

価コードを用いた熱水力解析で確認する、又は、その他の方法により成功基準の妥当性を確認している場合はその旨を報告書に明記することが推奨される。

(対応方針)

大破断 LOCA の成功基準で参照している熱水力解析については、許認可時の安全解析を参照するとともに、当該事故シーケンスの CDF への影響を考慮して緩和設備の組合せを設定しているものであるが、次回 PRA 実施時には当該部分の判断根拠についての文書化内容を充実させる。

(3) 不確実さ解析における従属性の考慮

PRA モデル内にある同種・同類の基事象に対し、それらのパラメータ（故障率等）に関する知識が同じである状態（State-of-knowledge correlation：SOKC）を前提とする場合、モンテカルロ法における従属性の影響の有無を考慮し、CDF 及びその不確実さが過小評価とならないように、使用するパラメータの特性を把握しておくことが推奨される。

(対応方針)

SOKC における従属性の影響については、学会標準改訂の検討の場でも議論されているものとして認識しており、今後は、安全性向上評価の PRA 実施に際して使用するパラメータの特性を把握し、従属性を適切に考慮して不確実さ解析を実施する。

3.1.3 文書化における指摘事項／改善提案

今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は 34 件、改善提案は 45 件であり、モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。それらのうち多くは過去の評価時の資料に文書化されているものを引用したことで改めて文書化しなかった事例であるが、文書化については実施した PRA モデルの内容を説明する上で重要な要素であり、引用文献の該当箇所を掲載しておくことが PRA の品質上望ましいと考えられることから、今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。

<文書化における指摘事項>

機器カテゴリーの分類に関して、別冊に各機器の分類カテゴリーに関する記載があるが、カテゴリ実施の有無、考え方について本文中に記載する必要がある。（地震レベル 1 PRA）

<文書化における改善提案>

物理化学現象に関する分岐確率の設定根拠の説明において、工学的判断、文献に基づく設定、過去の知見の使い分けがわかりづらい。設定根拠の説明は重要な部分であり、説明性向上のためにも適切に整理して記載するのが望ましい。（内部

事象レベル 1.5PRA)

3.1.4 良好事例

今回のピアレビューで挙げられた良好事例は 31 件であり、システム解析及び文書化に関する事例が多かった。主な良好事例は以下のとおりであり、今回良好事例として挙げられた項目については、今後も引き続き継続実施していくとともに、更なる品質向上に努めていく。

<主な良好事例>

(1) システム信頼性解析

今回実施した PRA では、主な信号系（S 信号、BO 信号等）について代表的な信号系でモデル化するのではなく、各信号系をフォールトツリーで詳細にモデル化していることは、品質管理上好ましく良好事例である。（内部事象レベル 1 PRA）

(2) 文書化

シビアアクシデント時に考えられる事故進展，負荷の種類，負荷に対する知見及びそれらの根拠となった実験研究が簡潔にまとめられている。（内部事象レベル 1.5PRA）

また，学会標準で要求されていない人的過誤リストを作成している。（内部事象レベル 1 PRA）

3.2 海外レビューからのコメント

海外レビューからは、主に米国で実施されている PRA と日本で実施されている PRA との相違点を踏まえたコメント及び留意事項が示された。海外レビューから示されたコメントは 27 件であり、主に起因事象発生頻度に関するコメントが多く示された。今回実施した PRA は学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが、海外での PRA 実施状況についても適宜参考にし、より品質の高い PRA の実施に向けて今後の対応を検討していく（第 2 表参照）。

<主なコメント>

(1) 泊 3 号炉の IS-LOCA の発生頻度 ($3.0\text{E-}11/\text{炉年}$) は、設計が同類の米国プラントの発生頻度 ($1\text{E-}06/\text{年}$) よりも非常に小さかった。設計が同類の米国プラントにおいて用いられた計算とデータの見直しを行うことを推奨する。同時に IS-LOCA の発生頻度の計算方法の違いをレビューすることを推奨する。

(対応方針)

国内レビューからも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。

- (2) 原子炉補機冷却水システムのシステム設計は個別プラントによって異なることから、原子炉補機冷却機能喪失の起因事象発生頻度の評価はプラントごとに決められるべきである。フォールトツリーモデルを使うことにより計算すべきであることを推奨する。

(対応方針)

国内レビューアからも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。

- (3) 泊 3 号炉の小破断 LOCA の発生頻度 ($2.2\text{E-}04/\text{炉年}$) が NUREG-1829 で報告されている発生頻度 ($1.5\text{E-}03/\text{年}$) より非常に低いことに注意する必要がある。

(対応方針)

LOCA 事象に関しては現時点でシステム信頼性解析のように精緻に評価する手法がなく、発生実績を 0.5 件と仮定して発生頻度を評価しているが、安全性向上評価の PRA を目途に海外での様々な起因事象発生頻度の評価手法について調査を実施する。

- (4) 起因事象の選定に当たっては米国 PWR の PRA, NUREG/CR-6928, NUREG-1829 等に含まれる起因事象を参考に検討することが挙げられる。泊 3 号炉への適用性の観点等から除外する場合はその理由を記載すべきである。

(対応方針)

本評価では、同型の先行プラントで対象とされている起因事象を参考に起因事象の選定を実施しているものであるが、海外における最新状況も参考に起因事象の選定をするため、安全性向上評価の PRA の実施に際して調査を実施し選定した起因事象の妥当性を確認する。なお、例示された文献で記載されている起因事象は、現在選定している事象で代表できるか、対象プラントに適用されない事象と考えている。

- (5) 交流電源の喪失につながる、開閉器室の空調システムの喪失が含まれていない。

この起因事象を排除した根拠（例えば、部屋の加熱の計算）を示す必要がある。

(対応方針)

空調システムが喪失した場合に、部屋の温度が上昇し各機器が機能喪失する可能性については時間余裕の観点から低いものと考えているが、今回、対象外とした理由を文書化していないため、次回 PRA 時には文書化を実施する。なお、空調システムの喪失による緩和設備の機能喪失については室温評価を実施の上、フォールトツリー上でサポート系喪失として考慮している。

- (6) 地震、津波 PRA において、内部事象 PRA で使用された運転員操作の HEP が使用されているが、地震や津波による影響が考慮されなければならない。

(対応方針)

本評価で期待している運転員操作はすべて中央制御室からの操作が可能であり、また複雑な操作が要求されないことから、内部事象 PRA で用いている人的過誤確率が適用できると判断している。今後実施する PRA において、現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤をモデル化する際には、地震や津波による影響を考慮する。

4. まとめ

泊 3 号炉の各 PRA を対象としたピアレビューの結果、国内レビューアからの指摘事項は無かったが、推奨事項や文書化に対する指摘事項等が複数示され、安全審査の中で議論となった IS-LOCA の発生頻度に対するコメントも示された。これらのコメントに対しては、PRA の更なる品質向上に資するものと考えられることから、評価手法の見直しを含めて検討する。さらに、海外レビューアから受けたコメントについても、日米間の評価手法の違いがあるものの、反映することで、より品質の高い PRA となりえる場合もあると考えられることから、コメントの内容を踏まえつつ、今後の対応を検討していく。

第2表 海外レビューアの主なコメント及び対応方針（1／2）

分類	No.	コメント内容	対応方針
運転時 レベル1	1	【システム故障の起回事象の発生頻度評価】 原子炉補機冷却系の設計はプラントによって異なることから、原子炉補機冷却機能喪失のようなシステム故障の起回事象の発生頻度の定量化の方法は、プラント固有であるべきである。PWRのプラントグループの運転実績を用いる代わりに、フォールトツリーモデルの手法を用いて原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度を計算することを推奨する。	原子炉補機冷却機能喪失事象は日本及び米国で発生実績がないことから0.5件を想定して発生頻度を評価している。 起回事象発生頻度の評価手法については、今後、国内外の動向調査を踏まえ、評価方法の見直しを検討する。また、従来通りの0.5件を想定した場合とフォールトツリーを用いた場合の頻度を比較し、適切な方法を選択する。
	2	【LOCAの起回事象発生頻度評価】 当該プラントの小破断LOCAの発生頻度がNUREG-1829で報告されている、小破断LOCAの発生頻度（約1.5E-03/年）より非常に低いことに注意する。NUREG-1829の報告書にある小破断LOCAの発生頻度を推定するのに使用したデータベース中の、どんな小破断LOCA事象に対しても、NUREG-1829によってレビューすることを推奨する。	NUREG/CR-6928では、小破断LOCAの発生頻度が6.0E-04/年として報告されている。本評価で用いた小破断LOCAの頻度は2.2E-04/年であり、同程度と判断している。 LOCA事象は発生実績がないことから、0.5件の発生を想定して発生頻度を評価している。起回事象発生頻度については今後の国内外の動向調査を踏まえて検討する。
	3	【人間信頼性解析】 米国のプラントで使用された人間信頼性解析の方法に関してレビューアと次の議論を交わした。PRAのシナリオ展開におけるプラントの運転員から（聞き取り調査を通じて）得られた情報と、（手順書、表示/警報、経験や訓練等によって）モデル化された運転員の反応の有効性が重要であることを指摘した。これは推定されたヒューマンエラーの確率における整合性とプラントの運転歴と経験との整合性を確保する。	今回のPRAにおける人間信頼性解析では、プラントの運転員からの聞き取り調査は実施していない。 人間信頼性解析の評価手法については、今後、国内外の動向調査を踏まえ、プラント運転員の情報等をより適切に反映した評価方法への見直しを検討する。
停止時 レベル1	4	感度解析は、PRAモデルにおける不確実性（系統の成功基準、事故シナリオの不確実性等）に対処するために実施する。 停止時PRAの各技術的要素について不確実性要因を特性するための体系的なプロセスが必要である。そうすることで、それらの不確実性要因の影響を評価するための感度解析を実施することができる。 NUREG-1855には、PRAに関する不確実性の取り扱いに関するガイドラインが示されている。	今回のPRAの感度解析では、PRAの結果に重要な影響を与えるモデルの不確実性要因として、全炉心損傷頻度に対する寄与の大きさに着目して選定し、感度解析の条件を設定しており、不確実性要因を特性するための体系的なプロセスは踏んでいない。 本コメントでの指摘を踏まえ、安全性向上評価実施時に、停止時PRAの各技術的要素についての不確実性要因を特定し、必要に応じて特定した不確実性要因に対する感度解析を実施する。

第2表 海外レビューアの主なコメント及び対応方針（2／2）

分類	No.	コメント内容	対応方針
地震 レベル1	5	内的事象の事故シケンスモデルが地震事象のリスク影響を評価するのに使われていたもので、内的事象の事故シケンスモデルで使われた、運転員の操作の HEP における地震事象の影響が、考慮されなければならぬ。いくつかの場合/シナリオにおいて、内的事象の事故シケンスモデルにおいてモデル化された運転員の操作は、地震事象では信頼できない。	本評価で期待している運転員操作は、すべてで中央制御室からの操作が可能であること、複雑な操作が要求されないことから、内的事象 PRA で用いている人的過誤確率が適用できると判断している。現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤を PRA でモデル化するには、外的事象による人的過誤を検討する。
	6	コメントの中には、報告書は津波による8つのタイプの影響のうち、3つしか取り上げていないというものがあつた。津波の影響はすべて考慮しなければならぬので、他の影響を排除/選別したことの正当性を示さなければならない。	損傷・機能喪失要因のうち、フラジリティ評価対象とする要因が明確になるように報告書に記載する。 それぞれの損傷・機能喪失要因を考慮した場合でも、津波シナリオの検討に高さのみを考慮すればよいことを記載する。
津波 レベル1	7	内的事象の事故シケンスモデルがブランチの津波事象のリスク影響を評価するのに使われていたもので、内的事象の事故シケンスモデルで使われた、運転員の操作の HEP における津波事象の影響が、考慮されなければならぬことに注意する。いくつかの場合/シナリオにおいて、内的事象の事故シケンスモデルにおいてモデル化された運転員の操作は、津波事象では信頼できない。	本評価で期待している運転員操作は、中央制御室からの操作が可能であること、複雑な操作が要求されないこと、事象発生前に警報等で運転員が津波の襲来に備えることが可能であるから、内的事象 PRA で用いている人的過誤確率が適用できると判断している。現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤を PRA でモデル化するには、外的事象による人的過誤を検討する。
	8	すべての破損カテゴリーに対する判定基準を設定することを推奨する。	抽出した負荷について、すべての破損カテゴリーに対して判断基準を設定し、記載する。
運転時 レベル 1.5	9	緩和システムにおける依存性にマトリックス表を使うことを推奨する。	ヘディングの従属性の表をマトリックス形式として成功に従属/失敗に従属の区別をつけた表とする。

「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
(はじめに) 本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備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条に基づき、原子炉設置（変更）許可申請者が、確率論的リスク評価（以下、「PRA」という。）に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明することでもできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。 1. 新規制基準適合性の審査において提示すべきPRAの実施内容に係る資料について 新規制基準では、「解釈第3章第37条（重大事故等の拡大の防止等）「1-1(a)及び(b)」、「2-1(a)及び(b)」及び「4-1(a)及び(b)」における事故シナシグループ等の抽出においてPRAを活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置（変更）許可申請者においては、審査の過程において事故シナシグループ等の抽出におけるPRAの実施状況を説明する必要がある。本解釈における(b)には、「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており、外部事象に関しては、PRAの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明（適切性の説明を含む）、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。 そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるPRAの実施内容を踏まえて、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施したPRAの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。 2. PRAの評価対象 今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基にPRAを実施するものであり、PRAの前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があること（例：下図の(B)までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。）。	「別添 泊発電所3号炉 確率論的リスク評価(PRA)について」における対応状況を以下に示し、その対応箇所の項目を()で記載する。 従来から定期安全レビュー(PSR)等の機会に内部事象レベル1 PRA(出力運転時、停止時)、レベル1.5 PRAの評価を実施してきており、これらのPRA手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試験等の実績を有する地震レベル1 PRA及び津波レベル1 PRAを適用対象とし、建屋、構築物、大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シナシグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(2. 事故シナシグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法) なお、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から分析を実施した。(事故シナシグループ及び重要事故シナシグループ等の選定について 別紙1 有効性評価の事故シナシグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について) 今回実施するPRAの目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シナシグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象としてPRAモデルを構築した。 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する。(2. 事故シナシグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)

「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
3. レベル1 PRA 3. 1 内部事象 a. 対象プラント ①対象とするプラントの説明 ● 設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ②停止時のプラント状態の推移（停止時 PRA のみ） ③プラント状態分類（停止時 PRA のみ） ● プラント状態分類の考え方 ● プラント状態の分類結果 b. 起回事象 ①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度 ● 起回事象リスト、説明及び発生頻度 ● 起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起回事象と、対象外とした理由 c. 成功基準 ①成功基準の一覧表 ● 炉心損傷の定義 ● 起回事象ごとの成功基準の一覧表 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間	①PRAの中で考慮する設備をプラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。 (3.1.1.a. 対象プラント) ②停止時 PRA で記載 ③停止時 PRA で記載 ① ● 通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.1.b. 起回事象 ① (1) 起回事象の選定) ● PRA で考慮する起回事象を国内外の評価事例を基に選定し、主にプラントの運転経験から得られた起回事象の発生件数と運転実績から発生頻度を求めた。グループ化に当たっては、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類した。(3.1.1.b. 起回事象① (4) 起回事象の発生頻度評価、(3) 起回事象のグループ化) ● 発生の可能性が極めて低いか、又は発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は除外した。(3.1.1.b. 起回事象① (2) 同定した起回事象の除外) ① ● 炉心損傷の定義をシナリオ（一般、CV 内除熱シナリオ時、Non-LOCA 時）ごとに整理し、成功基準を決定した。(3.1.1.c. 成功基準 ① (1) 炉心損傷判定条件) ● 成功基準の一覧表は起回事象ごとに整理した。(3.1.1.c. 成功基準 ① (2) 起回事象ごとの成功基準) ● 運転員操作を必要とする設備の余裕時間について評価、設定した。また、使命時間については喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待でき、当該事故シナリオに至る確率も小さいと判断し、一律 24 時間と設定した。 (3.1.1.c. 成功基準① (3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間)

「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
● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性	● 成功基準解析については過去に実施した解析結果を参照した。使用した解析コードについては、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ことを確認した。 (3.1.1.c. 成功基準① (4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性)
d. 事故シーケンス ① イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定	① 各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーとして展開した。 イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。 ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 (3.1.1.d. 事故シーケンス)
e. システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、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 ② システム信頼性評価手法 ③ システム信頼性評価の結果 ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカセット (FTを用いた場合) ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠	① 評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、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。 (3.1.1.e. システム信頼性 ① 評価対象としたシステムとその説明) ② 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、信頼性を評価した。 (3.1.1.e. システム信頼性② システム信頼性評価手法) ③ システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカセットの評価も実施した。 (3.1.1.e. システム信頼性③ システム信頼性評価の結果) ④ 1次冷却材ポンプシール LOCA 発生確率についてシステム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており、その根拠を明確にした。 (3.1.1.e. システム信頼性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)
f. 信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式	① 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、試験又は保守作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。 (3.1.1.f. 信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式)

「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
②機器故障率パラメータの一覧 ● 機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ● 機器故障率パラメータの不確実さ幅 ③機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率 ④待機除外確率 ⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ	②機器故障率パラメータについては原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIAに従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。 (3.1.1.f. 信頼性パラメータ ② 機器故障率パラメータの一覧) ③本評価では故障した機器の使用時間中の復旧は考慮していない。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ③ 機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率) ④待機除外確率は試験又は保守作業による待機除外を考慮しており、ともに供用可能時間と供用不能時間から確率を算出した。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ④ 待機除外確率) ⑤共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。 (3.1.1.f. 信頼性パラメータ ⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)
g. 人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 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 ● 人的過誤評価結果 ● 人的過誤評価用いた主要な仮定	①人的過誤では THERP 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧忘れ、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤確率を評価した。人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表として整理した。なお、発電所の運用を人的過誤評価の主要な仮定に反映した。 (3.1.1.g. 人的過誤)
h. 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ②炉心損傷頻度 ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオの分析 ③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	①フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrumPSA を用いてイベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 (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) ②全炉心損傷頻度、起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1 PRA では不要であるが、レベル1.5PRAを実施するために算出した。(レベル1.5PRA 資料に記載) (3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ② 炉心損傷頻度) ③炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、PRA 結果の活用目的である事故シナリオグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析)

「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
3. レベル1 PRA 3.1 内部事象（停止時） a. 対象プラント ①対象とするプラントの説明 ●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ②停止時のプラント状態の推移（停止時 PRA のみ） ③プラント状態分類（停止時 PRA のみ） ●プラント状態分類の考え方 ●プラント状態の分類結果	①PRAの中で考慮する設備をプラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ①対象とするプラントの説明) ②停止時のプラント状態の推移を図に整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ②停止時のプラント状態の推移) ③原子炉冷却材のインベントリ（水位）、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況に応じた緩和設備の使用可能性、起回事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、評価対象期間を15のプラント状態分類（POS: Plant Operational State）に分類し、POS4, 5, 9, 10, 12 を評価対象とした。(3.1.2.a. 対象プラント ③プラント状態分類)
b. 起回事象 ①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度 ●起回事象リスト、説明及び発生頻度 ●起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ●対象外とした起回事象と、対象外とした理由	① ●通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.2.b. 起回事象 ①(1)起回事象の選定, (4)起回事象の発生頻度評価) ●PRAで考慮する起回事象をPOSごとに同定した。網羅的に同定するため以下の手法により体系的に分析・抽出した。 ・原子力施設運転管理年報等による国内プラントのトラブル事例のレビュー ・マスターロジックダイヤグラムに基づく分析 ・既往のPRA等による、国内外における起回事象に関する評価事例の分析 (3.1.2.b. 起回事象 ①(3)起回事象のグループ化, (4)起回事象の発生頻度評価) ●発生の可能性が極めて低いか又は発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は評価対象外とした。(3.1.2.b. 起回事象 ①(2)同定した起回事象の除外)
c. 成功基準 ①成功基準の一覧表 ●炉心損傷の定義 ●起回事象ごとの成功基準の一覧表 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間	① ●炉心損傷を有効燃料長頂部が露出した状態、又は、ほう素希釈時に未臨界を維持できない状態（未臨界維持機能喪失時）として定義した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(1) 損傷判定条件) ●注水機能及び除熱機能の観点から、成功基準の一覧表を起回事象ごとに整理した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(2)起回事象ごとの成功基準) ●運転員操作を必要とする設備の余裕時間について評価、設定した。また、使命時間については、事故後24時間まで安定冷却が可能であれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できると判断し、使命時間を24時間と設定した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(3) 対処

「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
● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合を使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 d. 事故シーケンス ①イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定	設備動作までの余裕時間及び使用時間) ● 成功基準設定のために熱水力解析を実施していない。(3.1.2.e. 成功基準 ①(4)熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性) ①各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーとして展開した。 イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。 ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 (3.1.2.d. 事故シーケンス)
e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、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 ②システム信頼性評価手法 ③システム信頼性評価の結果 ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカセット（FTを用いた場合） ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠	①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、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。(3.1.2.e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明) ②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、信頼性を評価した。(3.1.2.e. システム信頼性 ②システム信頼性評価手法) ③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカセットの評価も実施した。(3.1.2.e. システム信頼性 ③システム信頼性評価の結果) ④システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。(3.1.2.e. システム信頼性 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)
f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式 ②機器故障率パラメータの一覧 ● 機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 ③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率	①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率パラメータ、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があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式) ②機器故障率パラメータについては、原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIAに従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。 (3.1.2.f. 信頼性パラメータ ②機器故障率パラメータの一覧) ③本評価では故障した機器の使用時間中の復旧は考慮していない。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)

「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
④待機除外確率 ⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ	④定期事業者検査期間中には、出力運転中と異なり、検査・保守を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。この期間は定期事業者検査によって変わり得るが、本評価では保安規定で定める運転上の制限を考慮し、設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して、保守的に各Posに対する待機状態を設定した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ④待機除外確率) ⑤共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)
g. 人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 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 ● 人的過誤評価結果 ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定	①人的過誤では THERP 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起回事象発生前と起回事象発生後で分類し、さらに起回事象発生前は復旧忘れ、起回事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表として整理した。なお、発電所の運用を人的過誤評価の主要な仮定に反映した。(3.1.2.g. 人的過誤)
h. 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ②炉心損傷頻度 ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオの分析 ③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	①フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum@PSA を用いてイベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 (3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法) ②全炉心損傷頻度、起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1 PRA では不要なため、評価を省略した。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ②炉心損傷頻度) ③炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、PRA 結果の活用目的である事故シナリオスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.2.h. 炉心損傷頻度③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析)

「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
3. 2 外部事象（地震） a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明 ● 地震PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析 ● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 機器リストの作成結果	① 内部事象運転時レベル1 PRA において収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により地震レベル1 PRA に必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性を確認するために、泊発電所3号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。 ・耐震安全性の確認 ・二次的影響の確認 ・必要に応じた地震後のアクセス性の確認 (3. 2. 1. a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明) ② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起因事象を選定した。 ・格納容器パイパス ・大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA) ・原子炉建屋損傷 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉補助建屋損傷 ・電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 ・1 次系流路閉塞による2 次系除熱機能喪失 ・複数の信号系損傷 ・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失 ・大破断 LOCA ・中破断 LOCA ・小破断 LOCA (極小 LOCA を含む) ・2 次冷却系の破断 ・主給水流量喪失 ・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 地震レベル1 PRA の評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。 ・起因事象を引き起こす設備 ・起因事象を緩和する設備 (3. 2. 1. a. 対象プラントと事故シナリオ ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)

「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
b. 地震ハザード ①地震ハザード評価の方法 ● 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の説明 ②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 ● 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、各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	①日本原子力学会標準「原子力発電所に対する地震を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2015」（以下、「日本原子力学会（2015）」という。）の方法に基づき評価した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ①確率論的地震ハザード評価の方法） ②特定震源モデルについては、敷地から100km程度以内にある地質調査結果に基づく活断層並びに「【新編】日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層を対象とした。領域震源モデルについては、萩原（1991）及び垣見ほか（2003）の領域区分に基づき、最大地震規模は、各領域で発生した地震のうち活断層と関連づけることが困難な地震の最大地震規模に基づいて設定した。 地震動伝播モデルとしては、Noda et al.（2002）による距離減衰式を用いた。また、ロジックツリーにおいて内陸補正の有無及び観測記録補正の有無を考慮した。 ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動伝播モデルにおいて、確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす認識論的不確かさを選定した。ロジックツリーの各分岐の重みについて、日本原子力学会（2015）を踏まえ設定した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ②確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定） ③上記により平均ハザード曲線及びフラクタイル地震ハザード曲線を作成した。また、基準地震動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を比較した。 フラジリティ評価用地震動は、年超過確率 10^{-4} の一様ハザードスペクトルの形状に適合する模擬波とした。模擬波の経時特性は Noda et al.（2002）に基づき地震規模 $M=8.2$、等価震源距離 $X_{eq}=107\text{km}$ として設定した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ③確率論的地震ハザード評価結果）
c. 建屋・機器のフラジリティ 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】	①～⑥ 以下の手順でフラジリティ評価を実施した。 (1) 評価対象と損傷モードの設定 (2) 評価方法の選択 (3) 評価上の不確かさ、応答係数等の設定 (4) 現実的耐力の評価 (5) 現実的応答の評価 (6) フラジリティの評価

「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
⑤フラジリティ評価における応答情報 ● 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】 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果	建屋フラジリティは「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」、機器フラジリティは「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を評価方法として採用した。 建屋の評価は日本原子力学会標準「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下、「地震PSA学会標準」という。）に準拠した手法とし、確率論的応答解析を実施した。 また、各機器に対する耐震評価結果、加振試験結果、文献値等を基に、現実的耐力と現実的応答を評価してフラジリティを算出した。なお、構造強度に関する評価では、機器の損傷に支配的となる部位に着目して評価を行った。（3.2.1.c. 建屋・機器フラジリティ）
d. 事故シナケンス (1) 起因事象 ①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ● 地震により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ● グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由 ● 地震固有の事象とその取扱い ②階層イベントツリーとその説明 ● 起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明	(1) ①3.2.1.a.②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」にて選定した起因事象を対象とした。グループ化した起因事象及び対象外とした起因事象はない。 ● 格納容器パイパス ● 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA) ● 原子炉建屋損傷 ● 原子炉格納容器損傷 ● 原子炉補助建屋損傷 ● 電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 ● 1 次系流路閉塞による 2 次系除熱機能喪失 ● 複数の信号系損傷 ● 燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失 ● 大破断 LOCA、中破断 LOCA、小破断 LOCA ● 2 次冷却系の破断 ● 原子炉補機冷却機能喪失 ● 外部電源喪失 ● 主給水流量喪失 ● ATWS ②階層イベントツリーのヘディングは、各起因事象を発生時の影響の大きい順に配列し、先行するヘディングにあるすべての起因事象が発生しない場合は、主給水流量喪失が発生するものとした。 (3.2.1.d. 事故シナケンス①起因事象)

「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
(2) 成功基準 ①成功基準の一覧 ● 起因事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 (3) 事故シナケンス ①イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 (4) システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● システム図、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 ● B及びCクラス機器の取扱い ②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い ③システム信頼性評価結果 ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合） 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	(2) ①炉心損傷の定義、炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準並びに余裕時間は内部事象運転時レベル1 PRA と相違がない。ただし、同様の系統は完全相関を仮定しているため、事故緩和に必要な系統数は考慮していない。また、緩和手段のない起因事象については成功基準を設定していない。使命時間については内部事象運転時レベル1 PRA と同様に24時間とし、地震動で損傷した機器の復旧は期待していない。(3.2.1.d. 事故シナケンス②成功基準) (3) ①ヘディングは、地震に引き続き発生する、プラントの事故に至る起因事象、緩和機能に関わるシステム及び運転員操作と事故進展に影響する重要な設備状態を選定し、以下のイベントツリーを作成した。また、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、最終状態を事故シナケンスグループとして分類した。 ・ 起因事象階層イベントツリー ・ 過渡分類イベントツリー ・ フロントラインイベントツリー (3.2.1.d. 事故シナケンス③事故シナケンス) (4) ①3.2.1.a②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」で作成した建屋・機器リストに記載の設備をシステム信頼性の評価対象とした。起因事象を緩和する設備の詳細情報は内部事象レベル1 PRA と同じである。また、安全補機に関わる空調系及び空調用冷水系を除き耐震重要度B及びCクラスの設備には期待していない。 ②同様の系統及び機器については、系統間又は機器間で完全相関を仮定した。それ以外の系統間及び機器間の相関は完全独立を仮定した。 ③起因事象の原因となる設備及び起因事象を緩和する設備は、内部事象運転時レベル1 PRA におけるシステム信頼性評価の結果及び地震の影響を受ける可能性のある設備は、建屋・機器フラジリティ評価の結果も考慮して信頼性評価を実施した。ミニマルカットセットについては、FT に対しては算出していないが、事故シナケンスに対しては、評価結果に基づき主要なミニマルカットセットをまとめた。 ④地震 PRA では損傷した機器の復旧に期待しないため、原子炉補機冷却機能が喪失した場合、原子炉注水及び RCP サーマルバリアによる冷却機能が喪失することから、原子炉補機冷却機能喪失の RCP シール LOCA ヘディングの失敗確率を1.0とした。

「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
(5) 人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 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 ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 (6) 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ②炉心損傷頻度結果 ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 ③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	(3.2.1.d. 事故シナリオ④システム信頼性) (5) ①起因事象発生前の人的過誤は試験・保守作業後の復旧ミスであり、事象発生時の起因が地震であって変わることがないため、内部事象運転レベル1 PRA の検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤は地震発生後の対応操作に対する過誤であり、事象発生時の起因が地震であって変わることがないため、内部事象運転レベル1 PRA で対象とする人的過誤を考慮した。ただし、現場操作については、実施が困難である可能性があるため期待していない。 (3.2.1.d. 事故シナリオ⑤人的過誤) (6) ①フォールトツリー結合法によってミニマルカットセットを作成し、炉心損傷頻度を算出した。なお、評価地震動範囲は0.2G～1.5Gとした。 ②上述した手順でモデルを定量化し、全炉心損傷頻度並びに起因事象別、加速度区分別及び事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度を算出し、主要なミニマルカットセットと評価結果を分析した。 ③地震ハザード、フラジリティやランダム故障確率に含まれる不確実さが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため、不確実さ解析を行った。重要度解析では、FV 重要度による評価を行った。また、感度解析は、機器間の相関性に係る評価上の仮定、及び炉心損傷頻度に有意に影響のある機器のフラジリティに関して実施した。(3.2.1.d. 事故シナリオ⑥炉心損傷頻度)

「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
3. 2 外部事象（津波） a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明 ● 津波PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析 ● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果	①内部事象運転時レベル1 PRAにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により津波PRAに必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性を確認するため、泊発電所3号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。 ・ 津波影響 ・ 間接的被害の可能性 ・ 津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部） (3.2.2.a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明) ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起因事象を選定した。 ・ 外部電源喪失 ・ 原子炉補機冷却機能喪失 ・ 敷地及び建屋内浸水 また、津波PRAの評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。 ・ 起因事象を引き起こす設備 ・ 津波防護施設／浸水防止設備 ・ 起因事象を緩和する設備 (3.2.2.a. 対象プラントと事故シナリオ ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)
b. 津波ハザード ①津波ハザード評価の方法 ● 新規制基準（津波）にて策定された基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明	①基準津波の超過確率の算出に用いた基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価は、日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下、「津波PRA学会標準」という。）、公益社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価小委員会「原子力発電所の津波評価技術 2016」、社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会「確率論的津波ハザード解析の方法（2011）」、2011年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえて実施した。(3.2.2.b. 確率論的津波ハザード ①評価方針)

「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
②津波ハザード評価に当たった際の主要な仮定 ● 津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実要素の分析結果の説明 ● 不確実要素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津波ハザード評価結果 ● 作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各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 ● 津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明	③津波発生モデルは、泊発電所の敷地に影響を及ぼす可能性のある以下の津波の波源域を検討対象とした。 ・日本海東縁部に想定される地震に伴う津波 ・海城活断層に想定される地震に伴う津波 ・領域震源（背景的地震）に伴う津波 上述した各津波発生モデルに対して、不確実要素分析を行い、それに基づきロジックツリーを作成した。 分岐の重みの設定に当たっては、土木学会（2011）及び土木学会（2016）の分岐を流用するものについては、土木学会（2011）によるアンケート結果を踏まえた重みを用いた。新たに追加した分岐や土木学会（2011）及び土木学会（2016）の分岐から修正した分岐の重みについては、関連する情報を収集のうえ、土木学会（2016）に基づき設定した。 なお、領域震源に伴う津波については、敷地周辺の主な海城活断層との比較を実施し、地震規模の観点から詳細検討の対象外とした。 （3.2.2.b. 確率論的津波ハザード ①確率論的津波ハザード評価方針、②確率論的津波ハザード評価に当たった際の主要な仮定） ③ロジックツリーを基に津波ハザード解析を行い、ハザード曲線として取りまとめた。基準津波の防潮堤前面位置における最高水位の年超過確率は10-5～10-7程度である。 フラジリティ評価用津波水位変動は、検討対象とする津波水位（＝年超過確率）に最も寄与度が高い津波波源の断層モデルのすべり量を調整して作成した。（3.2.2.b. 確率論的津波ハザード ③確率論的津波ハザード評価結果）
c. 建屋・機器のフラジリティ 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（不確実さの設定、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】 ⑤フラジリティ評価における応答情報 ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準津波による被力等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】 ● 基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 ⑥建屋・機器のフラジリティ評価結果	①～⑥ 3.2.2.a. ②で作成した建屋・機器リストに記載の設備に対して津波による損傷モードを検討した結果、フラジリティは以下のように評価された。フラジリティ曲線はステップ状を仮定し、不確実さは考慮していない。 ・主変圧器 ⇒敷地内浸水深が主変圧器の基礎高さを越えた場合に機能喪失 ・原子炉補機冷却海水ポンプ ⇒循環水ポンプ建屋内浸水に伴う没水により機能喪失 ・起因事象を緩和する設備（建屋内） ⇒建屋内浸水により機能喪失 （3.2.2.c. 建屋・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの決定、②フラジリティの検討結果について）

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
d. 事故シーケンス (1) 起因事象 ①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度 ●津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ●グルーピング化している場合にはグルーピング化の考え方、発生頻度の評価方法 ●対象外とした起因事象と、対象外とした理由 ●津波固有の事象とその取扱い ②階層イベントツリーとその説明 ●起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 (2) 成功基準 ①成功基準の一覧 ●起因事象ごとの成功基準 ●炉心損傷の定義 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 (3) 事故シーケンス ①イベントツリー ●イベントツリー図 ●ヘディング、事故進展及び最終状態 ●イベントツリー作成上の主要な仮定 (4) システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●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 ●B及びCクラス機器の取扱い ②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い ③システム信頼性評価結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合） ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠	(1) ①津波による事故シナリオ及び津波フラジリティ検討結果に基づき、津波高さごとに発生する起因事象及び津波シナリオを以下のとおり明確化した。 ・津波分類A（津波高さ T.P.19.0m～） 津波高さ T.P.19.0mを超えた場合、敷地内浸水が開始する。敷地及び原子炉建屋又は原子炉補助建屋内への浸水によって複数の緩和設備が機能喪失して炉心損傷に至る津波特有の起因事象「敷地及び建屋内浸水」が発生するものとする。 ②本評価では「敷地及び建屋内浸水」のみを起因事象と想定したため、起因事象階層化は必要ない。 (3.2.2.d. 事故シーケンス ①起因事象、②起因事象発生頻度) (2) ①本評価で考慮している設備の範囲（設計基準事故対処施設（操作も含む）は考慮するが、AM策には期待しない）では、津波によって発生する「敷地及び建屋内浸水」を緩和させる有効な緩和設備がなくイベントツリーを展開できないため、緩和設備の機能及び系統数に關する成功基準は設定していない。(3.2.2.d. 事故シーケンス ③成功基準) (3) ①本評価では、津波高さ T.P.19.0m 以下では、起因事象を引き起こす設備、津波防護施設／浸水防止設備及び起因事象を緩和する設備に影響はないことから、原子炉建屋及び原子炉補助建屋への浸水状態を考慮してイベントツリーを作成し、敷地及び原子炉建屋又は原子炉補助建屋内への浸水が発生した場合は複数の安全機能が喪失し、炉心損傷に至ると想定した。(3.2.2.d. 事故シーケンス ④事故シーケンス) (4) ①、②、③、④ 本評価では起因事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。(3.2.2.d. 事故シーケンス ⑤システム信頼性)

「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
(5) 人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 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 ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 (6) 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ②炉心損傷頻度結果 ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ● 津波高さと炉心損傷頻度の関係とその分析 ③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	(5) ①津波発生後の高ストレスによる人的過誤が考えられるが、本評価では起回事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、人的過誤を考慮していない。(3.2.2.d, 事故シナリオ ケース ⑥人的過誤) (6) ①イベントツリーを用いて、炉心損傷頻度を評価した。 ②炉心損傷頻度を 1.4×10^{-7} (／炉年) と評価した。防潮堤を越える津波による浸水が、原子炉建屋又は原子炉補助建屋のカーブ高さを越えた場合、建屋内への津波の流入により、大量浸水が発生し、複数の安全機能が喪失して炉心損傷に至る「複数の安全機能喪失」が100%となる。 ③本津波 PRA では、建屋内浸水が発生する津波高さ以上 (T.P.19.0m～) では緩和手段が無くなり必ず炉心損傷に至るため、重要度解析を実施しても有益な結果が得られない。このため、内部事象 PRA や地震 PRA のように重要度評価は実施していない。 本評価では、津波高さ T.P.19.0m を越える津波では、敷地内浸水深が原子炉建屋又は原子炉補助建屋のカーブ高さを越えた場合に建屋内への大量浸水が発生して必ず炉心損傷に至る。したがって、全炉心損傷頻度の平均値及び不確実さ幅は T.P.19.0m における確率的津波ハザードの平均値及び不確実さ幅と等しくなる。 感度解析として、引き波発生後において、炉心損傷に至るシナリオを検討した。引き波による炉心損傷頻度は、押し波による炉心損傷頻度と同程度の結果となった。 (3.2.2.d, 事故シナリオ ケース ⑦炉心損傷頻度)

「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
4. レベル1.5PRA 4.1 内部事象 a. プラントの構成、特性 ①対象プラントに関する説明 機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びびデブリの移動経路などを整理した。(4.1.1.a. プラントの構成・特性)	①対象プラントの機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びびデブリの移動経路などを整理した。(4.1.1.a. プラントの構成・特性)
b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ①プラント損傷状態の一覧 ● 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の結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合） ②プラント損傷状態ごとの発生頻度 プラント損傷状態ごとの発生頻度	①内部事象運転時レベル1 PRA で得られた炉心損傷状態に至るすべての事故シナリオを事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類し、一覧表で示した。なお、レベル1.5PRA では炉心損傷時の格納容器内事故進展を把握するため、レベル1 PRA のイベントツリーの炉心損傷シナリオを一部細分化した。(4.1.1.b. ①プラント損傷状態の一覧) ②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。(4.1.1.b. ②プラント損傷状態ごとの発生頻度)
c. 格納容器破損モード ①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ● 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	①事故進展図により、事象進展フェーズと格納容器への負荷の種類による分類の考え方を示し、その分類に応じた格納容器破損モードの一覧において各破損モードに関する説明をまとめた。(4.1.1.c. 格納容器破損モード)
d. 事故シナリオ ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ● 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 ②格納容器イベントツリー ● 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、運転員操作（レベル1との整合性を含む）、ヘディング間の従属性 ● 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結果	①PDS ごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、崩壊熱除去系、工学的安全施設等の緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析して、格納容器イベントツリーを構築した。 (4.1.1.d. ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス) ②事故進展における物理化学現象及び事故の緩和手段の分析結果に基づき抽出したヘディングに対して、事象進展順等のヘディング間の相関を考慮してヘディング順序を決定することにより、格納容器イベントツリーを構築すると共に、格納容器イベントツリー終状態に、健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。(4.1.1.d. ②格納容器イベントツリー)

「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
e. 事故進展解析 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 ● 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 ②事故シナリオの解析結果	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) 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)
f. 格納容器破損頻度 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 ● 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 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	①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率値を入力し、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) ②格納容器イベントツリーの各ヘディングに対して、NUREG/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) 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)
g. 不確実解析及び感度解析 ①不確実解析結果 ②感度解析結果	①不確実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不確実解析) 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)

「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
4. 2 外部事象（地震） a. プラントの構成、特性 ①対象プラントに関する説明 ● 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 ②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ ● 格納容器破損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 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果	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。 ・地震 PSA 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。 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。
b. 地震ハザード ①地震ハザード評価の方法 ● 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実さ要因の分析結果の説明 ● 不確実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	同上
c. 建物・機器のフラジリティ 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（不確実さの設定、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】 ⑤フラジリティ評価における応答情報 ● 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】 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果	同上

「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
d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ①プラント損傷状態の一覧 ● 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の結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合） ②プラント損傷状態ごとの発生頻度	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。 ・地震 PSA 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。 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。
e. 格納容器破損モード 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 ● 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	同上
f. 事故シナリオ ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ● 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 ②格納容器イベントツリー ● 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、ヘディング間の従属性 ● 格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け	同上
g. 事故進展解析 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 ● 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 ②事故シナリオの解析結果	同上
h. 格納容器破損頻度 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	同上

「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
i. 不確実さ解析及び感度解析 ①不確実解析結果 ②感度解析結果	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。 ・地震 PSA 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。 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。

「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
5. その他 a. 専門家判断 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 b. ピアレビュー ①ピアレビューチーム及びメンバー構成 ● 海外の専門家も含めたメンバーであること ②ピアレビューの手順 ③ピアレビューの結果 ④ピアレビュー結果のPRAへの反映状況	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。 ①レビュー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。 ●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ーアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づき助言を得ることとした。 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。 ③日本原子力学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施した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。 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含めて今後の対応を検討していく。
c. 品質保証 ①PRAを実施するに当たって行った品質保証活動 ● PRAの実施体制 ● 更新、記録管理体制	①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。 ●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。 ●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。

泊発電所 3 号炉 確率論的リスク評価（PRA）について

目 次

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. 起因事象
 - 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. 起因事象
 - 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. 不確実さ解析及び感度解析

表

出力運転時 PRA

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 で選定している起因事象
第 3.1.1. b-2 表	過渡事象等の起因事象の分類
第 3.1.1. b-3 表	起因事象の選定における検討結果
第 3.1.1. b-4 表	選定した起因事象一覧表
第 3.1.1. b-5 表	起因事象発生頻度 (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	起因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	起因事象別重要度評価結果 (FV 重要度)
第 3.1.1. h-7 表	起因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 における起因事象との比較

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	A 1, A 2 - 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（A 1, A 2 - 燃料油貯油槽タン ク室）
第 3.2.1.c-1-18 表	B 1, B 2 - 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（B 1, B 2 - 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

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実さ解析結果
- 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(断面図)(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) A1, A2-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) A1, A2-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実さ解析結果
- 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 起因事象の選定フロー
- 第 3.2.2. b-1 図 検討対象波源（日本海東縁部）
- 第 3.2.2. b-2 図 検討対象波源（海域活断層）
- 第 3.2.2. b-3 図 日本海東縁部に想定される地震に伴う津波のロジックツリー
- 第 3.2.2. b-4 図 海域活断層に想定される地震に伴う津波のロジックツリー
- 第 3.2.2. b-5 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 不確実さ解析結果
- 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

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考え方
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 起因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. b-1 確率論的地震ハザードの変更に伴う事故シーケンスグループ選定への影響について
- 補足 3.2.1. b-2 確率論的地震ハザードの変更に伴う事故シーケンスグループ選定への影響について（感度解析）
- 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

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あ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、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) 起因事象のグループ化

同定された起因事象（事象分類）において、プラント応答や必要となる緩和設備等が同等となり、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、起因事象としては 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因事象とし、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因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。

- ー 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。
- ー 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
・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・2次冷却系の破断	・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。
・原子炉補機冷却機能喪失	・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。
・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	・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。
・外部電源喪失	・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。
・ATWS	・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。
・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ある事象(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ある事象を除く。

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

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

$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5)$ ：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

$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)$ ：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、

$$\begin{aligned}
 P3 &= 2 \times (P(V4)^2 + P(V2)^2 \times P(V5) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5)) \\
 &= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}
 \end{aligned}$$

$P(V4)^2$ ：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、

$$\begin{aligned} P &= P1 + P2 + P3 \\ &= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)} \\ &\text{となる。 (補足 3.1.1.b-14)} \end{aligned}$$

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) 起因事象ごとの成功基準の一覧表

起因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：1,833 m^3
(通常水位 (94%) $\Rightarrow$ 水位異常低 (3%))
- ・ポンプ仕様
 - 高圧注入ポンプ：280 $\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台}$
 - 余熱除去ポンプ：681 $\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台}$
 - 格納容器スプレイポンプ：940 $\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台}$

(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) 熱水力学解析等の解析結果及び解析コードの検証性

熱水力学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 表の熱水力学解析等の解析を実
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、起因事象ごとに作成されたイベントツリーのヘディングに対応した緩和システムについて、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォールトツリーを構築し定量化を実施した。

①評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第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、システムの非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要否について検討し、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-03 ①	2.2E-03 (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-04 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 (qm) の計算式は以下となる。

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

必修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-07/h	6.2E-05 ①	1.6E-04 (①+②)
		240時間	制御 回路	作動 失敗	4.2E-07/h	1.0E-04 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. 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパ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-03	4

HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター

b. 起因事象発生後人的過誤

起因事象発生後の人的過誤としては、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.e 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-04	下限値
2 次系破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-03	下限値
SGTRの発生	破損蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-04	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-03	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エラー及びコミSSION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-03	4	アナログ表示
		8.3E-04	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	
	現場	5.5E-03	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	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、起回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。

起回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。

起回事象別の結果では、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。

起回事象別の結果では、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係る。
- ・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く、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実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」及び不確実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、不確実さ解析及び感度解析

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

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

(1) 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため Fussell-Vesely (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 $\rightarrow$ 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 O 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 O 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 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、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3.1.1.1.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	
		1) 設置許可申請書	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
		2) 工事計画認可申請書	同上
		3) 系統図集 (1次系, 2次系, 他)	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
		4) 単線結線図	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
		5) 展開接続図 (EWD)	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
		6) ファンクショナルダイアグラム	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
		7) 計装ブロック図	同上
		8) 系統設計仕様書 ・ 系統説明書 ・ 容量根拠書	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	b) 運転・保守管理情報	
		9) 機器設計仕様書	同上
		1) 原子炉施設保安規定	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
		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)	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
		1) 上記1の情報源	起因事象の抽出の根拠とする
		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	起因事象の抽出と発生頻度の算出の根拠とする
		3) 米国 PWR プラント運転実績 ・ NUREG-0020 ・ NUREG-1187 ・ NRC ホームページ	同上

第 3.1.1.1.a-1 表 レベル 1 PRA 実施のために収集した情報及び主な情報源 (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	・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	1) 上記 1 の情報源 2) 先行 PRA 報告書及びそれに関連する報告書 3) 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			
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	1) 上記 1 の情報源 2) 下記 6, 7 の情報源 3) 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 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	・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	1) 上記 1 の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・ NUREG_CR-1278 3) 事故前人的過誤に関わる調査結果	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 人間信頼性解析で用いる解析手法の根拠とする
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	1) 上記 1 の情報源 2) 国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（2009 年 5 月日本原子力技術協会） 3) 試験による待機除外の調査結果 4) 共通要因故障パラメータ ・ NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・ NUREG/CR-5497	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 $17\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$ 充てんポンプ 3 台 ポンプ容量 約 $45\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$
蓄圧注入系	蓄圧タンク 3 基 容量 約 $41\text{m}^3/\text{基}$
高圧注入系	高圧注入ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 $280\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$
低圧注入系	余熱除去ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 $850\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$
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 $115\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$ 電動補助給水ポンプ 2 台 ポンプ容量 約 $90\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$
ディーゼル発電機	発電機 2 台 発電容量 約 $7000\text{kVA}/\text{台}$
直流電源設備	非常用蓄電池 2 組 容量 約 $2400\text{Ah}/\text{組}$ 常用蓄電池 2 組 容量 約 $2000\text{Ah}/\text{組}$
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 $1400\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$
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 $1700\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$
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 $940\text{m}^3/\text{h}/\text{台}$

第3.1.1.1.b-1 表 既往のPRAで選定している起因事象

	Surry (3 ループ) (WASH-1400)	Surry (3 ループ) (NUREG-1150)	Sequoyah (4 ループ) (NUREG-1150)	Zion (4 ループ) (NUREG-1150)	国内代表的 4 ループ プラント (共通懸PSA レビュー検討WG)	本評価
L O C A	- 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
	- 原子炉容器破損LOCA - 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	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	- 大破断LOCA - 中破断LOCA - 小破断LOCA	- 大破断LOCA - 中破断LOCA - 小破断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
		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
過 渡 事 象		DC母線1系列喪失	DC母線1系列喪失	- サービス水の喪失 - 補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失

第 3.1.1.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)	EPR1 NP-2230 による過渡事象	事象分類
過渡 事象	炉心内の反応度又は 出力分布の異常な変化	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
		出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
		制御棒の落下及び不整合	過渡事象
		原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
	炉心内の熱発生 又は熱除去の異常な変化	原子炉冷却材流量の部分喪失	過渡事象
		原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	過渡事象
		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
		蒸気負荷の異常な増加	過渡事象
		2 次冷却系の異常な減圧	過渡事象
		蒸気発生器への過剰給水	過渡事象
		負荷の喪失	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	過渡事象
		原子炉冷却材系の異常な減圧	過渡事象
		出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	過渡事象
		工学的安全施設作動信号の誤発信	過渡事象

第 3.1.1.1.b-2 表 過渡事象等の起因事象の分類 (2/2)

	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	—	—	制御棒からの漏えい	過渡事象
			1 次冷却系での漏えい	過渡事象
			加圧器からの漏えい	過渡事象
			加圧器圧力高	過渡事象
			格納容器圧力の異常	起因事象対象外
			蒸気発生器の漏えい	過渡事象
			復水器の漏えい	過渡事象
			補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
			補機冷却海水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
			原子炉トリップ-誤動作	過渡事象
			原子炉トリップ-機器の故障	過渡事象
			原子炉トリップ-誤操作	過渡事象
			所内火災	起因事象対象外
			—	大破断, 中破断, 小破断 LOCA
事故	原子炉冷却材の喪失又は 炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材喪失	—	大破断, 中破断, 小破断 LOCA
		原子炉冷却材流量の喪失	1 次冷却材流量の喪失 (全ループ)	過渡事象
		原子炉冷却材ポンプの軸固着	—	過渡事象
		主給水管破断	—	2 次冷却系の破断
		主蒸気管破断	—	2 次冷却系の破断
	反応度の異常な投入又は 原子炉出力の急激な変化	制御棒飛び出し	—	小破断 LOCA
		放射性気体廃棄物処理施設の破損	—	起因事象対象外
		蒸気発生器伝熱管破損	—	蒸気発生器伝熱管破損
		燃料集合体の落下	—	起因事象対象外
		制御棒飛び出し	—	小破断 LOCA
	環境への放射性物質の 異常な放出	原子炉冷却材喪失	—	大破断, 中破断, 小破断 LOCA
		原子炉冷却材喪失	—	大破断, 中破断, 小破断 LOCA
		原子炉冷却材喪失	—	大破断, 中破断, 小破断 LOCA
		可燃性ガスの発生	—	大破断, 中破断, 小破断 LOCA
	原子炉格納容器内圧力, 雰 囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失	—	大破断, 中破断, 小破断 LOCA
		可燃性ガスの発生	—	大破断, 中破断, 小破断 LOCA

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	主蒸気管破断	
「発電用軽水型原子炉施設 の安全評価に関する審査 指針」に記載されている 事象（※1） ※1：炉心損傷の観点か ら考慮不要の事象 は除く	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	2次冷却系の破断
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	
	制御棒の落下及び不整合	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	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
	原子炉冷却材流量の部分喪失	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	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	蒸気負荷の異常な増加	
	2次冷却系の異常な減圧	2次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	蒸気発生器への過剰給水	
	負荷の喪失	負荷の喪失	
	原子炉冷却材系の異常な減圧	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	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	原子炉冷却材流量の喪失	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	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）	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）	
その他の起因事象	原子炉冷却材喪失	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）	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	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	インターフェースシステムLOCA
	補機冷却水の喪失	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	手動停止
	極小LOCA	極小LOCA	極小LOCA ※2
	DC母線1系列喪失	DC母線1系列喪失	DC母線1系列喪失 ※3

※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の間の隔離に失敗し、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	送電系統の故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、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 (／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)			(運開日から)				
			発電期間	運転期間	発電期間	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								13
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
インターフェイス 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抽気建屋ドレン弁ポ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ウンド漏れ、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

原子炉トリップ	原子炉トリップ	低圧注入	蓄圧注入	高圧注入	格納容器スプレッド	低圧再循環	高圧再循環	格納容器スプレッド再循環	補助給水	非常用所内交流電源	主蒸気隔離	破損側の隔離	加圧器遮がし弁/安全弁 LOCA なし	RCP シール LOCA なし
機能	制御棒	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド	スプレッド
大破断 LOCA	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①	1/2 健全 ①
中破断 LOCA	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②	1/2 健全 ②
小破断 LOCA	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③	1/2 健全 ③
インターフェイス故障 LOCA ^{※1}	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④	1/2 健全 ④
主給水流量喪失	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤	1/2 健全 ⑤
外部電源喪失	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥	1/2 健全 ⑥
ATWS ^{※2}	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦	1/2 健全 ⑦
2 次冷却系の破断	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧	1/2 健全 ⑧
蒸気発生器伝熱管破損	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨	1/2 健全 ⑨
過渡事象	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩	1/2 健全 ⑩
原子炉補機冷却機能喪失	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪	1/2 健全 ⑪
手動停止	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫	1/2 健全 ⑫

※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
大破断 LOCA 時の ECOS 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	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。	• SATAN-M • WREFLOOD • BASH-M • COCO • LOCTA-M	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。
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	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。	• MAAP	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。
中破断 LOCA 時の ECOS 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	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。	• SATAN-M (Small LOCA) • LOCTA-IV	
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	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。	• MARVEL	
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	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。	• 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) フロントライン系 (影響を受ける側)	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
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) サポート系 (影響を受ける側)	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
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	不動作
電流／電圧・電圧変換器	高出力／低出力
カード (半導体ロジック回路) バイステータブル	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ュー 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	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+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	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)

起因事象	事故シナケンス	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	補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁 ／安全弁 LOCA	加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗
	原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA	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	DG 室空調系 空気作動ダンパ 2741, 2742 開失敗共通原因故障
	外部電源喪失＋補助給水失敗	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
		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
蒸気発生器伝熱管 破損	蒸気発生器伝熱管破損＋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
	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器 の隔離失敗	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	ベシーックソフト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	1.8E-07
	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)

This image shows a completely blank white rectangular area. It is surrounded by a thick, solid black border that frames the entire composition. There are no markings, text, or illustrations on the white surface.

