 非常用ディーゼル室送風機	構造損傷	ボルト	8.04	4.37
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル 発電設備	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル 発電設備空気だめ	構造損傷	胴板	3.77	2.05
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備 ディーゼル燃料デイトンク	構造損傷	ボルト	6.32	3.43
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備燃 料貯蔵タンク	構造損傷	ボルト	1.39	0.75
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備燃 料移送系配管	構造損傷	配管本体	1.52	0.67
				0.25	
				0.25	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備燃 料移送系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備燃 料移送ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.53	0.9
				0.14	
				0.18	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用母線メタクラ	機能損傷	— (水平方向評価)	5.13	2.52
				0.22	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用母線変圧器	構造損傷	ボルト	13.51	7.34
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用コントロール センタ	機能損傷	— (水平方向評価)	5.49	2.70
				0.22	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	屋外配管ダクト (タービン建物~排 気筒)	構造損傷	—	3.80	2.13
				0.14	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	取水槽	構造損傷	—	2.66	1.49
				0.14	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	タービン建物	構造損傷	—	1.99	0.96
				0.29	
				0.15	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (6 / 7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r	
				β_u	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却系熱交換器	構造損傷	胴板	6.47	3.51
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却水ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.78	1.64
				0.14	
				0.18	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水ポンプ	機能損傷	— (水平方向評価)	1.42	0.73
				0.22	
				0.18	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水系電動弁 (バタフライ)	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.47	0.68
				0.21	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却系配管	構造損傷	配管本体	1.41	0.63
				0.25	
				0.24	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水系配管	構造損傷	配管本体	1.41	0.63
				0.25	
				0.24	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水ストレーナ	構造損傷	ボルト	3.62	1.97
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却系サージ タンク	構造損傷	ボルト	9.65	5.24
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 直流母線盤	機能損傷	— (水平方向評価)	7.70	3.55
				0.22	
				0.25	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 蓄電池	構造損傷	ボルト	35.74	19.41
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	5.90	2.72
				0.22	
				0.25	
減圧	逃がし安全弁	機能損傷	— (水平方向評価)	9.01	3.76
				0.27	
				0.26	
減圧	逃がし安全弁窒素ガ ス供給系空気作動弁 (グローブ)	機能損傷	— (水平方向評価)	6.32	2.64
				0.27	
				0.26	
減圧	逃がし安全弁窒素ガ ス供給系配管	構造損傷	配管本体	5.14	2.29
				0.25	
				0.24	
減圧	逃がし安全弁アキュ ムレータ	構造損傷	胴板	109.97	60.72
				0.20	
				0.16	
低圧注水系	残留熱除去ポンプ室 冷却機	構造損傷	ボルト	9.61	5.22
				0.20	
				0.17	
低圧注水系	残留熱除去系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
低圧注水系	残留熱除去系熱 交換器	構造損傷	ボルト	2.09	0.92
				0.25	
				0.25	
低圧注水系	残留熱除去ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (7 / 7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r	
				β_u	
低圧注水系	残留熱除去系 電動弁(ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.02	0.84
				0.27	
				0.26	
低圧注水系	残留熱除去系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
低圧注水系	サプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68	0.79
				0.22	
				0.24	
残留熱除去系	残留熱除去ポンプ室 冷却機	構造損傷	ボルト	9.61	5.22
				0.20	
				0.17	
残留熱除去系	残留熱除去系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
残留熱除去系	残留熱除去系 熱交換器	構造損傷	ボルト	2.09	0.92
				0.25	
				0.25	
残留熱除去系	残留熱除去ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	
残留熱除去系	残留熱除去系 電動弁(ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.02	0.84
				0.27	
				0.26	
残留熱除去系	残留熱除去系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
残留熱除去系	残留熱除去系 電動弁(グローブ)	機能損傷	— (水平方向評価)	1.88	0.77
				0.28	
				0.26	
残留熱除去系	サプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68	0.79
				0.22	
				0.24	

第 1.2.1.b-1 表 敷地周辺の活断層諸元（宍道断層による地震）

No.	断層名	評価ケース	断層長さ (km)	モーメントマグニチュードMw		断層最短距離 (km)	平均活動間隔 (活動度)
				入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾	武村(1998) ⁽¹³⁾		
1	宍道断層	基本震源モデル※1	39	6.9	7.1	2.8	地質調査結果及び 文献に基づき設定 (第1.2.1.b-5表)
		断層傾斜角の不確かさを考慮した ケース		6.9	7.1	2.4	
		破壊伝播速度の不確かさを考慮した ケース		—※2			
		すべり角の不確かさを考慮したケース		—※2			
		アスペリティの不確かさを考慮した ケース（一塊：正方形）		—※2			
		アスペリティの不確かさを考慮した ケース（一塊：縦長）		—※2			
		中越沖地震の短周期レベルの不確かさ を考慮したケース		—※2			
		断層傾斜角と破壊伝播速度の不確かさ の組合せケース		—※2			
		断層傾斜角と横ずれ断層の短周期 レベルの組合せケース		—※2			
		破壊伝播速度と横ずれ断層の短周期 レベルの組合せケース		—※2			

※1 基本震源モデルの断層パラメータ

断層長さ (39km), 断層傾斜角 (90°), 破壊伝播速度 (0.72Vs), すべり角 (180°), アスペリティ (2個), 短周期レベル (レシピ)

※2 断層モデルを用いた手法において設定する微視的パラメータの不確かさであることから, 距離減衰式の評価ケースとしては考慮しない。

第 1.2.1.b-2 表 敷地周辺の活断層諸元 (F-III断層 + F-IV断層 + F-V断層による地震)

No.	断層名	評価ケース	断層長さ (km)	地震規模M ^{※2}		等価震源距離 (km)	平均活動間隔 ^{※5} (活動度)
				松田(1975) ⁽¹⁴⁾	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾ 武村(1990) ⁽¹⁵⁾		
2	F-III断層 + F-IV断層 + F-V断層	基本震源モデル ^{※1}	48	7.6	7.7	17.3	14500年(B級) 77300年(C級)
		断層傾斜角の不確かさを考慮したケース		7.6	— ^{※3}	16.7	
		破壊伝播速度の不確かさを考慮したケース			— ^{※4}		
		すべり角の不確かさを考慮したケース			— ^{※4}		
		アスペリティの不確かさを考慮したケース (一塊：縦長)			— ^{※3}		
		アスペリティの不確かさを考慮したケース (一塊：縦長)			— ^{※3}		
中越沖地震の短周期レベルの不確かさを考慮したケース		— ^{※4}					
	断層位置の不確かさを考慮したケース		53	— ^{※3}		16700年(B級) 88700年(C級)	

※1 基本震源モデルの断層パラメータ

断層長さ (48km), 断層傾斜角 (70°), 破壊伝播速度 (0.72Vs), すべり角 (180°), アスペリティ (3個), 短周期レベル (レシピ)

※2 Mと Xeq の関係より, 距離減衰式として用いる耐専式の適用範囲外になる武村(1998)⁽¹³⁾ による地震規模Mは考慮しない。

※3 Mと Xeq の関係より, 距離減衰式として用いる耐専式の適用範囲外になる評価ケースは考慮しない。

※4 断層モデルを用いた手法において設定する微視的パラメータの不確かさであることから, 距離減衰式の評価ケースとしては考慮しない。

※5 松田(1975)⁽¹⁴⁾ による地震規模に基づき平均活動間隔を一例として示す (松田(1975)⁽¹⁴⁾ による地震規模とすべり量の関係式から求まるすべり量と, 奥村・石川(1998)⁽¹⁶⁾ に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定)。

第1.2.1.1.b-3表 敷地周辺の活断層諸元 (主要な活断層による地震)

No	断層名	断層長さ (km)	地震規模M			等価震源距離 (km)	平均活動間隔※ (活動度)
			松田(1975) ⁽¹⁴⁾	武村(1998) ⁽¹³⁾	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾ 武村(1990) ⁽¹⁵⁾		
3	大社衝上断層	28	7.2	7.4	7.2	24.8	44500年(C級)
4	F _K -1断層	19	7.0	7.1	6.9	31.5	6300年(B級) 33700年(C級)
5	K-1撓曲+K-2撓曲 +F _{KO} 断層	36	7.4	7.5	7.4	52.8	11000年(B級) 58600年(C級)
6	K-4撓曲+K-6撓曲 +K-7撓曲	19	7.0	7.1	6.9	18.1	6300年(B級) 33700年(C級)
7	鳥取沖西部断層+鳥取沖 東部断層	98	8.2	8.3	8.1	71.0	33300年(B級) 177000年(C級)
8	大田沖断層	53	7.7	7.8	7.7	64.0	16700年(B級) 88700年(C級)
9	F57断層	108	8.2	8.3	8.2	90.0	33300年(B級) 177000年(C級)

※ 松田(1975)⁽¹⁴⁾による地震規模に基づき平均活動間隔を一例として示す(松田(1975)⁽¹⁴⁾による地震規模とすべり量の関係式から求めるすべり量と、奥村・石川(1998)⁽¹⁶⁾に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定)。

第1.2.1.b-4表 敷地周辺の活断層諸元（その他の活断層による地震）

No	断層名	断層長さ (km)	地震規模 M ^{*1}	等価震源距離 (km)	平均活動間隔 (活動度)
10	田の戸断層	5	6.9	16.0	29400年 (C級) ^{※2}
11	大船山東断層	4	6.9	16.1	29400年 (C級) ^{※2}
12	仏経山北断層	5	6.9	26.2	29400年 (C級) ^{※2}
13	東来待-新田畑断層	11	6.9	20.2	29400年 (C級) ^{※2}
14	柳井断層	2	6.9	18.3	29400年 (C級) ^{※2}
15	三刀屋北断層	7	6.9	32.1	29400年 (C級) ^{※2}
16	半場-石原断層	5	6.9	25.7	29400年 (C級) ^{※2}
17	布部断層	8	6.9	32.1	29400年 (C級) ^{※2}
18	東忌部断層	3	6.9	17.3	29400年 (C級) ^{※2}
19	山王寺断層	3	6.9	22.2	29400年 (C級) ^{※2}
20	大井断層	5	6.9	16.0	29400年 (C級) ^{※2}
21	F h - 1 断層	7	6.9	34.3	29400年 (C級) ^{※2}
22	F h - 2 断層	5	6.9	44.2	29400年 (C級) ^{※2}
23	F h - 3 断層	5.5	6.9	43.2	29400年 (C級) ^{※2}
24	F h - 4 断層	4.5	6.9	50.4	29400年 (C級) ^{※2}
25	鹿野-吉岡断層	26	7.2	105.8	6900年 ^{※3}
26	那岐山断層帯	32	7.3	100.3	38500年 ^{※3}
27	筒賀断層	58	7.8	123.1	12000年 ^{※4}
28	日南湖断層	13	6.9	48.5	20000年 ^{※4}
29	岩坪断層	10	6.9	101.0	20000年 ^{※4}
30	安田断層	5	6.9	90.5	20000年 ^{※4}
31	角ヶ山南断層	6	6.9	99.1	29400年 (C級) ^{※2}
32	債原断層	3.3	6.9	91.9	29400年 (C級) ^{※2}
33	尾田断層	2.5	6.9	72.4	29400年 (C級) ^{※2}
34	大立断層	1	6.9	67.3	29400年 (C級) ^{※2}
35	庄原断層	10	6.9	75.5	29400年 (C級) ^{※2}
36	上布野・二反田断層	7	6.9	75.2	29400年 (C級) ^{※2}
37	山内断層	8	6.9	78.5	29400年 (C級) ^{※2}
38	畠敷南断層	5	6.9	82.0	29400年 (C級) ^{※2}
39	船佐断層	6	6.9	89.0	29400年 (C級) ^{※2}

※1 孤立した短い活断層(断層長さ18km未満)については、震源断層が地震発生層(深さ2~20km)の上限から下限まで広がっているものと仮定し、断層幅18km、断層長さ18kmでモデル化し、松田(1975)⁽¹⁴⁾に基づきM6.9として設定。

※2 松田(1975)⁽¹⁴⁾による地震規模とすべり量の関係式から求まるすべり量と、奥村・石川(1998)⁽¹⁶⁾に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定。

※3 地震調査研究推進本部(2016)⁽¹⁾に記載の平均活動間隔の中央値。

※4 地震調査研究推進本部(2016)⁽¹⁾に記載の平均活動間隔。

第1.2.1.b-5表 宍道断層による地震の発生頻度

(a) 地質調査結果

	設定値	設定根拠
最新活動時期	3000年前 7000年前 11000年前	<ul style="list-style-type: none"> ・南講武におけるトレンチ調査結果より、宍道断層は約 25000 年前以降に 2 回活動があり、最新活動時期は約 3000～11000 年前の期間と推定。3000～11000 年前を「イベント 1」、11000～25000 年前を「イベント 2」とした。 ・最新活動時期はイベント 1 期間の(新)3000年前、(中間)7000年前、(古)11000年前に設定。 ・平均活動間隔はイベント 1 と 2 のそれぞれの期間の(新)、(中間)、(古)を対応させて、(新)3000～11000年前の8000年、(中間)7000～18000年前の11000年、(古)11000～25000年前の14000年に設定。
平均活動間隔	8000年 11000年 14000年	
イメージ図		

(b) 地震調査研究推進本部(2016) (1)

	設定値	設定根拠
最新活動時期	1137年前 3700年前 4800年前 5900年前	<ul style="list-style-type: none"> ・地震調査研究推進本部(2016) (1) によると、宍道(鹿島)断層の活動時期は奈良時代～鎌倉時代、約3700～5900年前、約7300～11000年前、最新活動時期は約3700～5900年前であった可能性もあり、平均活動間隔は約3300～4900年とされている。渡辺ほか(2006) (17) では、鹿島断層の奈良時代～鎌倉時代の最新活動は、880年出雲の地震に対応する可能性が高いとされている。出雲の地震に対応する1137年前を「イベント 1」、3700～5900年前を「イベント 2」とした。 ・最新活動時期はイベント 1 の1137年前と、イベント 2 期間の(新)3700年前、(中間)4800年前、(古)5900年前に設定。 ・平均活動間隔は地震調査研究推進本部(2016) (1) に示される間隔の(短)3300年、(中間)4100年、(長)4900年に設定。
平均活動間隔	3300年 4100年 4900年	
イメージ図		

(c) [新編] 日本の活断層 (2), 今泉ほか(2018) (18)

	設定値	設定根拠
活動度	B級 C級	<ul style="list-style-type: none"> ・[新編] 日本の活断層 (2) によると、宍道断層に該当する法田、高尾山、森山、宍道断層[北][南]、古浦東方の活動度はC級とされ、今泉ほか(2018) (18) によると、宍道(鹿島)断層帯の活動度はB～C級とされていることから、活動度をB級、C級に設定。
平均活動間隔	12600年(B級) 67300年(C級)	<ul style="list-style-type: none"> ・松田(1975) (14) による地震規模Mとすべり量D(m)の関係式 [$\log D = 0.6M - 4.0$] から求まるすべり量と、奥村・石川(1998) (16) に記載の平均変位速度S(mm/年) [B級: 0.25, C級: 0.047] より平均活動間隔T(年) [$T = 1,000D / S$] を算定し、12600年(B級)、67300年(C級)に設定。

第1.2.1.b-6表 対象領域の最大Mの設定値

文献	対象領域	最大M	根拠となる歴史地震
萩原(1991) ⁽³⁾	L ₂ ^{※1}	7.3	2000年鳥取県西部地震
	M ^{※2}	6.6, 6.8, 7.0	1729年能登の地震
		6.9	2007年能登半島地震
垣見ほか(2003) ⁽⁴⁾	10C4	7.0	868年播磨・山城の地震
	10C5	7.3	2000年鳥取県西部地震
	10D1	6.6, 6.8, 7.0	1729年能登の地震
	10D2	6.6	1940年島根県沖の地震

※1 萩原(1991)⁽³⁾のL₂領域における最大Mは1872年浜田地震による7.1±0.2であるが、萩原(1991)⁽³⁾以降に起こった2000年鳥取県西部地震のMは7.3であり、1872年浜田地震のM以上となることから、最大Mを7.3に設定。

※2 萩原(1991)⁽³⁾のM領域における最大Mは1729年能登の地震による6.6～7.0であるが、萩原(1991)⁽³⁾以降に起こった2007年能登半島地震のMは6.9であり、1729年能登の地震のMの中央値より大きく、上限値より小さいことから、それぞれの地震を考慮して最大Mを設定。

第1.2.1.b-7表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方（1／3）

(a) 宍道断層による地震

項目	分岐		重み	考え方
評価ケース 〔断層モデル〕	基本震源モデル		1/2	基本震源モデルと不確かさケースの分岐の重みを1：1とし、不確かさケースのそれぞれの分岐の重みは等配分した。
	不確かさを考慮したケース (9ケース)		1/18	
評価ケース 〔距離減衰式〕	基本震源モデル		1/2	
	不確かさを考慮したケース (1ケース)		1/2	
地震規模	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾		1/2	2つの算定式の分岐とし、重みは等配分した。
	武村(1998) ⁽¹³⁾		1/2	
発生頻度の モデル	地質調査結果		1/3	3つの知見の分岐とし、重みは等配分した。
	地震調査研究推進本部(2016) ⁽¹⁾		1/3	
	[新編]日本の活断層 ⁽²⁾ 今泉ほか(2018) ⁽¹⁸⁾		1/3	
最新活動時期	地質調査 結果	3000年前	1/3	調査結果に基づく3つの設定値の分岐とし、重みは等配分した。
		7000年前	1/3	
		11000年前	1/3	
	地震調査研 究推進本部 (2016) ⁽¹⁾	1137年前	1/2	1137年前(880年出雲の地震に対応)と他の設定値の分岐の重みを1：1とし、他の設定値のそれぞれの分岐の重みは等配分した。
		3700年前	1/6	
		4800年前	1/6	
5900年前		1/6		
平均活動間隔	地震調査研 究推進本部 (2016) ⁽¹⁾	3300年	1/3	文献に基づく3つの設定値の分岐とし、重みは等配分した。
		4100年	1/3	
		4900年	1/3	
活動度	[新編]日本の 活断層 ⁽²⁾ , 今 泉ほか(2018) ⁽¹⁸⁾	B級	1/2	文献に基づきB級とC級の分岐とし、重みは等配分した。
		C級	1/2	
地震動評価 手法	断層モデル		4/5	断層が敷地近傍にあるため断層モデルを重視し、距離減衰式との分岐の重みは4：1とした。
	距離減衰式		1/5	

第1.2.1.b-7表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方（2／3）

(b) F-Ⅲ断層+F-Ⅳ断層+F-V断層による地震

項目	分岐		重み	考え方
評価ケース 〔断層モデル〕	基本震源モデル		1/2	基本震源モデルと不確かさケースの分岐の重みを1：1とし、不確かさケースのそれぞれの分岐の重みは等配分した。
	不確かさを考慮したケース (7ケース)		1/14	
評価ケース 〔距離減衰式〕	基本震源モデル		1/2	
	不確かさを考慮したケース (1ケース)		1/2	
地震規模	松田(1975) ⁽¹⁴⁾		1/2	2つの算定式の分岐とし、重みは等配分した。
	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾ 武村(1990) ⁽¹⁵⁾		1/2	
活動度	B級		1/2	活動度が不明なためB級とC級の分岐とし、重みは等配分した。
	C級		1/2	
地震動評価 手法	断層モデル		4/5	断層が敷地近傍にあるため断層モデルを重視し、距離減衰式との分岐の重みは4：1とした。
	距離減衰式		1/5	
	距離減衰式	耐専式 (内陸補正有り)	3/4	内陸地殻内地震の短周期レベルに関する知見等に基づき、内陸補正有りと無しの分岐の重みは3：1とした。
	耐専式 (内陸補正無し)	1/4		

第1.2.1.b-7表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方 (3/3)

(c) 主要な活断層 (No. 3～9) , その他の活断層 (No. 10～39) による地震

項目	分岐	重み	考え方
地震規模 〔主要な活断層〕	松田(1975) ⁽¹⁴⁾	1/3	3つの算定式の分岐とし、重みは等配分した。
	武村(1998) ⁽¹³⁾	1/3	
	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾ 武村(1990) ⁽¹⁵⁾	1/3	
活動度 〔主要な活断層〕	B級	1/2	大社衝上断層以外の主要な活断層は活動度が不明なためB級とC級の分岐とし、重みは等配分した。なお、大社衝上断層は「[新編]日本の活断層」 ⁽²⁾ よりC級とした。
	C級	1/2	
地震動評価手法 〔主要な活断層 その他の活断層〕	耐専式 (内陸補正有り)	3/4	内陸地殻内地震の短周期レベルに関する知見等に基づき、内陸補正有りとなしとの分岐の重みは3:1とした。
	耐専式 (内陸補正無し)	1/4	

(d) 領域震源による地震

項目	分岐	重み	考え方
領域区分	萩原(1991) ⁽³⁾	1/2	2つの領域区分の分岐とし、重みは等配分した。
	垣見ほか(2003) ⁽⁴⁾	1/2	
最大M	最大Mの幅の中央値	1/2	文献に示される各領域の歴史地震の最大値を当該領域の最大規模とし、歴史地震の規模の記載に幅がある場合、上限値と中央値と下限値の分岐とし、重みは1:2:1とした。
	最大Mの幅の上限値	1/4	
	最大Mの幅の下限値	1/4	
地震動評価手法	耐専式 (内陸補正有り)	3/4	内陸地殻内地震の短周期レベルに関する知見等に基づき、内陸補正有りとなしとの分岐の重みは3:1とした。
	耐専式 (内陸補正無し)	1/4	

第1.2.1.c-1-1表 考慮する不確かさ要因の例

評価方法		偶然的な不確かさ (β_r)	認識論的な不確かさ (β_u)
建 物	現実的耐力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造材料定数 ・ 損傷限界時ひずみ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 施工精度 ・ 実験データの統計的精度 ・ 耐力評価式の誤差
	現実的応答	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造材料定数 ・ 地盤材料定数 	<ul style="list-style-type: none"> ・ モデル形態 ・ 剛性評価の仮定 ・ 復元力特性のモデル化 ・ 耐震要素の評価範囲

第1.2.1.c-1-2表 損傷限界点の現実的な値 (地震P S A学会標準)

損傷限界点の指標		平均値	変動係数
せん断ひずみ	ボックス壁	5.36×10^{-3}	0.24
	円筒壁	9.77×10^{-3}	0.33

第1.2.1.c-1-3表 地盤物性値

層区分	地盤せん断 波速度 V_s (m/s)	単位体積 重量 γ (kN/m ³)	ポアソン比 ν	せん断 弾性係数 G ($\times 10^5$ kN/m ²)	ヤング係数 E ($\times 10^5$ kN/m ²)
岩盤①	250	20.6	0.446	1.31	3.80
岩盤②	900	23.0	0.388	19.0	52.9
岩盤③	1600	24.5	0.377	64.0	176.5
岩盤④	1950	24.5	0.344	95.1	256.0
岩盤⑤	2000	26.0	0.339	105.9	283.4
岩盤⑥	2350	27.9	0.355	157.9	427.6

第1.2.1.c-1-4表 物性値（原子炉建物）

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： F _c =23.5 (N/mm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.25×10 ⁴	0.938×10 ⁴	5

第1.2.1.c-1-5表 物性値（制御室建物）

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： F _c =22.1 (N/mm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.20×10 ⁴	0.918×10 ⁴	5

第1.2.1.c-1-6表 物性値（タービン建物）

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： F _c =23.5 (N/mm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.25×10 ⁴	0.938×10 ⁴	5

第1.2.1.c-1-7表 物性値（廃棄物処理建物）

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： F _c =23.5 (N/mm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.25×10 ⁴	0.938×10 ⁴	5

第1.2.1.c-1-8表 現実的な物性値の評価方法

物性値		現実的な物性値の評価方法
構造材料定数	コンクリート強度 F_c	平均値 : $1.4 \times$ 設計基準強度 変動係数 : 0.13
	コンクリートの減衰定数 h	平均値 : 5 % 変動係数 : 0.25
地盤材料定数	地盤のせん断波速度 V_s	平均値 : 設計値 変動係数 : 0.10

第1.2.1.c-1-9表 建物のばね定数と減衰定数

(原子炉建物 中央値 EW方向)

部材 番号	位置	剛性 ($\times 10^9 \text{kN} \cdot \text{m}/\text{rad}$)		減衰定数 (%)
		回転剛性		
K θ 1	5-11, 11-19	回転剛性	2.450	4.85
	6-12, 12-20			
K θ 2	14-27	回転剛性	150.6	4.85

第1.2.1.c-1-10表(1) 地盤のばね定数と減衰係数

(原子炉建物 中央値 NS方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K $_g$, C $_g$)	1.529×10^9	2.217×10^7
底面回転ばね (K θ , C θ)	2.109×10^{12}	4.599×10^9

※ ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は, kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-10表(2) 地盤のばね定数と減衰係数

(原子炉建物 中央値 EW方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K $_g$, C $_g$)	1.495×10^9	2.115×10^7
底面回転ばね (K θ , C θ)	2.987×10^{12}	9.513×10^9

※ ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は, kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-11表(1) 地盤のばね定数と減衰係数

(制御室建物 中央値 NS方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	5.032×10^8	2.827×10^6
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	7.359×10^{10}	2.325×10^7

※ ばね定数の単位は、kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は、kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-11表(2) 地盤のばね定数と減衰係数

(制御室建物 中央値 EW方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	4.801×10^8	2.570×10^6
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	1.548×10^{11}	1.287×10^8

※ ばね定数の単位は、kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は、kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-12表(1) 地盤のばね定数と減衰係数

(タービン建物 中央値 NS方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	9.343×10^8	2.152×10^7
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	1.363×10^{12}	4.755×10^9

※ ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は, kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-12表(2) 地盤のばね定数と減衰係数

(タービン建物 中央値 EW方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	8.750×10^8	1.865×10^7
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	3.903×10^{12}	3.489×10^{10}

※ ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は, kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第 1.2.1.c-1-13 表(1) 地盤のばね定数と減衰係数

(廃棄物処理建物 中央値 NS方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	9.446×10^8	9.383×10^6
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	6.949×10^{11}	8.151×10^8

※ ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は, kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-13表(2) 地盤のばね定数と減衰係数

(廃棄物処理建物 中央値 EW方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	9.436×10^8	9.374×10^6
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	7.055×10^{11}	9.338×10^8

※ ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は, kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-2-1表 強度係数の中央値の算出結果

	損傷部位	せん断力 (kN)	せん断耐力 (kN)	せん断破壊の照査値	強度係数 F_s の中央値
取水槽	床版	1,350	6,748	0.20	5.00
屋外配管ダクト (タービン建物~排気筒)	側壁	204	1,470	0.14	7.14

第1.2.1.c-2-2表 強度係数 F_s の不確かさに対する対数標準偏差の設定

	対数標準偏差		備考
	β_r	β_u	
強度係数 F_s	0.07	0.15	地震PSA学会標準 (解説118) の解説118表2による値
F_s 設定値	0.10	0.15	

第1.2.1.c-2-3表 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 , 構造物への入力地震動に関する係数 F_2 , 構造物の地震応答に関する係数 F_3 の中央値及び不確かさに対する対数標準偏差の設定

	中央値	対数標準偏差		備考
		β_r	β_u	
解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1	0.87	0.00	0.00	不確かさは地震ハザード評価に含まれるため考慮しない。
F_1 設定値	0.87	0.00	0.00	
構造物への入力地震動に関する係数 F_2 , 構造物の地震応答に関する係数 F_3	1.00	0.10	0.15	地震PSA学会標準 (解説118) の解説118表2による値
F_2, F_3 設定値	1.00	0.10	0.15	

第 1.2.1.c-2-4 表 取水槽

	中央値	対数標準偏差	
		β_r	β_u
強度係数 F_s	5.00	0.10	0.15
塑性エネルギー吸収係数 F_μ	1.00	0.00	0.00
耐力係数 F_c	5.00	0.10	0.15
解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1	0.87	0.00	0.00
構造物への入力地震動に関する係数 F_2	1.00	0.10	0.15
構造物の地震応答に関する係数 F_3			
応答係数 F_R	0.87	0.10	0.15

第 1.2.1.c-2-5 表 屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒)

	中央値	対数標準偏差	
		β_r	β_u
強度係数 F_s	7.14	0.10	0.15
塑性エネルギー吸収係数 F_μ	1.00	0.00	0.00
耐力係数 F_c	7.14	0.10	0.15
解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1	0.87	0.00	0.00
構造物への入力地震動に関する係数 F_2	1.00	0.10	0.15
構造物の地震応答に関する係数 F_3			
応答係数 F_R	0.87	0.10	0.15

第1.2.1.c-3-1表 考慮する不確かさ要因の整理

評価方法		偶然的不確かさ (β_r)	認識論的不確かさ (β_u)
機器配管系	現実的耐力	・機能試験データの統計的精度	・機能試験データの統計的精度 ・材料物性値
	現実的応答	・モード合成法 ・減衰定数	・減衰定数 ・床応答スペクトル ・解析モデル化

第1.2.1.c-3-2表 構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方

	要求機能	損傷限界	考え方
構造損傷	支持機能 バウンダリ機能	引張強さ (S_u)	・塑性エネルギー吸収効果の小さい機器に用いる ・ S_u の規格値に含まれる余裕を考慮する (SUS材: 1.13倍, SUS材以外 1.17倍)
		塑性限界 (弾性限界 S_y を許容塑性率 μ で補正)	・塑性エネルギー吸収効果の大きい機器に用いる ・ S_y の規格値に含まれる余裕を考慮する (SUS材: 1.13倍, SUS材以外 1.17倍) ・弾性限界以降の塑性限界までの塑性エネルギー 吸収効果を許容塑性率 μ で補正する。
機能損傷	動的機能	機能限界 加速度 (損傷加速度)	・機能維持確認済加速度を機能限界加速度の HCLPFとする。

第1.2.1.c-3-3表 建物の応答係数

方向	係数		中央値	β_r	β_u	
水平	F 1	建物のスペクトル形状係数	※	0.00	0.00	
		地盤モデルに関するサブ応答係数	1.00			
	F 2	基礎による入力損失に関するサブ応答係数	1.00			
		建物減衰	1.00	0.20	0.15	
	F 3	建物振動モデルに関するサブ応答係数	1.00			
		建物剛性	1.00			
		地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数	1.00			
	鉛直	F 1	建物のスペクトル形状係数	※	0.00	0.00
			地盤モデルに関するサブ応答係数	1.00		
F 2		基礎による入力損失に関するサブ応答係数	1.00			
		建物減衰	1.00	0.10	0.15	
F 3		建物振動モデルに関するサブ応答係数	1.00			
		建物剛性	1.00			
		地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数	1.00			
			非線形応答に関するサブ応答係数	1.00		

※ 建物のスペクトル形状係数は設備に応じ個別に算定する

第1.2.1.d-1表 起因事象の発生頻度

起因事象	発生頻度 (／炉年)
外部電源喪失	1.5E-04
原子炉建物損傷	3.1E-08
原子炉格納容器損傷	3.4E-07
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07
格納容器バイパス	3.5E-09
Excessive LOCA	4.2E-07
制御室建物損傷	1.4E-08
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10
計装・制御系喪失	1.5E-07
直流電源喪失	5.8E-09
交流電源・補機冷却系喪失	3.9E-06

第1.2.1.d-2表 評価対象システム一覧

分類	評価対象システム
起因事象	外部電源
	原子炉建物
	原子炉格納容器
	原子炉圧力容器
	格納容器バイパス
	原子炉冷却材圧力バウンダリ
	制御室建物
	廃棄物処理建物
	計装・制御系
	直流電源
	交流電源・補機冷却系
緩和系	スクラム系
	SRV開・SRV再閉
	原子炉隔離時冷却系
	高圧炉心スプレイ系
	原子炉減圧
	低圧注水系
	残留熱除去系

第1.2.1.d-3表 人的過誤評価結果

人的過誤		ストレス ファクタ	余裕時間 (分)	過誤確率 平均値	E F
起因事象 発生前	手動弁開／閉忘れ	1	—	2.7E-05	10
	スクラム排水容器水位高警報	1	—	2.7E-04	10
起因事象 発生後	原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	10	30	2.0E-02	10
	手動減圧操作失敗	10	30	2.0E-02	10

第1.2.1.d-4表 炉心損傷頻度（起因事象別）

起因事象	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
外部電源喪失	2.9E-06	37
原子炉建物損傷	3.1E-08	0.4
原子炉格納容器損傷	3.4E-07	4.3
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07	2.2
格納容器バイパス	3.5E-09	<0.1
Excessive LOCA	4.2E-07	5.2
制御室建物損傷	1.4E-08	0.2
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10	<0.1
計装・制御系喪失	1.5E-07	1.9
直流電源喪失	5.8E-09	<0.1
交流電源・補機冷却系喪失	3.9E-06	49
合計	7.9E-06	100

第1.2.1.d-5表 起因事象別の炉心損傷頻度，主要な事故シナリオケーンズ及びカットセット

起因事象	主要な事故シナリオケーンズ	炉心損傷頻度 (／炉年) (起因事象別の炉心損傷頻度 (／炉年))	主要なカットセット
外部電源喪失	外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗	1. 1E-06 (2. 9E-06)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + RHR 電動弁 (グローバル弁) の損傷 外部電源受電設備の損傷 + RHR 電動弁 (ゲート弁) の損傷
原子炉建物損傷	原子炉建物損傷	3. 1E-08 (3. 1E-08)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物の損傷
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	3. 4E-07 (3. 4E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器スタビライザの損傷
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	1. 7E-07 (1. 7E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器スタビライザの損傷
格納容器バイパス	格納容器バイパス	3. 5E-09 (3. 5E-09)	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の損傷
Excessive LOCA	Excessive LOCA	4. 2E-07 (4. 2E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内配管の損傷
制御室建物損傷	制御室建物損傷	1. 4E-08 (1. 4E-08)	<ul style="list-style-type: none"> 制御室建物の損傷
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物損傷	1. 8E-10 (1. 8E-10)	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物処理建物の損傷
計装・制御系喪失	計装・制御系喪失	1. 5E-07 (1. 5E-07)	<ul style="list-style-type: none"> ケープル・トレイの損傷
直流電源喪失	外部電源喪失 + 直流電源喪失	5. 8E-09 (5. 8E-09)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + 115V系充電器盤の損傷 外部電源受電設備の損傷 + 115V系直流盤の損傷
交流電源・補機冷却系喪失	外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	2. 0E-06 (3. 9E-06)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + 燃料移送配管の損傷 外部電源受電設備の損傷 + RSWポンプの損傷

RHR：残留熱除去系，RSW：原子炉補機海水系

第1.2.1.d-6表 炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
高圧・低圧注水機能喪失	9.3E-07	12
高圧注水・減圧機能喪失	1.0E-07	1.3
全交流動力電源喪失	3.4E-06	42
崩壊熱除去機能喪失	1.6E-06	20
原子炉停止機能喪失	8.5E-07	11
原子炉建物損傷	3.1E-08	0.4
原子炉格納容器損傷	3.4E-07	4.3
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07	2.2
格納容器バイパス	3.5E-09	<0.1
Excessive LOCA	4.2E-07	5.2
制御室建物損傷	1.4E-08	0.2
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10	<0.1
計装・制御系喪失	1.5E-07	1.9
合計	7.9E-06	100

第1.2.1.d-7表 事故シケケンスグループ別の炉心損傷頻度，主要な事故シケケンス及びカットセット (2/2)

事故シケケンスグループ	主要な事故シケケンス	炉心損傷頻度 (ノ炉年) (事故シケケンスグループ別の の炉心損傷頻度 (ノ炉年))	主要なカットセット
原子炉建物損傷	原子炉建物損傷	3. 1E-08 (3. 1E-08)	・原子炉建物の損傷
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	3. 4E-07 (3. 4E-07)	・原子炉格納容器スタビライザの損傷
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	1. 7E-07 (1. 7E-07)	・原子炉圧力容器スタビライザの損傷
格納容器バイパス	格納容器バイパス	3. 5E-09 (3. 5E-09)	・主蒸気隔離弁の損傷
E x c e s s i v e L O C A	E x c e s s i v e L O C A	4. 2E-07 (4. 2E-07)	・原子炉格納容器内配管の損傷
制御室建物損傷	制御室建物損傷	1. 4E-08 (1. 4E-08)	・制御室建物の損傷
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物損傷	1. 8E-10 (1. 8E-10)	・廃棄物処理建物の損傷
計装・制御系喪失	計装・制御系喪失	1. 5E-07 (1. 5E-07)	・ケーブル・トレイの損傷

第1.2.1.d-8表 炉心損傷頻度（地震加速度区分別）

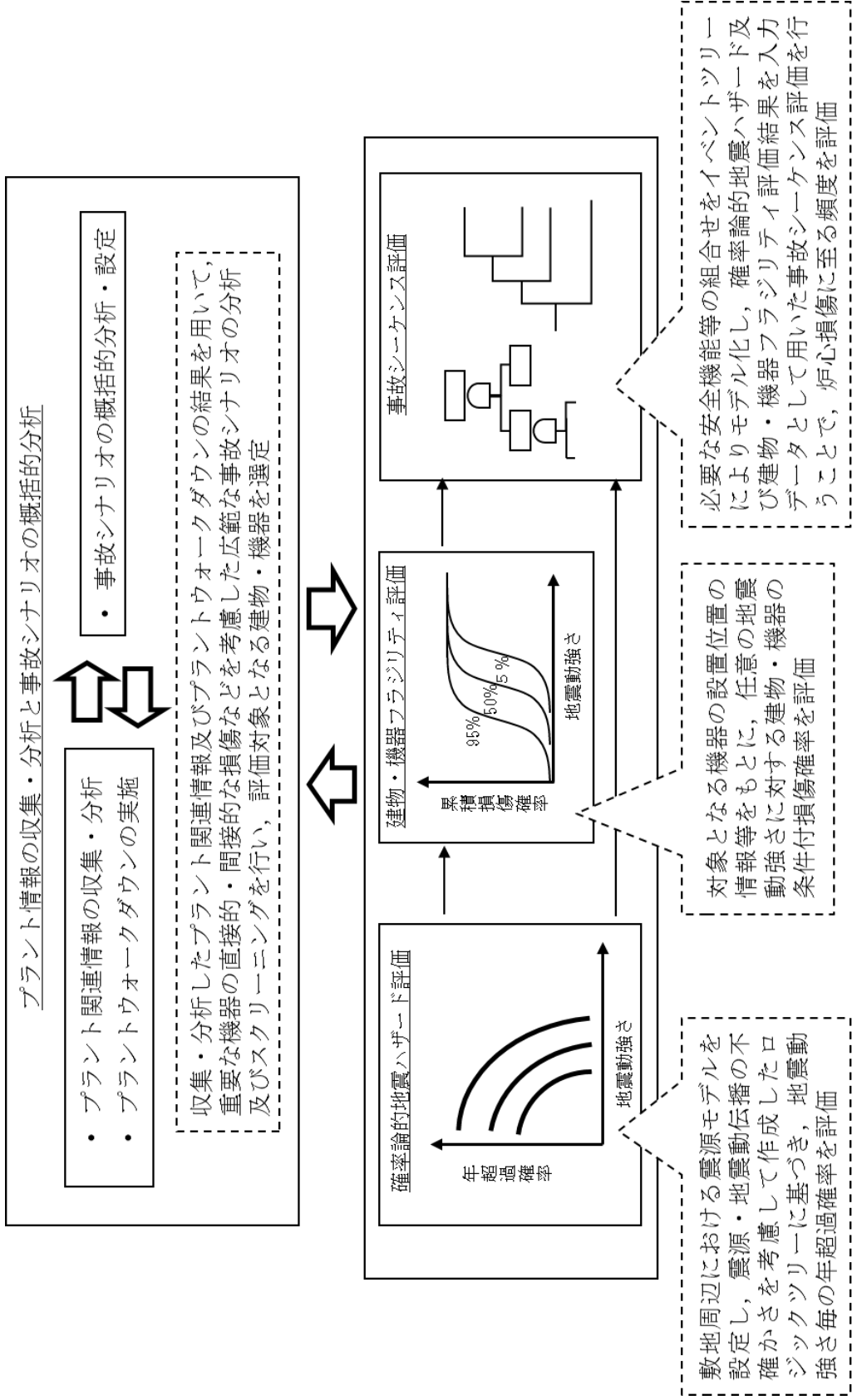
地震加速度区分	地震発生頻度 (/年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
0.0G~0.2G	3.0E-02	8.1E-10	<0.1
0.2G~0.4G	3.4E-04	1.6E-08	0.2
0.4G~0.6G	1.7E-04	5.6E-07	7.1
0.6G~0.8G	2.8E-05	1.6E-06	20
0.8G~1.0G	4.5E-06	1.9E-06	24
1.0G~1.2G	2.0E-06	1.8E-06	22
1.2G~1.4G	9.6E-07	9.6E-07	12
1.4G~1.6G	4.9E-07	4.9E-07	6.1
1.6G~1.8G	2.7E-07	2.7E-07	3.4
1.8G~2.0G	1.6E-07	1.6E-07	2
2.0G~3.0G	2.1E-07	2.1E-07	2.7
合 計		7.9E-06	100

第1.2.1.d-9表 重要度解析結果 (F V重要度)

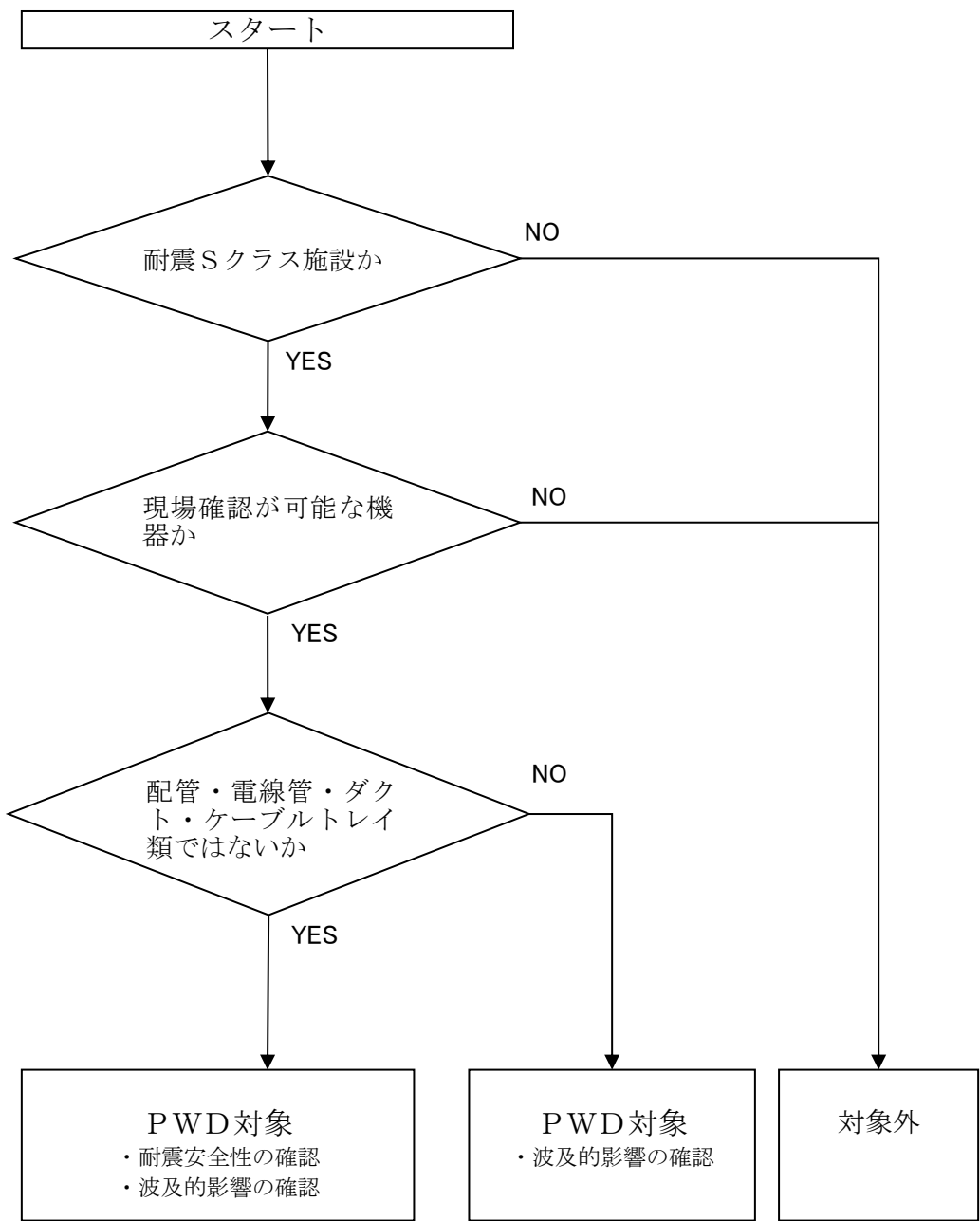
機器名称	F V重要度	H C L P F (G)
燃料移送系配管	7.6E-02	0.67
原子炉補機海水系配管	6.5E-02	0.68
原子炉補機海水ポンプ	4.2E-02	0.73
原子炉補機冷却系 電動弁 (グローブ弁)	4.0E-02	0.73
原子炉補機海水系 電動弁 (バタフライ弁)	3.8E-02	0.74
ディーゼル燃料 貯蔵タンク	3.4E-02	0.75
格納容器内配管	2.9E-02	0.75
残留熱除去系 電動弁 (グローブ弁)	2.7E-02	0.77
サプレッション・ チェンバ	2.6E-02	0.79
残留熱除去系 電動弁 (ゲート弁)	1.4E-02	0.84

第1.2.1.d-10表 完全独立の影響に係る感度解析の対象機器

機器名称	F V 重要度
燃料移送系配管	7.6E-02
原子炉補機海水系配管	6.5E-02
原子炉補機海水ポンプ	4.2E-02
原子炉補機冷却系 電動弁（グローブ弁）	4.0E-02
原子炉補機海水系 電動弁（バタフライ弁）	3.8E-02
ディーゼル燃料 貯蔵タンク	3.4E-02
残留熱除去系 電動弁（グローブ弁）	2.7E-02
残留熱除去系 電動弁（ゲート弁）	1.4E-02
残留熱除去系配管	1.0E-02
非常用ディーゼル発電機	1.0E-02
原子炉補機冷却系配管	1.0E-02



第1.2.1-1図 地震レベル1 PRA評価フロー



第 1.2.1.a-1 図 プラントワークダウン対象施設選定フロー

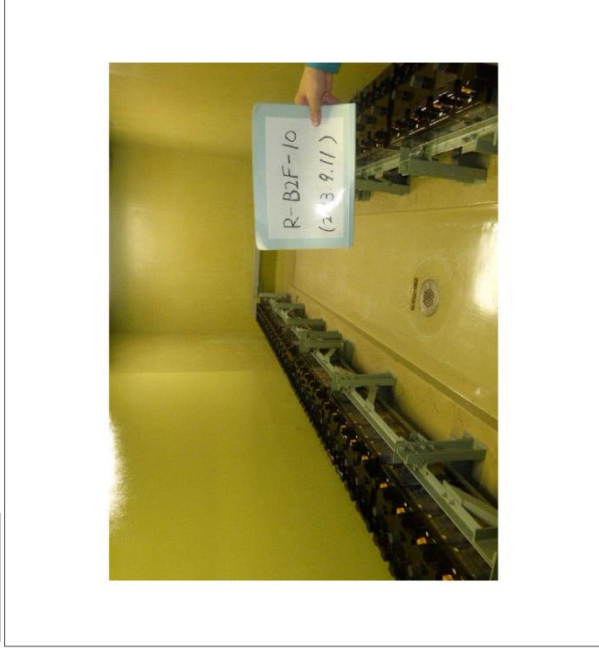
地震 PSA プラントウォータウナチェックシート (機器・配管系) シート番号 12

プラント	島根原子力発電所 2 号機
建物名	R/B・T/B・Rw/B・C/B・屋外・その他 ()
フロア	B2F・B1F・MB1F・1F・2F・M2F・3F・4F・5F・その他 ()
設置場所 (エリア)	R-B2F-10
対象機器	設置場所内の対象機器

1次評価 確認項目	確認項目	チェック
耐震 安全 性の 確認	① 基礎のコンクリートに問題 (ひび割れ/劣化等) がある	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	② 緩んでいるボルト/ナットがある	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	③ ボルト/ナット類が喪失、または、劣化している	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	④ アンカーボルトに影響を与える事項がある	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	⑤ 耐震性に影響するサポート機器が適切に取り付けられていない	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	⑥ 外部から接続されたケーブルが柔軟になっていない	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	⑦ 盤等の内部の部品がしっかりと固定されていない	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	⑧ 対象機器の上部に固定されていない重量物がある	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	⑨ 対象機器とその他機器は適切な離隔距離が設けられていない	Y <input checked="" type="checkbox"/>
	⑩ 対象機器周辺に固定されていない重量物がある	Y <input checked="" type="checkbox"/>
波及 影響 の確認		

1次評価 判定	実施日	2013年9月11日
	確認者	XXXXXXXXXX
	評価への反映	要 (2次評価へ) <input checked="" type="checkbox"/>
	特記事項	なし

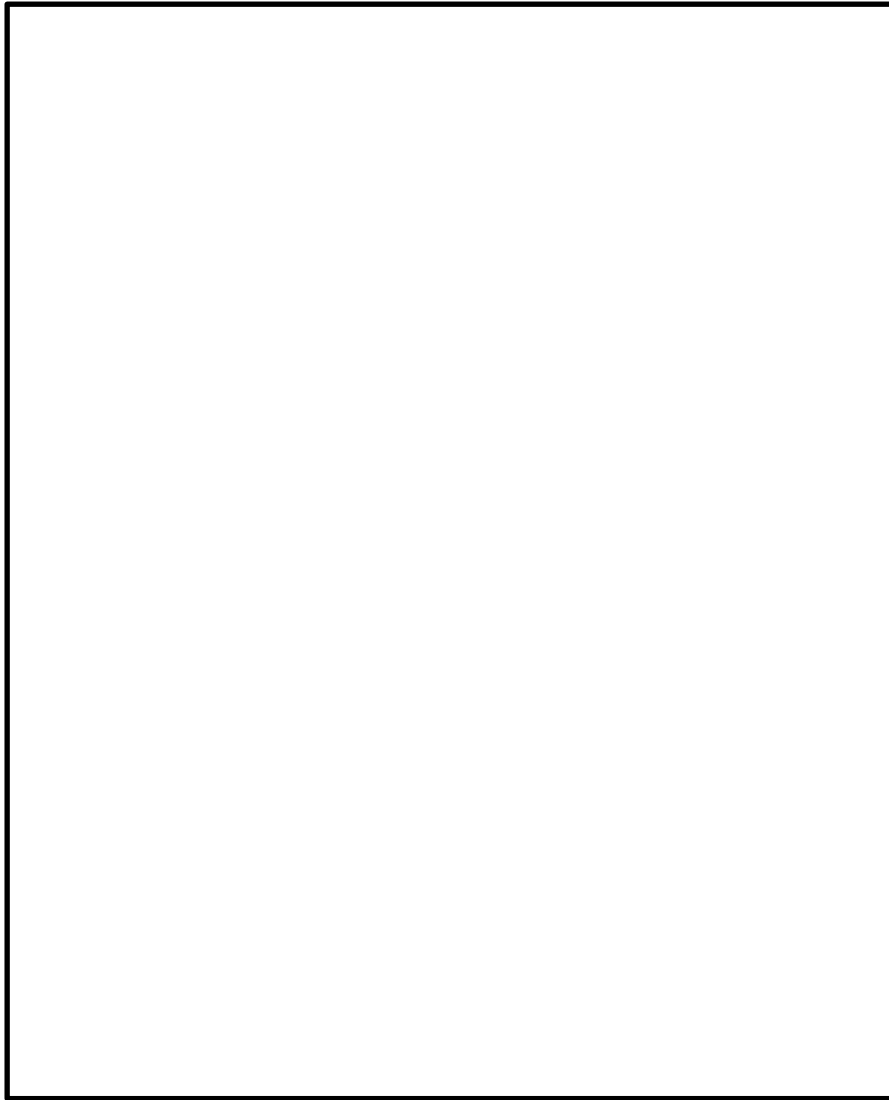
1次評価 現場写真



2次評価 判定	実施日	
	確認者	
	評価への反映	要 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>
	評価内容	

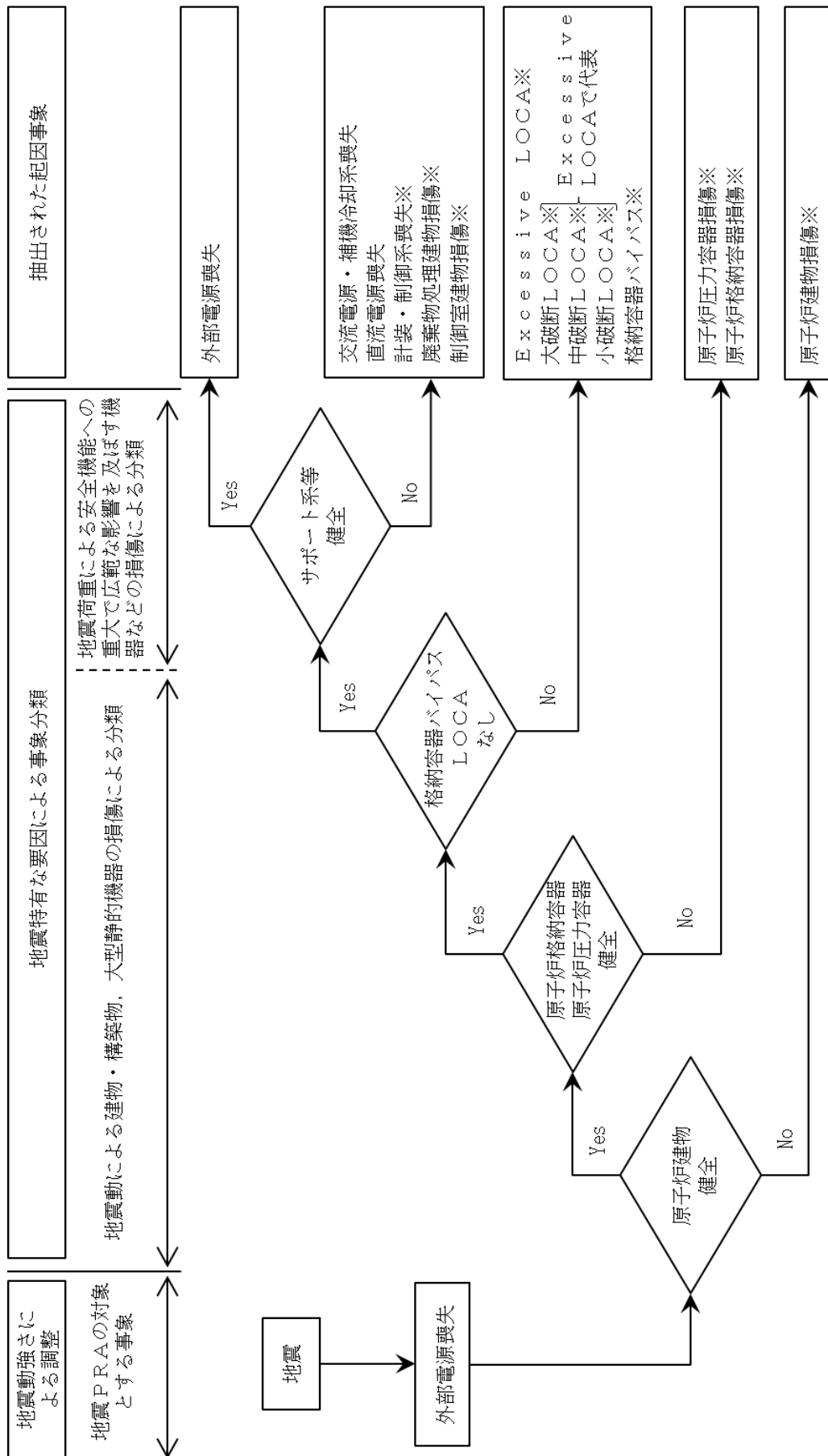
第1.2.1.a-2図 プラントウォータウナ実施結果の例 (1 / 2)

設置エリア	機器番号	機器名
R-B2F-10	-	高圧炉心スプレイス系蓄電池
R-B2F-11	2-2265H	高圧炉心スプレイス系直流盤
	2-2267H	高圧炉心スプレイス系充電器盤
R-B2F-12	2HPCS-M/C	2HPCS-メタクラ
	2-2220H1	制御盤
	2-2220H2	自動電圧調整器盤
	2-2220H3	整流器盤
	2-2220H4	リアクトル盤
	2-2220H5	整流器用変圧器盤
	2-2220H6	飽和変流器盤
	2-2220H7	中性点接地装置盤
	2HPCS-C/C	2HPCSコントロールセンタ
	2-2216H	HPCS電気室空調換気継電器盤
	2-2220H1	HPCS-ディーゼル発電機制御盤
	2RCB-80H	HPCS-ディーゼル発電機速度検出用変換器箱



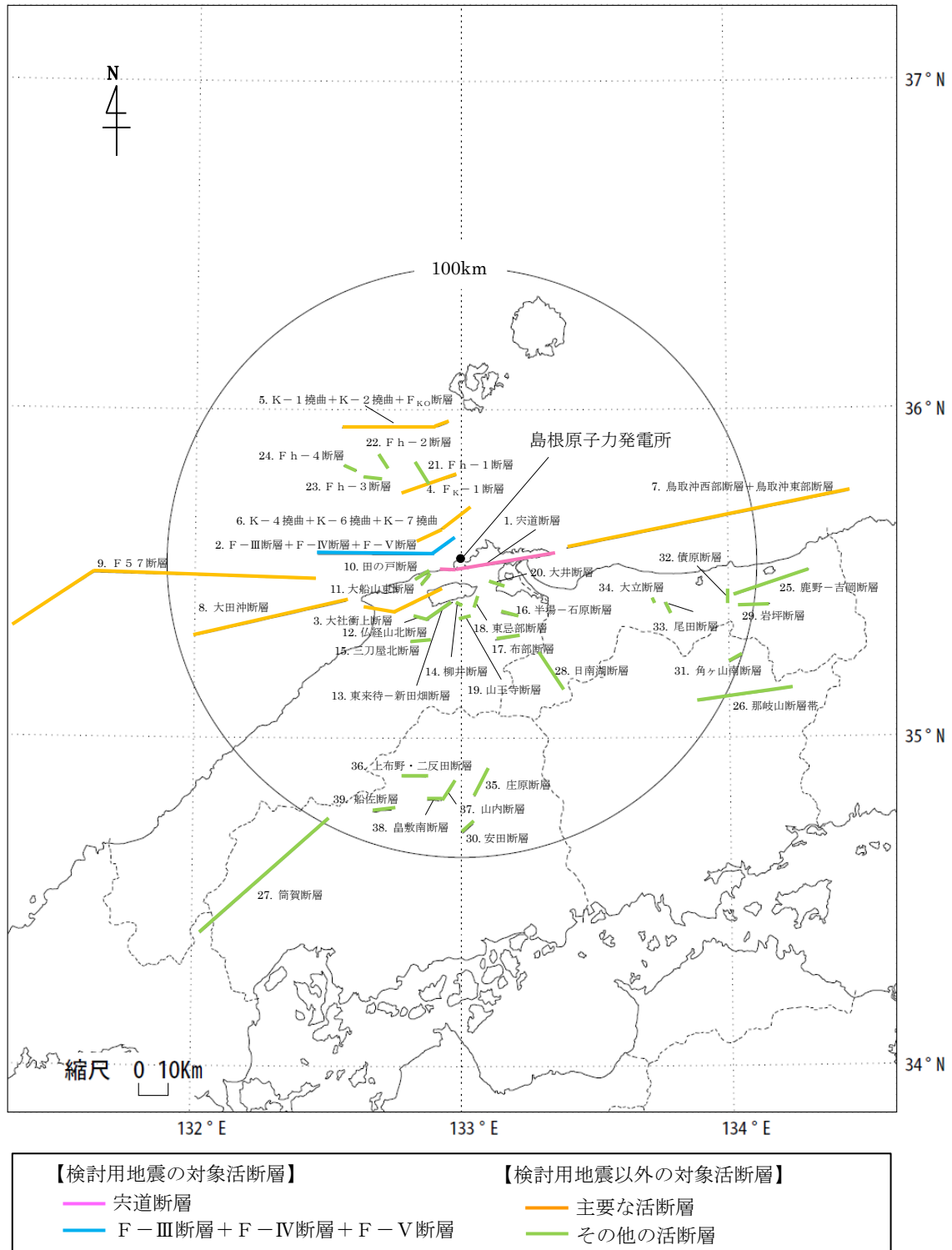
第1.2.1.a-2図 プラントウォークダウン実施結果の例 (2/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

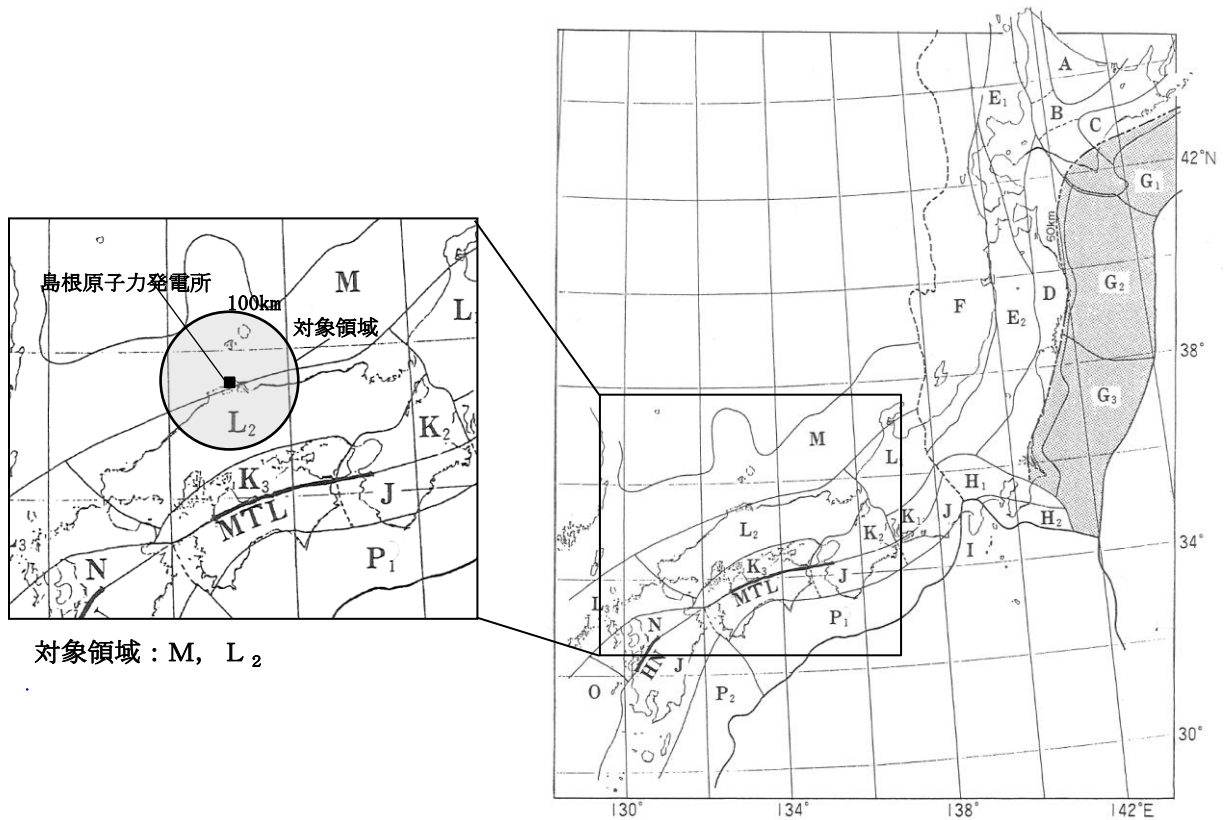


※ 炉心損傷に直結する事象とした

第1.2.1.a-3図 起因事象の抽出フロー



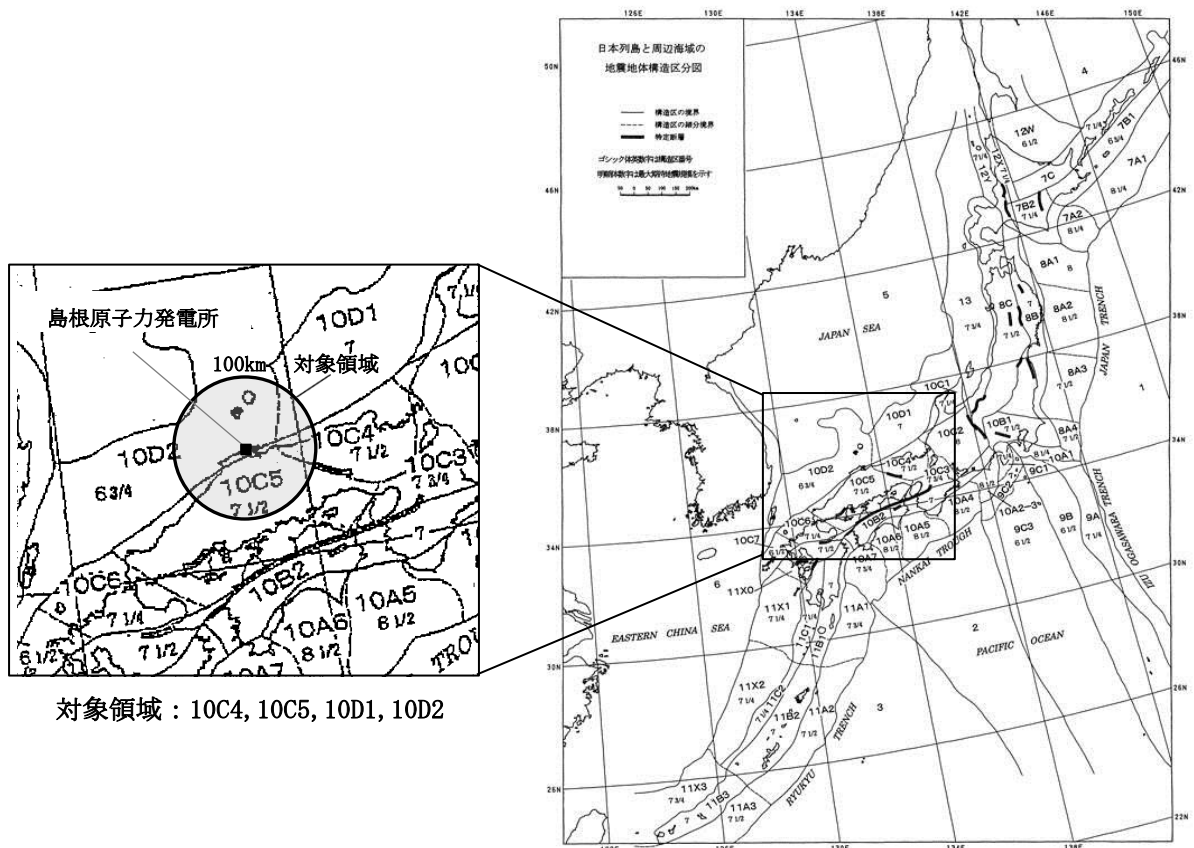
第1.2.1.b-1図 敷地周辺の活断層分布



対象領域 : M, L₂

[萩原 (1991) に一部加筆。]

萩原(1991) (3) に基づく対象領域

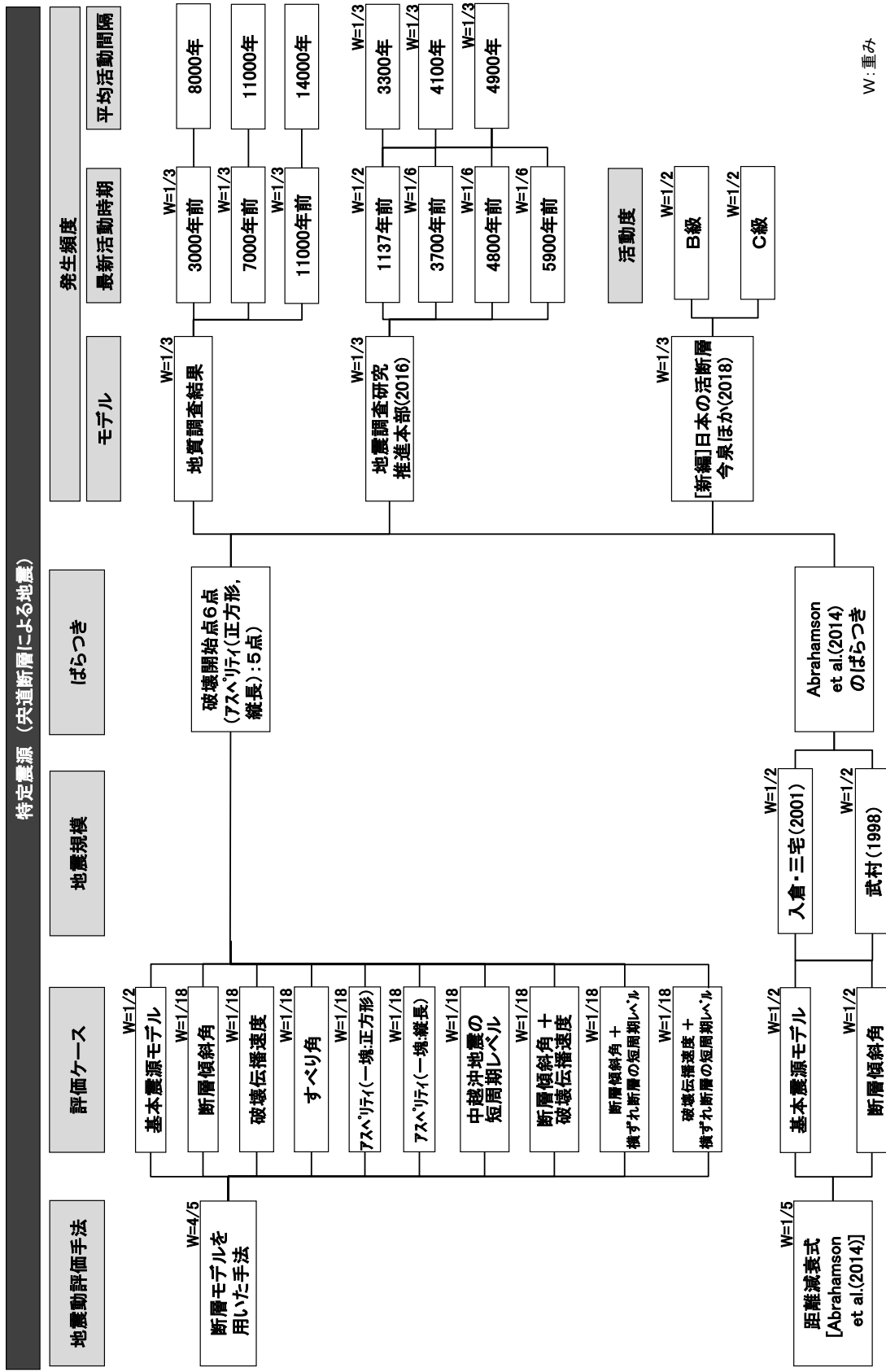


対象領域 : 10C4, 10C5, 10D1, 10D2

[垣見ほか(2003) に一部加筆。]

垣見ほか(2003) (4) に基づく対象領域

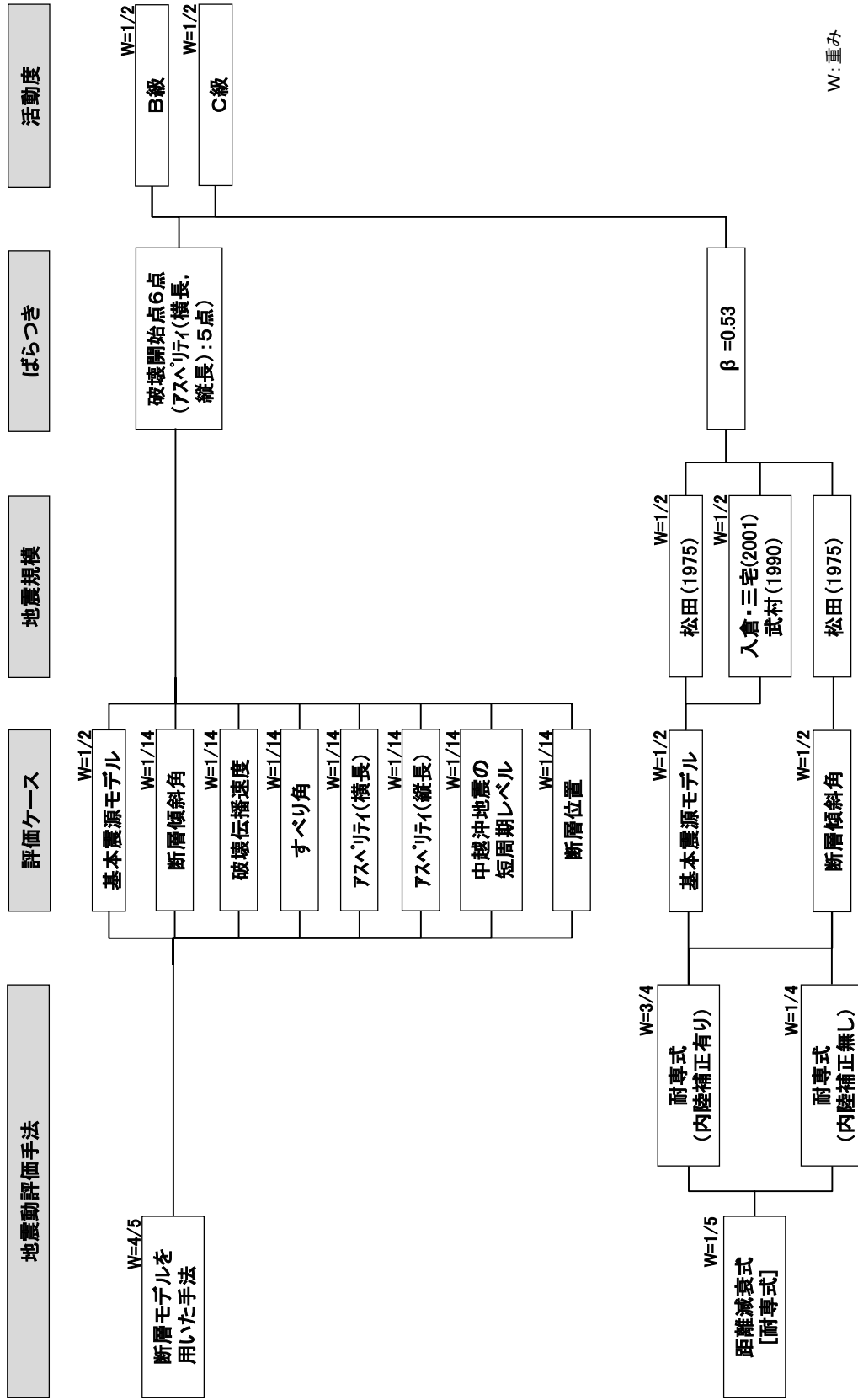
第1.2.1.b-2図 領域震源モデルの対象領域



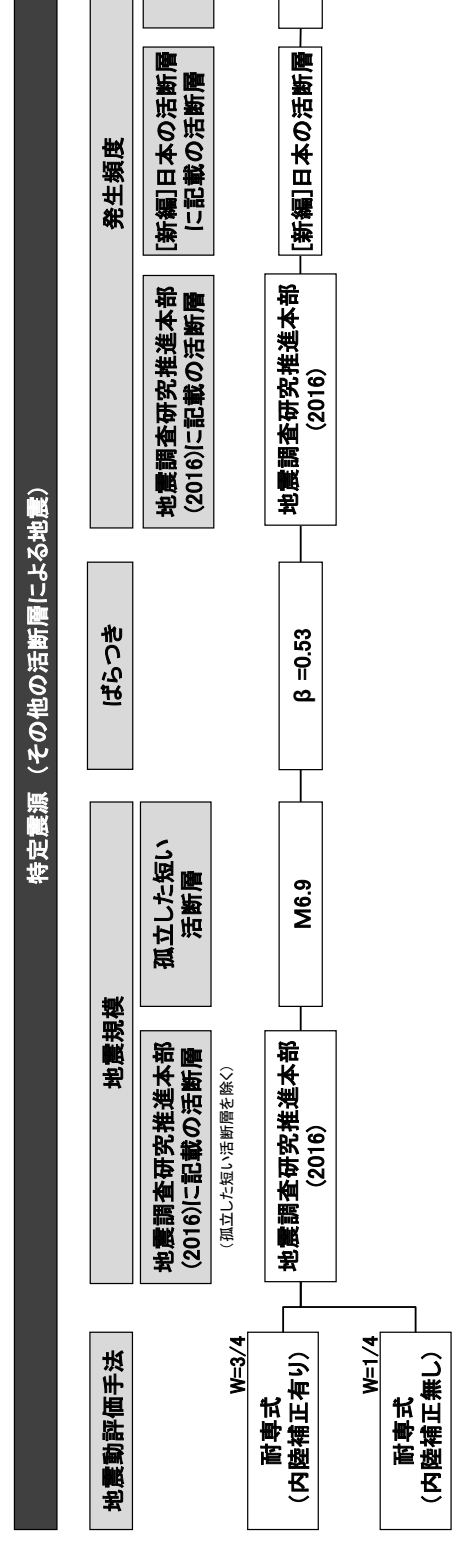
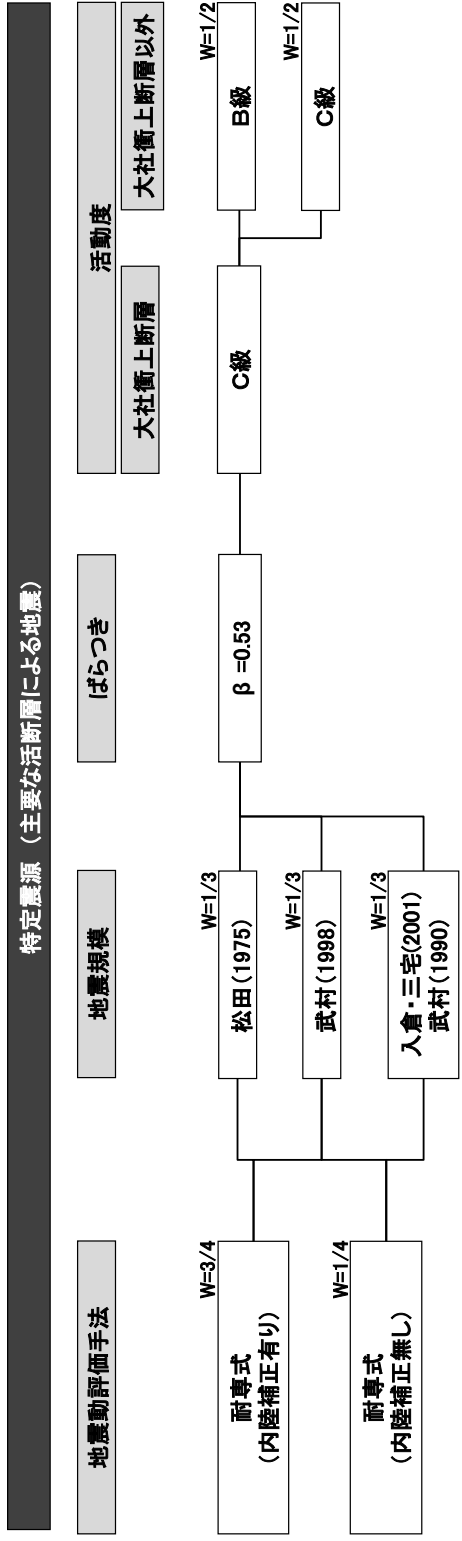
W: 重み

第1.2.1.1.b-3図 中央断層による地震のロジックツリー

特定震源 (F-I断層+F-II断層+F-III断層+F-IV断層+F-V断層による地震)

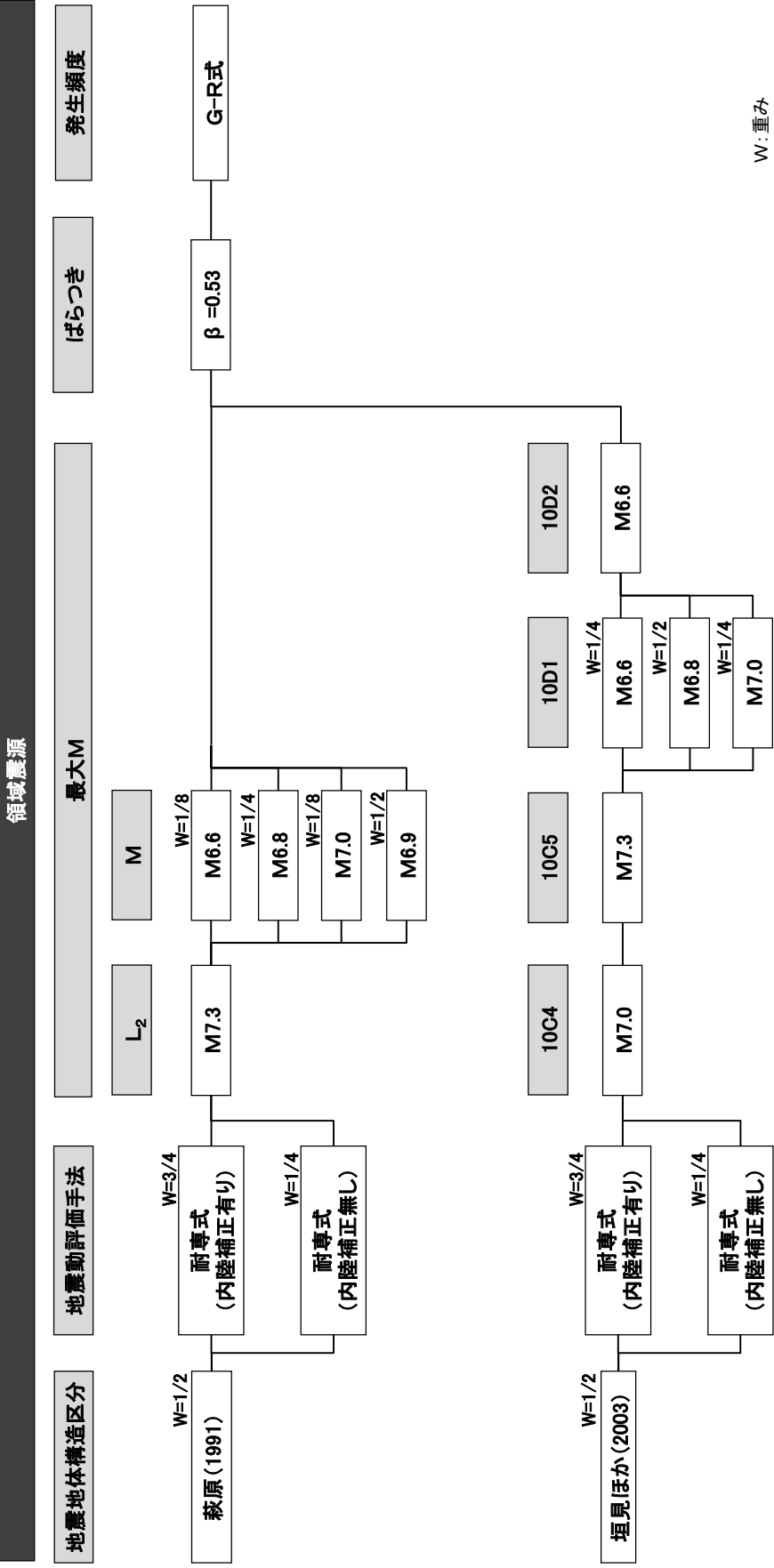


第1.2.1.b-4図 F-I断層+F-II断層+F-III断層+F-IV断層+F-V断層による地震のロジックツリー

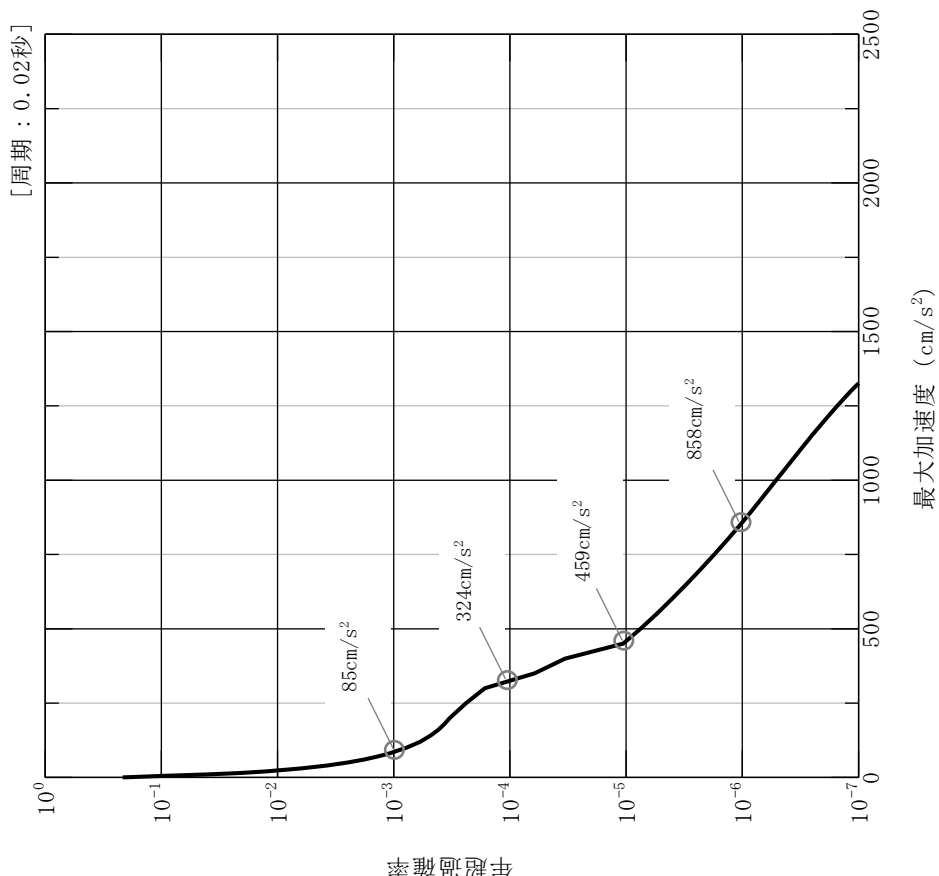
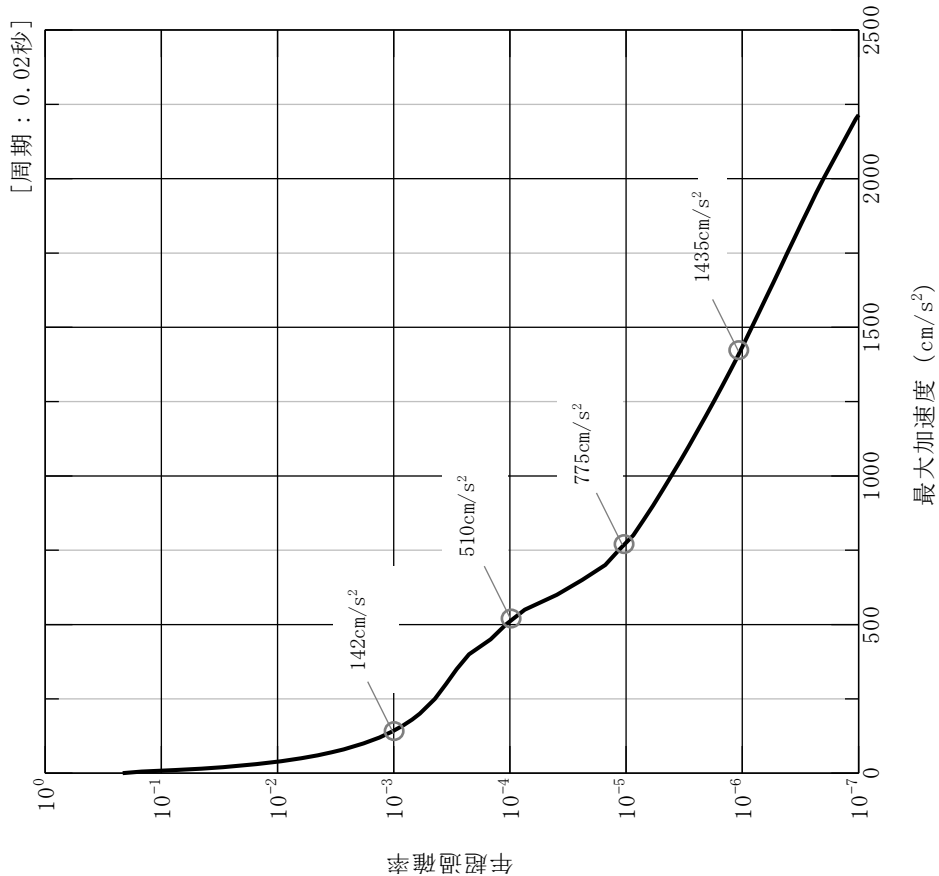


W: 重み

第1.2.1.b-5図 主要な活断層及びその他の活断層による地震のロジックツリー

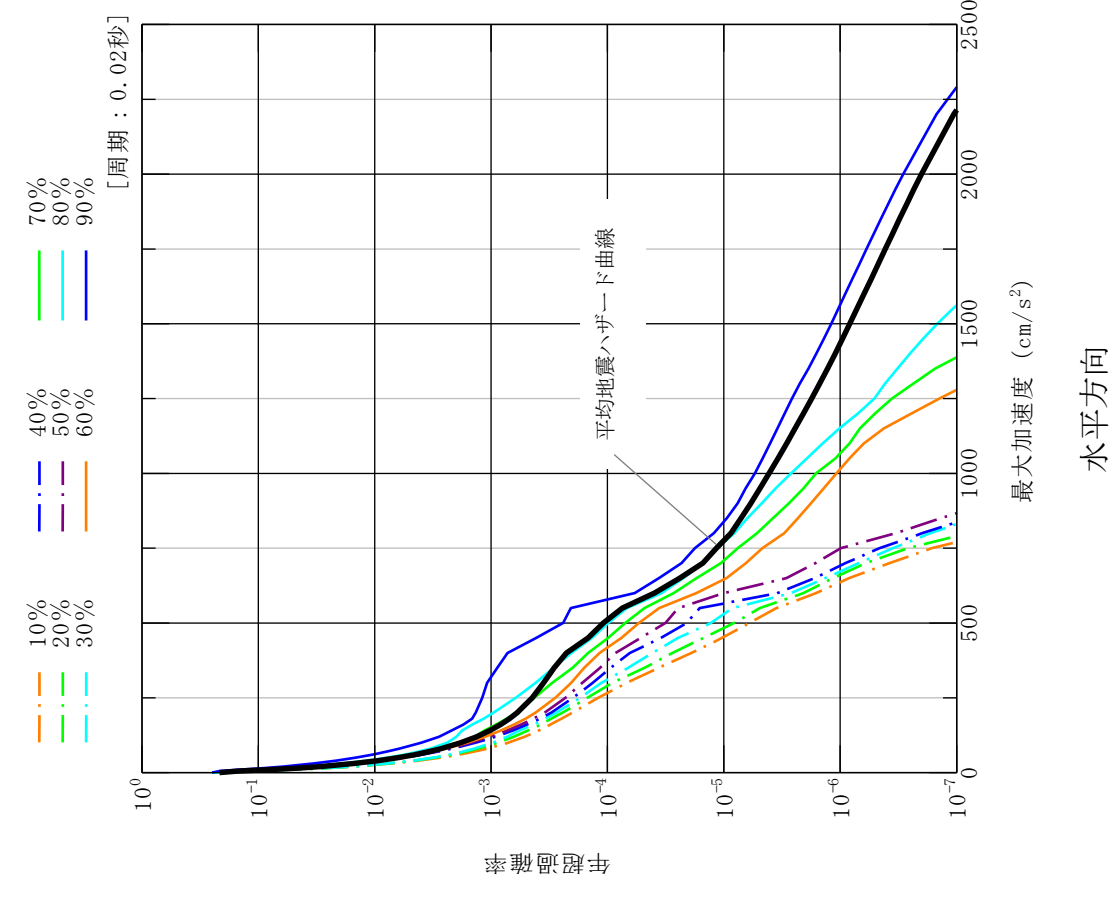
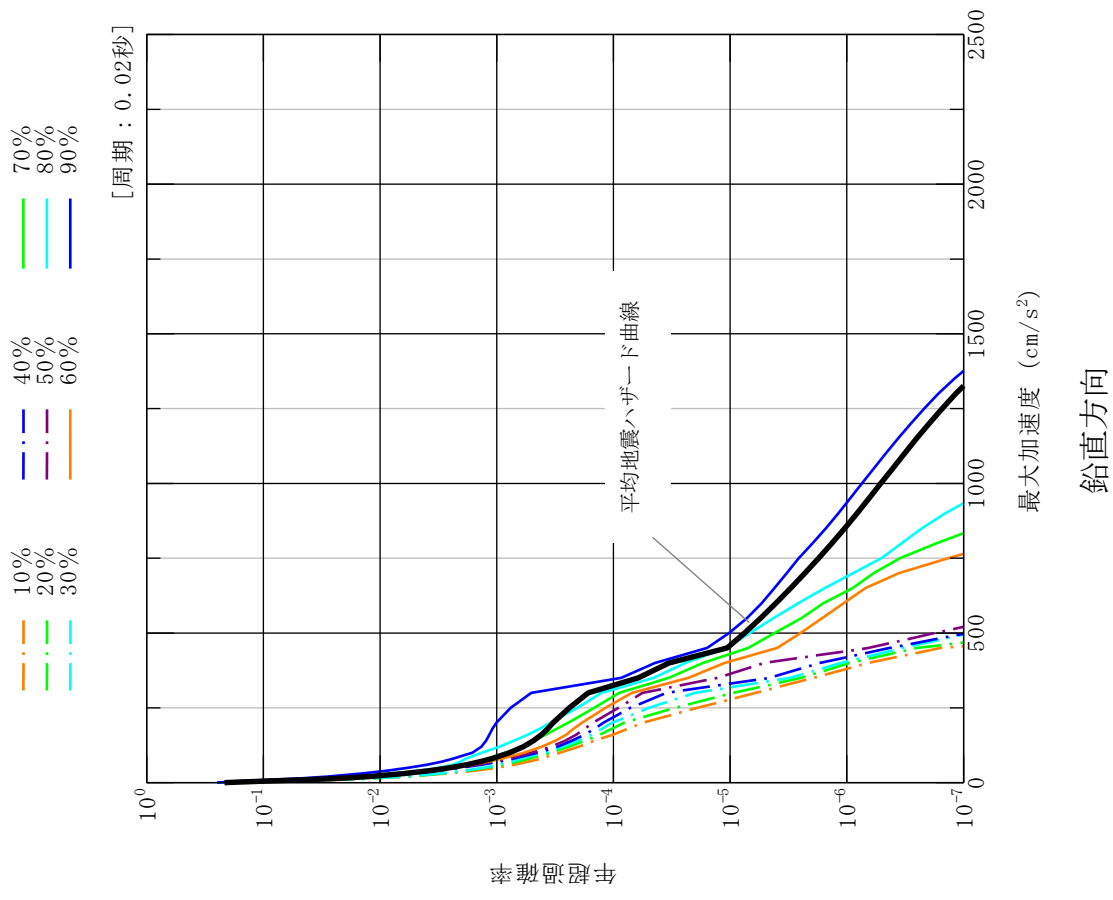


第1.2.1.1.b-6図 領域震源による地震のログクックツリー

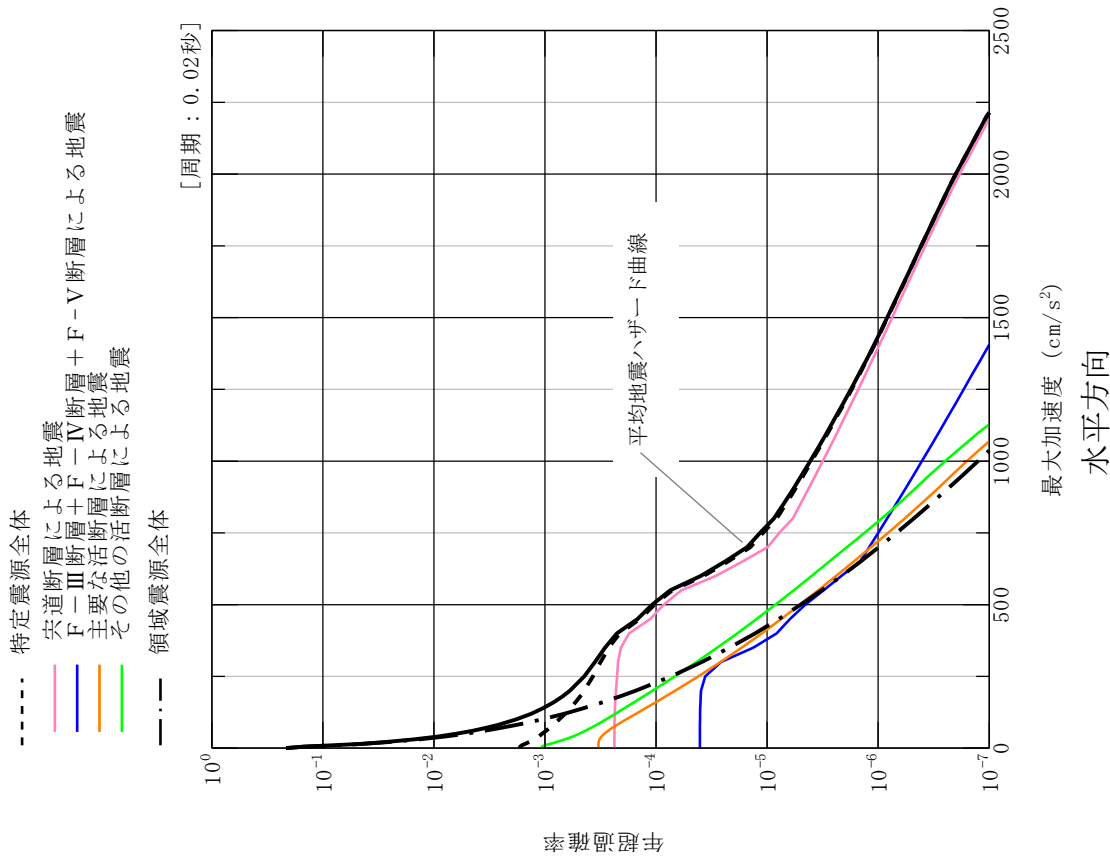
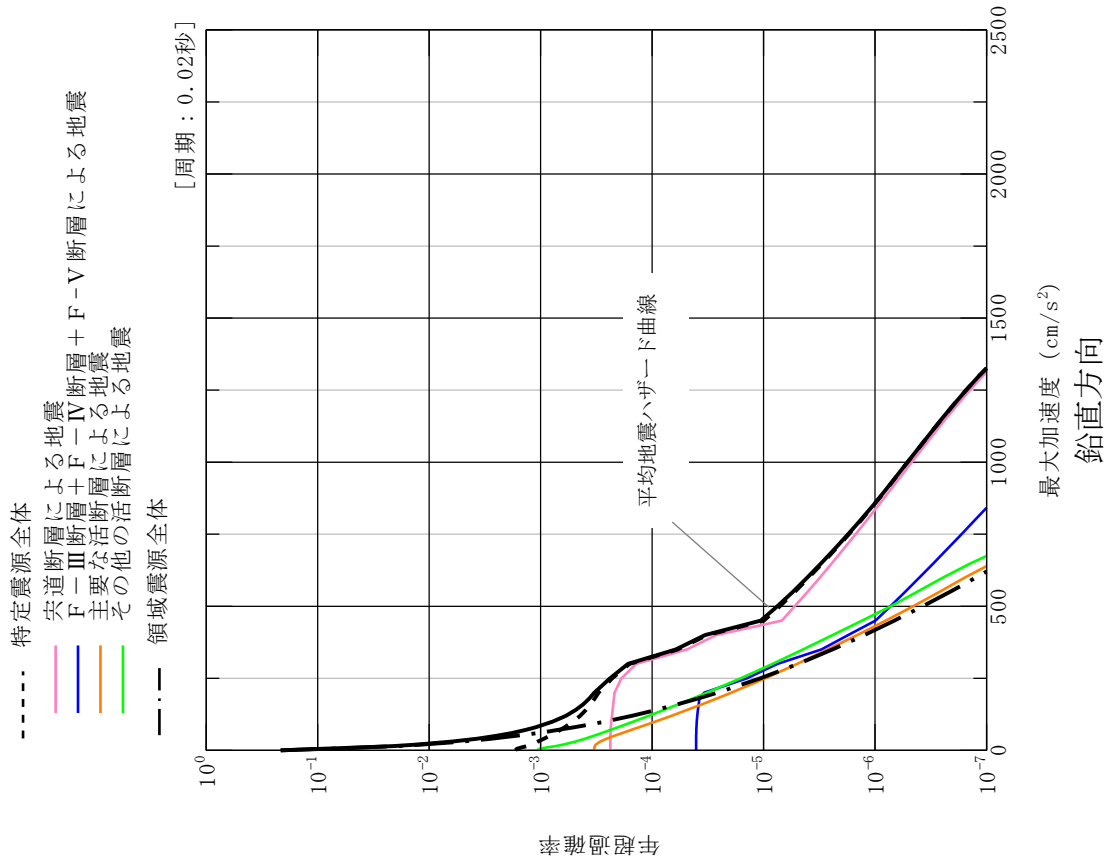


[平均地震ハザード曲線の年超過確率 10^{-3} ~ 10^{-6} に対応する加速度値を表示]

