

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>e. 事故進展解析</p> <p>①解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオ選定の考え方 ● 事故進展解析の解析条件 ● 解析対象とした事故シナリオ一覧 ● 対象事故シナリオの説明 ● 有効性評価の対象シナリオとして選定した場合はその選定理由 <p>②事故シナリオの解析結果</p>	<p>①CDFが大きく、そのPDSを代表し、かつ安全設備及び事故時緩和操作の時間余裕が厳しくなる事故進展の相対的に速いシナリオを考慮して解析対象を選定を行った。事故進展解析の解析条件、解析対象とした事故シナリオ一覧、対象事故シナリオの説明について整理した。(4.1.1.e. 事故進展解析)</p> <p>②事故進展解析を実施した結果得られる主要事象発生時刻やシビアアクシデント現象による原子炉格納容器負荷の評価結果を整理した。 (4.1.1.e. ②事故シナリオの解析結果)</p>
<p>f. 格納容器破損頻度</p> <p>①格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 分岐確率の算出方法 ● 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 <p>③格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ● 起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 ● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオと分析 	<p>①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率を入力し、プラント損傷状態ごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードにはCVETを用いた。 (4.1.1.f. ①格納容器破損頻度の評価方法)</p> <p>②格納容器イベントツリーの各ヘディングに対して、NIREG/CR-4700の手法を参考に、シビアアクシデント現象に関する知見や事故進展解析結果及び工学的判断から定量的な分岐確率を算出した。(4.1.1.f. ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率)</p> <p>③評価結果を整理し、全格納容器破損頻度、起因事象別格納容器破損頻度、プラント損傷状態別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度を整理し、主要な事故シナリオの分析を実施した。(4.1.1.f. ③格納容器破損頻度の評価結果)</p>
<p>g. 不確実さ解析及び感度解析</p> <p>①不確実解析結果</p> <p>②感度解析結果</p>	<p>①不確実さ解析を実施することにより、格納容器破損頻度の点推定値が、不確実さ解析による平均値と大きく相違しないことを確認した。(4.1.1.g. ①不確実さ解析)</p> <p>②溶融物分散放出の分岐確率に関する感度解析を実施することにより、格納容器破損モード別格納容器破損割合、格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無いことを確認した。 (4.1.1.g. ②感度解析)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震、津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>	<p>4. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成、特性</p> <p>①対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起回事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果
<p>同上</p>	<p>b. 地震ハザード</p> <p>①地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 ②地震ハザード評価に当たったの主要な仮定 ● 震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 ③地震ハザード評価結果 ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 <p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ul style="list-style-type: none"> ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 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） ④フラジリティ評価における耐力情報 ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】
<p>同上</p>	

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
	<p>⑤フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 <p>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果</p>
<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震、津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>	<p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>①プラント損傷状態の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル1の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果 ● レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合） <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度</p>
<p>同上</p>	<p>e. 格納容器破損モード</p> <p>①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器破損モード分類の考え方 ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明
<p>同上</p>	<p>f. 事故シナリオ</p> <p>①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリー構築の考え方 ● 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 <p>②格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器イベントツリーを構築する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・不動作（レベル1との整合性を含む）、運転員操作、ヘディング操作の従属性 ● 格納容器イベントツリーの健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け
<p>同上</p>	<p>g. 事故進展解析</p> <p>①解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオ選定の考え方 ● 選定した事故シナリオと説明 ● 事故進展解析の解析条件 ● 有効性評価の対象シナリオとして選定した場合はその選定理由 <p>②事故シナリオの解析結果</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	泊発電所3号炉の対応状況
<p>h. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ①格納容器破損頻度の評価方法 ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ● 分岐確率の算出方法 ● 使用した分岐確率 ③格納容器破損頻度の評価結果 ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シケケンスと分析 ● 起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シケケンスと分析 ● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シケケンスと分析 	<p>同上</p>
<p>i. 不確実さ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> ①不確実解析結果 ②感度解析結果 	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震、津波等の外部事象起因であつても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への泊発電所3号炉 PRAの対応状況

泊発電所3号炉の対応状況	「PRAの説明における参照事項」の記載内容
<p>①評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。</p> <p>①レビュアアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定した。</p> <p>●今回実施したレビュー実施方法を含め、PRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビュアを招聘し、米国内でのPRA実施状況との比較に基づき助言を得ることとした。</p> <p>②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては、適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>③学会標準への不適合や評価手法に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。また、実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。また、システム解析及び文書化に関して「良好事例」が挙げられた。</p> <p>④PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起因事象発生頻度の設定方法等に関する4件のコメントを受領しており、評価手法の見直し等を合わせて今後の対応を検討していく。</p>	<p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>①専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果 ②専門家判断の導出のプロセス</p> <p>b. ピアレビュー</p> <p>①ピアレビューチーム及びメンバー構成</p> <p>● 海外の専門家も含めたメンバーであること</p> <p>②ピアレビューの手順</p> <p>③ピアレビューの結果</p> <p>④ピアレビュー結果のPRAへの反映状況</p>
<p>①品質保証活動に基づき社内基準に従ってPRAを実施した。</p> <p>●実施に当たってはPRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。</p> <p>●文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。</p>	<p>c. 品質保証</p> <p>①PRAを実施するに当たって行った品質保証活動</p> <p>● PRAの実施体制</p> <p>● 更新、記録管理体制</p>

別添

泊発電所3号炉
確率論的リスク評価（PRA）について

目 次

【今回提出】

1. PRA実施の目的
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施手法
3. レベル1 PRA
 - 3.1 内部事象PRA
 - 3.1.1 出力運転時PRA
 - 3.1.1.a. 対象プラント
 - 3.1.1.b. 起回事象
 - 3.1.1.c. 成功基準
 - 3.1.1.d. 事故シーケンス
 - 3.1.1.e. システム信頼性
 - 3.1.1.f. 信頼性パラメータ
 - 3.1.1.g. 人的過誤
 - 3.1.1.h. 炉心損傷頻度
 - 3.1.2 停止時PRA
 - 3.1.2.a. 対象プラント
 - 3.1.2.b. 起回事象
 - 3.1.2.c. 成功基準
 - 3.1.2.d. 事故シーケンス
 - 3.1.2.e. システム信頼性
 - 3.1.2.f. 信頼性パラメータ

- 3. 1. 2. g. 人的過誤
- 3. 1. 2. h. 炉心損傷頻度
- 3. 2 外部事象 PRA
 - 3. 2. 1 地震PRA
 - 3. 2. 1. a 対象プラントと事故シナリオ
 - 3. 2. 1. b 確率論的地震ハザード
 - 3. 2. 1. c 建屋・機器フラジリティ
 - 3. 2. 1. d 事故シーケンス
 - 3. 2. 2 津波PRA
 - 3. 2. 2. a. 対象プラントと事故シナリオ
 - 3. 2. 2. b. 確率論的津波ハザード
 - 3. 2. 2. c. 建屋・機器のフラジリティ
 - 3. 2. 2. d. 事故シーケンス
- 4. レベル1.5PRA
 - 4. 1 内部事象PRA
 - 4. 1. 1 出力運転時PRA
 - 4. 1. 1. a. プラントの構成・特性
 - 4. 1. 1. b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度
 - 4. 1. 1. c. 格納容器破損モード
 - 4. 1. 1. d. 事故シーケンス
 - 4. 1. 1. e. 事故進展解析
 - 4. 1. 1. f. 格納容器破損頻度
 - 4. 1. 1. g. 不確かさ解析及び感度解析

表

出力運転時 PRA

【今回提出】

第 3.1.1. a-1 表	レベル 1PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源
第 3.1.1. a-2 表	系統設備概要
第 3.1.1. b-1 表	既往の PRA で選定している起回事象
第 3.1.1. b-2 表	過渡事象等の起回事象の分類
第 3.1.1. b-3 表	起回事象の選定における検討結果
第 3.1.1. b-4 表	選定した起回事象一覧表
第 3.1.1. b-5 表	起回事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日迄)
第 3.1.1. b-6 表	1976 年 4 月以前における事象一覧
第 3.1.1. c-1 表	成功基準の一覧
第 3.1.1. c-2 表	炉心損傷防止に必要な条件 (成功基準) 設定のための解析について
第 3.1.1. e-1 表	フロントライン系とサポート系の依存性
第 3.1.1. e-2 表	サポート系同士の依存性
第 3.1.1. e-3 表	機器タイプ及び故障モード
第 3.1.1. e-4 表	システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット
第 3.1.1. e-5 表	代表的な FT の非信頼度
第 3.1.1. f-1 表	共通要因故障を考慮する機器と故障モード
第 3.1.1. f-2 表	共通要因故障パラメータ (抜粋)
第 3.1.1. g-1 表	人的過誤の評価結果
第 3.1.1. h-1 表	主要シーケンスの評価結果
第 3.1.1. h-2 表	起回事象別炉心損傷頻度
第 3.1.1. h-3 表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度
第 3.1.1. h-4 表	事故シーケンスグループ別の分析結果
第 3.1.1. h-5 表	事故シーケンスの分析結果
第 3.1.1. h-6 表	起回事象別重要度評価結果 (FV 重要度)
第 3.1.1. h-7 表	起回事象別重要度評価結果 (RAW)
第 3.1.1. h-8 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (FV 重要度上位)
第 3.1.1. h-9 表	緩和系の基事象別重要度評価結果 (RAW 上位)
第 3.1.1. h-10 表	全 CDF 及び事故シーケンス別 CDF 不確実さ解析結果

停止時 PRA

第 3.1.2. a-1 表	停止時 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源
第 3.1.2. a-2 表	系統設備概要
第 3.1.2. a-3 表	泊 3 号炉定期事業者検査の工程継続期間の比較
第 3.1.2. a-4 表	各プラント状態の分類
第 3.1.2. b-1 表	既往の停止時 PRA における起回事象との比較

第 3.1.2. b-2 表	プラント状態と起因事象の対応
第 3.1.2. b-3 表	起因事象発生頻度（平成 23 年 3 月 31 日迄）
第 3.1.2. b-4 表	POS 別起因事象発生頻度（/ 炉年）
第 3.1.2. e-1 表	フロントライン系とサポート系間の相互依存表
第 3.1.2. e-2 表	サポート系間の相互依存表
第 3.1.2. e-3 表	システム信頼性評価結果
第 3.1.2. f-1 表	共通要因故障を考慮する機器と故障モード
第 3.1.2. f-2 表	共通要因故障パラメータ（抜粋）
第 3.1.2. g-1 表	人的過誤の評価結果
第 3.1.2. h-1 表	炉心損傷シーケンスグループ
第 3.1.2. h-2 表	主要事故シーケンスとカットセット
第 3.1.2. h-3 表	POS 分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度
第 3.1.2. h-4 表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第 3.1.2. h-5 表	FV 重要度評価結果
第 3.1.2. h-6 表	RAW 評価結果
第 3.1.2. h-7 表	不確実さ解析結果
第 3.1.2. h-8 表	充てんポンプによる炉心注水に関する感度解析結果の比較

地震 PRA

第 3.2.1. a-1 表	地震レベル 1PRA を実施するために収集した情報及びその主な情報源
第 3.2.1. a-2 表	地震による事故シナリオのスクリーニング
第 3.2.1. a-3 表	地震により発生する起因事象の検討結果
第 3.2.1. a-4 表	建屋・機器選定のステップ
第 3.2.1. a-5 表	地震 PRA 評価対象建屋・機器リスト
第 3.2.1. b-1 表	主要活断層の震源モデルの諸元
第 3.2.1. c-1-1 表	考慮する不確実さ要因の例
第 3.2.1. c-1-2 表	損傷限界点の現実的な値（地震 PSA 学会標準）
第 3.2.1. c-1-3 表	物性値（原子炉建屋）
第 3.2.1. c-1-4 表	物性値（原子炉補助建屋）
第 3.2.1. c-1-5 表	物性値（ディーゼル発電機建屋）
第 3.2.1. c-1-6 表	物性値（A 1, A 2 - 燃料油貯油槽タンク室）
第 3.2.1. c-1-7 表	物性値（B 1, B 2 - 燃料油貯油槽タンク室）
第 3.2.1. c-1-8 表	地盤物性値
第 3.2.1. c-1-9 表	現実的な物性値の評価方法
第 3.2.1. c-1-10 表	原子炉建屋の地震応答解析モデル諸元
第 3.2.1. c-1-11 表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉建屋）
第 3.2.1. c-1-12 表	原子炉補助建屋の地震応答解析モデル諸元
第 3.2.1. c-1-13 表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉補助建屋）

第3.2.1.c-1-14表	ディーゼル発電機建屋の地震応答解析モデル諸元
第3.2.1.c-1-15表	地盤ばね定数と減衰係数（ディーゼル発電機建屋）
第3.2.1.c-1-16表	A1, A2-燃料油貯油槽タンク室の地震応答解析モデル諸元
第3.2.1.c-1-17表	地盤ばね定数と減衰係数（A1, A2-燃料油貯油槽タンク室）
第3.2.1.c-1-18表	B1, B2-燃料油貯油槽タンク室の地震応答解析モデル諸元
第3.2.1.c-1-19表	地盤ばね定数と減衰係数（B1, B2-燃料油貯油槽タンク室）
第3.2.1.c-1-20表	現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係
第3.2.1.c-1-21表	2点推定法による解析ケース
第3.2.1.c-2-1表	現実的な物性値の評価方法
第3.2.1.c-3-1表	不確かさ要因整理表
第3.2.1.c-3-2表	建屋の応答係数
第3.2.1.c-3-3表	1次冷却材ポンプの耐震評価結果
第3.2.1.c-3-4表	1次冷却材ポンプ 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.c-3-5表	余熱除去冷却器の耐震評価結果
第3.2.1.c-3-6表	余熱除去冷却器 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.c-3-7表	内燃機関（ディーゼル発電機）の耐震評価結果
第3.2.1.c-3-8表	内燃機関（ディーゼル発電機） 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.c-3-9表	パワーコントロールセンタの耐震評価結果
第3.2.1.c-3-10表	パワーコントロールセンタ 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.c-3-11表	一般代表弁の耐震評価結果
第3.2.1.c-3-12表	一般代表弁 安全係数評価結果の一覧
第3.2.1.d-1表	起因事象発生頻度
第3.2.1.d-2表	事故シーケンスグループ
第3.2.1.d-3表	評価対象システム一覧
第3.2.1.d-4表	起因事象発生前の人的過誤確率
第3.2.1.d-5表	起因事象発生後の人的過誤確率
第3.2.1.d-6表	起因事象別炉心損傷頻度
第3.2.1.d-7表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第3.2.1.d-8表	加速度区分別炉心損傷頻度
第3.2.1.d-9表	重要度解析結果（FV重要度, 10位までの基事象）
第3.2.1.d-10表	不確かさ解析結果
第3.2.1.d-11表	相関仮定に係る感度解析結果

津波 PRA

第3.2.2.a-1表	津波レベル1 PRA を実施するために収集した情報及びその主な
-------------	---------------------------------

	情報源
第 3.2.2. a-2 表	プラントウォークダウン結果
第 3.2.2. a-3 表	津波による事故シナリオの分析
第 3.2.2. a-4 表	津波により発生する起因事象の検討結果
第 3.2.2. a-5 表	建屋・機器リスト
第 3.2.2. c-1 表	建屋・機器フラジリティ評価結果
第 3.2.2. d-1 表	津波高さによるシナリオ分類
第 3.2.2. d-2 表	事故シーケンスグループ
第 3.2.2. d-3 表	津波高さごとの炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-4 表	起因事象ごとの炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-5 表	事故シーケンスグループごとの炉心損傷頻度
第 3.2.2. d-6 表	評価対象とする津波高さにおける年超過確率

レベル 1. 5PRA

第 4.1.1. a-1 表	原子炉格納容器の主要仕様
第 4.1.1. b-1 表	事故シーケンスの識別子
第 4.1.1. b-2 表	プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
第 4.1.1. b-3 表	炉心損傷に至る事故シーケンス
第 4.1.1. b-4 表	プラント損傷状態の分類結果
第 4.1.1. b-5 表	プラント損傷状態の発生頻度
第 4.1.1. c-1 表	原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の抽出
第 4.1.1. c-2 表	プラント損傷状態と負荷の対応
第 4.1.1. c-3 表	格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準
第 4.1.1. c-4 表	格納容器破損モードの選定
第 4.1.1. d-1 表	シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第 4.1.1. d-2 表	ヘディングの選定及び定義
第 4.1.1. d-3 表	ヘディングの従属性
第 4.1.1. e-1 表	事故進展解析の対象とした事故シーケンス
第 4.1.1. e-2 表	基本解析条件
第 4.1.1. e-3 表	各事故シーケンスの事故進展解析条件
第 4.1.1. e-4 表	事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第 4.1.1. e-5 表	事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
第 4.1.1. e-6 表	事故進展解析を実施していない PDS の分岐確率の考え方
第 4.1.1. f-1 表	分岐確率のあてはめ方法
第 4.1.1. f-2 表	格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第 4.1.1. f-3 表	プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第 4.1.1. f-4 表	格納容器破損モード別、破損カテゴリ別の格納容器破損頻度

第 4.1.1. f-5 表	起因事象別格納容器破損頻度
第 4.1.1. g-1 表	格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4.1.1. g-2 表	プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4.1.1. g-3 表	格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4.1.1. g-4 表	格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4.1.1. g-5 表	格納容器破損モード別，格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度の比較

図

出力運転時 PRA	【今回提出】
第 3.1.1-1 図	内部事象レベル 1PRA 評価フロー図
第 3.1.1. a-1 図	1 次冷却設備系統概要図
第 3.1.1. a-2 図	工学的安全施設の概要
第 3.1.1. a-3 図	原子炉保護設備系統図
第 3.1.1. a-4 図	化学体積制御設備系統概要図
第 3.1.1. a-5 図	非常用炉心冷却設備系統概要図
第 3.1.1. a-6 図	原子炉格納容器スプレイ設備系統概要図
第 3.1.1. a-7 図	開閉所単線結線図
第 3.1.1. a-8 図	所内単線結線図
第 3.1.1. a-9 図	直流電源設備単線結線図
第 3.1.1. a-10 図	計測制御用電源設備単線結線図
第 3.1.1. a-11 図	工学的安全施設作動設備系統図
第 3.1.1. a-12 図	原子炉補機冷却水設備系統概要図
第 3.1.1. a-13 図	原子炉補機冷却海水設備系統概要図
第 3.1.1. a-14 図	補助建屋換気空調設備系統概要図（補助建屋空調装置）
第 3.1.1. a-15 図	制御用圧縮空気設備系統概要図
第 3.1.1. a-16 図	1 次及び 2 次冷却設備系統概要図
第 3.1.1. a-17 図	原子炉格納容器構造概要図
第 3.1.1. a-18 図	アニュラス空気浄化設備系統概要図
第 3.1.1. b-1 図	国内 PWR プラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合
第 3.1.1. b-2 図	泊発電所 3 号炉 余熱除去系簡略図
第 3.1.1. b-3 図	インターフェイスシステム LOCA の想定
第 3.1.1. d-1 (a) 図	大破断 LOCA イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (b) 図	中破断 LOCA イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (c) 図	小破断 LOCA イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (d) 図	インターフェイスシステム LOCA イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (e) 図	主給水流量喪失イベントツリー

第 3.1.1. d-1 (f) 図	外部電源喪失イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (g) 図	ATWS イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (h) 図	2次冷却系の破断イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (i) 図	蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (j) 図	過渡事象イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (k) 図	原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 3.1.1. d-1 (l) 図	手動停止イベントツリー
第 3.1.1. e-1 図	故障モードのスクリーニング手順
第 3.1.1. e-2 図	システム信頼性の評価例 (余熱除去冷却器機能喪失)
第 3.1.1. f-1 図	共通要因故障同定のフロー
第 3.1.1. g-1 図	事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー
第 3.1.1. h-1 図	炉心損傷頻度への寄与割合
第 3.1.1. h-2 図	全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果 (起因事象)
第 3.1.1. h-3 図	全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果 (FV 重要度上位基事象)
第 3.1.1. h-4 図	全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果 (RAW 上位基事象)
第 3.1.1. h-5 図	全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確かさ解析結果
第 3.1.1. h-6 図	全炉心損傷頻度に対する感度解析結果【RCP シール LOCA の発生確率変更】
第 3.1.1. h-7 図	起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

停止時 PRA

第 3.1.2-1 図	停止時レベル 1PRA 評価フロー図
第 3.1.2. a-1 図	停止時の主要設備の概要
第 3.1.2. a-2 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 3.1.2. a-3 図	POS の分類及び使用可能な緩和設備
第 3.1.2. a-4 図	ミッドループ運転概要図
第 3.1.2. b-1 図	起因事象の抽出に用いたマスターロジックダイアグラム
第 3.1.2. d-1 (a) 図	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー
第 3.1.2. d-1 (b) 図	水位維持失敗イベントツリー
第 3.1.2. d-1 (c) 図	オーバードレンイベントツリー
第 3.1.2. d-1 (d) 図	余熱除去機能喪失イベントツリー
第 3.1.2. d-1 (e) 図	外部電源喪失イベントツリー
第 3.1.2. d-1 (f) 図	原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 3.1.2. d-1 (g) 図	反応度の誤投入イベントツリー
第 3.1.2. e-1 図	システム信頼性の評価例
第 3.1.2. f-1 図	共通要因故障同定のフロー

- 第 3.1.2. h-1 図 起因事象別炉心損傷頻度
- 第 3.1.2. h-2 図 POS 別炉心損傷頻度
- 第 3.1.2. h-3 図 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
- 第 3.1.2. h-4 図 FV 重要度と RAW の相関 (FV 重要度上位基事象)
- 第 3.1.2. h-5 図 FV 重要度と RAW の相関 (RAW 上位基事象)
- 第 3.1.2. h-6(a) 図 不確実さ評価結果 (POS 4 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(b) 図 不確実さ評価結果 (POS 5 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(c) 図 不確実さ評価結果 (POS 9 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(d) 図 不確実さ評価結果 (POS10 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(e) 図 不確実さ評価結果 (POS12 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-6(f) 図 不確実さ評価結果 (POS14 の起因事象別)
- 第 3.1.2. h-7 図 不確実さ評価結果 (事故シーケンスグループ別)
- 第 3.1.2. h-8 図 充てんポンプによる炉心注水の有無に関する感度解析結果
(炉心損傷頻度の比較)
- 第 3.1.2. h-9 図 充てんポンプによる炉心注水の有無に関する感度解析結果
(事故シーケンスグループ別の寄与割合比較)

地震 PRA

- 第 3.2.1-1 図 地震 PRA 評価フロー
- 第 3.2.1. a-1 図 プラントウォークダウン調査機器の選定フロー
- 第 3.2.1. a-2 図 プラントウォークダウンの評価結果の例
- 第 3.2.1. a-3 図 起因事象の抽出フロー
- 第 3.2.1. b-1 図 敷地周辺の活断層分布
- 第 3.2.1. b-2 図 (1/2) 萩原 (1991) による領域区分
- 第 3.2.1. b-2 図 (2/2) 垣見ほか (2003) による領域区分
- 第 3.2.1. b-3 図 (1/7) ロジックツリー (特定震源その 1)
- 第 3.2.1. b-3 図 (2/7) ロジックツリー (特定震源その 2)
- 第 3.2.1. b-3 図 (3/7) ロジックツリー (特定震源その 3)
- 第 3.2.1. b-3 図 (4/7) ロジックツリー (特定震源その 4)
- 第 3.2.1. b-3 図 (5/7) ロジックツリー (特定震源その 5)
- 第 3.2.1. b-3 図 (6/7) ロジックツリー (領域震源)
- 第 3.2.1. b-3 図 (7/7) ロジックツリー (地震動評価)
- 第 3.2.1. b-4 図 (1/2) 平均ハザード曲線 (水平方向)
- 第 3.2.1. b-4 図 (2/2) 平均ハザード曲線 (鉛直方向)
- 第 3.2.1. b-5 図 (1/5) 震源ごとのハザード曲線 (特定震源)
- 第 3.2.1. b-5 図 (2/5) 震源ごとのハザード曲線 (萩原 (1991) に基づく領域震源)
- 第 3.2.1. b-5 図 (3/5) 震源ごとのハザード曲線 (垣見ほか (2003) に基づく領域震源)

第3.2.1.b-5 図 (4/5)	震源ごとのハザード曲線 (領域震源)
第3.2.1.b-5 図 (5/5)	震源ごとのハザード曲線 (全震源)
第3.2.1.b-6 図 (1/2)	フラクタイル地震ハザード曲線 (水平方向)
第3.2.1.b-6 図 (2/2)	フラクタイル地震ハザード曲線 (鉛直方向)
第3.2.1.b-7 図 (1/6)	基準地震動 S_s 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との比較 (水平方向)
第3.2.1.b-7 図 (2/6)	基準地震動 S_s 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との比較 (鉛直方向)
第3.2.1.b-7 図 (3/6)	基準地震動 S_s 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との比較 (水平方向)
第3.2.1.b-7 図 (4/6)	基準地震動 S_s 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との比較 (鉛直方向)
第3.2.1.b-7 図 (5/6)	基準地震動 S_s 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 (領域震源) との比較 (水平方向)
第3.2.1.b-7 図 (6/6)	基準地震動 S_s 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 (領域震源) との比較 (鉛直方向)
第3.2.1.b-8 図 (1/2)	周期ごとの平均ハザード曲線 (水平方向)
第3.2.1.b-8 図 (2/2)	周期ごとの平均ハザード曲線 (鉛直方向)
第3.2.1.b-9 図	フラジリティ評価用地震動 (年超過確率 10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬波)
第3.2.1.c-1-1 図 (1/3)	原子炉建屋の概要 (平面図) (T. P. 24. 8m)
第3.2.1.c-1-1 図 (2/3)	原子炉建屋の概要 (平面図) (A-A断面)
第3.2.1.c-1-1 図 (3/3)	原子炉建屋の概要 (断面図) (B-B断面)
第3.2.1.c-1-2 図 (1/3)	原子炉補助建屋の概要 (平面図) (T. P. 17. 8m)
第3.2.1.c-1-2 図 (2/3)	原子炉補助建屋の概要 (断面図) (A-A断面)
第3.2.1.c-1-2 図 (3/3)	原子炉補助建屋の概要 (断面図) (B-B断面)
第3.2.1.c-1-3 図 (1/3)	ディーゼル発電機建屋の概要 (平面図) (T. P. 10. 3m)
第3.2.1.c-1-3 図 (2/3)	ディーゼル発電機建屋の概要 (断面図) (A-A断面)
第3.2.1.c-1-3 図 (3/3)	ディーゼル発電機建屋の概要 (断面図) (B-B断面)
第3.2.1.c-1-4 図 (1/3)	A 1, A 2 - 燃料油貯油槽タンク室の概要 (平面図) (T. P. 3. 1m)
第3.2.1.c-1-4 図 (2/3)	A 1, A 2 - 燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (A-A断面)

第 3.2.1.c-1-4 図 (3/3)	A 1, A 2 - 燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (B-B 断面)
第 3.2.1.c-1-5 図 (1/3)	B 1, B 2 - 燃料油貯油槽タンク室の概要 (平面図) (T. P. 3. 0m)
第 3.2.1.c-1-5 図 (2/3)	B 1, B 2 - 燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (A-A 断面)
第 3.2.1.c-1-5 図 (3/3)	B 1, B 2 - 燃料油貯油槽タンク室の概要 (断面図) (B-B 断面)
第 3.2.1.c-1-6 図	解析モデル (原子炉建屋 水平方向)
第 3.2.1.c-1-7 図	解析モデル (原子炉補助建屋 水平方向)
第 3.2.1.c-1-8 図	解析モデル (ディーゼル発電機建屋 水平方向)
第 3.2.1.c-1-9 図	地震応答解析モデル (A 1, A 2 - 燃料油貯油槽タンク室 水平方向)
第 3.2.1.c-1-10 図	地震応答解析モデル (B 1, B 2 - 燃料油貯油槽タンク室 水平方向)
第 3.2.1.c-1-11 図	原子炉建屋のフラジリティ曲線 (NS 方向, 部材 6)
第 3.2.1.c-1-12 図	原子炉補助建屋のフラジリティ曲線 (EW 方向, 部材 9)
第 3.2.1.c-1-13 図	ディーゼル発電機建屋のフラジリティ曲線 (NS 方向, 部材 1)
第 3.2.1.c-2-1 図	原子炉補機冷却海水管ダクト平面図
第 3.2.1.c-2-2 図	原子炉補機冷却海水管ダクト断面図 (C-C 断面)
第 3.2.1.c-2-3 図	原子炉補機冷却海水管ダクトのフラジリティ曲線
第 3.2.1.c-3-1 図	スペクトル形状係数の概念図
第 3.2.1.c-3-2 図	減衰係数の概念図
第 3.2.1.c-3-3 図	建屋のスペクトル形状係数の概念図
第 3.2.1.c-3-4 図	1 次冷却材ポンプのフラジリティ曲線
第 3.2.1.c-3-5 図	余熱除去冷却器のフラジリティ曲線
第 3.2.1.c-3-6 図	内燃機関のフラジリティ曲線
第 3.2.1.c-3-7 図	ディーゼル発電機制御盤のフラジリティ曲線
第 3.2.1.c-3-8 図	一般代表弁のフラジリティ曲線
第 3.2.1.d-1 図	地震 PRA 起因事象階層イベントツリー
第 3.2.1.d-2 図	過渡分類イベントツリー
第 3.2.1.d-3 図	フロントラインイベントツリー
第 3.2.1.d-4 図	起因事象別炉心損傷頻度寄与割合
第 3.2.1.d-5 図	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度寄与割合
第 3.2.1.d-6 図	地震加速度に対する炉心損傷頻度及び条件付炉心損傷確率
第 3.2.1.d-7 図	事故シーケンスグループ別の不確かさ解析結果
第 3.2.1.d-8 図	相関仮定に係る炉心損傷頻度比較

津波 PRA

- 第 3.2.2-1 図 津波 PRA 評価フロー
- 第 3.2.2. a-1 図 プラント設備配置の概略図
- 第 3.2.2. a-2 図 プラントウォークダウン対象機器の選定フロー
- 第 3.2.2. a-3 図 プラントウォークダウン用チェックシート (例)
- 第 3.2.2. a-4 図 起回事象の選定フロー
- 第 3.2.2. b-1 図 確率論的津波ハザード評価における検討対象領域
- 第 3.2.2. b-2 図 津波発生モデルに関するロジックツリー
- 第 3.2.2. b-3 図 津波ハザード曲線 (算術平均, 信頼度別)
- 第 3.2.2. c-1 図 没水及び波力に対する機器の脆弱性曲線
- 第 3.2.2. d-1 図 津波 PRA イベントツリー
- 第 3.2.2. d-2 図 津波高さごとの全炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 3.2.2. d-3 図 事故シーケンスグループごとの全炉心損傷頻度への寄与割合
- 第 3.2.2. d-4 図 不確かさ解析結果
- 第 3.2.2. d-5 図 引き波時のイベントツリー

レベル 1.5PRA

- 第 4.1.1-1 図 内部事象レベル 1.5PRA 評価フロー図
- 第 4.1.1. a-1 図 原子炉格納容器の形状及び溶融炉心の移動経路
- 第 4.1.1. b-1 図 レベル 1.5PRA 用のレベル 1 PRA イベントツリー
- 第 4.1.1. b-2 図 プラント損傷状態の分類
- 第 4.1.1. c-1 図 PWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展
- 第 4.1.1. e-1 図 代表的な物理量の時間変化 (AED)
- 第 4.1.1. e-2 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AED)
- 第 4.1.1. e-3 図 代表的な物理量の時間変化 (AEW)
- 第 4.1.1. e-4 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AEW)
- 第 4.1.1. e-5 図 代表的な物理量の時間変化 (AEI)
- 第 4.1.1. e-6 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (AEI)
- 第 4.1.1. e-7 図 代表的な物理量の時間変化 (SED)
- 第 4.1.1. e-8 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (SED)
- 第 4.1.1. e-9 図 代表的な物理量の時間変化 (TED)
- 第 4.1.1. e-10 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (TED)
- 第 4.1.1. e-11 図 代表的な物理量の時間変化 (TEI)
- 第 4.1.1. e-12 図 代表シーケンスにおける事故進展例 (TEI)
- 第 4.1.1. f-1 図 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度の比較
- 第 4.1.1. f-2 図 プラント損傷状態別炉心損傷頻度
- 第 4.1.1. f-3 図 プラント損傷状態別格納容器破損頻度
- 第 4.1.1. f-4 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

第 4. 1. 1. f-5 図	格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度
第 4. 1. 1. f-6 図	主要な PDS における格納容器破損モード別格納容器破損頻度割合
第 4. 1. 1. g-1 図	プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4. 1. 1. g-2 図	格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4. 1. 1. g-3 図	格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 4. 1. 1. g-4 図	格納容器破損モード別格納容器破損頻度

補足説明資料

出力運転時 PRA	【今回提出】
補足 3. 1. 1. a-1	泊 3 号炉の特徴の解析, 操作性への影響について
補足 3. 1. 1. a-2	国内製耐熱 RCP シールの PRA 上の取扱いについて
補足 3. 1. 1. a-3	デジタル安全保護回路の V & V 及び PRA における取扱いについて
補足 3. 1. 1. b-1	燃料集合体の落下について
補足 3. 1. 1. b-2	PRA における原子炉容器破損の取扱いについて
補足 3. 1. 1. b-3	泊 3 号炉の内部事象 PRA で「DC 母線 1 系列喪失時に補助給水機能が喪失する事故」がない理由について
補足 3. 1. 1. b-4	運転時 PRA において通常停止を起因事象として取り扱わない考え方について
補足 3. 1. 1. b-5	「起動操作」を起因事象に含めないことの方針について
補足 3. 1. 1. b-6	従属性を有する起因事象の抽出について
補足 3. 1. 1. b-7	「主蒸気隔離弁の閉止」を過渡事象に分類する考え方について
補足 3. 1. 1. b-8	起因事象の発生頻度における EF の設定の妥当性について
補足 3. 1. 1. b-9	起因事象発生頻度の評価の考え方について
補足 3. 1. 1. b-10	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
補足 3. 1. 1. b-11	WASH-1400 の考え方について
補足 3. 1. 1. b-12	起因事象外部電源喪失における炉型の違いに対する考え方について
補足 3. 1. 1. b-13	ATWS の起因事象発生頻度で用いた原子炉トリップ失敗確率評価について
補足 3. 1. 1. b-14	インターフェイスシステム LOCA の発生頻度の算出方法について
補足 3. 1. 1. c-1	対処設備作動までの余裕時間の考え方
補足 3. 1. 1. c-2	成功基準解析の解析条件設定の考え方について
補足 3. 1. 1. c-3	成功基準の設定時の解析例について
補足 3. 1. 1. d-1	イベントツリーの作成例について
補足 3. 1. 1. d-2	イベントツリーのヘディングに含まない主要な緩和設備について