 ：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)

This image shows a completely blank white rectangular area. It is surrounded by a thick, solid black border that frames the entire composition. There are no markings, text, or illustrations on the white surface.

□：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
起因事象 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
起因事象 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-117B 又は 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.h-1表 主要シークエンスの評価結果

起因事象	事故シークエンスの概要	事故シークエンス 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シールLOCAが発生	原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	88.2	①RCPシール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 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象 発生頻度 (／炉年)	条件付 炉心損傷確率 (CCDP)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
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 事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度

事故シナリオグループ	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 事故シナシケンスグループ別の分析結果

事故シナシケンスグループ	事故シナシケンス	シナシケンス別炉心 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	1.0E-08	<0.1		
	主給水流量喪失 + 補助給水失敗	6.2E-07	0.3		
	過渡事象 + 補助給水失敗	5.4E-06	2.4		
	手動停止 + 補助給水失敗	1.3E-05	5.7		
	外部電源喪失 + 補助給水失敗	1.3E-07	0.1	2.0E-05	9.0
	2 次冷却系の破断 + 補助給水失敗	1.2E-06	0.5		
	2 次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	7.7E-11	<0.1		
	蒸気発生器伝熱管破損 + 補助給水失敗	1.1E-07	<0.1		
	外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	3.5E-06	1.5	3.5E-06	1.5
	原子炉補機冷却機能喪失 + RCP シール LOCA	2.0E-04	88.2		
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	9.0E-07	0.4	2.0E-04	88.6
4 原子炉格納容器の 除熱機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗	1.1E-08	<0.1		
	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	3.0E-13	<0.1		
	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		
	中破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	8.9E-09	<0.1	8.3E-08	<0.1
	中破断 LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	1.1E-08	<0.1		
	小破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	2.7E-08	<0.1		
	小破断 LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	3.6E-08	<0.1		
	原子炉トリップが必要な起因事象 + 原子炉トリップ失敗	1.2E-08	<0.1	1.2E-08	<0.1
5 原子炉停止機能喪失	大破断 LOCA + 低圧注入失敗	2.9E-09	<0.1		
6 ECCS 注水機能喪失	大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	9.4E-09	<0.1		
	中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	2.5E-11	<0.1	1.4E-06	0.6
	中破断 LOCA + 高圧注入失敗	3.5E-08	<0.1		
	小破断 LOCA + 高圧注入失敗	1.3E-06	0.6		
	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	1.7E-08	<0.1		
7 ECCS 再循環機能喪失	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗	5.3E-08	<0.1	2.4E-07	0.1
8 格納容器バイパス	小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	1.7E-07	0.1		
	インターフェイスシステム LOCA	3.0E-11	<0.1	2.8E-07	0.1
	蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗	2.8E-07	0.1		
合計		—	—	2.3E-04	100.0

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
2次冷却系からの除熱機能喪失	手動停止	補助給水失敗	1.3E-05	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気ファン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	補助給水失敗	5.4E-06	2.4%	手動停止と同様		
	2次冷却系の破断	補助給水失敗	1.2E-06	0.5%	①2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 ②補助給水ポンプ起動信号失故障共通原因故障 ③補助給水ピット閉塞 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)	1.2E-06 8.6E-09 5.3E-09 8.6E-10	98% 1% 0% 0%
	主給水流量喪失	補助給水失敗	6.2E-07	0.3%	手動停止と同様		
	外部電源喪失	補助給水失敗	1.3E-07	0.1%	①補助給水ピット閉塞 ②補助給水系各機器の外リーク 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	5.9E-08 5.1E-09 2.5E-09 2.0E-09	45% 4% 2% 2%
	蒸気発生器伝熱管破損	補助給水失敗	1.1E-07	<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気ファン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	1.0E-08	<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 9.2E-11	44% 27% 2% 1% 1%
	2次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	7.7E-11	<0.1%	①「運転員による破断ループ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)」 + 「破断ループ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」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出 ②「破断ループ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」 + 「破断ループ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」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出 ③健全ループ主蒸気隔離弁 528A (C) 閉失敗 + 破断ループ主蒸気隔離逆止弁 531B 閉失敗	3.4E-11 3.2E-11 6.1E-12	44% 42% 8%

第3.1.1.h-5 表 事故シークエンスの分析結果 (2/4)

事故シークエンス		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	非常用所内交流 電源喪失	1.5％	①DG 室空調系 空気作動タンパ 2741, 2742 開失敗共通原因故障	1.5E-07	4％	
				②UV 信号 A, B 両トレン共通原因故障	1.4E-07	4％	
	原子炉補機冷却 機能喪失	RCP シール LOCA	88.2％	③ディーゼル発電機 A, B 起動失敗共通原因故障	7.8E-08	2％	
				④外部電源受電遮断器 開失敗共通原因故障	6.3E-08	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-04	88.2％	①RCP シール LOCA 発生	2.0E-04	100％	
	原子炉補機冷却 機能喪失	加圧器逃がし弁／ 安全弁 LOCA	0.4％	①加圧器安全弁 055 (056, 057) 再閉止失敗	9.0E-07	100％	
				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	3.0E-10	0％	
	原子炉補機冷却 機能喪失	補助給水失敗	1.1E-08	<0.1％	①補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障	6.0E-09	54％
					②補助給水ピット閉塞	2.5E-09	22％
				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	1.1E-10	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)	主要なカセットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
原子炉格納 容器の除熱 機能喪失	小破断 LOCA	3.6E-08	<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%
	小破断 LOCA	2.7E-08	<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	3.0E-09	8%
	中破断 LOCA	1.1E-08	<0.1%	④格納容器スプレイポンプ A, B 起動失敗共通原因故障	2.3E-09	6%
	中破断 LOCA	8.9E-09	<0.1%	小破断 LOCA と同様	9.4E-09	35%
	大破断 LOCA	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 + 再循環ポンプスクリーン B (A) 閉塞	8.7E-09	33%
	大破断 LOCA	3.0E-13	<0.1%	②スプレイポンプ A (B) 試験による待機除外 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環ポンプスクリーン B (A) 閉塞	3.0E-09	11%
	大破断 LOCA	2.0E-14	<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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環ポンプスクリーン B (A) 閉塞	2.9E-09	11%
	大破断 LOCA	3.6E-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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	3.6E-13	<0.1%	②スプレイポンプ A (B) 試験による待機除外 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環ポンプスクリーン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	3.6E-13	<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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環ポンプスクリーン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	3.6E-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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	3.6E-13	<0.1%	②スプレイポンプ A (B) 試験による待機除外 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環ポンプスクリーン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%

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	—	<0.1%	①ベークソフソフウェア共通原因故障 ②原子炉トリップ遮断器開失敗共通原因故障 ③RT1 アプリ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 アプリ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	高圧注入失敗	0.6%	①低圧側注入ライン手動弁065B (C) 閉塞 ②低圧側注入ラインオリフロー弁911 (912) 閉塞 ③低圧側注入ラインオリフロー弁01B (01C) 閉塞	6.5E-07 2.5E-07 2.5E-07	50% 19% 19%
	中破断 LOCA	高圧注入失敗	<0.1%	①高圧注入ポンプ出口C/V内側連絡弁061A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 閉塞 ④ほう酸注入タンク入口弁032A, B 閉塞	1.7E-08 3.6E-09 2.9E-09 2.9E-09	50% 10% 8% 8%
	大破断 LOCA	蓄圧注入失敗	<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	低圧注入失敗	<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プロライ ン弁601, 611の誤開 ③燃料取扱用水ピット閉塞 ④余熱除去ポンプA, B起動失敗共通原因故障	5.2E-10 5.2E-10 2.7E-10 1.9E-10	18% 18% 9% 7%
	中破断 LOCA	蓄圧注入失敗	<0.1%	①低圧側配管注入ライン逆止弁137B, C 閉塞 ②低圧側配管注入ライン逆止弁134B, C 閉塞 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	高圧再循環失敗	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	高圧再循環失敗	<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 閉塞共通原因故障 小破断 LOCA と同様	8.5E-10	0%
ECCS 再循環 機能喪失	大破断 LOCA	低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	<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低圧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	破損側蒸気発生器 の隔離失敗	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 +主蒸気管破断	8.6E-08 7.1E-08 6.5E-08	31% 25% 23%
	インターフェイ スシステム LOCA	—	<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

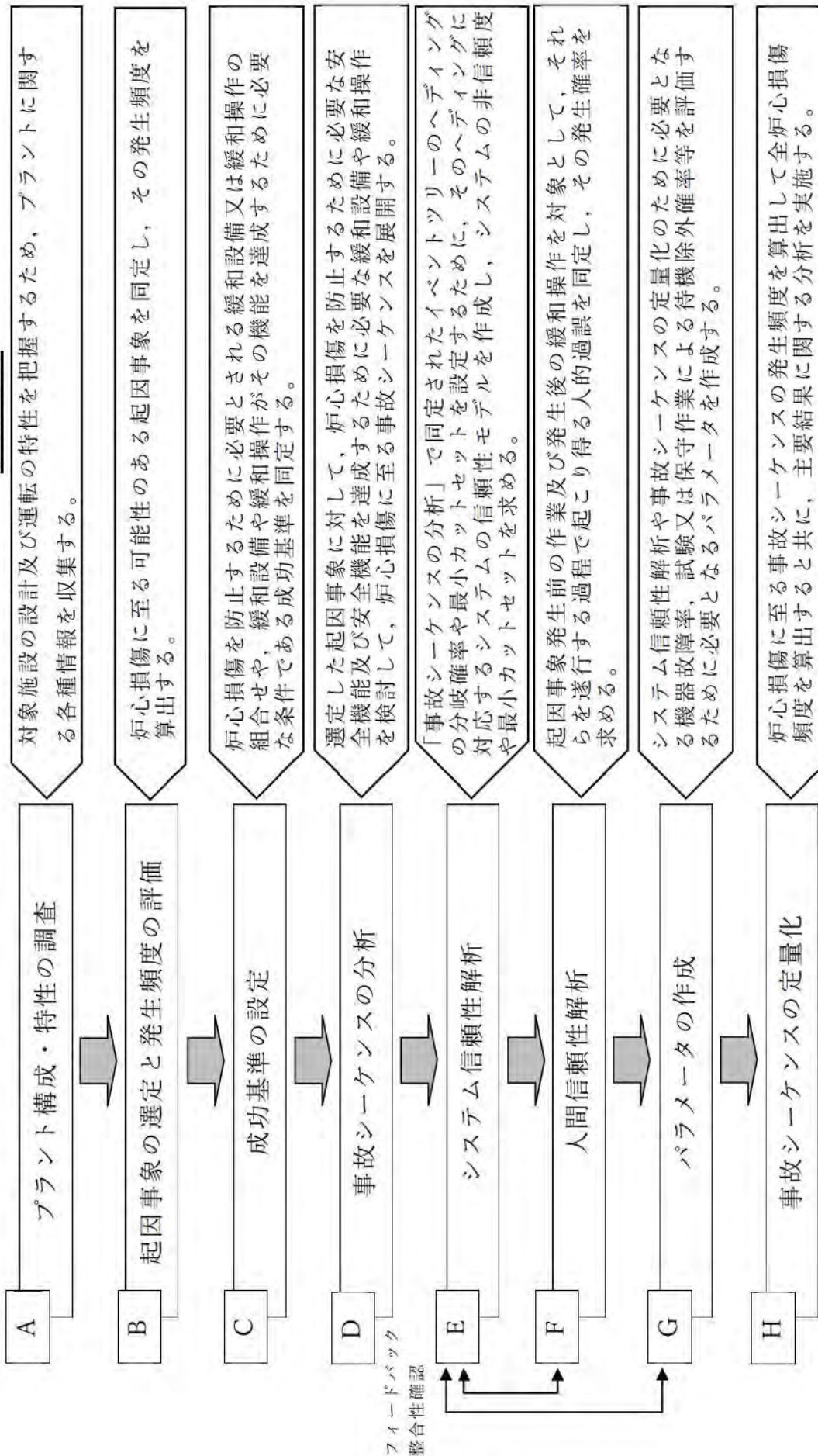
第 3.1.1.h-9 表 緩和系の基事象別重要度評価結果（RAW 上位）

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

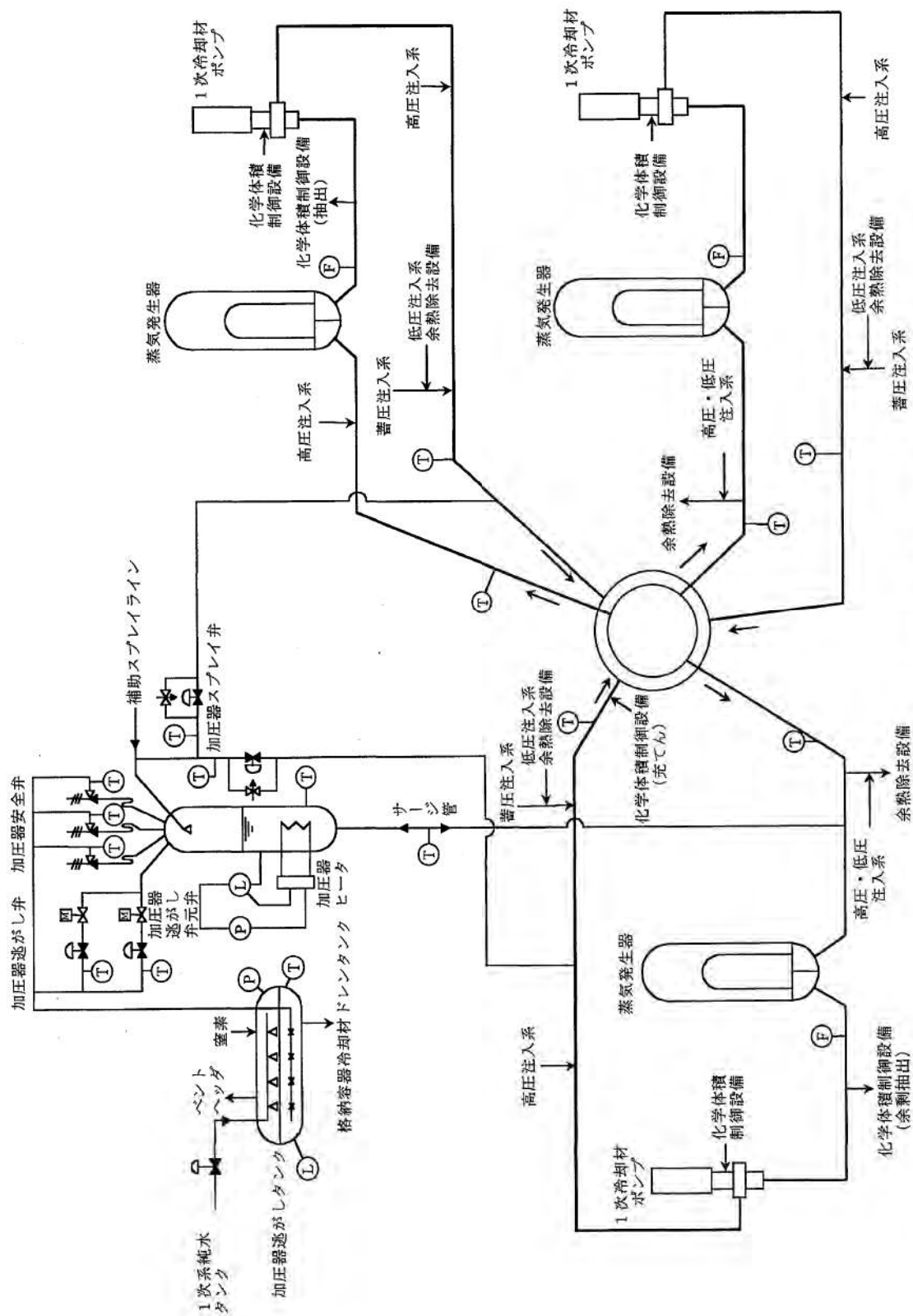
第 3.1.1.h-10 表 全 CDF 及び事故シーケンス別 CDF 不確実さ解析結果

事故シーケンス	下限値 (/ 年)	中央値 (/ 年)	上限値 (/ 年)	平均値 (/ 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