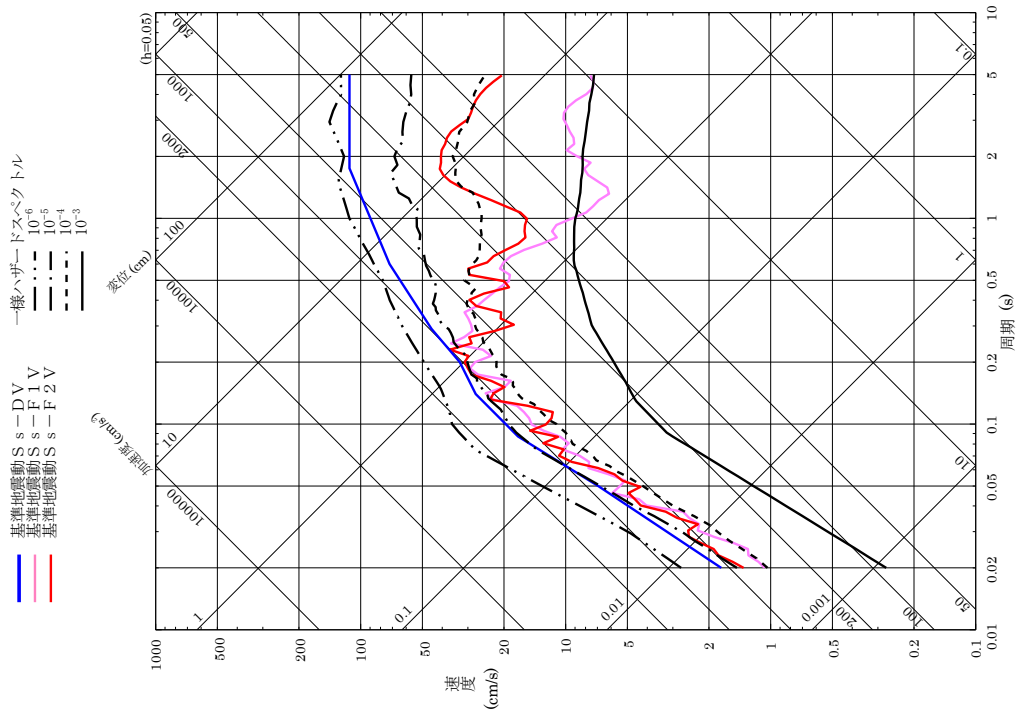
第 1.2.1.1.b-7 図 平均地震ハザード曲線



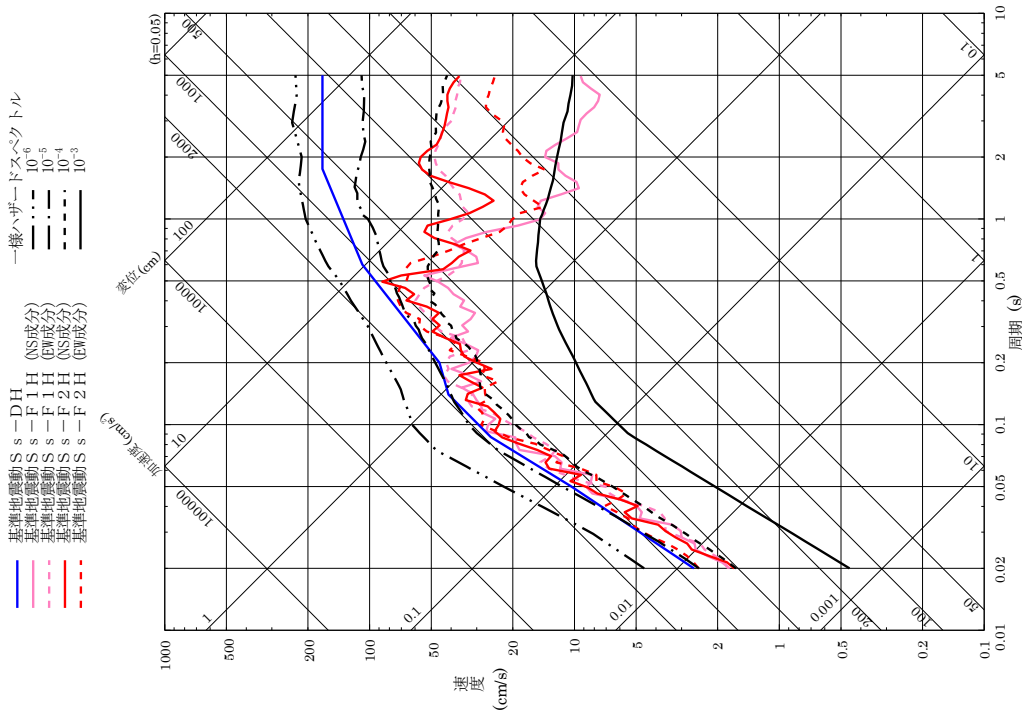
第 1.2.1.b-8 図 フラクタイトル地震ハザード曲線



第 1.2.1.b-9 図 震源別平均地震ハザード曲線

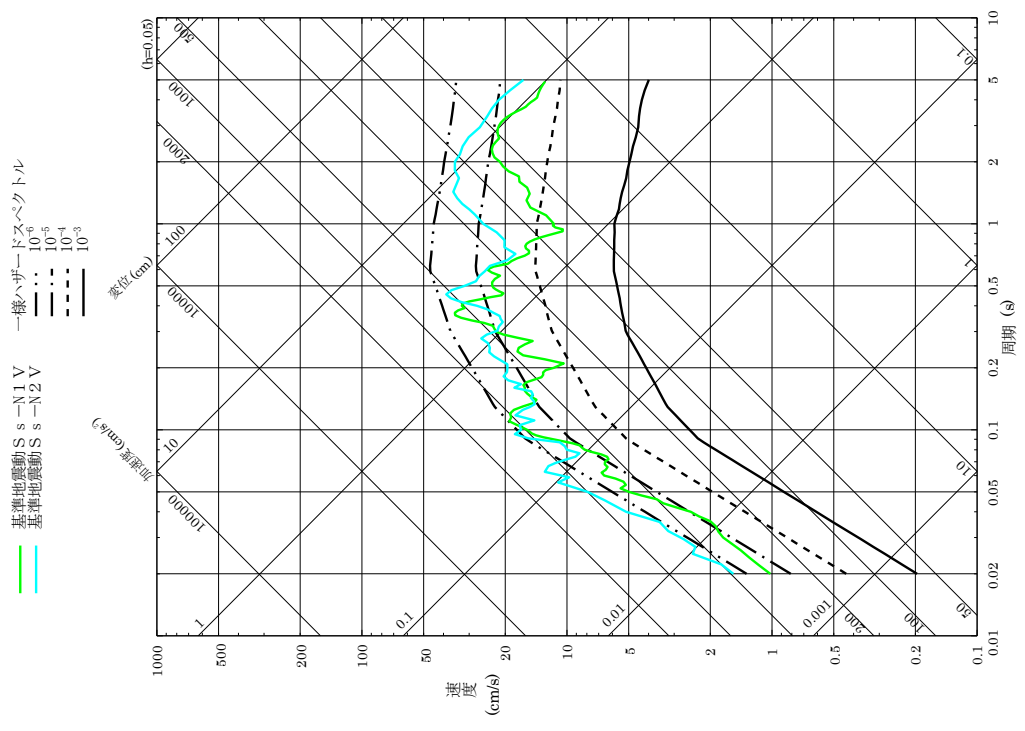


鉛直方向

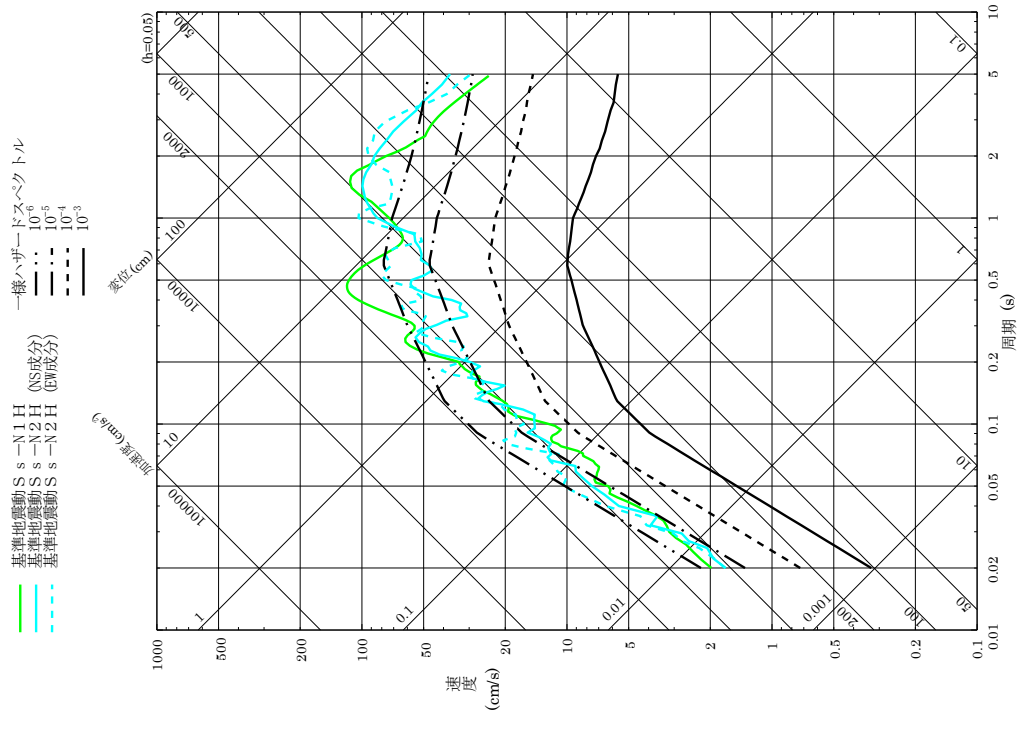


水平方向

第 1.2.1.b-10 図 標準地震動 S_s-D , S_s-F1 及び S_s-F2 の応答スペクトル及び敷地における地震動の一様ハザードスペクトル

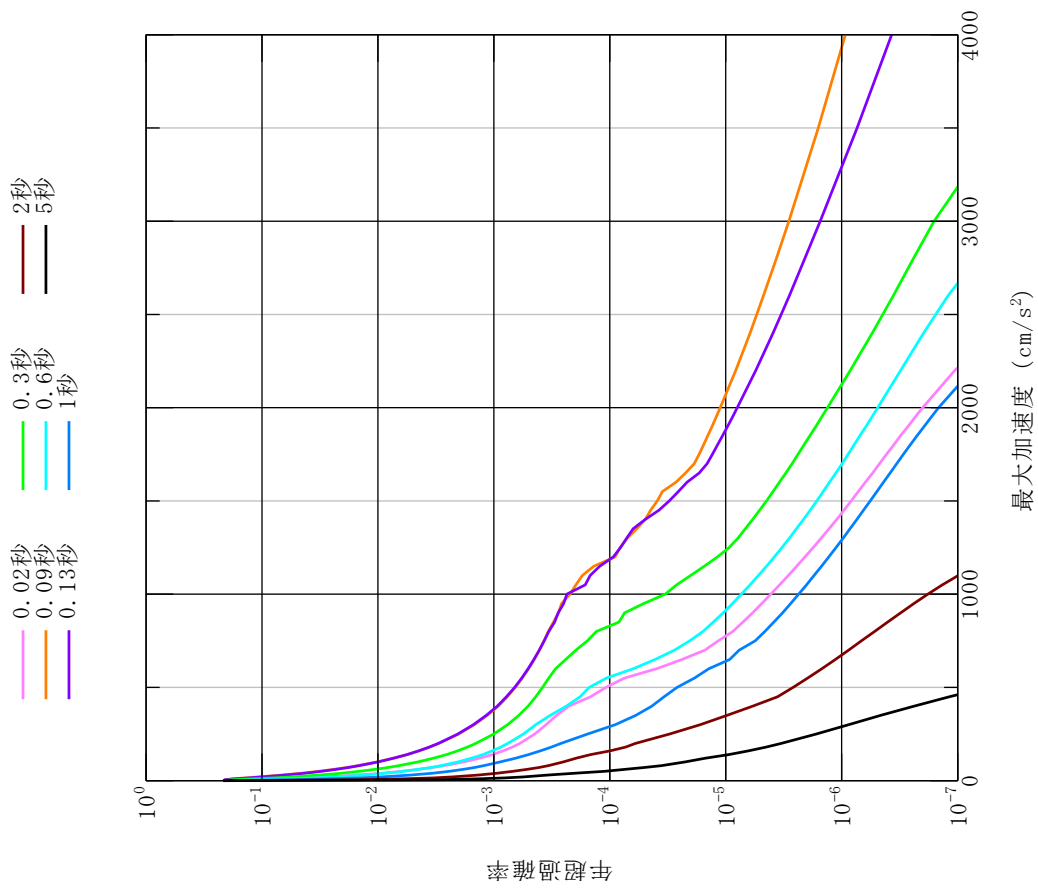
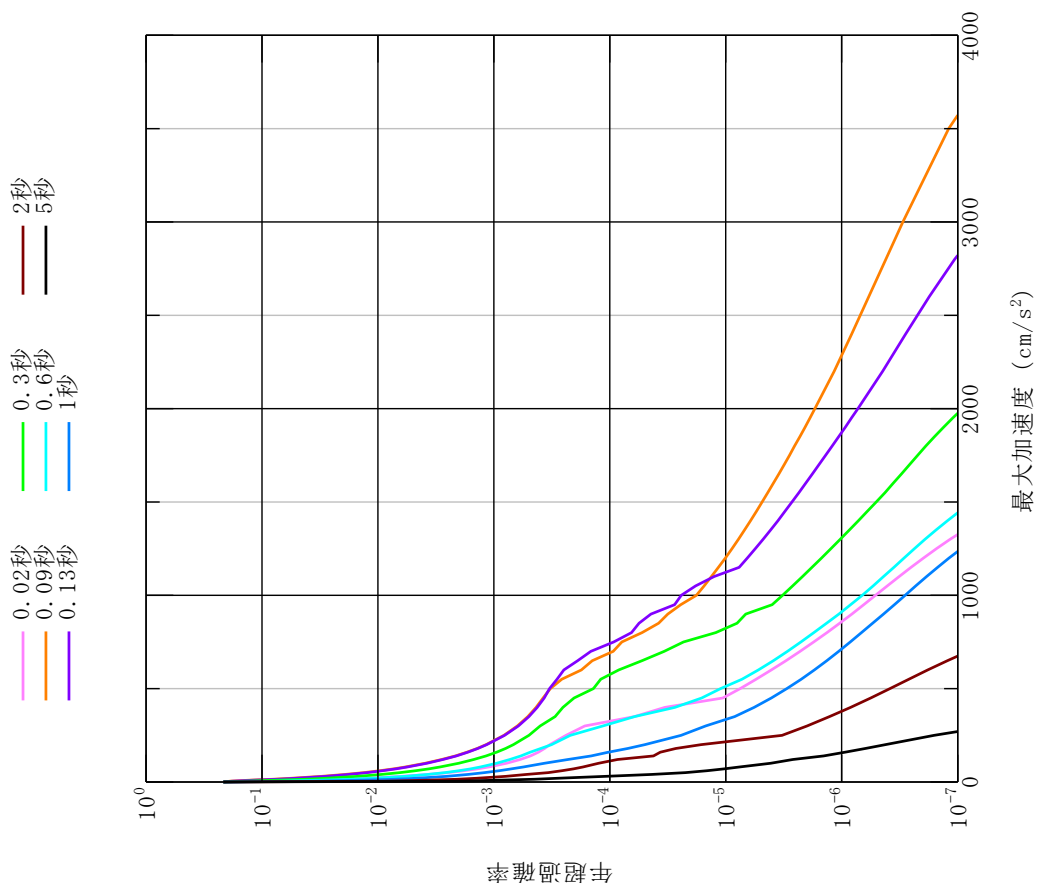


鉛直方向

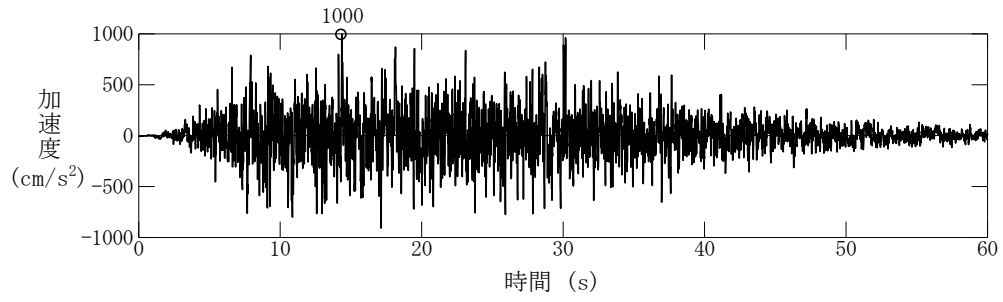


水平方向

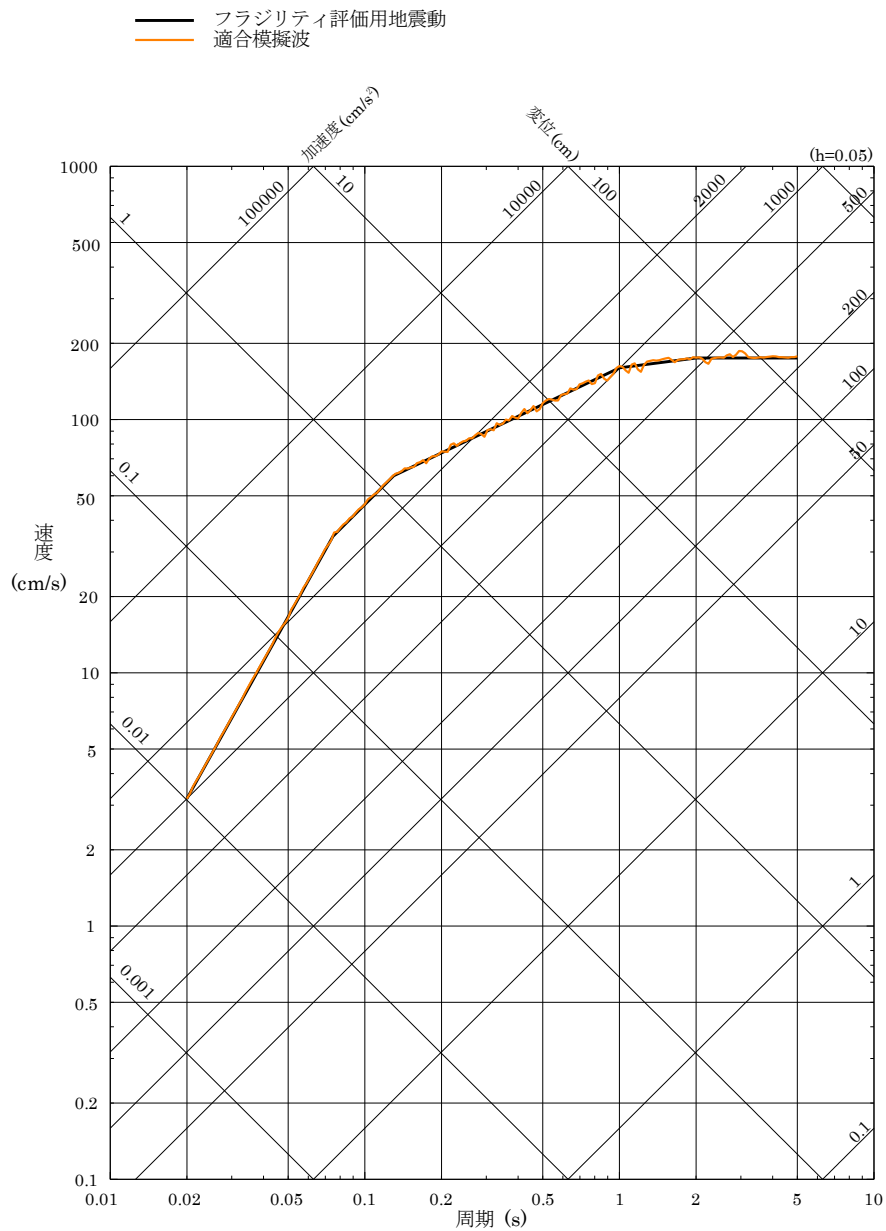
第 1.2.1.b-11 図 標準地震動 Ss-N1 及び Ss-N2 の応答スペクトル及び領域震源モデルによる一様ハザードスペクトル



第 1.2.1.b-12 図 周期ごとの平均地震ハザード曲線



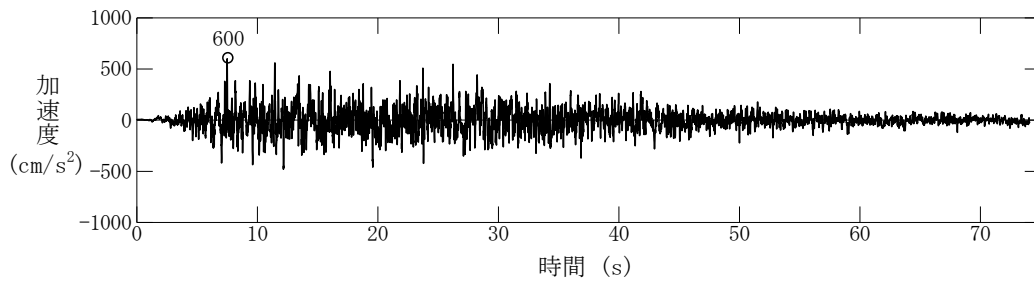
(a) 時刻歴波形



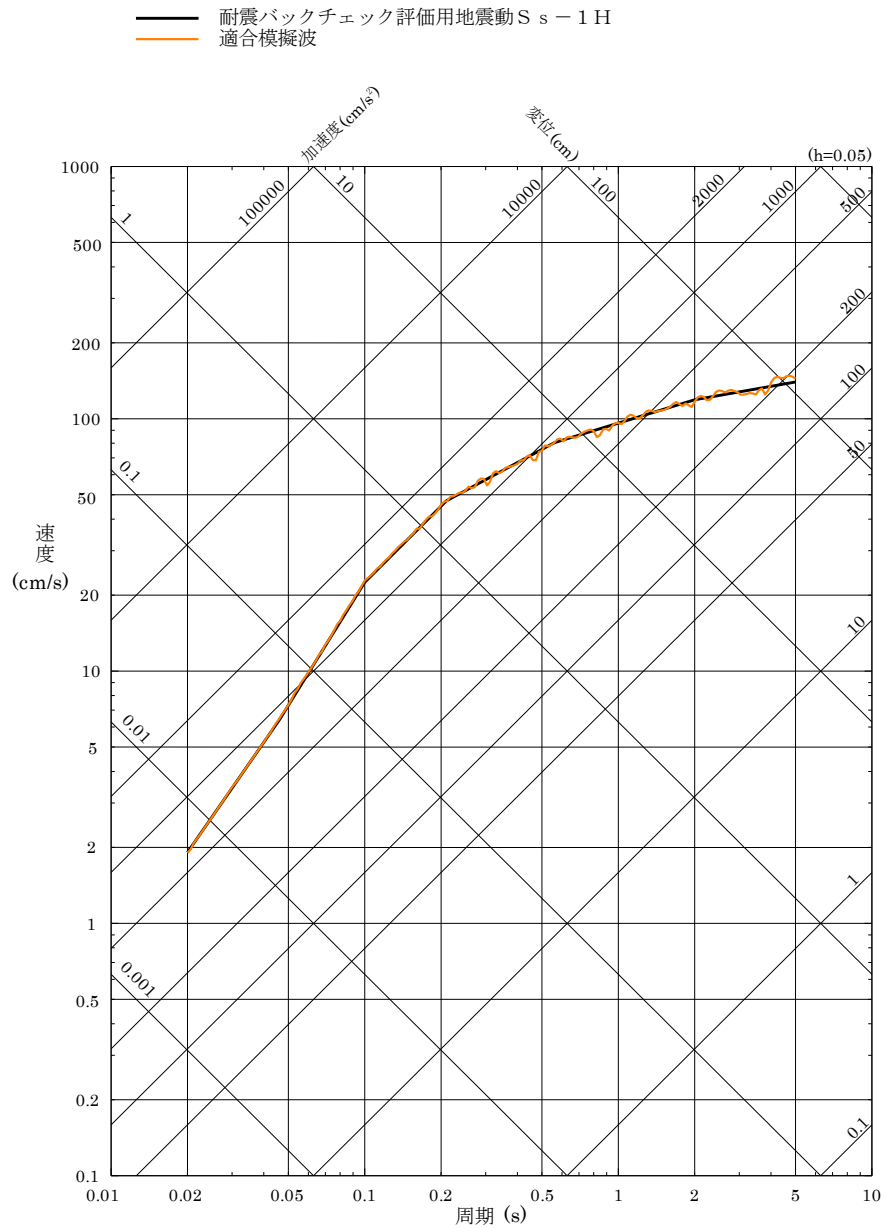
(b) 応答スペクトル

[$1000\text{cm}/\text{s}^2$ に基準化]

第1.2.1.b-13図 フラジリティ評価用地震動

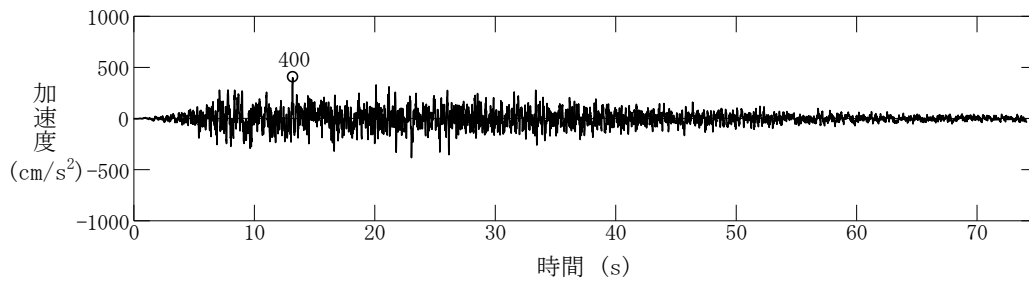


(a) 時刻歴波形

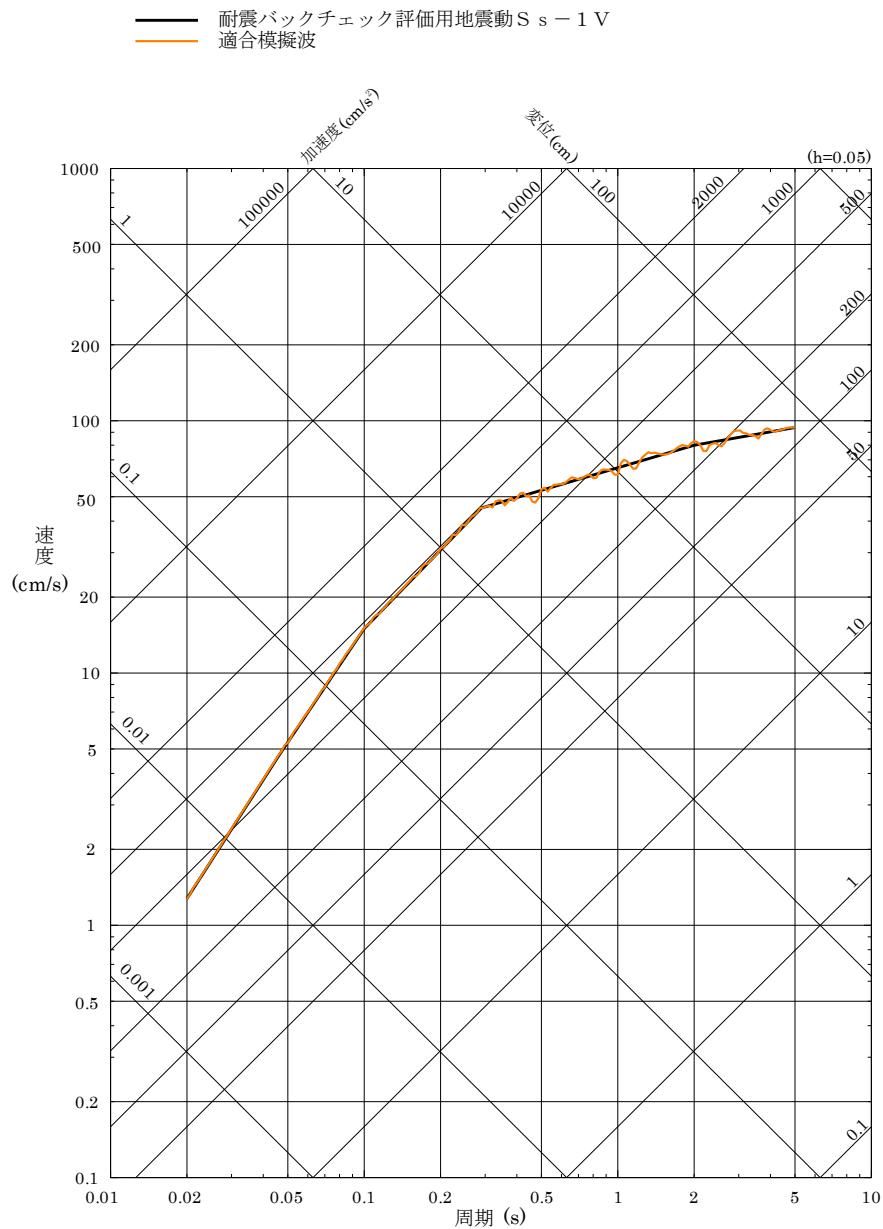


(b) 応答スペクトル

第1.2.1.b-14図(1) 耐震バックチェック評価用地震動 S s - 1 (水平方向)

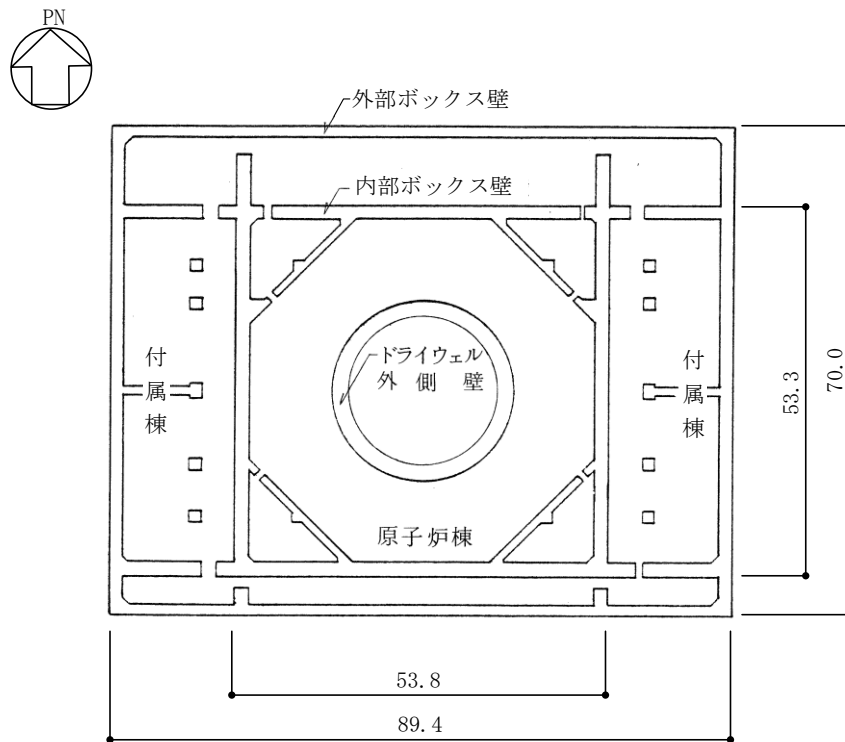


(a) 時刻歴波形



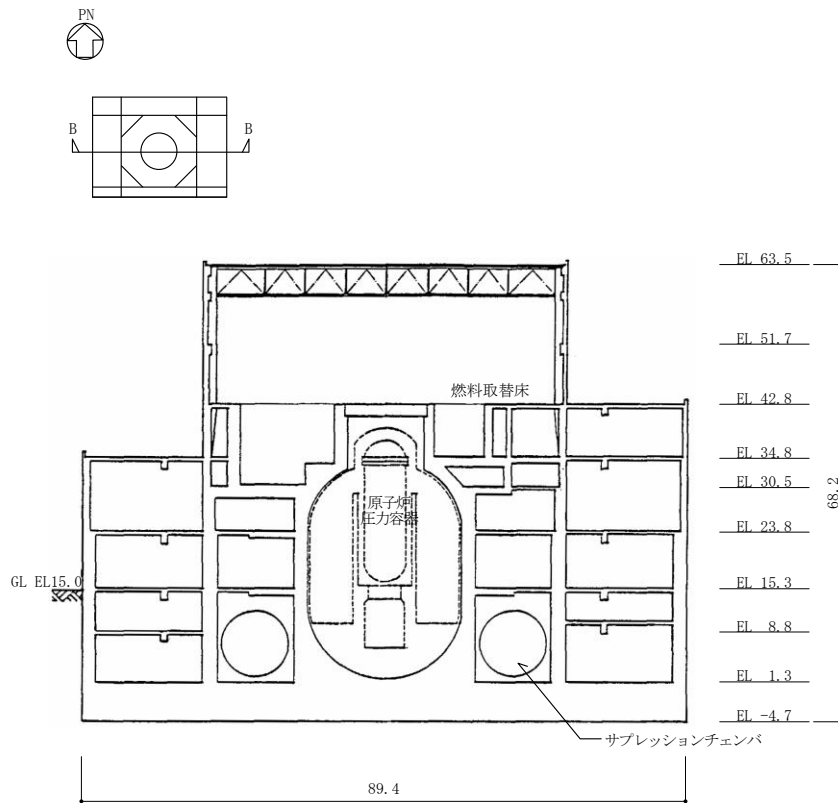
(b) 応答スペクトル

第 1.2.1.b-14 図(2) 耐震バックチェック評価用地震動 S s - 1 (鉛直方向)

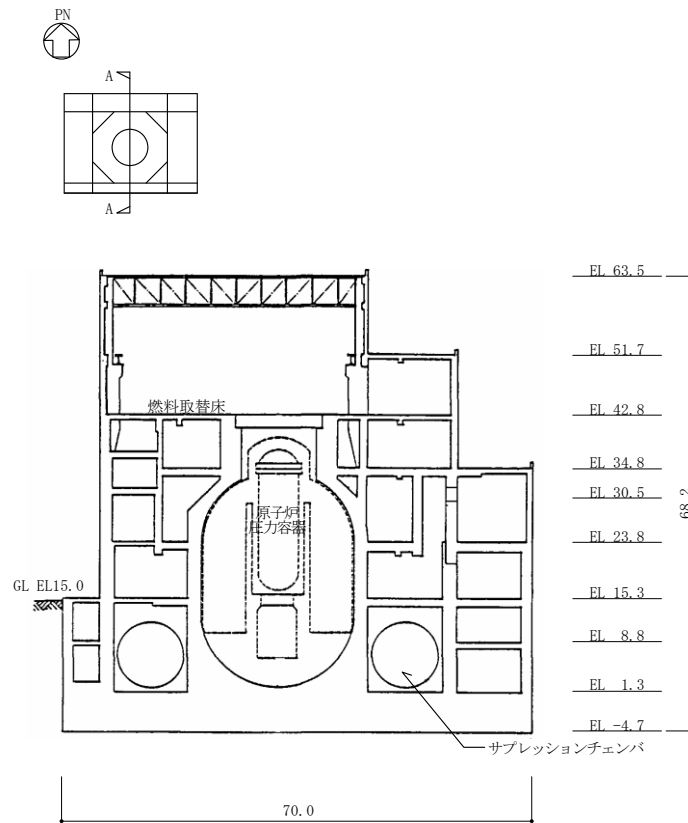


第1.2.1.c-1-1図(1) 原子炉建物の概要（平面図）（EL 1.3m^{*}）（単位：m）

※ 「EL」は東京湾平均海面（T.P.）を基準としたレベルを示す。

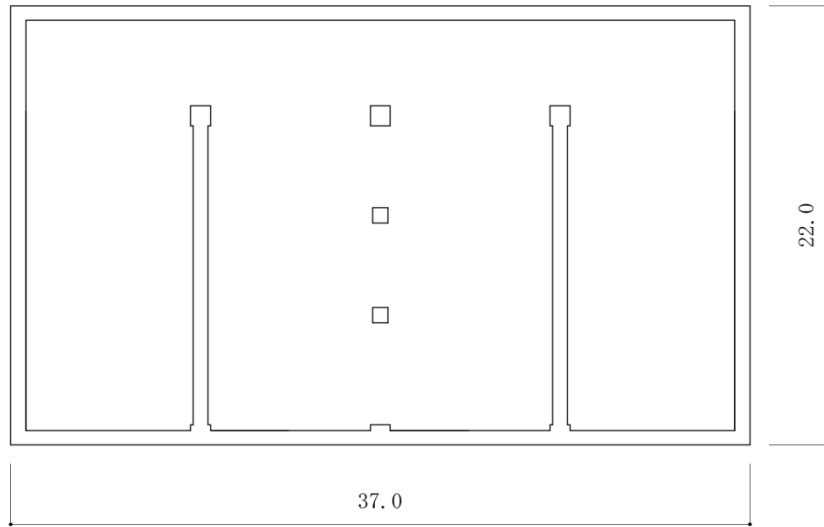
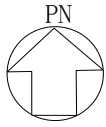


(E W断面)

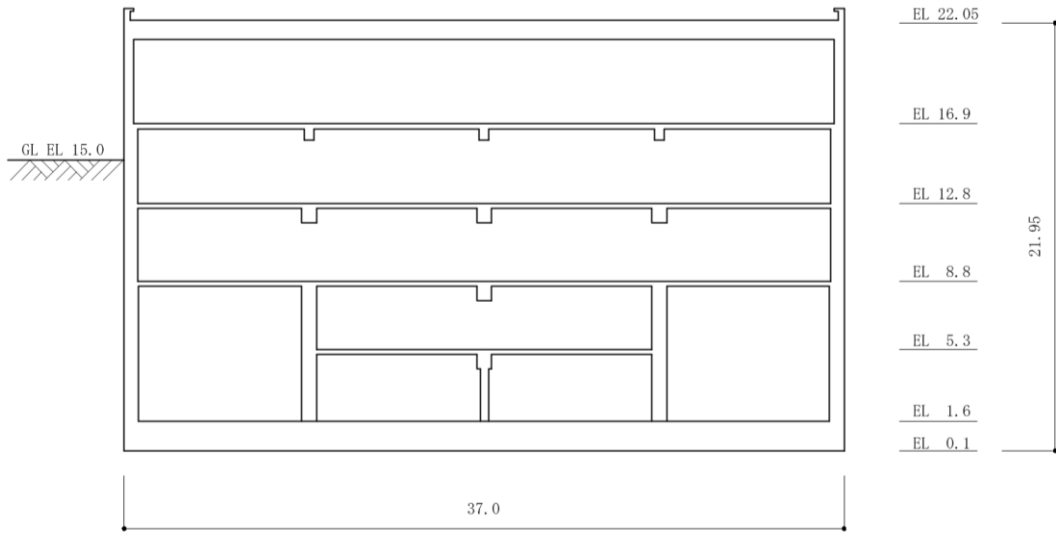


(N S断面)

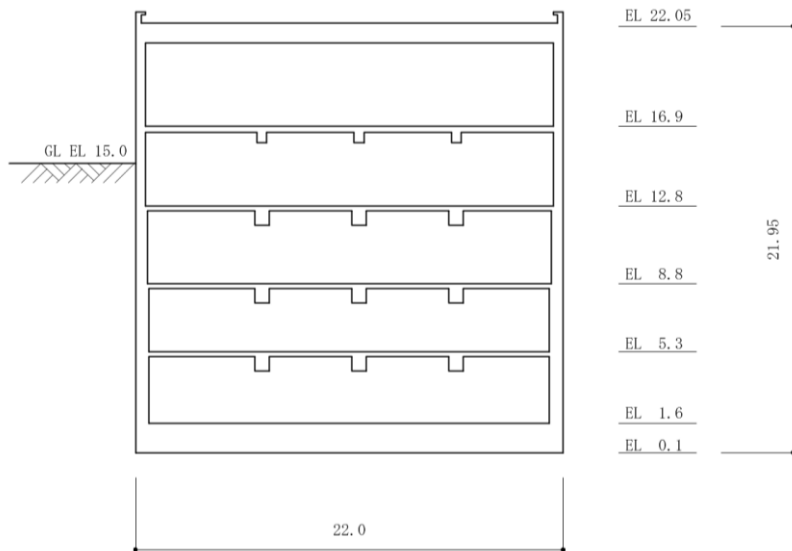
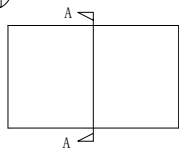
第1.2.1. c-1-1図(2) 原子炉建物の概要 (断面図) (単位:m)



第1.2.1.c-1-2図(1) 制御室建物の概要（平面図）（EL 1.6m）（単位：m）

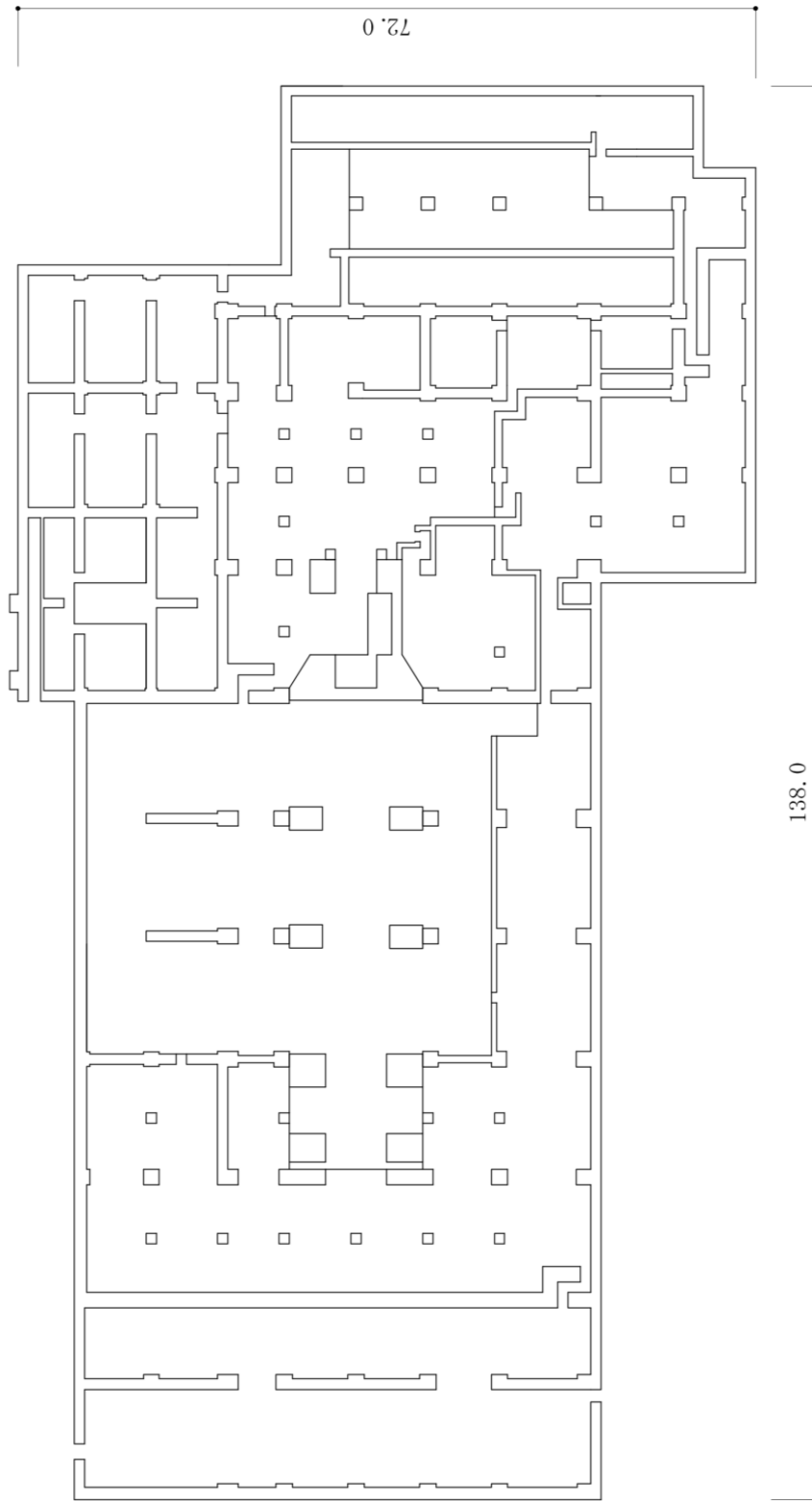
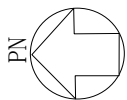


(E W断面)

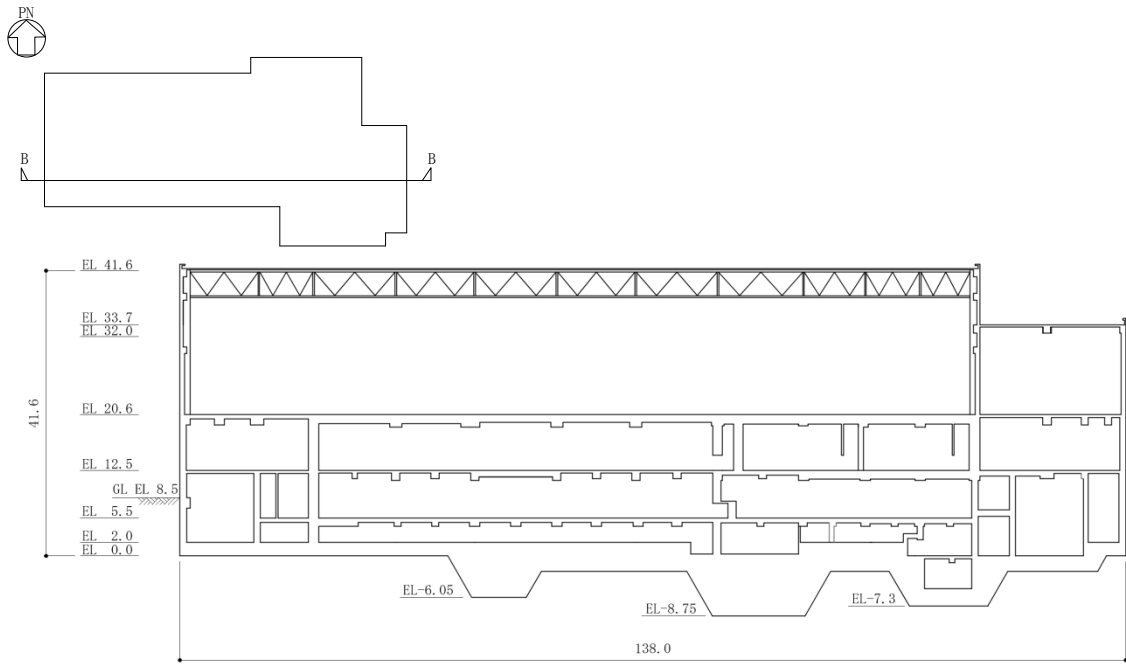


(N S断面)

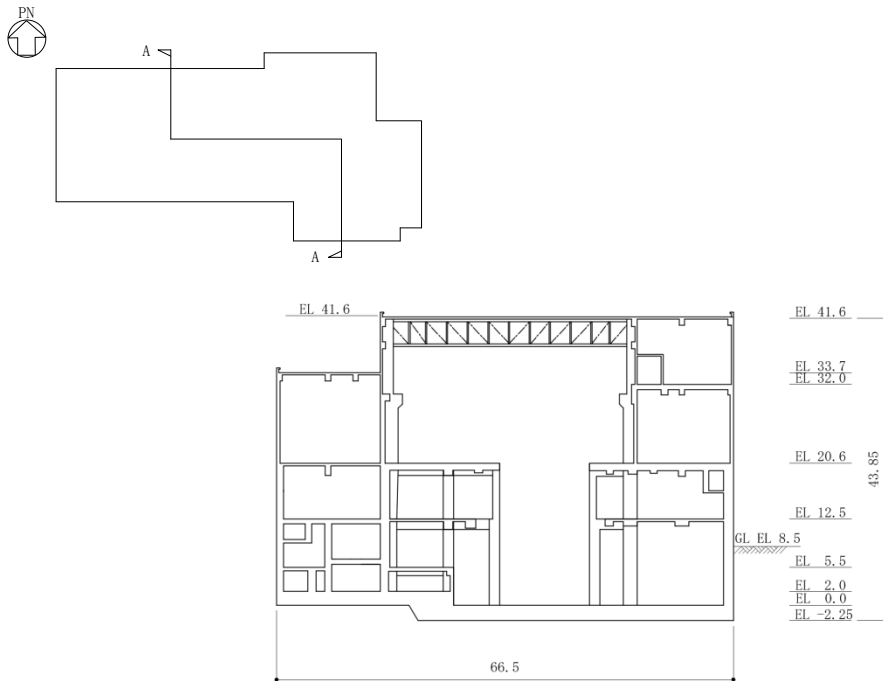
第1.2.1.c-1-2図(2) 制御室建物の概要 (断面図) (単位:m)



第1.2.1.c-1-3図(1) タービン建物の概要 (平面図) (EL. 2.0m) (単位: m)

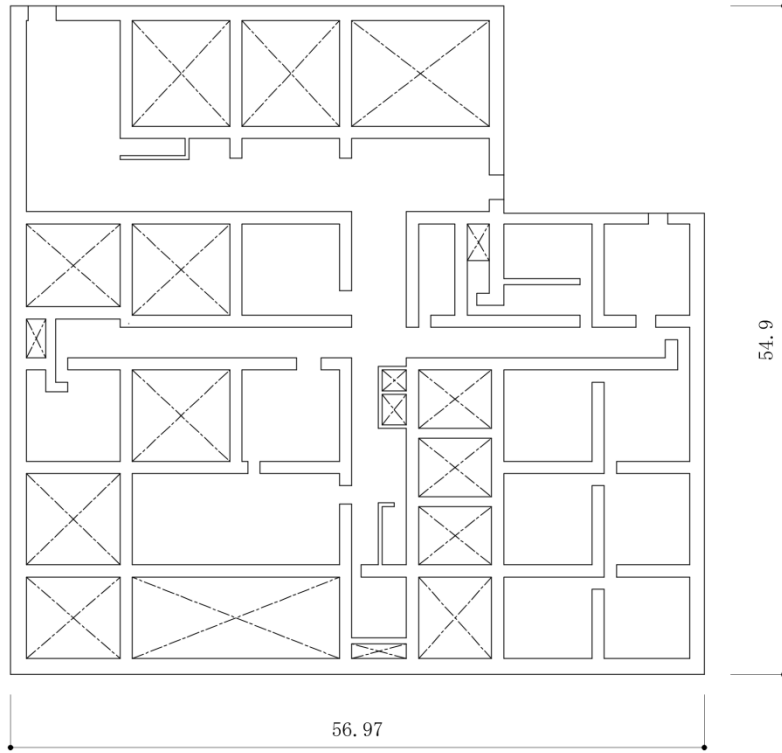
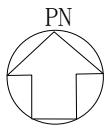


(EW断面)

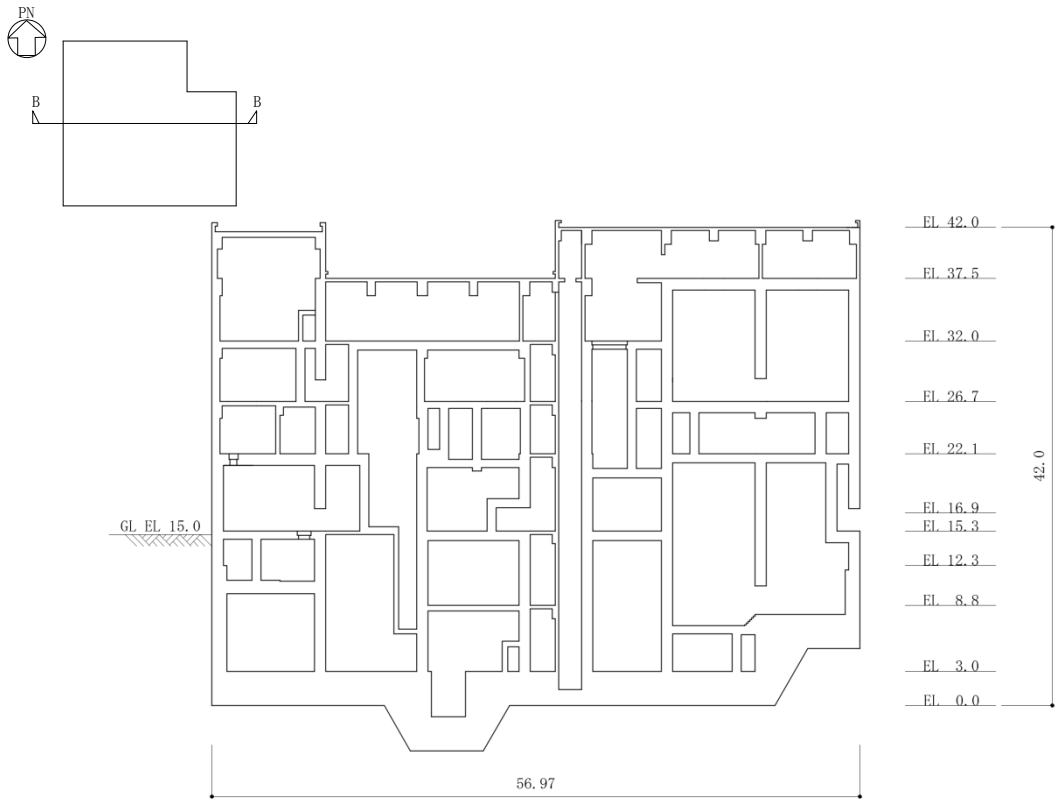


(NS断面)

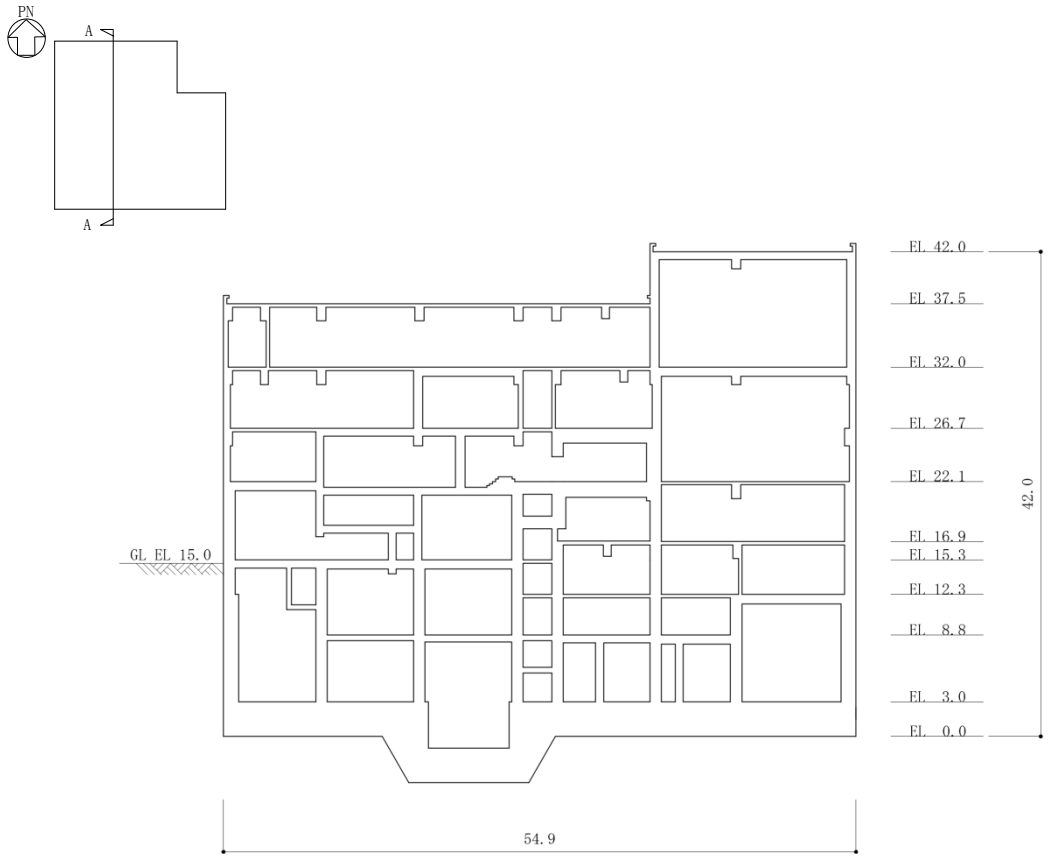
第1.2.1.c-1-3図(2) タービン建物の概要 (断面図) (単位:m)



第1.2.1.c-1-4図(1) 廃棄物処理建物の概要（平面図）（EL 8.8m）（単位：m）

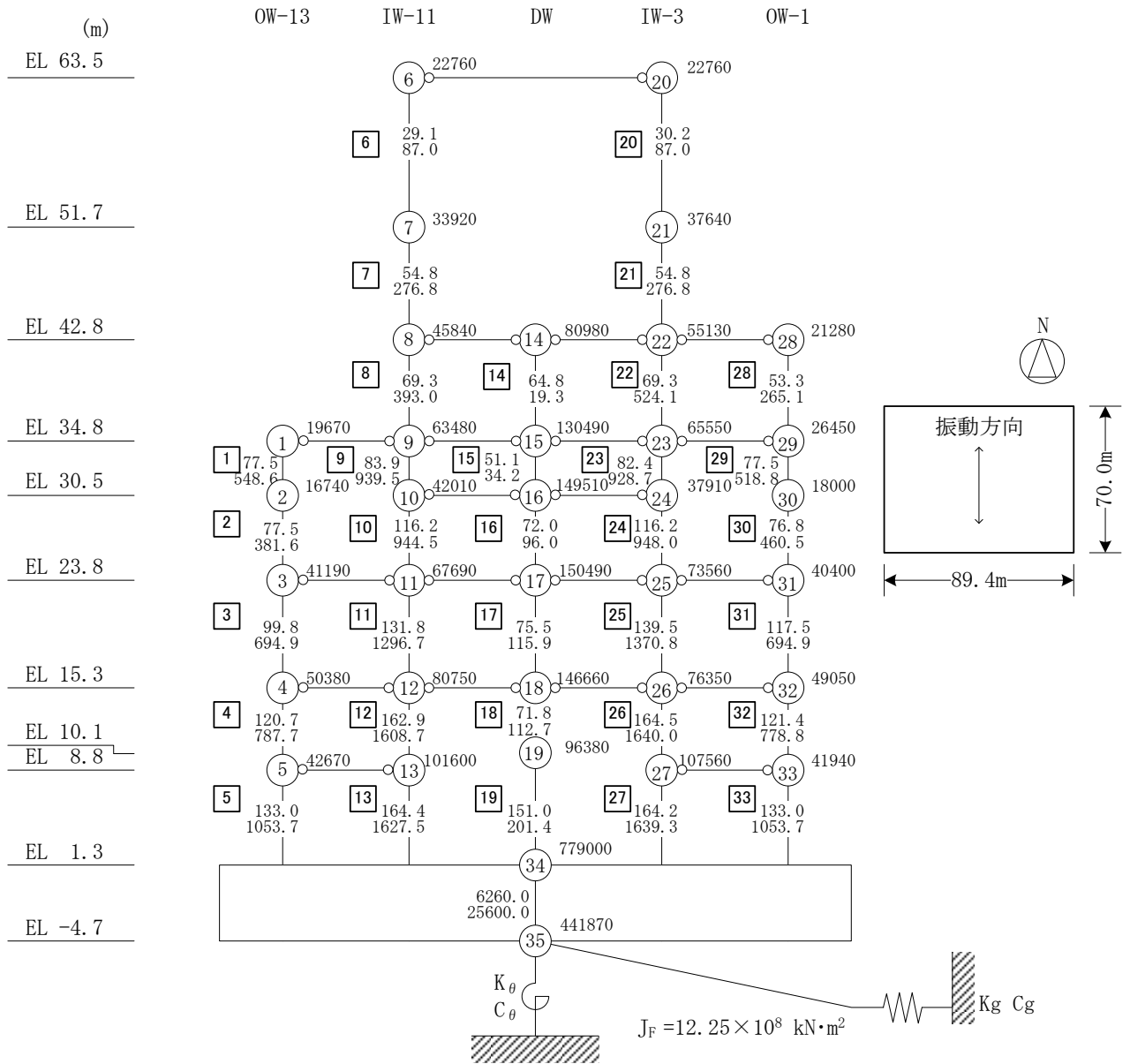
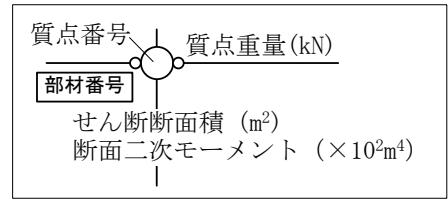


(E W断面)

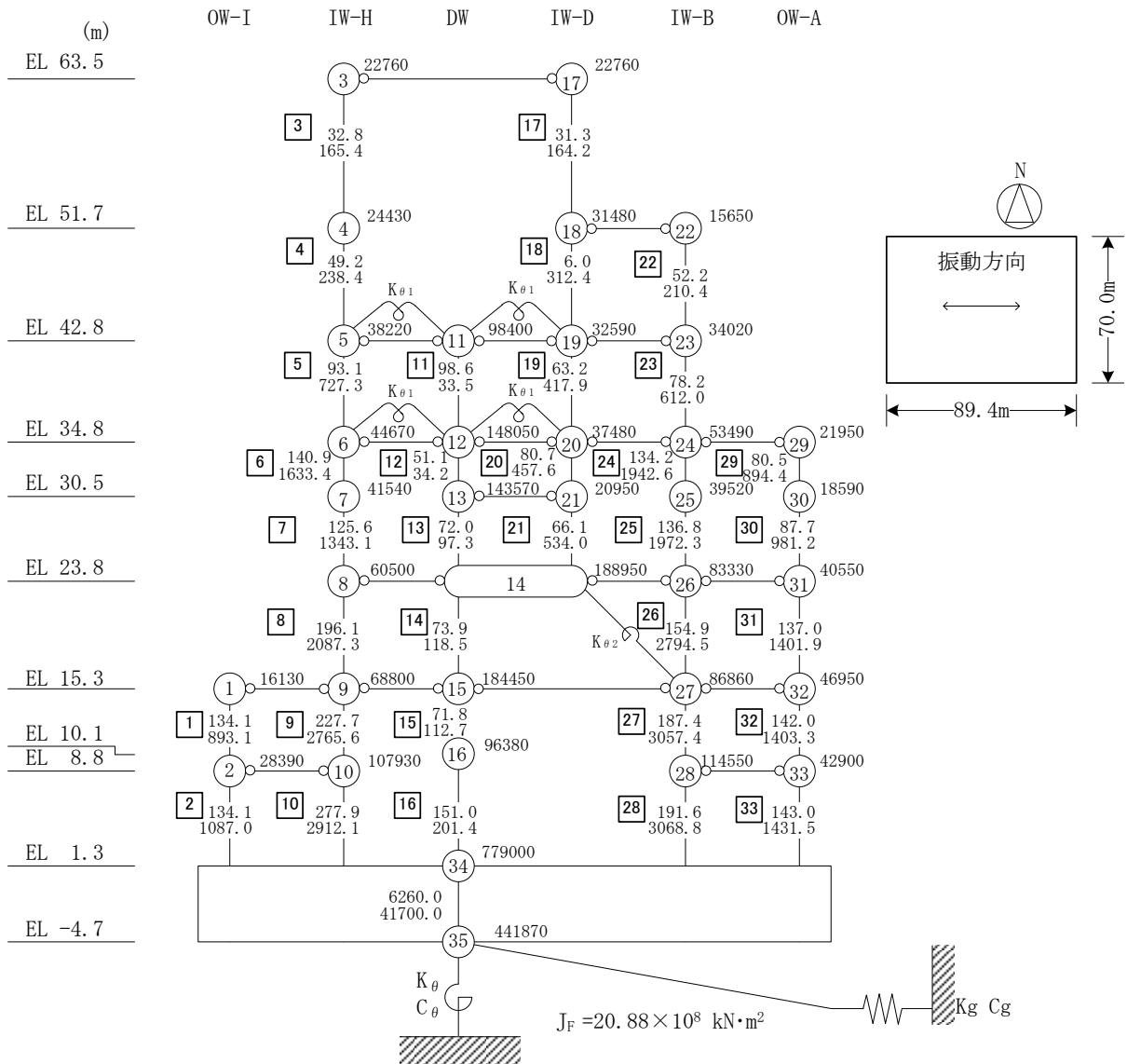
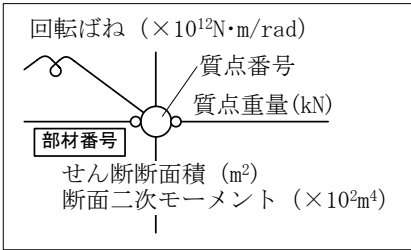


(N S断面)

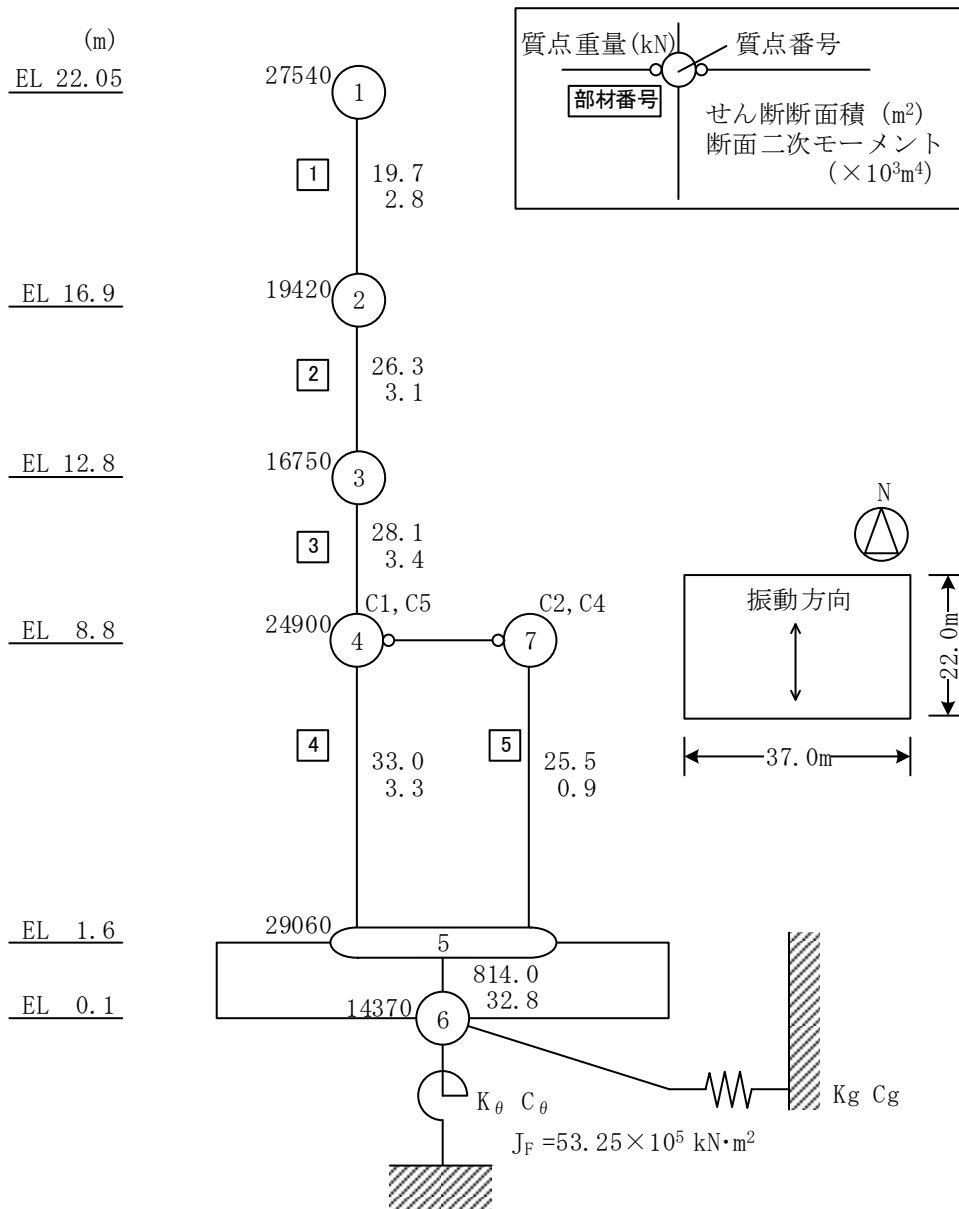
第1.2.1.c-1-4図(2) 廃棄物処理建物の概要 (断面図) (単位:m)



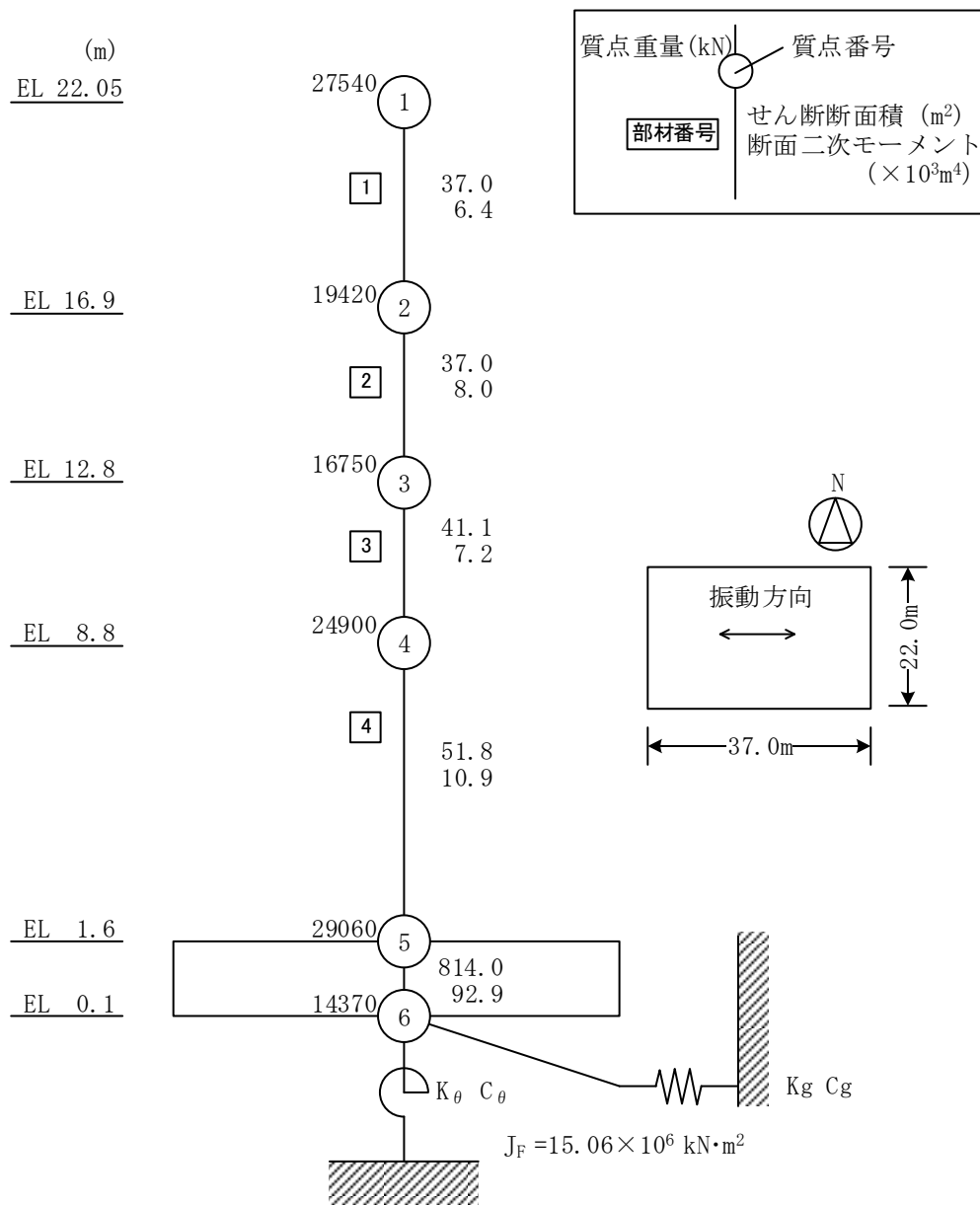
第1.2.1.c-1-5図(1) 原子炉建物の地震応答解析モデル (NS方向)



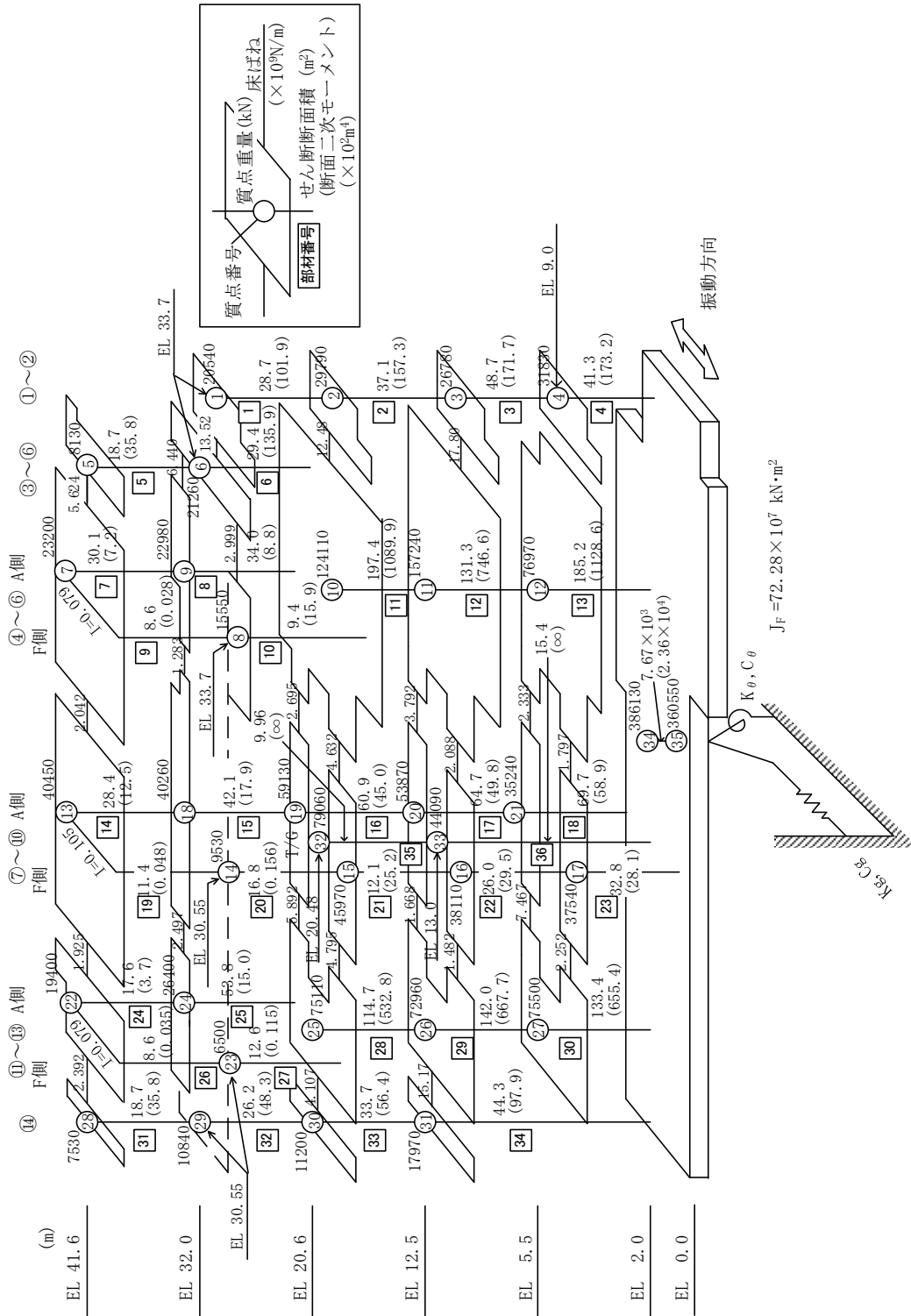
第1.2.1.c-1-5図(2) 原子炉建物の地震応答解析モデル (EW方向)



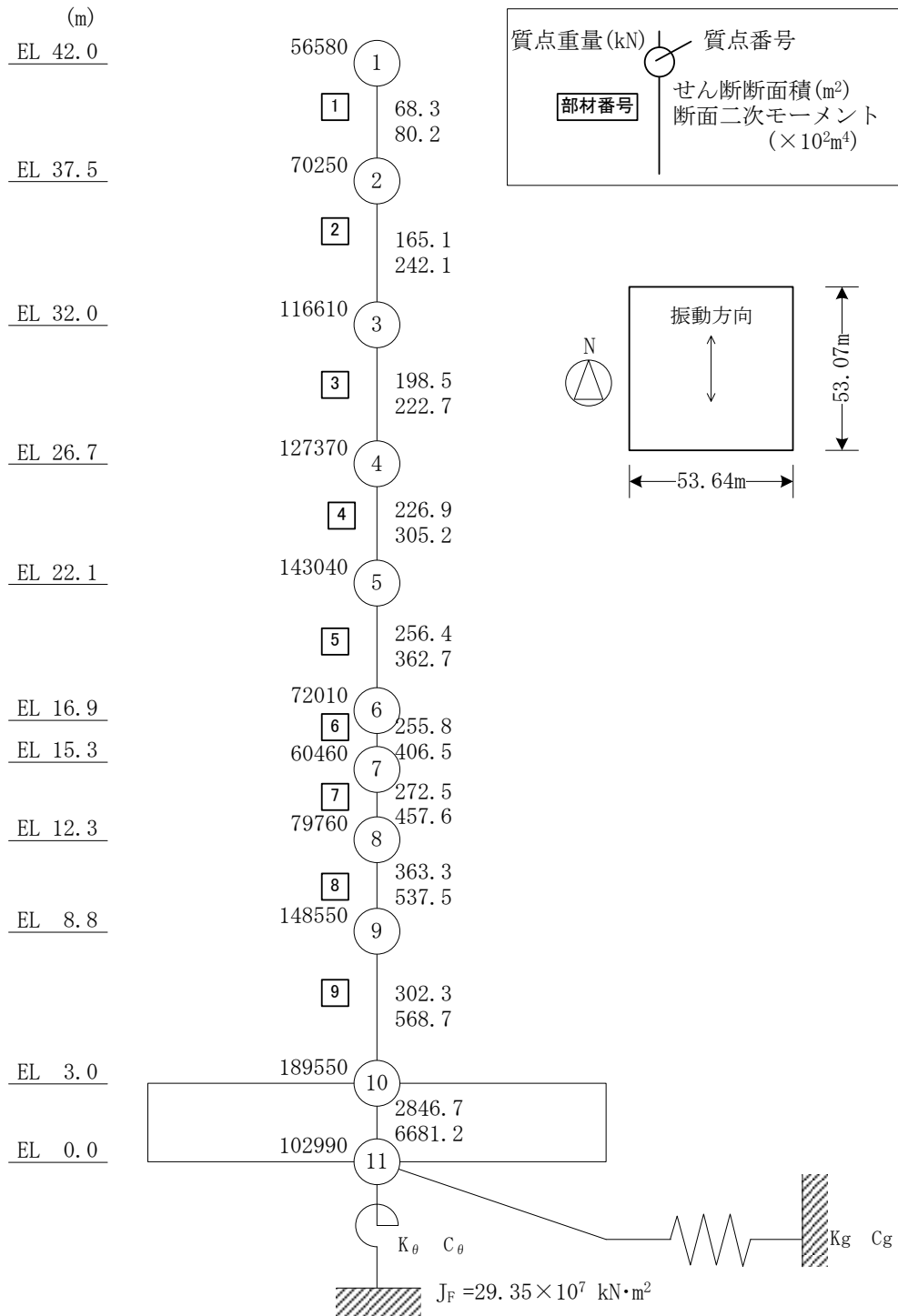
第1.2.1.c-1-6図(1) 制御室建物の地震応答解析モデル (NS方向)



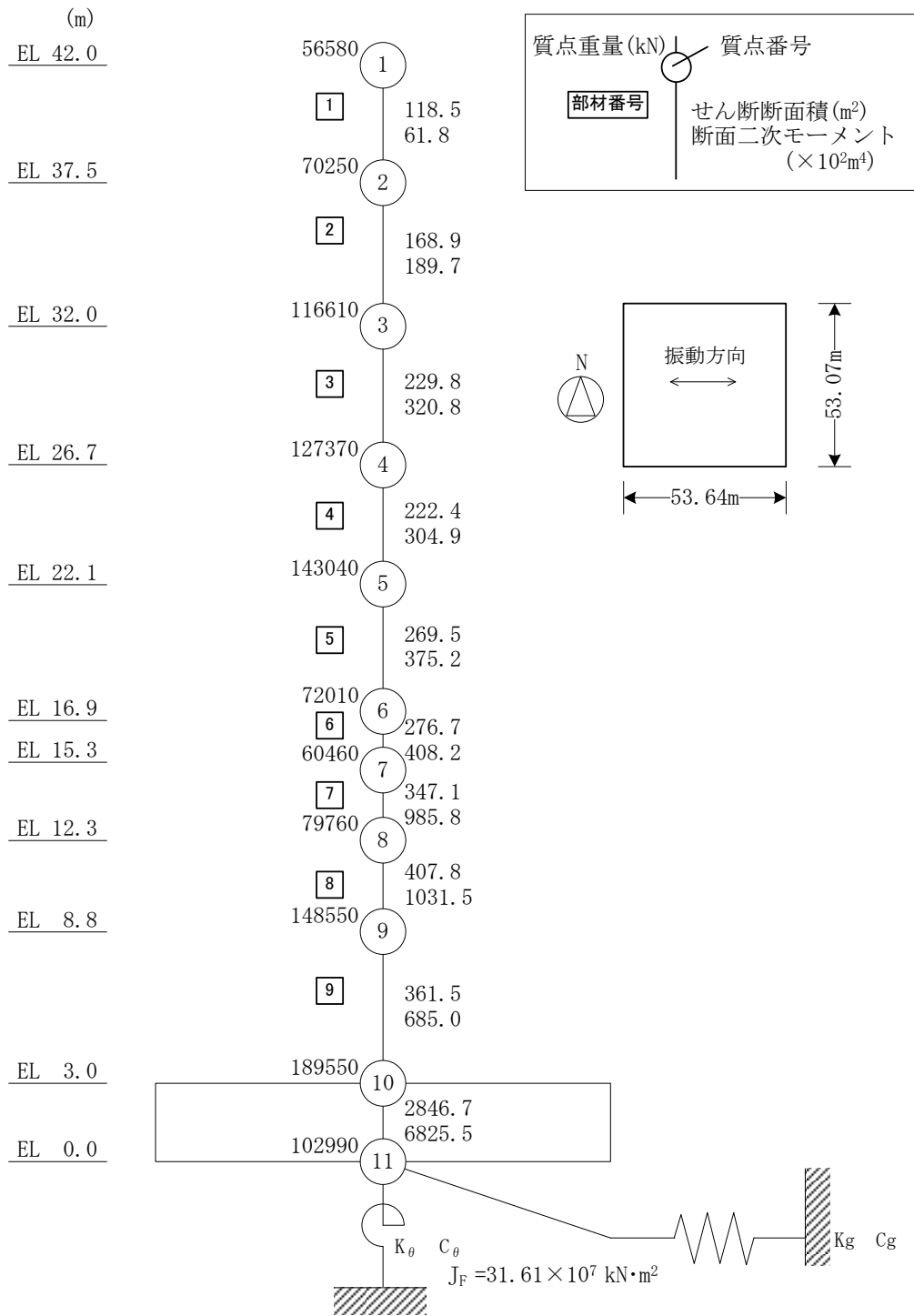
第1.2.1.c-1-6図(2) 制御室建物の地震応答解析モデル (EW方向)



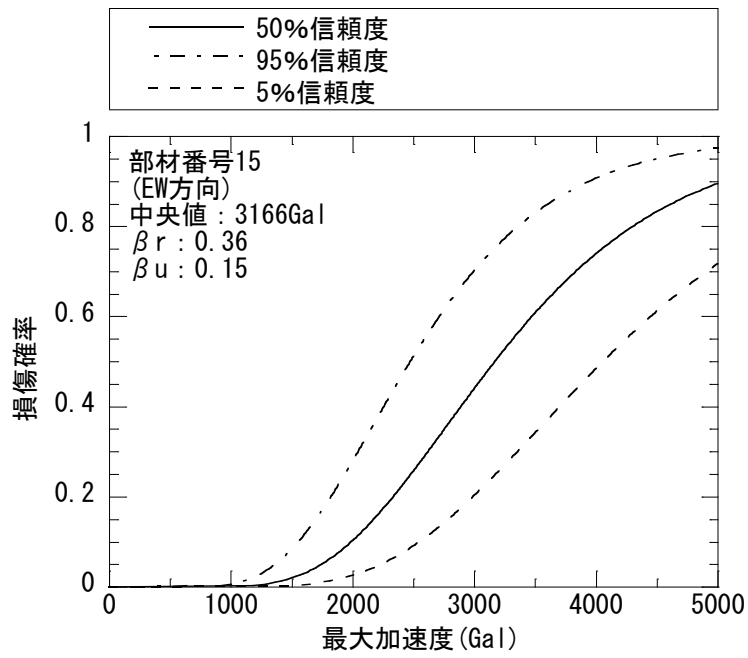
第1.2.1.c-1-7図(1) タービン建物の地震応答解析モデル (NS方向)



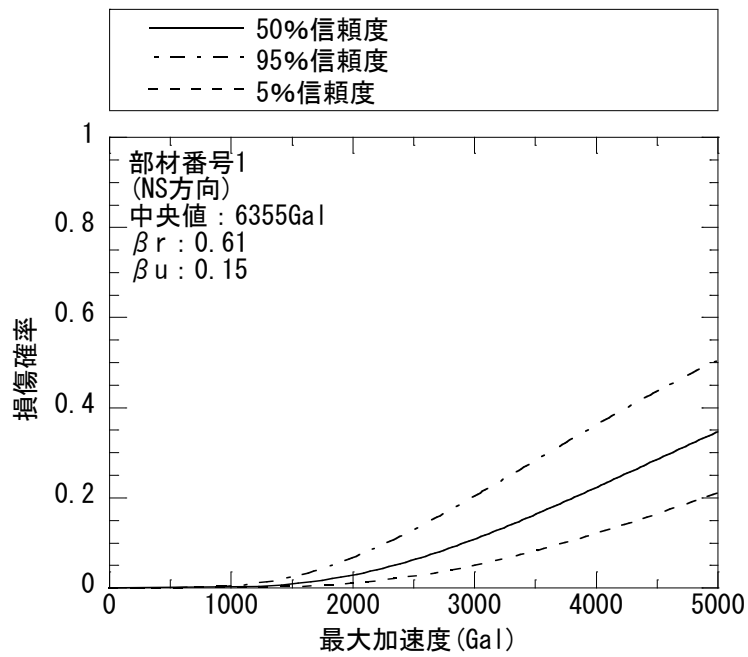
第1.2.1.c-1-8図(1) 廃棄物処理建物の地震応答解析モデル (NS方向)



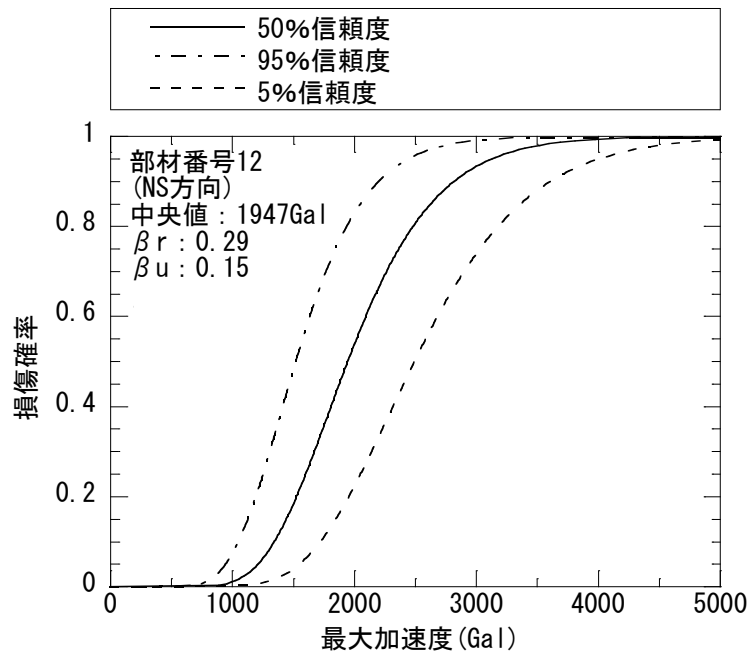
第1.2.1.c-1-8図(2) 廃棄物処理建物の地震応答解析モデル (EW方向)



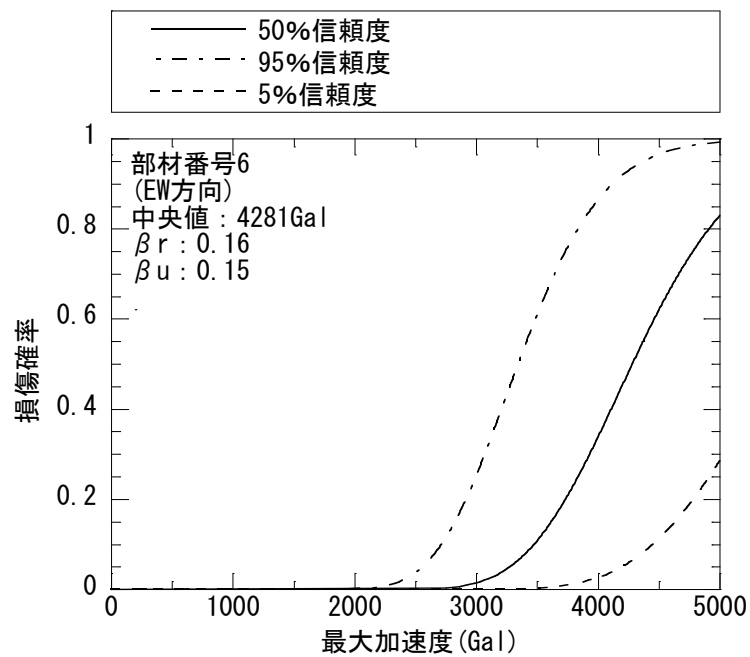
第1.2.1.c-1-9図 原子炉建物のフラジリティ曲線



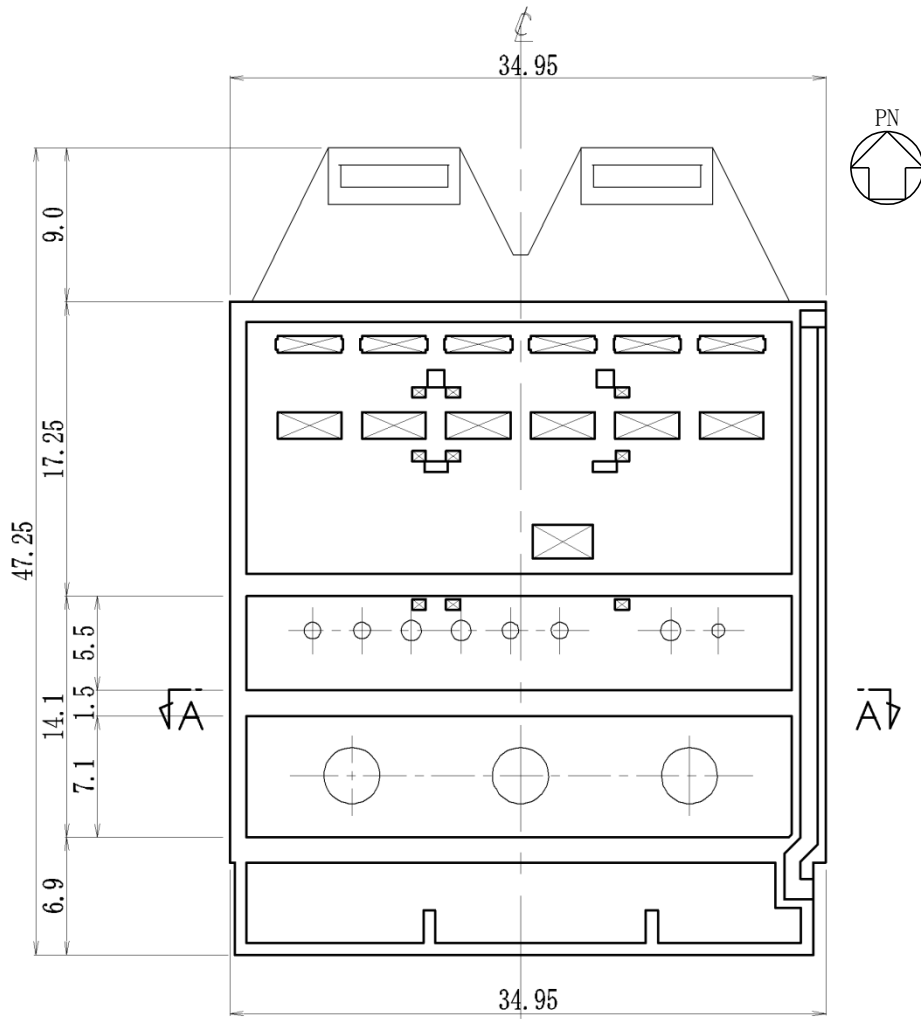
第1.2.1.c-1-10図 制御室建物のフラジリティ曲線



第1.2.1.c-1-11図 タービン建物のフラジリティ曲線

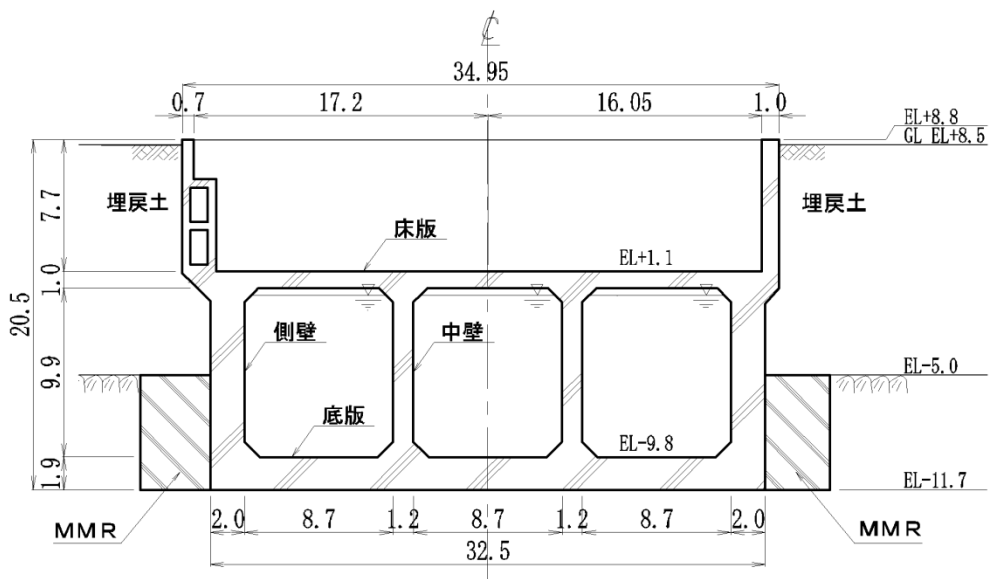


第1.2.1.c-1-12図 廃棄物処理建物のフラジリティ曲線



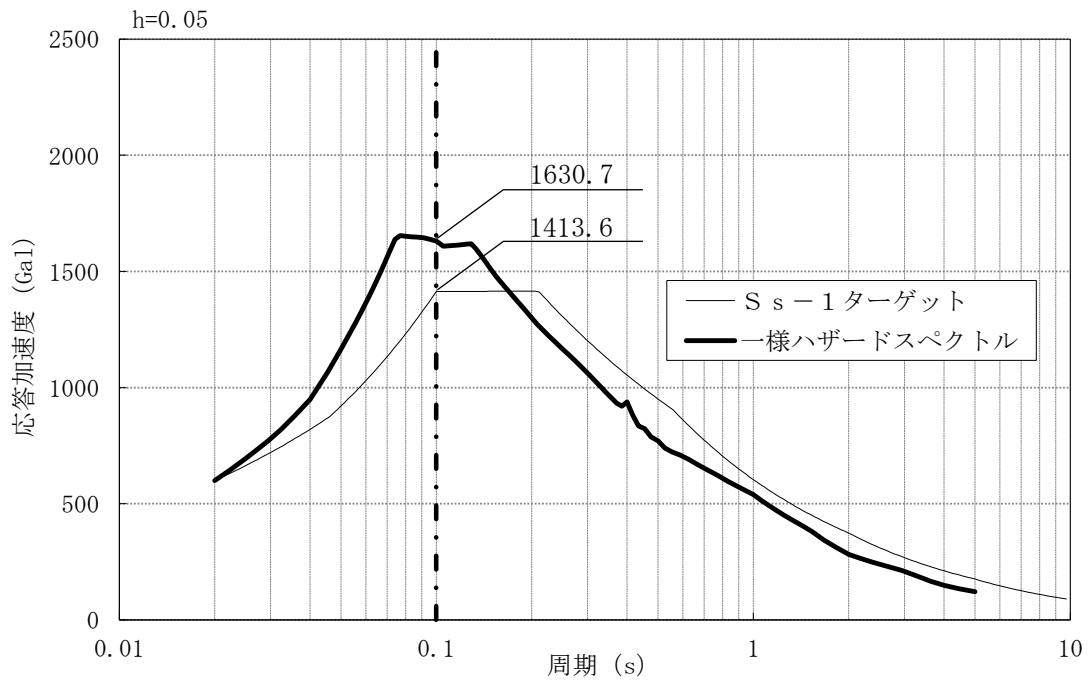
(单位：m)

第 1.2.1.c-2-1 图 取水槽平面图



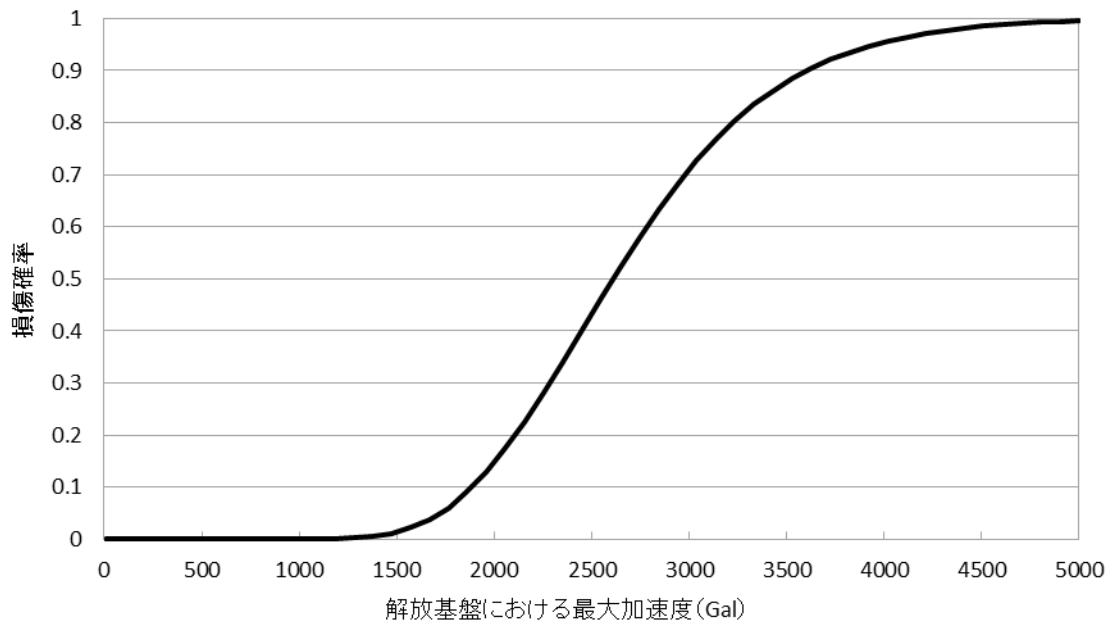
(单位：m)

第 1.2.1.c-2-2 图 取水槽断面图 (A-A断面)

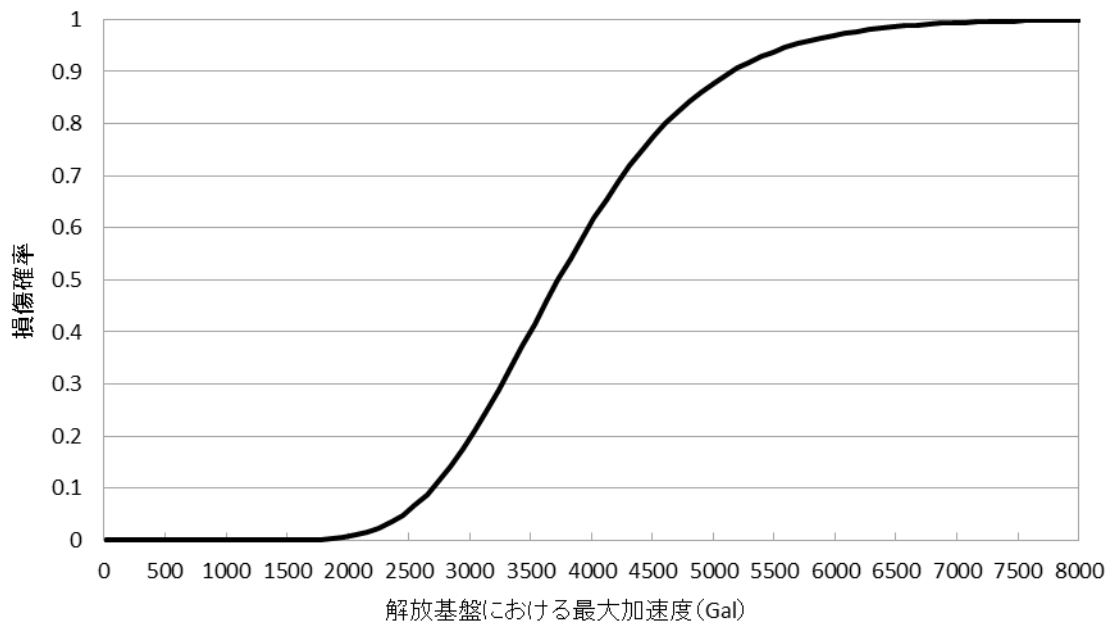


$$F_1 = \frac{S_{s-1} \text{ の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}} = \frac{1413.6}{1630.7} = 0.87$$

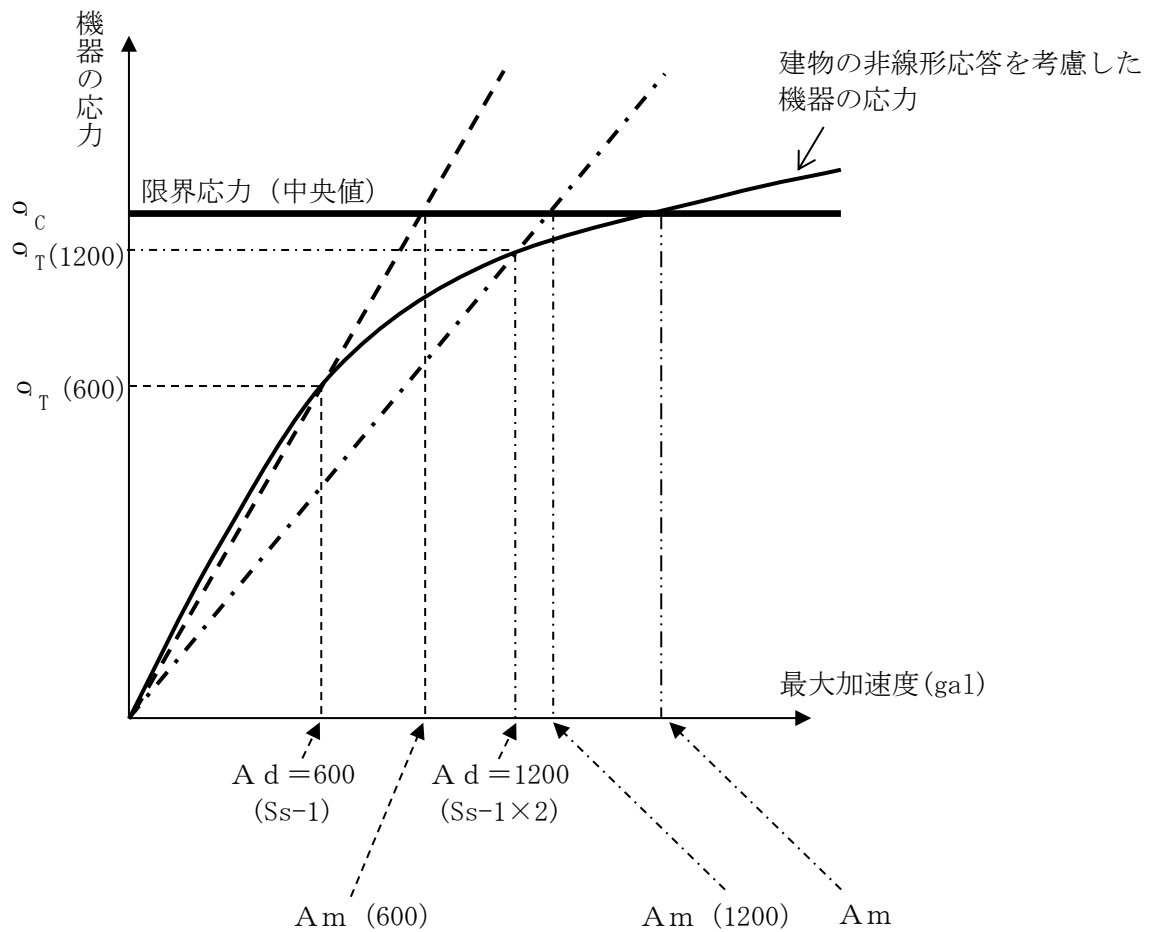
第 1.2.1.c-2-5 図 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 (スペクトル形状係数) の評価



第1.2.1.c-2-6図 取水槽の fragility 曲線



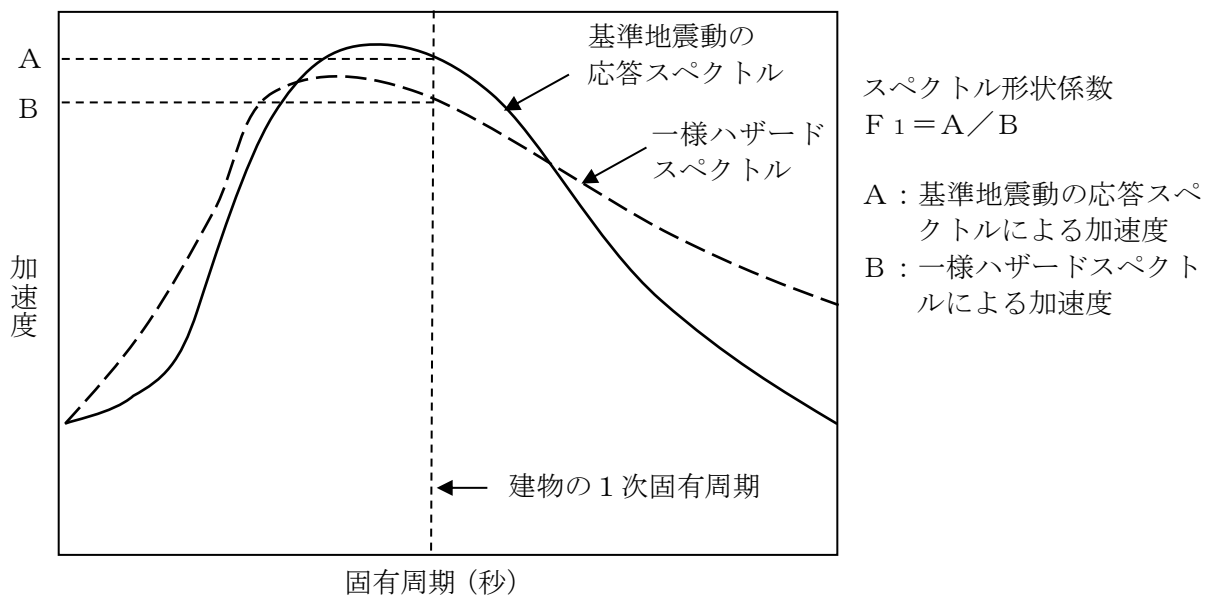
第1.2.1.c-2-7図 屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）の fragility 曲線



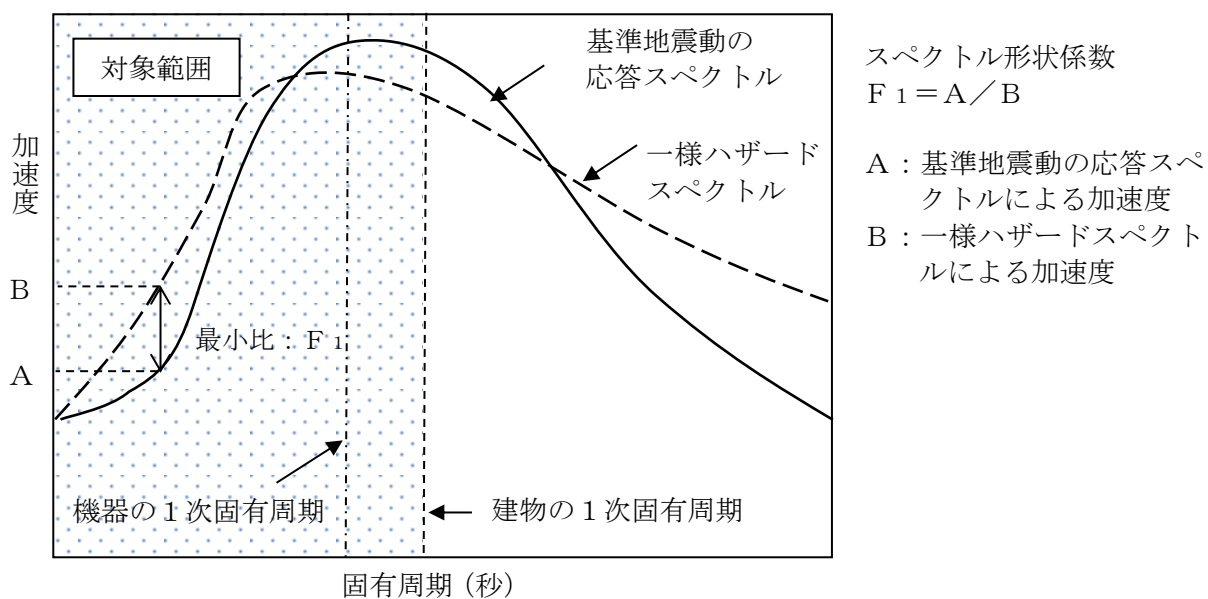
$$\begin{aligned}
 A_m &= F \cdot A_d \\
 &= F_c \cdot F_{RE} \cdot F_{RS} \cdot A_d \\
 &= F_s \cdot F_\mu \cdot F_{RE} \cdot F_{RS} \cdot A_d \\
 F_s &= \sigma_c / \sigma_T \text{ より } F_\mu = F_{RE} = F_{RS} = 1 \text{ とすると} \\
 A_m &= \sigma_c / \sigma_T \cdot A_d
 \end{aligned}$$