補足 3. 1. 1. d-3	泊発電所 3 号炉 内部事象運転時レベル 1 PRA イベントツリー
補足 3. 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扱い
補足 3. 1. 1. e-1	システム信頼性解析例について
補足 3. 1. 1. e-2	内部事象レベル 1 PRA におけるサポート機能喪失の取扱いについて
補足 3. 1. 1. f-1	ディーゼル発電機の故障率について
補足 3. 1. 1. f-2	故障確率データがない機器について既存データを代用する場合の妥当性について
補足 3. 1. 1. g-1	人間信頼性評価手法について
補足 3. 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について
補足 3. 1. 1. g-3	計器の校正ミスの取扱いについて
補足 3. 1. 1. h-1	PRA の使用コードの検証について
補足 3. 1. 1. h-2	事故シーケンスの評価イメージについて
補足 3. 1. 1. h-3	イベントツリーにおけるヘディングの分岐確率について
補足 3. 1. 1. h-4	イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて
補足 3. 1. 1. h-5	不確かさ解析における計算回数について

停止時 PRA

補足 3. 1. 2. a-1	停止時 PRA において評価対象外とした POS の除外理由について
補足 3. 1. 2. b-1	停止時 PRA における反応度の誤投入の想定について
補足 3. 1. 2. b-2	停止時 PRA の起因事象に係る米国実績の調査及び適用性について
補足 3. 1. 2. b-3	オーバードレン及び水位維持失敗の発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について
補足 3. 1. 2. c-1	崩壊熱を考慮した感度解析について
補足 3. 1. 2. d-1	泊発電所 3 号炉 内部事象停止時レベル 1 PRA イベントツリー
補足 3. 1. 2. g-1	人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について
補足 3. 1. 2. h-1	POS 別の炉心損傷頻度（日当たり）について
補足 3. 1. 2. h-2	システム信頼性解析の結果について

地震 PRA

補足 3. 2. 1-1	地震，津波 PRA 学会標準の主要な改定点及び結果への影響について
補足 3. 2. 1. a-1	プラントウォークダウン対象設備の選定について
補足 3. 2. 1. a-2	地震 PRA におけるプラントウォークダウンの点検項目について
補足 3. 2. 1. a-3	プラントウォークダウンの実施について

- 補足 3.2.1.a-4 フラジリティ評価における余震の考え方について
- 補足 3.2.1.a-5 起回事象の抽出に対する網羅性について
- 補足 3.2.1.a-6 換気空調系機能喪失事象の扱いについて
- 補足 3.2.1.a-7 地震 PRA における総合デジタルの計測制御設備の扱いについて
- 補足 3.2.1.c-1 フラジリティ評価手法選定の考え方について
- 補足 3.2.1.c-2 耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）について
- 補足 3.2.1.c-3 第 85 回審査会合（平成 26 年 2 月 25 日）以降の地震 PRA における評価手法の変更について
- 補足 3.2.1.d-1 地震 PRA におけるイベントツリー評価について
- 補足 3.2.1.d-2 地震 PRA における成功基準について
- 補足 3.2.1.d-3 使命時間に関する感度解析について
- 補足 3.2.1.d-4 小イベントツリー手法を用いた今回の評価と大イベントツリー手法を用いた時の事故シーケンス選定のまとめ方について（地震 PRA）
- 補足 3.2.1.d-5 地震 PRA におけるランダム故障の影響について

津波 PRA

- 補足 3.2.2.a-1 引き波による取水位の低下に伴う原子炉補機冷却海水ポンプの取水性について
- 補足 3.2.2.a-2 事故シナリオの分析において引き波を除外する考え方について
- 補足 3.2.2.a-3 津波発生時における原子炉停止の手順について
- 補足 3.2.2.b-1 確率論的津波ハザード評価に関する検討
- 補足 3.2.2.c-1 津波 PRA における漂流物の取り扱いについて
- 補足 3.2.2.d-1 津波による敷地浸水解析について
- 補足 3.2.2.d-2 津波高さが T.P. + ●●. ●m を超過した場合の事故シナリオについて

レベル 1.5PRA

- 補足 4.1.1.b-1 炉心損傷時期を分類する基準について
- 補足 4.1.1.d-1 泊発電所 3 号炉 内部事象運転時レベル 1.5PRA イベントツリー
- 補足 4.1.1.f-1 原子炉格納容器隔離の分岐確率の妥当性と格納容器隔離失敗事象への対応
- 補足 4.1.1.f-2 格納容器直接接触の分岐確率の設定について

1. PRA 実施の目的

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

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

2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る PRA の実施範囲・評価対象・実施手法

PRA の実施範囲は、日本原子力学会において実施基準が標準化されている等、現段階で実施可能な、内部事象レベル 1（出力運転時、停止時）、内部事象レベル 1.5（出力運転時）、外部事象として地震レベル 1 及び津波レベル 1 とした。

評価の対象とするプラント状態は、今回の PRA の目的が、設計基準事象を超えた重大事故に対応する重大事故等対策の有効性評価を行うための事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定であることに鑑み、設計基準事故対処設備による対応を基本とし、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提としたプラント状態とした。

なお、作動信号失敗時の手動信号や自動作動失敗時の手動作動等の設計基準事故対処設備の機能を維持させるためのバックアップ操作は、設備の設計方針の前提として考慮され、手順があるものについては、重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから、評価対象として含めることとした。また、地震及び津波の PRA については、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮している。

3. レベル1 PRA

3.1 内部事象 PRA

3.1.1 出力運転時 PRA

出力運転時 PRA は、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 PSA 編）：2008」（以下「レベル1 PSA 学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第3.1.1-1図に示す。

3.1.1.a. 対象プラント

① 対象とするプラントの説明

(1) プラント情報の収集・分析

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

- ・ PRA 実施に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図書類を第3.1.1.a-1表に示す。

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

- ・ 出力
 - － 熱出力 2,660MWt
 - － 電気出力 912MWe
- ・ プラント型式
 - － 加圧水型3ループプラント
- ・ 原子炉格納容器型式
 - － 鋼製上部半球形下部さら形円筒形

a. 主要な設備の構成・特性

本プラントの PRA に係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な1次冷却系及び安全系により構成される。第3.1.1.a-1図に本プラントの1次冷却設備を、第3.1.1.a-2図に工学的安全施設の概要を示す。また、第3.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統（第3.1.1.a-3図、第3.1.1.a-4図）

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度添加を行う原子炉保護設備とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御設備から構成される。

(b) 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備は、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系からなる。

これら非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用交流電源設備から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

また、テストライン等を用いた作動試験によってその健全性が確認できるようにしている。

1) 蓄圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

蓄圧注入系は、蓄圧タンクと配管、弁類で構成され、各 1 次冷却材ループに 1 系統ずつ設置されている。1 次冷却系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力(約 4.4MPa [gage]) 以下になれば、原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクから 1 次冷却材低温側配管を通して原子炉格納容器内にほう酸水を自動的に注水して、炉心の早期冷却を確保する。

2) 高圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

高圧注入系は、高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、配管及び弁類で構成される。高圧注入ポンプは、100%容量のものが 2 台設置されている。

高圧注入系は、次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。

- ① 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致
- ② 原子炉圧力異常低
- ③ 主蒸気ライン圧力低
- ④ 原子炉格納容器圧力高
- ⑤ 手動

非常用炉心冷却設備作動信号により、高圧注入系の弁が開くとともに、高圧注入ポンプが起動し、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水ピットのほう酸水を、1 次冷却材低温側配管を経て、原子炉に注水する。

燃料取替用水ピットの水位が低くなると、高圧注入ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、高圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。

3) 低圧注入系（第 3.1.1.a-5 図）

低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、100%容量のものを各々 2 台設置する。低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号により、燃料取替用水ピットのほう酸水を、余熱除去冷却器を経て、1 次冷却材低温側配管から原子炉に注水する。

燃料取替用水ピットの水位が低くなると、余熱除去ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、余熱除去冷却器で冷却した後、低圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。

4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第 3.1.1.a-6 図）

原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器の内圧を下げるとともに、原子炉格納容器内に放出されたよう素を除去す

るもので、格納容器スプレイポンプ、格納容器スプレイ冷却器、よう素除去薬品タンク、配管及び弁類で構成される。格納容器スプレイポンプは 100% 容量のものを 2 台、格納容器スプレイ冷却器は 100% 容量のものを 2 基、また、よう素除去薬品タンクは 100% 容量のものを 1 基設置する。

(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系

(a) ~ (b) の事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

1) 電気設備（非常用交流電源設備、直流電源設備、計測制御用電源設備）（第 3.1.1. a-7 図～第 3.1.1. a-10 図）

非常用交流電源設備は、非常用所内電源として非常用高圧母線 2 母線で構成し、ディーゼル発電機は、多重性を考慮し 2 台備え、非常用高圧母線にそれぞれ接続する。非常用高圧母線低電圧信号が発信した場合には、ディーゼル発電機が自動起動するとともに非常用母線に接続する負荷のうち動力変圧器等を除きすべて開放する。ディーゼル発電機の電圧が確立すると非常用高圧母線に自動的に接続され、原子炉を停止するために必要な負荷を順次投入する。

直流電源設備は、非常用所内電源として非常用直流母線 2 母線で構成し、母線電圧は 125V である。非常用所内電源の直流電源設備は、非常用低圧母線に接続される充電器 2 台、蓄電池 2 組等 2 系統で構成し、いずれかの 1 系統が故障しても残りの 1 系統で原子炉の安全性は確保できる。

計測制御用電源設備は、非常用として計装用交流母線 8 母線で構成し、母線電圧は 100V である。非常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する無停電電源装置等で構成する。

2) 工学的安全施設作動設備（非常用炉心冷却設備作動信号、原子炉格納容器スプレイ作動信号）（第 3.1.1. a-11 図）

工学的安全施設作動設備は、原子炉冷却材喪失、主蒸気管破断等に際して、炉心の冷却を行い、原子炉格納容器バウンダリを保護し、発電所周辺の公衆の安全を確保するための設備を作動させる。

工学的安全施設作動信号の例としては以下のものがある。

・非常用炉心冷却設備作動信号

炉心冷却材の確保あるいは過度の反応度添加を抑え、炉心の損傷を防止するため、特定の信号が発信した場合には、原子炉をトリップさせるとともに、非常用炉心冷却設備作動信号を発信し、高圧注入系起動等の動作を行う。

・原子炉格納容器スプレイ作動信号

1 次冷却設備の配管破断又は原子炉格納容器内での主蒸気管破断時に、原子炉格納容器の減圧及びよう素除去の目的で、原子炉格納容器スプレイ作動信号を発信し、原子炉格納容器スプレイ設備の起動を行う。この信号によって原子炉格納容器隔離も行う。

3) 原子炉補機冷却水設備（第 3.1.1. a-12 図）

原子炉補機冷却水設備は、原子炉補機冷却水冷却器 4 基、原子炉補機冷却水ポンプ 4 台、原子炉補機冷却水サージタンク 1 基、多重性を備えた安全機能を有する原子炉補機へ冷却水を供給する母管 2 本とその他の原子炉補機へ冷却水を供給する母管 1 本等からなる閉回路を構成し、原子炉補機から発生した熱を冷却する。

4) 原子炉補機冷却海水設備（第 3.1.1. a-13 図）

原子炉補機冷却海水設備は、2 系統で構成し、各系統に原子炉補機冷却海水ポンプを 2 台設置し、原子炉補機冷却水冷却器、ディーゼル発電機及び空調用冷凍機に冷却海水を供給して、原子炉補機等で発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海に輸送する。

5) 換気空調設備（第 3.1.1. a-14 図）

換気空調設備は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、放射線業務従事者等に新鮮な空気を送るとともに、空気中の放射性物質を除去低減するもので、アニュラス空気浄化設備、格納容器換気空調設備、補助建屋換気空調設備等で構成する。

6) 制御用圧縮空気設備（第 3.1.1. a-15 図）

制御用圧縮空気設備は、制御用空気圧縮機 2 台、制御用空気だめ 2 基、制御用空気除湿装置 2 台、多重性を備えた安全機能を有する機器へ圧縮空気を供給する母管 2 本とその他の機器へ圧縮空気を供給する母管 1 本等から構成する。

(d) その他の系統

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

1) 加圧器逃がし弁、加圧器安全弁（第 3.1.1. a-1 図）

加圧器逃がし弁は、負荷減少時に 1 次冷却材圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限し得る容量とする。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合に加圧器逃がし弁を隔離するため遠隔操作の加圧器逃がし弁元弁を設ける。

加圧器安全弁は、ばね式で加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とする。加圧器安全弁の吹出し圧力は、1 次冷却設備の最高使用圧力に設定し、安全弁の容量はプラント負荷喪失時のサージ流量以上の値とする。加圧器安全弁により、1 次冷却系の圧力を最高使用圧力の 1.1 倍以下に抑えることができる。

2) 主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、タービンバイパス系（第 3.1.1. a-16 図）

蒸気発生器からの蒸気をタービンをバイパスして直接復水器に導くため、主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパ

ス弁は6個設け、定格主蒸気流量の約40%を処理できる。

復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁の動作により、過圧を防止するとともに、1次冷却系を冷却する。

主蒸気逃がし弁は、各系統の主蒸気隔離弁の上流に各1個設け、定格主蒸気流量の約10%を処理できる。主蒸気逃がし弁は、各系統で制御され、中央制御室からも手動操作が可能であるが、通常は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定点以上になると全開となる。

主蒸気系を過度の圧力上昇から保護するため、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ5個、合計15個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。

3) 補助給水ポンプ (第3.1.1.a-16図)

補助給水ポンプは、主給水管破断事故等により通常の給水系の機能が失われた場合に蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動1台、電動2台を設ける。各ポンプとも水源は、補助給水ピットを使用するが、後備用として2次系純水タンクも使用することができる。

4) 主蒸気隔離弁 (第3.1.1.a-16図)

主蒸気管破断時に、主蒸気ループを隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気連絡管の上流の各主蒸気管には、主蒸気隔離弁及び逆止弁を各々1個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により動作する。

b. 原子炉格納施設の構成・特性

(a) 原子炉格納施設の構成・特性 (第3.1.1.a-17図)

原子炉格納施設は、原子炉格納容器、外部遮へい、アニュラス部、原子炉格納容器スプレイ設備、アニュラス空気浄化設備及び格納容器換気空調設備で構成する。

原子炉格納容器と円筒下部外側と外部遮へいとの間は密閉された空間（アニュラス部）を形成し、二重格納の機能を持たせる。配管の大部分、電線、ダクト、エアロック等の格納容器貫通部は、このアニュラス部を通るようにする。

原子炉冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最終の障壁（原子炉格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁等を設け、事故後直ちに閉鎖が要求されない配管については、隔離弁を設置したと同等の隔離機能を持たせるか、原子炉格納容器の外又は内に弁を設け長期にわたってこれを閉鎖できるようにする。

(b) アニュラス空気浄化設備 (第3.1.1.a-18図)

アニュラス空気浄化設備は、アニュラス空気浄化ファン、アニュラス空気浄化フィルタユニットで構成し、100%容量のものが2系統設置されている。本設備は、原子炉冷却材喪失事故時に漏えいした空気を浄化再循環し、一部を排気

筒に導いている。

② PRA に影響する特徴

本プラントにおいて、PRA に影響する主な特徴についての説明及び PRA での具体的な取扱いについて以下に示す。(補足 3.1.1.a-1)

(1) 充てん／高圧注入ポンプの分離

【設計思想】

高圧注入ポンプと充てんポンプを分離することにより、系統を簡素化し、安全性及び信頼性を高めている。

【PRA への影響】

充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントは、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントと比較して、小さなリークが生じた時の緩和手段が多いため、極小 LOCA を起因事象として考慮していない。

(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが不要 (非ブースティングプラント)

【設計思想】

高圧再循環時には、高圧注入ポンプのみで有効吸込み水頭 (NPSH) が確保できる設計となっているため、余熱除去ポンプを用いたブースティングは不要である。

【PRA への影響】

余熱除去ポンプが使用不可となった場合でも、高圧注入ポンプを用いた高圧再循環機能が使用可能である

(3) ほう酸注入タンクの設置

【設計思想】

炉心が過冷却されるような事象が起こった時に、炉心を未臨界にでき、かつ、未臨界を維持できるように、高圧注入ポンプ出口側に高濃度のほう酸水を貯えたほう酸注入タンクを設置している。

【PRA への影響】

高圧注入系の機能喪失の要因として、ほう酸注入タンクの故障やほう酸注入タンクの周りの弁故障を考慮する。

(4) RCP シールに国内製耐熱 O リングを採用

【設計思想】

全交流動力電源喪失時や最終ヒートシンク喪失時に RCP シール部へのシール水注水や RCP シール部の冷却ができない場合においても、RCP シール部から 1 次冷却材が大量に系外へ漏えいすることを抑制するため、RCP シール部に国内製耐熱 O リングを採用している。

【PRA への影響】

本 PRA においては、保守的に国内製耐熱 O リングの耐熱性は考慮せず、非信頼度を 1.0 とする。(補足 3.1.1.a-2)

(5) 計測制御設備の総合デジタル化

【設計思想】

計測制御設備の総合デジタル化により、アナログカード類の大幅な低減による故障率の低下や誤操作防止や監視操作性の向上による人的過誤の低減を見込むことができる。

【PRA への影響】

アナログカード類が低減される一方で、ソフトウェアのエラーに起因する共通原因故障を考慮する必要があるが、十分な実績データが得られていないことから、本 PRA においては、ソフトウェアの共通原因故障の確率は不確実さの大きい条件を用いる。また、デジタル制御盤に係る人的過誤評価については適用可能な知見がないため、従来どおりのアナログ制御盤をベースとした人的過誤評価を実施する。(補足 3.1.1. a-3)

3.1.1. b. 起回事象

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

① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象について、以下の方法により検討し、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，EPRI NP-2230）

既往の PRA，安全評価審査指針（原子炉設置許可申請書）及び EPRI NP-2230 について分析を行い、当該プラントにおける起回事象の選定を行った。

既往の PRA で選定されている起回事象を参考に当該プラントにおける起回事象の候補を選定した。選定の結果を第 3.1.1. b-1 表に示す。選定した起回事象については、原子炉設置許可申請書添付書類十及び EPRI NP-2230 に基づき分析し確認を行った。確認の結果を第 3.1.1. b-2 表に示す。

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

本プラント及び他の国内プラントのトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起回事象に含まれることを確認している。なお、泊 3 号炉における起回事象発生実績はない。

(2) 同定した起回事象の除外

以下に示す起回事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

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

考慮不要であるため、本事象は除外する。

b. 燃料集合体の落下事象

「燃料集合体の落下」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。(補足 3.1.1.b-1)

c. 原子炉容器破損

「原子炉容器破損」については、決定論の枠組みの中で既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。また、原子炉容器破損の頻度は、WASH-1400 や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ 10^{-7} / 炉年、 10^{-8} / 炉年以下となっており、十分に低い値が得られていることから、本事象は除外する。(補足 3.1.1.b-2)

d. 極小 LOCA

「極小 LOCA」については、1 次冷却材の極小 LOCA が生じた場合、充てんポンプ等によりリーク量を上回る注水を行うことで事象は収束される。泊 3 号炉は、充てん / 高圧注入ポンプ兼用ではなく、充てんポンプ 3 台と高圧注入ポンプ 2 台が独立であることから、これらが重畳して失敗する可能性は十分低いため、本事象は除外する。

e. DC 母線 1 系列喪失

「DC 母線 1 系列喪失」については、この事象が発生したときに原子炉トリップに至るプラントが対象となる。泊 3 号炉は DC 母線 1 系列喪失が発生しても原子炉トリップに至らないため、本事象は除外する。(補足 3.1.1.b-3)

(3) 起回事象のグループ化

同定された起回事象（事象分類）において、プラント応答や必要となる緩和設備等が同等となり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。検討結果を第 3.1.1.b-3 表に示す。

a. LOCA

LOCA は、1 次冷却材流出によりプラントパラメータが変動し、原子炉圧力低信号等が発信して原子炉トリップに至る事象であり、起回事象としては 1 次冷却材保有水喪失に至る配管破損が該当する。LOCA のカテゴリ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 設備、2 次冷却系の除熱機能等の相違から、以下のとおりグループ化を行った。

- ・ 小破断 LOCA
- ・ 中破断 LOCA
- ・ 大破断 LOCA

b. ATWS

ATWS は、運転時の異常な過渡変化を起回事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象であり、評価上の技法として起回事象として取り扱う。

c. 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 は、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が、高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤閉等により、低圧設計部分が過圧され破断する事象である。燃料から放出された放射性物質が格納容器をバイパスして環境へ放出される可能性があることから、単独で1つの起因事象グループとする。

d. 手動停止

手動停止は、停止時冷却に移行する際に復水系、給水系にトラブルが生じた場合等の計画外停止を想定しており、単独で1つの起因事象グループとする（補足 3.1.1.b-4）。なお、起動操作は起因事象として考慮していない。（補足 3.1.1.b-5）

e. 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、RCP シール機能の喪失や加圧器逃がし弁、加圧器安全弁開固着による1次冷却系保有水の喪失事象の発生が想定されることから、単独で1つの起因事象グループとする。（補足 3.1.1.b-6）

f. 2次冷却系の破断

「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器1基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「2次冷却系の破断」として分類し、単独で1つの起因事象グループとする。

g. 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管1本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、単独で1つの起因事象グループとする。

h. その他の事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、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グループ化するが、事象の進展や緩和設備の状況から以下のとおりグループ化を行った。

- ・ 主給水流量喪失
（給水に係る緩和設備の信頼性が異なる）
- ・ 外部電源喪失
（非常用所内交流電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす）
- ・ 過渡事象
（外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化）

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12事象を選

定した。選定した起因事象について概要とともに第 3.1.1.b-4 表に示す。(補足 3.1.1.b-7)

(4) 起因事象の発生頻度評価

選定された起因事象に基づき、レベル 1 PRA において使用する起因事象の発生頻度を評価した結果を第 3.1.1.b-5 表に示す(補足 3.1.1.b-8)。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す。(補足 3.1.1.b-9)

- a. プラントの運転経験※から得られた起因事象の発生件数と運転期間(運転時間又は暦日)を用いる。(※：2011年3月31日現在。なお、国内初の PWR プラント運開(1970年11月28日)以降 1976年3月31日までの期間は、第 3.1.1.b-1 図に示すように国内 PWR プラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル 1 PSA 学会標準に基づき近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第 3.1.1.b-6 表に、除外している事象の一覧を示す。)(補足 3.1.1.b-10)
- b. フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

インターフェイスシステム LOCA 及び ATWS 以外の起因事象は、a. の手法を用いて、起因事象発生頻度を算出した。その際、次の基本的な考え方に基づき検討及び評価した。

- － 国内で発生実績のある起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、国内の運転実績を適用する。
- － 国内及び米国共に発生実績のない起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、PRA に係る基本設計である 1 次冷却系や安全系の構成、容量が、日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績を適用する。
なお、後者については、工学的判断による設定に基づき発生件数を 0.5 件として評価した。

一方、インターフェイスシステム LOCA は、b. の手法を用いて弁の数や設置位置等から機器故障率を用いて起因事象発生頻度を算出した。また、ATWS は、a. の手法を用いて原子炉トリップに至る頻度を、b. の手法を用いて原子炉トリップ失敗確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起因事象発生頻度を算出した。

起因事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方について、以下の表に示す。

起因事象	運転実績（評価時間）	考え方
<ul style="list-style-type: none"> 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA 2次冷却系の破断 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日（481炉年）） 米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日（1,839炉年）） 	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却機能喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日（632炉年）） 米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日（1,839炉年）） 	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> 主給水流量喪失 蒸気発生器伝熱管破損 過渡事象 手動停止 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年）） 	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日（621炉年）） 	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
<ul style="list-style-type: none"> ATWS 	<ul style="list-style-type: none"> 国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日（475炉年）） 	1次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。
<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA 	—	日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を同定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a) LOCA の発生頻度

LOCA は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて小破断 LOCA の発生頻度を算定した。

WASH-1400 の考え方に基づき、大破断 LOCA の発生頻度は小破断 LOCA の発生頻度の 1/10 として算出し、中破断 LOCA の発生頻度は小破断 LOCA の発生頻度と大破断 LOCA の発生頻度の相乗平均として算出した。(補足 3.1.1.b-11)

○小破断 LOCA の発生頻度

$$= 0.5 / (481+1839) = 2.2 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 PWR プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

○大破断 LOCA の発生頻度

$$= 2.2 \times 10^{-4} / 10 = 2.2 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)}$$

○中破断 LOCA の発生頻度

$$= (\text{大破断 LOCA の発生頻度} \times \text{小破断 LOCA の発生頻度})^{1/2}$$
$$= 6.8 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)}$$

(b) 2 次冷却系の破断，原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

これらの事象は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○2 次冷却系の破断の発生頻度

$$= 0.5 / (481+1839) \times 2 = 4.3 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 PWR プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

2 : 主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

○原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (632+1839) = 2.0 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

632 : 運転開始からの国内 PWR プラント運転期間※ (年)

1839 : 運転開始からの米国 PWR プラント臨界時間 (年)

※原子炉補機冷却機能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 + 運転停止中期間)。なお、米国の停止時間については、停止時における原子炉補機冷却水系の運用に関する情報が少なく、国内の運用と異なる可能性があり、当該発生頻度を米国の停止時間を含めて下げることは非保守側と考え、含めない扱いとした。

(c) 主給水流量喪失，外部電源喪失，蒸気発生器伝熱管破損，過渡事象，手動停

止の発生頻度

これらの事象は、国内で発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○主給水流量喪失の発生頻度

$$= 5 / 475 = 1.1 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$$

5 : 発生実績^{※1} (件)

※1 美浜1号(1978/12/6), 高浜1号(1981/4/7), 大飯2号(1983/4/10),
敦賀2号(1989/6/28), 美浜3号(2004/8/9)

475 : 国内PWRプラント発電期間(年)

○外部電源喪失の発生頻度(補足3.1.1.b-12)

$$= (1 + 2) / 621 = 4.8 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 運転時に発生した外部電源喪失の発生件数^{※2} (件)

※2 伊方1号(1980/8/27)

2 : 停止時に発生した外部電源喪失の発生件数^{※3} (件)

※3 敦賀2号(1999/12/15), 泊2号(2000/5/19)

621 : 国内PWRプラント運転期間^{※4} (年)

※4 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+運転停止中期間)。

○蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

$$= 1 / (4.1 \times 10^{10} \times (1 - 0.1)) \times (3386 \times 3) \times 8760$$

$$= 2.4 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 発生実績^{※5} (件)

※5 美浜2号(1991/2/9)

4.1×10^{10} : 国内プラントの蒸気発生器伝熱管本数と発電期間の積分値(本・時間)

0.1 : 伝熱管施栓率

3386×3 : 当該プラントの伝熱管本数(本)

8760 : 時間から年への換算係数($8760 = 365 \times 24$)(時間/年)

○過渡事象の発生頻度

$$= 46 / 475 = 9.7 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$$

46 : 発生実績^{※6} (件)

※6 玄海4号(2008/6/20), 美浜1号(2008/11/20)等

475 : 国内PWRプラント発電期間(年)

○手動停止の発生頻度

$$= 110 / 475 = 2.3 \times 10^{-1} \text{ (／炉年)}$$

110 : 発生実績^{※7} (件)

※7 大飯2号(2007/12/16), 敦賀2号(2008/9/16)等

475 : 国内 PWR プラント発電期間 (年)

(d) ATWS の発生頻度

ATWS は、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また、原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。(補足 3.1.1.b-13) なお、小破断 LOCA 等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、1 次冷却材圧力の観点で厳しくないことから、ATWS として考慮していない。

$$\begin{aligned} \text{ATWS の発生頻度} &= (4.4 \times 10^{-2} + 2.7 \times 10^{-2}) \times 1.8 \times 10^{-7} \\ &= 1.2 \times 10^{-8} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

4.4×10^{-2} : タービントリップ操作が必要な AT の発生実績 21 件を国内 PWR プラント発電期間 475 年で除した値。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象(例えば、原子炉保護系誤動作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定期事業者検査時に起こった事象等)を除く。

2.7×10^{-2} : タービントリップ操作が不要な AT の発生実績 13 件を国内 PWR プラント発電期間 475 年で除した値。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象を除く。

1.8×10^{-7} : フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率

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

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第 3.1.1.b-2 図に示す。インターフェイスシステム LOCA に至るシーケンスとして以下の 3 つのシナリオが考えられる。

- ① 低温側注入ラインにある 3 つの逆止弁の同時故障
- ② 高温側注入ラインにある 3 つの逆止弁と 1 つの電動弁の同時故障
- ③ 余熱除去ポンプの吸込側にある 2 つの電動弁の同時故障

LOCA の原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が作動すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、LOCA には至らないものと考え、上記弁のリーク発生時にはさらに逃がし弁の故障(開失敗)を考える。逆止弁、電動弁それぞれのリークの発生頻度は、機器故障率

データより、

- ・ 逆止弁リーク： $7.1 \times 10^{-9}/h$
- ・ 電動弁リーク： $4.1 \times 10^{-9}/h$

である。リークを超える破損のデータは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/>) のデータベースにはないため、リークのデータに 10^{-1} を乗じた値を使用する。したがって、破損のデータは、

- ・ 逆止弁破損： $7.1 \times 10^{-10}/h$
- ・ 電動弁破損： $4.1 \times 10^{-10}/h$

となる。

このライン上の各弁の使命時間を出力運転期間の1年とすると、弁のリーク／破損の発生確率は、

- ・ 逆止弁リーク P(V1)： 6.2×10^{-5} ($= 7.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$)
- ・ 電動弁リーク P(V2)： 3.6×10^{-5} ($= 4.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$)
- ・ 逆止弁破損 P(V3)： 6.2×10^{-6} ($= 7.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$)
- ・ 電動弁破損 P(V4)： 3.6×10^{-6} ($= 4.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$)

となる。また、逃がし弁の開失敗確率は機器故障率データより、

- ・ 逃がし弁開失敗 P(V5)： $1.4 \times 10^{-3}/\text{demand}^{*8}$

※8 $1/\text{demand} = \text{回}/\text{要求}$

を使用する。

①低温側注入ライン

低温側注入ラインでインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、3つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また、逆止弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは6通りあり、第3.1.1.b-3 図(1/4)及び第3.1.1.b-3 図(2/4)に示す。したがって、低温側注入ラインでのインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は、

$$\begin{aligned} P1 &= 6 \times (P(V3)^3 + P(V1)^3 \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)) \\ &= 4.1 \times 10^{-15} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

P(V3)³：3つの直列な逆止弁の破損

P(V1)³ × P(V5)：3つの直列な逆止弁がリークし、逃がし弁開失敗

P(V1)² × P(V3) × P(V5)：2つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

P(V1) × P(V3)² × P(V5)：1つの逆止弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

②高温側注入ライン

高温側注入ラインでインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、3 つの直列な逆止弁と 1 つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁／電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは 4 通りあり、第 3.1.1.b-3 図 (3/4) に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は、

$$\begin{aligned} P2 &= 4 \times (P(V3)^3 \times P(V4) + P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) \\ &\quad + P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5) + P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)) \\ &= 7.4 \times 10^{-20} \text{ (/ 炉年)} \end{aligned}$$

$P(V3)^3 \times P(V4)$: 3 つの直列な逆止弁及び 1 つの電動弁が破損

$P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5)$: 3 つの直列な逆止弁及び 1 つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$: 2 つの直列な逆止弁及び 1 つの電動弁がリーク、1 つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$: 1 つの逆止弁及び 1 つの電動弁がリーク、2 つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5)$: 1 つの電動弁がリーク、3 つの直列な逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5)$: 3 つの直列な逆止弁がリーク、1 つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$: 2 つの直列な逆止弁がリーク、1 つの逆止弁及び 1 つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)$: 1 つの逆止弁がリーク、2 つの直列な逆止弁及び 1 つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

③余熱除去ポンプ吸込側

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、直列な 2 つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に LOCA が発生すると考える。弁故障によって LOCA に至るパスは 2 通りあり、第 3.1.1.b-3 図 (4/4) に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステム LOCA の発生頻度は、

$$P3 = 2 \times (P(V4))^2 + P(V2)^2 \times P(V5) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$$

$$= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$$

$P(V4)^2$ ：2つの電動弁が破損

$P(V2)^2 \times P(V5)$ ：2つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$ ：電動弁がリーク、破損し、逃がし弁開失敗

インターフェイスシステムLOCAは上記の3つのシナリオの発生頻度の合計であり、

$$P = P1 + P2 + P3$$

$$= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$$

となる。(補足 3.1.1. b-14)

3.1.1. c. 成功基準

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

①成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

○一般的な炉心損傷判定条件

事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1,200℃を超えると評価される状態。

○LOCA時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプル水の温度が100℃以上と評価される状態。

○2次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件（LOCA時を除く）

2次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。

(2) 起回事象ごとの成功基準の一覧表

起回事象ごとに整備した成功基準の一覧を第3.1.1. c-1表に示す。

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

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並びにその設定根拠について以下のとおり示す。(補足 3.1.1. c-1)

(a) LOCA発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

大破断LOCA事象が発生すると、低圧注入系、高圧注入系及び格納容

器スプレイ系により燃料取替用水ピットのほう酸水が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源を燃料取替用水ピットから格納容器再循環サンプに切り替えて、再循環モードに移行する必要がある。

余裕時間：30分

設定根拠：事象発生後、発生した事象が LOCA であると運転員が判断（診断）し、適切な事故時手順書を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として、燃料取替用水ピットの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間^{※1}を算出し、30分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプがすべて起動し、定格流量で注入されると仮定して算出した。

※1 $1,833\text{m}^3 / (280\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台} + 681\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台} + 940\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台}) =$
約 29 分

【計算条件】

- ・燃料取替用水ピット水量：1,833m³
(通常水位 (94%) ⇒ 水位異常低 (3%))
- ・ポンプ仕様
 - 高圧注入ポンプ：280m³/h × 2台
 - 余熱除去ポンプ：681m³/h × 2台
 - 格納容器スプレイポンプ：940m³/h × 2台

(b) 2次冷却系の破断発生時

対象操作：破断ループの隔離

2次冷却系の破断が発生すると、健全ループの主蒸気系から破断箇所へ無制限の蒸気が流入し、健全ループの蒸気発生器による冷却を阻害する。健全ループの蒸気発生器による2次冷却系冷却を可能とするためには、破断ループを隔離する必要がある。

余裕時間：20分

設定根拠：2次冷却系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に蒸気発生器の水位が低下し、2次冷却系の除熱機能が喪失するまで20分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保することで、炉心冷却を維持できると評価した。

(c) 蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR) 発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

SGTR 時には、1次冷却材が2次冷却系へ流出することを防止するため、破損側蒸気発生器を隔離し、1次冷却系と2次冷却系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。

余裕時間：30分

設定根拠：蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、破損側蒸気発生器満水防止の観点で30分程度の余裕があるものと評価した。

(d) 補機冷却系の故障

対象操作：補機冷却系の負荷制限

LOCA時再循環において、原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却器の負荷制御操作を行う。

余裕時間：30分

設定根拠：LOCA後のECCS再循環移行時に補機冷却水系の部分喪失が発生し、一時的にECCS再循環が不能となる場合を想定するものであり、ECCS再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に30分と評価した。

b. 使命時間

本評価では、以下のことを勘案し、24時間を使命時間として設定した。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。