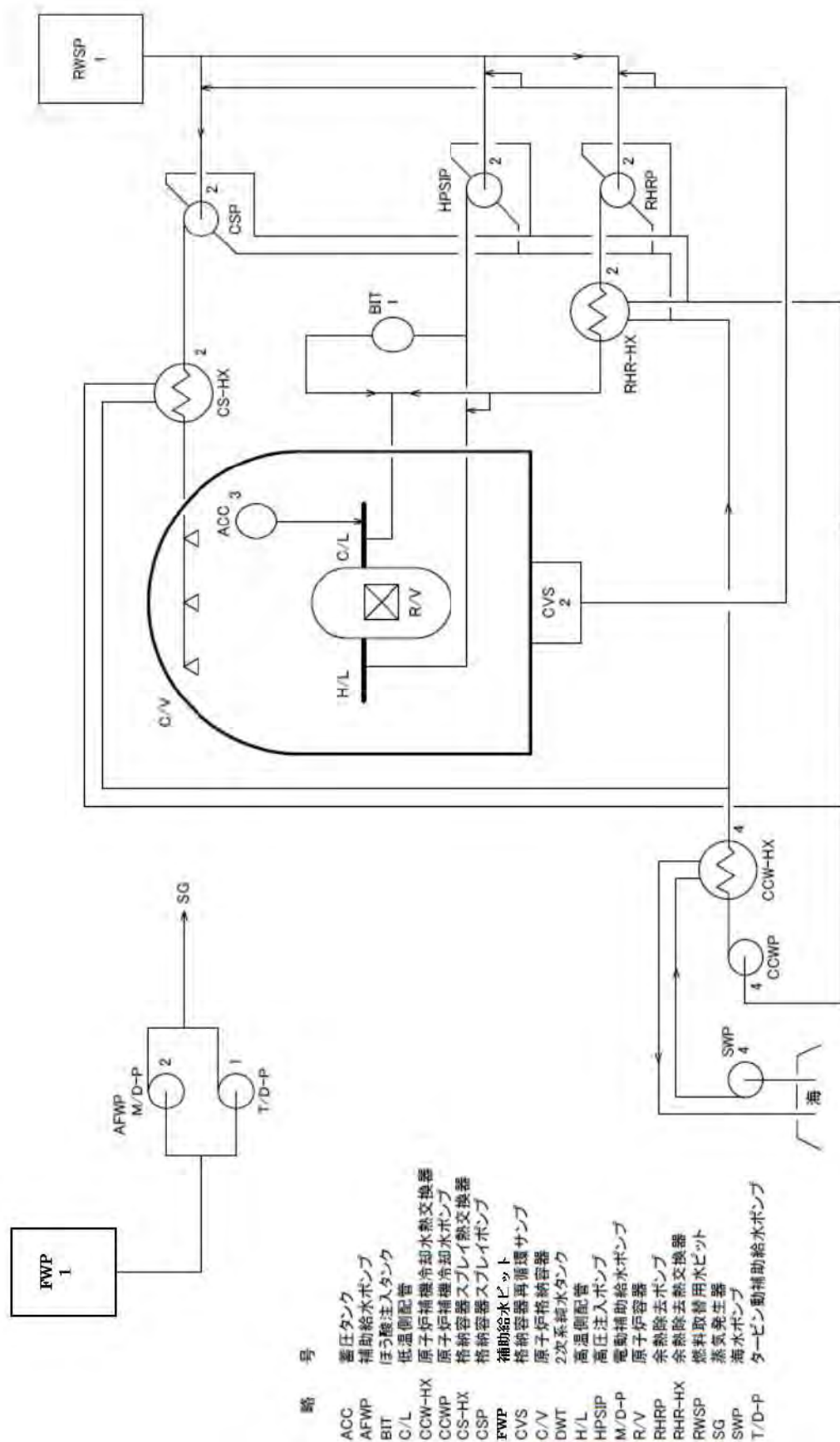
手順の概要



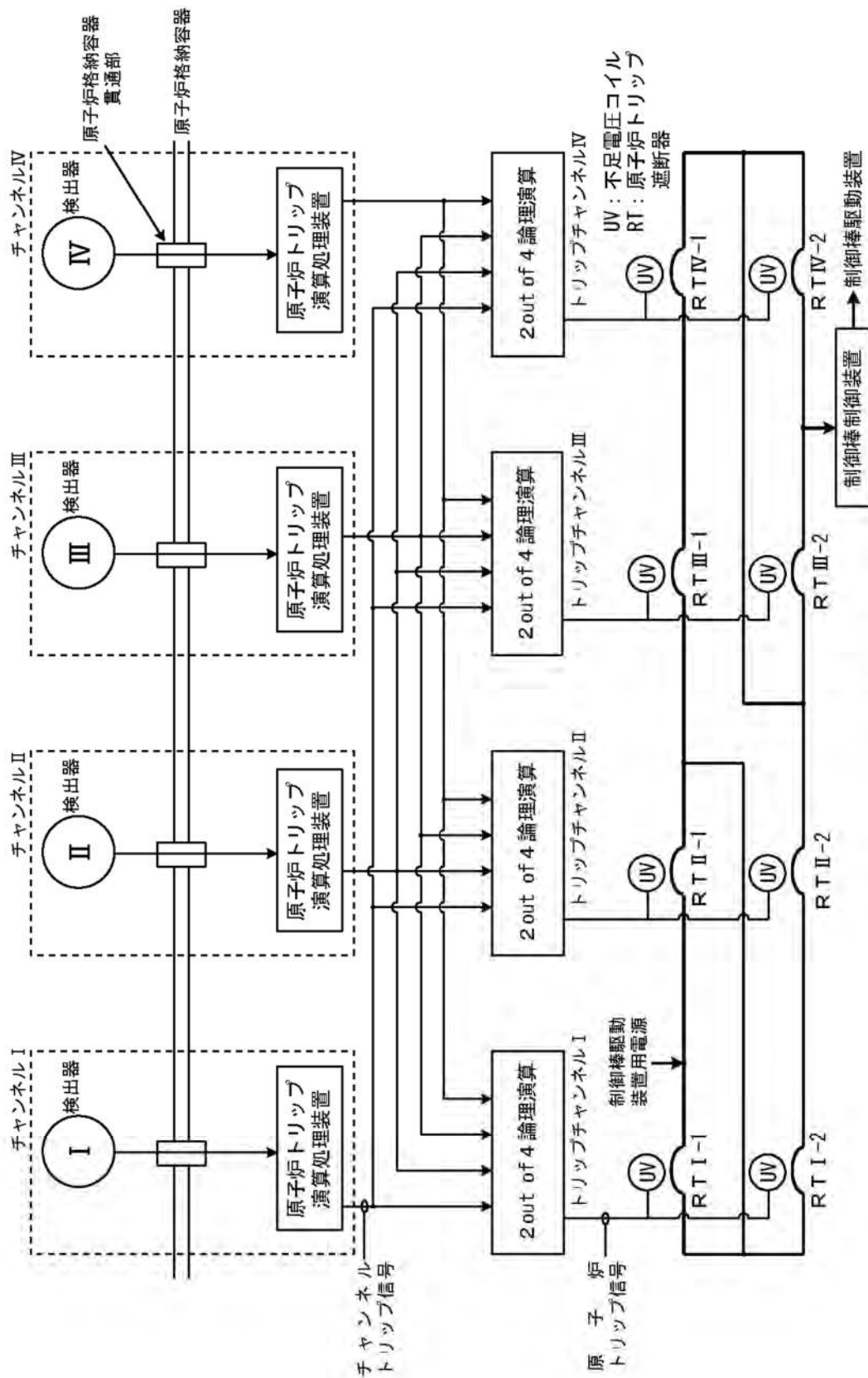
第 3.1.1-1 図 内部事象レベル 1 PRA 評価フロー図



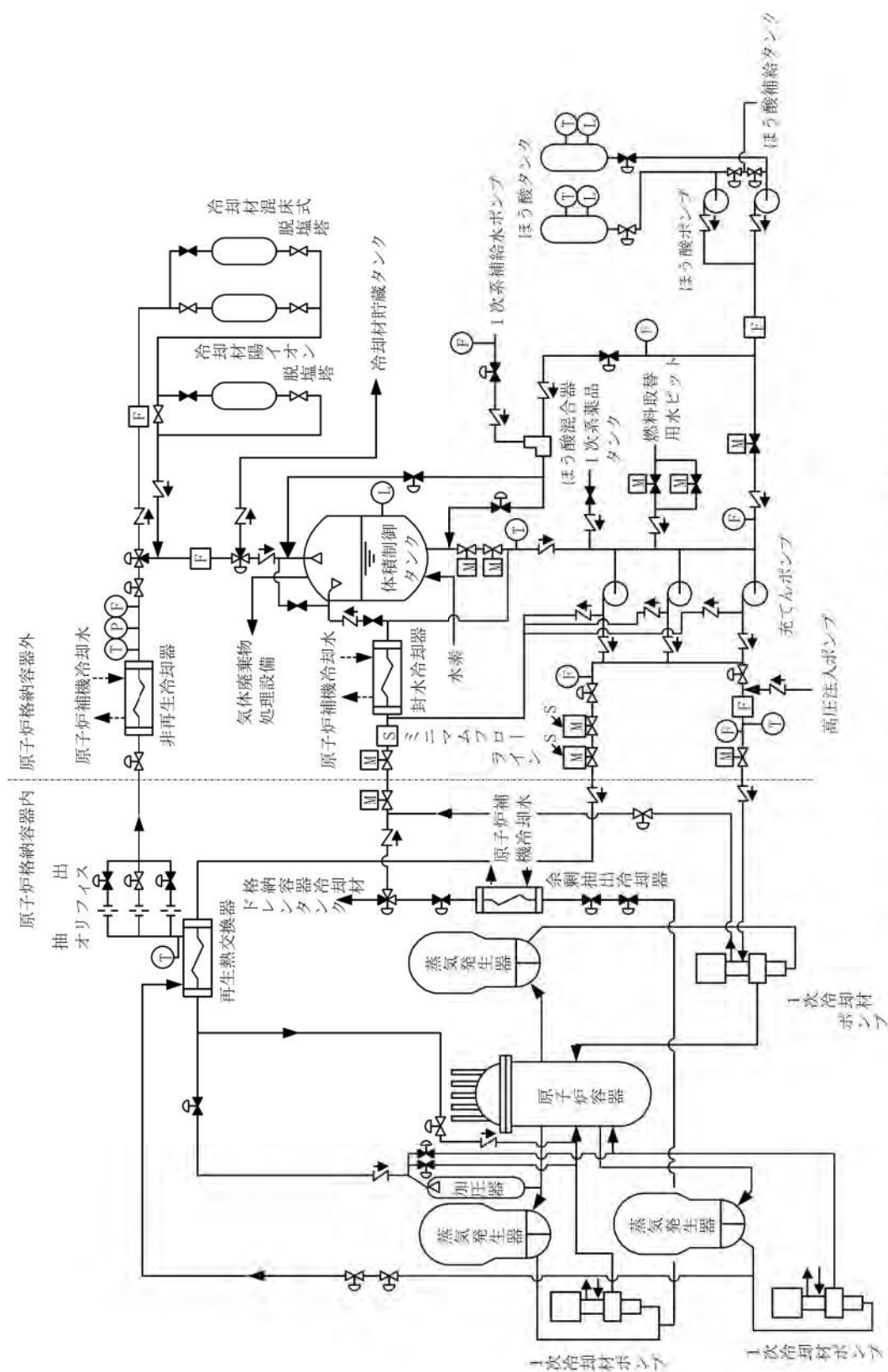
第 3.1.1.a-1 図 1 次冷却設備系統概要図

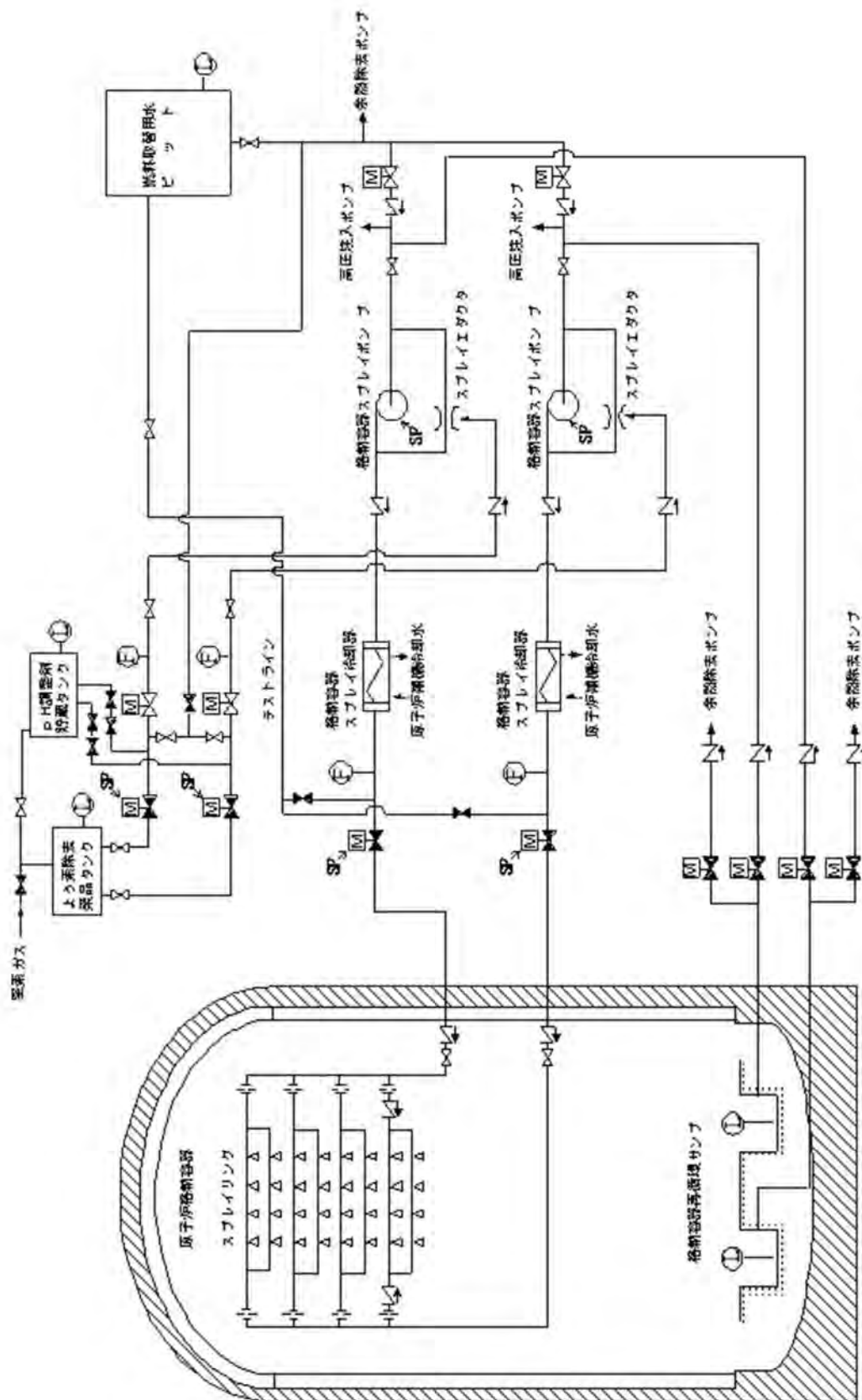


第 3.1.1.a-2 図 工学的安全施設の概要

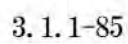


第 3.1.1.a-3 図 原子炉保護設備系統図

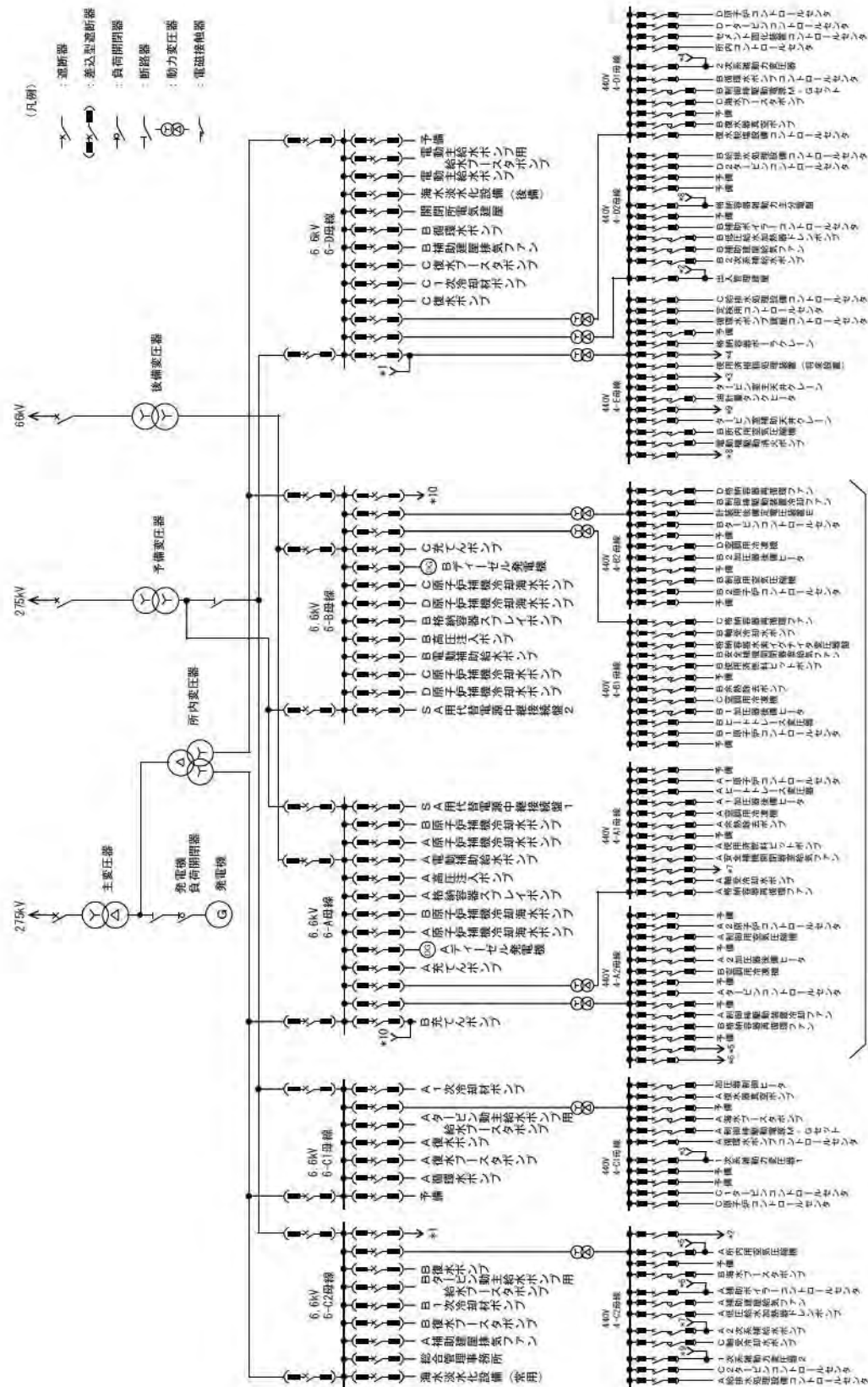




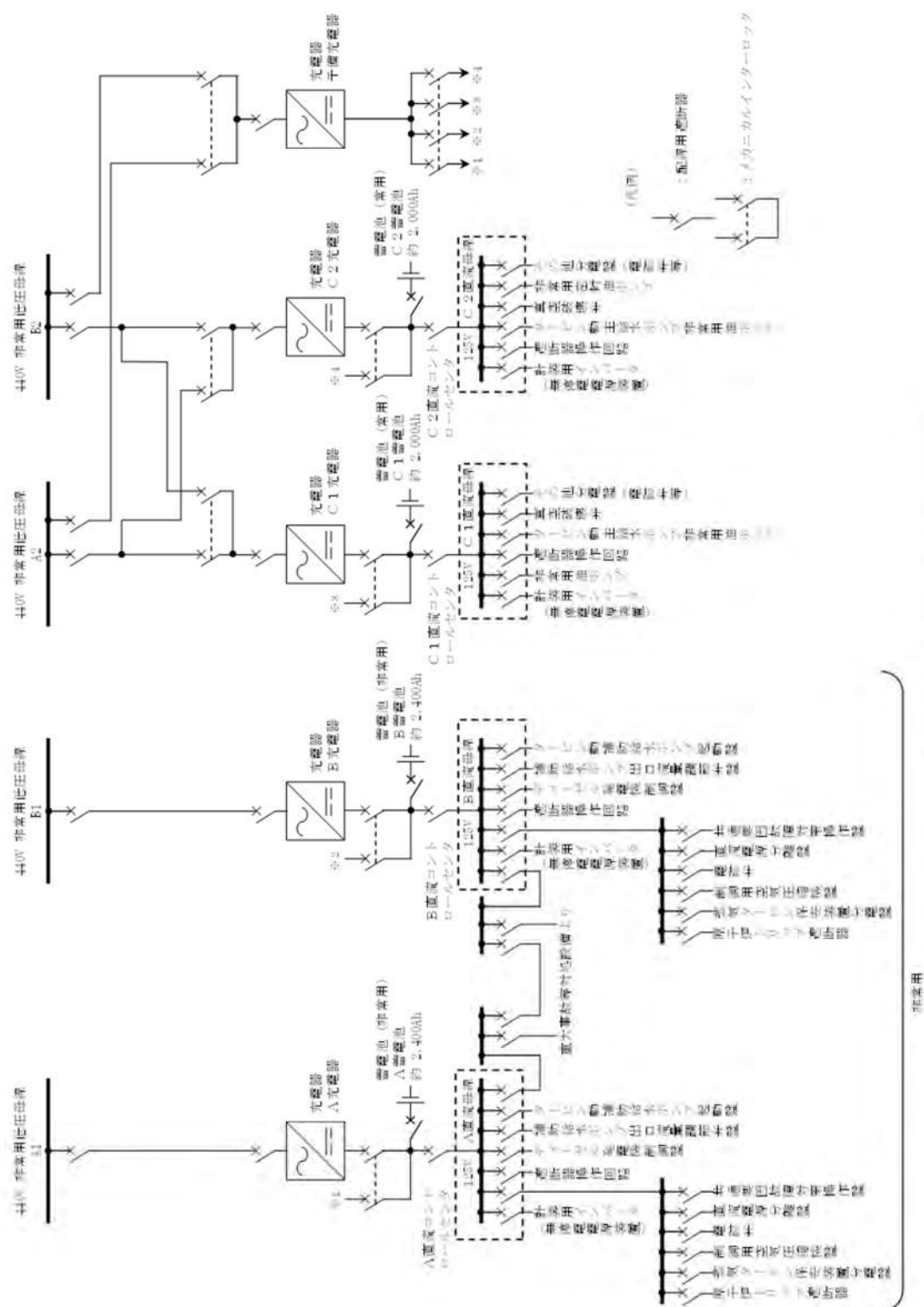
第 3. 1. 1. a-6 図 原子炉格納容器スプレイ設備系統概要図



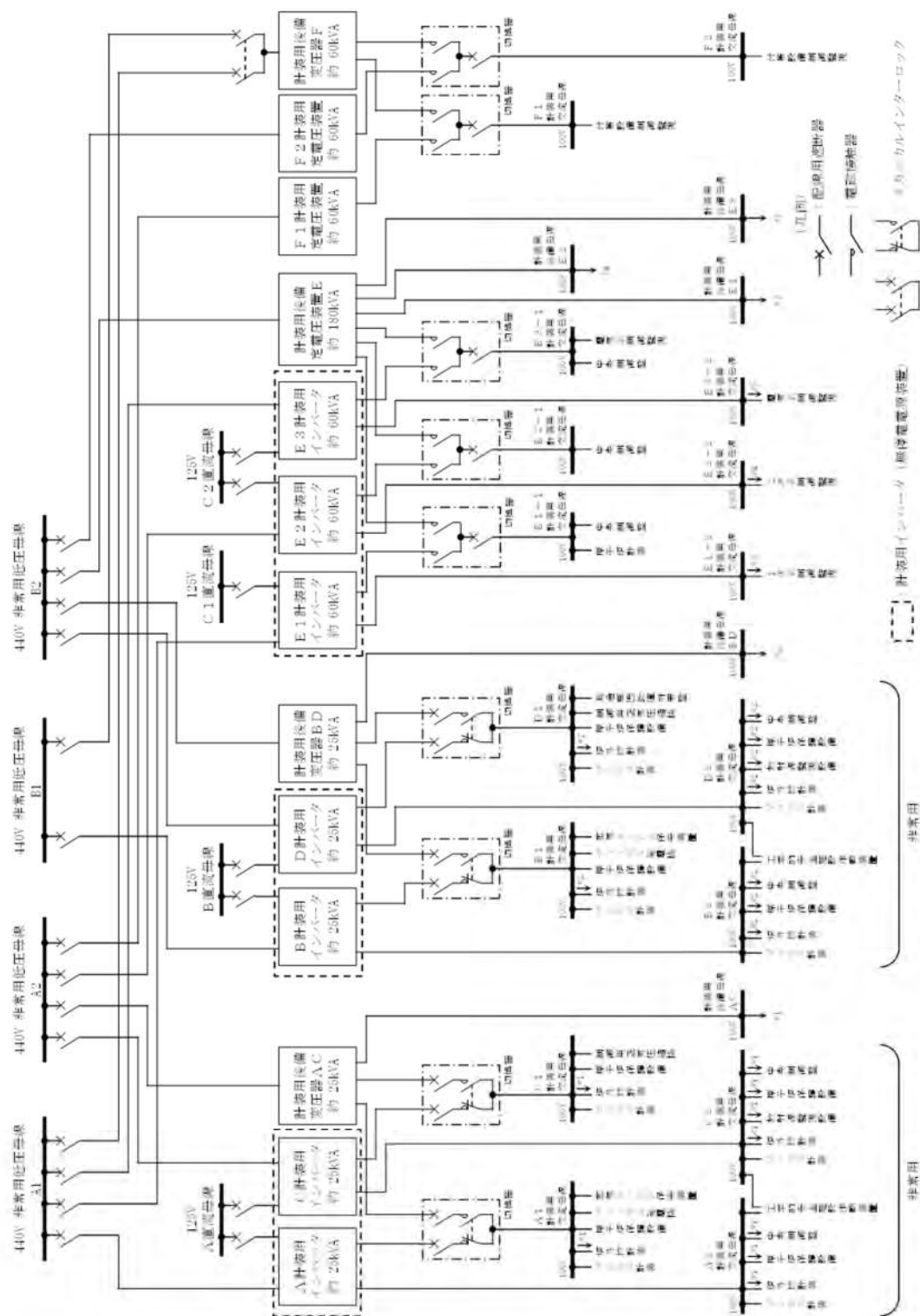
第3.1.1.a-7 図 開閉所単線結線図

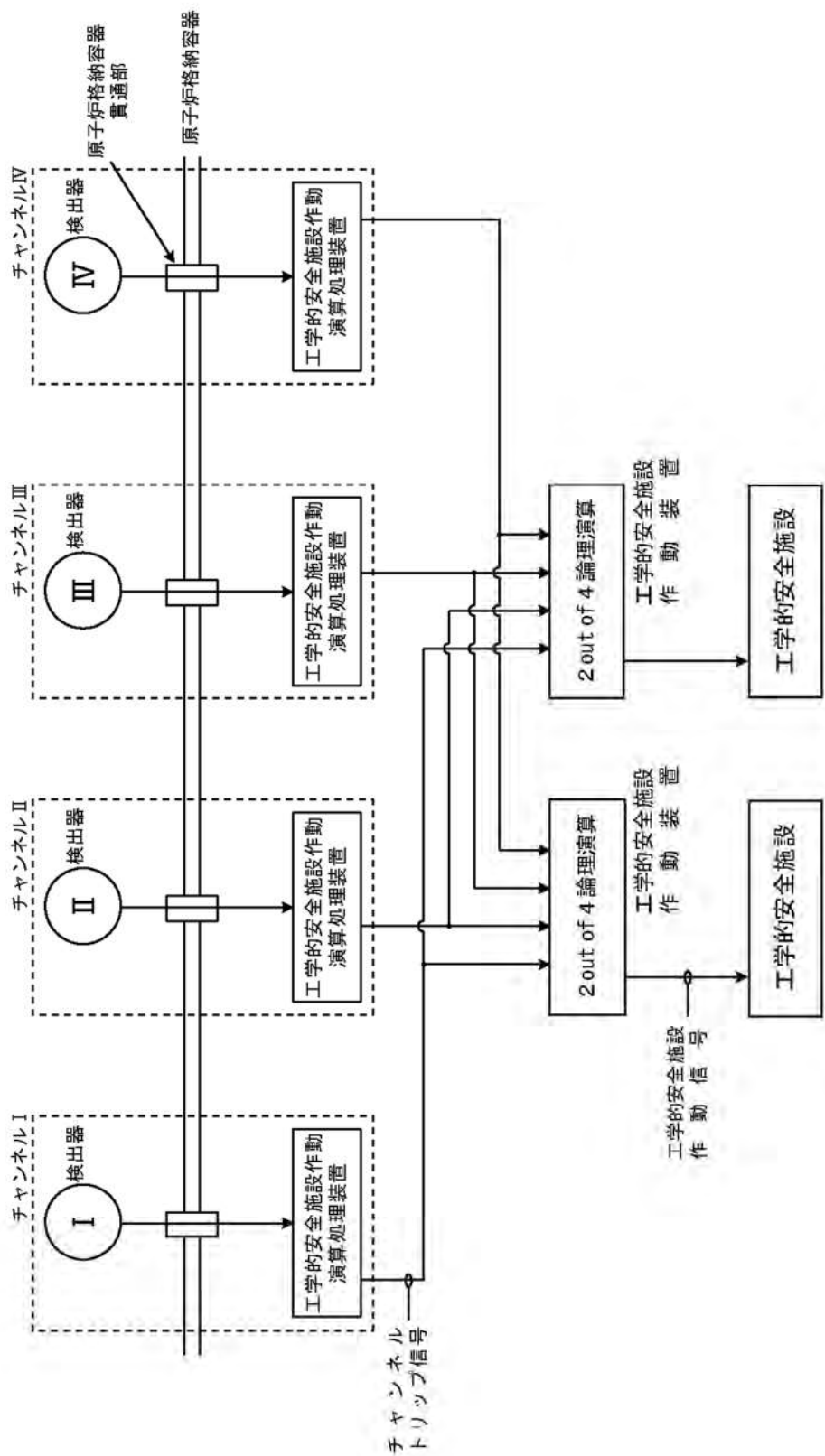


第3.1.1.a-8図 所内単線結線図

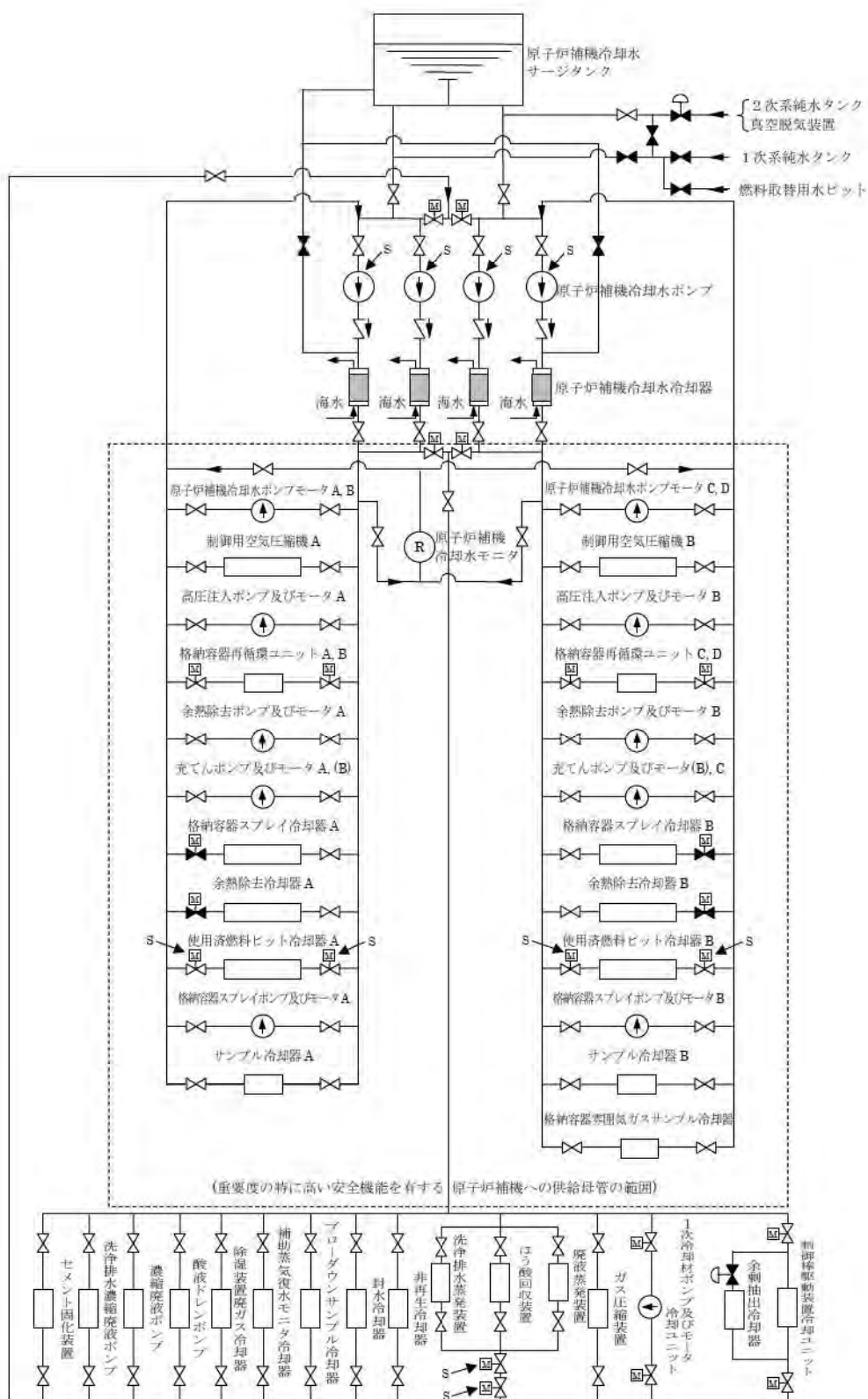


第3.1.1.a-9 図 直流電源設備単線結線図

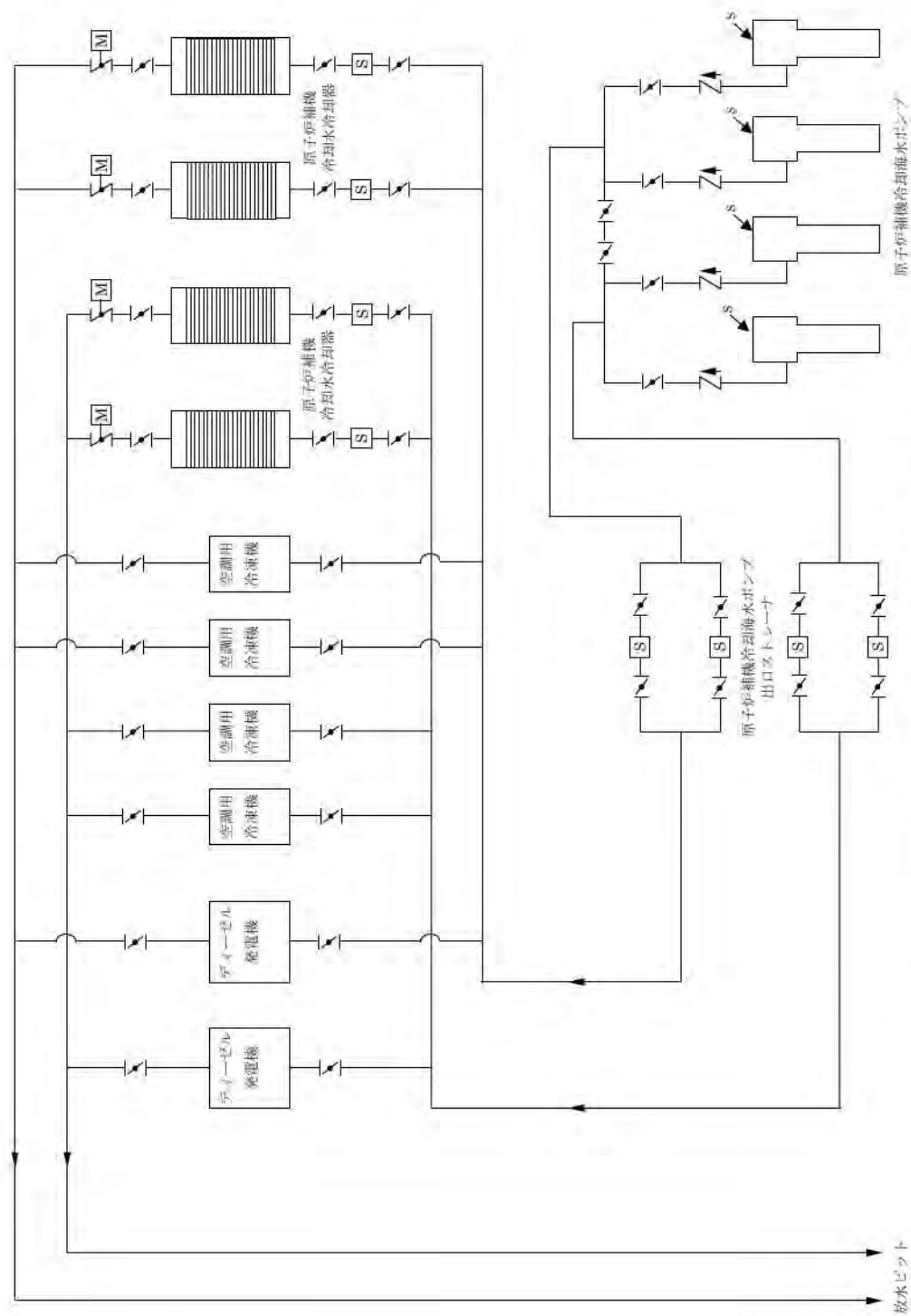




第 3.1.1.a-11 図 工学的安全施設作動設備系統図



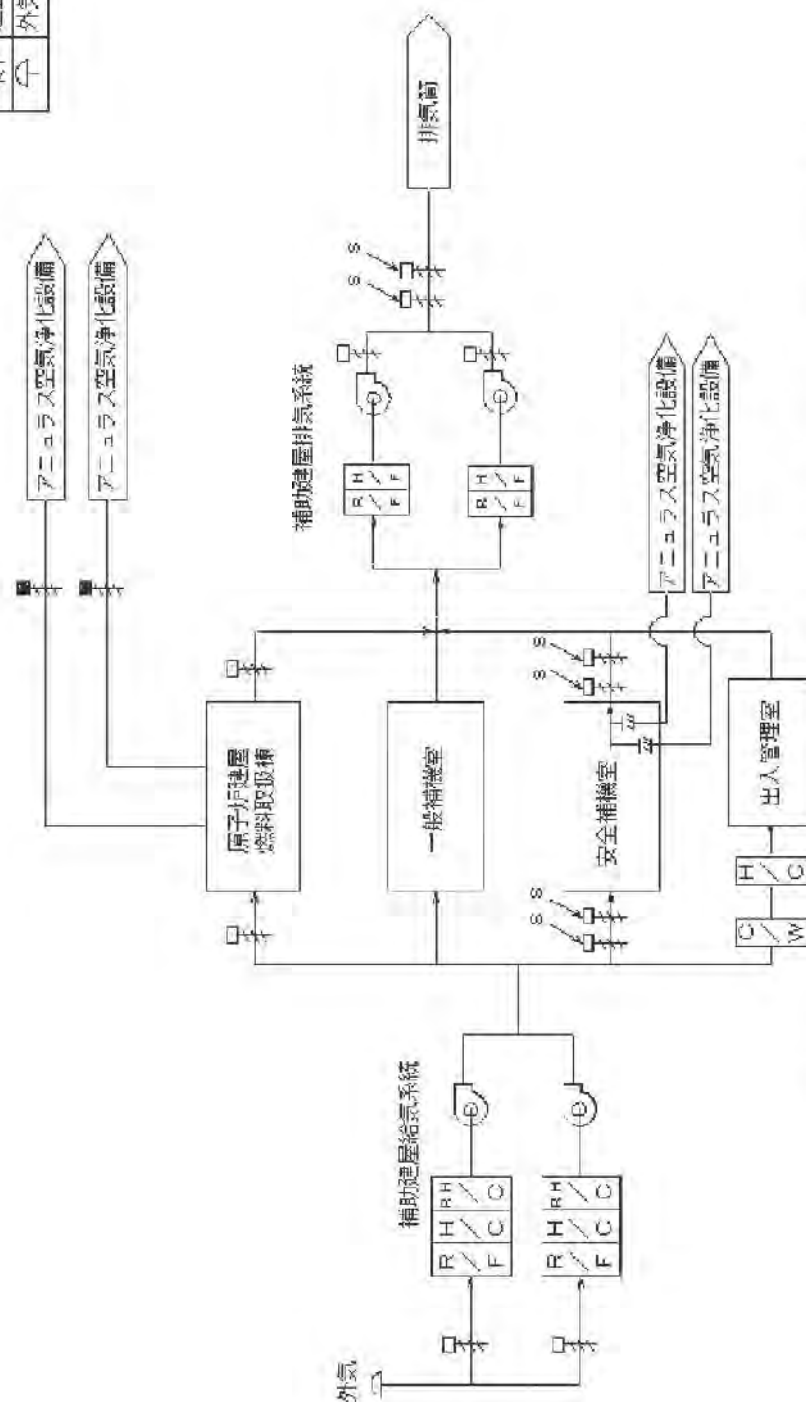
第 3.1.1. a-12 図 原子炉補機冷却水設備系統概要図



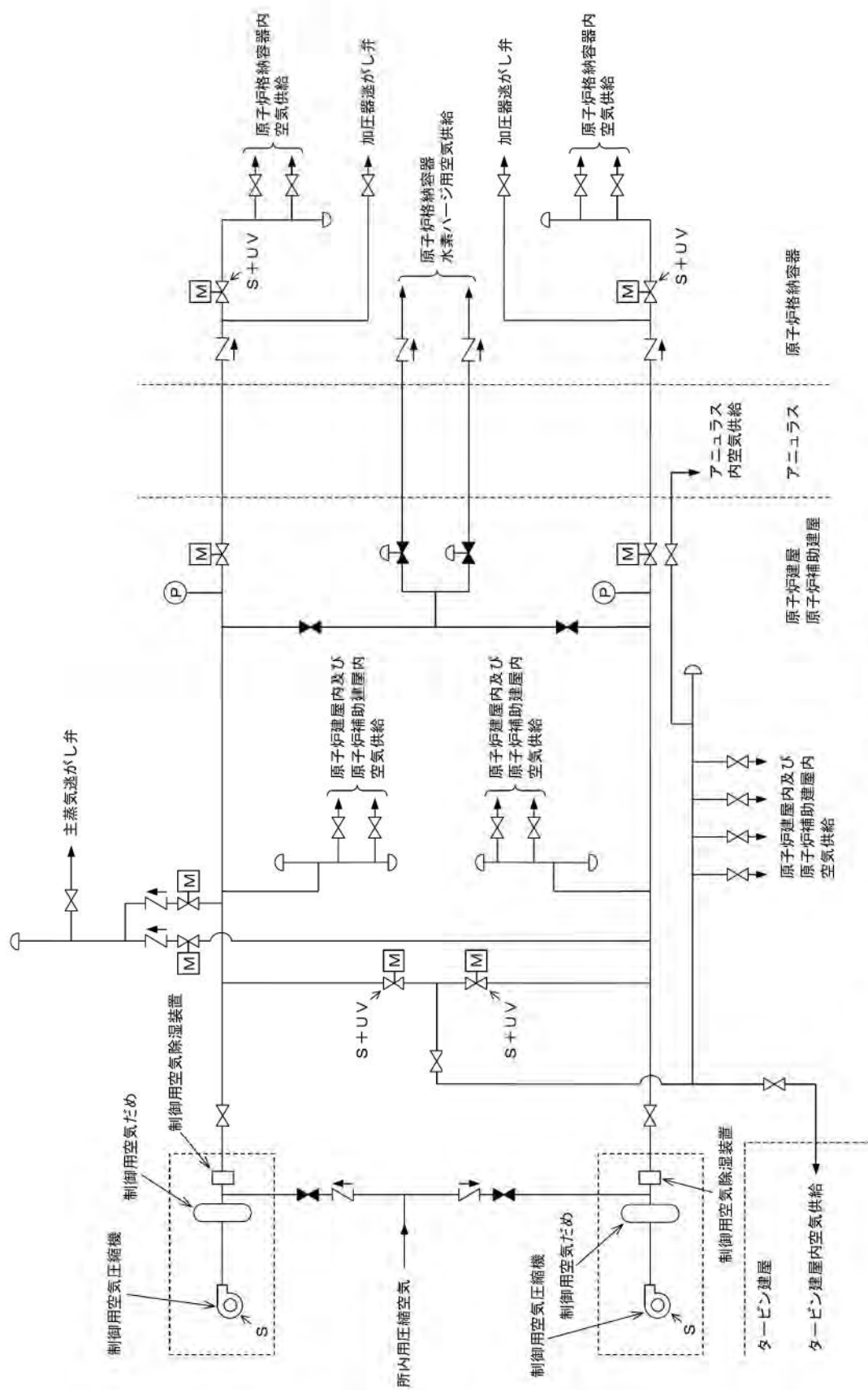
第 3.1.1.1.a-13 図 原子炉補機冷却海水設備系統概要図

凡 例

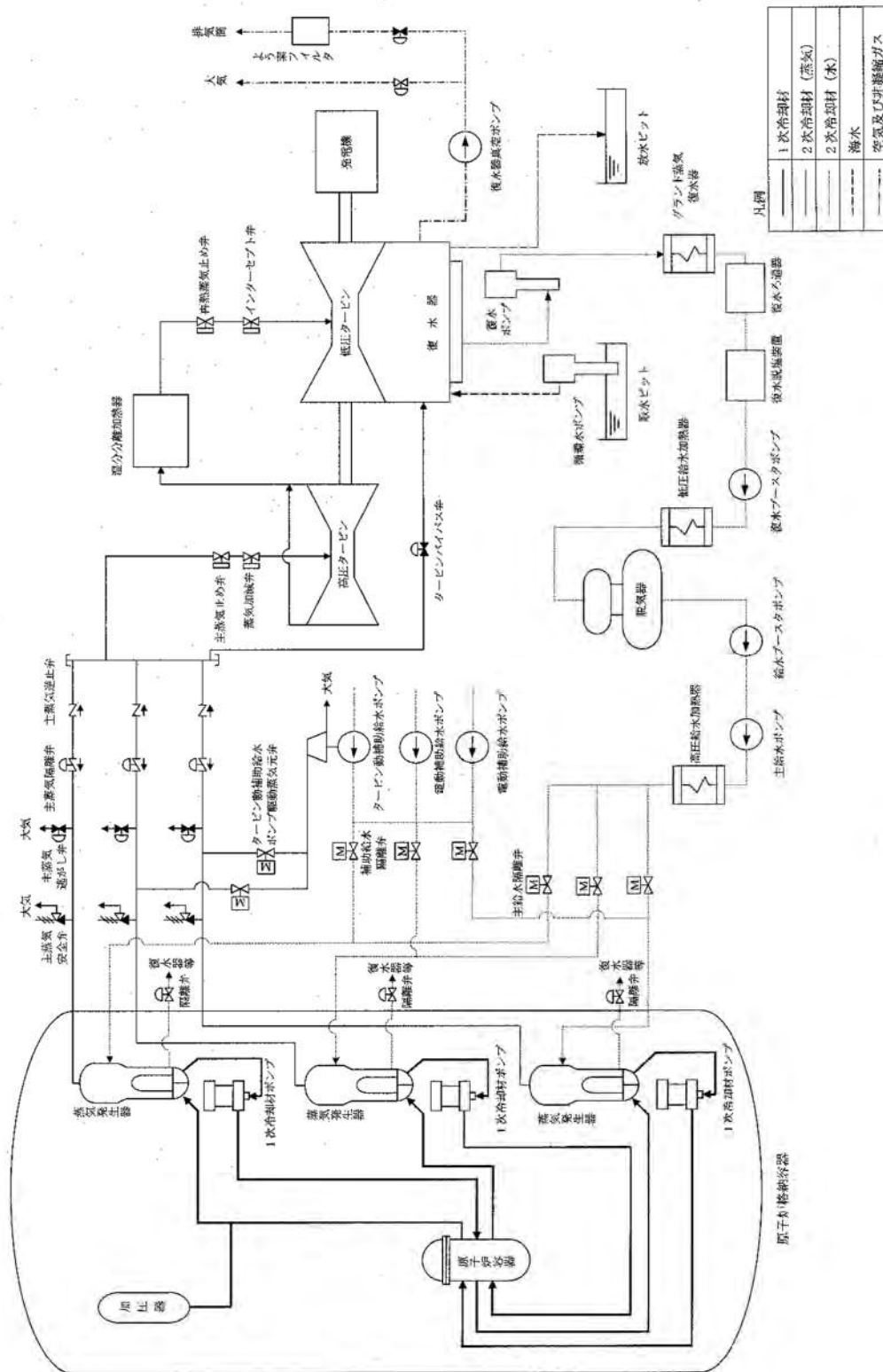
H/F	微粒子フィルタ
R/F	粗フィルタ
C/W	冷却コイル (冷水)
H/C	蒸気加熱コイル
R/H	蒸気再熱コイル
カト	逆止ダンパ
△	外気取入口



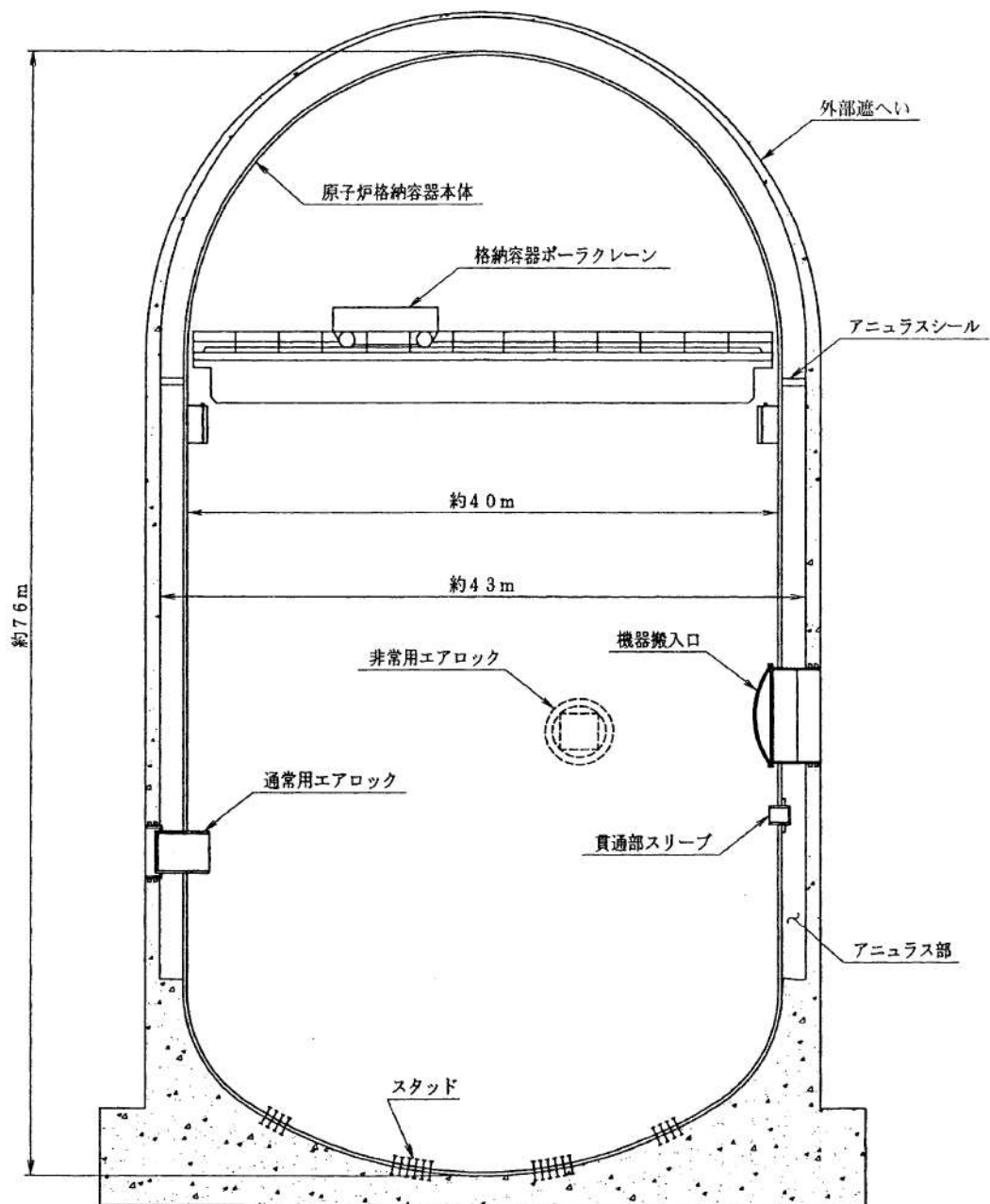
第 3.1.1.a-14 図 補助建屋換気空調設備系統概要図 (補助建屋空調装置)



第 3.1.1. a-15 図 制御用圧縮空気設備系統概要図



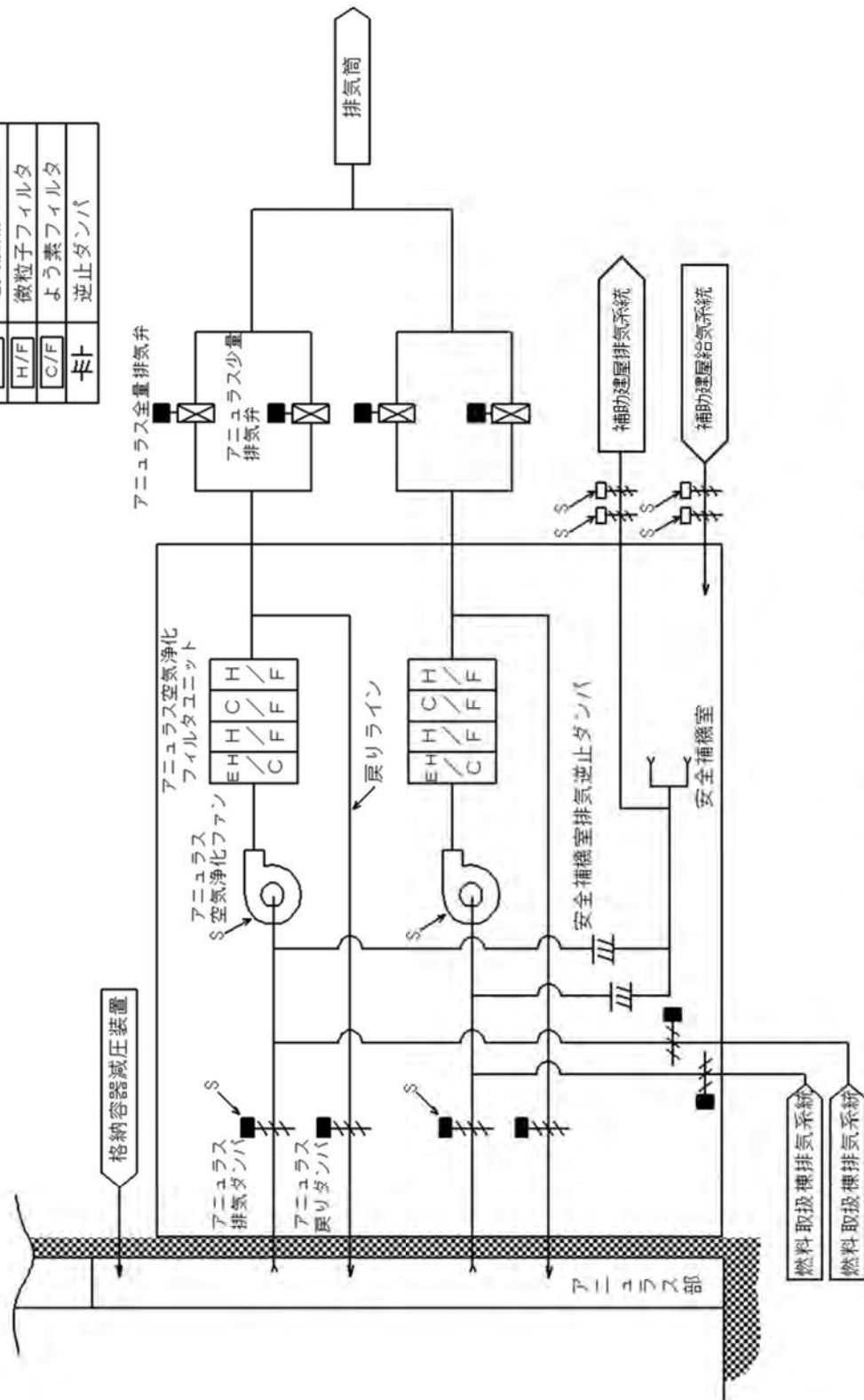
第 3.1.1.a-16 図 1 次及び 2 次冷却設備系統概要図



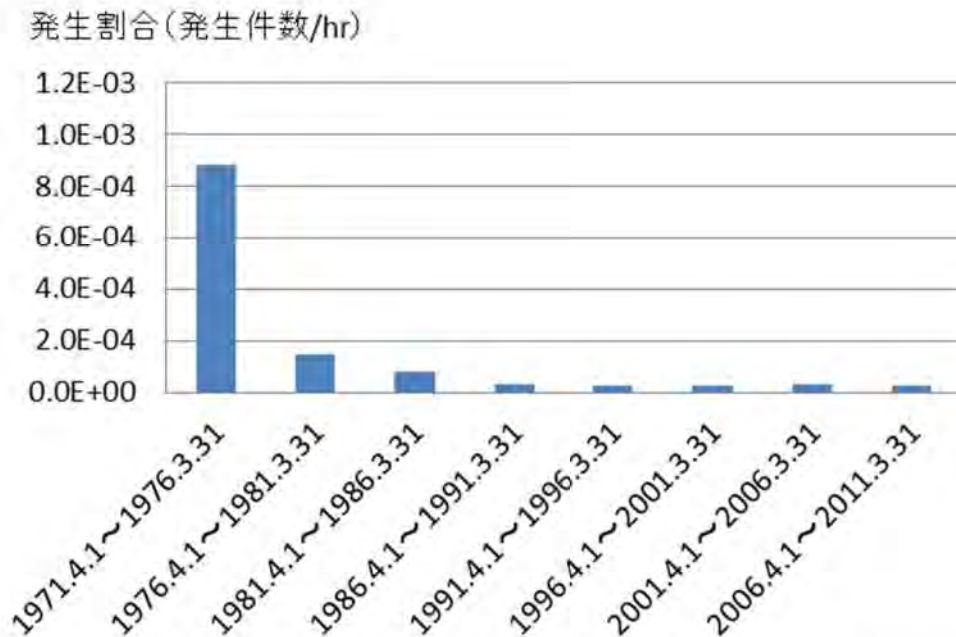
第 3.1.1. a-17 図 原子炉格納容器構造概要図

凡 例

EH/G	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
止	逆止ダンパ



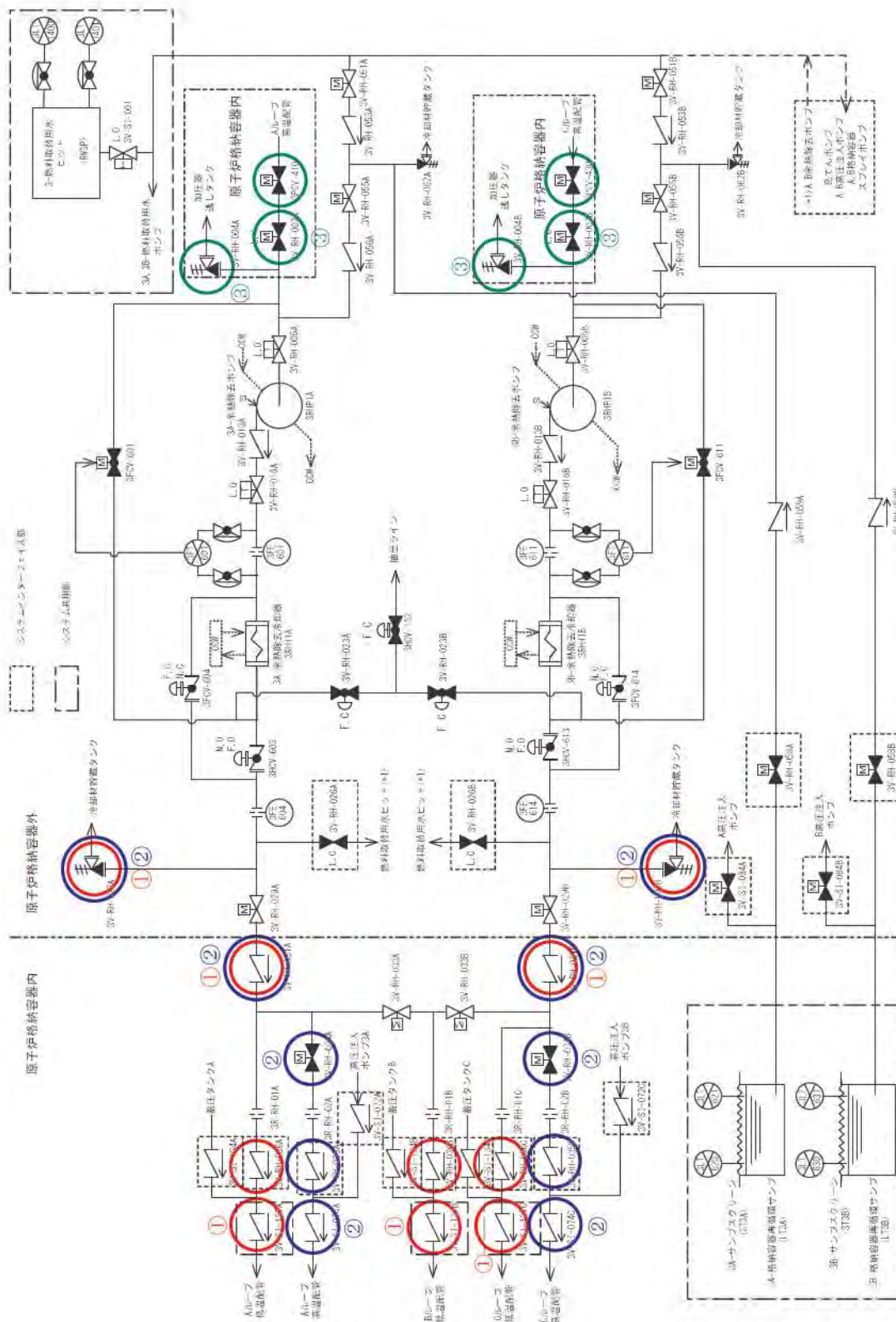
第 3.1.1.a-18 図 アニュラス空気浄化設備系統概要図



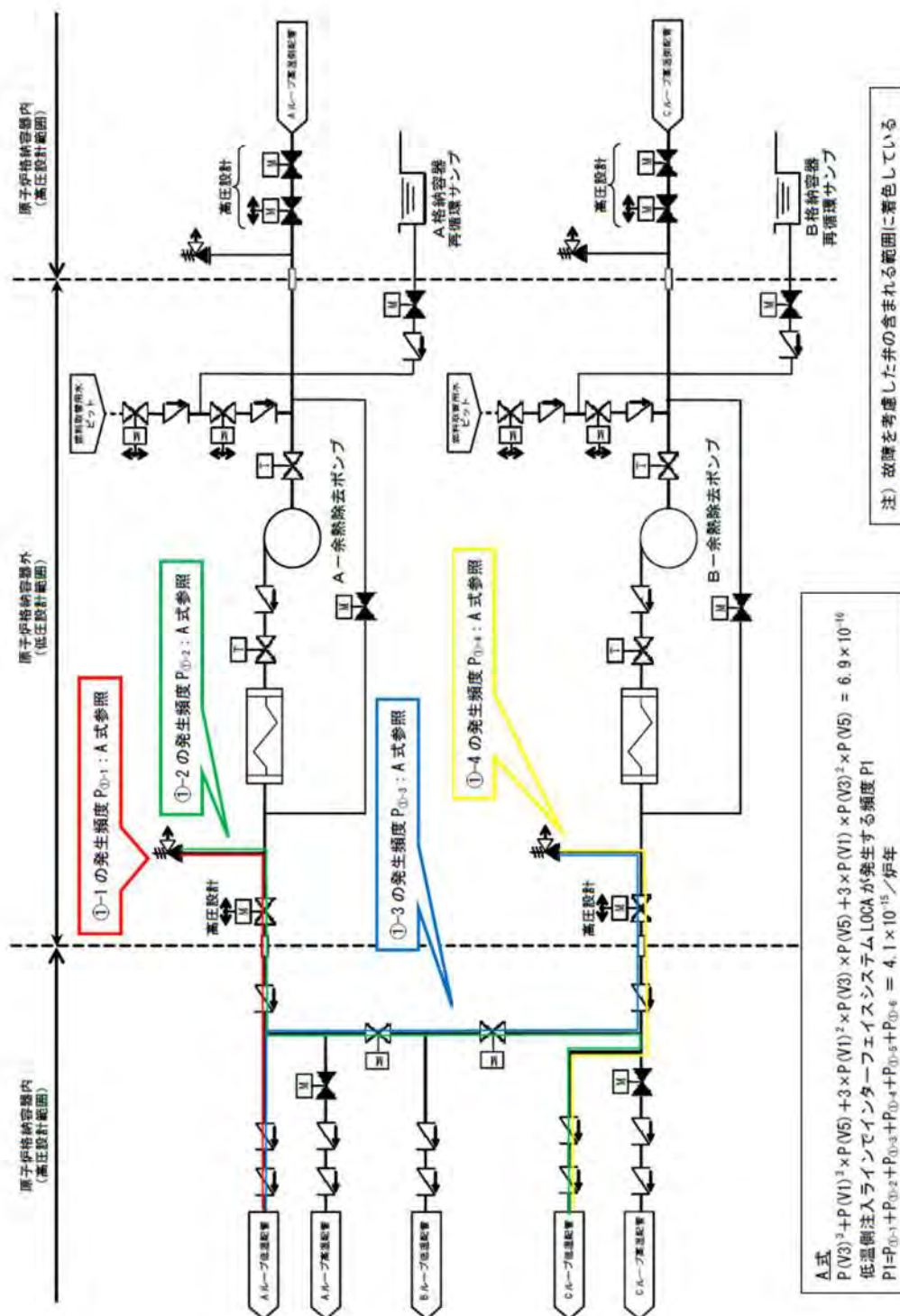
第 3. 1. 1. b-1 図 国内 PWR プラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合

- 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。

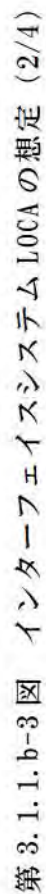
	主給水流量喪失	外部電源喪失	蒸気発生器伝熱管破損	過渡事象	手動停止
1970.11.28～1976.3.31.	2	0	0	8	34

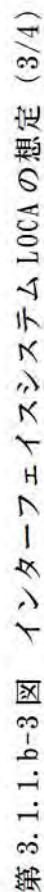


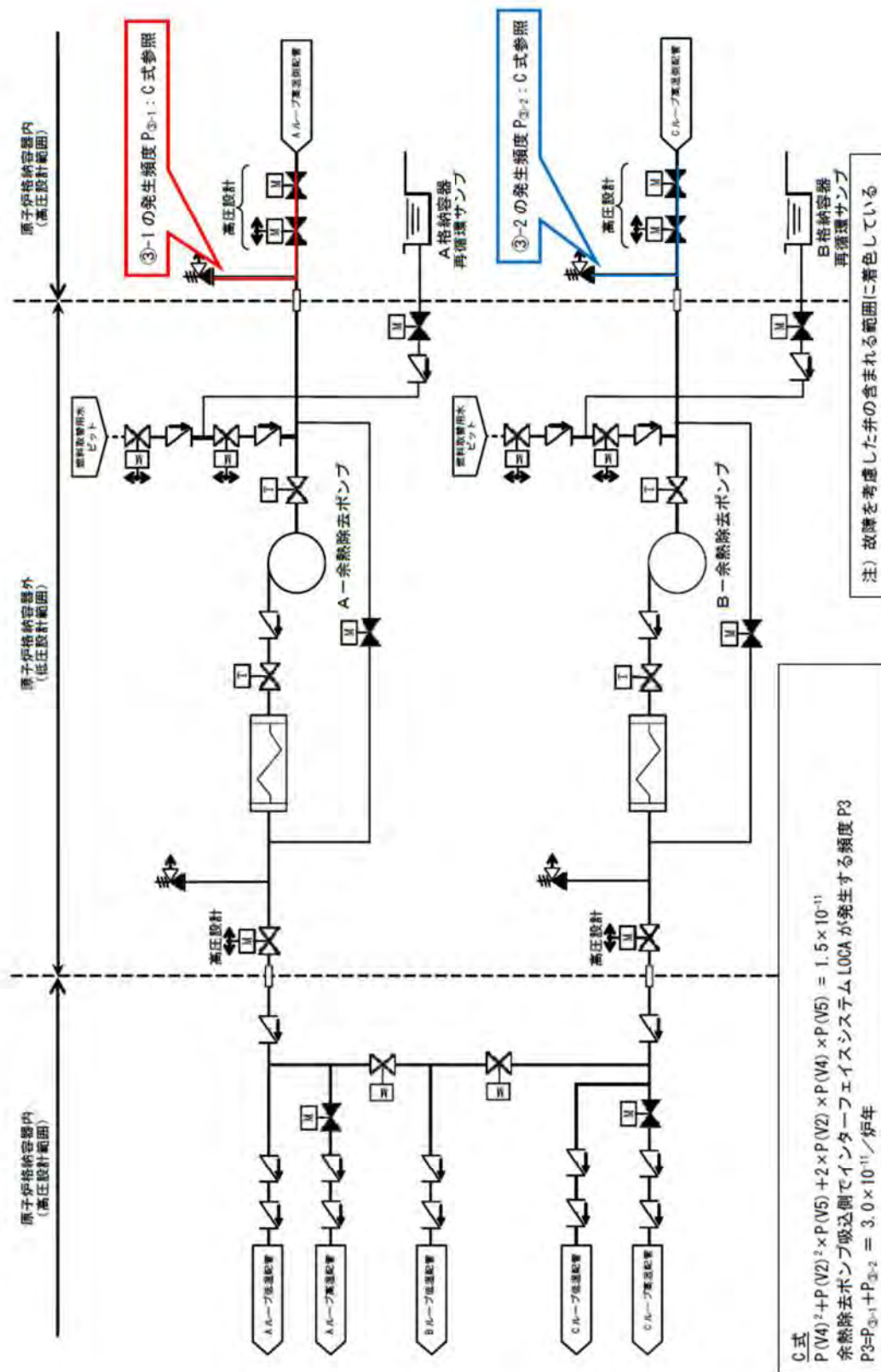
第3.1.1.b-2 図 泊発電所3号炉 余熱除去系簡略図



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短期の注入に引き続き「低圧再循環」により確保される。
- 高圧注入も作動するが、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、低圧再循環に失敗した場合においても、「高圧再循環」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 (e) 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】

- 送電系統の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し、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 + 原子炉トリップ失敗	原子炉停止機能喪失

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
				炉心冷却成功	炉心損傷なし 2次冷却系からの除熱機能喪失 2次冷却系からの除熱機能喪失 —
				2次冷却系の破断+補助給水失敗	
				2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	
				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	○	○

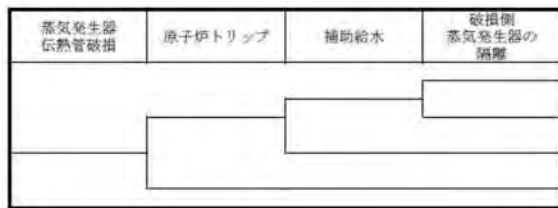
(注) ○：必要

×：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 格納容器バイパス 2次冷却系からの除熱機能喪失 —
				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	
				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。

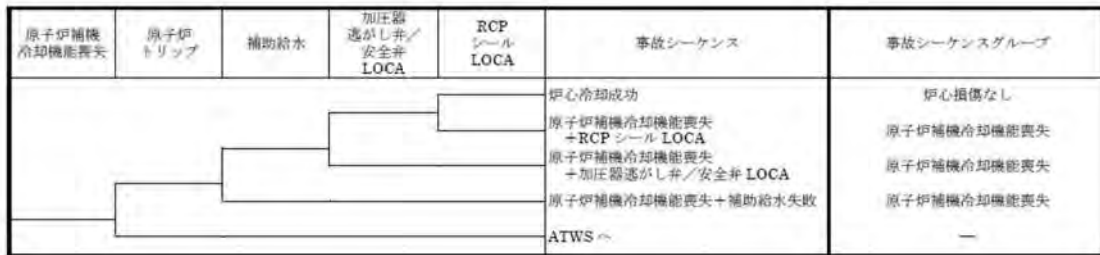
【成功基準】

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。

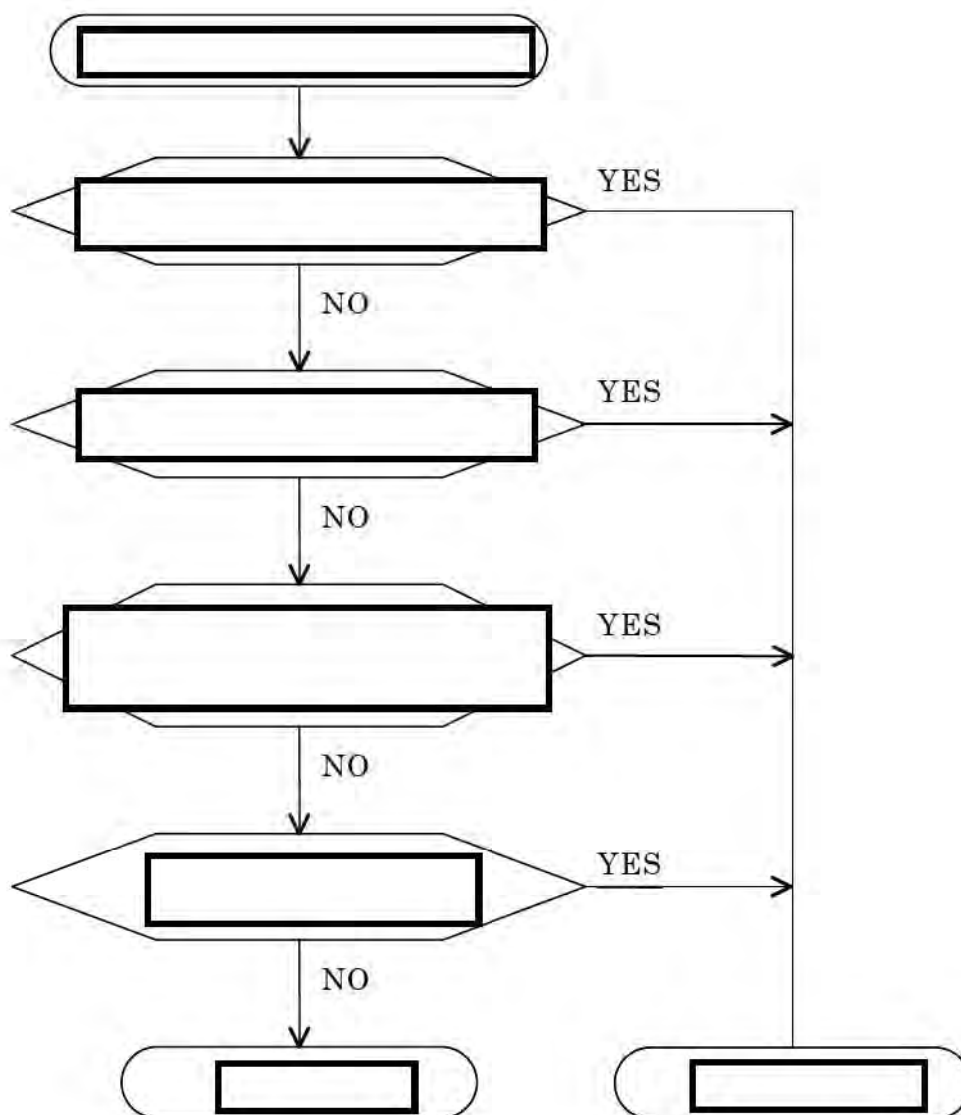
【成功基準】

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

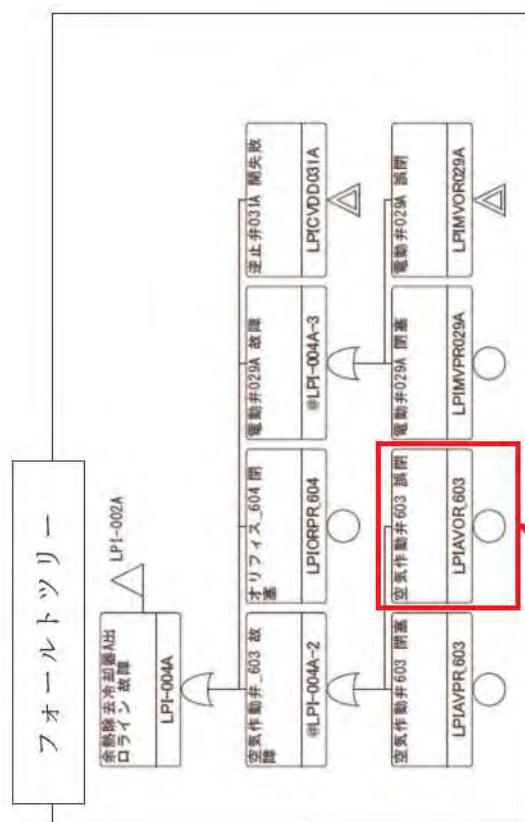
×：失敗を想定

—：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。



基事象リスト

【機器故障率データ】

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

機番	機名	機種タイプ	作動要求	故障モード	要否	故障モード	要否	モジュール名、理由/備考	寿命時間	備考
08FE-004	08FE-004	08FE-004	作動要求	故障モード	要否	故障モード	要否	モジュール名、理由/備考	寿命時間	備考
08FE-011	08FE-011	08FE-011	作動要求	故障モード	要否	故障モード	要否	モジュール名、理由/備考	寿命時間	備考
08FE-014	08FE-014	08FE-014	作動要求	故障モード	要否	故障モード	要否	モジュール名、理由/備考	寿命時間	備考
08FE-001	08FE-001	08FE-001	作動要求	故障モード	要否	故障モード	要否	モジュール名、理由/備考	寿命時間	備考
08FE-011	08FE-011	08FE-011	作動要求	故障モード	要否	故障モード	要否	モジュール名、理由/備考	寿命時間	備考
08HCV-003	08HCV-003	08HCV-003	作動要求	故障モード	要否	故障モード	要否	モジュール名、理由/備考	寿命時間	備考

空気作動弁 3HCV-603 の各故障モードのうち、「誤閉」に対する非信頼度
基事象リストに整理した情報を基に算出する。

非信頼度 = $1 - \exp(-\lambda_r \times T_m)$
 $\lambda_r = \lambda_r \times T_m$
 $= \text{「誤閉」の故障率} \times (\text{使用時間} (24h) + \text{健全性確認間隔} (2))$
 $= 2.70E-08 \times (24h + 2h/2)$
 $= 9.72E-07$