- A_m : 50% 損傷確率に対する最大加速度の中央値
- $A_m (X)$: 最大加速度 $X \text{ gal}$ の地震動による発生応力を用いて推定した 50% 損傷確率に対する最大加速度の中央値
- F : 安全係数 (裕度)
- A_d : 評価に用いた地震動の最大加速度
- F_c : 耐力係数
- F_{RE} : 機器の応答係数
- F_{RS} : 建物の応答係数
- F_s : 強度係数
- F_μ : 塑性エネルギー吸収係数
- σ_c : 限界応力の中央値
- σ_T : 地震動による発生応力
- $\sigma_T (X)$: 最大加速度 $X \text{ gal}$ の地震動による発生応力

第1.2.1.c-3-1図 建物の非線形応答を考慮した機器の応力

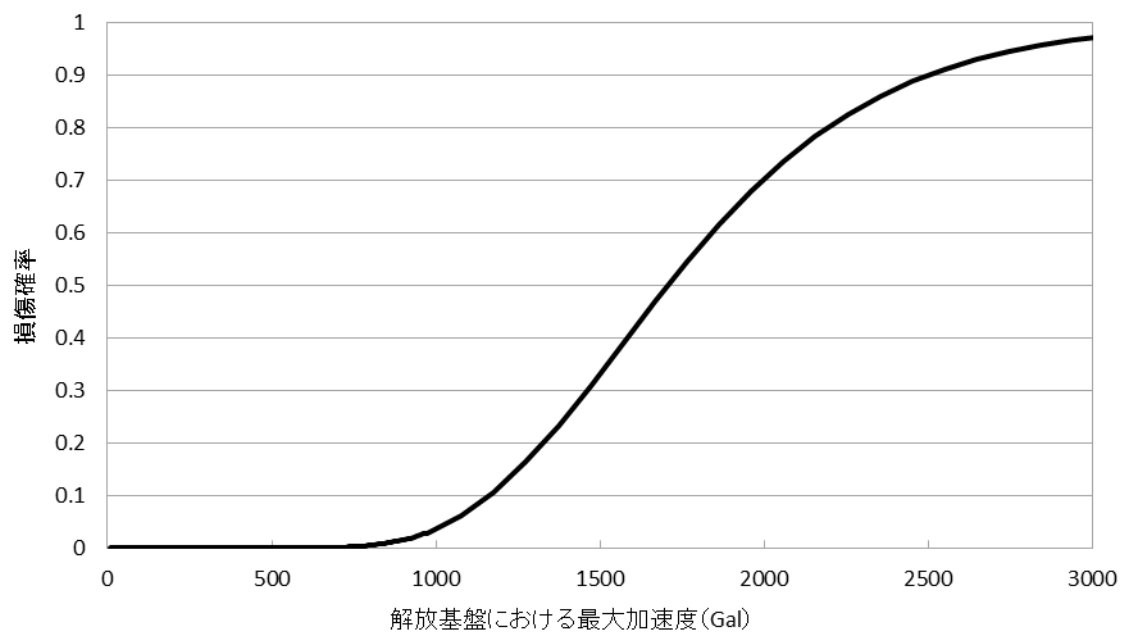


剛な機器の場合

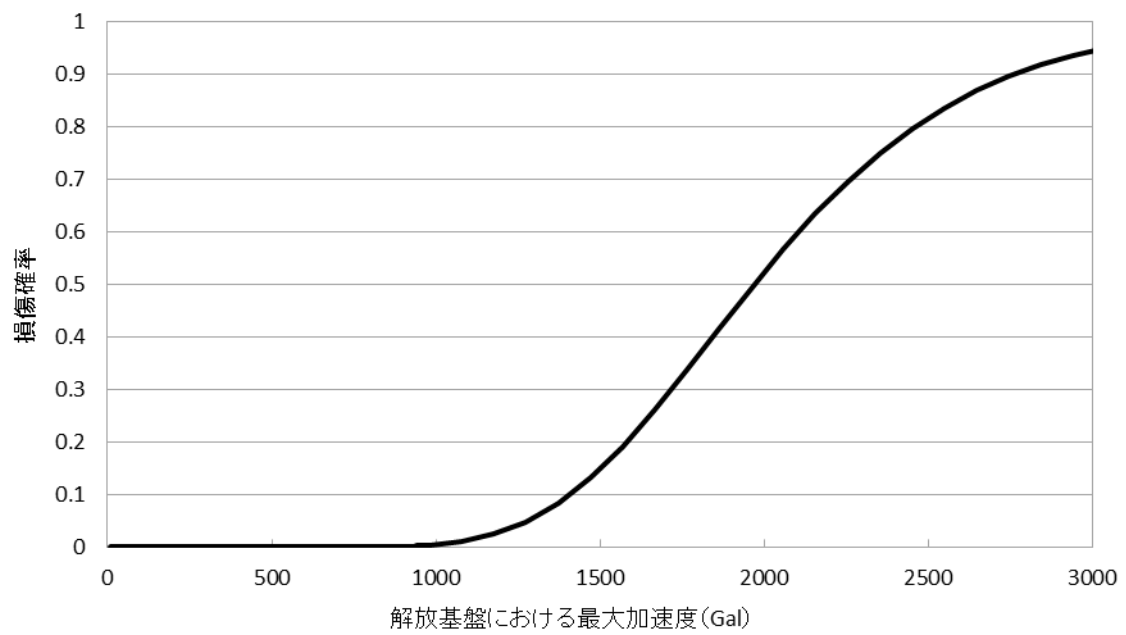


柔な機器の場合

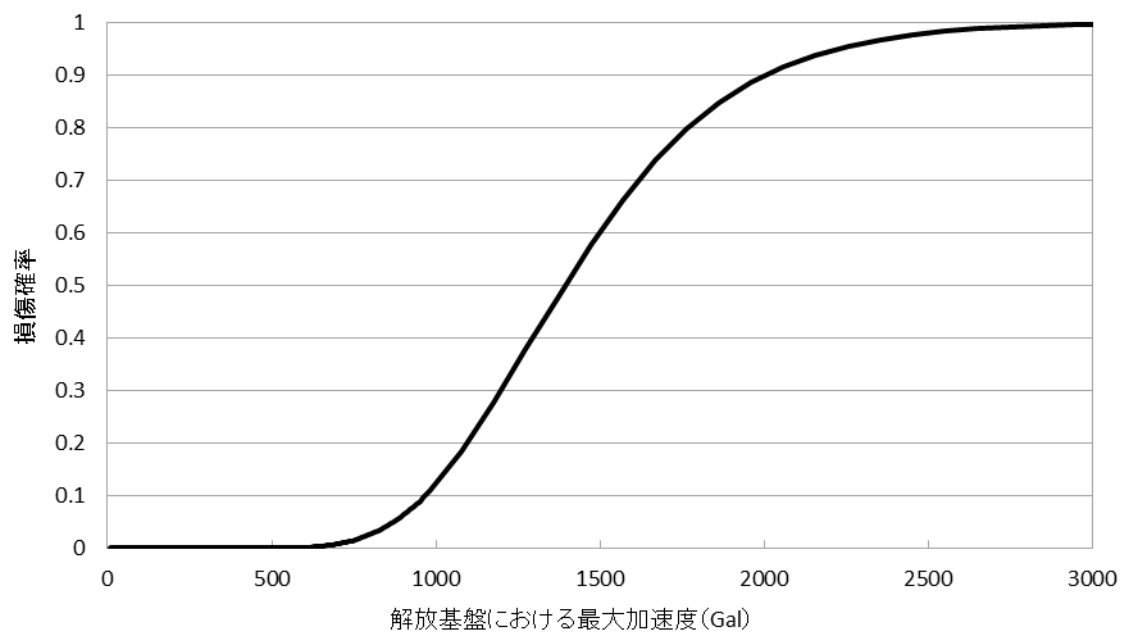
第1.2.1.c-3-2図 建物のスペクトル形状係数の概念図



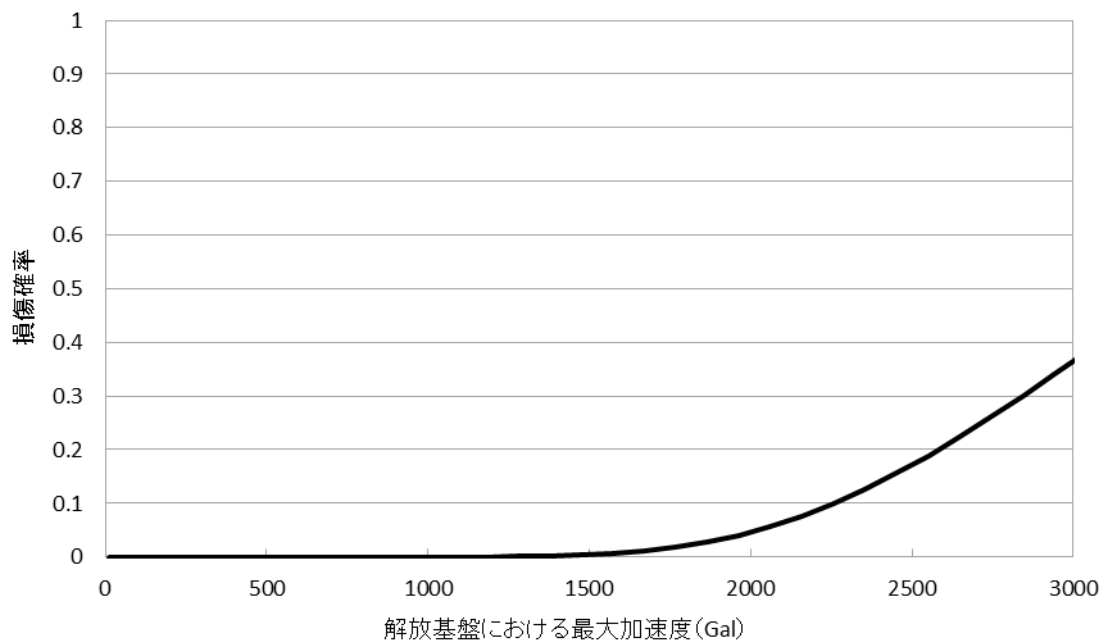
第1.2.1.c-3-3図 原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線



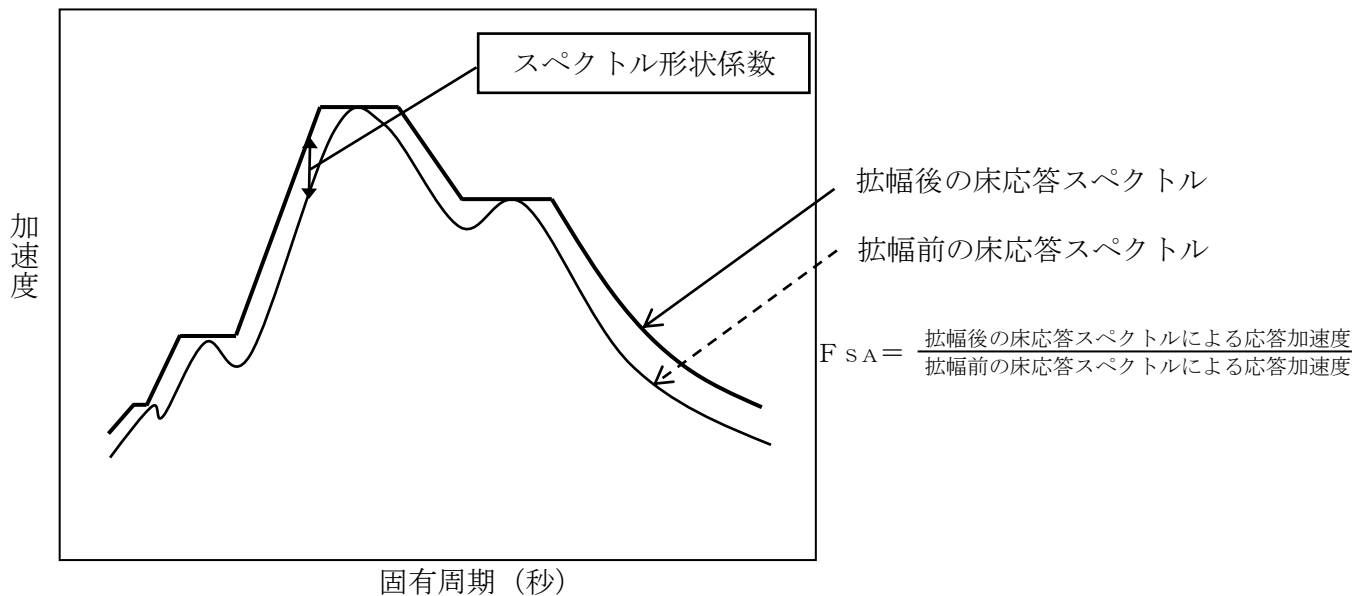
第1.2.1.c-3-4図 原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線



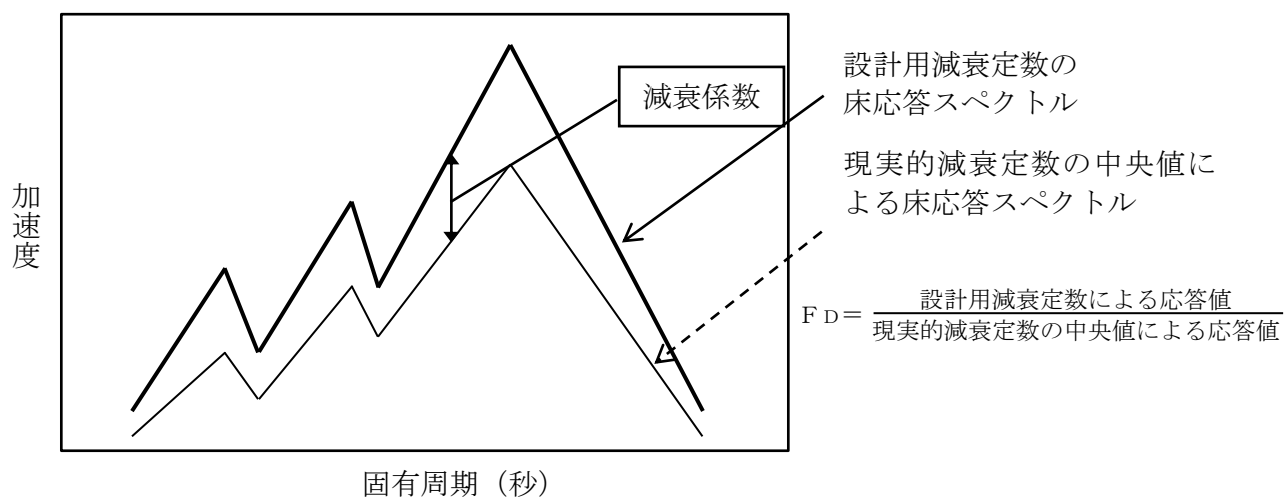
第1.2.1.c-3-5図 原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線



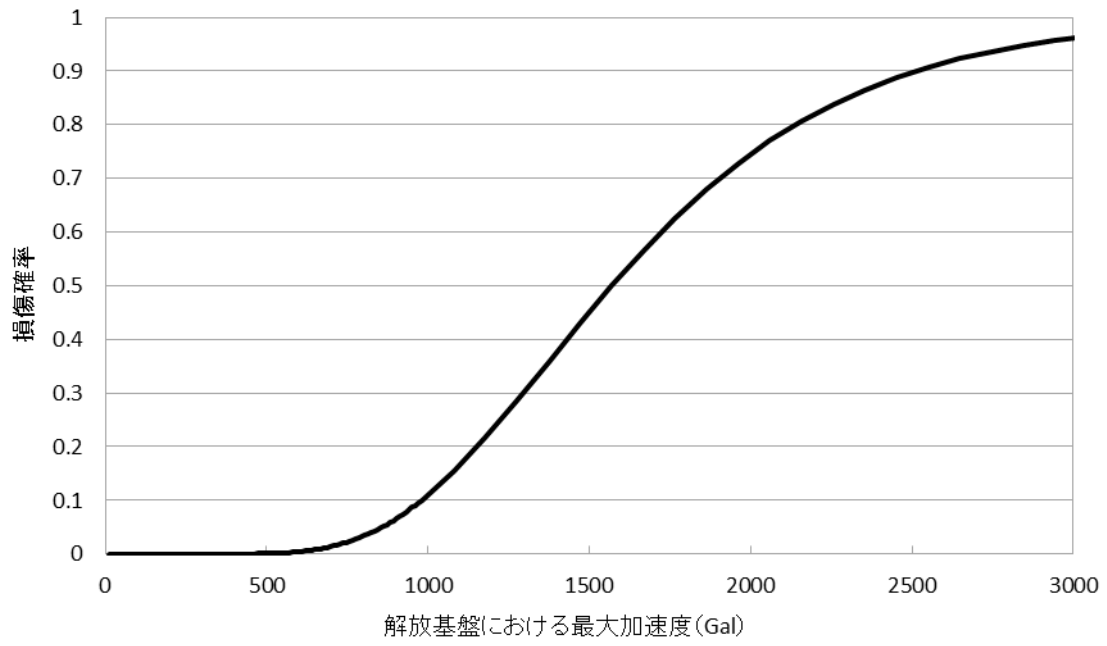
第1.2.1.c-3-6図 非常用母線メタクラのフラジリティ曲線



第1.2.1.c-3-7図 スペクトル形状係数 F_{SA} の概念図



第1.2.1.c-3-8図 減衰係数 F_D の概念図



第1.2.1.c-3-9図 原子炉補機海水系配管のフラジリティ曲線

地震	外部電源喪失	原子炉建物損傷	原子炉格納容器損傷	原子炉圧力容器損傷	格納容器バイパス	冷却材喪失 (E-LOCA※1)	制御室建物損傷	廃棄物処理建物損傷	計装・制御系喪失	直流電源喪失	交流電源・補機冷却系喪失	事故シナリオケケンス	事故シナリオケケンス	事故シナリオケケンスグループ
												炉心損傷なし	炉心損傷なし	炉心損傷なし
												外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失へ
												外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	全交流動力電源喪失へ
												外部電源喪失 + 直流電源喪失	外部電源喪失 + 直流電源喪失	全交流動力電源喪失
												計装・制御系喪失	計装・制御系喪失	※2
												廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物損傷	※2
												制御室建物損傷	制御室建物損傷	※2
												Excessive LOCA	Excessive LOCA	※2
												格納容器バイパス	格納容器バイパス	※2
												原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	※2
												原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	※2
												原子炉建物損傷	原子炉建物損傷	※2

※1 Excessive LOCA

※2 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

第1.2.1.d-1図 地震レベル1 PRA階層イベントツリー

外部電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高压炉心冷却	原子炉減圧	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ
外部電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高压炉心冷却	原子炉減圧	低压炉心冷却	崩壊熱除去	炉心損傷なし	炉心損傷なし
								外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								外部電源喪失 + 高压炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
								外部電源喪失 + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	高压・低压注水機能喪失
								外部電源喪失 + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高压注水・減圧機能喪失
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 高压炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	高压・低压注水機能喪失								
Excessive LOCA								※	
外部電源喪失 + 原子炉停止失敗								原子炉停止機能喪失	

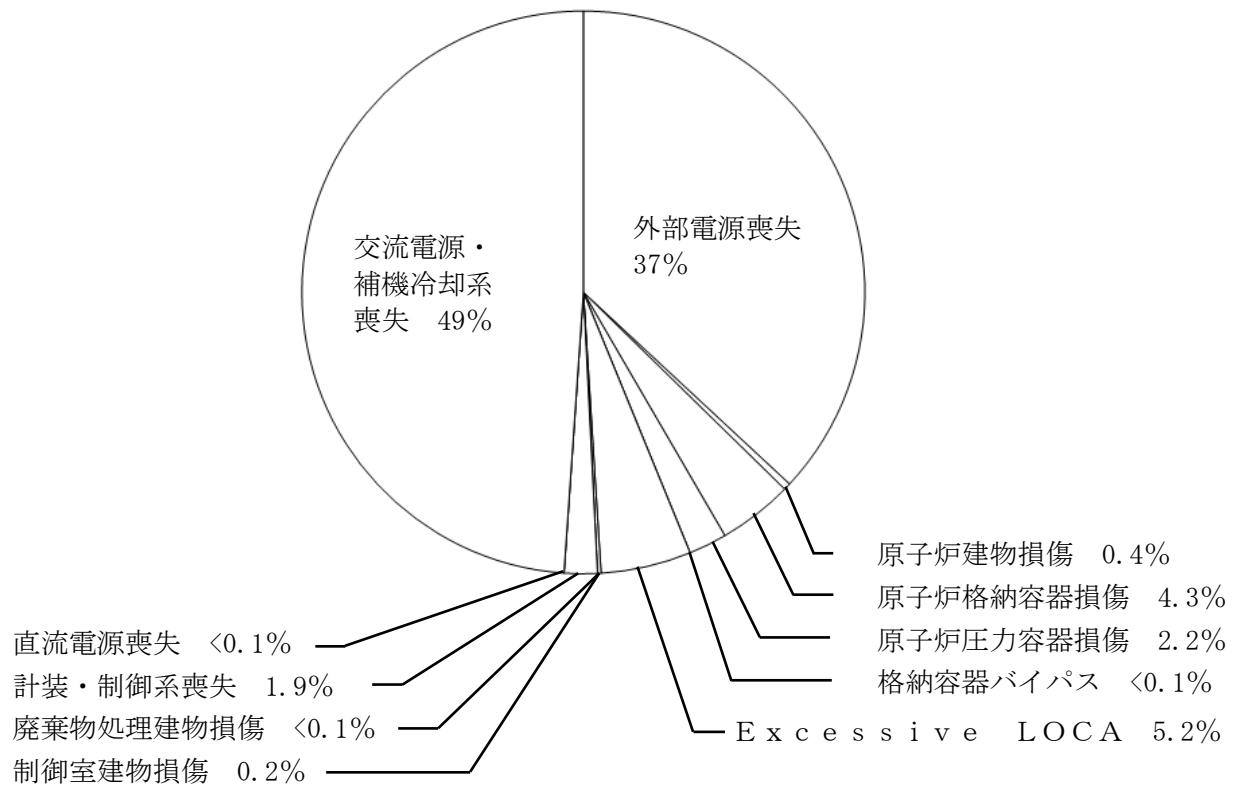
※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

第1.2.1.d-2図 外部電源喪失イベントツリー

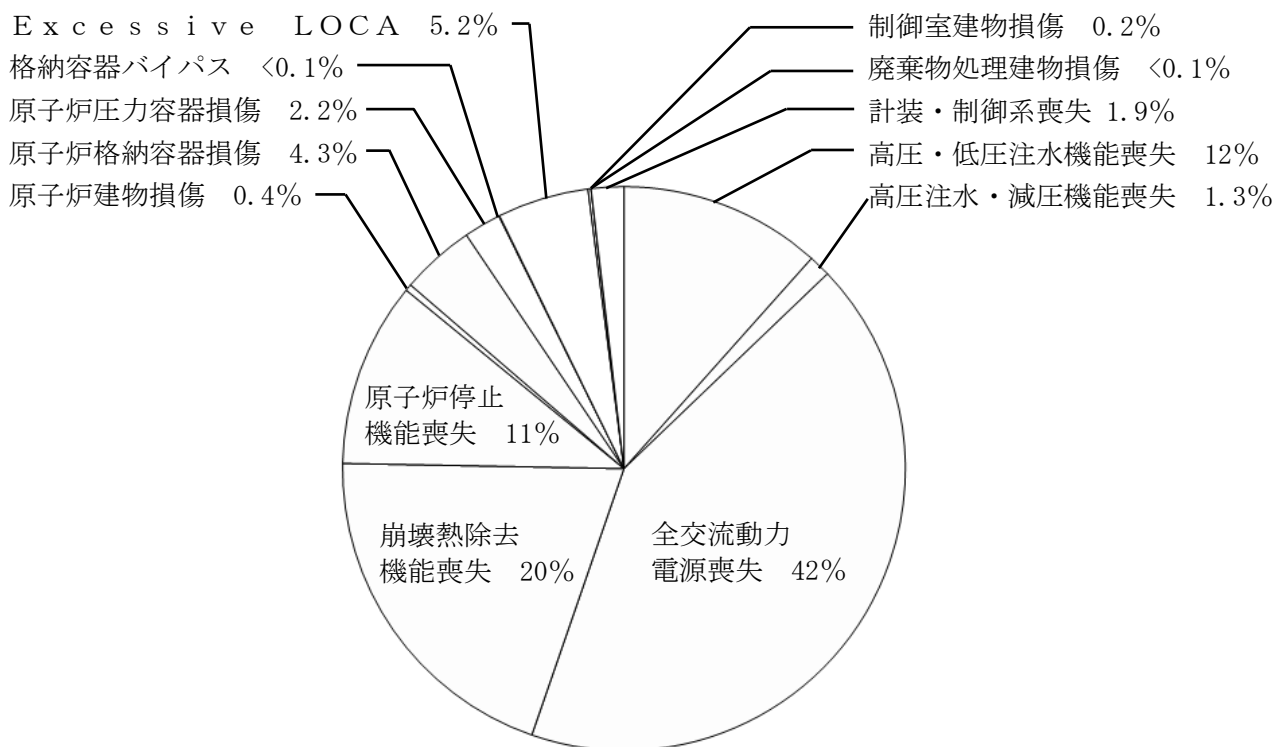
全交流動力 電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高圧炉心冷却	事故シナリオ	事故シナリオ グループ
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	全交流動力電源喪失
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + S R V 再閉鎖失敗	全交流動力電源喪失
Excessive LOCA					※	※
外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 原子炉停止失敗						原子炉停止機能喪失

※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

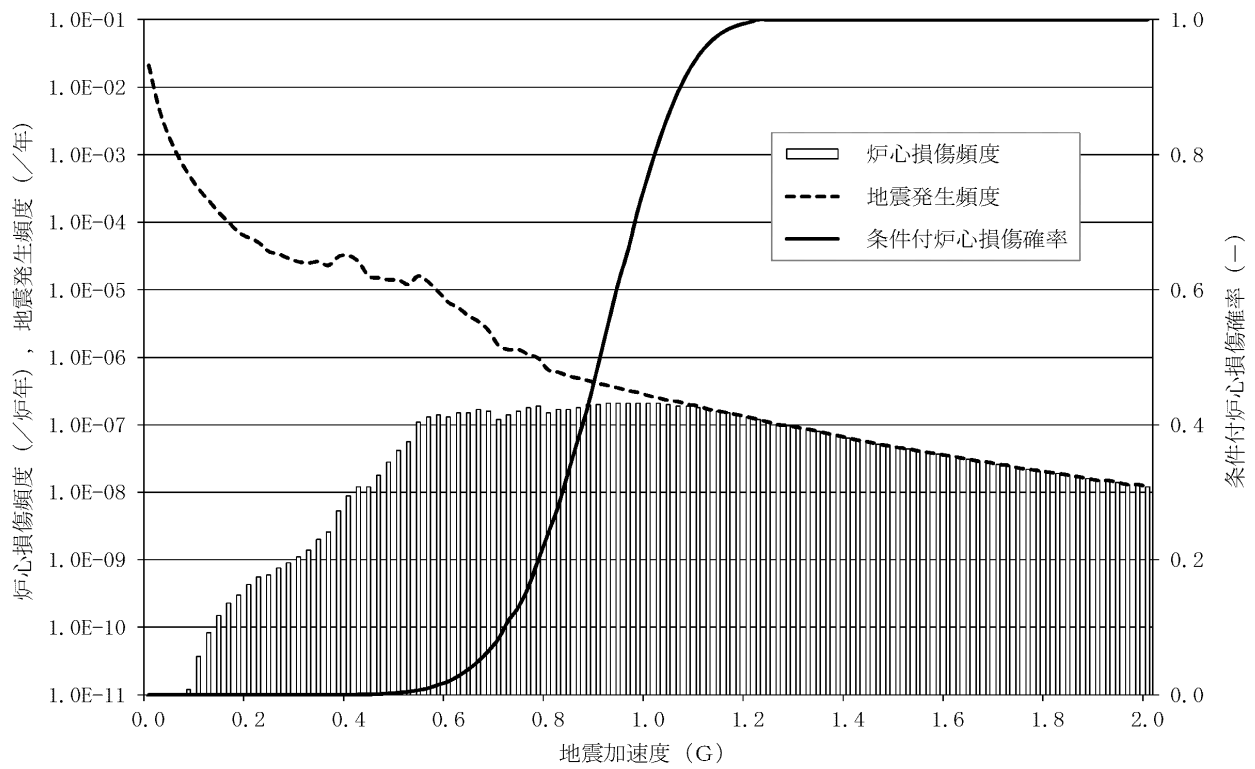
第1.2.1.1.d-3図 全交流動力電源喪失イベントツリー



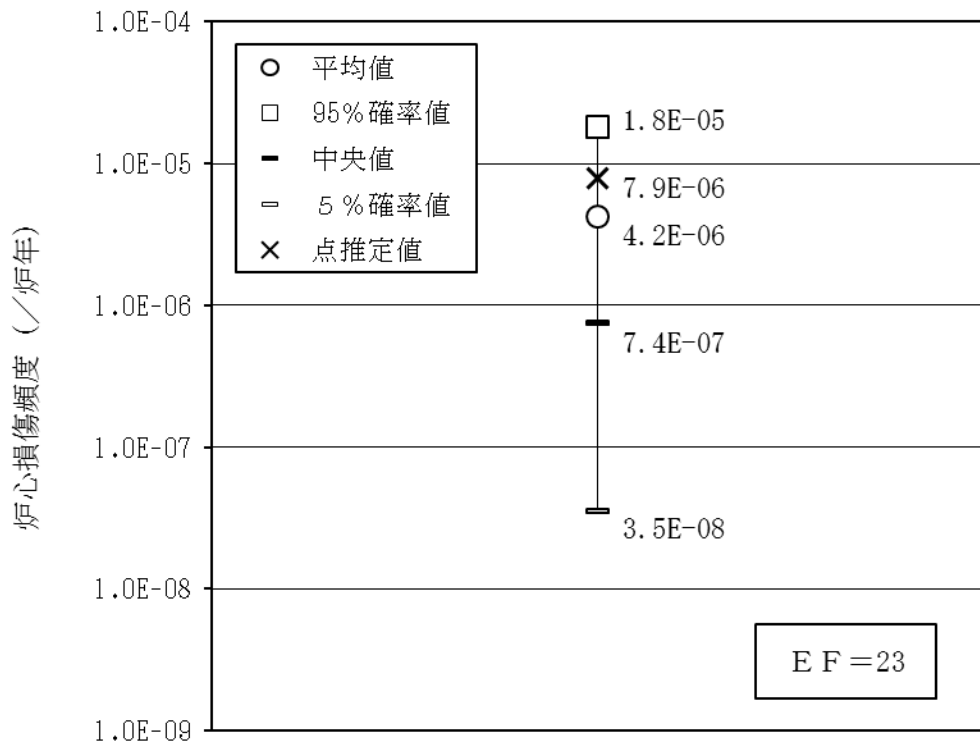
第1.2.1.d-4図 炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）



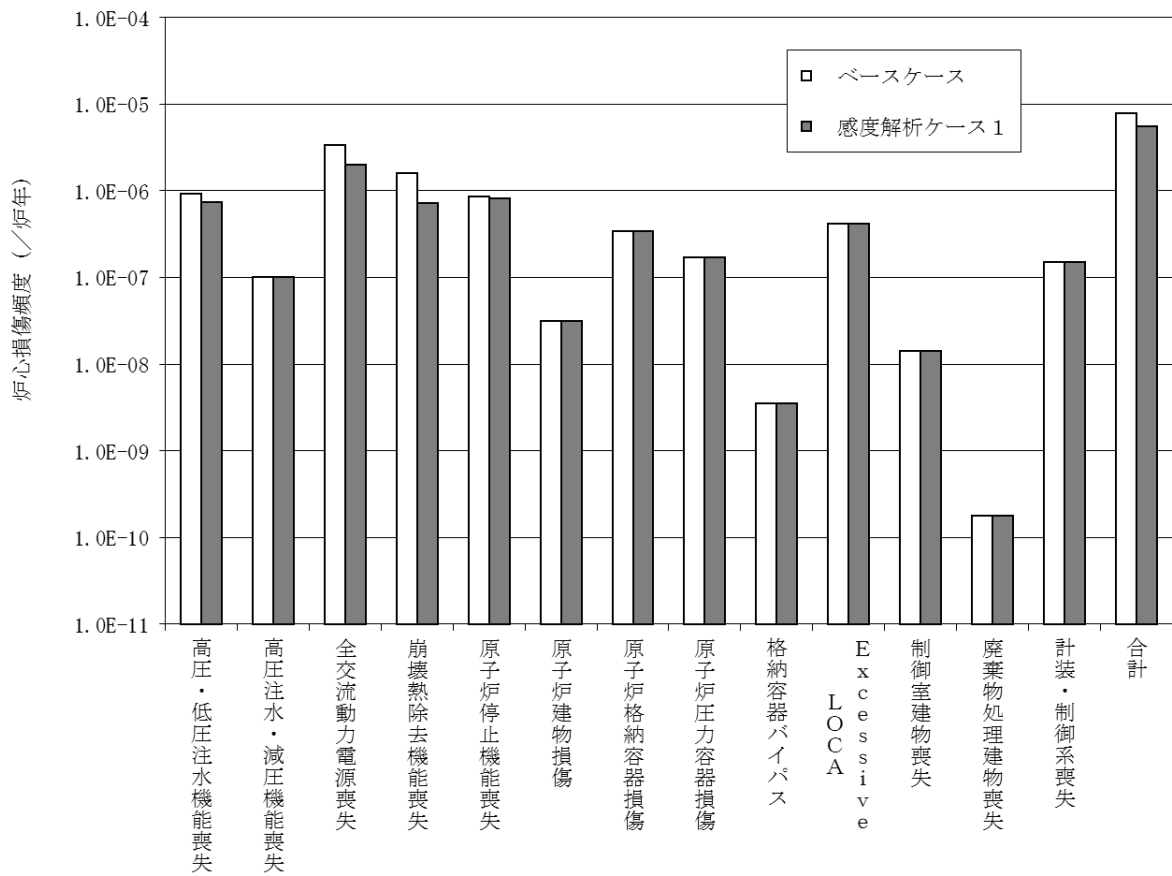
第1.2.1.d-5図 炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）



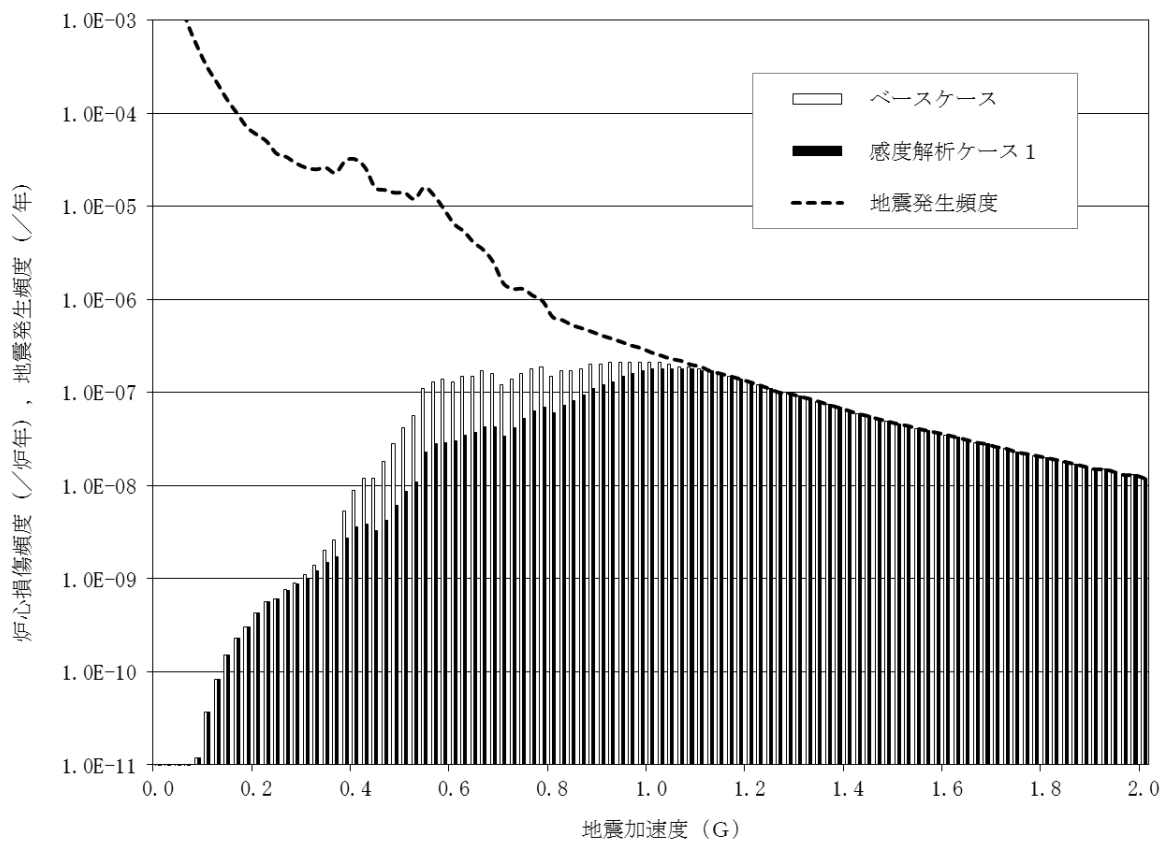
第1.2.1.d-6図 炉心損傷頻度評価結果（地震加速度区分別）



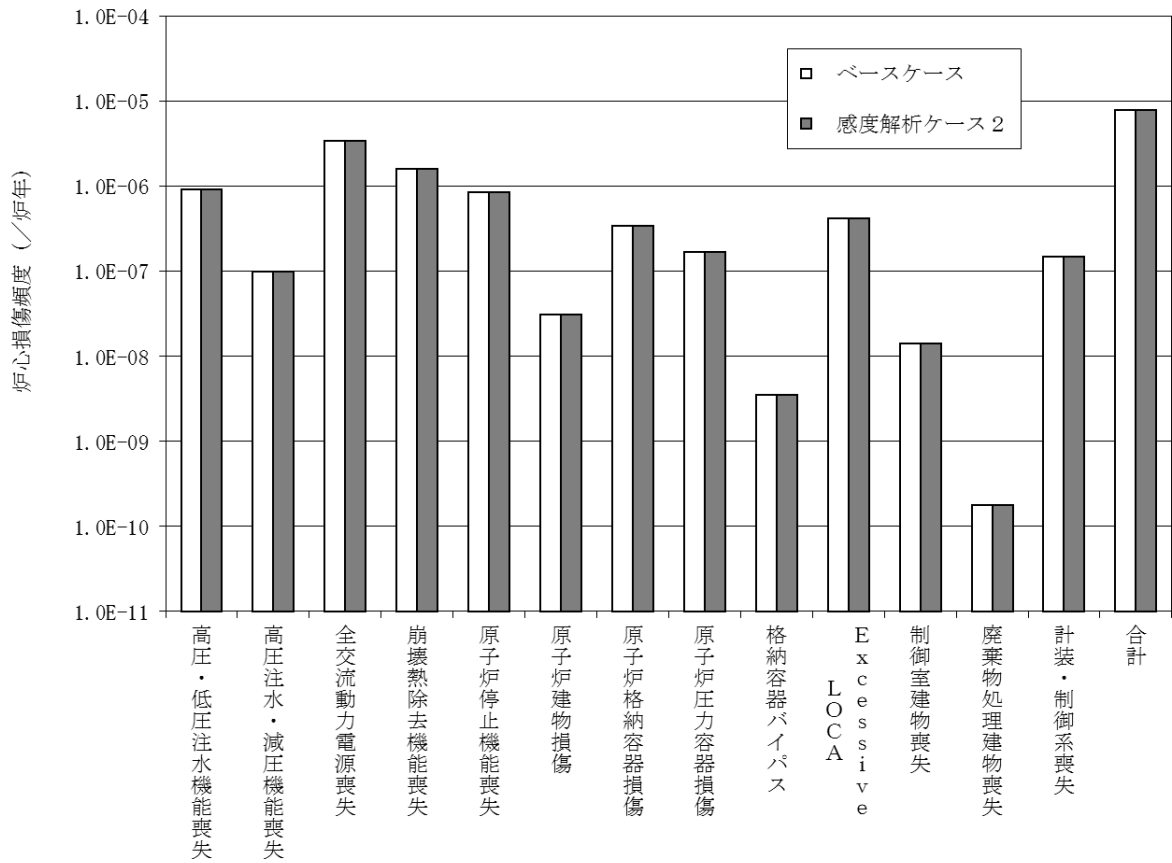
第1.2.1.d-7図 不確かさ解析結果



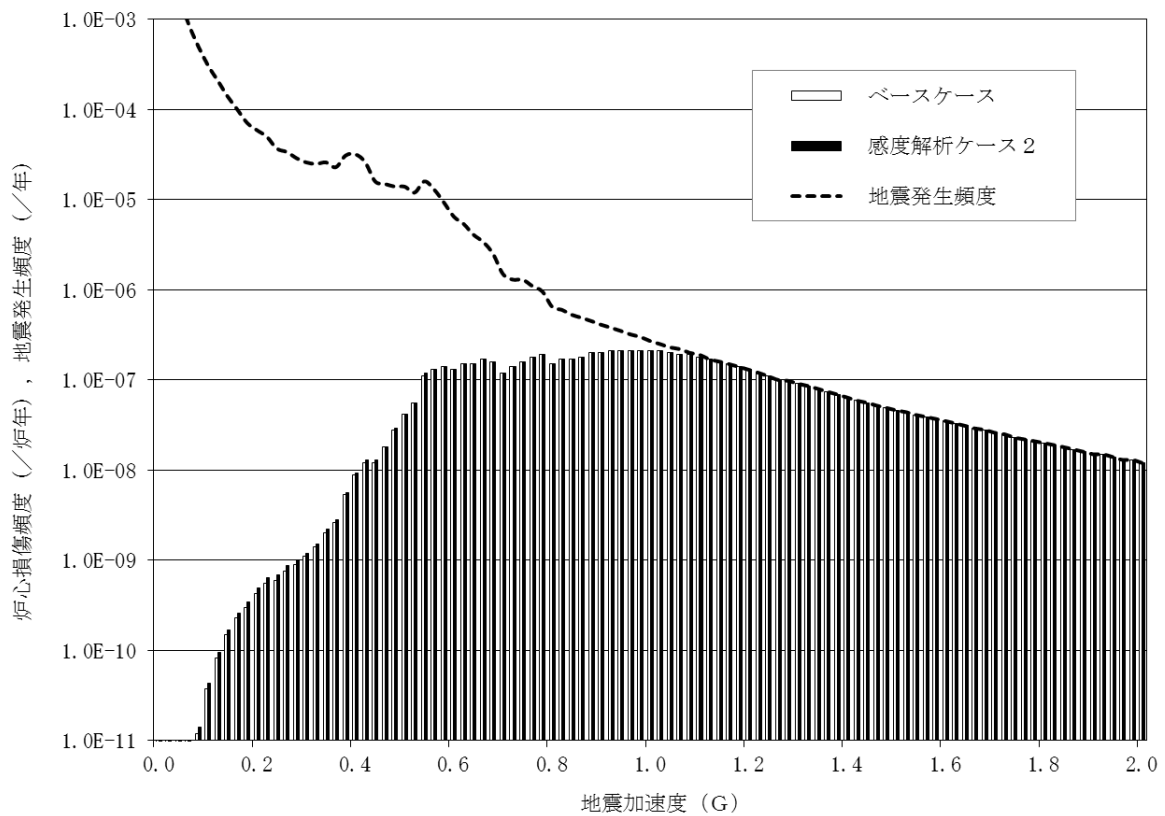
第1.2.1.d-8図 感度解析結果 (完全独立：事故シーケンスグループ別)



第1.2.1.d-9図 感度解析結果 (完全独立：地震加速度区分別)



第1.2.1.d-10図 感度解析結果（使命時間72時間：事故シーケンスグループ別）



第1.2.1.d-11図 感度解析結果（使命時間72時間：地震加速度区分別）

1.2.2 津波PRA

津波レベル1 PRAは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下「津波PRA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」（平成25年9月 原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.2-1図に示す。なお、今回のPRAでは、津波単独の影響のみを評価しており、地震に伴う津波（重畳事象）等は対象としていない。

1.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ

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

内部事象運転時レベル1 PRAで収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、津波レベル1 PRAを実施するために、プラントの耐津波設計やプラント配置の特徴等の津波固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.2.a-1表に示す。

(2) 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「1.1.1 運転時PRA」に示す。また、津波レベル1 PRAの中で考慮する設備配置を第1.2.2.a-1図に示す。

(3) 津波に対する特徴

a. 津波防護施設及び浸水防止設備

防波壁、防水壁、水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備を、第1.2.2.a-2表及び第1.2.2.a-1図に示す。津波レベル1 PRAでは、津波防護施設及び浸水防止設備の機能に期待した場合の炉心損傷頻度を算出しているが、事故シナリオの分析においては、津波特有の事故シナリオを広範に抽出するため、津波防護施設及び浸水防止設備の機能に期待せず、浸水高さの上昇に伴い発生する可能性のある起因事象について検討した。

b. 津波の遡上

施設護岸周辺には津波防護施設及び浸水防止設備として、高さEL 15.0mの防波壁を設置するとともに、防波壁通路及び1号炉放水連絡通路には防波扉を設置するが、以下の点を考慮して浸水解析を実施し、敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した。

- ・ EL 8.5m盤にある取水槽や放水槽等の開口部からの浸水
- ・ 防波壁を越える津波の遡上
- ・ 津波に対する防波扉の耐力

(4) プラントウォークダウン

a. プラントウォークダウンの実施手順

机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオ

の妥当性確認のために、主に以下の観点でPWD実施要領及びチェックシートを作成し、PWDを実施した。

- ・津波影響の確認
- ・間接的な被害の可能性の確認

b. プラントウォークダウン対象の構築物・機器の選定

後述する「② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオの分析」で作成した建物・機器リストより、建物内や屋外設備の被水・没水を防ぐ防波壁、防水壁、水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備や、起回事象の発生要因となり得る原子炉補機海水ポンプ等を、PWD対象の構築物・機器として選定した。PWD対象の構築物・機器を選定するフローを第1.2.2.a-2図に示す。

c. プラントウォークダウン実施結果

PWDチェックシートに従い、PWD対象の構築物・機器の確認を行った。例として取水槽海水ポンプエリア防水壁のチェックシート及び現場の構築物・機器の写真を第1.2.2.a-3図及び第1.2.2.a-4図に示す。PWDを実施した結果、第1.2.2.a-3表のとおり、津波レベル1 P R A 上問題となる箇所は確認されなかった。

② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオの分析

津波レベル1 P R Aで対象とする起回事象を選定し、事故シナリオの選定・分析を行った。また、対象とする構築物・機器を選定するとともに、その影響（起回事象の発生、緩和設備への影響）を整理した。

評価においては、以下を前提条件とした。

- ・地震発生前は出力運転状態とする。
- ・地震によって安全上重要な建物，系統（システム），機器の機能喪失につながる損傷はない，すなわち，地震によるプラントへの直接的影響はないものとする。
- ・地震後に津波が襲来するものとする。
- ・地震発生から津波襲来までは一定の時間があり，その間にプラントを停止できることから，津波襲来時に原子炉は停止しているものとする。

(1) 事故シナリオの概括的な分析・設定

津波襲来時における事故シナリオの分析・選定を行った。津波P R A学会標準を参考に津波による影響を直接的な被災による事故シナリオと間接的な被災による事故シナリオに区別し分析した。

分析の結果を第1.2.2.a-4表に示すが、津波による影響のうち、以下を考慮すべきものとして抽出した。

- ・浸水による設備の被水・没水
- ・津波の波力，流体力，浮力
- ・漂流物の衝突

- ・洗掘

また、考慮対象とした津波の影響に対して津波による損傷・機能喪失要因について分類し、それぞれの要因に対して損傷・機能喪失の評価対象となる構築物・機器を整理した。その結果を第1.2.2.a-5表に示す。

(2) 起回事象の選定

第1.2.2.a-5図に示すフローを用いて、津波により誘発される起回事象を分析し、以下の3事象を選定した。検討結果を第1.2.2.a-6表に示す。

- ・補機冷却系喪失
- ・外部電源喪失
- ・直接炉心損傷に至る事象

(3) 建物・機器リストの作成

本評価では、以下2つの前提条件を定め、選定した起回事象の要因となる構築物・機器及び起回事象が発生した場合の緩和設備に係る構築物・機器を抽出し、建物・機器リストを作成した。

- ・地震の影響による安全上重要な機器等の損傷はない。
- ・建物内に浸水した場合は、保守的に直接炉心損傷に至る事象を想定するため、起回事象が発生した場合の緩和設備に係る構築物・機器を含め、建物内の構築物・機器については抽出対象としない。

津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と機能喪失浸水高を第1.2.2.a-7表に示す。

(4) 津波シナリオの作成

津波特有の事故シナリオを広範に抽出・選定するために、ここでは防波壁、防水壁、水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備については、その機能を期待せず、屋外の構築物・機器や建物扉の設置高さから、津波高さの上昇に伴い発生する可能性のある起回事象、重要な緩和設備の機能喪失の可能性、建物内への浸水の可能性等を検討した。第1.2.2.a-8表に津波高さ別の事故シナリオと起回事象を示すとともに、以下に各事故シナリオの広範な分析を示す。

a. EL2.7m以上～8.5m未満

取水槽海水ポンプエリア下部の貫通部からの浸水により、原子炉補機海水ポンプが水没し、「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある。

b. EL8.5m以上～15.0m未満

取水槽海水ポンプエリア下部の貫通部、又は上部の開口部からの浸水により、原子炉補機海水ポンプが被水及び水没し、「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある。

また、建物内への浸水により、広範に緩和機能が喪失し、「直接炉心損傷に至る事象」が発生する可能性がある。

c. EL15.0m以上

取水槽海水ポンプエリア下部の貫通部，又は上部の開口部からの浸水により，原子炉補機海水ポンプが被水及び水没し，「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある。

起動変圧器及び予備変圧器が水没し，「外部電源喪失」が発生する可能性がある。

建物内への浸水により，広範に緩和機能が喪失し，「直接炉心損傷に至る事象」が発生する可能性がある。

1.2.2.b 確率論的津波ハザード

① 確率論的津波ハザード評価の方法

確率論的津波ハザード評価を行うに当たっては，津波PRA学会標準，土木学会(2011)及び土木学会(2016)を踏まえて実施した。

② 確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定

津波発生モデルとしては，以下に示す波源を想定し，検討を実施した。

- ・日本海東縁部に想定される地震による津波
- ・海域活断層から想定される地震による津波
- ・領域震源（背景的地震）による津波

津波伝播モデルについては，基準津波の評価で用いたモデルを用いて検討を実施した。

また，領域震源（背景的地震）による津波の評価は，垣見ほか（2003）及び萩原(1991)に示される発電所から100km以内に位置する領域震源を対象としているが，確率論的津波ハザード評価への寄与度が低いと考えられることから評価対象外とした。

検討対象波源に基づきロジックツリーを作成した。

③ 確率論的津波ハザード評価結果

作成したロジックツリーに基づき算出した確率論的津波ハザード曲線群から求めたフラクタイル曲線，算術平均曲線及び評価地点の島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽を第1.2.2.b-1図及び第1.2.2.b-2図に示す。

1.2.2.c 建物・機器フラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

津波PRA学会標準では，屋外・屋内それぞれの評価対象物について考慮すべき損傷モードに関して記載されており，損傷モードについて検討した結果，機器に対する「被水・没水」，「流体力」及び「波力」による機能損傷を評価対象とした。建物・機器フラジリティにおける検討内容を第1.2.2.c-1表に示す。

② フラジリティ評価について

機器に対する「被水・没水」，「流体力」及び「波力」の損傷モードに対しては，津波が機器の機能喪失津波高さ[※]に到達した時点で，当該機器が確率1.0で損傷すると仮定し，機器フラジリティ曲線は第1.2.2.c-1図に示すステップ状とした。本評価では，対象の機器の機能喪失高さを「現実的耐力」とし，不確実さは考慮しない。

※ 津波による敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した浸水解析結果を踏まえ，構築物・機器が機能喪失に至る機能喪失浸水高の浸水が生じる津波高さを表す。

1.2.2.d 事故シーケンス

① 起回事象

(1) 評価対象とした起回事象とその説明

事故シナリオの広範な分析を踏まえ，津波レベル1 P R Aにおける起回事象は以下を評価対象とした。「補機冷却系喪失」及び「外部電源喪失」については，発生する津波高さが同じとなる「直接炉心損傷に至る事象」で代表した。

・直接炉心損傷に至る事象

上記の起回事象を発生させる構築物・機器等は，各々の機能喪失浸水高まで浸水した時点で，確率1.0で機能喪失すると評価していることから，起回事象発生頻度は起回事象となる機器の損傷が発生する津波の年超過確率と同じとなる。

(2) 階層イベントツリーとその説明

選定した起回事象を基に階層イベントツリーを作成した。第1.2.2.d-1図に津波レベル1 P R Aの階層イベントツリーを示す。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

本評価で考慮する設備では，評価対象とする起回事象に対して炉心損傷を防止する緩和手段がないことから，緩和設備の機能及び系統数に関する成功基準は設定していない。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

評価対象とする起回事象に対して炉心損傷を防止する緩和手段はなく，イベントツリーを展開できないため，本評価では緩和設備に関するイベントツリーを作成していない。

④ システム信頼性

評価対象とする起因事象に対して、炉心損傷防止の緩和に期待しないことから、注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。

⑤ 人的過誤

津波発生後の混乱に伴う高ストレスが運転員操作を阻害することが考えられるが、評価対象とする起因事象について炉心損傷防止の緩和に期待しないことから、人的過誤を考慮していない。

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

炉心損傷頻度の定量化には、内部事象と同様にW i n N U P R Aを用いた。

(2) 炉心損傷頻度結果

a. 評価結果及び事故シナリオ

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 1.2×10^{-7} / 炉年となった。津波高さ別の津波発生頻度及び炉心損傷頻度を第1.2.2.d-1表に示す。また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第1.2.2.d-2表に示す。津波高さ別の炉心損傷頻度及び事故シナリオの概要は以下のとおりである。

なお、E L 20m以下の津波については、屋内外の構築物・機器は津波によって機能喪失しないため、津波を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスはない。

(a) E L 20m超過

炉心損傷頻度は 1.2×10^{-7} / 炉年である。この津波高さにおいては、波力を伴う津波の遡上が大規模になり、建物外壁水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備が機能喪失すると考えられる。このため、建物等への浸水により計装・制御系、E C C S等の緩和機能の喪失が発生し、直接炉心損傷に至ると想定した。

津波レベル1 P R Aでは、E L 20m超過で発生する「直接炉心損傷に至る事象」を津波特有の事故シーケンスとして整理した。

(3) 評価結果の分析

津波高さ別の炉心損傷頻度寄与割合及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合を示す円グラフを、それぞれ第1.2.2.d-2図及び第1.2.2.d-3図に示す。津波高さとしては「E L 20m超過」、事故シーケンスグループ別としては、「直接炉心損傷に至る事象」の寄与割合が100%となる。

(4) 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析

津波レベル1 P R Aの重要度解析については、評価対象となる津波高さ（E L 20m超過）では緩和手段が無くなり必ず炉心損傷に至ることから、重要度解析を実施しても有用な情報は得られないと判断し、実施していない。

b. 不確実さ解析

確率論的津波ハザードの不確かさを考慮し、信頼度別津波ハザードを用いて、モンテカルロ法による不確実さ解析を行った。不確実さ解析の結果を第1.2.2.d-4図に示す。

c. 感度解析

本評価では、E L 20mを超える津波により防波壁をはじめとした複数の浸水防止対策及び緩和機能が同時に喪失するものとしている。感度解析で更に厳しいプラント状態を想定する、あるいは、一部の施設が復旧する等を仮定することは本評価の想定上、現実的ではなく、新たな事故シーケンス抽出の観点で有用な情報が得られないと判断したため、実施していない。

第1.2.2.a-1表 津波PRAを実施するために収集した情報及び主な情報源

	PRAの作業	情報	主な情報源
1	プラントの構成・特性の調査	設計・運転管理に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 内部事象運転時レベル1PRAで使 設計図書 用した (原子炉設置変更許可申請書, 工事計画認可 申請書, 配管計装線図, 単線結線図, 展開 接続図, プラント機器配置図, 系統設計仕 様書, 機器設計仕様書, 原子炉施設保安規 定, 運転要領書, 定期試験要領書, 巡視点 検要領書) 構内配置図 PWD
2	津波ハザード評価	敷地周辺に影響を与え得る津波を 生させる地震発生様式に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 海底地形データ 断層パラメータ
3	事故シナリオの概括的分析 建物・機器フラジリティ評価	プラント固有の津波に対する耐力評 価並びに応答評価に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 浸水解析
4	事故シナリオの分析と起 因事象の分類	津波時に想定されるプラント状態	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 上記1の情報源 既往のPRAに関する情報源
	(2) 事故シナリオの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	<ul style="list-style-type: none"> 安全系等のシステム使用条件 システムの現実的な応答 運転員による緩和操作 	
	(3) システムのモデル化	対象プラントに即した機器故障モー ド, 運転形態	
	(4) 事故シナリオの定量化	評価結果の妥当性を確認できる情報	

第1.2.2.a-2表 対象とした津波防護施設及び浸水防止設備

区分	名称	箇所数	設置場所
屋外	防波壁	一式	敷地護岸
屋外	防波扉	4箇所	防波壁通路
屋外	屋外排水路逆止弁	15箇所	屋外排水路
屋外	防波扉	1箇所	1号炉放水連絡通路
屋外	防水壁	1箇所	起動変圧器前
屋外	防水壁	1箇所	取水槽海水ポンプエリア
屋外	防水壁	1箇所	取水槽除じん機エリア
屋外	水密扉	2箇所	取水槽除じん機エリア
屋外	閉止板	1箇所	取水管立入ピット
屋外	床ドレン逆止弁	一式	取水槽
屋外	水密扉	3箇所	取水槽海水ポンプエリア
屋外/屋内	水密扉	4箇所	タービン建物
屋内	水密扉	1箇所	原子炉建物境界
屋外	貫通部止水処置	一式	取水槽海水ポンプエリア
屋外/屋内	貫通部止水処置	一式	タービン建物と屋外の地下部～E L 15.0mまでの境界
屋内	貫通部止水処置	一式	タービン建物と原子炉建物及び廃棄物処理建物の境界

第1.2.2.a-3表 プラントワークダウン結果

構造物・機器	津波影響の確認		間接的な被害の可能性の確認	総合評価
	開口部の高さ・大きさ、対象設備の高さに間違いはないか。 ^{※1}	屋外の構造物・機器については、その周辺環境も含め、潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点はないか。 ^{※1}		
取水槽除じん機エリア 防水壁	なし	なし	津波襲来時に建物外部にある設備の津波の波力による離脱、移動などに起因して生じる干渉及び衝突などの間接的な被害の可能性はないか。 ^{※2}	問題なし
取水槽海水ポンプエリア 防水壁	なし	なし		問題なし
取水槽海水ポンプエリア 水密部	なし	なし		問題なし
防波壁	なし	なし		問題なし
タービン建物外壁	なし	なし		問題なし
タービン建物水密扉	なし	なし		問題なし

※1 高さE L15.0mまでの範囲について確認した。

※2 間接的な被害の可能性については、取水槽から海に面した建物（タービン建物）外壁までの範囲について確認した。

第 1.2.2.a-4 表 考慮すべき津波による影響（1 / 2）

津波の影響	影響の種類	建物・構築物，機器・配管系への影響	本評価における前提
直接的	浸水による設備の被水・没水	設備の動的機能喪失 電気設備の発電／送電機能喪失	安全上重要な機器が多く設置されている原子炉建物及び制御室建物並びに取水槽海水ポンプエリア及び変圧器エリアについて浸水による機能喪失を考慮した。ポンプ，電動弁等の動的機能喪失，電気設備の発電／送電機能喪失を考慮した。
	津波の波力，流体力，浮力	建物・構築物，機器・配管系の構造的損傷	津波防護施設及び浸水防止設備が波力，流体力，浮力によって機能喪失し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	海底砂移動	海水取水設備の機能喪失	現実的応答として津波高さに応じた砂の移動量とその不確かさ，現実的耐力として海水ポンプが損傷に至る取水槽内の砂の量とその不確かさが必要となる。しかし，現状ではこれらのデータや，データを活用したフラジリティ評価手法が整備されていない。したがって，海底砂移動はリスク要因となり得るものの，事故シーケンスの定量化が現行の技術では難しいと判断し，評価対象外とした。
	引き波による水位低下	海水取水設備の機能喪失	引き波時にも海水ポンプの取水性が確保されることから，引き波の影響については，評価対象外とした。

第 1.2.2.a-4 表 考慮すべき津波による影響（2 / 2）

津波の影響	影響の種類	建物・構築物，機器・配管系への影響	本評価における前提
間接的	漂流物の衝突	建物・構築物，機器配管系の構造的損傷	漂流物の衝突により，防波壁，防波扉等が機能喪失することによって発電所敷地及び建物内への浸水が発生し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	洗掘	建物・構築物，機器配管系の構造的損傷	洗掘により，防波壁，防波扉等が機能喪失することによって発電所敷地及び建物内への浸水が発生し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	津波による高ストレス	運転員等の操作失敗	津波発生後の混乱に伴う高ストレスが運転員操作を阻害することが考えられるが，本評価では，評価対象とする起回事象について炉心損傷防止の緩和に期待しないことから，評価対象外とした。
	作業環境の悪化	運転員の回復操作の遅延	本評価では，事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備（可搬型設備）には期待していないため，評価対象外とした。

第 1.2.2. a-5 表 津波による損傷・機能喪失要因と対象となる構築物・機器の種類

津波による損傷・機能喪失要因	構築物・機器の種類 (主要な構築物・機器)
被水・没水	ポンプ，電動弁，電気盤等
波力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
流体力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
浮力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
漂流物衝突	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
洗掘	防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁

第1.2.2.a-6表 津波により発生する起因事象の選定

起因事象	検討内容
外部電源喪失	津波による浸水での発生を考慮する。
補機冷却系喪失	津波による浸水での発生を考慮する。
直接炉心損傷に至る事象	津波により原子炉建物内に浸水が発生する場合等，機器が多重に機能喪失する場合を想定する。

第1.2.2.a-7表 津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と
機能喪失浸水高

起回事象／ 影響緩和系	構築物・機器	設置 場所	設置 高さ	機能喪失 浸水高 ^{※1} (津波による損傷・ 機能喪失要因)	機能喪失 津波高さ ^{※2}
補機冷却系	原子炉補機海水 ポンプ	屋外	E L 1.1m	E L 2.7m (没水：R S Wポンプ モータ下端)	E L 20m 超
	取水槽除じん機エ リア防水壁	屋外	E L 8.8m	E L 12.3m (流体力)	E L 20m 超
	取水槽海水ポンプ エリア防水壁	屋外	E L 8.8m	E L 10.8m (波力)	E L 20m 超
	取水槽海水ポンプ エリア水密部	屋外	E L 1.1m	E L 15.0m (波力)	E L 20m 超
外部電源喪失	起動変圧器	屋外	E L 8.5m	E L 8.5m (没水)	E L 20m 超
	予備変圧器	屋外	E L 15.0m	E L 15.0m (没水)	E L 20m 超
	起動変圧器前 防水壁	屋外	E L 8.5m	E L 15.0m (波力)	E L 20m 超
直接炉心損傷 に至る事象	防波壁	屋外	E L 8.5m	E L 15.0m ^{※3} (流体力)	E L 15m
	タービン建物 外壁	屋外	E L 8.5m	E L 15.0m (波力)	E L 20m 超
	タービン建物 水密扉	屋外	E L 8.5m	E L 15.0m (波力)	E L 20m 超

※1 機器が機能喪失に至る浸水高さであり、構築物は静水圧に対する耐力値を示す。

※2 津波による敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した浸水解析結果を踏まえ、構築物・機器が機能喪失に至る浸水が生じる施設護岸における津波高さを表す。

※3 E L 15m を超える津波は越波するが、E L 20m 津波による波力に対して強度は維持できる。

第1.2.2.a-8表 津波高さ別の事故シナリオと起因事象

津波高さ	事故シナリオ	起因事象
E L 2.7m 以上～ E L 8.5m 未満	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機海水ポンプの没水 	補機冷却系喪失
E L 8.5m 以上～ E L 15.0m 未満	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機海水ポンプの被水・没水 建物内への浸水 	補機冷却系喪失 直接炉心損傷に至る事象※
E L 15.0m 以上	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機海水ポンプの被水・没水 建物内への浸水 起動変圧器及び予備変圧器の没水 	補機冷却系喪失 外部電源喪失 直接炉心損傷に至る事象※

※ 直接炉心損傷に至る事象とは、計装・制御系喪失等、緩和設備の広範な喪失が発生する事象をいう。

第 1.2.2.c-1 表 建物・機器フラジリティの検討内容(1/2)

対象となる 構築物・機器	設置 場所	津波による損傷・ 機能喪失要因	建物・機器フラジリティ評価の検討	フラジリティ 評価対象
動的	屋内 屋外	被水・没水	機能喪失津波高さの津波で機能喪失する。	○
		波力	機能喪失津波高さの津波で機能喪失すると仮定しているため、それ以上の津波高さでしか発生しない波力等は被水・没水に対する評価で包含できる。	
		流体力		
		浮力		
		漂流物衝突		
静的	屋内 屋外	波力	対象となる設備は、屋外は防水壁，屋内は建物により囲まれており，津波が直接衝突する位置にならないため，対象外とする。	-
		流体力	対象となる設備は，耐震性の観点から基礎ボルト等で固定されており，影響はないと想定できるため，機能喪失の対象外とする。	
		浮力		
		漂流物衝突		
		波力		
防波壁， 防波扉（1号放水連絡通路）， 逆止弁（屋外排水路）	屋外	波力	「港湾の施設の技術上の基準・同解説」等に基づき，十分な強度で設計されており，E L20m 津波に対して強度は維持できる。	-
		流体力		
		浮力		
		漂流物衝突		
		洗掘		

第 1.2.2.c-1 表 建物・機器フラジリティの検討内容(2/2)

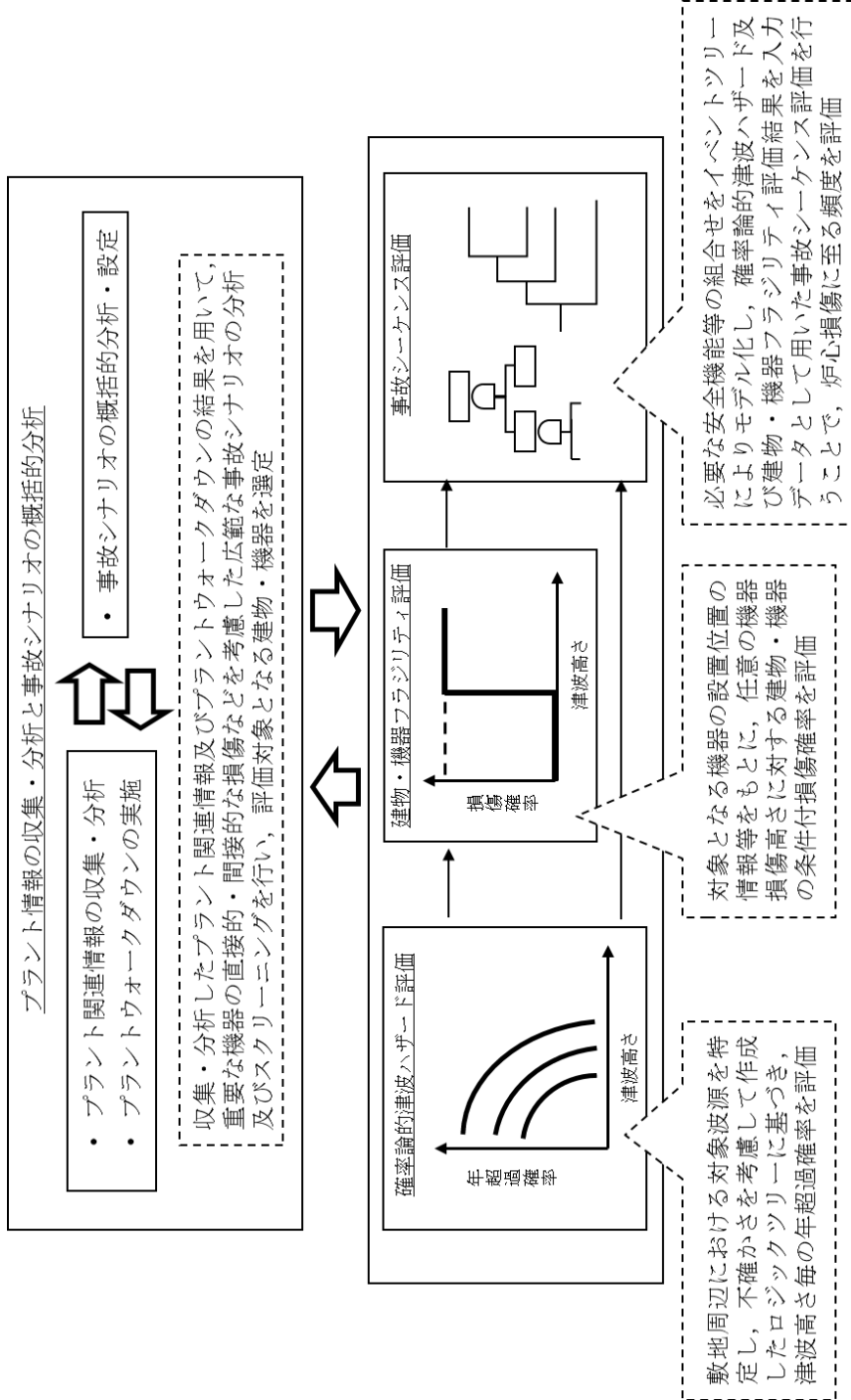
対象となる 構築物・機器	設置 場所	津波による損傷・ 機能喪失要因	建物・機器フラジリティ評価の検討	フラジリティ 評価対象
静的	屋外	波力	対象となる設備は、防波壁により囲まれており、津波が直接衝突する位置になく波力を受けるおそれはないが、防波壁を越波する津波により波力を受けおそれのある機器については、浸水高の2倍が水密性能を上回った時点で機能喪失する。	○
		流体力	水密性能を上回った時点で機能喪失する。	○
		浮力	対象となる設備は、耐震性の観点から基礎ボルト等で固定されており、影響はないと想定できるため、機能喪失の対象外とする。	-
		漂流物衝突	PWDにおいて、対象となる設備に対して影響を与える設備がないことを確認したため、対象外とする。	-
建物・構築物	屋外	波力 流体力 浮力 漂流物衝突	基準地震動 S s に対して機能維持する建物・構築物が津波により損傷に至るとは考えにくく、影響はないと想定できるため、対象外とする。	-

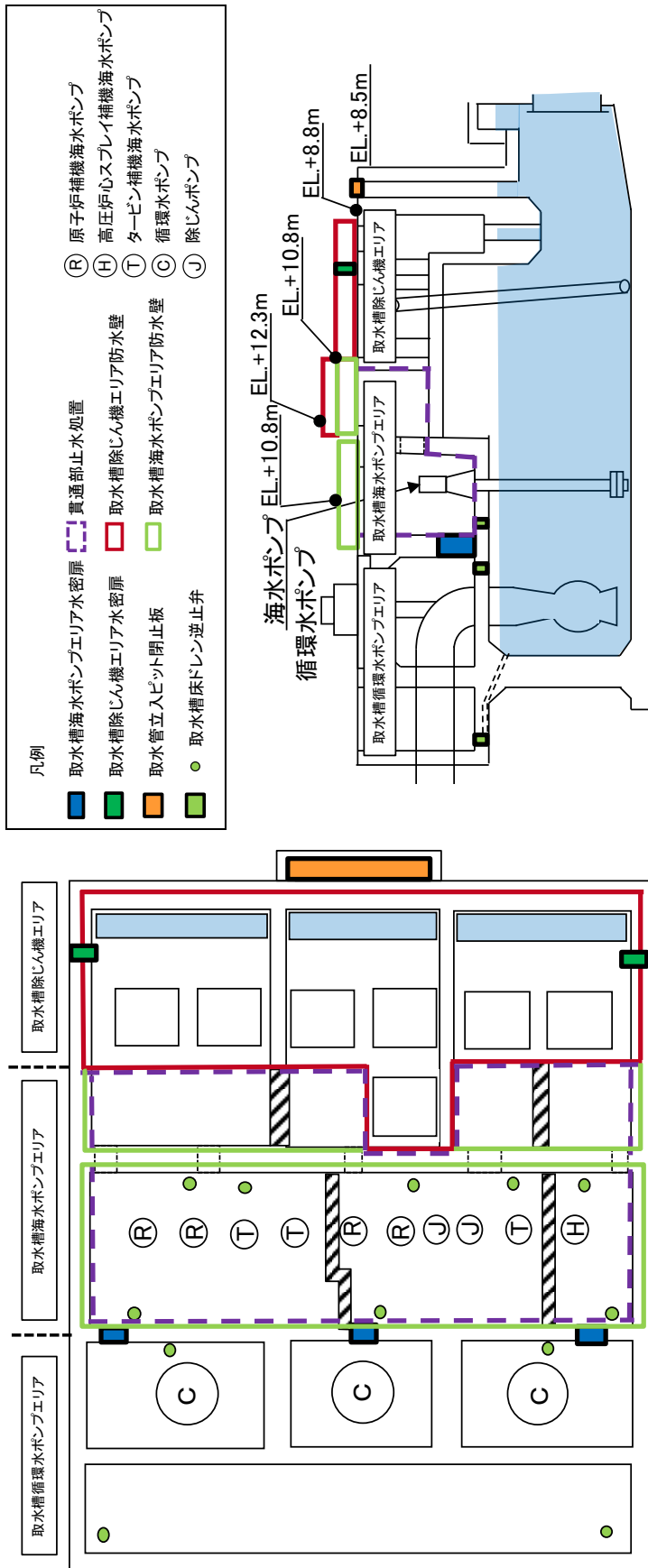
第 1.2.2.d-1 表 津波発生頻度及び炉心損傷頻度（津波高さ別）

津波高さ	津波発生頻度 (/年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
E L 20m 超過	1.2E-07	1.2E-07	100
合 計		1.2E-07	100

第 1.2.2.d-2 表 炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
直接炉心損傷に至る事象	1.2E-07	100
合 計	1.2E-07	100

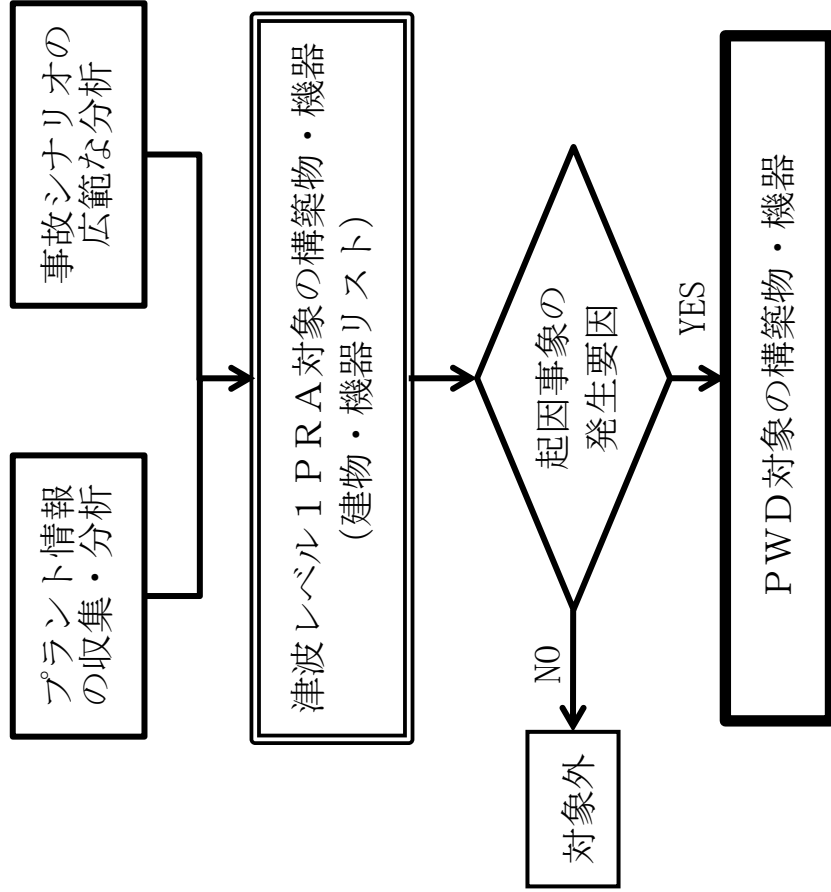




(平面図)

(断面図)

第1.2-2.a-1図(2) 津波防護施設及び浸水防止設備の設置概要 (取水槽エリア)



第1.2.2.a-2図 プラントウトワークダウン対象の構築物・機器の選定フロー

津波 P S A 現場調査チェックシート

確認者 XXXXXXXXXX

プラント名	島根原子力発電所第2号機	確認日	2019年1月17日 PM
設備名	R SWポンプエリア防水壁		

<確認項目>

No.	確認項目	チェック
(1)-1 ※1	開口部の高さ・大きさ, 対象設備の高さに間違いはないか。	問題なし・要検討・適用外
(1)-2	屋外の構築物・機器については, その周辺環境も含め, 潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点はないか。 ※1	問題なし・要検討・適用外
(2)-1	津波襲来時に建物外部にある設備の津波の波力による離脱, 移動などに起因して生じる干渉及び衝突などの間接的な被害の可能性はないか。 ※2	問題なし・要検討・適用外

特記事項	<p>(1)-1, 2 は, 以前に実施済の現場調査チェックシート (2013. 8. 9) も含め確認した。</p> <p>(2)-1 は, 取水槽付近に以下に示す設備があった。</p> <p>①循環水ポンプ及び循環水ポンプ出口弁</p> <p>②0F ケーブルダクト吸気口</p> <p>③竜巻防護対策</p> <p>④ガントリークレーン</p> <p>①, ②, ③は固定された重量物であり, 気密性もないため, 漂流物となる可能性は低い。</p> <p>④は重量物であり, 漂流物となる可能性は低く, また, 取水槽の東側で停止する運用としているため, 仮に倒壊したとしても, 海水ポンプエリア防水壁に到達しない。</p>
------	---

第 1. 2. 2. a-3 図 プラントウォークダウンチェックシート(1 / 2)

R SWポンプエリア防水壁



①循環水ポンプ及び循環水ポンプ出口弁



②0F ケーブルダクト吸気口, ③竜巻防護対策



④ガントリークレーン



現場写真等

※1: スクリーニングアウトされる津波高さがE L20m 超であるため, 津波高さE L20m の遡上解析結果を踏まえ, 防波壁内は保守的に高さE L15.0m までの範囲について確認する。

※2: 上記の間接的な被害の可能性については, 津波高さE L20m 遡上解析結果を踏まえて, 取水槽から海に面した建物(タービン建物)外壁までの範囲について確認する。

第 1.2.2. a-3 図 プラントウォークダウンチェックシート(2 / 2)

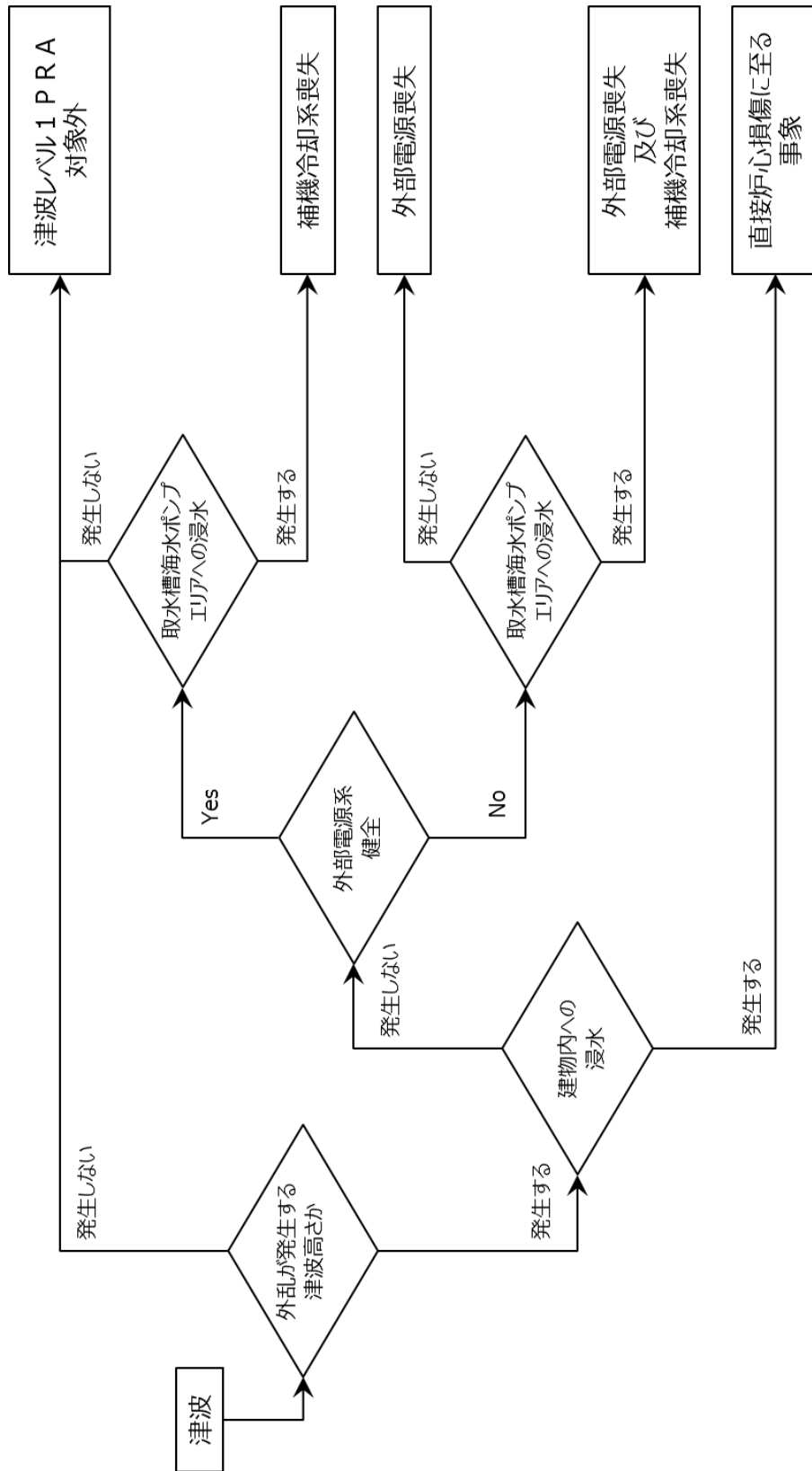
防波壁



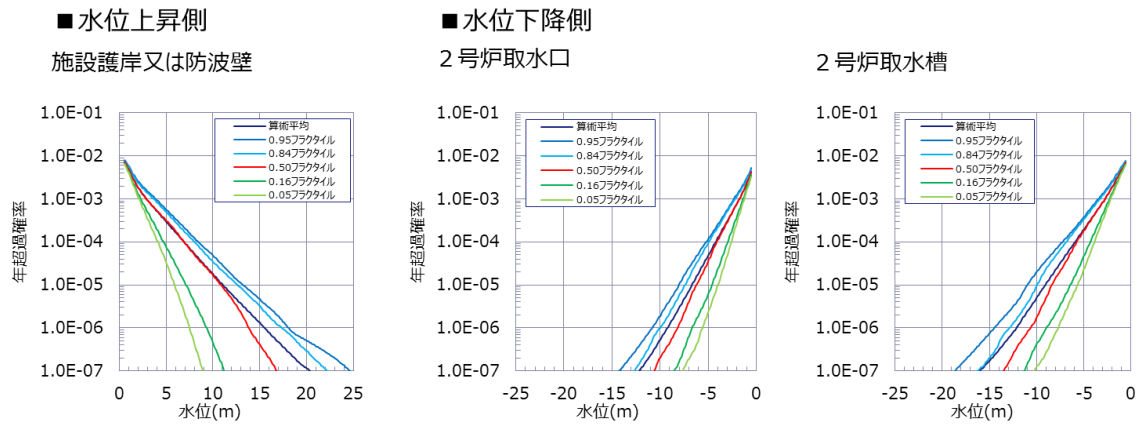
水密扉



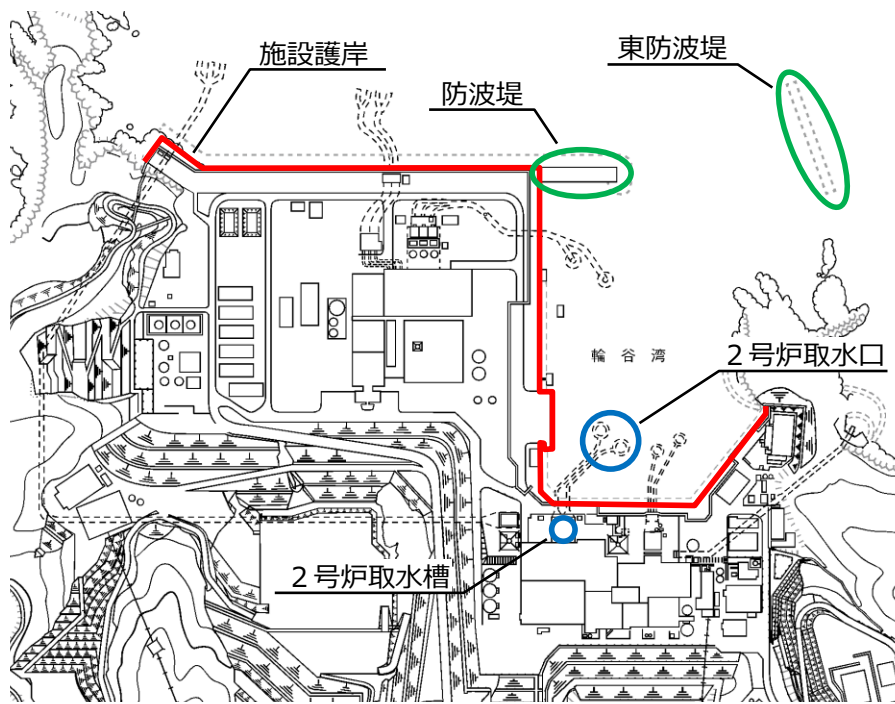
第 1. 2. 2. a-4 図 構築物・機器現場写真



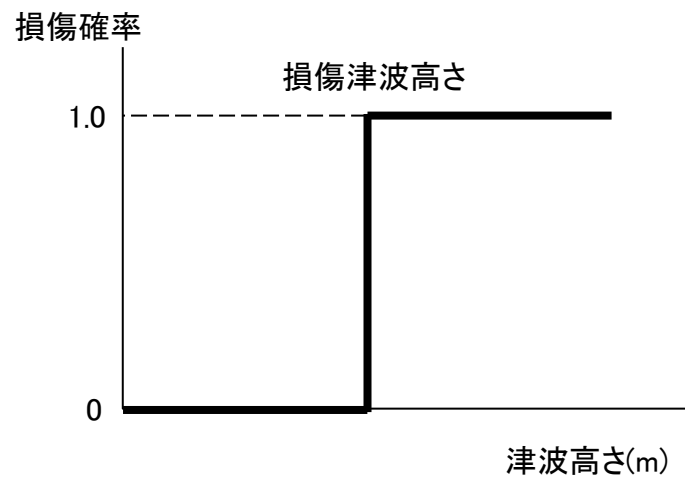
第 1.2.2.a-5 図 起因事象の抽出フロー



第 1. 2. 2. b-1 図 フラクタル曲線及び算術平均曲線



第 1. 2. 2. b-2 図 島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽

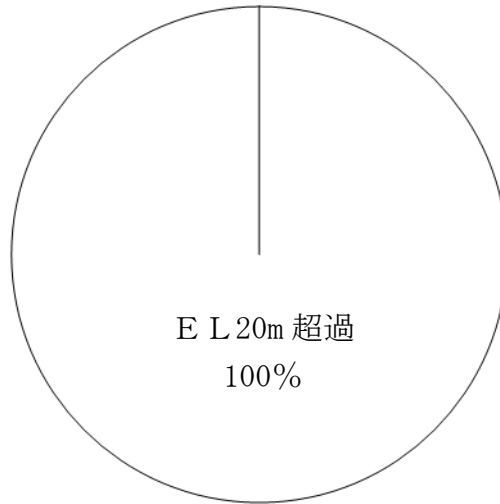


第 1. 2. 2. c-1 図 「被水・没水」, 「流体力」 及び 「波力」 に対する
 フラジリティ曲線

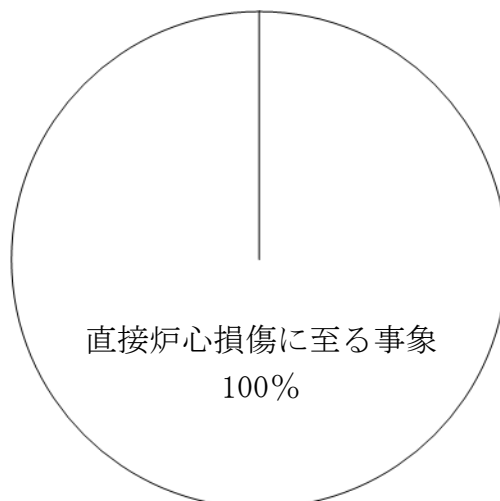
津波	直接炉心損傷に至る事象	事故シーケンス	最終状態
	津波高さ E L 20m 以下	炉心損傷なし	炉心損傷なし
	津波高さ E L 20m 超過	直接炉心損傷に至る事象	※

※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結事象として整理

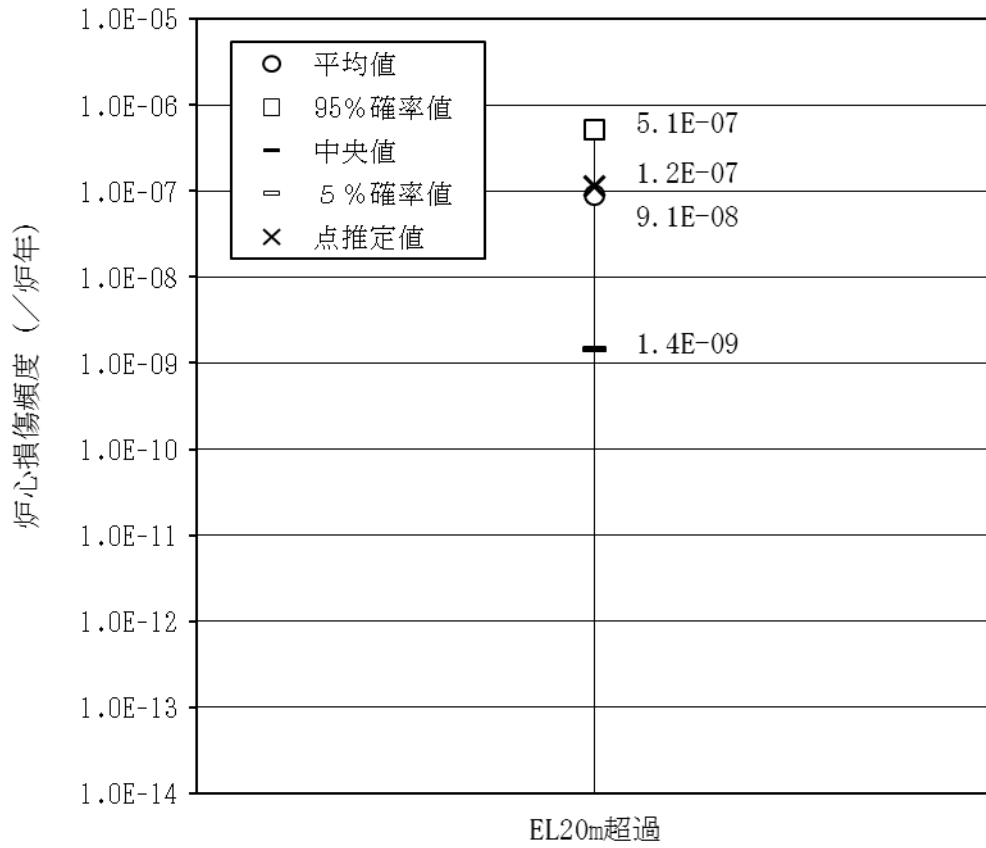
第1.2.2.d-1図 津波レベル1 PRA階層イベントツリー



第1.2.2.d-2図 炉心損傷頻度寄与割合（津波高さ別）



第1.2.2.d-3図 炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）



第 1. 2. 2. d-4 図 不確実さ解析結果

2. レベル1.5 P R A

2.1 内部事象 P R A

2.1.1 運転時 P R A

内部事象運転時レベル1.5 P R A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2 P S A編）：2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R Aの説明における参照事項」（平成25年9月 原子力規制庁）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、形状・設備容量及び事故への対処操作

原子炉格納容器の主要仕様を第2.1.1.a-1表に示す。その他の主要な機器・システムの配置、形状・設備容量及び事故への対処操作は、「1.1.1 運転時 P R A」の記載内容と同様である。

(2) 燃料及び溶融炉心の移動経路

事故時の燃料及び溶融炉心の移動は、水素発生、溶融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）及び原子炉格納容器内の熱水力挙動、核分裂生成物移行挙動に影響する。燃料及び溶融炉心の原子炉格納容器内での挙動を第2.1.1.a-1図に示す。また、移動経路を以下に示す。

挙動	原子炉压力容器 破損時放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動 (F C I, M C C I)	原子炉 格納容器下部	最下区画のため 移動なし	なし
高速ガス流による 噴出 (D C H)	原子炉 格納容器下部	制御棒駆動機構 搬出入口	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

内部事象運転時レベル1 P R A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、事故進展及び緩和操作の類似性から P D S を定義し、P D S の分類及び発生頻度を評価する。

① プラント損傷状態の一覧

(1) P D S の考え方、定義

P D S の分類では、事故の起因事象、プラントの熱水力学挙動の類似性、事故後の緩和設備及び緩和操作の類似性に着目している。事故の起因事象を除くプラントの熱水力学挙動の類似性、事故後の緩和設備及び緩和操作の類似性に関連する要因として、次の a. から d. までの4項目がある。

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、原子炉圧力容器が破損に至るまでに、原子炉圧力容器内の雰囲気、高圧状態か低圧状態かを分類する。この圧力状態の違いによって、原子炉圧力容器破損時の格納容器雰囲気の圧力上昇の程度、熔融炉心の飛散の程度、熔融炉心と格納容器バウンダリの直接接触の可能性等、原子炉圧力容器破損後の事故進展が異なる。

c. 炉心損傷時期

事故後に、炉心損傷時期が早期か後期か（事故発生から8時間を目安）を分類する。この時期の違いによって、原子炉圧力容器の破損時期、格納容器雰囲気の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、事故の緩和操作の余裕時間が大きく異なる。

d. 電源確保

ECCS及び格納容器冷却系等による原子炉格納容器内への注水機能等の熔融炉心の冷却手段の有効性及び格納容器除熱機能の使用可能性を、依存する電源の確保で分類する。これらの手段が使用可能である場合には、熔融炉心の冷却が達成される可能性や、原子炉格納容器が除熱され雰囲気圧力及び温度が抑制される等の可能性があり、事故の進展が大きく異なる。

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1PRAから得られる炉心損傷に至る事故シーケンスグループ及びその定義を第2.1.1.b-2表に示す。

(2) 内部事象運転時レベル1PRAの事故シーケンスグループのPDSへの分類結果

レベル1.5PRAで使用するPDSは、レベル1PRAで得られた炉心損傷に至る事故シーケンスグループを上記の考え方にに基づき分類し、格納容器イベントツリーの初期状態とする。このようにPDSを分類した結果を第2.1.1.b-1図に示す。また、PDSと事故シーケンスの対応を第2.1.1.b-3表に示す。

PDSの分類に当たっては、以下を考慮した。

a. TC及びインターフェイスシステムLOCA

TC及びインターフェイスシステムLOCAは、同じPDSに分類されるが、TCは未臨界確保の失敗、インターフェイスシステムLOCAは原子炉冷却材圧力バウンダリ破損によるものであり、事故進展が異なるため、異なるPDSとする。

b. AE, S1E及びS2E

AE, S1E及びS2Eは、同じPDSに分類され、いずれもLOCA後原子炉注水機能が喪失するシーケンスであり、原子炉冷却材圧力バウンダリ破損後の挙動は類似したものとなるので、1つにまとめてLOCAのPDSに分類する。なお、S1E及びS2Eには高圧及び低圧の両方のシーケンスが考えられるが、高圧シーケンスでLOCA時に減圧に失敗する割合は十分小さくなることから、S1E及びS2EはLOCAに分類している。

c. TQUV及びLOCA

TQUV及びLOCAは同じPDSに分類されるが、LOCAは原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており、事故進展が異なるため、異なるPDSとする。

② プラント損傷状態ごとの発生頻度

PDSごとに炉心損傷頻度を整理した結果を第2.1.1.b-4表に示す。レベル1PRAにおいて全炉心損傷頻度への寄与が大きい崩壊熱除去機能喪失(TW)に関連するPDSの寄与が支配的となっている。この理由は、AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、崩壊熱除去機能として残留熱除去系しか考慮できないためである。

2.1.1.c 格納容器破損モード

① 格納容器破損モードの一覧と各格納容器破損モードに関する説明

格納容器破損に至る事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損形態を分類するため、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原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷を網羅的に抽出した結果を第2.1.1.c-1表に示す。また、これらの負荷を事故のタイプと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表に示す。さらに、抽出された負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び格納容器破損の判断基準を第2.1.1.c-3表に整理する。

事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷から整理される物理的破損事象に加え、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、格納容器破損モードを以下のとおり分析した。

(1) 早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）

原子炉停止機能喪失のシーケンスにおいて、炉心で発生した大量の水蒸気が原子炉格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇して、原子炉格納容器が過圧破損に至る場合がある。

(2) 水蒸気爆発 (FCI)

高温の熔融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発によって、格納容器健全性が脅かされる現象である。本格納容器破損モードには、以下のとおり原子炉压力容器内の水蒸気爆発と、原子炉压力容器外の水蒸気爆発が含まれる。

a. 原子炉压力容器内の水蒸気爆発

原子炉压力容器内において、熔融炉心が下部プレナムの冷却水中に落下した場合、水蒸気爆発が発生する可能性がある。その時の発生エネルギーによって、原子炉压力容器の蓋がミサイルになって原子炉格納容器に衝突し、格納容器破損に至る場合がある。

なお、本格納容器破損モードについては専門家会議等における知見から、原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されていることから、内部事象運転時レベル1.5 PRAにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

b. 原子炉压力容器外の水蒸気爆発

熔融物が原子炉格納容器下部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。また、原子炉格納容器内に放出された熔融炉心に対して、格納容器冷却系などによる注水を実施した場合にも、水蒸気爆発の可能性がある。水蒸気爆発が発生すると、原子炉格納容器が過圧されて、格納容器破損に至る場合がある。

(3) 格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)

高圧状態で原子炉压力容器が破損した場合に、熔融炉心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及び発熱反応が発生する場合がある。このときの急激な加熱及び加圧で格納容器破損に至る場合がある。

(4) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (過温破損)

原子炉压力容器破損後、原子炉格納容器内で熔融炉心への注水がない場合には、熔融炉心からの放射及び対流によって格納容器雰囲気が加熱され、格納容器貫通部の取付部又はフランジシール部などが熱的に損傷し、原子炉格納容器の破損に至る場合がある。

(5) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (過圧破損)

炉心損傷後に熔融炉心の冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気が継続的に原子炉格納容器内に放出される。このとき、原子炉格納容器から除熱ができなければ、水蒸気によって原子炉格納容器内は加圧され、格納容器破損に至る場合がある。また、熔融炉心が冷却されない場合、熔融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、原子炉格納容器内が加圧される。

(6) 格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心が損傷した時点で、原子炉格納容器の隔離に失敗している場合である。

(7) 熔融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）

原子炉圧力容器破損後に、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却に失敗し、圧力容器ペDESTAL壁が侵食され続けた結果、原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器の破損に至る場合がある。

(8) 格納容器バイパス（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後、炉心損傷時に格納容器バイパスして、原子炉冷却材及び放射性物質が原子炉建物に放出される場合がある。

(9) 水素燃焼

ジルコニウム-水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場合がある。ただし、原子炉格納容器内での水素燃焼においては、水素のみならず酸素の存在も必要であり、格納容器内雰囲気窒素置換されているBWRにおいては、水素燃焼の発生の可能性は低く抑えられているため、内部事象運転時レベル1.5PRAにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

(10) 格納容器直接接触

原子炉圧力容器破損後に、原子炉格納容器下部へ落下した熔融炉心が、原子炉格納容器下部床からドライウェル床に拡がった場合、高温の熔融炉心がドライウェル壁に接触し、ドライウェル壁の一部が熔融貫通する場合がある。ただし、Mark-I改良型原子炉格納容器においては、熔融炉心は格納容器バウンダリには直接接触することはない構造であることから、内部事象運転時レベル1.5PRAにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

分析した格納容器破損モードを、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、本プラントにおいて発生する可能性があるとして選定した格納容器破損モードを第2.1.1.c-4表に示す。また、プラント特性を考慮して除外した格納容器破損モードを第2.1.1.c-5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

PDSごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、残留熱除去系等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分類するために格納容器イベントツリーを構築する。

② 格納容器イベントツリー

(1) 格納容器イベントツリー構築に当たって検討した重要な物理化学現象、

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. 重要な物理化学現象，対処設備の作動／不作動及び運転員操作

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PDS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。また，第2.1.1.d-2表に格納容器破損モードに関する物理化学現象，対処設備及び運転員操作を整理した。

b. ヘディング間の従属性

「a. 重要な物理化学現象，対処設備の作動／不作動及び運転員操作」における検討から，格納容器イベントツリーのヘディングを選定した。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考慮するヘディング間の従属性を第2.1.1.d-3表に示す。また，以上の結果から得られるヘディングの順序を第2.1.1.d-4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化学現象のヘディングをイベントツリーの終状態として格納容器破損モードに対応付けすることで，第2.1.1.d-1図のとおり格納容器イベントツリーを作成した。

また，格納容器イベントツリーは，以下の3つの期間で分割して作成している。

T 1：事故発生から原子炉圧力容器破損前

T 2：原子炉圧力容器破損直後

T 3：原子炉圧力容器破損後長期

なお，格納容器先行破損となるTW及びTC並びに格納容器バイパス事象であるインターフェイスシステムLOCAについては，格納容器イベントツリーは作成しない。

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，原子炉圧力容器破損等の事象の発生時期，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ともに，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PDS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，6つのベースシナリオ（TQUV，TQUX，長期TB，TW，TC，LOCA）を対象に，緩和機能を考慮しない場合について，静的負荷（過圧，過温）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。TBD及びTBUは早期高圧炉心損傷シーケンスとして

T Q U Xで、T B Pは早期低圧炉心損傷シーケンスとしてT Q U Vで代表させる。

選定に際しては、事故時緩和操作の余裕時間が厳しくなる事故進展の相対的に早いシーケンスを考慮する。上記の観点から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

プラント構成及び特性の調査より、すべての事故シーケンスに対し共通するプラント構成及び特徴に依存した基本解析条件を第2.1.1.e-2表に示す。また、解析対象の各事故シーケンスの事故状態及び設備作動状況に関する事故進展解析条件を第2.1.1.e-3表に示す。

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、機器及び系統の動作を模擬することができるM A A P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(1)～第2.1.1.e-1(6)図に示す。原子炉格納容器内の熱水力挙動の事故進展を表す主要事象発生時刻を第2.1.1.e-4表に示す。

各事故シーケンスの解析結果における特徴的な事故進展を以下に示す。

(1) プラント損傷状態：T Q U V

事故後、炉心への高圧注水機能が喪失し、自動減圧系の手動操作により原子炉減圧に成功するが、低圧注水にも失敗するため短時間で炉心溶融し、その後、原子炉圧力容器破損に至る。原子炉圧力容器破損後、溶融炉心は原子炉格納容器下部に流出するが、原子炉圧力容器破損時の圧力容器内圧が低いこと、及び原子炉格納容器下部床がドライウエルへの開口部より低い位置にあることから、溶融炉心は原子炉格納容器下部に蓄積し、溶融炉心・コンクリート相互作用を開始するとともに、ドライウエル雰囲気を通り過熱し、過温破損に至る。事故発生後 [] でドライウエル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し、このときのドライウエル雰囲気圧力は [] [] である。

(2) プラント損傷状態：T Q U X

本シーケンスは、自動減圧系作動及び低圧系作動がない点を除き、T Q U Vシーケンスと同様であり、事故後、炉心への注水に失敗するため、短時間で炉心溶融から原子炉圧力容器破損に至る。ただし、圧力容器内圧が高いため、原子炉圧力容器破損時に溶融炉心は原子炉圧力容器から噴出されたガス流に伴って、ドライウエルへも流出する。また、溶融した炉心は、原子炉圧力容器破損後にT Q U Vシーケンスと同様に原子炉格納容器下部に蓄積し、コンクリートを侵食する。ドライウエル雰囲気は溶融炉心によって過熱されるため、過圧破損に至る前に過温破損に至る。事故発生後 [] でドライウエル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し、このと

きのドライウェル雰囲気圧力は [] である。

(3) プラント損傷状態：長期TB

本シーケンスは、事故後8時間まではタービン駆動の原子炉隔離時冷却系によって原子炉水位は維持されるが、蓄電池枯渇により原子炉隔離時冷却系が停止すると、炉心への注水手段がなくなるため、これ以後の挙動はTQUXシーケンスと同様となる。ドライウェルは原子炉圧力容器破損時に流出した熔融炉心によって過熱され、過温破損に至る。事故発生後 [] [] でドライウェル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し、このときのドライウェル雰囲気圧力は [] である。TQUXシーケンスとの時間的な差は、事故初期の炉心への注水の有無（蓄電池持続期間）及び崩壊熱レベルの差によるものである。

(4) プラント損傷状態：TW

本シーケンスでは、崩壊熱除去の失敗により、サブプレッション・プール水温が上昇し、それに伴う格納容器圧力上昇により、炉心溶融以前に原子炉格納容器が過圧破損する。事故発生後 [] でドライウェル雰囲気圧力が800kPa[gage]に達し、このときのドライウェル雰囲気温度は [] である。この間、炉心は原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系によって冷却されるが、格納容器破損時にECCSは機能喪失すると仮定しているため、炉心への注水手段がなくなり、炉心溶融の後、原子炉圧力容器破損に至る。