- ・ 24時間あれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。
- ・ 補助給水系やECCS注入系等、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確率を評価している。

(4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性

熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性については第3.1.1.c-2表に示すとおりである。(補足3.1.1.c-2, 3)

なお、第3.1.1.c-1表に示すように、第3.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事故解析結果と考え合わせることですべての成功基準は設定することができる。

3.1.1.d. 事故シーケンス

選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備及び緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。

① イベントツリー

(1) イベントツリー図

炉心損傷に至るシーケンスを明らかにするために、イベントツリー手法を用いた。イベントツリーは、炉心損傷に至るまでの進展を表すロジックであり、起因事象ご

とに作成した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

作成したイベントツリーを第3.1.1.d-1(a)図～第3.1.1.d-1(l)図に示す。また、詳細なイベントツリー及び各ヘディングの概要を補足3.1.1.d-1, 2, 3, 4に示す。

(2) 事故シーケンスグループの分類

イベントツリーによって抽出された事故シーケンスは、炉心損傷防止の緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び緩和系に与える影響によって、3.1.1.h項に示す事故シーケンスグループに分類する。炉心損傷事故はこれらのグループによって特徴付けられる。

3.1.1.e. システム信頼性

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

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.1.e-2表に示す。これに基づき、異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連携しモデル化した。

【サポート系】

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

【フロントライン系】

8. 原子炉停止系
9. 高圧注入系（注入時）
10. 高圧注入系（再循環時）
11. 蓄圧注入系
12. 低圧注入系（注入時）
13. 低圧注入系（再循環時）

14. 格納容器スプレイ注入系（注入時）
15. 格納容器スプレイ注入系（再循環時）
16. 補助給水系／主蒸気圧力制御系
17. 破損側蒸気発生器隔離
18. 主蒸気隔離
19. 燃料取替用水系

【その他の系統】

20. RCP シール LOCA
21. 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA

②システム信頼性評価手法

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

フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき 3.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。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 3.1.1.e-3 表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第 3.1.1.e-1 図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき故障モードの抽出を行っている。システム信頼性評価の例を第 3.1.1.e-2 図に示す。（補足 3.1.1.e-1）

なお、内部事象レベル 1 PRA 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（LOCA 等）とサポート系（電源、冷却水等）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。（補足 3.1.1.e-2）

③システム信頼性評価の結果

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

システム信頼性評価の結果について、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。評価結果について、第 3.1.1.e-4 表に示す。また、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 3.1.1.e-5 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

国内製の耐熱 O リングを使用した場合の RCP シール LOCA 発生確率については、原子炉補機冷却機能喪失後の回復に期待せず、RCP シール LOCA が必ず発生すると想定しているため、非信頼度を 1.0 と設定した。

3.1.1.f. 信頼性パラメータ

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

①非信頼度を構成する要素と評価式

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

以下に機器故障率パラメータを使用した基事象発生確率を示す。

・状態変更失敗確率

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

$$Q = Q_d$$

Q_d ：デマンド故障率

・機能維持失敗確率

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

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

λ_r ：機能維持失敗率

T_m ：時間パラメータ※

※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。

待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。

出典：レベル1 PSA 学会標準

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（以下「NUCIA」という。）（<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 ヶ年 49 基データ（21 ヶ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成 21 年 5 月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。（補足 3.1.1.f-1）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 ヶ年 49 基データ改訂版）（平成 13 年 2 月），電中研報告 P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

なお，評価対象機器のうち，NUCIA でグループ登録されていないものについては，類似性を考慮した工学的判断に基づいて NUCIA の機器グループに分類した。（補足 3.1.1.f-2）

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 策を考慮しない PRA モデルを用いた評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

④待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

PRA 評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の可否について検討し、モデル化が必要な場合は試験データを収集し、待機除外確率を算出した。

試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準 原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ (q) は式 (1) で表される。

$$q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \dots \dots \dots (1)$$

ここで、MUT：供用可能時間 (mean up time)

MDT：供用不能時間 (mean down time)

MUT, MDT はそれぞれ試験間隔 (T), 試験時間 (t) と同義であるため、試験による待機除外確率 (qt) の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned} q_t &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\ &= \frac{t}{(T+t)} \\ &= \frac{t}{T \left(1 + \frac{t}{T} \right)} \\ &\doteq \frac{t}{T} \quad (\because T \gg t) \dots \dots \dots (2) \end{aligned}$$

試験による待機除外状態となる系統、機器をリスト化し、その後試験時間 (試験の開始から終了までの時間) を調査して試験時間 (t) に代入して算出した。評価例を以下に示す。

系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	余熱除去ポンプ定期運転試験	1ヶ月	55分	1.3E-3 ①	2.2E-3 (①+②)
	安全注入系統及び格納容器スプレイ系統弁開閉試験	1ヶ月	40分	9.3E-4 ②	

(2) 保守作業による待機除外データ

PRA 評価対象システムに対する保守による待機除外のモデル化の要否について検討し、モデル化が必要な場合は原子炉施設保安規定に基づく待機除外許容時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。

保守による待機除外確率は、試験による待機除外確率と同様に、「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式（前述の式(1)）から算出する。式(1)において、MUT（供用可能時間）は時間依存型の故障率（ λ ）の逆数で表され、また、保守時間と同義の MDT（供用不能時間）には原子炉施設保安規定で許容されている復旧までの最長の完了時間（許容待機除外時間：AOT）を保守的に適用すると、保守による待機除外確率（ q_m ）の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned}
 q_m &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\
 &= \frac{AOT}{\left(\frac{1}{\lambda} + AOT\right)} \\
 &= \frac{\lambda \cdot AOT}{(1 + \lambda \cdot AOT)} \\
 &\approx \lambda \cdot AOT \quad (\because 1 \gg \lambda \cdot AOT) \dots \dots \dots (3)
 \end{aligned}$$

保守作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。

系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間(AOT)	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-7/h	6.2E-5 ①	1.6E-4 (①+②)
		240時間	制御回路	作動失敗	4.2E-7/h	1.0E-4 ②	

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器につ

いては、型式、機能、環境、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。

- (1) 同一系統
- (2) 冗長の機能を有する同種機器
- (3) 起因事象発生前の運転状態が同一
- (4) 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。

本評価では、MGL (Multiple Greek Letter) 法を用いて共通要因故障の発生確率を計算する。本評価では米国で公開され、PRA での使用実績がある NUREG/CR-5497 (レベル1 PSA 学会標準推奨データベース) の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載される MGL パラメータを使用することとする。

共通要因故障を考慮している対象機器及び故障モードを第 3.1.1.f-1 表に、共通要因故障パラメータの一覧を第 3.1.1.f-2 表にそれぞれ示す。

また、共通要因故障の同定手順を第 3.1.1.f-1 図に示す。

3.1.1.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発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

①評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の算出に用いた方法

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック (NUREG/CR-1278) の THERP (Technique for Human Error Rate Prediction) 手法を用いて、当該プラントの関連操作手順書に基づき、それぞれの人的過誤の HRA イベントツリーを作成し人的過誤確率を評価している。(補足 3.1.1.g-1)

(2) 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い

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

a. 起回事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは、さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で、人的過誤事象のモデル化要否を決定し、モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第3.1.1.g-1 図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率（HEP）について下表のとおり示す。（補足3.1.1.g-2, 3）

運転操作エラー	操作場所	HEP	EF
弁の操作忘れ	現場	1.6E-3	4

HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター

b. 起回事象発生後人的過誤

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

事故後に実際に行われる運転員操作は、以下の流れで行われるものと想定する。

- ① 警報、信号、計測表示等（兆候）により異常を検知し、どの事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。
- ② 事故時運転手順書に基づいて、実際の操作を行う。
- ③ 事故時運転手順書において、判断を伴う記載があった場合、計器等を確認する。
- ④ ③の確認結果に基づき、事故時運転手順書の操作を行う。
- ⑤ 事象が進展した場合、再度事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。

このうち、①及び⑤が認知（診断）行為に、②及び④が操作行為、③が読取として分類する。診断失敗、操作失敗、読取失敗の主な取扱いを以下に示す。

(a) 診断失敗

起回事象の発生や操作の必要性に対する診断を診断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。

診断失敗は、THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については、3.1.1.cで設定した余裕時間を用いる。

なお、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。

本評価で用いる診断失敗確率は下表のとおりである。

診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキル ファクタ ※
1次冷却材の喪失	低圧注入系，高圧注入系及び格納容器スプレイ系を注入モードから再循環モードへ切替	30分	2.7E-4	下限値
2次系破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-3	下限値
SGTRの発生	破損蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-4	下限値
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-3	中央値

※運転員は十分な訓練を受けており，運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定し難い。また異常発生時の事故時運転手順書も整備されているため，以下の基準で参照する値を決定した。

- ・下限値：当該診断により運転員が行う操作が，事故発生後に初めて移行する事故時運転手順書に記載されている場合。
- ・中央値：当該診断により運転員が行う操作が，事故発生後に移行する2番目の事故時運転手順書に記載されている場合。
- ・上限値：事故時運転手順書に記載がなく十分な訓練がされていない場合。

(b) 操作失敗

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

操作失敗については，オMISSIONエラー及びCOMMISSIONエラーのTHERP表を用いて評価している。また，担当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) 読取失敗

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

運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	備考
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-3	4	アナログ表示
		8.3E-4	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8	
	現場	5.5E-3	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8	

HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター

c. 人的過誤評価結果

人的過誤の評価結果を第 3.1.1.g-1 表に示す。

3.1.1.h. 炉心損傷頻度

①炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、RiskSpectrum®PSA を使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った（補足 3.1.1.h-1, 2, 3）。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、設計基準事故等の事象が発生した場合に、原子炉を安全な状態に移行させるための基本的な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」、「原子炉格納容器閉じ込め機能」（いわゆる、「止める」「冷やす」「閉じ込める」）がある。これらのうち、レベル 1 PRA では炉心損傷防止の観点から「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シーケンスのグループ化を行う。

a. 原子炉停止機能

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして分類する。（原子炉停止機能喪失）

b. 炉心冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも、炉心からの崩壊熱を除去しなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、2次冷却系、蓄圧注入系、高圧注入系、低圧注入系、原子炉格納容器スプレイ系があり、これらの冷却機能の状況に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

(a) 過渡事象発生後、補助給水機能が喪失する事故シーケンスや破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、PWR プラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、2次冷却系からの除熱機能喪失に分類する。

（2次冷却系からの除熱機能喪失）

(b) LOCA が発生した後、蓄圧注水機能、低圧注水機能又は高圧注水機能が喪失

し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、ECCS 注水機能喪失に分類する。(ECCS 注水機能喪失)

- (c) LOCA が発生した後、短期の 1 次冷却系保有水の回復に成功した後、低圧再循環又は高圧再循環が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、ECCS 再循環機能喪失に分類する。(ECCS 再循環機能喪失)
- (d) LOCA が発生した後、原子炉の注水に成功した場合においても、格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗することにより原子炉格納容器からの除熱機能が喪失した場合には、炉心損傷前に原子炉格納容器が過圧により破損し、その後、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、原子炉格納容器の除熱機能喪失に分類する。(原子炉格納容器の除熱機能喪失)
- (e) インターフェイスシステム LOCA や蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する場合、原子炉格納容器貫通配管等からの原子炉格納容器外への漏えいが防止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、格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA, 蒸気発生器伝熱管破損) に分類する。(格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA, 蒸気発生器伝熱管破損))

c. 安全機能のサポート機能

外部電源が喪失する過渡事象時に、非常用電源等の電源の確保に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、全交流動力電源喪失に分類する。なお、本評価では、ディーゼル発電機による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。(全交流動力電源喪失)

また、原子炉補機冷却機能が喪失し、起因事象の発生と同時に ECCS 等の緩和機能のサポート系も喪失し、従属的に RCP シール LOCA や加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が発生することで炉心損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして、原子炉補機冷却機能喪失に分類する。(原子炉補機冷却機能喪失)

②炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 2.3×10^{-4} (／炉年) となった。

全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい主要シーケンス及び主要カットセットについて第 3.1.1.h-1 表に、起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第 3.1.1.h-2 表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第 3.1.1.h-3 表に示す。

起因事象別及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度へ寄与割合について

第 3.1.1.h-1 図に示す。(補足 3.1.1.h-4)

また、各事故シーケンスに寄与する要因別の分析結果を第 3.1.1.h-4 表に、事故シーケンスの分析結果を第 3.1.1.h-5 表に示す。

起因事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失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、過渡事象が支配的となっている。一方、相対的に LOCA 事象の寄与は小さくなっている。

(2) 評価結果の分析

事故シーケンスグループ別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失による寄与が 88.6%と支配的である。次いで、2次冷却系からの除熱機能喪失による寄与が 9.0%、全交流動力電源喪失による寄与が 1.5%である。その他の事故シーケンスグループによる寄与は 0.9%未満であった。

主要な事故シーケンスグループである原子炉補機冷却機能喪失に対する寄与割合の大きいカットセットは、RCP シール LOCA 発生である。RCP シール LOCA 発生により、アクシデントマネジメント策等を考慮しない評価条件においては、緩和手段がないことから、1次冷却系保有水量が減少し、炉心損傷に至る。この結果を踏まえた上で、炉心損傷頻度の低減を図るために考えられる対策として、炉心注水機能の多様化がある。原子炉補機冷却機能喪失により原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送ができなくなることから、原子炉補機冷却機能を使用しない炉心注水機能及び最終ヒートシンクへの熱の輸送機能を設けることが対策の1つとして考えられる。また、割合としては 9.0%であるが、原子炉補機冷却機能喪失に次いで大きな炉心損傷頻度を占める 2次冷却系からの除熱機能喪失に対して寄与割合の大きなカットセットは、補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障である。これに対しては、補助給水系を使用しない除熱機能を設けることが対策の1つとして考えられる。また、全交流動力電源喪失に対して寄与割合の大きなカットセットは、ディーゼル発電機室の空調系のダンパの共通原因故障や UV 信号の失敗である。これに対しては、ディーゼル発電機や信号を使用しない給電機能を設けることが対策の1つとして考えられる。

起因事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失による寄与が最も大きい (88.6%)。次いで手動停止 (5.7%)、過渡事象 (2.4%) となっており、原子炉補機冷却機能喪失の寄与割合が大きくなっている。これは、原子炉補機冷却機能喪失では RCP シール LOCA が必ず発生し、緩和機能に期待できないことによるものである。上記のとおり、炉心損傷頻度の高いシーケンスは、RCP シール LOCA の発生によって炉心損傷に至るシーケンスである。また、後述する FV 重要度においても RCP シール LOCA 発生に関する基事象が上位となっている。

このように RCP シール LOCA の重要性が高い中で、原子炉補機冷却機能喪失時には、冷却水を必要とする非常用炉心冷却設備 (ECCS) の各ポンプが機能喪失するため、補助給水による 2次冷却系除熱で炉心冷却する必要があるが、2次冷却

系除熱に成功しても RCP シール LOCA が必ず発生し、さらに緩和手段がないことから、原子炉補機冷却機能喪失の炉心損傷頻度が大きく評価される結果となった。

手動停止及び過渡事象では、常用系設備の故障による過渡事象が発生し、原子炉自動停止あるいは計画外手動停止時に補助給水が失敗するような事故シーケンスである。これらの過渡事象については、設計基準事象を想定した各種設備により対応できる可能性が高く、条件付炉心損傷確率 (CCDP) が 10^{-5} のオーダーに低く抑えることができる一方、設備の不具合等により計画外で手動停止した場合も起因事象として取り扱うことから、発生件数が多く起因事象発生頻度が大きく設定されることとなり、低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとして炉心損傷頻度の寄与割合が比較的大きくなっている。

主要なカットセットは、「補助給水ポンプ起動信号失敗 共通要因故障」「補助給水ピット閉塞」となっており、補助給水系を使用した 2 次冷却系からの除熱に失敗することにより炉心損傷に至ることが分かる。

(3) 泊 3 号炉の特徴による影響

泊 3 号炉の設計上の特徴（充てん／高圧注入ポンプの分離、非ブースティングプラント、ほう酸注入タンクの設置、RCP シールに国内製耐熱 O リングを採用、計測制御設備の総合デジタル化）が炉心損傷頻度に与える影響について確認した。

- a. 充てん／高圧注入ポンプの分離（起因事象として極小 LOCA を考慮しない）
 - ・仮に極小 LOCA が起因事象として発生すると想定した場合においても、緩和設備が多重（充てんポンプ 3 台、高圧注入ポンプ 2 台）に設置されており、緩和設備に対する信頼性が高いため、炉心損傷頻度に対して有意な影響を与えない。
- b. 非ブースティングプラント
 - ・仮に余熱除去ポンプによるブースティングが必要として考慮した場合、「ECCS 再循環機能喪失」の事故シーケンスグループに関係する。
 - ・大破断 LOCA、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の起因事象発生頻度は比較的小さい。
 - ・大破断 LOCA、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA 時に再循環失敗に至るまでには複数の緩和手段があり、それらに期待できる。
- c. ほう酸注入タンクの設置
 - ・全炉心損傷頻度に対するほう酸注入タンク設置の寄与割合：0.022%程度
 - ・高圧注入及び高圧再循環が必要となる中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の事故シーケンスに影響があるが、中破断 LOCA 及び小破断 LOCA の起因事象発生頻度は比較的小さい、炉心損傷頻度に与える影響は小さい。
- d. RCP シールに国内製耐熱 O リングを採用
 - ・全炉心損傷頻度に対する RCP シール LOCA の寄与割合：89%程度
 - ・原子炉補機冷却機能喪失の事故シーケンスにおいて、2 次冷却系からの除熱

に成功した場合においても必ず RCP シール LOCA が起こることとなるため、炉心損傷頻度への影響が大きい。

- ・外部電源喪失の事故シーケンスにおいて、非常用所内電源の確立に失敗すると原子炉補機冷却機能喪失に至り、RCP シール LOCA が発生するため炉心損傷頻度への影響が大きい。

e. 計測制御設備の総合デジタル化

- ・全炉心損傷頻度に対する計測制御設備の故障の寄与割合：5%程度
- ・ソフトウェアの共通原因故障の確率として不確かさの大きい条件を用いて評価を実施しているが、炉心損傷頻度への影響は比較的小さい。

以上のとおり、PRA に影響する主な特徴として抽出した「充てん／高圧注入ポンプの分離」、「非ブースティングプラント」、「ほう酸注入タンクの設置」及び不確かさの大きい条件を用いた「計測制御設備の総合デジタル化」の影響は比較的小さく、炉心損傷頻度に対して有意な影響は与えず、「RCP シールに国内製耐熱 O リングを採用」は、国内製耐熱 O リングの非信頼度を 1.0 としていることから、炉心損傷頻度に対して支配的であることを確認した。

③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析

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

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

(1) 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため Fussell-Vesely(以下「FV 重要度」という。)重要度及びリスク増加価値(以下「RAW」という。)を評価した。

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

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

$F_A(CD)$ ：事象 A の発生が寄与して発生する炉心損傷頻度

$F(CD)$ ：炉心損傷頻度

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

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

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

頻度

評価する項目として、以下の2つに対して重要度解析を実施した。

- ・ 起回事象
- ・ 緩和系の基事象

a. 起回事象

起回事象の FV 重要度評価結果を第 3.1.1.h-6 表に示す。FV 重要度は、全炉心損傷頻度の支配的要因である起回事象が発生した場合に確率 1.0 で RCP シール LOCA となり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が最も高い結果となった。

起回事象の RAW 評価結果を第 3.1.1.h-7 表に示す。RAW は、起回事象に対して有効な緩和手段のない「インターフェイスシステム LOCA」,「ATWS」及び「原子炉補機冷却機能喪失」が高い結果となった。

FV 重要度と RAW の相関を第 3.1.1.h-2 図に示す。起回事象が発生した場合に確率 1.0 で RCP シール LOCA となり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が FV 重要度、RAW とともに高い結果となっている。このことから、原子炉補機冷却水系が重要であることがわかる。

b. 緩和系の基事象

緩和系の基事象の FV 重要度評価結果を第 3.1.1.h-8 表に示す。RCP シール LOCA 発生が突出 (0.89) し、それ以外では補助給水ピットの閉塞やアプリケーションソフトの故障が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA が全 CDF の大半を占めていること、補助給水ピットの閉塞は、過渡事象、主給水流量喪失、手動停止等比較的発生頻度が高い起回事象から炉心損傷に至る基事象となること及びアプリケーションソフトの影響は広範囲にわたることによる。

緩和系の基事象の RAW 評価結果を第 3.1.1.h-9 表に示す。起回事象発生頻度の大きい LOCA 以外の事象に対して、今回の PRA で必須の緩和設備となる補助給水系の静的故障が高い値となった。

FV 重要度と RAW の相関を第 3.1.1.h-3 図及び第 3.1.1.h-4 図に示す。いずれにおいても、「補助給水ピットの閉塞」の重要度が高く、同基事象に対する対策を実施することが有効な対策となる。具体的には、2次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、同基事象の重要度を低減させることが可能である。

(2) 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度の下限値 (5%)、中央値 (50%)、平均値及び上限値 (95%) の評価結果を第 3.1.1.h-10 表及び第 3.1.1.h-5 図に示す。(補足 3.1.1.h-5)

全炉心損傷頻度の不確実さ解析結果について、点推定値と平均値はおおむね一

致した。不確実さ幅を示すエラーファクター（EF）は7.0となった。なお、EFは以下の式により算出している。これは、各パラメータの不確実さの影響により、上限と下限の間に約50倍の不確実さ幅があることを意味する。

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

また、事故シーケンス別炉心損傷頻度のEFは、Non-LOCA事象+補助給水失敗シーケンスが一桁となる他は、概ね10~40程度となった。

今回のPRAを事故シーケンスの選定に適用する際には、CDFの絶対値よりも相対値に注目しているが、EFがこの程度であること及び突出して不確実さ幅が大きい事故シーケンスはないことから、パラメータの不確実さが事故シーケンスの相対的な重要性に有意に影響することは考えにくい。

また、有効な炉心損傷防止対策の無い事故シーケンスの上限値はいずれも 10^{-7} 乗オーダーを下回る結果であり、不確実さを考慮しても十分に低い値であることを確認した。

- ・大破断 LOCA+低圧注入失敗
上限値： 9.7×10^{-9} （/炉年）（EF16.6）
- ・大破断 LOCA+蓄圧注入失敗
上限値： 3.3×10^{-8} （/炉年）（EF17.2）
- ・中破断 LOCA+蓄圧注入失敗
上限値： 6.2×10^{-11} （/炉年）（EF27.5）
- ・原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗
上限値： 3.6×10^{-8} （/炉年）（EF18.4）

(3) 感度解析

a. RCP シール LOCA の発生確率変更

今回実施したPRA（ベースケース）では、原子炉補機冷却水系の回復がない場合、RCPシールLOCAの発生確率は1.0として評価している。感度解析ケースでは、米国ウェスチングハウス社のRCPシールLOCAモデル（WOG2000モデル）に基づくRCPシールLOCAの発生確率（0.21）として感度解析を実施した。感度解析結果を第3.1.1.h-6図に示す。

全CDFは7割低減（ 2.3×10^{-4} /炉年 → 6.9×10^{-5} /炉年）した。この結果から、国産改良型の耐熱Oリングにより、CDFの低減が期待できる。国産改良型の耐熱Oリングを用いたRCPシールLOCAモデルについては今後適用していく予定である。なお、原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA発生時の対策として、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みであり、これら重大事故等対策を含めたPRAを実施し、CDFの低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

b. 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 の発生頻度について、発生条件を有効性評価と整合させた場合について、感度解析を実施した。結果として、現状の PRA の評価結果に有意な影響は及ぼさないことを確認した。

a. RCP シール LOCA の発生確率変更及び b. インターフェイスシステム LOCA の発生頻度について、感度解析結果を反映させたパイチャートを第 3.1.1. h-7 図に示す。耐熱リングによる RCP シール LOCA の発生確率の低減を考慮した結果、原子炉補機冷却機能喪失が全炉心損傷頻度に占める割合は約 88.6% から約 62.4% まで低減したが、その他の起因事象と比較しても全炉心損傷頻度に対して占める割合は最も大きいままであった。このことから、原子炉補機冷却機能喪失時の対策を充実させることが重要であるといえる。なお、原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA 発生時等の対策として、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みである。

また、有効性評価での想定を考慮したインターフェイスシステム LOCA の発生頻度を考慮した結果、インターフェイスシステム LOCA の CDF の絶対値は増加したものの、全炉心損傷頻度に占める割合は、その他の起因事象と比較して最も小さいままであった。

④ まとめ

重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に資するために、泊 3 号炉の出力運転時レベル 1 PRA を実施した。炉心損傷頻度の平均値は 2.3×10^{-4} (／炉年) となり、不確実さ解析の結果得られた EF は 7.0 であった。

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

重要度解析においては、FV 重要度及び RAW の 2 つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和系の基事象について重要度を把握した。起因事象では、「原子炉補機冷却機能喪失」、緩和系の基事象では「補助給水ピットの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお、「補助給水ピットの閉塞」については、2 次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、重要度の低減が可能である。

感度解析においては、感度解析ケースとして米国ウェスチングハウス社の RCP シール LOCA モデルに基づき RCP シール LOCA の発生確率を 0.21 とした結果、炉心損傷頻度は 6.9×10^{-5} (／炉年) となり、ベースケースと比較すると 7 割低減した。この結果から、国産改良型の耐熱リングにより、炉心損傷頻度の低減に期待できることを確認した。また、国産改良型の耐熱リングを用いた RCP シール LOCA モデルについては今後適用していく予定である。なお、原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA 発生時の対策として、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等を整備済みであり、これら重大事故等対策を含めた PRA を実施し、炉心損傷頻度の低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

第3.1.1.a-1表 レベル1 PRA 実施のために収集した情報及びその主な情報源 (1/2)

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
1. プラントの構成・特性の調査	PRA実施に当たり必要とされる基本的な情報 a) 設計情報 b) 運転・保守管理情報	1) 設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図集 (1次系, 2次系, 他) 4) 単線結線図 5) 展開接続図 (EWD) 6) ファウンケシヨナルダイヤグラム 7) 計装ブロック図 8) 系統設計仕様書 ・ 系統説明書 ・ 容量根拠書 9) 機器設計仕様書 1) 原子炉施設保安規定 2) 運転手順書類 ・ 運転要領 (起動停止編, 原子炉編, タービン編, 電気編, 警報処置編, 緊急処置編, 定期試験編)	プラントの全体の構成や緩和系統の仕様を把握し, 成功基準や起因事象の根拠とする 同上 緩和設備の冷却材の流路や構成を把握し, フォールトツリー作成の根拠とする プラントの電源構成や機器の電源を把握し, フォールトツリー作成の根拠とする 緩和設備の信号の回路と機器の構成を把握し, フォールトツリー作成の根拠とする 緩和設備の信号の論理構成等を把握し, フォールトツリー作成の根拠とする 同上 緩和設備の仕様を把握し, 系統レベルの成功基準の設定の根拠とする
2. 起因事象の選定	原子炉冷却材の流出, 外部電源喪失等に関する事例	1) 上記1の情報源 2) 国内 PWR プラント運転実績 ・ 原子力発電所運転管理年報 ・ JNES ホームページ 3) 米国 PWR プラント運転実績 ・ NUREG-0020 ・ NUREG-1187 ・ NRC ホームページ	緩和設備の待機除外に関する規定を確認し, 緩和設備の待機除外の設定の根拠とする 起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し, 人間信頼性解析やイベントツリー作成の根拠とする 機器のサーベランス間隔を確認し, 機器故障時間の根拠とする 起因事象の抽出の根拠とする 起因事象の抽出と発生頻度の算出の根拠とする 同上

第 3.1.1.a-1 表 レベル 1 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (2/2)

PRA の作業	収集すべき情報	主な情報源	目的
3. 成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> 安全系等のシステム使用条件 システムの現実的な性能 運転員による緩和と操作 	<ol style="list-style-type: none"> 上記 1 の情報源 先行 PRA 報告書及びそれに関連する報告書 換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表 	緩和設備の仕様を把握し、系統レベルの成功基準の設定の根拠とする。また、起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、イベントツリー作成の根拠とする
4. 事故シナリオの分析	対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態	<ol style="list-style-type: none"> 上記 1 の情報源 下記 6, 7 の情報源 健全性確認間隔 	緩和設備の構成, 起因事象発生時の運転員の操作手順等を把握し、フォールトツリー作成の根拠とする
5. システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態	<ol 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 ・ NUREG-CR-1278 事故前人的過誤に関する調査結果 	PRA 評価に用いる機能維持失敗確率算出の根拠とする
6. 人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 運転員による緩和と操作等 各種操作・作業等に係る体制 人間信頼性の解析手法 	<ol 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 ・ NUREG-CR-1278 事故前人的過誤に関する調査結果 	起因事象発生時の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析やイベントツリー作成の根拠とする
7. パラメータの作成	対象プラントに即したデータ及びパラメータ	<ol style="list-style-type: none"> 上記 1 の情報源 国内機器故障率データ ・ 故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定 (2009 年 5 月日本原子力技術協会) 試験による待機除外の調査結果 共通要因故障パラメータ ・ NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・ NUREG/CR-5497 	人間信頼性解析で用いる解析手法の根拠とする
1) 機器故障 2) アンペアベ ラビリティ			起因事象発生前の運転員の操作手順を確認し、人間信頼性解析の根拠とする
			PRA の評価に用いる機器故障率及び共通要因故障パラメータの根拠とする。

第 3.1.1.a-2 表 系統設備概要

系統設備	概要
原子炉保護設備	2 out of 4 制御棒クラスタ 48 体
化学体積制御設備	ほう酸ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 17m ³ /h/台 充てんポンプ 3 台 ポンプ容量 約 45m ³ /h/台
蓄圧注入系	蓄圧タンク 3 基 容量 約 41m ³ /基
高圧注入系	高圧注入ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 280m ³ /h/台
低圧注入系	余熱除去ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 850m ³ /h/台
補助給水設備	タービン動補助給水ポンプ 1 台 ポンプ容量 約 115m ³ /h/台 電動補助給水ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 90m ³ /h/台
ディーゼル発電機	発電機 2 台 発電容量 約 7000kVA/台
直流電源設備	非常用蓄電池 2 組 容量 約 2400Ah/組 常用蓄電池 2 組 容量 約 2000Ah/組
原子炉補機冷却水設備	原子炉補機冷却水ポンプ 4 台 ポンプ容量 約 1400m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水設備	原子炉補機冷却海水ポンプ 4 台 ポンプ容量 約 1700m ³ /h/台
原子炉格納容器スプレイ設備	格納容器スプレイポンプ 2 台 ポンプ容量 約 940m ³ /h/台

第3.1.1.b-1表 既往のPRAで選定している起因事象

	Surry (3グループ) (WASH-1400)	Surry (3グループ) (NUREG-1150)	Sequoyah (4グループ) (NUREG-1150)	Zion (4グループ) (NUREG-1150)	国内代表的4グループ プラント(共通懸念PSA レビュー検討WG)	本評価
L	• 大破断LOCA • 中破断LOCA • 小破断LOCA	• 大破断LOCA • 中破断LOCA • 小破断LOCA • 極小LOCA	• 大破断LOCA • 中破断LOCA • 小破断LOCA • 極小LOCA	• 大破断LOCA • 中破断LOCA • 小破断LOCA	• 大破断LOCA • 中破断LOCA • 小破断LOCA	• 大破断LOCA • 中破断LOCA • 小破断LOCA
0						
C						
A	• 原子炉容器破損LOCA • 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	• 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	• インターフェイスシステムLOCA
		• 主給水流量喪失 • 外部電源喪失 • ATWS	• 主給水流量喪失 • 外部電源喪失 • ATWS	• 主給水流量喪失 • 外部電源喪失 • ATWS	• 主給水流量喪失 • 外部電源喪失 • ATWS	• 主給水流量喪失 • 外部電源喪失 • ATWS
	
	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR	• SGTR
過渡事象	• 初期に主給水が健全なトランジェント	• 初期に主給水が健全なトランジェント	• 初期に主給水が健全なトランジェント	• タービントリップ • 炉心出力の異常 • ECCS誤起動 • 原子炉トリップ	• 過渡事象	• 過渡事象 • 手動停止

	• DC母線1系列喪失	• DC母線1系列喪失	• DC母線1系列喪失	• 原子炉補機冷却機能喪失

第 3.1.1.1.b-2 表 過渡事象等の起因事象の分類 (1/2)

項目 (泊 3 号炉 申請書添付十 章)	過渡・事故事象 (泊 3 号炉 申請書添付十章)	EPRI NP-2230 による過渡事象	事象分類
過渡 事象	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象
	制御棒の落下及び不整合	制御棒駆動装置の異常又は制御棒クラスタバンクの落下／温度／出力の不整合	過渡事象
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	化学体積制御設備の誤作動による 1 次冷却材中のほう素の希釈	過渡事象
	原子炉冷却材流量の部分喪失	1 次冷却材流量の喪失 (1 ループ)	過渡事象
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	1 次冷却系停止ループの誤起動	過渡事象
	外部電源喪失	内電源喪失 所内補機電源の喪失	外部電源喪失
	主給水流量喪失	主給水流量の部分喪失 (全ループ) 主給水流量の異常 - 誤操作 主給水流量の異常 - 誤動作 復水ポンプの停止 (1 ループ)	主給水流量喪失
	蒸気負荷の異常な増加	主蒸気逃がし弁の開放	過渡事象
	2 次冷却系の異常な減圧	2 次冷却系での漏えい 主蒸気逃がし弁の開放	過渡事象
原子炉冷却材圧力又は 原子炉冷却材保有量の 異常な変化	蒸気発生器への過剰給水 負荷の喪失	主給水流量の増加 (1 ループ) 主給水流量の増加 (全ループ) 主給水流量の異常 - 誤操作 主給水流量の異常 - 誤動作 蒸気隔離弁の閉止 (1 ループ) 主蒸気ポンプの停止 (全ループ) 復水ポンプの停止 (全ループ) 循環水トリップ, 蒸気加減弁の閉止	過渡事象
原子炉冷却材系の異常な減圧	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	加圧器圧力プアレイの故障 加圧器安全施設作動信号の誤発信	過渡事象

第 3.1.1.1.b-3 表 起因事象の選定における検討結果

炉心損傷に至る可能性のある事象（既存PRA等の起因事象含む）	選定した起因事象（グループ化含む）
主給水管破断	2次冷却系の破断
主蒸気管破断	
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	
制御棒の落下及び不整合	
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	
原子炉冷却材流量の部分喪失	
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	
蒸気負荷の異常な増加	
2次冷却系の異常な減圧	
蒸気発生器への過剰給水	
負荷の喪失	
原子炉冷却材系の異常な減圧	
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	
原子炉冷却材流量の喪失	
原子炉冷却材ポンプの軸固着	
外部電源喪失	外部電源喪失
主給水流量喪失	主給水流量喪失
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
制御棒飛び出し（制御棒クラスタのハウジングが損傷し、LOCA事象が発生）	小破断LOCA
原子炉冷却材喪失	大, 中, 小破断LOCA
可燃性ガスの発生（LOCA事象に付随する事象であり、LOCA事象として整理）	
ATWS	ATWS
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
補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
手動停止	手動停止
極小LOCA	極小LOCA ※2
DC母線1系列喪失	DC母線1系列喪失 ※3
その他の起因事象	