試験頻度と内

24 1Y RCS冷却時通水

24 1D 停泊状態での通水に確認する位置

24 1D RW550位置での通水に確認する位置

使命時間

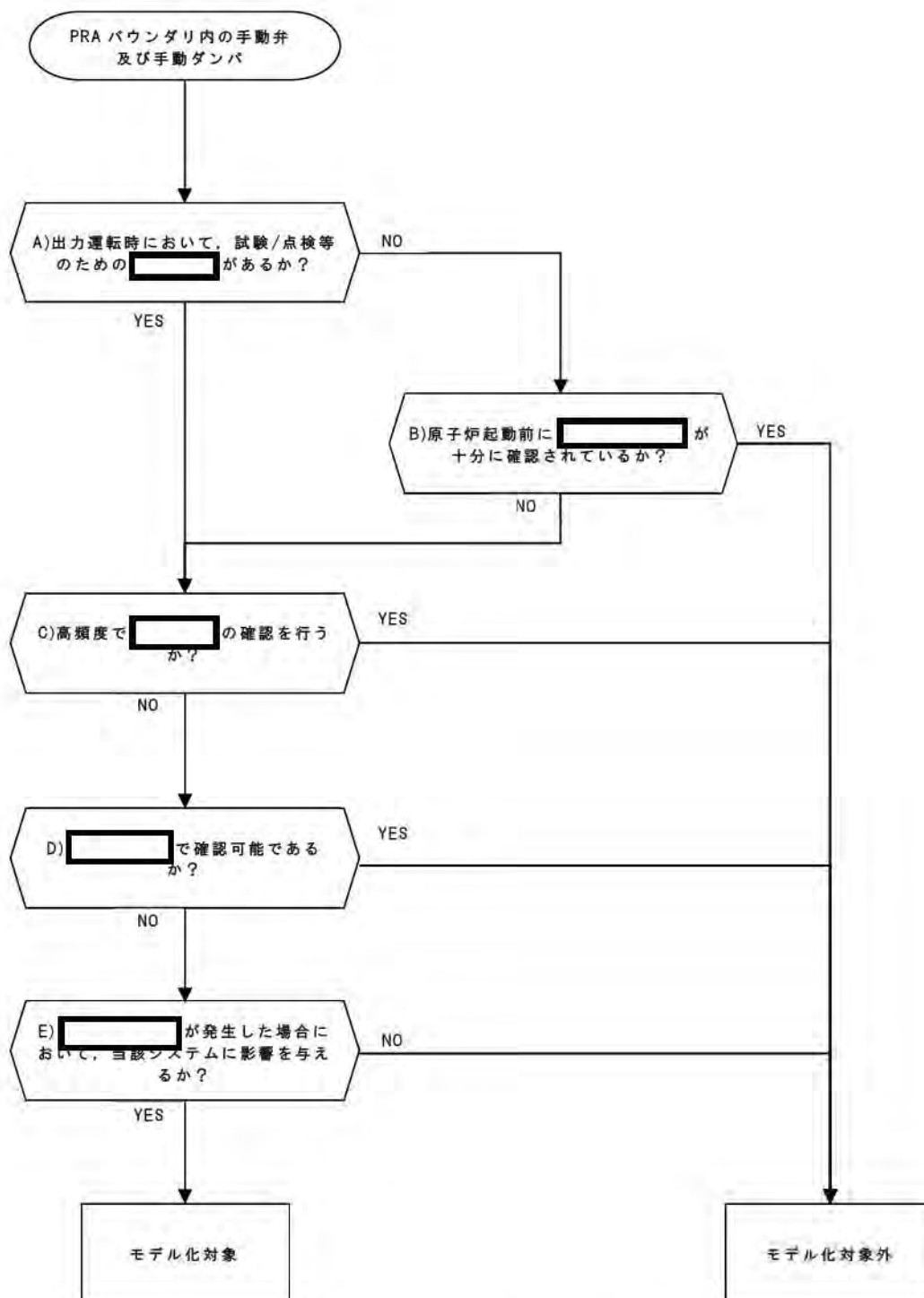
24 1Y RCS冷却時通水

24 1D 停泊状態での通水に確認する位置

24 1D RW550位置での通水に確認する位置

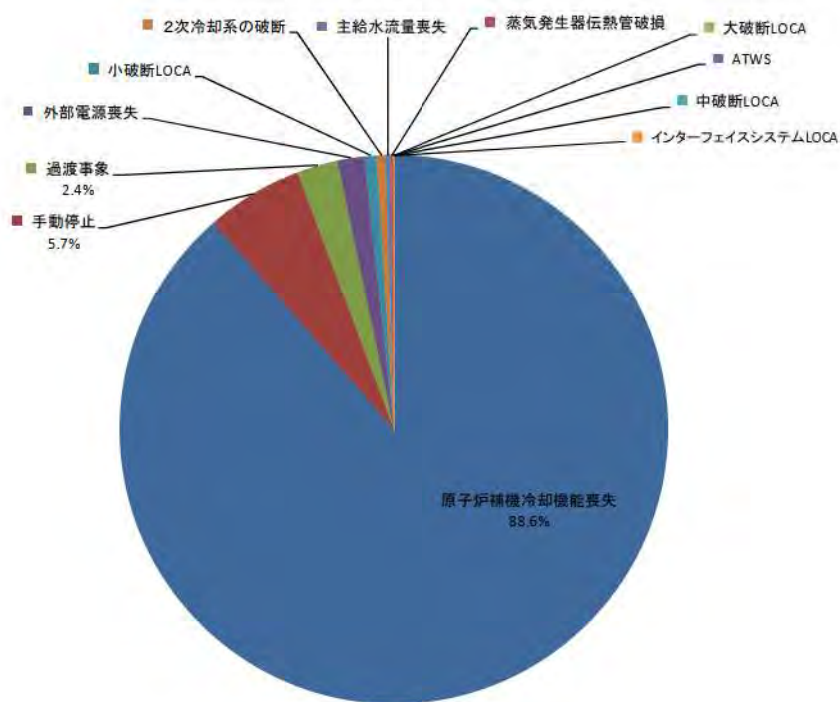
参照する国内故障率データの項目

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）

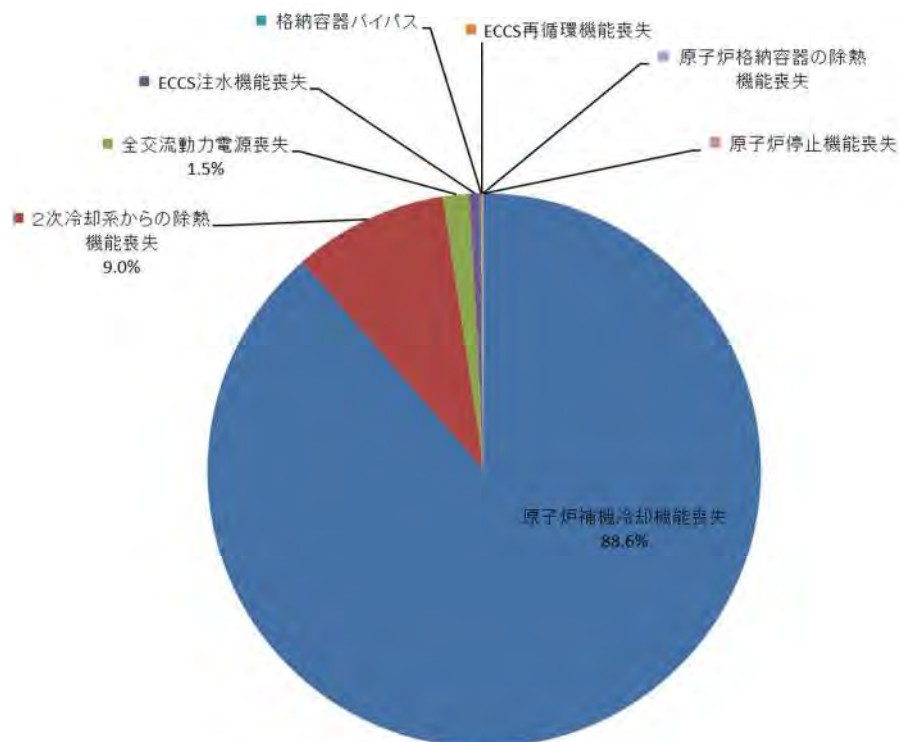


第 3.1.1. g-1 図 事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー

□ 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。

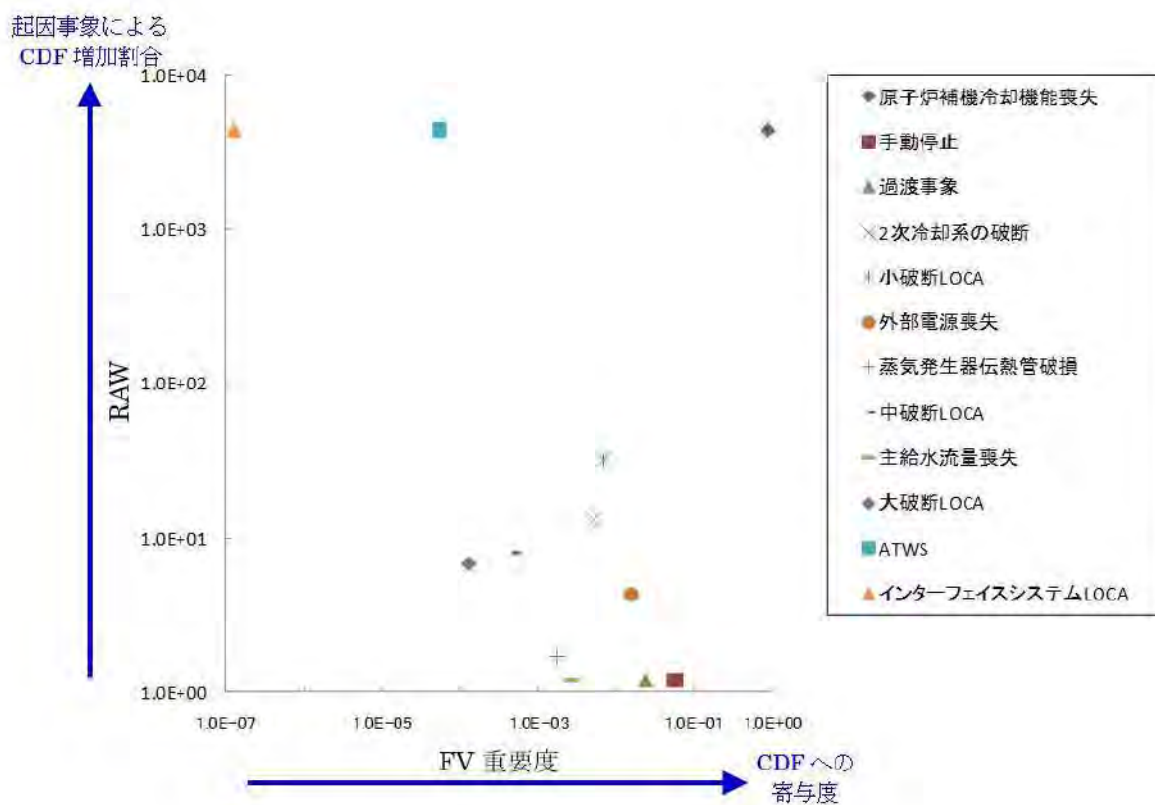


(起因事象別)

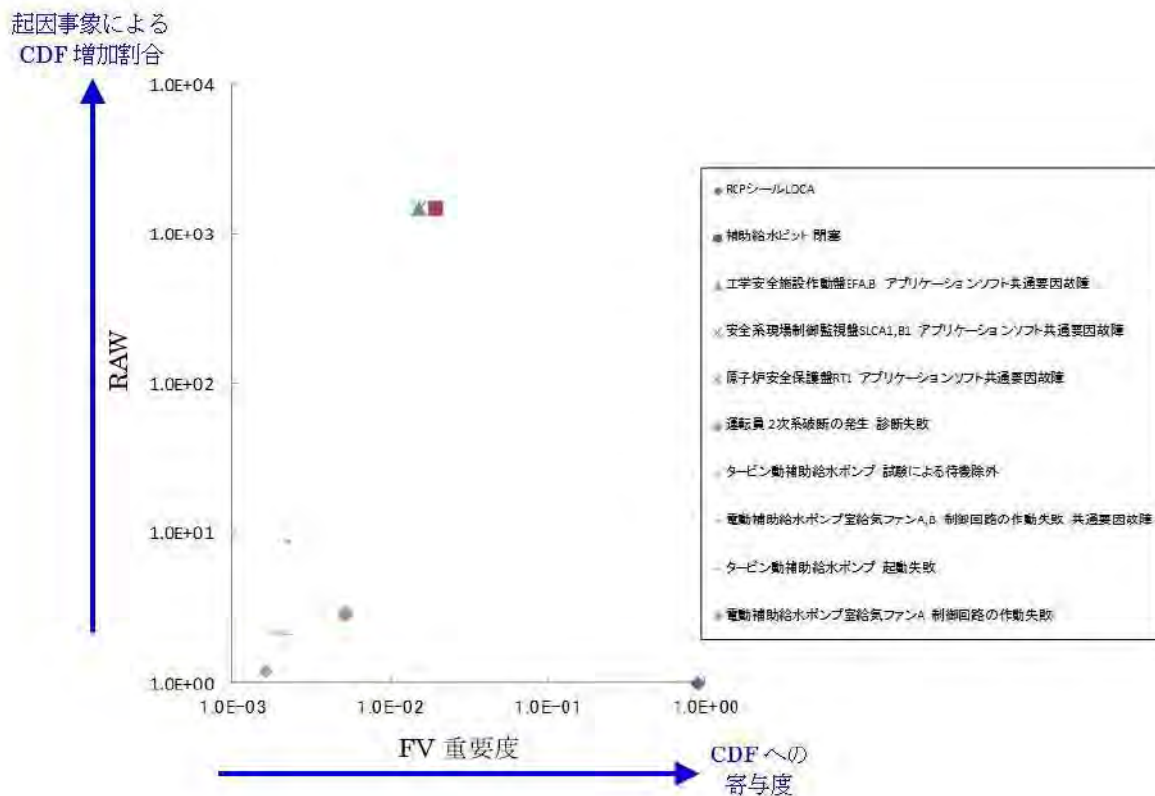


(事故シーケンスグループ別)

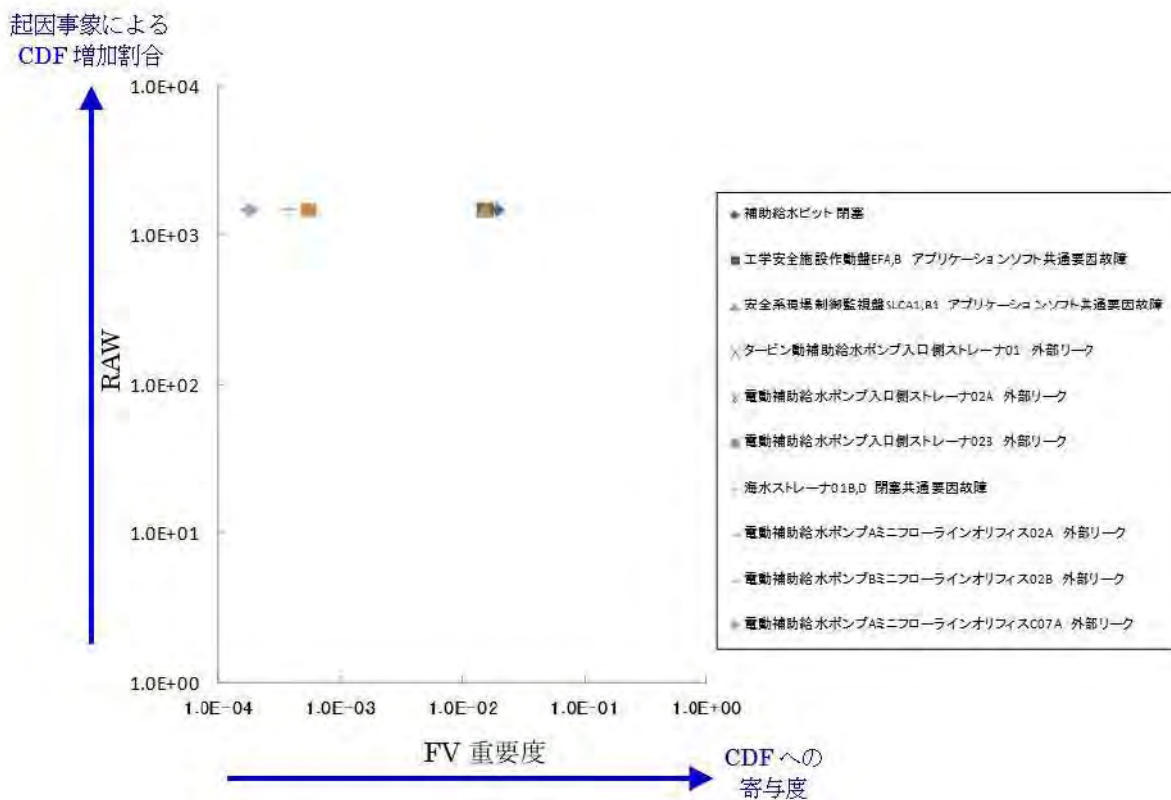
第 3.1.1. h-1 図 炉心損傷頻度への寄与割合



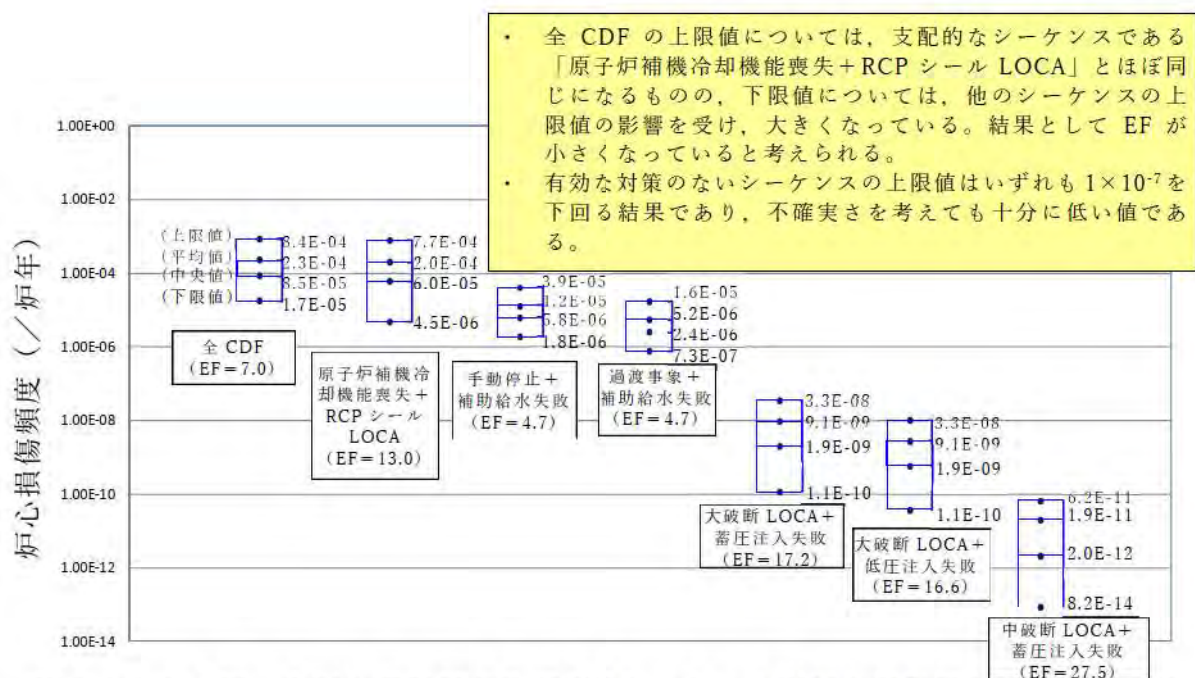
第 3. 1. 1. h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）



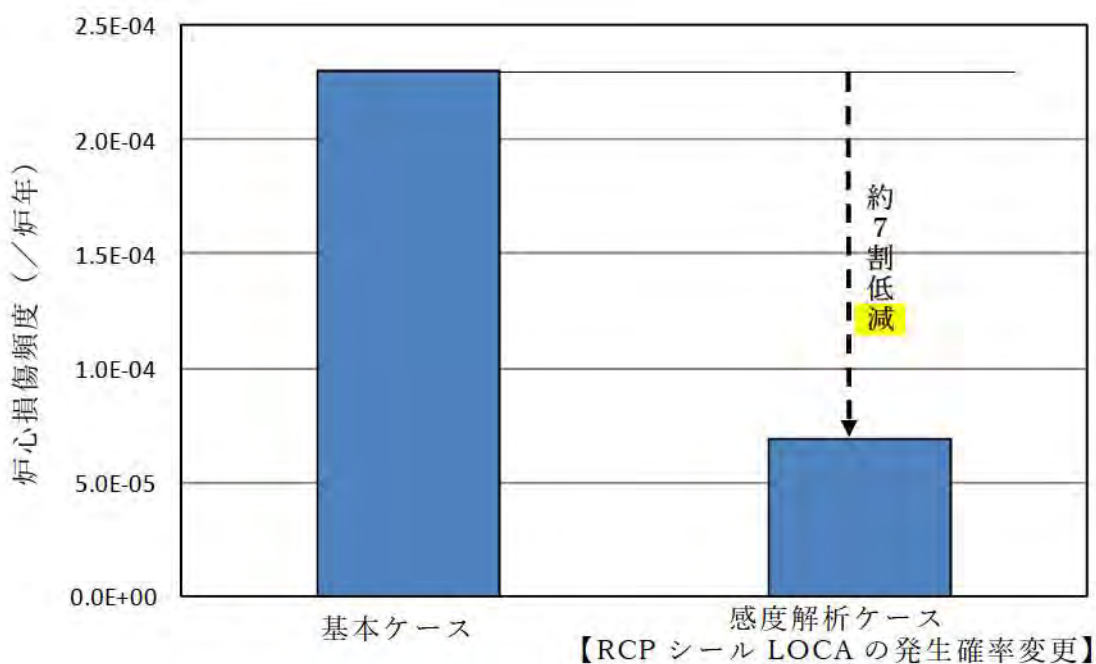
第 3. 1. 1. h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果 (FV 重要度上位基事象)



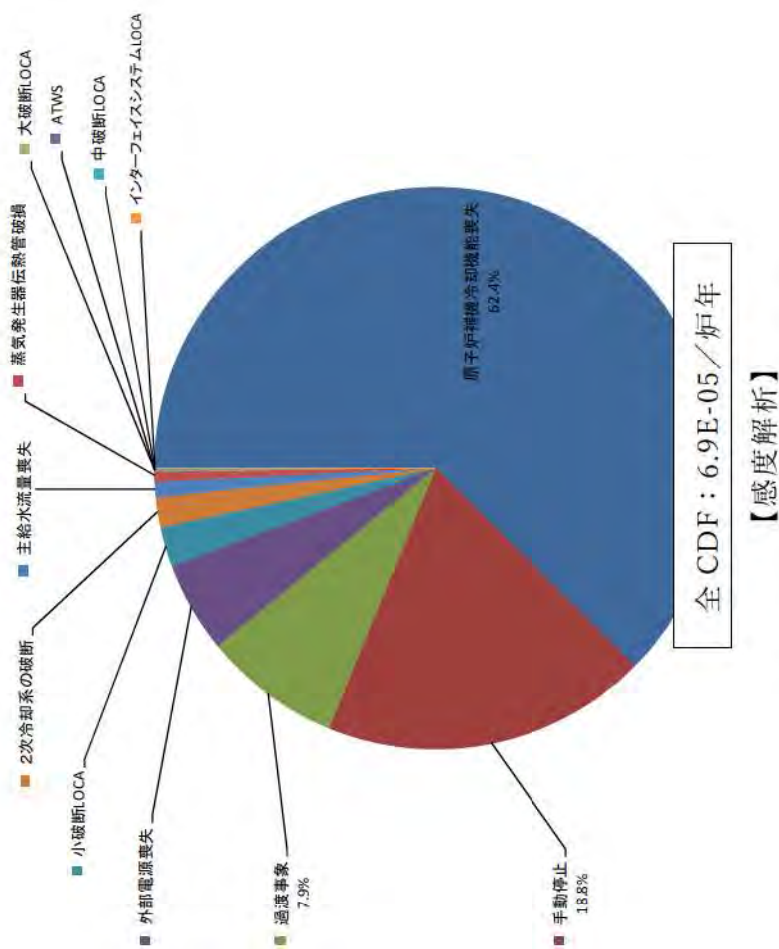
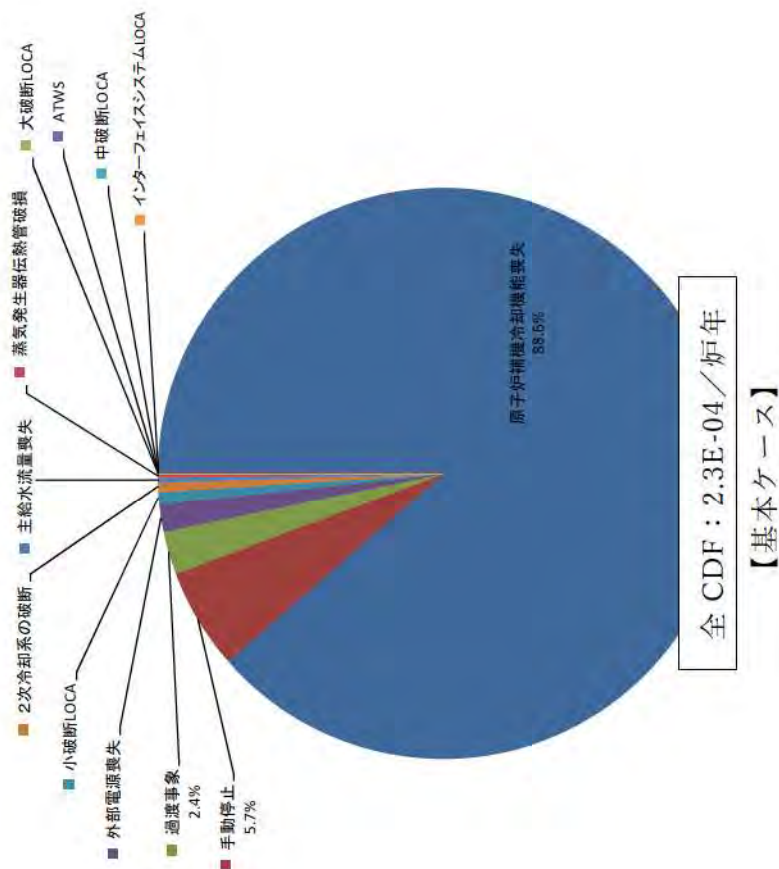
第 3. 1. 1. h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果 (RAW 上位基事象)



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】



(RCP シール LOCA, インターフェイスシステム LOCA の発生確率)

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

泊 3 号炉の特徴の解析，操作性への影響について

泊 3 号炉（3 ループプラント），泊 1 号及び 2 号炉（2 ループプラント）の主な特徴について下表に示す。また，これらの特徴の解析／操作性への影響について下表に示す。

	泊 3 号炉 (3 ループプラント)	泊 1 号及び 2 号炉 (2 ループプラント)	解析／操作性への影響	PRA への影響
充てん注入系と 高圧注入系の 分離設計	充てん注入系と 高圧注入系の 分離設計	同左	- SI 信号発信時の充てんモードから SI モードへのライン切替えが不 要。 - 解析では，分離設計のあり／なし により安全機能（高圧注入機能） に影響は生じない。したがって， 分離設計の有無が解析に影響を与 えることはない。	高圧注入ポンプと充てんポンプが別系統であることから極小 LOCA に対する緩和手段の多重性・多様性が確保されており， 起因事象に極小 LOCA を考慮することが不要。
	充てん注入系と 高圧注入系が 独立で運転可能。	同左		

	泊3号炉 (3ルーブプラント)	泊1号及び2号炉 (2ルーブプラント)	解析/操作性への影響	PRAへの影響
ブースティング	ブースティング なし	ブースティング あり	ブースティングの有無によって、原子炉格納容器の除熱機能喪失、ECCS再循環機能喪失の対象となる事故シーケンスが変更となる。(PRAへの影響欄参照) - ブースティングのため、高圧再循環のみに余熱除去ポンプによるブースティング運転が必要。 - 高圧注入ポンプ単独で高圧再循環運転可能。	ブースティング有無によって以下の通り事故シーケンスに相違が生じる。 【原子炉格納容器の除熱機能喪失】 - ブースティングなし 大破断LOCA時には破断流量が大きく低圧再循環に成功すれば炉心の冷却が確保できるが、低圧再循環に失敗しても高圧再循環を使用でき、格納容器スプレイ注入に失敗すると原子炉格納容器が先行破損し、炉心損傷に至る。(大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ失敗) - ブースティングあり 大破断LOCA時に低圧再循環に失敗すると、高圧再循環も失敗するため、格納容器スプレイ注入の成否にかかわらず、炉心損傷に至る。このため、原子炉格納容器先行破損シナリオには至らない。(ECCS再循環失敗シナリオになる) - 中小破断LOCA時には、1次冷却材圧力が高くECCS再循環流量が小さいため、ECCS再循環運転のみでは原子炉格納容器の圧力上昇が抑制できない。このため、格納容器スプレイ注入に失敗すると原子炉格納容器が先行破損し、炉心損傷に至る。(中小破断LOCA+格納容器スプレイ失敗) 【ECCS再循環機能喪失】 - ブースティングなし 高圧再循環単独でECCS再循環が可能のため、低圧再循環失敗だけではECCS再循環機能喪失とならない。(大破断LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗) - ブースティングあり 高圧再循環のために低圧再循環によるブースティング運転が必要のため、低圧再循環失敗によりECCS再循環機能喪失となる。(大破断LOCA+低圧再循環失敗)

	泊3号炉 (3ループプラント)	泊1号及び2号炉 (2ループプラント)	解析／操作性への影響	PRAへの影響
余熱除去系 タイライン構成	RHRタイライン： 高圧設計	RHRタイライン： 低圧設計	・泊3号炉では比較的漏えい規模が小さく、健全側RHR系統を使用してRHR運転が可能である。一方、泊1号及び2号炉ではRHR2系統からの漏えいとなるため、蒸気発生器を使用した2次冷却系からの崩壊熱除去運転を行う。	特に影響なし。
	・RHR1系統でIS-LOCAが発生しても別系統に波及することなく、別系統は健全性を維持可能。	・RHR1系統でIS-LOCAが発生すると別系統に波及し、両系統から漏えいが発生する。		
原子炉 格納容器	鋼製格納容器： 鋼製CV	鋼製格納容器： 鋼製CV	・CVスプレレイ作動を期待しない事故シナリオ解析結果（全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）、格納容器過圧／過温破損）から、鋼製CVの相対的に大きな自由体積により、原子炉からの冷却材放出直後のCV圧力・温度の急激な上昇が緩和される傾向となることが考察できる。	特に影響なし。
	・最高使用圧力は低い自由体積は比較的大きい。 ・本体が熱容量の小さい薄い金属製であるため、ヒートシンク効果が短時間しか得られない。	同左		

	泊3号炉 (3ルーブプラント)	泊1号及び2号炉 (2ルーブプラント)	解析／操作性への影響	PRAへの影響
格納容器 再循環 ユニット	ダクト開放機構 あり	ダクト開放機構 あり	- 解析では、ダクト開放機構あり／なしによる機械的な理由により除熱量に影響は生じない。したがって、ダクト開放機構の有無が解析に影響を与えることはない。 - 操作性では、ダクト開放機構がない場合には冷却水の通水のみで、自然対流冷却による原子炉格納容器雰囲気冷却が可能である。ダクト開放機構がある場合には格納容器温度が一定温度以上になった場合にダクト開放機構が開放することにより、冷却水の通水で自然対流冷却による原子炉格納容器雰囲気冷却が可能である。	特に影響なし。
	再循環ユニットダクトはCV最下階の圧力ヘッダ室まで開口部がないことから、開口部の没水対策としてダクト開放機構を設けている。このためシビアアクシデント時は、このダクト開放機構の開口部を使って自然対流冷却でCV雰囲気冷却する。	同左		
計測制御設備	総合デジタル方式	アナログ方式	- 総合デジタル方式によりアナログカード類の大幅な低減による故障率が低下する一方で、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 - タッチオペレーションによるデジタルスイッチ画面の採用によって誤操作防止や監視操作性の向上が図られているが、デジタル制御盤に係る人的過誤の知見がないため、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となる。	総合デジタル方式により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こととなる。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となることから、PRAへの影響は特にならない。
	計測制御設備の信頼性向上、デジタルスイッチによる運転員の負担軽減が可能。	計測制御設備にはアナログカードを用いており、アナログスイッチによる運転員操作。		

国内製耐熱RCPシールのPRA上の取扱いについて

泊発電所3号炉の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を目的としたPRAの評価においては、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、国内耐熱性RCPシールLOCA発生確率の非信頼度を保守的に1.0と設定している。これは、国内製耐熱RCPシールLOCAモデルでは、試験条件に従い8時間以内の2次冷却系強制冷却を必要としているが、重大事故等対策である2次冷却系強制冷却については本PRAで対象としておらず、この場合はRCPシールLOCA発生確率が1.0となるためである。

国内製RCPシールの耐力に関する試験結果を踏まえた国内製RCPシールLOCAの発生確率の評価について以下に示す。本評価に基づくRCPシールLOCAモデルについては今後安全性向上評価届出のPRAにおいて適用を検討していく。

1. RCPシールの構造

泊発電所3号炉のPRAでモデル化している国内製耐熱RCPシールの構造を第1図に示す。国内製耐熱RCPシールは高いシート力を有するNo.2シールで全交流動力電源喪失（以下、「SBO」という）時におけるRCPシールLOCAの発生を防ぐ設計としている。

2. 国内製耐熱RCPシールの損傷確率

高いシート力を有するNo.2シールにてSBO時のRCPシールLOCAの発生を防ぐ国内製RCPシールの設計を考慮し、実機No.2シール試験によって100時間の耐力を確認した試験結果に基づき、RCPシール冷却機能が喪失した条件下でのRCPシールLOCA発生確率の検討を実施している。

本試験はSBO発生から8時間までは運転操作に期待せず、8時間後の運転員による1次冷却系の減温・減圧操作を模擬したプラント状態条件を上回る温度・圧力条件（第2図）を用いて、シールの健全性の確認を実施した。この条件で実機No.2シール試験を6回実施し、いずれにおいても有意なリークなしの結果を得た。これにより、高温・高圧下におけるNo.2シール耐力を確認したものである。

<No.1シール損傷確率>

<No.2シール損傷確率>



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。

<No. 3シール損傷確率>

<RCPシールLOCA発生時間>

<漏えい量>

なお、全交流動力電源喪失の有効性評価におけるRCPシール部からの漏えい率は上記の値を用いている。

3. ウェスチングハウス社製RCPシールの損傷確率

米国ウェスチングハウス社において、RCPシールLOCAに係るリスクを評価するモデルとして、WOG2000モデルを開発し、トピカルレポートを米国NRCに提出した。米国NRCは、これに対し安全評価書（SER：Safety Evaluation Report）を発行し、確率論的リスク評価で用いるRCPシールLOCAモデルを示している。WCAP-15603の安全評価書を元に米国ウェスチングハウス社製RCPシールLOCAモデルの数値根拠を以下に整理した。PRAにおいては以下の情報を基にRCPシールLOCAモデルを整備している。

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

<No. 1シール損傷確率>

これまでポンプ24台のシール冷却機能喪失時に故障が全く観測されなかった実績を踏まえ、次の1台が故障する確率を50%とした想定に基づいて故障確率を算定した場合、この想定から得られる故障確率は0.02 ($=0.5/25$) である。

この故障確率を誤差係数3の対数正規分布の中央値と見立てて故障確率の平均値を算出すると0.025となる。加えて、当時からのOリングの性能改善を反映し、半分の0.0125としている。

<No. 2シール損傷確率>

No. 2シールの故障確率は、ポッピング故障の不確かさを考慮した保守的な値として0.2としている。なお、ポッピング故障とは、高温・高圧流体が圧力差によって減圧沸騰し、これによる二相流の圧力変動によってシール面が開く事象である。

<No. 3シール損傷確率>

Brookhaven国立研究所のシールモデルで用いられている0.54に対して、当時からのOリングの性能改善を反映し、半分の0.27としている。

<RCPシールLOCA発生の時間>

WCAP-15603の安全評価書では、RCPシールLOCAが発生するまでの時間として、下限値15分、上限値60分の対数正規分布を想定し、RCPシールLOCA発生までの時間の期待値を30分として評価している。しかしながら、米国原子力規制委員会（NRC）からの指摘により、No. 2シールのポッピング故障は、No. 1シールへ流入する冷却材温度が1次冷却材の温度に到達した時に最も起こりやすいとの考えから、RCPシールLOCA発生までの時間を13分と想定することとした。

<漏えい量>

WOG2000モデルでは以下の漏えい量を想定している。

RCPシールリークの場合：21gpm

RCPシールLOCAの場合：480gpm

4. 国内製と米国ウェスチングハウス社製 RCPシールLOCAのモデルの比較

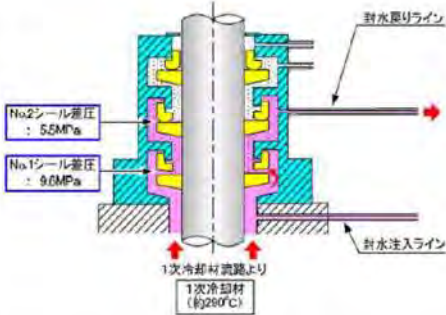
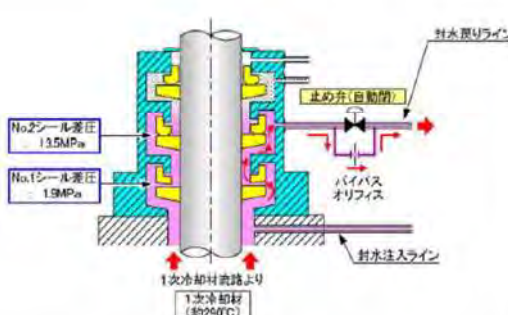
米国ウェスチングハウス社製 RCPシールLOCA（WOG2000）と国内製RCPシールLOCAモデルの比較を表に示す。

表 RCPシールLOCAモデルの比較

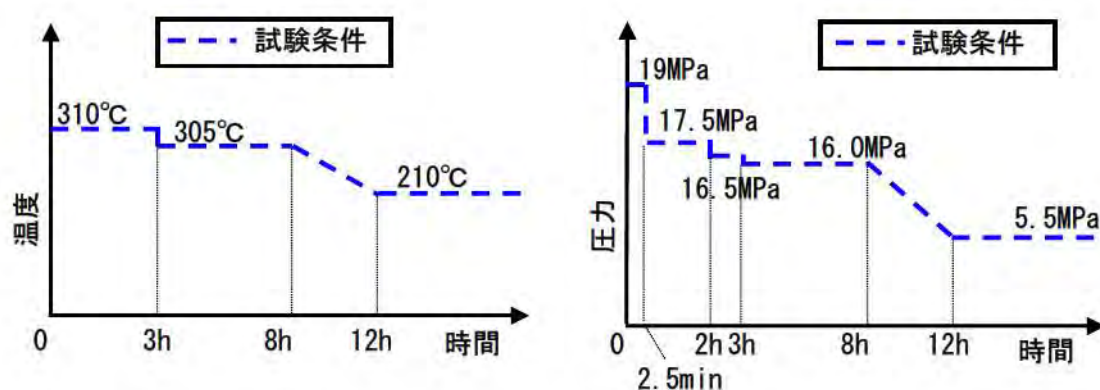
	米国ウェスチングハウス社製			国内製		
	WOG2000 モデル※			三菱製 RCP シール LOCA モデル		
	時間	リーク量	確率	時間	リーク量	確率
シール LOCA モデル						

※SAFETY EVALUATION BY THE OFFICE OF NUCLEAR REACTOR REGULATION WCAP-15603,
 REVISION 1, "WOG 2000 REACTOR COOLANT PUMP SEAL LEAKAGE MODEL FOR
 WESTINGHOUSE PWRS" WESTINGHOUSE OWNERS GROUP PROJECT NO. 694

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。

W 社製 RCP シール	三菱製 RCP シール
	
✓ 封水戻りラインにバイパスオリフィスラインを設置しない設計としている。	✓ 封水戻りラインに設置されている止め弁が閉止することで、当該弁をバイパスする形で設置されているオリフィスラインを経由するため、封水戻り流量は制限される。 ✓ これに伴い No.2 シール入口の圧力が上昇するため、No.2 シールからの漏えい量が増加するが、No.1 シールと No.2 シールの間は、高めの圧力に保持され、単層状態が維持される。

第1図 RCPシールの構造



第2図 実機No. 2シール試験条件

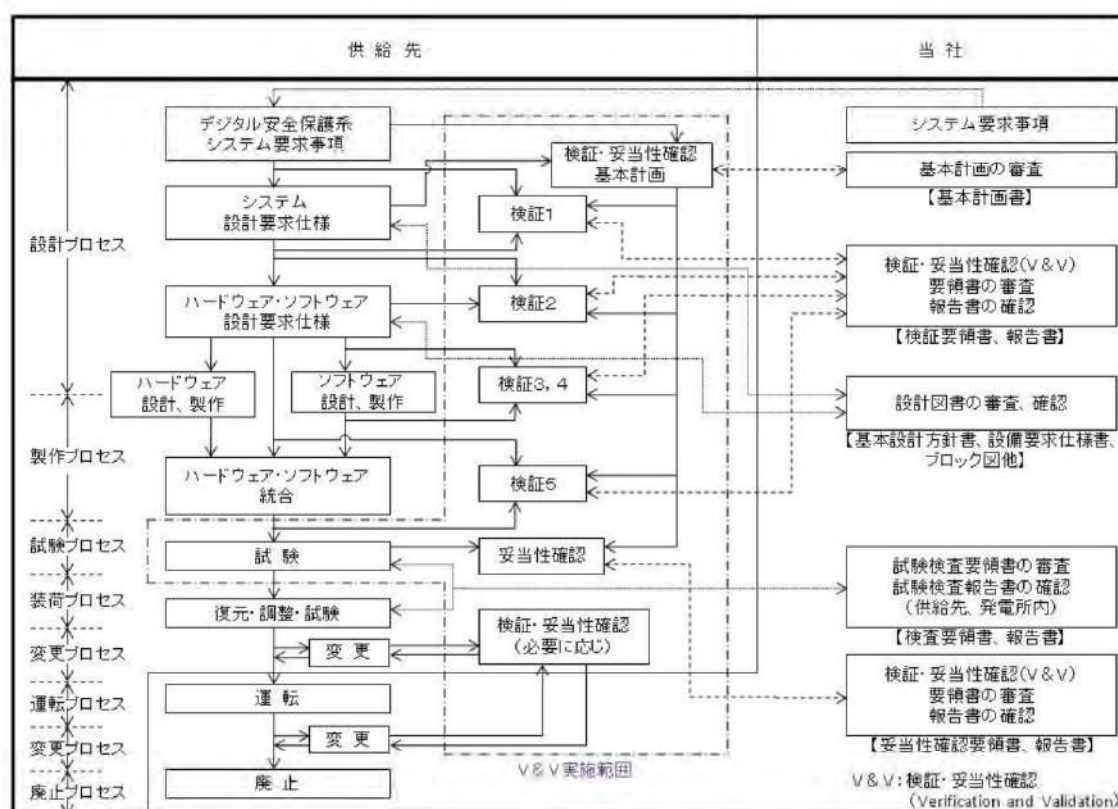
デジタル安全保護回路のV&V及びPRAにおける取扱いについて

1. デジタル安全保護回路のV&V（検証と妥当性確認）について

安全保護回路のデジタル化に当たっては、システムの設計、製作、試験、変更管理の各段階で、「安全保護系へのデジタル計算機の適用に関する規程」（JEAC4620-2008）及び「デジタル安全保護系の検証及び妥当性確認に関する指針」（JEAG4609-2008）に基づき、安全保護上要求される機能が正しく確実に実現されていることを保証するため、当社は供給者による検証及び妥当性確認の各段階において、検証されたソフトウェアを使用していることを確認している。

導入後の変更についても、下記フロー図のシステム要求事項から試験まで、導入時と同様に検証項目の検証1～妥当性確認までを実施している。

また、当社も各段階において確実に実施されていることを確認するとともに、導入後の変更においても、同様の管理を行っている。



第1-1図 安全保護回路の検証及び妥当性確認（24条 2.6 図3を引用）

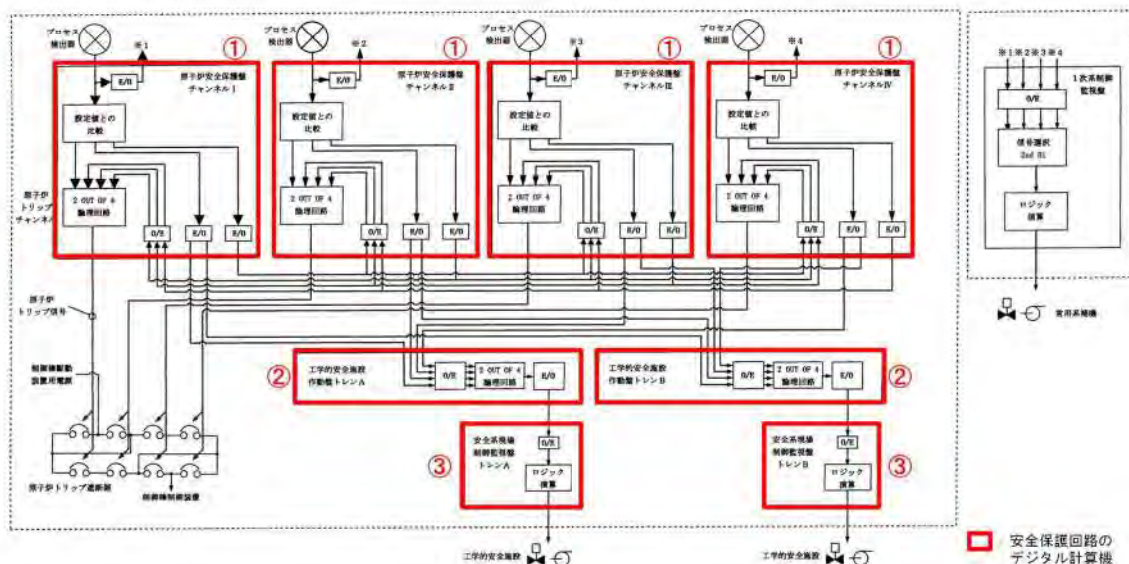
第 1-1 表 検証項目と検証内容（24 条 2.6 表 4 を引用）

検証項目	検証内容
検証 1	システム設計要求仕様検証 安全保護系システムへの要求事項が正しく設備の基本設計方針書に反映されていることを検証
検証 2	ハードウェア・ソフトウェア設計要求仕様検証 基本設計方針書の要求事項が正しくハードウェア・ソフトウェア設計要求図書に反映されていることを検証
検証 3	ソフトウェア設計検証 ソフトウェアの設計要求図書が正しくソフトウェア設計に反映されていることを検証
検証 4	ソフトウェア製作検証 ソフトウェア設計通りに正しくソフトウェアが製作されていることを検証
検証 5	ハードウェア・ソフトウェア統合検証 ハードウェアとソフトウェアを統合してハードウェア・ソフトウェア設計要求仕様通りのシステムとなっていることを検証
妥当性 確認	ハードウェアとソフトウェアを統合して検証されたシステムが、デジタル安全保護系システム要求事項を満足していることを確認

2. PRA におけるデジタル安全保護回路の取扱いについて

(1) 泊発電所 3 号炉のデジタル安全保護回路のシステム構成について

泊発電所 3 号炉の安全保護回路（安全保護系）の構成は第 2-1 図のとおりであり、「①原子炉安全保護盤チャンネルⅠ～Ⅳ」、「②工学的安全施設作動盤トレン A, B」及び「③安全系現場制御監視盤トレン A, B」がデジタル計算機である。



第 2-1 図 安全保護回路の構成（24 条別紙 9-1 図を引用）

(2) デジタル設備のモデル化範囲について

フォールトツリー解析の対象として、原子炉トリップ信号，非常用炉心冷却設備作動信号（S 信号），再循環自動切替信号，原子炉格納容器スプレイ作動信号（SP 信号）等の発信に係るデジタル設備の構成要素をモデル化しており，そのモデル化範囲は以下のとおりとしている（S 信号の場合）。

- ✓ 異常状態を検知する検出部からそれらの信号を受けてロジック処理を行い，機器に対する信号を生成する回路（第 2-1 図：プロセス検出器～原子炉安全保護盤～工学的安全施設作動盤）
- ✓ その信号を処理し，機器を要求どおりに作動させる回路（第 2-1 図：工学的安全施設作動盤～安全系現場制御監視盤）

なお，誤動作により信号発信阻害を引き起こす回路も対象とする。

(3) デジタル設備のモデル化方針及び故障率について

フォールトツリーでのモデル化に当たっては以下に示すモデル化方針を設定している。

- デジタル設備（CPU カード，リピータカード，A/I カード等）の故障率はメーカーデータに基づき設定する。
- ロジック処理を行うデジタル設備に対してソフトウェアの共通原因故障をモデル

化する。信号系のフォールトツリー解析モデル化対象範囲においては、同内容のロジック処理をしているデジタル設備のそれぞれのグループに対してアプリケーションソフトウェア CCF をモデル化する。また、全グループ同時に故障する原因となる基本ソフトウェア CCF もモデル化する。この CCF をモデル化する際の発生確率は、これまでのソフトウェア使用実績及び米国規制動向より、以下のとおりとする。