(5) プラント損傷状態：TC

本シーケンスでは、原子炉隔離後、原子炉停止失敗により、炉心は核分裂出力による高出力状態が継続される。このとき、発生した蒸気がSRVからサブプレッション・チェンバに放出されるため、サブプレッション・プール水温及び格納容器圧力は短時間で上昇し、炉心溶融以前に格納容器が過圧破損に至る。事故発生後 [] でドライウェル雰囲気圧力が800kPa[gage]に達し、このときのドライウェル雰囲気温度は [] である。事象発生直後は高圧系で注水が行われるが、格納容器破損時にECCSは機能喪失すると仮定しているため、原子炉水位が低下し、炉心溶融の後、原子炉圧力容器破損に至る。

(6) プラント損傷状態：LOCA

本シーケンスでは、大破断LOCA発生後、炉心へのECCSの注水に失敗するため、TQUVシーケンスよりも早い時間で炉心溶融から原子炉圧力容器破損に至る。原子炉圧力容器破損後、熔融炉心は原子炉圧力容器から原子炉格納容器下部に放出され、熔融炉心・コンクリート相互作用を開始するとともにドライウェル雰囲気を過熱し、過温破損に至る。事故発生後 [] でドライウェル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し、このときのドライウェル雰囲気圧力は [] である。

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

CFFの定量化は、WinNUPRAを使用し、炉心損傷頻度、格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として、PDSごとのCFFを算出する。

② 格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率

各ヘディングの分岐確率については、MAAPコードによる事故進展解析結果及びシビアアクシデントの各物理化学現象に対する研究成果に関する知見等により分岐確率を設定する。格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率を第2.1.1.f-1表に示す。

また、格納容器イベントツリーの定量化に必要なシビアアクシデント時の格納容器雰囲気直接加熱(DCH)、水蒸気爆発(FCI)及び溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)の発生に係る溶融炉心冷却に関する物理化学現象の分岐確率の評価結果を第2.1.1.f-2表に示す。

③ 格納容器破損頻度の評価結果

CFFを評価した結果、全CFFは約 6.2×10^{-6} /炉年、条件付格納容器破損確率(以下「CCFP」という。)は1.0となった。本評価ではAM策等を考慮していないが、格納容器冷却系の手動起動に期待しており、これに期待できるPDS(TQUV、TQUX及びLOCA)では、格納容器破損を回避できる場合がある(CCFPが1.0より小さくなる)が、上記以外のPDS(長期TB、TBU、TBP、TBD、TW、TC及びインターフェイスシステムLOCA)のCCFPは1.0となる。したがって、PDS別のCFFでTWシーケンスが支配的となるため、全体のCCFPは1.0となっている。

PDS別のCFFの内訳を第2.1.1.f-3表及び第2.1.1.f-1図に示す。PDS別の結果では、「崩壊熱除去機能喪失(TW)」の寄与割合が約100%となった。「崩壊熱除去機能喪失(TW)」は格納容器先行破損シーケンスであり、内部事象運転時レベル1PRAにおける事故シーケンスグループ別のCDFに占める寄与割合も大きいことから、その寄与がCFFにも受け継がれている。

また、格納容器破損モード別のCFFの内訳を第2.1.1.f-4表及び第2.1.1.f-2図に示す。格納容器破損モード別の結果では、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の寄与割合が約100%となった。これは、PDS別の結果に示すとおり、「崩壊熱除去機能喪失(TW)」に伴う格納容器破損モードが支配的となっており、レベル1PRAの結果同様、AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、手動停止時を除いて原子炉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ことによる。

④ 重要度解析

格納容器破損に至る支配的な要因を確認する観点で、重要度解析を実施した。C F Fに対するF V重要度及びR A Wを評価し、C F Fへの寄与の大きい要因を分析した。重要度は、緩和系に対して評価した。

F V重要度の評価結果は第2.1.1.f-5表のとおりであり、残留熱除去系と、そのサポート系である原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系が上位となった。また、R A Wの評価結果は第2.1.1.f-6表のとおりであり、F V重要度同様に残留熱除去系、原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系が上位となった。F V重要度とR A Wの相関を第2.1.1.f-3図に示す。

レベル1.5 P R Aでは、レベル1 P R Aで算出された炉心損傷頻度をP D Sとして整理してC F F評価の入力としており、特にA M策等を考慮しない（C C F Pが大きい）条件下では、レベル1 P R Aの結果に大きく依存することが分かった。

A M策等を考慮しない今回の評価条件においては、残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失が支配的になることから、崩壊熱除去機能に係る対策が重要となる。

2.1.1.g 不確実さ解析及び感度解析

P R A結果の活用目的である格納容器破損モード等の選定に係るC F Fの寄与割合の確認の参考として、不確実さ解析を実施した。

また、C F Fを解析するモデル上の仮定について、結果への影響を把握するため、感度解析を実施した。

① 不確実さ解析

P D Sの発生頻度の確率分布及び格納容器イベントツリーのヘディングの確率分布を入力にして、モンテカルロ法を用いて格納容器破損モード別のC F Fの不確実さ解析を実施した。不確実さ解析の結果を第2.1.1.g-1表及び第2.1.1.g-1図に示す。

全C F Fは、 6.4×10^{-6} / 炉年（平均値）、E Fは3.0となった。また、格納容器破損モード別C F FのE Fは、低いもので1桁、高いものでおおむね10～30程度となった。

不確実さ解析の結果、格納容器破損モード別の点推定値は不確実さ分布内にあり、格納容器破損モード別の点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、過圧破損が支配的であることが確認できた。したがって、格納容器破損モード別のC F Fの特徴について不確実さが有意に影響するとは考えにくい。

② 感度解析

感度解析対象として、原子炉圧力容器破損の確率を選定した。工学的判断に基づいて原子炉圧力容器破損の分岐確率を設定しており、事故進展が変化

することでC F Fの内訳を変化させる可能性があることから、感度解析を実施した。

- ・ベースケース（ケース1）：低圧E C C Sによる原子炉压力容器注水に成功する事故シーケンス評価において、原子炉压力容器破損の分岐確率として0を設定。
- ・感度解析（ケース2）：低圧E C C Sによる原子炉压力容器注水に成功する事故シーケンス評価において、原子炉压力容器破損の分岐確率として1.0を設定。

C F Fの感度解析結果を第2.1.1.g-2表及び第2.1.1.g-2図に示す。

本感度解析の結果、全体のC F Fはほとんど変化せず、原子炉压力容器破損の分岐確率がC F F全体に与える影響は小さいことが確認できた。また、格納容器破損モードごとに多少の増減はあるが、全体的な傾向は変わらず、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）」が支配的であること及びC F Fの内訳に与える影響は小さいことが確認できた。

第 2.1.1.a-1 表 原子炉格納容器の主要仕様

項目		仕様等
型式		圧力抑制形 (Mark-I 改良型)
容積	ドライウエル空間部 (ベント管等を含む)	7,900m ³
	サプレッション・チェンバ空間部 (最小)	4,700m ³
	サプレッション・プール水量 (最小)	2,800m ³
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℃
	サプレッション・チェンバ	104℃
限界圧力		853kPa [gage] (最高使用圧力の 2 倍)
限界温度		200℃

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 L O C A
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	E C C S による注水の故障状態
P	S R V の再閉失敗
Q	給水系による注水の故障状態
S 1	中破断 L O C A
S 2	小破断 L O C A
T	過渡事象
U	高圧注水系による注水の故障状態
V	低圧 E C C S 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グループ

炉心損傷事故 シーケンスグループ		定義
T Q U V		高圧・低圧の E C C S 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、炉心損傷は早期に分類される。
T Q U X		高圧炉心冷却系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、炉心損傷は早期に分類される。
T B	長期 T B	原子炉隔離時冷却系作動後、直流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、炉心損傷は後期に分類される。
	T B U	全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系の故障等により、原子炉注水ができないシーケンスである。炉心損傷は早期に分類される。
	T B D	全交流動力電源喪失後、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、炉心損傷は早期に分類される。
	T B P	全交流動力電源喪失後、S R V の再閉失敗により、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水ができないシーケンスである。炉心損傷は早期に分類される。
T W		炉心注水機能は健全であるが、崩壊熱の除去に失敗しているため崩壊熱は原子炉格納容器内に蒸気として放出され、原子炉格納容器内の温度・圧力は徐々に上昇する。この状態が継続すると炉心は健全であるが原子炉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、炉心損傷は後期に分類される。
T C		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原子炉格納容器内に放出されることから、格納容器圧力の上昇は早い。炉心損傷前に原子炉格納容器が圧力により破損し、その後、原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷は早期に分類される。
L O C A	A E	大破断 L O C A 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており、炉心損傷は早期に分類される。
	S 1 E	中破断 L O C A 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており、炉心損傷は早期に分類される。
	S 2 E	小破断 L O C A 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており、炉心損傷は早期に分類される。
インターフェイス システム L O C A		高圧設計部分と低圧設計部分を接続する系統で、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧により破損するシーケンスである。

第 2. 1. 1. b-3 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される
事故シーケンス

PDS	事故シーケンス
TQUV	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+低圧炉心冷却失敗
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+低圧炉心冷却失敗
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+低圧炉心冷却失敗
TQUX	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
長期TB	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗
TBP	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗
TBU	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却失敗
TBD	外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗
LOCA	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
TW	過渡事象+崩壊熱除去失敗
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗
	手動停止+崩壊熱除去失敗
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗
	手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗
	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗
外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗	
TC	過渡事象+原子炉停止失敗
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +原子炉停止失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +原子炉停止失敗
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +原子炉停止失敗
インターフェイスシステムLOCA	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

第 2.1.1.b-4 表 炉心損傷頻度（プラント損傷状態別）

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
TQUV	3.3E-09	<0.1
TQUX	5.1E-09	<0.1
長期TB	2.7E-09	<0.1
TBD	3.8E-12	<0.1
TBU	1.2E-11	<0.1
TBP	8.2E-12	<0.1
TW	6.2E-06	約 100
TC	6.4E-10	<0.1
LOCA	4.3E-13	<0.1
インターフェイス システムLOCA	3.3E-09	<0.1
合計	6.2E-06	100

第 2.1.1.c-1 表 原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷の種類の種類抽出

破損状態	破損形態	破損形態の解説
格納容器 バイパス	インターフェイスシステム LOCA 格納容器隔離失敗	原子炉冷却材バウンダリと、それに直結した原子炉格納容器外の低圧系との隔離に失敗した場合に、原子炉圧力容器内の圧力が低圧系に加えられることで発生する LOCA により、原子炉冷却材の原子炉建物への流出が継続し、炉心損傷に至る。 炉心が損傷した時点で、原子炉格納容器の隔離に失敗する。
	早期過圧破損 (未臨界確保失敗時の過圧)	原子炉の未臨界達成に失敗した場合、大量の水蒸気が原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が早期に上昇し、格納容器破損に至る。
	雰囲気圧力・温度による静的 負荷 (格納容器過圧破損)	水蒸気により加圧され格納容器破損に至る。また、原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が冷却されない場合、溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、原子炉格納容器内が加圧され格納容器破損に至る。
格納容器 破損	雰囲気圧力・温度による静的 負荷 (格納容器過温破損)	格納容器貫通部の取付部、フランジシール部等が熱的に損傷し、格納容器破損に至る。
	炉内水蒸気爆発 (炉内 FCI)	溶融炉心が下部プレナムの冷却水中に落下した場合、水蒸気爆発が発生する可能性がある。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になって原子炉格納容器へ衝突し、格納容器破損に至る。
	炉外水蒸気爆発 (FCI)	原子炉格納容器下部に水がある状態で溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する場合、又は原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心に冷却水を注水した場合に、溶融炉心と水が反応し、水蒸気爆発を発生し、格納容器破損に至る。
	格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に、溶融炉心が格納容器雰囲気中を飛散する過程で微粒化し、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可能性がある。格納容器雰囲気ガスが直接加熱されることによって急速な圧力上昇が生じることにより格納容器破損に至る。
	格納容器直接接触	溶融炉心がドラライウエル壁に接触して、ドラライウエル壁を溶融貫通し、格納容器破損に至る。
	溶融炉心・コンクリート 相互作用 (MCCI)	原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に失敗し、圧力容器ペダスタル壁が侵食され続けた結果、原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器の破損に至る。
	水素燃焼	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に達した場合、爆発により格納容器破損に至る。

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	原子炉圧力容器 破損前 (T1)	原子炉圧力容器 破損直後 (T2)	事故後期 (T3)
TQUV TQUX TB (長期TB, TBU, TBP, TBD) LOCA	—	格納容器隔離失敗 水蒸気爆発※ (炉内FCI) 水素燃焼※	格納容器雰囲気直接 加熱 (DCH) 水蒸気爆発 (FCI) 格納容器直接接触※ 水素燃焼※	雰囲気圧力・温度によ る静的負荷 (格納容器 過圧・過温破損) 溶融炉心・コンクリー ト相互作用 (MCCI) 水素燃焼※
TW	雰囲気圧力・温度によ る静的負荷 (格納容器 過圧破損)	—	—	—
TC	早期過圧破損 (未臨界 確保失敗時の過圧)	—	—	—
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によ る格納容器バイパス	—	—	—

※ 定性的な分析によりレベル 1.5PRAでは評価対象外としている。

第 2.1.1.c-3 表 島根原子力発電所 2 号炉の原子炉格納容器耐性及び判断基準

格納容器破損モード	判断基準
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発生後、漏えい箇所の隔離に失敗していること。
格納容器隔離失敗	炉心損傷後に、原子炉格納容器の隔離に失敗していること。
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）	原子炉停止に失敗し、水蒸気の蓄積によって加圧され、事故後早期に格納容器圧力が格納容器限界圧力を上回ること。
炉内水蒸気爆発（炉内FCI）	炉内水蒸気爆発によってミスイルとなった原子炉圧力容器上蓋のエネルギーが原子炉格納容器の破損エネルギーを上回ること。
炉外水蒸気爆発（FCI）	炉外水蒸気爆発によって発生した機械的エネルギーが原子炉格納容器下部側面の破損エネルギーを上回ること。水蒸気スパイクによって上昇した格納容器圧力が格納容器限界圧力を上回ること。
格納容器雰囲気直接加熱（DCH）	格納容器雰囲気直接加熱によって上昇した格納容器圧力が格納容器限界圧力を上回ること。
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が限界温度を上回ること。
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が限界圧力を上回ること。
溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）	溶融炉心による侵食量が外側鋼板を除く圧力容器ペデスタル壁厚さを上回ること。
水素燃焼	可燃性ガス（水素）の高濃度での燃焼によって原子炉格納容器が破損すること。
格納容器直接接触	溶融炉心がドライウエル壁に直接接触することによって原子炉格納容器が破損すること。

第 2.1.1.c-4 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	概要
格納容器健全	原子炉圧力容器内で事故収束	原子炉圧力容器が健全に維持されて事故が収束
	原子炉格納容器内で事故収束	原子炉格納容器が健全に維持されて事故が収束
格納容器バイパス	インターフェースシステム LOCA	インターフェースシステム LOCA 後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
	格納容器隔離失敗	事故後に原子炉格納容器の隔離失敗に伴う格納容器バイパス
	早期過圧破損 (未臨界確保失敗時の過圧)	原子炉停止に失敗し、水蒸気の蓄積によって加圧され格納容器先行破損 事故後早期に格納容器破損に至る
格納容器 物理的破損	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	炉心への注水に成功するものの崩壊熱除去に失敗、水蒸気の蓄積によって加圧され格納容器先行破損 事故後後期に格納容器破損に至る
	溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に失敗し、圧力容器ペデスタル壁が侵食され続けた結果、原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器が破損
炉心損傷 後の格納 容器破損	水蒸気爆発 (FCI)	原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクで原子炉格納容器が破損
	格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	格納容器雰囲気直接加熱で原子炉格納容器が破損
	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	格納容器貫通部、フランジシール部等が過温で破損
	過温破損	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧で原子炉格納容器が破損

第 2.1.1.c-5 表 格納容器破損モードの除外理由

格納容器 破損モード	概要	除外理由
原子炉圧力容器内 での水蒸気爆発 (炉内 F C I)	溶融炉心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原子炉格納容器へ衝突し、原子炉格納容器が破損する可能性がある。	原子炉圧力容器内での水蒸気爆発は、過去の知見から極めて生じにくい事象と考えられるため。
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 M C C I で発生する水素が、原子炉格納容器内で燃焼する可能性がある。	BWR では原子炉格納容器内を窒素置換し、酸素濃度を低く管理しており、水素が可燃限界に至る可能性が十分小さいため。
格納容器 直接接触	原子炉圧力容器破損後に原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心がドライウエル床に拡がり、溶融炉心が冷却できない場合には、高温の溶融炉心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。	本格納容器破損モードは BWR の M a r k - I 型原子炉格納容器に特有のものであり、島根原子力発電所 2 号炉 (M a r k - I 改良型) では、原子炉格納容器の構造上、原子炉格納容器下部床に落下した溶融炉心が、直接格納容器バウンダリと接触することはないため。

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
雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）	格納容器冷却系等により原子炉格納容器外へ除熱が行われない また、熔融炉心が冷却されない場合、熔融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、原子炉格納容器内が加圧される	水蒸気により加圧され格納容器破損に至る また、原子炉格納容器内に放出された熔融炉心が冷却されない場合、熔融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、原子炉格納容器内が加圧され格納容器破損に至る
雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）	熔融炉心への注水が行われない場合	格納容器ペネトレーション取付部やフランジシール部等が熱的に損傷し、格納容器破損に至る
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）	原子炉停止失敗	大量に発生する蒸気が原子炉格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇し、格納容器破損に至る
水蒸気爆発（FCI）	水中への熔融炉心の落下又は熔融炉心への注水	熔融炉心と水が反応し、水蒸気爆発又は水蒸気スパイクを発生し、格納容器破損に至る
格納容器直接加熱（DCH）	高圧状態で原子炉圧力容器が破損	熔融炉心が格納容器雰囲気中を飛散する過程で微粒子化し、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、原子炉格納容器が加圧・加熱され格納容器破損に至る
格納容器直接接触	熔融炉心が原子炉格納容器下部からドライウェル床へ広がる格納容器形状	熔融炉心がドライウェル壁を貫通し格納容器破損に至る
熔融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）	原子炉格納容器内に放出された熔融炉心が冷却できない	圧力容器ペDESTAL壁の侵食が継続し、原子炉圧力容器支持機能が喪失して格納容器破損に至る
水素燃焼	水素及び酸素が可燃限界に到達	可燃限界に達した場合、爆発により格納容器破損に至る

第 2.1.1.d-2 表 格納容器破損モードと物理化学現象，対処設備，運転員操作の対応整理

格納容器破損モード	物理化学現象	対処設備	運転員操作
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	・ 静的過圧	・ 残留熱除去系 （格納容器冷却モード）	・ 格納容器冷却系手動起動
	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 溶融炉心・コンクリート反応	・ ECCS	・ 損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） ・ 溶融炉心への注水 （原子炉圧力容器破損口経由）
格納容器雰囲気直接加熱 （DCH）	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 溶融物の高圧噴出	・ SRV ・ ECCS	・ 損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） ・ 原子炉圧力容器減圧 （原子炉圧力容器高圧破損回避）
	水蒸気爆発 （FCI）	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 水蒸気爆発	・ 損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） ・ 溶融炉心への注水 （原子炉圧力容器破損口経由）
溶融炉心・コンクリート相互作用 （MCCI）	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 溶融炉心・コンクリート反応	・ ECCS	・ 損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） ・ 溶融炉心への注水 （原子炉圧力容器破損口経由）

第 2.1.1.d-3 表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を与える側)	R P V 破損前			R P V 破損直後			事故後期			
	PCV 隔離	R P V 減圧	R P V 注水	R P V 破損	F C I	D C H	PCV 注水	F C I	デブリ 冷却	長期 冷却
ヘディング (影響を受ける側)	PCV 隔離	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	R P V 減圧	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	R P V 注水	-	◎	-	-	-	-	-	-	-
R P V 破損直後	R P V 破損	-	◎ ^{※1}	◎	-	-	-	-	-	-
	F C I	-	-	◎	-	-	-	-	-	-
	D C H	-	◎	◎	-	-	-	-	-	-
事故後期	PCV 注水	-	-	◎ ^{※2}	-	-	-	-	-	-
	F C I	-	-	◎ ^{※3}	-	-	◎	-	-	-
	デブリ 冷却	-	-	◎ ^{※3}	-	-	◎	-	-	-
	長期 冷却	-	-	-	-	-	◎	-	-	-

(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

※1 R P V 減圧の有無に依存して，R P V 注水に期待できる系統が変わる (R P V 注水を介した間接的従属関係)

※2 R P V 破損は R P V 注水に依存しており，R P V 注水のうち低圧注水系と P C V 注水は同じ系統の機能による (R P V 注水を介した間接的従属関係)

※3 R P V 破損後における P C V 注水の成否に依存する (P C V 注水を介した間接的従属関係)

R P V：原子炉圧力容器，P C V：原子炉格納容器，F C I：溶融燃料-冷却材相互作用，D C H：格納容器雰囲気直接加熱

第 2. 1. 1. d-4 表 ヘディングの選定及び定義

順序	ヘディング	定義	
T 1	1	格納容器隔離	事故後の格納容器隔離が正常に実施されない場合，失敗とする。
	2	原子炉減圧	炉心損傷後，原子炉減圧ができない場合，失敗とする。
	3	原子炉圧力容器注水	低圧 E C C S による注水ができない場合，失敗とする。
	4	原子炉圧力容器破損	低圧 E C C S による注水があれば，原子炉圧力容器破損なしとする。
T 2	5	F C I	原子炉格納容器下部に水プールが存在し，落下した溶融炉心により水蒸気爆発が発生，原子炉格納容器が破損する。
	6	D C H	R P V 高圧破損時に溶融炉心が微粒子化し，雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化・発熱反応が発生し，原子炉格納容器が破損する。
T 3	7	格納容器注水	格納容器冷却系を起動できない場合，失敗とする。
	8	F C I	格納容器注水により溶融炉心との F C I により水蒸気爆発が発生，原子炉格納容器が破損する。
	9	デブリ冷却	溶融炉心の冷却に失敗，溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，圧力容器ペDESTAL 破損に伴い原子炉格納容器が破損すれば失敗とする。
	10	長期冷却	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）又は残留熱除去系（格納容器冷却モード）が起動できない場合，失敗とする。

第 2.1.1.e-1 表 事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス

プラント損傷状態	解析対象事故シーケンス
T Q U V	初期事象として過渡事象を仮定し、給水系を含む高圧注水系がすべて機能喪失し、S R Vを手動開放することにより原子炉減圧に成功するが、低圧注水系による炉心の注水にも失敗すると仮定する。
T Q U X	初期事象として過渡事象を仮定し、給水系を含む高圧注水系がすべて機能喪失し、自動減圧系による原子炉減圧にも失敗すると仮定する。
長期 T B	初期事象として外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機も全台起動に失敗すると仮定する。 蓄電池の枯渇時間は8時間とする。
T W	初期事象として過渡事象を仮定し、高圧及び低圧注水系は正常に起動するが、残留熱除去系による原子炉格納容器からの除熱に失敗すると仮定する。 炉心への注水機能は格納容器破損までは健全であるが、格納容器過圧破損時にサブプレッション・プールを水源とする E C C S ポンプはすべて機能喪失すると仮定する。
T C	初期事象として過渡事象を仮定し、この時に反応度停止に失敗すると仮定する。 炉心への注水機能は格納容器破損までは健全であるが、格納容器破損時にサブプレッション・プールを水源とする E C C S ポンプはすべて機能喪失すると仮定する。
L O C A	初期事象として再循環配管の両端破断を仮定し、高圧及び低圧注水系がすべて機能喪失すると仮定する。

第 2. 1. 1. e-2 表 基本解析条件

項目	解 析 条 件
原子炉出力	2, 436 MWt
原子炉圧力	6. 93 MPa [gage]
原子炉水位	通常水位
格納容器空間容積	D / W 空間 : 7, 900 m ³ S / C 空間 : 4, 700 m ³
格納容器破損条件	過圧破損 : 格納容器雰囲気圧力 800kPa [gage]※ 過温破損 : 格納容器雰囲気温度 200℃
直流電源蓄電池 継続時間	8 時間

※ 格納容器バウンダリに係る圧力 2 P d (853kPa [gage]) に対して、サプレッション・プール水頭圧を考慮した値。

第 2.1.1.e-3 表 各事故シナリオの事故進展解析条件

PDS	起因事象	原子炉停止系	原子炉隔離時冷却系	高压炉心スプレイ系	原子炉減圧	低压炉心スプレイ系	低压注水系	格納容器スプレイ
TQUV	過渡事象 (給水流量の全喪失)	作動	不作動	不作動	手動開	不作動	不作動	不作動
TQUX	過渡事象 (給水流量の全喪失)	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
長期TB	外部電源喪失	作動	作動 (8時間後停止)	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
TW	過渡事象 (給水流量の全喪失)	作動	作動	作動	不作動	不作動	不作動	不作動
TC	過渡事象 (主蒸気隔離弁誤閉)	不作動	作動	作動	不作動	不作動	不作動	不作動
LOCA	冷却材喪失 (再循環配管の両端破断)	作動	不作動	不作動	(不要)	不作動	不作動	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）

シーケンス	格納容器 破損モード	炉心損傷	原子炉圧力容器 破損	格納容器破損
TQUV				
TQUX				
長期TB				
TW				
TC				
LOCA				

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 2.1.1.f-1 表 格納容器イベントツリー分岐確率の設定

分岐	分岐確率	適用シナケンス	備考
格納容器隔離	5.0E-03	すべて	NUREG/CR-4220 (Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, 1985) の実績値より、約 740 炉年の間に大規模漏えい事象が 4 件発生していることから、このデータに基づき工学的判断として大規模漏えい事象に対する原子炉格納容器のアンアベイラビリティを左記のように設定する。
原子炉減圧		TBU (TQUX)	
原子炉圧力容器注水		TQUX	
格納容器注水		TQUX TQUV LOCA	
長期冷却 (残留熱除去系)		TQUX TQUV LOCA	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 2.1.1.f-2 表 物理化学現象の分岐確率評価結果

現象	評価手法の内容	評価条件	分岐確率
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	<p>事象発生時の原子炉格納容器圧力負荷は、原子炉圧力容器破損口からの高速のガス流によって微粒子化してドライウェル空間へ移行する溶融物の保有熱と、溶融物の金属成分と水蒸気との金属-水反応熱による雰囲気加熱による加圧と、水素発生による加圧により決まると考えられるため、不確かさを持つ支配パラメータとして以下を選定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ In-vessel での Zr 酸化割合 ・ 圧力容器破損面積 ・ 下部プレナム内溶融炉心割合 ・ 高圧溶融物噴出 (HPME) の発生 ・ ドライウェルへの粒子化溶融炉心移行割合 <p>次に支配パラメータと格納容器圧力ピークに対して因果関係を構築する。また、格納容器圧力ピーク値と格納容器破損頻度の因果関係 (格納容器フラジリティ) を構築する。さらに、支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し、格納容器破損頻度の確率分布を求める。</p>	原子炉圧力容器 高圧破損時 (TQUX)	<input type="text"/>
		原子炉圧力容器 高圧破損時 (格納容器雰囲気 に水蒸気が多い状態) (長期TB)	<input type="text"/>
水蒸気爆発 (FCI)	<p>水中に落下した溶融炉心の内、FCIに寄与する溶融炉心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。したがって、不確かさ要因とその支配パラメータを抽出すると以下となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 溶融炉心量 ・ 溶融炉心の内部エネルギー ・ 機械的エネルギー変換効率 ・ FCIトリガリング発生の有無 <p>次に支配パラメータとFCIの発生エネルギーに対して因果関係を構築する。また、FCI発生エネルギーと格納容器破損頻度の因果関係 (圧力容器ペDESTALフラジリティ) を構築する。さらに、支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し、格納容器破損頻度の確率分布を求める。</p>	溶融炉心への注水時	<input type="text"/>
デブリ冷却	<p>MCCIを防止するための溶融炉心冷却に失敗する確率を求める。MCCIが発生するのは原子炉注水に失敗あるいは遅延し、原子炉圧力容器が破損に至る場合である。また、原子炉圧力容器の破損に至る場合に、原子炉圧力が高圧の場合と低圧の場合が考えられるが、高圧の場合は低圧の場合より炉心溶融物が広範囲に飛散し床上の溶融炉心堆積高さがより小さくなるため、MCCIの影響は低圧シーケンスに比べて小さい。したがって、ここでは溶融炉心堆積高さが大きくなる低圧シーケンスを選定する。また、前述のように原子炉圧力容器破損前のペDESTAL水張りの有無が溶融炉心冷却性に大きく影響するが、事前水張りの効果は考慮しない評価を実施する。以上の点を踏まえ、不確かさのあるパラメータとして以下の支配パラメータを選定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 溶融炉心落下量 ・ 溶融炉心拡がり面積 ・ クラスト浸水による水プールへの熱流束 <p>次に、支配パラメータと壁面のコンクリート侵食量に対して因果関係を構築する。さらに、支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し、格納容器破損頻度の確率分布を求める。</p>	水張りなし	<input type="text"/>

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 2.1.1.f-3 表 格納容器破損頻度（プラント損傷状態別）

プラント損傷状態	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	条件付 格納容器 破損確率	格納容器 破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
TQUV	3.3E-09	<0.1	0.61	2.0E-09	<0.1
TQUX	5.1E-09	<0.1	0.13	6.5E-10	<0.1
長期TB	2.7E-09	<0.1	1.00	2.7E-09	<0.1
TBU	1.2E-11	<0.1	1.00	1.2E-11	<0.1
TBP	8.2E-12	<0.1	1.00	8.2E-12	<0.1
TBD	3.8E-12	<0.1	1.00	3.8E-12	<0.1
TW	6.2E-06	約 100	1.00	6.2E-06	約 100
TC	6.4E-10	<0.1	1.00	6.4E-10	<0.1
LOCA	4.3E-13	<0.1	0.97	4.2E-13	<0.1
インターフェイス システムLOCA	3.3E-09	<0.1	1.00	3.3E-09	<0.1
合計	6.2E-06	100	1.00	6.2E-06	100

第 2.1.1.f-4 表 格納容器破損頻度（格納容器破損モード別）

格納容器破損モード		主に寄与する プラント損傷状態	格納容器 破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
雰囲気圧力・ 温度による静 的負荷（格納 容器過圧・過 温破損）	過圧破損	TW	6.2E-06	約 100
	過温破損	長期TB	2.8E-09	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)		長期TB	5.9E-17	<0.1
水蒸気爆発 (FCI)		TQUX TQUV	2.3E-13	<0.1
溶融炉心・コンクリート 相互作用 (MCCI)		TQUX TQUV	2.5E-09	<0.1
早期過圧破損 (未臨界確保失敗時の過圧)		TC	6.4E-10	<0.1
格納容器 バイパス	格納容器 隔離失敗	長期TB TQUX TQUV	5.5E-11	<0.1
	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	3.3E-09	<0.1
合計			6.2E-06	100

第 2.1.1.f-5 表 重要度解析結果 (基事象別 F V 重要度)

基事象	F V 重要度
RCW RHR 熱交換器出口弁 MV 2 1 4 - 7 A, B 共通原因作動失敗	1.1E-01
RHR 熱交換器バイパス弁 MV 2 2 2 - 2 A, B 共通原因閉失敗	1.1E-01
RHR ミニマムフロー弁 MV 2 2 2 - 1 7 A, B 共通原因作動失敗	1.1E-01
RHR ポンプ A, B 共通原因起動失敗	9.1E-02
RHR ポンプ室送風機 A, B 共通原因起動失敗	8.6E-02
RHR ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	4.8E-02
RHR ポンプ室送風機 3 区分共通原因起動失敗	4.5E-02
非常用 DG - A, B 共通原因継続運転失敗	3.0E-02
RHR ポンプ室送風機 A, B 共通原因継続運転失敗	2.7E-02
RCW ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	2.5E-02

第 2.1.1.f-6 表 重要度解析結果 (基事象別 R A W)

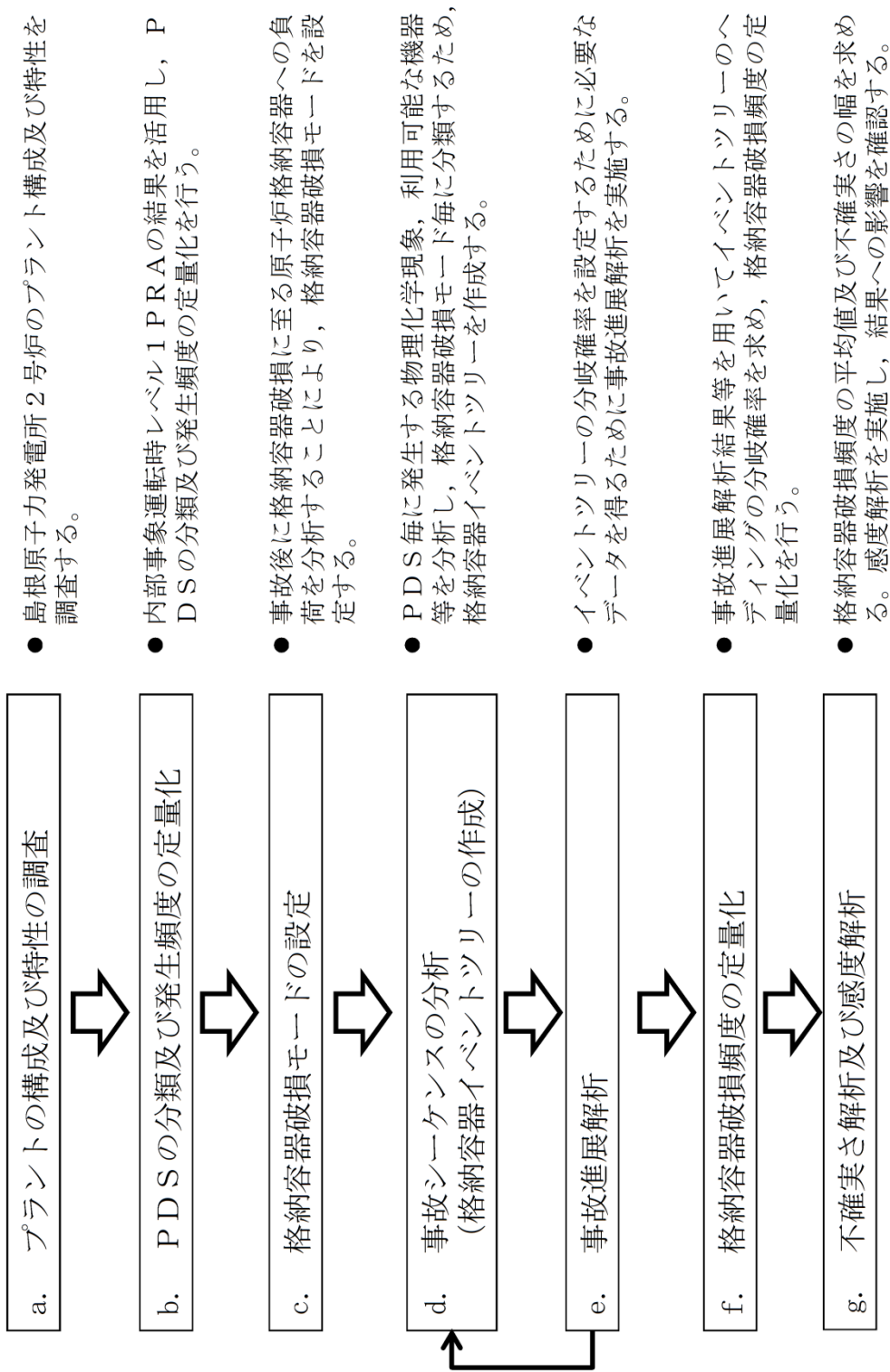
基事象	R A W
RCW ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4.9E+04
RSW ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4.9E+04
RHR ポンプ室送風機 A, B 共通原因継続運転失敗	4.8E+04
RHR ポンプ出口逆止弁 MV 2 2 2 - 1 A, B 共通原因開失敗	4.8E+04
RHR ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	4.8E+04
RHR ポンプ室送風機 3 区分共通原因起動失敗	4.8E+04
RCW RHR 熱交換器出口弁 MV 2 1 4 - 7 A, B 共通原因作動失敗	4.8E+04
RHR 熱交換器バイパス弁 MV 2 2 2 - 2 A, B 共通原因閉失敗	4.8E+04
RHR ミニマムフロー弁 MV 2 2 2 - 1 7 A, B 共通原因作動失敗	4.8E+04
RHR ポンプ室送風機 3 区分共通原因継続運転失敗	4.8E+04

第 2.1.1.g-1 表 不確かさ解析結果 (格納容器破損モード別)

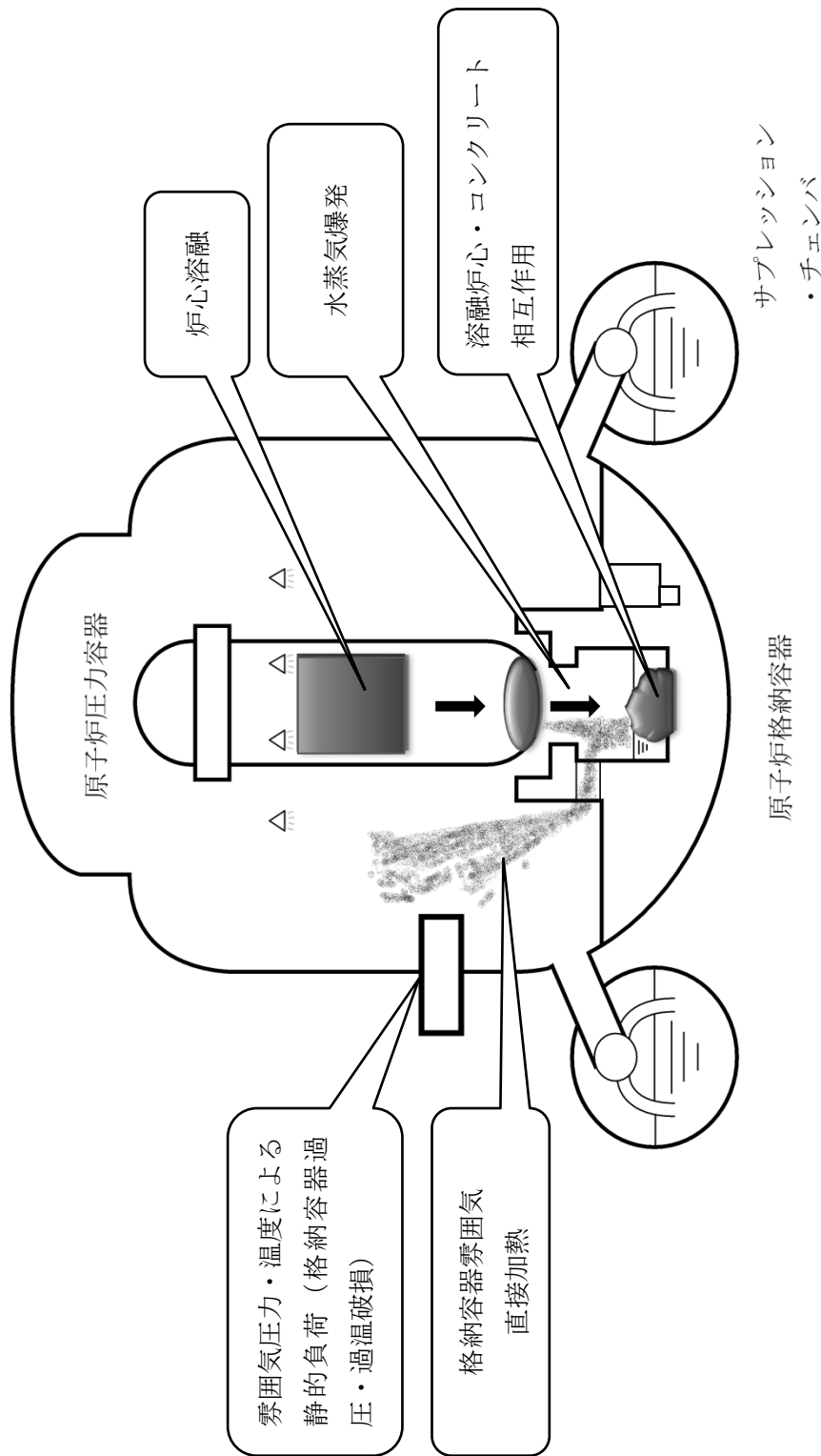
格納容器破損モード		平均値	95% 確率値	中央値	5% 確率値	E F
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	過圧破損	6.4E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0
	過温破損	2.8E-09	8.2E-09	1.8E-09	4.7E-10	4.2
格納容器雰囲気直接加熱 (D C H)		6.0E-17	2.2E-16	1.4E-17	9.4E-19	15.5
水蒸気爆発 (F C I)		2.4E-13	7.4E-13	2.7E-14	1.3E-15	23.9
溶融炉心・コンクリート相互作用 (M C C I)		2.5E-09	8.0E-09	2.9E-10	1.4E-11	24.0
早期過圧破損 (未臨界確保失敗時の過圧)		6.1E-10	1.9E-09	6.2E-11	4.0E-12	21.7
格納容器バイパス	格納容器隔離失敗	5.5E-11	1.7E-10	1.9E-11	2.9E-12	7.8
	インターフェイスシステム L O C A	3.3E-09	9.5E-09	2.1E-09	5.7E-10	4.1
合計		6.4E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0

第 2.1.1.g-2 表 感度解析結果 (RPV 破損確率の影響)

格納容器破損モード	主に寄与するプラント損傷状態	ベースケース (ケース 1)		感度解析 (ケース 2)	
		格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)	格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	過圧破損	6.2E-06	約 100	6.2E-06	約 100
	過温破損	2.8E-09	<0.1	2.9E-09	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱	長期 TB	5.9E-17	<0.1	5.9E-17	<0.1
水蒸気爆発	TQUX TQUV	2.3E-13	<0.1	4.6E-13	<0.1
	TQUX TQUV	2.5E-09	<0.1	4.9E-09	<0.1
早期過圧破損 (未臨界失敗時の過圧)	TC	6.4E-10	<0.1	6.4E-10	<0.1
格納容器バイパス	格納容器隔離失敗	5.5E-11	<0.1	5.5E-11	<0.1
	インターフェースシステム LOCA	3.3E-09	<0.1	3.3E-09	<0.1
合計		6.2E-06	100	6.2E-06	100



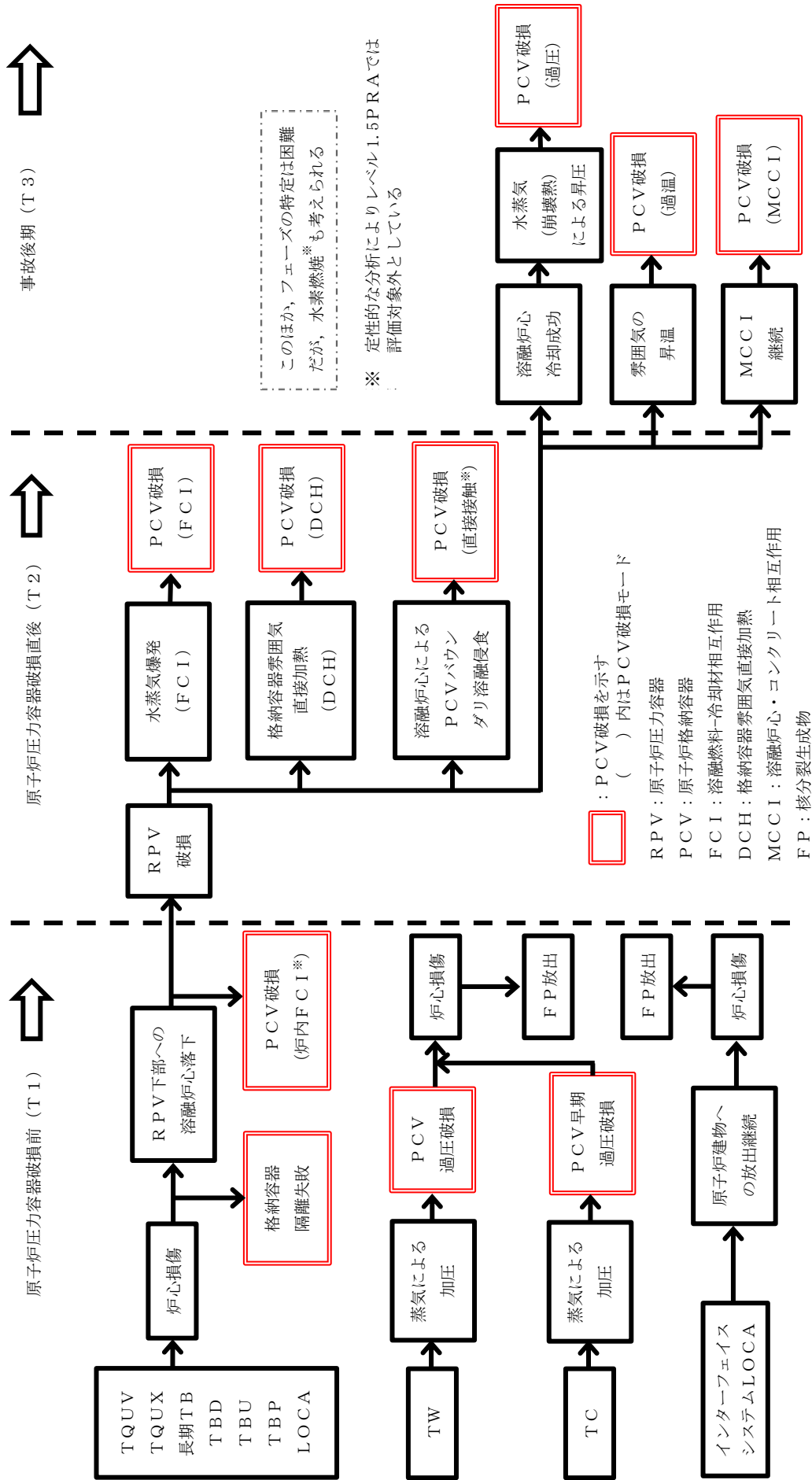
第2.1.1-1図 内部事象運転時レベル1.5 PRA評価フロー



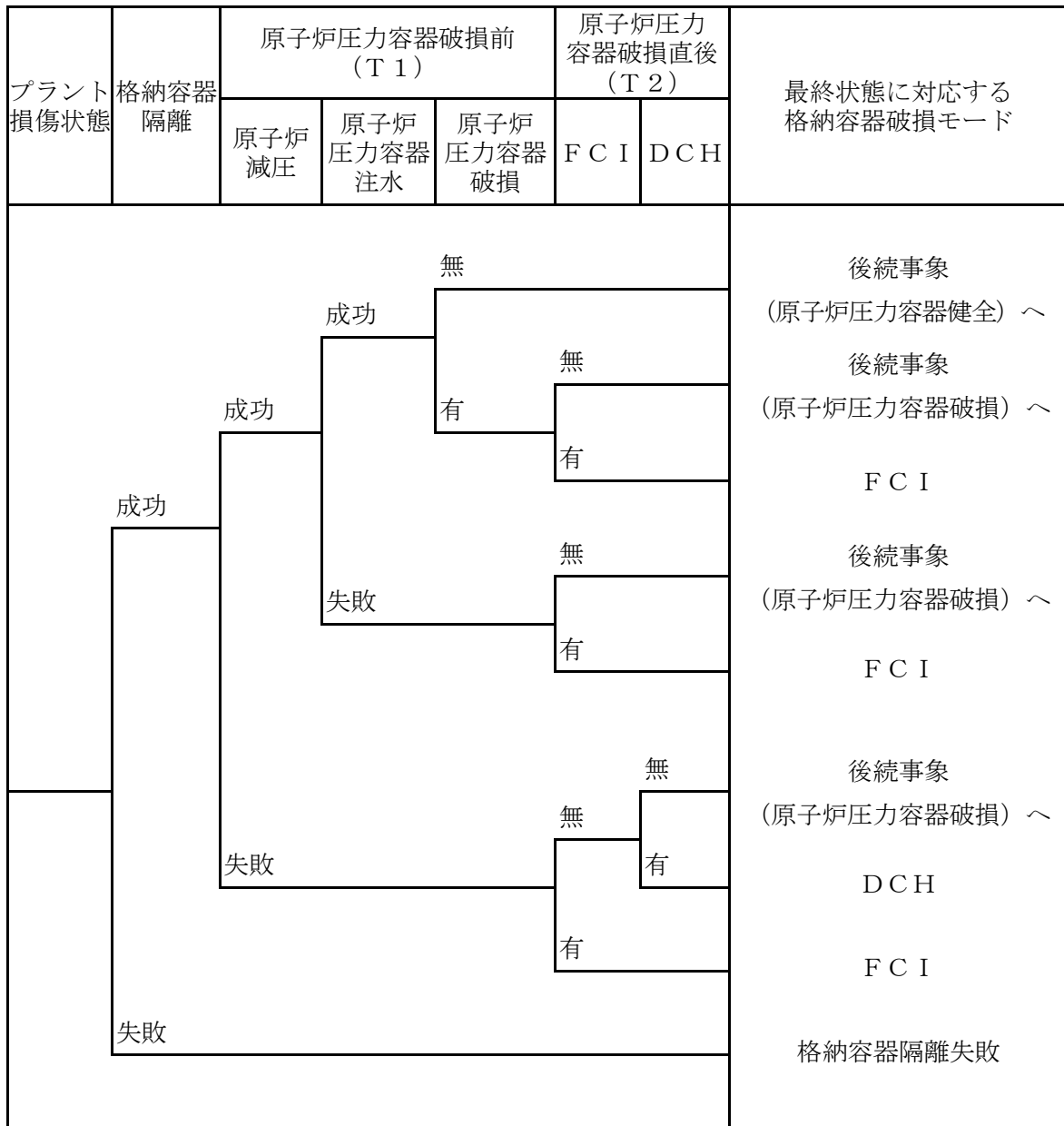
第 2.1.1.a-1 図 原子炉格納容器内の溶融炉心挙動

炉心損傷事故 シーケンスグループ	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保	PDS
炉心損傷事故 シーケンスグループ	炉心損傷前		後期 TW		<ul style="list-style-type: none"> ・ TW
	TW TC		早期		
	炉心損傷後		後期 長期TB		<ul style="list-style-type: none"> ・ TC ・ インターフェイスシステム LOCA ・ 長期TB
TQUX TQUV AE S1E S2E 長期TB, TBD, TBU, TBP TW	インターフェイスシステムLOCA		早期 TQUX TBU TBD 長期TB		
	炉心損傷後	高圧		電源確保 TQUX	<ul style="list-style-type: none"> ・ TQUX
TQUX TC			早期	直流電源確保, 交流電源復旧必要	
インターフェイスシステム LOCA			TQUX TBU TBD	TBU	<ul style="list-style-type: none"> ・ TBU
			長期TB	直流電源復旧必要 TBD	
		低圧		電源確保 TQUV AE, S1E, S2E	<ul style="list-style-type: none"> ・ TQUV ・ LOCA (AE, S1E, S2E)
TQUX TQUV AE S1E S2E TBU TBP TBD 長期TB			TQUX TBU TBD	電源復旧必要 TBP	

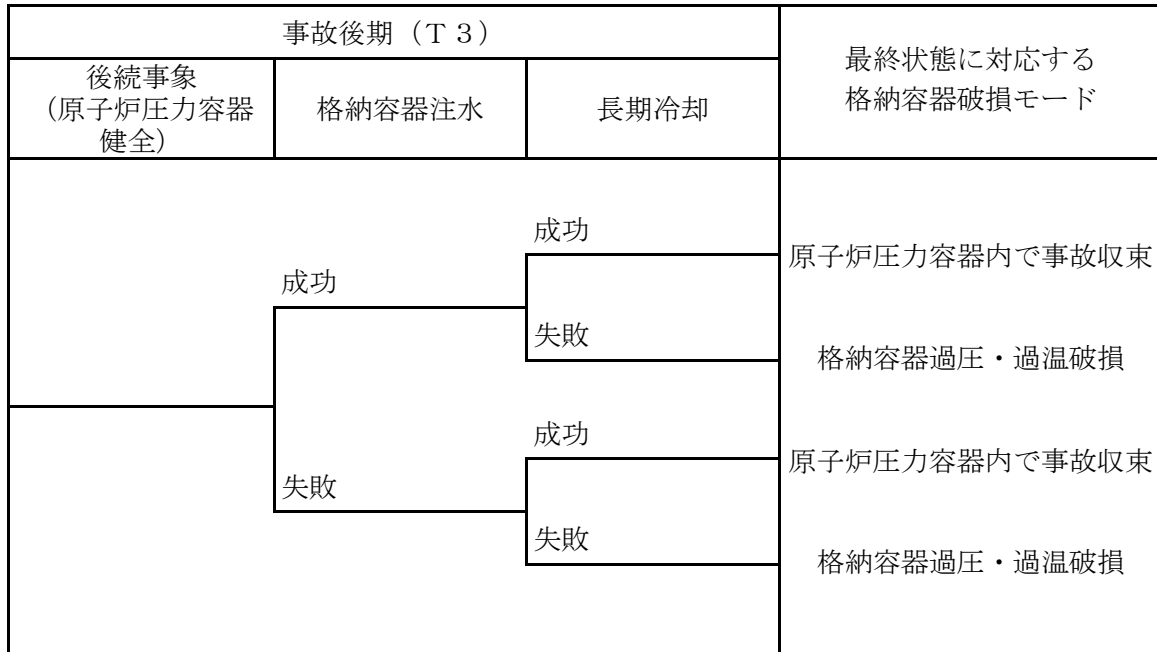
第 2.1.1.b-1 図 プラント損傷状態の分類



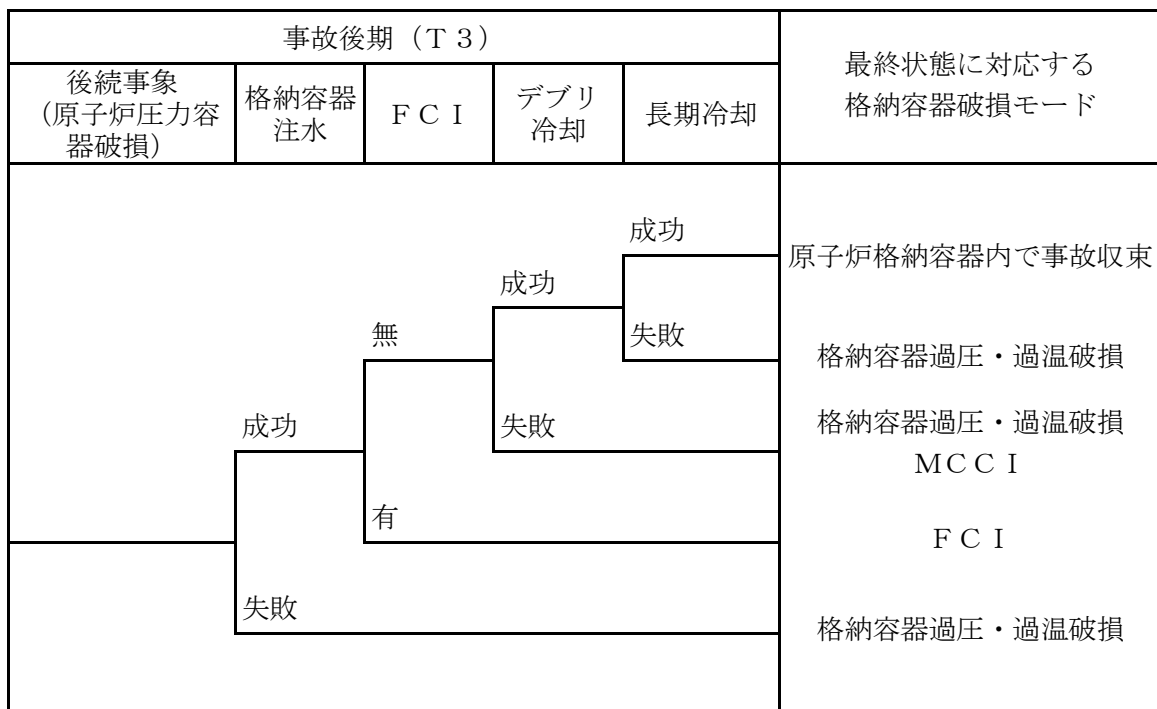
第2.1.1.c-1 図 BWRのシビアアクシデントで考えられる事故進展



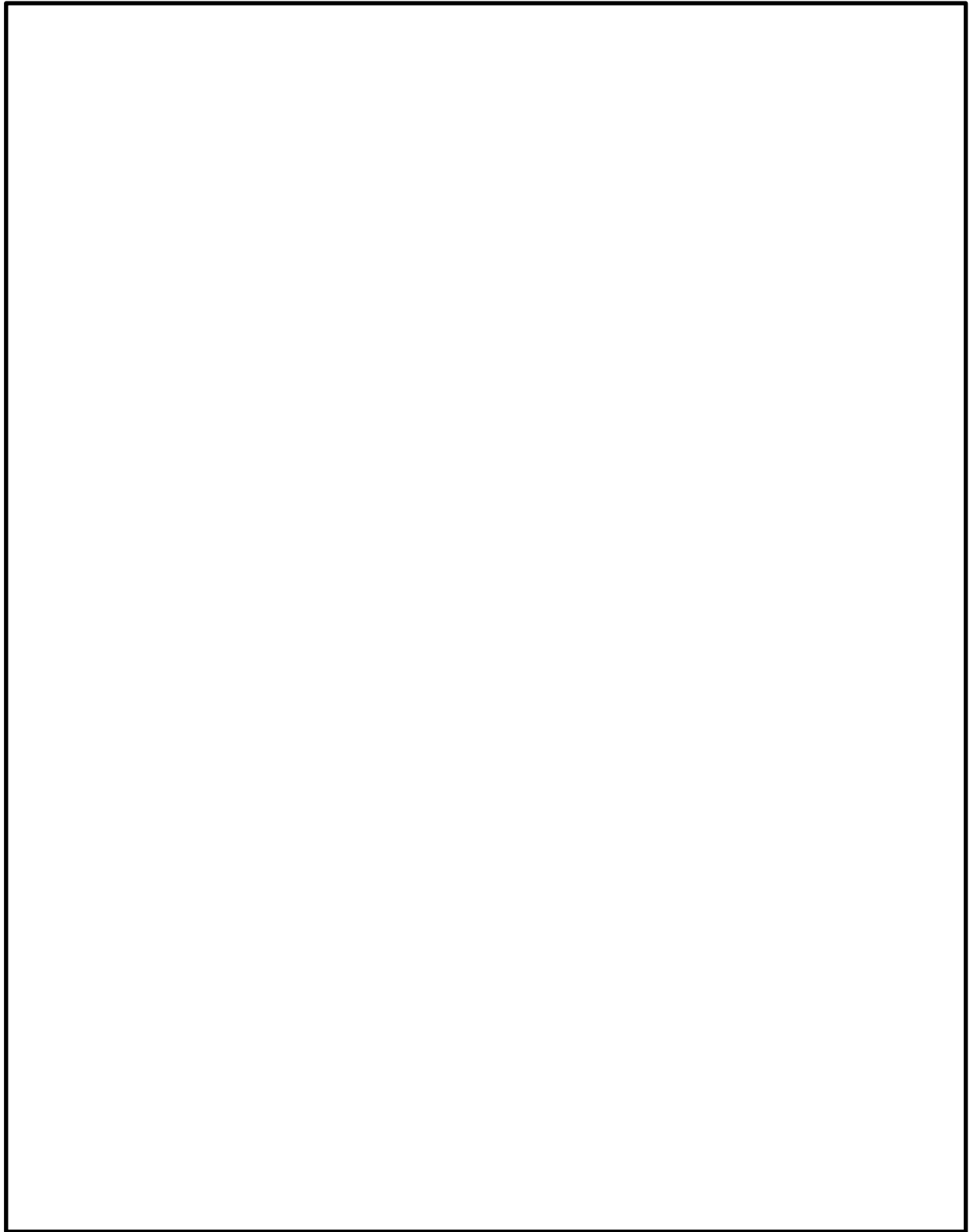
第 2. 1. 1. d-1 図 格納容器イベントツリー(1 / 3)



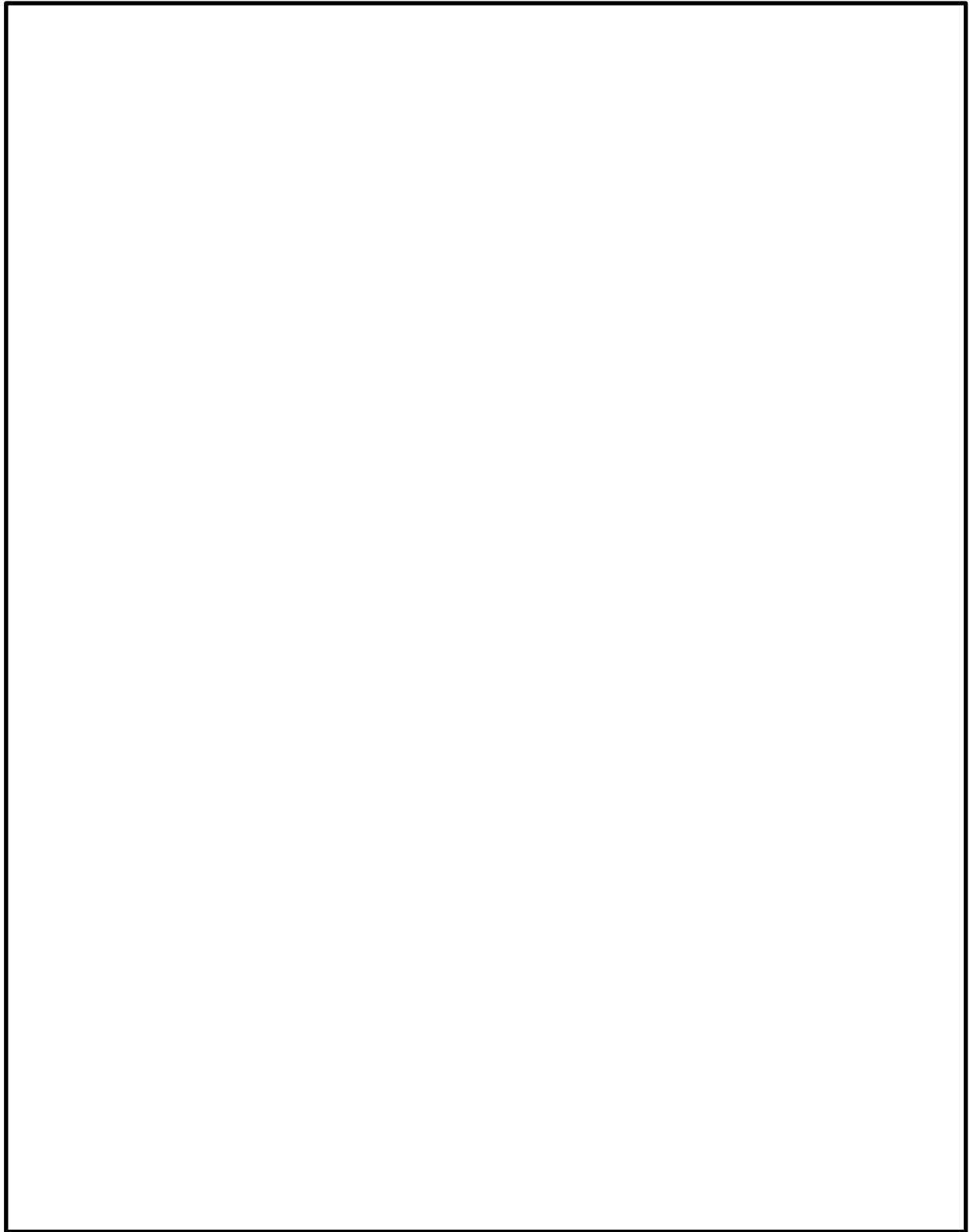
第2.1.1.d-1図 格納容器イベントツリー(2/3)



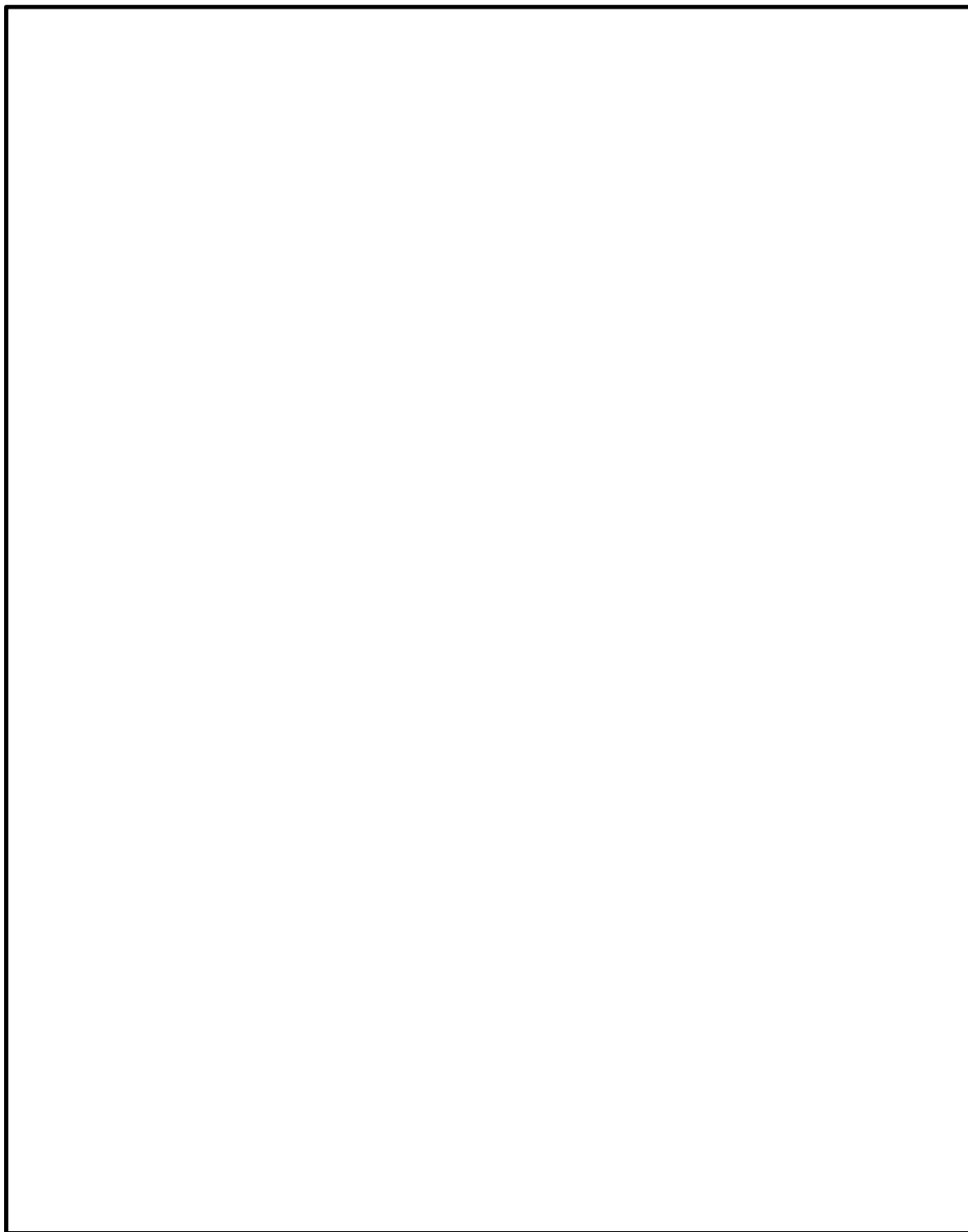
第2.1.1.d-1図 格納容器イベントツリー(3/3)



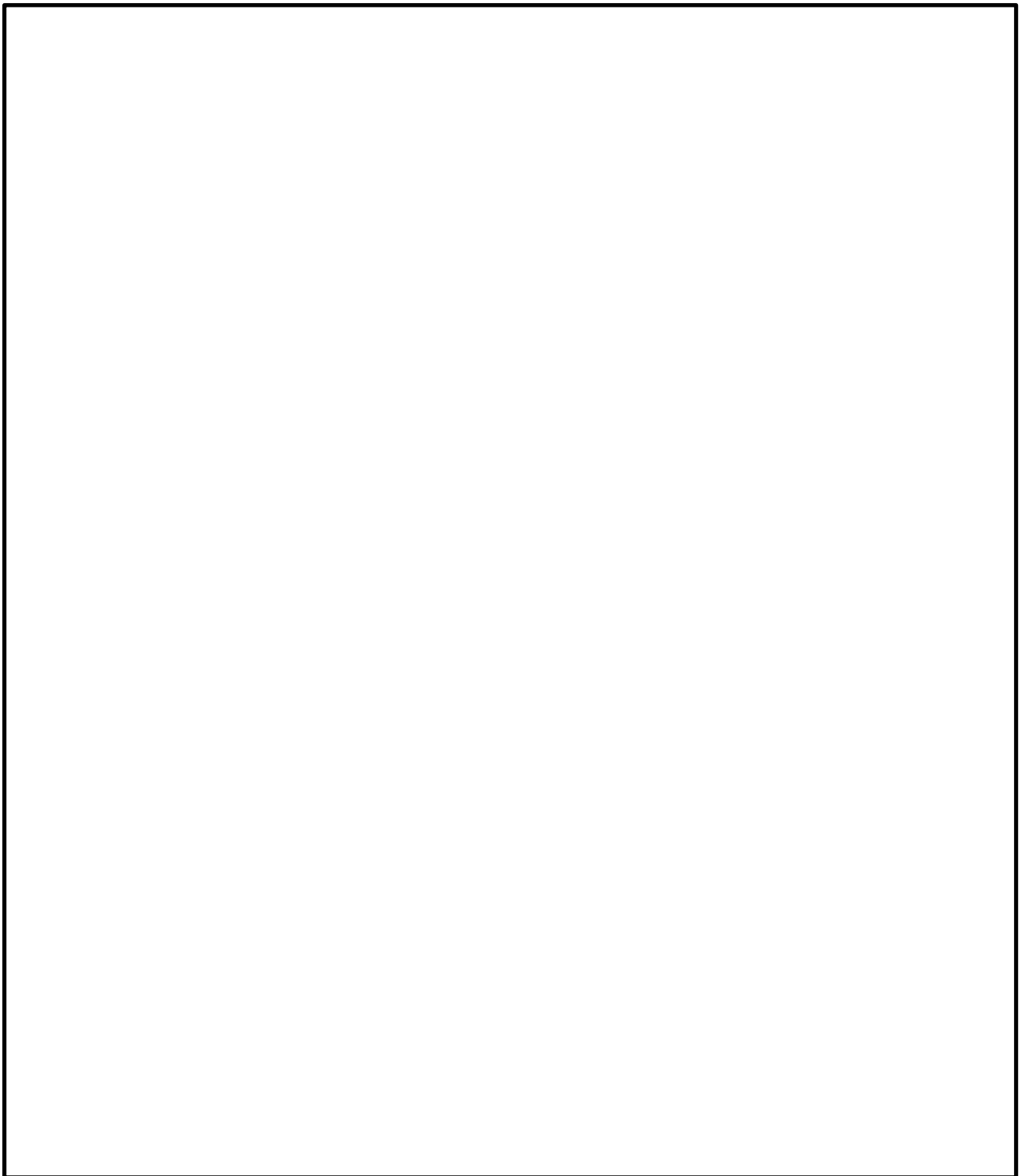
第 2.1.1.e-1 図(1) 代表シーケンスにおける事故進展 (TQUV)



第2.1.1.e-1図(2) 代表シーケンスにおける事故進展 (T Q U X)

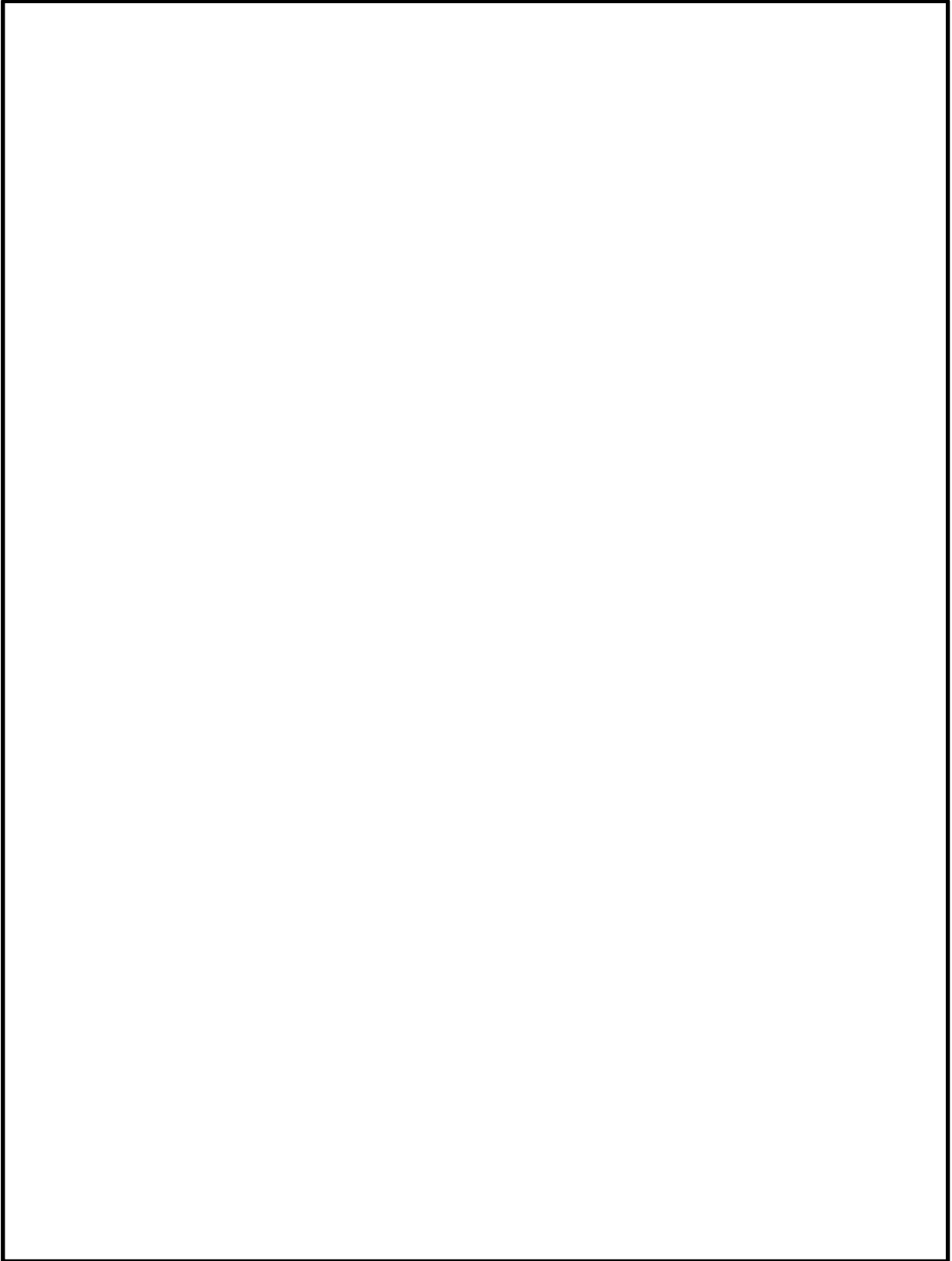


第2.1.1.e-1図(3) 代表シーケンスにおける事故進展（長期TB）

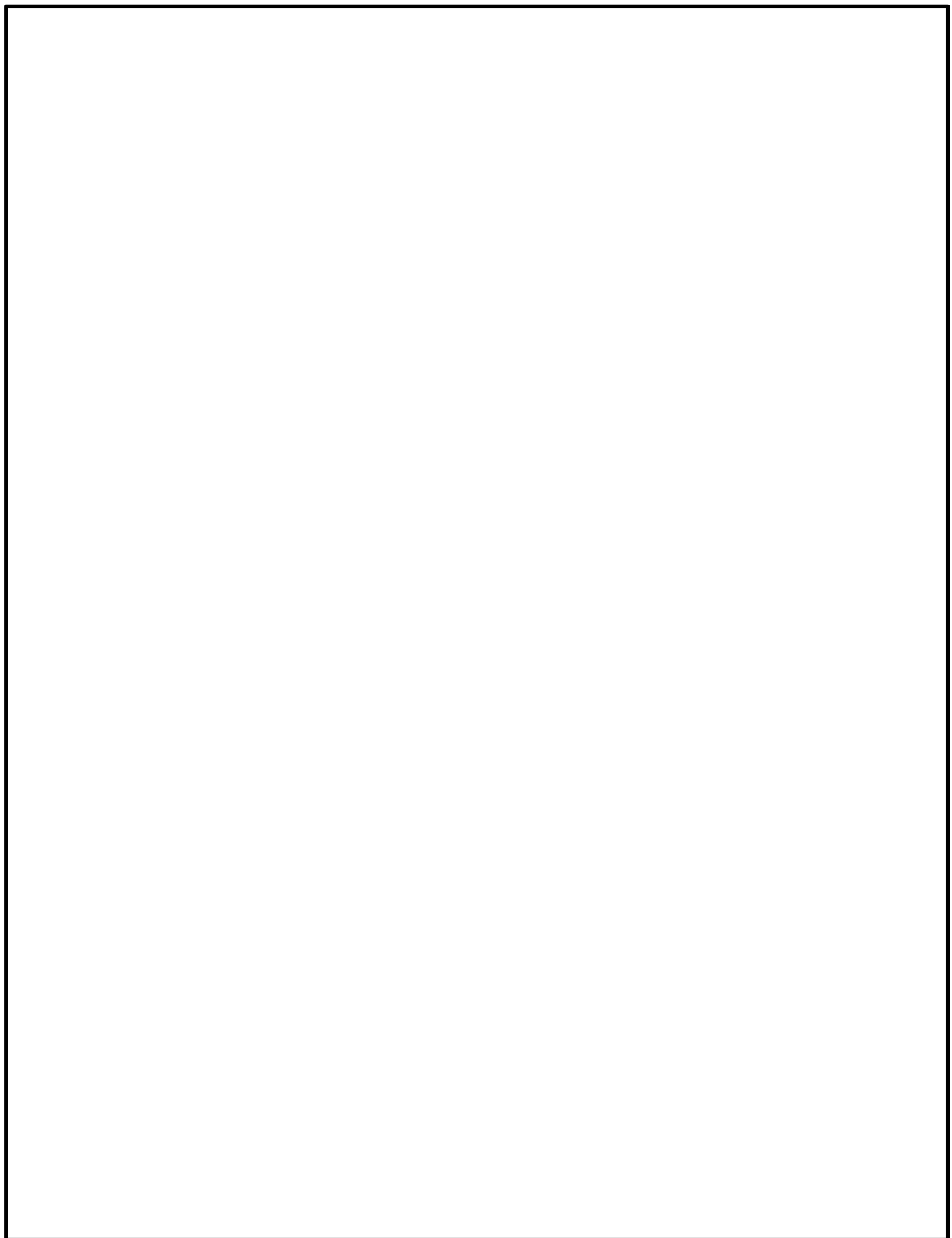


第2.1.1.e-1図(4) 代表シーケンスにおける事故進展 (TW)

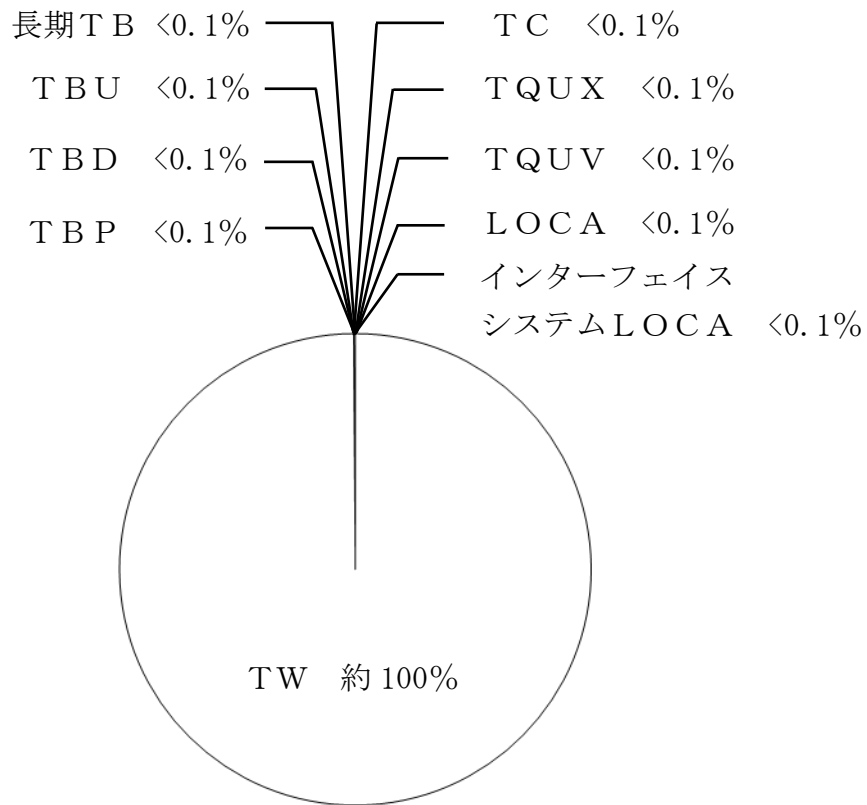
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



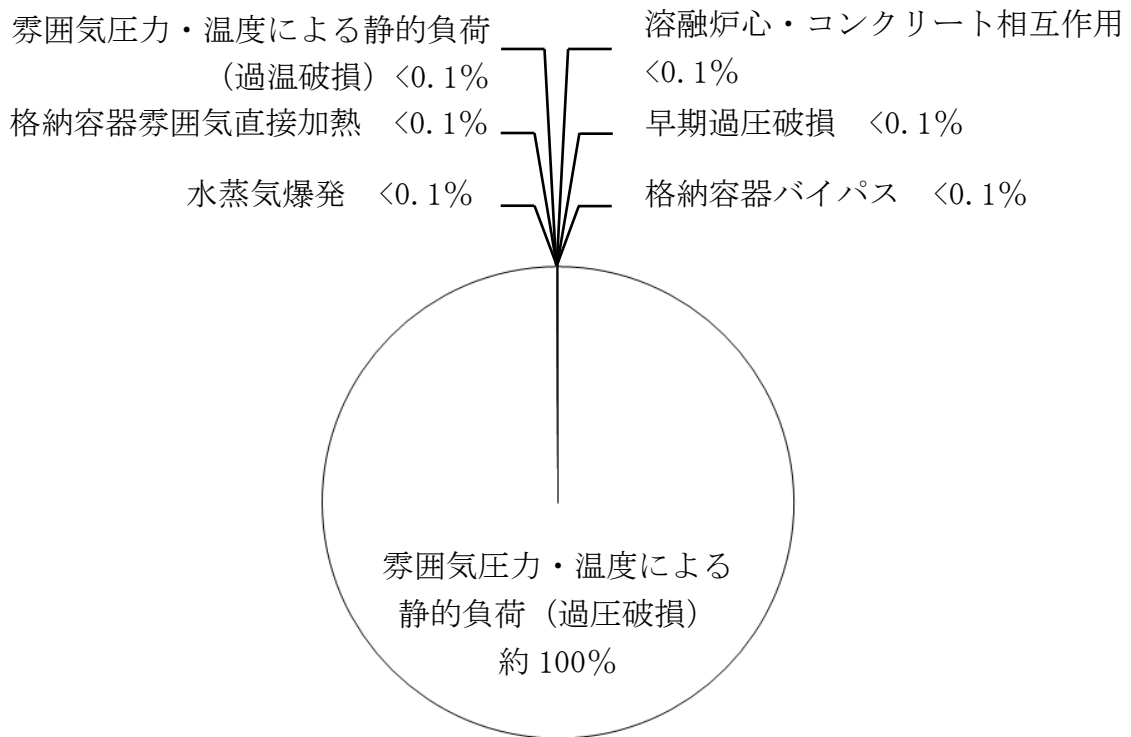
第2.1.1.e-1図(5) 代表シーケンスにおける事故進展 (TC)



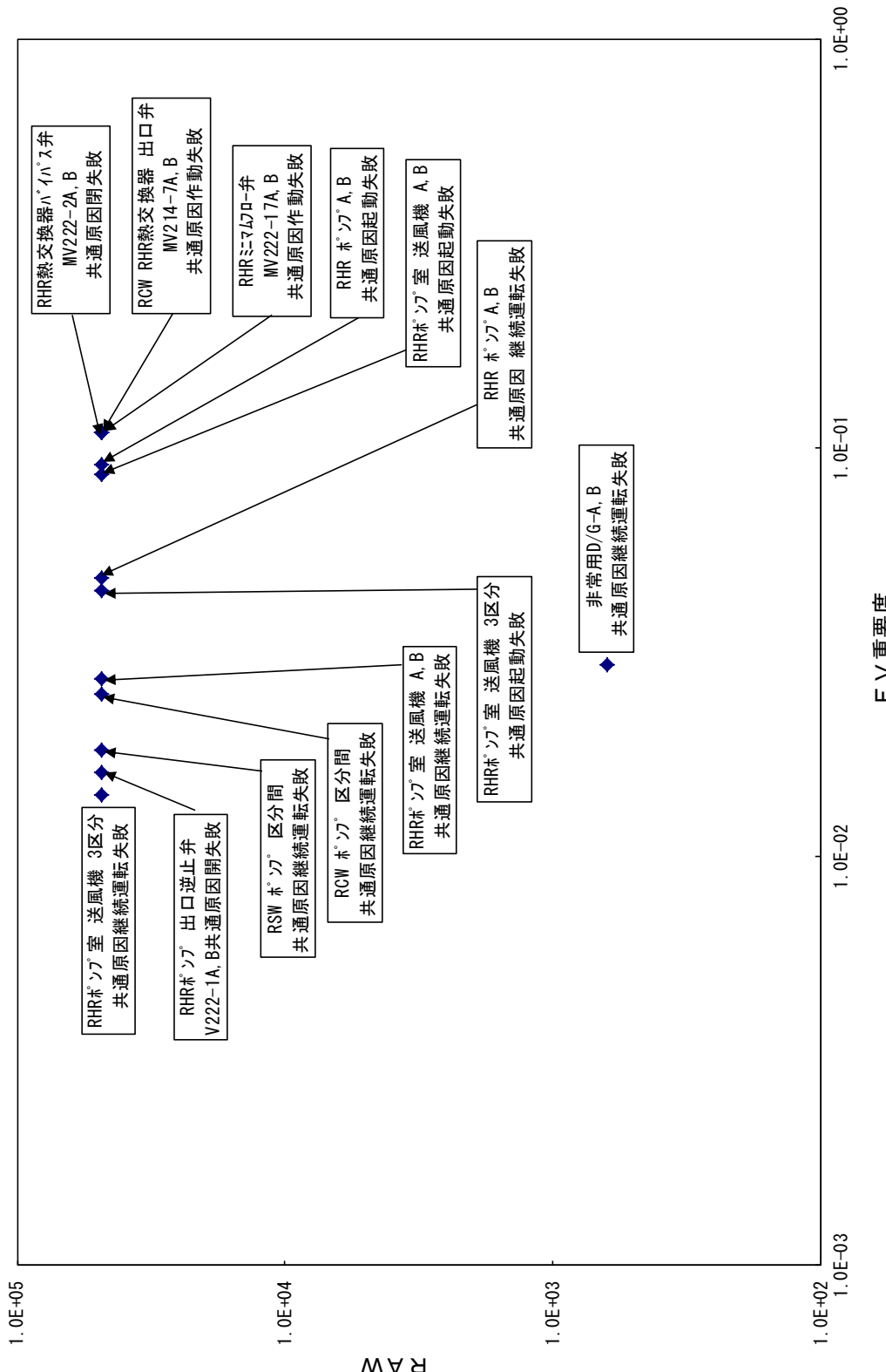
第2.1.1.e-1図(6) 代表シーケンスにおける事故進展（LOCA）



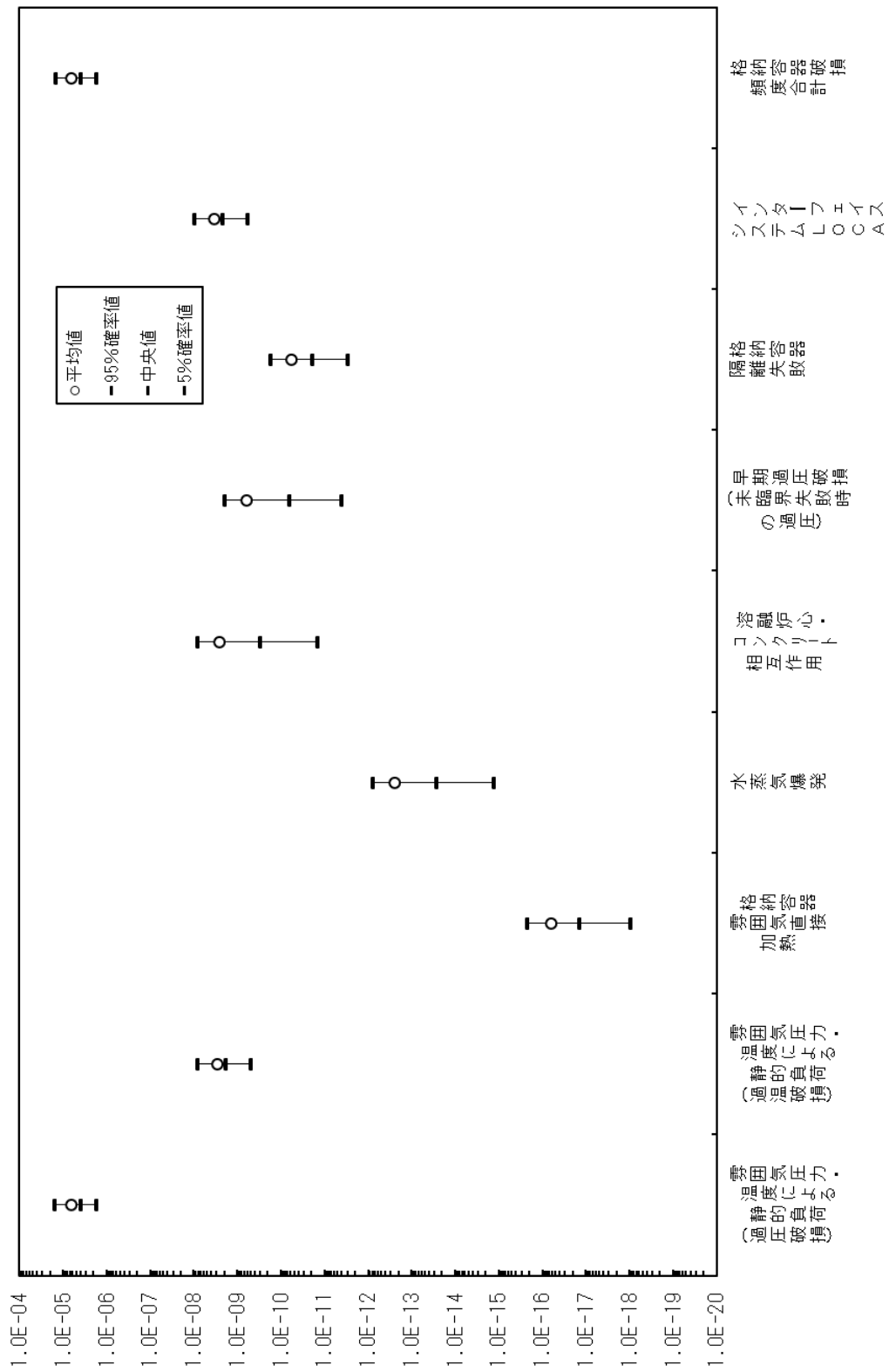
第2.1.1.f-1図 格納容器破損頻度寄与割合（プラント損傷状態別）



第2.1.1.f-2図 格納容器破損頻度寄与割合（格納容器破損モード別）

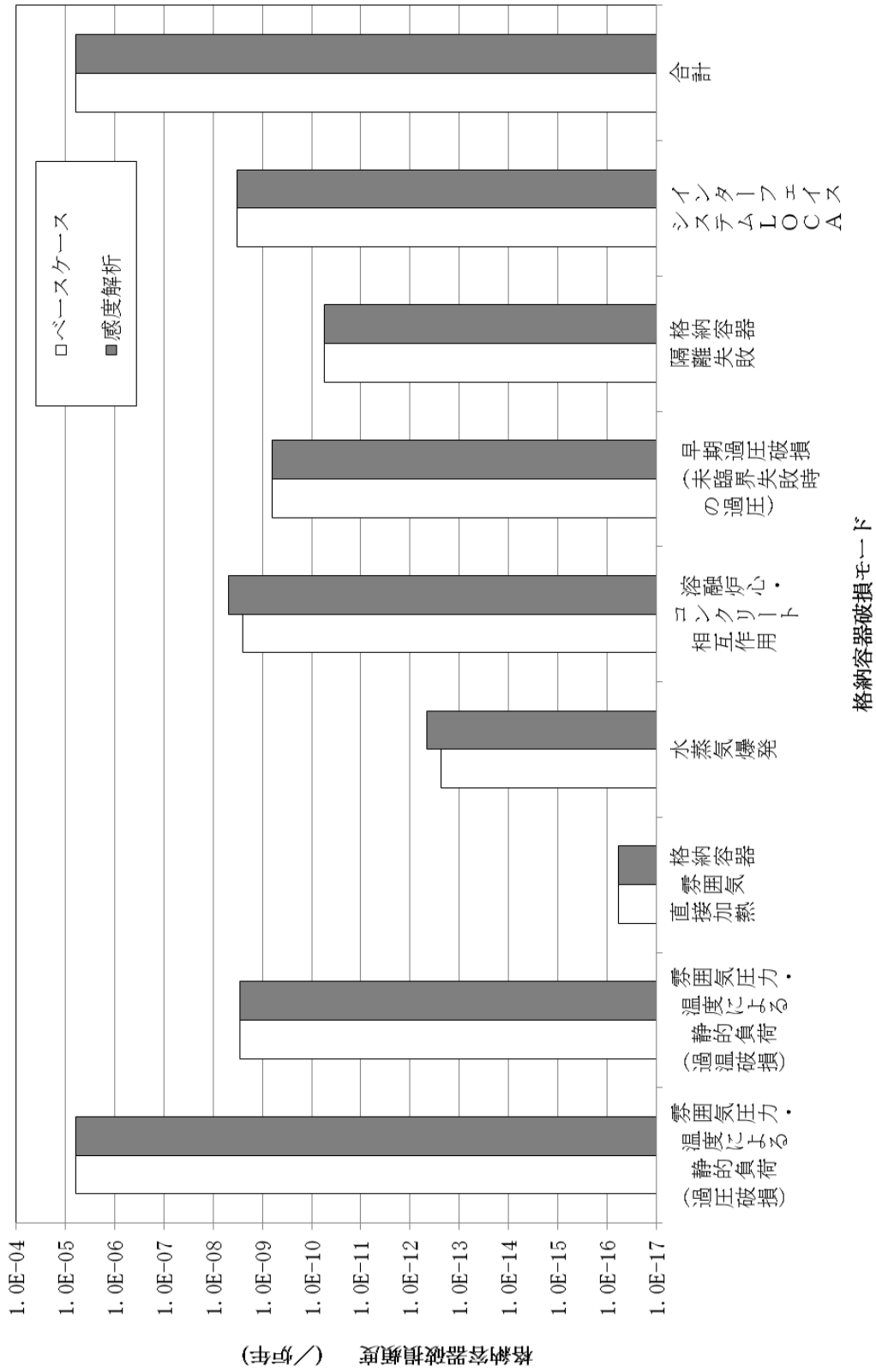


第 2. 1. 1. f - 3 重要度解析結果 (基事象別)



格納容器破損モード

第2.1.1.1.g-1図 不確かさ解析結果（格納容器破損モード別）



第2.1.1.g-2図 感度解析結果 (原子炉圧力容器破損確率の影響)

島根原子力発電所2号炉
確率論的リスク評価（PRA）について

補足説明資料

補足説明資料 目 次

1. レベル1 P R A

1.1 内部事象 P R A

1.1.1 運転時 P R A

- 補足説明資料1.1.1.a-1 サプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持
- 補足説明資料1.1.1.b-1 起回事象から除外している事象の考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-2 運転時 P R Aにおいて通常停止を起回事象として取扱う考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-3 「起動操作」を起回事象に含めないことの考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-4 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
- 補足説明資料1.1.1.b-5 起回事象の発生頻度における E F の設定の妥当性について
- 補足説明資料1.1.1.b-6 起回事象発生頻度の評価における考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-7 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
- 補足説明資料1.1.1.b-8 起回事象「外部電源喪失」の発生頻度の算出に用いる運転実績
- 補足説明資料1.1.1.b-9 起回事象 L O C A の発生頻度算定の考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-10 具体的破断箇所を想定した場合の L O C A 後の炉心損傷頻度
- 補足説明資料1.1.1.b-11 インターフェイスシステム L O C A の発生箇所の考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-12 インターフェイスシステム L O C A の評価に関する海外（米国）との違い
- 補足説明資料1.1.1.c-1 P R Aにおける炉心損傷の定義としての燃料被覆管の酸化率の扱い
- 補足説明資料1.1.1.c-2 成功基準設定の考え方
- 補足説明資料1.1.1.c-3 事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例
- 補足説明資料1.1.1.d-1 島根原子力発電所2号炉 内部事象運転時レベル1 P R A イベントツリー集
- 補足説明資料1.1.1.d-2 逃がし安全弁の開固着を想定する考え方
- 補足説明資料1.1.1.d-3 全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性及び実力評価について
- 補足説明資料1.1.1.d-4 常用系と非常用系で共用しているサポート系に

	において常用系機能喪失と常用系隔離失敗（隔離 弁故障等）が重畳する場合の取り扱い
補足説明資料1.1.1.d-5	事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
補足説明資料1.1.1.e-1	サポート系が一部故障している場合の評価
補足説明資料1.1.1.e-2	スクラム系（機械系）における原子炉停止失敗 の定義
補足説明資料1.1.1.e-3	フォールトツリーの作成における仮定について
補足説明資料1.1.1.e-4	保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機 除外を評価上除外するモデル化方法について
補足説明資料1.1.1.f-1	非常用ディーゼル発電機の故障率について
補足説明資料1.1.1.f-2	故障率データが整備されていない機器の故障率 の扱い
補足説明資料1.1.1.f-3	中性子束検出器のモデル化について
補足説明資料1.1.1.f-4	保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比 較
補足説明資料1.1.1.f-5	共通原因故障パラメータを適用している系統
補足説明資料1.1.1.f-6	共通原因故障に関するMGLパラメータ適用の 考え方
補足説明資料1.1.1.g-1	人間信頼性解析ツリーによる人的過誤の分析例
補足説明資料1.1.1.g-2	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
補足説明資料1.1.1.g-3	計器の較正ミスの取り扱いについて
補足説明資料1.1.1.g-4	余裕時間及びストレスファクタの適用の考え方 とその影響
補足説明資料1.1.1.h-1	炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴 （検証結果）
補足説明資料1.1.1.h-2	主要な事故シーケンスのイベントツリー上への 表示
補足説明資料1.1.1.h-3	不確かさ解析における計算回数と収束性の確認
補足説明資料1.1.1.h-4	不確かさ評価において、各入力変数のサンプリ ングから炉心損傷頻度の確率分布を生成するプ ロセス
補足説明資料1.1.1.h-5	ベイズ統計の計算過程について
補足説明資料1.1.1.h-6	重大事故等対処設備に期待した場合のPRA

1.1.2 停止時PRA

補足説明資料1.1.2.a-1	評価した工程の代表性及び成功基準の選定の考 え方、燃料取出しの考え方について
補足説明資料1.1.2.a-2	プラント状態の分類の考え方について

- 補足説明資料1.1.2.b-1 反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について
- 補足説明資料1.1.2.b-2 残留熱除去系運転中のLOCAについて
- 補足説明資料1.1.2.b-3 起因事象発生頻度の評価における考え方
- 補足説明資料1.1.2.b-4 冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について
- 補足説明資料1.1.2.c-1 燃料損傷条件について
- 補足説明資料1.1.2.c-2 燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について
- 補足説明資料1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について
- 補足説明資料1.1.2.c-4 緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について
- 補足説明資料1.1.2.d-1 島根原子力発電所2号炉 内部事象停止時レベル1PRAイベントツリー集
- 補足説明資料1.1.2.e-1 停止時レベル1PRA及び運転時レベル1PRAにおける余裕時間を考慮した診断操作失敗確率の設定について
- 補足説明資料1.1.2.e-2 システム信頼性評価の結果について
- 補足説明資料1.1.2.g-1 起因事象発生前の操作に係る人的過誤の選定の考え方について
- 補足説明資料1.1.2.g-2 停止時レベル1PRAと運転時レベル1PRAとのストレスファクタ設定の考え方について

1.2 外部事象PRA

1.2.1 地震PRA

- 補足説明資料1.2.1.a-1 地震PRAプラントウォークダウンのチェックシートの項目について
- 補足説明資料1.2.1.a-2 起因事象の網羅性及びスクリーニングの考え方について
- 補足説明資料1.2.1.d-1 Excessive LOCAのモデル化について
- 補足説明資料1.2.1.d-2 階層イベントツリーのヘディングの順序について
- 補足説明資料1.2.1.d-3 イベントツリーにおける福島第一原子力発電所事故の知見について
- 補足説明資料1.2.1.d-4 原子炉停止機能喪失事象のモデル化について
- 補足説明資料1.2.1.d-5 地震PRAにおけるフラジリティ評価の見直しについて

1.2.2 津波 P R A

- 補足説明資料1.2.2.a-1 津波による敷地内浸水解析について
- 補足説明資料1.2.2.a-2 津波 P R Aにおける漂流物の取り扱いについて
- 補足説明資料1.2.2.a-3 防波壁，屋外排水路逆止弁及び1号放水連絡通路防波扉の耐力について
- 補足説明資料1.2.2.a-4 引き波時を含む取水の継続性及び事故シナリオの分析で引き波を除外する考え方について
- 補足説明資料1.2.2.a-5 津波襲来時の原子炉停止の手順について
- 補足説明資料1.2.2.b-1 基準津波の年超過確率の参照について
- 補足説明資料1.2.2.d-1 津波時の水密扉の期待有無について
- 補足説明資料1.2.2.d-2 E L 20mを超過する津波に対する影響評価について

2. レベル1.5 P R A

2.1 内部事象 P R A

2.1.1 運転時 P R A

- 補足説明資料2.1.1.a-1 内部事象運転時レベル1.5 P R Aのシーケンス選定における福島第一原子力発電所事故の知見の考慮
- 補足説明資料2.1.1.d-1 島根原子力発電所2号炉 内部事象運転時レベル1.5 P R Aイベントツリー集
- 補足説明資料2.1.1.e-1 原子炉圧力容器破損等のM A A P上の判定条件
- 補足説明資料2.1.1.f-1 内部事象運転時レベル1.5 P R Aにおける物理化学現象の考慮
 - 補足1 格納容器雰囲気直接加熱発生時の原子炉格納容器への温度負荷
 - 補足2 炉外 F C Iによる格納容器破損確率評価における圧力容器ペデスタルフラジリティの評価方法
- 補足説明資料2.1.1.f-2 炉心注水による原子炉圧力容器破損回避の不確かさ
- 補足説明資料2.1.1.f-3 格納容器隔離失敗の分岐確率の妥当性と隔離失敗事象への対応

サブプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持

サブプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持について、本評価における扱い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（外部電源喪失発生時の崩壊熱除去機能喪失）は、高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機による給電により、高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水には成功するが、原子炉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、崩壊熱除去機能喪失（TW）に整理している。

2. TBWシーケンスにおける高圧炉心スプレイ系の機能維持

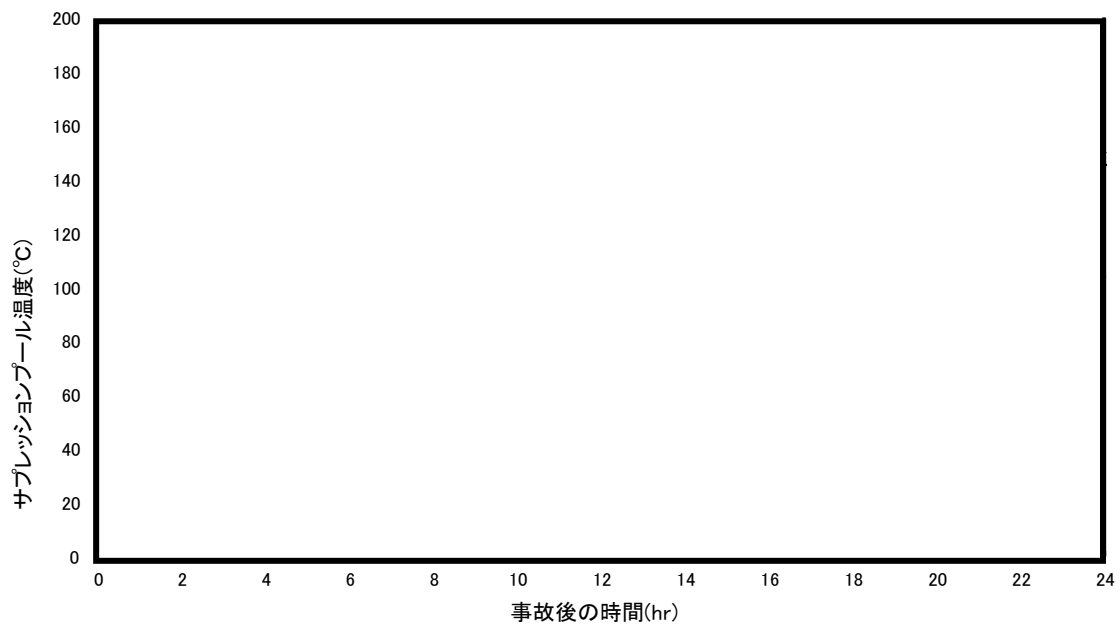
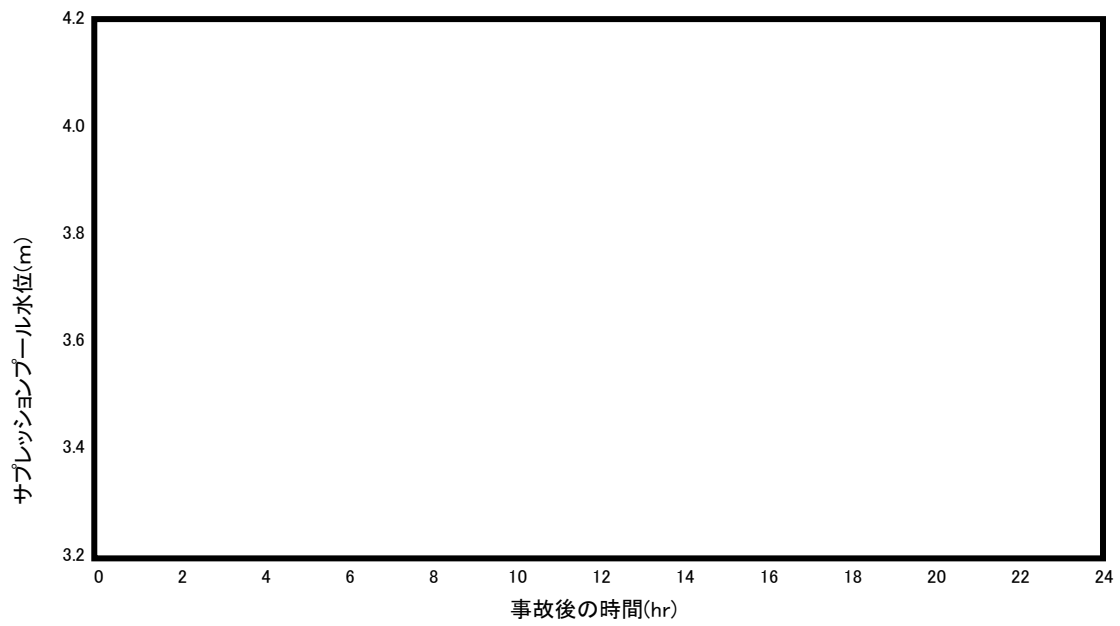
TBWシーケンスにおけるサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度を第1図に示す。TBWシーケンスにおいては、事象発生後約 時間後にサブプレッション・プール水位高の信号により、水源が復水貯蔵タンクからサブプレッション・プールに切り替わる。サブプレッション・プールを水源として高圧炉心スプレイ系による注水を継続する場合、サブプレッション・プール水温度の上昇によって、高圧炉心スプレイ系が機能喪失に至る可能性がある。