※2：充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントで対象とされるため、当該プラントでは対象外としている。

※3：当該事象発生により自動で原子炉トリップするプラントで対象とされるため、当該プラントでは対象外としている。

第 3.1.1.b-4 表 選定した起因事象一覧表

選定した起因事象	説明
大破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径6インチから1次冷却系主配管の両端破断相当（配管断面積の2倍）未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入系、低圧注入／再循環、高圧再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
中破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径2インチから6インチ未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
小破断LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径3/8インチから2インチ未満のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
インターフェイスシステムLOCA	1次冷却系と余熱除去系間の隔離に失敗し、1次冷却系の圧力が余熱除去系に付加され発生する事象
主給水流量喪失	蒸気発生器への主給水が完全に停止し、蒸気発生器保有水量が減少し熱除去能力の低下により1次冷却材温度及び圧力が上昇する事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
外部電源喪失	送電システムの故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、非常用所内交流電源、補助給水に期待している。
ATWS	運転時の異常な過渡変化において原子炉トリップに失敗する事象
2次冷却系の破断	原子炉格納容器内部における主蒸気管及び主給水管の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、主蒸気隔離、補助給水に期待している。
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器における伝熱管1本の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、破損側蒸気発生器の隔離に期待している。
過渡事象	主給水流量喪失を伴わず原子炉トリップに至る事象を想定しており、緩和機能として原子炉トリップ、補助給水に期待している。
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失に伴う原子炉補機冷却機能の喪失を想定しており、緩和機能として原子炉トリップ、補助給水に期待している。また、原子炉補機冷却機能喪失の際、加圧器逃がし弁／安全弁LOCA、RCPシールLOCAの発生を考慮している。
手動停止	常用系のトラブルで手動停止に至った事象を想定する。

第 3.1.1.b-5 表 起因事象発生頻度 (2011 年 3 月 31 日迄)

起 因 事 象	発生頻度 (/ 炉年)	発生頻度評価方法	運転実績 (年)						発生 件数	EF		
			国内PWR			海外PWR						
			(1976.4.1以降) 発電期間	(運開日から) 運転期間	(運開日から) 発電期間	(運開日から) 運転期間	臨界時間					
大破断LOCA	2.2E-05	・小破断LOCAの発生頻度の1/10										
中破断LOCA	6.8E-05	・大破断LOCAと小破断LOCAの相乗平均										13
小破断LOCA	2.2E-04	・発生件数/発電期間	—	481	—	—	1839	—	—	—	0.5 ^{*1}	13
インターフェース システムLOCA	3.0E-11	・フォールトツリーによるシステム信頼性 解析により算出した発生頻度										30
主給水流量喪失	1.1E-02	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	—	5	3
外部電源喪失	4.8E-03	・発生件数/運転期間	—	621 ^{*2}	—	—	—	—	—	—	3	4
ATWS	1.2E-08	・AT発生頻度×フォールトツリーによるシ ステム信頼性解析により算出した原子炉 トリップ失敗確率	475	—	—	—	—	—	—	—	34 ^{*3}	2
2次冷却系の破断	4.3E-04	・発生件数/発電期間×2 ^{*4}	—	—	481	—	—	1839	—	—	0.5 ^{*1}	13
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	・発生件数×(本プラントの伝熱管本数/ Σ(プラントiの伝熱管本数(1-伝熱 管施栓率))	—	—	—	—	—	—	—	—	1	10
過渡事象	9.7E-02	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	—	46	2
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	・発生件数/運転期間	—	—	—	632 ^{*2}	—	1839	—	—	0.5 ^{*1}	13
手動停止	2.3E-01	・発生件数/発電期間	475	—	—	—	—	—	—	—	110	2

※1：国内及び米国で発生実績がないため、運転期間を運転開始（1970年11月28日）からの期間、発生件数を0.5件とした

※2：出力運転中のみならず、運転停止中にも発生し得る事象であるため、出力運転中だけでなく運転停止中の期間も含めた運転期間とした

※3：運転時の異常な過渡変化の国内PWRの発生件数

※4：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

第 3.1.1.b-6 表 1976 年 4 月以前における事象一覧

発生年月日	発電所名	概要
1970/12/4	美浜1号機	若狭幹線事故波及（その他・自然現象）のため、発電機トリップにより、原子炉停止。
1971/4/2	美浜1号機	グラウンドウォール蒸気管ユニオン部洩れによる停止
1971/4/24	美浜1号機	タービン注油ポンプ圧力計管洩れによる停止
1971/5/12	美浜1号機	一次系弁リークオフ量増加、調査のため原子炉手動停止。
1971/5/19	美浜1号機	安全注入誤作動（機器故障）のため原子炉停止。
1971/6/10	美浜1号機	計器用インバータ故障による停止
1971/6/16	美浜1号機	復水器点検による停止
1971/7/10	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/7/27	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/8/13	美浜1号機	原子炉休転
1971/9/11	美浜1号機	インバータ電源故障（機器故障）のため、SG給水流量低により原子炉停止。
1971/10/7	美浜1号機	B.BFP誤動作によるトリップ
1972/1/22	美浜1号機	送電線線路作業のため停止
1972/2/19	美浜1号機	加圧器水面器点検による停止
1972/5/26	美浜1号機	夏期ピーク前点検による停止
1972/6/15	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1972/7/26	美浜2号機	冷却材ポンプ潤滑油漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1972/8/11	美浜2号機	主変圧器の巻線間短絡（機器故障）のため、発電機トリップし、原子炉停止。
1972/10/28	美浜2号機	主変圧器取替による停止
1972/12/19	美浜1号機	第5抽気建屋ドレン弁ボンネット洩れによる停止
1972/12/29	美浜2号機	ループ室内パッキン取替による停止
1973/2/3	美浜2号機	HPP排気管点検による停止
1973/5/28	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1973/6/23	美浜2号機	RCPモータ軸受点検による停止
1973/7/11	美浜2号機	給水制御装置の故障、調査のため原子炉手動停止。
1973/8/28	美浜2号機	一次冷却材ポンプの電源アニュラス貫通部短絡（サーベイランス外の操作ミス）のため、RCP遮断器開により原子炉停止。
1973/9/8	美浜1号機	加圧器スプレイ弁のバイパス弁グランド漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1973/10/26	美浜1号機	C/V内弁の点検による停止
1973/12/7	美浜1号機	C/V内パッキン取替による停止
1974/1/31	美浜1号機	給水制御装置故障（機器故障）のため、SG給水流量低により原子炉停止。
1974/6/1	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1974/6/27	美浜1号機	送電線トリップによる停止
1974/7/17	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/10	美浜2号機	給水流量検出配管から漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/13	美浜2号機	中間点検による停止
1974/10/25	美浜2号機	中間点検による停止
1974/12/13	高浜1号機	高圧タービンバランスホールカバーからの蒸気漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/8	美浜2号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/17	高浜1号機	送電線事故による外部電源喪失（その他・自然現象）と所内電源系統の擾乱のため、原子炉停止。
1975/1/22	高浜1号機	蒸気タービン軸受油圧故障（機器故障）のため、タービントリップし原子炉停止。
1975/4/1	高浜1号機	ロータリスクリーン改造及び復水器細管洗浄装置取付による停止
1975/6/10	玄海1号機	蒸気発生器（A）内に残置された鋼性巻尺により細管が損傷、調査のため原子炉手動停止。
1975/6/20	高浜1号機	給水制御弁故障、調査のため原子炉手動停止。
1976/2/19	高浜2号機	クラグ防止設備改造強化工事のため停止
1976/2/20	玄海1号機	中間点検による停止

第3.1.1.c-1表 成功基準の一覧

機能	原子炉トリップ	低圧注入		蓄圧注入	高圧注入		格納容器スプレイ		低圧再循環		高圧再循環		格納容器スプレイ再循環		補助給水		非常用所内交流電源	主蒸気隔離	破損側の隔離	加圧器過がし弁/安全弁 LOCA なし	RCPシール LOCA なし	
		低圧注入	低圧注入		高圧注入	高圧注入	格納容器スプレイ	格納容器スプレイ	熱交換器	ポンプ	ポンプ	ポンプ	熱交換器	スプレイ	ポンプ	ポンプ						SGへの主蒸気安全弁による蒸気放出
大破断 LOCA	-	1/2 ①	1/2 ①	健全 2/2 ①	-	1/2 ①	1/2 ①	1/2 ①	1/2 ①	健全 1/2 ②	健全 1/2 ②	1/2 ①	1/2 ①	1/2 ①	1/2 ①	-	-	-	-	-	-	-
中破断 LOCA	-	-	-	健全 1/2 ③	-	1/2 ③	1/2 ③	1/2 ③	1/2 ③	-	-	1/2 ①	1/2 ①	1/2 ①	-	-	-	-	-	-	-	-
小破断 LOCA	○	-	-	健全 1/2 ④	-	1/2 ④	1/2 ④	1/2 ④	-	-	-	1/2 ①	1/2 ①	1/2 ①	1/2 ①	2/3 ⑦	2弁/1SG ⑦	-	-	-	-	-
インターフェイスLOCA ^{#1}	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
主給水流量喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	-	-	-	-	-
外部電源喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	1/2 ⑦	-	-	-	-
ATWS ^{#2}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2次冷却系の破断	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	健全 1/2 ⑥	2弁/1SG ⑥	-	○	-	-
蒸気発生器伝熱管破損	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	健全 1/2 ⑥	2弁/1SG ⑥	-	-	○	-
過渡事象	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑥	2弁/1SG ⑥	2弁/1SG ⑥	-	-	-	-
原子炉補機冷却機能喪失	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	2弁/1SG ⑤	-	-	-	-
手動停止	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/3 ⑤	2弁/1SG ⑤	2弁/1SG ⑤	-	-	-	-

※1 起因事象発生後の緩和手段 (AM 策) に期待していないため、原子炉トリップに成功しても RCS の流出が継続し、いずれ炉心損傷に至る。

※2 起因事象発生後の緩和手段 (AM 策) がなければ炉心損傷は避けられないため、成功基準の記載はない。

注) 成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す

- ① 大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ② 大破断 LOCA 時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析
- ③ 中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ④ 小破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ⑤ 主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑥ 主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑦ 設計基準事象解析等

第 3.1.1.c-2 表 炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
<p>大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 LOCA 時に必要な低圧注入ポンプの台数及び注入ループ数並びに蓄圧タンクの基数を確認</p>	<p>燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • SATAN-M • WREFLOOD • BASH-M • COCO • LOCTA-M 	<p>使用した解析コードについては、発電用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。</p>
<p>大破断 LOCA 時の原子炉格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 LOCA 時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認</p>	<p>原子炉格納容器内圧は最高使用圧力の 2 倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損には至らないことが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MAAP 	<p>なお、MAAP コードは MHI-NES-1056「三菱 PWR 炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シナケンスへの MAAP コードの適用性について」にて検証されている。</p>
<p>中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断 LOCA 時に必要な蓄圧タンクの基数を確認</p>	<p>燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • SATAN-M (Small LOCA) • LOCTA-IV 	
<p>主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数及び給水蒸気発生器数を確認</p>	<p>補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次冷却系の冷却機能が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MARVEL 	
<p>主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数及び給水蒸気発生器数を確認</p>	<p>補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次冷却系の冷却機能が維持されることが確認できた。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MARVEL 	

第 3.1.1.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)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
フロントライン系 (影響を受ける側)						
原子炉停止系						
燃料取替用水系						
高圧注入系※ 1	○	○				○
蓄圧注入系						
低圧注入系※ 1	○	○				○
格納容器スプレイ注入系※ 1	○	○				○
補助給水系／主蒸気圧力制御系※ 2	○	○		○		
破損側蒸気発生器隔離※ 3	○	○	○			
主蒸気隔離※ 4	○	○				

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

※ 2：電動補助給水ポンプ室換気空調系が必要。

※ 3：主蒸気逃がし弁，タービンバイパス弁及び補助給水隔離弁の作動のための電源系／信号系／制御用空気系が必要。

※ 4：主蒸気隔離弁及びタービン動補助給水ポンプ蒸気供給元弁閉止のための電源系／信号系が必要。

第 3.1.1.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)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
サポート系 (影響を受ける側)						
電源系※ 1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系※ 2, 3	○	○				○
換気空調系※ 2, 4	○	○			○	
原子炉補機冷却海水系※ 2	○	○				
原子炉補機冷却水系※ 2	○	○			○	

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

※ 2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

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

※ 4：空調用冷水系には原子炉補機冷却海水系が必要。

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (1/6)

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ（純水） 空気圧縮機 空調用冷凍機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
電動ポンプ（海水）	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ディーゼル駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ファン／ブロー	起動失敗
	継続運転失敗（正常雰囲気）
	継続運転失敗（異常雰囲気）
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (2/6)

機器タイプ	故障モード
電動弁 (純水)	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
電動弁 (海水)	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (3/6)

機器タイプ	故障モード
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
安全弁	開失敗
	閉失敗
	誤開
	外部リーク
	内部リーク
真空逃し弁 (PWR)	作動失敗
電磁弁	開閉失敗 (作動失敗)
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	制御回路の作動失敗
配管 (3 インチ未満) スプレイヘッダ	リーク
	閉塞
配管 (3 インチ以上)	リーク
	閉塞
流体熱交換器 空気熱交換器 (流体式) 空気除湿装置 (熱交換有)	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
	外部リーク
オリフィス	外部リーク
	内部破損
	閉塞

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (4/6)

機器タイプ	故障モード
フィルタ/ストレーナ (純水等) フィルタ (空気) 吐出消音器 空気除湿装置 (熱交換無)	外部リーク
	内部破損
	閉塞
フィルタ/ストレーナ (海水) サンプスクリーン	外部リーク
	内部破損
	閉塞
手動ダンパ 防火ダンパ 防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
タンク 制御用空気だめ	破損
	閉塞
ピット/サンプ	閉塞

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (5/6)

機器タイプ	故障モード
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー 電源切替用コンタクタ	不動作
	誤動作
遅延リレー	不動作
	誤動作
遮断器 NFB ドロップバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
圧力スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ トルクスイッチ	不動作
	誤動作
手動スイッチ	不動作
	誤動作
流量スイッチ	不動作
	誤動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
温度スイッチ	不動作
	誤動作
充電器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
変圧器	機能喪失
母線	機能喪失
インバータ (バイタル) 後備用低電圧装置	機能喪失
ヒューズ	誤断線

第 3.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (6/6)

機器タイプ	故障モード
配線／電線	断線
	地絡
	短絡
制御ケーブル	短絡
	地絡
	断線
MG セット (RPS, CRDM)	機能喪失
演算器 電流／電圧・電圧変換器	不動作
	高出力／低出力
カード (半導体ロジック回路) バイステープル	不動作
警報設定器	不動作
	誤動作
流量トランスミッタ	不動作
	高出力／低出力
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	不動作
	高出力／低出力
放射能検出器	不動作
	高出力／低出力
コントローラ	不動作
	高出力／低出力
ヒーター ヒートトレース 空気熱交換器 (電気式)	機能喪失
アナンシエータ	機能喪失

第3.1.1.e-4表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット (1/2)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
大破断 LOCA	大破断 LOCA+低圧注入失敗	S信号A, B両トレン失敗共通原因故障
	大破断 LOCA+蓄圧注入失敗	蓄圧タンクB (C) 閉塞
	大破断 LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障+余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A, B 開失敗共通原因故障
	大破断 LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A (B) 開失敗+余熱除去ポンプA (B) 試験による待機除外+再循環サンプスクリーンB (A) 閉塞
	大破断 LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作A, B両トレン失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+高圧注入失敗	高圧注入ポンプ出口 C/V 内側連絡弁 061A 閉塞
	中破断 LOCA+蓄圧注入失敗	低温側配管注入ライン逆止弁 137B, C 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障
	中破断 LOCA+高圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作A, B両トレン失敗共通原因故障
小破断 LOCA	小破断 LOCA+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+高圧注入失敗	低温側注入ライン手動弁 065B (C) 閉塞
	小破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障
	小破断 LOCA+高圧再循環失敗	再循環自動切替許可操作A, B両トレン失敗共通原因故障

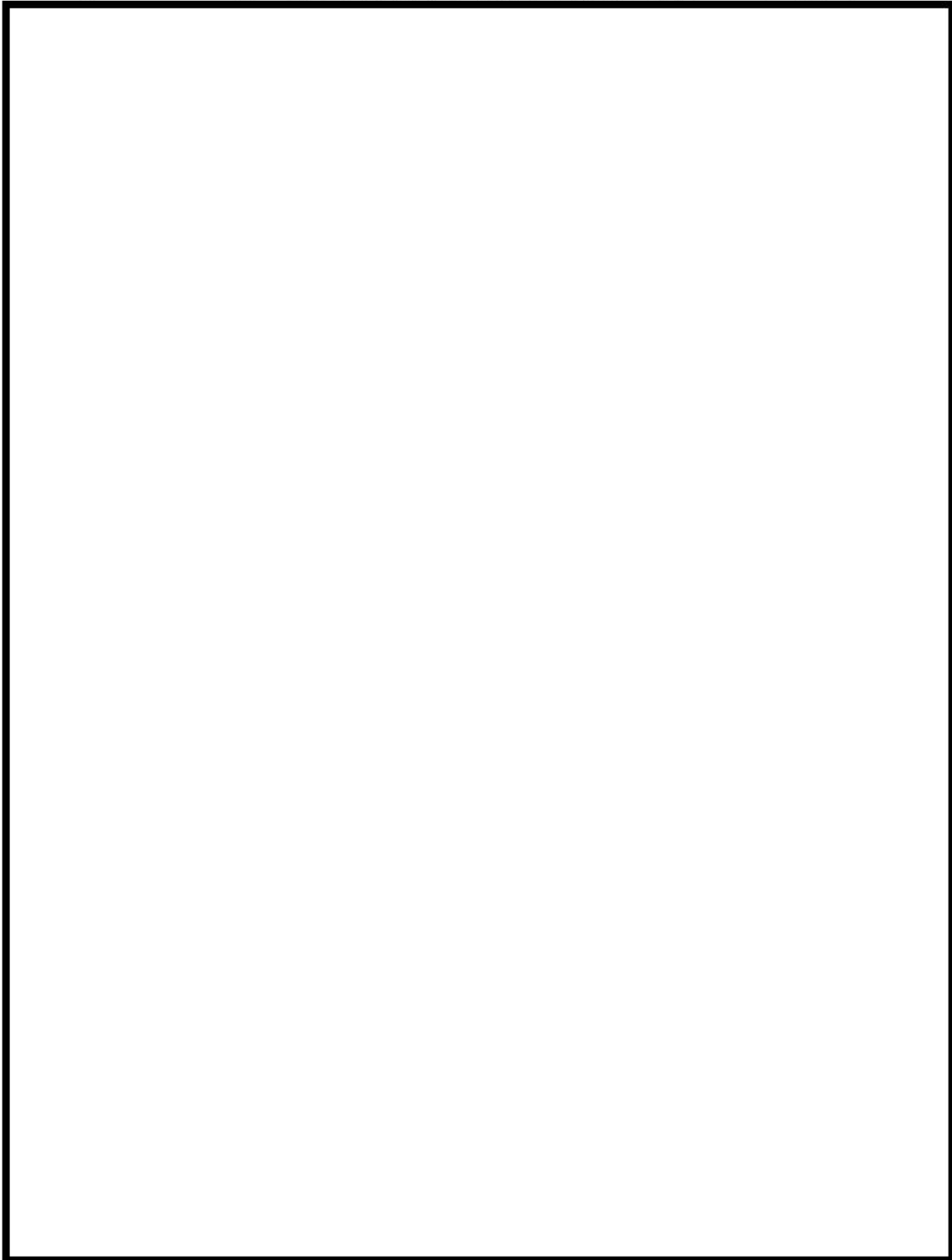
第 3.1.1.e-4 表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット (2/2)

起回事象	事故シケケンス	主要なミニマルカットセット
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗 原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁 / 安全弁 LOCA 原子炉補機冷却機能喪失 + RCP シール LOCA	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障 加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗 RCP シール LOCA 発生
外部電源喪失	外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失 外部電源喪失 + 補助給水失敗	DG 室空調系 空気作動ダンパ 2741, 2742 開失敗共通原因故障 補助給水ピット 閉塞
2 次冷却系の破断	2 次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉失敗 (HE)」 + 「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 576A 閉失敗」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出
蒸気発生器伝熱管破損	2 次冷却系の破断 + 補助給水失敗 蒸気発生器伝熱管破損 + 補助給水失敗 蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗	2 次系破断事象診断過誤による破断 SG ループへの給水停止失敗 補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障 タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉止失敗
主給水流量喪失	主給水流量喪失 + 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
過渡事象	過渡事象 + 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
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	-
手動停止	手動停止 + 補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
ATWS	ATWS	ベシーックソフウェア共通原因故障

第 3.1.1.e-5 表 代表的な FT の非信頼度

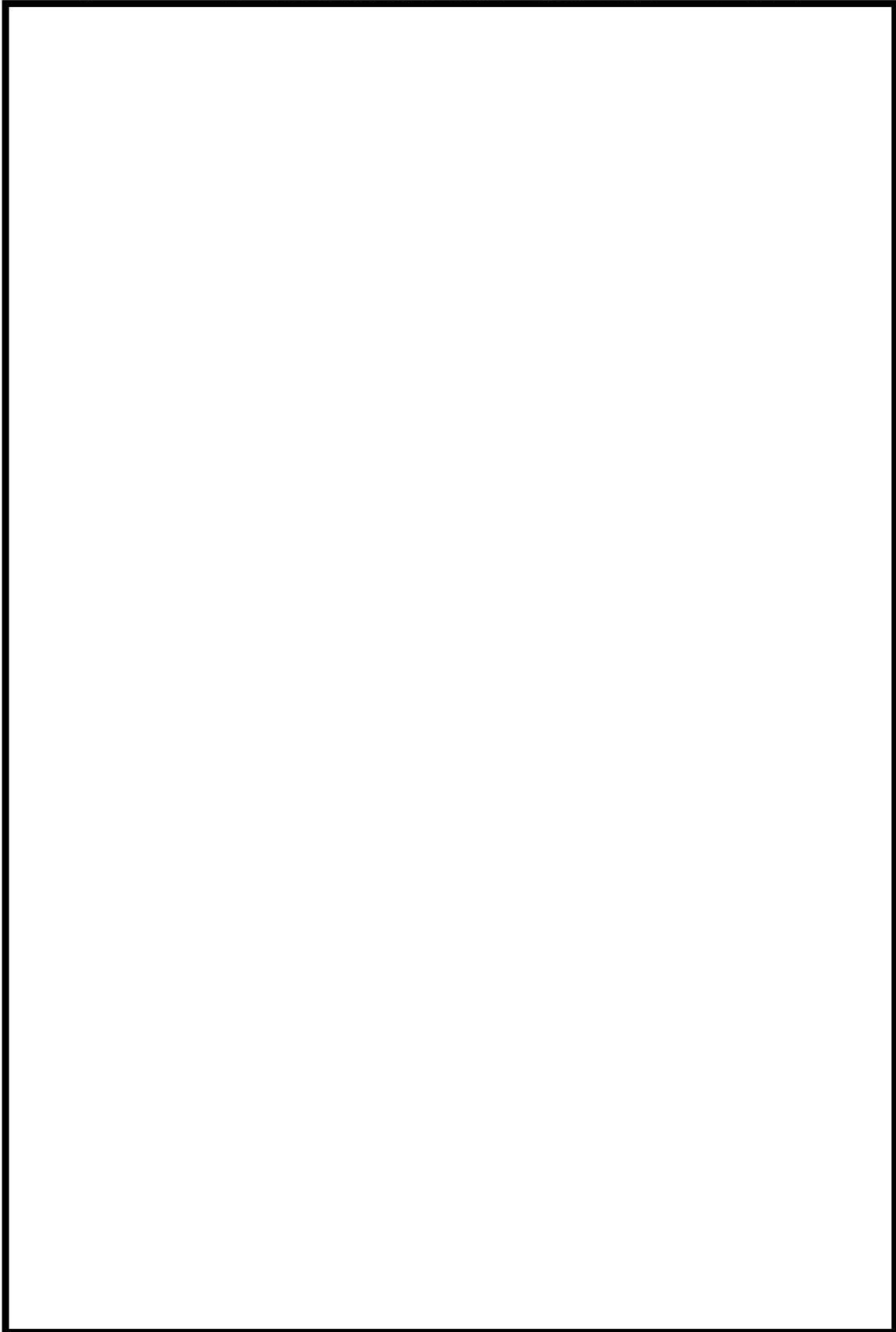
起因事象	システム系統	FT の非信頼度
過渡事象 / 手動停止	補助給水	5.6E-05
LOCA 事象	補助給水	4.6E-05
	低圧注入	1.3E-04
	低圧再循環	8.8E-04
	高圧注入	6.0E-03
	高圧再循環	7.7E-04
	格納容器スプレイ注入	1.9E-04
	格納容器スプレイ再循環	9.2E-04
	蓄圧注入	4.3E-04
	—	原子炉トリップ
非常用所内交流電源		7.2E-04


第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (1/6)



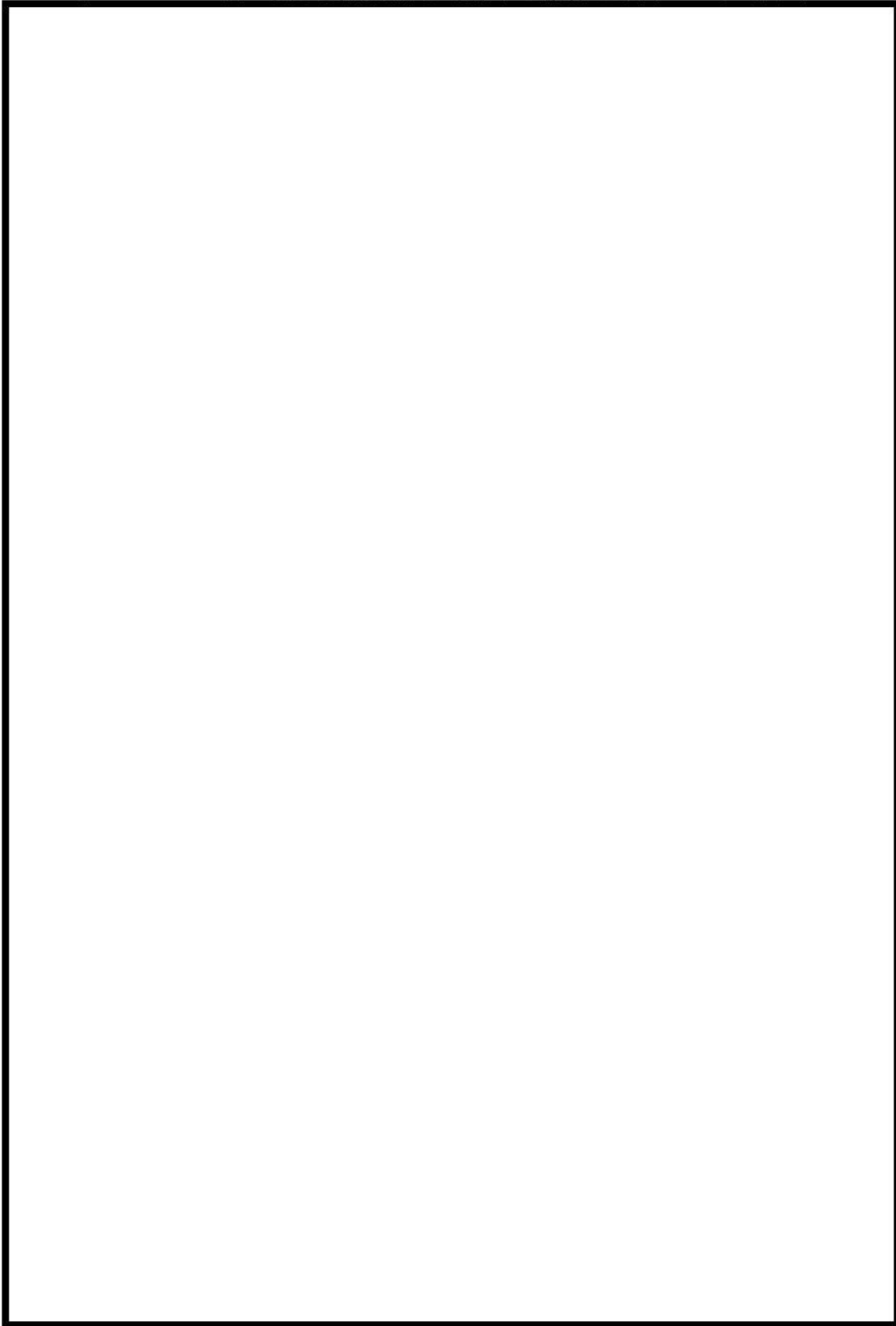
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (2/6)



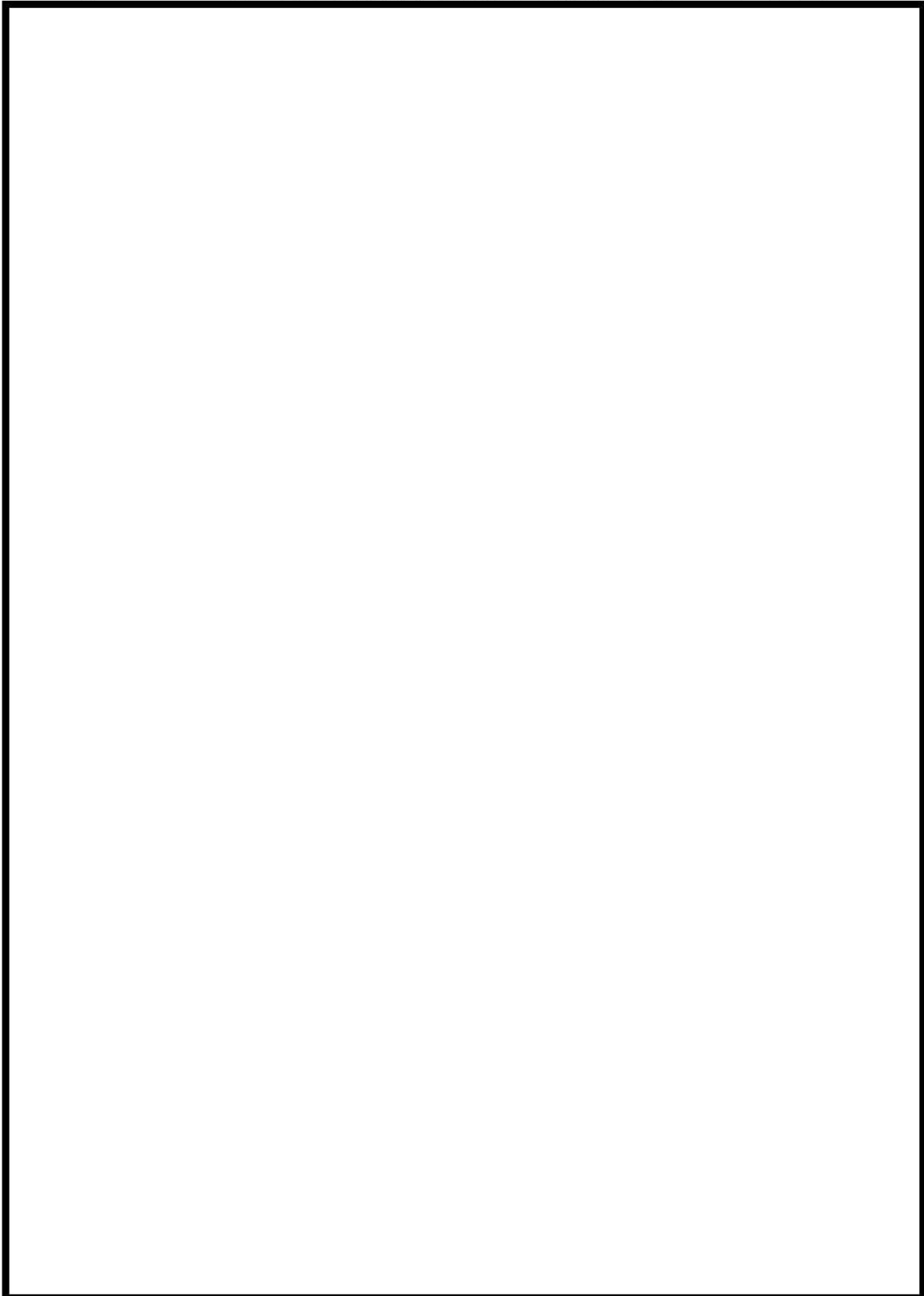
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません


第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (3/6)



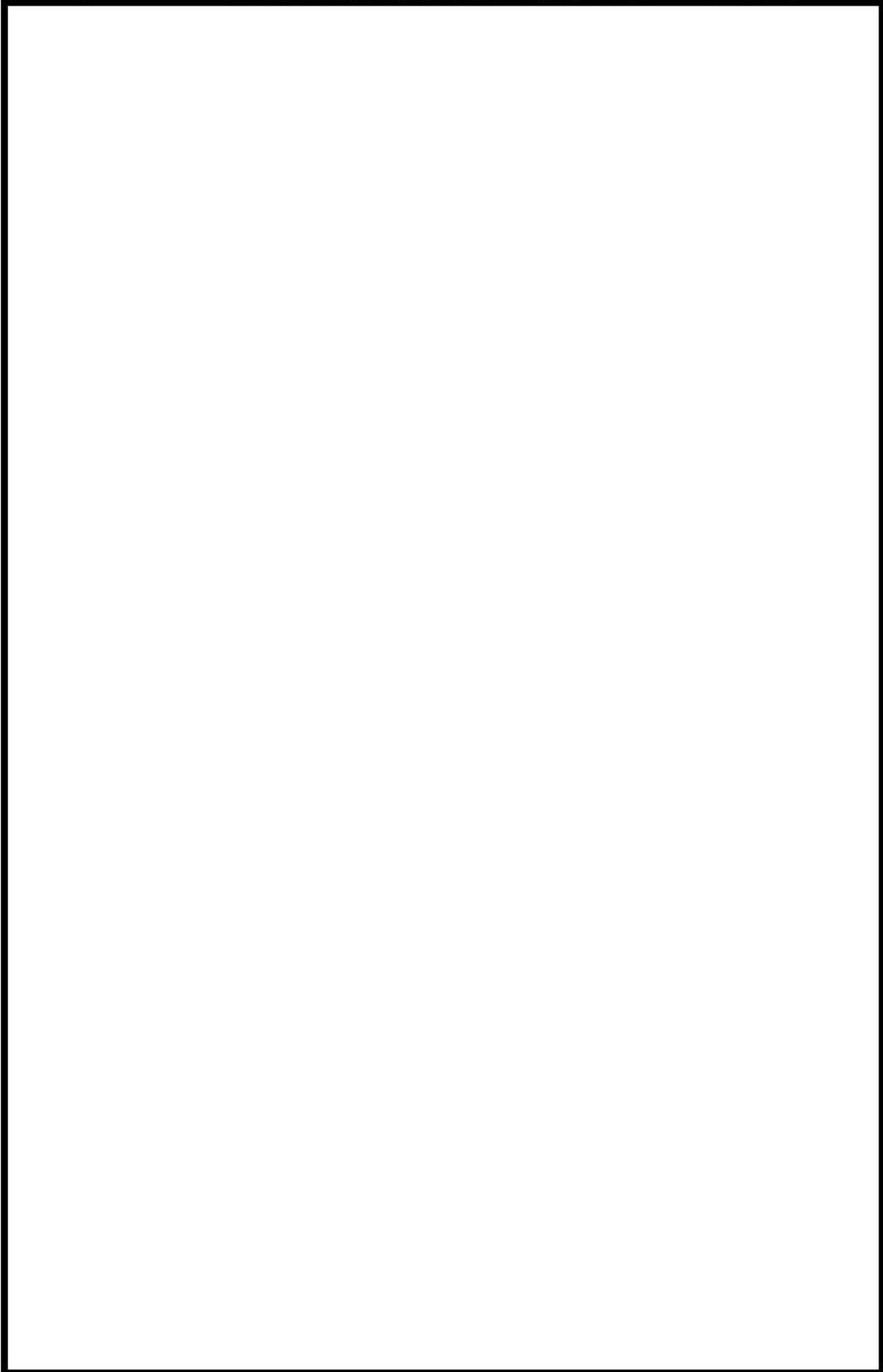
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません


第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (4/6)



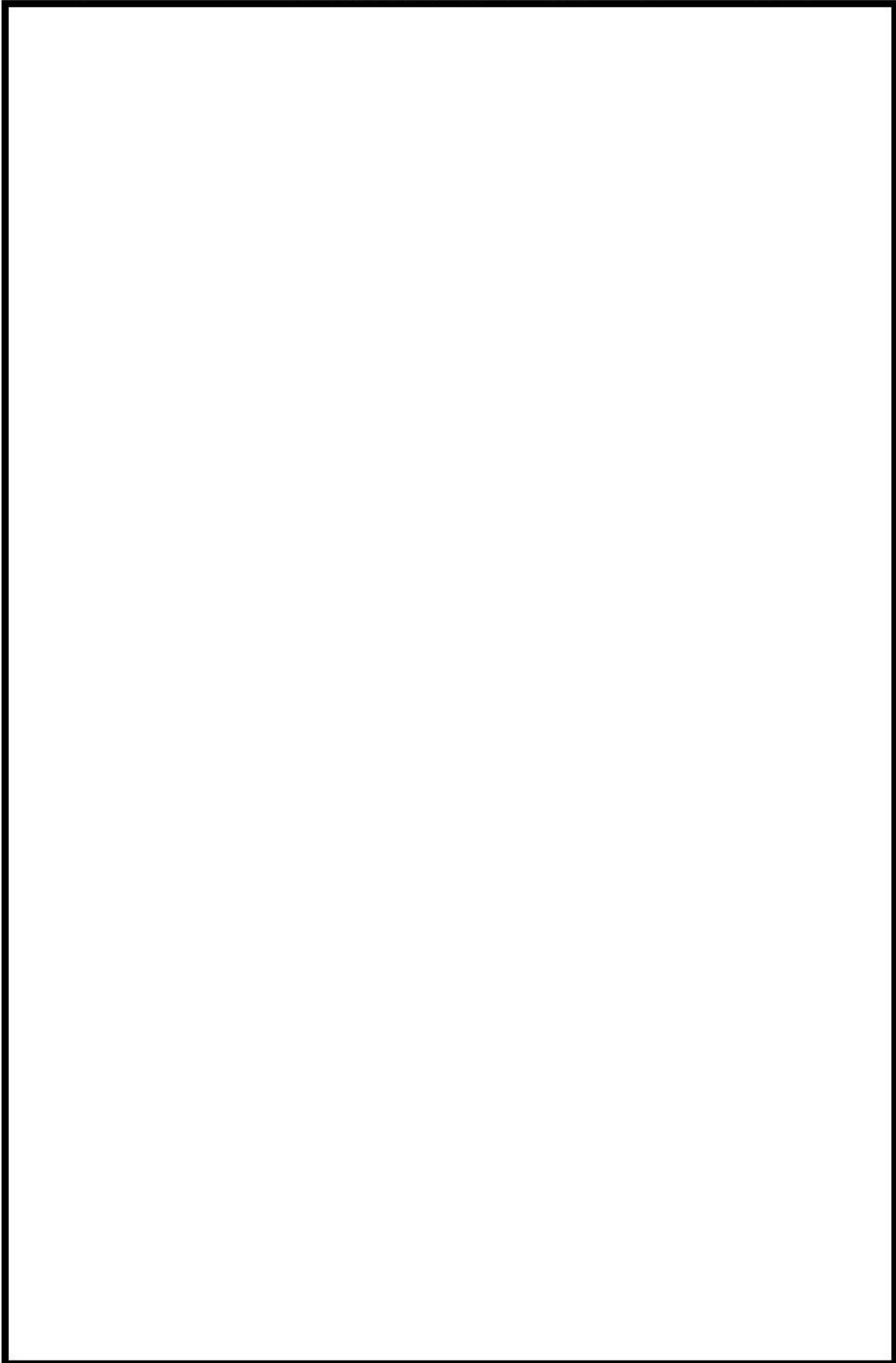
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません


第 3.1.1. f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (5/6)



 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (6/6)



 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません

第 3.1.1.f-2 表 共通要因故障パラメータ（抜粋）

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

※1 Pooled 機器：同種の機器をグループ化したもの

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

β : 2 つ以上の機器が同時に故障する割合

γ : 2 つ以上の機器が同時に故障した中で、3 つ以上が同時に故障する割合

δ : 3 つ以上の機器が同時に故障した中で、4 つ以上が同時に故障する割合

第 3.1.1.g-1 表 人的過誤の評価結果 (1/2)

	人的過誤	過誤確率 (平均値)	EF
起回事象 発生前	3 A - 原子炉補機冷却海水ポンプ出口弁 (3V-SW-503B) 戻し忘れ	1.6E-03	4
	3 B - 原子炉補機冷却海水ポンプ出口弁 (3V-SW-503D) 戻し忘れ	1.6E-03	4
起回事象 発生後	低温再循環自動切替信号許可 (A) 操作器 操作失敗	8.6E-04	8
	低温再循環自動切替信号許可 (B) 操作器 操作失敗	8.6E-04	8
	3 B - 補助給水隔離弁 (3V-FW-589B) 閉ロ ック操作失敗	8.6E-04	8
	3 B - 電動補助給水ポンプ出口流量調節弁 (3V-FW-582B) の操作器「全開」操作失敗	8.6E-04	8
	3 B - 主蒸気隔離弁 (3V-MS-528B) Aトレ ン閉操作失敗	8.6E-04	8
	3 B - 主蒸気隔離弁 (3V-MS-528B) Bトレ ン閉操作失敗	8.6E-04	8
	3 - タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気B 主蒸気ライン元弁 (3V-MS-575A) 閉操作失 敗	8.6E-04	8
	3 - タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気B 主蒸気ライン元弁 (3V-MS-575A) 開状態読 取失敗	8.3E-04	4
	3 - タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気B 主蒸気ライン元弁 (3V-MS-575A) 閉操作失 敗 (現場)	5.5E-04	3
	3 B - 補助給水隔離弁 (3V-FW-589B) 閉操 作失敗	8.6E-04	8
	3 B - 補助給水ポンプ出口流量調節弁 (3V-FW-582B) の操作器「全閉」操作失敗	8.6E-04	8
	3 B - 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 (3V-CC-117B) 開操作失敗	8.6E-04	8
	3 B - 格納容器スプレイ冷却器補機冷却水 出口弁 (3V-CC-177B) 開操作失敗	8.6E-04	8

第 3.1.1. g-1 表 人的過誤の評価結果 (2/2)

	人的過誤	過誤確率 (平均値)	EF
起因事象発生後	B ヘッダ 3 B - 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁3V-CC-117Bor 3 B - 格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁3V-CC-177B 負荷制御操作失敗	8.6E-04	8
	3 A - 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 (3V-CC-117A) 開操作失敗	8.6E-04	8
	3 A - 格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 (3V-CC-177A) 開操作失敗	8.6E-04	8
	3 B - 安全補機開閉器室給気ファン (3VSF27B) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3 C - 空調用冷水ポンプ (3CHP1C) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3 D - 空調用冷水ポンプ (3CHP1D) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3 - 空調用冷水B母管入口隔離弁 (3V-CH-012B) 開操作失敗	8.6E-04	8
	3 C - 空調用冷凍機 (3CHE1C) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3 D - 空調用冷凍機 (3CHE1D) 起動操作失敗	8.6E-04	8
	3 A - 安全補機開閉器室給気ファントリップ警報 読取失敗	8.6E-04	8
	3 A, B - 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水出口弁 (3V-SW-567A 又は 3V-SW-567B) 閉操作失敗	5.5E-03	3
	3 C, D - 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水出口弁 (3V-SW-567C 又は 3V-SW-567D) 閉操作失敗	5.5E-03	3

第3.1.1.1.h-1表 主要シエケンスの評価結果

起因事象	事故シエケンスの概要	事故シエケンスグループ	発生頻度 [／炉年]	寄与割合 [%]	主要カットセット
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失発生後、RCPシエールLOCAが発生	原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04	88.2	①RCPシエールLOCA発生
手動停止	手動停止後、給水に失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	1.3E-05	5.7	①補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞
過渡事象	過渡事象発生後、給水に失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失	5.4E-06	2.4	①補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞
外部電源喪失	外部電源喪失発生後、非常用所内交流電源の給電に失敗	全交流動力電源喪失	3.5E-06	1.5	①DG室空調系 空気作動ダンパ 2741, 2742 開失敗共通原因故障 ②UV信号 A, B両トレン共通原因故障
小破断LOCA	小破断LOCA発生後、注水に失敗	ECCS注水機能喪失	1.3E-06	0.6	①低温側注入ライン手動弁065B (C)閉塞 ②低温側注入ラインオリフィス 911 (912)閉塞

第3.1.1.h-2表 起回事象別炉心損傷頻度

起回事象	起回事象 発生頻度 (/炉年)	条件付 炉心損傷確率 (CCDP)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	1.0E+00	2.0E-04	88.6%
手動停止	2.3E-01	5.6E-05	1.3E-05	5.7%
過渡事象	9.7E-02	5.6E-05	5.4E-06	2.4%
外部電源喪失	4.8E-03	7.5E-04	3.6E-06	1.6%
小破断 LOCA	2.2E-04	7.1E-03	1.6E-06	0.7%
2次冷却系の 破断	4.3E-04	2.7E-03	1.2E-06	0.5%
主給水流量喪失	1.1E-02	5.6E-05	6.2E-07	0.3%
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	1.6E-04	3.9E-07	0.2%
中破断 LOCA	6.8E-05	1.6E-03	1.1E-07	<0.1%
大破断 LOCA	2.2E-05	1.3E-03	2.9E-08	<0.1%
ATWS	1.2E-08	1.0E+00	1.2E-08	<0.1%
インターフェイ スシステム LOCA	3.0E-11	1.0E+00	3.0E-11	<0.1%
合計			2.3E-04	100%

第3.1.1.1.h-3表 事故シナケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シナケンスグループ	炉心損傷頻度（/炉年）
2次冷却系からの除熱機能喪失	2.0E-05
全交流動力電源喪失	3.5E-06
原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04
原子炉格納容器の除熱機能喪失	8.3E-08
原子炉停止機能喪失	1.2E-08
ECCS注水機能喪失	1.4E-06
ECCS再循環機能喪失	2.4E-07
格納容器バイパス	2.8E-07

第 3.1.1.h-4 表 事故シケケンスグループ別の分析結果

事故シケケンスグループ	事故シケケンス	シケケンス別炉心 損傷頻度 (/ 炉 年)	寄与割合 (%)	グループ別炉心 損傷頻度 (/ 炉 年)	寄与割合 (%)	
1	2次冷却系からの 除熱機能喪失	小破断LOCA+補助給水失敗	<0.1	1.0E-08	2.0E-05	9.0
		主給水流量喪失+補助給水失敗	0.3	6.2E-07		
		過渡事象+補助給水失敗	2.4	5.4E-06		
		手動停止+補助給水失敗	5.7	1.3E-05		
		外部電源喪失+補助給水失敗	0.1	1.3E-07		
		2次冷却系の破断+補助給水失敗	0.5	1.2E-06		
		2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	<0.1	7.7E-11		
		蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	<0.1	1.1E-07		
		外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	1.5	3.5E-06		
		原子炉補機冷却機能喪失+RCPシケケンス	88.2	2.0E-04		
3	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA	0.4	9.0E-07	2.0E-04	88.6
		原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	<0.1	1.1E-08		
		大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	<0.1	3.0E-13		
4	原子炉格納容器の 除熱機能喪失	大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	<0.1	6.2E-12	8.3E-08	<0.1
		中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	<0.1	8.9E-09		
		中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	<0.1	1.1E-08		
		小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	<0.1	2.7E-08		
		小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	<0.1	3.6E-08		
5	原子炉停止機能喪失	原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	<0.1	1.2E-08	1.2E-08	<0.1
		大破断LOCA+低圧注入失敗	<0.1	2.9E-09		
6	ECCS注水機能喪失	大破断LOCA+蓄圧注入失敗	<0.1	9.4E-09	1.4E-06	0.6
		中破断LOCA+蓄圧注入失敗	<0.1	2.5E-11		
		中破断LOCA+高圧注入失敗	<0.1	3.5E-08		
		小破断LOCA+高圧注入失敗	0.6	1.3E-06		
		大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗	<0.1	1.7E-08		
7	ECCS再循環機能喪失	中破断LOCA+高圧再循環失敗	<0.1	5.3E-08	2.4E-07	0.1
		小破断LOCA+高圧再循環失敗	0.1	1.7E-07		
		インターフェイシステムLOCA	<0.1	3.0E-11		
8	格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損+破断側蒸気発生器の隔離失敗	0.1	2.8E-07	2.8E-07	0.1
		合計	—	—		

第3.1.1.1.h-5表 事故シナリオの分析結果 (1/4)

事故シナリオ	CDF (/炉年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
手動停止	補助給水失敗	5.7%	①補助給水ポンプ起動信号失故障共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞 ③タービン動補給水ポンプ試験による待機除外 +電動補給水ポンプ室給水ファンA, B起動失敗共通原因故障	7.0E-06 2.8E-06 1.2E-07	54% 22% 1%
	過渡事象	2.4%	手動停止と同様	1.2E-06 8.6E-09 5.3E-09	98% 1% 0%
2次冷却系の破断	補助給水失敗	0.5%	④補助給水隔離弁 589B閉失敗 + B 電動補給水ポンプ出口調節弁 (FW-582B) の操作器「全閉」操作失敗 (HE)	8.6E-10	0%
	主給水流量喪失	0.3%	手動停止と同様	5.9E-08 5.1E-09	45% 4%
外部電源喪失	補助給水失敗	0.1%	①補助給水ピット閉塞 ②補助給水系各機器の外配りーク ③電動補給水ポンプ室空調系A, B機能喪失 +タービン動補給水ポンプ試験による待機除外 ④電動補給水ポンプ室空調系A, B機能喪失 +タービン動補給水ポンプ起動失敗	2.5E-09 2.0E-09	2% 2%
	蒸気発生器伝熱管破損	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失故障共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞 ③海水ポンプA, C継続運転失敗共通原因故障 ④タービン動補給水ポンプ試験による待機除外 +電動補給水ポンプ室給水ファンA, B起動失敗共通原因故障	4.8E-08 3.0E-08 1.9E-09 1.3E-09	45% 28% 2% 1%
小破断 LOCA	補助給水失敗	<0.1%	①補助給水ピット閉塞 ②補助給水ポンプA, C継続運転失敗共通原因故障 ③海水ポンプA, B機能喪失 ④電動補給水ポンプ室空調系A, B機能喪失 +タービン動補給水ポンプ試験による待機除外 ⑤電動補給水ポンプ室空調系A, B機能喪失 +タービン動補給水ポンプ起動失敗	4.4E-09 2.7E-09 1.7E-10 1.2E-10	44% 27% 2% 1%
	2次冷却系の破断	<0.1%	①「運転員による破断ルーペ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉止失敗 (HE)」 +「破断ルーペ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 (576A) 閉失敗」により健全側ルーペの蒸気が破断側ルーペへ流出 ②「破断ルーペ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉失敗」 +「破断ルーペ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁 576A 閉失敗」により健全側ルーペの蒸気が破断側ルーペへ流出 ③健全ルーペ主蒸気隔離弁 528A (C) 閉失敗 +破断ルーペ主蒸気隔離逆止弁 531B 閉失敗	9.2E-11 3.4E-11 3.2E-11 6.1E-12	1% 44% 42% 8%

第3.1.1.h-5表 事故シナリオの分析結果 (2/4)

事故シナリオ		CDF (/炉年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
全交流動力 電源喪失	外部電源喪失	3.5E-6	1.5%	①DG室空調系 空気作動タンク 2741, 2742 開失敗共通原因故障 ②UV信号A, B両トレン共通原因故障 ③ディーゼル発電機A, B起動失敗共通原因故障 ④外部電源受電遮断器 開失敗共通原因故障	1.5E-07 1.4E-07 7.8E-08 6.3E-08	4% 4% 2% 2%
原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉補機冷却 機能喪失	2.0E-4	88.2%	①RCPシールLOCA発生	2.0E-04	100%
	原子炉補機冷却 機能喪失	9.0E-7	0.4%	①加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗 ②加圧器逃がし弁 452A (B) 閉失敗 + 電動弁 054A (B) 制御回路の作動失敗	9.0E-07 3.0E-10	100% 0%
	原子炉補機冷却 機能喪失	1.1E-8	<0.1%	①補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障 ②補助給水ピット閉塞 ③タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外 + 電動補助給水ポンプ室給気ファンA, B起動失敗共通原因故障	6.0E-09 2.5E-09 1.1E-10	54% 22% 1%

第3.1.1.1.h-5表 事故シナリオの分析結果 (3/4)

事故シナリオ		CDF (/炉年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
小破断 LOCA	格納容器スプレ イ再循環失敗	3.6E-8	<0.1%	①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A, B 開失敗共通原因故障 ②格納容器スプレイ系トレン A (B) 試験による待機除外 + 格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177B (A) 開失敗	9.4E-09	26%
	格納容器スプレ イ注入失敗	2.7E-8	<0.1%	③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A (B) 開失敗 + 格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177B (A) 開失敗 ①格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障 ②スプレイ信号 A, B 両トレン失敗共通原因故障 ③格納容器スプレイ系トレン A (B) 試験による待機除外 + 格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013B (A) 開失敗 ④格納容器スプレイポンプ A, B 起動失敗共通原因故障	9.4E-09 8.7E-09 3.0E-09 2.9E-09	35% 33% 11% 11%
中破断 LOCA	格納容器スプレ イ再循環失敗	1.1E-8	<0.1%	小破断 LOCA と同様		
中破断 LOCA	格納容器スプレ イ注入失敗	8.9E-9	<0.1%	小破断 LOCA と同様		
大破断 LOCA	低圧再循環失敗 + 格納容器スプレ イ再循環失敗	6.2E-12	<0.1%	①格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A (B) 開失敗 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンクスクリン B (A) 閉塞 ②スプレイポンプ A (B) 試験による待機除外 + 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A (B) 開失敗 + 再循環サンクスクリン B (A) 閉塞 ③格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁 177A (B) 開失敗 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンクスクリン B (A) 閉塞	3.6E-13 3.6E-13 3.6E-13	6% 6% 6%
	低圧再循環失敗 + 格納容器スプレ イ注入失敗	3.0E-13	<0.1%	①格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A, B 開失敗共通原因故障 + 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A, B 開失敗共通原因故障 ②スプレイポンプ A (B) 試験による待機除外 + 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A (B) 開失敗 + SI 信号, スプレイ信号 B (A) トレン共通部 (計装部品) 故障 ③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外側隔離弁 013A (B) 開失敗 + 余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A (B) 開失敗 + SI 信号, スプレイ信号 B (A) トレン共通部 (計装部品) 故障	3.1E-14 2.6E-14 2.0E-14	11% 9% 7%

原子炉格納
容器の除熱
機能喪失

第3.1.1.h-5表 事故シナリオの分析結果 (4/4)

事故シナリオ		CDF (/炉年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
原子炉停止 機能喪失	ATWS	1.2E-8	<0.1%	①ベレーシクソフウェエ共通原因故障 ②原子炉トリップ遮断器開失敗共通原因故障 ③RT1アブリーケーションソフト共通原因故障 +DLUカード335A, 335B, 335C, 335D不動作共通原因故障 ④TEアブリーケーションソフト共通原因故障 +DLUカード33AA, 33AB, 33AC, 33AD不動作共通原因故障	7.1E-09 5.2E-09 1.1E-11 1.1E-11	57% 42% 0% 0%
	小破断 LOCA	1.3E-6	0.6%	①低温側注入ライン手動弁065B (C) 閉塞 ②低温側注入ラインオリオリアイス911 (912) 閉塞 ③低温側注入ラインオリオリアイス01B (01C) 閉塞	6.5E-07 2.5E-07 2.5E-07	50% 19% 19%
	中破断 LOCA	3.5E-8	<0.1%	①高圧注入タンク循環ライン出口弁145, 146閉塞 ②ほう酸注入タンク循環ライン出口弁145, 146閉塞 ③ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁036A, B開失敗 ④ほう酸注入タンク入口弁032A, B開失敗	1.7E-08 3.6E-09 2.9E-09 2.9E-09	50% 10% 8% 8%
	大破断 LOCA	9.4E-9	<0.1%	①蓄圧タンクB (C) 閉塞 ②蓄圧タンク出口電動弁132B (C) 閉塞 ③蓄圧タンク出口逆止弁134B (C) 開失敗	6.2E-09 1.9E-09 4.2E-10	66% 20% 4%
ECCS 注水 機能喪失	大破断 LOCA	2.9E-9	<0.1%	①S信号A, B両トレン失敗共通原因故障 ②RHRポンプ出口流量高信号A, B両トレン共通原因故障によるミニフローライ ン弁601, 611の誤開 ③燃料取替用水ピット閉塞 ④余熱除去ポンプA, B起動失敗共通原因故障	5.2E-10 2.7E-10 1.9E-10 1.1E-11	18% 9% 7% 43%
	中破断 LOCA	2.5E-11	<0.1%	①低温側配管注入ライン逆止弁137B, C開失敗 ②低温側配管注入ライン逆止弁134B, C開失敗 ③蓄圧タンクB, C閉塞	1.1E-11 1.1E-11 1.4E-12	43% 43% 5%
	小破断 LOCA	1.7E-7	0.1%	①再循環自動切替許可操作A, B両トレン失敗共通原因故障 ②再循環切替診断失敗 ③再循環サンプスクリューA, B閉塞共通原因故障	9.5E-08 5.9E-08 1.0E-08	56% 35% 6%
	中破断 LOCA	5.3E-8	<0.1%	④安全注入ポンプ再循環サンプ側入口C/V外側隔離弁084A, B開失敗共通原因故障 小破断 LOCAと同様	8.5E-10	0%
ECCS 再循環 機能喪失	大破断 LOCA	1.7E-8	<0.1%	①再循環自動切替許可操作A, B両トレン失敗共通原因故障 ②再循環切替診断失敗 ③再循環サンプスクリューA, B閉塞共通原因故障 ④低温再循環自動切替信号許可B (A) 操作器 操作失敗再循環サンプスクリ ューA (B) 閉塞	9.5E-09 5.9E-09 1.0E-09 2.2E-11	57% 36% 6% 0%
	蒸気発生器伝熱 管破損	2.8E-7	0.1%	①タービン補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁575A閉止失敗 ②タービンバイパス弁500A~F開失敗 +主蒸気安全弁521B (522B)再閉止失敗 ③SGTR事象診断過誤による破損SGへの給水停止失敗 +主蒸気管破損	8.6E-08 7.1E-08 6.5E-08	31% 25% 23%
	インターフェイ システムLOCA	3.0E-11	<0.1%	—	—	—
	—	—	—	—	—	—

第 3.1.1.h-6 表 起因事象別重要度評価結果 (FV 重要度)

起因事象	FV 重要度
原子炉補機冷却機能喪失	8.9E-01
手動停止	5.7E-02
過渡事象	2.4E-02
外部電源喪失	1.6E-02
小破断 LOCA	6.9E-03
2次冷却系の破断	5.2E-03
主給水流量喪失	2.7E-03
蒸気発生器伝熱管破損	1.7E-03
中破断 LOCA	4.7E-04
大破断 LOCA	1.3E-04
ATWS	5.5E-05
インターフェイスシステム LOCA	1.3E-07

第 3.1.1.h-7 表 起因事象別重要度評価結果 (RAW)

起因事象	RAW
インターフェイスシステム LOCA	4.4E+03
ATWS	4.4E+03
原子炉補機冷却機能喪失	4.4E+03
小破断 LOCA	3.2E+01
2次冷却系の破断	1.3E+01
中破断 LOCA	8.0E+00
大破断 LOCA	6.8E+00
外部電源喪失	4.3E+00
蒸気発生器伝熱管破損	1.7E+00
主給水流量喪失	1.2E+00
過渡事象	1.2E+00
手動停止	1.2E+00

第 3.1.1.h-8 表 緩和系の基事象別重要度評価結果 (FV 重要度上位)

系統	基事象	FV 重要度
RCP	RCP シール LOCA 発生	8.9E-01
補助給水系	補助給水ピット閉塞	1.9E-02
信号系	工学安全施設作動盤 EFA, B アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E-02
信号系	安全系現場制御監視盤 SLCA1, B1 アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E-02
信号系	原子炉安全保護盤 RT1 アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E-02
補助給水系	運転員 2 次系破断の発生診断失敗	5.1E-03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外	2.2E-03
換気空調系	電動補助給水ポンプ室給気ファン A, B 制御回路の作動失敗 共通原因故障	2.1E-03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ起動失敗	1.9E-03
換気空調系	電動補助給水ポンプ室給気ファン A 制御回路の作動失敗	1.6E-03

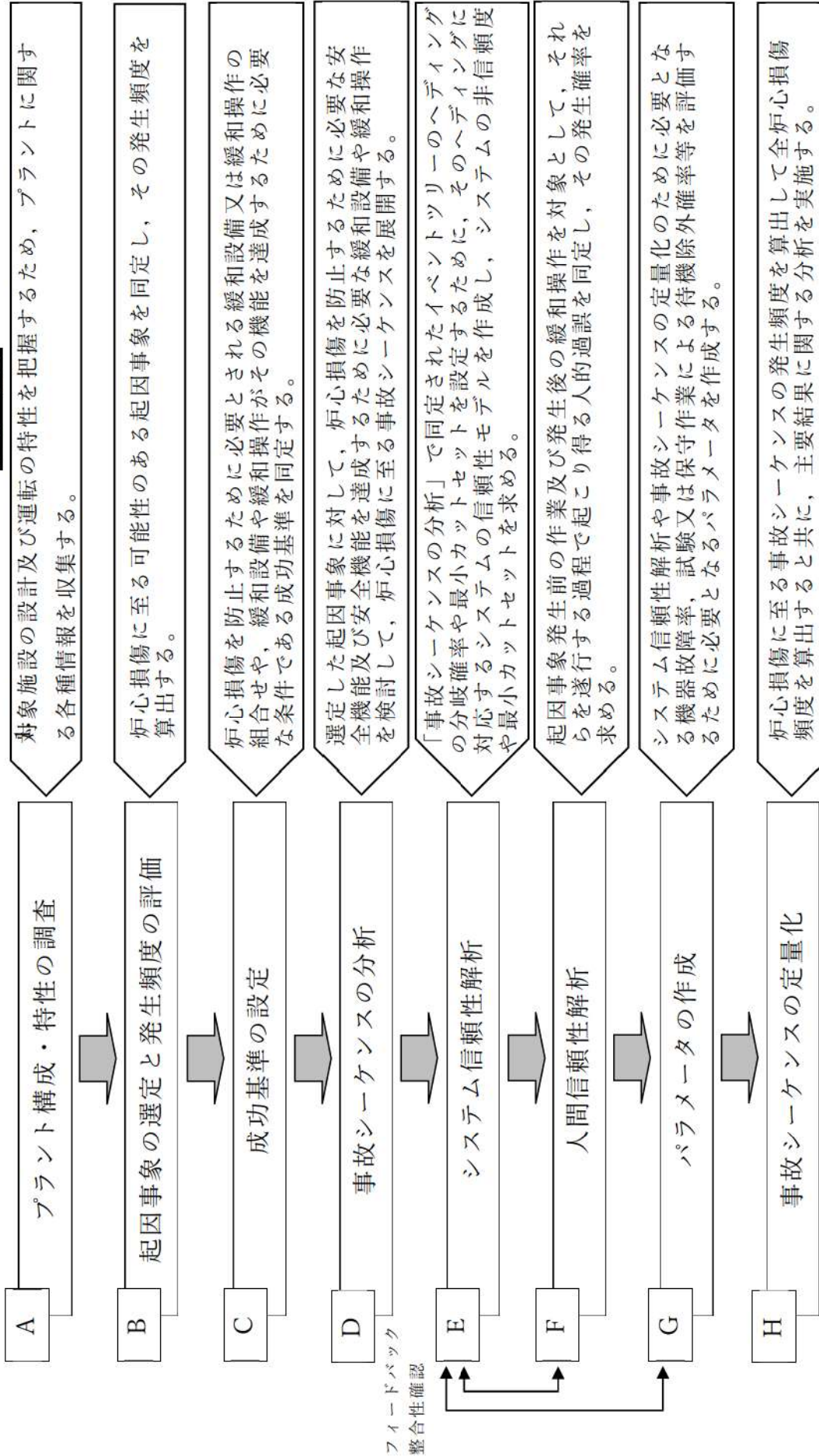
第 3.1.1.h-9 表 緩和系の基事象別重要度評価結果 (RAW 上位)

系統	基事象	RAW
補助給水系	補助給水ピット 閉塞	1.5E+03
信号系	工学安全施設作動盤 EFA, B アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E+03
信号系	安全系現場制御監視盤 SLCA1, B1 アプリケーションソフト共通原因故障	1.5E+03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ入口側ストレーナ 01 外部リーク	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ入口側ストレーナ 02A 外部リーク	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ入口側ストレーナ 02B 外部リーク	1.5E+03
海水系	海水ストレーナ 01B, D 閉塞共通原因故障	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ A ミニフローラインオリフィス 02A 外部リーク	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ B ミニフローラインオリフィス 02B 外部リーク	1.5E+03
補助給水系	電動補助給水ポンプ A ミニフローラインオリフィス C07A 外部リーク	1.5E+03

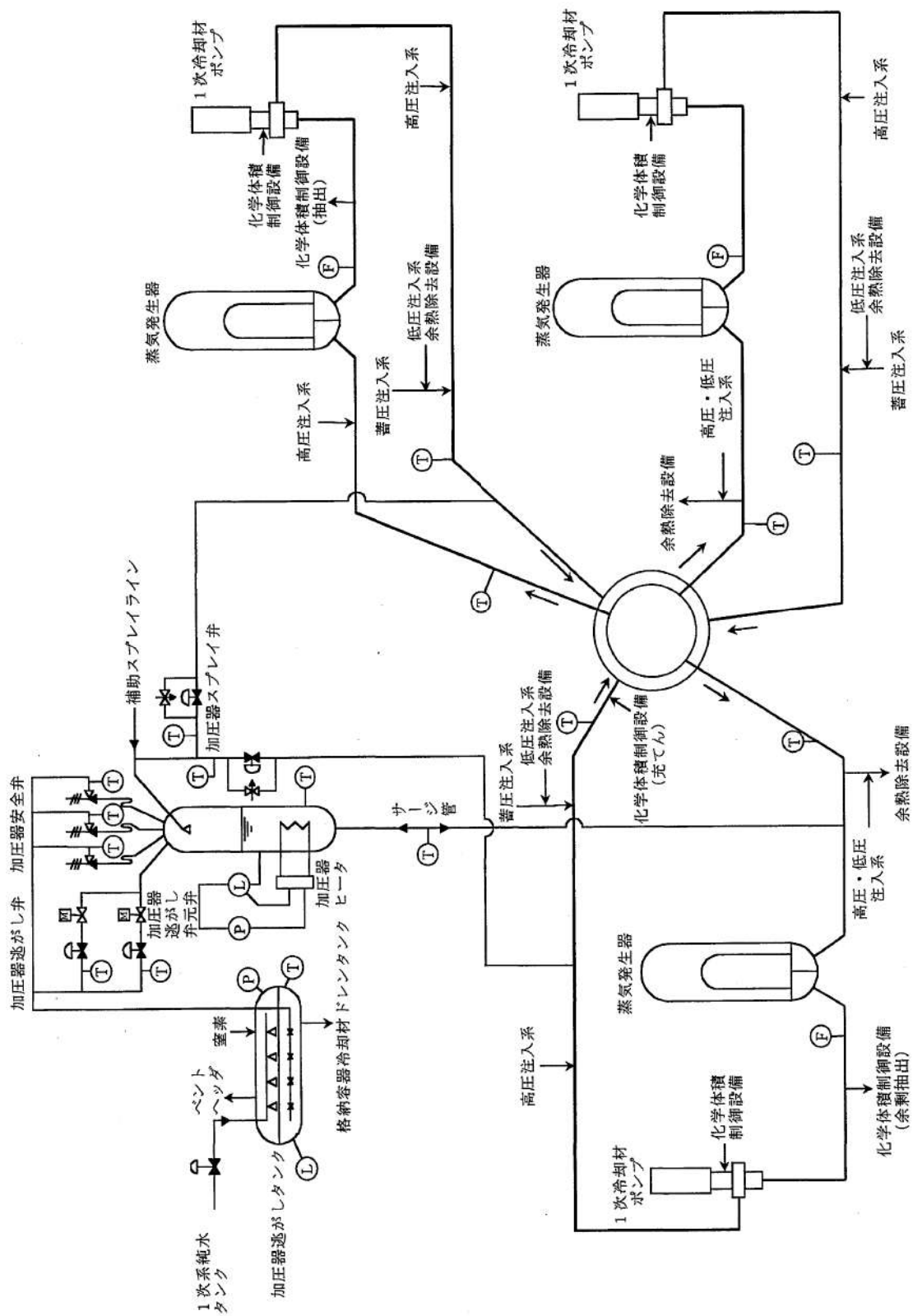
第 3.1.1.h-10 表 全 CDF 及び事故シーケンス別 CDF 不確かさ解析結果