➤ アプリケーションソフトウェア CCF

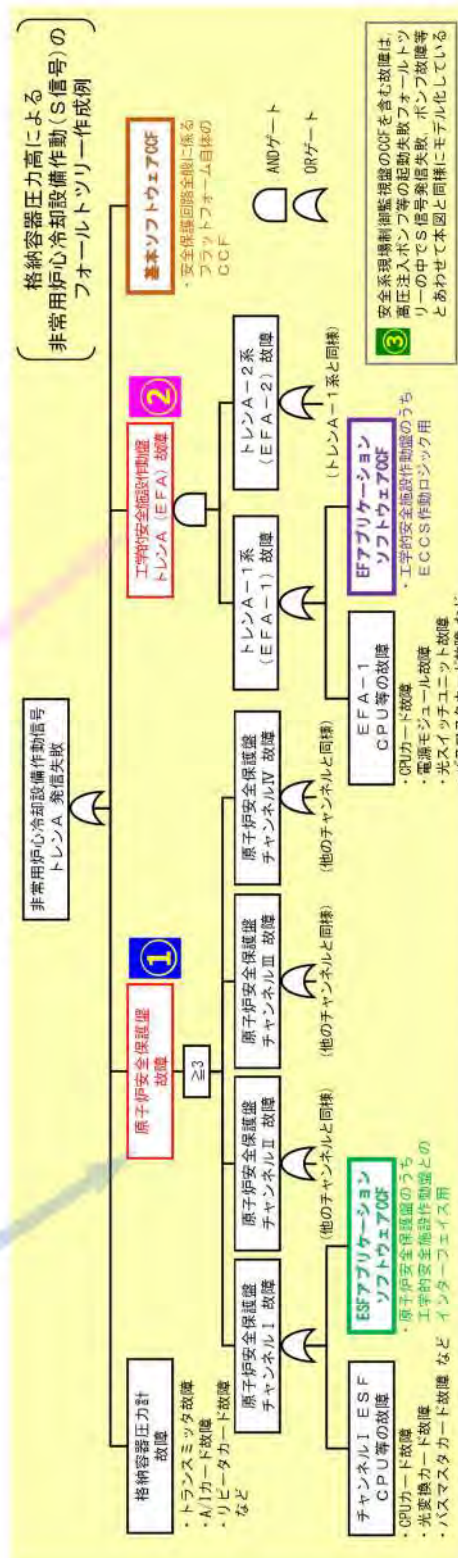
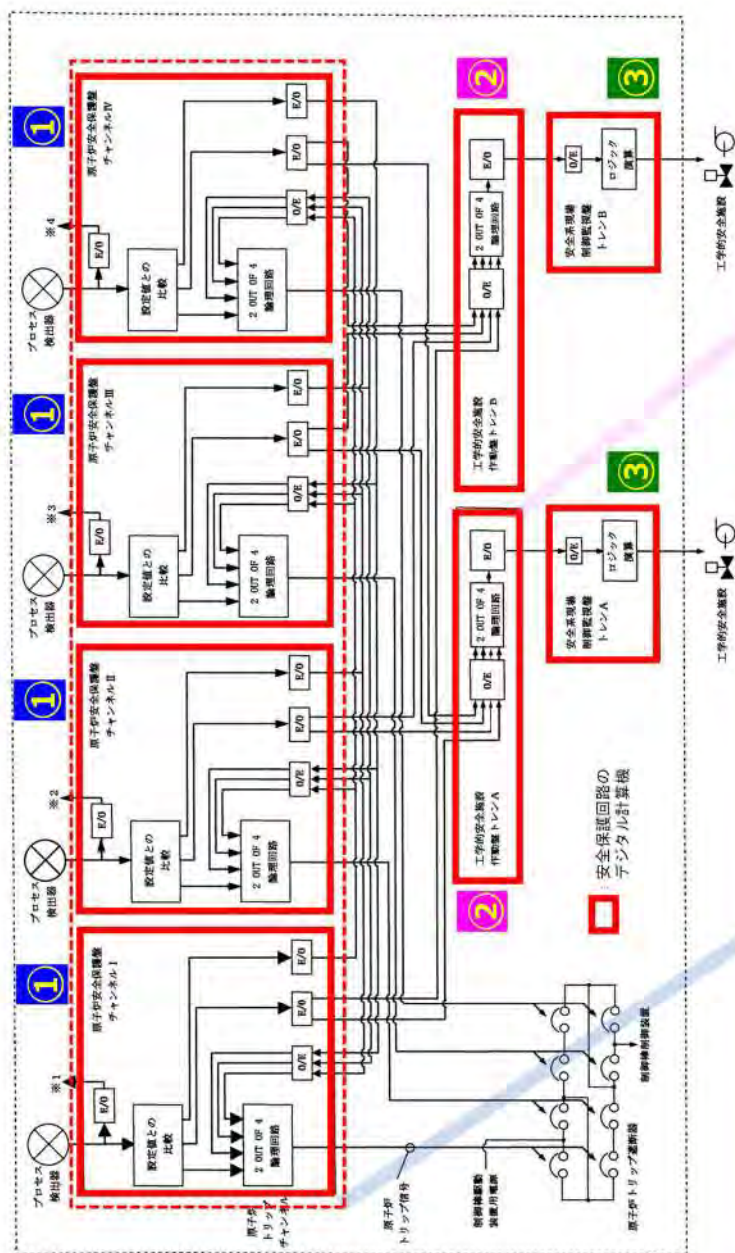
アプリケーションソフトウェアは、システム機能を実行するためのソフトウェアである。アプリケーションソフトウェア CCF により、同一機能进行处理するシステム・CPU グループがチャンネル・トレンを問わず機能喪失するものとして扱う。例えば、原子炉安全保護盤チャンネル I (PI) のうち CPU (PIESF) が機能喪失するようなアプリケーションソフトウェア CCF として、同一機能を有するチャンネル I～IV の PIESF～PIVESF がすべて機能喪失となるような CCF をモデル化している。また、工学的安全施設作動盤トレン A-1 系の CPU (EFA-1) が機能喪失するようなアプリケーションソフトウェア CCF として、同一機能を有するトレン A, B の EFA-1/2 及び EFB-1/2 がすべて機能喪失となるような CCF をモデル化している。アプリケーションソフトウェアは安全保護回路の V & V を含むライフサイクル管理の実施及び基本ソフトと同様十分な対策を備えている。アプリケーションソフトウェア CCF 発生確率はソフトウェア使用実績及び米国規制動向を踏まえて $1E-05[/d]$ と設定する。

➤ 基本ソフトウェア CCF

基本ソフトウェアは、アプリケーションソフトに対するハードウェアとの通信等の基本機能を提供するためのオペレーションシステムである。基本ソフトウェア CCF はハード的な故障を除くプラットフォーム自体の CCF であり、ソフトウェアを使用するすべてのシステムが機能喪失するものとして扱う。ソフトウェアは定周期処理、静的なメモリの割り当て、各システムの非同期性、V & V (検証と妥当性確認) の実施、ライフサイクル管理等により共通原因故障への十分な対策を備えている。基本ソフトウェア CCF 発生確率はソフトウェアの使用実績及び米国規制動向を踏まえて $1E-07[/d]$ と設定する。

(4) デジタル設備のモデル化例について

泊発電所 3 号炉の PRA モデルにおけるデジタル設備のモデル化の概要について、格納容器圧力高による S 信号を例に、第 2-2 図に示す。



第2-2図 非常用炉心冷却設備作動信号(S信号)のモデル化例

3. デジタル設備の PRA 定量結果への影響について

上述の 2 に示す内容に基づき構築したモデルにおける事故シーケンスの分析結果及び FV 重要度評価結果を第 2-1 表及び第 2-2 表に示す。

例えば、第 2-1 表 (1/4) のうち全 CDF に対する寄与割合の大きい「手動停止又は過渡事象を起因事象として補助給水に失敗するシーケンス」の上位のカットセット「補助給水ポンプ起動信号失敗 共通原因故障」はデジタル設備の故障 (RT1 アプリケーションソフトウェア CCF) である。

また、第 2-2 表においても FV 重要度の上位にデジタル設備の故障 (例：工学的安全施設作動盤 EFA, B アプリケーションソフトウェア CCF) が現れている。

以上の分析結果から、全炉心損傷頻度に対するデジタル設備の機能喪失の寄与割合は 5 % 程度であり、デジタル設備のうちアプリケーションソフトウェア CCF の影響が結果に有意に効く要因であることが確認されている。

第2-1表 事故シーケンスの分析結果 (1/4)

事故シーケンス			CDF (/年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/年)	寄与割合
2次冷却系からの除熱機能喪失	手動停止	補助給水失敗	1.3E-05	3.7%	①補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障	7.0E-06	51%
					②補助給水ピット閉塞	2.8E-06	22%
					③タービン動補助給水ポンプ試験による待機除熱 + 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	1.2E-07	1%
	過渡事象	補助給水失敗	5.4E-06	2.1%	手動停止と同様		
					①2次系破断事象診断過渡による破断SCループへの給水停止失敗	1.2E-06	98%
					②補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障	8.6E-09	1%
	2次冷却系の破断	補助給水失敗	1.2E-06	0.5%	③補助給水ピット閉塞	5.3E-09	0%
					④補助給水隔離弁559B閉失敗 + B電動補助給水ポンプ出口調節弁(FV-582B)の操作器「全開」操作失敗	8.6E-10	0%
					手動停止と同様		
	主給水流量喪失	補助給水失敗	6.2E-07	0.3%	①補助給水ピット閉塞	5.9E-08	45%
					②補助給水系各機器の外漏リーク	5.1E-09	4%
					③電動補助給水ポンプ室空調系A、B機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ試験による待機除熱	2.5E-09	2%
	外部電源喪失	補助給水失敗	1.3E-07	0.1%	④電動補助給水ポンプ室空調系A、B機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ起動失敗	2.0E-09	2%
					①補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障	4.5E-08	15%
					②補助給水ピット閉塞	3.0E-08	28%
	蒸気発生器伝熱管破損	補助給水失敗	1.1E-07	<0.1%	③高水ポンプA、C継続運転失敗共通原因故障	1.9E-09	2%
					④タービン動補助給水ポンプ試験による待機除熱 + 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	4.3E-09	1%
					①補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障	4.4E-09	14%
2次冷却系の破断	小破断 LOCA	補助給水失敗	1.0E-08	<0.1%	②補助給水ピット閉塞	2.7E-09	27%
					③高水ポンプA、C継続運転失敗共通原因故障	1.7E-10	2%
					④電動補助給水ポンプ室空調系A、B機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ試験による待機除熱	1.2E-10	1%
	2次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	7.7E-11	<0.1%	⑤電動補助給水ポンプ室空調系A、B機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ起動失敗	9.2E-11	1%
					①「運転員による破断ループ開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」 +「破断ループ開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閉止失敗」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.4E-11	44%
					②「破断ループ開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」 +「破断ループ開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閉止失敗」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.2E-11	42%
	2次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	7.7E-11	<0.1%	③健全ループ主蒸気隔離弁528A(C)閉失敗 +破断ループ主蒸気隔離弁逆止弁531B閉失敗	6.1E-12	8%
	2次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	7.7E-11	<0.1%			

第2-1表 事故シーケンスの分析結果 (2/4)

事故シーケンス			CDF (/年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/年)	寄与割合
全交流動力電源喪失	外部電源喪失	非常用所内交流電源喪失	3.5E-06	1.5%	①DG室空調系 空気作動タンバ2741、2742閉失敗共通原因故障	1.5E-07	4%
					②IV信号A、B両トレン共通原因故障	1.4E-07	4%
					③ディーゼル発電機A、B起動失敗共通原因故障	7.8E-08	2%
					④外部電源受電遮断器 開失敗共通原因故障	6.3E-08	2%
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失	RCPシールLOCA	2.0E-04	88.2%	①RCPシールLOCA発生	2.0E-04	100%
		加圧器過がし弁/安全弁LOCA	9.0E-07	0.4%	①加圧器安全弁055(056、057)再閉止失敗	9.0E-07	100%
	原子炉補機冷却機能喪失	加圧器過がし弁/安全弁LOCA	9.0E-07	0.4%	②加圧器過がし弁452A(B)閉失敗 + 電動弁054A(B)制御回路の作動失敗	3.0E-10	0%
		補助給水失敗	1.1E-08	<0.1%	③補助給水ポンプ起動信号失敗共通原因故障	6.0E-09	54%
	原子炉補機冷却機能喪失	補助給水失敗	1.1E-08	<0.1%	④補助給水ピット閉塞	2.5E-09	22%
		補助給水失敗	1.1E-08	<0.1%	⑤タービン動補助給水ポンプ試験による待機除熱 + 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	1.1E-10	1%

第2-1表 事故シーケンスの分析結果 (3/4)

事故シーケンス			CDF (/6年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/6年)	寄与割合
原子炉格納 容器の除熱 機能喪失	小破断 LOCA	格納容器スプレ イ再循環失敗	3.6E-08	<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 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	9.4E-09	26%
	小破断 LOCA	格納容器スプレ イ注入失敗	2.7E-08	<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 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	3.0E-09	8%
	中破断 LOCA	格納容器スプレ イ再循環失敗	1.1E-08	<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 ②スプレイ信号 A, B 両トレン失敗共通原因故障	9.4E-09	35%
	中破断 LOCA	格納容器スプレ イ注入失敗	8.9E-09	<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 + 再循環サンプスクリン B (A) 閉塞	8.7E-09	33%
	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 + 再循環サンプスクリン B (A) 閉塞 ②スプレイ信号 A (B) 試験による待機除外 + 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ン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンプスクリン B (A) 閉塞 ②スプレイ信号 A (B) 試験による待機除外 + 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ン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンプスクリン B (A) 閉塞 ②スプレイ信号 A (B) 試験による待機除外 + 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ン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンプスクリン B (A) 閉塞 ②スプレイ信号 A (B) 試験による待機除外 + 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ン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンプスクリン B (A) 閉塞 ②スプレイ信号 A (B) 試験による待機除外 + 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ン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%
	大破断 LOCA	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 + 余熱除去ポンプ A (B) 試験による待機除外 + 再循環サンプスクリン B (A) 閉塞 ②スプレイ信号 A (B) 試験による待機除外 + 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ン B (A) 閉塞	3.6E-13	6%

第2-1表 事故シーケンスの分析結果 (4/4)

事故シーケンス			CDF (/6年)	寄与割合 (全シナリオ)	主要なカットセット	CDF (/6年)	寄与割合
原子炉停止 機能喪失	ATWS	—	1.2E-08	<0.1%	①ベーパーシフトソフトウェア共通原因故障 ②原子炉トリップ遮断器開失敗共通原因故障 ③RTI アプリケーションソフトウェア共通原因故障 + DLIC カード 335A, 335B, 335C, 335D 不動作共通原因故障 ④TR アプリケーションソフトウェア共通原因故障 + DLIC カード 33A, 33AB, 33AC, 33AD 不動作共通原因故障	7.1E-09	57%
	ATWS	—	1.2E-08	<0.1%	①ベーパーシフトソフトウェア共通原因故障 ②原子炉トリップ遮断器開失敗共通原因故障 ③RTI アプリケーションソフトウェア共通原因故障 + DLIC カード 335A, 335B, 335C, 335D 不動作共通原因故障 ④TR アプリケーションソフトウェア共通原因故障 + DLIC カード 33A, 33AB, 33AC, 33AD 不動作共通原因故障	5.2E-09	42%
ECCS 注水 機能喪失	小破断 LOCA	高圧注入失敗	1.3E-06	0.6%	①低圧側注入ライン手動弁 065B (C) 閉塞 ②低圧側注入ラインオリフィス 911 (912) 閉塞 ③低圧側注入ラインオリフィス 01B (01C) 閉塞	6.5E-07	50%
	中破断 LOCA	高圧注入失敗	3.5E-08	<0.1%	①高圧注入ポンプ出口 C/V 内側連絡弁 061A 閉塞 ②高圧注入タンク補機ライン出口弁 145, 146 閉失敗共通原因故障 ③高圧注入タンク出口 C/V 外側隔離弁 036A, B 開失敗共通原因故障	1.7E-08	50%
	大破断 LOCA	高圧注入失敗	9.4E-09	<0.1%	①高圧注入タンク入口弁 032A, B 開失敗共通原因故障 ②高圧タンク B (C) 閉塞 ③高圧タンク出口電動弁 132B (C) 閉塞 ④高圧タンク出口逆止弁 134B (C) 開失敗	2.9E-09	8%
	大破断 LOCA	低圧注入失敗	2.9E-09	<0.1%	①S 信号 A, B 両トレン失敗共通原因故障 ②RDR 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 601, 611 の誤開 ③燃料取扱用水ビット閉塞 ④余熱除去ポンプ A, B 起動失敗共通原因故障	5.2E-10	18%
	中破断 LOCA	高圧注入失敗	2.5E-11	<0.1%	①低圧側配管注入ライン逆止弁 137B, C 開失敗共通原因故障 ②高圧タンク B, C 閉塞 ③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	1.1E-11	43%
	小破断 LOCA	高圧再循環失敗	4.7E-07	9.1%	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再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障 ③再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障	3.9E-08	56%
	中破断 LOCA	高圧再循環失敗	5.3E-08	<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再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障 ③再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障	1.0E-08	6%
	大破断 LOCA	低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	1.7E-08	<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再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障 ③再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障	8.5E-10	0%
	小破断 LOCA	高圧再循環失敗	5.3E-08	<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再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障 ③再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障	8.5E-10	0%
	中破断 LOCA	高圧再循環失敗	5.3E-08	<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再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障 ③再循環サンプスクリン A, B 閉塞共通原因故障	8.5E-10	0%

第 2-2 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	補助給水ビット閉塞	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

燃料集合体の落下について

使用済燃料ピットクレーンのホイスト及び燃料取扱工具は二重のワイヤや燃料集合体を確実につかむため機械的インターロックを設け、ホイストの電源が喪失した場合にも、燃料集合体の保持状態を維持する設計としている等、燃料集合体の落下事象が発生する可能性は小さい。燃料集合体の落下が発生したとしても、直ちに原子炉への外乱に至ることはないため、炉心損傷防止の観点からその影響は限定される。

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

PRAにおける原子炉容器破損の取扱いについて

- 原子炉容器破損については、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 PSA編）：2008」（以下「レベル1 PSA学会標準」という。）やNUREGにおいて、以下のとおり発生頻度は低いと評価されている。
- 国内PWRプラントは米国PWRプラント（ASMEコードのセクションⅢ及びⅪ）と同等の規格（告示501号，JSME維持規格）を踏まえ設計，管理されていること，破壊力学的な要求についても，10CFR50 Appendix Gや米国規制指針の要求を踏まえた国内規格が適用されており，WASH-1400やNUREGの結果を参照できることから，原子炉容器破損は有意なリスク要因にならないと判断し，起因事象から除外している。

【レベル1 PSA学会標準 解説8.2項抜粋】

(2)原子炉圧力容器破損

米国，英国，独国の原子炉圧力容器と原子力発電所以外の圧力容器の使用実績から検討した原子炉圧力容器の破損頻度では，原子力発電所以外の圧力容器の破損頻度は 10^{-5} ／炉年以下，ASMEコードのセクションⅢで設計された原子炉圧力容器の破損頻度は 10^{-6} ／炉年以下，より工学的安全性の高い原子炉圧力容器の破損頻度はさらに小さいと結論付けている。これらの結果やレビューを踏まえ，WASH-1400では，ECCSの注水能力を越えた原子炉圧力容器の破損頻度を 10^{-7} ／炉年（エラーファクタ：10）と評価しており，格納容器からの放射性物質の放出の観点から，原子炉圧力容器破損を無視し得ると結論付けている。

また，確率論的破壊力学を用いて試算した報告では，PWRプラントにおいて，注水温度による圧力容器壁での熱移動の観点等が，最もストレスの大きい過渡事象（大破断LOCAや蒸気発生器伝熱管破損）に対して，確率論的破壊力学を用いて圧力容器破損頻度を再評価しており，発生頻度として 10^{-8} ／炉年以下と結論付けている。

【NUREG】

- 米国でのLOCA発生頻度に関する最新文献の1つであるNUREG-1829(2008)には，米国の複数ベンダーや炉型を幅広く調査した上で複数の専門家意見に基づき推定した，PWR全般に適用可能なLOCA発生頻度の推定値がまとめられている。
 - 確率論的破壊力学（PFM），破壊力学，PRAの専門家からの提供データと専門家意見を集約した結果，破断サイズが等価直径7インチ*から14インチの原子炉容器破損の発生頻度の中央値は約 1.0×10^{-8} ／年，上限値は 1.0×10^{-7} ／年より若干低いと推定している。また，破断サイズの増加とともに発生頻度は低下するとの工学的判断から，等価直径14インチよりも大きな原子炉容器破損の発生頻度については更に低い値を推定している。
- ※NUREG文献によると，小規模なもの（7インチ以下）はLOCAの要因はCRDMの損傷が支配的だとしている。CRDM等炉心部よりも上部で発生する小規模なLOCAは，ECCSによる緩和の可能性があるので，PRA上は「原子炉容器破損」ではなく，「中破断LOCA」又は「小

破断LOCA」に分類される。

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

1. 起因事象の定義

PRAで取り扱う起因事象は日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 PSA編）：2008」で「通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び／又は格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象。」と定義されている。

レベル 1 PRAでは炉心損傷へ波及する可能性を考慮することとなるため、原子炉トリップを伴うような炉心への外乱が発生する事象を起因事象として抽出している。

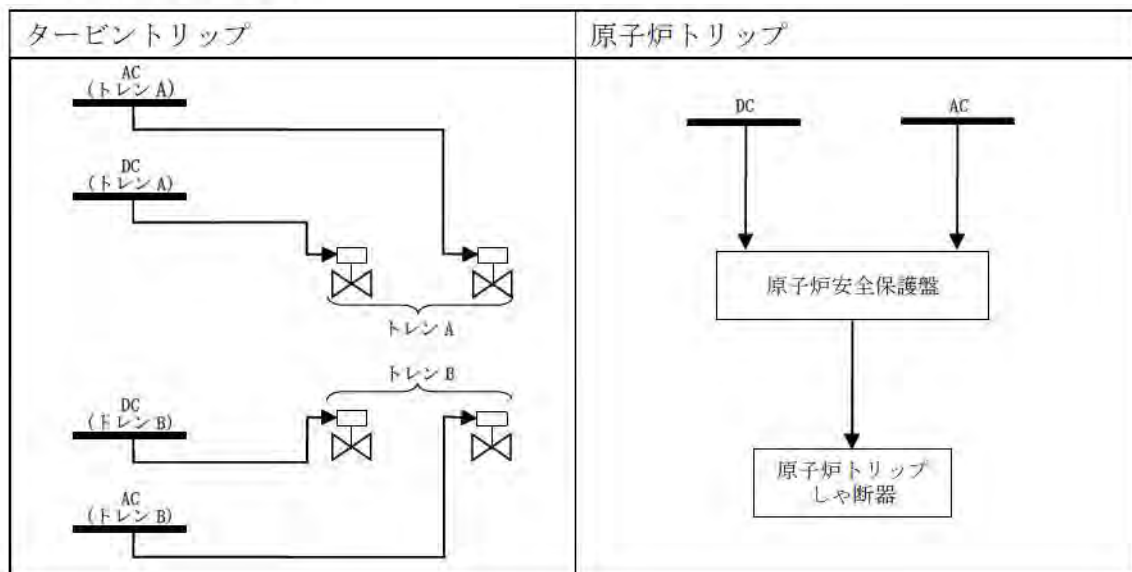
2. DC母線 1 系列喪失時のタービントリップ・原子炉トリップへの影響

DC母線 1 系列喪失時に原子炉トリップに至る経路としては、タービントリップからの原子炉トリップと原子炉保護設備の電源喪失に伴う原子炉トリップの 2 種類が想定されるが、泊 3 号炉ではいずれもDC母線とAC母線の両方からの給電が可能な設備構成となっている。

このためランダム故障によりDC母線 1 系列が喪失した場合でもAC電源からの給電によりタービントリップ用電磁弁や原子炉安全保護盤の電源が喪失せず、原子炉トリップから炉心損傷に至るようなプラント変動は発生しないことから、泊 3 号炉では「DC母線 1 系列喪失」が発生した場合でも原子炉トリップが発生することはなく、レベル 1 PRAの起因事象として取り扱うことは不要と判断している。

なお、これらの機能にかかるいずれかの給電がDC母線のみで構成されているプラントの場合には、DC母線 1 系列喪失時に原子炉トリップが発生するため、炉心損傷に至る可能性のある起因事象として選定することとなる。

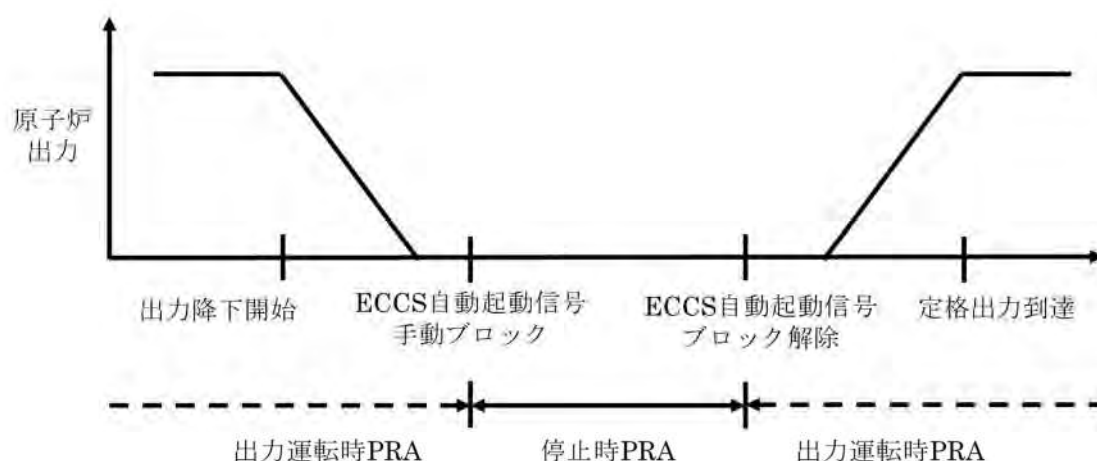
＜泊 3 号炉の設備構成＞



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

1. 出力運転状態を対象とした PRA の対象範囲

出力運転状態を対象とした PRA の対象範囲は、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 PSA 編）：2008」において、「ECCS 自動起動信号ブロック解除」から「ECCS 自動起動信号手動ブロック」までの範囲とされている。イメージ図を以下に示す。



上図のうち、「出力降下開始」から「ECCS 自動起動信号手動ブロック」の期間と、「ECCS 自動起動信号ブロック解除」から「定格出力到達」の期間については、下記の原因から出力運転時 PRA に含めるのが適当と考えている。

- ・ 「出力降下開始から ECCS 自動起動信号手動ブロックまで」及び「ECCS 作動信号のブロック解除から定格出力到達まで」の間は、定格運転時とほぼ同等の起因事象が考えられるとともに、緩和設備もほぼ同等の構成である。
 - ・ 出力レベルの変化に伴い、原子炉冷却材温度や加圧器水位等の制御パラメータが変化するものの、事故時の事象進展の緩和の差とはなっても、起因事象の発生時に必要とされる緩和機能、使用可能な緩和設備、若しくは緩和設備の信頼性の観点からは大きな相違をもたらすものではない。したがって、当該期間については定格運転時と同様の状態であり、出力運転時として扱うことに問題はないと考える。
 - ・ 原子炉出力が低下した状態では、燃料健全性を確保する上で原子炉をトリップさせる必要がないことから、プラント運用のために下記のトリップ信号がブロックされる。当該期間ではトリップ信号の状態が定格運転時と異なるものの、その差異は PRA 評価結果に有意な影響を及ぼさないため、当該期間を出力運転時 PRA に含めても問題はないと考える。
- ✓ 原子炉出力若しくはタービン出力の低下に伴う，“1次冷却材流量低”，“タービントリップ”，“原子炉圧力低”，“加圧器水位高”，“1次冷却材ポンプ電源電

圧低”，“1次冷却材ポンプ電源周波数低”による原子炉トリップ

2. 通常停止を起因事象として取り扱わない考え方

手動停止について、安全機能が影響を受ける故障等により原子炉を停止させる場合（ここでは計画外停止という）と、定期事業者検査等の計画された手動停止（ここでは通常停止という）に分類することで、それぞれの安全機能における信頼度の相違を考慮することがある。

今回実施する内部事象出力時 PRA では計画外停止を対象とし、通常停止による影響は内部事象停止時 PRA で評価する。したがって、本評価において通常停止は起因事象に含めていない。

「起動操作」を起因事象に含めないことの方

今回実施した内部事象運転時レベル 1 PRA では、起因事象(通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び格納容器損傷に波及する可能性のある事象)として「手動停止(安全機能が影響を受ける故障等による計画外停止)」を考慮している。

一方で、起動操作そのものは起因事象として考慮していない。これは、起動時のプラントの状態に関する以下の点を考慮し、起動時のリスクが小さく、運転時の評価に包絡され则认为したためである。

- ・ 起動時のプラントの状態は運転時とほぼ同じであること。
- ・ 原子炉停止後の時間経過及び新燃料の装荷により崩壊熱レベルが低いこと。
- ・ 起動前には安全系等が点検されているため、ランダム故障の確率が低減されていると考えられること。

なお、起動操作の期間について、日本原子力学会の「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」では、出力運転時のPRAの対象とする期間をECCS自動起動信号のブロック解除からECCS自動起動信号のブロックまでとしており、この期間に生じたトラブル事象はすべて起因事象として考慮されている。このため、プラント起動中に生じたトラブル事象も起因事象として考慮されている。

従属性を有する起因事象の抽出について

従属性を有する起因事象では、原則としてグループ化を行わない。このため、以下に示す各事象分類を単独で1つの起因事象グループとする。

「外部電源喪失」

「原子炉補機冷却機能喪失」

表に従属性を有する起因事象として抽出した上記の事象について、整理した結果を示す。

なお、サポート系故障のうち、原子炉補機冷却水系の常用負荷の故障により原子炉補機冷却水系の冷却水（保有水）が減少する場合は、原子炉補機冷却水系サージタンクの水位低を検知して、自動で隔離弁が閉弁することにより、常用負荷が原子炉補機冷却水系から切り離される。

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

また、常用負荷の切り離しに失敗する場合は、従属性を有する起因事象（原子炉補機冷却機能喪失）として考慮する。

表 従属性を有する起回事象

起回事象	概要	従属性の有無 ^{※1}	備考
大破断 LOCA	原子炉冷却材圧力バウングダリの破損による 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、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グダリの破損による 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グダリの破損による 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。	×	
インターフェースシステム LOCA	1 次冷却系と余熱除去系の間の隔離に失敗し、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	送電系統の故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、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。	○	外部電源の喪失により、所内非常用電源のみにより交流電源が供給される状態となるため、安全上の補機の作動が要求されるような状態が重なる、他の起回事象と比較して厳しい状況になるため独立した評価を行う。
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断	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。	○	原子炉停止後に重要な機器への冷却水が喪失するため、事象発生後の運転に影響を受ける機器があり、事故の緩和に影響を与えることから他の過渡事象とは取扱いが異なる。原子炉補機冷却機能が喪失した場合は、シール部冷却機能が失われることにより RCP シール LOCA の発生に影響を及ぼす。
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。	×	

※1 ○：従属性を有する、×：従属性を有しない

「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

主蒸気隔離弁（以下「MSIV」という。）の閉止について、出典とした EPRI 文献の定義、「MSIV の閉止」を過渡事象に分類する根拠を以下に示す。

EPRI の報告書^[1]（NP-2230）には様々な過渡事象を示されており、MSIV の閉止（1 ループ）、MSIV の閉止（全ループ）は下表のように定義されている。

表 EPRI 報告書（NP-2230）での定義

17. MSIV の閉止（1 ループ）	1 弁ないし、それ以上の MSIV が部分閉する過渡事象、残りの MSIV は開状態である。
18. MSIV の閉止（全ループ）	いずれの MSIV も閉止する過渡事象である。

これらの事象は、MSIV が閉止するループ数にかかわらず蒸気発生器を使用した除熱が可能であることから、過渡事象と同じ事象進展となる。いずれの事象においても蒸気発生器を使用した除熱に失敗した場合には、「過渡事象＋補助給水失敗」と同じ分類が可能であり、これは「2 次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し、対策としてはフィードアンドブリードである。したがって、本評価ではいずれも過渡事象として考慮している。

参考文献

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

起因事象の発生頻度における EF の設定の妥当性について

1. EF の設定について

機器故障が要因となり起因事象が発生する場合も考えられるため、機器故障の発生件数と EF の関係は、起因事象の発生件数と EF と同様であると仮定して、各起因事象発生頻度の EF を設定する。具体的には、「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」の表 L.5-1 及び表 L.5-2 に掲載されている、古典統計（最尤法）による機器故障率の推定結果において、故障の観測件数が 0 件の場合 13.0, 1 件の場合 9.6, 2 件の場合 4.2（以下件数の増大とともに漸減）と評価されており、この評価結果を参考に起因事象の EF を設定する。ただし、インターフェイスシステム LOCA については以下の考えから、不確実さ幅として EF を 30 に設定している。

- ・ インターフェイスシステム LOCA は、不確実さ幅が付与された故障率データから起因事象発生頻度を算出しているため、不確実さが大きいと考えられる。
- ・ 「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」の L.4.1 節では、不確実さが大きいと考えられる故障率データに対して工学的判断に基づき EF を 30 と仮定している。
- ・ 対数正規分布を用いて EF を 30 に設定する場合、95%点値と 5%点値には 900 倍の開きがあり、不確実さ幅は十分に大きい。

起因事象ごとの EF は表の通りである。

表 起因事象ごとの EF

起因事象	発生件数	EF	備考
大破断LOCA	0	13	—
中破断LOCA	0	13	—
小破断LOCA	0	13	—
インターフェイスシステムLOCA	—	30	故障率データによる算出のため EF を 30 に設定
主給水喪失	5	3	—
外部電源喪失	3	4	—
ATWS	8 件以上※	2 ※	—
2 次冷却系の破断	0	13	—
蒸気発生器伝熱管破損	1	10	—
過渡事象	8 件以上	2	—
補機冷却水の喪失	0	13	—
手動停止	8 件以上	2	—

※ AT の発生件数, EF

起因事象発生頻度の評価の考え方について

1. 起因事象のグループ化

選定した起因事象について事象進展が酷似しており、同一の緩和機能が必要とされる起因事象をグループ化する。

起因事象発生頻度はグループ化した起因事象ごとに発生件数をまとめて、発生頻度を評価している。

起因事象発生頻度評価の考え方は以下のとおりである。

2. 起因事象発生頻度評価

起因事象の発生頻度評価に当たっての基本的な考え方について、その内容をフロー図に整理し、図に示す。出力運転時及び停止時のいずれにおいても、共通の考え方で起因事象発生頻度の算出方法を選定している。なお、起因事象発生頻度の算出方法を選定する理由は、意図的に起因事象発生頻度を下げようとするものではなく、詳細に評価が可能と考えられるものは適切に評価を行い、評価の精度を向上させるためである。

○起因事象発生頻度の算出方法について

起因事象発生頻度については、日本原子力学会の「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」を参考に

①プラントの運転経験から推定

②フォールトツリーによるシステム信頼性解析や利用可能な知見から推定

のいずれかの方法で算出しており、その選定の考え方については以下の通りである。

(1) プラントの運転経験から直接推定可能か

プラントの運転経験から直接的に推定できる場合には、起因事象の発生件数と運転期間を用いて発生頻度を評価する。(a)

プラント運転経験から直接推定できない事象とは、国内外で発生経験のない事象として広く専門家に認識されている稀有な起因事象を対象とし、それらについてはフォールトツリーを用いた信頼性解析や利用可能な知見を用いて評価を行う。(c)

(2) 出力運転時／停止時と同じ条件で起因事象が発生するか

国内の原子炉補機冷却系及び外部電源は出力時と停止時で運用に大きな相違はなく、「原子炉補機冷却機能喪失」、「外部電源喪失」は出力運転時も停止時も同様に発生する可能性があるため、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を用いて評価する。(b)

(3) 実績からの推定は妥当か

プラント運転経験から直接的に推定できるが、緩和設備の失敗との組合せを起因事象として取り扱っている等、経験的な相場よりも過大な発生率の値となる場合は、フォールトツリーを用いた信頼性解析により評価を行う。(d)

○プラントの運転経験から算出する場合の運転期間の考え方について

- ・国内で発生実績のある起因事象は、国内のPWRプラント運転実績を適用する。
- ・国内及び米国ともに発生実績のない発生件数0件の起因事象は、国内と米国の運転実績(評価時間)を適用する。なお、その発生件数は0.5件として評価した。
- ・運転実績(評価時間)については、プラントの運用開始日から2011年3月31日までを対象として検討した。国内PWRプラント運転開始から1976年3月31日までの期間は国内PWRプラントとして初期に発生した事象であり、近年の運転状況を反映していないことから、運転開始当初と現在で発生頻度の傾向が異なる事象については、運用開始当初の時期を除く1976年4月1日からのデータを出力運転期間の実績として用いる。

○起因事象発生頻度の算出方法の精緻化について

今回の評価において、プラントの運転経験から直接推定している起因事象は

- ・小破断LOCA
- ・2次冷却系の破断
- ・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
- ・原子炉補機冷却機能喪失
- ・外部電源喪失
- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
- ・余熱除去機能喪失

であり、そのうち国内及び米国で発生実績のない0件事象は

- ・小破断LOCA
- ・2次冷却系の破断
- ・原子炉補機冷却機能喪失
- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

である。

これらについては、今回の評価においては0.5件の発生を仮定して、米国の運転実績も含めた評価を実施しているが、国内機器故障率を用いたフォールトツリー解析により起因事象発生頻度を評価することで、米国の運転期間を考慮せず、国内のデータのみで統一的に評価をすることも可能であると考えられる。

したがって、国内機器故障率を用いたフォールトツリー解析による評価可能性について以下に検討した。

①小破断LOCA、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

LOCAの発生箇所としては、ポンプや弁等の動的機器の他、配管等の静的機器からの漏えいも考えられる。このような静的機器の故障率パラメータは一般に不確実さが大きく、漏えいの規模等詳細に分類して故障率を整備することも難しいことから、静的機器の故障を原因とする起因事象の場合には不確実さが大きい。また、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は、誤った操作により事象を引き起こしてしまうような人的過誤が支配的要因と考えられるが、このような人的過誤の可能性を定量的に評価する場合においても、不確実さが大きい。

② 2次冷却系の破断

①と同様な不確実さ要因に加え、2次冷却系の設備の不具合を起因とする起因事象は非安全系機器の故障により発生するものが多く、PRA用に整備された機器故障率パラメータは一般に安全系設備を構成する機器の実績に基づき評価されることが多いため、機器故障率パラメータの適用性に大きな不確実さが考えられる。

③ 原子炉補機冷却機能喪失

①と同様な不確実さ要因に加え、ポンプ、弁等の故障が原因の場合には複数の故障の重畳を評価する必要がある。先に故障した機器の復旧の扱いにも大きな不確実さが考えられる。ただし、今回の評価において、フロントシステムのサポート系として原子炉補機冷却機能の非信頼度をフォールトツリーにより評価しており、信頼性解析により起因事象発生頻度を評価することは不可能ではない。また、海外で申請されている新設計プラントでは、設計が相違する先行プラントの運転実績による評価が難しいことから、フォールトツリーにより評価した例があり、例えばUS-APWRでは、原子炉補機冷却機能全喪失の発生頻度はフォールトツリーを用いて $2.4\text{E-}05$ /炉年という評価結果が示されている。これは米国の運転実績に基づく一般的な発生頻度に比べ1～2桁低く、システム設計の違いはあってもこの程度の相違であることは1つの知見であると考えられる。

以上のように、国内機器故障率を用いたフォールトツリー解析により起因事象発生頻度評価の可能性について検討を行った。フォールトツリー解析で評価することは不可能ではないものの、現状では上記のように、フォールトツリー解析を採用することによる不確実さが大きくなる可能性もある。起因事象発生頻度の算出方法については、パラメータの整備状況や評価手法の最新知見の状況等を踏まえて、PRAの目的も考慮しつつ^{注)}精緻化していくことが、今後の課題であると考えている。

注) 例えば、起因事象の主要因分析を目的とする場合、フォールトツリー解析を適用することにより、絶対値の不確実さは大きくとも、相対的な寄与割合を把握することができる。

(参考)

電力中央研究所 原子力リスク研究センター（NRRC）が起因事象発生頻度データシステム等を整備し、定期的に国内一般パラメータの推定及び公開することを計画しており、今後、この取組み等も踏まえつつ、評価内容の一層の品質向上を図っていく。

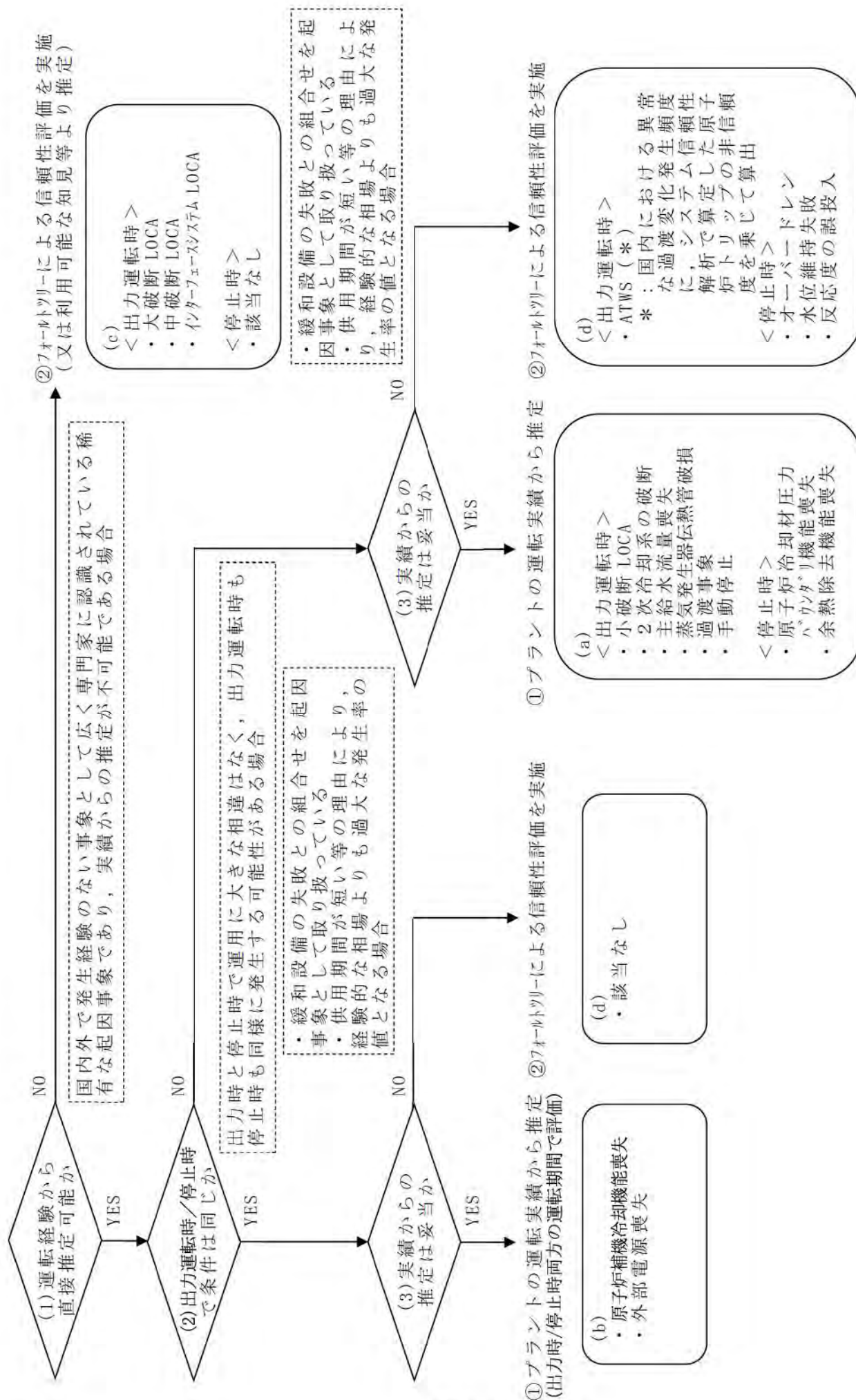


図 起因事象発生頻度算出方法の選定フロー

起回事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について

本評価においては、評価実施時点で最新の国内及び米国 PWR プラントの運転実績の調査結果に基づいて起回事象発生頻度を評価している。

国内 PWR プラントの運転実績データは、原子力施設運転管理年報（以下「運転管理年報」という。）から得られる情報を用いて、2011 年 3 月 31 日までの運転期間及び発電時間を算出した。

また、国内 PWR プラントにおけるトリップ事例については、運転管理年報及び原子力安全基盤機構（JNES）で公開されているトラブル情報を基に、2011 年 3 月 31 日までの間に原子炉停止に至った事象を調査した。

- ・ 運転管理年報 ユニット別運転線図
- ・ 運転管理年報 原子力発電所におけるトラブルの概要（法律対象）
- ・ JNES 国内のトラブル情報

さらに、本評価では、米国 PWR プラントの運転実績として以下の文献を基に調査を実施した。

- ・ NUREG-0020, Operating Units Status Report
- ・ NUREG-1187, Performance Indicator for Operating Commercial Nuclear Power Reactors
- ・ The U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC) 公開情報

WASH-1400の考え方について

WASH-1400 (Reactor Safety Study, NUREG-75/014) では、配管破断発生頻度に係る種々のデータに見られる傾向に基づき、大破断LOCA、中破断LOCA及び小破断LOCAの発生頻度を推定している。その結果、大破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの1/10、中破断LOCAは大破断LOCAと小破断LOCAの相乗平均相当の発生頻度となっている。

国内PWRプラントはウェスチングハウス社製米国PWRプラントと原子炉冷却材圧力バウンダリの基本的な設計に差異はないことから、米国WASH-1400の考え方は、国内PWRプラントである泊3号炉の大破断LOCA、中破断LOCAの発生頻度の算出にも適用できるものと考えられる。

表 配管破断評価結果

配管破断サイズ (インチ)	配管破断確率 (／炉年)	
	90% Range	Median
1/2～2	$1 \times 10^{-4} \sim 1 \times 10^{-2}$	1×10^{-3}
2～6	$3 \times 10^{-5} \sim 3 \times 10^{-3}$	3×10^{-4}
> 6	$1 \times 10^{-5} \sim 1 \times 10^{-3}$	1×10^{-4}

success at LOCA, and the associated 90 percent probability bounds for various times after a LOCA (see Table III 6-9) were computed by using the aforementioned equation and by including the relatively small contributions from other fault tree analyses. (The point estimates were taken as median values with regard to the probability bounds.)

6.4 PIPE FAILURE DATA

The probabilities of pipe failure as an initiating event for loss of coolant accidents are listed in Table III 6-9.

The pipe rupture assessments noted in Table III 6-9 were obtained from examination of nuclear data sources, industrial data sources, and a number of other data sources. The same type of range approach as used for the component data base was used for the pipe rupture assessments. Each of the various data sources was individually evaluated to obtain pipe rupture assessments. Ranges (i.e., error spreads) were then determined which covered and were not inconsistent with the individual estimates yielded by the various sources.

In general, the pipe data from the various sources were quite rough and gave much freedom of interpretation. To incorporate the resulting uncertainty and possible variations that could exist in the assessments, the ranges (error spreads) were required to be large in size. As with the other data, the associated median values represent the geometric midpoint of the ranges; the associated error factor from median to range endpoint is thus 10. The range, or error spread, and median values are again rounded to the nearest half value on the exponent scale. For error determination, a log normal was assigned to the above ranges and the ranges were interpreted at 90% probability.

Various pipe sizes were included in the evaluations and the rupture data were categorized into different sizes. In general, the basic pipe data, as given in the data sources, could be broken into two general categories, ruptures occurring in pipes less than roughly 4" in diameter and ruptures occurring in pipes having diameters greater than 4". In the summaries of the individual data sources which will be presented, the data are broken into these two categories for analyses where the less than 4" diameter pipes are simply termed "small pipes" and the greater diameter ones, "large pipes".

For the final assessments, the rupture data were extended and interpolated into three categories as shown above. This finer categorization was done principally for modeling considerations and is somewhat subjective, based on judgement and on extrapolation of general trends observed in the basic data. The finer structure is not inconsistent with the basic data and the two group classifications; the highest and lowest bounds (10^{-2} and 10^{-5}) agree with the two groups and the total range which is obtained from the basic data. The large ranges stemming from basic data which are associated with each category tend to cover any categorization errors made and any categorization variation which can occur, with the range sizes causing all the categories to overlap heavily one another.

In addition to the pipe sizes, the rupture site and severity varied over a spectrum, which contributed to the uncertainty. In general, ruptures were categorized as those breaks of major, intermediate-type size. Minor leaks were not counted in the rupture assessments. When there were questions concerning particular failures, evaluations were performed both including and excluding these failures which served in determining the ranges for the assessments.

The assessments made in the study apply to those types of pipe ruptures which would cause LOCA's. When data sources were in the form of total, per plant probabilities that were applicable to a rupture occurring in systems anywhere in the plant, these total probabilities were normalized by the ratio of LOCA sensitive piping to the total piping in which failures were reported. Average plant characteristics were used to determine the fraction of piping in the data base associated with possible LOCA initiation; the characteristic values used are shown below, followed by the evaluation of the individual data sources. The variation in these characteristic values from plant to plant was judged to be negligible compared to the assessed ranges associated with the basic data variability.

Finally, event trees were constructed to analyze additional, plant-peculiar causes of rupture which were not included in the data histories which were examined. These additional causes were then incorporated along with the data assessment values in the final risk evaluations.

TABLE III 6-7

1. Time in	0	0	0	0	0	2	11	33	9	74	11	11	91	44
2. Lightning	0	0	0	0	0	2	11	34	38	16	27	40	28	49
3. Storm	0	0	0	0	0	2	8	31	2	1	4	4	1	55
4. Snow, Frost	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Laying Out	35	45	9	1	0	15	18	2	2	44	2	14	103	49
6. Containment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7. Pipe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Line Meter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9. Terminal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10. Overhead	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11. Improper	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12. Accidental	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13. Improper Switch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14. Relocation Damage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15. Accidental Damage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16. Supervisory Misoperation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17. Unknown	35	45	9	1	0	15	18	2	2	44	2	14	103	49
TOTAL	144	147	32	35	14	14	284	194	35	274	341	7	739	901
MILES OF PIPE	1001						787	4401		2474			11,005	

小破断LOCAと大破断LOCAの発生頻度の比が10:1であるという記載は、WASH-1400に直接は記載されていないが、データの傾向から小、中、大破断LOCAの発生頻度を推定しており、その結果がTABLE III 6-9に示された発生頻度の比になっている。

TABLE III 6-8 PROBABILITY OF TOTAL LOSS OF ELECTRIC POWER AFTER A LOCA

Time after LOCA	Q_{red}	90 percent Probability Bounds Upper	Lower
1 hour	2.0×10^{-7}	2.0×10^{-6}	2.0×10^{-8}
24 hours	5.2×10^{-6}	5.0×10^{-5}	5.0×10^{-7}
4 months	7.5×10^{-5}	7.0×10^{-4}	7.0×10^{-6}
9 months	7.6×10^{-5}	8.0×10^{-4}	8.0×10^{-6}

(a) Assessed range.