しかしながら、サブプレッション・プール水温度の上昇により高圧炉心スプレイ系が機能喪失に至る前に、水源を再度復水貯蔵タンクに切り替えた場合、高圧炉心スプレイ系が機能喪失することはない。水源を再度復水貯蔵タンクに切り替えることにより、高圧炉心スプレイ系は原子炉格納容器が崩壊熱除去機能喪失による過圧破損に至るまで、高圧炉心スプレイ系の機能は維持される。よって、TBWシーケンスは崩壊熱除去機能喪失（TW）に整理される。

3. 事故シーケンスグループの整理を変更した場合の感度解析

TBWシーケンス（炉心損傷頻度： 4.4×10^{-7} / 炉年）の事故シーケンスグループをTBに整理した結果を第1表及び第2図に示す。

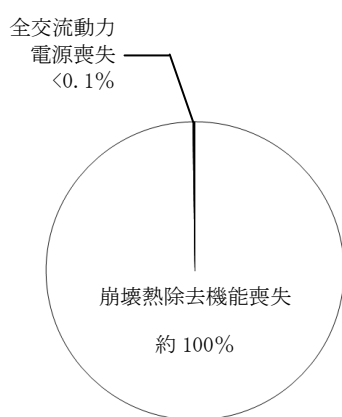
感度解析の結果、TBによる炉心損傷頻度は2桁程度増加し、外部電源喪失起因で高圧炉心スプレイ系継続注水失敗にて炉心損傷に至る事故シーケンスがTBとして主に寄与するが、抽出される事故シーケンスグループは変わらない。



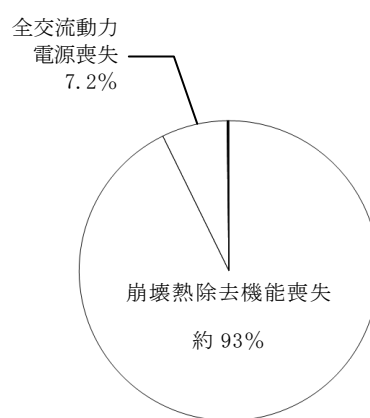
第1図 TBWシーケンスにおけるサブプレッション・プール水位
及びサブプレッション・プール水温度

第1表 TBWシーケンスをTBに変更した場合の炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度（／炉年）	
	TBWをTWに 含めた場合	TBWをTBに 含めた場合
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06 (約100%)	5.8E-06 (93%)
全交流動力電源喪失	2.7E-09 (<0.1%)	4.5E-07 (7.2%)



TBWをTWに含めた場合



TBWをTBに含めた場合

第2図 TBWシーケンスをTBに変更した場合の
事故シーケンスグループ別の炉心損傷割合

起因事象から除外している事象の考え方

1. はじめに

今回のPRAでは、発生頻度、プラントへの影響などの観点から、PRAの対象とすることの必要性は低いと考え、設計基準事故のうち、いくつかの事象を起因事象から除外している。

ここでは、発生した場合に炉心又は燃料プールの燃料に影響を与えると考えられる以下の事象について、その除外理由を補足する。

- ・原子炉冷却材流量の部分喪失（原子炉再循環ポンプ1台トリップ）
- ・燃料プールでの放射性物質の放出
- ・燃料集合体の落下
- ・制御棒落下
- ・放射性気体廃棄物処理施設の破損
- ・計装用空気系故障
- ・主蒸気管破断
- ・原子炉圧力容器破損

2. 起因事象から除外している事象の考え方

(1) 原子炉冷却材流量の部分喪失（原子炉再循環ポンプ1台トリップ）

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ことから、本事象は起因事象から除外している。ただし、原子炉を手動停止した場合は、手動停止の起因事象として分類する。

(2) 燃料プールでの放射性物質の放出

燃料プールでの燃料損傷（放射性物質の放出に関わるリスク）については、プラントの運転に直接影響する事象ではないこと及びプラント運転中の燃料プール内の燃料の崩壊熱が低く、燃料プールに十分な量の冷却材が保有されているため、対応の余裕時間が十分にあること等の理由から、本事象は起因事象から除外している。

なお、燃料プール内の燃料損傷のリスクについては、燃料プール内の使用済燃料の崩壊熱が大きいプラント停止時について、停止時レベル1PRAを実施している。

また、燃料プールでの燃料損傷に至るシーケンスについては、停止時PRAに基づき、プラント停止時の重要事故シーケンスの選定において考慮している。

(3) 燃料集合体の落下

燃料集合体の落下については、運転中では燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが、落下した場合でもプラント運転には影響がない。ま

た、燃料取替機の燃料把握機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上げができない等のインターロックを設け、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と考えられる。また、原子炉設置許可申請書の安全評価の中で、燃料取替作業に際し炉心上部で取扱中の燃料集合体が落下し燃料集合体が破損する事象を想定しており、その評価結果によると周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。これらを考慮し、本事象は起因事象から除外している。

(4) 制御棒落下

出力運転時の制御棒落下事象については、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、発生の可能性は非常に小さいと考えられる。また、原子炉設置許可申請書の安全評価の中で、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する事故が想定しており、その評価結果によると周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。これらを考慮し、本事象は起因事象から除外している。

(5) 放射性気体廃棄物処理施設の破損

配管破断により主復水器から気体廃棄物処理系に流入する放射性物質が漏えいする事象であるが、破断箇所を隔離する弁が多重に設置されており、事象を収束できかつ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ではその影響が限定されることから、本事象は起因事象から除外している。

(6) 計装用空気系故障

計装用圧縮空気系故障は、国内プラントでは発生していないが、同事象が発生し系統の機能に重大な影響が生じた際は、プラントを手動停止することが考えられるが、手動停止の起因事象として取り扱うこととなるため、本事象は起因事象から除外している。

(7) 主蒸気管破断

a. 主蒸気管破断の発生頻度

主蒸気管を隔離するような破断の事例はないため、LOCAの発生頻度をもとに評価した。LOCAの発生頻度を評価しているNUREG-1829では、口径の大きさに応じて発生頻度を評価しており、島根原子力発電所2号炉の主蒸気管(600A)の発生頻度は 1.0×10^{-5} /炉年以下になると推定される。そこで、今回のPRAでは主蒸気管4本の破断発生頻度を 1.0×10^{-5} /炉年とした。

b. 主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率

主蒸気隔離弁による隔離弁閉に失敗する確率について以下に示す。

(a) 主蒸気隔離弁の隔離信号故障確率

主蒸気管には主蒸気管周囲温度高、主蒸気管流量大等による自動隔離

機能及び運転員による手動隔離操作に期待できる。今回のPRAでは保守的に運転員による手動隔離操作には期待せず、自動隔離機能のみを考慮する。主蒸気隔離弁の隔離信号故障率は、検出器から最終リレーまでに含まれる機器の故障率が国内故障率データにおいて 1.0×10^{-10} から 1.0×10^{-7} 未満の範囲のため1チャンネルの故障率を 1.0×10^{-7} /時間とする。試験間隔を1年間、隔離信号が1 out of 2 twiceであることを考慮すると、隔離信号故障確率は 5.0×10^{-7} /要求時となる。

$$\begin{aligned}
 & 1 \text{チャンネルの信号故障確率} \\
 & = 1 \text{チャンネルの故障率} \times 1 \text{年間} / 2 \\
 & = 5.0 \times 10^{-4} / \text{要求時 (切上げ)} \\
 & \text{隔離信号故障確率 (1 out of 2 twice)} \\
 & = (1 \text{チャンネルの信号故障確率} \times 1 \text{チャンネルの信号故障確率}) \times 2 \\
 & = 5.0 \times 10^{-7} / \text{要求時}
 \end{aligned}$$

(b) 主蒸気隔離弁の機械故障確率

主蒸気隔離弁の機械故障確率には、国内故障率データより空気作動弁の作動失敗の故障率 1.1×10^{-7} /時間を用いる。主蒸気隔離弁は定期試験を1週間ごとに行っているため、1弁あたりの故障確率は、 9.2×10^{-6} /要求時となる。主蒸気隔離弁は、原子炉格納容器の内側と外側に1弁ずつあるため、弁の共通原因故障 ($\beta = 0.13$) を考慮すると、2弁あたりの機械故障確率は、 1.2×10^{-6} /要求時となる。

$$\begin{aligned}
 & \text{主蒸気隔離弁 1 弁機械故障確率} \\
 & = \text{空気作動弁の故障率} \times 1 \text{週間} / 2 \\
 & = 9.2 \times 10^{-6} / \text{要求時} / \text{弁} \\
 & \text{主蒸気隔離弁 2 弁機械故障確率} \\
 & = 1 \text{弁故障確率} \times 1 \text{弁故障確率} + 1 \text{弁故障確率} \times \beta \text{ 値} \\
 & = 1.2 \times 10^{-6} / \text{要求時} / 2 \text{弁}
 \end{aligned}$$

(c) 主蒸気管の隔離弁閉失敗確率

主蒸気管の隔離弁閉失敗確率は、主蒸気管が4本あるため4本すべての隔離弁閉に成功する必要があると想定し、隔離信号故障と主蒸気隔離弁の機械故障の和をとると、内側主蒸気隔離弁のみに期待する場合の主蒸気管隔離弁閉失敗確率は 3.7×10^{-5} /要求時、外側主蒸気隔離弁にも期待する場合の主蒸気管隔離弁閉失敗確率は 5.3×10^{-6} /要求時となる。

$$\begin{aligned}
 & \text{内側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率} \\
 & = \text{主蒸気隔離弁 1 弁機械故障確率} \times 4 \text{本} + \text{隔離信号故障確率} \\
 & = 3.7 \times 10^{-5} / \text{要求時} \\
 & \text{内側及び外側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率} \\
 & = \text{主蒸気隔離弁 2 弁機械故障確率} \times 4 \text{本} + \text{隔離信号故障確率} \\
 & = 5.3 \times 10^{-6} / \text{要求時}
 \end{aligned}$$

(d) 主蒸気管破断時の隔離弁閉失敗確率

主蒸気管破断時の隔離弁閉失敗確率は、主蒸気管破断の確率及び主蒸気管の隔離弁閉失敗確率より、内側主蒸気隔離弁のみに期待する場合の主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率は 3.7×10^{-10} / 要求時、外側主蒸気隔離弁にも期待した場合の主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率は 5.3×10^{-11} / 炉年となる。

内側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率
= 主蒸気管破断確率 × 内側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率
= 3.7×10^{-10} / 炉年

内側及び外側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率
= 主蒸気管破断確率 × 内側及び外側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率
= 5.3×10^{-11} / 炉年

c. 主蒸気管破断が発生したときの起因事象の分類

主蒸気管破断の発生箇所の概要図を第 1 図に示す。主蒸気管破断がいずれの箇所で発生したときの起因事象も、今回の P R A からは除外又は他の起因事象に包絡している。各破断箇所による起因事象の除外又は他の起因事象への包絡の理由について以下に示す。

(a) 隔離に成功した場合

第 1 図の①, ②, ③の箇所で主蒸気管破断が発生し内側又は外側主蒸気隔離弁による隔離に成功した場合は、隔離事象と同様のシーケンスになる。主蒸気破断の発生後に隔離に成功する確率は約 1.0×10^{-5} / 炉年となり、隔離事象の発生頻度 2.7×10^{-2} / 炉年に比べて十分に低いため、隔離事象の起因事象に包絡される。第 1 図の④の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、主蒸気隔離弁による隔離に期待できず下記 (b) ④の状態となる。

(b) 隔離に失敗した場合

① 外側主蒸気隔離弁からタービン側の区間

第 1 図の①の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、格納容器バイパスが発生する。隔離失敗確率は内側及び外側の主蒸気隔離弁に期待でき、内側及び外側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率より、 5.3×10^{-11} / 要求時となる。隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は十分に低いため、本事象は起因事象から除外している。

② P C V から外側主蒸気隔離弁までの区間

第 1 図の②の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、格納容器バイパスが発生する。しかし、格納容器貫通部に主蒸気隔離弁が直接接続されており、主蒸気管破断の発生頻度は 1.0×10^{-5} よりも更に低いと考えられる。仮に主蒸気管破断頻度を 1.0×10^{-5} とした場合、内側主蒸気隔離弁にしか期待できず、主蒸気管破断による格納容器バイパス

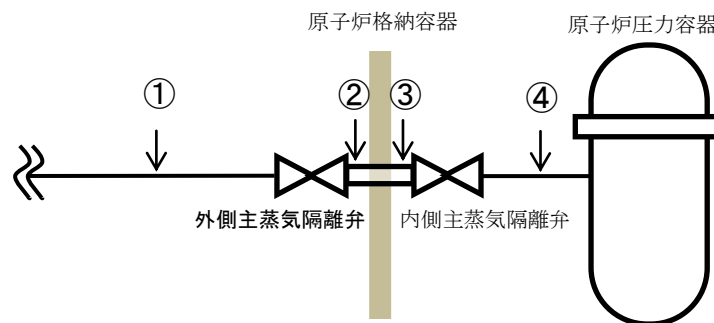
の発生頻度は、内側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率より、 3.7×10^{-10} / 炉年となる。この仮定においても隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は十分に低いため、本事象は起因事象から除外している。

③ 内側主蒸気隔離弁から原子炉格納容器までの区間

第1図の③の箇所で主蒸気管破断が発生し、内側主蒸気隔離弁の隔離に失敗した場合は下記④と同様になる。

④ R P Vから内側主蒸気隔離弁までの区間

第1図の④の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、原子炉格納容器内での破断となり、起因事象としては大破断L O C Aに分類される。シーケンスも大破断L O C Aと同様になる。大破断L O C Aは、N U R E G - 1829では、破断口径が125Aより大きな破断を想定しており、島根原子力発電所2号炉の主蒸気管(600A)も大破断L O C Aの発生頻度に包絡されている。そのため、今回のP R Aでは大破断L O C Aの起因事象に含めて評価を行う。



第1図 主蒸気管配管破断の位置

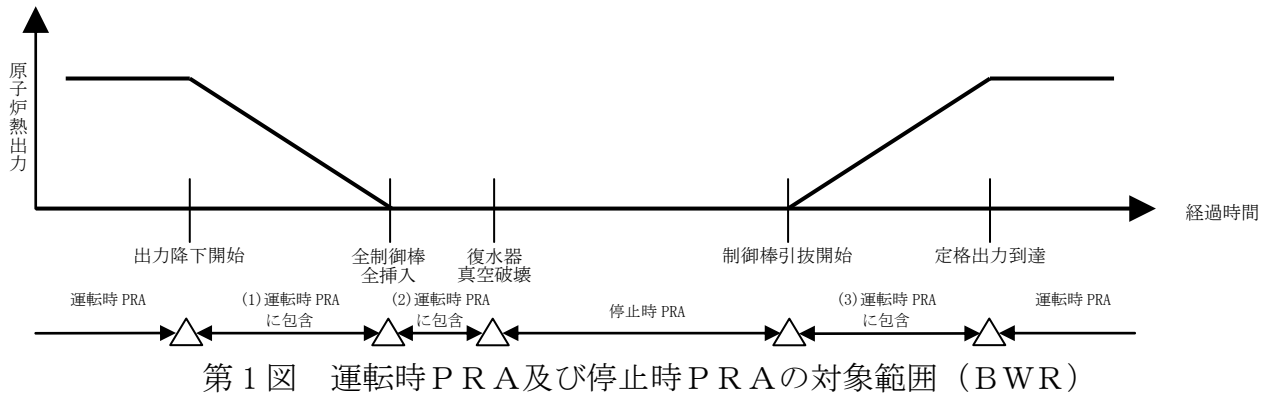
(8) 原子炉压力容器破損

原子炉压力容器破損については、原子炉压力容器は、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、供用期間中検査により有意な欠陥やき裂のないことを定期的を確認していること等から、決定論的に既に十分な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、原子炉压力容器破損の頻度はW A S H - 1400 や確率論的破壊力学 (P F M) により試算されており、それぞれ 1.0×10^{-7} / 炉年、 1.0×10^{-8} / 炉年となっており、原子炉格納容器からの放射性物質の放出という観点からは、無視し得ると判断されるため、本事象は起因事象から除外している。

運転時PRAにおいて通常停止を起因事象として取扱う考え方

1. 運転時PRAの対象範囲

運転時PRAの対象範囲は、「レベル1PSA学会標準」において、BWRでは第1図に示すとおり、「制御棒引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。



第1図 運転時PRA及び停止時PRAの対象範囲（BWR）

第1図において、(1)出力降下開始～全制御棒全挿入、(2)全制御棒全挿入～復水器真空破壊、(3)制御棒引抜開始～定格出力の各期間は次の理由により、運転時PRAに含めて評価するのが適当であると判断している。

(1) 出力降下開始～全制御棒全挿入

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こと及び定格出力運転中の期間と比べ当該期間は極めて短いことを考慮すると、PRAの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考えられる。また、原子炉圧力/出力が低下した状態では、プラント運用のため以下の原子炉スクラム信号がバイパスされるが、これは燃料健全性を確保するうえで、以下のインターロックによる原子炉スクラムの必要がない状況に移行したことによるものであり、(1)の期間中の厳密なモデル化の有無がPRA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」による原子炉スクラム
- ・原子炉熱出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「蒸気加減弁急速閉」による原子炉スクラム

(2) 全制御棒全挿入～復水器真空破壊

緩和設備は給水系を除いて定格出力運転時とほぼ同等の構成であること及び当該期間は定格出力運転期間と比べ、極めて短いことを考慮すると、PRAの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考えられる。

(3) 制御棒引抜開始～定格出力

緩和設備は給水系を除いて定格出力運転時とほぼ同等の構成であること及び当該期間は定格出力運転期間と比べ、極めて短いことを考慮すると、P R Aの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考える。

2. 通常停止を起回事象として取り扱う考え方

島根原子力発電所2号炉のレベル1 P R Aにおいては、定期事業者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について、通常停止として、起回事象の一つとして取り扱っている。

通常停止は、それ自体が炉心損傷に至る可能性は十分低いと考えられるが、年に1回程度の頻度で行うプラント状態の変更を伴う事象であり、その際、崩壊熱除去機能等の緩和機能が喪失した場合の炉心損傷頻度は、過渡事象等が発生する場合の炉心損傷頻度と比較して、ある程度の寄与となる可能性がある。

このため、従来から定期安全レビュー（P S R）等の機会に実施しているレベル1 P R Aと同様に、通常停止を起回事象の一つとして考慮している。

なお、通常起動については、停止後の時間経過及び新燃料の装荷により崩壊熱レベルが低く、定期事業者検査後のため緩和機能の信頼性も高いと考えられることから、従来から起回事象として取り扱っていない。

「起動操作」を起回事象に含めないことの方

今回実施した内部事象運転時レベル1 P R A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「手動停止(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。一方で、起動操作そのものは起回事象として考慮していない。これは、起動時のプラントの状態に関する以下の点を考慮し、起動時のリスクが小さく、運転時の評価に包絡されると考えたためである。

- ・ 起動時のプラントの状態は運転時とほぼ同じであること。
- ・ 原子炉停止後の時間経過及び新燃料の装荷により崩壊熱レベルが低いこと。
- ・ 起動前には安全系などが点検されているため、ランダム故障の確率が低減されていると考えられること。

なお、起動操作の期間について、レベル1 P S A学会標準では、運転時のP R Aの対象とする期間を制御棒引抜開始から復水器真空破壊までとしており、この期間に生じたトラブル事象はすべて起回事象として考慮している。このため、プラント起動中に生じたトラブル事象も起回事象として考慮している。

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

主蒸気隔離弁の閉鎖について、出典としたE P R I 報告書（NP-2230）の定義「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類していることの根拠、「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」が「主蒸気隔離弁の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 報告書（NP-2230）では様々な過渡事象が示されており、主蒸気隔離弁の1弁閉鎖、部分閉鎖は下表のように定義されている。

第1表 E P R I 報告書（NP-2230）での定義

6. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	運転員の過誤又は機器故障により、主蒸気隔離弁の1つだけが閉鎖する過渡事象、残りの主蒸気隔離弁は開状態である。
7. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖	運転員の過誤又は機器故障により、1つないし、それ以上の主蒸気隔離弁が部分閉鎖する過渡事象である。

主蒸気隔離弁の1弁閉鎖は、E P R I 報告書（NP-2230）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、主蒸気隔離弁の部分閉鎖は、E P R I 報告書（NP-2230）の定義より、1弁若しくはそれ以上の弁が部分閉鎖している状態であり、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、主蒸気隔離弁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。

起因事象の発生頻度におけるE Fの設定の妥当性について

1. E Fの設定について

E Fの設定について、レベル1 P S A学会標準では、以下のように記載されている。

【レベル1 P S A学会標準より抜粋】

「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かさを設定する。」

本評価では学会標準に基づき、NUREG/CR-4550の起因事象発生頻度のE Fの設定（第1表参照）をもとに、工学的判断によりE Fを3としている。

なお、原子炉冷却材喪失（LOCA）については参照した文献値に基いた不確かさ幅から、インターフェイスシステムLOCAについてはLOCAの不確かさ幅を参考に、起因事象発生頻度のE Fを設定している。

2. 起因事象発生頻度のE Fに対する感度解析

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

(1) E F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、これらに対して第2表に示すとおりに起因事象発生頻度のE F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
(逃がし安全弁誤開放, 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、E Fのベースケースとの比較を第3表及び第1図に示す。

感度解析ケース1及び2において、起因事象のE Fを増加させた場合に、全炉心損傷頻度のE Fが増加しているが、平均値への影響は小さいことが分かる。

第1表 NUREG/CR-4550のEF

起回事象	EF
直流母線喪失による過渡事象	3
交流母線喪失による過渡事象	3
オフサイト電源喪失による過渡事象	3
電力変換系の喪失以外を起因とする過渡事象	3
電力変換系の喪失を起因とする過渡事象	3
不注意による逃がし弁の開操作	3

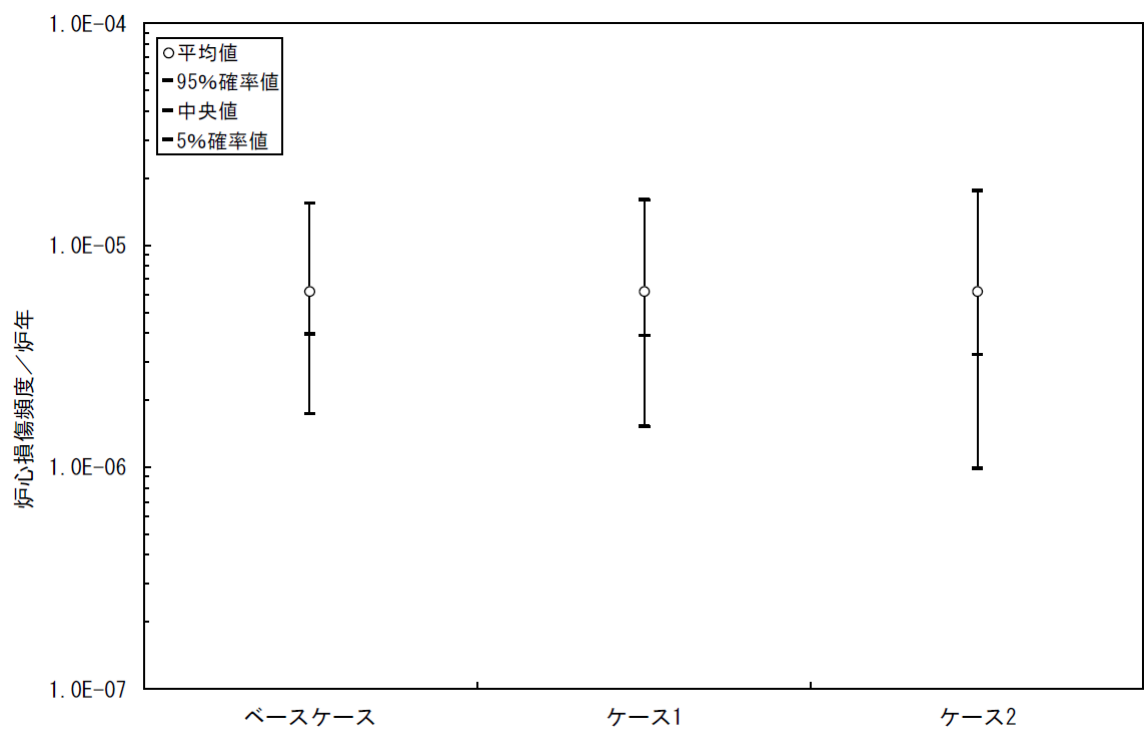
※ NUREG/CR-4550では、扱っているすべての起回事象のEFを”3”としている。

第2表 起回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回事象	3	3	10
	国内BWRで発生経験がない起回事象	3	10	10

第3表 全炉心損傷頻度における平均値，EFのベースケースとの比較

	ベースケース	感度解析 ケース1	感度解析 ケース2
炉心損傷頻度(平均値) (/炉年)	6.2E-06	6.2E-06	6.2E-06
EF	3.0	3.2	4.2



第1図 全炉心損傷頻度に対する不確実さの比較

起因事象発生頻度の評価における考え方

内部事象運転時レベル1 P R Aに用いる起因事象の抽出は、以下の手順で実施している。

○ 過渡事象

設置許可申請書添付書類十で評価されている原子炉の異常な過渡変化及び事故について分析、発生後のプラント挙動を考慮し、7つの起因事象にグループ化

○ 従属性を有する起因事象

設置許可申請書添付書類八等に記載されている、原子炉の運転に係わる設備についての機能喪失時の影響を検討、補機冷却系の故障、電源の故障等の7つの起因事象を抽出

○ 原子炉冷却材喪失（L O C A）

破断規模によりプラント応答が異なることを考慮し、大破断L O C A、中破断L O C A、小破断L O C Aの3事象に分類

これに手動停止を加え、内部事象運転時レベル1 P R Aにおける起因事象として用いている。

抽出した起因事象の発生頻度は、基本的に以下の考え方及び①～③の優先順位に基づいて評価している。

① 国内BWRの運転経験データにおいて、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プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】過渡事象（S R V誤開放を除く）、手動停止

② 国内BWRの運転経験データにおいて、発生が報告されていない事象であっても、発生頻度等の評価に活用可能な文献等を参照可能な事象については、それらを参照・検討し、値を設定した。

【対象事象】原子炉冷却材喪失（L O C A）、インターフェイスシステムL O C A

③ 国内BWRの運転経験データでは発生が報告されておらず、発生頻度の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、国内での発生件数を0.5件とし、これを国内BWRプラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】S R V誤開放、従属性を有する起因事象

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

- ・原子炉施設運転管理年報
- ・原子力安全推進協会により運営されているNUC I A
- ・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。その後、当社内において、定期安全レビュー（P S R）で P R A を実施したために平成 23 年度末までの実績を反映したデータベースを作成している。

以上の状況を踏まえ、本評価においては、P R A 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 23 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。

起因事象「外部電源喪失」の発生頻度の算出に用いる運転実績

外部電源喪失の起因事象発生頻度については、原子炉冷却材喪失（LOCA）を除く他の起因事象と同様、BWRプラントにおける発生実績に基づき算出している。

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第1表及び第2表に示すが、ほぼ同等の値となっており、評価結果に与える影響は小さいと考えられる。

第1表 運転時レベル1 PRA 「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	BWR ^{※1}	PWR ^{※2}	BWR + PWR
発生件数 (件)	3	3	6
運転時間	792.7 炉年	621 炉年	1,413.7 炉年
発生頻度 (/炉年)	3.8E-03	4.8E-03	4.2E-03
外部電源喪失 (/炉年)	5.2E-07	—	5.7E-07
炉心損傷頻度 (/炉年)	6.2E-06	—	6.3E-06

※1 島根原子力発電所2号炉安全審査資料(データ期間:2012年3月31日まで)

※2 川内原子力発電所1,2号炉安全審査資料(データ期間:2011年3月31日まで)

第2表 停止時レベル1 PRA 「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	BWR ^{※1}		PWR ^{※2}	BWR + PWR
発生件数 (件)	4		3	7
	出力運転時 3	停止時 1		
運転時間	792.7 炉年	83,830 日	621 炉年	1,643.2 炉年
発生頻度 (/時間)	4.3E-07	5.0E-07	5.5E-07	4.9E-07
	9.3E-07			
外部電源喪失 (/定期事業者検査)	6.0E-06		—	3.2E-06
炉心損傷頻度 (/定期事業者検査)	6.0E-06		—	3.2E-06

※1 島根原子力発電所2号炉安全審査資料(データ期間:2012年3月31日まで)

※2 川内原子力発電所1,2号炉安全審査資料(データ期間:2011年3月31日まで)

起因事象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、小破断LOCA、中破断LOCA、大破断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、流出流量について第1表に示す。

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手動停止に含めている。

「DBA超過LOCA」はNUREG-1829をもとに検討しており、その発生頻度は 1.0×10^{-8} /年以下となっている。DBA超過LOCAは原子炉压力容器破損が主な要因であり、原子炉压力容器破損は補足 1.1.1.b-1 に示す理由により起因事象から除外する。

第1表 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量
漏えい	常用系(制御棒駆動水圧ポンプ等)で補給可能な範囲		
小破断LOCA	原子炉隔離時冷却系で注水可能な範囲		
中破断LOCA	小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲		
大破断LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲		
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲		

2. 発生頻度の設定

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

(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、小破断LOCAを除き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
- ・ 配管からの寄与のほか、非配管からの寄与として、原子炉压力容器や蒸気発生器などの機器も考慮
- ・ LOCA時の流出流量(等価破断径)により6段階に分類
- ・ 25年運転想定での発生頻度と、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
- ・ 原子炉压力容器については、確率論的破壊力学(PFM)による評価も参照しつつ、破損頻度を検討
- ・ NUREG/CR-5750との結果比較があり、中破断LOCA部分を除きおおむね一致

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、第2表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。

- ・事象の分類定義に従い，各分類境界での5%下限値と95%上限値を次のように設定する。



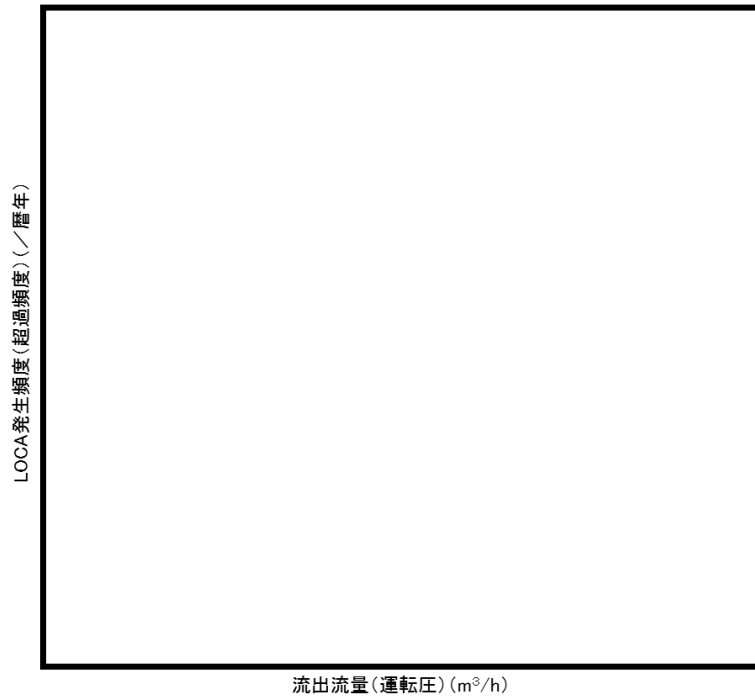
以上より，LOCA発生頻度を検討した結果を第1図にまとめる。

第2表 LOCA発生頻度の検討

(1/暦年)

状態定義	常用系での補給超過	R C I C注水能力超過	原子炉減圧状態
事象分類	小破断 LOCA	中破断 LOCA	大破断 LOCA
等価破断径			
流出流量(運転圧)			
平均値	3E-04	2E-04	2E-05
E F	10	20	20

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



事象分類 (格納容器内破断)	状態定義	等価 破断径	流出流量 (運転圧)	検 討
漏えい	常用系(CRD ポンプ等)で補 給可能な範囲			
小破断LOCA	RCICで注水 可能な範囲			
中破断LOCA	小破断LOCA と大破断LOC Aの中間範囲			
大破断LOCA	事象発生により 原子炉が減圧状 態になる範囲			
DBA超過 LOCA	設計基準事象で のLOCAを超 える範囲			

第1図 LOCA事象分類と発生頻度検討のまとめ

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

具体的破断箇所を想定した場合のLOCA後の炉心損傷頻度

今回のPRAにおける起因事象のLOCAの考え方では、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、大破断LOCA、中破断LOCA、小破断LOCAそれぞれに相当する大きさの破断の発生頻度を設定している。

これに対し、本評価では、破断が原子炉圧力バウンダリの溶接箇所で見ると想定したうえで、破断がECCS配管で生じた場合には当該ECCS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。評価の結果、今回のPRAでのLOCA後の炉心損傷頻度と本評価でのLOCA後の炉心損傷頻度は同等となった。

1. ECCS及びその他の系統でのLOCA発生頻度の算出

系統別のLOCA発生頻度は、式(1)で算出した。算出に用いた溶接線数と発生頻度の結果を第1表に示す。今回のPRAでは、破断口径25A未満を小破断LOCA、25A以上-125A未満を中破断LOCA、125A以上を大破断LOCAとしているが、本評価では、破断口径100A以上を大破断LOCA、100A未満を中破断LOCAとし、原子炉隔離時冷却系の緩和機能に期待しないものとした。

また、各LOCA発生頻度は、今回のPRAで用いた値とした。

着目する系統の配管破断発生頻度

$$= \frac{\text{着目する系統の溶接線数}}{\text{原子炉圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{LOCA発生頻度} \cdots \text{式(1)}$$

第1表 各系統の配管口径別の溶接線数と系統当たりのLOCA発生頻度

	溶接線数 ^{※1}		配管破断発生頻度	
	100A 以上	100A 未満	大破断 LOCA ^{※2}	中破断 LOCA ^{※3}
原子炉隔離時冷却系				
高圧炉心スプレイ系				
低圧炉心スプレイ系				
残留熱除去系 (A)				
残留熱除去系 (B)				
残留熱除去系 (C)				
その他の 原子炉圧力容器 冷却材バウンダリ				
合計				

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

※2 大破断LOCA発生頻度 2.0E-05/炉年

※3 中破断LOCA発生頻度 2.0E-04/炉年

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。算出に用いた値と算出結果を第2表に示す。

なお、起因事象発生頻度を1.0とした条件付炉心損傷確率は、崩壊熱除去機能喪失が支配的なため、ECCS配管破断による注水系機能喪失の影響は小さく、すべて同等の結果となった。

LOCA後の炉心損傷頻度

$$= \sum_i (\text{系統 } i \text{ でのLOCA発生頻度})$$

$$\times (\text{系統 } i \text{ に期待できない場合の条件付炉心損傷確率}) \dots \text{式(2)}$$

第2表 各系統でのLOCA後の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度(1/2)

	条件付炉心損傷確率					
	大破断LOCA			中破断LOCA		
原子炉隔離時冷却系	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-09		LOCA時注水機能喪失	1.9E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
高圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.5E-06		LOCA時注水機能喪失	1.7E-06	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
低圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	8.3E-09		LOCA時注水失敗	8.8E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系(A)	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.8E-09		LOCA時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系(B)	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-09		LOCA時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系(C)	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-09		LOCA時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
その他の原子炉圧力容器冷却材バウンダリ	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-09		LOCA時注水機能喪失	1.9E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	

第2表 各系統でのLOCA後の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度(2/2)

	炉心損傷頻度 (／炉年)					
	大破断LOCA			中破断LOCA		
原子炉隔離時冷却系	崩壊熱除去機能喪失	1.4E-11	1.4E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	1.3E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.2E-15				
高圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.1E-11	1.2E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	9.7E-13				
	原子炉停止機能喪失	1.9E-15				
低圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.2E-11	1.2E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	5.4E-15				
	原子炉停止機能喪失	1.9E-15				
残留熱除去系(A)	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-11	1.6E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	1.6E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.6E-15				
残留熱除去系(B)	崩壊熱除去機能喪失	1.5E-11	1.5E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	1.5E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.4E-15				
残留熱除去系(C)	崩壊熱除去機能喪失	1.7E-11	1.7E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-15				
	原子炉停止失敗	2.8E-15				
その他の原子炉圧力容器冷却材バウンダリ	崩壊熱除去機能喪失	2.7E-10	2.7E-10	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-09	3.6E-09
	LOCA時注水機能喪失	2.6E-14		LOCA時注水機能喪失	3.9E-13	
	原子炉停止失敗	4.4E-14		原子炉停止機能喪失	5.8E-13	
合計	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-10	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-09	3.6E-09
	LOCA時注水機能喪失	1.0E-12		LOCA時注水機能喪失	3.9E-13	
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14		原子炉停止機能喪失	5.8E-13	

3. 評価結果

LOCA後の炉心損傷頻度について、今回のPRAの結果と本評価の結果を第3表に示す。評価結果の比較から、今回のPRAでのLOCA後の炉心損傷頻度は崩壊熱除去失敗が支配的なため、ECCS配管破断の炉心損傷頻度への影響は小さく、本評価でのLOCA後の炉心損傷頻度は同等となった。

第3表 今回のPRAの結果と本評価結果の比較

事故シーケンスグループ		大破断LOCA (/炉年)	中破断LOCA (/炉年)
ベースケースの 炉心損傷頻度	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-09
	LOCA時注水機能喪失	3.4E-14	3.9E-13
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14	5.8E-13
	合計	3.6E-10	3.6E-09
本評価	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-09
	LOCA時注水機能喪失	1.0E-12	3.9E-13
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14	5.8E-13
	合計	3.6E-10	3.6E-09

インターフェイスシステムLOCAの発生箇所の考え方

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り、低圧設計部に設計圧以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度は以下のように評価する。

原子炉から原子炉格納容器外に接続する主な系統の配管のうち、高圧バウンダリのみで構成されている系統は対象としない。また、発生頻度の観点から、3弁以上の弁で隔離されている系統は評価の対象としない。

以上より、評価対象の配管は次の4通りとなる。

- ・ 低圧注水系注入配管
- ・ 低圧炉心スプレイ系注入配管
- ・ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管
- ・ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管

評価対象配管のうち隔離弁が2弁のものについての発生頻度は、低圧配管への異常な過圧の発生頻度とこの時の配管の破損確率に加え、運転員による隔離操作を考慮する。

第1表に隔離弁に想定する故障モードをまとめて示す。弁の故障率等には、内部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、試験時開操作、試験後の閉め忘れと閉失敗を考慮する。第2表に、評価で用いる機器の故障率と人的過誤確率を示す。機器故障率(λ)については、国内故障率を基に作成する。人的過誤確率(H)については、NUREG/CR-5124で記載されている値を用いる。電動弁故障状態における過圧発生時の認知・隔離及び外側隔離弁内部リーク検出は保守的に考慮しない。低圧配管の過圧状態での破損確率(P_r)は、NUREG/CR-5124(表E.2)の低圧配管破損確率の最大値を参考に破損確率を とする。

① 低圧注水系注入配管における発生頻度

低圧注水系のA系、B系、C系の3系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第1図に示す。低圧注水系注入配管の高圧設計部分の隔離弁構成は、試験可能逆止弁(以下「逆止弁」という)と電動弁で構成されている。これらの弁に対し、1ヶ月に1回試験を行う。

故障モードの組合せは、逆止弁4種と電動弁4種の組合せの以下の計10通りとなる。

- (a) 内部リークと内部リークの組合せ
- (b) 内部リークと誤開故障の組合せ
- (c) 内部リークと試験時開操作の組合せ
- (d) 内部リークと試験後の開放の組合せ
- (e) 誤開故障と誤開故障の組合せ
- (f) 誤開故障と試験時開操作の組合せ
- (g) 誤開故障と試験後の開放の組合せ
- (h) 試験時開操作と試験時開操作の組合せ
- (i) 試験時開操作と試験後の開放の組合せ
- (j) 試験後の開放と試験後の開放の組合せ

第3表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

② 低圧炉心スプレイ系注入配管における発生頻度

低圧炉心スプレイ系の1系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第2図に示す。低圧炉心スプレイ系注入配管の高圧設計部分の隔離弁構成は、逆止弁と電動弁で構成されている。これらの弁に対し、1ヶ月に1回試験を行う。これは低圧注水系の弁構成と同様のため、本配管のインターフェイスシステムLOCAの発生頻度の評価式は、低圧注水系のものと同様となる。

③ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管における発生頻度

残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管のA系、B系の2系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第3図に示す。残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管の高圧設計部分の隔離弁構成は、逆止弁と電動弁で構成されている。これらの弁は、運転中に試験を行わない。

故障モードの組合せは、試験起因の弁開事象を除いた2種（内部リーク、誤開故障）の組合せである。逆止弁の誤開故障は考慮しないことから、組合せは下記の2通りとなる。

- (a) 内部リークと内部リークの組合せ
- (b) 内部リークと誤開故障の組合せ

第4表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

④ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管における発生頻度

A系、B系に共通の残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管1ラインを考慮する。評価対象とした配管の概略図を第4図に示す。これらの弁は、運転中に試験を行わない。残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管の高圧設計部分の隔離弁構成は、電動弁と電動弁で構成されている。

故障モードの組合せは，試験起因の弁開事象を除いた2種（内部リーク，誤開故障）の組合せであるので計3通りとなる。

- (a) 内部リークと内部リークの組合せ
- (b) 内部リークと誤開故障の組合せ
- (c) 誤開故障と誤開故障の組合せ

第5表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

上記の評価方法によるインターフェイスシステムLOCAの発生頻度の評価結果を第6表に示す。これよりインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は約 8.1×10^{-8} ／炉年となる。

第1表 隔離弁に想定する故障モードのまとめ

隔離弁のタイプ	逆止弁	電動弁
想定故障モード	内部リーク 誤開故障 ^{※1} 試験時開操作 試験後の開放置	内部リーク 誤開故障 試験時開操作 試験後の開放置 ^{※2}

※1 背圧が掛かっている状態での逆止弁の誤開故障は生じ得ない。ここでは、組合せを考えるうえで用いるため、仮に記載している。

※2 電動弁の開放置は考慮しない。ここでは、組合せを考えるうえで用いるため、仮に記載している。

第2表 評価で用いる機器故障率と人的過誤確率

略号	定義	機器故障率	単位	出展

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第3表 低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム
 LOCA発生頻度の評価式(1/3)

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 (逆止弁)	原子炉格納容器 外側隔離弁 (電動弁)	各項の式

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第3表 低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム
LOCA発生頻度の評価式(2/3)

区分	原子炉格納容器 (逆止弁)	原子炉格納容器 (電動弁)	各項の式

第3表 低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム
 LOCA発生頻度の評価式(3/3)

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 (逆止弁)	原子炉格納容器 外側隔離弁 (電動弁)	各項の式

第4表 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管のインターフェイス
システムLOCA発生頻度の評価式

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 (逆止弁)	原子炉格納容器 外側隔離弁 (電動弁)	各項の式

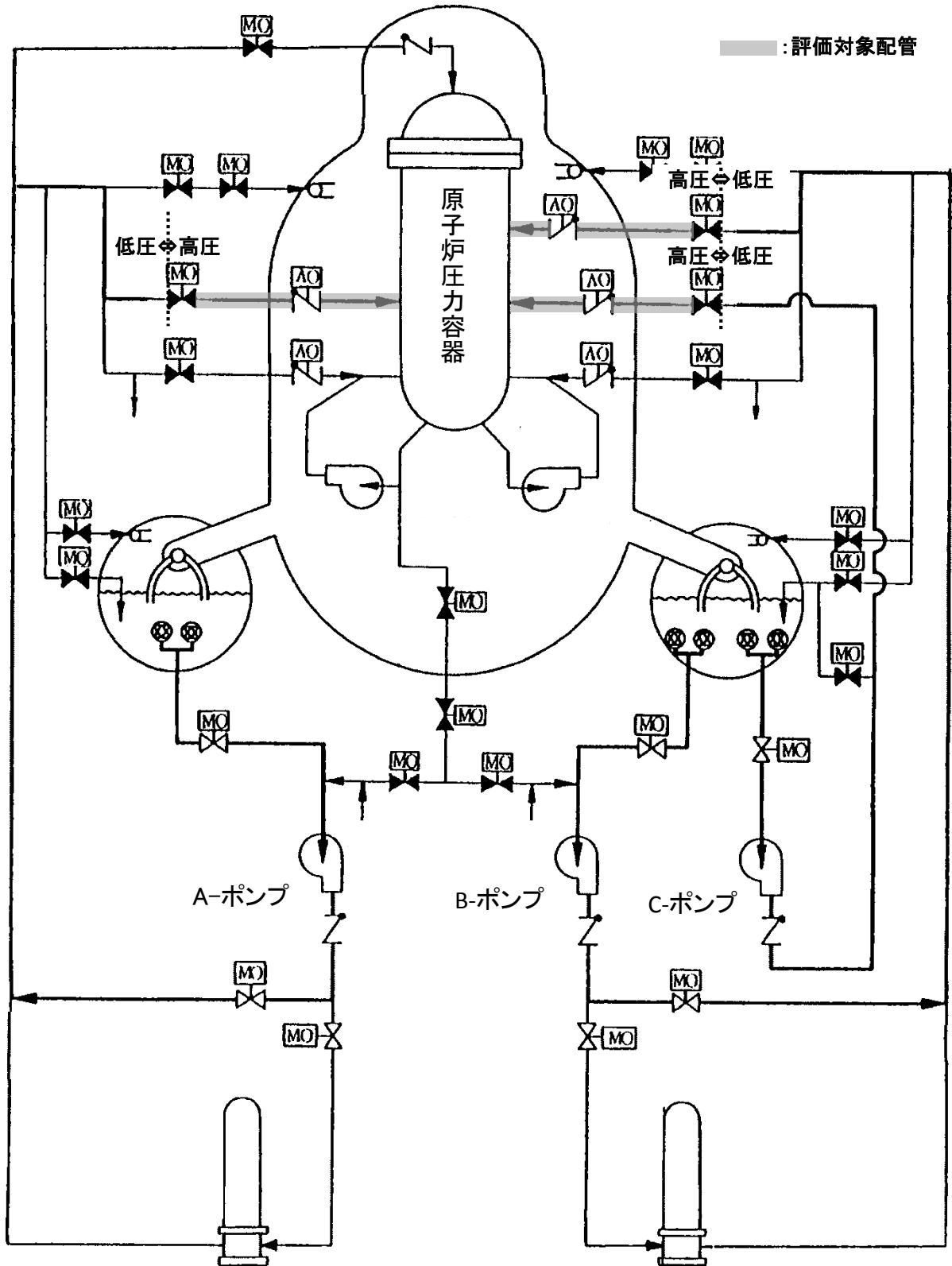
第5表 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管のインターフェイス
システムLOCA発生頻度の評価式

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 (電動弁)	原子炉格納容器 外側隔離弁 (電動弁)	各項の式

第6表 インターフェイスシステムLOCAの発生頻度の評価結果

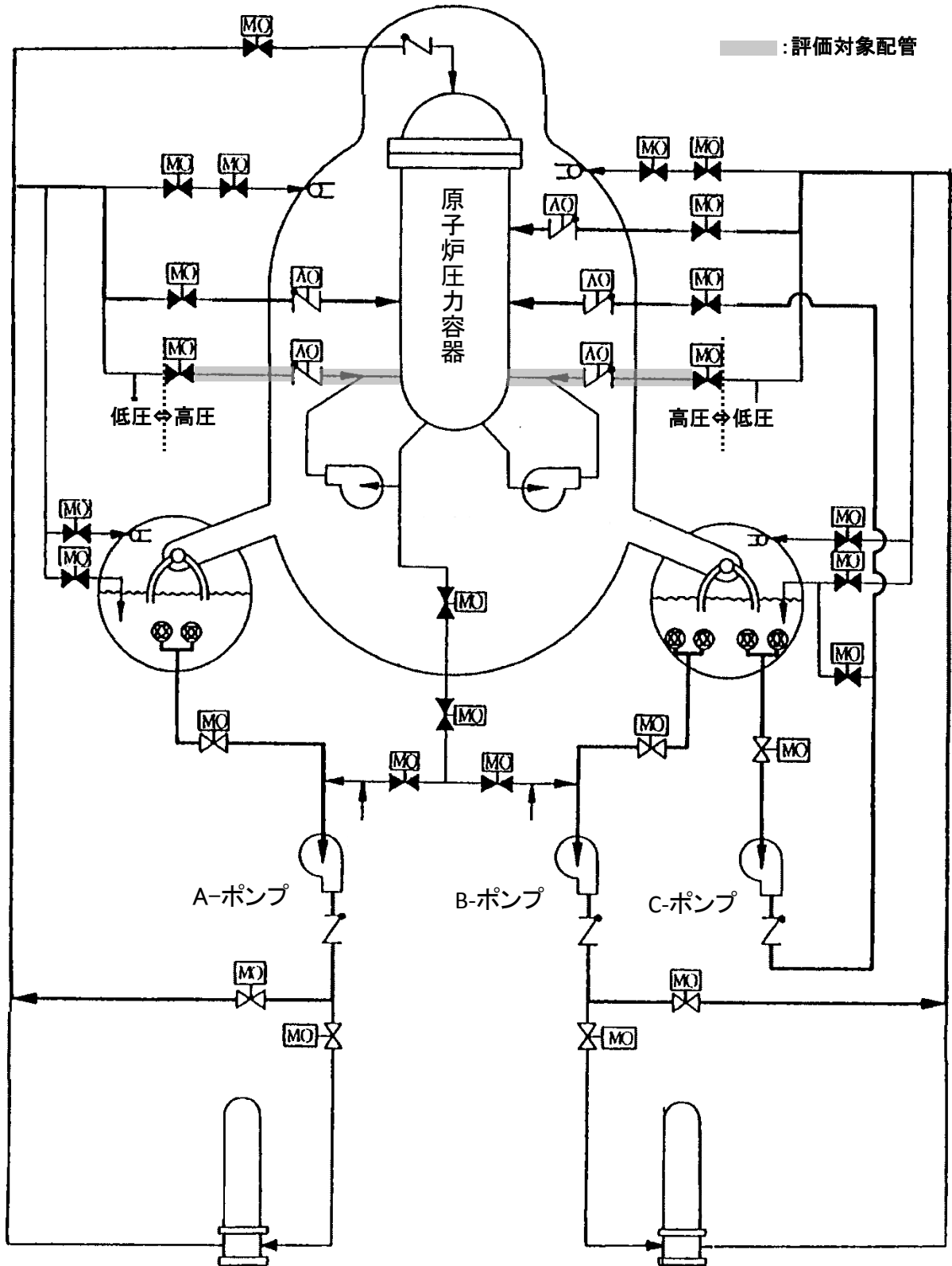
評価対象配管	対象 配管数	隔離弁構成		発生頻度 (／炉年)
		第1弁 (高压側)	第2弁 (低压側)	インターフェイス システムLOCA
低压注水系注入配管	3	逆止弁	電動弁	6.0E-08
低压炉心スプレイ系 注入配管	1	逆止弁	電動弁	2.0E-08
残留熱除去系原子炉 停止時冷却モード戻 り配管	2	逆止弁	電動弁	5.8E-10
残留熱除去系原子炉 停止時冷却モード吸 込み配管	1	電動弁	電動弁	2.1E-10
合 計	7	—	—	8.1E-08

原子炉格納容器



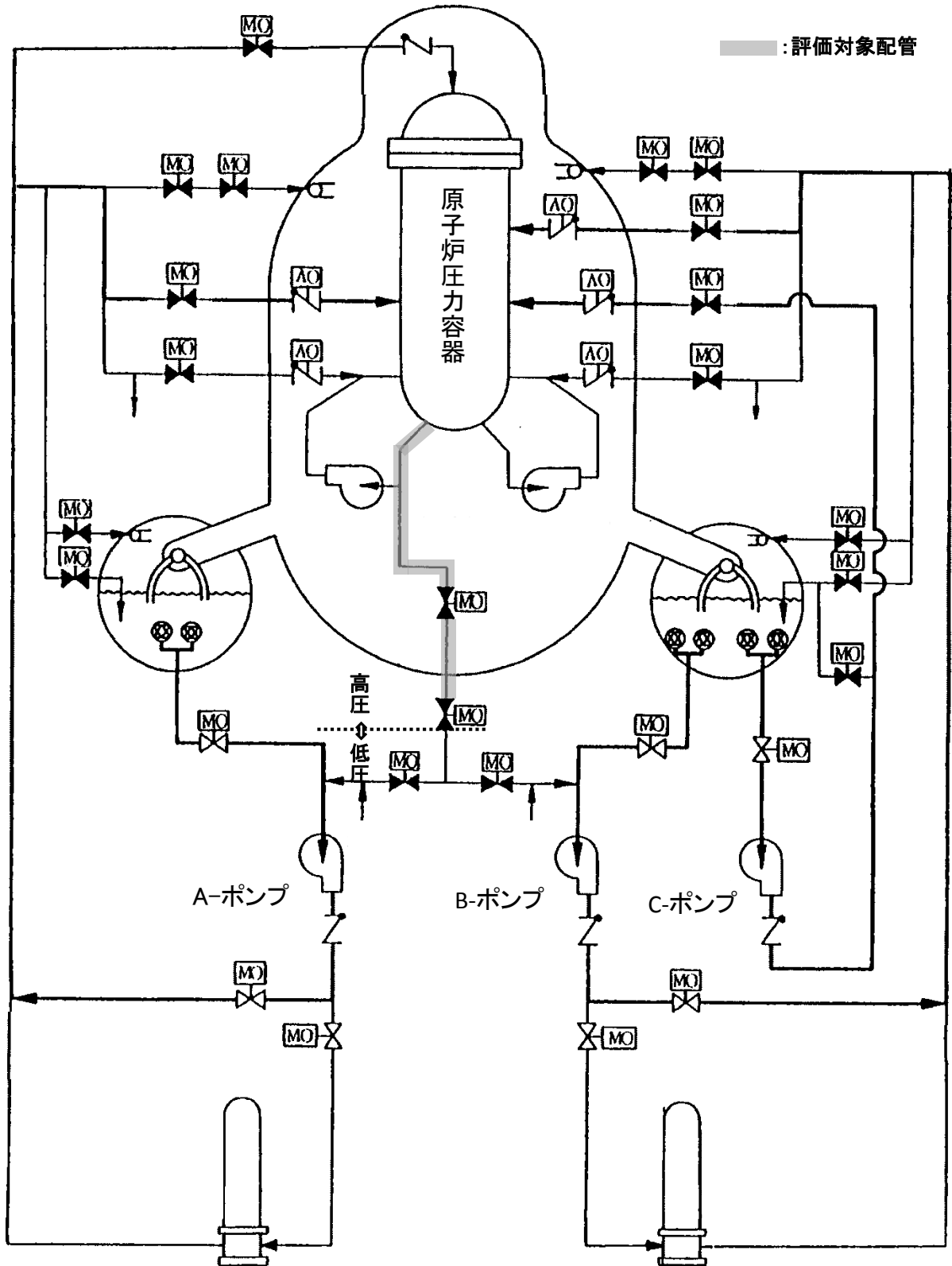
第1図 インターフェイスシステムLOCAの評価対象配管
(低圧注水系注入配管)

原子炉格納容器



第3図 インターフェイスシステムLOCAの評価対象配管
(残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管)

原子炉格納容器



第4図 インターフェイスシステムLOCAの評価対象配管
(残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管)

インターフェイスシステムLOCAの評価に関する海外（米国）との違い

今回のPRAにおけるインターフェイスシステムLOCAの評価は、NUREG/CR-5124（Interfacing Systems LOCA:Boiling Water Reactors）と同様な評価手法で実施している。NUREG/CR-5124で報告されているBWR-5のインターフェイスシステムLOCAの評価は、Nine-Mile Point-2原子力発電所に対するものである。インターフェイスシステムLOCAの評価は、低圧配管への異常な過圧の発生頻度、過圧時の低圧配管の破損確率、運転員による隔離操作失敗等を考慮して評価されている。

NUREG/CR-5124のNine-Mile Point-2の評価結果及び島根原子力発電所2号炉の評価結果を第1表に示す。第1表において、Nine-Mile Point-2において寄与割合の大きい残留熱除去系蒸気凝縮配管は、島根原子力発電所2号炉では設備として設置されていないため、評価対象外としている。原子炉隔離時冷却系は、配管が高圧配管のみで構成されるため評価対象外としている。高圧炉心スプレイ系、原子炉圧力容器頂部スプレイ及び給水系配管の注水ラインは、原子炉圧力容器から低圧配管まで3弁以上の弁で隔離されているため、評価対象外としている。

また、Nine-Mile Point-2における評価と島根原子力発電所2号炉の評価では、使用している機器故障率が異なっている。このため、島根原子力発電所2号炉の評価において、米国の機器故障率を用いて炉心損傷頻度を算出した結果を、第1表に合わせて示す。これより、機器故障率の違いが評価結果に大きく影響していることが分かる。

以上より、NUREG/CR-5124と島根原子力発電所2号炉のインターフェイスシステムLOCAの評価結果の違いは、機器故障率の違いによる影響が大きく、評価対象とした配管の違いによっても差異が生じているが、評価結果については妥当であると考えられる。

第1表 配管別の炉心損傷頻度評価結果

配管	Nine-Mile Point-2 (/炉年)	島根原子力発電所 2号炉 (国内故障率) (/炉年)	島根原子力発電所 2号炉 (米国機器故障率) (/炉年)
残留熱除去系 蒸気凝縮配管	8.8E-06	_※1	_※1
原子炉隔離時 冷却系	-	_※2	_※2
給水系	1.2E-09	_※3	_※3
原子炉圧力容器 頂部スプレイ配管	2.2E-10	_※3	_※3
高圧炉心 スプレイ系	5.3E-11	_※3	_※3
低圧炉心注水系	1.0E-08	1.9E-09	4.5E-07
停止時冷却系 戻り配管	6.6E-09	5.8E-10	2.6E-07
残留熱除去系 吸込配管	4.2E-09	2.1E-10	3.2E-09
低圧炉心 スプレイ系	3.4E-10	6.3E-10	1.5E-07
合計	8.8E-06	3.3E-09	8.6E-07

※1 島根原子力発電所2号炉には設置されていない系統であるため、対象外とする。

※2 高圧バウンダリのみで構成される配管であるため、対象外とする。

※3 3弁以上の隔離弁で構成される配管であるため、対象外とする。

NUREG/CR-5928 におけるインターフェイスシステムLOCAの評価との
比較について

今回のPRAにおけるインターフェイスシステムLOCAの評価は、NUREG/CR-5124 (Interfacing Systems LOCA:Boiling Water Reactors) の評価手法で実施したが、ここではNUREG/CR-5928 (ISLOCA Research Program) の評価手法との比較、検討を行った。

1. NUREG/CR-5928 におけるインターフェイスシステムLOCA評価の概要

NUREG/CR-5928 では、米国のBWR 4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配管のインターフェイスシステムLOCA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 : 1.7×10^{-9} /年
- ・LPCI注入配管 : 2.7×10^{-8} /年
- ・SHC吸込み配管 : 3.7×10^{-8} /年

(2) 評価手法

RHR停止時冷却吸込み配管の評価例 (第1図参照)

- ・低圧部への過圧の発生頻度
 - = (F009 内部リーク + F608 内部リーク) × F008 内部リーク × 故障時間 × 評価期間
 - = $(1.0 \times 10^{-7} / \text{h} + 1.0 \times 10^{-7} / \text{h}) \times 1.0 \times 10^{-7} / \text{h} \times 8760 / 2 \text{ h} \times 8760 \text{ h} / \text{年}$
 - = $7.7 \times 10^{-7} / \text{年}$

- ・F006 の電動弁について、開状態と閉状態を各々50%の確率と仮定しており、これに基づき、インターフェイスシステムLOCAの発生頻度を以下のように評価している。

$$\begin{aligned}
 & \text{インターフェイスシステムLOCAの発生頻度} \\
 & = \text{低圧部への過圧の発生頻度} \times \text{配管破損確率} \\
 & = 7.7 \times 10^{-7} / \text{年} \times (0.5 \times 0.074 + 0.5 \times 0.023) \\
 & = 3.7 \times 10^{-8} / \text{年}
 \end{aligned}$$

2. 今回のPRAにおけるインターフェイスシステムLOCA評価の概要

今回のPRAでは、NUREG/CR-5124と同様な手法で、インターフェイスシステムLOCAの評価実施している。

(1) 評価結果

対象ECCS配管のインターフェイスシステムLOCA発生頻度

・原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系：発生頻度が非常に小さいため評価対象外

・低圧スプレイ系： 2.0×10^{-8} / 年

・低圧注水系注入配管： 6.0×10^{-8} / 年

・残留熱除去系停止時冷却戻り管： 5.8×10^{-10} / 年

・残留熱除去系停止時冷却吸込み配管： 2.1×10^{-10} / 年

(2) 評価手法

残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管の評価例

・低圧部への過圧の発生頻度



なお，残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管の電動弁の誤開は，中央制御室に弁の開閉状態がランプで表示されるため，2弁のうち電動弁1弁が誤開した場合は，運転員による検出/対応操作が期待できる。NUREG/CR-5124を参考に，隔離操作失敗確率を 3.0×10^{-3} / 要求時と設定している。

・低圧部への過圧が発生した場合の配管の破損確率

NUREG/CR-5124を参考に，保守的に [] と設定した。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード吸込み配管のインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は以下のように評価している。

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度

$$= [] = 2.1 \times 10^{-10} / \text{年}$$

3. インターフェイスシステムLOCA評価に関するNUREG/CR-5928との比較

NUREG/CR-5928と本PRAの比較として、残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管におけるインターフェイスシステムLOCA発生頻度評価の比較を第1表に示す。

第1表 インターフェイスシステムLOCA発生頻度評価の比較
(残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管)

項目	NUREG/CR-5928	島根原子力発電所 2号炉 (国内故障率)	島根原子力発電所 2号炉 (NUREG/CR-5928)
評価対象機器	電動弁	電動弁	電動弁
①機器故障率(評価対象故障モード)	内部リーク (1.0E-07/h)		
②配管破損確率	0.074(24インチ) 0.023(20インチ)		
③インターフェイスシステムLOCA発生前隔離操作失敗確率	考慮していない		
④系統構成	電動弁2つ(直列)		
インターフェイスシステムLOCA発生頻度	3.7E-08		

第1表に示すとおり、NUREG/CR-5928の評価及び本PRAの評価を比較すると以下のインターフェイスシステムLOCA発生頻度の増加要因及び減少要因が考えられる。

(1) インターフェイスシステムLOCA発生頻度の増加要因

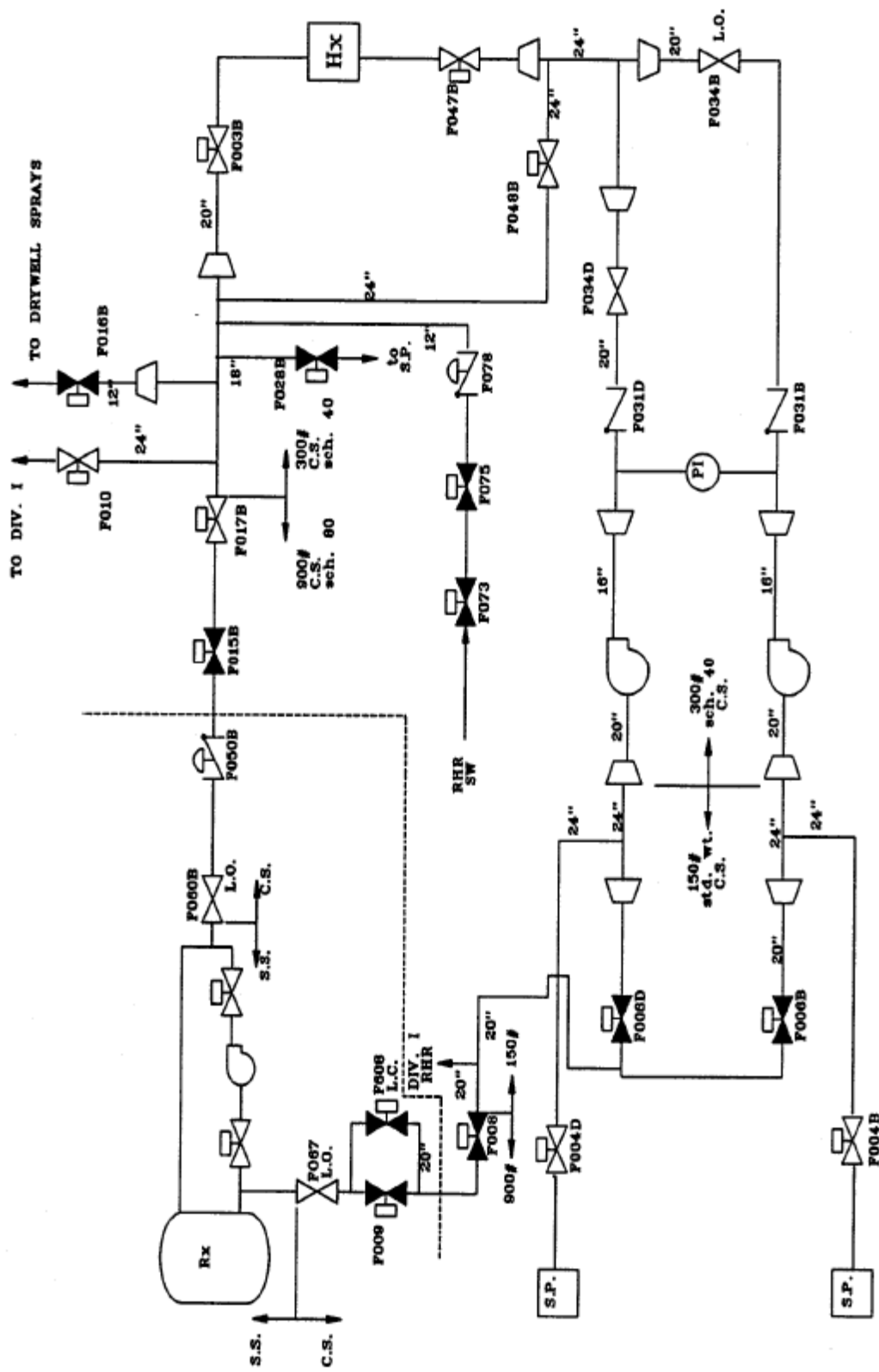
本PRAでは、弁の定期試験に伴うインターフェイスシステムLOCAを考慮しており、発生頻度は増加している。

また、本PRAで用いる配管破損確率は、NUREG/CR-5928よりも大きく、発生頻度は増加している。

(2) インターフェイスシステムLOCA発生頻度の減少要因

本PRAで用いる機器故障率は、NUREG/CR-5928よりも小さく、発生頻度は低下した。

以上より、NUREG/CR-5928と島根原子力発電所2号炉のインターフェイスシステムLOCAの評価結果の違いは、機器故障率の違いにより差異が生じているが、評価結果については妥当であると考えられる。



第1図 NUREG/CR-5928 の評価におけるRHR配管計装線図

P R Aにおける炉心損傷の定義としての燃料被覆管の酸化率の扱い

「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」では、炉心損傷防止の要件として以下が挙げられている。

- (1) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること（温度制限）。
- (2) 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（酸化量制限）。

これらの要件については、以下のように考えることができる。

(1)の温度制限は、事故進展の過程において、燃料被覆管温度が1,200℃に達した場合の急激な金属－水反応による酸化反応の進行と、それに伴う反応熱の発生による被覆管脆化及び燃料の損傷の防止によって炉心損傷を防ぐことを目的とした要件と考えられる。

一方、(2)の酸化量制限は、事故進展の過程において蒸気冷却によって一定の冷却が達成され、燃料被覆管温度は1,200℃以下であるものの、高温の状態が長期間継続することで被覆管脆化が進行する状態について、これを防止し、燃料の損傷を防ぐことを目的とした要件と考えられる。なお、参考として(2)の酸化量制限に到達する燃料被覆管温度と蒸気冷却継続時間の関係を第1表に示す。

これまでのP R A評価では、上記の(1)を十分満足できるだけの注水能力を有する設備に限定して、期待する緩和設備を設定しており、本P R Aで考慮する注水系の注水能力では第1表から(2)が満足されることは明らかであることから、炉心損傷防止の要件として(1)のみを設定していた。したがって、今回のP R A評価においては上記に基づき、炉心損傷の定義をレベル1 P S A学会標準と同様に(1)のみとした。

なお、今回新たに成功基準解析を実施した結果、燃料被覆管の酸化量については、有効性評価の判断基準である「被覆管厚さの15%以下であること」を満足することも確認している。

第1表 燃料被覆管温度と酸化量制限に至る蒸気冷却継続時間の関係

燃料被覆管温度	酸化量制限に至る蒸気冷却継続時間
1,200℃	13分
1,000℃	3時間
900℃	12時間
800℃	74時間

成功基準設定の考え方

1. 成功基準の保守性

レベル1 P S A 学会標準の 6.1.4 節「熱水力解析・構造解析による成功基準の同定」に以下の記載があるように、P R A で設定する成功基準の同定は「最確推定」を原則としており、現実的な評価の観点から解析条件を設定している。

【レベル1 P S A 学会標準より抜粋】

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

今回の P R A では、設置変更許可申請書において設計が確認された設備を安全機能として設定している。

したがって、成功基準の設定においては、上記レベル1 P S A 学会標準の要件を踏まえて、主に設置変更許可申請書及び先行 P R A の情報を基にしている。参考として、炉心冷却機能を対象とした、成功基準設定に係わる検討内容及び結果を第1表及び第2表に示す。

また、成功基準に関する解析例として「過渡事象時における、原子炉減圧後の低圧注水系の炉心冷却機能に関する熱水力解析」について示す。成功基準解析の結果、燃料被覆管温度は約 ℃、酸化率は約 % に達するが、判断基準である「燃料被覆管の最高使用温度が 1,200℃ 以下であること」及び燃料被覆管の酸化量については、「被覆管厚さの 15% 以下であること」を満足することが確認された。解析条件を第3表に、解析結果を第1-1 図から第1-3 図に示す。

なお、今回の P R A において、原子炉冷却機能に関する成功基準の同定の際に S A F E R コードを用いたため、参考として、その解析条件と原子炉設置許可申請において同コードを使用している原子炉冷却材喪失に関する解析条件の比較を同表に示す。成功基準の設定のための解析においては、原子炉熱出力、炉心流量など、多くの項目で通常状態を模擬した現実的な解析をしている。

2. 余裕時間の設定根拠

今回の P R A 評価において期待している手動操作として「原子炉を手動減圧し、

「低圧注水系にて炉心冷却を行う操作」について、その操作までの余裕時間を以下のとおり設定した。

(1) 過渡事象時

過渡事象時の「原子炉の手動減圧後の低圧注水」の余裕時間は、高圧注水に失敗するケースをS A F E Rコードで解析した。解析シナリオとして、過渡事象（全給水喪失）の発生後、注水は行われず、原子炉の減圧も自動では行われないものとし、炉心損傷に至るまでの時間に余裕を見込んだ時間として事象発生から□分後にS R Vを1個使用し、原子炉の手動減圧後、低圧注水系1系統にて注水が行われるシナリオを想定し、「1. 成功基準の保守性」で示すように炉心損傷防止の判断基準である1,200℃に達しないことを確認した。

したがって、事象発生後□分で原子炉の手動減圧に成功すれば、低圧注水系にて炉心冷却され、炉心損傷しないことを確認できたため、余裕時間を□分とした。

(2) L O C A時

L O C A時は、原子炉冷却材の流出による原子炉水位低信号又は格納容器圧力高信号など多様化された計装により自動で減圧されることが高い可能性で期待できる又はL O C Aが発生していることを必ず認知できると想定されることから、L O C A時の原子炉減圧の手動操作の余裕時間については、認知失敗を考慮する必要はない。

L O C A時の原子炉減圧の非信頼度は、認知に必ず成功している分だけ過渡時の原子炉減圧の非信頼度よりも非信頼度が低下する傾向があるが、保守的に過渡時の原子炉減圧の非信頼度で代表して評価に用いている。

第1表 炉心冷却機能に係る成功基準設定の検討結果

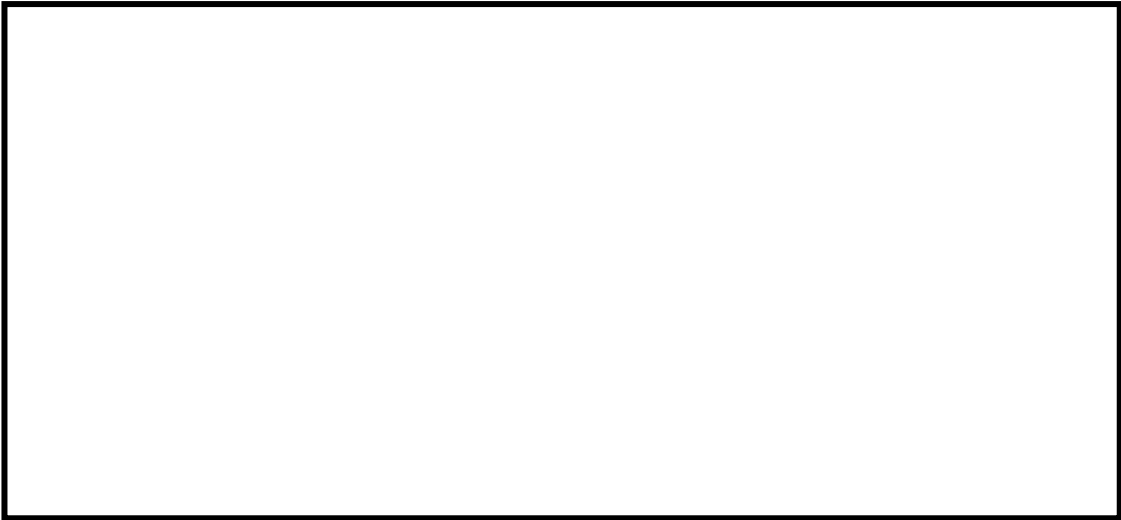
成功基準解析	確認内容
LOCA時におけるECCSの炉心冷却機能に関する熱水力解析	ECCSの1つの系統において、炉心冷却が達成されることを確認した。
過渡事象時における、原子炉減圧後の低圧ECCS（低圧炉心スプレイ系、低圧注水系）の炉心冷却機能に関する熱水力解析	原子炉を手動で減圧して、低圧ECCSの1つの系統において、炉心冷却が達成されることを確認した。

第2表 使用した解析コード

使用コード	コード検証
SAFER	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。

第3表 P R Aの成功基準同定のための解析条件と原子炉設置許可申請解析条件

項 目	P R A成功基準解析	原子炉設置許可申請解析
原子炉熱出力	2,436MW (定格出力)	2,540MW (定格の約105%)
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage] (定格圧力)	7.17MPa[gage] (定格主蒸気流量の105%相当に 余裕をみた値)
炉心流量	35.6×10^3 t/h (定格流量)	37.4×10^3 t/h (定格の105%)
原子炉初期水位	通常運転水位	スクラム水位
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) スクラム	原子炉水位低 (レベル3) スクラム
崩壊熱	A N S I / A N S - 5.1-1979 (平均)	G E (平均) + 3 σ
燃料	9 \times 9燃料 (A型)	同左
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m \times 1.02
S R V設定点	逃がし弁機能を仮定 第1段 7.58MPa[gage] \times 2個 第2段 7.64MPa[gage] \times 3個 第3段 7.71MPa[gage] \times 3個 第4段 7.78MPa[gage] \times 4個	安全弁機能を仮定 第1段 8.13MPa[gage] \times 2個 第2段 8.20MPa[gage] \times 3個 第3段 8.27MPa[gage] \times 3個 第4段 8.34MPa[gage] \times 4個
S R V, 自動減圧系流量	367t/h/個 (7.58MPa[gage]において)	363t/h/個 (7.58MPa[gage]において)
高圧炉心スプレイ系流量	定格値 $1,050$ m ³ /h (1.38MPa[gage]に おいて)	同左
低圧炉心スプレイ系流量	定格値 $1,050$ m ³ /h (0.78MPa[gage]に おいて)	同左
低圧注水系流量	定格値 $1,136$ m ³ /h (ポンプ1台当たり, 0.14MPa[gage]に おいて)	同左
原子炉隔離時冷却系流量	定格値 91 m ³ /h (約8.21~0.74MPa[gage]において)	考慮しない



第1-1図 給水流量の全喪失, 分後SRV1弁手動起動後低圧注水系1系統作動時の原子炉圧力変化



第1-2図 給水流量の全喪失, 分後SRV1弁手動起動後低圧注水系1系統作動時の原子炉水位変化



第1-3図 給水流量の全喪失, 分後SRV1弁手動起動後低圧注水系1系統作動時の燃料被覆管温度変化

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例

1. 成功基準設定と事象進展解析の活用の考え方

今回のPRAでは、設置変更許可申請書において設計が確認された設備を安全機能として設定している。したがって、設置変更許可申請書の設計情報をもとに成功基準を設定しているほか、過去のPRAの情報(先行例)についても参照し、成功基準の設定に活用している。

一方、成功基準の設定に際して詳細化の余地があると考えられる点については必要に応じて事象進展解析を実施し、成功基準とする系統あるいは機器の数を決定している。ここでは、事象進展解析結果を踏まえた成功基準設定の例として、全給水喪失後に手動減圧して低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系で注水する際、炉心損傷に至ることなく炉心を冷却するために必要なSRVの最少の開放弁数及び余裕時間の確認結果を示す。

2. 解析条件及び解析結果と成功基準の設定

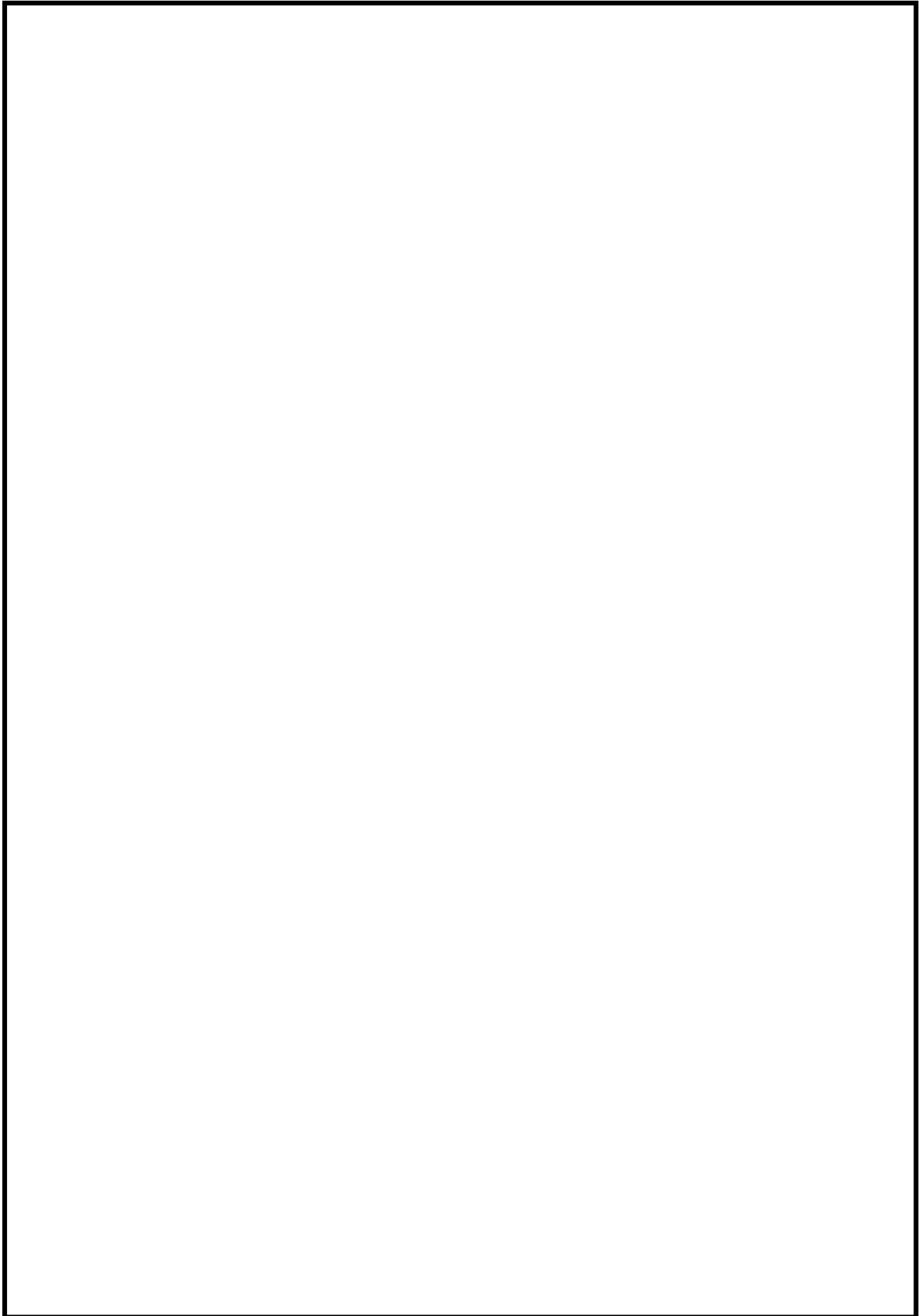
解析に用いた条件を第1表に、解析結果を第2表に、解析結果の例を第1図に示す。解析コードは、SAFERを用いた。第2表のとおり、全給水喪失発生後にSRVによって減圧し、低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系1系列によって注水する場合、SRVが事象発生□分以内に1個開放されれば、減圧から注水までの過程における燃料温度の上昇は、炉心損傷となる1,200℃以下に抑えられることが確認された。この結果から、全給水喪失発生後に減圧して低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系1系列で注水する場合のSRVの最少の開放弁数は1個、余裕時間を□分とした。

第1表 主な解析条件（全給水喪失）

項目	条件
原子炉熱出力	2,436MW
原子炉圧力	6.93MPa
原子炉水位	通常運転水位
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）

第2表 解析結果（全給水喪失）

解析ケース	燃料被覆管最高温度[°C]
30分後SRV1個減圧＋低圧炉心スプレイ系注水	
30分後SRV1個減圧＋低圧注水系1系列注水	



第1図 全給水喪失後の燃料被覆管温度等の推移

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

補足 1.1.1. c-3-3

島根原子力発電所 2 号炉
内部事象運転時レベル 1 P R A
イベントツリー集

目 次

- 第1図 大破断LOCAに対するイベントツリー
- 第2図 中破断LOCAに対するイベントツリー
- 第3図 小破断LOCAに対するイベントツリー
- 第4図 非隔離事象に対するイベントツリー
- 第5図 隔離事象に対するイベントツリー
- 第6図 全給水喪失に対するイベントツリー
- 第7図 水位低下事象に対するイベントツリー
- 第8図 原子炉保護系誤動作等に対するイベントツリー
- 第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第10図 SRV誤開放に対するイベントツリー
- 第11図 手動停止に対するイベントツリー
- 第12図 サポート系喪失（非常用区分1交流電源故障）に対するイベントツリー
- 第13図 サポート系喪失（非常用区分2交流電源故障）に対するイベントツリー
- 第14図 サポート系喪失（非常用区分1直流電源故障）に対するイベントツリー
- 第15図 サポート系喪失（非常用区分2直流電源故障）に対するイベントツリー
- 第16図 サポート系喪失（非常用区分1原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー
- 第17図 サポート系喪失（非常用区分2原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー
- 第18図 サポート系喪失（タービン・サポート系故障）に対するイベントツリー

【PDS#凡例】

QUV	: 高圧・低圧注水機能喪失
QUX	: 高圧注水・減圧機能喪失
B, BU, BP, BD	: 全交流動力電源喪失
W, BW	: 崩壊熱除去機能喪失
C	: 原子炉停止機能喪失
AE, S1E, S2E	: LOCA時注水機能喪失
OK	: 事象収束

【略語】

RPS	: 原子炉保護系
S/R 弁, SRV	: 逃がし安全弁
HPCS	: 高圧炉心スプレイ系
RCIC	: 原子炉隔離時冷却系
RHR	: 残留熱除去系
PCS	: 復水器による除熱
DG	: 非常用ディーゼル発電機
AC	: 交流電源
DC	: 直流電源

各ヘディングの概要

イベントツリーで設定している各ヘディングについて、以下にその概要を示す。

1. 原子炉停止機能喪失

(1) 反応度停止

原子炉スクラムが発生するイベントツリーで設定している。原子炉保護系についてのヘディングであり、信号系等についてフォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。

(2) 反応度停止（スクラム機械系）

外部電源喪失のイベントツリーで設定している。原子炉スクラムに関する機械側の失敗確率を設定している。制御棒とスクラム排出容器廻りの故障についてフォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。

制御棒の故障として、隣接4本の制御棒の挿入に失敗すると未臨界を確保できないという過去の知見を基に隣接4本の制御棒の挿入に失敗する確率を算出している（制御棒の失敗確率及び詳細は補足説明資料 1.1.1. e-2 参照）。

2. 原子炉圧力制御

(1) SRV開放

過渡事象発生後の原子炉圧力制御に関するヘディングである。

原子炉スクラム成功後のイベントツリーでは、SRVが1個でも開放されれば原子炉圧力制御に成功するものとし、SRV（12個）の開放に失敗する（1個も開放に成功しない）確率は非常に低いと考えられることから、非常に小さい失敗確率を割り当てている。

(2) SRV再閉鎖

過渡事象発生後の原子炉圧力制御に関するヘディングである。

SRV開放後の再閉鎖については、
した値を用いている。SRVの閉失敗確率（ 5.6×10^{-8} / 時間）と試験間隔（8,760時間）を用いて1個当たりの閉失敗確率を求め、全弁の閉失敗確率 としている。

3. 原子炉注水

(1) 給水系

主復水器で主蒸気を凝縮し、給水として原子炉に注水する機能をモデル化している。高圧注水及び原子炉からの除熱を同時に達成するヘディングであり、給復水機能（給水ポンプ、高圧／低圧復水ポンプ等）故障及びサポート系故障、復水器ホットウェルの水位制御等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(2) 高圧ECCS

原子炉に高圧で注水する原子炉隔離時冷却系及び高圧ECCSである高圧炉心スプレイ系をモデル化している。

a. 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系による注水について、原子炉隔離時冷却系に関連する機械（ポンプ）及び弁等、信号、制御電源故障についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。SRV再閉鎖に失敗した場合や大破断LOCA及び中破断LOCAでは期待できないものとしている。

b. 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系による注水について、高圧炉心スプレイ系に関連する機械（ポンプ及び弁等）、信号、サポート系（補機冷却系、電源系、空調）故障、系統間の共通原因故障等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(3) 原子炉減圧

原子炉減圧機能について、逃がし弁機能による減圧失敗（手動起動失敗、電磁弁開放用直流電源故障）及び自動減圧系による減圧失敗（自動減圧系電磁弁信号故障等）についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。大破断LOCAでは破断口から原子炉が低圧状態まで速やかに減圧されるものと考え、ヘディングを設定していない。

(4) 低圧ECCS

原子炉に低圧で注水する復水器、低圧ECCSである低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系をモデル化している。

a. 復水系

復水器ホットウェルを水源として、復水系により原子炉に低圧で注水する機能をモデル化しており、復水系に関連する機械（ポンプ及び弁等）、サポート系故障、復水器ホットウェルの水源確保等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

b. 低圧炉心スプレイ系

低圧炉心スプレイ系による注水について、低圧炉心スプレイ系に関連する機械（ポンプ及び弁等）、信号、サポート系（補機冷却系、電源、空調）故障、共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

c. 低圧注水系

低圧注水系による注水について、低圧注水系に関連する機械（ポンプ及び弁等）、信号、サポート系（補機冷却系、電源、空調）故障、共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

4. 原子炉格納容器除熱

(1) PCS

主復水器で主蒸気を凝縮し、復水系（低圧系）を用いて原子炉に注水する機

能をモデル化している。主蒸気隔離弁の再開放失敗，復水器の機能喪失（気体廃棄物処理系，循環水系の機能喪失等）及び復水器からの送水機能の喪失（低圧復水ポンプの故障等）等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(2) RHR

残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱について，残留熱除去に関連する機械（ポンプ及び弁等），起動操作，サポート系（補機冷却系，電源，空調）故障，系統間の共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

5. 電源

(1) DC電源喪失

外部電源喪失事象のイベントツリーで設定している。直流による電源供給の失敗について，蓄電池，充電器，系統間の共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(2) DG-A, DG-B

外部電源喪失のイベントツリーで設定している。外部電源喪失後の非常用ディーゼル発電機での電源供給について，非常用ディーゼル発電機に関連する機械（本体及びサポート系）故障，起動失敗，共通原因故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

6. その他

(1) 同時メンテナンス禁止

プラント運転中のメンテナンスについて，保安規定により同時メンテナンスが制限されている系統の組合せが存在する。このようなメンテナンス事象の組合せのフォールトツリーを作成し，評価から除外されるように計算している。

起因事象 大LOCA	反応度停止	高圧ECCS	低圧ECCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	S E C O #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
A	C	U	V	WR	WRR	WD				
							S01	A	OK	
							S02	AWR	OK	
							S03	AWRWRR	OK	
							S04	AWRWRRWD	W	
							S05	AU	OK	
							S06	AUWR	OK	
							S07	AUWRWRR	OK	
							S08	AUWRWRRWD	W	
							S09	AUV	AE	
							S10	AC	C	

第1図 大破断LOCAに対するイベントツリー

起因事象 中LOCA	反応度停止	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	S # SCS#	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
S1	C	U	X	V	VD	WR	WRR	WD				
									S01	S1	OK	
									S02	S1WR	OK	
									S03	S1WRWRR	OK	
									S04	S1WRWRWD	W	
									S05	S1U	OK	
									S06	S1UWR	OK	
									S07	S1UWRWRR	OK	
									S08	S1UWRWRWD	W	
									S09	S1UV	OK	
									S10	S1UWR	OK	
									S11	S1UWRWRR	OK	
									S12	S1UWRWRWD	W	
									S13	S1UVVD	S1E	
									S14	S1UX	S1E	
									S15	S1C	C	

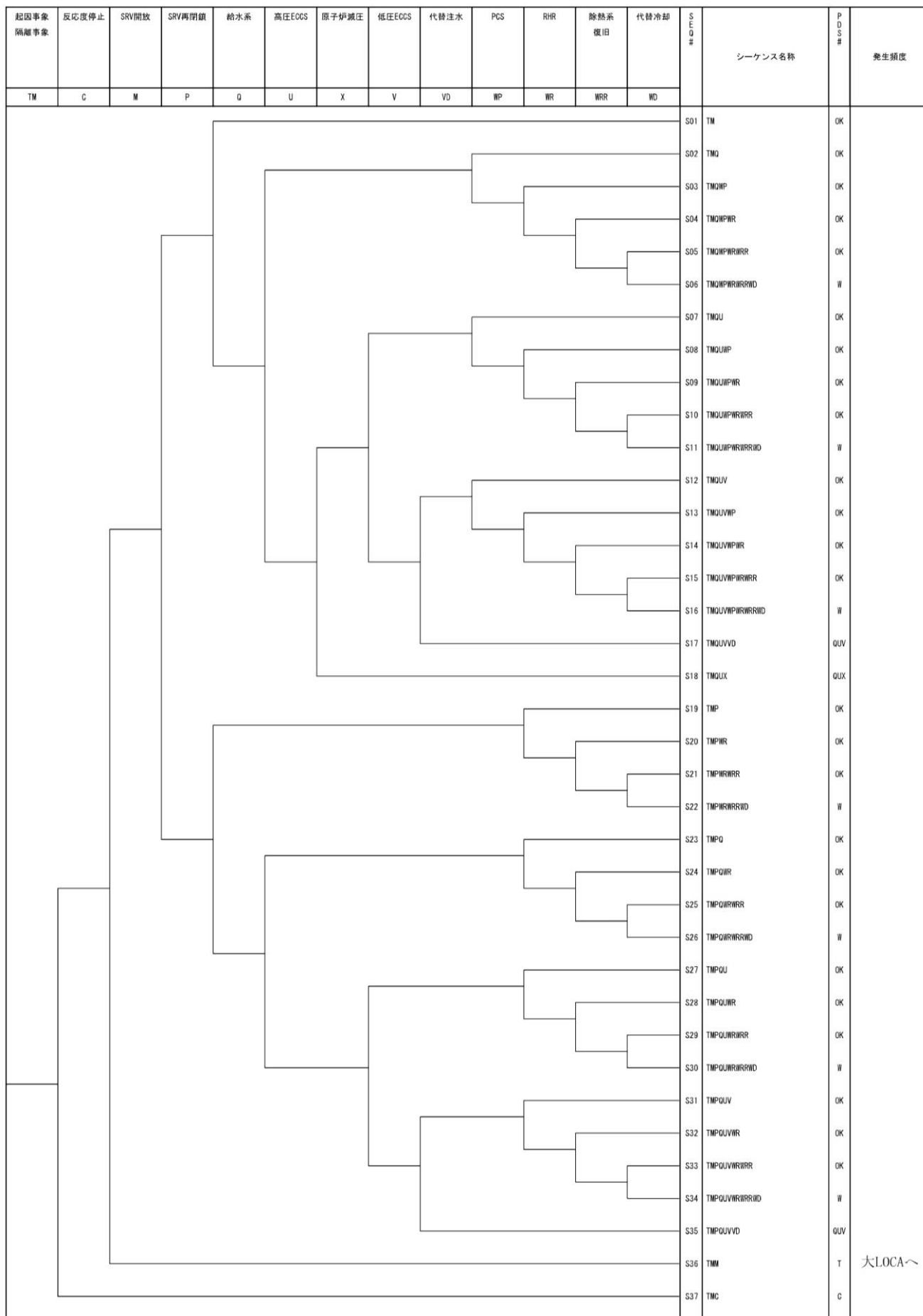
第2図 中破断LOCAに対するイベントツリー

起因事象 小LOCA	反応度停止	給水系	高圧EGCS	原子炉減圧	低圧EGCS	代替注水	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	S E I D #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
S2	C	Q	U	X	V	VD	WR	WRR	WD				
											OK		
											OK		
											OK		
											W		
											OK		
											OK		
											OK		
											W		
											OK		
											OK		
											OK		
											W		
											OK		
											OK		
											OK		
											W		
											S2E		
											S2E		
											C		

第3図 小破断LOCAに対するイベントツリー

起因事象 非隔離事象	反応度停止	SRV開放	SRV再閉鎖	給水系	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	S E Q #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
TT	C	M	P	Q	U	X	V	VD	WP	WR	WRR	WD				
													S01	TT	OK	大LOCAへ
													S02	TTQ	OK	
													S03	TTQWP	OK	
													S04	TTQWPWR	OK	
													S05	TTQWPWRWR	OK	
													S06	TTQWPWRWRWD	W	
													S07	TTQW	OK	
													S08	TTQWWP	OK	
													S09	TTQWWPWR	OK	
													S10	TTQWWPWRWR	OK	
													S11	TTQWWPWRWRWD	W	
													S12	TTQWV	OK	
													S13	TTQWVWP	OK	
													S14	TTQWVWPWR	OK	
													S15	TTQWVWPWRWR	OK	
													S16	TTQWVWPWRWRWD	W	
													S17	TTQWVVD	QUV	
													S18	TTQWX	QUX	
													S19	TTP	OK	
													S20	TTPWR	OK	
													S21	TTPWRWR	OK	
													S22	TTPWRWRWR	W	
													S23	TTPQ	OK	
													S24	TTPQWR	OK	
													S25	TTPQWRWR	OK	
													S26	TTPQWRWRWR	W	
													S27	TTPQU	OK	
													S28	TTPQUWR	OK	
													S29	TTPQUWRWR	OK	
													S30	TTPQUWRWRWR	W	
													S31	TTPQUV	OK	
													S32	TTPQUVWR	OK	
													S33	TTPQUVWRWR	OK	
													S34	TTPQUVWRWRWR	W	
													S35	TTPQUVVD	QUV	
													S36	TTM	T	
													S37	TTC	C	

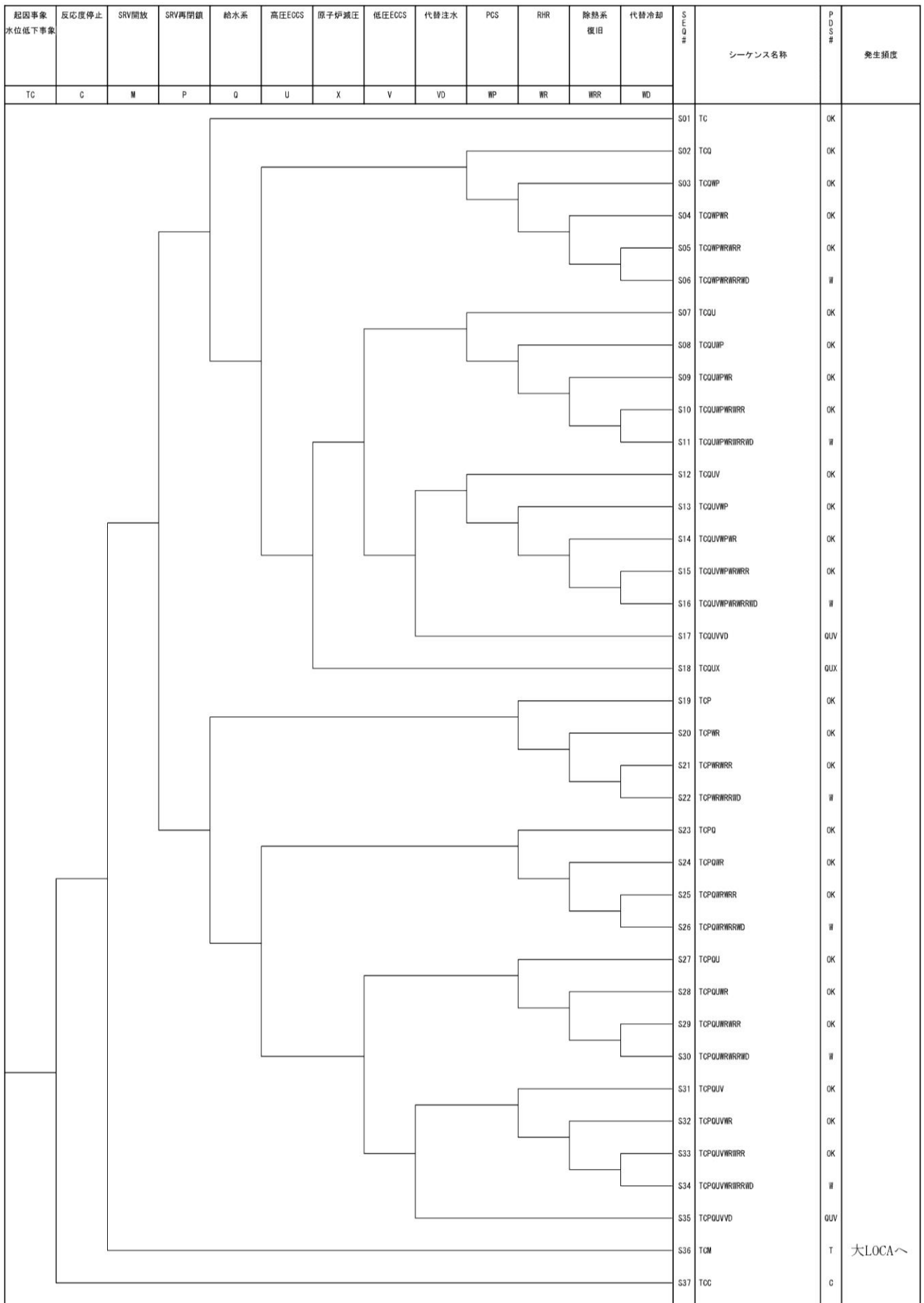
第4図 非隔離事象に対するイベントツリー



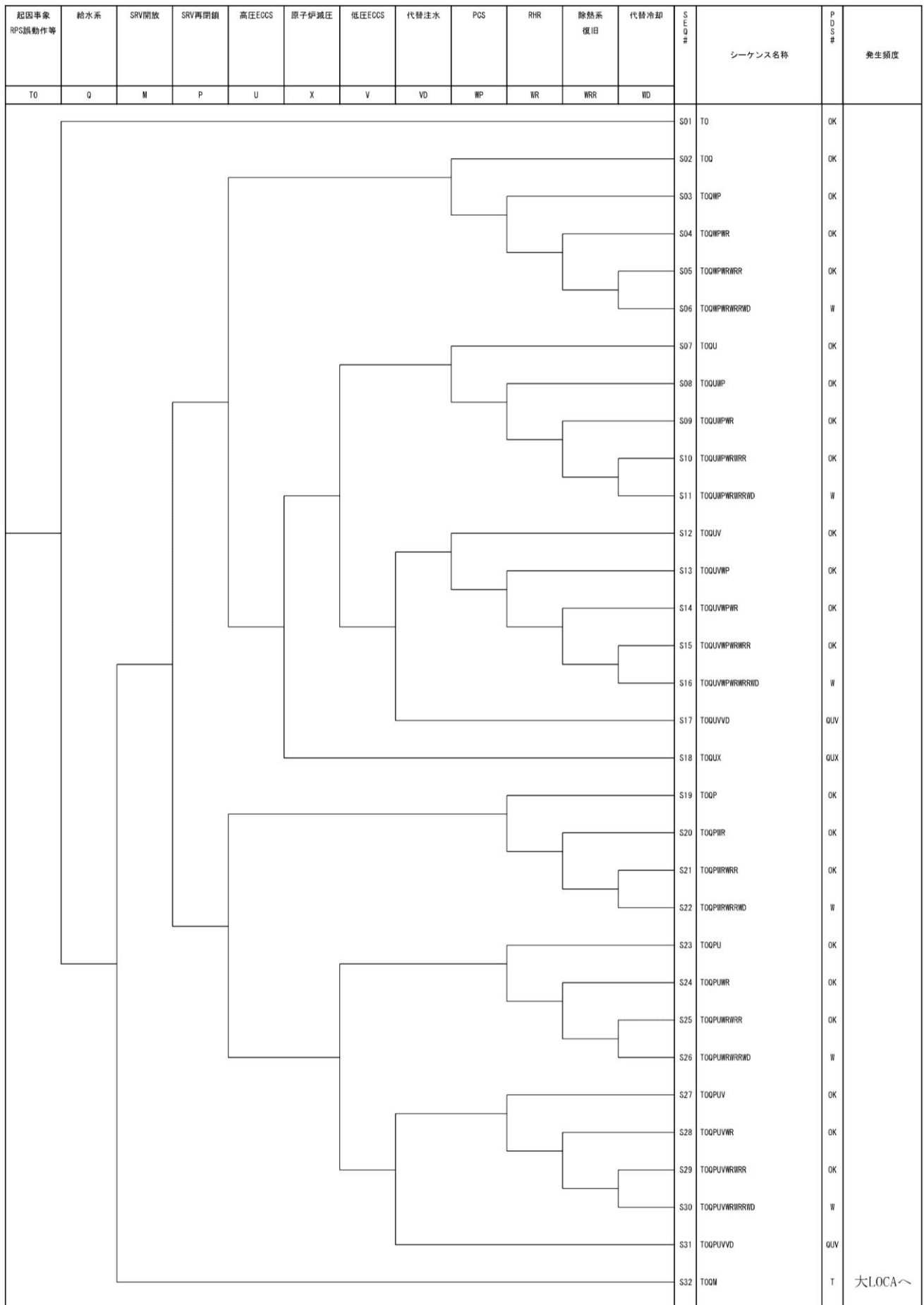
第5図 隔離事象に対するイベントツリー

起因事象 全給水喪失	反応度停止	SRV開放	SRV再閉鎖	給水系	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
TF	C	M	P	Q	U	X	V	VD	WP	WR	WRR	WD				
													S01	TF	OK	大LOCAへ
													S02	TFQ	OK	
													S03	TFQWP	OK	
													S04	TFQWPWR	OK	
													S05	TFQWPWRWR	OK	
													S06	TFQWPWRWRWD	W	
													S07	TFQU	OK	
													S08	TFQUWP	OK	
													S09	TFQUWPWR	OK	
													S10	TFQUWPWRWR	OK	
													S11	TFQUWPWRWRWD	W	
													S12	TFQUV	OK	
													S13	TFQUVWP	OK	
													S14	TFQUVWPWR	OK	
													S15	TFQUVWPWRWR	OK	
													S16	TFQUVWPWRWRWD	W	
													S17	TFQUVVD	QUV	
													S18	TFQUX	QUX	
													S19	TFP	OK	
													S20	TFPWR	OK	
													S21	TFPWRWR	OK	
													S22	TFPWRWRWR	W	
													S23	TFPQ	OK	
													S24	TFPQWR	OK	
													S25	TFPQWRWR	OK	
													S26	TFPQWRWRWR	W	
													S27	TFPQU	OK	
													S28	TFPQUWR	OK	
													S29	TFPQUWRWR	OK	
													S30	TFPQUWRWRWR	W	
													S31	TFPQUV	OK	
													S32	TFPQUVWR	OK	
													S33	TFPQUVWRWR	OK	
													S34	TFPQUVWRWRWR	W	
S35	TFPQUVVD	QUV														
S36	TFM	T														
S37	TFC	C														