事故シーケンス	下限値 (/炉年)	中央値 (/炉年)	上限値 (/炉年)	平均値 (/炉年)	EF
全 CDF	1.7E-05	8.5E-05	8.4E-04	2.3E-04	7.0
大破断 LOCA + 低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	1.3E-14	3.7E-13	1.4E-11	4.9E-12	32.0
大破断 LOCA + 低圧再循環失敗+高圧再循環失敗	1.2E-10	2.7E-09	5.8E-08	1.6E-08	21.9
大破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗+低圧再循環失敗	2.1E-16	7.4E-15	3.9E-13	1.9E-13	43.5
大破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗	4.0E-15	1.2E-13	4.4E-12	1.5E-12	33.1
大破断 LOCA+蓄圧注入失敗	1.1E-10	1.9E-09	3.3E-08	9.1E-09	17.2
大破断 LOCA+低圧注入失敗	3.5E-11	5.5E-10	9.7E-09	2.6E-09	16.6
中破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	5.2E-11	1.1E-09	3.2E-08	1.0E-08	20.6
中破断 LOCA+高圧再循環失敗	4.5E-10	8.8E-09	1.9E-07	5.0E-08	20.6
中破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	4.8E-11	9.3E-10	2.3E-08	9.4E-09	22.0
中破断 LOCA+蓄圧注入失敗	8.2E-14	2.0E-12	6.2E-11	1.9E-11	27.5
中破断 LOCA+高圧注入失敗	2.7E-10	5.0E-09	1.1E-07	3.4E-08	19.9
小破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.7E-10	3.7E-09	9.6E-08	3.3E-08	23.6
小破断 LOCA+高圧再循環失敗	1.5E-09	2.8E-08	5.8E-07	1.6E-07	20.0
小破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	1.3E-10	2.6E-09	6.3E-08	2.2E-08	21.9
小破断 LOCA+高圧注入失敗	1.4E-08	2.5E-07	4.7E-06	1.4E-06	18.7
小破断 LOCA+補助給水失敗	8.9E-11	1.5E-09	3.3E-08	9.2E-09	19.4
インターフェイスシステム LOCA	1.1E-13	3.6E-12	1.1E-10	3.1E-11	30.8
主給水流量喪失+補助給水失敗	5.3E-08	2.5E-07	1.9E-06	6.2E-07	6.0
外部電源喪失+補助給水失敗	8.1E-09	4.3E-08	3.7E-07	1.2E-07	6.8
外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	3.1E-07	1.6E-06	1.0E-05	3.2E-06	5.7
ATWS	1.1E-10	1.7E-09	3.7E-08	1.1E-08	18.6
2次冷却系の破断+補助給水失敗	5.1E-09	1.4E-07	4.1E-06	1.2E-06	28.4
2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	1.8E-13	5.7E-12	2.3E-10	6.9E-11	35.4
蒸気発生器電熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	3.3E-09	4.8E-08	8.5E-07	2.4E-07	16.2
蒸気発生器電熱管破損+補助給水失敗	1.5E-09	1.9E-08	3.4E-07	1.1E-07	14.9
過渡事象+補助給水失敗	7.3E-07	2.4E-06	1.6E-05	5.2E-06	4.7
原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA	4.5E-06	6.0E-05	7.7E-04	2.0E-04	13.0
原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA	5.2E-09	1.2E-07	3.1E-06	8.8E-07	24.4
原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	1.1E-10	1.8E-09	3.6E-08	1.0E-08	18.4
手動停止+補助給水失敗	1.8E-06	5.8E-06	3.9E-05	1.2E-05	4.7

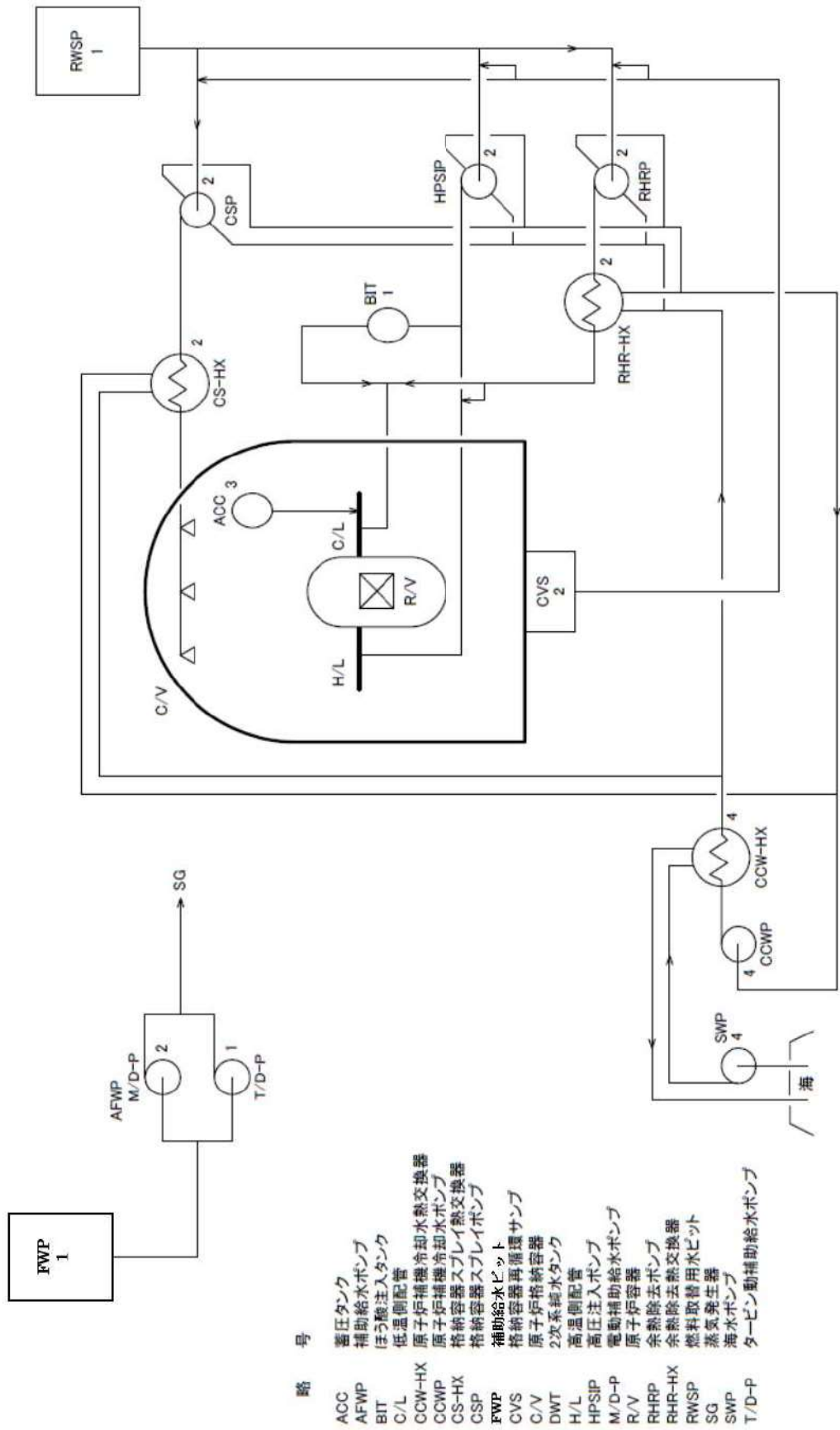
手順の概要



第3.1.1-1 図 内部事象レベル1 PRA 評価フロー図

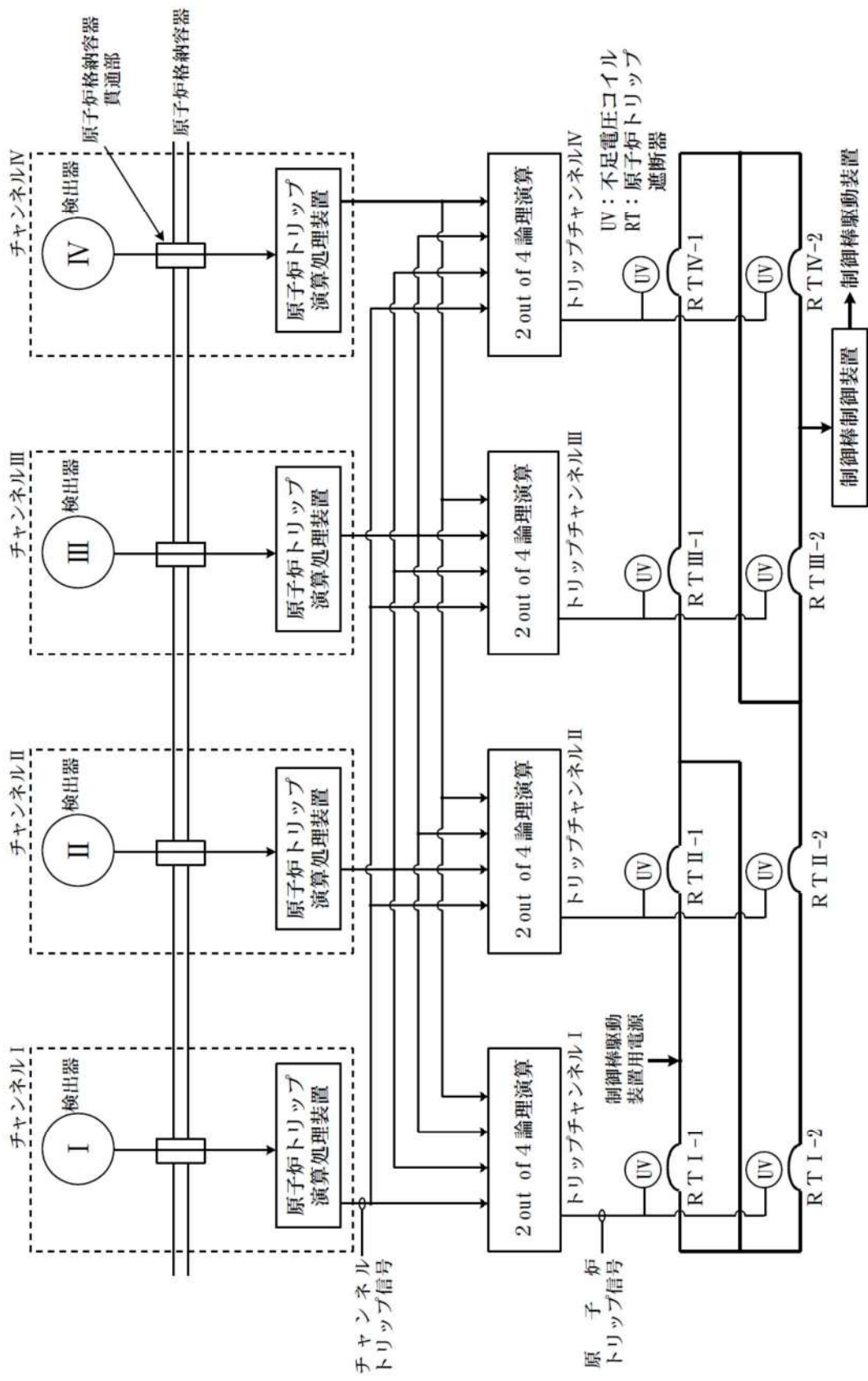


第 3.1.1.a-1 図 1 次冷却設備系統概要図

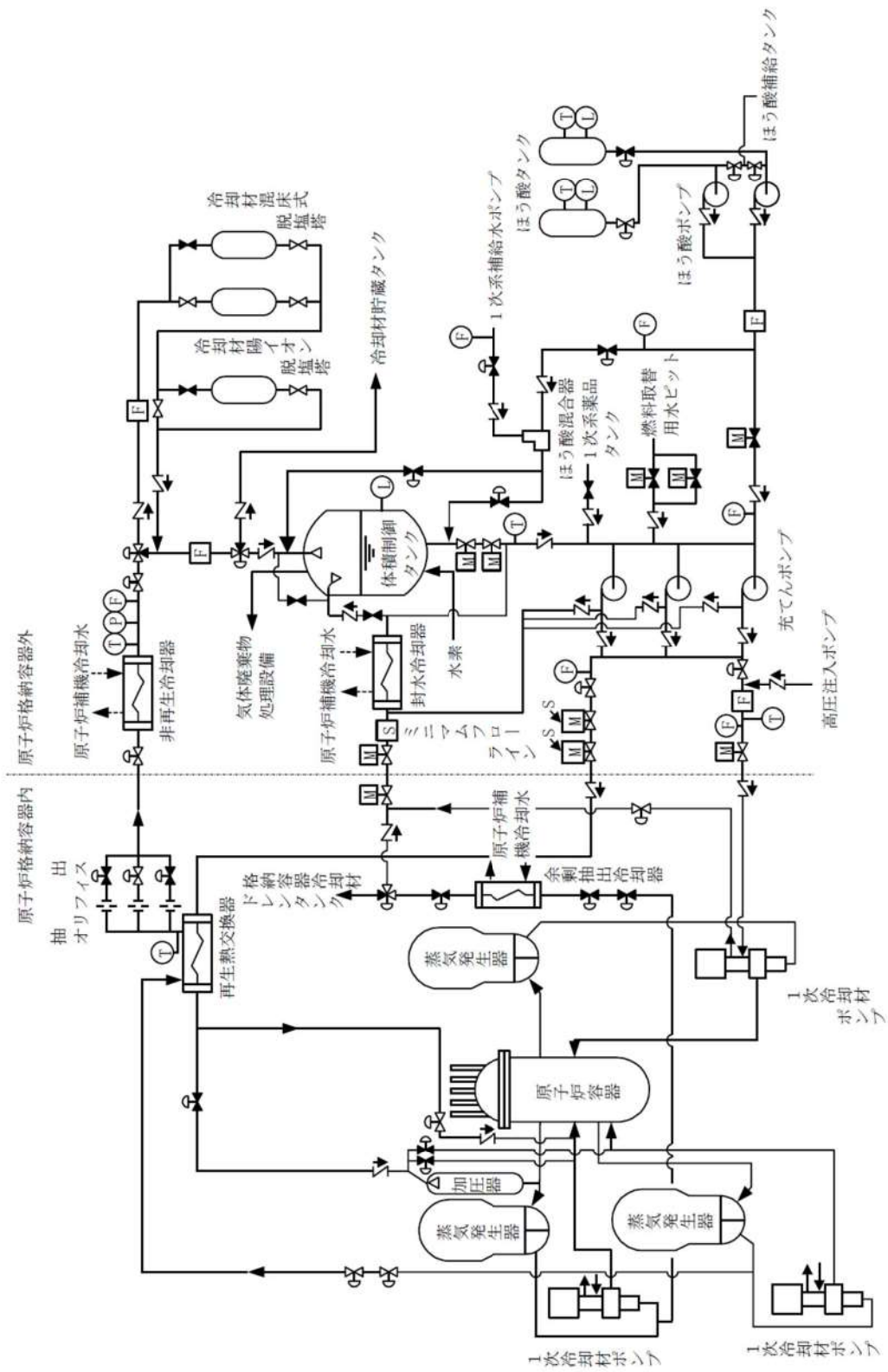


- 略号
- ACC 蓄圧タンク
 - AFWP 補助給水ポンプ
 - BIT ほろ酸注入タンク
 - C/L 低溫側配管
 - CCW-HX 原子炉補機冷却水熱交換器
 - CCWP 原子炉補機冷却水ポンプ
 - CS-HX 格納容器スプレイ熱交換器
 - CSP 格納容器スプレイポンプ
 - FWP 補助給水ピット
 - CVS 格納容器再循環サブ
 - C/V 原子炉格納容器
 - DWT 2次系縮水タンク
 - H/L 高温側配管
 - HPSIP 高圧注入ポンプ
 - M/D-P 電動補助給水ポンプ
 - R/V 原子炉容器
 - RHRP 余熱除去ポンプ
 - RHR-HX 余熱除去熱交換器
 - RWSP 燃料取扱用水ピット
 - SG 蒸気発生器
 - SWP 海水ポンプ
 - T/D-P タービン動補助給水ポンプ