TABLE III 6-9 PIPE FAILURE ASSESSED VALUES

Pipe Rupture Size (Inches)	LOCA Initiating Rupture Rates (Per Plant Per Year)		
	90% Range	Median	
1/2 - 2	1×10^{-4} - 1×10^{-2}	1×10^{-3}	
2 - 6	3×10^{-5} - 3×10^{-3}	3×10^{-4}	
> 6	1×10^{-5} - 1×10^{-3}	1×10^{-4}	

Table III 6-5 - Table III 6-9

III-83/84

図 WASH-1400 該当箇所

起因事象外部電源喪失における炉型の違いに対する考え方について

本評価においては、「外部電源喪失」を含む、過渡事象及び従属性を有する起因事象の発生頻度は、国内 PWR の運転実績に基づいて設定しており、運転実績には、利用可能なデータである平成 22 年度（平成 23 年 3 月）までのデータを用い、発生した事象を各起因事象に分類し、その件数を運転炉年で除して発生頻度を算出している。

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

表 出力運転時 PRA「外部電源喪失」の発生頻度

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

※令和元年 9 月 19 日「女川原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価（PRA）について」参照

泊 3 号炉の PRA における、外部電源喪失を起因とした場合の炉心損傷頻度は $3.6\text{E}-06$ ／炉年であるため、PWR と BWR の運転実績を合計した場合、炉心損傷頻度は、

$$3.6\text{E}-06 \times (4.5\text{E}-03 / 4.8\text{E}-03) = 3.4\text{E}-06 \text{ (／炉年)}$$

となり、炉心損傷頻度の減少分は $2.3\text{E}-07$ ／炉年となる。

これにより、外部電源喪失を起因としたシーケンスの炉心損傷頻度が一様に 1 割程度増加するものの、起因事象別の炉心損傷頻度における外部電源喪失の割合は全体（全炉心損傷頻度： $2.3\text{E}-04$ ／炉年）の約 2 % 程度であることから、全体の結果に与える影響は極めて小さいものとする。

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

原子炉保護系の信頼度については、原子炉トリップ失敗確率をフォールトツリー解析(図)により評価している。

原子炉トリップ失敗の要因は以下のとおり。

- ①：制御棒クラスター[]の未挿入
- ②：原子炉トリップ遮断器の開失敗

上記のうち原子炉トリップ遮断器の開失敗となる要因は以下が考えられる。

- ②-1：原子炉トリップ信号発信失敗
- ②-2：原子炉トリップ遮断器本体の故障

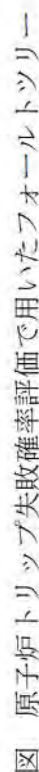
原子炉トリップ信号発信失敗の要因としては、信号検出部、各種カード等の原子炉トリップ信号系を構成する各種要素における故障が考えられるため、これらの故障により原子炉トリップ信号が発信しなくなる組合せを適切にフォールトツリーでモデル化し、原子炉トリップに失敗する確率を算出した。

原子炉トリップ遮断器本体の故障については、共通要因故障MGL法を適用し、8台の原子炉トリップ遮断器を対象に評価している。

- ・遮断器開失敗確率：2.20E-05 (NUCIAデータ)
- ・CCFパラメータ (CCF Parameter Estimations 2010より)
 - β ：2.50E-02 (遮断器2台以上のCCF)
 - γ ：3.92E-01 (遮断器3台以上のCCF)
 - δ ：3.41E-01 (遮断器4台以上のCCF)

以上のフォールトツリー解析の結果、原子炉保護系の非信頼度は1.8E-07となる。

[] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



枠組みの内容は機密情報に属しますので公開できません。」

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度の算出方法について

1. 有効性評価とPRA評価の考え方の相違

PRAは幅広く破損を想定し、その影響を評価するものであることから種々の破損を想定して評価を実施している。一方、有効性評価は確からしい破損規模を算定し、これに特化して炉心の健全性を評価したものである。したがって、それぞれの目的に応じて適切に評価しているものと考えるが、隔離弁（電動弁）の誤開という故障モードをPRAでは考慮していないが、有効性評価では考慮している等相違点があることを確認している（添付1）。また、海外PRAのインターフェイスシステムLOCAと比較検討した結果、発生頻度が2～3桁低いことを確認している（添付2）。

2. 有効性評価と整合させた場合の発生頻度評価について

インターフェイスシステムLOCA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、感度解析として以下のとおり実施した。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。

インターフェイスシステムLOCAは以下の条件のうちいずれかにより発生すると考えられる。なお、電動弁及び逆止弁の破損はそれぞれのリークに含まれるものとする。

- ① 低温側注入ラインにある3つの逆止弁の内部リーク
- ② 高温側注入ラインにある3つの逆止弁の内部リークと1つの電動弁の内部リーク又は誤開
- ③ 余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の内部リーク又は誤開

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： $7.1\text{E-}09/\text{h}$
- ・ 電動弁リーク： $4.1\text{E-}09/\text{h}$

また、電動弁の誤開については、同じく機器故障率データより、

- ・ 電動弁の誤開： $2.5\text{E-}09/\text{h}$

である。

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／誤開の発生確率は次の通り算出される。

- ・ 逆止弁リーク $P(V1)$ ： $6.2\text{E-}05$ ($=7.1\text{E-}09 \times 24 \times 365$)
- ・ 電動弁リーク $P(V2)$ ： $3.6\text{E-}05$ ($=4.1\text{E-}09 \times 24 \times 365$)
- ・ 電動弁の誤開 $P(V3)$ ： $2.2\text{E-}05$ ($=2.5\text{E-}09 \times 24 \times 365$)

電動弁の誤開については、中央制御室にて1回／日で電動弁の開閉状態を確認しているため、電動弁誤開後に直列に並ぶ2つ目の電動弁等の誤開、リークが24時間以内に発生する確率は次の通り算出される。

- ・ 逆止弁リーク $P(V1')$ ： $8.5\text{E-}08/\text{d}$ ($=7.1\text{E-}09 \times 24 \div 2$)
- ・ 電動弁リーク $P(V2')$ ： $4.9\text{E-}08/\text{d}$ ($=4.1\text{E-}09 \times 24 \div 2$)

- ・ 電動弁の誤開 $P(V3')$: $3.0E-08/d (=2.5E-09 \times 24 \div 2)$

また、弁のリークが発生後、1年の使命時間内にそれ以外の弁のリーク／誤開の発生確率は次の通り算出される。

- ・ 逆止弁リーク $P(V1'')$: $3.1E-05/d (=7.1E-09 \times 24 \times 365 \div 2)$
- ・ 電動弁リーク $P(V2'')$: $1.8E-05/d (=4.1E-09 \times 24 \times 365 \div 2)$
- ・ 電動弁の誤開 $P(V3'')$: $1.1E-05/d (=2.5E-09 \times 24 \times 365 \div 2)$

これらの発生確率を用いて、①～③の場合における発生頻度を算出すると以下の通りとなる。

① 低温側注入ラインにある3つの逆止弁の内部リークの場合

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つの直列な逆止弁が同時に内部リークする場合である。図の青字で示した通り、逆止弁の内部リークによってLOCAに至る経路は6通りあることから、発生頻度 $P(1)$ は、

$$P(1) = 6 \times (P(V1))^3 = 1.4E-12 \text{ (／炉年)}$$

② 高温側注入ラインにある3つの逆止弁の内部リークと1つの電動弁の内部リーク又は誤開の場合

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）の同時リーク又は電動弁の誤開である。図の緑字で示した通り、この条件でLOCAに至る経路は4通りあることから、発生頻度 $P(2)$ は、以下の通り算出される。

(i) 4つの弁すべてがリークする場合

$$P2 = 4 \times P(V1)^3 \times P(V2) = 3.5E-17 \text{ (／炉年)}$$

(ii) 3つの逆止弁でリークが発生し、その後1年以内に電動弁が誤開する場合

$$P2' = 4 \times P(V1'')^3 \times P(V3) = 2.6E-18 \text{ (／炉年)}$$

(iii) 2つの逆止弁でリークが発生した後に電動弁が誤開し、その後24時間以内に残り1つの逆止弁がリークする場合。

$$P2'' = 4 \times 3 \times P(V1'')^2 \times P(V1') \times P(V3) = 2.2E-20 \text{ (／炉年)}$$

注) 電動弁が1番目、2番目に誤開する可能性もあるが、いずれの場合も極めて低い発生頻度と考えられるため評価に含めない。

$$\text{以上から、} P(2) = P2 + P2' + P2'' = 3.7E-17 \text{ (／炉年)}$$

③ 余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の内部リーク又は誤開

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、2つの直列な電動弁がリーク又は誤開する場合である。図の赤字で示した通り、この条件でLOCAに至る経路は2通りあることから、発生頻度 $P(3)$ は以下の通り算出される。

(i) 2つの電動弁がリークする確率 $P3$

$$P3 = 2 \times P(V2)^2 = 2.6E-09 \text{ (／炉年)}$$

(ii) 1つの電動弁がリークした後に残る1つの電動弁が1年以内に誤開する確率

$P3'$

$$P3' = 2 \times P(V2) \times P(V3'') = 7.9E-10 \text{ (／炉年)}$$

(iii) 1つの電動弁が誤開した後に残る1つの電動弁が24時間以内にリークする確率 $P3''$

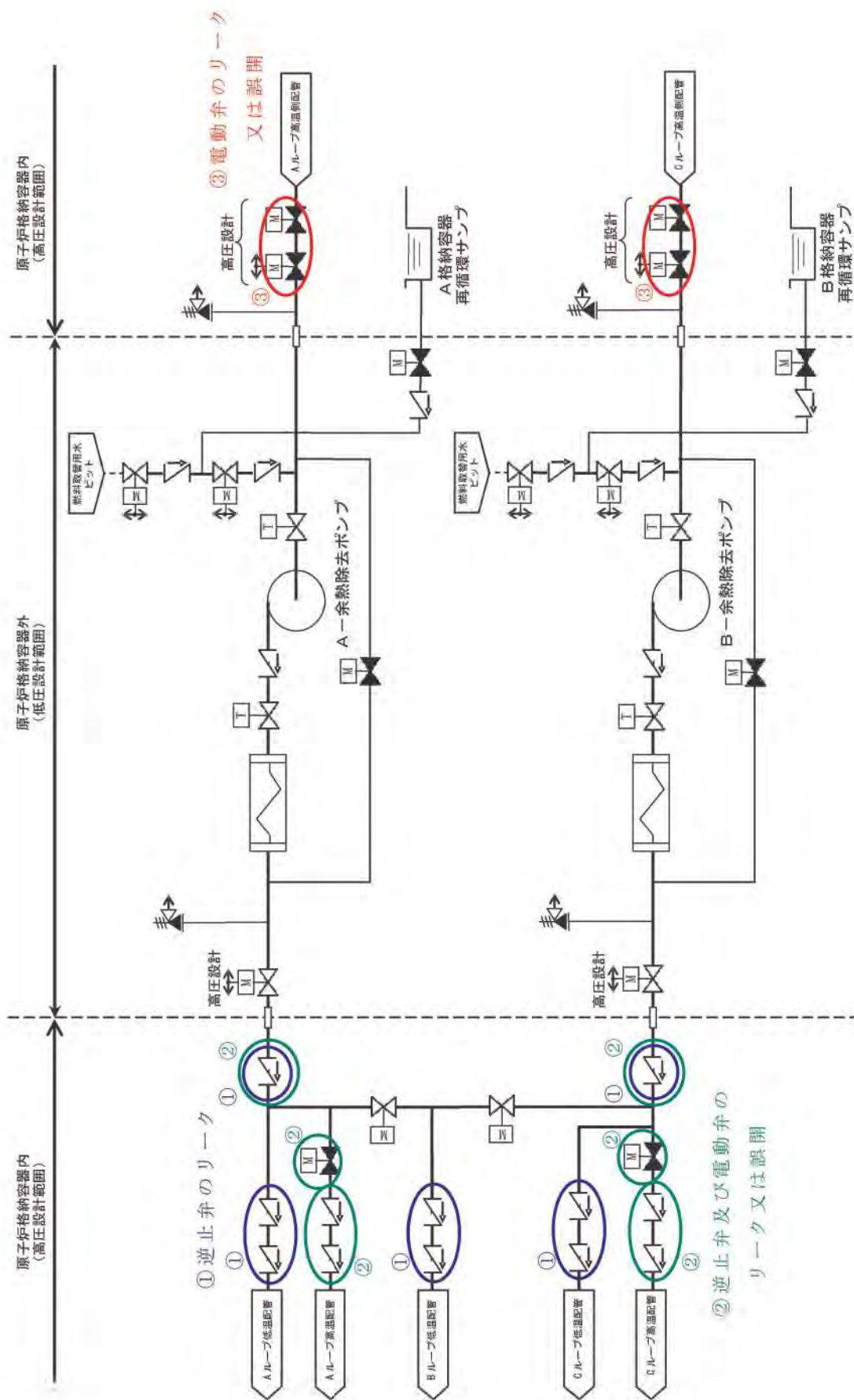
$$P3'' = 2 \times P(V3) \times P(V2') = 2.2E-12 \text{ (／炉年)}$$

$$\text{以上から, } \underline{P(3) = P3 + P3' + P3'' = 3.4E-09 \text{ (／炉年)}}$$

①, ②, ③より, インターフェイスシステムLOCAの発生頻度は $3.4E-09$ (／炉年) となる。

以上から, 現状のPRAで評価している発生頻度 ($3.0E-11$ ／炉年) と比較した場合, 発生頻度は約2オーダー上昇するものの, 全炉心損傷頻度 ($2.3E-04$ ／炉年) に占める寄与割合を考慮した場合, 有意な影響は及ぼさないと考えられる。一方で, 事象が発生した場合, 格納容器をバイパスして放射性物質が環境へ放出される可能性があることから, 漏えい箇所の隔離に失敗した場合の対策としてクールダウンアンドリサーキュレーションを整備し, その有効性を確認している。

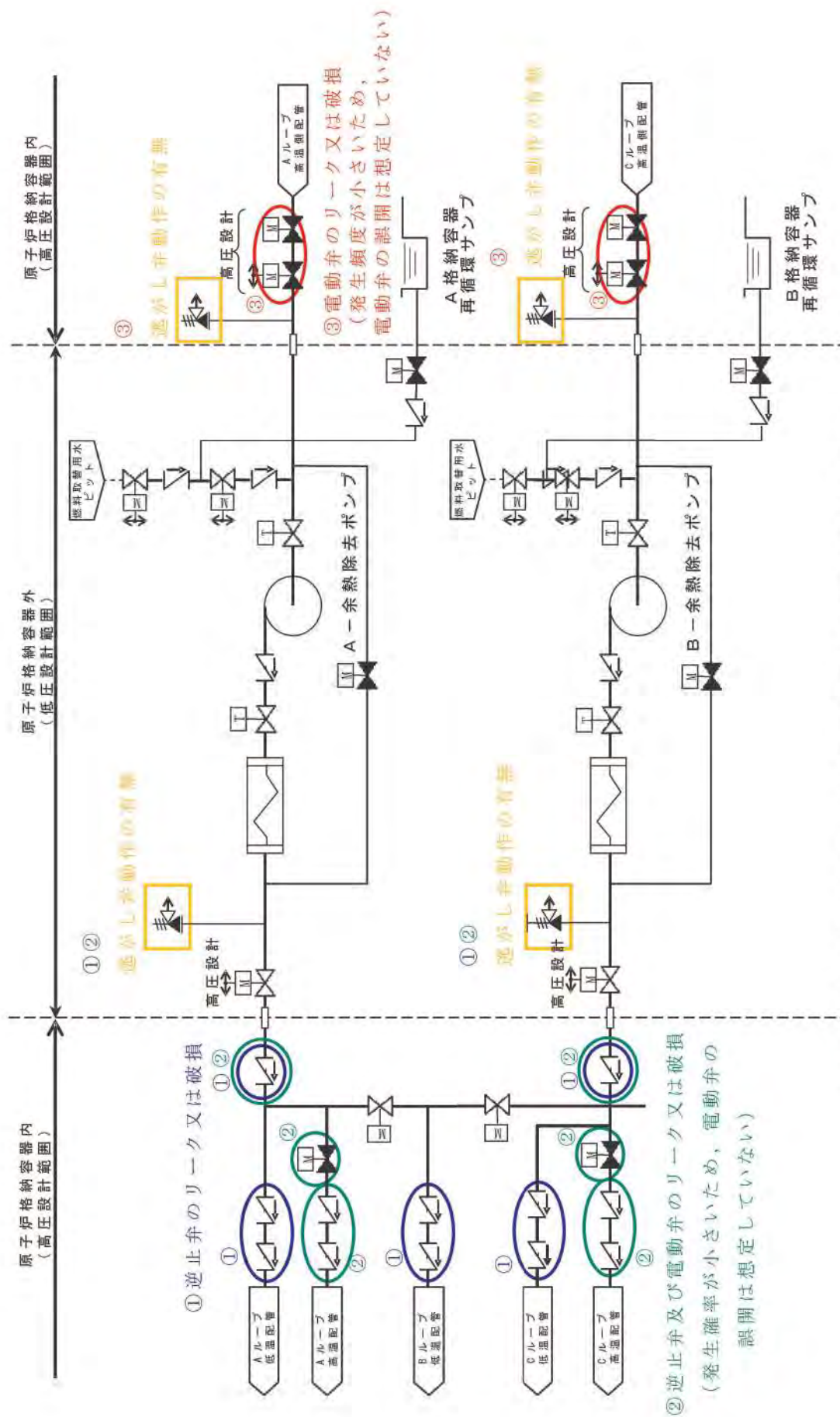
なお, PRAと有効性評価との整合等の観点から, 海外におけるインターフェイスシステムLOCAの評価状況も参考に, 今後の安全性向上評価におけるPRA評価において整合を図っていく予定である。



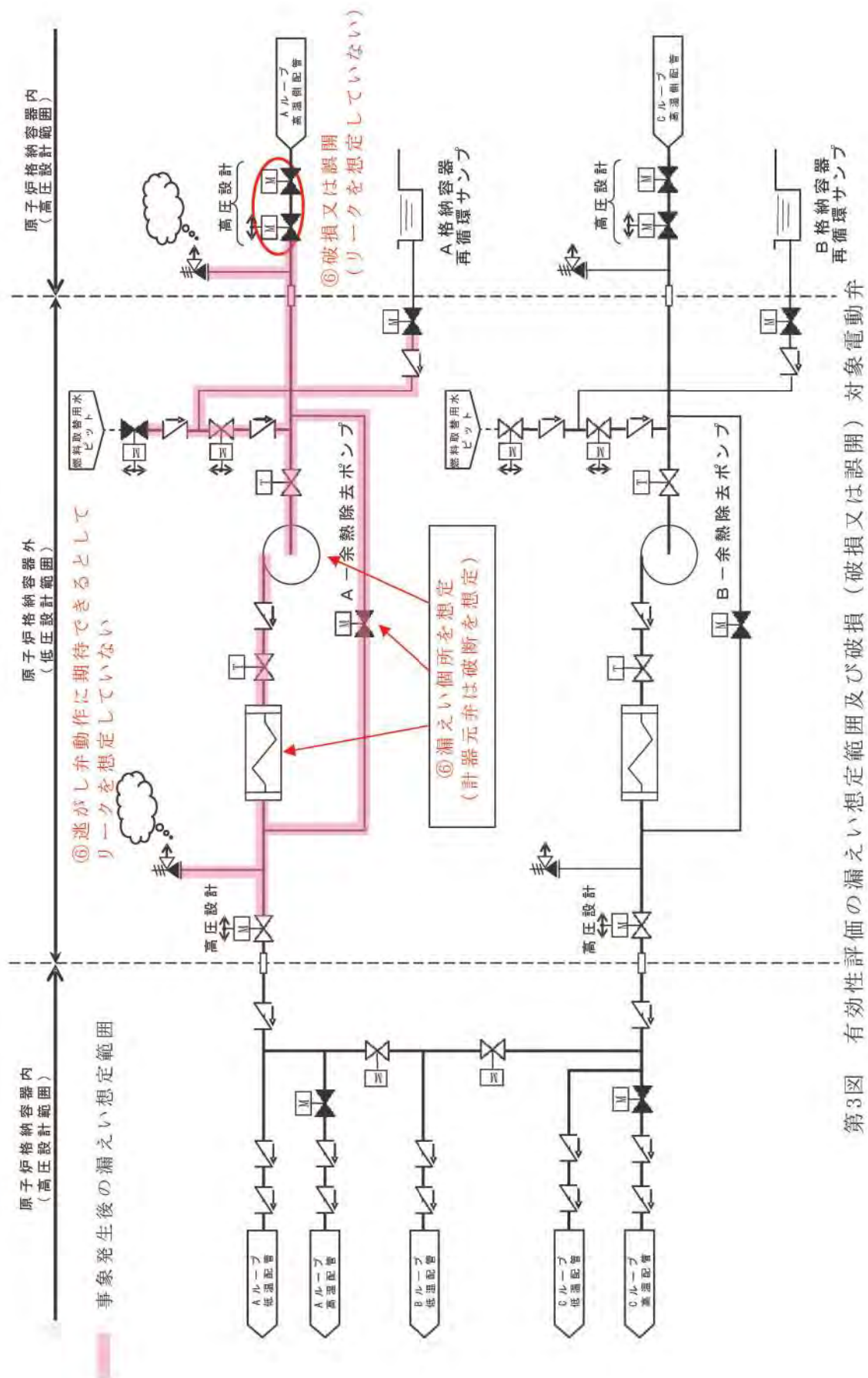
第1図 有効性評価と整合させた起因事象発生頻度評価のRHR簡略系統図

第1表 有効性評価とPRAの各評価の取扱い

	PRA	有効性評価
発生要因	〔以下の場合、IS-LOCAが発生すると想定 ○直列に設置された電動弁あるいは逆止弁が同時に破損した場合 リークし、逃がし弁が開失敗した場合〕 ・具体的には、以下の3つの発生要因を想定。起因事象発生頻度には①(1)～(4)、②(1)～(8)、③(1)～(3)を考慮。 ①低温側配管注入ラインの逆止弁が直列3台とも破損又はリーク：4.1E-15/炉年 (1)逆止弁3台破損 (2)逆止弁1台破損＋逆止弁2台リーク＋逃がし弁開失敗 (3)逆止弁2台破損＋逆止弁1台リーク＋逃がし弁開失敗 (4)逆止弁3台破損＋逆止弁1台リーク＋逃がし弁開失敗 ②高温側注入ラインの逆止弁が3台とも破損又はリークし、加えて余熱除去系高温側配管注入ライン弁（電動弁）も破損又はリーク：7.4E-20/炉年 (1)逆止弁3台破損＋電動弁1台破損 (2)逆止弁2台破損＋逆止弁1台リーク＋電動弁1台破損 (3)逆止弁1台破損＋逆止弁2台リーク＋電動弁1台破損 (4)逆止弁3台リーク＋電動弁1台破損 (5)逆止弁3台破損 (6)逆止弁2台破損＋逆止弁1台リーク (7)逆止弁1台破損＋逆止弁2台リーク (8)逆止弁3台リーク ③余熱除去系入口第1隔離弁及び第2隔離弁の破損又はリーク：3.0E-11/炉年 (1)電動弁2台破損 (2)電動弁2台破損＋電動弁1台破損 (3)電動弁2台破損＋電動弁1台リーク＋逃がし弁開失敗 ・「誤開」については、考慮していない（電動弁は施錠閉止弁であることから、(ア)誤って施錠が開放され、(イ)それに運転員が気づくことなく、(ウ)さらに誤って1つの隔離弁を開け、(エ)それにも運転員チームの誰も気づくことなく、(オ)その後、さらに残りの隔離弁を誤って開放するという発生確率は極めて小さいと判断） ・事象発生後の具体的な漏えい箇所の特定は行っていない。（RHR系統（低圧部）のどこかが破損するとしている。） ・配管の破断は想定していない。	〔以下の場合、IS-LOCAが発生すると想定 ○直列に設置された電動弁あるいは逆止弁が同時にリーク又は破損した場合〕 ・以下の3つの発生要因を想定。 ④低温側配管注入ライン上の逆止弁が直列3台ともリーク (1)逆止弁3台リーク：1.4E-12/炉年 ⑤高温側注入ライン逆止弁が直列3台ともリークし、加えて余熱除去系高温側配管注入ライン弁（電動弁）もリーク又は破損 (1)逆止弁3台リーク＋電動弁1台リーク又は破損：3.7E-17/炉年 有効性評価としては、運転員の作業性の観点から最も厳しい下記を選定 (④⑤)は中央からの遠隔操作により事象収束は可能だが、 (⑥)については現場で弁を手動閉とする必要があるため) ⑤余熱除去系入口第1隔離弁及び第2隔離弁のリーク又は破損 (1)電動弁2台リーク又は破損：3.4E-09/炉年
事象発生後の漏えい箇所	・ RCS 圧力が付加された場合の実力評価から、以下の漏えい箇所を想定。 ○余熱除去ポンプ：メカシール部 ○余熱除去冷却器：ガスケット部 ○余熱除去系：ドランド部（計器元弁は破断を想定）	・ RCS 圧力が付加された場合の実力評価から、以下の漏えい箇所を想定。 ○余熱除去ポンプ：メカシール部 ○余熱除去冷却器：ガスケット部 ○余熱除去系：ドランド部（計器元弁は破断を想定）
事象収束	・ 今回の PRA では AM 策を考慮していないので、漏えいが生じれば必ず炉心損傷に至る評価となっている。 ・ 将来的に AM 策を考慮すれば有効性評価程度の漏えい量であれば、有効性評価の AM 策を駆使すれば炉心損傷しない結果となる。ただし、大規模漏えいの場合は、炉心損傷となる。	・ 上記の漏えいでは AM 策を考慮して炉心損傷は免れる結果となった。
まとめ	PRA は幅広く破損を想定し、この影響を評価するもの。一方、有効性評価は確からしい破損規模を想定し、これに特化して炉心健全性を評価したもの。将来的に AM 策を考慮した PRA を実施すれば、有効性評価で得られた破損規模（漏えい量）であれば、炉心損傷しない成功パスの1つとなる。	



第2図 PRAにおける起因事象発生頻度評価のRHR簡略系統図



インターフェイスシステムLOCA (IS-LOCA) の発生頻度について

1. IS-LOCAシナリオの評価

(1) 発生頻度の算出方法及び算出結果

① IS-LOCAの想定

IS-LOCAは、日本及び米国で発生経験がないため、原子炉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加圧され、その結果IS-LOCAになりうる配管を同定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出している。

② 日米のIS-LOCA発生頻度の相違

今回実施したPRAでの発生頻度は 3.0×10^{-11} であるが、NUREG-1935によれば、米国におけるIS-LOCAの発生頻度は 1×10^{-6} ～ 1×10^{-8} 程度である。対象プラントの系統構成の違いにより、評価手法やデータによるIS-LOCAの発生頻度の直接の比較を行うことは難しいが、今回の評価よりも発生頻度は3～5桁程度高い。

③ 米国の文献調査

上記の発生頻度の相違理由を確認するため、米国の評価例として以下の文献について調査を実施した。

- ・NUREG/CR-5744 Assessment of IS-LOCA Risk-Methodology and Application to a Westinghouse Four-Loop Ice Condenser Plant
- ・NUREG-1935 State-of-the-Art Reactor Consequence Analyses (SOARCA) Report

(2) IS-LOCAの想定の特長

上記の文献調査の結果、今回の評価と米国の評価の想定の特長は以下のとおり。

① リーク量に応じて隔離弁の故障モードを想定

小規模なリーク（50gpm以下）と大規模なリーク（300gpm以上）に分け、それぞれの故障確率を設定している。また、小規模なリークの場合、逃がし弁が動作することによりIS-LOCAは生じないと想定している（NUREG-1935）。

さらに、NUREG/CR-5744では、1つの内部リークの故障率を小規模なリークと大規模なリークに分け、大規模なリークの非信頼度は小規模なリークの1/10と仮定して評価を実施している。

② 施錠した電動弁の取扱い

電氣的にL.C（ロッククローズ）とした電動弁の誤動作はないとして評価している。（NUREG/CR-5744）

調査文献にはIS-LOCA発生頻度評価式までは報告されていないため、評価式の直接の比較はできないが、リーク量に応じて隔離弁の故障モードを分け、小規模なリークであれば逃がし弁が動作することによりIS-LOCAは発生せず、大規模リークのみによ

ってIS-LOCAが発生するとする基本的な考え方は、今回実施したPRAのIS-LOCA発生頻度評価で想定したシナリオと同等と考えられる。

2. 日米個々の機器故障率を用いたIS-LOCA発生頻度の感度解析

IS-LOCAシナリオが同等であることから、相違の理由としては、使用している機器故障率の違いが考えられる。NUREG/CR-5744やNUREG-1935にはIS-LOCA発生頻度評価式は報告されていないが、発生頻度が機器故障率に支配されると推察されることから、ここでは、今回実施したPRAで適用しているIS-LOCA発生頻度式に米国の故障率データを当てはめた場合、発生頻度にどの程度差が生じるか感度解析を実施した。

故障率データの違いによる感度を確認することを目的に、発生頻度の観点で支配的なIS-LOCAシナリオ「RHRポンプサクション側の二重の電動弁の故障」に着目し、今回実施したPRAで用いたIS-LOCA発生頻度評価手法に米国データ^{※1}を適用した条件での発生頻度評価を実施した。

第1表 電動弁の故障率比較

故障モード	今回実施したPRA	NUREG/CR-6928 ^{※1}
内部リーク（小）：P(V2)	4.1E-09/hr	1.67E-07/hr
内部リーク（大）：P(V4)	4.1E-10/hr	3.34E-09/hr

第2表 逃がし弁の故障率比較

故障モード	今回実施したPRA	NUREG/CR-6928 ^{※1}
開失敗：P(V5)	1.4E-03/d	2.47E-03/d

大規模な内部リークを伴わないシナリオについては、RHR逃がし弁に期待できる。これより、「RHRポンプサクション側の二重の電動弁の故障」を起因としたIS-LOCAの頻度は、直列に並んだ2つの電動弁の故障及び逃がし安全弁の開失敗で求めることができ、それぞれの頻度は次の通りに求められる。

その結果、米国のほうが2～3桁高い頻度となっている。

すなわち、日米のIS-LOCA発生頻度の違いの主たる要因は機器故障率の違いによるものと考えることができる。

$$\text{計算式：} P_3 = 2 \times (P(V4)^2 + P(V2)^2 \times P(V5)) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5))$$

第3表 IS-LOCA発生頻度の比較

	今回実施したPRA	NUREG/CR-6928 ^{※1}
IS-LOCA発生頻度：P3	3.0E-11/年	1.3E-08/年

※1：“Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants”, NUREG/CR-6928, US NRC, 2007年2月

(参考) 機器故障率について

感度解析に用いた電動弁、逃がし弁の故障率の算出に用いたデータ諸元（故障件数、集計期間）を以下に示す。機器故障率は国内、米国とも生データを基に統計処理をしていることから、その詳細や差異への影響分析は困難であるが、生データの相違がほぼ機器故障率の相違となっていると推察される。

また、これら国内、米国の故障件数の相違は保全方法の相違等が要因ではないかと考えられる。

第4表 電動弁故障率のデータ諸元

内部リーク	今回実施したPRA	NUREG/CR-6928
故障件数（件）	1	87.5※
運転実績時間（h）	9.1E+08	5.3E+08
集計期間等	1982年度～2002年度の49基データ	1997年～2004年の103基データ

※不確実さを有する事例については0.5件としている。

第5表 逃がし弁故障率のデータ諸元

開失敗	今回実施したPRA	NUREG/CR-6928
故障件数（件）	0	18
デマンド回数（回）	1315	7393
集計期間等	1982年度～2002年度の49基データ	1997年～2004年の103基データ

対処設備作動までの余裕時間の考え方

余裕時間の設定に際し、「2次冷却系の破断」、「蒸気発生器伝熱管破損」、「補機冷却系の故障」の解析結果及び運転操作から以下のように余裕時間を設定した。

表に解析結果と対処設備作動までの余裕時間の関係を示す。

1. 破断ループの隔離に関する操作の余裕時間

「2次冷却系の破断」が発生した場合、破断ループの隔離に関する操作の余裕時間は、2次冷却系からの除熱機能が喪失するまでの時間を参考に20分とした。

2. 破損側蒸気発生器の隔離に関する操作の余裕時間

「蒸気発生器伝熱管破損」が発生した場合、破損側蒸気発生器の隔離に関する操作の余裕時間は、破損側蒸気発生器が満水に至るまでの時間を参考に30分とした。

3. 補機冷却系の負荷制御に関する操作の余裕時間

LOCA後のECCS再循環切替に係る補機冷却系の負荷制御に関する操作の余裕時間は、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分とした。

表：解析結果と対処設備作動までの余裕時間の関係

○ 2 次冷却系の破断

緩和操作	緩和操作の余裕時間	設定根拠
破断ループの隔離	20 分	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。

○ 蒸気発生器伝熱管破損

緩和操作	緩和操作の余裕時間	設定根拠
破損側蒸気発生器の隔離	30 分	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。

○ LOCA

緩和操作	緩和操作の余裕時間	設定根拠
補機冷却系の負荷制限	30 分	LOCA 後の ECCS 再循環移行時に原子炉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。

● 成功基準解析の解析条件設定の考え方について

成功基準解析においては，許認可解析時の解析条件をベースとし，成功基準の妥当性評価のため必要な解析条件の変更を行って解析を実施した。成功基準解析による確認内容を以下に示す。

第1表 成功基準解析による確認内容

成功基準解析※1	確認内容
①大破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析	大破断LOCA時に必要な低圧注入ポンプ台数と注入ループ数及び蓄圧注入の基数を確認
②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	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
③中破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析	中破断LOCA時に必要な蓄圧注入の基数及び高圧注入ポンプ台数と注入ループ数を確認
④主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析	主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプ台数と給水蒸気発生器数を確認
⑤主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析	主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認

※1：事象の厳しさの観点から，主給水流量喪失，主給水管破断でNon-LOCAを代表させる。

第2表 許認可解析とPRAにおける成功基準の比較

シナリオ	起因事象	緩和系	許認可解析	PRA成功 基準解析
ECCS注水	大破断LOCA	蓄圧注入	健全2/2基	健全2/2基
		高压注入	2/2台	0/2台（考慮しない）
		低压注入	1/2台 （健全2ループ注入）	2/2台 （健全1ループ注入）
		格納容器スプレイ	2/2台	2/2台
		補助給水	0/3台（考慮しない）	0/3台（考慮しない）
	中破断LOCA	蓄圧注入	健全2/2基	健全1/2基
		高压注入	1/2台 （健全2ループ注入）	1/2台 （健全1ループ注入）
		低压注入	1/2台 （健全2ループ注入）	0/2台（考慮しない）
		格納容器スプレイ	0/2台（考慮しない）	0/2台（考慮しない）
		補助給水	1/3台 (3/3SG)	0/3台（考慮しない）
格納容器内除熱※2	大破断LOCA	蓄圧注入	—	3/3基
		高压注入	—	1/2台 （健全2ループ注入）
		低压注入	—	1/2台 （健全2ループ注入）
		格納容器スプレイ	—	0/2台（考慮しない）
		補助給水	—	2/3台 (3/3SG)
2次系による除熱	主給水流量喪失	補助給水	1/3台 (3/3SG)	1/3台 (2/3SG)
	主給水管破断	補助給水	2/3台 (健全2/2SG)	1/3台 (健全1/2SG)

※2：シビアアクシデントの解析に用いているMAAPコードを適用

ハッチング部：許認可解析から条件を変更した箇所

成功基準の設定時の解析例について

1. 解析条件

本 PRA では、炉心冷却機能等に係る成功基準は、第 1 表及び第 2 表に示すとおり、標準 3 ループプラントを対象に、設置許可申請書添付書類十の安全解析で使用される解析コードを用いて実施した成功基準解析結果を踏まえて設定している。これらの成功基準解析では、解析条件の一例として第 3 表に示すとおり、機器条件に関する成功基準の根拠となる条件を除き、成功基準の結論に大きく影響を及ぼさない範囲で設置変更許可申請書添付書類十の安全解析と同じ条件を用いて解析を実施している。

2. 余裕時間の取扱い

(1) 2 次冷却系の破断時

2 次冷却系の破断が発生した場合の破断ループの隔離に関する操作の余裕時間は、MARVEL 及び SATAN-M (Small LOCA) による解析結果を踏まえた余裕時間を設定している。

(2) 蒸気発生器伝熱管破損時

蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合の破損蒸気発生器の隔離に関する操作の余裕時間は、MARVEL による解析結果を踏まえた余裕時間を設定している。

(3) 補機冷却系の故障時

LOCA 後の ECCS 再循環移行時に補機冷却系の故障が発生した場合の補機冷却系の負荷制限に関する操作の余裕時間は、MAAP による解析結果を踏まえた余裕時間を設定している。

3. 解析結果

成功基準解析の結果を第 4 表～第 11 表に示す。

成功基準解析により、LOCA シナリオにおいては、炉心損傷防止の判断基準である「燃料被覆管の最高温度が 1200℃以下であること」を満足している。また、LOCA 時格納容器内除熱シナリオにおいては、格納容器破損防止の判断基準である「格納容器内圧力が格納容器限界圧力を超えないこと」を満足している。さらには、過渡事象等の Non-LOCA 時の 2 次冷却系による除熱シナリオにおいては、炉心冷却性の判断基準である「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」を満足することを確認している。

なお、成功基準解析については、第 1 表及び第 2 表で示したように、許認可解析で十分実績を有している解析コードを使用していることに加え、解析条件において以下を考慮することにより保守性を有している。

- 過渡事象では、炉心冷却維持の観点から厳しい事象である主給水流量喪失等を想定している。（主給水流量喪失、主給水管破断、SGTR）
- LOCA シナリオの代表事象は、最も高い燃料被覆管温度を与えられ低温

側配管破断を想定している。

- LOCA 時格納容器内除熱シナリオの代表事象は、破断箇所から原子炉格納容器内へ放出される冷却材の質量及びエネルギーの観点から最も厳しいと考えられる蒸気発生器出口側配管破断を想定している。

解析例として、大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析において使用している注入特性及び燃料被覆管温度変化を第 1 図～第 2 図に示す。

第1表 成功基準解析で使用した解析コードについて（機器台数等に関する成功基準解析）

解析項目	使用した解析コード	解析コードの検証性
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の注入ループ数を確認	• SATAN-M • WREFLOOD • BASH-M • COCO • LOCTA-M	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。なお、MAAP コードは MHI-NES-1064（改1）「三菱 PWR 重大事故等対策の有効性評価にかかるシビアアクシデント解析コードについて」にて検証されている。
大破断 LOCA 時の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	• MAAP	
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	• SATAN-M (Sma11 LOCA) • LOCTA-IV	
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と給水蒸気発生器数を確認	• MARVEL	
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と給水蒸気発生器数を確認	• MARVEL	

第2表 成功基準解析で使した解析コードについて (余裕時間に関する成功基準解析)

解析項目	使用した解析コード	解析コードの検証性
主給水喪失時のフィードアンドブリードの有効性評価に関する熱水力解析 【目的】 2次冷却系の破断が発生した場合の破断ループの隔離に関する操作の余裕時間を確認	• MARVEL • SATAN-M (Small LOCA)	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。なお、MAAP コードはMHI-NES-1064 (改1)「三菱 PWR 重大事故等対策の有効性評価にかかるシビアアクシデント解析コードについて」にて検証されている。
蒸気発生器伝熱管破損に関する熱水力解析 【目的】 蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合の破損蒸気発生器の隔離に関する操作の余裕時間を確認	• MARVEL	
ECCS 再循環機能喪失時の重大事故等対策の有効性評価に関する熱水力解析 【目的】 LOCA 後の ECCS 再循環移行時に補機冷却系の故障が発生した場合の補機冷却系の負荷制限に関する操作の余裕時間を確認	• MAAP	

第3表 成功基準解析の主要解析条件

項目	解析条件	安全解析（添付十）条件
炉心熱出力（MWt）	2,652 （誤差2%考慮）	同左
ループ数	3	同左
1次冷却材流量（m ³ /h）	60,300	60,600
1次冷却材圧力 （MPa〔gage〕）	15.41 （誤差0.21MPaを考慮）	同左
炉心崩壊熱	日本原子力学会の推奨式 に基づく崩壊熱モデル	同左
蒸気発生器伝熱管施栓率	10%	同左
単一故障 （想定故障）	想定しない	想定する （低圧注入系1系統）
ECCS注入特性	最小注入特性	同左
補助給水流量	最小流量	同左

第4表 大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析

ECCS 注入に係る緩和設備	解析結果	炉心冷却の成否
蓄圧注入系	燃料被覆管最高温度は 1053℃であり，判断基準(≤1200℃)を満足することを確認	○
低圧注入系		

第5表 大破断 LOCA 時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析

格納容器内除熱に係る緩和設備	解析結果	格納容器健全性の成否
低圧注入系	格納容器内圧は限界圧力に対して十分な余裕があり，格納容器破損には至らないことを確認	○
格納容器スプレイ系		

第6表 中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析

ECCS 機能に係る緩和設備	解析結果	炉心冷却の成否
高圧注入系	燃料被覆管最高温度は 751℃であり，判断基準(≤1200℃)を満足することを確認	○
蓄圧注入系		

第7表 主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析

2次系冷却に係る緩和設備	解析結果	炉心冷却の成否
補助給水系	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，炉心冷却が維持されることを確認。	○

第8表 主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析

2次系冷却に係る緩和設備	解析結果	炉心冷却の成否
補助給水系	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，炉心冷却が維持されることを確認。	○

第9表 主給水喪失時のフィードアンドブリードの有効性評価に関する熱水力解析

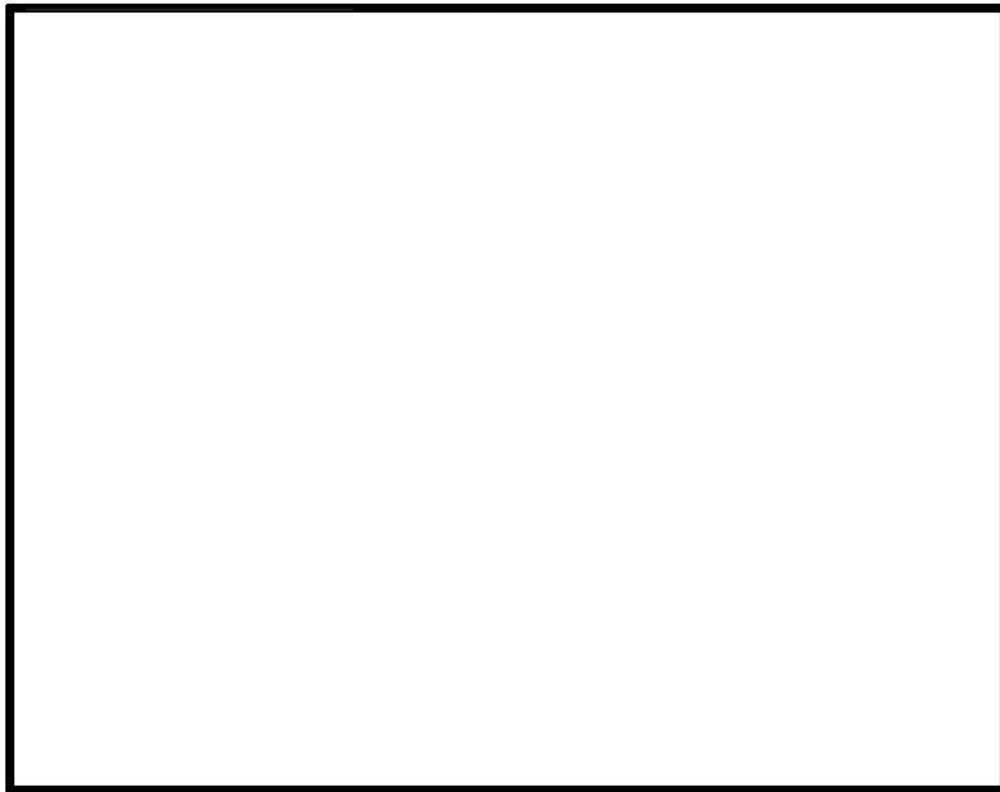
余裕時間の対象となる緩和操作	解析結果	炉心冷却の成否
破断ループの隔離	フィードアンドブリードにより1次冷却系を減温・減圧し、高圧注入を促進させることで炉心冷却が維持されることを確認。	○

第10表 蒸気発生器伝熱管破損に関する熱水力解析

余裕時間の対象となる緩和操作	解析結果	炉心冷却の成否
破損側蒸気発生器伝熱管の隔離	破損 SG 隔離を適切に実施することで、破損 SG 満水を回避でき、炉心冷却が維持されることを確認。	○

第11表 ECCS 再循環機能喪失時の重大事故等対策の有効性評価に関する熱水力解析

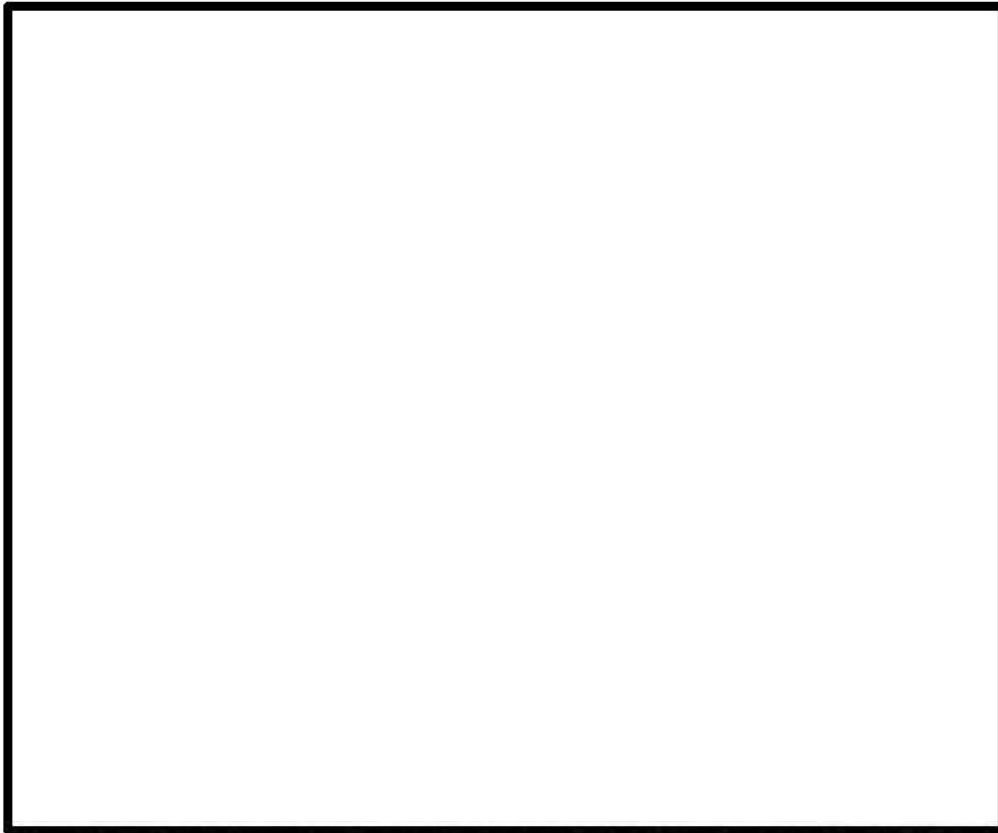
余裕時間の対象となる緩和操作	解析結果	炉心冷却の成否
補機冷却系の負荷制限	燃料被覆管最高温度は初期値以下であり、判断基準($\leq 1200^{\circ}\text{C}$)を満足することを確認	○



第1図 大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
において使用している注入特性
(余熱除去ポンプ2台, 健全側1ループへ注入)

 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。

—補足3.1.1.c-3-8—



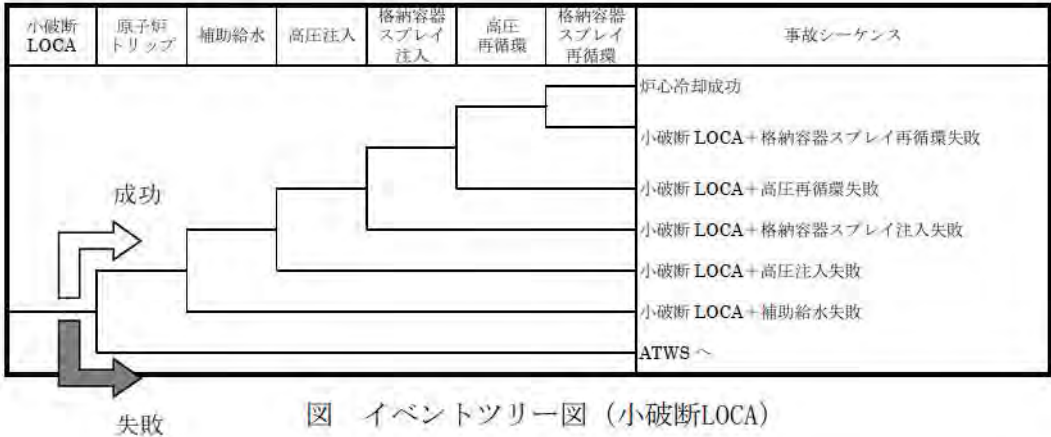
第2図 大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析時の燃料被覆管温度変化

 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。

—補足3.1.1.c-3-9—

イベントツリーの作成例について

起因事象ごとに、安全機能及び成功基準の同定に基づいて、イベントツリーのヘディングを設定する。事象の進展や機能上の相互関係を考慮して、ヘディングの順番を定め、各ヘディングにおける分岐の有無を考慮して事故シーケンスを網羅的に展開する。ヘディングは原則、時系列に並べるが、解析の効率性の観点から順番を入れ替える場合もある。



【最終状態について（例：小破断LOCA）】

炉心冷却成功：

原子炉トリップ，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のすべて成功した場合，炉心冷却成功となる。