第6図 全給水喪失に対するイベントツリー



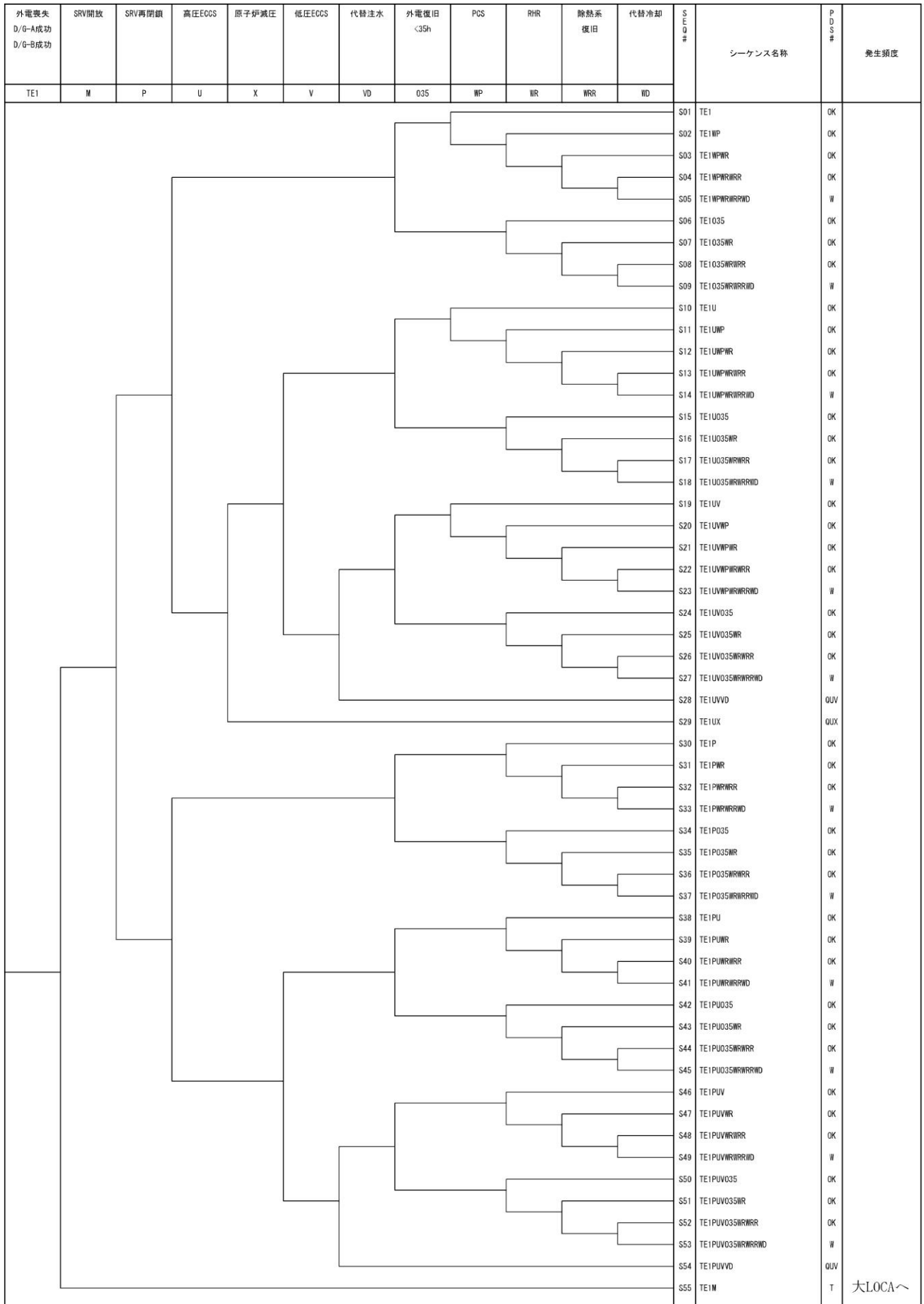
第7図 水位低下事象に対するイベントツリー



第8図 原子炉保護系誤動作等に対するイベントツリー

起因事象 外電喪失	反応度停止 (スラム機械系)	DC電源喪失	DC電源融通 <0.5h	外電復旧 <0.5h	D/G-A	D/G-B	シークエンス名	発生頻度		
TE	CM	DC	DGD	O1	B1	B2				
							S01	TE	TEC	
							S02	TE01	T1	TE1へ
							S03	TE01B2	T2	TE2へ
							S04	TE01B1	T3	TE3へ
							S05	TE01B1B2	T4	TE4へ
							S06	TEDC	TEC	
							S07	TEDC01	T1	TE1へ
							S08	TEDC01B2	T2	TE2へ
							S09	TEDC01B1	T3	TE3へ
							S10	TEDC01B1B2	T4	TE4へ
							S11	TEDCDCD	T5	TE5へ
							S12	TECM	C	

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (1/8)



第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (2/8)

外電喪失 D/G-A成功 D/G-B失敗	SRV開放	SRV再閉鎖	高圧ECCS	低圧ECCS	代替注水	外電復旧 <35h	D/G-B復旧 <35h	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度	
TE2	M	P	U	V	VD	O35	D35	WR	WRR	WD					
												T22			
												S01	TE2	T22	
												S02	TE2P	OK	
												S03	TE2PWR	OK	
												S04	TE2PWRWRR	OK	
												S05	TE2PWRWRWD	W	
												S06	TE2PO35	OK	
												S07	TE2PO35WR	OK	
												S08	TE2PO35WRWRR	OK	
												S09	TE2PO35WRWRWD	W	
												S10	TE2PO35D35	OK	
												S11	TE2PO35D35WR	OK	
												S12	TE2PO35D35WRWRR	OK	
												S13	TE2PO35D35WRWRWD	W	
												S14	TE2PU	OK	
												S15	TE2PUWR	OK	
												S16	TE2PUWRWRR	OK	
												S17	TE2PUWRWRWD	W	
												S18	TE2PUO35	OK	
												S19	TE2PUO35WR	OK	
												S20	TE2PUO35WRWRR	OK	
												S21	TE2PUO35WRWRWD	W	
												S22	TE2PUO35D35	OK	
												S23	TE2PUO35D35WR	OK	
												S24	TE2PUO35D35WRWRR	OK	
												S25	TE2PUO35D35WRWRWD	W	
												S26	TE2PUV	OK	
												S27	TE2PUVWR	OK	
												S28	TE2PUVWRWRR	OK	
												S29	TE2PUVWRWRWD	W	
												S30	TE2PUVO35	OK	
												S31	TE2PUVO35WR	OK	
												S32	TE2PUVO35WRWRR	OK	
												S33	TE2PUVO35WRWRWD	W	
												S34	TE2PUVO35D35	OK	
												S35	TE2PUVO35D35WR	OK	
												S36	TE2PUVO35D35WRWRR	OK	
												S37	TE2PUVO35D35WRWRWD	W	
												S38	TE2PUVVD	QUV	
S39	TE2M	T	大LOCAへ												

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 8)

外電喪失 D/G-A成功 D/G-B失敗 SRV再開成功	高圧EGCS	原子炉減圧	低圧EGCS	代替注水	外電復旧 <35h	D/G-B復旧 <35h	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却系	S E D #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
TE2-2	U	X	V	VD	O35	D35	WP	WR	WRR	WD				
S01	TE2-2	OK												
S02	TE2-2WP	OK												
S03	TE2-2WPWR	OK												
S04	TE2-2WPWRWR	OK												
S05	TE2-2WPWRWRWD	W												
S06	TE2-2035	OK												
S07	TE2-2035WR	OK												
S08	TE2-2035WRWR	OK												
S09	TE2-2035WRWRWD	W												
S10	TE2-2035O35	OK												
S11	TE2-2035O35WR	OK												
S12	TE2-2035O35WRWR	OK												
S13	TE2-2035O35WRWRWD	W												
S14	TE2-2U	OK												
S15	TE2-2UWP	OK												
S16	TE2-2UWPWR	OK												
S17	TE2-2UWPWRWR	OK												
S18	TE2-2UWPWRWRWD	W												
S19	TE2-2UO35	OK												
S20	TE2-2UO35WR	OK												
S21	TE2-2UO35WRWR	OK												
S22	TE2-2UO35WRWRWD	W												
S23	TE2-2UO35O35	OK												
S24	TE2-2UO35O35WR	OK												
S25	TE2-2UO35O35WRWR	OK												
S26	TE2-2UO35O35WRWRWD	W												
S27	TE2-2UV	OK												
S28	TE2-2UVWP	OK												
S29	TE2-2UVWPWR	OK												
S30	TE2-2UVWPWRWR	OK												
S31	TE2-2UVWPWRWRWD	W												
S32	TE2-2UVO35	OK												
S33	TE2-2UVO35WR	OK												
S34	TE2-2UVO35WRWR	OK												
S35	TE2-2UVO35WRWRWD	W												
S36	TE2-2UVO35O35	OK												
S37	TE2-2UVO35O35WR	OK												
S38	TE2-2UVO35O35WRWR	OK												
S39	TE2-2UVO35O35WRWRWD	W												
S40	TE2-2UVVD	OUV												
S41	TE2-2UX	OUX												

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (4/8)

外電喪失 D/G-A失敗 D/G-B成功	SRV開放	SRV再閉鎖	高圧ECCS	低圧ECCS	代替注水	外電復旧 <35h	D/G-A復旧 <35h	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度	
TE3	M	P	U	V	VD	O35	D35	WR	WRR	WD					
												T32			
												S02	TE3P	OK	
												S03	TE3PWR	OK	
												S04	TE3PWRWRR	OK	
												S05	TE3PWRWRWD	W	
												S06	TE3PO35	OK	
												S07	TE3PO35WR	OK	
												S08	TE3PO35WRWRR	OK	
												S09	TE3PO35WRWRWD	W	
												S10	TE3PO35D35	OK	
												S11	TE3PO35D35WR	OK	
												S12	TE3PO35D35WRWRR	OK	
												S13	TE3PO35D35WRWRWD	W	
												S14	TE3PU	OK	
												S15	TE3PUWR	OK	
												S16	TE3PUWRWRR	OK	
												S17	TE3PUWRWRWD	W	
												S18	TE3PU035	OK	
												S19	TE3PU035WR	OK	
												S20	TE3PU035WRWRR	OK	
												S21	TE3PU035WRWRWD	W	
												S22	TE3PU035D35	OK	
												S23	TE3PU035D35WR	OK	
												S24	TE3PU035D35WRWRR	OK	
												S25	TE3PU035D35WRWRWD	W	
												S26	TE3PUV	OK	
												S27	TE3PUVWR	OK	
												S28	TE3PUVWRWRR	OK	
												S29	TE3PUVWRWRWD	W	
												S30	TE3PUV035	OK	
												S31	TE3PUV035WR	OK	
												S32	TE3PUV035WRWRR	OK	
												S33	TE3PUV035WRWRWD	W	
												S34	TE3PUV035D35	OK	
												S35	TE3PUV035D35WR	OK	
												S36	TE3PUV035D35WRWRR	OK	
												S37	TE3PUV035D35WRWRWD	W	
												S38	TE3PUVVD	QUV	
S39	TE3M	T	大LOCAへ												

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (5/8)

外電喪失 D/G-A失敗 D/G-B成功 SRV再閉成功	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	外電復旧 <35h	D/G-A復旧 <35h	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却系	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
TE3-2	U	X	V	VD	035	035	WP	WR	WRR	WD				
											S01	TE3-2	OK	
											S02	TE3-2WP	OK	
											S03	TE3-2WPWR	OK	
											S04	TE3-2WPWRWR	OK	
											S05	TE3-2WPWRWRWD	W	
											S06	TE3-2035	OK	
											S07	TE3-2035WR	OK	
											S08	TE3-2035WRWR	OK	
											S09	TE3-2035WRWRWD	W	
											S10	TE3-2035035	OK	
											S11	TE3-2035035WR	OK	
											S12	TE3-2035035WRWR	OK	
											S13	TE3-2035035WRWRWD	W	
											S14	TE3-2U	OK	
											S15	TE3-2UWP	OK	
											S16	TE3-2UWPWR	OK	
											S17	TE3-2UWPWRWR	OK	
											S18	TE3-2UWPWRWRWD	W	
											S19	TE3-2U035	OK	
											S20	TE3-2U035WR	OK	
											S21	TE3-2U035WRWR	OK	
											S22	TE3-2U035WRWRWD	W	
											S23	TE3-2U035035	OK	
											S24	TE3-2U035035WR	OK	
											S25	TE3-2U035035WRWR	OK	
											S26	TE3-2U035035WRWRWD	W	
											S27	TE3-2UV	OK	
											S28	TE3-2UVWP	OK	
											S29	TE3-2UVWPWR	OK	
											S30	TE3-2UVWPWRWR	OK	
											S31	TE3-2UVWPWRWRWD	W	
											S32	TE3-2UV035	OK	
											S33	TE3-2UV035WR	OK	
											S34	TE3-2UV035WRWR	OK	
											S35	TE3-2UV035WRWRWD	W	
											S36	TE3-2UV035035	OK	
											S37	TE3-2UV035035WR	OK	
											S38	TE3-2UV035035WRWR	OK	
											S39	TE3-2UV035035WRWRWD	W	
											S40	TE3-2UVVD	QUV	
											S41	TE3-2UX	QUX	

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (6/8)

外電喪失 D/G-A失敗 D/G-B失敗	SRV開放	SRV再開鎖	高圧系HPCS	高圧系RCIC	外電復旧 <8h	D/G-A復旧 <8h	AC電源融通 <8h A系割	外電復旧 <35h	D/G-B復旧 <35h	AC電源融通 <35h B系割	PCS	RHR	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
TE4	M	P	UH	UR	OB	DB	ACD	O35	D35	ACD	WP	WR	WD				
														S01	TE4	OK	大LOCAへ
														S02	TE4WP	OK	
														S03	TE4WPWR	OK	
														S04	TE4WPWRWD	W	
														S05	TE4O35	OK	
														S06	TE4O35WR	OK	
														S07	TE4O35WRWD	W	
														S08	TE4O35D35	OK	
														S09	TE4O35D35WR	OK	
														S10	TE4O35D35WRWD	W	
														S11	TE4O35D35ACD	BW	
														S12	TE4UH	OK	
														S13	TE4UHP	OK	
														S14	TE4UHPWR	OK	
														S15	TE4UHPWRWD	W	
														S16	TE4UH08	OK	
														S17	TE4UH08WP	OK	
														S18	TE4UH08WPWR	OK	
														S19	TE4UH08WPWRWD	W	
														S20	TE4UH08O35	OK	
														S21	TE4UH08O35WR	OK	
														S22	TE4UH08O35WRWD	W	
														S23	TE4UH08D8	OK	
														S24	TE4UH08D8WP	OK	
														S25	TE4UH08D8WPWR	OK	
														S26	TE4UH08D8WPWRWD	W	
														S27	TE4UH08D8O35	OK	
														S28	TE4UH08D8O35WR	OK	
														S29	TE4UH08D8O35WRWD	W	
														S30	TE4UH08D8ACD	B	
														S31	TE4UHUR	BU	
														S32	TE4P	OK	
														S33	TE4PWR	OK	
														S34	TE4PWRWD	W	
														S35	TE4PO35	OK	
														S36	TE4PO35WR	OK	
														S37	TE4PO35WRWD	W	
														S38	TE4PO35D35	OK	
														S39	TE4PO35D35WR	OK	
														S40	TE4PO35D35WRWD	W	
														S41	TE4PO35D35ACD	BW	
														S42	TE4PUH	BP	
S43	TE4M	T															

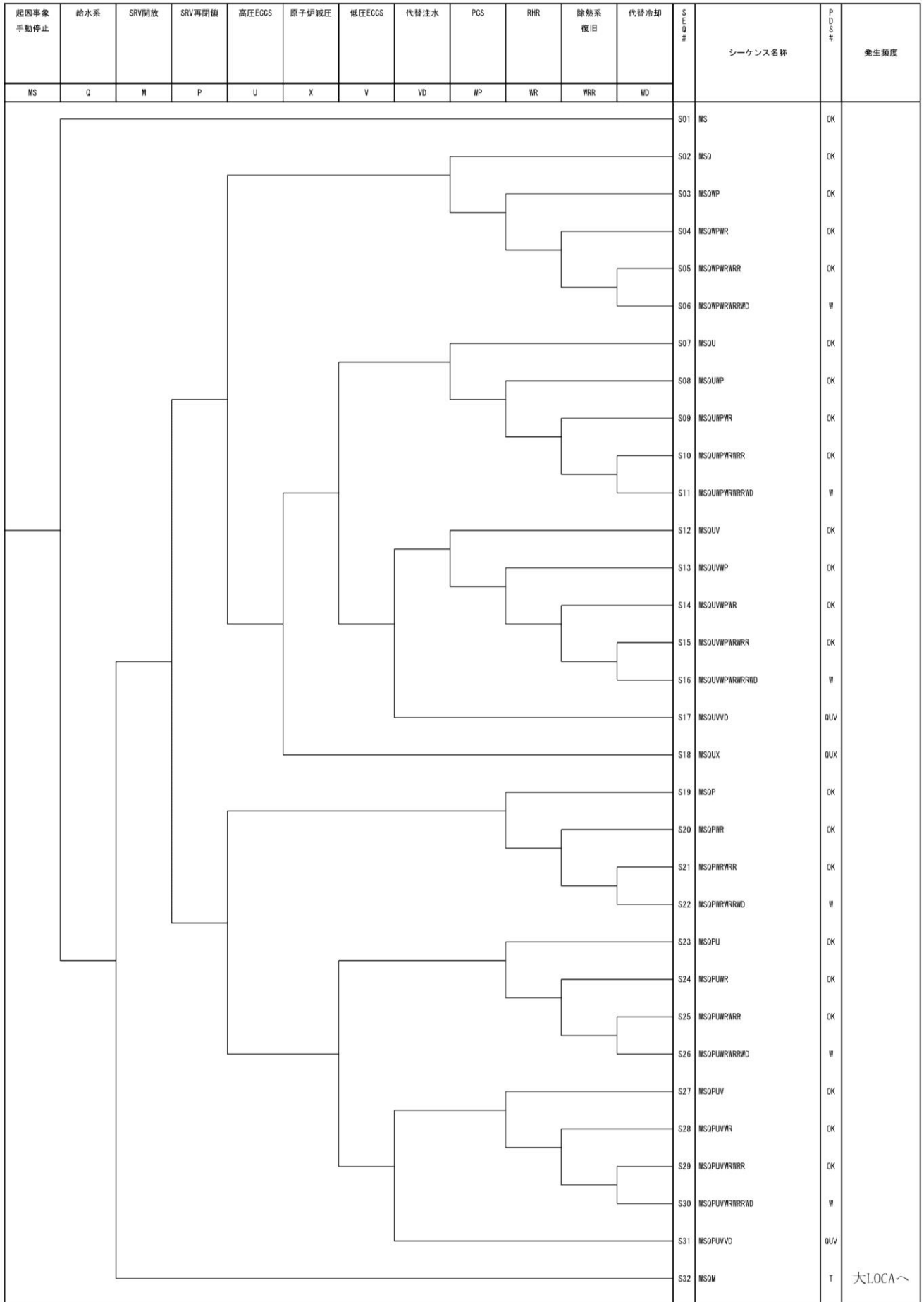
第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (7/8)

外電喪失 DC融通失敗	SRV開放	SRV再閉鎖	高圧系HPCS	DC電源融通	外電復旧 <35h	D/G-B	AC電源融通 B系側	PCS	RHR	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度	
TE5	M	P	UH	DCD	035	B2	ACD	WP	WR	WD					
												S01	TE5	OK	
												S02	TE5WP	OK	
												S03	TE5WPWR	OK	
												S04	TE5WPWRWD	W	
												S05	TE5035	OK	
												S06	TE5035WR	OK	
												S07	TE5035WRWD	W	
												S08	TE5035B2	OK	
												S09	TE5035B2WR	OK	
												S10	TE5035B2WRWD	W	
												S11	TE5035B2ACD	OK	
												S12	TE5035B2ACDWD	BW	
												S13	TE5DCD	BW	
												S14	TE5UH	BD	
												S15	TE5P	OK	
												S16	TE5PWR	OK	
												S17	TE5PWRWD	W	
												S18	TE5P035	OK	
												S19	TE5P035WR	OK	
												S20	TE5P035WRWD	W	
												S21	TE5P035B2	OK	
												S22	TE5P035B2WR	OK	
												S23	TE5P035B2WRWD	W	
												S24	TE5P035B2ACD	OK	
												S25	TE5P035B2ACDWD	BW	
												S26	TE5PDCD	BW	
												S27	TE5PUH	BD	
												S28	TE5M	T	大LOCAへ

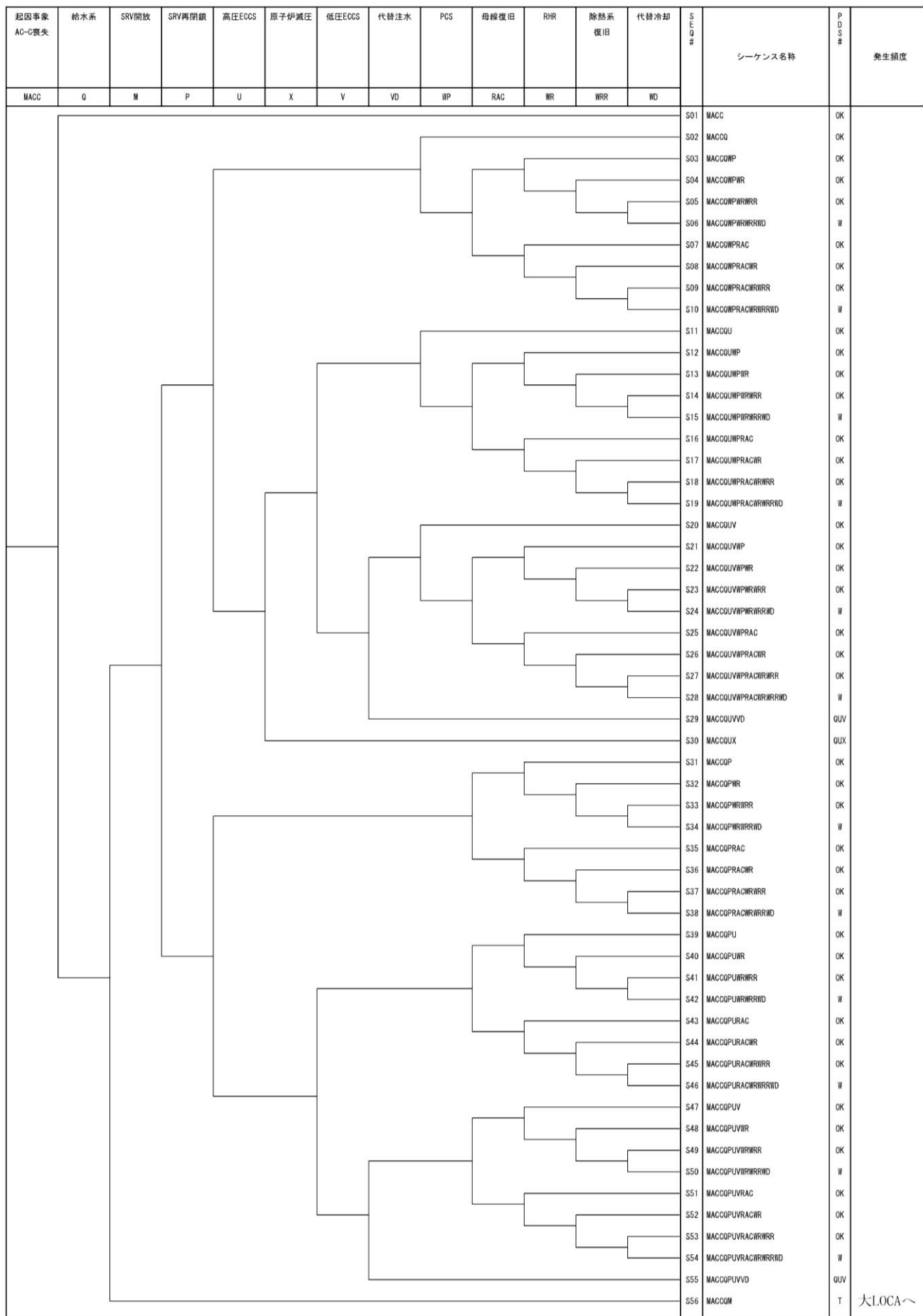
第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (8/8)

起因事象 S/R弁誤開放	反応度停止	給復水系	高圧ECCS	低圧ECCS	代替注水	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
TI	C	Q	U	V	VD	WR	WRR	WD				
										S01	TI	OK
										S02	TIWR	OK
										S03	TIWRWR	OK
										S04	TIWRWRWD	W
										S05	TIQ	OK
										S06	TIQWR	OK
										S07	TIQWRWR	OK
										S08	TIQWRWRWD	W
										S09	TIQU	OK
										S10	TIQUWR	OK
										S11	TIQUWRWR	OK
										S12	TIQUWRWRWD	W
										S13	TIQUV	OK
										S14	TIQUVWR	OK
										S15	TIQUVWRWR	OK
										S16	TIQUVWRWRWD	W
										S17	TIQUVVD	QUV
										S18	TIC	C

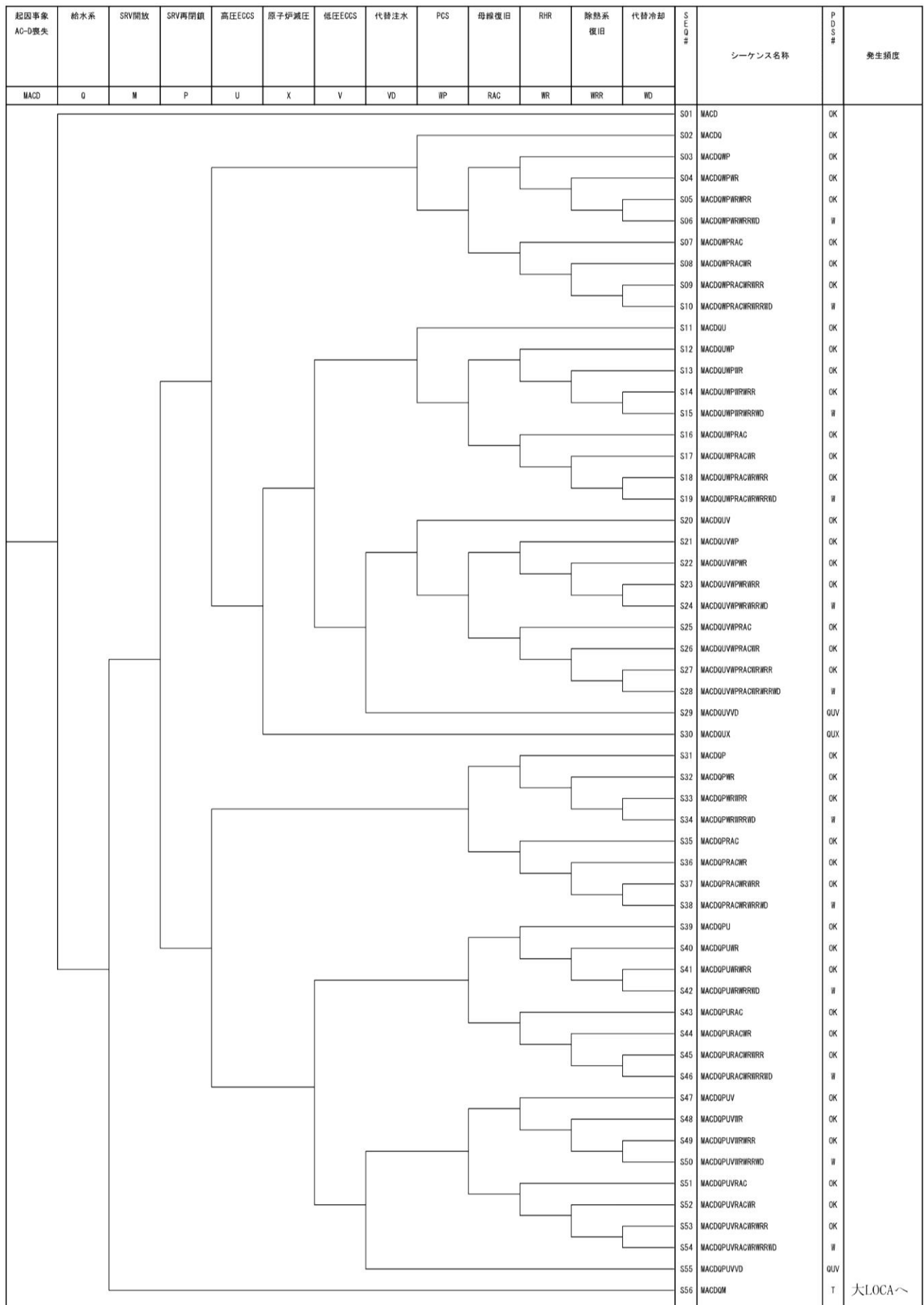
第10図 S R V誤開放に対するイベントツリー



第 11 図 手動停止に対するイベントツリー



第 12 図 サポート系喪失（非常用区分 1 交流電源故障）に対するイベントツリー



第 13 図 サポート系喪失（非常用区分 2 交流電源故障）に対するイベントツリー

起因事象 DC-1喪失	給水系	SRV開放	SRV再閉鎖	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	母線復旧	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
MDC1	Q	M	P	U	X	V	VD	WP	RDC	WR	WRR	WD				
													S01	MDC1	OK	
													S02	MDC1Q	OK	
													S03	MDC1QWP	OK	
													S04	MDC1QWPWR	OK	
													S05	MDC1QWPWRWR	OK	
													S06	MDC1QWPWRWRWD	W	
													S07	MDC1QWPWDC	OK	
													S08	MDC1QWPWDCWR	OK	
													S09	MDC1QWPWDCWRWR	OK	
													S10	MDC1QWPWDCWRWRWD	W	
													S11	MDC1QU	OK	
													S12	MDC1QUWP	OK	
													S13	MDC1QUWPWR	OK	
													S14	MDC1QUWPWRWR	OK	
													S15	MDC1QUWPWRWRWD	W	
													S16	MDC1QUWPRDC	OK	
													S17	MDC1QUWPRDCWR	OK	
													S18	MDC1QUWPRDCWRWR	OK	
													S19	MDC1QUWPRDCWRWRWD	W	
													S20	MDC1QUV	OK	
													S21	MDC1QUVWP	OK	
													S22	MDC1QUVWPWR	OK	
													S23	MDC1QUVWPWRWR	OK	
													S24	MDC1QUVWPWRWRWD	W	
													S25	MDC1QUWPRDC	OK	
													S26	MDC1QUWPRDCWR	OK	
													S27	MDC1QUWPRDCWRWR	OK	
													S28	MDC1QUWPRDCWRWRWD	W	
													S29	MDC1QUVVD	OUV	
													S30	MDC1QUX	OUX	
													S31	MDC1QP	OK	
													S32	MDC1QPWR	OK	
													S33	MDC1QPWRWR	OK	
													S34	MDC1QPWRWRWR	W	
													S35	MDC1QPRDC	OK	
													S36	MDC1QPRDCWR	OK	
													S37	MDC1QPRDCWRWR	OK	
													S38	MDC1QPRDCWRWRWD	W	
													S39	MDC1QPU	OK	
													S40	MDC1QPUR	OK	
													S41	MDC1QPURWR	OK	
													S42	MDC1QPURWRWR	W	
													S43	MDC1QPURDC	OK	
													S44	MDC1QPURDCWR	OK	
													S45	MDC1QPURDCWRWR	OK	
													S46	MDC1QPURDCWRWRWD	W	
													S47	MDC1QPUV	OK	
													S48	MDC1QPUVWR	OK	
													S49	MDC1QPUVWRWR	OK	
													S50	MDC1QPUVWRWRWD	W	
													S51	MDC1QPUVDC	OK	
													S52	MDC1QPUVDCWR	OK	
													S53	MDC1QPUVDCWRWR	OK	
													S54	MDC1QPUVDCWRWRWD	W	
													S55	MDC1QPUVVD	OUV	
													S56	MDC1QM	T	大LOCAへ

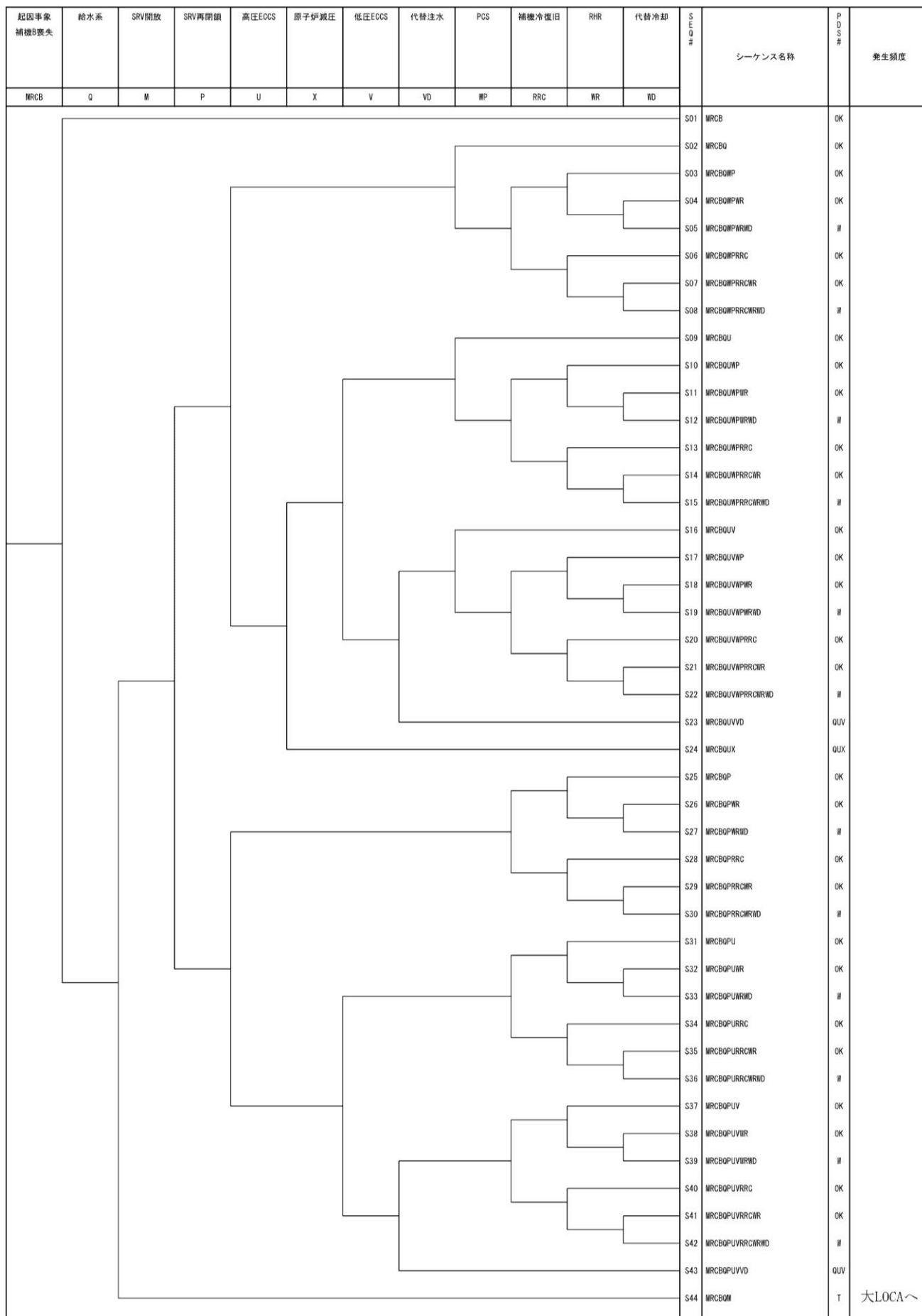
第 14 図 サポート系喪失（非常用区分 1 直流電源故障）に対するイベントツリー

起因事象 DC-2喪失	給水系	SRV開放	SRV再開鎖	高圧ECGS	原子伊減圧	低圧ECGS	代替注水	PCS	母線復旧	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
MDC2	Q	M	P	U	X	V	VD	WP	RDC	WR	WRR	WD				
													S01	MDC2	OK	大LOCAへ
													S02	MDC2Q	OK	
													S03	MDC2QWP	OK	
													S04	MDC2QWPWR	OK	
													S05	MDC2QWPWRWR	OK	
													S06	MDC2QWPWRWRWD	W	
													S07	MDC2QWPVDC	OK	
													S08	MDC2QWPVDCWR	OK	
													S09	MDC2QWPVDCWRWR	OK	
													S10	MDC2QWPVDCWRWRWD	W	
													S11	MDC2QU	OK	
													S12	MDC2QUWP	OK	
													S13	MDC2QUWPWR	OK	
													S14	MDC2QUWPWRWR	OK	
													S15	MDC2QUWPWRWRWD	W	
													S16	MDC2QUVPRDC	OK	
													S17	MDC2QUVPRDCWR	OK	
													S18	MDC2QUVPRDCWRWR	OK	
													S19	MDC2QUVPRDCWRWRWD	W	
													S20	MDC2QUV	OK	
													S21	MDC2QUVWP	OK	
													S22	MDC2QUVWPWR	OK	
													S23	MDC2QUVWPWRWR	OK	
													S24	MDC2QUVWPWRWRWD	W	
													S25	MDC2QUVPRDC	OK	
													S26	MDC2QUVPRDCWR	OK	
													S27	MDC2QUVPRDCWRWR	OK	
													S28	MDC2QUVPRDCWRWRWD	W	
													S29	MDC2QUVVD	QUV	
													S30	MDC2QUX	QUX	
													S31	MDC2QP	OK	
													S32	MDC2QPWR	OK	
													S33	MDC2QPWRWR	OK	
													S34	MDC2QPWRWRWD	W	
													S35	MDC2QPRDC	OK	
													S36	MDC2QPRDCWR	OK	
													S37	MDC2QPRDCWRWR	OK	
													S38	MDC2QPRDCWRWRWD	W	
													S39	MDC2QPU	OK	
													S40	MDC2QPUR	OK	
													S41	MDC2QPURWR	OK	
													S42	MDC2QPURWRWRWD	W	
													S43	MDC2QPURDC	OK	
													S44	MDC2QPURDCWR	OK	
													S45	MDC2QPURDCWRWR	OK	
													S46	MDC2QPURDCWRWRWD	W	
													S47	MDC2QPUV	OK	
													S48	MDC2QPUVWR	OK	
													S49	MDC2QPUVWRWR	OK	
													S50	MDC2QPUVWRWRWD	W	
													S51	MDC2QPUVPRDC	OK	
													S52	MDC2QPUVPRDCWR	OK	
													S53	MDC2QPUVPRDCWRWR	OK	
													S54	MDC2QPUVPRDCWRWRWD	W	
													S55	MDC2QPUVVD	QUV	
													S56	MDC2QM	T	

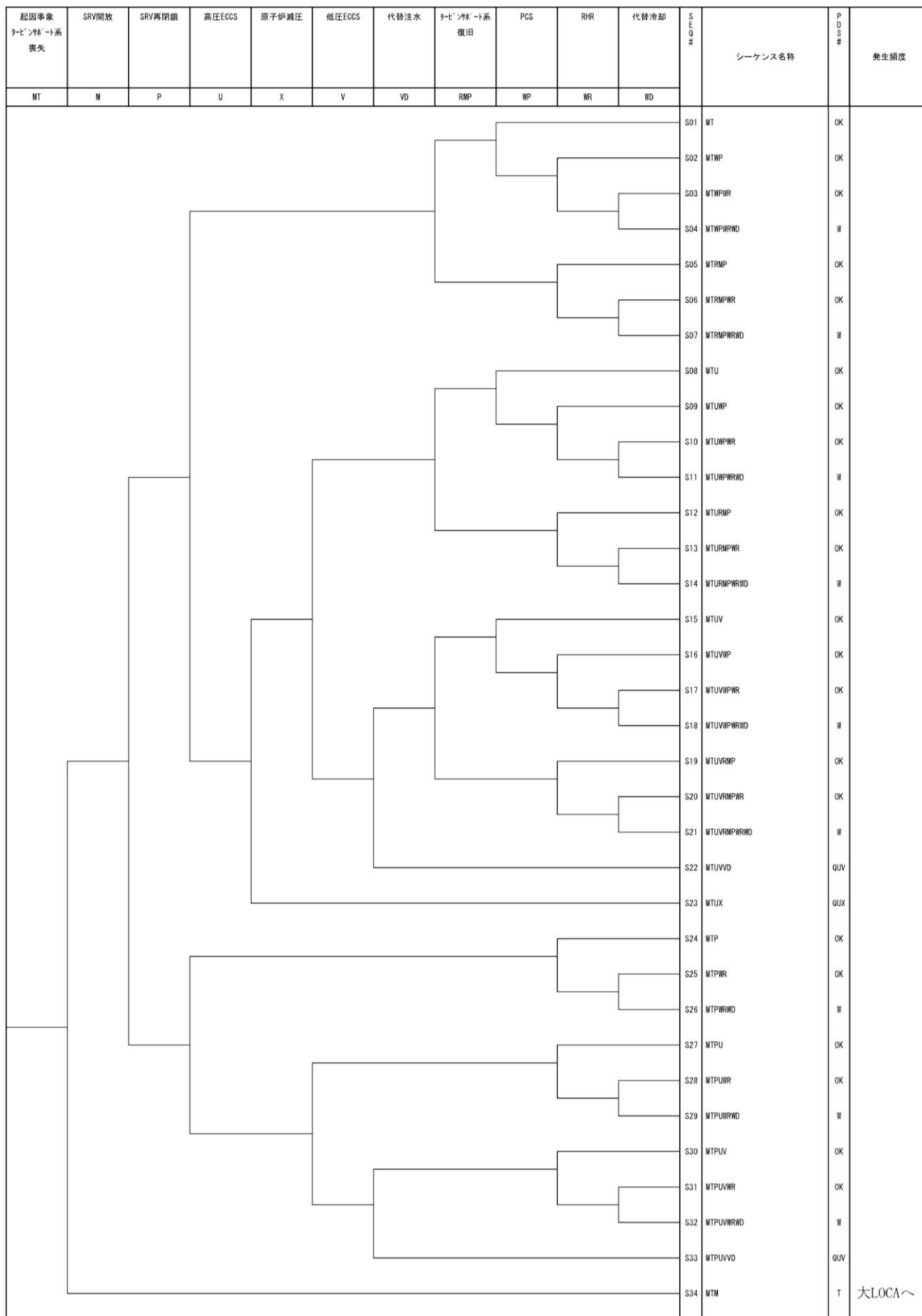
第 15 図 サポート系喪失（非常用区分 2 直流電源故障）に対するイベントツリー

起因事象 補機A喪失	給水系	SRV開放	SRV再閉鎖	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	補機冷復旧	RHR	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
MRCA	Q	M	P	U	X	V	VD	WP	RRC	WR	WD				
												S01	MRCA	OK	
												S02	MRCAG	OK	
												S03	MRCAGWP	OK	
												S04	MRCAGWPWR	OK	
												S05	MRCAGWPWRWD	W	
												S06	MRCAGWPRRC	OK	
												S07	MRCAGWPRRCWR	OK	
												S08	MRCAGWPRRCWRWD	W	
												S09	MRCAGU	OK	
												S10	MRCAGUWP	OK	
												S11	MRCAGUWPWR	OK	
												S12	MRCAGUWPWRWD	W	
												S13	MRCAGUWPRRC	OK	
												S14	MRCAGUWPRRCWR	OK	
												S15	MRCAGUWPRRCWRWD	W	
												S16	MRCAGUV	OK	
												S17	MRCAGUWVP	OK	
												S18	MRCAGUWVPWR	OK	
												S19	MRCAGUWVPWRWD	W	
												S20	MRCAGUWPRRC	OK	
												S21	MRCAGUWPRRCWR	OK	
												S22	MRCAGUWPRRCWRWD	W	
												S23	MRCAGUVD	QUV	
												S24	MRCAGUX	QUX	
												S25	MRCAGP	OK	
												S26	MRCAGPWR	OK	
												S27	MRCAGPWRWD	W	
												S28	MRCAGPRRC	OK	
												S29	MRCAGPRRCWR	OK	
												S30	MRCAGPRRCWRWD	W	
												S31	MRCAGPU	OK	
												S32	MRCAGPUWR	OK	
												S33	MRCAGPUWRWD	W	
												S34	MRCAGPURRC	OK	
												S35	MRCAGPURRCWR	OK	
												S36	MRCAGPURRCWRWD	W	
												S37	MRCAGPUV	OK	
												S38	MRCAGPUVWR	OK	
												S39	MRCAGPUVWRWD	W	
												S40	MRCAGPUVPRRC	OK	
												S41	MRCAGPUVPRRCWR	OK	
												S42	MRCAGPUVPRRCWRWD	W	
												S43	MRCAGPUVD	QUV	
												S44	MRCAGM	T	大LOCAへ

第 16 図 サポート系喪失（非常用区分 1 原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー



第 17 図 サポート系喪失（非常用区分 2 原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー



第 18 図 サポート系喪失（タービン・サポート系故障）に対するイベントツリー

逃がし安全弁の開固着を想定する考え方

起因事象発生後に、1個以上のSRVの開固着が発生した場合には、原子炉の減圧及び原子炉冷却材の一次系からの放出が起きる。その影響によって、第1表に示すように成功基準が変化する。

1. 原子炉の減圧

1個以上のSRVの開固着により原子炉圧力が低圧系の作動圧力まで減圧する。このため、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却が不能になるとともに、手動による原子炉の減圧は不要となる。

2. 原子炉冷却材の一次系からの放出

SRVより、一次系の外に冷却材が流出することによって、復水器ホットウェル水バランスが崩れ（系外への流出分だけ給復水系によるホットウェルからの冷却材の持ち出しが多くなる）、復水器ホットウェル水位が低下するため、給復水系を使用して原子炉注水を継続する場合は、復水器ホットウェルへの水の補給が必要となる。

また、原子炉と復水器を含む閉ループの確立と復水器の冷却（真空度維持）が困難であるため、復水器による除熱は不能になる。

上記のように、SRVの開固着が発生した場合は、SRVが正常動作した場合と比較して、期待可能な緩和設備が異なり（成功基準が異なり）、その後の対応にも影響を与えることから、SRVの開固着をイベントツリーのヘディングとして考慮している。

SRV開放後の再閉鎖については、
した値を用いている。SRVの閉失敗確率(5.6×10^{-8} /時間)と試験間隔(8,760時間)を用いて1個あたりの閉失敗確率を求め、全弁の閉失敗確率としている。

第1表 成功基準の比較

起因事象	原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
過渡事象 手動停止/ サボート系喪失	SRV 正常作動時	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系^{※1} ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 自動減圧系 (手動) + 低圧炉心スプレイ系 ・ 自動減圧系 (手動) + 1 / 3 低圧注水系 ・ 自動減圧系 (手動) + 復水系^{※1} ・ 原子炉隔離時冷却系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1 / 2 残留熱除去系 ・ 復水器による除熱^{※1}
	SRV 1 個以上開固着時	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系^{※1} ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 1 / 3 低圧注水系 ・ 復水系^{※1} 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1 / 2 残留熱除去系

※1 手動停止時のみ成功基準として期待している。

全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転が
可能であることの妥当性及び実力評価について

1. 原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転の妥当性

今回の P R A では、全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系が 8 時間継続運転することを想定している。

全交流動力電源喪失時には、残留熱除去系の機能喪失により、原子炉格納容器内の温度、圧力が上昇し、また、空調換気系の機能喪失により、原子炉隔離時冷却ポンプ室温度、中央制御室温度が上昇する。これらの要因が、原子炉隔離時冷却系の継続運転に影響を及ぼす可能性があることから、以下の観点から影響を評価した。

- ・ サプレッション・プール水温上昇
- ・ サプレッション・チェンバ圧力上昇
- ・ 原子炉隔離時冷却ポンプ室温度上昇
- ・ 中央制御室温度上昇

第1表に示すとおり、上記の事象は原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転の妨げとならないことから、全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転の想定は妥当と考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の運転制御に必要な直流電源についても、8 時間の電源供給が可能である。

2. 原子炉隔離時冷却系の運転継続時間の実力評価について

(1) 福島第一原子力発電所事故における原子炉隔離時冷却系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・未解明事項の調査・検討結果～第3回進捗報告～」によると、福島第一原子力発電所3号機の原子炉隔離時冷却系については約20時間程度運転を実施した実績がある。原子炉隔離時冷却系関連操作について、以下を時系列に示す。

【福島第一原子力発電所3号機原子炉隔離時冷却系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非常事態を自動発令
- 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手動起動
- 15:25 原子炉隔離時冷却系自動停止（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 原子炉隔離時冷却系手動起動

平成23年3月12日（土）

11:36 原子炉隔離時冷却系自動停止

上記時系列のとおり、約20時間程度原子炉隔離時冷却系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。

- ・蓄電池節約のため、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蓄電池消費量の低減を図った。
- ・中央制御室の非常灯や時計の負荷切離しや、別室の蛍光灯を抜く等も実施。

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）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。

(2) 蓄電池の給電継続時間

今回のPRAでは、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系の運転継続時間として、蓄電池の給電継続時間の8時間を想定している。蓄電池の実力として、従来の蓄電池における給電継続時間の実力を以下のとおり評価した。

a. 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。

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

ここで、

C：+10℃における定格放電率換算容量（Ah）

L：保守率（0.8）

K：放電時間、蓄電池の最低温度（+10℃）及び許容できる最低電圧（1.75V/セル）によって決められる容量換算時間（時）^{*1}

I：放電電流（A）

サフィックス1, 2, 3, …, n：放電電流の変化の順に付番

<対象蓄電池>

115V蓄電池 B系 : 1,200Ah (10時間率) ※²

230V蓄電池 : 3,500Ah (10時間率) ※²

<負荷抑制の操作>

全交流動力電源喪失後30分でC V C F等の原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な負荷以外の切離しを仮定

※1 放電時間を10時間としたときの容量換算時間

115V蓄電池 B系 : $K_1:11.7, K_2:11.7, K_3:11.2$

230V蓄電池 : $K_1:13.2, K_2:13.2, K_3:12.7$

※2 今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態

b. 評価結果

1) 115V蓄電池 B系

事象発生10時間後まで第1図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640Ahとなる。115V蓄電池 B系の設計容量は1,200Ahであり、必要容量が設計容量を上回るため、約10時間以上直流電圧を供給することが可能である。

2) 230V蓄電池

事象発生10時間後まで第2図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1,300Ahとなる。230V蓄電池の設計容量は3,500Ahであり、必要容量が設計容量を上回るため、約10時間以上直流電圧を供給することが可能である。

以上より、負荷積上げの余裕を考慮するとともに、事象発生30分後に原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な負荷以外を切り離す場合を想定すると、原子炉隔離時冷却系は10時間以上の運転継続が可能である。

なお、今回の申請においては、以下のとおり所内常設蓄電式直流電源設備を整備することとしている。

- ・原子炉隔離時冷却系の電動弁等は、230V原子炉隔離時冷却系用直流電源設備から受電できる設計としている。
- ・原子炉隔離時冷却系タービン制御盤、原子炉隔離時冷却系流量計は、115V-B系所内用直流電源設備及び115V-B系所内用直流電源設備 (S A) から受電できる設計としている。

原子炉隔離時冷却系の運転に必要な直流電源は、上述の所内常設蓄電式直流電源設備を整備することにより、電動弁においては負荷切離しを実施せず24時間にわたり、運転継続に必要な電力を供給できる蓄電池容量としている。

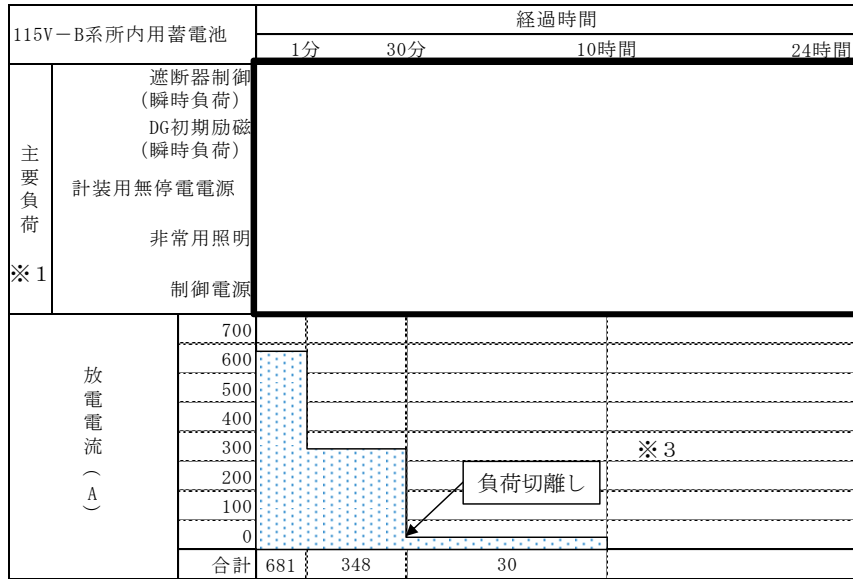
また、原子炉隔離時冷却系タービン制御盤、原子炉隔離時冷却系流量計においては、負荷切離しを実施せずに8時間、その後、必要な負荷以外を切離して16時間の合計24時間にわたり、運転継続に必要な電力を供給できる蓄電池容量としている。

直流電源設備を第3図に示す。

第1表 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価

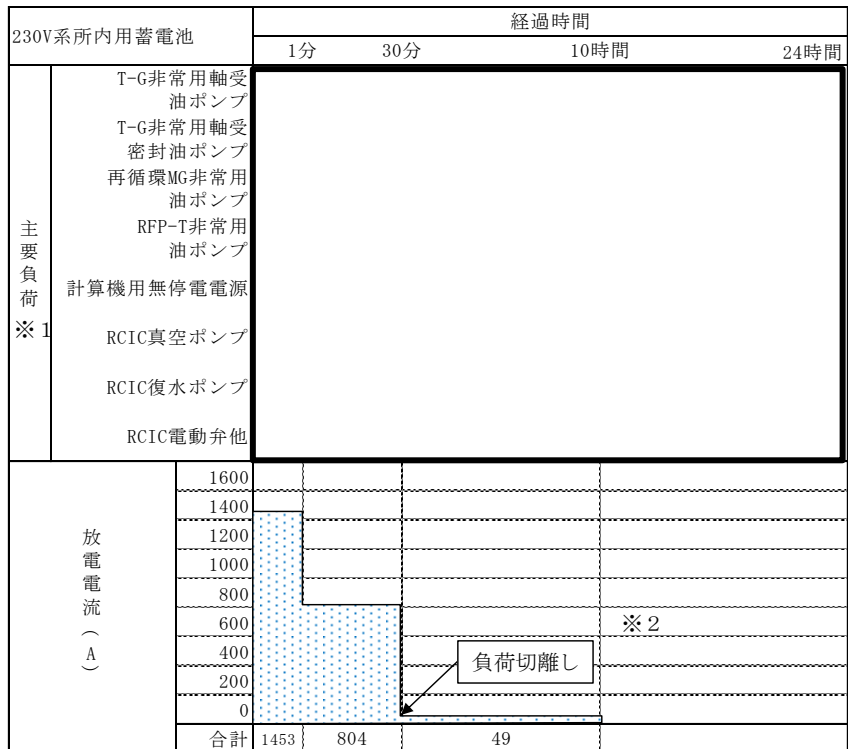
原子炉隔離時冷却系 継続運転制約要因	概要	評価結果
サブレーション・プ ール水温上昇	サブレーション・プールの水温上昇により、原子炉隔離時冷却ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、原子炉隔離時冷却ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合のサブレーション・プール水温の推移を評価した結果、事象発生から8時間後のサブレーション・プール水温は約100℃となる。水温の上昇に伴い、有効NPSHは約8.7mまで低下するが、ポンプの必要NPSH [m]に対して十分余裕があるため、キャビテーションは発生しない。また、水温上昇に伴う潤滑油温度上昇は、最大でも約110℃までであり、この温度では軸受の油膜形成に影響はなく、油膜切れによる軸受の焼付きは発生しない（許容温度約125℃）。したがって、サブレーション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。
サブレーション・チ ェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため、サブレーション・チェンバ圧力0.177MPa [gage]にて、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合のサブレーション・チェンバ圧力の推移を評価した結果、事象発生から8時間後のサブレーション・チェンバ圧力は約0.07MPa [gage]となり、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、サブレーション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却ポ ンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から8時間後では66℃を想定している。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止しているため、原子炉隔離時冷却ポンプ室温が設計で想定している環境温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合の原子炉隔離時冷却ポンプ室温の推移を評価した（補足資料）。その結果、事象発生から8時間後の室温は約60℃（初期温度40℃）であり、原子炉隔離時冷却系の設計で想定している環境温度を下回る。したがって、原子炉隔離時冷却ポンプ室温温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時の中央制御室温度を評価した（補足資料）。その結果、事象発生から8時間後の室温は約34℃（初期温度26℃）であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度である40℃を下回る。したがって、中央制御室室温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



- ※1 今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態。
- ※2 ディーゼル発電機初期励磁電流は、遮断器操作と重なって操作されることがなく、かつディーゼル発電機初期励磁電流は遮断器操作より小さいため蓄電池容量計算上は含めない。
- ※3 全交流動力電源喪失30分後に、RCIC制御電源、RCIC計器電源、ADS論理逃がし安全弁回路、工学安全施設トリップ設定器及び非常用照明以外の負荷を切り離すと仮定。

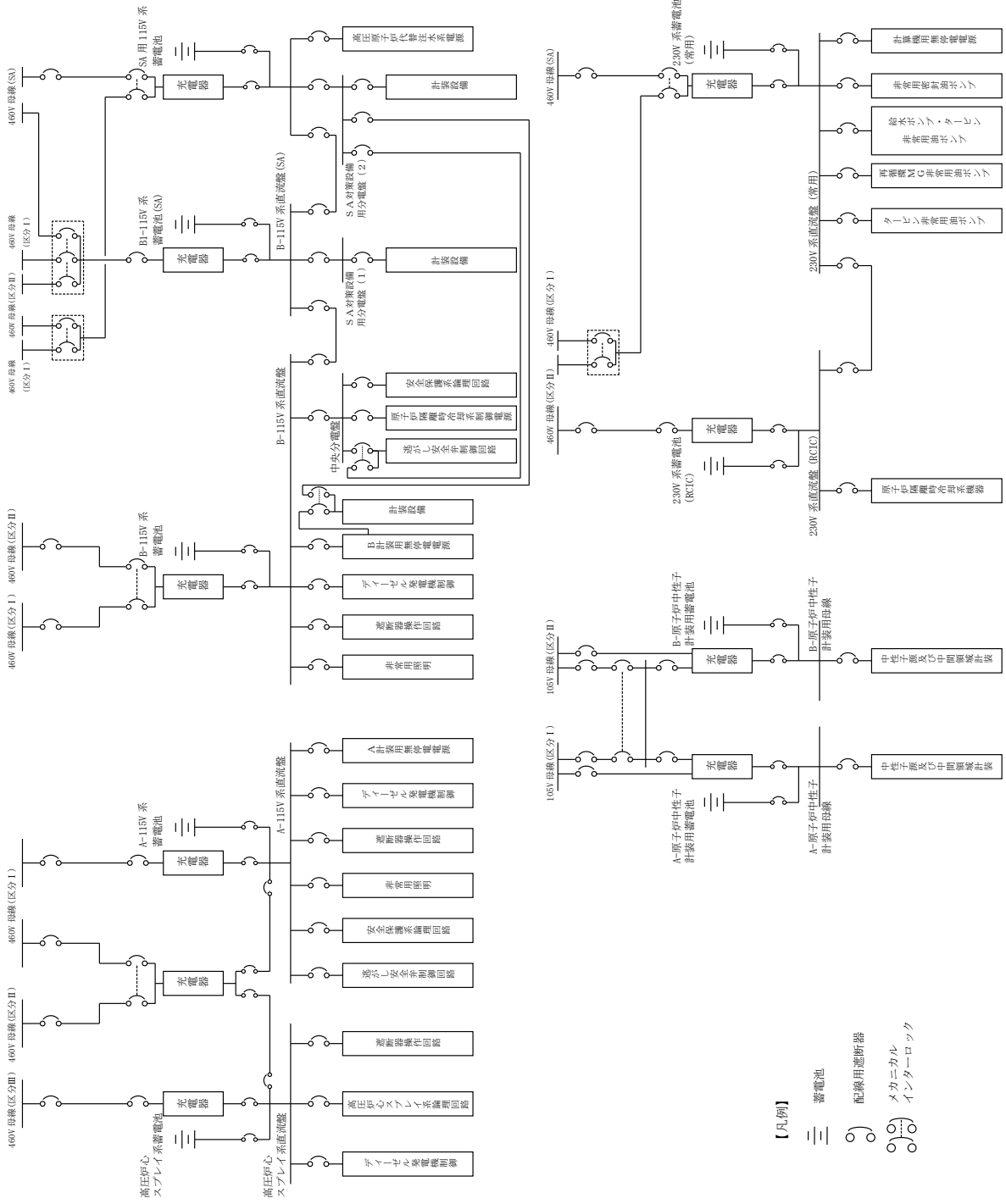
第1図 115V蓄電池B系の時間当たりの負荷電流※1



- ※1 今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態。
- ※2 全交流動力電源喪失30分後に、RCIC真空ポンプ、RCIC復水ポンプ、RCIC電動弁以外の負荷を切り離す。

第2図 230V蓄電池の時間当たりの負荷電流※1

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第3図 直流電源設備

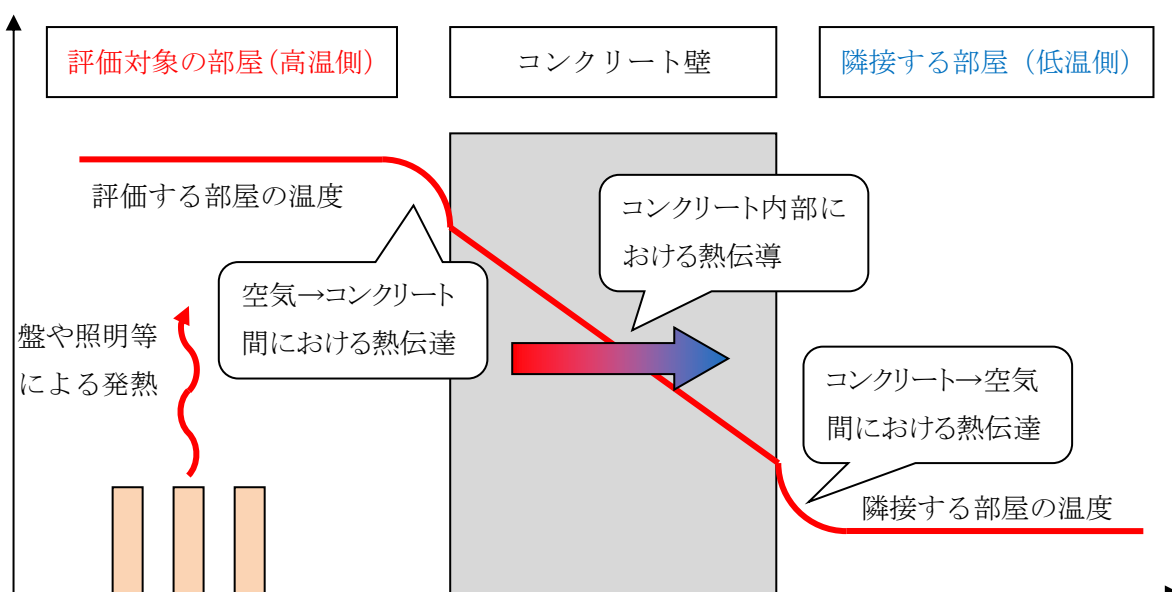
全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却ポンプ室及び中央制御室の 室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には、換気空調系停止による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管等の室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（第1図参照）。

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。



(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- a. 評価対象とする部屋の条件：第1表参照
- b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
 - ・一般エリア : 40℃
 - ・屋外 : 32℃ (夏季設計外気温)
 - ・トールス室 : 75℃ (有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度)
 - ・その他二次格納施設内 : 66℃
 - ・地中 : 18℃
- c. 壁-空気の熱伝達率 (無換気状態) [出展: 日本機械学会 伝熱工学資料]
 - ・鉛直壁面 : W/m²・℃
 - ・天井面 : W/m²・℃
 - ・床面 : W/m²・℃
- d. コンクリート熱伝導率 : 1.6 W/m・℃ [出展: 空気調和衛生工学便覧]

第1表 評価する部屋の条件

	中央制御室	R C I C ポンプ室
発熱負荷[W]		
容積[m ³]		
熱容量[kJ/℃]		
初期温度[℃]	26	40

(3) 評価結果

全交流電源喪失時において、事象発生後 8 時間の原子炉隔離時冷却ポンプ室最高温度は約60℃、中央制御室の最大温度は約34℃となり、設計で考慮している温度を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。

常用系と非常用系で共用しているサポート系において
常用系機能喪失と常用系隔離失敗（隔離弁故障等）が重畳する場合の取り扱い

原子炉補機冷却系の冷却対象として常用補機及び非常用補機があり、区分Ⅰ又は区分Ⅱにより常用補機、区分Ⅰ及び区分Ⅱによりそれぞれ独立して非常用補機を冷却している。非常時には、常用側と隔離され非常用補機のみ冷却する設計となっている。第1図に原子炉補機冷却設備系統概要図（区分Ⅰ，区分Ⅱ）を示す。

今回のPRAでは、起因事象「従属性を有する機器の機能喪失」において原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系の1系列の機能喪失を考慮しているほか、システム信頼性解析においても原子炉補機冷却系をモデル化することで、事故シーケンスを評価している。

以下に、起因事象及びシステム信頼性解析における、常用系と非常用系間の隔離弁の扱いを含めた原子炉補機冷却系の取扱いについて述べる。

1. 起因事象における扱い

(1) 原子炉補機冷却系非常用補機の機能喪失

原子炉補機冷却系非常用補機の冷却機能が喪失した場合、当該区分のECCSが待機除外となるが、常用補機の冷却機能は確保でき、過渡事象に至ることはない。この場合、運転員により手動停止することとしている。起因事象の同定においては、当該区分の広範な緩和設備が機能喪失に至ることを考慮し、原子炉補機冷却系の機能喪失を「従属性を有する機器の機能喪失」として抽出し、起因事象発生頻度として評価している。従属性を有する起因事象の同定について第1表、同定の結果を第2表に示す。

原子炉補機冷却系が機能喪失した場合、この発生頻度は、国内実績をもとに評価することとしているが、非常用系の原子炉補機冷却系については発生した事例がないことから、0.5回として起因事象発生頻度を算出している。

(2) 原子炉補機冷却系常用補機の機能喪失

原子炉補機冷却系の機能喪失として、常用補機からの冷却材の流出等が生じた場合、常用補機と非常用補機間の隔離弁によって隔離が行われる。隔離に失敗した場合は、非常用補機の機能喪失となり、発生した事例が確認されていないものの、上記の発生実績に計上され、起因事象発生頻度に反映される事になる。

隔離に成功した場合は、原子炉再循環ポンプのトリップ等に至るが、プラントは原子炉自動スクラムに至ることはなく、運転手順書に基づき運転員により手動停止される。したがって、原子炉補機冷却系による常用補機の冷却が喪失した場合であっても過渡事象に至ることはなく、手動停止の起因事象として整理している。

(3) 原子炉スクラムに至る可能性

原子炉補機冷却系の故障では、運転員による手動停止までに種々のプラント状態の確認及び他の機器の操作があり、一定の余裕時間があると想定される。そのため、本事象を含む第2表で示した従属性を有する起因事象では原子炉停止までに一定の余裕時間があり、原子炉停止をイベントツリーのヘディングに設定していない。

仮に、原子炉補機冷却系1系故障のイベントツリーに原子炉停止のヘディングを設定した場合、原子炉停止失敗により炉心損傷に至るシーケンスを展開することとなる。しかしながら、原子炉補機冷却系1系故障の発生頻度が 6.6×10^{-4} /炉年であり、原子炉補機冷却系1系故障を起因とするシーケンスの炉心損傷頻度が 3.9×10^{-7} (区分Ⅰ)、 3.1×10^{-7} (区分Ⅱ)であることに対し、原子炉停止失敗のヘディングがある起因事象の中で、最も発生頻度の高い非隔離事象(1.6×10^{-1} /炉年)において、原子炉停止失敗による炉心損傷頻度が 4.6×10^{-10} /炉年になることから、原子炉補機冷却系1系故障後に、原子炉停止失敗した場合の炉心損傷頻度は無視できる値になると考える。

2. システム信頼性解析における扱い

今回のPRAでは、システム信頼性解析において、原子炉補機冷却系の区分Ⅰ及び区分Ⅱの隔離弁をモデル化している。

非常時には、常用補機は隔離され非常用補機のみ冷却する設計となっているため、ECCS起動時には、隔離弁によって常用補機が隔離された状態となり、常用補機からの流出等が生じた場合でも原子炉補機冷却系への影響はない。原子炉停止時冷却モード起動時には常用補機に通水しており、常用補機からの流出等が生じた場合、緊急遮断弁によって常用補機が隔離される。このとき、隔離失敗が生じた場合には原子炉補機冷却系が機能喪失するものとしている。

第1表 従属性を有する起因事象の同定 (1 / 3)

項目 (申請書添付ハ)	設備 (申請書添付ハ)	設備概要 (申請書添付人等)	機能喪失時の影響	起因事象としての 扱い
1. プラント配置	建物及び構築物	原子炉建物、タービン建物、制御室建物（島根原子力発電所1号及び2号炉で共用）、廃棄物建物、サイトハンガ建物（島根原子力発電所1号及び2号炉で共用）、固体廃棄物貯蔵所（島根原子力発電所1号及び2号炉と共用）、排気筒、純水装置建物（島根原子力発電所1号及び2号炉で共用）、取水口、取水管及び取水槽、放水口及び放水路、開閉所、管理事務所（島根原子力発電所1号及び2号炉で共用）		—
2. 原子炉及び炉心	燃料	燃料棒及び燃料集合体		起因事象対象外
	炉内構造物	気水分離器、蒸気乾燥器、ジェット・ポンプ		起因事象対象外
	制御棒及び制御棒駆動系	制御棒、制御棒駆動機構、制御棒駆動水圧ポンプ、水圧制御ユニット		過渡事象で考慮済み
	ほう酸水注入系	ほう酸水貯蔵タンク、ポンプ、テストタンク、配管弁		手動停止に含む
3. 原子炉冷却設備	原子炉圧力容器	原子炉冷却材圧力バウンダリ等		起因事象対象外
	原子炉再循環系	原子炉再循環ポンプ、原子炉再循環ポンプMGセツト、原子炉再循環配管		起因事象対象外
	主蒸気系	主蒸気流量制限器、主蒸気隔離弁、SRV、主蒸気隔離弁測えい制御系		過渡事象 (主蒸気管破断は起因事象対象外)
4. 工学的安全施設	原子炉格納容器	原子炉格納容器本体、ベント管、ベントヘッド及びダウングラム、真空破壊装置、原子炉格納容器貫通部、隔離弁		起因事象対象外
	格納容器内ガス濃度制御系	可燃性ガス濃度制御系、窒素ガス制御系		起因事象対象外
	格納容器冷却系	残留熱除去系に同じ		—
	原子炉建物原子炉棟	建物、扉、エア・ロック		起因事象対象外
	非常用ガス処理系	水分除去装置、排気ファン、フィルタ装置（高性能粒子フィルタ、チャコール・フィルタ等）、排気管		起因事象対象外
ECCS	低圧炉心スプレイス	電動機駆動ポンプ1、炉心上部スパーージヤ、配管弁類、計測制御装置		起因事象対象外
	低圧注水系	電動機駆動ポンプ3、配管弁類、計測制御装置		
	高圧炉心スプレイス	電動機駆動ポンプ1、スパーージヤ、配管弁類、計測制御装置		
	自動減圧系	3. 主蒸気系 SRVと同じ		
5. 原子炉補助施設	燃料取扱及び貯蔵設備	燃料取扱機械、原子炉建物天井クレーン、新燃料貯蔵庫、燃料プール、輸送容器除熱ビット、燃料プール冷却系、破損燃料検出装置		起因事象対象外
	原子炉浄化系	再生熱交換器、非再生熱交換器、補助熱交換器、混床式脱塩装置、ポンプ、ろ過脱塩装置		起因事象対象外
	残留熱除去系	ポンプ、熱交換器、配管弁（原子炉停止時冷却、低圧注水、格納容器スプレイス冷却、サブレンジョン・プール水冷却、燃料プール冷却）		起因事象対象外
	原子炉隔離時冷却系	ポンプ、蒸気駆動タービン、配管弁		起因事象対象外
	原子炉補機冷却系	冷却水ポンプ、海水ポンプ、熱交換器（常用補機冷却、非常用補機冷却、高圧炉心スプレイス補機冷却）		手動停止に含む 手動停止に含む [常用] 従属性を有する起因事象 [非常用]

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。
 補足 1.1.1.d-4-3

第1表 従属性を有する起因事象の同定 (2 / 3)

項目 (申請書添付人)	設備 (申請書添付人)	設備概要 (申請書添付人等)	起因事象としての扱い		
6. タービン設備 (申請書添付人)	蒸気タービン及び付属設備	蒸気タービン、タービン制御系、潤滑油系、タービングラント蒸気系、タービン・バイパス系	過渡事象で考慮済み		
	復水器及び循環水系	復水器、空気抽出器、復水器空気抽出系、循環水ポンプ			
7. 計測制御設備	復水・給水系	復水ポンプ、復水圧ポンプ、復水脱塩装置、給水加熱器、給水ポンプ	従属性を有する起因事象 過渡事象で考慮済み		
	タービン補機冷却系及びタービン補機海水系	冷却水ポンプ、熱交換器、海水ポンプ、配管弁			
	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、モード・スイッチ、ケーブル、電線管及び計測配管			
	中央制御室	計測制御装置、中央制御室換気系、中央制御室遮蔽、通信連絡及び証明設備、中央制御室外原子炉停止装置			
	原子炉制御系	反応度制御系、原子炉圧力制御系、タービン・バイパス制御系、原子炉水位制御系			
	原子炉中性子計装系	中性子領域計装、中間領域計装、出力領域計装、制御棒引抜監視装置			
	原子炉ブラント・プロセス計装系	圧力容器計装、原子炉再循環系計装、給水系及び主蒸気系計装、制御棒駆動系計装、格納容器内雰囲気計装、漏えい検出系計装等			
	運転監視補助装置	制御棒引抜阻止回路、監視計装装置、制御棒価値ミニマイザ			
	8. 電気設備	送電線		220kV 送電線2回線 (島根原子力発電所1号、2号及び3号炉共用)、66kV 送電線 (島根原子力発電所1号及び2号炉共用)	起因事象対象外
		発電機		横軸円筒回転界磁3相同期発電機、固定子、回転子	
変圧器		主変圧器、所内変圧器、動力用変圧器、起動変圧器、予備変圧器 (島根原子力発電所1号及び2号炉共用)			
開閉所		220kV 開閉所 (島根原子力発電所1号、2号及び3号炉共用)、66kV 起動用開閉所 (島根原子力発電所1号及び2号炉共用)			
所内母線		常用高圧母線 (6.9kV 母線)、非常用高圧母線 (6.9kV 母線)、常用低圧母線 (460V)、非常用低圧母線 (460V)			
ディーゼル発電機		非常用ディーゼル発電機2、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機1 燃料貯蔵設備			
直流電源設備		充電池、蓄電池、分電盤等 (115V 非常用電源母線2、115V 高圧炉心スプレイ系電源母線1、230V 常用電源母線1、中性子モニタ用母線2、±24V 原子炉中性子計装直流用電源母線2)			
計測制御用電源設備		105V 原子炉保護系母線2、105V 原子炉保護系交流発電機2、105V 計装用無停電交流電源装置2、105V 計装用無停電交流電源母線2、210V 計装用無停電交流電源装置、105V 一般計装交流電源設備			
通信連絡設備及び照明設備		指令電話、構内連絡用電話、局加入電話、電力保安通信用電話、所内非常灯			
ケーブル及び電線路		ケーブル、ケーブル・トレイ、電線管等			
9. 放射線防護設備及び放射線管理設備	放射線防護設備	遮蔽設備、換気系 (換気系は発電所補助設備に記載。)	従属性を有する起因事象 過渡事象で考慮済み 起因事象対象外 起因事象対象外 起因事象対象外		
	放射線管理設備	出入管理設備、試料分析・測定設備、個人管理用測定設備及び測定機器 (島根原子力発電所1号及び2号炉と共用)、放射線計測器の点検校正設備 (島根原子力発電所1号及び2号炉と共用)			

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。
 補足 1.1.1.d-4-4

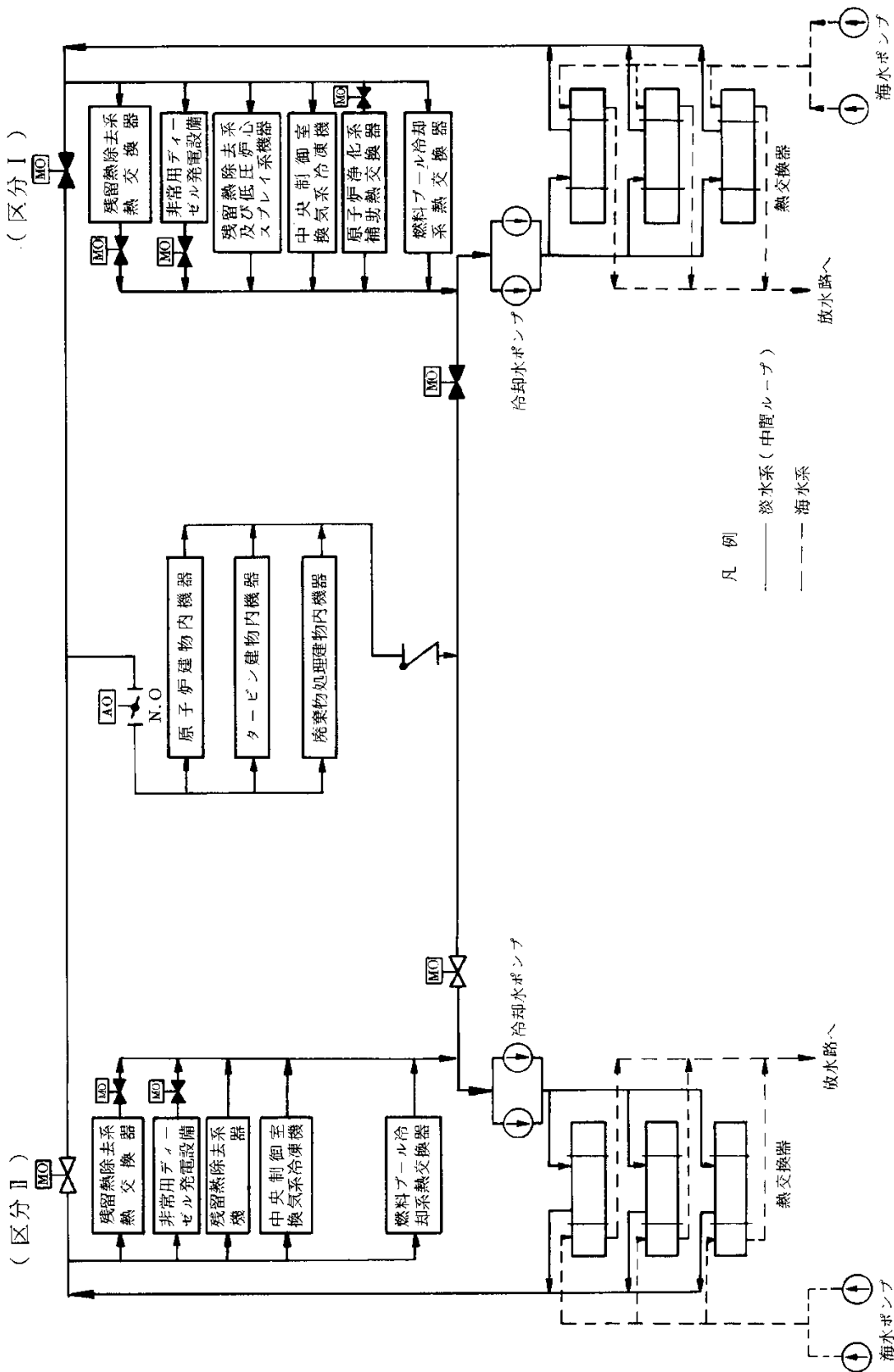
第1表 従属性を有する起回事象の同定 (3 / 3)

項目 (申請書添付八)	設備 (申請書添付八)	設備概要 (申請書添付八等)	機能喪失時の影響	起回事象としての扱い
10. 放射性廃棄物廃棄設備	気体廃棄物処理系	排ガス予熱器、排ガス再結晶器、排ガス復水器、除湿冷却器、活性炭式希ガスホールド・アップ塔、空気抽出器排ガス・フィルタ、排ガス抽出器及び排ガスアフロア、グラントド蒸気排ガス・フィルタ排気筒		起回事象対象外
	液体廃棄物処理系	タンク、フィルタ、ろ過脱塩器、ろ過器、濃縮器(機器ドレン系、床ドレン、再生廃液系、床ドレン、化学廃液系、ランドリ・ドレン系、シャワ・ドレン系)		起回事象対象外
	固体廃棄物処理系	タンク(濃縮廃液タンク等)、ドラム詰装置、雑固体廃棄物焼却設備、雑固体廃棄物処理設備、減容機、サイトバンカ貯蔵プール、固体廃棄物移送容器、固体廃棄物貯蔵所		起回事象対象外
	補給水系	貯水槽、ろ過装置、ろ過水タンク、除染ポンプ、純水装置、純水タンク、補給水ポンプ		起回事象対象外
	復水輸送系	復水貯蔵タンク、補助復水貯蔵タンク、復水輸送ポンプ		起回事象対象外
	所内ボイラ	所内ボイラ等(島根原子力発電所1号及び2号炉共用)		過渡事象で考慮済み
	換気系	原子炉建屋換気系、タービン建屋換気系、廃棄物処理建屋換気系、中央制御室換気系、ドライウエル冷却装置		手動停止に含入
	圧縮空気系	計装用圧縮空気系(L/A)、所内用圧縮空気系(H/A)		手動停止に含入
	試料採取系	フード付試料採取機、発信器ラック、試料調整ラック、現場採取シンク等		起回事象対象外
	消火設備	水災検出装置、水消火装置、不燃性ガス消火装置、泡消火装置及び消火器		起回事象対象外
11. 発電所補助設備	トールラスタ受タンク	島根原子力発電所1号及び2号炉共用		起回事象対象外
	発電所緊急時対策所	島根原子力発電所1号及び2号炉共用		起回事象対象外

第2表 従属性を有する起回事象の同定結果

区分	事象	事象の定義	事象分類
従属性を有する起回事象	原子炉補機冷却系(非常用)の機能喪失時の手動停止	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原子炉手動停止。	原子炉補機冷却系故障(非常用)
	所内高圧電源(非常用)の機能喪失時の手動停止	交流母線や下流の電源設備(非常用ダイゼール発電機を除く)が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態で原子炉手動停止。	交流電源故障(非常用)
	直流通電源設備(非常用)の機能喪失時の手動停止	直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態で原子炉手動停止。	直流通電源故障(非常用)
	タービン・サポート系の機能喪失時の手動停止	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手動停止。	タービン・サポート系故障

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1図 原子炉補機冷却系統概要図 (区分I, 区分II)

事故シーケンスの最終状態の分類の考え方

イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シーケンスは、機能の喪失状況、プラントの状態に与える影響によって分類し、「事故シーケンスグループ」としてまとめている。

機能の喪失状況は、起因事象が発生した場合に、炉心損傷防止のために必要な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能（高圧注水，原子炉減圧，低圧注水）」、「除熱機能」に着目している。また、プラントの状態に与える影響については、起因事象が発生した場合に期待できる安全機能，事象進展過程における原子炉圧力の状態，及び事象進展の速さ等に注目している。

1. 原子炉停止機能

過渡事象又はLOCA事象の発生後，原子炉停止機能を喪失した場合に，原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷（格納容器先行破損）に至る場合を1つの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）。

2. 原子炉冷却機能

原子炉停止に成功した場合でも，炉心の冷却が行われなければ炉心損傷に至る。冷却手段として，高圧注水機能，原子炉減圧機能及び低圧注水機能があり，これらの機能の喪失状況及びプラントの状態（原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性等）に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

- (1) 過渡事象発生後や手動停止の際に高圧注水機能と低圧注水機能を喪失し，炉心損傷に至る場合を1つの事故シーケンスグループとして分類する（高圧・低圧注水機能喪失／TQUV）。
- (2) 過渡事象発生後や手動停止の際に高圧注水機能と原子炉減圧機能を喪失し，炉心損傷に至る場合を1つの事故シーケンスグループとして分類する（高圧注水・減圧機能喪失／TQUX）。
- (3) LOCAが発生した後，注水機能を喪失し，炉心損傷に至る場合を1つの事故シーケンスグループとして分類する（LOCA時注水機能喪失）

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

- a. 大LOCA：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原子炉減圧が不要（大破断LOCA／AE）。
- b. 中LOCA：冷却材の流出規模が大きく原子炉隔離時冷却系による注水には期待できないが，低圧注水のための原子炉減圧は必要（中破断LOCA／S1E）。
- c. 小LOCA：冷却材の流出規模が小さく原子炉隔離時冷却系による注水に期待可能（小破断LOCA／S2E）。

- (4) 格納容器をバイパスし、冷却材が格納容器外に漏えいする場合（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うえでの炉心冷却が必要となるが、隔離機能が喪失し、漏えいの継続により炉心損傷に至る場合を1つの事故シーケンスグループとして分類する（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA／ISLOCA））。

3. 除熱機能

原子炉冷却（注水）に成功している場合でも、格納容器熱除去機能を喪失した場合には、格納容器が原子炉からの水蒸気によって過圧され、破損に至る。格納容器が先行破損した後は安全機能が十分に機能しない場合も考えられることから、これを炉心損傷に至る1つの事故シーケンスグループとして分類する（崩壊熱除去機能喪失／TW）。

4. 安全機能のサポート機能

外部電源喪失の発生後、非常用電源などの電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る場合を1つの事故シーケンスグループとして分類する（全交流動力電源喪失／TB）。

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

- (1) 非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失した状態で、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水は継続しているが、一定時間経過後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇し、炉心損傷に至る場合（長期TB）。
- (2) 非常用直流電源の機能喪失により非常用ディーゼル発電機2台と原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、短時間で炉心損傷に至る場合（TBD）。
- (3) 非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、さらに原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合で、原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る場合（TBU）。
- (4) 非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、さらに逃がし安全弁再閉鎖に失敗することにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合で、原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る場合（TBP）。

以上より、イベントツリーの最終状態を第1表に示す事故シーケンスグループに分類する。

第1表 炉心損傷シーケンスグループの分類

炉心損傷事故シーケンス	事故シーケンスグループ
LOCA発生後の炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失
大破断LOCA後の炉心冷却失敗	大破断LOCA (AE)
中破断LOCA後の炉心冷却失敗	中破断LOCA (S1E)
小破断LOCA後の炉心冷却失敗	小破断LOCA (S2E)
過渡事象発生後の高圧注水及び低圧注水による炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)
過渡事象発生後の高圧注水による炉心冷却失敗かつ減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)
外部電源喪失後の電源喪失	全交流動力電源喪失
非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失状態で、原子炉隔離時冷却系により炉心冷却を継続するが、蓄電池が枯渇し炉心損傷	長期TB
蓄電池の直流電源供給能力が喪失し、非常用ディーゼル発電機2台の起動に失敗し炉心損傷	TBD
非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、さらに原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉が高圧で炉心損傷	TBU
非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、さらにSRV再閉鎖により原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉が低圧で炉心損傷	TBP
過渡事象又はLOCA発生後の原子炉格納容器からの熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失 (TW)
過渡事象又はLOCA発生後の原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失 (TC)
インターフェイスシステムLOCA発生後の破断箇所隔離失敗	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

サポート系が一部故障している場合の評価

サポート系が一部故障した場合にフロントライン系へ与える影響について、以下に例示する。

1. サポート系の一部故障により機能喪失する例（第1図）

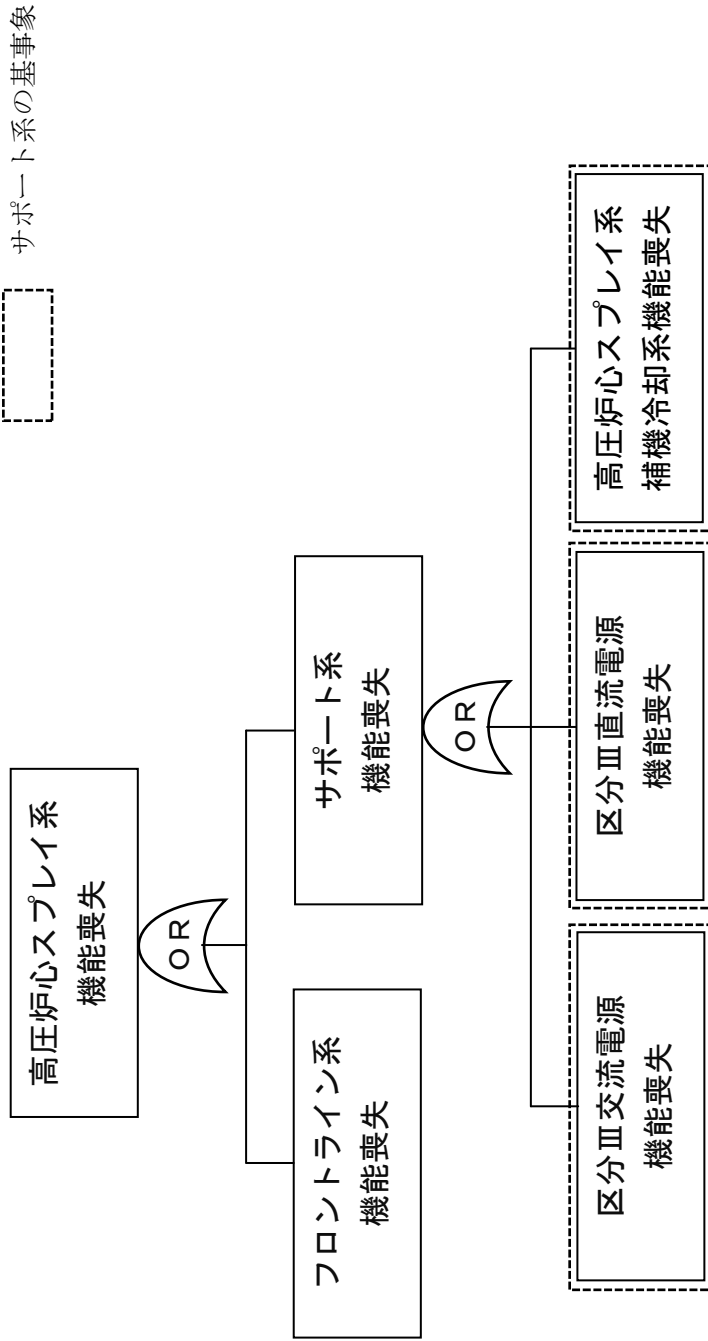
高圧炉心スプレイ系の機能喪失に係るフォールトツリーを第1図に示す。高圧炉心スプレイ系の動作にはサポート系として、駆動用電源の区分Ⅲ交流電源，制御用電源の区分Ⅲ直流電源，高圧炉心スプレイ系補機冷却系を必要とする。

高圧炉心スプレイ系は，これらのうちが1つでも機能喪失すると高圧炉心スプレイ系機能喪失となる。

2. サポート系の一部故障により機能喪失しない例（第2図）

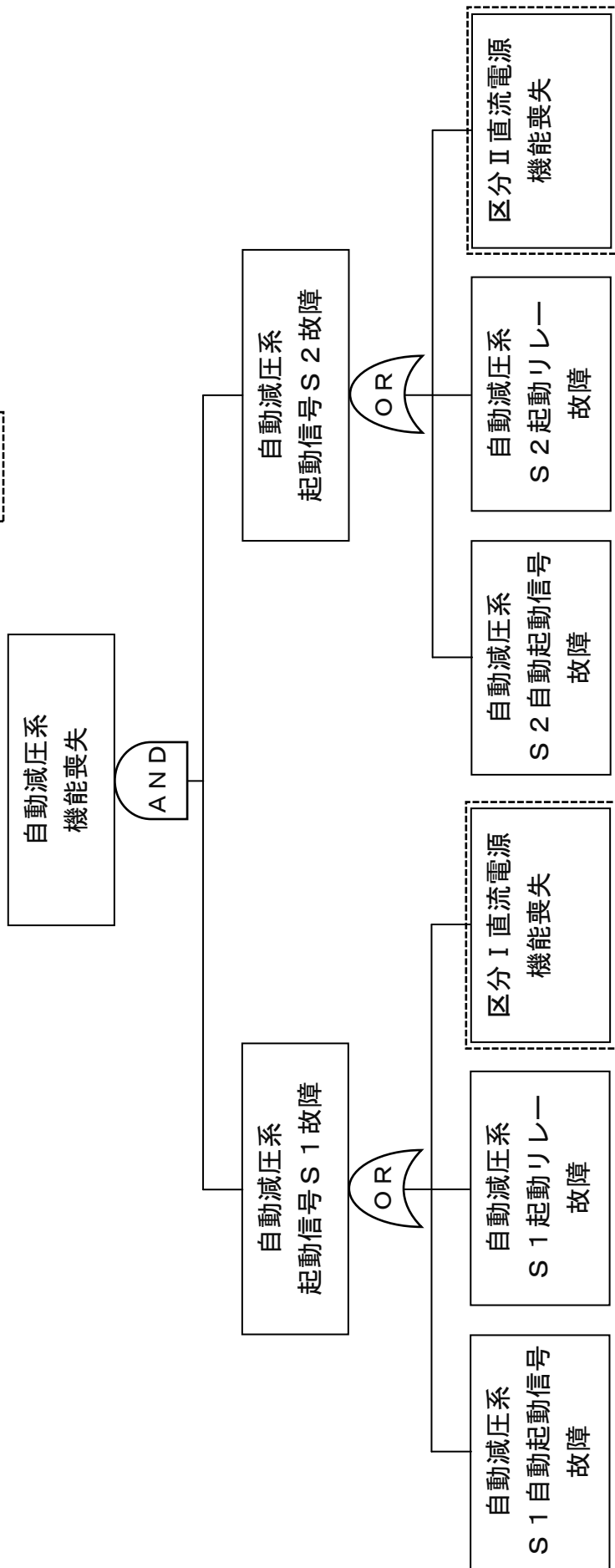
自動減圧系の機能喪失に係るフォールトツリーを第2図に示す。第2図に示すとおり，自動減圧系の動作にはサポート系として，区分Ⅰ直流電源（自動減圧系S1信号用電源），区分Ⅱ直流電源（自動減圧系S2信号用電源）のいずれかの電源を必要とする。

したがって，自動減圧系の直流電源の両区分が機能喪失した場合には自動減圧系が機能喪失するが，いずれか一方が機能維持していれば動作可能である。



第1図 高圧炉心スプレイ系フォールトツリーの概要図

サポート系の基事象



第 2 図 自動減圧系フオールトリップの概要図

スクラム系（機械系）における原子炉停止失敗の定義

今回のPRAでは、スクラム（機械系）故障の定義を「原子炉を未臨界状態にできないこと」としている。そのため、制御棒挿入の失敗については、隣接4本（4本直列を除く）の制御棒の挿入に失敗すると未臨界を確保できないという評価に基づき、隣接する4本以上の制御棒の挿入に失敗する確率としている。隣接4本の制御棒挿入失敗確率について以下に示す。

1. 制御棒1本当たりの故障確率

制御棒の挿入失敗確率は、 6.5×10^{-9} （/時間）であり、2週間ごとに実施される制御棒挿入引抜試験により機能確認されるため、制御棒1本当たりの故障確率 P_{CRD} は以下となる。

$$\begin{aligned} P_{CRD} &= \text{制御棒挿入失敗確率} \times \text{試験間隔} / 2 \\ &= 6.5 \times 10^{-9} \text{（/時間）} \times 336 \text{（時間）} / 2 \\ &= 1.1 \times 10^{-6} \text{（/要求時）} \end{aligned}$$

2. 共通原因故障

共通原因故障率に関しては、WASH-1400の制御棒共通原因故障確率推定に用いられた考えを基に、故障のうち10%が共通原因故障に関連するものとする。そのうちの10%が解析対象とする共通原因故障であるとする。これにより、 β 値は0.01となる。高次の共通原因故障ファクタについては、NUREG/CR-4550で使用されている以下の式を用いる。

$$\beta_i = (1 + \beta_{i-1}) / 2$$

上記の式により、 $\beta_2=0.01$ 、 $\beta_3=0.51$ 、 $\beta_4=0.75$ となる。よって、制御棒4本挿入失敗の共通原因故障ファクタは、以下の値となる。

$$\begin{aligned} \prod_{i=2}^4 \beta_i &= \beta_2 \times \beta_3 \times \beta_4 \\ &= 0.01 \times 0.51 \times 0.75 \\ &= 3.8 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

3. β ファクタ補正係数

特定の制御棒1本挿入失敗時における制御棒4本の挿入失敗確率は、島根原子力発電所2号炉の137本の制御棒のうちその特定の1本を除く、 $(137-1)$ 本の制御棒のうち、制御棒 $(4-1)$ 本の組合せ ${}_{137-1}C_{4-1}$ 通りとなる。制御棒4本の挿入失敗の全組合せが ${}_{137}C_4$ 通りあるため、 β ファクタ補正係数は以下の式になる。

$$\beta \text{ファクタ補正係数} = {}_{137}C_4 / {}_{137-1}C_{4-1}$$

4. 隣接4本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数

隣接4本制御棒挿入失敗の組合せは、核・熱的に厳しいL字型隣接制御棒の組合せに着目し、その他の隣接制御棒の組合せは出力の点で問題ないため除外すると、第1図に示すように1本あたり17通りになる。島根原子力発電所2号炉の制御棒本数137本に対し、 $137 \times 17 = 2,329$ 通りとなる。

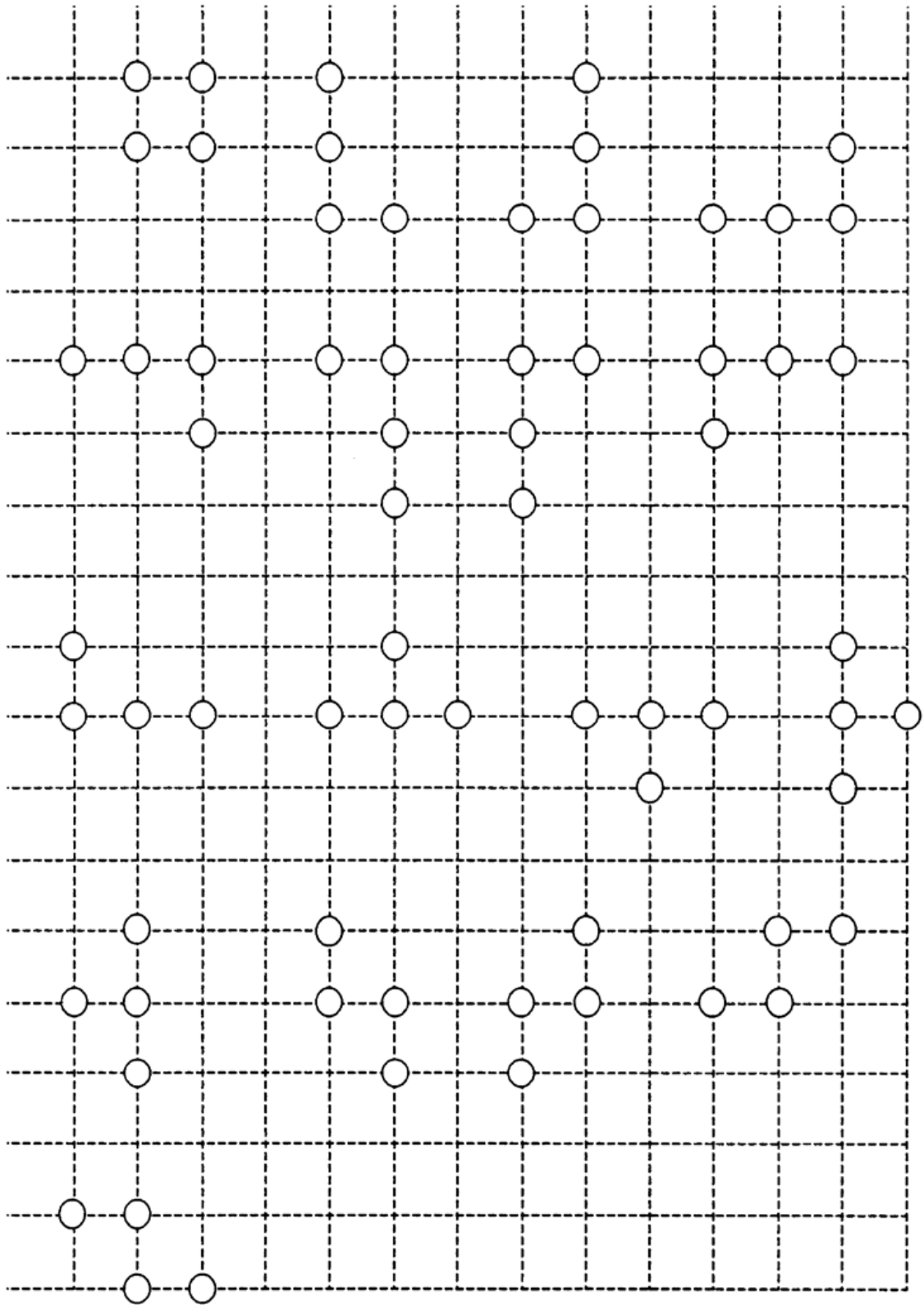
制御棒4本挿入失敗の全組合せは ${}_{137}C_4$ 通りあるため、隣接4本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数は以下の値となる。

$$\begin{aligned} C_4 &= \text{隣接4本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数} \\ &= \text{隣接4本制御棒挿入失敗の組合せの割合} \times \beta \text{ファクタ補正係数} \\ &= (2,329 / {}_{137}C_4) \times ({}_{137}C_4 / {}_{137-1}C_{4-1}) \\ &= 2,329 / {}_{137-1}C_{4-1} \\ &= 2,329 / 410,040 \\ &= 6.0 \times 10^{-3} \text{ (切上げ)} \end{aligned}$$

5. 隣接制御棒4本挿入失敗確率

隣接4本制御棒挿入失敗確率は以下の値になる。

$$\begin{aligned} P_{4\text{CCF}} &= \text{隣接4本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数} \times \text{制御棒4本挿入失敗の共通原因故障ファクタ} \times \text{制御棒1本当たりの故障確率} \\ &= C_4 \times \prod_{i=2}^4 \beta_i \times P_{\text{CRD}} \\ &= 6.0 \times 10^{-3} \times 3.8 \times 10^{-3} \times 1.1 \times 10^{-6} \\ &= 2.5 \times 10^{-11} \text{ (／要求時)} \end{aligned}$$



第1図 隣接制御棒4本のパターン (17通り)

フォールトツリーの作成における仮定について

フォールトツリーは、設定された成功基準を基に頂上事象を明確にし、系統の機能喪失に至る原因を組み合わせることによって作成する。

フォールトツリー作成に当たっての主な仮定を以下に示す。

- P & I D等を用いて、系統のバウンダリを明確にする。
- 口径比が $1/4$ ※以下のラインへの流出喪失は考慮しない。
- 個別の機器のバウンダリは、国内で一般的に使用されている定義を用いた。
- 配管の閉塞を考慮するが、配管及び弁の破損によるリークは考慮しない。
- 系統自動起動のバックアップ操作は考慮しない。
- ポンプ室空調機を必要とする。(フォールトツリーにおいて評価)

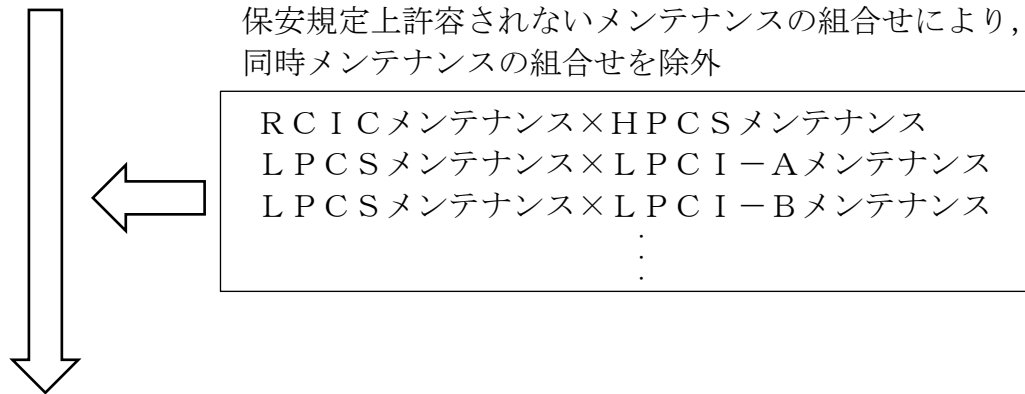
※ 流出流量は十分に小さく、機能喪失には至らないと考えられる口径比($1/4$ 以下(口径面積比は $1/16$ 以下))を設定している。なお、NUREG/CR-6850にはスクリーニング基準の例として流路面積比 $1/10$ の記載がある。

保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を
評価上除外するモデル化方法について

緩和設備のフォールトツリーでは、メンテナンスによる待機除外確率をモデル化しているため、事故シーケンスの定量化の際、保安規定上許容されない複数の緩和設備を同時に待機除外にする組合せのカットセットが含まれることになる。そのため、PRAの計算において、禁止している同時メンテナンスの組合せをカットセットの組合せから除外する処理をWinNUPRAにて実施している。同時メンテナンスを除外する処理の概念図を第1図に示す。

フォールトツリーから求めるカットセットの組合せ

非隔離事象×水位トランスミッタ×HP SWポンプ
非隔離事象×水位トランスミッタ×HPCW/HPSWメンテナンス
外部電源喪失×水位トランスミッタ×DG-H
⋮
非隔離事象×RCICメンテナンス×HPCSメンテナンス×RHR-Aポンプ×RHR-Bポンプ
⋮