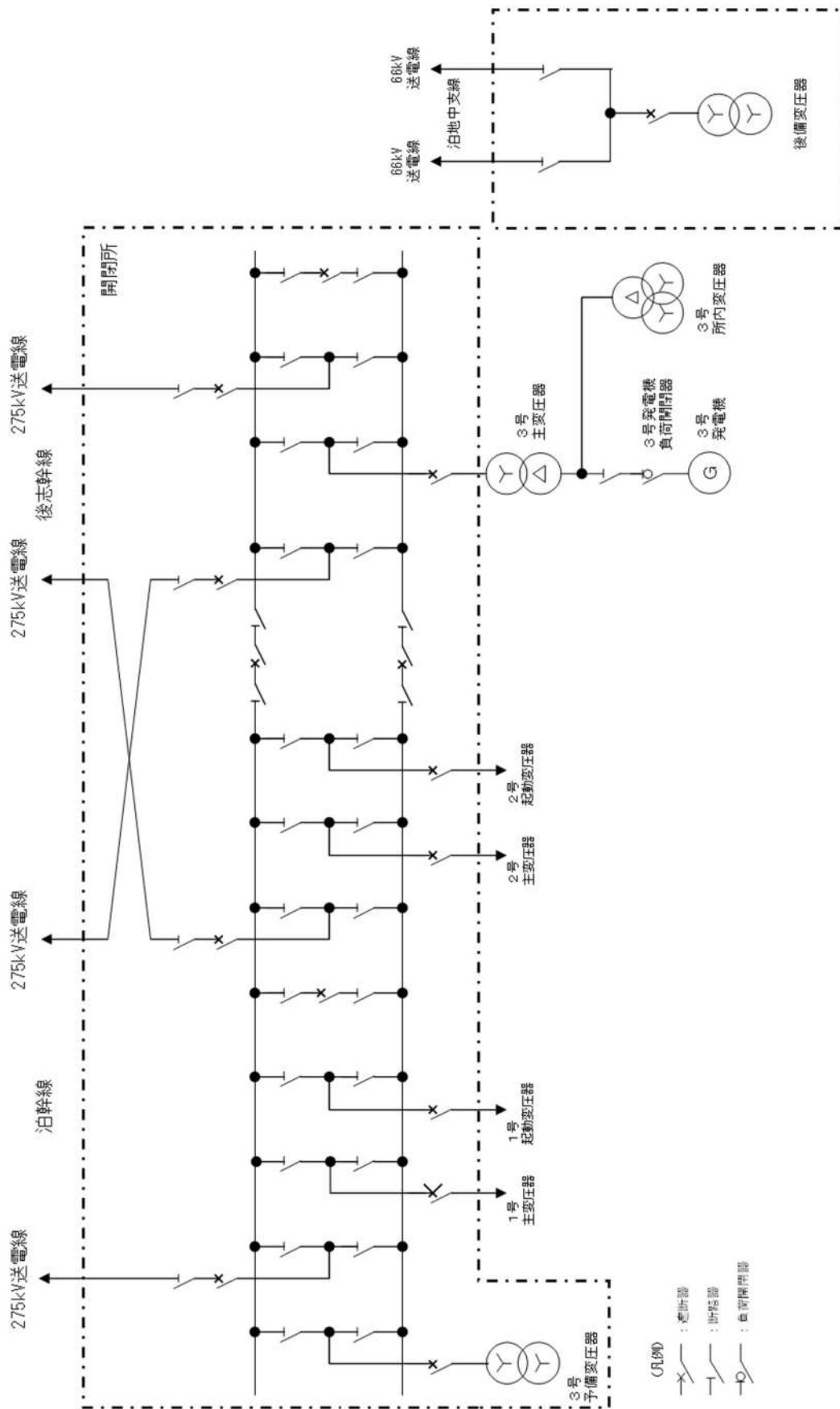
第 3.1.1.a-2 図 工学的安全施設の概要



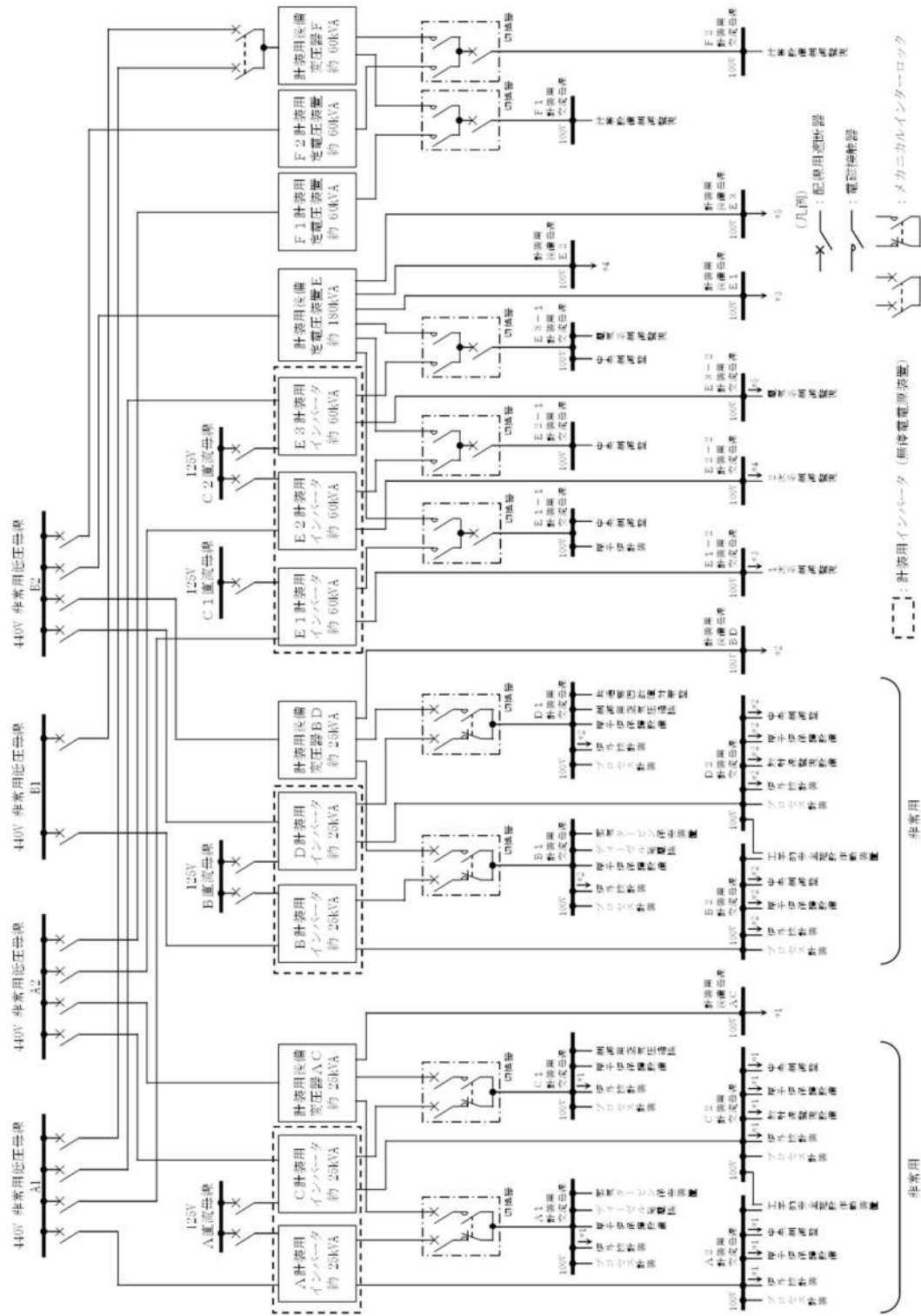
第 3.1.1.a-3 図 原子炉保護設備系統図



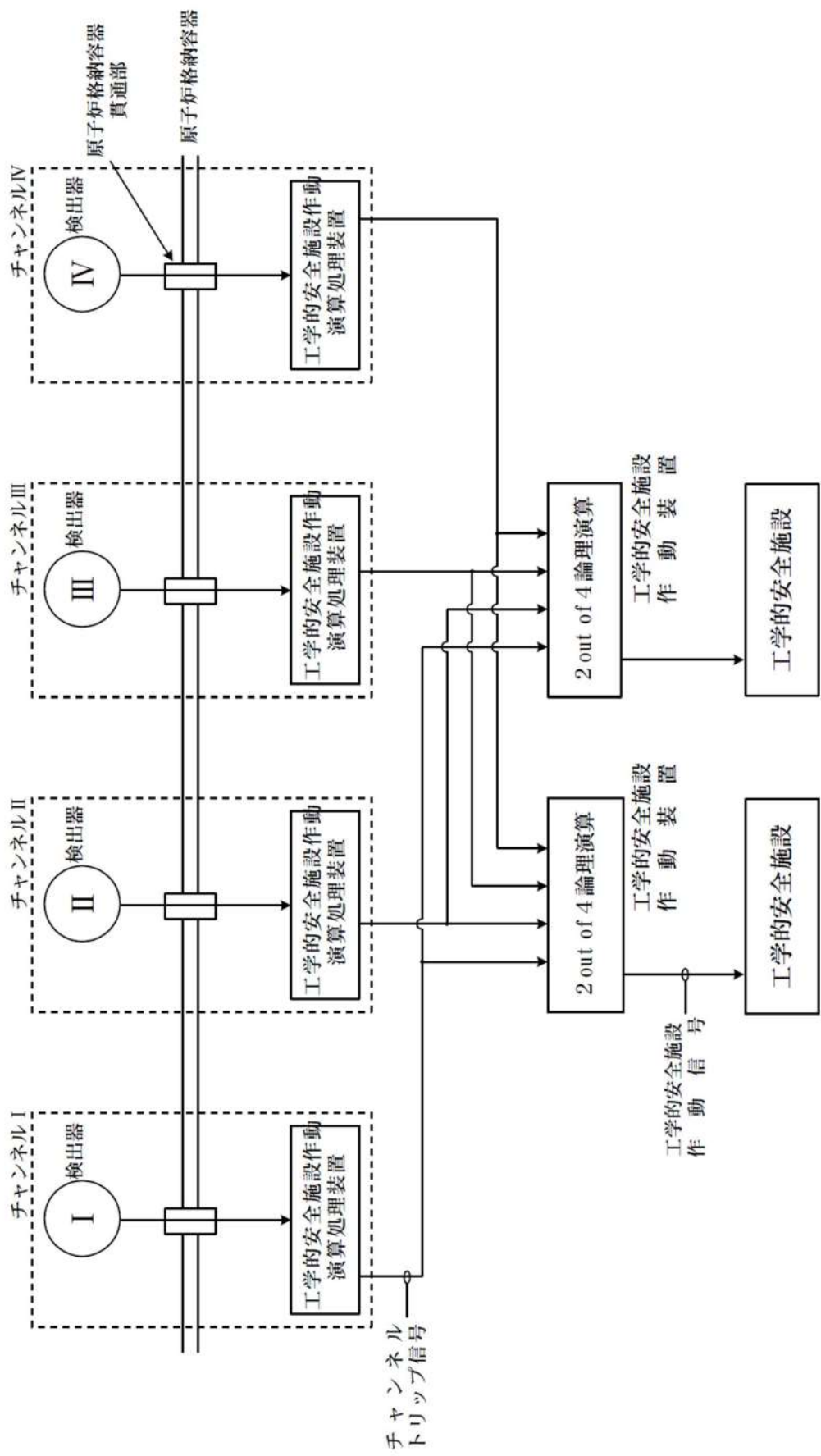
第 3.1.1. a-4 図 化学体積制御設備系統概要図



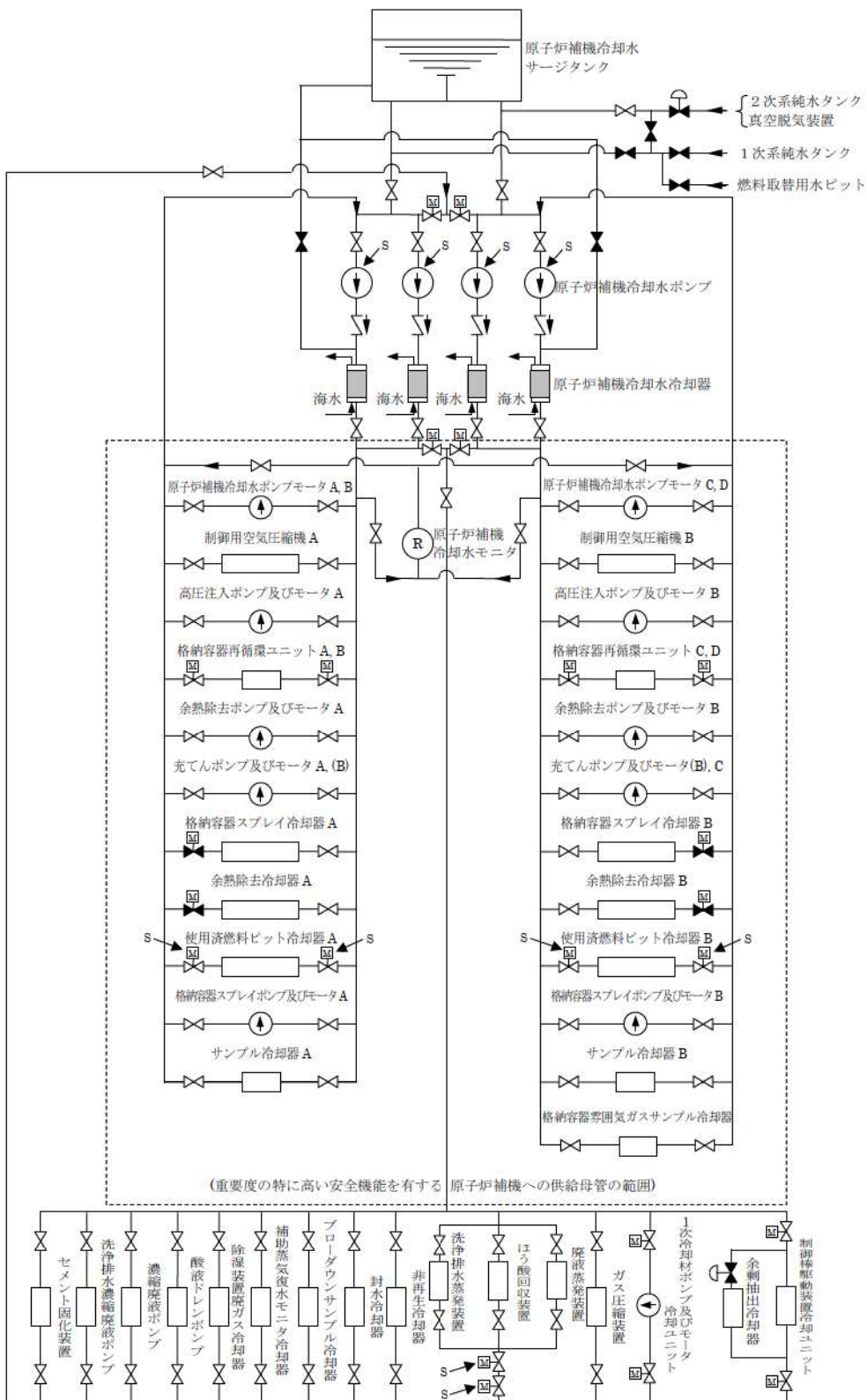
第 3.1.1.a-7 図 開閉所単線結線図



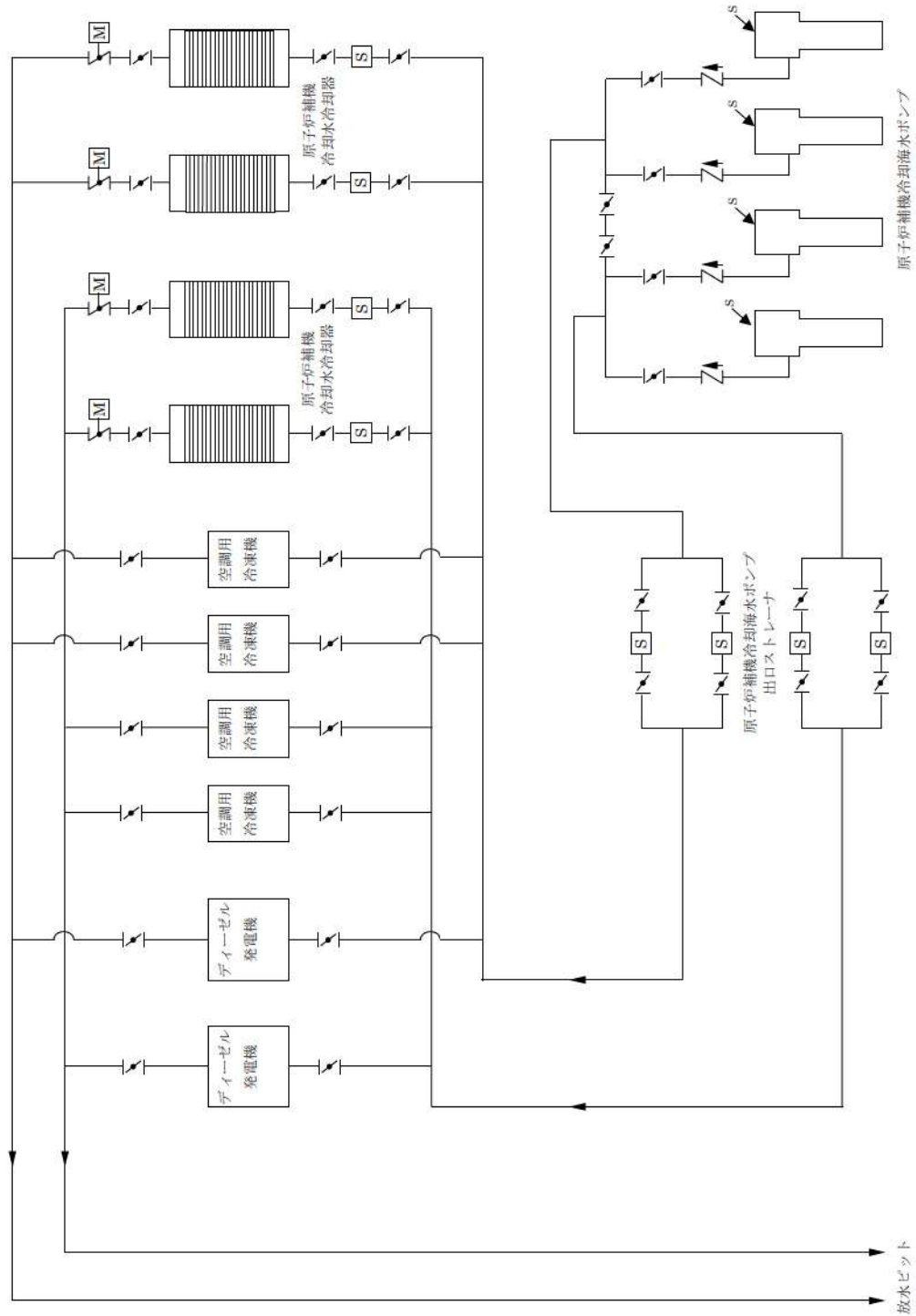
第 3.1.1.a-10 図 計測制御用電源設備単線結線図



第 3.1.1.a-11 図 工学的安全施設作動設備系統図



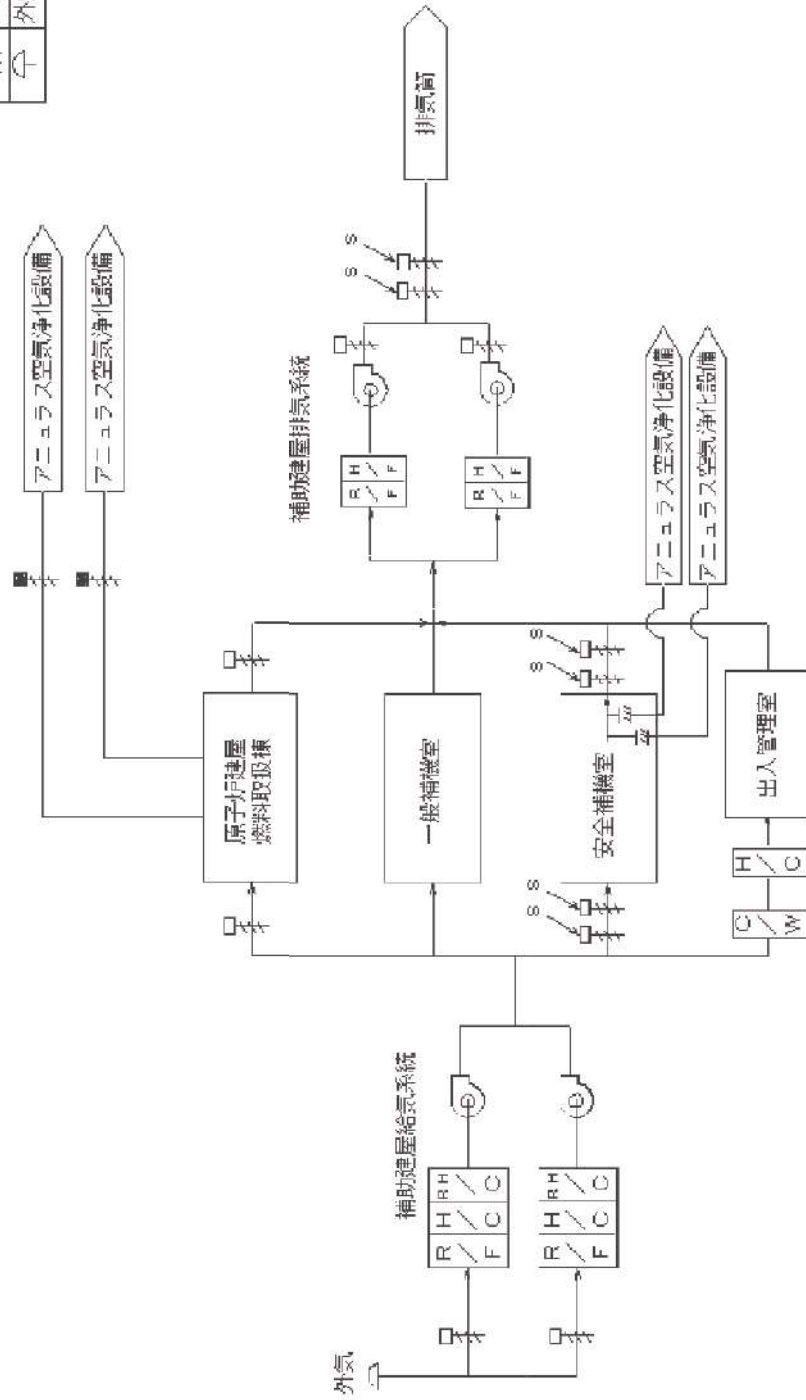
第 3. 1. 1. a-12 図 原子炉補機冷却水設備系統概要図



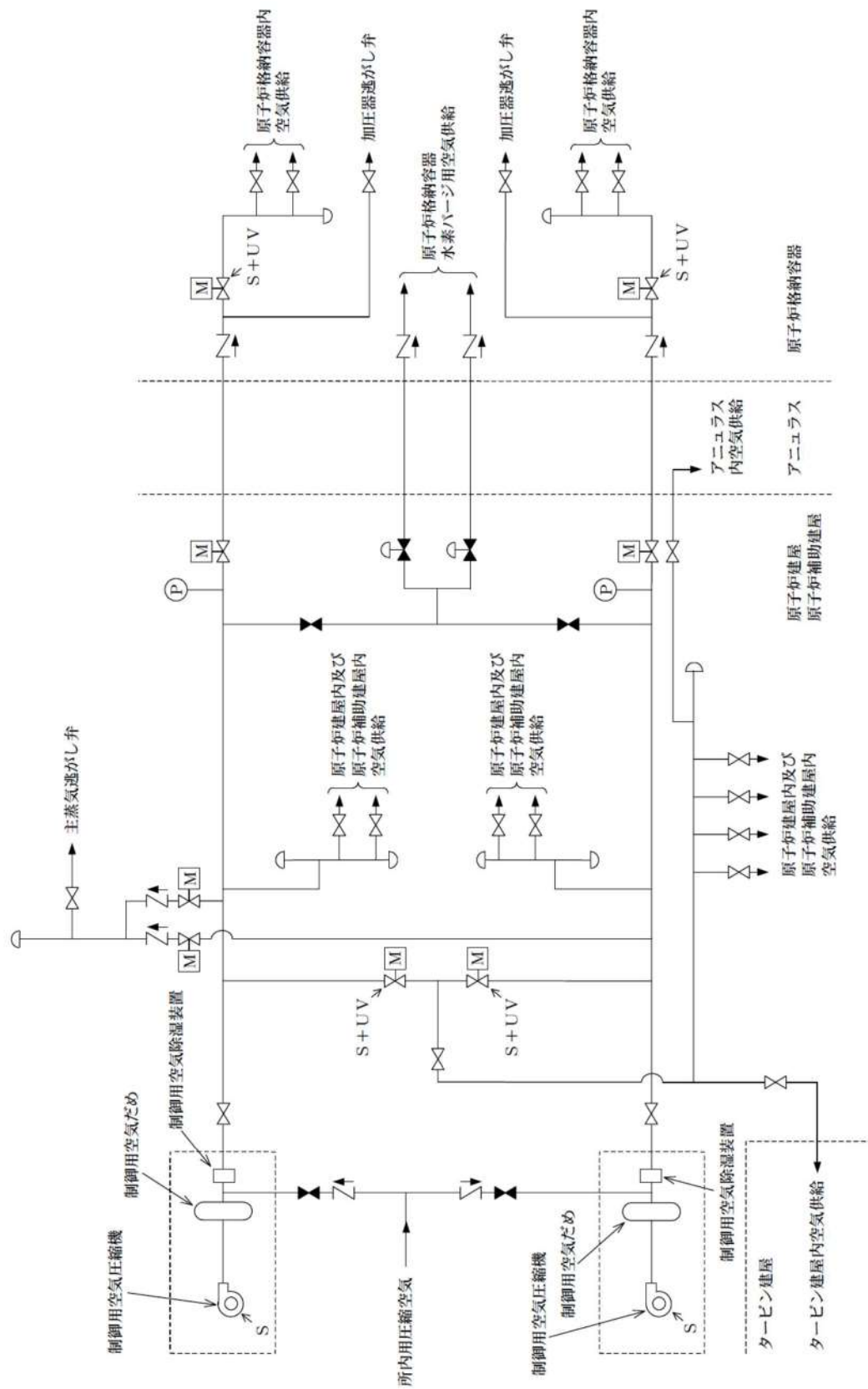
第 3. 1. 1. a-13 図 原子炉補機冷却海水設備系統概要図

凡例

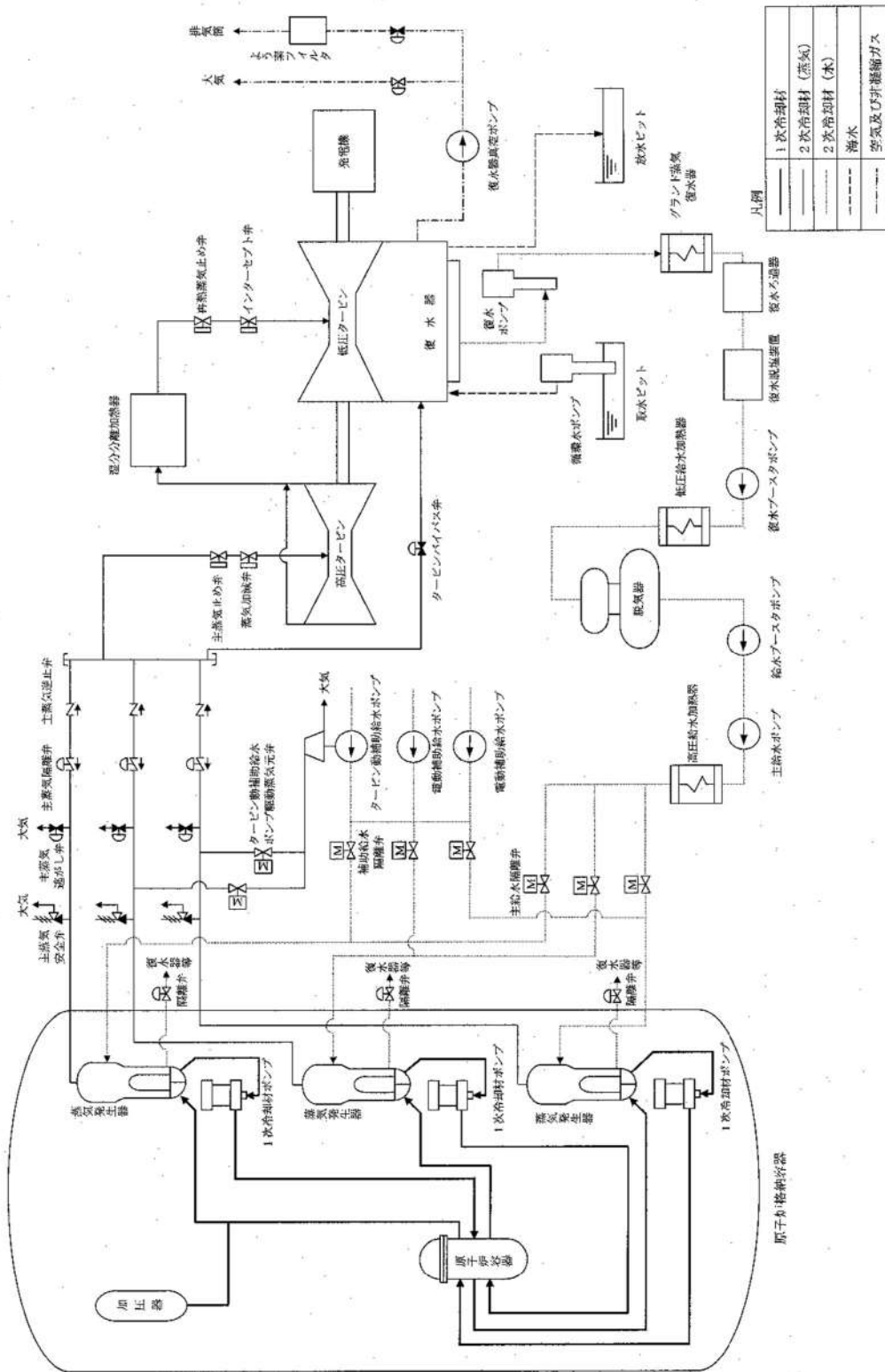
H/F	微粒子フィルタ
R/F	粗フィルタ
C/W	冷却コイル (冷水)
H/C	蒸気加熱コイル
R/H	蒸気再熱コイル
カト	逆止ダンパ
⇐	外気取入口



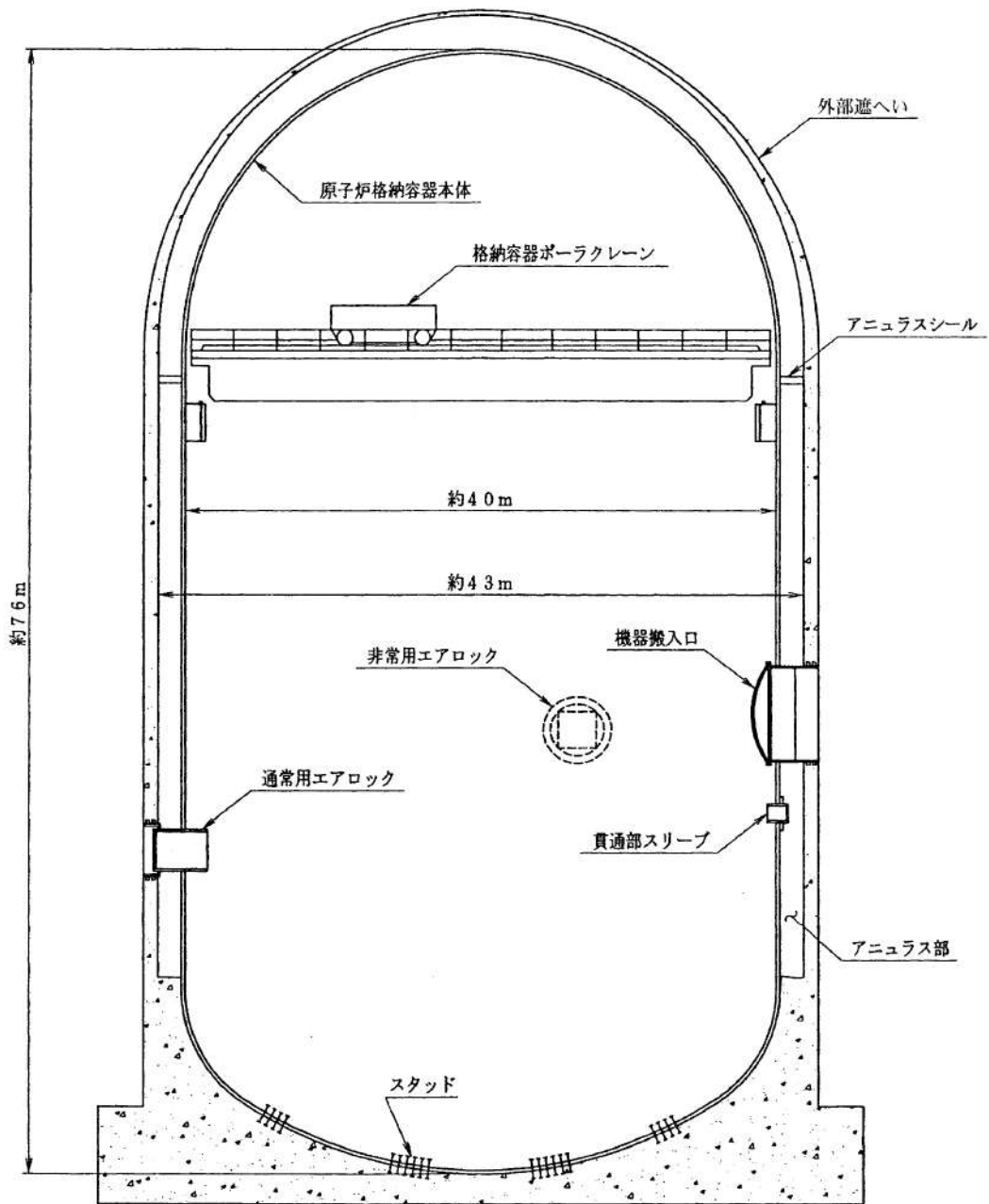
第 3.1.1.a-14 図 補助建屋換気空調設備系統概要図 (補助建屋空調装置)



第 3.1.1.a-15 図 制御用圧縮空気設備系統概要図



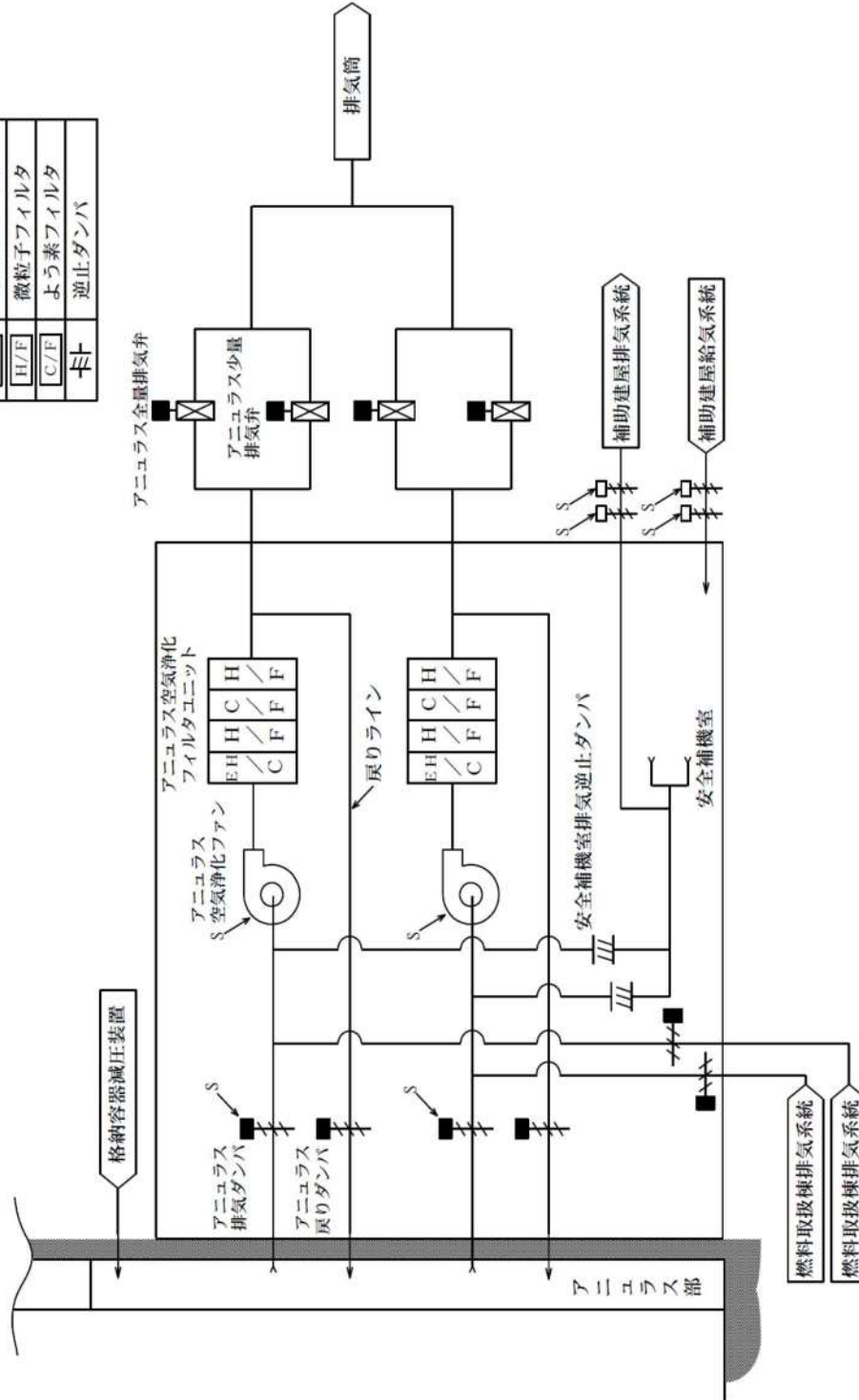
第 3.1.1.a-16 図 1 次及び 2 次冷却設備系統概要図



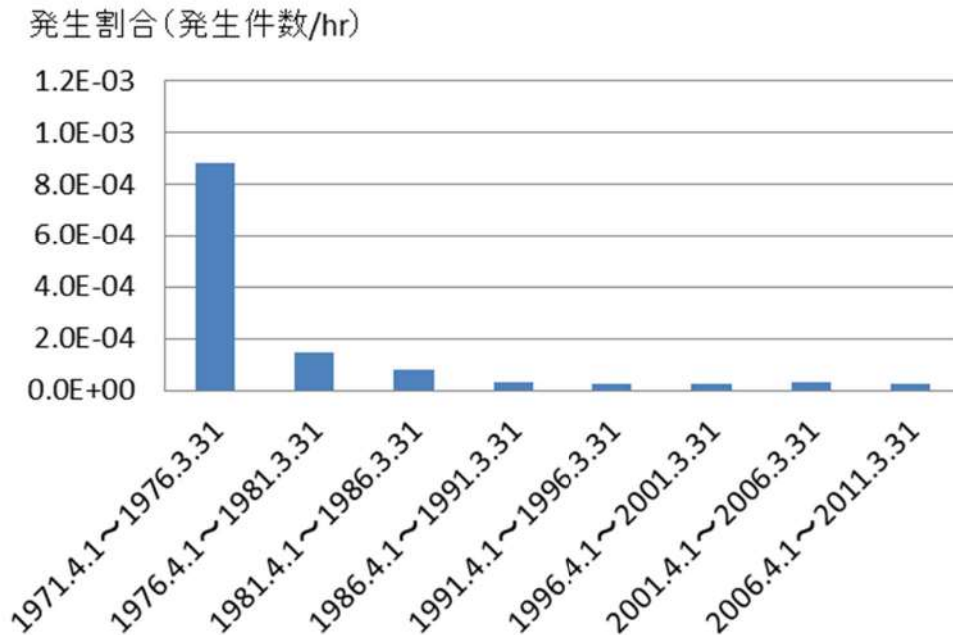
第 3.1.1. a-17 図 原子炉格納容器構造概要図

凡例

EH/C	電気加熱コイル
H/F	微粒子フィルタ
C/F	よう素フィルタ
≠	逆止ダンパ



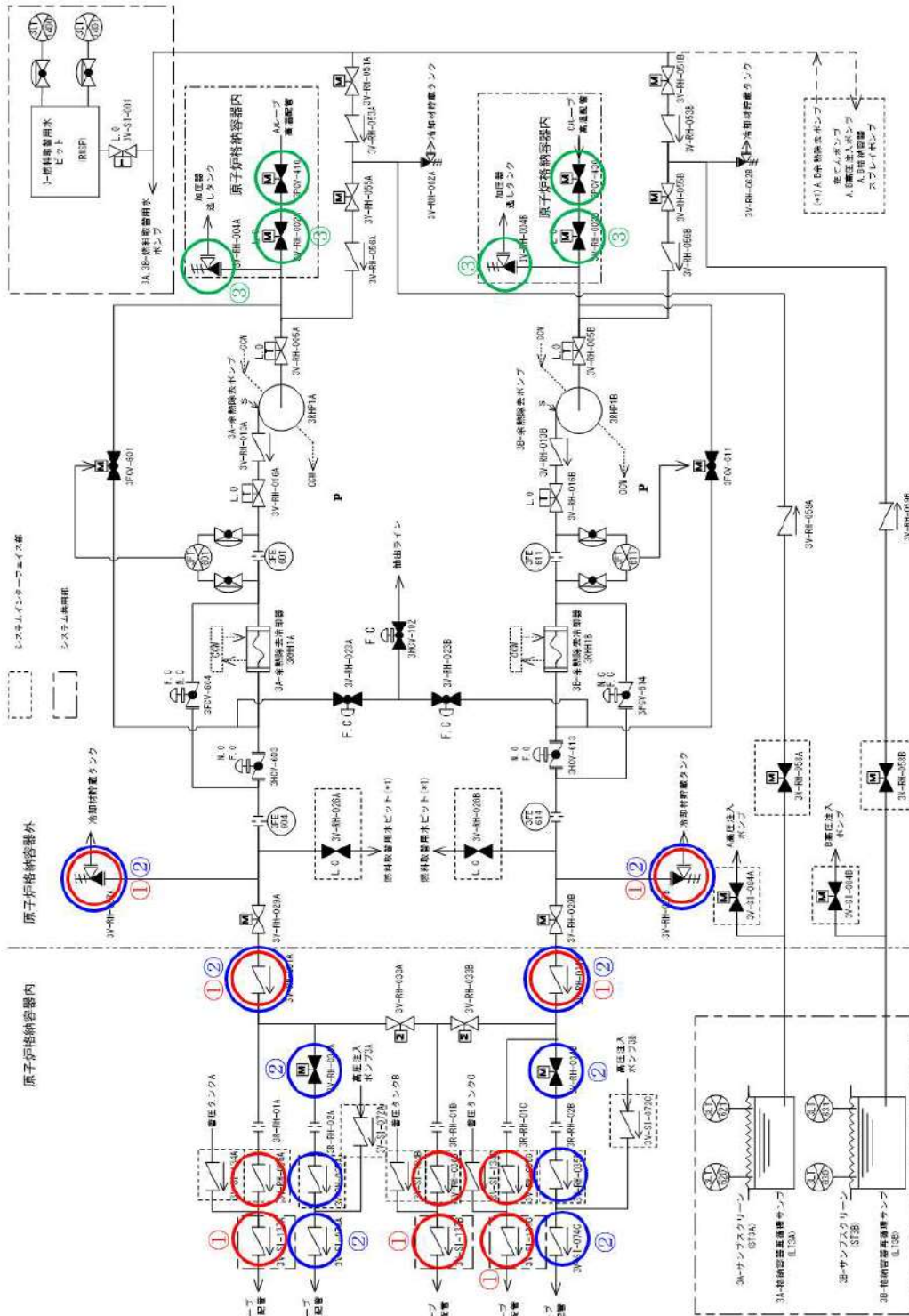
第 3.1.1.a-18 図 アニューラス空気浄化設備系統概要図



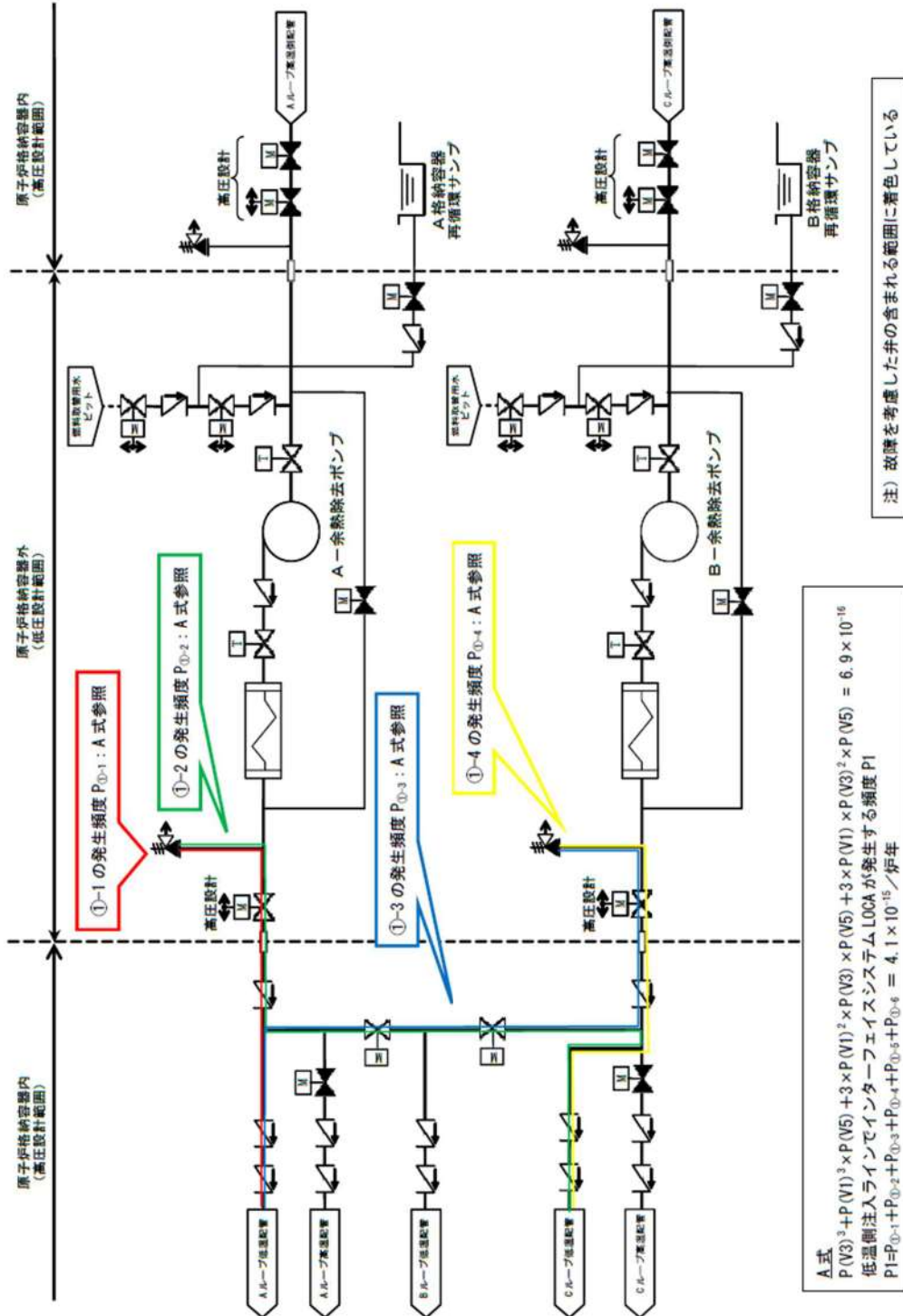
第 3. 1. 1. b-1 図 国内 PWR プラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合

- 起因事象データの収集期間の設定については、日本原子力学会標準「原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」D. 3. 1 項に基づき行っている。
- 学会標準によると、起因事象データの収集期間の設定は、一般的にはプラントの全運転年数のデータを考慮すべきであるが、プラントの起因事象の発生数はプラントの設計の改良によって時間とともに減少することから、データには直近の運転経験を反映させることが望ましく、近年の運転データのみを考慮するのがよいとされる。
- 事象整理の結果から、1976 年 4 月以前における起因事象発生件数はその他の期間から明らかに突出しており、起因事象データの収集期間としての近年の運転状況を反映するのに適切ではないと考え除外している。なお、この期間に発生している起因事象としては、下表に示すように常用系の故障による手動停止や過渡事象が大半を占めている。

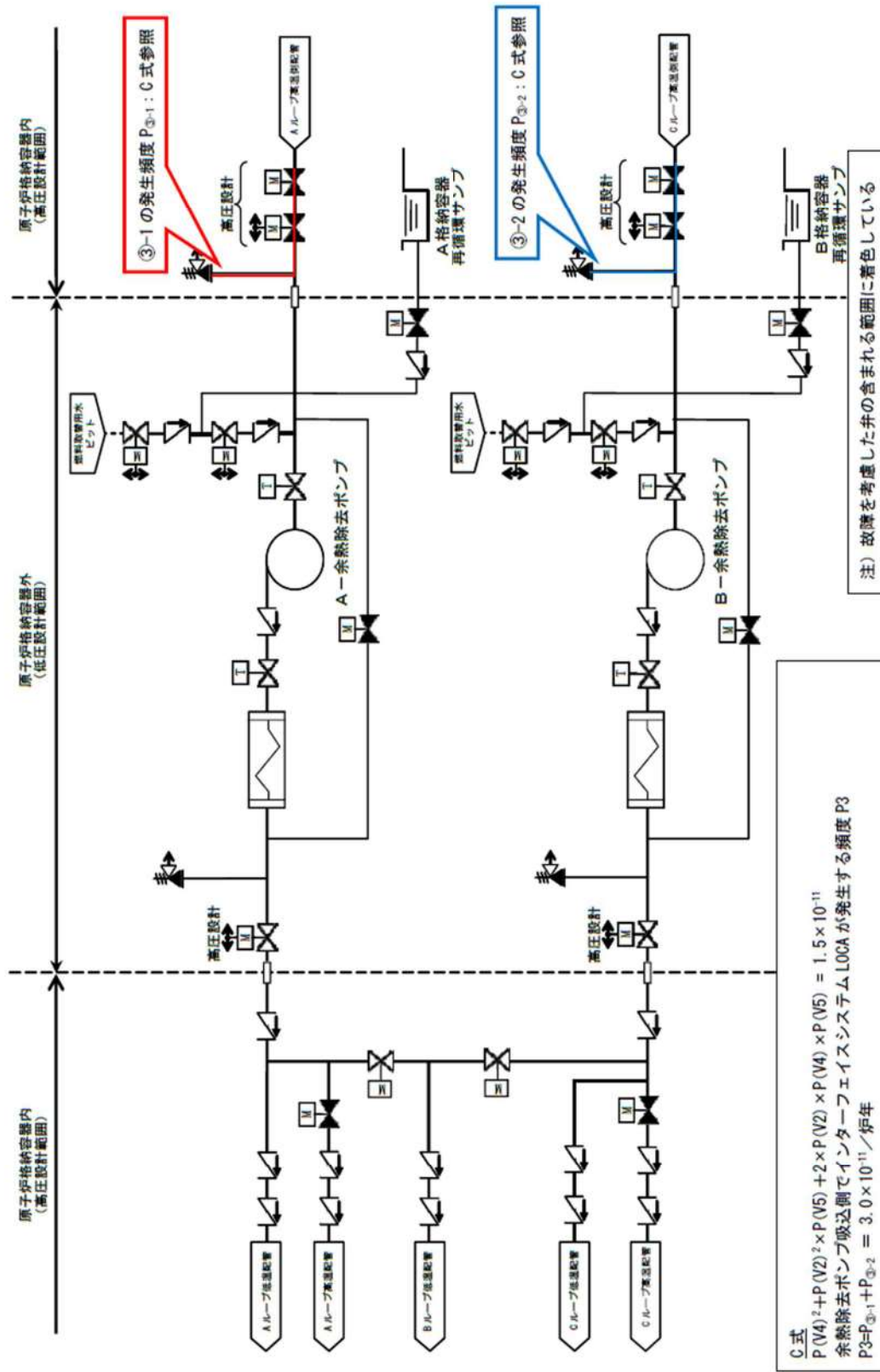
	主給水流量喪失	外部電源喪失	蒸気発生器伝熱管破損	過渡事象	手動停止
1970.11.28~1976.3.31.	2	0	0	8	34



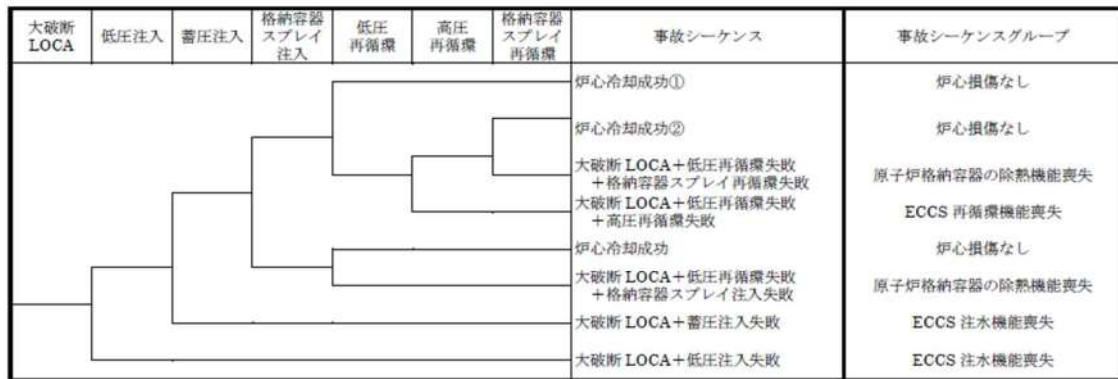
第3.1.1.b-2 図 泊発電所3号炉 余熱除去系簡略図



第 3.1.1.b-3 図 インターフェースシステム LOCA の想定 (1/4)