炉心損傷：

- ・ 原子炉トリップに失敗
ATWSとなり，AM策に期待していないため炉心損傷に至る。
- ・ 補助給水に失敗
2次冷却系からの除熱に失敗し，炉心損傷に至る。
- ・ 高圧注入に失敗
1次冷却材が喪失し，炉心損傷に至る。
- ・ 高圧再循環に失敗
長期の炉心冷却に失敗し，炉心損傷に至る。
- ・ 格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗
格納容器の内圧上昇抑制に失敗し，格納容器が過圧破損する。引き続き，再循環サンプル水が減圧沸騰しECCS再循環も不能となるため，炉心損傷に至る（格納容器先行破損）。

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

PRAにおいては、起因事象が発生した際、事象の進展を緩和させるために必要となる緩和設備は、発生する起因事象により異なることから、イベントツリー作成の際には成功基準解析の結果等を参考に、緩和設備（ヘディング）の要否判断を行っている。以下にヘディングとして不要と判断した理由を示す。

ヘディング	設定しない 起因事象	理由
原子炉トリップ	○大，中破断LOCA ○ATWS ○手動停止	・大，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いない。 ・ATWSは事象発生後の緩和手段には期待していない（以下同じ）。 ・手動停止では原子炉トリップに期待していない。
高圧注入	○中，小破断LOCA 以外の起因事象	・高圧注入（再循環）は，LOCA事象に必要な機能であり，Non-LOCA事象では1次冷却系への注入（再循環）に期待していない。 ・大破断LOCA発生時にも注入は実施されるが，注入流量が小さく，注入に失敗しても炉心損傷に至らないためヘディングに設定していない。 ・IS-LOCAは事象発生後の緩和手段には期待していない（以下，同じ）。
高圧再循環	○大，中，小破断LOCA 以外の起因事象	
低圧注入	○大破断LOCA以 外の起因事象	・低圧注入（再循環）は，LOCA事象に必要な機能であり，Non-LOCA事象では1次冷却系への注入（再循環）に期待していない。 ・中，小破断LOCAは1次冷却系が高圧状態であり，低圧注 入（再循環）機能には期待していない。
低圧再循環		
蓄圧注入	○大，中破断LOCA 以外の起因事象	・蓄圧注入は，LOCA事象に必要な機能であり，Non-LOCA事象では1次冷却系への注入に期待していない。 ・小破断LOCAは1次冷却系が高圧状態であり，蓄圧注入機 能に期待していない。
格納容器 スプレイ注入	○大，中，小破断 LOCA以外の起因 事象	・格納容器スプレイ注入（再循環）は，LOCA事象に必要な機能であり，Non-LOCA事象では当該機能に期待していない。
格納容器 スプレイ再循環		

ヘディング	設定しない 起回事象	理由
補助給水	○大破断LOCA ○中破断LOCA ○IS-LOCA ○ATWS	・補助給水は1次冷却系への注入が困難な起回事象発生時に、1次冷却系の除熱及び減圧を実施するために必要な機能であり、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、大、中破断LOCAでは補助給水の機能に期待していない。
破損SG隔離	○SGTR以外の起回事象	・SGTR発生時にのみ必要な緩和機能である。
主蒸気隔離	○2次冷却系の破断以外の起回事象	・2次冷却系の破断事象発生時にのみ必要な緩和機能である。
加圧器弁逃がし弁／安全弁LOCA	○原子炉補機冷却機能喪失以外の起回事象	・加圧器逃がし弁／安全弁LOCAは、過渡事象、主給水流量喪失、外部電源喪失、原子炉補機冷却機能喪失時に発生し得る事象であり、原子炉補機冷却機能喪失以外の起回事象で発生した場合は事象進展を考慮し、小破断LOCA相当の事象として扱っている。
RCPシールLOCA	○原子炉補機冷却機能喪失以外の起回事象	・RCPシールLOCAは原子炉補機冷却機能喪失時に発生し得る事象であるため、その他の起回事象ではヘディングに設定していない。
非常用所内交流電源	○外部電源喪失以外の起回事象	・非常用所内交流電源は外部電源喪失時にのみ必要な緩和機能である。

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

目 次

各ヘディングの概要

○大破断 LOCA イベントツリー	第 1 図
○中破断 LOCA イベントツリー	第 2 図
○小破断 LOCA イベントツリー	第 3 図
○インターフェイスシステム LOCA イベントツリー	第 4 図
○主給水流量喪失イベントツリー	第 5 図
○外部電源喪失イベントツリー	第 6 図
○ATWS イベントツリー	第 7 図
○2 次冷却系の破断イベントツリー	第 8 図
○蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー	第 9 図
○過渡事象イベントツリー	第 10 図
○原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー	第 11 図
○手動停止イベントツリー	第 12 図

各ヘディングの概要

イベントツリーにおける各ヘディングについて、以下にその概要を示す。

1. 原子炉停止機能

(1) 原子炉トリップ

大破断 LOCA，中破断 LOCA 及び手動停止以外の原子炉トリップが必要な起因事象のイベントツリーで設定している。炉心に負の反応度を添加することで炉心を未臨界にする機能であり，制御棒クラスタ，原子炉トリップ信号，原子炉トリップ遮断器の故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

制御棒クラスタについて，泊 3 号炉の許認可用代表炉心において，48 本の制御棒のうち大きな反応度制御能力を有する [] の固着を想定した評価を行い，未臨界が確保されることを確認している。この知見に基づき， [] の制御棒の挿入に失敗する確率を算出している。

2. 原子炉注水

(1) 低圧注入

大破断 LOCA 時のイベントツリーで設定している。原子炉に燃料取替用水ピット水を注水する機能であり，低圧注入に関連する機器（低圧注入ポンプ，弁等），信号，サポート系（原子炉補機冷却水系，電源）故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(2) 蓄圧注入

大破断 LOCA 及び中破断 LOCA 時のイベントツリーで設定している。蓄圧タンク水を原子炉に注水する機能であり，蓄圧注入に関連する機器（蓄圧タンク，弁）故障についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(3) 高圧注入

中破断 LOCA 及び小破断 LOCA 時のイベントツリーで設定している。燃料取替用水ピット水を原子炉に注水する機能であり，高圧注入に関連する機器（高圧注入ポンプ，弁等），信号，サポート系（原子炉補機冷却水系，電源）故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(4) 低圧再循環

大破断 LOCA 時のイベントツリーで設定している。格納容器再循環サンプ水を原子炉に注水する機能であり，低圧再循環に関連する機器（低圧注入ポンプ，余熱除去冷却器，弁等），信号，サポート系（原子炉補機冷却水系，電源）故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(5) 高圧再循環

LOCA 時のイベントツリーで設定している。格納容器再循環サンプ水を原子炉に注水する機能であり，高圧再循環に関連する機器（高圧注入ポンプ，弁等），信号，サ

[] 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。

ポート系（原子炉補機冷却水系，電源）故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

3. 格納容器除熱

(1) 格納容器スプレイ注入

LOCA 時のイベントツリーで設定している。燃料取替用水ピット水を原子炉格納容器内にスプレイする機能であり，格納容器スプレイ注入に関連する機器（格納容器スプレイポンプ，弁等），信号，サポート系（原子炉補機冷却水系，電源）故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(2) 格納容器スプレイ再循環

LOCA 時のイベントツリーで設定している。格納容器再循環サンプ水を原子炉格納容器内にスプレイする機能であり，格納容器スプレイ再循環に関連する機器（格納容器スプレイポンプ，格納容器スプレイ冷却器，弁等），信号，サポート系（原子炉補機冷却水系，電源）故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

4. 2次冷却系からの除熱

(1) 補助給水

主給水流量喪失等の2次冷却系からの除熱が必要な事象時のイベントツリーで設定している。補助給水ピット水を蒸気発生器（SG）に給水する機能であり，補助給水に関連する機器（補助給水ポンプ，弁等），信号，サポート系（電源，空調）故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

5. 電源

(1) 非常用所内電源

外部電源喪失時のイベントツリーで設定している。ディーゼル発電機により非常用高圧母線に給電する機能であり，非常用所内電源に関連する機器（ディーゼル発電機，遮断器等）信号，サポート系（原子炉補機冷却海水系，空調）故障等についてフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

6. その他

(1) 主蒸気隔離

2次冷却系の破断時のイベントツリーで設定している。2次冷却系の破断時に健全ループの主蒸気系から破断箇所へ無制限に蒸気が流入し，健全ループのSGによる冷却を妨げることを防ぐために，破断ループを隔離する必要がある，主蒸気隔離弁閉止，タービン動補助給水ポンプ駆動用蒸気ラインの隔離に係る故障等について，フォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。

(2) 破損側蒸気発生器の隔離

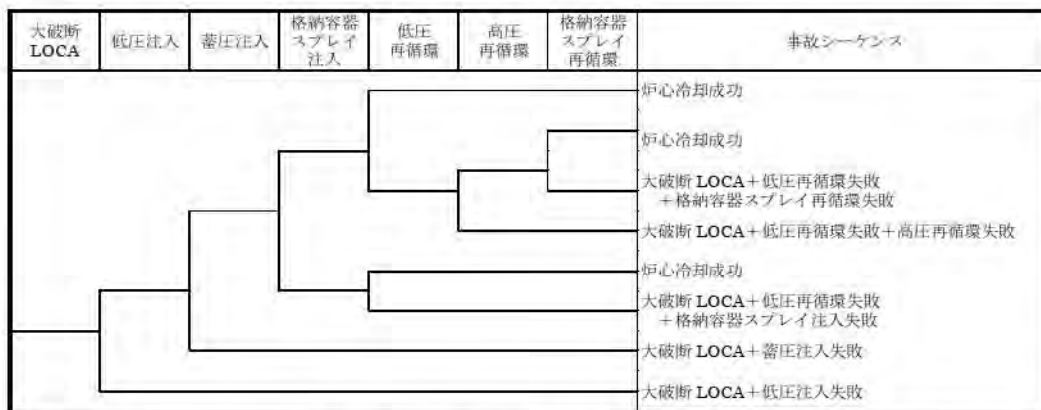
蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）時のイベントツリーで設定している。SGTR 時に 1 次系冷却水が 2 次冷却系へ流出することを防ぐために、破損 SG を隔離し、1 次冷却系と 2 次冷却系を均圧状態にする必要があり、主蒸気隔離弁閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動用蒸気ラインの隔離に係る故障等について、フォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(3) 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA

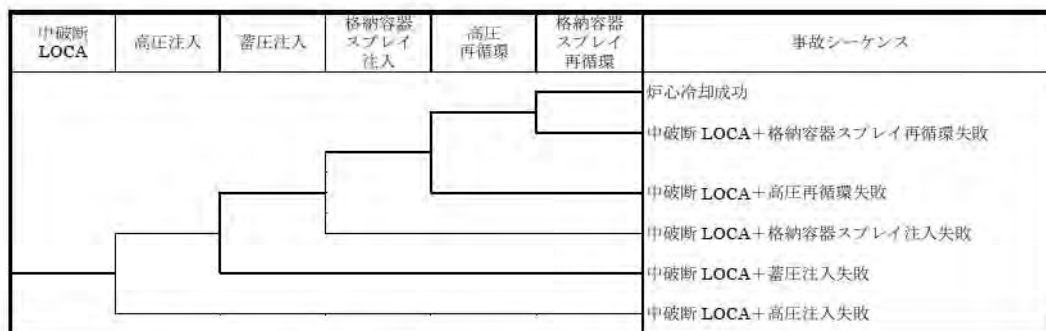
原子炉補機冷却機能喪失時のイベントツリーで設定している。原子炉補機冷却機能喪失時に 1 次冷却材圧力の上昇に伴い加圧器逃がし弁／安全弁が作動し、1 次冷却材圧力の下降時に再閉止に失敗した場合は加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA に至るため、加圧器逃がし弁／安全弁の再閉止失敗についてフォールトツリーでモデル化し、当該事象の発生確率を定めている。

(4) RCP シール LOCA

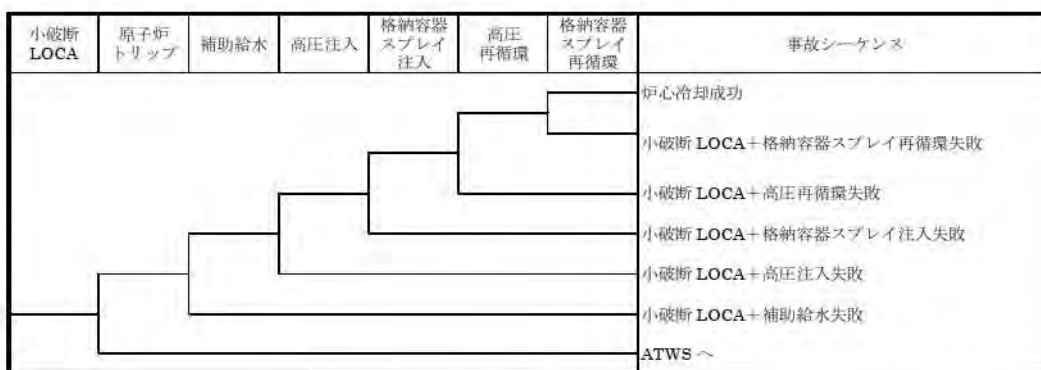
原子炉補機冷却機能喪失時のイベントツリーで設定している。原子炉補機冷却機能喪失時に 1 次冷却材ポンプ封水冷却が喪失し、1 次冷却材ポンプの O リングが損傷した場合は 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA に至る。原子炉補機冷却機能喪失時の 1 次冷却材ポンプ封水 LOCA が発生する確率としては、フォールトツリーでモデル化はせず、当該事象の発生確率を 1.0 と定めている。



第1図 大破断LOCAイベントツリー



第2図 中破断 LOCA イベントツリー



第3図 小破断LOCAイベントツリー

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
		インターフェイスシステム LOCA
		ATWS へ

第4図 インターフェイスシステムLOCAイベントツリー

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
			炉心冷却成功
			主給水流量喪失+補助給水失敗
			ATWS へ

第5図 主給水流量喪失イベントツリー

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
				炉心冷却成功
				外部電源喪失+補助給水失敗
				外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失
				ATWS へ

第6図 外部電源喪失イベントツリー

ATWS	事故シーケンス
	原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗

第7図 ATWSイベントツリー

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
				炉心冷却成功
				2次冷却系の破断+補助給水失敗
				2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗
				ATWS へ

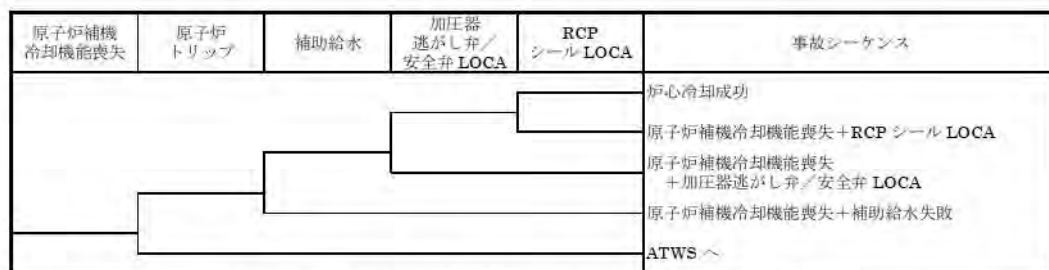
第8図 2次冷却系の破断イベントツリー



第9図 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー



第10図 過渡事象イベントツリー



第11図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー



第12図 手動停止イベントツリー

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

常用系と非常用系の間に隔離弁を有するサポート系は、今回の設置変更許可申請に伴って実施した泊発電所3号炉のPRA（以下「今回のPRA」という。）において考慮しており、原子炉補機冷却水系が該当する（表及び図参照）。

今回のPRAでは、起因事象「従属性を有する機器の機能喪失」において原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の機能喪失を考慮しているほか、システム信頼性解析（フォールトツリー）においても原子炉補機冷却水系をモデル化しており、これらをイベントツリーに組み込むことで事故シーケンスを評価している。

以下に、起因事象及びシステム信頼性解析における、常用系と非常用系の間の隔離弁の扱いを含めた原子炉補機冷却水系の取扱いについて述べる。

①起因事象における扱い

起因事象の同定においては、原子炉補機冷却水系が機能喪失した場合、広範な緩和設備が合わせて機能喪失に至ることを考慮し、原子炉補機冷却水系の機能喪失を「従属性を有する機器の機能喪失」として抽出し、その発生頻度を評価している。

この発生頻度は、国内実績を基に評価することとしているが、非常用系の原子炉補機冷却水系の機能喪失については発生した事例がないことから、0.5回として起因事象発生頻度を算出している。

原子炉補機冷却水系の機能喪失として、安全機能を有する原子炉補機へ冷却水を供給する母管（非常用系）とその他の原子炉補機へ冷却水を供給する母管（常用系）の内、常用系からの冷却材の流出及び常用系と非常用系の間の隔離弁による隔離の失敗によって原子炉補機冷却水系の機能喪失が生じた場合、上記の発生実績に計上され、起因事象発生頻度に反映されることとなる。

以上のとおり、発生した事例が確認されていないものの、常用系からの冷却材の流出等が生じた場合であって、常用系と非常用系の間の隔離弁による隔離に失敗した場合の非常用系の原子炉補機冷却水系の機能喪失は評価に含まれる前提である。

なお、常用系からの冷却材の流出等が生じた場合であって、常用系と非常用系の隔離弁による隔離に成功した場合は、原子炉補機冷却水系の常用系の喪失によって失われるフロント系が、運転継続にもたらす影響を考慮して対応することとなる。運転継続に影響する設備には1次冷却材ポンプ及びモータがあり、原子炉補機冷却水系による冷却を必要とする。原子炉補機冷却水系の常用系の冷却が喪失した場合、1次冷却材ポンプ及びモータの温度が徐々に上昇する。その後の状況に応じてプラントを手動停止する場合は、運転員操作のための時間余裕があり、安全機能を有する原子炉補機に期待できること、また緩和設備として1次冷却材ポンプに期待していないことから、イベントツリーとして手動停止のイベントツリーに包絡される。また事象進展に伴い

1次冷却材ポンプの喪失に至った場合は、起因事象グループ「過渡事象」として考慮される。

以上より、今回の PRA 及び事故シーケンスの抽出に与える影響はないと考える。

②システム信頼性解析における扱い

今回の PRA では、原子炉補機冷却水系について非常用の補機について常用系と非常用系の間の隔離弁をモデル化している。非常用系の設備を冷却するための流量を確保するために、常用系の設備を冷却する母管の隔離を考慮している。ECCS 再循環時には常用系の隔離に失敗した場合、非常用系の冷却には原子炉補機冷却水系ポンプ 3 台の確保を必要としており、常用系の隔離に成功した場合、原子炉補機冷却水系ポンプは 2 台で非常用系の冷却が可能と評価している。

表 各系統間の従属性

サポート系 (影響を与える側) フロントライン系 (影響を受ける側)	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
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。

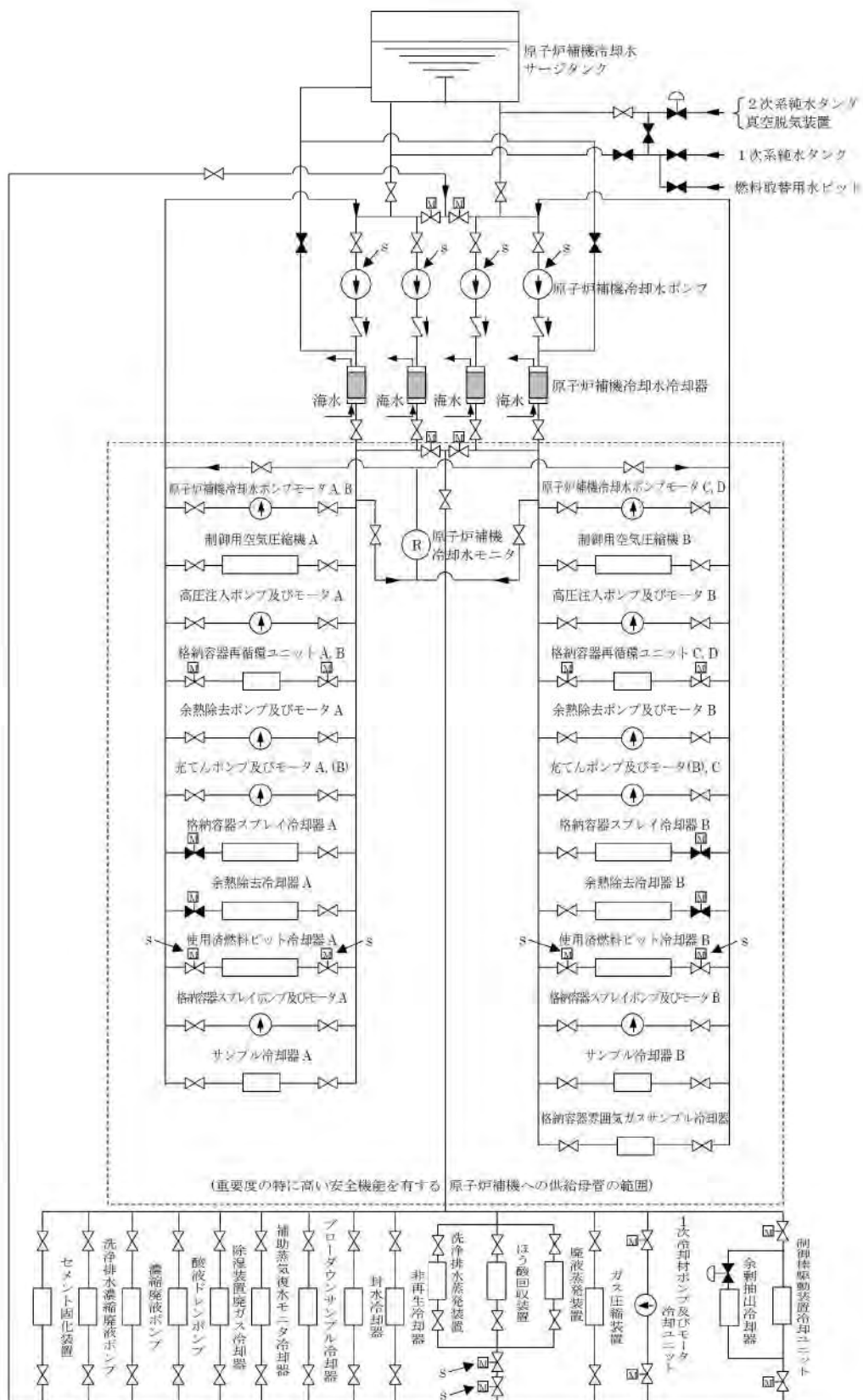


図 原子炉補機冷却水系の概要図

システム信頼性解析例について

システム信頼性解析について、低圧注入系（注入時）を例に以下に示す。また、低圧注入系（再循環時）のシステム信頼性解析の概要を添付1に、再循環失敗で考慮している格納容器再循環サンプスクリーンの閉塞について添付2に示す。

【システムの概要】

- ・低圧注入系（注入時）は2台の余熱除去ポンプ、2基の余熱除去冷却器、1基の燃料取替用水ピット、配管、弁及び計装から構成
- ・燃料取替用水ピット（RWSP）は高圧注入ポンプ、格納容器スプレイポンプの水源としても使用される。
- ・低圧注入系のポンプ及び弁は通常運転時、事故待機モードにラインアップ。非常用炉心冷却設備作動信号が発信すると余熱除去ポンプが起動することで燃料取替用水ピットのほう酸水を3本の1次冷却系低温側注入配管より炉心に注入する。
- ・余熱除去ポンプは非常用炉心冷却設備作動信号により自動起動する。余熱除去ポンプミニフロー弁はポンプ出口流量により制御される。

【機能の説明】

- ・低圧注入系の通常の機能は原子炉停止後の炉心の崩壊熱を除去し、プラントを低温停止に移行させることであるが、低圧注入系は非常用炉心冷却設備としての機能も併せ持つ。
- ・低圧注入系によるLOCA後の緊急炉心冷却は、ほう酸水をRWSPからRCS低温側に注入して炉心を冷却する。

【定期的実施する試験】

- ・余熱除去ポンプ定期運転試験（頻度：1回／月）
- ・安全注入系統弁開閉試験（頻度：1回／月）

【必要とするサポート系】

- ・必要とするサポート系を網羅的に示した従属性マトリックスを作成し、フォールトツリーへ反映させる。

第1表 フロントライン系とサポート系の依存性

機 器					接続系統	所内非常用電源系																信 号							
機器番号	機器名	機器タイプ	作動要求時の状態	作動要求後の状態	供給母管A	供給母管B	6.6kV母管A	6.6kV母管B	440V母管A1	440V母管A2	440V母管B1	440V母管B2	原子炉コントロールセンタA1	原子炉コントロールセンタA2	原子炉コントロールセンタB1	原子炉コントロールセンタB2	12.5V直流電源A	12.5V直流電源B	12.5V直流電源N	非常用炉心冷却設備作動信号A	非常用炉心冷却設備作動信号B	再循環自動切換信号A	再循環自動切換信号B	格納容器スプレイ作動シークス信号A	格納容器スプレイ作動シークス信号B	EOシーケンス信号A	EOシーケンス信号B	UV信号A	UV信号B
3RHP1A	3A・余熱除去ポンプ	電動ポンプ(純水)	Standby	Run	○				○											○									
3RHP1B	3B・余熱除去ポンプ	電動ポンプ(純水)	Standby	Run		○				○										○									

- ①大破断LOCA時は、破断ループ（Aループ低溫側配管）からの注入は行えないものとする。
- ②高温側低圧注入ライン止め弁（3V-RH-034A/B）が誤開し、かつ余熱除去ポンプ1台に故障が生じた場合、系統機能喪失とする。
- ③低圧注入系バウンダリ内で外部リークが発生した場合、系統機能喪失とする。
- ④注入段階においては、ポンプ出口側格納容器内タライイン弁（3V-RH-033A/B）が開状態であるため、本ラインを經由した注入にも期待する。

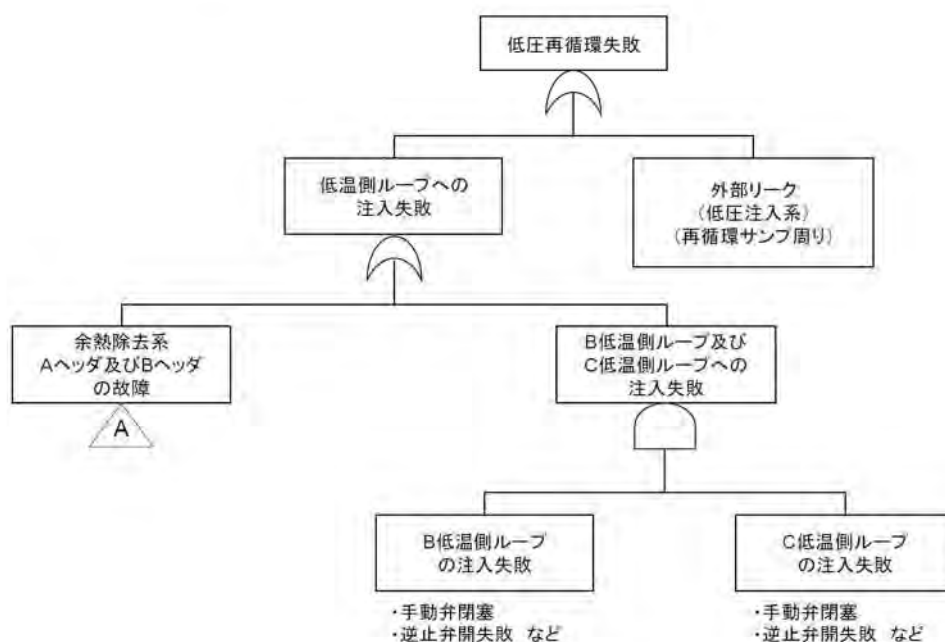


ECCS再循環のシステム信頼性解析について

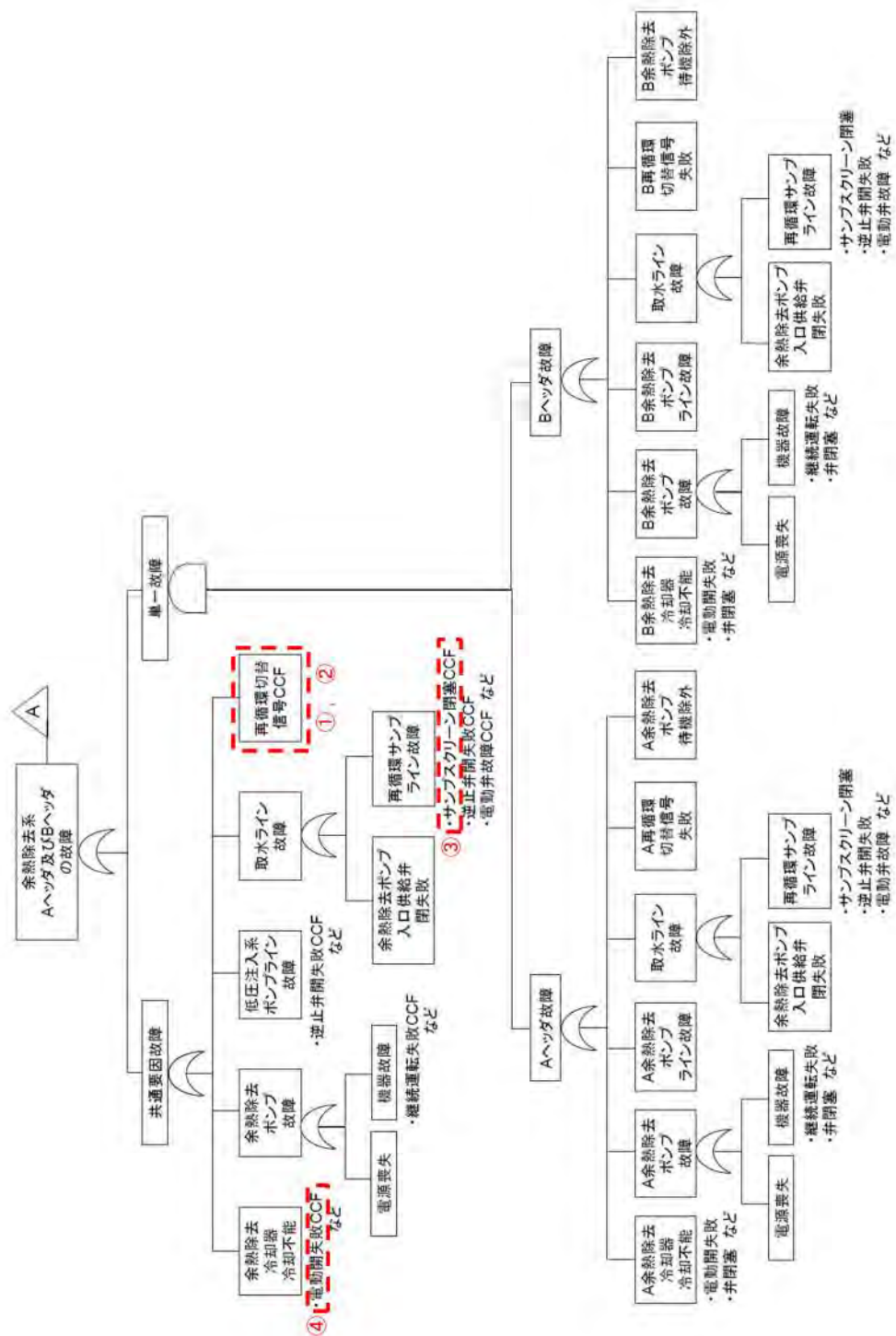
低圧再循環に関するシステム信頼性解析では、余熱除去ポンプの故障、系統内の弁の開閉失敗、オリフィス等からの外部リークや閉塞、サンプスクリーンの閉塞、電源等サポート系の機能喪失等、網羅的に機能喪失要因の分析を実施している。例として、第1図に低圧再循環のフォールトツリー概略図、第2図に低圧再循環時の簡略系統図を示す。

システム信頼性解析の結果、大破断LOCA時に低圧再循環機能を喪失する要因のうち主なものは以下のとおりであり、再循環への切替にかかる人的過誤が低圧再循環失敗原因の約80%を占める。

- ①再循環自動切替信号許可A, B操作失敗（約49%）
- ②運転員によるLOCA事象の診断失敗（約31%）
- ③再循環サンプスクリーンA, B閉塞の共通原因故障（約5%）
- ④余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A, B制御回路作動失敗の共通原因故障（約4%）



第1図 フォールトツリー概略図 (1/2)



第1図 フォールトツリー概略図 (2/2)

格納容器再循環サンプスクリーンの閉塞確率について

格納容器再循環サンプスクリーンについては、LOCA時に発生するデブリを考慮した有効表面積を有する設計としており、閉塞することは考えにくい。仮に閉塞した場合においても、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞時の運転要領（手順書）に従い、1系統の再循環機能の復旧を試みるとともに、RWSPへ水を補給し高圧注入ポンプによる1次冷却系への注入継続等を行うこととしている。

格納容器再循環サンプスクリーンに関しては閉塞した実績もないため、故障率が整備されていないものの、LOCA発生時においても容易に閉塞に至ることはないと考えられることから、機能が類似しているストレーナ／フィルタの故障率を代用している。ストレーナ／フィルタの閉塞は純水と海水に分かれているが、LOCA時のデブリ発生を考慮し、海水中の不純物による閉塞の実績があり故障率の高い海水におけるストレーナ／フィルタの故障率を使用している。なお、海水ストレーナ／フィルタの閉塞実績としては、これまでBWRプラントにおいて2件発生しており、海水ポンプ出口ストレーナに貝が付着したため、ECCS系の待機除外やプラントの出力制限を行った実績がある。

参考に、格納容器再循環サンプスクリーンの保守内容等について以下に示す。

格納容器再循環サンプスクリーンについて

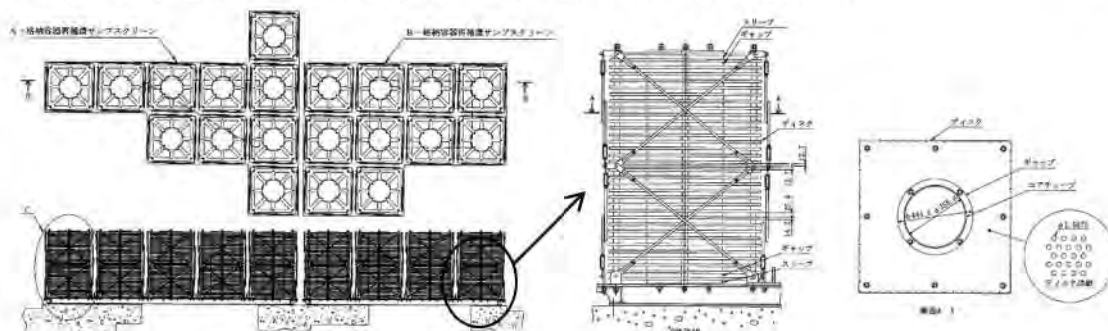
○格納容器再循環サンプスクリーンの仕様及び保守内容

格納容器再循環サンプスクリーンは、旧原子力安全・保安院より平成20年2月27日に発出された「非常用炉心冷却設備又は格納容器熱除去設備に係る過装置の性能評価等について（内規）」に適合したものを設置している。

また、格納容器再循環サンプスクリーンは、定期事業者検査ごとに外観点検を実施し、プラント起動時には、スクリーンを閉塞させる異物がないことを検査等で確認している。

仕 様	表面積 [※]	・約401m ² ×2系統
保守内容	外観点検	・格納容器再循環サンプスクリーンの養生を撤去していること ・床、壁、配管等にビニールテープ、養生シートの剥ぎ残しその他異物がないこと
	検査	・サンプ内及びスクリーン流路を閉塞させるような異物が無いこと

※JCA時の再循環環境下（設計対象ベース）のデブリ量に基づく設計であり、炉心溶融に伴うデブリ量については考慮していない

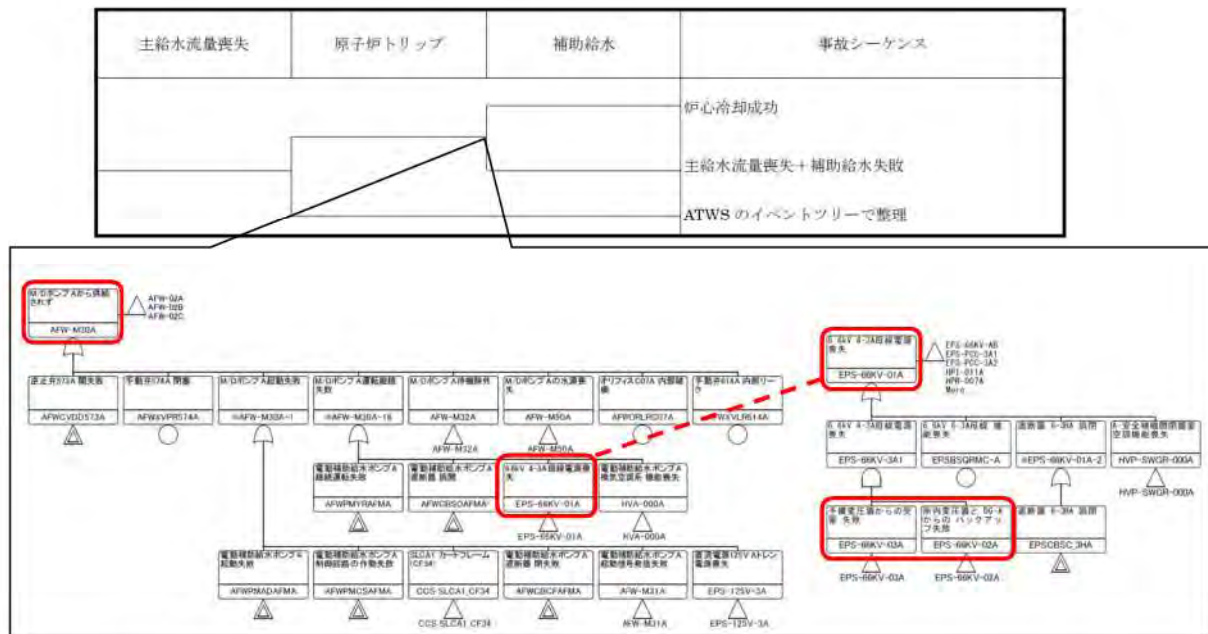


内部事象レベル1 PRAにおけるサポート機能喪失の取扱いについて

個別の起因事象が発生した場合における各種緩和設備のフォールトツリーには電源、冷却水といったサポート系の喪失を基事象として取り扱っており、サポート系喪失が緩和設備の機能喪失のモードの1つとして考慮されている。

例えば2次冷却系の除熱機能喪失の起因事象の1つである主給水流量喪失と全交流動力電源喪失(SBO)が重畳した際には、下図に示す通り、全交流動力電源喪失により6.6kVの母線電源が機能喪失し、電動補助給水ポンプ等の緩和設備が機能喪失することとなり、その影響は評価結果に反映されることとなる。

したがって、内部事象PRAにおいては各起因事象発生時に「外部電源喪失」、「原子炉補機冷却機能喪失」といったサポート系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されている。



なお、サポート系以外の起因事象（LOCA，2次冷却系の破断，SGTR等）については、重畳して発生する確率が非常に小さいと考えられることから、起因事象の重畳は考慮していない。

（内部事象PRAでの具体例）

起因事象	発生頻度（／炉年）
大破断LOCA	2.2E-05
SGTR	2.4E-03
大破断LOCA+SGTR	起因事象の同時発生として考慮しない (算出例：2.2E-05×2.4E-03×24／8760＝1.4E-10)

ディーゼル発電機の故障率について

本評価における機器故障率データは、広く議論され認知されたものである「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成 21 年 5 月公表）」（以下、「国内故障率データ」という。）を使用している。

ディーゼル発電機（以下、「D/G」という。）の故障率に係る次の項目について確認した結果を以下に示す。

1. プレコンディショニングと故障実績の関係
2. 機器故障率データ（米国故障率データ及び個別プラント故障率データ）
3. 内部事象レベル 1 PRA の炉心損傷頻度に対する D/G 故障率の影響

1. プレコンディショニングと故障実績の関係

(1) 泊発電所 3 号炉における D/G に係るプレコンディショニングの実施状況

泊発電所 3 号炉では、D/G の定期試験及び定期事業者検査において、起動前のプレコンディショニング（「エアーランニング」を指す）を実施していない。

(2) プレコンディショニング中に発生した故障の扱い

プレコンディショニング中に発生した故障事象は、故障の判定基準上、故障として扱われる仕組みとなっており、実際、他プラントにおいてプレコンディショニング中に生じた故障事象が故障として収集されている。＊

なお、定期事業者検査時の分解点検において故障を発見した時でも使用中に発生していた場合は、故障が発見された時点に起動又は作動要求があったものとして故障事象として収集している。

＊国内故障率データは、「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 カ年 49 基データ 改訂版）」の故障の判定基準に従い、その情報が PRA で用いる故障実績とすべきか否か分析され、原子力リスク研究センター（NRRC）の原子力発電所信頼性データシステムに管理されている。

(3) 泊発電所 3 号炉における D/G に係るプレコンディショニングと故障実績の関係

上記のとおり泊発電所 3 号炉では D/G の起動前にプレコンディショニングを実施していないが、国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も収集されている。一方、国内故障率データにおいて、D/G の全故障件数は 19 件であり、そのうち泊発電所 3 号炉の D/G の故障件数は 0 件であり、泊発電所 3 号炉の個別プラント D/G 故障率（詳細は 2. に示す）は、一般機器故障率よりも低い値になると考えられる。

こうした状況から、プレコンディショニングは PRA に対して有意な影響を与えていないと考えられる。

2. 機器故障率データ

機器故障率データについて、国内故障率データの他に、米国故障率データがある。また、国内故障率データには、一般故障率の他に個別プラントの故障率が記載されている。D/G 故障率に係る国内故障率データと米国故障率データ及び個別プラント故障率データとの差異を以下に示す。

(1) 米国故障率データ

米国では、原子力発電運転協会（INPO）が管理する保守規則，MSPI，ROP 等をサポートするデータベースを基に，NRC が米国故障率データを公表している。

国内故障率データと米国故障率データにおける D/G 故障率（起動失敗）は下表のとおりであり，米国の D/G 故障率は，国内故障率データに対して約 2 倍となっている。なお，「継続運転失敗」については，米国故障率データが起動に失敗したデータと起動成功後に故障したデータを区別して計算しているのに対し，国内故障率データではこれらを区別せずに計算しており，同等の比較対象とならないと考えられる。

(2) 個別プラント故障率データ

「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（平成 21 年 5 月公表）」には，プラント名称が示されていないものの，いくつかの機種についての感度解析として個別プラントの故障率が記載されている。そのうち，D/G 故障率（起動失敗）について，一般機器故障率及び個別プラント故障率の最大・最小値は下表のとおりであり，個別プラント故障率の最大値は，一般機器故障率に対して一般機器故障率の約 2 倍となっている。

第 1 表 D/G 故障率の比較

機器故障率 データ	国内故障率データ (一般機器故障率)	Component Reliability Data Sheet 2015 (2017 年 2 月：NRC)	国内故障率データ (個別プラント故障率)
D/G 故障率	$1.5 \times 10^{-3} [1/D]$	$2.9 \times 10^{-3} [1/D]$	(最大) $3.8 \times 10^{-3} [1/D]$ (最小) $6.6 \times 10^{-4} [1/D]$

3. 内部事象レベル1 PRA の炉心損傷頻度に対する D/G 故障率の影響

2. に示すように、米国故障率データ及び個別プラント故障率データの最大値は国内故障率データに対して約2倍程度となっている。

そこで、泊発電所3号炉の内部事象レベル1 PRA について D/G 故障率を2倍にした場合の影響を確認するとともに、重要事故シーケンス選定への影響を確認した。D/G 故障率を2倍とした場合の事故シーケンス別の炉心損傷頻度を第2表に示す。

(1) 内部事象レベル1 PRA の炉心損傷頻度への影響について

- ・ 内部事象レベル1 PRA の炉心損傷頻度 (2.3×10^{-4} (／炉年)) は、D/G 故障率を2倍にしても約0.4%の増加 (約 1×10^{-6} (／炉年)) にとどまった。
- ・ D/G 故障率に対して、感度を有する事故シーケンスグループは「全交流動力電源喪失」のみであり、それ以外の事故シーケンスグループについては感度がないことを確認した。「全交流動力電源喪失」に係る事故シーケンスに対する D/G 故障率の影響について以下に示す。

➤ 全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のみであり、当該事故シーケンスの炉心損傷頻度が約1.3倍となった。当該事故シーケンスに至る要因に「共通原因による D/G-A, B 起動失敗」等があり、D/G の故障率をそれぞれ2倍にしたことで、これらの要因の発生確率が高くなり、炉心損傷頻度が増加した。

第2表 D/G 故障率を2倍とした場合の事故シーケンス別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度		
		①ベースケース	②感度解析 (D/G故障率2倍)	② / ①
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	1.0E-08	1.0E-08	1.0
	主給水流量喪失＋補助給水失敗	6.2E-07	6.2E-07	1.0
	過渡事象＋補助給水失敗	5.4E-06	5.4E-06	1.0
	手動停止＋補助給水失敗	1.3E-05	1.3E-05	1.0
	外部電源喪失＋補助給水失敗	1.3E-07	1.3E-07	1.0
	2次冷却系の破断＋補助給水失敗	1.2E-06	1.2E-06	1.0
	2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	7.7E-11	7.7E-11	1.0
	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	1.1E-07	1.1E-07	1.0
	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	3.5E-06	4.5E-06	1.3
	原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA	2.0E-04	2.0E-04	1.0
2 全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	9.0E-07	1.0
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	1.1E-08	1.1E-08	1.0
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	3.0E-13	3.0E-13	1.0
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	6.2E-12	6.2E-12	1.0
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	8.9E-09	8.9E-09	1.0
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	1.1E-08	1.1E-08	1.0
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	2.7E-08	2.7E-08	1.0
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	3.6E-08	3.6E-08	1.0
	ATWS	1.2E-08	1.2E-08	1.0
	大破断LOCA＋低圧注入失敗	2.9E-09	2.9E-09	1.0
3 原子炉格納容器の 除熱機能喪失	大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	9.4E-09	9.4E-09	1.0
	中破断LOCA＋蓄圧注入失敗	2.5E-11	2.5E-11	1.0
	中破断LOCA＋高圧注入失敗	3.5E-08	3.5E-08	1.0
	小破断LOCA＋高圧注入失敗	1.3E-06	1.3E-06	1.0
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗	1.7E-08	1.7E-08	1.0
	中破断LOCA＋高圧再循環失敗	5.3E-08	5.3E-08	1.0
	小破断LOCA＋高圧再循環失敗	1.7E-07	1.7E-07	1.0
	インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	3.0E-11	1.0
	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	2.8E-07	2.8E-07	1.0
	全CDF	2.3E-04	2.3E-04	1.0
4 原子炉停止機能喪失				
5 ECCS注水機能喪失				
6 ECCS再循環機能喪失				
7 格納容器バイパス				

(2) 重要事故シーケンス選定への影響について

第2表に示すとおり、D/G故障率に対して感度を有する事故シーケンスグループは「全交流動力電源喪失」のみであり、それ以外の事故シーケンスグループについては感度がないことを確認した。以上を踏まえ、「全交流動力電源喪失」について、重要事故シーケンス選定に対する影響を整理した。

➤ 全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のみであり、当該事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定していることから、重要事故シーケンス選定上の影響はない。

4. まとめ

泊発電所3号炉ではD/Gのプレコンディショニングを実施しておらず、国内故障率データにおけるD/G故障件数が0件であることを踏まえると、プレコンディショニングはPRAに対して有意な影響を与えていないと考えられる。

また、泊発電所3号炉の内部事象レベル1 PRA及び重要事故シーケンス選定について、国内故障率データと米国故障率データ及び個別プラントの故障率データにおけるD/G故障率の差異が約2倍であることを踏まえ、D/G故障率を2倍にした感度解析を実施し、影響がないことを確認した。

故障確率データがない機器について既存データを代用する場合の妥当性について

本評価において故障確率データについては、国内 21 ヶ年データ（「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成 21 年 5 月公表）」）を用いている。本評価では、国内 21 ヶ年データにおいて整備されていない以下に示す機器については別の機器のデータを代用している。

なお、国内 21 ヶ年データに必要とする故障確率データがない場合については、同データベースの他の機器の故障率を代用することとしている。これは、原子力発電所における運転・保守に依存する機器の運転期間、点検頻度等の違い、また、対象機器の故障率算出のためのバウンダリ、故障モード等の設定等の本データベースの特殊性から、他のデータベースの適用が困難と考えているためである。

以下に故障率を代用した機器について、その考え方について示す。

1. 機器故障率を代用した機器

(1) 空調用冷凍機

空調用冷凍機については、「電動ポンプ（純水）」を代用し、「空調用冷凍機起動失敗」及び「空調用冷凍機継続運転失敗」の故障率をそれぞれ「電動ポンプ（純水）起動失敗」及び「電動ポンプ（純水）継続運転失敗」の故障率として評価を実施している。

これは、「空調用冷凍機」が電動機器であるため、電動ポンプ（純水）の故障率を代用したものである。

(2) 空気圧縮機

空気圧縮機については、「電動ポンプ（純水）」を代用し、「空気圧縮機起動失敗」及び「空気圧縮機継続運転失敗」の故障率をそれぞれ「電動ポンプ（純水）起動失敗」及び「電動ポンプ（純水）継続運転失敗」の故障率として評価を実施している。

これは、「空気圧縮機」が冷却（原子炉補機冷却水系）を必要とする電動機器であるため、電動ポンプ（純水）の故障率を代用したものである。

(3) スプレイヘッド

スプレイヘッドについては、「配管（3 インチ未満）」を代用し、「スプレイヘッド閉塞」及び「スプレイヘッドリーク」の故障率をそれぞれ「配管（3 インチ未満）閉塞」及び「配管（3 インチ未満）リーク」の故障率として評価を実施している。

これは、「スプレイヘッド」の構造が 3 インチ未満の配管の構造と類似しているため、配管（3 インチ未満）の故障率を代用したものである。

(4) 空気熱交換器（流体式）

空気熱交換器（流体式）については、「熱交換器」を代用し、「空気熱交換器

（流体式）伝熱管閉塞」，「空気熱交換器（流体式）伝熱管破損」及び「空気熱交換器（流体式）外部リーク」の故障率をそれぞれ「熱交換器伝熱管閉塞」，「熱交換器伝熱管破損」及び「熱交換器外部リーク」の故障率として評価を実施している。