保安規定上許容されない同時メンテナンスについては運用上実施されず、プラントの状態として存在しないため、それらを除外したカットセットが最終的な出力結果となる

非隔離事象×水位トランスミッタ×HP SWポンプ
非隔離事象×水位トランスミッタ×HPCW/HPSWメンテナンス
外部電源喪失×水位トランスミッタ×DG-H
⋮

第1図 同時メンテナンスを除外する処理の概念図

非常用ディーゼル発電機の故障率について

島根原子力発電所 2 号炉の適合性審査の P R A における機器故障率データは、広く議論され認知されたものである国内故障率データを使用している。非常用ディーゼル発電機の機器故障率データに係る次の項目について分析し、その結果を踏まえて感度解析を実施し、その影響を確認した。

- ・非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて
- ・プレコンディショニング実施状況について

1. 非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて

機器故障率データについて、近年の非常用ディーゼル発電機トラブル状況の影響及び国内故障率データと米国故障率データとの差異について以下のとおり確認した。

(1) 近年の非常用ディーゼル発電機トラブル状況の影響について

2018 年 7 月に設立された「原子力エネルギー協議会」(Atomic Energy Association 英語略号: A T E N A) から発行された技術レポート^[1]には、非常用ディーゼル発電機に係るトラブル等情報の調査分析、課題の検討及び改善策が取りまとめられている。この非常用ディーゼル発電機不具合事象の傾向分析にて、2003 年 4 月から 2019 年 2 月までの傾向を分析しており、非常用ディーゼル発電機関連の事象発生件数の傾向は福島第一原子力発電所事故の影響で国内原子力発電所が順次長期停止に入った 2011 年度以降において法令報告事象は数件程度で推移し、2016 年度以降は事故前と同水準の件数で推移しており、結果として、法令報告事象全体の件数から見た非常用ディーゼル発電機関連の法令報告事象の件数の割合が高くなっているとしている(第 1 図)。

非常用ディーゼル発電機故障の年度ごとの発生件数は、2007 年度にはピークが見られ前後の年度で発生した事象の件数と比較して多くなっているといった、若干のばらつきがあるが、おおむね回帰直線の上に乗っているため、故障率の観点では各年度でおおむね同様の傾向を示しているとされている(第 2 図及び第 3 図)。

(2) 米国故障率データ

米国では、原子力発電運転協会 (I N P O) が管理する保守規則, M S P I 及び R O P 等をサポートするデータベースを基に, N R C が米国故障率データを公表している。

国内故障率データと米国故障率データにおける非常用ディーゼル発電機故障率(起動失敗)は第 1 表のとおりであり、定期試験等の際に機器が供用中と同じ状態であることが推奨されている米国^{[2][3]}の非常用ディーゼル発電機故障率は、国内故障率データに対して約 2 倍となっている。なお、継続運転失敗については、米国故障率データが起動に失敗したデータと起動成功後に

故障したデータを区別して計算しているのに対し、国内故障率データではこれらを区別せずに計算しており、同等の比較対象とならないと考えられる。

2. プレコンディショニング実施状況について

(1) 島根原子力発電所2号炉における非常用ディーゼル発電機に係るプレコンディショニングの実施状況

島根原子力発電所2号炉では、非常用ディーゼル発電機の定期試験及び定期事業者検査において、起動前のプレコンディショニングを実施している。

(2) プレコンディショニング中に発生した故障の扱い

プレコンディショニング中に発生した故障事象は、故障の判定基準上、故障として扱われる仕組みになっており、実際、島根原子力発電所2号炉においてもプレコンディショニング中に生じた不具合事象が故障として収集され、原子力発電所信頼性データシステムに登録されている。具体的な事例を第2表に示す。

なお、定期検査時の分解点検において故障を発見した時でも供用中に発生していた場合は、故障が発見された時点に起動又は作動要求があったものとして故障事象として収集している。

(3) 島根原子力発電所2号炉における非常用ディーゼル発電機のプレコンディショニングと故障率について

上記のとおり島根原子力発電所2号炉では非常用ディーゼル発電機の起動前にプレコンディショニングを実施しているが、国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も計上されるようになっている。また、島根原子力発電所2号炉の非常用ディーゼル発電機故障実績について、国内故障率データによる非常用ディーゼル発電機の 1.5×10^{-3} (回/デマンド) を島根原子力発電所2号炉の故障実績でベイズ更新した場合、故障率は 1.8×10^{-3} (回/デマンド) となり約1.2倍の値となる。

3. 内部事象レベル1 P R Aに対する非常用ディーゼル発電機故障率の影響について

「1. 非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて」に示すように、米国故障率データは国内故障率データに対して約2倍となっている。そこで、島根原子力発電所2号炉の内部事象レベル1 P R Aについて非常用ディーゼル発電機故障率を2倍にした場合の影響を確認するとともに、重要事故シーケンス選定への影響を確認した。非常用ディーゼル発電機故障率を2倍とした場合の事故シーケンス別の炉心損傷頻度を第3表及び第4図に示す。

(1) 内部事象運転時レベル1 P R Aの炉心損傷頻度への影響について

- 内部事象運転時レベル1 P R Aの炉心損傷頻度 (6.2×10^{-6} / 炉年) は、非常用ディーゼル発電機故障率を2倍にしても約11%の増加 (約 6.9×10^{-6} / 炉年) にとどまった。

- ・ 非常用ディーゼル発電機故障率に対して、事故シーケンスグループ別では、全交流動力電源喪失の増加割合が最も大きく、炉心損傷頻度が約4倍となった。その他の事故シーケンスグループにおいても炉心損傷頻度が若干増加する結果となった。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する非常用ディーゼル発電機故障率の影響について以下に示す。

事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」、「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」及び「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却失敗」の炉心損傷頻度が約4倍となった。これらの事故シーケンスについて、全交流動力電源喪失に至る主な要因は「非常用ディーゼル発電機（A）,（B）の共通原因故障」及び高圧炉心スプレイ系失敗要因としての「非常用ディーゼル発電機（H）の故障」であり、非常用ディーゼル発電機の故障率をそれぞれ2倍としたことで、これらの主要な要因の発生確率が高くなり、炉心損傷頻度が増加した。

次に、事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源（区分1, 2）喪失+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」の炉心損傷頻度が約2倍となった。本事故シーケンスでは、直流電源喪失（蓄電池（A）・（B）の機能喪失）により非常用ディーゼル発電機（A）,（B）が起動不可能となるため、非常用ディーゼル発電機（A）,（B）の故障は本事故シーケンスの炉心損傷頻度に影響しない。高圧炉心スプレイ系について、外部電源喪失状態での高圧炉心スプレイ系失敗の主な要因は「非常用ディーゼル発電機（H）の故障」である。非常用ディーゼル発電機の故障率を2倍とした影響が「非常用ディーゼル発電機（H）の故障」に対してのみ影響したため、炉心損傷頻度の増分は全交流動力電源喪失の他の事故シーケンスとは異なり約2倍にとどまる結果となった。

(2) 重要事故シーケンスの選定への影響について

第3表に示すとおり、非常用ディーゼル発電機故障率に対して、大きな感度を有する事故シーケンスグループは全交流動力電源喪失であり、それ以外の事故シーケンスグループについては感度が小さいことを確認した。以上を踏まえ、これらの感度を有する事故シーケンスグループについて、重要事故シーケンス選定に対する影響を整理した。

【全交流動力電源喪失】

本事故シーケンスグループでは、機能喪失の状況が異なる4つの事故シーケンスすべてを重要事故シーケンスとして選定していることから、重要事故シーケンス選定上の影響はない。

【その他の事故シーケンスグループ】

その他の事故シーケンスグループでは、余裕時間、設備容量、代表性の観点で重要事故シーケンスを選定しているが、各事故シーケンスにおける炉心損傷頻度の増加は小さく、また、相対的な大小関係は変わらないため、重要

事故シーケンス選定上の影響はない。

4. まとめ

近年の非常用ディーゼル発電機のトラブル状況についてはATENAの技術レポートにより、故障率の観点では各年度でおおむね同様の傾向を示しており、近年を対象として算出された故障率は米国で公開されている同故障率とおおむね同等であることを確認した。島根原子力発電所2号炉では非常用ディーゼル発電機のプレコンディショニングを実施しているが、国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も計上されるようになっていたことを確認し、また国内故障率データに島根原子力発電所2号炉の非常用ディーゼル発電機故障実績1件を反映した場合の故障率への影響についても確認した。また、島根原子力発電所2号炉の内部事象レベル1 P R A及び重要事故シーケンス選定について、国内故障率データと米国故障率データにおける非常用ディーゼル発電機故障率の差異が約2倍であることを踏まえ、非常用ディーゼル発電機故障率を2倍にした感度解析を実施し、影響がないことを確認した。

参考文献

- [1] 「ATENA 19-ME01 (Rev.1) 国内原子力発電所における非常用ディーゼル発電機不具合の傾向と改善策について」原子力エネルギー協議会 2019年11月
- [2] NRC Information Notice 97-16, Preconditioning of Plant Structures, Systems, and Components before ASME Code Inservice Testing or Technical Specification Surveillance Testing , April 4, 1997.
- [3] NRC Inspection Manual, PART 9900: Technical Guidance, Maintenance - Preconditioning of Structures, Systems, and Components before Determining Operability.
- [4] 「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」有限責任中間法人 日本原子力技術協会 2009年5月
- [5] NRC, “Component Reliability Data Sheets 2015 Update”

以上

第1表 非常用ディーゼル発電機故障率の比較

機器故障率データ	国内故障率データ (一般機器故障率) [4]	Component Reliability Data Sheet 2015[5]
非常用DG故障率 (回/デマンド)	1.5E-03	2.9E-03

第2表 プレコンディショニング中の故障の取り扱い事例

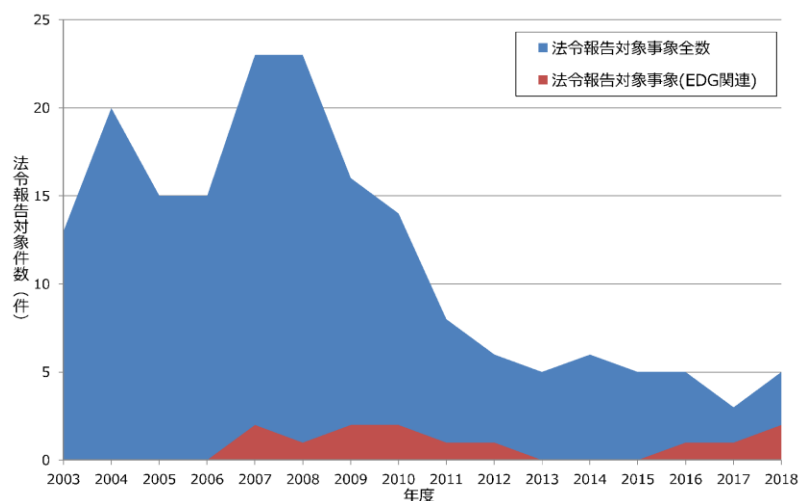
NUCIA 通番「8876」	
プラント	島根原子力発電所2号炉
件名	2号機A-ディーゼル機関L-1シリンダからの漏水
事象概要	定格電気出力運転中の5月11日定期試験であるA-DEG発電機手動駆動試験準備でターニングを実施した際、L-1シリンダより漏水を確認したため試験を中止し、A-DEG機関を一旦待機除外にして、翌日、点検を行った。その後、手動起動試験を実施し、漏水がないことを確認した。数日後、ターニング、エアランニングを実施した際に、再度霧状の漏水が認められたため、再度、待機除外にしてL-1シリンダ給気弁のパッキンを修理した。
NUCIA 通番「10689」	
プラント	志賀原子力発電所2号炉
件名	志賀原子力発電所2号機の手動停止について
事象概要	志賀原子力発電所2号機は、第2回定期検査中の定格電気出力1206MWeで調整運転中のところ、平成21年11月12日、非常用ディーゼル発電設備A号機の定例試験としてターニングを開始したところ、16時03分にディーゼル機関のB列No.3シリンダのインジケータ弁から潤滑油約100ccが漏れ出したため、試験を中止することとし、同日16時43分に志賀原子力発電所原子炉施設保安規定に定める運転上の制限を満足していないと判断した。

第3表 非常用ディーゼル発電機故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度

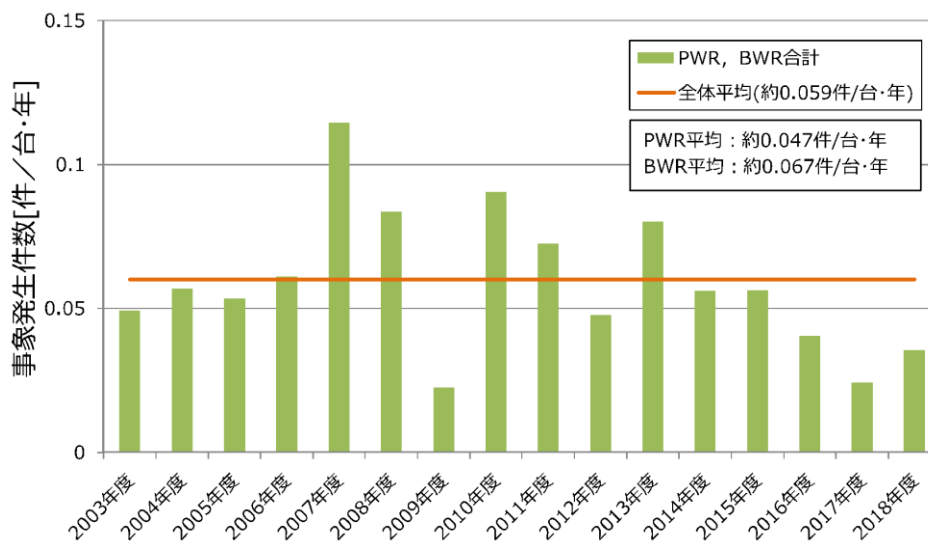
事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度		
		①ベースケース	②感度解析 (DG故障率2倍)	②/①
1	高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.5E-09	1.1
2	高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	5.3E-09	1.0
3	全交流動力電源喪失	2.7E-09	1.1E-08	4.0
4	崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.8E-06	1.1
5	原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10	1.0
6	LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	4.5E-13	1.0
7	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	3.3E-09	1.0
合計		6.2E-06	6.8E-06	1.1

第4表 非常用ディーゼル発電機故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度
(事故シーケンス別)

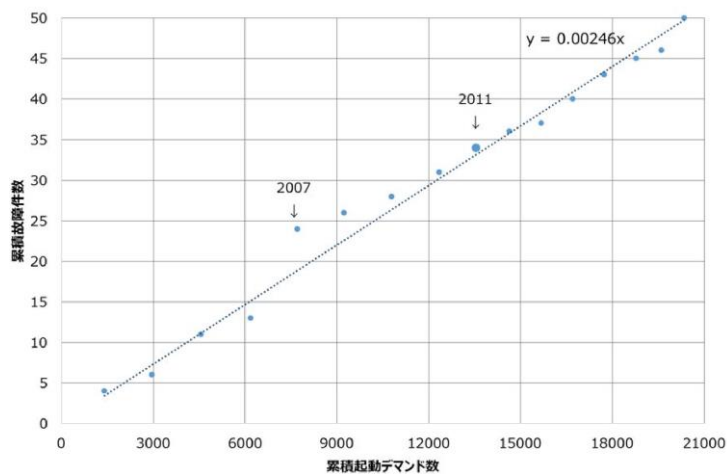
事故シーケンス グループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度		
		①ベース ケース	②感度解析 (DG故障率2倍)	②/①
1 高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.0E-09	3.3E-09	1.1
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	3.4E-11	3.6E-11	1.0
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	4.7E-13	4.9E-13	1.0
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	1.5E-13	4.7E-13	3.2
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.3E-10	2.3E-10	1.0
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	4.0E-12	4.0E-12	1.0
2 高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	4.0E-09	4.2E-09	1.1
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	5.7E-13	5.8E-13	1.0
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	1.1E-09	1.1E-09	1.0
3 全交流動力 電源喪失	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	2.7E-09	1.1E-08	4.0
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	8.2E-12	3.2E-11	3.9
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗	1.2E-11	4.5E-11	3.8
	外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	3.8E-12	6.8E-12	1.8
4 崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗	4.5E-06	4.6E-06	1.0
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.7E-11	1.9E-11	1.1
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗	3.3E-08	3.3E-08	1.0
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	3.6E-11	3.8E-11	1.0
	手動停止+崩壊熱除去失敗	1.2E-08	1.7E-08	1.5
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.1E-14	1.1E-14	1.0
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗	3.1E-11	4.5E-11	1.5
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	1.7E-14	1.9E-14	1.1
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	1.2E-06	1.2E-06	1.0
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.4E-10	1.4E-10	1.0
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗	3.8E-09	3.8E-09	1.0
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	3.7E-12	3.7E-12	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	5.4E-09	5.4E-09	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.1E-14	3.1E-14	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	3.6E-09	3.6E-09	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.8E-12	3.8E-12	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	3.6E-10	3.6E-10	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.7E-13	3.7E-13	1.0
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗	4.4E-07	1.0E-06	2.3
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗	1.3E-09	3.0E-09	2.3
外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗	6.3E-10	6.3E-10	1.0	
5 原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	6.4E-10	6.4E-10	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+原子炉停止失敗	8.7E-13	8.7E-13	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+原子炉停止失敗	5.8E-13	5.8E-13	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+原子炉停止失敗	5.8E-14	5.8E-14	1.0
6 LOCA時注水 機能喪失	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.8E-15	2.8E-15	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	5.7E-15	5.7E-15	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.5E-13	3.6E-13	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	3.9E-14	3.9E-14	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.4E-14	3.5E-14	1.0
7 格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA)	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	3.3E-09	1.0
合計		6.2E-06	6.8E-06	1.1



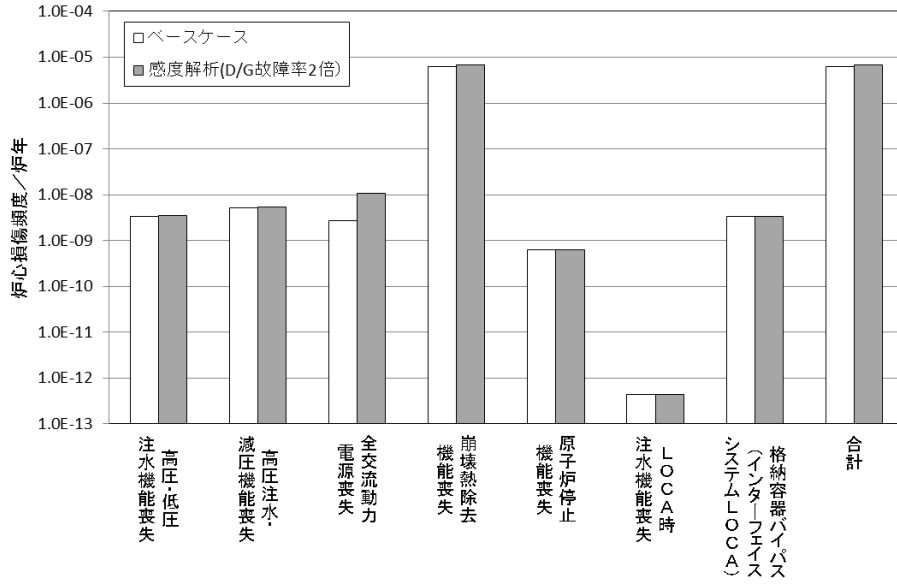
第1図 法令報告事象の発生推移^[1]



第2図 事象発生年度別推移 (1台あたり) ^[1]



第3図 累積起動デマンド数に対する累積故障件数の傾向^[1]



第4図 非常用ディーゼル発電機故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度

故障率データが整備されていない機器の故障率の扱い

フォールトツリー解析の対象としている基事象のうち、機器故障に関するものについては、機器故障率を入力する必要がある。

平成4年AM計画当時のPRAにおいては、海外故障率を採用していたが、その後の国内原子力発電所における機器故障率データの整備状況を踏まえ、今回のPRAにおいては、原子力安全推進協会（JANSI）の国内故障率データを引用している。

ここで、以下に示す機種については、国内故障率データに該当するデータがないことから、国内原子力発電所において調達・保守管理が行われている別の機種の故障率を代用している。代用している機器ごとの代用品選定の考え方を第1表に示す。

① 復水器機能喪失 → 熱交換器伝熱管破損

伝熱管による熱交換部分を有するという機器構造の類似性（第1図）や、伝熱管の損傷という代表的な故障モードの類似性、また定期的に開放点検を行い必要に応じ伝熱管に施栓を行うなどの保守の類似性から、熱交換器の故障率を代用している。

② 圧縮機起動失敗・継続運転失敗 → ファン/ブロワ起動失敗・継続運転失敗

気体を圧送するという機能の類似性、動的な回転部分を有するという機器構造の類似性、起動失敗・継続運転の失敗といった故障モード、また定期的に分解点検を行うなどの保守の類似性から、ファン/ブロワの故障率を代用している。

③ 中性子束検出器機能喪失 → 放射線検出器機能喪失

放射線を電流に変換してその大きさを測定するという測定原理や機器構造の類似性、断線などの故障モードの類似性、定期的に機能確認を行うという保守の類似性から、放射線検出器の故障率を代用させている。

④ 制御弁（流量調整弁等）故障 → 空気作動弁作動失敗

圧縮空気を駆動源として弁を動かすという機能の類似性、弁体上部に駆動部を有するという構造の類似性（第2図）、定期的に分解点検を行うなどの保守の類似性から空気作動弁の故障率を代用している。

本評価において、国内故障率データ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。調査結果を第2表に示す。

圧縮機の故障率について、他のデータベースと今回代用した国内故障率データのファン/ブロワの故障率を比較すると、 $10^1 \sim 10^3$ 倍程度他のデータベースの方が高い値を示している。データベース間の傾向を確認する観点から、ファン/ブロワの故障率について、他のデータベースと比較すると、 $10^1 \sim 10^2$ 倍程度他のデータベースの方が高い値を示している。

同じ機器（ファン/ブロワ）で比較しても他のデータベースの方が高い傾向があることから、圧縮機のみ他のデータベースの値を採用することは、全体的なリスクの傾向を把握するうえでバランスを欠いた評価となるおそれがあり、適切ではないと考えられる。

なお、国内故障率データに該当するデータがない機器については、データの整備が今後の課題である。現在、原子力安全推進協会（JANSI）にて、当該データの整備に関する取り組みが検討されていることから、本取り組みによるデータが得られた際には、その活用を検討する。

第1表 代用している機器ごとの代用品選定の考え方

データのない機種	故障モード	代用機種	故障モード	選定の考え方
復水器	機能喪失	熱交換器	伝熱管破損	<ul style="list-style-type: none"> • 機器構造の類似性 • 故障モード（伝熱管の腐食）の類似性
圧縮機	起動失敗 継続運転失敗	ファン/ブロワ	起動失敗 継続運転失敗	<ul style="list-style-type: none"> • 機器構造（特に気体を圧送する動的な回転機器として）の類似性 • 故障モードの類似性
中性子束検出器	機能喪失	放射線検出器	不動作	<ul style="list-style-type: none"> • 機器構造の類似性 • 故障モード（放射線による劣化）の類似性
制御弁 (流量調整弁等)	故障	空気作動弁	作動失敗	<ul style="list-style-type: none"> • 機器構造（特に駆動部）の類似性 • 故障モードの類似性

第2表 代用している機器に関するデータ調査結果

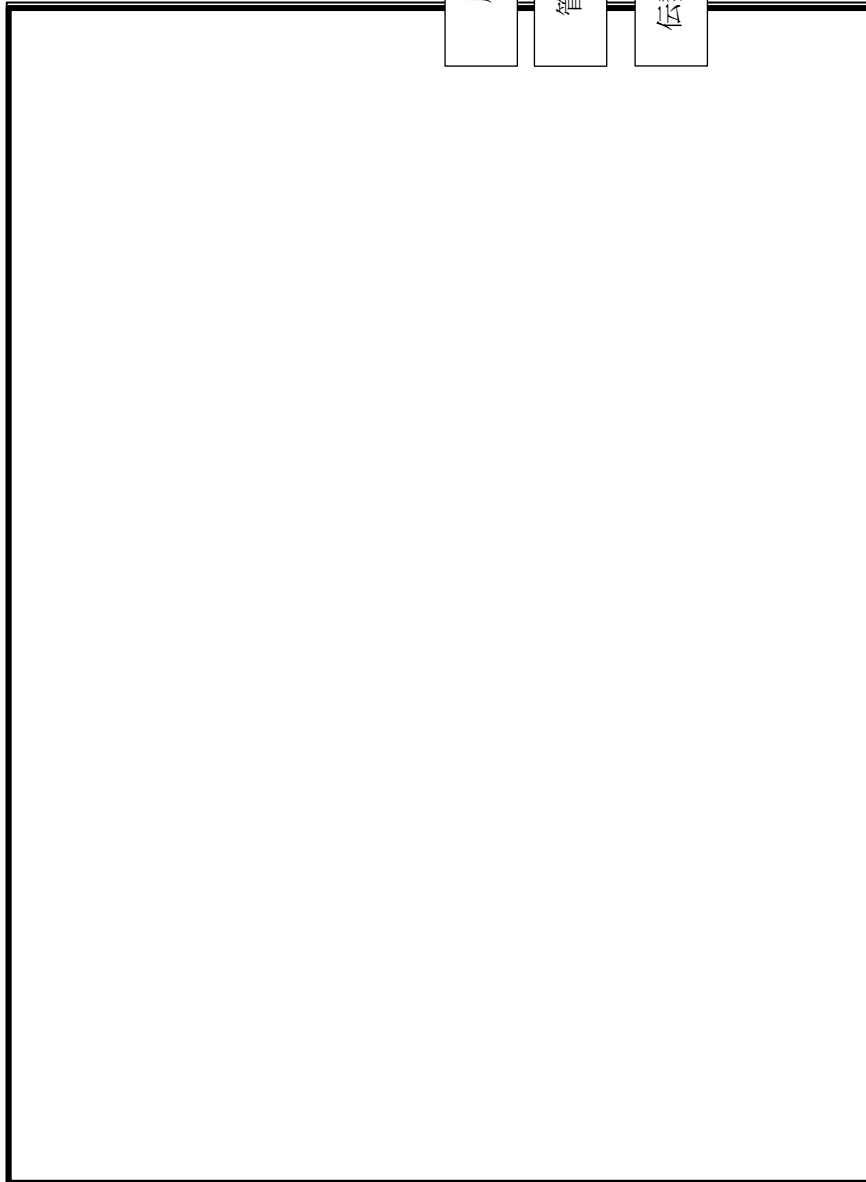
機器 (代用している機器)	IEEE-Std.500 ^{※1} (/時間)	T-Book 6 th edition ^{※2} (/時間)	NUREG/ CR-6928 ^{※3}	国内故障率データ ^{※4} (/時間)
復水器 (熱交換器)	2.5E-05 (3.4E-06)	—	—	— (2.6E-08)
圧縮機 (ファン/ブロワ)	7.6E-05 (2.5E-06)	5.8E-06 (1.1E-06)	1.3E-02/要求時 (1.8E-03/要求時)	— (1.3E-07)
		6.0E-04 (4.4E-06)	9.2E-05/時間 (1.1E-05/時間)	— (6.0E-07)
中性子束検出器 (放射線検出器)	6.0E-06 (1.1E-05)	—	—	— (3.4E-08)
制御弁 (空気作動弁)	5.5E-06 (2.0E-07)	—	—	— (1.1E-07)

※1 IEEE Guide to the Collection and Presentation of Electrical, Electronic, Sensing Component, and mechanical Equipment Reliability Data for Nuclear-Power Generating stations, IEEE Std 500-1984 (Revision of ANSI/IEEE Std 500-1977)

※2 T-Book Reliability Data of Components in Nordic nuclear Power Plants, 6th edition

※3 Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants, NUREG/CR-6928

※4 故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定, 2009年5月有限責任中間法人, 日本原子力技術協会

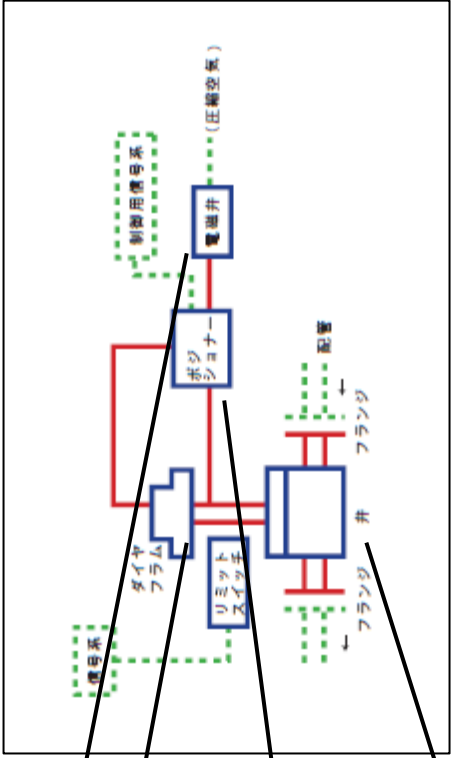
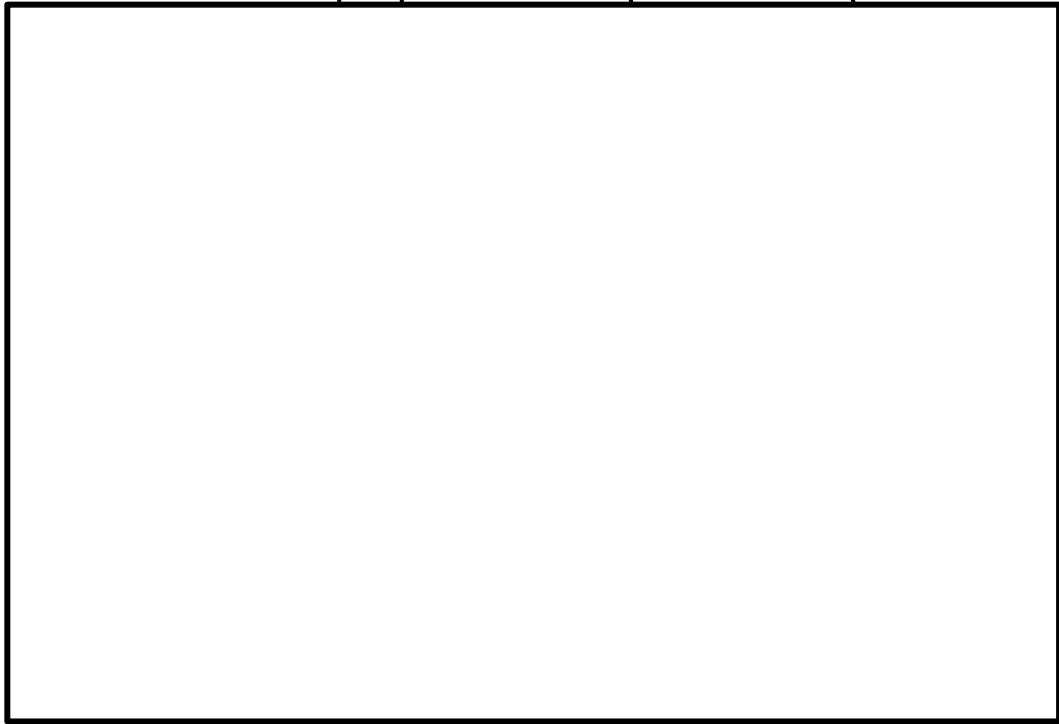


復水器構造図

熱交換器の機器バウンダリ

「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の
機器故障率の算出(1982年度～1997年度16カ年49
基データ 改訂版)」原子力情報センター

第1図 構造の比較 (復水器と熱交換器の例)



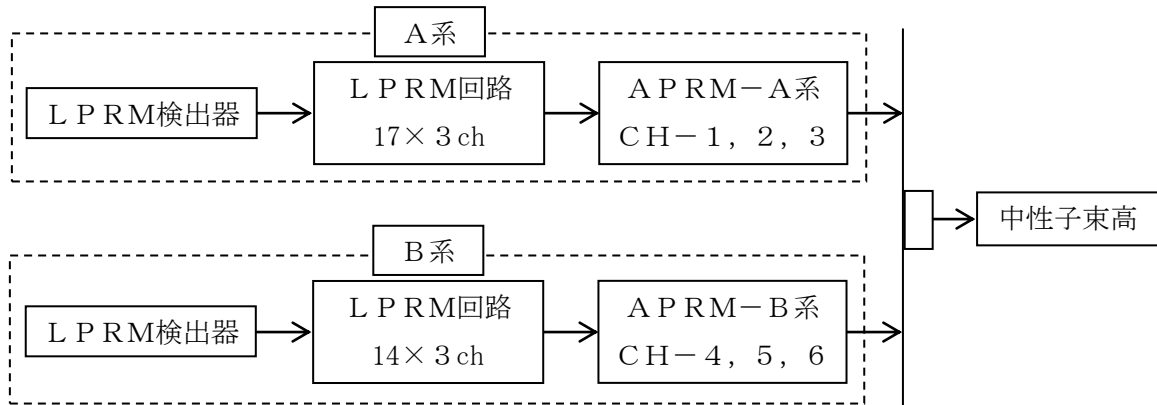
空気作動弁の機器ハウジング

「原子力発電所に関する確率論的安全評価の
 機器故障率の算出(1982年度～1997年度16カ年49
 基データ 改訂版)」原子力情報センター

第2図 構造の比較 (制御弁と空気作動弁の例)

中性子束検出器のモデル化について

原子炉保護系によって原子炉スクラム信号が発せられるが、その信号の一つとして中性子束高スクラム信号があり、下図に示すとおり平均出力領域計装（APRM）より発せられる。



原子炉保護系のフォールトツリーでは、中性子束高スクラム信号に係る失敗要因として、APRMに代表させることでモデル化し、局部出力領域計装（LPRM）まではモデル化していない。

APRMは、CH-1～6の6チャンネルで構成される。各チャンネルに入力されているLPRM信号は、運転員によって日常的に監視されており、LPRMに故障が発生した場合には、運転員によって故障したLPRMをバイパスすることができる。さらに、バイパス可能数を超えるLPRMの故障が発生したとしても、APRMのA系及びB系において1チャンネルのバイパスも可能である。

このため、LPRMの故障が中性子束高スクラム信号に与える影響は小さく、今回のPRAでは中性子束検出器はモデル化していない。

保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較

1. 保守作業による待機除外確率

保守作業による待機除外確率は、系統ごとに機器を選定し、下記の式を用いて評価している。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

λ_{mui} : 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 (保守頻度)

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間

(1) 機器の保守頻度について

機器の保守頻度 λ_{mui} については、NUREG/CR-2815を参考に、機器故障率の10倍を用いる。この理由は、機器の故障 (機能喪失) だけでなく軽微の異常 (例えば、弁の小リークや油漏れ) でもメンテナンスを行うことがあり、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。

(2) 平均修復時間について

故障率の平均修復時間 T_{mui} については、第1表に示す時間を使用している。

(3) 待機除外確率を考慮する機器の考え方

故障率の保守作業による待機除外確率は、系統ごとに算出している。待機除外確率の計算に考慮する機器は、PRAモデルにおいて考慮した機器のうち、定例試験にて不具合が発見される可能性のある機器を対象としている。以下の場合には対象から除外した。

- ・プラント運転中の試験にて軽微な異常を検出できない機器 (定例試験での確認対象として明確になっていない機器)
- ・該当する機器の故障モードのうち、他の故障モードと比較して故障率が小さいもの (故障率が大きい故障モードを10倍していることで評価の保守性は保たれると判断)

2. 待機除外を評価するうえで対象とした機器

(1) 機器の選定方法

待機除外確率 (メンテナンスによる使用不能確率) を求める際に考慮する機器は以下の方法により選定した。

- ・定期試験要領書において、定期試験を実施しているポンプ、電動弁及び試験可能逆止弁等の試験手順を確認して、対象機器を選定する。なお、プラント運転中の待機除外を前提としているため、原子炉格納容器内の機器及びプラント継続運転を阻害する機器は除く。
- ・開閉試験を実施しない電動弁についても、系統試験を実施する過程で機能

を確認できるものは対象とする。また、開閉試験を実施しない電動弁については駆動部の故障を確認できないため手動弁の機器故障率で計算する。

- ・冗長配備により系統を待機除外することなく修復できる機器は、対象から除く。
- ・安全系の機能に直接的な影響を与えない間接関連系の設備は、対象から除く。

(2) 具体的な例

待機除外確率の算出方法に係る具体的な例として、低圧炉心スプレイ系（第1図）の例を以下に示す。算出結果を第2表に示す。

- ・電動ポンプ

--

- ・電動弁

--

- ・逆止弁

--

- ・試験可能逆止弁

--

- ・手動弁

--

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

[Redacted]

- ・配管／オリフィス

[Redacted]

- ・ファン／ブロアー

[Redacted]

- ・遮断器

[Redacted]

3. 保守作業による待機除外確率の妥当性

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及び国内BWR待機除外データを用いて評価した待機除外確率（以下「国内BWR待機除外確率」という。）を第3表に示す。第3表における国内BWR待機除外確率は、NUC I Aに登録されている1998年～2007年の国内BWRプラント（非常用ディーゼル発電機はPWRを含む。）の系統の待機除外回数，総待機除外時間，延べプラント運転時間から算出されたものである。第3表から，今回のPRAにおける待機除外確率は，国内BWR待機除外確率と同程度となっている。したがって，本評価に用いた待機除外確率は妥当であると考えられる。

4. 非常用ディーゼル発電機の平均修復時間に係る最新のデータについて

電中研報告書において，NUC I Aに登録されている1998～2007年度における国内データから整理された非常用ディーゼル発電機の待機除外データは，延べプラント運転時間（国内PWRとBWRの合計値）2,740,393.4時間に対し，待機除外回数32回，総待機除外時間1,525.1時間とされている。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48時間となり，本評価で用いている平均修復時間20時間の2倍以上となっている。しかし，平均修復時間を48時間に変更して非常用ディーゼル発電機の非信頼度（外部電源喪失時）を計算すると，評価値は [Redacted] から [Redacted] となり， [Redacted] の増加となる。しかしながら，仮に [Redacted] の待機除外確率を用いたとしても，非常用ディーゼル発電機のシステム信頼性（フォールトツリー分析）において，支配的な要因は非常用ディーゼル発電機の機械的故障 [Redacted] であり，待機除外確率を用いている基事象が支配的とはならないことから，今回のPRAの結果に与える影響は小さいと考えられ，シーケンス選定の結果に与える影響はないと考える。

第1表 平均修復時間データ

機器	平均修復時間 (時間)	出典	備考
ポンプ	19	WASH-1400	残留熱除去系等 安全系に対する値
弁	7	WASH-1400	同上
非常用ディーゼル 発電機	20	国内実績	1979年6月から 1986年3月まで のデータに基づく

第2表 低圧炉心スプレイ系の待機除外確率の算出

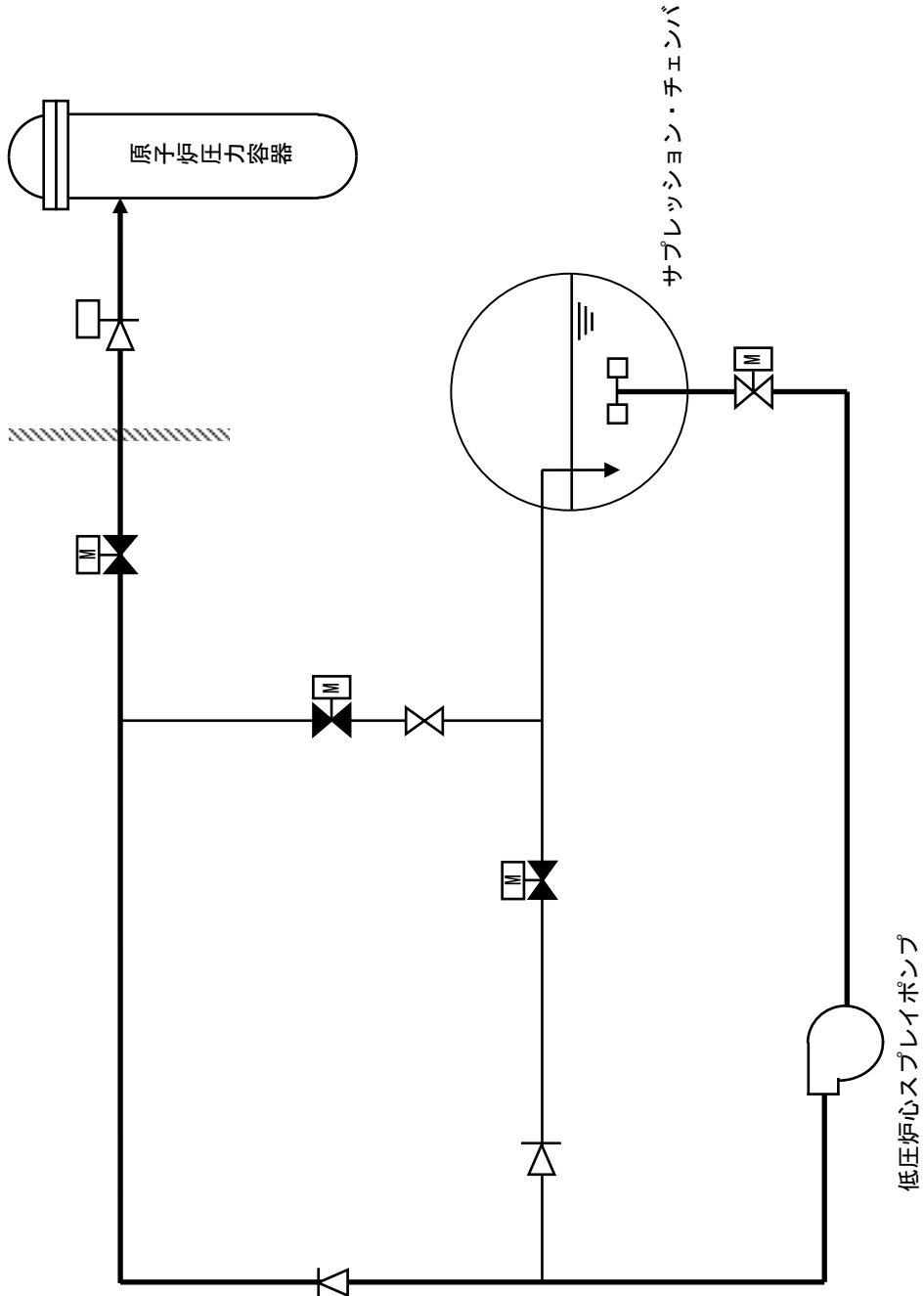
機種	故障モード	故障率λ	平均修復 時間T	機器数	待機除外 確率※
電動ポンプ (非常用待 機, 純水)	起動失敗	1.3E-07			
	継続運転失敗				
電動弁(純水)	作動失敗	4.8E-08			
	誤開又は誤閉	2.5E-09			
	閉塞	9.7E-09			
	外部リーク	2.5E-09			
	内部リーク	4.1E-09			
逆止弁	開失敗	7.1E-09			
	閉失敗	3.4E-08			
	外部リーク	2.8E-09			
	内部リーク	7.1E-09			
手動弁	開閉失敗	8.3E-09			
	閉塞	8.5E-09			
	外部リーク	1.7E-09			
	内部リーク	3.7E-09			
合計					4.3E-05

※：計算式 $10 \times \lambda T \times \text{機器数}$

第3表 保守作業による待機除外確率の比較

系統	今回のPRAにおける 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		5.6E-04
原子炉隔離時冷却系		7.4E-04
低圧炉心スプレイ系		1.5E-04
A/B-残留熱除去系		3.1E-05
C-残留熱除去系		3.8E-05

※「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，財団法人電力中央研究所



第1図 低圧炉心スプレイ系 概略系統図

共通原因故障パラメータを適用している系統

今回のPRAでは、系統の信頼度を基本的にフォールトツリーで評価している。また、今回のPRAでは、共通原因故障をポンプ、弁、計測制御機器等の機器に対して適用している。

残留熱除去系、非常用電源等の多重化された系統をフォールトツリーでモデル化する場合は、上記のポンプや弁等の機器について、基本的に多重化された複数の系統が共通原因故障の要因をもつ同種の機器を用いているものとして、系統間の共通原因故障を適用している。

高圧炉心スプレイ系や原子炉隔離時冷却系等、系統として多重化されていないものについても、起動/停止に係わる信号系の共通原因故障をモデル化している。

このように、基本的にすべての系統について、系統内あるいは系統間のいずれか又は両方で共通原因故障を適用している。各系統において共通原因故障を考慮している機器の例を第1表に示す。

第1表 各系統において共通原因故障を考慮している機器の例

系統又は機能の名称	共通原因故障を考慮している機器の例

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

共通原因故障に関するMGLパラメータ適用の考え方

1. 共通原因故障の同定

システム内において、同一又は異なる区分間で、多重性を持たせるために用いられる機器については、レベル1 P S A学会標準に基づき、(1) 共通原因故障の発生要因、(2) 静的機器及び動的機器の故障モードを考慮し共通原因故障を同定している。各項の説明を以下に示す。

(1) 共通原因故障の発生要因

共通原因故障をモデル化する際には、共通原因故障のモード及び共通原因故障を考慮する機器グループ (Common Cause Component Group : C C C G) ※を第 1 図に示す同定フローに従って設定している。また、これらの設定に際しては第 1 表に照らして、機器の型式、機器の機能及び試験・保守の手順により整理しており、メーカーの相違した機器についても、同様の方法で同定を行う。

なお、今回の P R Aにおいて、共通原因故障の範囲でメーカーの相違する機器は抽出されていない。

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

(2) 静的機器及び動的機器の故障モード

静的機器及び動的機器の故障モードによって、共通原因故障の可能性は異なると考えられる。したがって、これらを区別して共通原因故障の適用性を検討した。

静的機器については、動的な動作要求がないため、複数同時に機能を喪失する可能性は比較的低いと考えられるが、事故シーケンスへの寄与割合が大きい重要な機器として蓄電池を考慮することとした。このほかの静的機器については、



動的機器については、動的故障モードと静的故障モードに区別して検討する。動的故障モードとはポンプの起動失敗、弁の開失敗等であり、静的故障モードとは弁のリーク、閉塞等である。動的機器の故障モードは、共通原因故障の発生する可能性が比較的高いと考えられることから、動的機器の動的故障モードに対しては共通原因故障を考慮する。電動弁の閉塞等、動的機器

の静的故障モードはこれに該当しない。



2. 本評価で用いた共通原因故障パラメータ

共通原因故障をモデル化する機器及び故障モードに適用可能なパラメータを設定する。共通原因故障パラメータとしては、 β ファクタモデル、MGLモデル、 α ファクタモデル、BFRモデルが比較的広く使用されているが、冗長性が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータであるMGLモデルを使用している。

評価に用いたパラメータを第2表に示す。これらのパラメータはNUREG等の文献を基に設定している。

共通原因故障パラメータについては、機器故障と同様に、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。しかし現時点では、国内データに基づいて整備されたものはなく、海外のPRAで使用された実績のある β ファクタ及び γ ファクタを使用して評価している。

また、データ引用の例として、ポンプの β ファクタの算出方法を第3表に示す。



β ファクタを0.039

と算出している。

NUREG/CR-1205は、LERの電動ポンプ共通原因について分析し、共通原因データを求めている。このデータベースでは、ポンプの継続運転のデータは常用ポンプのデータとなり、非常用炉心冷却系のような待機系のポンプに対する継続運転のデータがないため、起動失敗と継続運転失敗の故障モードごとに分析が実施されていない。したがって、起動失敗と継続運転失敗で同じ β 値を使用している。

3. 共通原因故障パラメータの適用における故障モードの考慮

共通原因故障パラメータについて、今回のPRAでは従前より適用実績のある海外文献に基づくデータを用いた。一方で、故障モードごとに共通原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、記載されている共通原因故障パラメータを用いて感度解析を行った。第4表に現状のモデルで使用している共通原因故障パラメータと「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されている共通原因故障パラメータを示す。

感度解析の結果、全炉心損傷頻度は、ベースケースで 6.2×10^{-6} / 炉年、感度解析ケースで 3.2×10^{-6} / 炉年となるが、支配的な事故シーケンスはベースケースと同じく崩壊熱除去機能喪失となった。第 2 図に事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を示す。

支配的な事故シーケンスである崩壊熱除去機能喪失について、除熱機能喪失における上位のカットセットに原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系ポンプの共通原因故障がある。これらのポンプの共通原因故障の割合を示す $\beta \times \gamma \times \delta$ の値を比較すると、ベースケースでは 2.0×10^{-2} 、感度解析ケース（継続運転失敗，CCCG-4）では 2.3×10^{-3} と約 1 / 10 に低下する。この差のために、原子炉補機冷却系 / 原子炉補機海水系ポンプ継続運転失敗共通原因故障の確率が小さくなり、崩壊熱除去機能喪失における炉心損傷頻度が低下した。炉心損傷頻度は、ベースケースのエラーファクタの幅の中に含まれていることから、NUREG / CR-5497 の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」のパラメータを用いた場合は炉心損傷頻度が低下するものの、ベースケースと比較して大きな差はないと考える。

第1表 CCFを考慮する際に参考になる属性

属性	例
機器の型式	電動弁，電動ポンプ，空気作動弁
機器の機能	系統隔離，パラメータの検知
機器の製作者	—
機器の内的環境	温度，圧力，流量
機器の外的環境	温度，湿度，ほこり
機器の運転モード	常時開又は閉，常時作動又は待機
試験・保守の手順	共通原因故障を引き起こす可能性のある試験・保守の手順と特徴

第2表 共通原因故障ファクタ

機器タイプ	β ファクタ	γ ファクタ	出典
ポンプ	3.9E-02	5.2E-01	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁	1.3E-01	5.7E-01	NUREG/CR-1363 Rev. 1
非常用ディーゼル発電機	2.1E-02	—	NUREG/CR-1150
計装/制御機器	8.2E-02	6.7E-01	NUREG/CR-2771
リレー	5.0E-02	1.0E-01	SECY-83-293
蓄電池	8.0E-03	—	NUREG-1150 (NUREG-0666に基づき評価)

第3表 NUREG/CR-1205 table 10

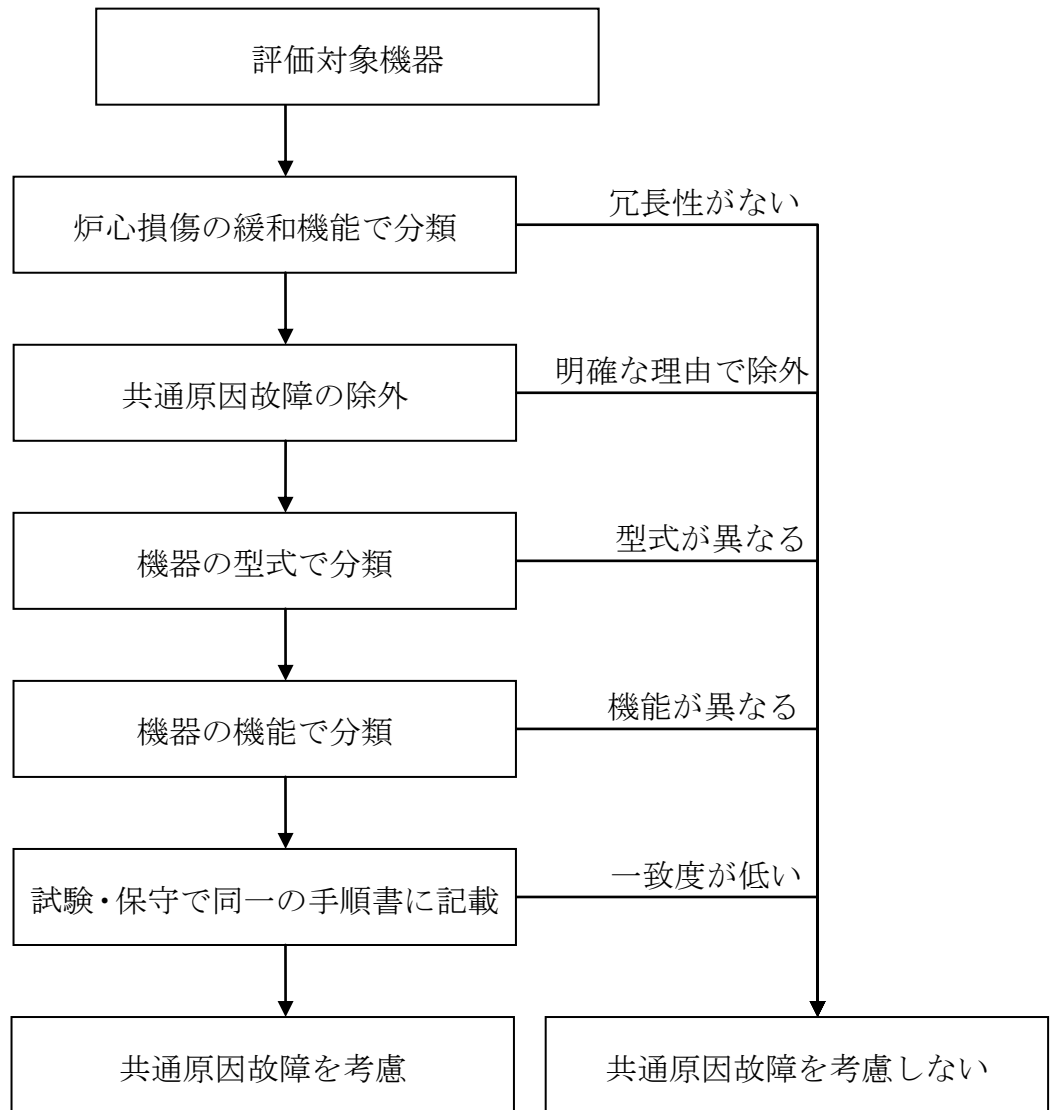
TABLE 10. SUMMARY OF PUMP FAULTS BY TYPE OF EVENT, PUMP CATEGORY, AND PRIME-MOVER

Type of Event	Category												Total	%
	Running		Alternating		Standby						Subtotal			
	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	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	32	106	30	1	26	204	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	

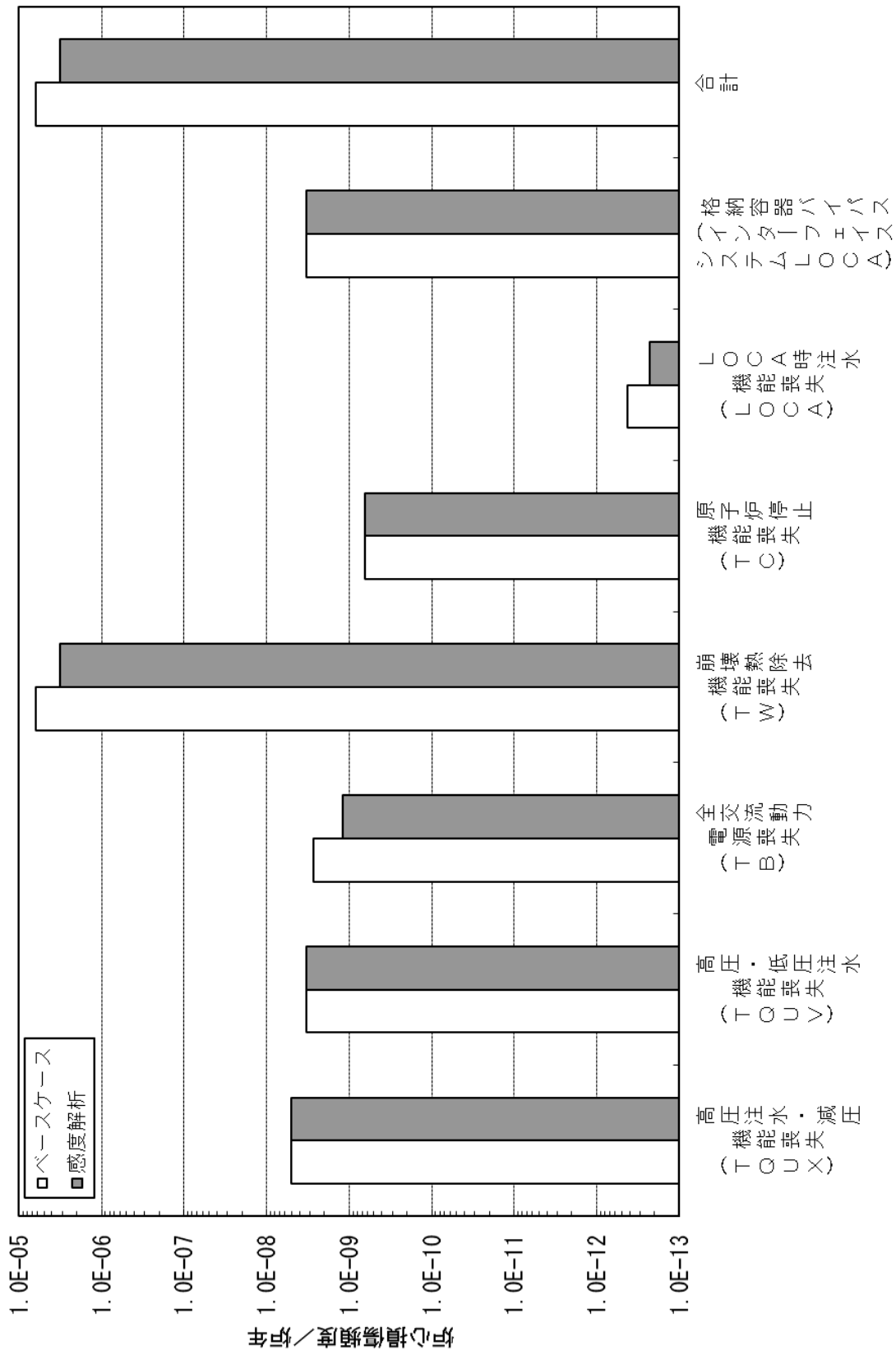
第4表 文献の共通原因故障ファクタ

機器	ファクタ	β	γ	δ
ポンプ	継続運転失敗 C C C G - 2	3.36E-02	—	—
	継続運転失敗 C C C G - 3	4.14E-02	1.83E-01	—
	継続運転失敗 C C C G - 4	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01
	起動失敗 C C C G - 2	2.45E-02	—	—
	起動失敗 C C C G - 3	2.31E-02	4.18E-01	—
	起動失敗 C C C G - 4	2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01
電動弁	開閉失敗 C C C G - 2	9.46E-03	—	—
	開閉失敗 C C C G - 3	1.05E-02	2.12E-01	—
	開閉失敗 C C C G - 4	1.22E-02	2.43E-01	2.57E-01
逆止弁	開失敗 C C C G - 2	0.00E+00	—	—
	開失敗 C C C G - 3	0.00E+00	0.00E+00	—
非常用ディーゼル発電機	起動失敗 C C C G - 2	1.08E-02	—	—
	継続運転失敗 C C C G - 2	2.24E-03	—	—
蓄電池	C C C G - 2	0.00E+00	—	—

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1図 共通原因故障同定のフロー



第2図 共通原因故障の感度解析結果

人間信頼性解析ツリーによる人的過誤の分析例

今回のPRAにおいて評価した人的過誤「自動減圧系の手動起動」を代表例として、HRAイベントツリー（第1図）による人的過誤確率の算出について以下に説明する。

1. 操作内容

運転員によって原子炉の手動減圧操作を行う。

2. 操作手順

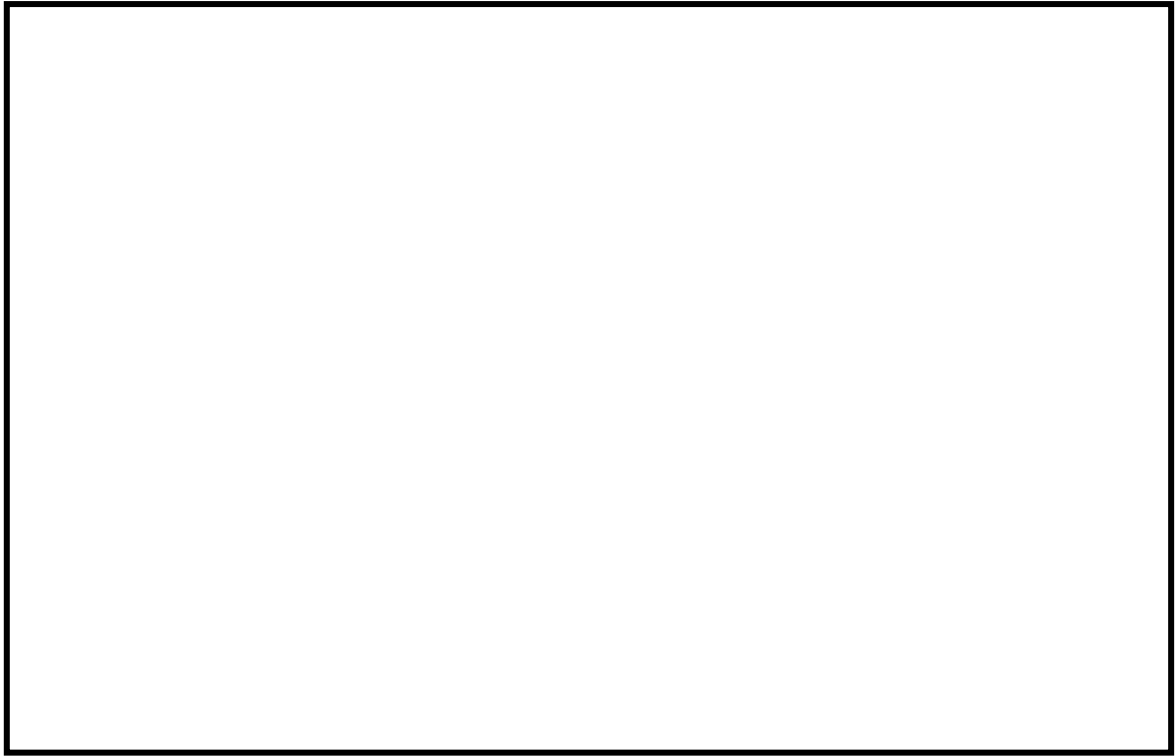


3. 余裕時間

余裕時間は、過渡事象(全給水喪失)の発生後、高圧注水に失敗し自動減圧も行われない場合に炉心損傷に至るまでの時間に余裕を見込んで30分とする。

4. 追加の指示や過誤回復の可能性





第1図 自動減圧系の手動起動のHRAイベントツリー

第1表 HRAイベントツリーの各分岐確率

A large, empty rectangular box with a black border, intended for the table of branch probabilities.

手動起動失敗確率

A smaller, empty rectangular box with a black border, intended for the manual start failure probability value.

第2表 原子炉減圧の認知に失敗する

--

第3表 原子炉減圧の操作に失敗する

--

過誤確率計算シート ③

第4表 複数警報に基づく過誤回復に失敗する（第8表，第11表参照）

--

第5表 他運転員による過誤回復に失敗する（第8表，第11表参照）

--

第6表 当直長による過誤回復に失敗する（第8表，第11表参照）

--

第7表 THERPの標準診断曲線 (NUREG/CR-1278より抜粋)

Table 20-3 Nominal model of estimated HEPs and EFs for diagnosis within time T by control room personnel of abnormal events annunciated closely in time* (from Table 12-4)

Item	T (Minutes** after T ₀)	Median joint HEP†† for diagnosis of a single event	EF	Item	T (Minutes** after T ₀)	Median joint HEP†† for diagnosis of the second event	EF	Item	T (Minutes** after T ₀)	Median joint HEP†† for diagnosis of the third event	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
(5)	60	.0001	30	(12)	70	.0001	30	(19)	50	.001	10
(6)	1500	.00001	30	(13)	1510	.00001	30	(20)	80	.0001	30
								(21)	1520	.00001	30

第8表 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 から抜粋)

Table 20-4 Number of reactor operators and advisors available to cope with an abnormal event and their related levels of dependence: assumptions for PRA* (from Table 18-2)

Time after recognition** of an abnormal event		Operators or advisors handling reactor unit affected	Dependence levels with others**
Item		(a)	(b)
(1)	0 to 1 minute	on-duty RO	
(2)	at 1 minute	on-duty RO, SRO (assigned SRO or shift supervisor, an SRO)	- - - high with RO
(3)	at 5 minutes	on-duty RO, assigned SRO, shift supervisor 1 or more AOs [‡]	- - - - - high with RO - - - - - low to moderate with other operators
(4)	at 15 minutes	on-duty RO, assigned SRO, shift supervisor shift technical advisor 1 or more AOs [‡]	- - - - - high with RO - - - - - low to moderate with other operators - - - low to moderate with others for diagnosis & major events; high to complete for detailed operations

略語	RO	: Reactor Operator	ZD	: Zero Dependence
	SRO	: Senior Reactor Operator	LD	: Low Dependence
	SS	: Shift Supervisor	MD	: Moderate Dependence
	STA	: Shift Technical Advisor	HD	: High Dependence
	AO	: Auxiliary Operator	CD	: Complete Dependence

第9表 手動操作のコミッションエラー確率の例
(NUREG/CR-1278 より抜粋)

Table 20-12 Estimated probabilities of errors of commission in operating manual controls* (from Table 13-3)

Item	Potential Errors	HEP	EF
(1)	Inadvertent activation of a control Select wrong control on a panel from an array of similar-appearing controls**:	see text, Ch. 13	
(2)	identified by labels only	.003	3
(3)	arranged in well-delineated functional groups	.001	3
(4)	which are part of a well-defined mimic layout Turn rotary control in wrong direction (for two-position switches, see item 8):	.0005	10
(5)	when there is no violation of populational stereotypes	.0005	10
(6)	when design violates a strong populational stereotype and operating conditions are normal	.05	5
(7)	when design violates a strong populational stereotype and operation is under high stress	.5	5
(8)	Turn a two-position switch in wrong direction or leave it in the wrong setting	†	
(9)	Set a rotary control to an incorrect setting (for two-position switches, see item 8)	.001	10 ^{††}
(10)	Failure to complete change of state of a component if switch must be held until change is completed Select wrong circuit breaker in a group of circuit breakers**:	.003	3
(11)	densely grouped and identified by labels only	.005	3
(12)	in which the PSFs are more favorable (see Ch. 13)	.003	3
(13)	Improperly mate a connector (this includes failures to seat connectors completely and failure to test locking features of connectors for engagement)	.003	3

*The HEPs are for errors of commission only and do not include any errors of decision as to which controls to activate.

**If controls or circuit breakers are to be restored and are tagged, adjust the tabled HEPs according to Table 20-15.

†Divide HEPs for rotary controls (items 5-7) by 5 (use same EFs).

††This error is a function of the clarity with which indicator position can be determined: designs of control knobs and their position indications vary greatly. For plant-specific analyses, an EF of 3 may be used.

第10表 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)

Table 20-16 Modifications of estimated HEPs for the effects of stress and experience levels (from Table 18-1)

Item	Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs*	
		Skilled**	Novice**
(1)	Very low (Very low task load)	x2	x2
	Optimum (Optimum task load):		
(2)	Step-by-step [†]	x1	x1
(3)	Dynamic [†]	x1	x2
	Moderately high (Heavy task load):		
(4)	Step-by-step [†]	x2	x4
(5)	Dynamic [†]	x5	x10
	Extremely High (Threat stress)		
(6)	Step-by-step [†]	x5	x10
(7)	Dynamic [†] Diagnosis ^{††}	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)
		These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis-- they are <u>NOT</u> modifiers.	

* The nominal HEPs are those in the data tables in Part III and in Chapter 20. Error factors (EFs) are listed in Table 20-20.

** A skilled person is one with 6 months or more experience in the tasks being assessed. A novice is one with less than 6 months or more experience. Both levels have the required licensing or certificates.

† Step-by-step tasks are routine, procedurally guided tasks, such as carrying out written calibration procedures. Dynamic tasks require a higher degree of man-machine interaction, such as decision-making, keeping track of several functions, controlling several functions, or any combination of these. These requirements are the basis of the distinction between step-by-step tasks and dynamic tasks, which are often involved in responding to an abnormal event.

†† Diagnosis may be carried out under varying degrees of stress, ranging from optimum to extremely high (threat stress). For threat stress, the HEP of .25 is used to estimate performance of an individual. Ordinarily, more than one person will be involved. Tables 20-1 and 20-3 list joint HEPs based on the number of control room personnel presumed to be involved in the diagnosis of an abnormal event for various times after announcement of the event, and their presumed dependence levels, as presented in the staffing model in Table 20-4.

第11表 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確率の求め方：従属レベルの関数

(NUREG/CR-1278から抜粋)

Table 20-17 Equations for conditional probabilities of success and failure on Task "N," given success or failure on previous Task "N-1," for different levels of dependence (from Table 10-2)

Level of Dependence	Success Equations	Equation No.	Failure Equations	Equation No.
ZD	$\text{Pr}[S_{"N"} S_{"N-1"} \text{ZD}] = n$	(10-9)	$\text{Pr}[F_{"N"} F_{"N-1"} \text{ZD}] = N$	(10-14)
LD	$\text{Pr}[S_{"N"} S_{"N-1"} \text{LD}] = \frac{1 + 19n}{20}$	(10-10)	$\text{Pr}[F_{"N"} F_{"N-1"} \text{LD}] = \frac{1 + 19N}{20}$	(10-15)
MD	$\text{Pr}[S_{"N"} S_{"N-1"} \text{MD}] = \frac{1 + 6n}{7}$	(10-11)	$\text{Pr}[F_{"N"} F_{"N-1"} \text{MD}] = \frac{1 + 6N}{7}$	(10-16)
HD	$\text{Pr}[S_{"N"} S_{"N-1"} \text{HD}] = \frac{1 + n}{2}$	(10-12)	$\text{Pr}[F_{"N"} F_{"N-1"} \text{HD}] = \frac{1 + N}{2}$	(10-17)
CD	$\text{Pr}[S_{"N"} S_{"N-1"} \text{CD}] = 1.0$	(10-13)	$\text{Pr}[F_{"N"} F_{"N-1"} \text{CD}] = 1.0$	(10-18)

第12表 エラーファクタ推定ガイドライン
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

Table 20-20 General guidelines for estimating uncertainty bounds for estimated HEPs* (from Table 7-2)

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

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

起因事象発生前の人的過誤については、起因事象発生前に本来の待機状態と異なる状態になっている確率を評価することを目的として、該当する人的過誤を以下のように抽出した。

1. 起因事象発生前人的過誤の抽出

起因事象発生前の人的過誤の抽出においては、フォールトツリーでモデル化されているすべての待機機器を対象として、運転操作手順書類（定期試験要領書等）の確認を実施し、操作・作業等を抽出した。なお、操作が直接発生しない機器（リレー、逆止弁等）、静的機器（ストレナ、オリフィス等）は対象外とする。

また、レベル1 P S A 学会標準に基づいて人的過誤のモードとして、以下を考慮した。

- － 待機状態又は運転状態への復旧
- － 起動信号又は設定点の復旧、再設定
- － 通電状態への復旧

2. 人的過誤のスクリーニング

当社起因事象発生前の人的過誤の除外規定は、以下に示すとおり設定している。

除外規定Ⅰ：試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの。

除外規定Ⅱ：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、かつ中央制御室からの調整が可能なもの。

除外規定Ⅲ：保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの。

除外規定Ⅳ：チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの。

除外規定Ⅴ：機器の状態確認が頻繁に実施されているもの。

（1回／運転直の巡視点検等）

当社P R Aにおける起因事象発生前の人的過誤の除外規定は、レベル1 P S A 学会標準の本文の例示、解析を含めた5項目のスクリーニング事例を参考に設定している。また、リスク情報を活用した規制において、米国N R Cが策定したP R Aの品質確保に係る規制指針「R G 1. 200」*の関連でまとめられているN U R E G - 1792「Good Practices for Implementing Human Reliability Analysis (HRA)」(以下「N U R E G - 1792」という。)は、H R Aのレビュー等に用いるために作成されており、その中には起因事象発生前の人的過誤の5項目のスクリーニング事例(良好事例)が記載され、当社はこれらも参考に除外規定を設定している。

当社の起因事象発生前の人的過誤の除外に関する整理結果の詳細については、第1表に示すとおりである。

当社の除外規定Ⅰ～Ⅲ、Ⅴについては、レベル1 P S A 学会標準の解説とN U

REG-1792 のスクリーニング事例のそれぞれ4つがほぼ同等内容となっており、これらを参考に設定している。

当社の除外規定IVについては、レベル1 P S A学会標準の本文の例示と NUREG-1792 のスクリーニング事例を参考に、それぞれの事例を独立性のチェックの観点で整理した。除外規定IVの具体的な設定に当たって、参考としたレベル1 P S A学会標準の本文の例示は、「試験や保守を実施した後に、機器を待機状態又は運転状態に復旧させる作業について、作業者とは別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合」であり、「確認者の独立性」に当たる。また、参考とした「NUREG-1792」のスクリーニング事例（良好事例）は、「当初の動作の後、不適切な状態を検証するチェックリストを用いて機器の状態の妥当性を確認する二つ目の独立した方法があること。」であり、「確認行為の独立性」に当たる。（詳細は以下に記述するとおりである）

“ Following the original action(s), there is an independent second verification of equipment status that uses a written checklist that will verify incorrect status.”

これらのことから、当社が設定した除外規定IVには「確認者の独立性」と「確認行為の独立性」の二つの意味合いを持たせている。

- ※ 米国ではPRAの品質に関わる規制指針である「RG1.200 : An Approach for Determining the Technical Adequacy of Probabilistic Risk Assessment Results for Risk-Informed Activities」では、民間で整備されたPRA標準であるASME PRA標準とNEIピアレビューガイドを承認（エンドース）している。「RG1.200」においてPRAの品質を確保する関連において米国NRCでは、HRAを実施又はレビューするために「NUREG-1792」を作成し、公表している。

3. 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果

上記1. 及び2. に基づきモデル化する人的過誤事象の同定フローを第1図に、抽出検討の具体例について第2表及び第3表に示す。起因事象発生前の人的過誤を評価した結果、「手動弁の開け忘れ、閉め忘れ（下記（1）でスクリーニングされない操作）」、「スクラム排水容器警報認知失敗」が抽出された。「スクラム排水容器警報認知失敗」については、中央制御室にて状態表示が確認できるが、重要性を鑑み、対象とした。上記2. に基づき評価対象外とした人的過誤事象例と除外理由は以下のとおりである。（第4表を参照）

(1) 電動弁又は手動弁の開け忘れ、閉め忘れ

当社の品質マネジメントシステムの中では、保守管理として実施している点検終了後に機器を正常な状態に復旧する操作と、その後にチェックシートを用いた機器の状態確認がある。これらは、NUREG-1792 の良好事例の「確認行為の独立性」に当たると考えている。

このため、該当する弁については、弁の開け忘れ、閉め忘れは除外規定IVを

適用できると判断し、モデル化しないこととした。

なお、レベル1 P S A学会標準に例示のない「確認行為の独立性」を除外規定として設定するに当たっては、レベル1 P S A学会標準の本文9.1.2の「人的過誤が十分に低いと判断できる作業は除外しても良い」を適用し、弁の復旧と、その後のチェックシートを用いた状態確認を独立した行為として過誤回復を考慮した人的過誤を設定して評価した人的過誤確率は 10^{-5} オーダーとなり、十分小さい値であることを確認した。

(2) 定期試験の操作（非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ）

定期試験における操作は、当社の品質マネジメントシステムの中で整備している「定期試験要領書」に基づき実施し、非常用ディーゼル発電機の定期試験でガバナ調整を実施する際には、操作者とは別の運転員が「定期試験要領書」内のチェックリストを用いて操作内容をチェックしていることを確認している。これは、レベル1 P S A学会標準の本文の例示である「確認者の独立性」に当たると考えている。

このため、非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは除外規定Ⅳを適用できると判断した。

なお、非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは非常用ディーゼル発電機起動失敗につながるおそれがあり、当該の人的過誤（不適合）を確実に防止する観点から、非常用ディーゼル発電機の「定期試験要領書」に「ダブルチェック」を明文化することとした。

4. 事象発生前の人的過誤を考慮した場合の感度解析

「電動弁又は手動弁の開け忘れ、閉め忘れ（スクリーニングされた操作）」及び「非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ」の人的過誤を考慮した場合の炉心損傷頻度への影響を確認するための感度解析を実施した。

電動弁又は手動弁の開け忘れ、閉め忘れで考慮する対象弁は、崩壊熱除去機能の喪失に寄与し、全炉心損傷頻度への影響が大きいと考えられる残留熱除去系熱交換器廻りの手動弁とし、感度解析で用いる人的過誤確率は手動弁の開け忘れ、閉め忘れについては 2.7×10^{-5} 、非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れについては 8.0×10^{-5} とした。HRAイベントツリーについて第2図に示す。

感度解析の結果は、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度について第5表及び第3図にそれぞれ示す。感度解析の結果、全炉心損傷頻度は 6.3×10^{-6} ／炉年となり、影響は非常に小さいことを確認した。

第 1 表 起因事象発生前の人的過誤の除外規定並びに「レベル 1 PRA 学会標準」又は「NUREG-1792」における記載の比較

レベル 1 PRA 学会標準	当社 PRA における除外規定	NUREG-1792
試験や保守を実施した後に、機器を待機状態又は運転状態に復旧させる作業について、作業者は別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合で、人的過誤確率が十分に低いと判断できる作業は除外してもよい。 (本文記載の要求) ※<>内は例示	(考え方) ・除外規定 I, II, III, V については、レベル 1 PRA 学会標準解説の例示を参考に設定。 ・除外規定 IV に関しては、レベル 1 PRA 学会標準の例示及び NUREG-1792 の良好事例を参考に設定。	<ul style="list-style-type: none"> Other criteria apply, as long as it can be demonstrated, using an acceptable model such as the Technique for Human Error Rate Prediction (THERP, Ref. 11) or the Accident Sequence Evaluation Program (ASEP, Ref. 30) that the resulting HEPs would be low compared with the failure probabilities (e.g., failure to open) of the equipment.
作業者とは別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合 (本文記載の例示)	チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの (除外規定 IV)。 ※機器の状態確認としては、作業者とは別の人間による確認や二つ目の独立した方法による確認がある。	<ul style="list-style-type: none"> Following the original action(s), there is an independent second verification of equipment status that uses a written checklist that will verify incorrect status. (当初の動作の後、不適切な状態を検証するチェックリストを用いて機器の状態の妥当性を確認する 2 つ目の独立した方法があること)
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 (解説記載の例示：1 つ目)	試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの (除外規定 I)。	<ul style="list-style-type: none"> The affected equipment will receive an automatic realignment signal and is can respond if demanded (i.e., the equipment will not have been disabled by the human actions).
実施されている保守後の機能試験により、誤調整が明らかになるもの (解説記載の例示：2 つ目)	保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの (除外規定 III)。	<ul style="list-style-type: none"> There is a valid post-maintenance test/functional check (a test or functional check that has been shown to work consistently) after the original manipulation which will reveal misalignment or incorrect status (e.g., faulty position, improper calibration).
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 (解説記載の例示：3 つ目)	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、かつ中央制御室からの調整が可能なもの (除外規定 II)。	<ul style="list-style-type: none"> There is a compelling signal (e.g., annunciator or indication) of improper equipment status or inoperability in the control room, it is checked at least once per shift or once per day, and realignment can be easily accomplished.
機器の状態確認が頻繁に実施されているもの (解説記載の例示：4 つ目)	機器の状態確認が頻繁に実施されているもの (1 回/運転直の巡視点検等) (除外規定 V)。	<ul style="list-style-type: none"> There is a valid check (one that has been shown to work consistently), at least once per shift, of equipment status that will reveal misalignment or incorrect status.

第2表 起因事象発生前の人的過誤の検討対象 (高圧炉心スプレイス系の例)

高圧炉心 スプレイス系	機器番号	機器種類	起因事象発生前の人的過誤の検討対象		プラント停止中及び定期試験の操作に起因 人的過誤	備考
			機器種類	人的過誤のモード		
吸込み ライン	V271-235	CST側吸込みラ イン手動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	III	—	
	MV224-1	CST側吸込みラ イン電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
	MV224-2	S/C側吸込みラ イン電動弁	待機状態 (弁閉) への復旧失敗	I, IV	—	
ポンプ	P-1	電動ポンプ	待機状態 (自動) への復旧失敗	I	—	
	MV224-5	第1テスト電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
テスト ライン	MV224-6	第2テスト電動弁	待機状態 (弁閉) への復旧失敗	I, IV	—	
	V224-7	ミニマムフロー手 動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	—	対象	開け忘れの対象とする
ミニマム フロー ライン	MV224-7	S/C側第1ミニ マムフロー電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
	MV224-8	CST側第2ミニ マムフロー電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
	MV224-9	CST側ミニマム フロー電動弁	待機状態 (弁閉) への復旧失敗	I, IV	—	
注入 ライン	MV224-3	注入隔離電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
	AV224-1	試験可能逆止弁	待機状態 (弁閉) への復旧失敗	IV	—	
	V224-4	注入元手動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	II	—	
自動起動 信号	LS298-4 A-D LX298-4 A-D 等	高圧炉心スプレ イス起動信号 設定 器/伝送器原子炉 水位レベル1H等	設定点の復旧失敗	—	校正	機器故障・共通原因故障に 含む

除外規定 I : 試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの。

除外規定 II : 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、かつ中央制御室からの調整が可能なもの。

除外規定 III : 保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの。

除外規定 IV : チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの。

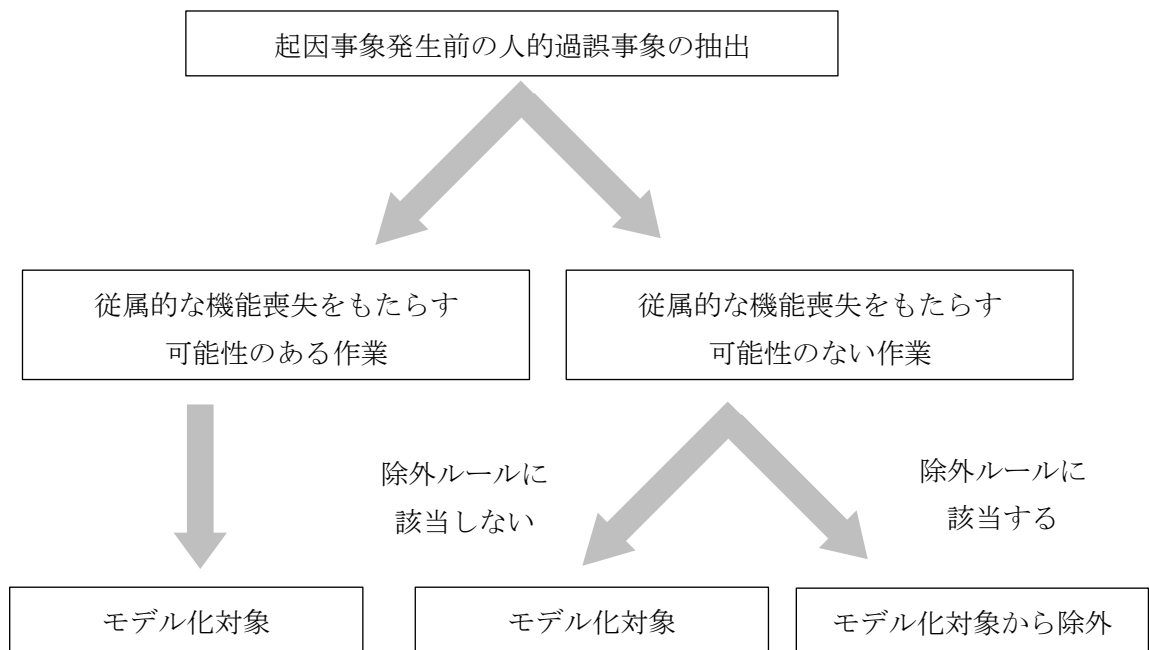
除外規定 V : 機器の状態確認が頻繁に実施されているもの (1回/運転直の巡視点検等)。

第4表 評価対象外とした起因事象発生前の人的過誤事象と除外理由

人的過誤事象	除外理由
<p>電動弁又は手動弁 開け忘れ、閉め忘れ</p>	<p>当社の品質マネジメントシステムの中では、保守管理として実施している点検終了後に機器を正常な状態に復旧する操作と、その後に運転管理として実施しているチェックシートを用いた機器の状態確認がある。</p> <p>これらは、NUREG-1792 の良好事例の「確認行為の独立性」に当たると考えている。</p> <p>このため、該当する弁については、弁の開け忘れ、閉め忘れは除外規定IVを適用できると判断した。</p>
<p>定期試験の操作 (非常用ディーゼル 発電機のガバナ調 整忘れ)</p>	<p>定期試験における操作は、当社の品質マネジメントシステムの中で整備している「定期試験要領書」に基づき実施し、非常用ディーゼル発電機の定期試験でガバナ調整を実施する際には、操作者とは別の運転員が「定期試験要領書」内のチェックリストを用いて操作内容をチェックしていることを確認している。これは、レベル1 P S A 学会標準の本文の例示である「確認者の独立性」に当たると考えている。</p> <p>このため、非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは除外規定IVを適用できると判断した。</p>

第5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	ベースケース (/炉年)	感度解析結果 (/炉年)
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.3E-06
全交流動力電源喪失	2.7E-09	2.8E-06
長期TB	2.7E-09	2.7E-09
TBU	1.2E-11	1.2E-11
TBP	8.2E-12	8.4E-12
TBD	3.8E-12	3.9E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	5.1E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.3E-09
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	3.3E-09
LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	4.3E-13
合計	6.2E-06	6.3E-06

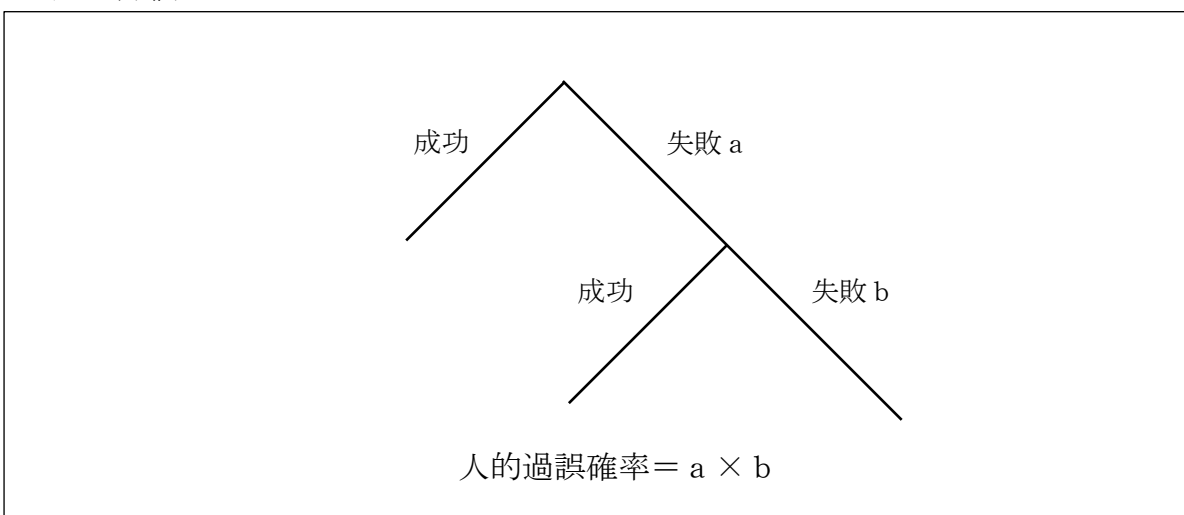


第1図 モデル化する起回事象発生前の人的過誤事象の同定フロー

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

1. 操作の内容： 操作や試験に伴い待機状態や通常の設定点を変更する場合に、当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する
2. 該当手順書： 定期試験要領書など
3. 人的過誤のモード 待機状態への復旧失敗や設定点の回復失敗など
4. 過誤回復の可能性： チェックリストに基づく独立した機器の状態確認等が行われていれば、過誤回復に期待できる。

定量評価



分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（中央値）	
a	機器の状態復旧のための動作に失敗する	1.0E-03	計算シート 1 - a
b	機器のチェックに失敗する	1.0E-02	計算シート 1 - b

平均値（点推定値）：2.7E-05

確率分布：対数正規分布 E F 10

第 2 図 感度解析における HRA イベントツリー及び評価結果（1 / 6）

過誤確率計算シート 1-a

動作に失敗する確率: 機器の状態復旧のための動作に失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因に合わせて考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは6.	人間工学要因に合わせて考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく、記載も明確である N U R E G / C R -1278 Table20-7(1) (中央値 1.0E-03)
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	コントロール等ではなく寄与は小さい
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

第2図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果 (2/6)

過誤確率計算シート 1-b

動作に失敗する確率：機器の状態確認のチェックに失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因に合わせて考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは6.	人間工学要因に合わせて考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく、記載も明確である N U R E G / C R -1278 Table20-6(1) (中央値 1.0E-02)
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	チェックについて、COMMISSIONエラーの寄与は小さい
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

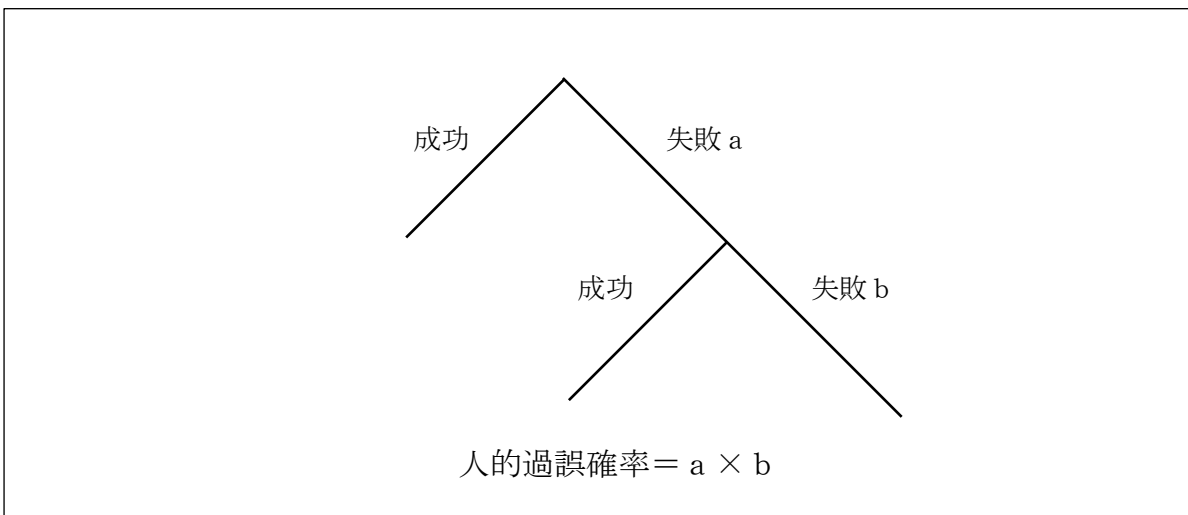
第2図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果 (3/6)

人的過誤の定義（事象発生前）：事象発生前に操作・試験の復旧に失敗する

操作：非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ

1. 操作の内容： 操作や試験に伴い待機状態や通常の設定点を変更する場合に，当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する
2. 該当手順書： 定期試験要領書など
3. 人的過誤のモード 待機状態への復旧失敗や設定点の回復失敗など
4. 過誤回復の可能性： チェックリストに基づく独立した機器の状態確認等が行われていれば，過誤回復に期待できる

定量評価



分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（中央値）	
a	非常用ディーゼル発電機ガバナの調整に失敗する	3.0E-03	計算シート 2 - a
b	非常用ディーゼル発電機ガバナの調整のチェックに失敗する	1.0E-02	計算シート 2 - b

平均値（点推定値）：8.0E-05

確率分布：対数正規分布 E F 10

第 2 図 感度解析における HRA イベントツリー及び評価結果（4 / 6）

過誤確率計算シート 2-a

動作に失敗する確率: 機器の状態復旧のための動作に失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因に合わせて考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは6.	人間工学要因に合わせて考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮	試験の一連の操作を想定すると長い操作となる N U R E G / C R -1278 Talbe20-7(2) (中央値 1.0E-03)
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	試験で操作しているため、COMMISSIONエラーの寄与は小さい
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

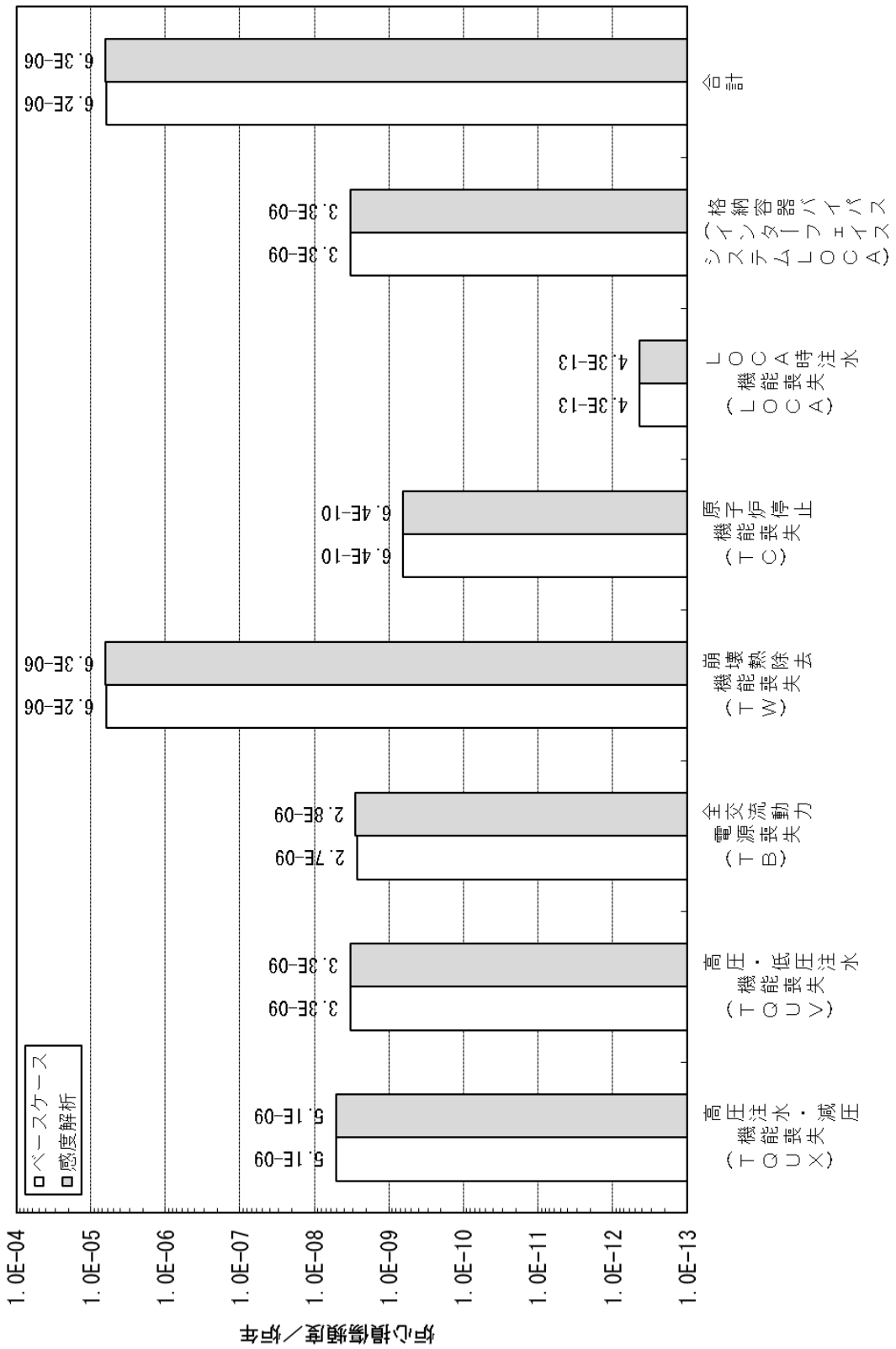
第2図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果 (5/6)

過誤確率計算シート 2-b

動作に失敗する確率：機器の状態確認のチェックに失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因に合わせて考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは6.	人間工学要因に合わせて考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく、記載も明確である N U R E G / C R -1278 Table20-6(1) (中央値 1.0E-02)
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	チェックについて、COMMISSIONエラーの寄与は小さい
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

第2図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果 (6/6)



第3図 事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度

計器の較正ミスの取り扱いについて

本PRAでは、保修員による機器の較正ミスについては、人的過誤として評価していない。その理由を以下に示す。

1. 国内故障率データにおける較正ミスの取り扱い

本PRAで使用している機器故障率は、国内故障率データに記載されているデータを使用している。国内故障率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、保修員の較正ミスが原因で機器が故障した場合が含まれている。国内故障率データに記載されているデータのうち、保修員の較正ミスを含む機器故障率の例を第1表に示す。第1表に示すとおり、国内故障率データには、保修員による較正ミスが原因の故障事象が含まれているため、本PRAでは、較正ミスを人的過誤としては評価していない。

2. 較正ミスに係る共通原因故障の取り扱い

冗長化された検出器においては、同じ保修員が連続して較正作業を実施すると考えられるため、較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。国内故障率データでは機器故障として取り扱われているため、この較正ミスによる共通原因故障についても、本PRAにおいては人的過誤としては評価せず、機器の共通原因故障で評価している。

第1表 保修員の較正ミスを含む機器故障率の例

機器	故障モード	故障件数 (較正ミス件数)	機器故障率 平均値 (／h)
温度スイッチ	誤動作	2 (2)	2.5E-08
圧カトランスミッタ	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

余裕時間及びストレスファクタの適用の考え方とその影響

今回のPRAで評価対象とした人的過誤の項目及び評価結果を第1表に示す。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手法(Technique For Human Error Rate Prediction)を使用しており、評価に当たっては、運転操作に係る余裕時間及び運転員のストレスについて考慮している。

1. 余裕時間の考え方

(1) 余裕時間の設定

事象発生後の人的過誤における余裕時間は、事象発生に伴う警報発生後の診断・認知失敗確率を評価する際に考慮する。

具体的な余裕時間の設定として、「手動減圧操作失敗」は、成功基準解析に基づき余裕時間を30分としている。

「原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（初期水源確保時）」及び「高圧炉心スプレイ系サプレッション・プール側水源切替操作失敗」については、いずれも原子炉への注水操作であり、原子炉注水の余裕時間は成功基準解析により事象発生後30分以内に完了できれば良いが、第一水源に不具合があった場合に短時間で水源をサプレッション・プールに切り替える操作を想定し10分としている。

「原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（長期水源確保時）」については、小破断LOCA時に第一水源にて原子炉注水に成功している状況において、長期的な水源としてサプレッション・プールに水源を切り替える操作を想定している。

また、一部の人的過誤項目については

「手動弁開／閉忘れ」については、起因事象発生前の事象のため、余裕時間を考慮しない。以上の検討を踏まえ、人的過誤の評価において、第2表に示す余裕時間に対する診断・認知失敗確率を使用している。

(2) 警報との関係

余裕時間に関して、学会標準では以下のように定義されており、運転員は、下記の時間内に対応操作を求められる。

【原子力学会標準より抜粋】

「1) 許容時間 起因事象が発生した場合に、炉心損傷又は格納容器損傷回避の観点から、緩和設備の作動開始、又は緩和操作の遂行までに許容される時間余裕。」

よって、余裕時間としては、炉心損傷を防止するために事故時の運転手順書に記載された操作の中で必要となる操作に対し、事象発生後からその操作の遂行までに許容される時間を想定する。

一方で、今回のPRAの評価で用いている人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP手法を使用して評価しており、NUREG/CR-1278によれば、運転員は何らかの事象が起きつつあると判別した後にその問題を診断し、その後の行動を決定するとされている（下記参照）。

It is first necessary for the operators to recognize that something unusual has happened and to distinguish the relevant signals; these are functions of perception and discrimination. Although this is an involved perceptual process, we treat this as primarily a display and communication problem. To estimate HEPs related to these aspects of the operator response, other chapters, especially Chapter 11, "Displays," provide derived data.

Having discerned that something unusual is happening, the operating personnel must diagnose* the problem and decide what action to take: this involves interpretation and decision-making, the primary subject matter of this chapter. Finally, actions must be carried out (the response). Again, other chapters provide derived data relevant to this aspect of the HRA, especially Chapter 15, "Oral Instructions and Written Procedures."

(出典：NUREG/CR-1278 Chap. 12 Treatment of Cognitive Behavior for PRA)

運転員には、事象発生後にその事象が起きつつあると判別し、対象とした緩和操作の必要性を認識するきっかけが必要であり、事象発生後における中央制御室の警報の発生に期待している。事象発生直後に対応が求められる緩和操作については、該当する警報が事象発生とほぼ同時刻に発生するため、事象発生時と警報発生時では発生時刻に大きな差はない。よって、運転員には警報発生時からの対応を想定するが、事象発生後速やかに対応が求められる緩和操作については、人的過誤の余裕時間は事象発生時からの余裕時間を用いて評価を行った。

2. ストレスファクタの適用の考え方

ストレスファクタは、第3表に示すストレスファクタに関する補正係数を参照して設定している。

今回のPRAにおいては、異常時対応に関する訓練等を積んだ運転員が対応することを前提として、ストレスファクタは熟練者（Skilled）の列から選択することとしている。

(1) 起因事象発生前

起因事象発生前の操作では、十分な余裕時間があり、運転員は時間に余裕を持って手順書やプラント状態を確認しながら進めることができることから、高いストレス状態には至らないと考える。そのため、「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

- a. 起回事象発生後の人的過誤に対しては、異常時の操作であり、事象進展によっては運転員の作業負荷が高くなることも考えられることから、「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。
- b. 起回事象発生後の人的過誤に対し、特に事象発生からの余裕時間が短く、事象進展の過酷な状況であり、かつ当該の操作がプラント挙動に及ぼす影響が大きい操作に対しては運転員に求められる人的過誤に対し「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。

余裕時間の人的過誤への影響については、THERP手法の標準診断曲線により評価に反映している。具体的にストレスファクタが2より大きい人的過誤としては、上記b.により、ATWS時のほう酸水注入系手動起動操作を想定している。ただし、AM策を考慮しない今回のPRAでは、ほう酸水注入系手動起動操作を考慮しておらず、今後実施する重大事故等対策を含めたPRAにて考慮する。

3. ストレスファクタの設定が炉心損傷頻度にもたらす影響

ストレスファクタを考慮して評価した人的過誤確率は、システム信頼性解析で用いるフォールトツリーに基事象として組み込んでいる。

今回の内部事象運転時レベル1 PRAで主要な事故シーケンスグループである崩壊熱除去機能喪失の主要なカットセットを第4表に示す。人的過誤を含むカットセットが主要なカットセットとしては抽出されておらず、崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループに対して、人的過誤を含むカットセットの割合は小さいことが分かる。

人的過誤を含むカットセットの占める割合が小さいことから、ストレスファクタを数倍程度変動させても事故シーケンスグループに与える影響は小さく、炉心損傷頻度に与える影響も小さいと考えられる。

第1表 人的過誤のストレスファクタ及び過誤確率（内部事象運転時レベル1）

人的過誤	余裕時間 (分)	ストレス ファクタ	過誤確率 (平均値)	E F	ストレスファクタ選定理由
手動弁開／閉忘れ	—	1	2. 7E-05	10	事象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。
スクラム排水容器警報認知失敗	—	1	2. 7E-04	10	
原子炉隔離時作動後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 (初期水源確保時)	10	2	5. 3E-01	10	異常時の操作であり，事象進展によつては運転員の作業負荷が高くなることも考えられるため，ストレスファクタ2を設定。
原子炉注水成功後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 (長期水源確保時)	—	2	2. 5E-03	3	
高圧炉心スプレイ系作動後の高圧炉心スプレイ系サブレーション・プール側水源切替操作失敗	10	2	5. 3E-01	10	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）手動操作失敗	—	2	2. 5E-03	3	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）手動操作失敗	—	2	2. 5E-03	3	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（停止時冷却モード）手動操作失敗	—	2	5. 2E-03	5	
給復水系による除熱操作失敗	—	2	5. 2E-04	5	
給復水系による注水操作失敗	—	2	5. 2E-03	5	
抽出空気系手動操作失敗	—	2	2. 0E-01	10	
タービン・グラント蒸気系手動操作失敗	—	2	2. 0E-01	10	
復水系／復水ポンプ再起動操作失敗	—	2	2. 0E-01	10	
手動減圧操作失敗	30	2	4. 0E-03	10	

第2表 余裕時間による診断・認知失敗確率 (NUREG/CR-1278 Table 20-3)

Table 20-3 Nominal model of estimated HEPs and EFs for diagnosis within time T by control room personnel of abnormal events annunciated closely in time* (from Table 12-4)

Item	T (Minutes** after T ₀)	Median joint HEP†† for diagnosis of a single event	EF	Item	T (Minutes** after T ₀)	Median joint HEP†† for diagnosis of the second event	EF	Item	T (Minutes** after T ₀)	Median joint HEP†† for diagnosis of the third event	EF
(1)	1	1.0	--	(7)	1	1.0	--	(14)	1	1.0	--
(2)	10	.1	10	(8)	10	1.0	--	(15)	10	1.0	--
(3)	20	.01	10	(9)	20	.1	10	(16)	20	1.0	--
(4)	30	.001	10	(10)	30	.01	10	(17)	30	.1	10
(5)	60	.0001	30	(11)	40	.001	10	(18)	40	.01	10
(6)	1500	.00001	30	(12)	70	.0001	30	(19)	50	.001	10
								(20)	80	.0001	30
								(21)	1520	.00001	30

初期事象における診断・認知失敗確率を使用する

第3表 ストレスによる補正係数 (NUREG/CR-1278 Table 20-16)

Table 20-16 Modifications of estimated HEPs for the effects of stress and experience levels (from Table 18-1)

Item	Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs*	
		Skilled** (a)	Novice** (b)
(1)	Very low (Very low task load)	x2	x2
	Optimum (Optimum task load):		
(2)	Step-by-step [†]	x1	x1
(3)	Dynamic [†]	x1	x2
	Moderately high (Heavy task load):		
(4)	Step-by-step [†]	x2	x4
(5)	Dynamic [†]	x5	x10
	Extremely High (Threat stress)		
(6)	Step-by-step [†]	x5	x10
(7)	Dynamic [†] Diagnosis ^{††}	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)
		These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis-- they are <u>NOT</u> modifiers.	