第3.1.1.b-3 図 インターフェイスシステムLOCAの想定 (4/4)



第 3.1.1. d-1 (a) 図 大破断 LOCA イベントツリー

【仮定条件】

- 原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径 6 インチから両端破断相当（配管断面積の 2 倍）までと定義した。
- 本評価では A ループ低温側配管破断を仮定した。
- 大破断 LOCA 時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短時間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず、また 1 次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

【イベントツリーの説明】

- 大破断 LOCA 時は、「蓄圧注入」と「低压注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は短期の注入に引き続き「低压再循環」により確保される。
- 高压注入も作動するが、注入流量は小さいため、炉心冷却の観点から必須ではない。
- 事故後長期的な炉心冷却として、低压再循環に失敗した場合においても、「高压再循環」と「格納容器スプレイ再循環」により炉心冷却が確保される。

【成功基準】

大破断 LOCA	低圧注入	蓄圧注入	格納容器 スプレイ 注入	低圧再循 環	高圧再循 環	格納容器 スプレイ 再循環
ポンプ	1/2	－	1/2	1/2	1/2	1/2
熱交換器	－	－	－	1/2	－	1/2
ループ	健全 1/2	健全 2/2	－	健全 1/2	健全 1/2	－
その他	－	－	3/4ノズル	－	(*1)	3/4ノズル
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr
成功シナシ①	○	○	－	○	－	－
成功シナシ②	○	○	○	×	○	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

－：不作動又は不要

(*1) 注入時故障を含む



第 3.1.1.d-1 (b) 図 中破断 LOCA イベントツリー

【仮定条件】

- 原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径 2 インチから 6 インチと定義した。
- 本評価では A ループ低温側配管破断を仮定した。
- 中破断 LOCA 時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短時間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず、また 1 次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

【イベントツリーの説明】

- 中破断 LOCA 時は、「高圧注入」と「蓄圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保される。
- 中破断 LOCA 時は 1 次冷却系の圧力が高く、冷却器のない高圧再循環のみでは格納容器内圧上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

中破断 LOCA	高圧注入	蓄圧注入	格納容器 スプレイ 注入	高圧再循 環	格納容器 スプレイ 再循環
ポンプ	1/2	—	1/2	1/2	1/2
熱交換器	—	—	—	—	1/2
ループ	健全 1/2	健全 1/2	—	健全 1/2	—
その他	—	—	3/4 ノズル	—	3/4 ノズル
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr
成功シーケンス	○	○	○	○	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

—：不作動又は不要



第 3.1.1.d-1(c) 図 小破断 LOCA イベントツリー

【仮定条件】

小破断 LOCA は、以下の原因による 1 次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

- 1 次冷却材配管の破断
(破断口径が 3/8 インチから 2 インチの破断で A ループ低温側配管破断を仮定)
- 1 次冷却系加圧事象による加圧器逃がし弁からの 1 次冷却材の流出 (PORV LOCA)

【イベントツリーの説明】

- 小破断 LOCA 時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。
- 破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは 1 次冷却系への発熱を系外に除去できないため、「高圧注入」と 2 次冷却系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」と「格納容器スプレイ再循環」により確保される。

【成功基準】

小破断 LOCA	補助給水	高圧注入	格納容器スプレイ注入	高圧再循環	格納容器スプレイ再循環
ポンプ	1/3	1/2	1/2	1/2	1/2
熱交換器	—	—	—	—	1/2
ループ	SG 2/3	健全 2/2	—	健全 2/2	—
その他	—	—	3/4 ノズル	—	3/4 ノズル
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr
成功シーケンス	○	○	○	○	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

—：不作動又は不要

インターフェイスシステム LOCA	原子炉トリップ	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		インターフェイスシステム LOCA	格納容器バイパス
		ATWS へ	—

第 3.1.1.d-1 (d) 図 インターフェイスシステム LOCA イベントツリー

【仮定条件】

- 余熱除去系の破断であり，低圧注入系が不能。

【イベントツリーの説明】

- インターフェイスシステム LOCA は破断規模に応じて大，中，小破断 LOCA 相当となるが，ECCS 再循環が不能となるため炉心損傷に至る。

【成功基準】

- なし。

主給水流量喪失	原子炉トリップ	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
			炉心冷却成功	炉心損傷なし
			主給水流量喪失+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失
			ATWSへ	—

第 3.1.1.d-1(e) 図 主給水流量喪失イベントツリー

【仮定条件】

- 主給水流量喪失に至る原因としては、主給水ポンプ若しくは復水ポンプの故障又は電源喪失若しくは主給水制御系の誤動作が考えられる。

【イベントツリーの説明】

- 主給水流量喪失の場合、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

主給水流量喪失	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	—
ループ	SG 2/3
その他	—
使命時間	24hr
成功シーケンス	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

—：不作動又は不要

外部電源喪失	原子炉トリップ	非常用所内交流電源	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
				炉心冷却成功	炉心損傷なし
				外部電源喪失+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失
				外部電源喪失 +非常用所内交流電源喪失	全交流動力電源喪失
				ATWSへ	—

第 3.1.1. d-1 (f) 図 外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

- 送電システムの故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象を考慮。
- 所内用交流電源が喪失すると、1次冷却材ポンプ、復水ポンプ等がトリップし、1次冷却材流量や主給水流量の喪失が発生する。

【イベントツリーの説明】

- 外部電源喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により炉心冷却を確保する。さらに「非常用所内交流電源」が確保できれば安定した炉心冷却が確保される。
- 「非常用所内交流電源」が確保できれば、サポート系が健全であるためその後に加圧器逃がし弁 LOCA 等が発生しても、事故進展は小破断 LOCA と同等である。

【成功基準】

外部電源喪失	非常用所内交流電源	補助給水
ポンプ	—	1/3
熱交換器	—	—
ループ	—	SG 2/3
その他	DG 1/2	—
使命時間	24hr	24hr
成功シーケンス	○	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

—：不作動又は不要

ATWS	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	原子炉トリップが必要な起因事象	原子炉停止機能喪失
	+原子炉トリップ失敗	

第 3.1.1.d-1 (g) 図 ATWS イベントツリー

【仮定条件】

- ATWS は起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため，起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ATWS 事象は原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップに失敗することを起因事象として想定するものであり，以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

【成功基準】

- なし。

2次冷却系の破断	原子炉トリップ	主蒸気隔離	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
				伊心冷却成功	炉心損傷なし
				2次冷却系の破断+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失
				2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失
				ATWSへ	—

第 3.1.1.d-1 (h) 図 2次冷却系の破断イベントツリー

【仮定条件】

2次冷却系の破断としては以下の破断を含むものとし、原子炉格納容器内部での破断を仮定する。

- 主蒸気管破断（完全両端破断）
- 主給水管破断（完全両端破断）

【イベントツリーの説明】

- 2次冷却系の破断においても、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保されるが、補助給水による2次冷却系の冷却を確保するために、破断した主蒸気管の隔離を行う。

【成功基準】

2次冷却系の破断	主蒸気隔離	補助給水
ポンプ	—	1/3
熱交換器	—	—
ループ	—	健全 SG 1/2
その他	(*1)	(*2)
使命時間	—	24hr
成功シーケンス	○	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

—：不作動又は不要

(*1) 破断ループ主蒸気逆止弁閉止 or 健全ループ主蒸気隔離弁全弁閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁閉止 or タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン逆止弁閉止

(*2) 破断ループへの補助給水隔離

蒸気発生器 伝熱管破損	原子炉トリップ	補助給水	破損側 蒸気発生器の 隔離	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
				炉心冷却成功	炉心損傷なし
				蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗	
				蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失
				ATWSへ	—

第 3.1.1.d-1(i) 図 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー

【仮定条件】

- 蒸気発生器伝熱管破損は，原子炉設置許可申請書添付十と同様，伝熱管 1 本の完全両端破断を仮定する。

【イベントツリーの説明】

- 蒸気発生器伝熱管破損時には，「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに，「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。
- 破損した蒸気発生器を隔離し，1次冷却系の圧力と破損した蒸気発生器の2次側圧力とが均圧することで1次冷却系保有水の減少は防止できる。

【成功基準】

蒸気発生器伝熱管破損	補助給水	破損側 SG の隔 離
ポンプ	1/3	—
熱交換器	—	—
ループ	健全 SG 1/2	—
その他	—	(*1)
使命時間	24hr	—
成功シーケンス	○	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

—：不作動又は不要

(*1) 破損側 SG 主蒸気逃がし弁閉止 or 元弁閉止，破損側 SG 主蒸気安全弁閉止，タービンバイパス弁閉止 or 主蒸気隔離弁閉止，タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁閉止

過渡事象	原子炉トリップ	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
			炉心冷却成功	炉心損傷なし
			過渡事象+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失
			ATWSへ	—

第 3.1.1.d-1(j) 図 過渡事象イベントツリー

【仮定条件】

- 原子炉トリップを伴う過渡事象一般を含む。
- 主給水流量喪失等の独立した事象以外を対象とする。

【イベントツリーの説明】

- 過渡事象の場合、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

過渡事象	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	—
ループ	SG 2/3
その他	—
使命時間	24hr
成功シーケンス	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

—：不作動又は不要



第 3.1.1.d-1(k) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

原子炉補機冷却機能喪失としては次のものを考える。

- 原子炉補機冷却水ポンプ全台又は原子炉補機冷却海水ポンプ全台の故障による冷却能力の喪失
- 原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の配管・弁等の破断による冷却能力の喪失

【イベントツリーの説明】

- 原子炉補機冷却機能喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。
- ECCS 機能が喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のある LOCA として「加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA」及び「RCP シール LOCA」を考慮している。

【成功基準】

原子炉補機冷却機能喪失	補助給水	加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA	RCP シール LOCA
ポンプ	1/3	—	—
熱交換器	—	—	—
ループ	SG 2/3	—	—
その他	—	(*1)	1.0 の確率で発生
使命時間	24hr	—	—
成功シーケンス	○	○	○

(注) ○：必要

×：失敗を想定

—：不作動又は不要

(*1) 加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止，加圧器安全弁再閉止

手動停止	補助給水	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		炉心冷却成功	炉心損傷なし
		手動停止+補助給水失敗	2次冷却系からの除熱機能喪失

第 3.1.1.d-1(1) 図 手動停止イベントツリー

【仮定条件】

- 手動停止は過渡事象の一部であるが、原子炉トリップを伴わず運転員の手動による原子炉停止が行われる事象を想定する。

【イベントツリーの説明】

- 手動停止の場合、起因事象として原子炉は停止できているため、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保される。

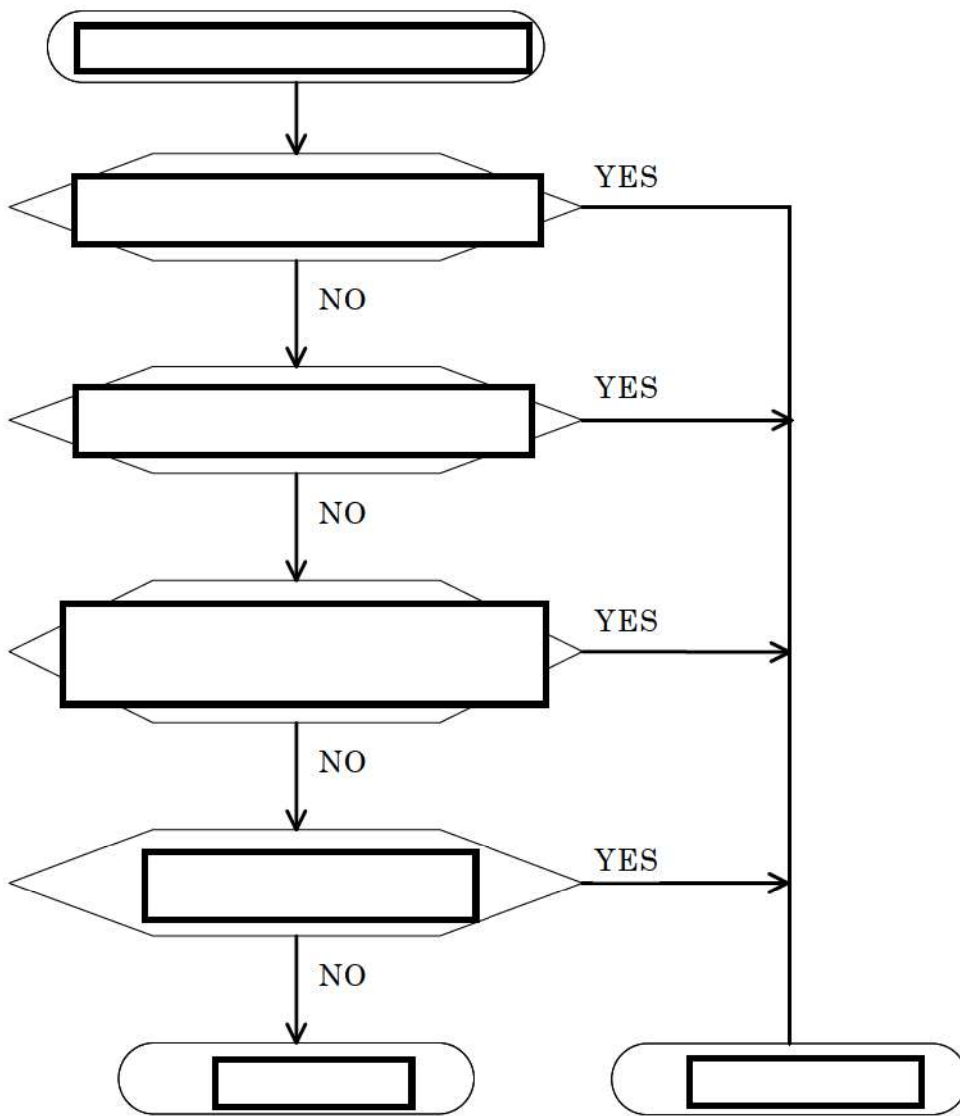
【成功基準】

手動停止	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	—
ループ	SG 2/3
その他	—
使命時間	24hr
成功シーケンス	○

(注) ○：必要

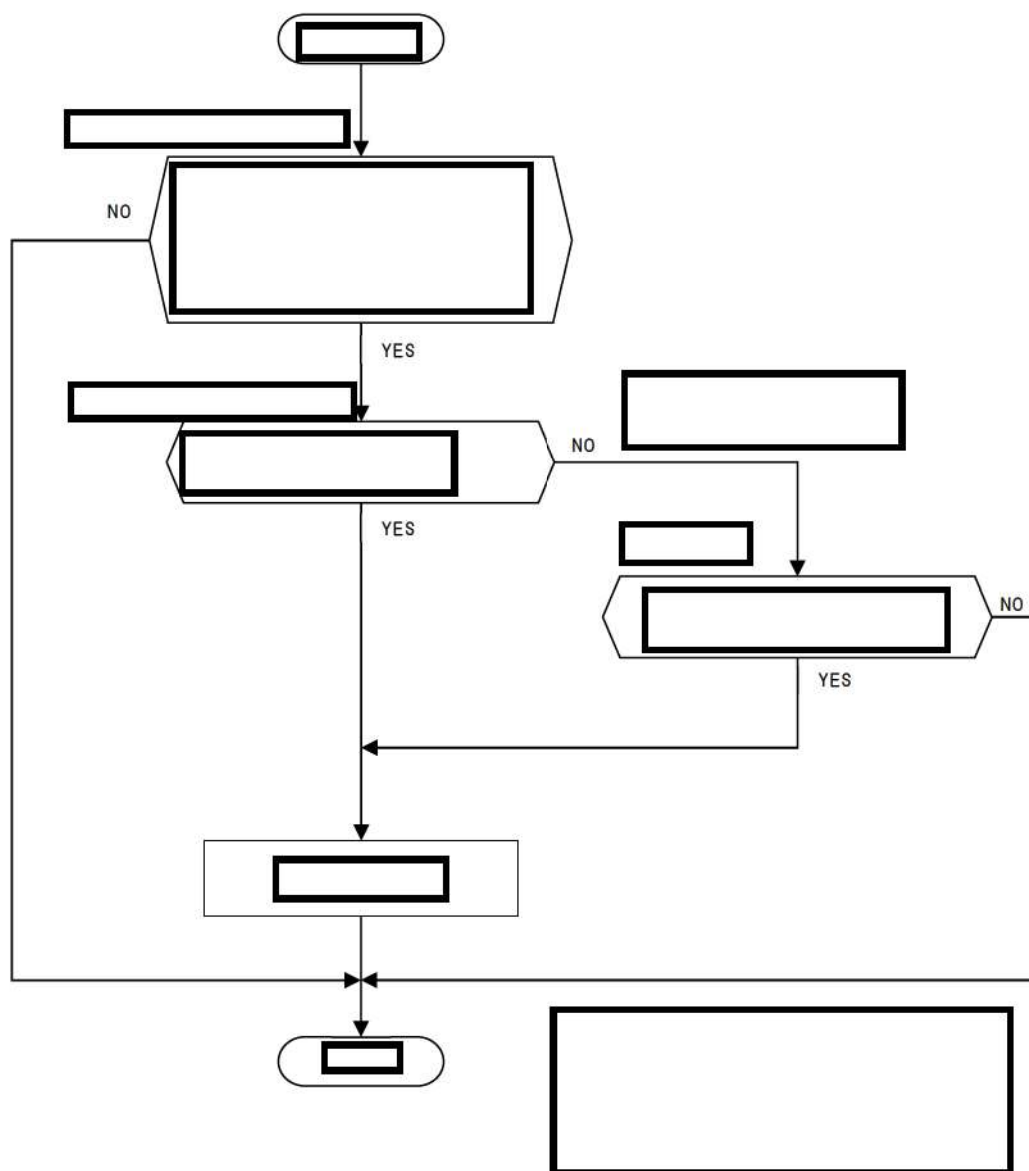
×：失敗を想定

—：不作動又は不要



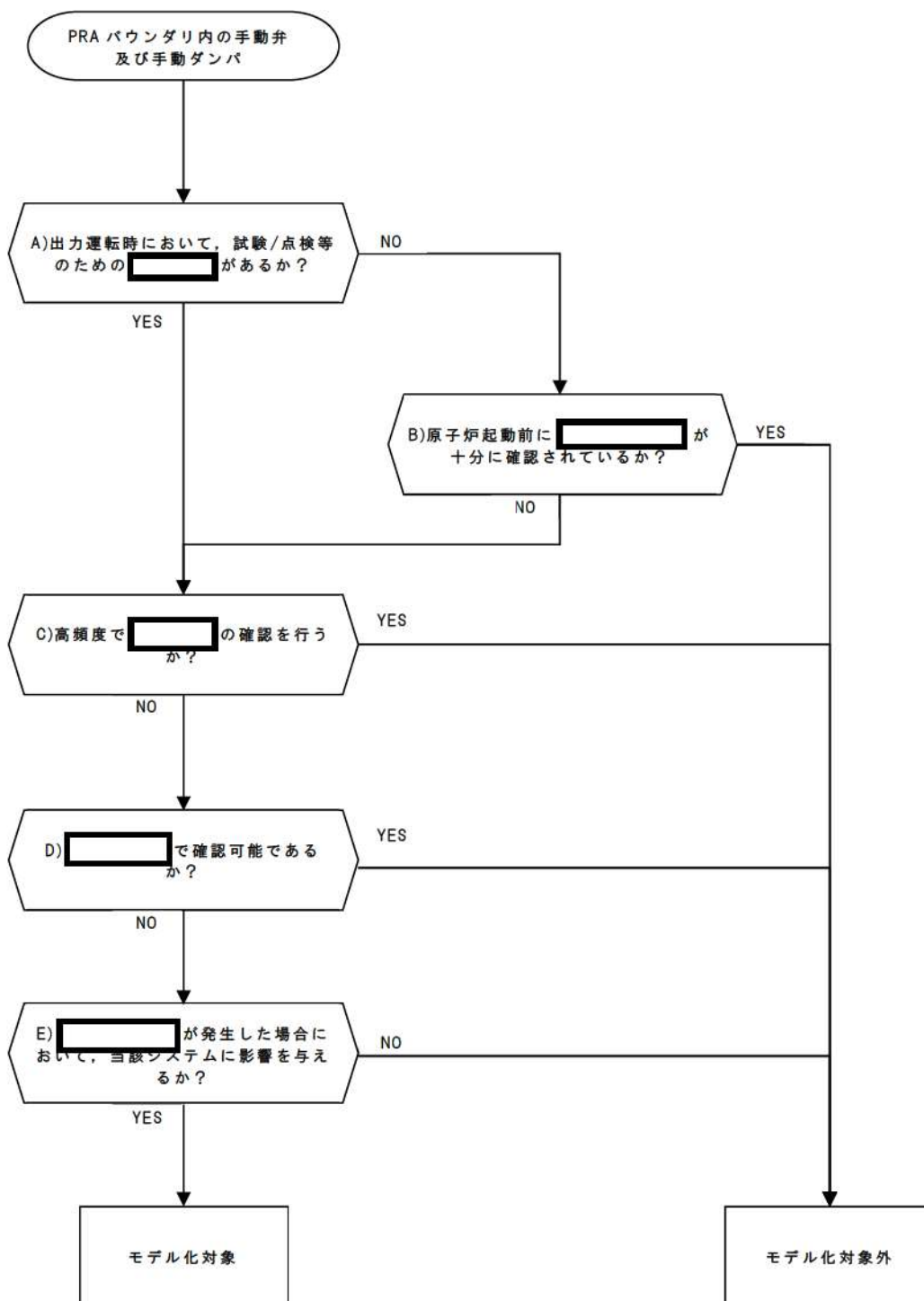
第 3.1.1.e-1 図 故障モードのスクリーニング手順

枠組みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



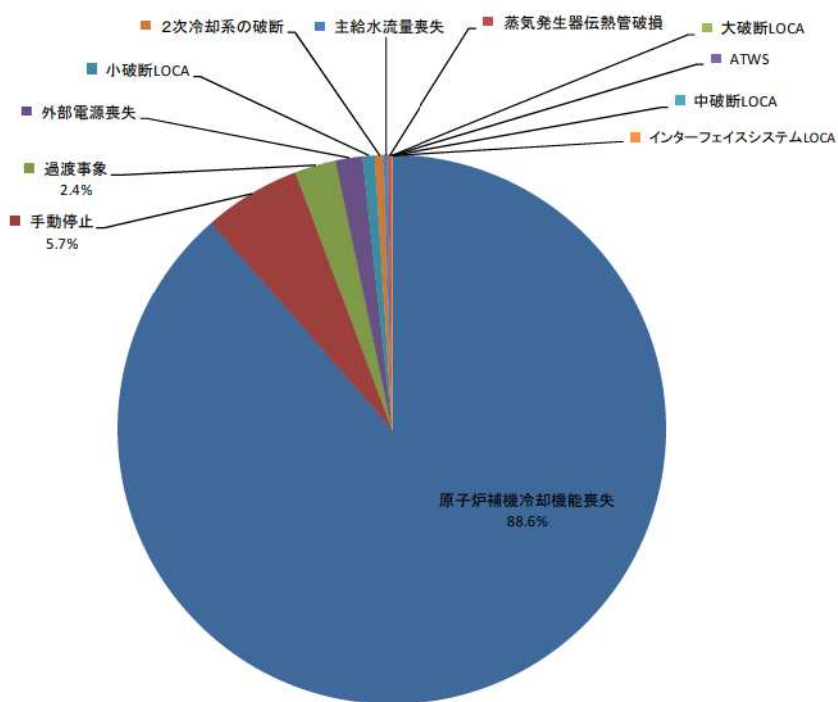
第 3.1.1. f-1 図 共通要因故障同定のフロー

枠組みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

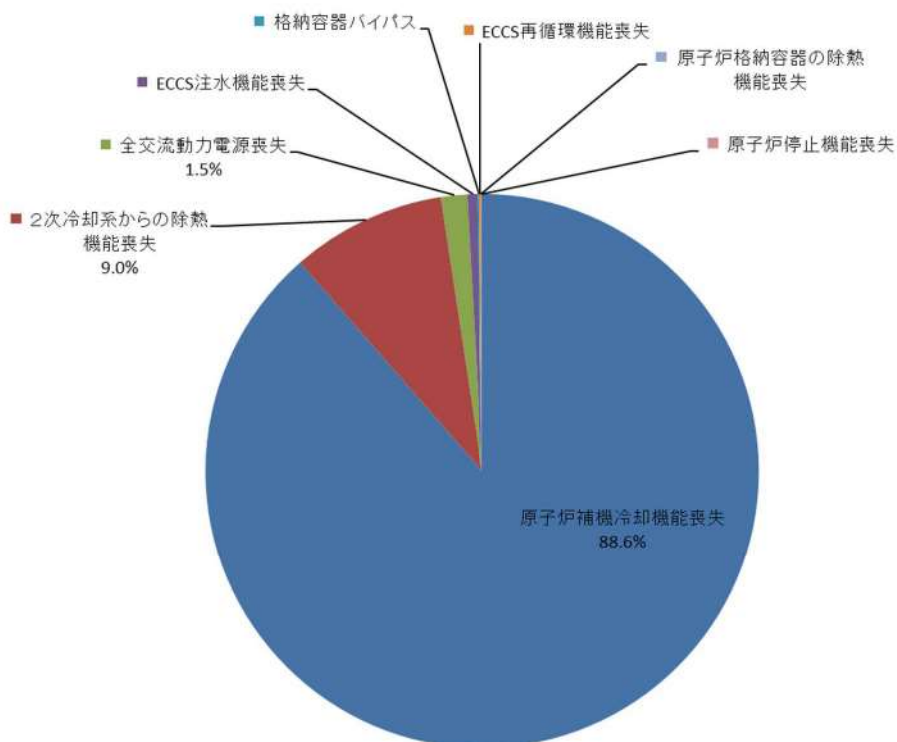


第 3.1.1. g-1 図 事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー

枠組みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

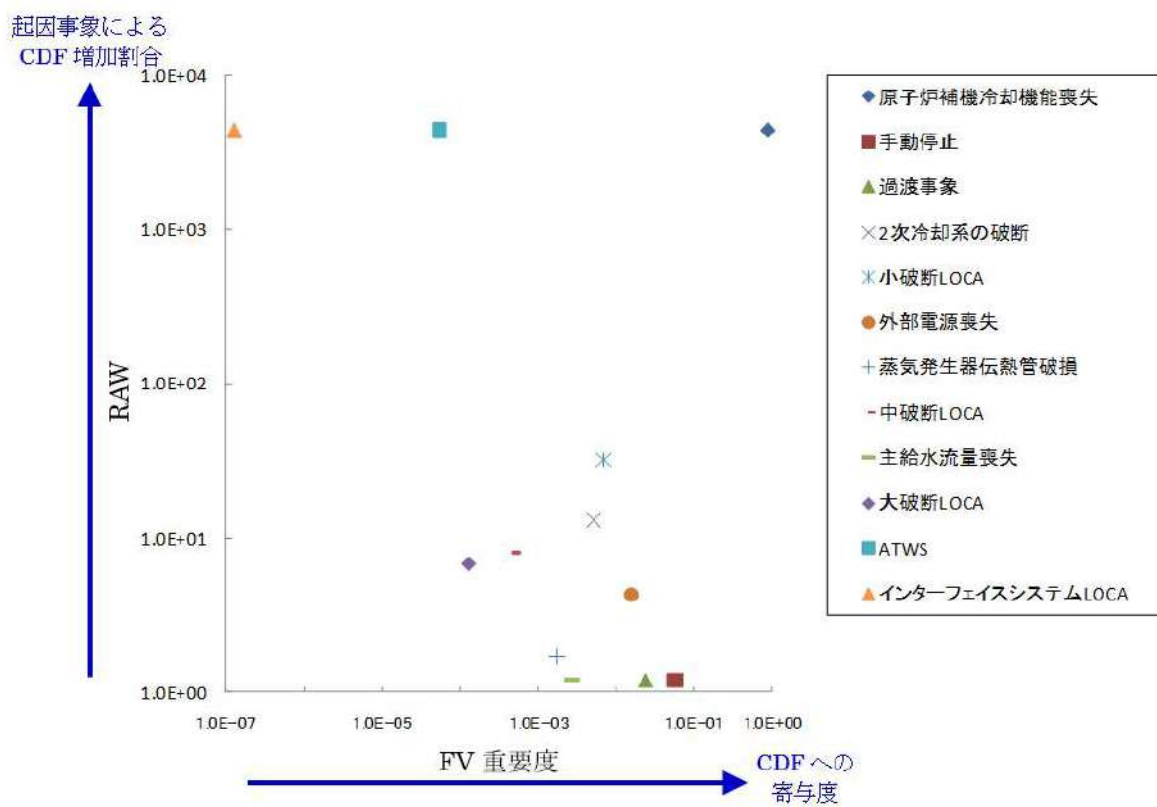


(起因事象別)

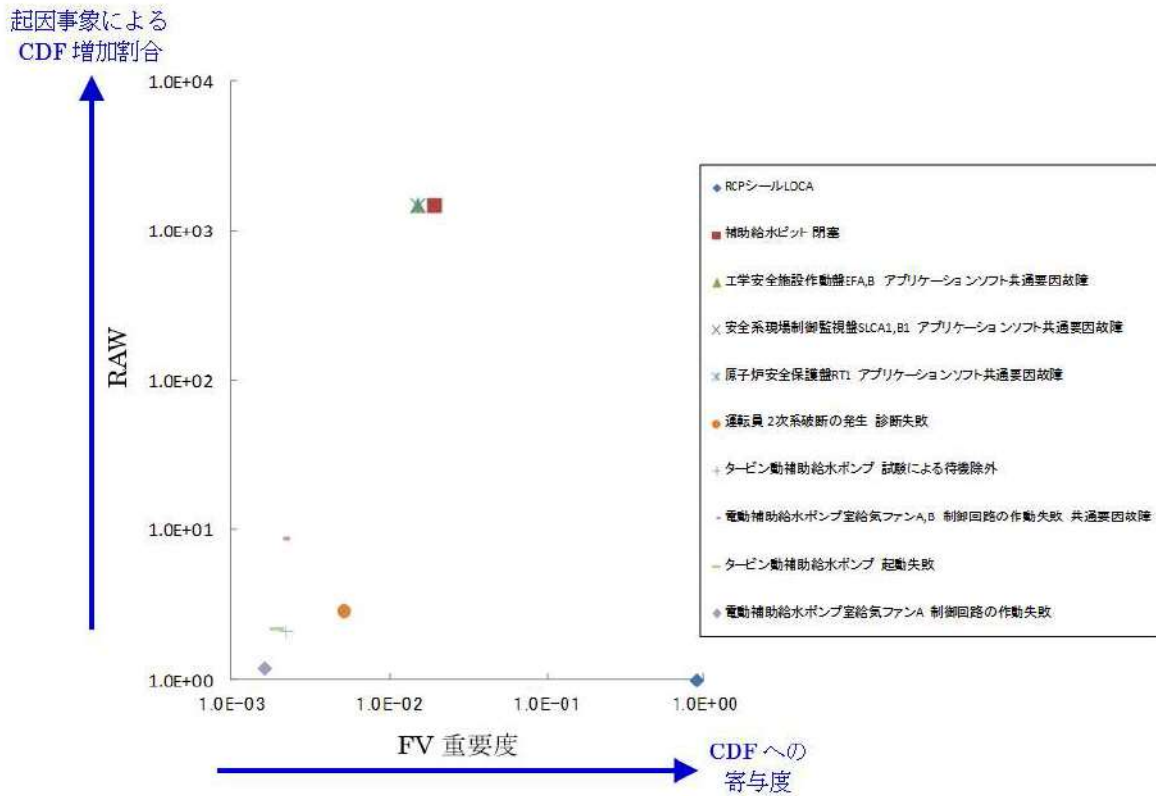


(事故シーケンスグループ別)

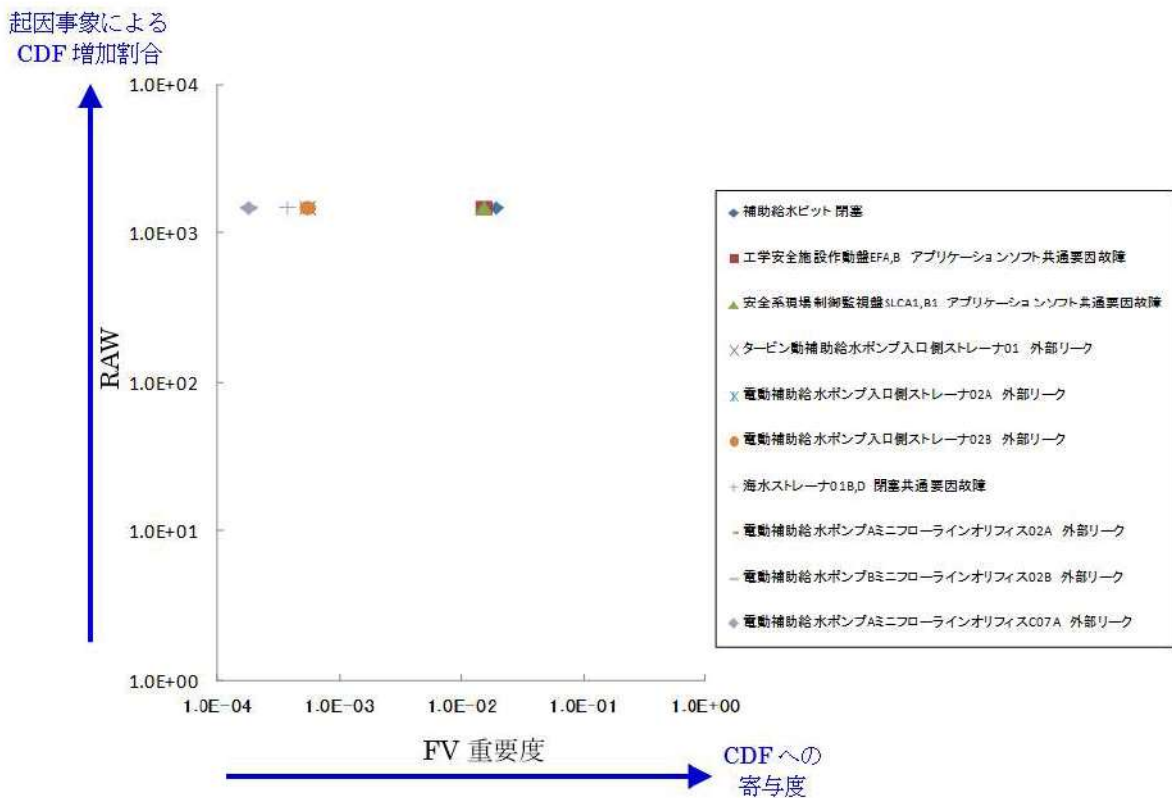
第 3.1.1. h-1 図 炉心損傷頻度への寄与割合



第 3. 1. 1. h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）



第 3. 1. 1. h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果 (FV 重要度上位基事象)



第 3. 1. 1. h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果 (RAW 上位基事象)