これは，「空気熱交換器（流体式）」の機能が熱交換器の機能と類似しているため，熱交換器の故障率を代用したものである。

(5) 空気除湿装置

空気除湿装置については，「熱交換器」を代用し，「空気除湿装置伝熱管閉塞」，「空気除湿装置伝熱管破損」及び「空気除湿装置外部リーク」の故障率をそれぞれ「熱交換器伝熱管閉塞」，「熱交換器伝熱管破損」及び「熱交換器外部リーク」の故障率として評価を実施している。

これは，「空気除湿装置」の機能が熱交換器の機能と類似しているため，熱交換器の故障率を代用したものである。

(6) フィルタ（空気）

フィルタ（空気）については，「ストレーナ／フィルタ（純水等）」を代用し，「フィルタ（空気）閉塞」，「フィルタ（空気）内部破損」及び「フィルタ（空気）外部リーク」の故障率をそれぞれ「ストレーナ／フィルタ（純水等）閉塞」，「ストレーナ／フィルタ（純水等）内部破損」及び「ストレーナ／フィルタ（純水等）外部リーク」の故障率として評価を実施している。

これは，「フィルタ（空気）」の機能がストレーナ／フィルタ（純水等）の機能と類似しているため，ストレーナ／フィルタ（純水等）の故障率を代用したものである。

(7) サンプスクリーン

サンプスクリーンについては，「ストレーナ／フィルタ（海水）」を代用し，「サンプスクリーン閉塞」の故障率を「ストレーナ／フィルタ（海水）閉塞」の故障率として評価を実施している。

これは，「サンプスクリーン」の機能がストレーナ／フィルタの機能と類似しており，また，サンプに不純物が溜まる状況を海中の不純物による閉塞として考慮するため，ストレーナ／フィルタ（海水）の故障率を代用したものである。

(8) 逆止ダンパ

逆止ダンパについては，「ダンパ」を代用し，「逆止ダンパ開失敗」，「逆止ダンパ閉失敗」，「逆止ダンパ内部リーク」及び「逆止ダンパ外部リーク」の故障率をそれぞれ「ダンパ開失敗」，「ダンパ閉失敗」，「ダンパ内部リーク」及び「ダンパ外部リーク」の故障率として評価を実施している。

これは，「逆止ダンパ」のトラブル情報はああるものの，PRA バウンダリ外として故

障率データは整備されておらず、機能がダンパの機能と類似しているため、ダンパの故障率を代用したものである。

(9) 制御用空気だめ

制御用空気だめについては、「タンク」を代用し、「制御用空気だめ閉塞」及び「制御用空気だめ破損」の故障率をそれぞれ「タンク閉塞」及び「タンク破損」の故障率として評価を実施している。

これは、「制御用空気だめ」の機能がタンクの機能と類似しているため、タンクの故障率を代用したものである。

(10) ピット／サンプ

ピット／サンプについては、「タンク」を代用し、「ピット／サンプ閉塞」の故障率を「タンク閉塞」の故障率として評価を実施している。

これは、「ピット／サンプ」の機能がタンクの機能と類似しているため、タンクの故障率を代用したものである。

(11) 電源切替用コンタクタ

電源切替用コンタクタについては、「リレー」を代用し、「電源切替用コンタクタ不動作」及び「電源切替用コンタクタ誤動作」の故障率をそれぞれ「リレー不動作」及び「リレー誤動作」の故障率として評価を実施している。

これは、「電源切替用コンタクタ」の機能がリレーの機能と類似しているため、リレーの故障率を代用したものである。

(12) ドロップバイパス開閉器

ドロップバイパス開閉器については、「遮断器」を代用し、「ドロップバイパス開閉器開失敗」、「ドロップバイパス開閉器閉失敗」、「ドロップバイパス開閉器誤閉」及び「ドロップバイパス開閉器誤開」の故障率をそれぞれ「遮断器開失敗」、「遮断器閉失敗」、「遮断器誤閉」及び「遮断器誤開」の故障率として評価を実施している。

これは、「ドロップバイパス開閉器」の機能が遮断器又はリレーの機能と類似しており、強電機器であるため、遮断器の故障率を代用したものである。

(13) NFB

NFBについては、「遮断器」を代用し、「NFB 開失敗」、「NFB 閉失敗」、「NFB 誤閉」及び「NFB 誤開」の故障率をそれぞれ「遮断器開失敗」、「遮断器閉失敗」、「遮断器誤閉」及び「遮断器誤開」の故障率として評価を実施している。

これは、「NFB」の機能が遮断器の機能と類似しているため、遮断器の故障率を代用したものである。

(14) トルクスイッチ

トルクスイッチについては、「リミットスイッチ」を代用し、「トルクスイッチ不動作」及び「トルクスイッチ誤動作」の故障率をそれぞれ「リミットスイッチ不動作」及び「リミットスイッチ誤動作」の故障率として評価を実施している。

これは、「トルクスイッチ」の機能がリミットスイッチの機能と類似しているため、リミットスイッチの故障率を代用したものである。

(15) 後備用定電圧装置

後備用定電圧装置については、「インバータ（バイタル）」を代用し、「後備用定電圧装置機能喪失」の故障率を「インバータ（バイタル）機能喪失」の故障率として評価を実施している。

これは、「後備用定電圧装置」の機能がインバータの機能と類似しているため、インバータ（バイタル）の故障率を代用したものである。

(16) ヒートトレース

ヒートトレースについては、「ヒーター」を代用し、「ヒートトレース機能喪失」の故障率を「ヒーター機能喪失」の故障率として評価を実施している。

これは、「ヒートトレース」の機能がヒーターの機能と類似しているため、ヒーターの故障率を代用したものである。

2. 国内 21 カ年データ以外のデータベース

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

表 代用している機器に関する他のデータベースにおける記載 (1/2)

代用している 機器		NUREG/CR-6928	国内 21 ヶ年データ
空調用冷凍機	起動失敗	2. 0E-03 (/d) (待機状態)	8. 0E-05 (/d)
		1. 0E-02 (/d) (運転状態)	
	継続運転失敗	2. 5E-03 (/h) (待機状態で起動後最初の 1 時間)	1. 1E-6 (/h)
		9. 0E-04 (/h) (待機状態で起動後 1 時間以降)	
		9. 0E-05 (/h) (運転状態)	
空気圧縮機	起動失敗	7. 0E-03 (/d) (待機状態)	8. 0E-05 (/d)
		1. 2E-02 (/d) (運転状態)	
	継続運転失敗	3. 0E-03 (/h) (待機状態で起動後最初の 1 時間)	1. 1E-06 (/h)
		2. 5E-03 (/h) (待機状態で起動後 1 時間以降)	
		9. 0E-05 (/h) (運転状態)	
ガスタービン 駆動ポンプ	起動失敗	2. 5E-02 (/d) (待機状態)	2. 3E-02 (/d)
	継続運転失敗	2. 0E-03 (/h) (起動後最初の 1 時間)	2. 6E-03 (/h)
		8. 0E-04 (/h) (起動後 1 時間以降)	
スプレイヘッド	閉塞	—	6. 6E-10 (/h)
	リーク	—	6. 6E-10 (/h)
空気熱交換器 (流体 式)	伝熱管閉塞	—	7. 1E-08 (/h)
	伝熱管破損	—	2. 6E-08 (/h)
	外部リーク	—	8. 8E-09 (/h)
空気除湿装置	伝熱管閉塞	—	7. 1E-08 (/h)
	伝熱管破損	—	2. 6E-08 (/h)
	外部リーク	—	8. 8E-09 (/h)
フィルタ (空気)	閉塞	—	9. 9E-09 (/h)
	内部破損	—	9. 9E-09 (/h)
	外部リーク	—	9. 9E-09 (/h)
吐出消音器	閉塞	—	9. 9E-09 (/h)
	内部破損	—	9. 9E-09 (/h)
	外部リーク	—	9. 9E-09 (/h)
サンプスクリーン	閉塞	—	2. 8E-07 (/h)
逆止ダンパ	開失敗	—	2. 5E-05 (/d)
	閉失敗	—	1. 1E-05 (/d)
	内部リーク	—	5. 5E-09 (/h)
	外部リーク	—	5. 5E-09 (/h)
制御用空気だめ	閉塞	—	3. 2E-08 (/h)
	破損	—	3. 2E-08 (/h)
ピット/サンプ	閉塞	—	3. 2E-08 (/h)

表 代用している機器に関する他のデータベースにおける記載 (2/2)

代用している 機器		NUREG/CR-6928	国内 21 ヶ年データ
電源切替用 コンタクタ	不動作	—	1.5E-09 (/h)
	誤動作	—	3.0E-09 (/h)
ドロップバイパス 開閉器	開失敗	—	2.2E-05 (/d)
	閉失敗	—	4.8E-05 (/d)
	誤閉	—	8.7E-09 (/h)
	誤開	—	4.7E-08 (/h)
NFB	開失敗	2.5E-03 (/d)	2.2E-05 (/d)
	閉失敗	2.5E-03 (/d)	4.8E-05 (/d)
	誤閉	1.5E-07 (/h)	8.7E-09 (/h)
	誤開	1.5E-07 (/h)	4.7E-08 (/h)
トルクスイッチ	不動作	—	5.5E-09 (/h)
	誤動作	—	3.1E-09 (/h)
後備用定電圧装置	機能喪失	—	3.8E-07 (/h)
電流／電圧・ 電圧変換器	不動作	—	5.8E-09 (/h)
	高出力／ 低出力	—	2.1E-08 (/h)
バイステープル	不動作	5.0E-04 (/d)	6.6E-09 (/h)
	誤動作	—	9.2E-08 (/h)
ヒートトレース	機能喪失	—	1.3E-08 (/h)
空気熱交換器 (電気式)	機能喪失	—	1.3E-08 (/h)

今回調査した結果得られた機器故障率については、本評価で使用したデータと比べて数桁高い値となっているデータもあり、該当する機器の故障率を使用した場合、全体的なリスクの傾向を把握する上でバランスを欠いた評価となる可能性があることから、適切ではないと考えられる。

機器故障率を代用しているものについては、本来、他の機器故障率データと同様に、国内プラントの実績に基づくデータを使用することが適切である。機器故障率が整備されていないデータの収集・評価については、現在電力中央研究所原子力リスク研究センターにて検討がなされていることから、その結果について適応性を検討していく。

人間信頼性評価手法について

人的過誤確率の評価手法にTHERP手法を適用した。以下に操作失敗及び読取失敗の評価手法と診断過誤の評価手法を示す。

(1) 操作失敗及び読取失敗の評価手法

THERP手法では、1つの運転員操作を複数の基本的なタスクに分けて評価を行う。定量化に使用するデータは、NUREG/CR-1278のデータベースに記載されている値を引用する。THERP手法の手順は次の通りである。

(a) 解析条件及び仮定の設定：

当該操作に関わる操作員の数と操作員間の依存性レベル、操作員のストレスレベル等、解析に必要な条件と仮定を設定する。

- ・依存性レベルについて、二人チームの操作員による現場操作は緊急度等の観点で事故前は‘中依存’，事故後は‘高依存’と設定。また、事故後の中央操作は指揮命令系統等の観点から操作員－当直主任間は‘高依存’，操作員－当直課長間は‘中依存’と設定。
- ・ストレスレベルについては、時間的余裕等の観点から事故前の操作は‘最適’，事故後の操作は‘高い’と設定。

依存性レベル
ゼロ依存
低依存
中依存
高依存
完全依存

ストレスレベル
非常に低い
最適
高い
極度に高い

(b) タスク分析：

- (a)で設定した条件や仮定に基づき、タスク分析を実施する。タスク分析で対象とする操作は、運転手順書に記載されている作業手順に基づく操作である。

(c) 不確定性解析：

タスク分析結果に基づいて不確定性解析を実施し、人間信頼性解析（以下、「HRA」という。）イベントツリーを用いて、人的過誤率の平均値及びエラーファクターを評価する。

具体的な評価事例（事故後の弁の操作忘れ（現場））

(a) 条件及び仮定の設定

- (i) 本操作は現場で行われるものであり、十分な経験を有した二人のチームの操作員

によって行われる。

- (ii) 操作は中制室からの口頭指示により行われ、指示は個々の操作に対して具体的に
出されるものとする。
- (iii) 弁のラベルは明瞭であり、容易に識別が行えるものとする。
- (iv) 操作は事故時のものであり、ストレスレベルは高い状態である。
- (v) 同チームの運転員の回復操作を期待できる。
- (vi) 運転員と同チーム員間の依存性レベルは高依存とする。

(b) タスク分析

タスク分析では、下記の表を作成し、それぞれの項目に必要事項を記入する。

操作	ポテンシャルエラー		THERP表 番号	①		EF	②	③
				ハンド ブック項 目番号	NHEP値		ストレス ／スキル ファクター	BHEP値
弁の操作失敗(現場)	A1	口頭での指示項目の実施を忘れる	20-8	#1	1.0E-03	3	2	2.0E-03
	A2	弁の選択エラー	20-13	#2	3.0E-03	3	2	6.0E-03

① NHEP値, EF (エラーファクター)

THERP表番号及びハンドブック項目番号に基づいて、NHEP (Nominal HEP) 値及びEF
を入力する。

② ストレス／スキルファクター

操作員のストレスレベルや熟練度に応じてストレス／スキルファクターの値を決定
する。ストレスレベルは次の通りである。

－非常に低い：2

－最適：1

－高い：2

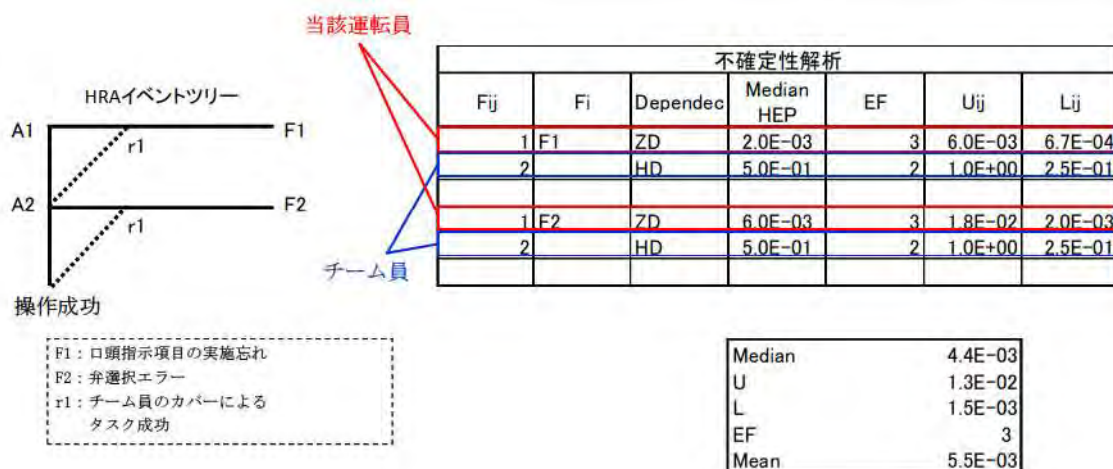
－極度に高い：5

条件及び仮定 (iv)

③ BHEP値

BHEP (Basic HEP) 値はNHEP値とストレス／スキルファクターの積として計算する。

(c) 不確定性解析



タスク分析の結果を用いて上記の表を作成し、不確定性解析から人的過誤確率の平均値 (Mean) 及びEFを定量化する。

不確定性解析の手法は、NUREG/CR-1278に従う。

①運転員の操作条件

Fijには、実際の運転員の人数を記載する。また、Fiはタスク分析における一つのポテンシャルエラーに対する失敗確率に該当する。

②運転員の依存性

設定した条件に基づき、依存性を考慮したサブタスクの失敗確率Nを入力する。依存性レベル及びその失敗確率は、以下の通りである。

依存性レベル			条件付確率
ゼロ依存	Zero Dependency	ZD	N
低依存	Low Dependency	LD	0.05
中依存	Moderate Dependency	MD	0.15
高依存	High Dependency	HD	0.5
完全依存	Complete Dependency	CD	1.0

条件及び仮定(vi)

N: サブタスクの失敗確率

③Median HEPとEF (当該運転員: Fij列番号1)

当該運転員には、タスク分析で得られたBHEP (Median HEP) と、EFを入力する。

④上限値 U_{ij} と下限値 L_{ij} （当該運転員：Fij列番号1）

それぞれ以下の式により算出する。

$$(\text{上限値}U_{ij}) = (\text{Median HEP}) \times (\text{EF})$$

$$(\text{下限値}L_{ij}) = (\text{Median HEP}) \div (\text{EF})$$

⑤Median HEP（チーム員：Fij列番号2）

チーム員には②の運転員の依存性を考慮した条件付確率をMedian HEPとして入力する。

⑥上限値 U_{ij} と下限値 L_{ij} （チーム員：Fij列番号2）

THERPのTable20-21で記載されている上限値 U_{ij} 及び下限値 L_{ij} を入力する。

⑦EF（チーム員：Fij列の番号2）

EFの定義に基づき以下の式で算出する。

$$(EF) = \sqrt{\frac{U_{ij}}{L_{ij}}}$$

作成した表を基に，NUREG/CR-1278 AppendixA P. A-8～A10に記載されている各Stepに従って計算を実施すると，人的過誤確率は5.5E-03，EFは3と求められる。

ポテンシャルエラー

A1 口頭での指示項目の実施を忘れる

Table 20-8 Estimated probabilities of errors in recalling oral instruction items not written down* (from Table 15-1)

HEPs as a function of number of items to be remembered**							
Item [†]	Number of Oral Instruction Items or Perceptual Units	Pr[F] to recall item "N," order of recall not important		Pr[F] to recall all items, order of recall not important		Pr[F] to recall all items, order of recall is important	
		(a)		(b)		(c)	
		HEP	EF	HEP	EF	HEP	EF
Oral instructions are detailed:							
(1)	1 ^{††}	.001	3	.001	3	.001	3
(2)	2	.003	3	.004	3	.006	3
(3)	3	.01	3	.02	5	.03	5
(4)	4	.03	5	.04	5	.1	5
(5)	5	.1	5	.2	5	.4	5
Oral instructions are general:							
(6)	1 ^{††}	.001	3	.001	3	.001	3
(7)	2	.006	3	.007	3	.01	3
(8)	3	.02	5	.03	5	.06	5
(9)	4	.06	5	.09	5	.2	5
(10)	5	.2	5	.3	5	.7	5

*It is assumed that if more than five oral instruction items or perceptual units are to be remembered, the recipient will write them down. If oral instructions are written down, use Table 20-5 for errors in preparation of written procedures and Table 20-7 for errors in their use.

**The first column of HEPs (a) is for individual oral instruction items, e.g., the second entry, .003 (item 2a), is the Pr[F] to recall the second of two items, given that one item was recalled, and order is not important. The HEPs in the other columns for two or more oral instruction items are joint HEPs, e.g., the .004 in the second column of HEPs is the Pr[F] to recall both of two items to be remembered, when order is not important. The .006 in the third column of HEPs is the Pr[F] to recall both of two items to be remembered in the order of performance specified. For all columns, the EFs are taken from Table 20-20 as explained in Chapter 15.

[†]The term "item" for this column is the usual designator for tabled entries and does not refer to an oral instruction item.

^{††}The Pr[F]s in rows 1 and 6 are the same as the Pr[F] to initiate the task.

ポテンシャルエラー
A2 弁の選択エラー

Table 20-13 Estimated HEPs for selection errors for locally operated valves (from Table 14-1)

Item	Potential Errors	HEP	EF
	Making an error of selection in changing or restoring a locally operated valve when the valve to be manipulated is		
(1)	Clearly and unambiguously labeled, set apart from valves that are similar in <u>all</u> of the following: size and shape, state, and presence of tags*	.001	3
条件及び仮定 (iii)			
(2)	Clearly and unambiguously labeled, part of a group of two or more valves that are similar in <u>one</u> of the following: size and shape, state, or presence of tags*	.003	3
(3)	Unclearly or ambiguously labeled, set apart from valves that are similar in <u>all</u> of the following: size and shape, state, and presence of tags*	.005	3
(4)	Unclearly or ambiguously labeled, part of a group of two or more valves that are similar in <u>one</u> of the following: size and shape, state, or presence of tags*	.008	3
(5)	Unclearly or ambiguously labeled, part of a group of two or more valves that are similar in <u>all</u> of the following: size and shape, state, and presence of tags*	.01	3

* Unless otherwise specified, Level 2 tagging is presumed. If other levels of tagging are assessed, adjust the tabled HEPs according to Table 20-15.

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

Levels of Dependence		BHEPs		
		当該運転員の Median HFP 該当条件		
Item		(a)	(b)	(c)
(1)	ZD**	< .01	.05 (EF=5)	.1 (EF=5)
		(d)	(e)	(f)
		.15 (EF=5)	.2 (EF=5)	.25 (EF=5)
Levels of Dependence		Nominal CHEPs and (Lower to Upper UCBs) [†]		
Item		(a)	(b)	(c)
(2)	LD	.05 (.015 to .15)	.1 (.04 to .25)	.15 (.05 to .5)
(3)	MD	.15 (.04 to .5)	.19 (.07 to .53)	.23 (.1 to .55)
(4)	HD	.5 (.25 to 1.0)	.53 (.28 to 1.0)	.55 (.3 to 1.0)
(5)	CD	1.0 (.5 to 1.0)	1.0 (.53 to 1.0)	1.0 (.55 to 1.0)
		(d)	(e)	(f)
(2)	LD	.19 (.05 to .75)	.24 (.06 to 1.0)	.29 (.08 to 1.0)
(3)	MD	.27 (.1 to .75)	.31 (.1 to 1.0)	.36 (.13 to 1.0)
(4)	HD	.58 (.34 to 1.0)	.6 (.36 to 1.0)	.63 (.4 to 1.0)
(5)	CD	1.0 (.58 to 1.0)	1.0 (.6 to 1.0)	1.0 (.63 to 1.0)

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

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

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

(2) 診断過誤の評価手法

診断過誤はTHERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。

THERPの時間信頼性曲線には、診断過誤率の上限值、中央値、下限値が示されており、それぞれ適用基準が異なる。以下に各診断過誤率を使用する条件を示す。

- －下限値：当該診断により運転員の行う操作が、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の行う操作が、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。
- －上限値：事故時運転手順書に記載がない操作をモデル化する場合。

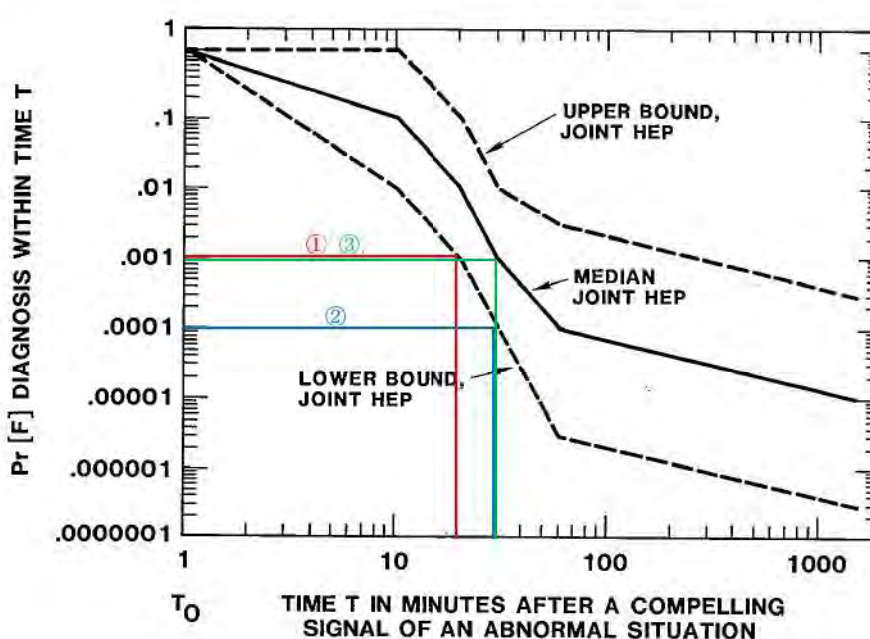


図 THERP の時間信頼性曲線

THERPの時間信頼性曲線を用いて評価した各診断項目の結果を以下の表に示す。

診断項目	時間信頼性曲線	余裕時間 (min)	診断過誤率	
			Median	Mean
① 1次冷却材の喪失 SGTRの発生	下限値	30	1.0E-04	2.7E-04
② 2次系破断の発生	下限値	20	1.0E-03	2.7E-03
③ 補機冷却系の故障	中央値	30	1.0E-03	2.7E-03

起因事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程について

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

原子炉補機冷却海水系における抽出検討例を表に示す。

1. 起因事象発生前の人的過誤の抽出

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

- ・起因事象発生前の人的過誤の抽出に当たっては、日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 PSA 編）：2008」（以下「レベル1 PSA 学会標準」という。）の考え方を参考に、起因事象発生前の人的過誤のモードとして以下を考慮した。

モード1：待機状態又は運転状態への復旧

モード2：起動信号又は設定点の復旧、再設定

モード3：通電状態への復旧

- ・起因事象発生前の人的過誤の抽出においては、システム信頼性解析においてモデル化される機器又はシステムに関して、運転要領等を調査、分析することによって、人間信頼性解析においてモデル化すべき保守、試験等を同定した。なお、状態が中央制御室で確認可能であり、日常的に複数の運転員によって管理／監視され则认为られるポンプ、ファン、コンプレッサ、電動弁、空気作動弁、空気作動ダンパ等の動的機器や安全注入信号や原子炉停止信号等の信号系等については、復旧し忘れの確率は十分小さいと判断し対象外とした。

2. 抽出した人的過誤のスクリーニング

上記 1. により抽出された手動弁及び手動ダンパについてレベル 1 PSA 学会標準解説を参照し、以下の観点からスクリーニングを実施した。

- (1) 出力運転時において、試験／点検等のための [] があるか
- (2) 原子炉起動前に [] が十分に確認されているか
- (3) 高頻度で [] の確認を行うか
- (4) [] で確認可能であるか
- (5) [] が発生した場合において、当該システムに影響を与えるか

3. 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果

上記 1. 及び 2. に基づき、待機状態である B 及び D の原子炉補機冷却海水ポンプ出口側の手動弁の戻し忘れを抽出した。

[] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

表 起因事象発生前の人的過誤の抽出検討例（原子炉補機冷却海水系）

③ PRA番号		④ 機器名	⑤ 通常時の状態	A) 出力運転時に おいて、試験/点検等 のための があるか	B) 原子炉起動前に 十分に確認されているか	⑥ 調査結果				⑦ モデル化 要否	⑧ 基準番号ID	⑨ 内容	⑩ HEP	⑪ 備考
						C) 高頻度での 確認を行っているか	D) 確認可能であるか	E) 発生した 場合において、 当該システムに 影響を与えるか						
531A	手動弁 531A	Open	No	・泊発電所第1号 泊発電所発電室運転管理細則 第4章 プラント 起動 様式4-1c ・系統図R3-031-0 ・R-30-207-1 泊発電所運転要領に係る記録様式要則 第12章 様式1-1-(8) 3号機 ヒートアップ時 系統構成確認表(保安規定順 運系統-8) 2/2ページ ・泊発電所第1号 泊発電所発電室運転管理細則 第6章 施設管 理 表6-3c 泊発電所 3号機 手動弁リスト 45/52ページ	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-
531B	手動弁 531B	Open	No	・泊発電所第1号 泊発電所発電室運転管理細則 第4章 プラント 起動 様式4-1c ・系統図R3-031-0 ・R-30-207-1 泊発電所運転要領に係る記録様式要則 第12章 様式1-1-(8) 3号機 ヒートアップ時 系統構成確認表(保安規定順 運系統-8) 2/2ページ ・泊発電所第1号 泊発電所発電室運転管理細則 第6章 施設管 理 表6-3c 泊発電所 3号機 手動弁リスト 45/52ページ	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-
536A	手動弁 536A	Open	No	・泊発電所第1号 泊発電所発電室運転管理細則 第4章 プラント 起動 様式4-1c ・系統図R3-031-0 ・R-30-207-1 泊発電所運転要領に係る記録様式要則 第12章 様式1-1-(8) 3号機 ヒートアップ時 系統構成確認表(保安規定順 運系統-8) 2/2ページ ・泊発電所第1号 泊発電所発電室運転管理細則 第6章 施設管 理 表6-3c 泊発電所 3号機 手動弁リスト 45/52ページ	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-
536B	手動弁 536B	Open	No	・泊発電所第1号 泊発電所発電室運転管理細則 第4章 プラント 起動 様式4-1c ・系統図R3-031-0 ・R-30-207-1 泊発電所運転要領に係る記録様式要則 第12章 様式1-1-(8) 3号機 ヒートアップ時 系統構成確認表(保安規定順 運系統-8) 2/2ページ ・泊発電所第1号 泊発電所発電室運転管理細則 第6章 施設管 理 表6-3c 泊発電所 3号機 手動弁リスト 45/52ページ	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-
503A	手動弁 503A	Open	R-30-207 泊発電所運転 要領 Ⅲ原子炉補 3号機 Ⅲ-9 原子炉補機冷却海 水系統	No	-	No	No	通常時、流路が形成されて いるため、戻し忘れは検知 可能	x	-	-	-	-	-
503B	手動弁 503B	Open	R-30-207 泊発電所運転 要領 Ⅲ原子炉補 3号機 Ⅲ-9 原子炉補機冷却海 水系統	No	-	No	No	No	O	SWIOB06503B	手動弁 503B 戻し忘れ	1.6E-03	-	-
503C	手動弁 503C	Open	R-30-207 泊発電所運転 要領 Ⅲ原子炉補 3号機 Ⅲ-9 原子炉補機冷却海 水系統	No	-	No	No	通常時、流路が形成されて いるため、戻し忘れは検知 可能	x	-	-	-	-	-
503D	手動弁 503D	Open	R-30-207 泊発電所運転 要領 Ⅲ原子炉補 3号機 Ⅲ-9 原子炉補機冷却海 水系統	No	-	No	No	No	O	SWIOB06503D	手動弁 503D 戻し忘れ	1.6E-03	-	-

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。

計器の校正ミスの取扱いについて

本 PRA では、保守員による機器の校正ミスについては、人的過誤としてモデル化していない。その理由を以下に示す。

(1) 21 カ年データにおける校正ミスの取扱い

本 PRA で使用している機器故障率データは、「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成 21 年 5 月公表）」（以下「21 カ年データ」という。）に記載されているデータを使用している。21 カ年データは国内プラントの機器の故障実績を基に整備されたデータベースであるが、機器の故障件数には、機器の機械的故障以外に、保守員の校正ミスが原因で機器が故障した場合が含まれている。21 カ年データに記載されているデータのうち、保守員の校正ミスを含む機器故障率の例を表に示す。表に示すとおり、21 カ年データには、保守員による校正ミスが原因の故障事象が含まれているため、本 PRA では、校正ミスを人的過誤としてはモデル化していない。

(2) 校正ミスに係る共通要因故障の取扱い

冗長化された検出器においては、同じ保守員が連続して校正作業を実施すると考えられるため、校正ミスが共通の要因となり複数の検出器が故障する可能性がある。21 カ年データでは機器故障として取り扱われているため、この校正ミスによる共通要因故障についても、本 PRA においては人的過誤としてはモデル化せず、機器の共通要因故障でモデル化している。

表 保守員の校正ミスを含む機器故障率の例

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

PRAの使用コードの検証について

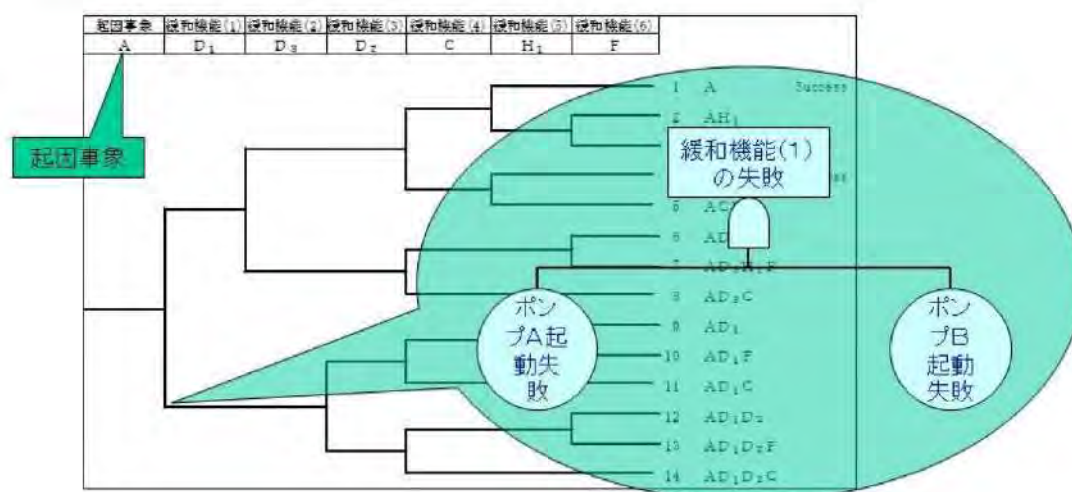
内的レベル1 PRAにおける炉心損傷頻度の定量化に際しては、解析コードとして、RiskSpectrum®PSAを使用している。解析コードの概要及び検証について以下に示す。

1. 解析コードの概要

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

(1) イベントツリー及びフォールトツリーの作成

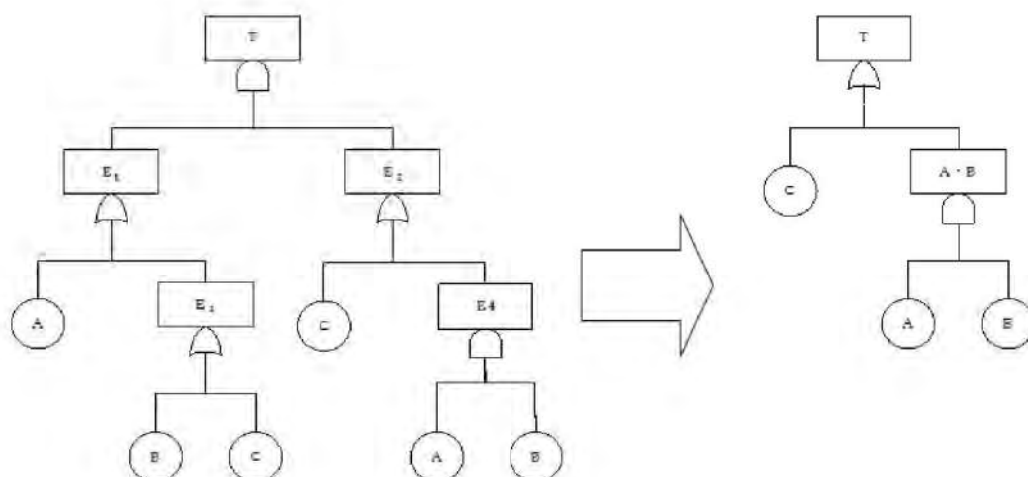
第1図に示すように、選定された起因事象に対して炉心損傷防止の観点で必要となる各緩和機能をヘディングとして成功／失敗の分岐を設けることによりイベントツリーを作成する。また、各ヘディングにおける分岐確率算出のためにフォールトツリーを作成する。



第1図：イベントツリー及びフォールトツリー

(2) ブール演算処理

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



$$\begin{aligned}
 T &= (A + (B + C)) \cdot (C + (A \cdot B)) \\
 &= A \cdot C + A \cdot A \cdot B + B \cdot C + B \cdot A \cdot B + C \cdot C + C \cdot A \cdot B \\
 &= A \cdot C + A \cdot B + B \cdot C + A \cdot B + C + A \cdot B \cdot C \\
 &= C + A \cdot B
 \end{aligned}$$

$$T = C + A \cdot B$$

第2図：ブール演算処理の概要

(3) 定量化

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

なお、今回の評価ではミニマルカットセットの打切り値を 10^{-16} としている。

$$P(T) = 1 - (1 - P(C)) \cdot (1 - P(A \cdot B))$$

$$= P(C) + P(A) \times P(B) - P(A) \times P(B) \times P(C)$$

P(T)：頂上事象の確率

P(A・B)：事象A，事象Bが同時に発生する確率

P(A)：事象Aの確率，P(B)：事象Bの確率，P(C)：事象Cの確率

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

2. 解析コードの検証

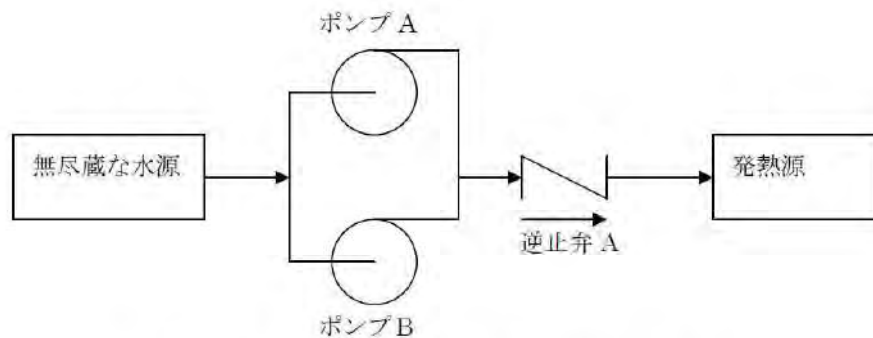
解析コードの妥当性については、RiskSpectrum®PSAからのアウトプットと手計算結果とを比較することで確認している。

(1) フォールトツリー定量化結果の確認

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

【解析の前提条件】

- 本システムは、無尽蔵な水源から冷却水を2台のポンプで発熱源に注入する。
- 成功基準はポンプ2台中1台が起動し、発熱源に冷却水を注入できること。
- 共通原因故障については、考慮しない。
- ミニマルカットセットの定量化は、上限近似法を用いる。
- 故障モードは以下を想定
 - ・電動ポンプ：起動失敗($5.0\text{E-}04/\text{d}$)，運転継続失敗($5.0\text{E-}06/\text{hr}$)，
制御回路故障($1.0\text{E-}06/\text{hr}$)
(制御回路故障の健全性確認間隔は600h，使命時間は20hとする)
 - ・逆止弁：開失敗($1.0\text{E-}04/\text{d}$)
 - ・電源（サポート系）：AC電源故障($1.0\text{E-}04/\text{d}$)
(電源が機能喪失した場合，ポンプはA，Bともに機能喪失する)



第3図：検証に用いた系統モデル（システムA）

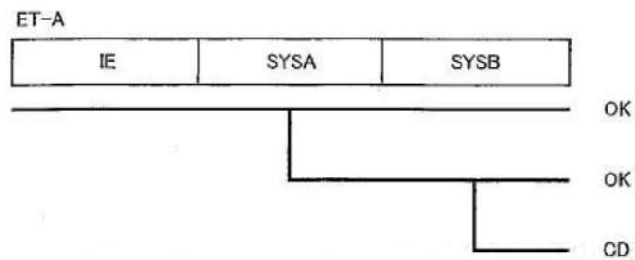
①RiskSpectrum®PSAによる解析結果： $2.008\text{E-}04$

②手計算による解析結果： $2.008\text{E-}04$

以上により，フォールトツリーの定量化結果の妥当性を確認した。

(2) イベントツリー定量化結果の確認

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

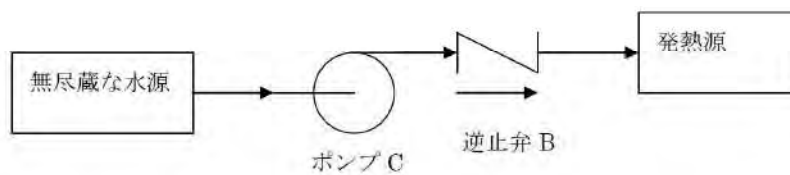


第4図：検証に用いたイベントツリー

【イベントツリーの説明】

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

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



第5図：検証に用いた系統モデル（システムB）

【システムBにおける解析の前提条件】

- 本システムは無尽蔵な水源から冷却水を1台のポンプで発熱源に注入する。
- 成功基準はポンプ1台中1台が起動し、発熱源に冷却水を注入できること。
- 共通原因故障については、考慮しない。
- 故障モードの想定はシステムAと同様とする。なお、サポート系の電源が機能喪失した場合、ポンプはA、B、Cともに機能喪失するものとする。

以上を踏まえ、計算の結果を示す。

- ①RiskSpectrum®PSAによる解析結果：1.001E-04
- ②手計算による解析結果：1.001E-04

以上のとおり、イベントツリー定量化の妥当性を確認した。

(3) その他機能の確認

その他の以下に示す機能においても手計算結果と比較することで機能の妥当性を確認している。

- ・パラメータ計算
- ・共通原因故障
- ・重要度評価
- ・シナリオ別の分岐確率
- ・不確かさ解析

事故シーケンスの評価イメージについて

事故シーケンスの炉心損傷頻度（CDF）を算出する際のイメージ図を以下に示す。

（例：蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗）

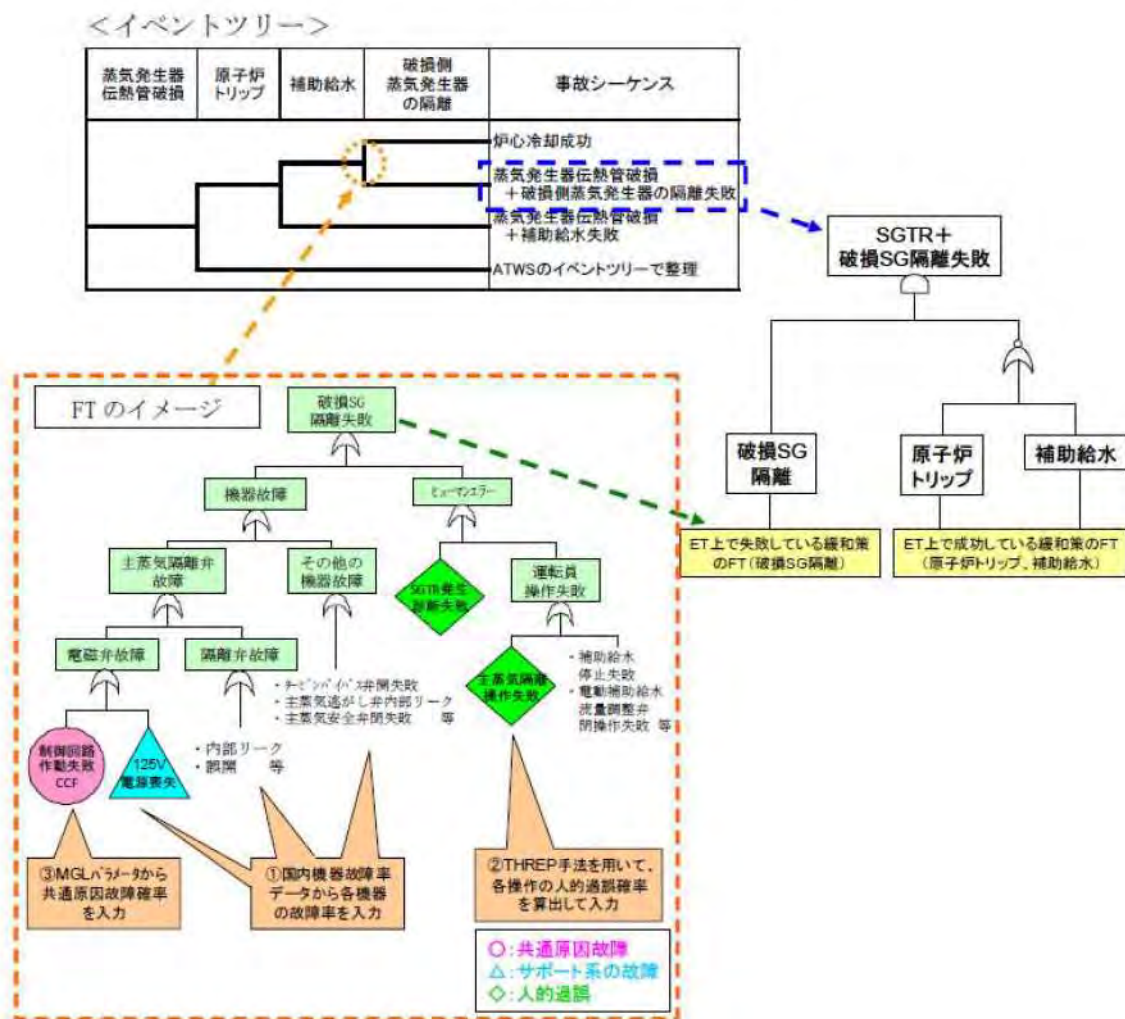


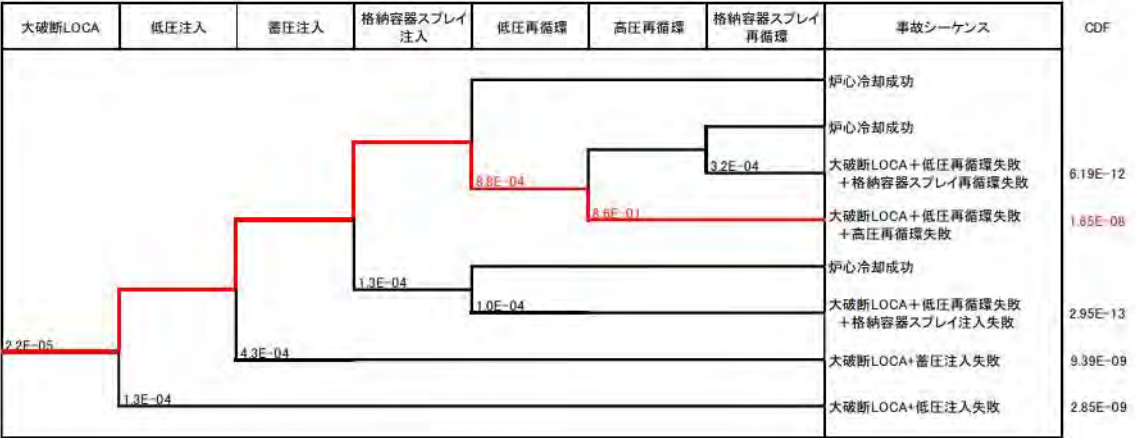
図 炉心損傷頻度を算出する際のイメージ

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

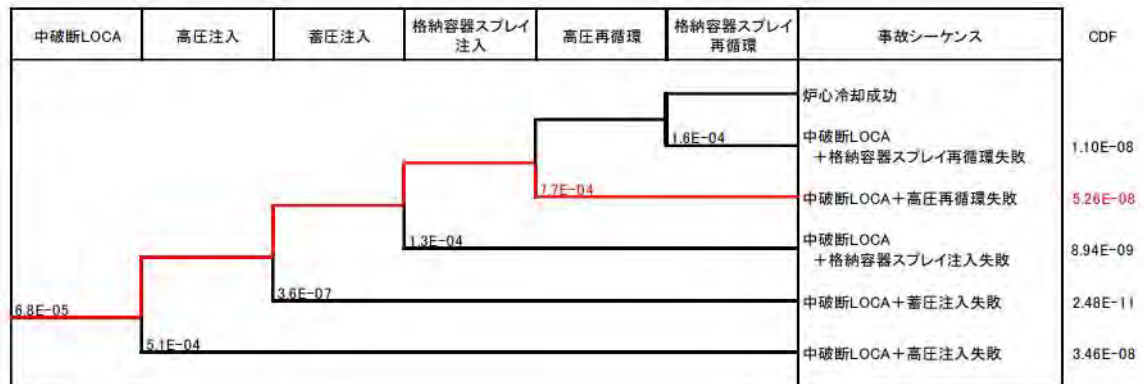
イベントツリーでは、起因事象発生時に炉心損傷を防止するために必要となる緩和機能の成功及び失敗で分岐を設けており、それぞれの緩和機能の設備構成等を考慮したフォールトツリーを作成して分岐確率を設定している。以下に内部事象レベル 1 PRAの各ヘディングにおける分岐確率を示す。起因事象ごとの支配的なシーケンスに至るヘディングの分岐確率及びシーケンスの炉心損傷頻度（CDF）については赤字で記載する。また、支配的なシーケンスごとの主要なカットセットについても整理した。

RiskSpectrum®PSAでは、各緩和機能の喪失に至るミニマルカットセットごとに炉心損傷頻度が算出され、それらの組合せを積算することで各事故シーケンスの定量計算を実施している。各カットセットを対象とした計算では、着目するヘディングより前のヘディングで発生している基事象を前提条件に当該ヘディングの分岐確率が設定され、計算結果に反映される。このため、事故シーケンスとしての炉心損傷頻度が直接算出可能である一方、共通的な基事象が各ヘディングの分岐確率に及ぼす影響を個別に確認することはできない。ここでは、各事故シーケンスの条件付炉心損傷確率から各ヘディングの分岐確率を算出している。

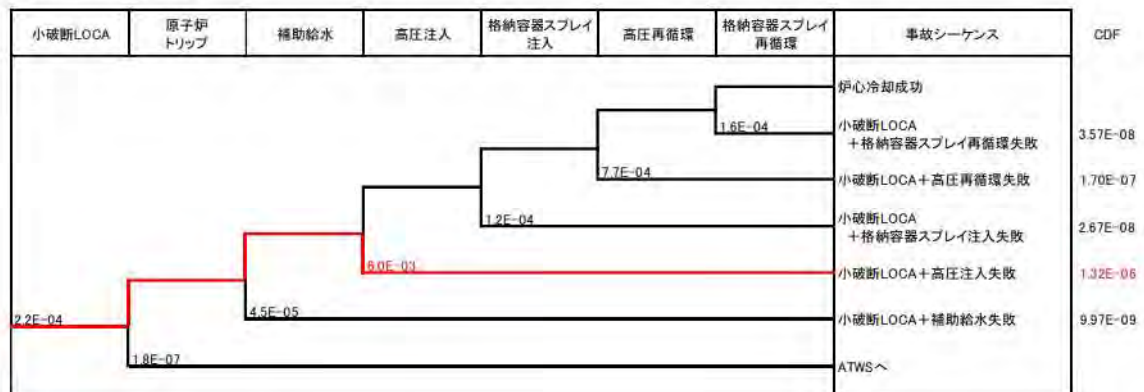
【大破断LOCA】



【中破断LOCA】



【小破断LOCA】



【インターフェイスシステムLOCA】