第4表 過渡事象時の主要なカットセット

事故シーケンス		CDF (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + 崩壊熱除去失敗	4.5E-06	①非隔離事象+RCW RHR熱交換器出口弁MV 2 1 4-7 A, B 共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
			②非隔離事象+RHR熱交換器バイパス弁MV 2 2 2-2 A, B 共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
			③非隔離事象+RHR ミニマムフロー弁MV 2 2 2-1 7 A, B 共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0

炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴（検証結果）

今回のPRAでは、イベントツリー作成、フォールトツリー作成及びこれらの定量化に関してWinNUPRAコードを使用している。以下に、コードの概要及び検証について示す。

1. コードの概要

PRAの解析支援ツールとして米国SCIENTECH社で開発され、PRA評価作業において求められるET、FTモデルの作成、信頼性パラメータの作成、事故シーケンスの定量化、重要度解析等のほぼすべての機能を有しており、米国、欧州、アジア及び我が国（JNES等）で使用実績があるコードである。

WinNUPRAコードの概要を以下に示す。

(1) フォールトツリー作成

WinNUPRAでは、リンクツリー手法を採用しており、これにより大規模なフォールトツリーを構築することができる。フォールトツリー編集では、フォールトツリーの新規作成、既存のフォールトツリー編集、フォールトツリーの印刷、基事象データファイルからのデータ更新等が実施できる。

(2) 信頼性パラメータ作成

WinNUPRAでは、基事象データファイル、パラメータデータファイル及びシーケンスデータファイル等を対象にデータベースファイルの編集を行うことができる。

(3) イベントツリー作成

WinNUPRAでは、事故シーケンスを機能や事象の成功や失敗の論理的組合せであるイベントツリーを画面上で容易に作成・編集できる。また、イベントツリーの分岐に割り与えられた系統レベルのカットセット式をその論理構造からマージ処理することにより、各シーケンスのカットセット式が求められる。

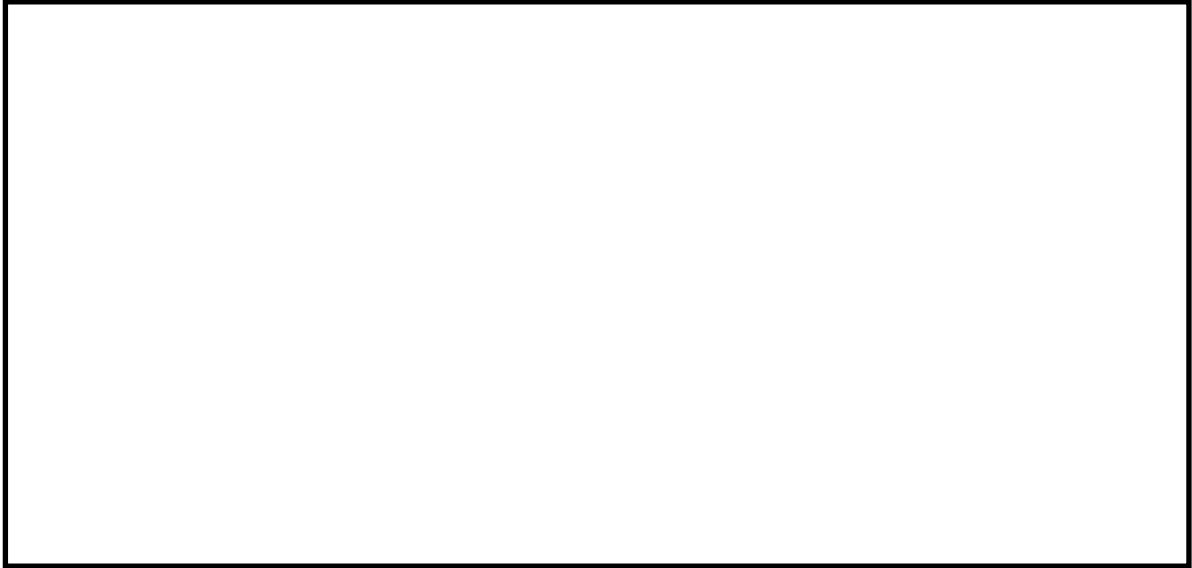
(4) 解析・評価

WinNUPRAで構築したフォールトツリーをリンクし、定量化することができ、イベントツリーの定量化、カットセット式の編集等が実施できる。WinNUPRAでは、フォールトツリー結合法で最小カットセットを求め、稀有事象近似で定量化している。

また、重要度解析、不確実さ解析等が実施できる。

2. コードの検証

レベル1 P R Aの代表的な解析コードとして、米国E P R Iが開発したC A F T Aがある。C A F T Aを用いた非隔離事象のイベントツリーの評価事例について、W i n N U P R Aにて再評価した結果を第1図に示す。



第1図 C A F T Aとの比較（非隔離事象イベントツリーの評価）

主要な事故シーケンスのイベントツリー上への表示

1. 起因事象別の主要な事故シーケンス

起因事象別の炉心損傷頻度（／炉年）及び主要な事故シーケンスを第1表に示す。起因事象別では、「過渡事象」が炉心損傷頻度に対する寄与割合が最も大きく、炉心損傷頻度は 4.5×10^{-6} ／炉年となる。

「過渡事象」における主要な事故シーケンスは「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」となり、炉心損傷頻度は、過渡事象全体と同じ 4.5×10^{-6} ／炉年となる。第1図に、「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」のイベントツリーを示す。

「過渡事象」には、「非隔離事象」「隔離事象」「全給水喪失」「水位低下事象」「原子炉保護系誤動作等」及び「逃がし安全弁誤開放」の起因事象が含まれており、起因事象ごとのイベントツリーにおける主要な事故シーケンスを第2図～第7図に示す。

2. 事故シーケンスグループ別の主要な事故シーケンス

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度（／炉年）及び主要な事故シーケンスを第2表に示す。事故シーケンスグループ別では、「崩壊熱除去機能喪失」が炉心損傷頻度に対する寄与割合が最も大きく、炉心損傷頻度は 6.2×10^{-6} となる。

「崩壊熱除去機能喪失」の中で主要な事故シーケンスは「過渡事象＋崩壊熱除去機能喪失」となり、「過渡事象＋崩壊熱除去機能喪失」のイベントツリーにおける主要な事故シーケンスは、1.と同様である。

第1表 起因事象別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンス

起因事象	起因事象別 炉心損傷頻度 (/炉年)	主要なシーケンス	イベント ツリー
過渡事象	4.5E-06	過渡事象+崩壊熱除去失敗	第1図
非隔離事象	2.4E-06	非隔離事象+RHR失敗	第2図
隔離事象	3.8E-07	隔離事象+RHR失敗	第3図
全給水喪失	1.5E-07	全給水喪失+RHR失敗	第4図
水位低下事象	3.8E-07	水位低下事象+RHR失敗	第5図
原子炉保護系誤動作等	1.1E-06	RPS誤動作等+RHR失敗	第6図
逃がし安全弁誤開放	1.7E-08	逃がし安全弁誤開放+RHR失敗	第7図
手動停止/サポート系喪失	1.2E-06	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	
手動停止(通常停止を含む)	1.2E-08	手動停止+崩壊熱除去失敗	
原子炉補機冷却系故障A系	3.9E-07	補機A喪失+RHR失敗	
原子炉補機冷却系故障B系	3.1E-07	補機B喪失+RHR失敗	
交流電源故障C系	9.2E-08	AC-C喪失+RHR失敗	
交流電源故障D系	7.6E-08	AC-D喪失+RHR失敗	
直流電源故障A系	1.7E-07	DC-1喪失+RHR失敗	
直流電源故障B系	1.4E-07	DC-2喪失+RHR失敗	
タービン・サポート系故障	1.0E-08	タービン・サポート系喪失+RHR失敗	
外部電源喪失	5.2E-07	外部電源喪失+交流電源喪失	
外部電源喪失	5.2E-07	外部電源喪失+DG-A失敗+DG-B失敗	
原子炉冷却材喪失(LOCA)	9.3E-09	冷却材喪失(LOCA)+崩壊熱除去失敗	
小破断LOCA	5.4E-09	小LOCA+RHR失敗	
中破断LOCA	3.6E-09	中LOCA+RHR失敗	
大破断LOCA	3.6E-10	大LOCA+RHR失敗	
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	インターフェイスシステム LOCA	

第2表 事故シーケンス別の炉心損傷頻度と事故シーケンス

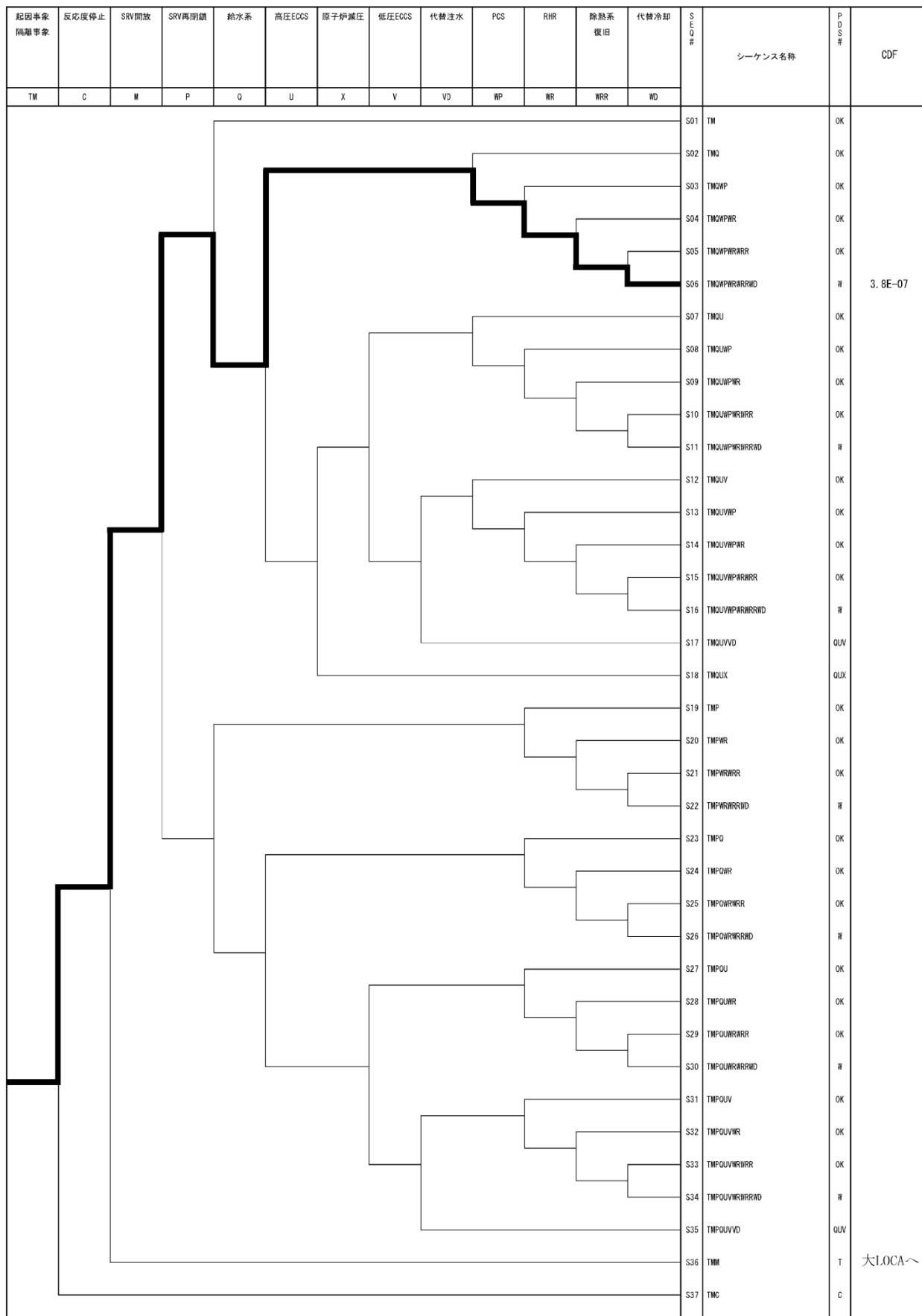
事故シーケンスグループ	事故シーケンス グループ別 炉心損傷頻度 (/炉年)	主要なシーケンス	イベント ツリー
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	第1図～ 第7図
全交流動力電源喪失	2.7E-09	外部電源喪失＋交流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗	
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	過渡事象＋原子炉停止失敗	
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	インターフェイスシステム LOCA	
LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	冷却材喪失（LOCA）＋ 高圧炉心冷却失敗＋原子炉 減圧失敗	

過渡 事象	原子炉 停止	圧力バウンダリ 健全性	高压炉心 冷却	原子炉減 圧	低压炉心 冷却	崩壊熱 除去	炉心損傷頻度 (／炉年)	事故シケケンス	事故シケケンス グループ
							4.5E-06	過渡事象 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
							3.3E-08	過渡事象 (逃がし安全弁誤開放) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失

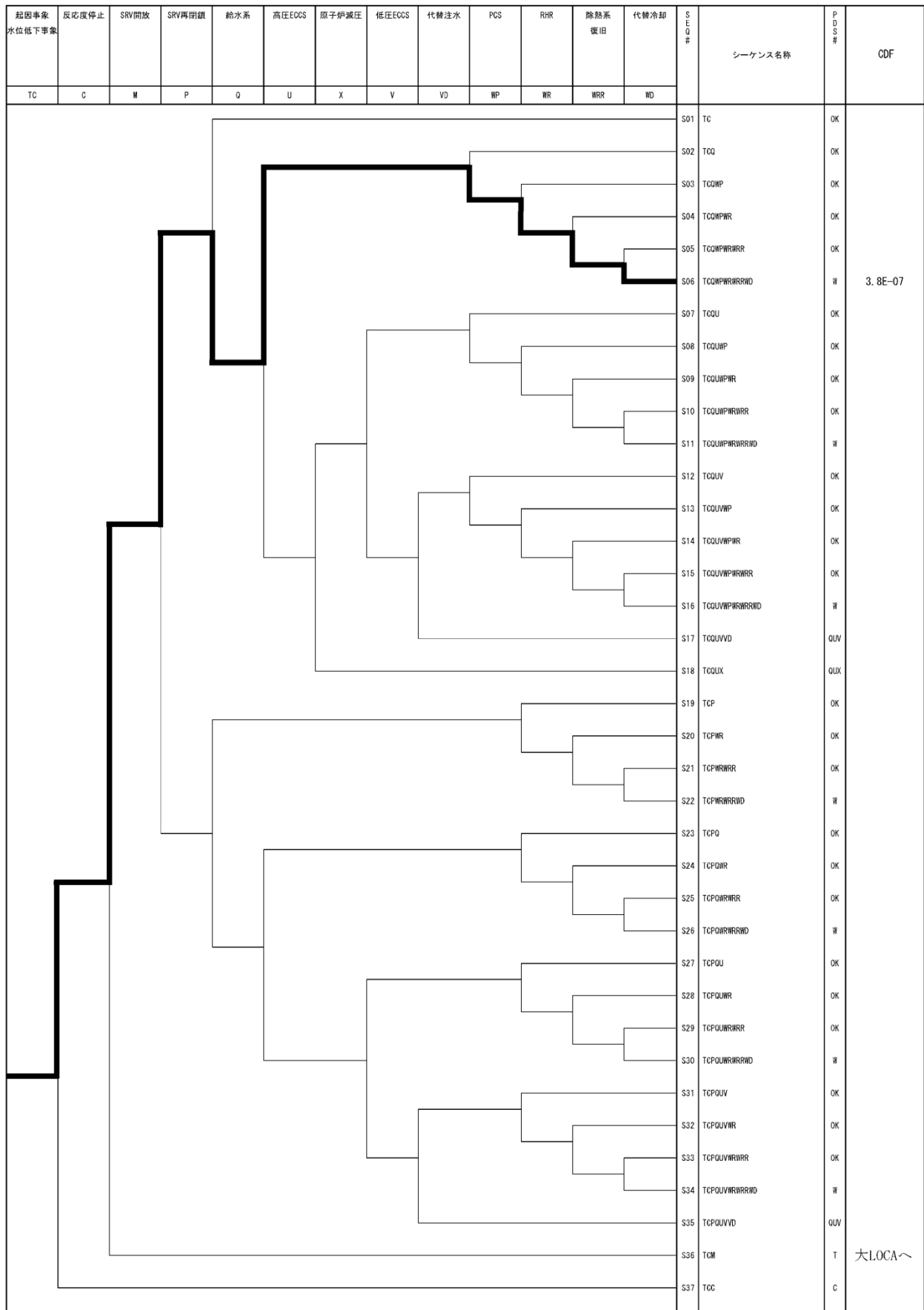
第1図 過渡事象イベントツリー

起因事象 非隔離事象	反応度停止	SRV開放	SRV再閉鎖	給水系	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	CDF	
TT	C	M	P	Q	U	X	V	VD	WP	WR	WRR	WD					
													S01	TT	OK	2.4E-06	
													S02	TTQ	OK		
													S03	TTQWP	OK		
													S04	TTQWPWR	OK		
													S05	TTQWPWRWR	OK		
													S06	TTQWPWRWRWD	W		
													S07	TTQU	OK		
													S08	TTQUWP	OK		
													S09	TTQUWPWR	OK		
													S10	TTQUWPWRWR	OK		
													S11	TTQUWPWRWRWD	W		
													S12	TTQUV	OK		
													S13	TTQUWVP	OK		
													S14	TTQUWVPWR	OK		
													S15	TTQUWVPWRWR	OK		
													S16	TTQUWVPWRWRWD	W		
													S17	TTQUVVD	QUV		
													S18	TTQUX	QUX		
													S19	TTP	OK		
													S20	TTPWR	OK		
													S21	TTPWRWR	OK		
													S22	TTPWRWRWD	W		
													S23	TTPQ	OK		
													S24	TTPQWR	OK		
													S25	TTPQWRWR	OK		
													S26	TTPQWRWRWD	W		
													S27	TTPQU	OK		
													S28	TTPQUWR	OK		
													S29	TTPQUWRWR	OK		
													S30	TTPQUWRWRWD	W		
													S31	TTPQUV	OK		
													S32	TTPQUVWR	OK		
													S33	TTPQUVWRWR	OK		
													S34	TTPQUVWRWRWD	W		
													S35	TTPQUVVD	QUV		
													S36	TTM	T		大LOCAへ
													S37	TTC	C		

第2図 非隔離事象に対するイベントツリー



第3図 隔離事象に対するイベントツリー



第5図 水位低下事象に対するイベントツリー

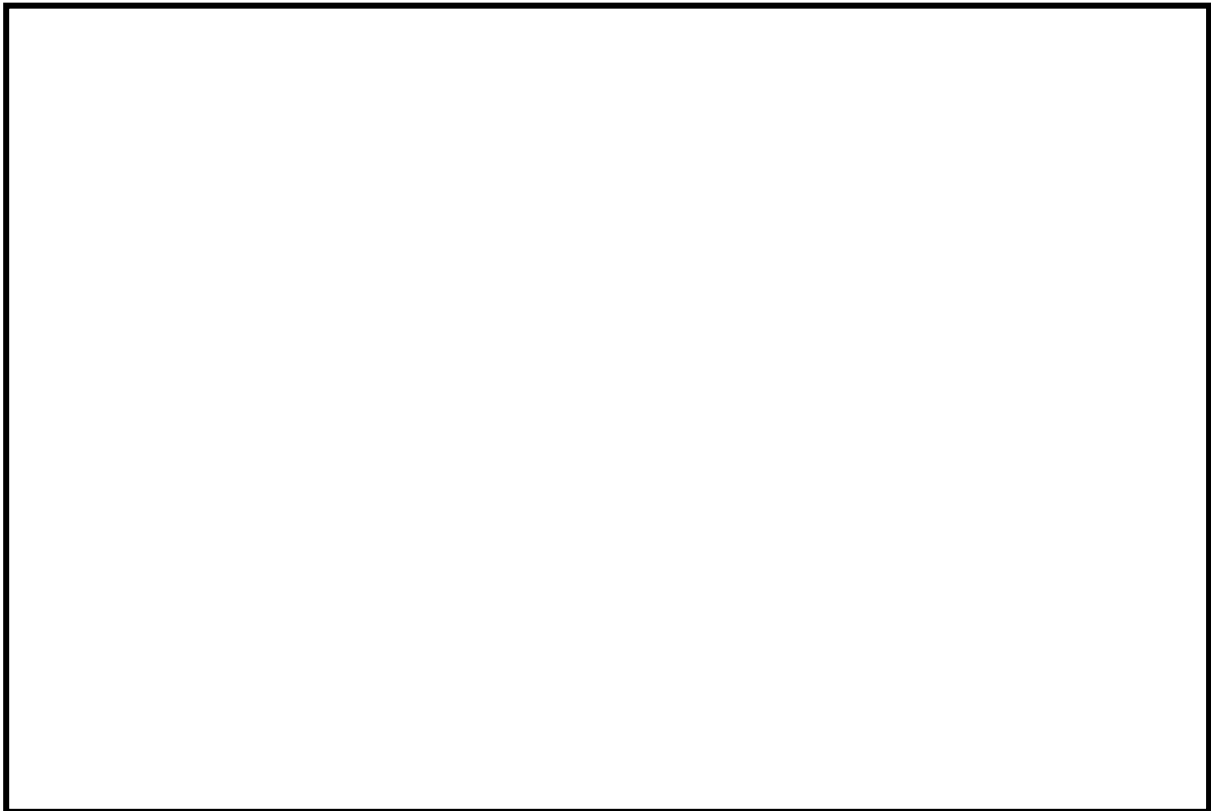
起因事象 S/R弁誤開放	反応度停止	給復水系	高圧ECCS	低圧ECCS	代替注水	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
TI	C	Q	U	V	VD	WR	WRR	WD				
										OK		
										OK		
										OK		
										W		
										OK		
										OK		
										OK		
										W	1.7E-08	
										OK		
										OK		
										OK		
										W		
										OK		
										OK		
										OK		
										W		
										OUV		
										C		

第7図 逃がし安全弁誤開放に対するイベントツリー

不確かさ解析における計算回数と収束性の確認

島根原子力発電所2号炉の内部事象運転時レベル1 P R Aモデルでは不確かさ解析として、モンテカルロ計算の試行回数を [] 回で実施している。

第1図は [] 回までの試行回数 ([]
[] 回) における全 C D F の 5 % 値, 中央値, 平均値, 95 % 値のプロットを示す。その結果, およそ 20,000 回以上の試行回数でほぼ同等な結果が得られていることが確認された。これにより, 試行回数 [] 回で結果は十分収束していると考ええる。



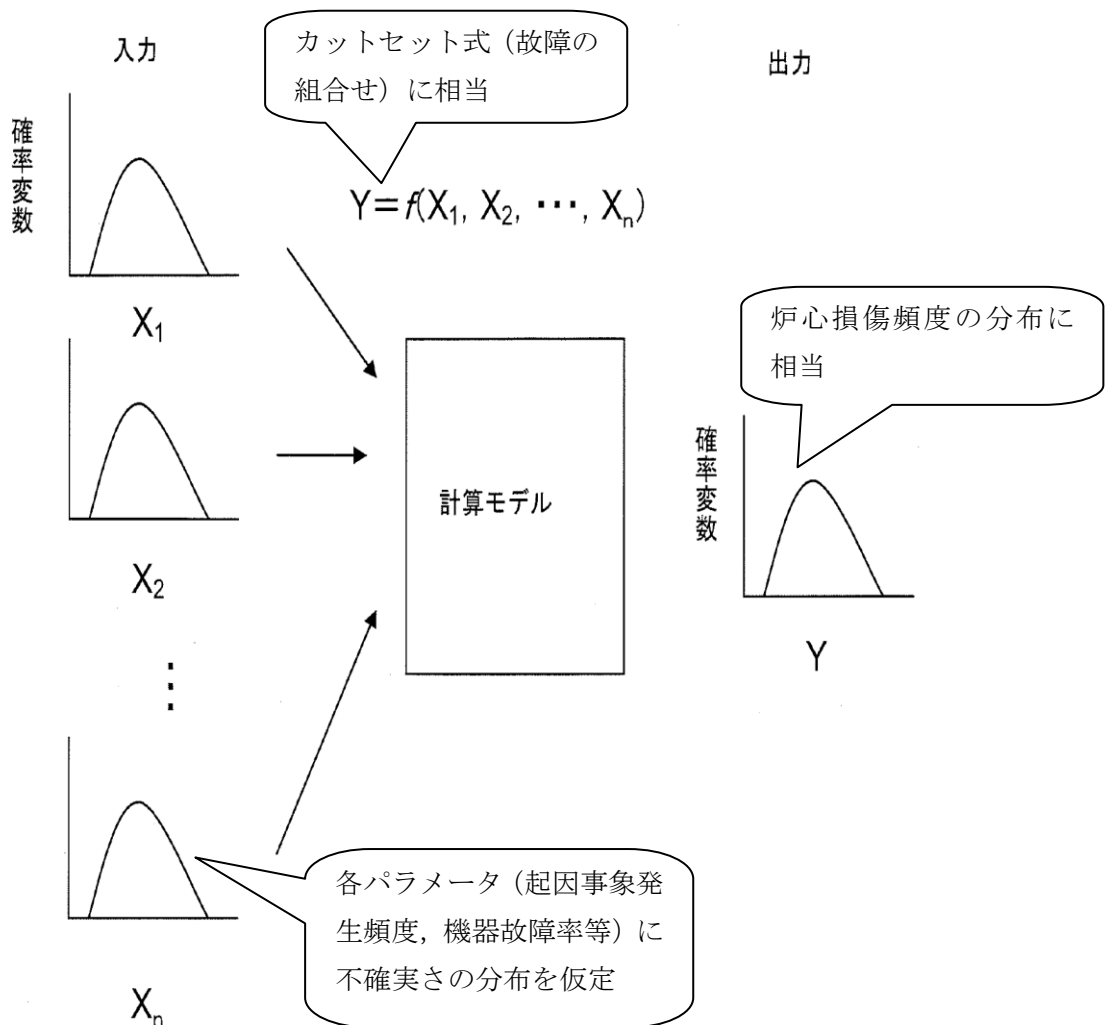
第1図 試行回数と炉心損傷頻度の関係

不確実さ評価において、各入力変数のサンプリングから
炉心損傷頻度の確率分布を生成するプロセス

出力運転時レベル1 PRAにおいては、全炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度について不確実さ解析を実施した。

評価方法（第1図参照）は、レベル1 PSA学会標準（解説41）に従い、確率変数として扱うべき因子は、起因事象発生頻度、共通原因故障パラメータ、人的過誤率及び機器故障率の4種とし、不確実さ伝播解析で一般的に用いられているモンテカルロ法を用いた。

モンテカルロ法による計算回数はこれまでのPSR時のPRAと同様、基本的に 回を設定し評価、計算回数による評価結果への影響がないことを確認している。



第1図 不確実さ解析の流れ

ベイズ統計の計算過程について

1. 固有プラントデータによるベイズ更新

今回のPRAのベースケースとして、機器故障率は国内故障率データ、起因果象は国内BWR起因果象発生頻度を用いている。それに対して、感度解析にて機器故障率と起因果象発生頻度に固有プラントデータを適用した。

固有プラントデータの適用方法はベイズ推定を用いている。機器故障率は国内故障率データの確率分布、起因果象は国内BWR起因果象発生頻度の確率分布を事前分布とし、島根原子力発電所2号炉の固有プラントデータの尤度関数（与えられた推定パラメータ発生頻度の値に対して特定のエビデンスが生起する確率）をベイズ更新で反映することで事後分布を作成した。機器故障率及び起因果象発生頻度のベイズ更新の条件を第1表及び第2表、評価の流れを第1図及び第2図に示す。

島根原子力発電所2号炉で発生した主な事象の観測件数と露出時間を第3表に示す。今回の感度解析では、島根原子力発電所2号炉で観測された起因果象及び機器故障に対してのみベイズ更新を行った。島根原子力発電所2号炉で観測されていない機器故障及び起因果象については、発生件数0件でのベイズ更新は行わず、国内故障率データ又は国内BWR起因果象発生頻度の値をそのまま用いている。

ベイズ更新によって求めた起因果象及び機器故障率の事前分布及び事後分布の平均値を第4表、感度解析の結果を第5表に示す。感度解析の炉心損傷頻度はベースケースと比較して若干低下したが、ベースケースの炉心損傷頻度のEFの幅の中に含まれていることから、固有プラントデータを適用した評価は一般データを適用した評価と比較して大きな差はないと考えられる。

2. 固有プラントデータのベイズ更新方法

島根原子力発電所2号炉固有データのベイズ更新方法は、期間中の島根原子力発電所2号炉のプラント固有データを一括でベイズ更新している。

一括で更新した場合に対し、運転時間を年度等で区切ることでベイズ更新を行う方法も考えられる。そのため、ベイズ更新を複数回に分けたときとの違いについて同じ事前分布を対象に検証を行った。複数回に分ける単位として年度ごとに更新を行うことを想定した。計算結果を第6表に示す。固有プラントデータを年度ごとにベイズ更新した場合についても、一括でベイズ更新した場合の各起因果象又は機器故障率のEFの幅の中に含まれていることから、年度ごとにベイズ更新を行ったときも一括でベイズ更新したときに対して大きな差はないと考えられる。

3. 事前分布に含まれる固有プラントのデータ

事前分布には一般データを適用しており、島根原子力発電所2号炉の情報（観測件数と露出時間）を含んでいるが、事前分布から島根原子力発電所2号炉の情報を除外した場合についても、事前分布及び事後分布の計算を行った。計算結果を第7表に示す。

一般データに含まれるプラントは複数あるため、観測件数が多く発生件数に偏りがなければ、事前分布の一部に島根原子力発電所2号炉の情報が含まれていても、母集団に対する固有プラントの割合が小さいため、重複による影響は小さいと考えられる。しかしながら、一般データの観測件数が少ないため不確実さがあることを考慮し、事前分布から島根原子力発電所2号炉の情報を除外したベイズ更新の計算を行った。その結果、事前分布から島根原子力発電所2号炉の情報を除外した場合においても、各起因事象及び機器故障率は島根原子力発電所2号炉の情報を含んだ場合の起因事象及び機器故障率のE Fの幅の中に含まれていることから、島根原子力発電所2号炉の情報を含んだ事前分布を適用しても、重複による影響は小さいと考えられる。

第1表 国内一般データ評価条件

項目	国内BWR起因事象発生頻度／国内故障率データ
ソフトウェア	WinBUGS
推定手法	階層ベイズ
発生頻度分布	対数正規分布
尤度関数	ポアソン過程
	起因事象：1970年度～2011年度（国内BWR運転実績） 機器故障：1982年度～2002年度（21ヵ年データ）
観測件数の分布 （機器故障率）	二項分布

第2表 固有プラントデータ評価条件

項目	島根原子力発電所2号炉 起因事象／機器故障率
ソフトウェア	BUDDA
推定手法	経験ベイズ
事前分布	対数正規分布
尤度関数	ポアソン過程
	起因事象：1988年度（島根原子力発電所2号炉運転開始）～2011年度 機器故障：1982年度（島根原子力発電所2号炉運転開始）～2002年度

第3表 固有プラントの主な事象の観測件数と露出時間

起因事象／機器故障率		一般データ※1		固有プラントデータ※2	
		観測件数	露出時間	観測件数	露出時間
起 因 事 象	隔離事象	13	526 炉年	1	18.5 炉年
	原子炉保護系誤動作等	39		1	
	手動停止	869		24	
機 器 故 障 率	非常用ディーゼル 発電機 起動失敗	19	1.3E+07 時間	1	3.3E+05 時間
	タービン駆動ポンプ 起動失敗	6	6.8E+06 時間	1	1.1E+05 時間
	電動弁（純水等） 作動失敗	9	9.1E+08 時間	1	2.0E+07 時間

※1 一般データの機器故障率は国内故障率データ（21ヵ年データ）、起因事象は原子力施設運転管理年報を用いている。

※2 固有プラントデータの機器故障率はニューシア（NUCIA）、起因事象は原子力施設運転管理年報を用いている。

第4表 ベイズ更新による主な事前分布及び事後分布

起回事象／機器故障率		事前分布		事後分布		ベースケース	
		平均値	E F	平均値	E F	平均値	E F
起回事象	隔離事象	4.8E-02	22	3.8E-02	6.0	2.5E-02	3.0
	原子炉保護系誤動作等	7.6E-02	2.0	7.1E-02	1.9	7.4E-02	3.0
	手動停止	1.4	1.3	1.4	1.2	1.7	3.0
機器故障率	非常用ディーゼル発電機 起動失敗	4.3E-06	6.5	3.0E-06	3.6	4.3E-06	6.5
	タービン駆動ポンプ 起動失敗	4.1E-06	47	5.3E-06	8.5	4.1E-06	47
	電動弁（純水等） 作動失敗	4.8E-08	60	3.4E-08	8.0	4.8E-08	60

第5表 感度解析の炉心損傷頻度（固有プラントデータの反映）

事故シーケンスグループ	感度解析 (ベイズ統計) (／炉年)	ベースケース	
		平均値 (／炉年)	E F
崩壊熱除去機能喪失	5.7E-06	6.2E-06	3.0
全交流動力電源喪失	2.2E-09	2.7E-09	4.3
長期TB	2.2E-09	2.7E-09	4.3
TBU	1.0E-11	1.2E-11	6.6
TBP	6.6E-12	8.2E-12	22
TBD	3.5E-12	3.9E-12	14
高圧注水・減圧機能喪失	5.8E-09	5.0E-09	4.1
高圧・低圧注水機能喪失	3.4E-09	3.3E-09	11
原子炉停止機能喪失	6.8E-10	6.1E-10	22
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	3.3E-09	4.1
LOCA時注水機能喪失	4.2E-13	4.3E-13	19
合計	5.7E-06	6.2E-06	3.0

第6表 固有データ更新方法の比較

主要な事象露出		事前分布		事後分布			
				一括更新 ^{※1}		年度更新 ^{※2}	
		平均値	E F	平均値	E F	平均値	E F
起 因 事 象	隔離事象	4.8E-02	22	3.8E-02	6.0	2.5E-02	4.0
	原子炉保護系誤動作等	7.6E-02	2.0	7.1E-02	1.9	6.7E-02	2.0
機 器 故 障 率	非常用ディーゼル 発電機 起動失敗	4.3E-06	6.5	3.0E-06	3.6	2.6E-06	3.5
	タービン駆動 ポンプ 起動失敗	4.1E-06	47	5.3E-06	8.5	1.6E-06	10

※1 露出時間及び事象発生実績の期間中の合計を一括で更新した結果。

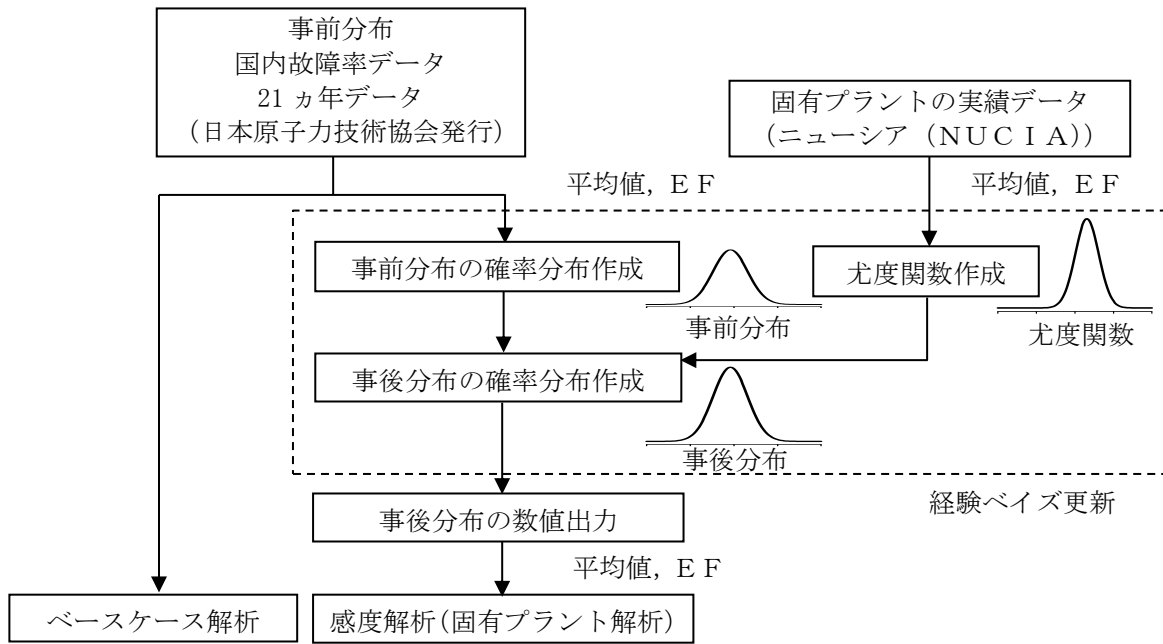
※2 露出時間及び事象発生件数を年度ごとに更新した結果。

第7表 固有プラントデータを除外した場合の比較

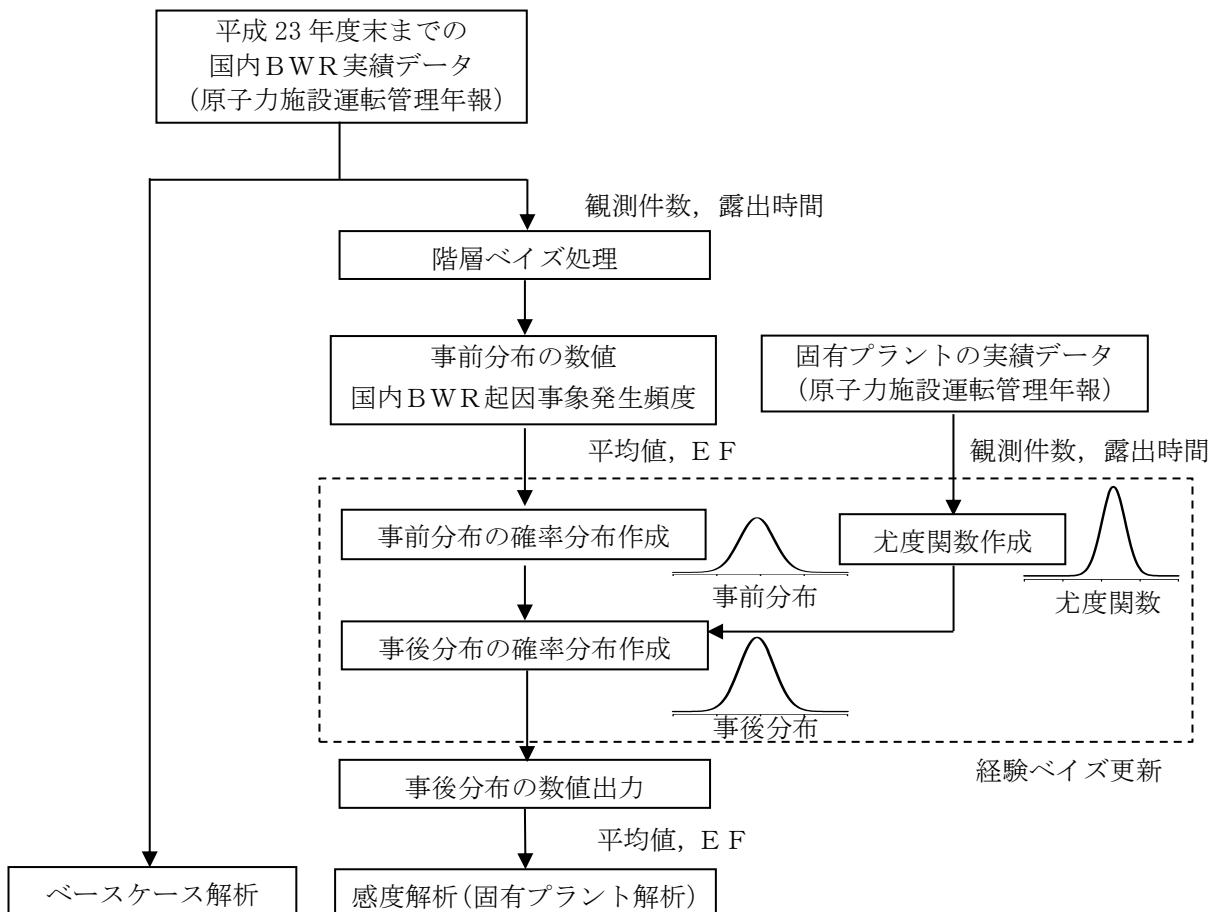
起 因 事 象 / 機 器 故 障 率		事前分布				事後分布			
		島根を含む ^{※1}		島根を除外 ^{※2}		島根を含む ^{※1}		島根を除外 ^{※2}	
		平均値	E F	平均値	E F	平均値	E F	平均値	E F
起 因 事 象	隔離事象	4.8E-02	22	4.8E-02	29	3.8E-02	6.0	3.7E-02	6.6
	原子炉保護系誤動作等	7.6E-02	2.0	7.8E-02	2.0	7.1E-02	1.9	7.2E-02	1.9
	手動停止	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.2	1.3	1.3
機 器 故 障	非常用ディーゼル 発電機 起動失敗	4.3E-06	6.5	5.0E-06	6.5	3.0E-06	3.6	3.2E-06	3.5
	タービン駆動ポンプ 起動失敗	4.1E-06	47	3.8E-06	45	5.3E-06	8.5	5.2E-06	8.5
	電動弁（純水等） 作動失敗	4.8E-08	60	3.4E-08	59	3.4E-08	8.0	3.2E-08	8.4

※1 露出時間及び事象発生実績に固有プラント（島根原子力発電所2号炉）の事象を含めたときの結果。

※2 露出時間及び事象発生実績に固有プラント（島根原子力発電所2号炉）の事象を含めないときの結果。



第 1 図 機器故障率の固有プラントデータ作成の流れ



第 2 図 起因事象発生頻度の固有プラントデータ作成の流れ

重大事故等対処設備に期待した場合のPRA

島根原子力発電所2号炉の設置変更許可申請に合わせて実施したPRAでは、設計基準事故対処設備及び設計基準事故対処設備以外のプラント運転開始時より備えている手段・設備（通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」）の一部を考慮した状態にて評価している。

この評価に対する参考評価として、重大事故等対処設備に期待した状態について感度解析を実施した。結果を以下に示す。

1. 評価において期待する設備

期待する設備の一覧を第1表に示す。

感度解析では、現在、島根原子力発電所2号炉に対して整備している重大事故等対処設備等の一部を考慮した。評価を実施した時点では運用等について検討中の設備もあるが、重大事故等対処設備によるリスク低減効果の概要を確認する観点から、それらについてもモデル化して評価している。

2. 評価結果

各PRAの全炉心損傷頻度等の評価結果を第1図に、内部事象運転時レベル1PRAの各炉心損傷頻度の寄与割合を第2図に、各PRAの結果に対する事故シーケンスグループの割合を第3図に示す。ベースケースと感度解析の変化の要因を以下に示す。

(1) 全炉心損傷頻度の低下の傾向

ベースケースと感度解析の結果について、第1図からは、内部事象運転時レベル1PRA及び地震レベル1PRAにおいて全炉心損傷頻度が低下したことが分かる。このことから、重大事故等対処設備を講じたことにより、今回評価対象とした事象に対しては、島根原子力発電所2号炉の炉心損傷頻度が低減することを定量的に確認できた。

内部事象運転時レベル1PRAでは全炉心損傷頻度が1.2%、地震レベル1PRAでは47%まで低下している。

(2) 各PRAの全炉心損傷頻度

各PRAのベースケースと感度解析の結果について第3図を参照し、各PRAの全炉心損傷頻度の主な低下の要因を示す。

a. 内部事象運転時レベル1PRA

内部事象運転時レベル1PRAについて、ベースケースと感度解析の評価結果を比較すると、全炉心損傷頻度はベースケースの 6.2×10^{-6} /炉年から 7.4×10^{-8} /炉年まで低下した。全炉心損傷頻度の中で支配的な事故シーケンスグループは、ベースケース及び感度解析ともに崩壊熱除去機能喪失であったが、崩壊熱除去機能喪失の炉心損傷頻度は約1.0%に低下した。これが感度

解析における全炉心損傷頻度の低下の支配的な要因である。

崩壊熱除去機能喪失の炉心損傷頻度が大きく低下した要因は、格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去機能の多様化が影響したものと考えられる。

b. 地震レベル1 P R A

地震レベル1 P R Aについて、ベースケースと感度解析の評価結果を比較すると、全炉心損傷頻度はベースケースの 7.9×10^{-6} / 炉年から 3.7×10^{-6} / 炉年まで低下した。全炉心損傷頻度の低下の要因は、感度解析で考慮した対策による全交流動力電源喪失等の炉心損傷頻度の低下である。一方、評価上炉心損傷直結としている事象 (E x c e s s i v e L O C A等) については、そもそも対策の効果に期待する評価としていないことから、ベースケースと感度解析での炉心損傷頻度に変化はなく、相対的に全炉心損傷頻度に占める割合が増加した。また、感度解析における内部事象運転時レベル1 P R Aの全炉心損傷頻度では地震レベル1 P R Aの割合が約 95%であることから、これらの地震レベル1 P R Aの炉心損傷直結事象は内部事象運転時レベル1 P R Aの全炉心損傷頻度においても寄与割合が大きくなっている。

これらの炉心損傷直結事象は、損傷の程度に応じて緩和系による事象収束可否を詳細に評価することが望ましいが、現段階では損傷の規模や範囲の特定は困難かつ不確かさが大きく、これら事故シーケンスが発生した場合の事象進展、具体的には、炉心損傷までの余裕時間、緩和系の健全性や炉心損傷防止への必要性能有無などについて評価を行うことは現実的ではないことから、保守的に炉心損傷直結として取り扱っている。

大規模な地震等を想定した場合の、多数の設備の機能喪失により炉心損傷回避が困難となるケースについても、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、地震等による損傷の程度や事象進展に応じて、さまざまな炉心損傷防止対策を臨機応変に組み合わせて活用可能なように準備しておくことが重要である。また、原子炉建物全体が損壊し、建物内部の安全系機器が機能喪失に至ってしまうような非常に過酷な状況下においても、屋外の可搬型設備により注水、除熱、電源機能を確保するとともに、大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておくことが重要であると考えられる。

c. 津波レベル1 P R A

島根原子力発電所2号炉のP R Aでは、ベースケースの段階において、津波による浸水防止対策を考慮しているため、感度解析においてもベースケースと同じ全炉心損傷頻度となっている。

3. まとめ

感度解析の結果より、重大事故等対処設備を講じたことにより、島根原子力発電所2号炉の炉心損傷頻度が低減されることを定量的に確認できた。地震レベル1 P R Aにおいて、炉心損傷直結事象が抽出されたが、これらについては、評価

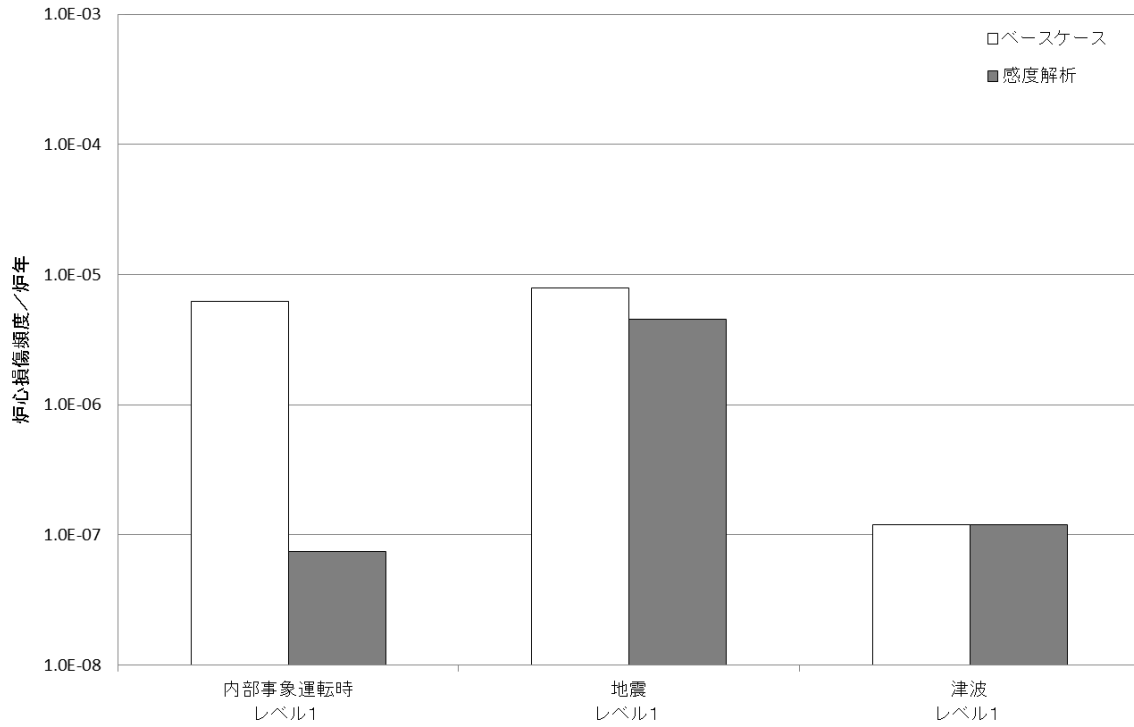
の詳細化を検討していく。

今後も安全対策の変更等をPRAモデルに反映し、プラントのリスクを適切に把握することに努めていく。

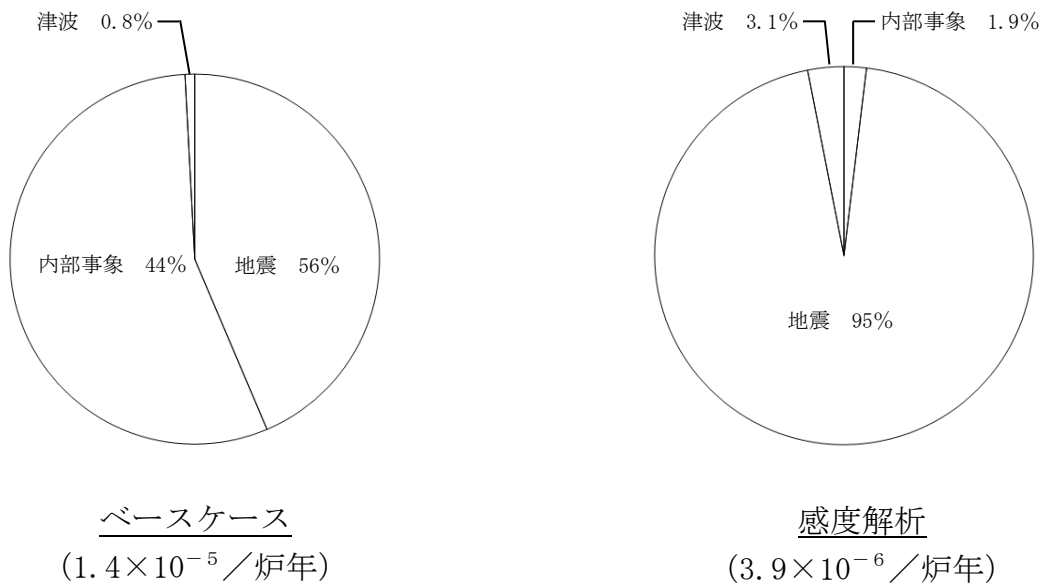
第1表 感度解析で期待する設備等

機能及び設備名		ベース ケース	感度解析
異常発生防止			
耐津波設計の見直し	津波による浸水防止対策	○	○
原子炉停止機能			
設計基準事故対処設備	原子炉保護系及び制御棒駆動系	○	○
炉心冷却機能			
設計基準事故対処設備	原子炉隔離時冷却系	○	○
	高压炉心スプレイ系	○	○
	低压炉心スプレイ系	○	○
	低压注水系	○	○
	自動減圧系	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	手動減圧	○	○
	給復水系	○*	○*
重大事故等対処設備	低压原子炉代替注水系（常設）	—	○
格納容器熱除去機能			
設計基準事故対処設備	残留熱除去系	○	○
プラント運転開始時より備えている設備	格納容器スプレイの手動起動	○	○
	復水器による除熱	○*	○*
重大事故等対処設備	格納容器フィルタベント系	—	○
安全機能のサポート機能			
設計基準事故対処設備	原子炉補機冷却系	○	○
	非常用ディーゼル発電機	○	○
	直流電源	○	○
重大事故等対処設備	常設代替交流電源設備	—	○
	所内常設蓄電式直流電源設備	—	○

※ 手動停止時のみ考慮している。



第1図 各PRAの全炉心損傷頻度



第2図 各PRAの寄与割合

ベースケース	内部事象運転時レベル1 PRA 全炉心損傷頻度： 6.2×10^{-6} / 炉年	地震レベル1 PRA 全炉心損傷頻度： 7.9×10^{-6} / 炉年	津波レベル1 PRA 全炉心損傷頻度： 1.2×10^{-7} / 炉年
感度解析	<p>全炉心損傷頻度：7.4×10^{-8} / 炉年</p> <p>崩壊熱除去機能喪失 88%</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失 0.9% 高圧低圧注水機能喪失 <0.1% インターフェイスシステムLOCA 4% 高圧注水・減圧機能喪失 6.9% 全交流動力電源喪失 <0.1% LOCA時注水機能喪失 <0.1% 	<p>全炉心損傷頻度：3.7×10^{-6} / 炉年</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失 37% 全交流動力電源喪失 17% 格納容器バイパス <0.1% 原子炉格納容器損傷 4.7% 原子炉格納容器損傷 9.3% 原子炉格納容器損傷 0.5% 原子炉停止機能喪失 <0.1% 制御室建物損傷 0.4% 廃棄物処理建物損傷 <0.1% Excessive LOCA 11% 計装・制御系喪失 4.0% 高圧・低圧注水機能喪失 12% 高圧注水・減圧機能喪失 2.8% 	<p>全炉心損傷頻度：1.2×10^{-7} / 炉年</p> <p>直接炉心損傷に至る事象 100%</p>
	<p>全炉心損傷頻度：6.2×10^{-6} / 炉年</p> <p>崩壊熱除去機能喪失 約100%</p>	<p>全炉心損傷頻度：1.2×10^{-7} / 炉年</p> <p>直接炉心損傷に至る事象 100%</p>	

第3図 各PRAの事故シナリオグループの寄与割合

評価した工程の代表性及び成功基準の選定の考え方、
燃料取出しの考え方について

停止時レベル1 P R Aの評価対象とする定期事業者検査工程については、過去の運転実績の中から標準的なものを選定することとし、第14回定期検査を参考として評価用工程を設定した。

【停止時P S A学会標準より抜粋】

「5.4 P O Sの継続時間の設定 …停止時における炉心損傷頻度を概略的に算出することが目的である場合には、過去の運転実績を統計処理してP O Sごとの時間設定を行う方法、又は、代表的な定期検査工程を対象とする方法を使用する。」

定期事業者検査工程の策定に当たっては、保安規定を満足することを前提とし、必要な予防保全工事を盛り込んだうえ、可能な限り合理的な工程としている。また、定期事業者検査中に判明した不具合への対策により、当初の計画にない工事を新たに計画し延長する場合もある。

また、過去の定期検査において実施されたことのない特異な工事については、計画時に作業内容を入念に検討のうえ、作業実施時には要領書等により適正に管理されることから、代表的な定期検査工程の選定に当たっては考慮していない。

以上を踏まえ、停止時レベル1 P R Aの評価対象とする代表的な工程の選定に当たっては、以下の観点を考慮した。

1. 定期事業者検査工程の代表性

(1) 燃料取出し

原子炉停止中において炉心燃料は、通常原子炉内に格納されているが、炉内点検や水没弁点検などの作業を実施する場合、全炉心燃料を燃料プールへ移動させ、プールゲートを閉鎖する。近年の実績を踏まえて、部分燃料取出しではなく、全燃料取出しを実施している定期検査を選定する。

(2) 工程に大きな影響を及ぼす工事の有無

原子炉ウェル水抜きにより運転停止中の状態が変わり、定期検査工程の長期化につながる工事が無い定期検査を選定する。

(3) 原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態における水路点検工事の有無

過去の定期検査においては、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（P O S - C）に、水路点検が行われた実績がある。しかし、近年の定

期検査では、POS-Cにおける水路点検の実績は少なく、また仮に水路点検が行われた場合でも、燃料損傷頻度への影響は小さいと考えられる。以上より、この期間に取水路の点検を実施しない定期検査を選定する。

なお、POS-Cにおいて水路点検工事を行う場合の燃料損傷頻度は 7.0×10^{-6} ／定期事業者検査となり、本評価における燃料損傷頻度 6.0×10^{-6} ／定期事業者検査と比較して増加するが、POS-Cで水路点検を実施する定期事業者検査は、本評価と比較して短期となることが想定され、その期間に相当する燃料損傷頻度が低減されることから、水路点検の影響は小さいと考えられる。

以上の観点から、停止時レベル1PRAの評価対象とする工程として、第14回定期検査を選定した。これまでの各定期検査実績工程について、代表工程の選定に当たっての分析結果を第1表に示す。

2. 成功基準の選定

燃料損傷の判定条件は、「燃料集合体の露出」とした。

設定した代表工程におけるプラント状態（炉心燃料取出し・プールゲートの開閉）によって対象とする燃料やその配置場所が異なるため、燃料損傷の判定条件は2ケースに分類してそれぞれに燃料集合体の露出の水位を設定した。

- ・炉心燃料と燃料プールの使用済燃料がプールゲートで隔てられている場合
- ・炉心燃料と燃料プールの使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合

第1表 定期検査実績工程分析結果

定期検査回数	解列日 ～並列日	停止 日数	①燃料取 替工事	②工程に影響 を及ぼす工事 (原子炉ウエル水 抜き工事内容)	③原子炉ウエル水抜き 中 (POS-C) の水路 点検工事の有無
1	H2. 2. 5 ～4. 18	73	部分 取出	—	不明
2	H3. 5. 7 ～7. 15	70	部分 取出	—	不明
3	H4. 9. 7 ～11. 18	73	全燃料 取出	—	有
4	H6. 1. 12 ～3. 23	71	全燃料 取出	—	有
5	H7. 4. 27 ～7. 10	75	全燃料 取出	—	有
6	H8. 9. 6 ～11. 8	64	全燃料 取出	—	有
7	H10. 1. 5 ～2. 22	49	全燃料 取出	—	有
8	H11. 5. 11 ～7. 9	60	全燃料 取出	・水没弁点検	無
9	H12. 9. 17 ～10. 29	43	部分 取出	—	有
10	H14. 1. 8 ～2. 21	45	部分 取出	—	有
11	H15. 4. 15 ～8. 1	109	全燃料 取出	・水没弁点検	無
12	H16. 9. 7 ～17. 2. 6	153	全燃料 取出	・原子炉再循環系 配管修理工事	無
13	H18. 2. 28 ～6. 3	96	全燃料 取出	—	無
14	H19. 5. 8 ～7. 22	76	全燃料 取出	—	無
15	H20. 9. 7 ～ H21. 3. 24	199	全燃料 取出	・水没弁点検工事	無
16	H22. 3. 18 ～12. 6	264	全燃料 取出	・原子炉再循環系 配管他修理工事	無

プラント状態の分類の考え方について

島根原子力発電所2号炉において評価対象とする定期事業者検査工程を第1図に示す。以下に各POS分類の考え方について述べる。

1. 原子炉低温停止への移行状態（POS-S）

通常のプラント停止では、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で除熱可能な圧力に減圧するまでは、主蒸気系を介して、復水器によって原子炉は除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転による除熱を開始した後、復水器を真空破壊し、復水器による除熱を停止する。プラント停止直後は、原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系列のほかに、残りの残留熱除去系1系列が待機状態にある。復水器真空破壊から原子炉圧力容器開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉低温停止への移行状態（POS-S）として分類する。

2. 原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態（POS-A）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放開始から原子炉ウエルの水張り完了までの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内の保有水量も運転中とほぼ変わらない。この期間は、原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系列の他に、残りの残留熱除去系1系列が待機状態にある。この期間を、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放状態（POS-A）として分類する。

3. 原子炉ウエル満水状態（POS-B）

原子炉圧力容器開放完了から原子炉圧力容器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、原子炉内の保有水量が多く、残留熱除去系による除熱が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ない。この期間を原子炉ウエル満水状態（POS-B）として分類する。さらに、POS-Bの期間において、保守点検に伴い使用可能な設備の組合せ等が変化するため、POS-B-1、B-2、B-3及びB-4の4つの期間に分類する。

4. 原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（POS-C）

原子炉ウエ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、原子炉内の保有水量は運転中とほぼ同じである。しかし、炉心の崩壊熱は、停止直後の約1/10に低下している。原子炉圧力容器閉鎖開始から起動準備に入るまでの期間を、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（POS-C）として分類する。

5. 起動準備状態（POS-D）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖が終了後，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機能を除き，緩和設備の多くが待機状態となっている。原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖終了から制御棒引抜開始までの期間を，起動準備状態（POS-D）として分類する。

上記を踏まえ，停止時レベル1 PRAの評価を実施するため，定期事業者検査期間中の主要工程と，系統の除熱及び注水能力を整理し，評価対象とするPOSを以下のとおり設定した。

- ・ POS-S : 原子炉低温停止への移行状態
- ・ POS-A : 原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態
- ・ POS-B-1 : 原子炉ウェル満水1の期間
- ・ POS-B-2 : 原子炉ウェル満水2の期間
- ・ POS-B-3 : 原子炉ウェル満水3の期間
- ・ POS-B-4 : 原子炉ウェル満水4の期間
- ・ POS-C : 原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖への移行状態
- ・ POS-D : 起動準備状態

反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について

運転停止中には原則として全制御棒が全挿入されており、制御棒駆動機構の試験を行う場合でも、厳格な管理等により1体ごとにしか行えない。また、万一、制御棒が誤って引き抜かれた場合でも、その影響は引き抜かれた制御棒等の周辺のみに限られるため、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らない。したがって、本事象から除外する。

また、過去にBWRプラントにおいて、運転停止中に制御棒が誤って引き抜かれた事象が発生している。本プラントでは、従前からHCU隔離時には制御棒駆動系はリターン運転とする手順としていたが、本事象に対する対策として、制御棒駆動水差圧高の検知の明確化を図るとともに、差圧が更に高くなった場合には制御棒駆動水ポンプをトリップさせるインターロックを設置する等の再発防止対策をとり、同様の事象発生を防止している。また、仮に同様の事象が発生したとしても、中性子束異常高による原子炉スクラムにより制御棒の引き抜きが停止することから燃料は健全性を失うことはない。

なお、制御棒の誤引き抜きが発生する頻度を評価すると、発生頻度は、 と十分小さく、頻度の観点からも起因事象から除外しても問題ない。

(補足資料)

- ・制御棒の誤引き抜きが発生する頻度について

制御棒の誤引き抜きが発生する頻度について

1. 運転停止中のHCU隔離操作の回数

運転停止中におけるHCU隔離操作は、以下の時期に2回実施される。

- ・燃料取り出し作業前
- ・PCV漏えい試験前

2. HCU隔離時の制御棒駆動系リターン運転の確認

3. 制御棒駆動水差圧高時の制御棒駆動水ポンプトリップ回路

4. 制御棒駆動水差圧高時の運転員緩和操作

5. 制御棒誤引き抜き発生頻度

残留熱除去系運転中のLOCAについて

残留熱除去系運転中のLOCAは、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で運転中の残留熱除去系から、主に弁の損傷を起因として冷却材が流出する事象である。一方、残留熱除去系切替時のLOCAは、残留熱除去系切替時に主に人的過誤を起因として冷却材が流出する事象であるが、残留熱除去系運転中のLOCAは、事象発生後の事故シーケンスの展開としては残留熱除去系切替時のLOCAとほぼ同様となる。

また、残留熱除去系運転中のLOCAの発生頻度は、残留熱除去系切替時のLOCAの 2.9×10^{-4} / 定期事業者検査より [] である。残留熱除去系運転中のLOCAの発生頻度の評価を補足資料に示す。

また、流出経路となる系統の最高使用圧力に対し、評価期間中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）における残留熱除去系の系統圧力は十分に低く、弁の破損が発生する可能性は十分に低いと考えられる。

以上より、残留熱除去系運転中のLOCAは、人的過誤が起因となる残留熱除去系切替時のLOCAで代表できるとし、起因事象から除外している。

（補足資料）

- ・残留熱除去系運転中のLOCAが発生する頻度について

残留熱除去系運転中のLOCAが発生する頻度について

1. 評価対象とするPOS

残留熱除去系が運転する期間のうち、燃料が燃料プールに搬出されている期間（POS-B-2及びB-3）については、残留熱除去ポンプの吸込がスキマサージタンクとなり、原子炉冷却材の流出が発生しても流出量はスキマサージタンクの容量のみに限定される。以上のことから、POS-B-2及びB-3を除くすべてのPOSを評価対象とする。第1図にPOS-B-2及びB-3における残留熱除去系の系統概要について示す。

2. 原子炉冷却材の流出経路及び要因の特定

原子炉冷却材の流出経路の特定に際しては次の選定条件を設定した。

- ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中に原子炉冷却材圧力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は除く。
- ・原子炉冷却材の流出に2弁以上の弁の故障が必要となる経路は除く。

上記の選定条件に適合する弁の故障を以下に示す。

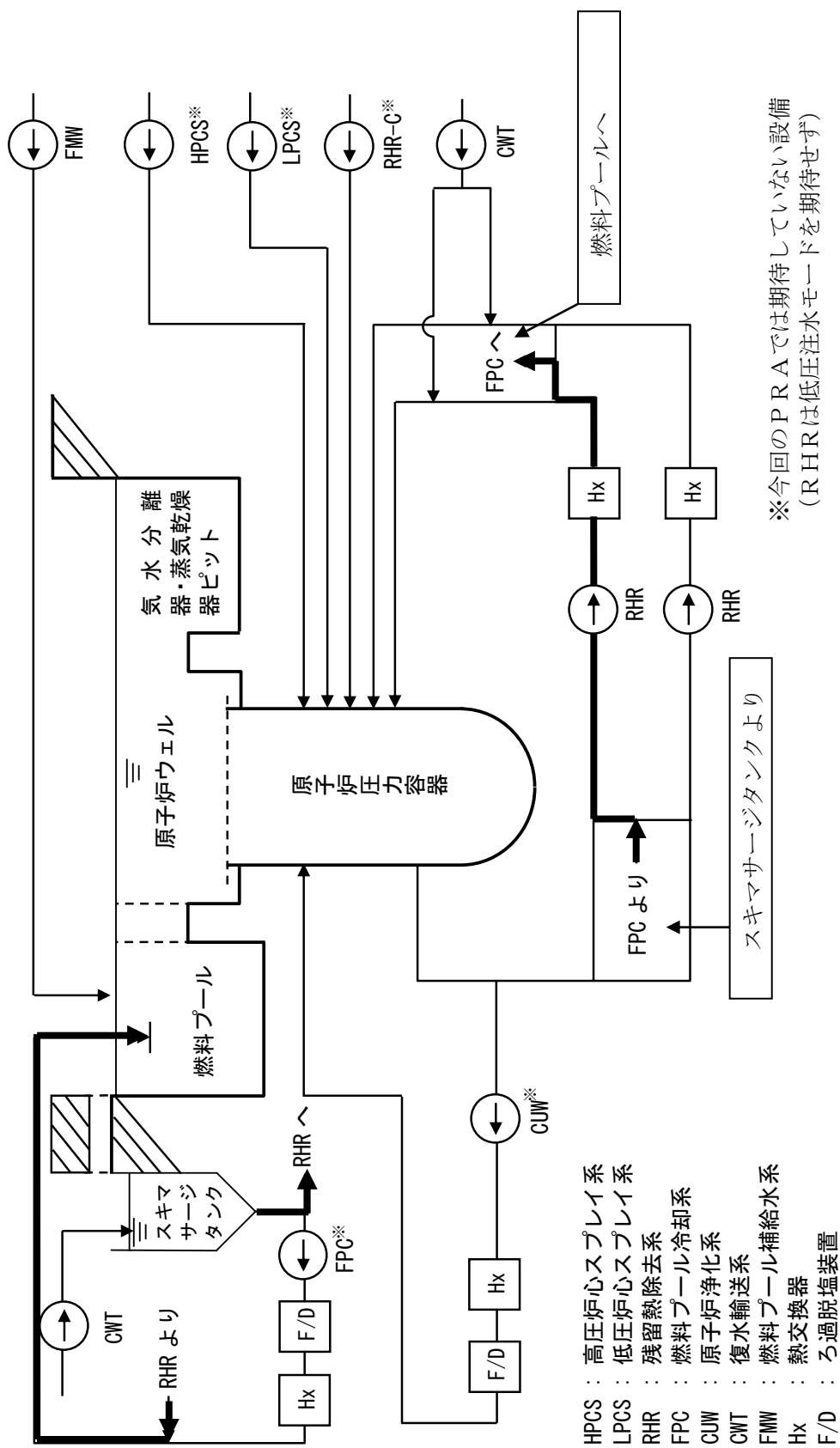
- ・サプレッション・チェンバからの吸込弁の破損
- ・ミニマムフロー弁の破損
- ・テストラインの弁の破損
- ・格納容器スプレイライン（サプレッション・チェンバ側）の弁の破損

対象とした4弁を第2図に示す。

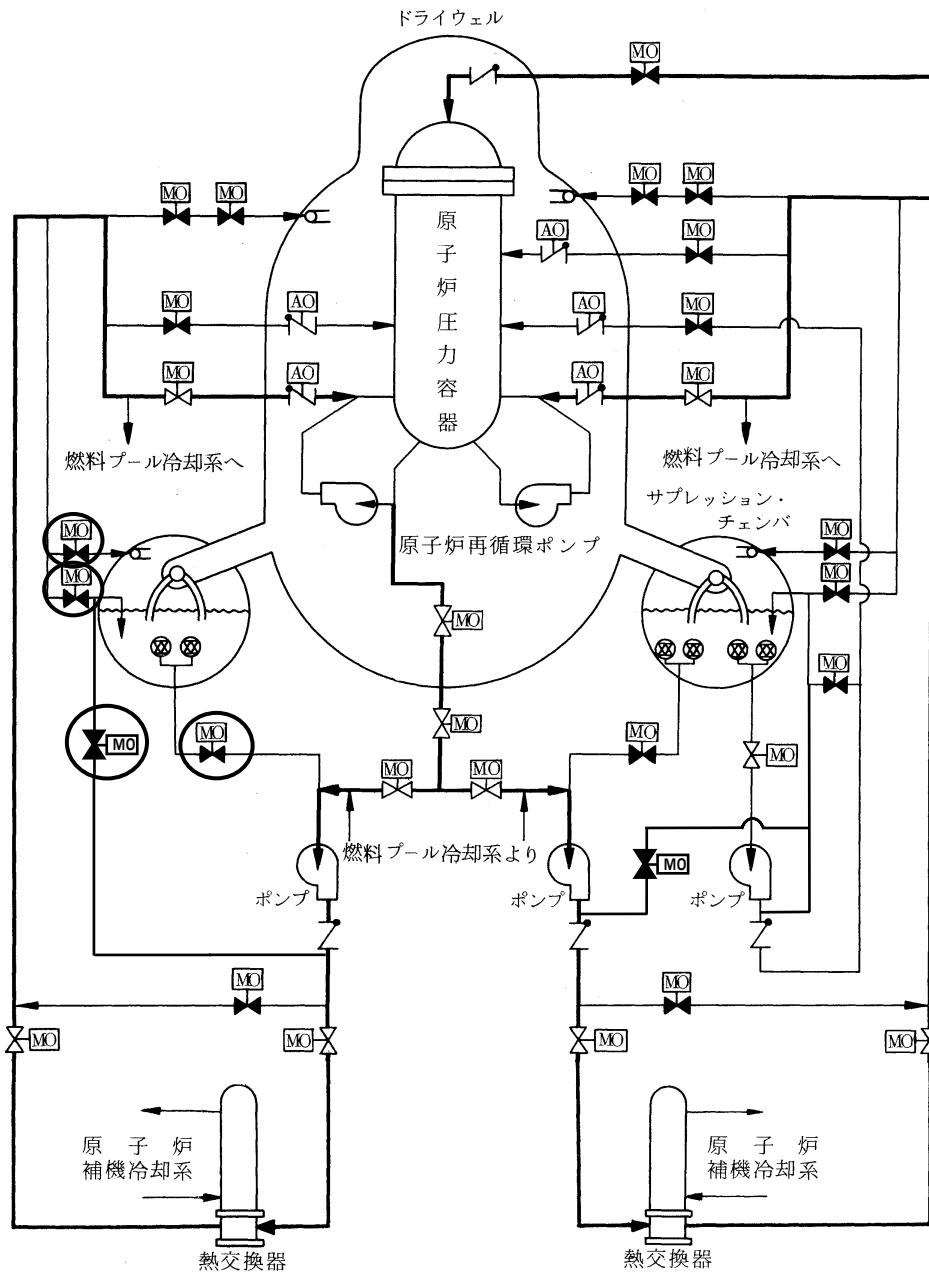
3. 発生頻度

本評価では、電動弁（純水）内部リークの国内一般機器故障率 4.1×10^{-9} （/時間）を対象弁の内部破損による冷却材流出頻度とした。

1系列の残留熱除去系が評価対象期間中運転するとした場合、残留熱除去系運転中のLOCAの発生頻度は、以下のとおりとなる。



第1図 POS-B-2及びB-3における残留熱除去系の系統概要



第2図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統概要図

起因事象発生頻度の評価における考え方

内部事象停止時レベル1 P R Aに用いる起因事象の発生頻度の評価方法は①～④の優先順位に基づいて評価している。

内部事象運転時レベル1 P R Aの考え方と基本的に同様であるが、運転日数や総点検回数、トラブル事例等の適切なデータの入手が困難である場合は④に示す論理モデルを用いた評価等を使用する。

①国内の運転経験データを確認し、発生が報告されている事象については、発生件数を国内プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】 残留熱除去系機能喪失[フロントライン]、外部電源喪失の発生頻度

②国内の運転経験データを確認し、発生が報告されていない事象であっても、発生頻度について十分検討が行われており評価に活用可能な文献等が参照できる事象については、それらを参照・検討し、値を設定した。

【対象事象】 本P R Aでの対象なし

③国内の運転経験データでは発生が報告されておらず、発生頻度の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、運転日数等のデータが十分に収集されていることを確認後、国内での発生件数を0.5件とし、これを国内プラントの総運転炉年等で除した値として評価に用いた。

【対象事象】 補機冷却系機能喪失の発生頻度

④運転日数や総点検回数、トラブル事例等の適切なデータの入手が困難であり、②、③による算出ができない場合は、イベントツリーを用いた論理モデルによる信頼性評価を行い、値を設定した。

なお、イベントツリーを用いた論理モデルでは保守性を持つ仮定等により発生頻度が大きく、また故障率の不確かさが大きくなる傾向がある。そのため、その他の適切な推定手段がある場合にはそちらを用いる。

【対象事象】 原子炉冷却材の流出

冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について

運転停止中のLOCAの起因事象として、制御棒駆動機構点検時、局部出力領域モニタ交換時、残留熱除去系運転切替時、原子炉浄化系ブロー運転時を想定している。これらの起因事象の発生頻度算出モデル及び仮定条件について以下に述べる。

1. 制御棒駆動機構点検時のLOCAの発生頻度

制御棒駆動機構点検時のLOCAの発生頻度は、制御棒駆動機構点検本数及び機器点検手順から、LOCAが発生する可能性がある事象に対して、操作失敗時の人的過誤確率及び機器故障率を考慮したイベントツリーを作成して評価した。評価では、定期事業者検査当たり19個の制御棒駆動機構を点検し、点検時にカップリング又はフランジから冷却材が漏えいすることを想定している。イベントツリーを第1図に示す。カップリングシール確保失敗は、配管破損の国内一般機器故障率を考慮して設定している。カップリング漏えい認知、CRDフランジ取付け及び燃料取替階側の操作誤りは、それぞれ第5図より設定している。第1図より、発生頻度は 6.5×10^{-7} / 定期事業者検査となった。

2. 局部出力領域モニタ交換時のLOCAの発生頻度

局部出力領域計装の交換の発生頻度は、局部出力領域計装交換本数及び機器点検手順から、冷却材の流出が発生する可能性がある以下の事象に対して、操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考慮したイベントツリーを作成して評価した。評価では、定期事業者検査当たり6個の局部出力領域計装を交換し、交換時のフラッシング装置等からの冷却材喪失を想定している。イベントツリーを第2図に示す。LPRMシール確保失敗は、配管破損の国内一般機器故障率を考慮して設定している。シール漏えい認知、フラッシング装置取付け及び燃料取替階側の操作誤りは、それぞれ第5図より設定している。第2図より、発生頻度は 3.7×10^{-7} / 定期事業者検査となった。

3. 残留熱除去系運転切替時のLOCAの発生頻度

残留熱除去系運転切替時の冷却材流出の発生頻度は、ミニマムフロー弁の閉め忘れを対象としてHRAイベントツリーを作成し、人的過誤確率を求めることにより評価した。第3図にHRAイベントツリー、第1表に各人的過誤の確率を示す。

第1表の人的過誤確率を求めるうえでの仮定条件として、運転員の弁の閉め忘れは、手順書(10ページ以下)中の1項目を省いてしまう過誤率を用いた。管理者の閉チェックの失敗は、手順書を用いて行う慣例的な点検(作業)の作業ミスの発見に失敗する人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮した。なお、ミニマムフロー弁を閉とした後、安全措置としてミニマムフロー弁の電源を切とする運

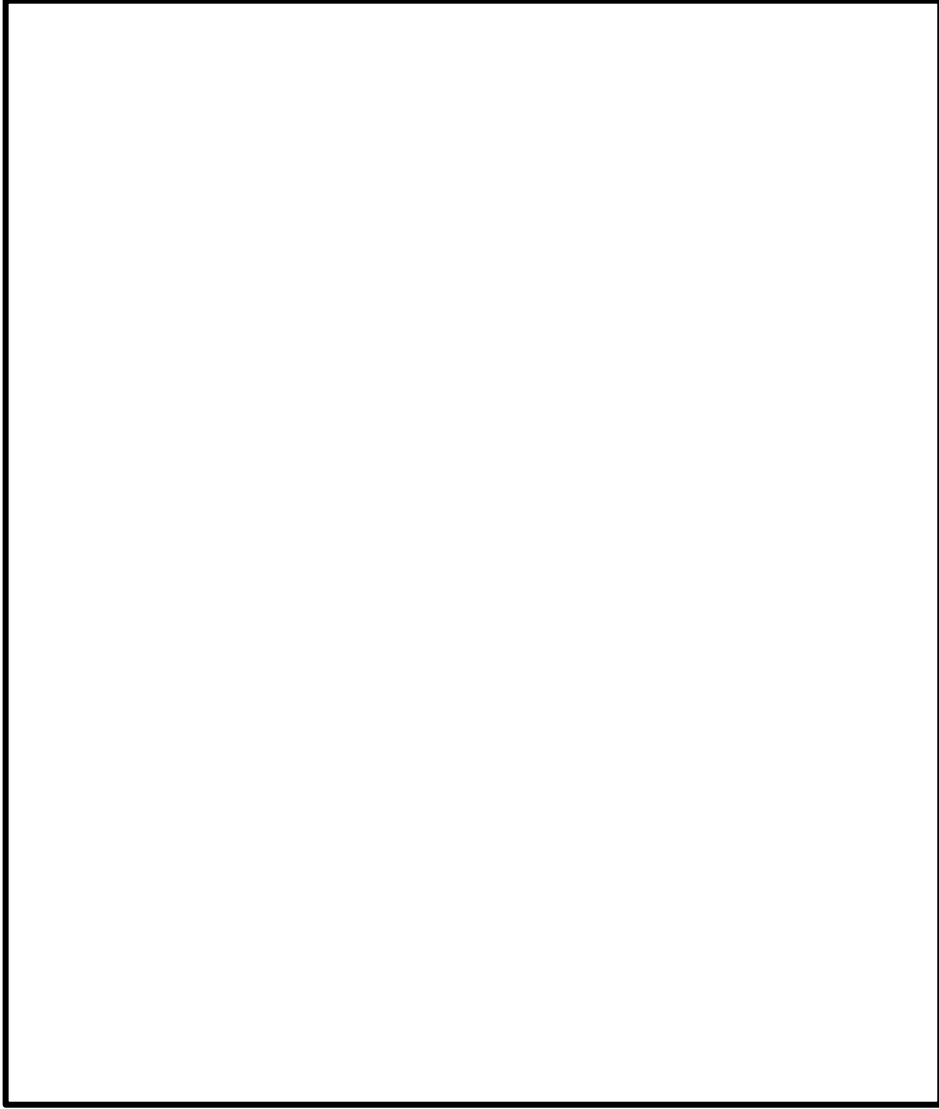
用については、その確認が弁閉操作を行う運転員と同一の運転員により行われる可能性が高いことから、確認の失敗は弁の閉め忘れに完全従属するものとした。第3図及び第1表より、発生頻度は 2.9×10^{-4} ／回となった。

4. 原子炉浄化系ブロー時のLOCAの発生頻度

原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出の発生頻度は、原子炉浄化系ブロー時の弁の閉め忘れを対象としてHRAイベントツリーを作成し、人的過誤確率を求めることにより評価した。第4図にHRAイベントツリー、第2表に各人的過誤の確率を示す。第2表の人的過誤のうち、運転員の弁の閉め忘れは第5図をもとに設定している。

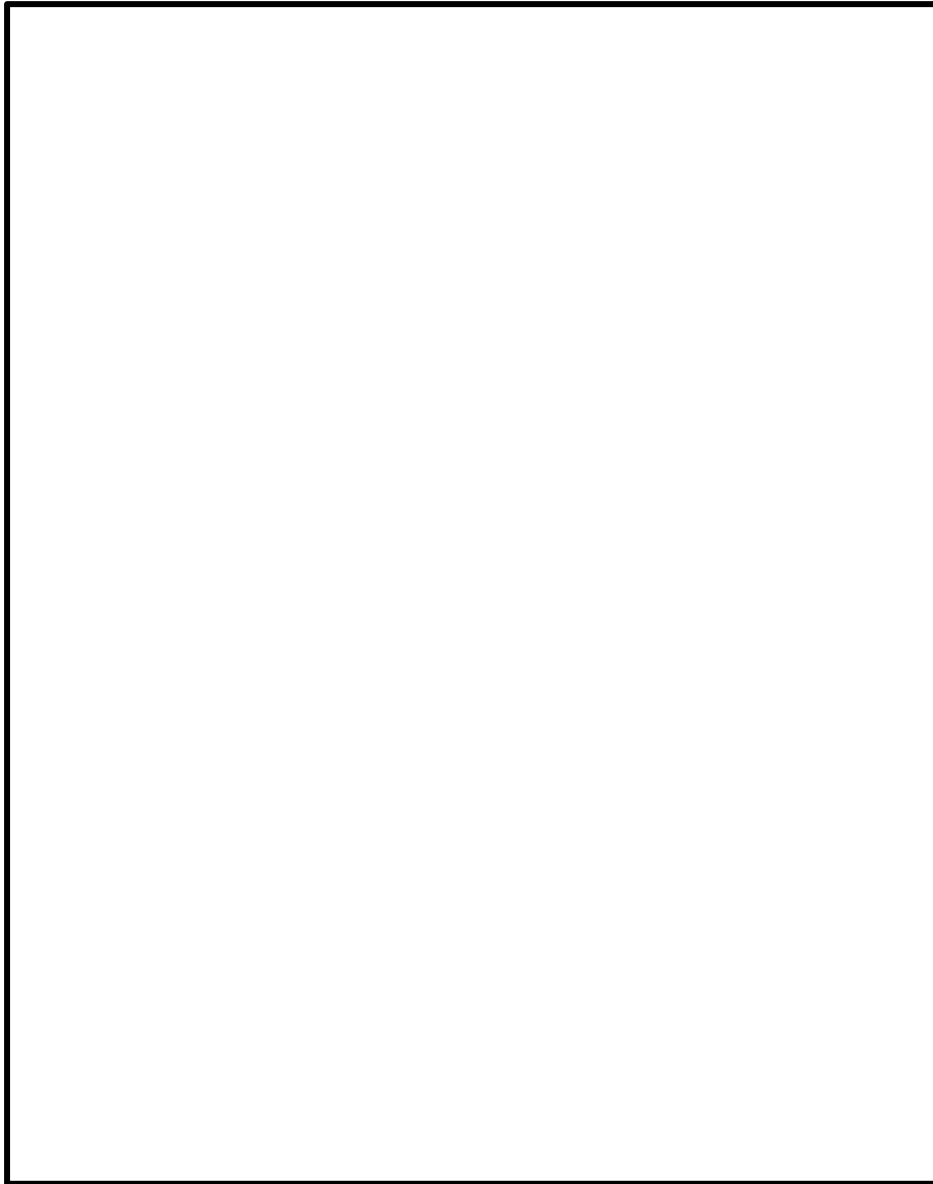
第2表の人的過誤を求めるうえでの仮定条件として、運転員の弁の閉め忘れに対してレベル3を設定している。第5図の項目ではレベル4となるが、原子炉浄化系ブローは高度な管理下で実施される作業であるものの、時間が経過した後で実施する操作のため、工学的判断により保守的にレベル3の確率とした。

また、管理者の閉操作チェック失敗は、日常的なものではなく特に要求された点検（作業）の作業ミスが発見に失敗する人的過誤率を用い、これに低従属を考慮した。第4図及び第2表より、発生頻度は 1.3×10^{-4} ／回となった。



第1図 制御棒駆動機構,点検時のLOCAのイベントツリー

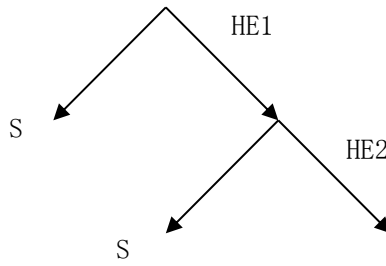
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第2図 局部出力領域モニタ交換時のLOCAのイベントツリー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

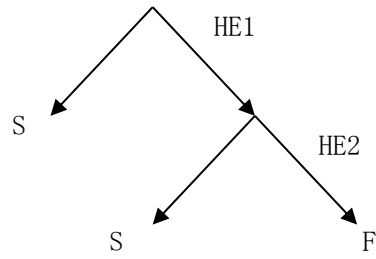
補足 1. 1. 2. b-4-4



第3図 残留熱除去系運転切替時のLOCAのHRAイベントツリー

第1表 残留熱除去系運転切替時のLOCAの
HRAイベントツリーの分岐確率

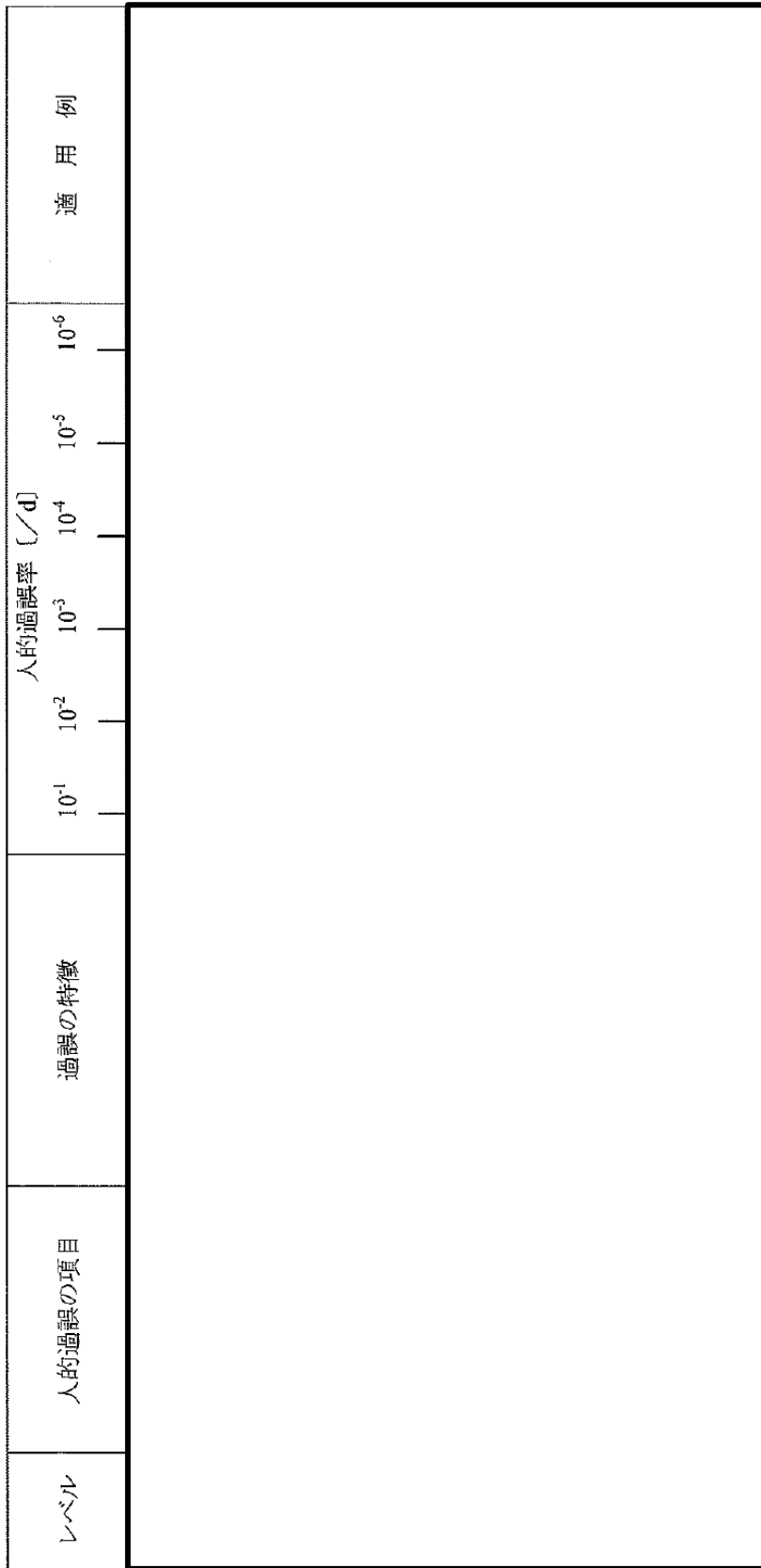
人的過誤	中央値	平均値	備考



第4図 原子炉浄化系ブロー時のLOCAのHRAイベントツリー

第2表 原子炉浄化系ブロー時のHRAイベントツリーの分岐確率

人的過誤	中央値	平均値	備考



M : メディアン値
A : 平均値
EF : エラーフアクタ

第5図 点検・検査時の人的過誤

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

燃料損傷条件について

停止時レベル1 P R Aにおいては、燃料損傷の判定条件を“燃料棒有効長頂部が露出した状態”としている。このため、POSによって対象とする燃料の配置場所が異なるため、燃料損傷の判定条件を以下のようにPOSにより分類している。第1表に燃料損傷の判定条件、第2表に対象設備動作までの余裕時間、第1図に保有水のエリア分割を示す。

1. 原子炉通常水位における評価（POS-S, A, C, D）

炉心燃料が炉心に全数装荷された状態を評価する。

崩壊熱による冷却水温度上昇の余裕時間算出においては、原子炉通常水位から原子炉圧力容器底部までを保有水量（ $a + b + c$ ）として考慮する。また、原子炉水の蒸発による余裕時間算出においては、原子炉通常水位から燃料棒有効長頂部までの保有水量（ c ）の蒸発時間を考慮する。

2. 原子炉ウェル満水時の燃料移動中における評価（POS-B-1, B-4）

炉心燃料が炉心から燃料プールに移動中の評価については、燃料が炉心に全数装荷されている状態において、原子炉側の保有水量のみを考慮する。プールゲートが開いている期間であるため、燃料プールの保有水量も考慮することができるが、保有水量を少なく見積もるために考慮しないこととする。これらは、炉心燃料と使用済燃料の両方に対し原子炉側と燃料プールの両方を保有水量とするよりも保守的な評価となっている。

上記を踏まえ、崩壊熱による冷却水温度上昇の余裕時間算出においては、原子炉側を保有水量（ $a + b + c + d + e$ ）として考慮する。原子炉水の蒸発による余裕時間算出においては、原子炉ウェル満水から燃料棒有効長頂部までを保有水量（ $c + d + e$ ）として考慮する。

3. 原子炉ウェル満水時の全炉心燃料取り出し後における評価（POS-B-2, B-3）

全炉心燃料及び使用済燃料が燃料プールにある状態を評価する。プールゲートが開いている状態のため、原子炉側の保有水量も考慮することができるが、保有水量を少なく見積もるために考慮しないこととする。

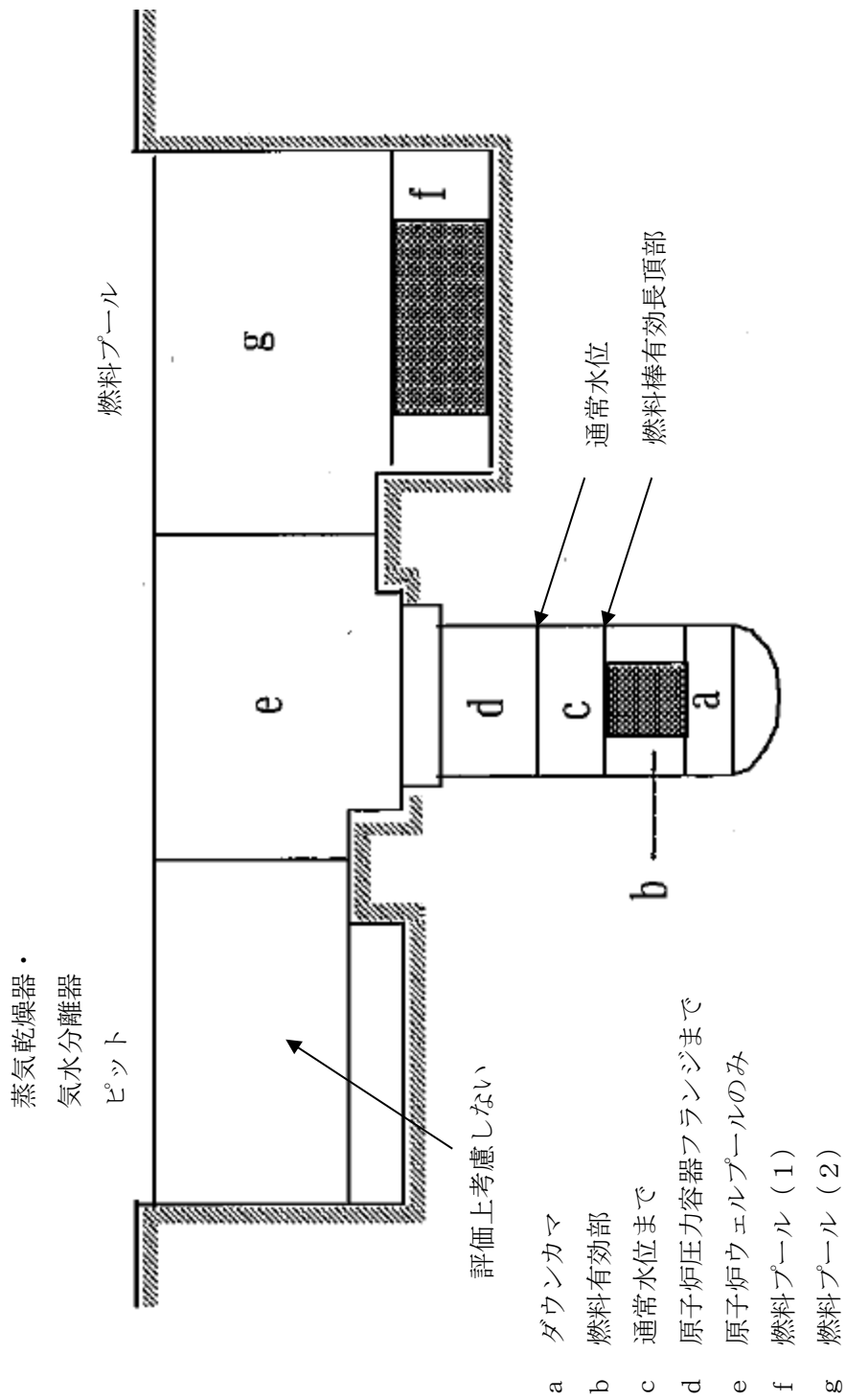
上記を踏まえ、崩壊熱による冷却水温度上昇時の余裕時間算出においては、燃料プールの保有水量（ $f + g$ ）を考慮する。また、燃料プール水の蒸発による余裕時間においては、原子炉ウェル満水から燃料棒有効長頂部までの保有水量（ g ）を考慮する。

第1表 燃料損傷の判定条件

POS	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保有水量	余裕時間評価に使用する燃料の位置	考慮できる保有水量	崩壊熱を考慮する燃料
S, A C, D	通常水位	崩壊熱により水温が上昇する範囲	a, b, c	炉心	a, b, c	炉心
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	c	炉心	c	炉心
B-1 B-4	原子炉 ウェル 満水	崩壊熱により水温が上昇する範囲	a, b, c, d, e	炉心	a, b, c, d, e, f, g	移動中 (炉心, 燃料プール)
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	c, d, e	炉心	e, g	移動中 (炉心, 燃料プール)
B-2 B-3	原子炉 ウェル 満水	崩壊熱により水温が上昇する範囲	f, g	燃料プール	a, b, c, d, e, f, g	燃料プール
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	g	燃料プール	e, g	燃料プール

第2表 対象設備動作までの余裕時間

起因事象	POS	POS別の 代表時間	対象設備					
			除熱機能			注水機能		
			残留熱除去系 (A系/B系)	原子炉浄化系	燃料プール冷却系	復水輸送系	燃料プール 補給水系	
残留熱除去系[フロント ライン系]機能喪失 残留熱除去系[サブポート 系]機能喪失 外部電源喪失	S	0.25日後 (6時間後)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)	余裕時間(時間) (原子炉ウエル 満水時66°C)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)
	A	1日後	3.7	3.7	—	5.3	—	—
	B-1	6日後	80	80	—	80	80	80
	B-2	12日後	110	110	—	110	110	110
	B-3	40日後	160	160	—	160	160	160
	B-4	50日後	190	190	—	190	190	190
	C	58日後	26	26	—	26	—	—
	D	67日後	27	27	—	27	—	—
	B-2	—	—	—	—	—	—	—
	B-2	—	—	—	—	—	1.0	—
	B-3	—	—	—	—	—	—	—
	C	—	—	—	—	—	—	—



第1図 保有水のエリア分割

燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について

停止時レベル 1 P R Aにおいて燃料損傷防止のために必要な緩和機能は下の 2 つを設定しており、それらに必要なフロントライン系（E C C S，復水輸送系等）やサポート系（電源設備，原子炉補機冷却系等）を設定している。

- ・除熱機能又は原子炉注水機能（崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失時）
- ・原子炉注水機能（原子炉冷却材の流出時）

この時，注水等の機能維持に必要な機能であるが，評価の対象としない原子炉減圧及び原子炉格納容器除熱機能について，その取り扱いの考え方を整理した。

1. 原子炉の減圧機能

P O S - S，A，C，Dにおいて原子炉が未開放の状態であり，崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却材の沸騰や原子炉圧力容器漏えい試験時の制御棒駆動機構による加圧時には，運転停止中であっても原子炉の圧力は上昇する。これらの場合においては原子炉の低圧維持と注水系による注水が必要となるため，減圧を実施する必要がある。ただし，下の整理により成功基準の設定は不要としている。

- ・原子炉圧力容器漏えい試験（P O S - Cの期間内）

原子炉圧力容器漏えい試験は原子炉圧力容器トップベント弁やS R Vを閉鎖し，制御棒駆動機構等により注水することで原子炉圧力容器を約6.93MPa以上まで上昇させ，漏えいの有無を確認するものである。仮に試験実施中に崩壊熱除去機能の喪失や全交流動力電源の喪失が発生した場合はトップベント弁の開放やS R Vの開放，主蒸気隔離弁の強制開等の手段で原子炉圧力容器を減圧する必要がある。

しかし漏えい試験に伴い，原子炉水位は十分高く維持しているため，試験前の状態と比べて余裕時間^{※1}は長くなり，これらの減圧操作の成功は十分期待できる。

以上より，本評価では試験実施時間の長さや余裕時間，減圧手段を考慮してP O S - Cでは原子炉圧力容器漏えい試験の状態は評価不要としている。

- ※1 漏えい試験では保有水量が多いため，崩壊熱除去機能が喪失した場合，P O S - Cの崩壊熱における大気圧下での沸騰を想定しても，事象発生から2日以上余裕がある。

- ・原子炉圧力容器未開放時の冷却材沸騰による加圧（P O S - S，A，C，D）

原子炉圧力容器未開放状態において崩壊熱除去機能の喪失や全交流動力電源の喪失が発生した場合，徐々に原子炉内の圧力が上昇するため，いずれは減圧が必要となる。

ただし，崩壊熱が大きな原子炉停止後初期（P O S - S，A）においては，S

R Vや主蒸気隔離弁などが機能維持されており、これらを用いた減圧が可能である。また、崩壊熱が小さな定期事業者検査時後半（POS-C, D）においては原子炉圧力容器のトップベント弁等より蒸気を原子炉格納容器へと逃がすことができるため、この減圧機能により低圧の維持は可能である。

そのため、本評価においてはこれらの減圧機能が十分信頼性が高いこと及び余裕時間が十分にあることをもって評価不要としている^{※2}。

※2 SRV 1個あたりの開失敗確率（デマンド） $(2.7 \times 10^{-4}, EF=13)$ であり、島根原子力発電所2号炉ではSRVが12個あるため、十分信頼性は高い。

2. 原子炉格納容器除熱機能

「1. 原子炉の減圧機能」で示した原子炉減圧が必要なプラント状態において、SRV開放等により原子炉圧力を低下させた際、崩壊熱の熱量は原子炉格納容器へと移行する。この時、原子炉格納容器は徐々に圧力が上昇するが、十分余裕時間があり、またフィルタベント等を用いることで圧力を低下させることが可能であるため、成功基準の設定は不要としている^{※3}。

※3 「添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について」にて示すとおり、格納容器代替スプレイに期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約51時間程度と崩壊熱除去機能復旧の余裕時間は充分確保される。なお、停止中の場合、所員用エア・ロック等の開放により原子炉格納容器が開放されている場合も考えられるが、所員用エア・ロック等を速やかに閉止することで未開放時と同様の対応となる。原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、状況により速やかに原子炉格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が原子炉格納容器を経由して原子炉建物内に放出されることも考えられる。ただし、原子炉建物壁面への吸熱及び原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放等による環境への放熱により、原子炉建物内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく、原子炉補機代替冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また、現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について、原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり、かつ、時間減衰による低減効果もあるため、有意なものとはならない。原子炉圧力容器を開放している場合は、原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建物内に放出され、原子炉建物壁面への吸熱、又は環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量が更に低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について

停止時レベル1 P R Aにおいては、制御棒駆動機構点検時、局部出力領域モニタ交換時、残留熱除去系切替時及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出が想定される。各事象における余裕時間を第1表に示す。

運転停止中のL O C Aにおける余裕時間は、以下に示すとおり、冷却材の流出流量により燃料露出までの時間を計算することにより求めている。

1. 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出

制御棒駆動機構点検時は、

[]

[] 冷却材流出を想定し、原子炉ウエル満水からの水位低下を評価している。

原子炉ウエル満水から燃料棒有効長頂部までの水量(約 $1.0 \times 10^3 \text{ m}^3$)及び流出流量([])から、余裕時間は[]とした。

2. 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出

局部出力領域計装交換時の中性子束計測案内管からの冷却材流出を想定し、原子炉ウエル満水からの水位低下を評価している。

原子炉ウエル満水から燃料棒有効長頂部までの水量(約 $1.0 \times 10^3 \text{ m}^3$)及び流出流量([])から、余裕時間は[]とした。

3. 残留熱除去系切替時の冷却材流出

残留熱除去系切替時のミニマムフロー弁閉操作忘れを想定し、原子炉ウエル満水からの水位低下を評価している。

原子炉ウエル満水から燃料棒有効長頂部までの水量(約 $1.0 \times 10^3 \text{ m}^3$)及び流出流量($94 \text{ m}^3/\text{h}$)から、余裕時間は[]とした。

4. 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出

原子炉浄化系ブロー時のブローライン止弁の閉失敗による流出を想定し、通常水位からの水位低下を評価している。

通常水位から燃料棒有効長頂部までの水量(約 $1.2 \times 10^2 \text{ m}^3$)及び流出流量([])から、余裕時間は[]とした。

以上より、各事象における燃料露出までの余裕時間は約2時間以上あり、緩和系作動までの余裕時間を保守的に1時間としている。

なお、運転時レベル1 P R AにおけるL O C A時の原子炉減圧の手動操作の余

裕時間については、LOCAが発生していることを必ず認知できると想定されるが、保守的に過渡時の原子炉減圧の余裕時間を設定している。

第1表 冷却材流出時の余裕時間

冷却材流出事象	想定する水位	流出流量 (m ³ /h)	燃料露出までの時間 (時間)
制御棒駆動機構 点検時の冷却材流出	原子炉ウェル満水		
局部出力領域モニタ 交換時の冷却材流出	原子炉ウェル満水		
残留熱除去系 切替時の冷却材流出	原子炉ウェル満水		
原子炉浄化系 ブロー時の冷却材流出	通常水位		

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、炉心にUO₂燃料のみが装荷されている場合について停止時P S A学会標準に記載のMay-Wittの式で評価し、MOX燃料が含まれる場合においてはORIGEN2コードを用いて評価している。

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、炉心部燃料の燃料プールへの移動後、使用済燃料貯蔵ラックに貯蔵可能である燃料3,518体が貯蔵されていることとする。評価条件を第1表に示す。

上記で算出した崩壊熱の評価に基づき、緩和操作に必要な余裕時間を算出した。

第1表 崩壊熱評価条件

	UO ₂ 燃料	MOX燃料を含む場合	
		UO ₂ 燃料	MOX燃料
崩壊熱評価	May-Wittの式	ORIGEN2コード	
100%炉心	560体	332体	228体
燃料プール (630%炉心相当)	3,518体		

2. 余裕時間の評価に用いる崩壊熱

原子炉停止後一定期間（数日程度）までは、UO₂燃料の方が崩壊熱は大きくなるが、その後はMOX燃料を含む方が崩壊熱は大きくなる。余裕時間の評価では、炉心にUO₂燃料のみが装荷されている場合とMOX燃料を含む場合の比較を行い、崩壊熱が大きくなる方を用いることとした。原子炉冷却材初期温度は52℃を設定している。第2表に各POSの代表時間における崩壊熱について示す。

第2表 各POSの代表時間における崩壊熱

POS	各POSの代表時間 (解列からの日数)	崩壊熱 (MW)
S	0.25日後 (6時間後)	23
A	1日後	16
B-1	6日後	9.3
B-2	12日後	7.5
B-3	40日後	5.1
B-4	50日後	4.8
C	58日後	3.2
D	67日後	3.0